

Pieczęć jednostki

UNIwersytet Śląski
Wydział Nauk o Ziemi
ul. Bankowa 12,
40-007 Katowice

Egz. Nr

Nr pracy: **SP/B/3/76/469/10**

Tytuł projektu: **Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków – strategiczny projekt badawczy**

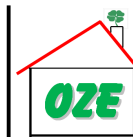
Tytuł zadania badawczego: **Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie**

Nr i tytuł etapu: Etap nr 12 – **Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**

Tytuł dokumentacji: **Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**



Sosnowiec, kwiecień 2011



Pieczęć jednostki

UNIwersYTET ŚLĄSKI
WYDZIAŁ NAUK O ZIEMI
ul. Bankowa 12,
40-007 Katowice

Zespół autorski:

**Kierownik części zadania
badawczego:**

dr Zbigniew Caputa

Pozostali autorzy:

dr Zbigniew Małolepszy

dr Magdalena Tkacz

dr Józef Partyka

dr Mieczysław Lesniok

dr Jakub Wojkowski

lic. Marta Markiewicz
(tytuł naukowy, imię i nazwisko) (podpis)

Rozdzielnik:

egz. Nr1 – Politechnika Śląska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki
egz. Nr2 – Uniwersytet Śląski, Wydział Nauk o Ziemi

Etap nr 12:

***Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie***

Wykaz zmian w dokumentacji pracy

Nr kolejny lub Nr wersji	Data	Opis zmiany	Autor zmiany	Podpis



Sosnowiec, kwiecień 2011



SPIS TREŚCI

1.	Ogólne informacje na temat analizowanego etapu.....	9
1.1.	Wstęp.....	9
1.2.	Zakres analizowanych zagadnień	10
2.	Energia słoneczna	11
2.1.	Istniejące dane o zasobach.....	12
2.2.	Istniejące metody szacowania zasobów	19
2.2.1.	Typowe lata meteorologiczne.....	19
2.2.2.	Rozkład przestrzenny danych GIS.....	20
2.2.3.	Numeryczny model rozkładu przestrzennego danych – GIS	23
2.2.4.	Numeryczny model zasobów energii promieniowania słonecznego	24
2.3.	Analiza istniejących danych w aspekcie systemu rekomendacji	27
2.3.1.	Potencjał techniczny.....	27
2.3.2.	Klasyfikacja potencjału technicznego	28
2.3.3.	Analiza na podstawie bezpośrednich pomiarów	29
2.4.	Metodologia wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie	34
2.4.1.	Rekomendacja do bazy danych dla obszaru Polski.....	34
2.4.2.	Rekomendacja do bazy danych dla regionów	34
2.4.3.	Rozdzielczość rekomendowanych metod.....	35
3.	Energia wiatru.....	41
3.1.	Istniejące dane o zasobach.....	42
3.2.	Istniejące metody szacowania zasobów	47
3.2.1.	Obliczenia w oparciu o długoterminowe dane.....	50
3.2.2.	Obliczenia w oparciu o krótkookresowe pomiary na maszcie	51
3.2.3.	Ocena zasobów energii użytecznej wiatru na obszarze województwa podkarpackiego.....	54
3.2.4.	Potencjał techniczny.....	64
3.2.5.	Walidacja modeli rozkładu wiatru	69
3.2.6.	Model diagnostyczny ARIA Wind.....	70
3.2.7.	Dyskusja błędów.....	71
3.2.8.	Przykład oszacowania zasobów energetycznych wiatru – lokalizacja elektrowni wiatrowej w gminie Kisielice – studium przypadku	73
3.3.	Analiza istniejących danych w aspekcie systemu rekomendacji	75
3.3.1.	Cyfrowe atlasy wietrzności.....	75
3.3.2.	Audyt wietrzności	77
3.3.3.	Potencjał techniczny – studium przypadku	78

Etap nr 12:

**Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**

3.4. Metodologia wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie	81
3.4.1. <i>Rekomendacja do bazy danych dla obszaru Polski.....</i>	81
3.4.2. <i>Rekomendacja do bazy danych dla regionów</i>	81
3.4.3. <i>Rozdzielczość rekomendowanych metod.....</i>	82
4. Biomasa.....	85
4.1. Istniejące dane o zasobach.....	86
4.1.1. <i>Stan obecny i potencjał wykorzystania biogazu w Polsce.....</i>	86
4.2. Istniejące metody szacowania zasobów	93
4.2.1. <i>Kierunki rozwoju sektora biogazu w Polsce</i>	93
4.2.2. <i>Korzyści z produkcji i wykorzystania biogazu dla inwestorów.....</i>	95
4.2.2.1 <i>Korzyści środowiskowe produkcji biogazu rolniczego</i>	95
4.2.2.2 <i>Korzyści ekonomiczne produkcji biogazu rolniczego.....</i>	95
4.2.3. <i>Dostępne na rynku technologie biogazowe i substraty do produkcji biogazu</i>	96
4.2.3.1 <i>Wytwarzanie biogazu w procesie fermentacji metanowej.....</i>	96
4.2.3.2 <i>Proces produkcji energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji (skojarzeniu).....</i>	98
4.2.3.3 <i>Wykorzystanie biogazu rolniczego przy włączaniu oczyszczonego biometanu do sieci dystrybucyjnej gazowej, metody oczyszczania biogazu</i>	99
4.2.4. <i>Charakterystyka elementów ciągu technologicznego biogazowni</i>	101
4.2.4.1 <i>Charakterystyka instalacji biogazowej</i>	102
4.2.4.2 <i>Przechowywanie i przygotowanie materiału wsadowego</i>	104
4.2.4.3 <i>Proces fermentacji</i>	105
4.2.4.4 <i>Zbieranie i przetwarzanie biogazu.....</i>	106
4.2.4.5 <i>Obróbka masy (pulpy) pofermentacyjnej</i>	106
4.2.5. <i>Wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła i gazu</i>	107
4.2.5.1 <i>Surowce do produkcji biogazu – produkty uboczne pochodzenia rolniczego, uprawy energetycznych i inne</i>	108
4.2.5.2 <i>Charakterystyka roślin energetycznych i ich możliwości wykorzystania jako OZE</i>	108
4.2.5.2.1 <i>Słoma.....</i>	112
4.2.5.2.2 <i>Rośliny wieloletnie (dwuliścienne, drzewa, krzewy)</i>	112
4.2.5.2.3 <i>Rośliny wieloletnie (jednoliścienne, trawy).....</i>	133
4.2.5.2.4 <i>Badania przeprowadzone na ww gatunkach</i>	138
4.2.5.2.5 <i>Kategoryzacja przydatności gruntów do uprawy roślin energetycznych.....</i>	149
4.2.6. <i>Etapy procesu inwestycyjnego budowy biogazowni rolniczej.....</i>	153
4.2.6.1 <i>Możliwości pozyskania substratów, lokalizacja</i>	153
4.2.6.1.1 <i>Infrastruktura</i>	154
4.2.6.1.2 <i>Uwarunkowania środowiskowe</i>	155
4.3. Istniejące metody szacowania zasobów	155
4.3.1. <i>Wstępna analiza opłacalności.....</i>	155
4.3.1.1 <i>Wybrane metody analizy opłacalności realizacji inwestycji</i>	157
4.3.1.1.1 <i>Metoda prostego okresu zwrotu (SPB)</i>	158
4.3.1.1.2 <i>Dyskontowe metody bezwzględnej oceny opłacalności (NPV i IRR).....</i>	159
4.3.1.1.3 <i>Wartość bieżąca netto (NPV)</i>	159
4.3.1.1.4 <i>Metoda wewnętrznej stopy zwrotu (IRR i MIRR).....</i>	160
4.3.1.1.5 <i>Finansowa zaktualizowana wartość netto (FNPV) projektu i finansowa wewnętrzna stopa zwrotu (FRR)</i>	161
4.3.2. <i>Jednostkowe nakłady inwestycyjne, koszty operacyjne.....</i>	161
4.3.2.1 <i>Średnie i duże biogazownie.....</i>	161
4.3.2.2 <i>Małe biogazownie</i>	163
4.3.2.3 <i>Szacowanie kosztów budowy i funkcjonowania biogazowni rolniczej.....</i>	165



4.3.3.	Przykładowe obliczenia opłacalności ekonomicznej dla średniej i dużej biogazowni	171
4.3.3.1	Biogazownia rolnicza o mocy poniżej 1 MWel tj. 0,86 MWel	171
4.3.3.2	Biogazownia utylizacyjna o mocy powyżej 1 MWel tj. 1,81 MWel	174
4.3.4.	Studium przypadku	176
4.3.4.1	Biogazownia Studzionka	176
4.3.4.2	Biogazownia Koczała	179
4.3.5.	Projekt produkcji biogazu poprzez fermentację metanową gnojowicy bydłowej, trzody chlewnej i odpadów zakładów mięsnych	181
4.4.	Analiza istniejących danych w aspekcie systemu rekomendacji	188
4.4.1.	Metody ankietowe pozyskania danych	188
4.5.	Metodologia wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie	200
5.	Energia wody.....	215
5.1.	Istniejące dane o zasobach.....	216
5.1.1.	Odływ rzeczny	220
5.1.2.	Mała Energetyka Wodna.....	222
5.2.	Istniejące metody szacowania zasobów	224
5.2.1.	Baza danych o zasobach wodnych projektu KLIMAT.....	225
5.2.2.	Szacowanie potencjału technicznego	226
5.2.3.	Szacowanie potencjału technicznego małej energetyki wodnej	226
5.2.4.	Klasyfikacja potencjału technicznego	226
5.3.	Analiza istniejących danych w aspekcie systemu rekomendacji	228
5.4.	Metodologia wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie	228
5.4.1.	Rekomendacja do bazy danych dla obszaru Polski.....	228
5.4.2.	Rekomendacja do bazy danych dla regionów	229
5.4.3.	Rozdzielczość rekomendowanych metod.....	229
6.	Energia Geotermalna	233
6.1.	Istniejące dane o zasobach.....	234
6.1.1.	Istniejące dane o zasobach geotermalnych.....	238
6.1.2.	Istniejące dane o zasobach niskotemperaturowych – pompy ciepła.....	239
6.2.	Istniejące metody szacowania zasobów	241
6.2.1.	Geotermia.....	241
6.2.2.	Geotermalne pompy ciepła.....	245
6.3.	Analiza istniejących danych w aspekcie systemu rekomendacji	248
6.3.1.	Geotermia.....	248
6.3.2.	Pompy ciepła	249
6.4.	Metodologia wyznaczania technicznych zasobów geotermalnych w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie.....	250
6.4.1.	Geotermia.....	250
6.4.2.	Pompy ciepła	250



Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.

7.	Załączniki	254
7.1.	Ograniczenia rozwoju OZE.....	254
7.2.	Definicje.....	259
7.3.	Skróty	259
7.4.	Jednostki miar	260
7.5.	Przeliczniki jednostek	260
7.5.	Przeliczniki jednostekWykaz przedrostków tworzących wielokrotności jednostek podstawowych	260

Etap nr 12:

*Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie*



1. OGÓLNE INFORMACJE NA TEMAT ANALIZOWANEGO ETAPU

1.1. Wstęp

Celem etapu jest przedstawienie propozycji metod szacowania technicznych zasobów w poszczególnych kategoriach odnawialnych źródeł energii (OZE) dla celów projektu czyli systemu rekomendacji stosowania OZE w budownictwie:

1. Zasoby meteorologiczne – energia słoneczna
2. Zasoby meteorologiczne – energia wiatrowa
3. Biomasa
4. Energetyka wodna
5. Geotermia i wykorzystanie pomp ciepła.

Jednocześnie powyższa rekomendacja stanowi aktualny stan wiedzy w zakresie metod szacowania OZE.

Zgodnie z ofertą oraz umową, realizowane badania obejmowały prace w następującym zakresie:

1. Przeprowadzenie szczegółowych badań istniejących metod szacowania zasobów OZE na terenie Polski,
2. Ocenę istniejących metod wyznaczania zasobów meteorologicznych i pozameteorologicznych OZE,
3. Krytyczną ocenę istniejącej metodyki i próbę opracowania metodyki wyznaczania zasobów OZE dla obszaru Polski,
4. Rekomendację metody szacowania poszczególnych zasobów OZE dla dalszych etapów projektu: bazy danych i programu komputerowego.

Rekomendowany będzie system informacji geograficznej, w którym dane o poszczególnych zasobach OZE będą zgromadzone w formie spójnych modułów informacyjnych (warstw). Dane z poszczególnych warstw informacyjnych będą przetwarzane w algorytmach obliczeniowych. Z uwagi na różne dokładności istniejących opracowań, wynikające przede wszystkim z różnej skali przestrzennej przedstawianych zjawisk geośrodowiskowych, od obszaru całego kraju do poszczególnych gmin i powiatów, zastosowana będzie zarówno interpolacja jak i ekstrapolacja danych.

Etap nr 12:

***Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie***

W szacowaniu technicznych zasobów odnawialnych źródeł energii metodologia prac została oparta o moduły informacyjne pozyskane z zasobów własnych Uniwersytetu Śląskiego dotyczących zarówno podstawowych danych geośrodowiskowych (cyfrowy model ukształtowania powierzchni terenu, cyfrowa mapa sieci rzecznej) jak i podziału administracyjnego całej Polski (spójne granice państwa, województw, powiatów, gmin i miast). Wszelkie prace opisane poniżej bazują na wykorzystaniu dokładnej lokalizacji zarówno zjawisk geośrodowiskowych związanych z OZE jak i potencjalnych budynków lub ich zespołów na mapach zasobowych.

1.2. Zakres analizowanych zagadnień

Zestawienie metod i ich opracowanie (metodyka) opiera się na analizie istniejącej bazy zasobowej przedstawionej w Etapie 1 oraz analizie stosowanych powszechnie metod, między innymi w istniejących systemach opisanych w Etapie 3. Krytyczna ocena stanu obecnego ma na celu wypracowanie optymalnych dla projektu sposobów wyznaczania technicznych zasobów OZE. Przedstawione metody będą zoptymalizowane dla powstającej bazy danych (Etap 14), algorytmów obliczeniowych (Etap 17) i ostatecznie, dla końcowego efektu projektu, jakim będzie komputerowy system rekomendacji.

Proponowane metody opierają się przede wszystkim na analizie rozkładu przestrzennego poszczególnych zasobów na obszarze zainteresowania i wskazaniu dostępnych zasobów w potencjalnym miejscu ich wykorzystania. Takim miejscem jest lokalizacja projektowanego budynku lub zespołu budynków. Prognozowane zapotrzebowanie energetyczne na techniczne zasoby OZE w wybranej lokalizacji będzie wyznacznikiem metody oceny dostępności poszczególnych rodzajów zasobów.

Stosunkowo dużo uwagi poświęcono w opracowaniu zasobom bioenergetycznym ze względu na złożoność problemu oraz aktualne dane nie objęte opracowaniem Etapu 1.

W opracowaniu oceniono użyteczność poszczególnych rekomendacji metod i celowość ich wykorzystania w przypadku budowy bazy danych opartej na GIS (współrzędne geograficzne, warstwy informacyjne, itp.).



2. ENERGIA SŁONECZNA

Opracowanie przygotowane przez:

Dr Zbigniew Caputa

Dr Jakub Wojkowski

2.1. Istniejące dane o zasobach

Rozpatrując warunki solarne, kluczowe znaczenie w aspekcie możliwości wykorzystania energii posiadają: usłonecznienie i natężenie promieniowania słonecznego. Usłonecznienie jest to czas bezpośredniego dopływu promieniowania słonecznego w ciągu roku do powierzchni ziemi.

Możliwości wykorzystania energii promieniowania słonecznego na Ziemi nie są jednakowe. Różnice wynikają z rocznej wartości nasłonecznienia, tzn. rocznej dawki energii przypadającej na jednostkę powierzchni ($\text{kWh/m}^2\text{rok}$) oraz z usłonecznienia, czyli czasu, podczas którego na określone miejsce na powierzchni Ziemi dociera promieniowanie słoneczne bezpośrednie. Graniczną mocą, jaką można uzyskać bezpośrednio z energii słonecznej na jeden metr kwadratowy jest tzw. stała słoneczna, która wynosi średnio 1367 W/m^2 i jest mocą promieniowania słonecznego docierającego do zewnętrznej warstwy atmosfery.

Roczne sumy nasłonecznienia, średnie roczne sumy, rozkład promieniowania całkowitego w Polsce podane zostały [2.1 str.16–18].

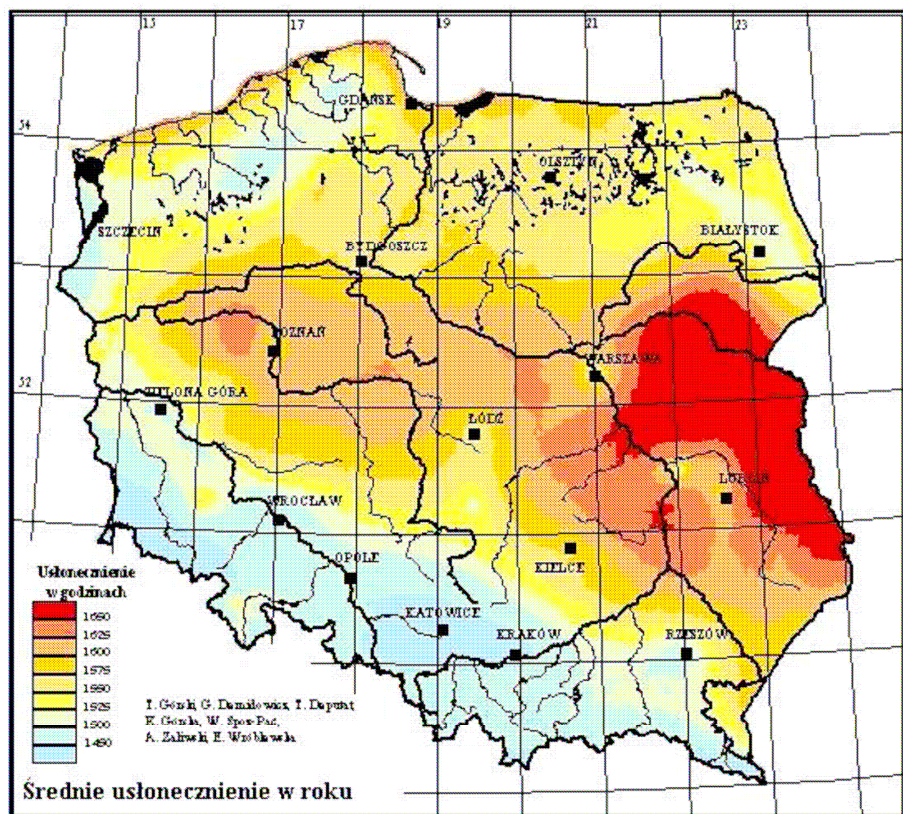
Zasoby energii słonecznej w województwie kujawsko-pomorskim [2.1 str.39–43], lubelskim [2.1 str.62–66], lubuskim [2.1 str.78–80], łódzkim [2.1 str.85–86], mazowieckim [2.1 str.101–102], podkarpackim [2.1 str.115–121], pomorskim [2.1 str.145–147], śląskim [2.1 str.161–165], świętokrzyskim [2.1 str.192–194], warmińsko-mazurskim [2.1 str.199–203] zostały scharakteryzowane głównie w postaci map graficznych rozkładu usłonecznienia i dostawy promieniowania całkowitego.

Opracowanie [2.1] proponuje potencjał energii pochodzącej ze Słońca oszacować na podstawie danych zamieszczonych na stronie Ministerstwa Infrastruktury [2.2] dla województw: dolnośląskiego, małopolskiego, opolskiego, podlaskiego, wielkopolskiego i zachodniopomorskiego nieobjętych szczegółowymi studiami regionalnymi. Ponadto na podstawie danych JRC European Commission PVGIS [2.3] przytacza się obliczenia dla wybranych miast: roczną sumę promieniowania słonecznego na powierzchnię poziomą oraz ustawioną pod optymalnym kątem, szacowaną ilość energii, którą można pozyskać każdego miesiąca z modułu PV. Powyższe dane postulują się wykorzystać do tworzenia bazy danych OZE [2.1]. Na dalsze możliwości obliczeń i oceny radiacji pozwala niemiecka baza danych ANEMOS [2.4] oraz regionalne opracowania GIS [2.5, 2.6].

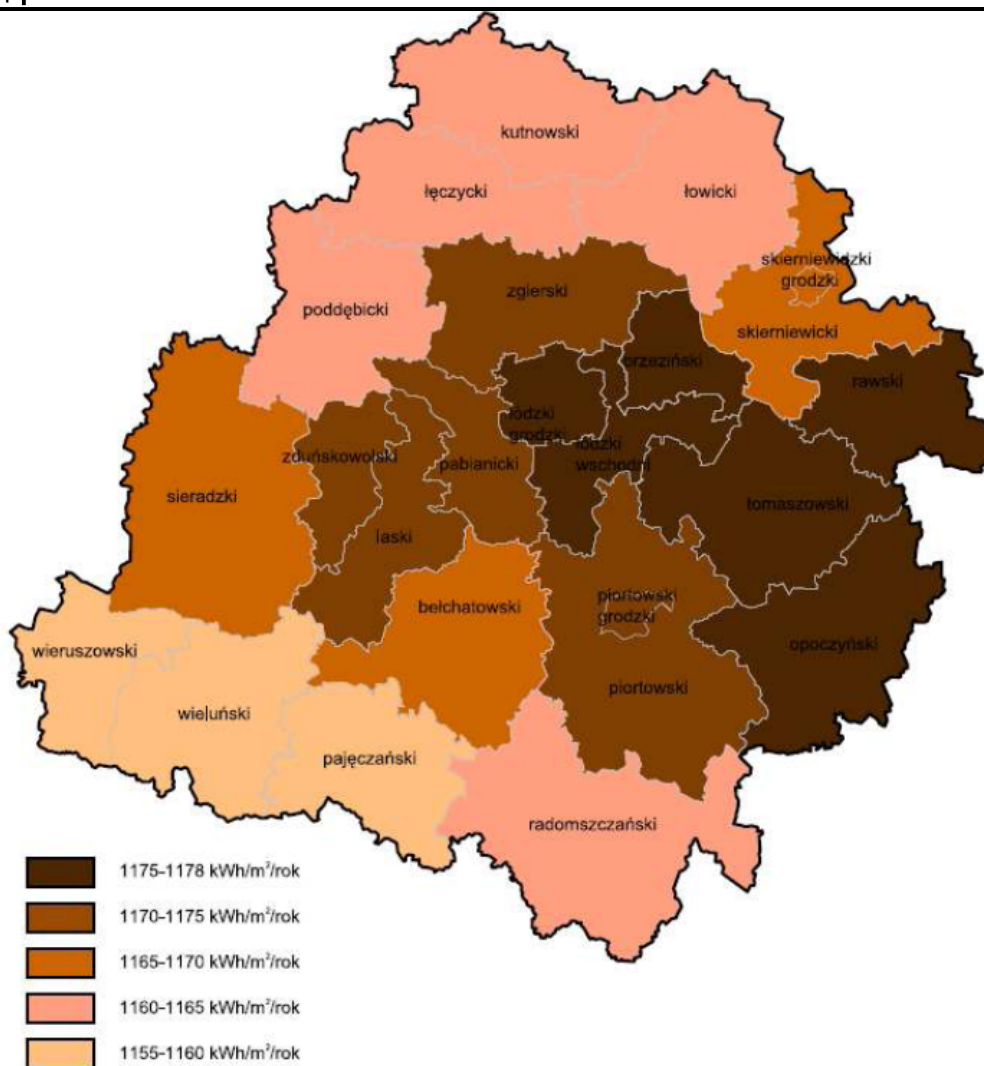
Starsze dane aktynometryczne publikowane były w rocznikach IMiGW, aktualne dane są udostępniane odpłatnie [2.10]. Ponadto rejestracją radiacji zajmują się jednostki naukowe i badawcze, co może stanowić uzupełnienie szacowania energii słonecznej w warunkach lokalnych terenów wiejskich [2.6], kanionów krasowych [2.6], powierzchni miejskich [2.8] i aglomeracji [2.8].

Pozostałe studia regionalne, nieuwzględnione w opracowaniu Etapu 1 [2.1], podają możliwości wykorzystania nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii [2.29], [2.31], [2.35], [2.37], [2.39], [2.30].

Poniżej przytoczono najważniejsze opracowania i rysunki dotyczące rozkładu energii słonecznej dla Polski i regionów.



Rys. 2.1. Średnie usłonecznienie w Polsce, godziny/rok [2.32]

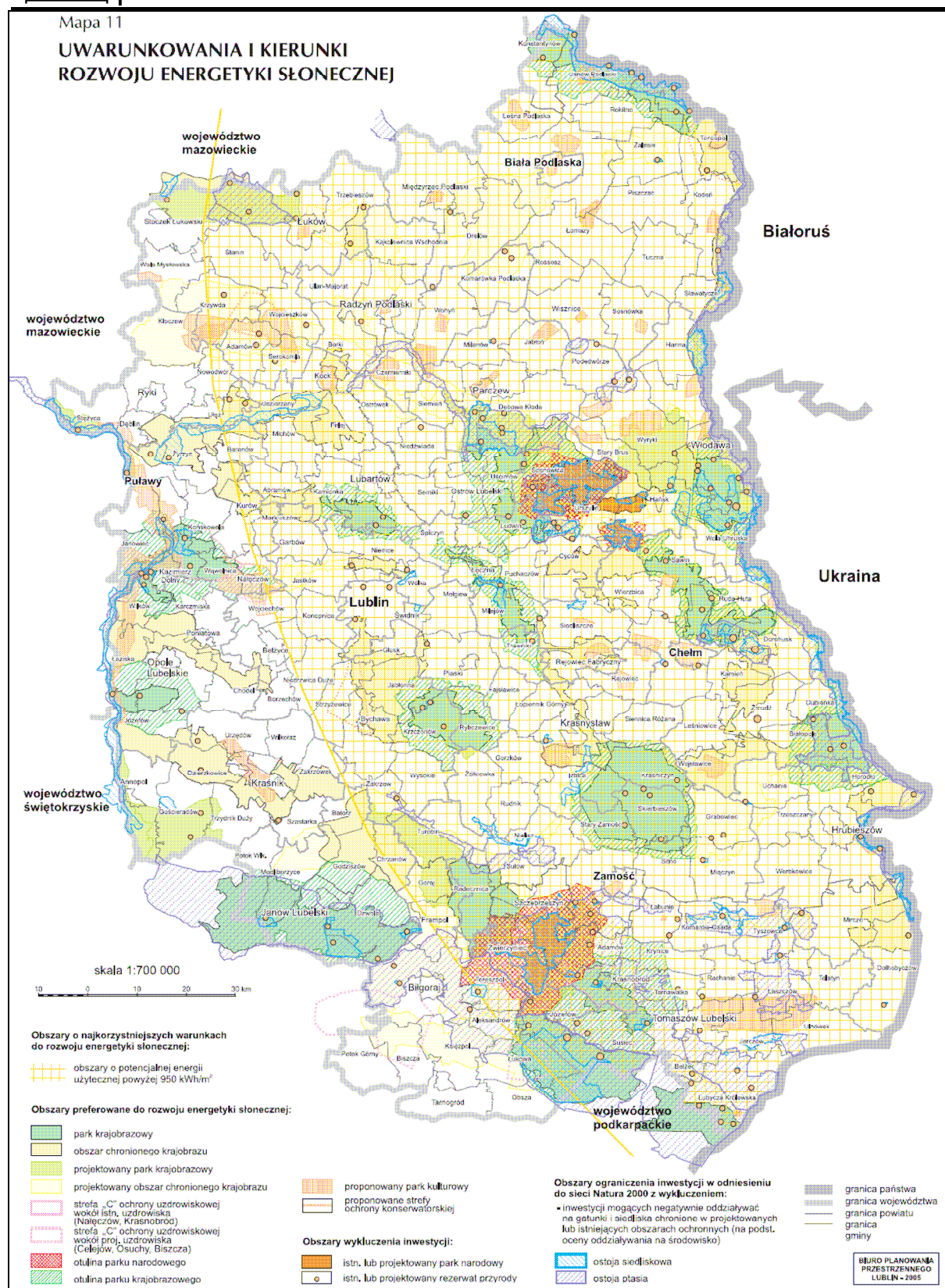


Rys. 2.2. Potencjał teoretyczny energii promieniowania słonecznego w woj. łódzkim [2.32]

W celu określenia potencjału technicznego wykorzystania energii słonecznej w woj. łódzkim przyjęto sprawność systemu solarnego dla konwersji fototermicznej (kolektory) na poziomie 50%, natomiast dla ogniw fotowoltaicznych przyjęto sprawność konwersji 20%. Zostało założone stałe, optymalne nachylenie kolektora słonecznego do płaszczyzny poziomej równe 46° [2.32].

Tabela 2.1. Potencjał teoretyczny i techniczny wykorzystania energii promieniowania słonecznego w woj. łódzkim. Źródło: European Commission, DG – Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability, Renewable Energies Unit [2.32]

Powiat	Potencjał teoretyczny <i>kWh/m²/rok</i>	Potencjał techniczny dla konwersji fototermicznej <i>GJ/m²/rok</i>	Potencjał techniczny dla konwersji fotowoltaicznej <i>kWh/m²/rok</i>
p. bełchatowski	1169,83	2,1	231-236
p. brzeziński	1177,49		
p. kutnowski	1161,07		
p. łaski	1173,84		
p. łęczycki	1164,35		
p. łowicki	1163,62		
p. miasto Łódź	1176,37		
p. łódzki wschodni	1176,40		
p. opoczyński	1178,22		
p. pabianicki	1174,57		
p. piotrkowski	1174,94		
p. radomszczański	1160,70		
p. rawski	1175,67		
p. sieradzki	1167,27		
p. skierniewicki	1169,83		
p. tomaszowski	1177,49		
p. wieluński	1156,32		
p. zduńskowolski	1170,92		
p. zgierski	1174,94		
p. wieruszowski	1156,69		
p. pajęczański	1157,78		
p. poddębicki	1165,45		



Rys. 2.3. Kierunki rozwoju energetyki wiatrowej w woj. lubelskim [2.27]

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

Mapa 3
Obszary preferowane dla rozwoju
energetyki słonecznej

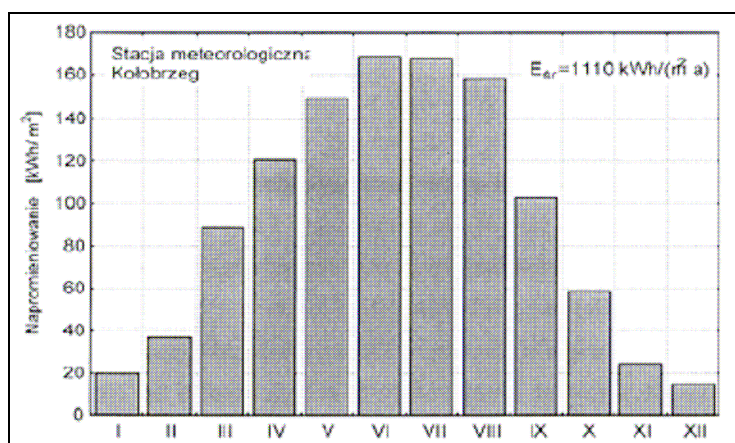


Rys. 2.4. Obszary preferowane dla energetyki słonecznej dla woj. mazowieckiego [2.28]

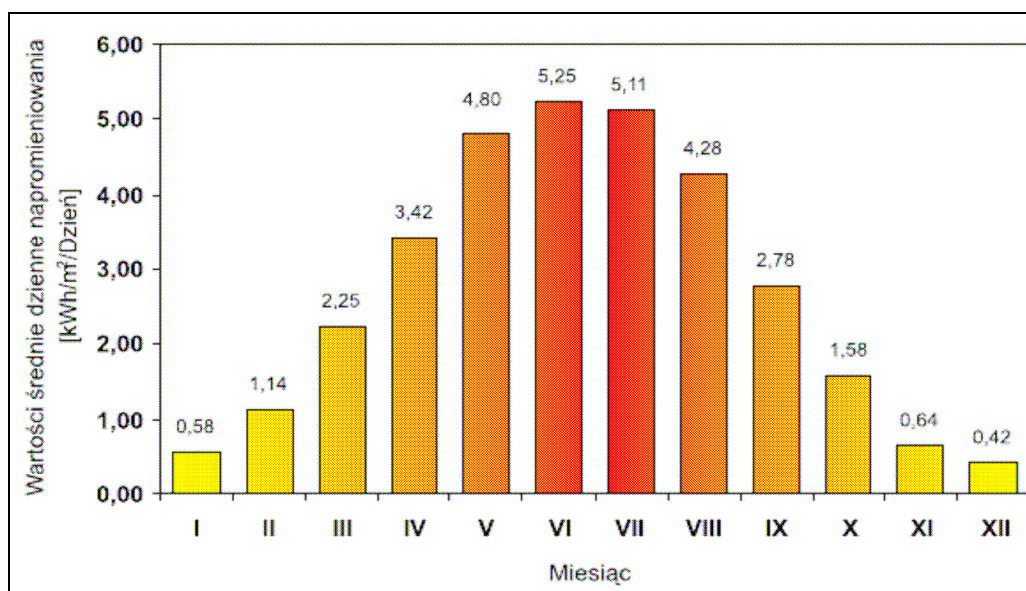
Roczne promieniowanie całkowite na obszarze całego województwa podlaskiego mieści się w przedziale 3600–3800 MJ/m² [2.35] Na północy województwa nie przekracza ono, co prawda wartości 3600 MJ/m², natomiast na południu województwa jest ono większe niż 3800 MJ/m² [2.36]. Do obliczeń przyjęto wartość 3650 MJ/m². Powierzchnia

województwa wynosi 20 180 km², w związku z tym roczne zasoby energii słonecznej w województwie kształtują się na poziomie 73 600 000 TJ.

Ze względów technicznych pod instalowanie kolektorów słonecznych mogą być przeznaczone powierzchnie dachów i tereny bezpośrednio przyległe do budynków. Według danych GUS, w zagospodarowaniu przestrzennym takie powierzchnie zajmują około 0,5% całkowitej powierzchni, oraz biorąc pod uwagę, że końcowa sprawność przetwarzania i wykorzystania energii słonecznej przy obecnie istniejących technologiach w skali rocznej nie przekracza 30% dla instalacji fototermicznej (ze względu na niską sprawność i wysoką cenę instalacje fotowoltaiczne na razie nie są brane pod uwagę) potencjał techniczny energii słonecznej w województwie podlaskim wynosi około 121 230 TJ [2.35].



Rys. 2.5. Średnie miesięczne napromienianie na powierzchnię poziomą – dane stacji meteorologicznej IMiGW w Kołobrzegu [2.41]



Rys. 2.6. Sumy dzienne promieniowania całkowitego na powierzchnię podłoża dla Warszawy. Wartości średnie arytmetyczne z lat 1961–1995 [2.40]



2.2. Istniejące metody szacowania zasobów

2.2.1. Typowe lata meteorologiczne

Zamieszczone na stronie Ministerstwa Infrastruktury [2.2] pliki zawierające typowe lata meteorologiczne dla wybranych lokalizacji, oraz opracowane na ich podstawie dane statystyczne (dane klimatyczne) dla obszaru Polski zostały przygotowane dla potrzeb obliczeń energetycznych w budownictwie i mogą być wykorzystane w obliczeniach charakterystyk energetycznych budynków/lokalii mieszkalnych i sporządzania świadectw energetycznych budynków/lokalii mieszkalnych, w audytingu energetycznym oraz w pracach projektowych i symulacjach energetycznych budynków/lokalii mieszkalnych wykonywanych zawodowo lub w pracach naukowo-badawczych.

Z bazy danych IMiGW wygenerowane zostały zbiory danych niezbędne do wyznaczenia typowych lat meteorologicznych i zagregowanych danych klimatycznych dla potrzeb analiz i symulacji energetycznych budynków. Wygenerowane zbiory zawierały dane źródłowe z okresu trzydziestu lat począwszy od roku 1971, a skończywszy na roku 2000, dla stacji meteorologicznych z obszaru Polski posiadających ciągi danych terminowych co najmniej 3-godzinne z okresu co najmniej 10 lat. Spośród 61 stacji, dla których zostały wygenerowane dane źródłowe, 43 stacje posiadają pełne ciągi danych dla 30 lat w tym stacje dla specyficznych lokalizacji: stacja 135 – Hel, stacja 550 – Śnieżka, stacja 650 – Kasprowy Wierch. Dla pozostałych 19 stacji meteorologicznych długości ciągów danych źródłowych wynoszą od 11 do 29 lat, z tym, że nie zawsze są to kolejne lata. Wygenerowane dane źródłowe zawierały dane obserwacyjne godzinowe lub 3-godzinowe. W przypadku danych obserwacyjnych o 8 terminach w ciągu doby przeprowadzono interpolację w celu wyznaczenia danych godzinowych. Wszelkie dalsze analizy ciągłości i spójności danych wykonywane były podczas wyznaczania typowych lat meteorologicznych [2.2].

Typowy rok meteorologiczny dla obliczeń energetycznych ISO został opracowany przez International Organization for Standardization i zaakceptowany przez CEN jako norma EN ISO 15927-4 [2.16]. Roczny ciąg danych pogodowych dla obliczeń energetycznych tworzony jest z 12 miesięcy wybranych z okresu minimum 10 lat obserwacji meteorologicznych dla danej lokalizacji. Wybór miesiąca przeprowadza się poprzez wyznaczenie z wielolecia trzech miesięcy, dla których suma statystyk Finkelsteina-Schafer'a dla natężenia całkowitego promieniowania słonecznego, temperatury termometru suchego i wilgotności względnej jest najmniejsza. Spośród tych trzech miesięcy jako najlepszy wybiera się ten, dla którego odchylenie średniej prędkości wiatru od miesięcznej średniej wieloletniej jest najmniejsze [2.17].

2.2.2. Rozkład przestrzenny danych GIS

Przestrzennym zobrazowaniem i dobrze oddającym zmienność zjawisk na większym obszarze są warstwy informacyjne powiązane układem współrzędnych (GIS). Metodę szacowania dopływu energii słonecznej opracowano dla testowego obszaru Ojcowskiego Parku Narodowego [2.19]. Do przeprowadzenia analizy przestrzennego zróżnicowania warunków radiacyjnych danego obszaru posłużono się numerycznym modelem terenu – NMT (WODGiK). NMT przekształcono do numerycznego modelu pokrycia terenu NMPT przedstawiającego rzeźbę terenu wraz ze znajdującymi się na nim obiektami naturalnymi i sztucznymi takimi jak lasy czy zabudowa. NMPT jest więc powierzchnią czynną, do której dociera całkowite promieniowanie słoneczne ($K_{\downarrow}$).

Na podstawie NMPT, wymodelowano z rozdzielczością przestrzenną 20 m/piksel dopływ strumienia $K_{\downarrow}$ oraz usłonecznienie możliwe. W modelowaniu dopływu $K_{\downarrow}$ posłużono się algorytmem zaproponowanym przez Rich'a [2.18]. Algorytm ten oparty jest na prawie Bouguera opisującym ekstynkcję promieniowania w atmosferze i wykorzystuje NMPT, z którego obliczane są elementy topografii takie jak zasłonięcie horyzontu, ekspozycje, spadki i wysokości względne. Sumując wynik modelowania dopływu promieniowania bezpośredniego oraz rozproszonego obliczono strumień $K_{\downarrow}$ i sporządzono na tej podstawie mapy jego rozkładu na obszarze OPN.

Usłonecznienie możliwe (długość dnia od wschodu do zachodu Słońca) obliczane było dla każdego dnia na podstawie pozornego ruchu Słońca nad danym elementarnym polem rastrowym numerycznego modelu terenu, a następnie zostało zsumowane do wartości rocznej. Przedstawione wyniki są, zatem teoretycznym czasem trwania bezpośredniego promieniowania słonecznego w ciągu roku. Podczas obliczeń usłonecznienia uwzględniane było nie tylko położenie geograficzne (szerokość geograficzna), ale również zasłonięcie horyzontu, które w bardzo istotny sposób wpływa na kształtowanie się warunków radiacyjnych danego miejsca.

Dla uzyskania informacji ilościowej o warunkach radiacyjnych obszaru OPN w zależności od wysokości nad poziom morza, nachylenia oraz usytuowania powierzchni w stosunku do stron świata wydzielono trzy klasy wysokości (poniżej 300, 300–400 i powyżej 400 m n.p.m.), a następnie w każdej z nich po cztery klasy nachylenia (poniżej 3°, 3°–10°, 10°–20° i powyżej 20°) oraz po osiem klas ekspozycji terenu (N, NE, E, SE, S, SW, W, NW). Dla tak przygotowanych klas wyznaczono wartości natężenia $K_{\downarrow}$ i usłonecznienia możliwego oraz obliczono dla nich wartości średnie i skrajne [Tab. 2.1, 2.2].

Tabela 2.2. Obliczone sumy $K_{\downarrow}$ [$\text{MJ} \cdot \text{m}^{-2}$] dla roku w zależności od wysokości, nachylenia i ekspozycji w Ojcowskim Parku Narodowym [2.19]

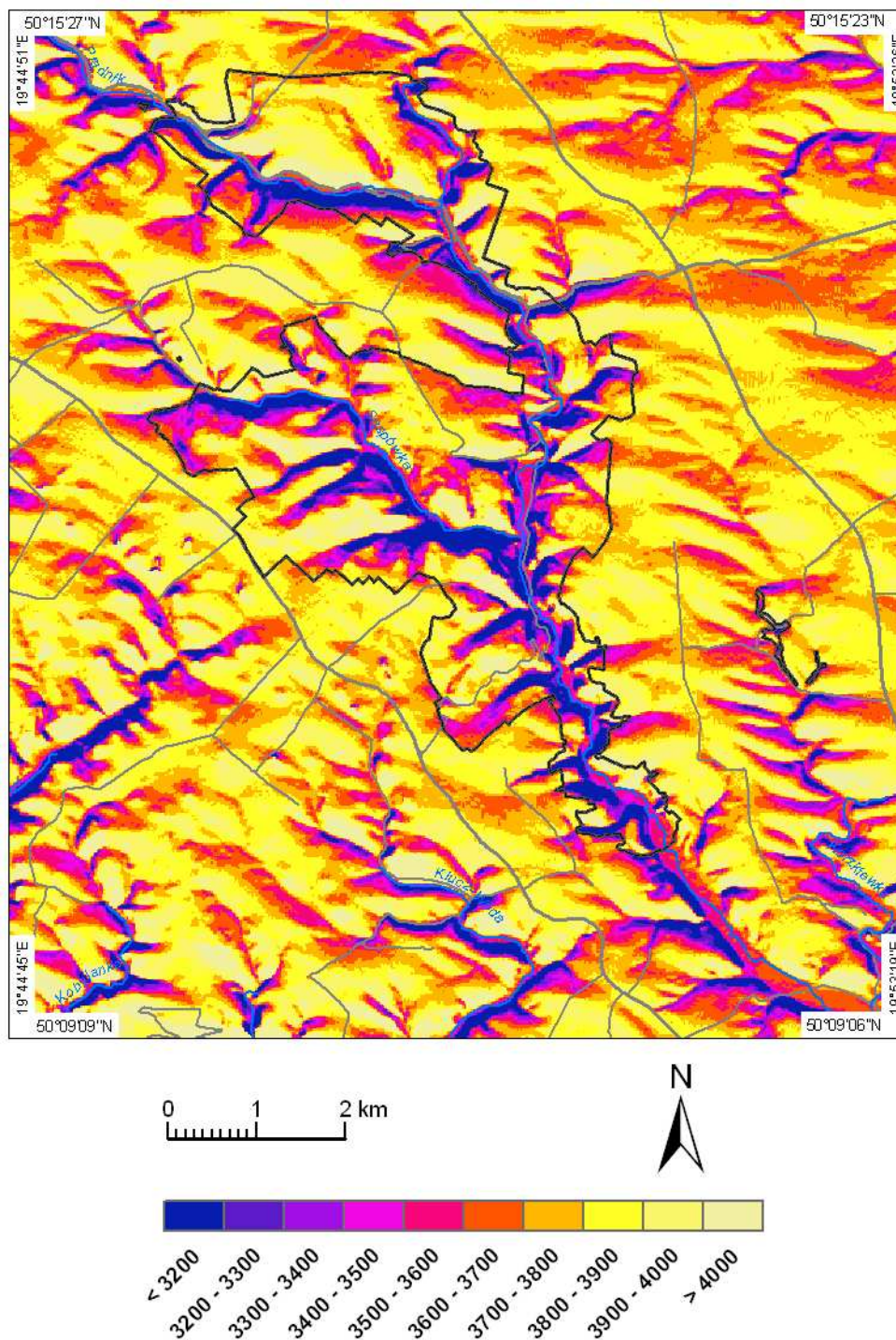
Okres Period	Wysokość Altitude	Nachylenie Slope	Ekspozycja / Aspect								Teren płaski (< 3°) Flat area (< 3°)
			N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	
Rok Year	200–300	3°–10°	3353	3410	3538	3708	3776	3691	3536	3353	
		10°–20°	2987	3112	3368	3827	4001	3809	3454	3044	
		> 20°	2441	2648	3057	3804	4086	3812	3272	2609	
		min	1809	2123	2696	3313	3451	3294	2525	2169	
		max	3519	3581	3683	4034	4229	4090	3701	3518	
		średnia/mean	2899	3122	3433	3758	3919	3768	3451	3011	
	300–400	3°–10°	3525	3577	3690	3843	3917	3852	3674	3540	
		10°–20°	3101	3223	3510	3878	4035	3893	3531	3192	
		> 20°	2475	2702	3129	3875	4130	3824	3191	2591	
		min	1184	1177	1929	2969	3367	3046	2197	1573	
		max	3716	3759	3890	4180	4280	4211	3891	3774	
		średnia/mean	3278	3430	3587	3853	3961	3857	3492	3217	
	400–500	3°–10°	3596	3646	3749	3890	3946	3891	3752	3627	
		10°–20°	3187	3334	3605	3952	4088	3940	3624	3299	
		> 20°	2619	2793	3385	3952	4198	3921	3380	2789	
		min	1320	1334	2697	3620	3655	3407	2429	1755	
		max	3770	3821	3929	4195	4348	4260	3908	3812	
		średnia/mean	3472	3594	3719	3899	3968	3901	3693	3486	

Tabela 2.3. Obliczone sumy usłonecznienia możliwego [godz.] dla roku w zależności od wysokości, nachylenia i ekspozycji w Ojcowskim Parku Narodowym [2.19]

Okres Period	Wysokość Altitude	Nachylenie Slope	Ekspozycja / Aspect								Teren płaski (< 3°) Flat area (< 3°)
			N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	
Rok Year	200–300	3°–10°	3453	3437	3513	3604	3721	3583	3387	3047	
		10°–20°	3203	3247	3319	3552	3863	3604	3315	3065	
		> 20°	2835	2836	2954	3251	3770	3511	3119	2656	
		min	1528	2098	2227	2520	2578	2624	2171	1931	
		max	3927	3949	3992	3994	4377	4010	4377	3979	
		średnia/mean	3145	3225	3392	3551	3800	3575	3305	2946	
	300–400	3°–10°	4094	4055	4001	4057	4124	4059	3929	3971	
		10°–20°	3615	3599	3554	3733	3941	3789	3561	3524	
		> 20°	2879	2991	3131	3505	3715	3485	3145	2851	
		min	1298	1181	1613	1995	2413	2392	1954	1565	
		max	4377	4377	4312	4332	4338	4326	4377	4332	
		średnia/mean	3811	3871	3803	3946	4051	3882	3594	3580	
	400–500	3°–10°	4172	4149	4094	4152	4189	4147	4086	4115	
		10°–20°	3819	3790	3740	3918	4034	3912	3767	3780	
		> 20°	3149	3178	3423	3725	3912	3707	3439	3199	
		min	1891	1761	2583	3164	3202	2868	2640	2100	
		max	4368	4366	4367	4368	4377	4377	4368	4366	
		średnia/mean	4054	4090	4026	4117	4165	4086	3960	3966	

Etap nr 12:

**Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**



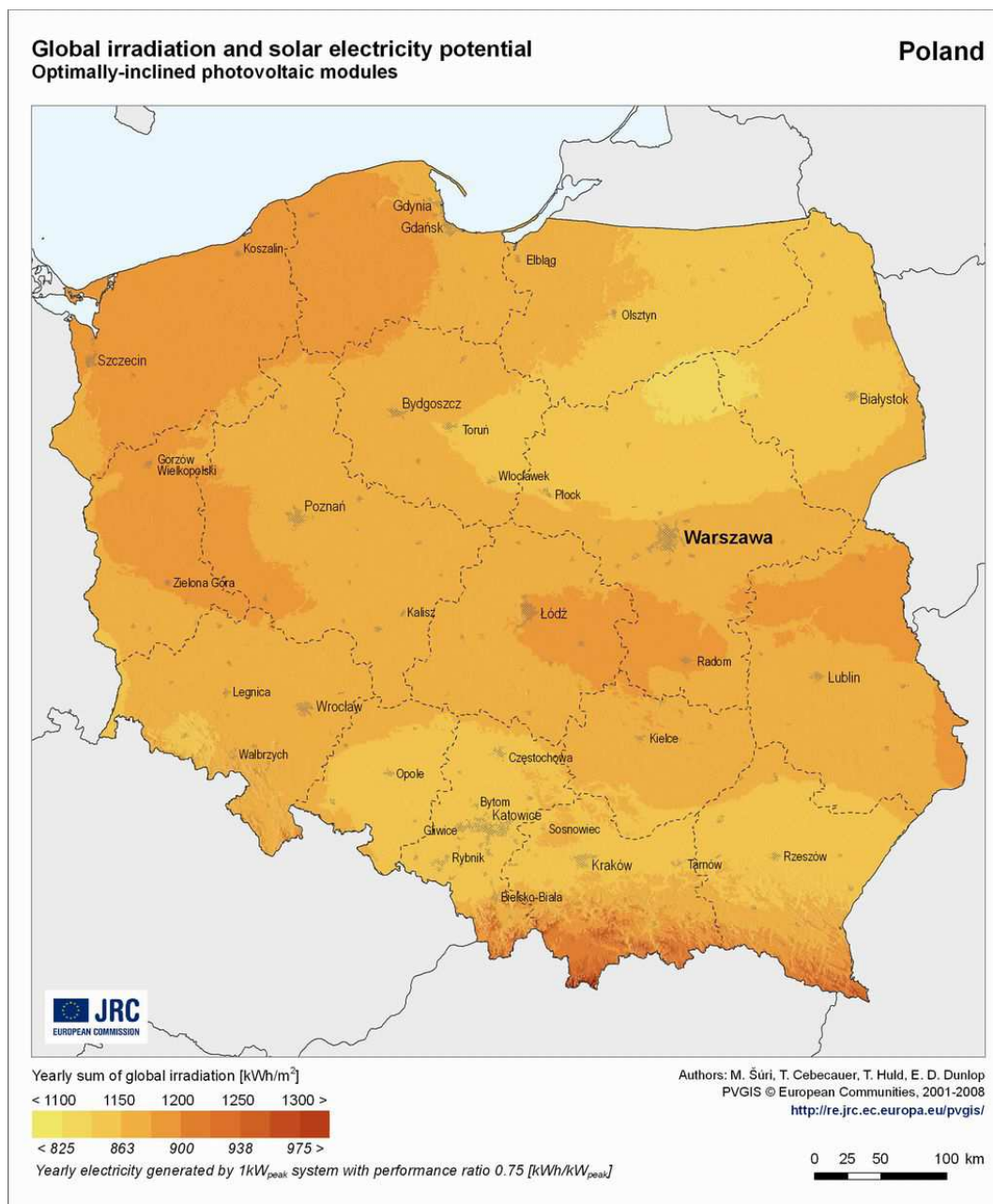
Rys. 2.7. Roczna suma całkowitego promieniowania słonecznego $K_{\downarrow}$ [$\text{MJ} \cdot \text{m}^{-2}$] na obszarze Ojcowskiego Parku Narodowego [2.19]

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

2.2.3. Numeryczny model rozkładu przestrzennego danych – GIS

Innym sposobem oceny potencjału energii słonecznej mogą być wyniki corocznych badań przeprowadzanych przez Wspólne Centrum Badawcze (Joint Research Centre – JRC) działające pod patronatem Komisji Europejskiej, które publikuje mapy nasłonecznienia dla całej Europy, w tym Polski [2.22].



Rys. 2.8. Roczne sumy promieniowania słonecznego i solarny potencjał energetyczny [2.22]

Etap nr 12:

**Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**

2.2.4. Numeryczny model zasobów energii promieniowania słonecznego

Głównym elementem modelu numerycznego wykorzystanego do badania rozkładu przestrzennego promieniowania słonecznego dla Podkarpacia [2.38] był program służący do obliczania natężenia promieniowania w atmosferze oraz na powierzchni ziemi Fu-Liou [2.42]. Jest to tak zwany model transferu radiacyjnego w przybliżeniu 2/4 strumieniowanym posiadający 15 pasm w obszarze promieniowania słonecznego od 0,2 do 4 μm oraz 8 pasm w obszarze promieniowania długofalowego (4–200 μm).

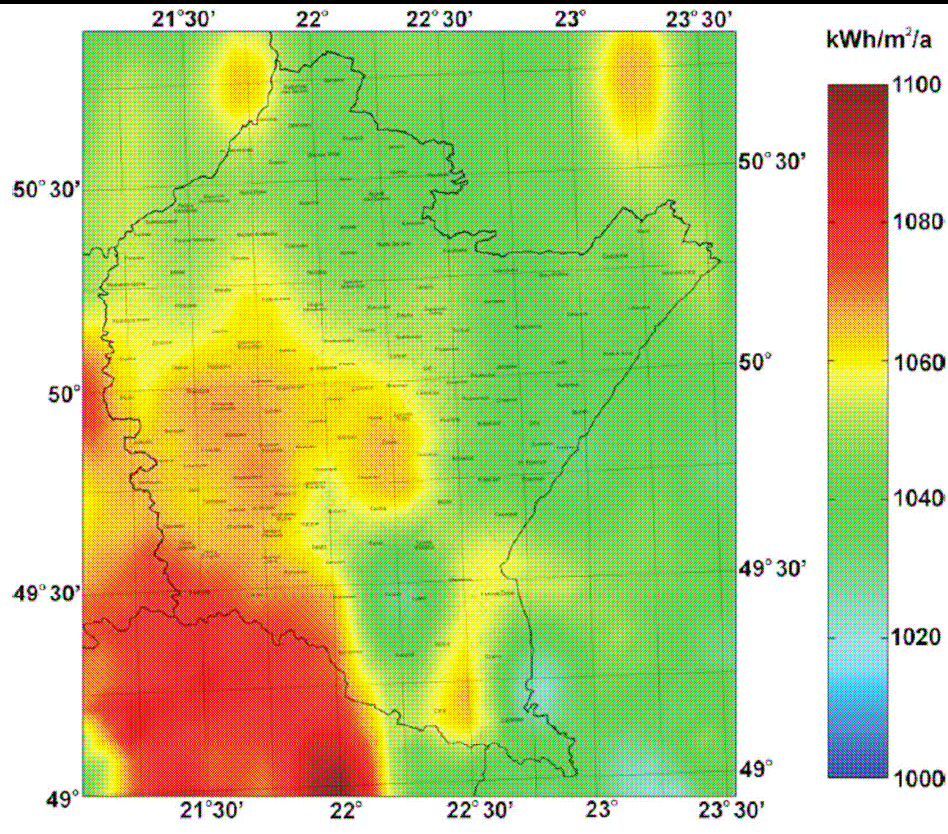
Drugim elementem modelu numerycznego była klimatologiczna baza parametrów wejściowych do modelu transferu radiacyjnego. W jej skład wchodziły: baza danych wielkości termodynamicznych atmosfery (ciśnienie, temperatura, wilgotność powietrza), model właściwości optycznych powierzchni ziemi, baza danych koncentracji ozonu, model zachmurzenia oraz aerozoli atmosferycznych.

Klimatologiczne profile atmosferyczne podstawowych wielkości meteorologicznych zaczerpnięto z re-analizy ECMWF [2.43] zaś profile ozonu z 3-wymiarowej klimatologii UGAMP [2.44]. Model własności optycznych podłoża został oparty o bazę danych typów powierzchni CERES/SARB [2.45] w połączeniu z pomiarami satelitarnymi w ramach projektu ISCCP [2.46].

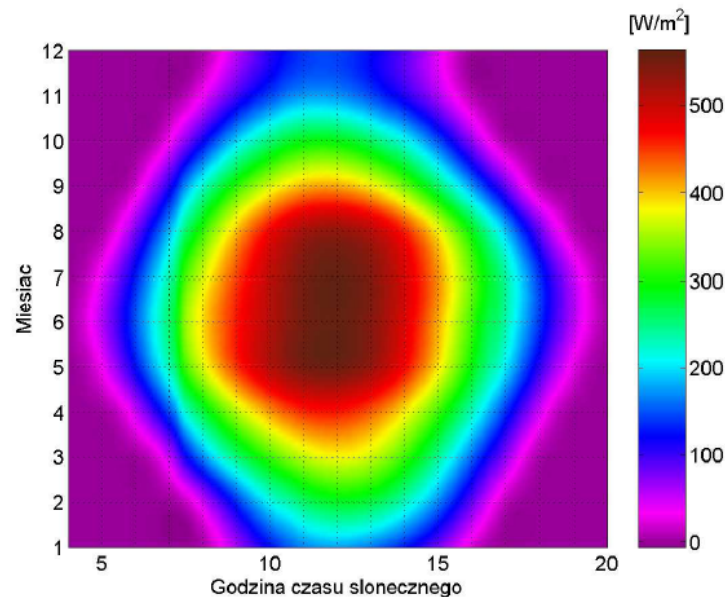
Aerozole atmosferyczne zostały uwzględnione na podstawie re-analizy modelu transportu zanieczyszczeń NAAPS [2.47] oraz bazy danych właściwości optycznych poszczególnych typów aerozoli OPAC/GADS [2.48]. Model aerozoli atmosferycznych zawierał 5 typów cząstek: siarczany, sadza, piasek pustylny, sól morską oraz organiczne i nieorganiczne substancje rozpuszczalne w wodzie.

W modelu chmur i zachmurzenia wykorzystano bazę danych obserwacji satelitarnych (ISCCP) [2.46]. Chmury podzielono na cztery rodzaje w zależności od piętra występowania: 7/69 chmury wysokie, średnie, niskie oraz chmury o budowie pionowej. Dla każdej z tych klas określono grubość optyczną oraz zachmurzenie. Ponieważ, powyższa baza danych określona była na rzadkiej siatce (2,5 stopnia geograficznego), dodatkowo wykorzystano europejską bazę danych stopnia zachmurzenia [2.49] określoną na siatce 0,25 stopnia. Dzięki czemu uzyskano znacznie lepszą rozdzielczość przestrzenną zachmurzenia w rejonie Podkarpacia.

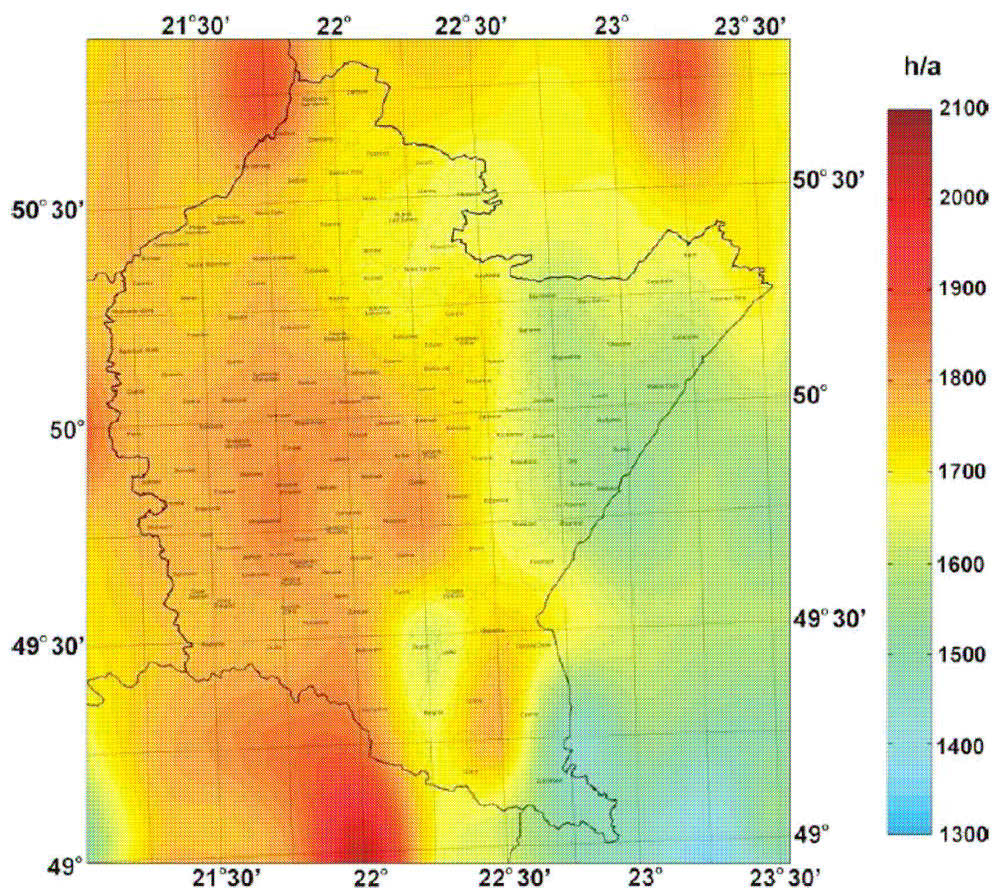
Obliczenia numeryczne zostały wykonane z rozdzielczością czasową 30 minut na regularnej siatce obliczeniowej o długości i szerokości około 11 km. Obliczenia wykonano dla 12 miesięcy dla tak zwanego roku klimatologicznego. Wielkościami obliczonymi na podstawie modelu numerycznego były: dobowe i roczne przebiegi natężenia promieniowania bezpośredniego, rozproszonego oraz całkowitego dochodzącego do powierzchni ziemi.



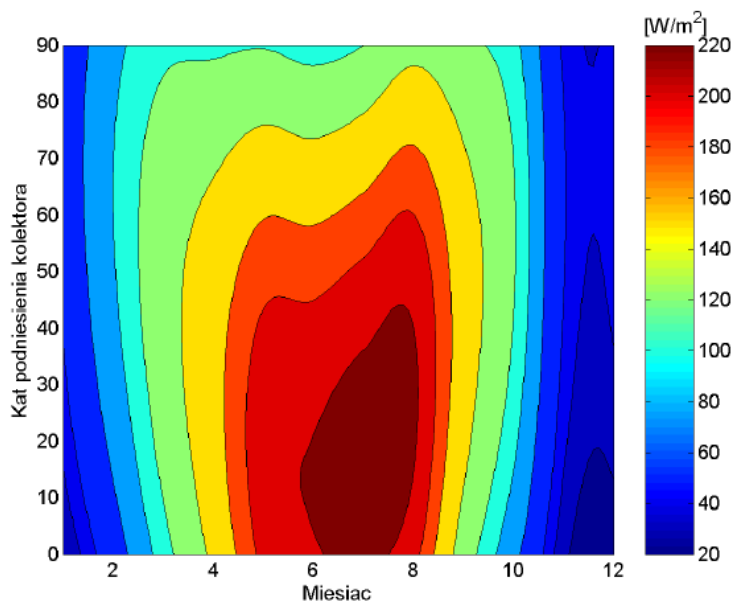
Rys. 2.9. Rozkład przestrzenny całkowitego nasłonecznienia rocznego na terenie Podkarpacia [2.52]



Rys. 2.10. Rozkład czasowy średniej dobowej wartości całkowitego natężenia promieniowania słonecznego dla obszaru Podkarpacia. Najlepsze warunki, występujące, gdy średnie natężenie promieniowania przekracza $0,5 \text{ kW/m}^2$ [2.37]



Rys. 2.11. Rozkład przestrzenny rocznego usłonecznienia rzeczywistego [2.52]



Rys. 2.12. Zależność średniej dobowej wartości natężenia promieniowania słonecznego od kąta podniesienia płaszczyzny kolektora oraz miesiąca [2.37]

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie



2.3. Analiza istniejących danych w aspekcie systemu rekomendacji

Potencjał teoretyczny energii promieniowania słonecznego (całkowity strumień energii docierający w ciągu roku do obszaru województwa) oraz potencjał techniczny, który określono jako strumień energii promieniowania słonecznego docierający na obszar terenów zamieszkałych (zabudowanych) [2.23].

Mając na uwadze jednorodne dane i jednakowy okres pomiarowy dla całej Polski (61 stacji, 30-letnie ciągi pomiarowe), wykonane zestawienie i obliczenia wraz z ekstrapolacją na obszary pomiędzy punktami pomiarowymi wysoko oceniono bazę danych Ministerstwa Infrastruktury [2.2]. Należy ją zaimplementować jako podstawową metodę szacowania dopływu promieniowania słonecznego.

Graficzne opracowania rozkładu promieniowania jak i usłonecznienia przedstawione w Etapie 1 [2.1] są mało dokładne i mogą generować błędy. Dlatego należy postarać się o wersję elektroniczną lub tabelę wartości powiązanych z układem współrzędnych. Dokładne opracowania dopływu energii słonecznej zostały wykonane dla województwa kujawsko-pomorskiego zasoby i możliwości wykorzystania OZE [2.23], lubelskiego [2.26], lubuskiego [2.24], łódzkiego [2.32], mazowieckiego [2.28], podkarpackiego [2.38]. Możliwości zastosowania kolektorów słonecznych i ogniwa fotowoltaiczne oraz charakterystykę mocy podano w raporcie pod kątem aplikacji OZE w budynkach [3.1 str. 247–356, 619–621].

W ramach projektu nawiązano współpracę z ICM z Uniwersytetu Warszawskiego w sprawie wymiany danych i prognozy meteorologicznej [2.57]. ICM dysponuje bazą danych meteorologicznych i 2 modelami prognostycznymi: krótkookresowy (48h) model UM i prognoza pogody 84h przy pomocy modelu Compas. Daje to nowe możliwości dla inteligentnego domu i zarządzania OZE.

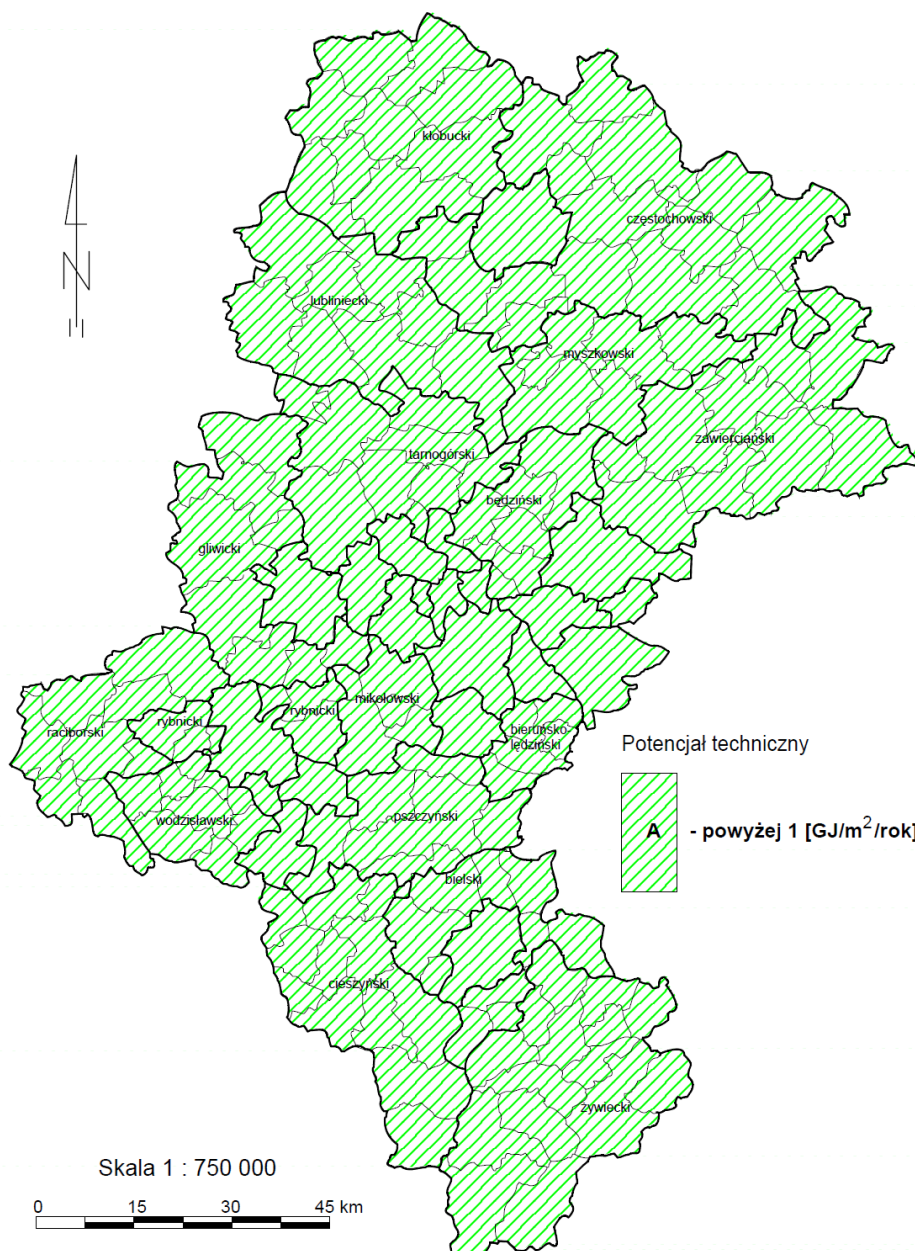
2.3.1. Potencjał techniczny

W opracowaniu [2.32] określania się potencjał techniczny wykorzystania energii słonecznej jako sprawność systemu solarne dla kolektorów na poziomie 50%, natomiast dla ogniwa fotowoltaicznych 20%. Zostało założone stałe, optymalne nachylenie kolektora słonecznego do płaszczyzny poziomej równe 46° .

Potencjał techniczny wykorzystania energii słonecznej szacuje się zakładając zastosowanie odbiornika o stałym kącie nachylenia powierzchni. Przyjmuje się do obliczeń średnioroczny kąt padania promieni słonecznych 35° i kąt nachylenia płaszczyzny odbiornika $\varphi=43^\circ$ jako wartość mieszczącą się w przedziale wartości optymalnych. Otrzymany rozkład przedstawiono na mapie rozkładu wartości sum energii odpowiednio cieplnej dla płaskiego kolektora cieplnego o przyjętej średniorocznej sprawności konwersji energii słonecznej na energię cieplną 55% oraz sprawności konwersji energii słonecznej na energię elektryczną dla modułu fotowoltaicznego o sprawności 15% [2.33].

2.3.2. Klasyfikacja potencjału technicznego

Ze względu na niewielką rozciągłość geograficzną województwa śląskiego, potencjał energii słonecznej na całym jego terenie jest zbliżony – odchylenie od wartości średniej rocznych sum promieniowania wynosi około 5%. Większe różnice występują pomiędzy poszczególnymi latami dochodząc do około 10%. Uwzględniając powyższe dane cały teren województwa zakwalifikowano jako strefę A – biorąc pod uwagę termokonwersję energii promieniowania słonecznego za pomocą płaskich kolektorów słonecznych i produkcję ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) [2.34].



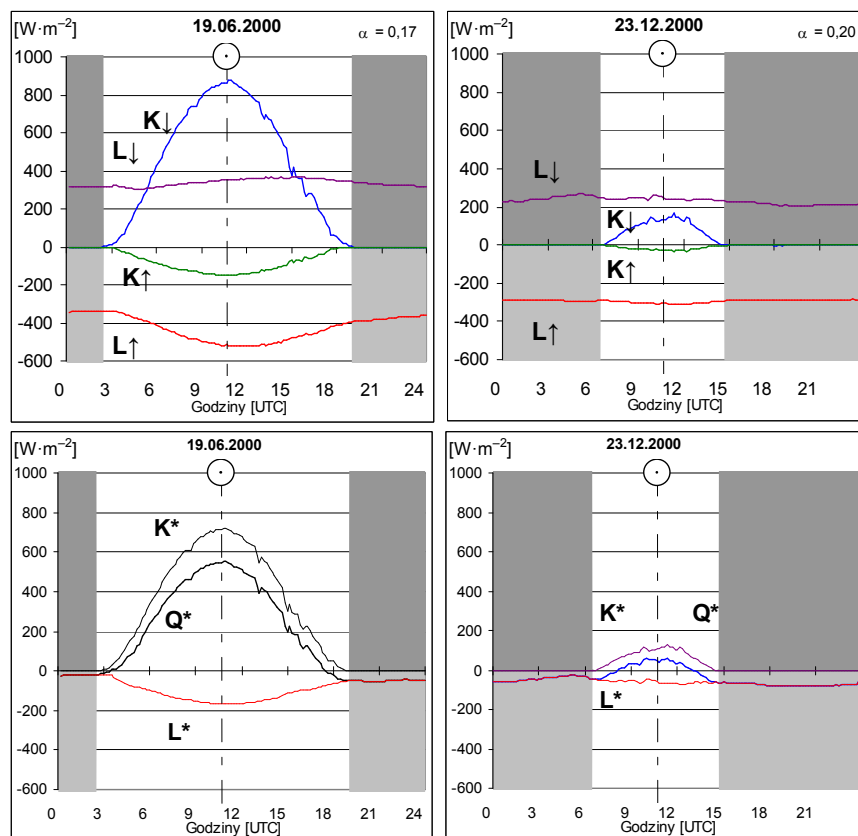
Rys. 2.13. Klasyfikacja stref, ze względu na potencjał techniczny energii cieplnej z energii słonecznej w woj. śląskim [2.34]

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

2.3.3. Analiza na podstawie bezpośrednich pomiarów

Do analizy przygotowano serię danych 10 min. wartości średnich promieniowania całkowitego ($K\downarrow$ lub KC) rejestrowanych na Wydziale Nauk o Ziemi w Sosnowcu za lata 2000–2009. Strumień $K\downarrow$ przyjmował maksymalne wartości w pogodne dni w okresie wiosennym i letnim. Mniejsze natężenie $K\downarrow$ jesienią i zimą związane było z niską wysokością Słońca nad horyzontem (Rys. 2.14). Dodatkowo w tym okresie notowano wzmożoną ilość mgieł i zamgleń, które znacząco zmniejszały dopływ strumienia $K\downarrow$ do powierzchni czynnej.



Rys. 2.14 Przebieg dobowy składników bilansu promieniowania ($K\downarrow$, $K\uparrow$, $L\downarrow$, $L\uparrow$) na stacji meteorologicznej Wydziału Nauk o Ziemi (WNoZ) w Sosnowcu

Przebieg dzienny przedstawiono na jasnym tle, natomiast przebieg nocny na ciemnym tle. Przerwaną linią i punktem w kole zaznaczono moment górowania Słońca.

Symbolami oznaczono:

- $K\downarrow$ — promieniowanie słoneczne całkowite — promieniowanie krótkofalowe dochodzące,
- $K\uparrow$ — promieniowanie słoneczne odbite — promieniowanie krótkofalowe odbite od podłoża,
- $L\downarrow$ — promieniowanie zwrotne atmosfery — prom. długofalowe atmosfery skierowane ku Ziemi,
- $L\uparrow$ — promieniowanie długofalowe uchodzące od powierzchni czynnej ku górze,
- K^* — saldo promieniowania krótkofalowego,
- L^* — saldo promieniowania długofalowego,
- Q^* — saldo promieniowania w pełnym zakresie widma.

Przyjęto zasadę przedstawiania na wykresach strumienie $K\uparrow$ i $L\uparrow$ jako ujemne. Takie przedstawienie strumieni wynika z bilansu promieniowania, gdzie te właśnie strumienie występują po stronie ubytków.

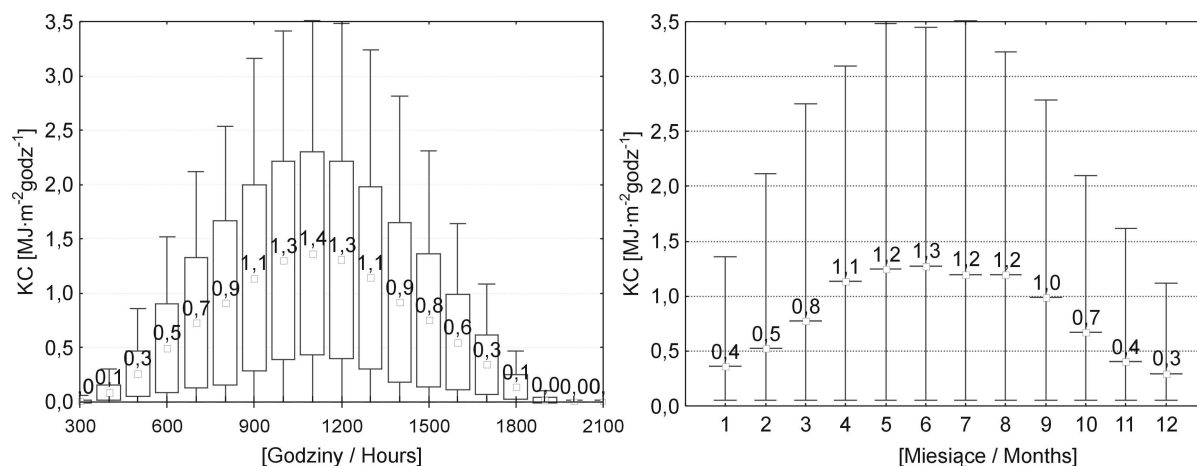
Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

Promieniowanie całkowite w sumach godzinnych

Podjmując analizę sum godzinnych $K_{\downarrow}$ sporządzono histogramy w przedziałach co $0,5 \text{ MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{godz}^{-1}$ w celu rozpoznania częstości zarejestrowanych wartości na stacji WNoZ w latach 2000–2009. Zdecydowanie najwięcej wartości sum godzinnych $K_{\downarrow}$ przynależy do przedziału $0\text{--}0,5 \text{ MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{godz}^{-1}$ (49%) i tylko 5% wartości $K_{\downarrow}$ powyżej $2,5 \text{ MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{godz}^{-1}$. Jeżeli za wartość graniczną przyjęto $1 \text{ MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{godz}^{-1}$ to częstość mniejszych wartości $K_{\downarrow}$ wyniosła 67% a większych od wartości granicznej 33%.

Najwyższą średnią sumę $K_{\downarrow}$ wynoszącą $1,4 \text{ MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{godz}^{-1}$ stwierdzono dla przedziału 10:10–11:00 w 2000–2009 (Rys. 2.15). Związane jest to z górowaniem Słońca oraz mniejszym zachmurzeniem przed południem. W tym samym przedziale czasowym wystąpiło maksimum $K_{\downarrow}$ wynoszące $3,5 \text{ MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{godz}^{-1}$ w dniu 2.07.2006 r. o godz. 11:00. Średnia miesięczna sum godzinnych $K_{\downarrow}$ przewyższała $1 \text{ MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{godz}^{-1}$ od kwietnia do września. Najwyższą średnią sumę $K_{\downarrow}$ wynoszącą $1,3 \text{ MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{godz}^{-1}$ stwierdzono dla czerwca.

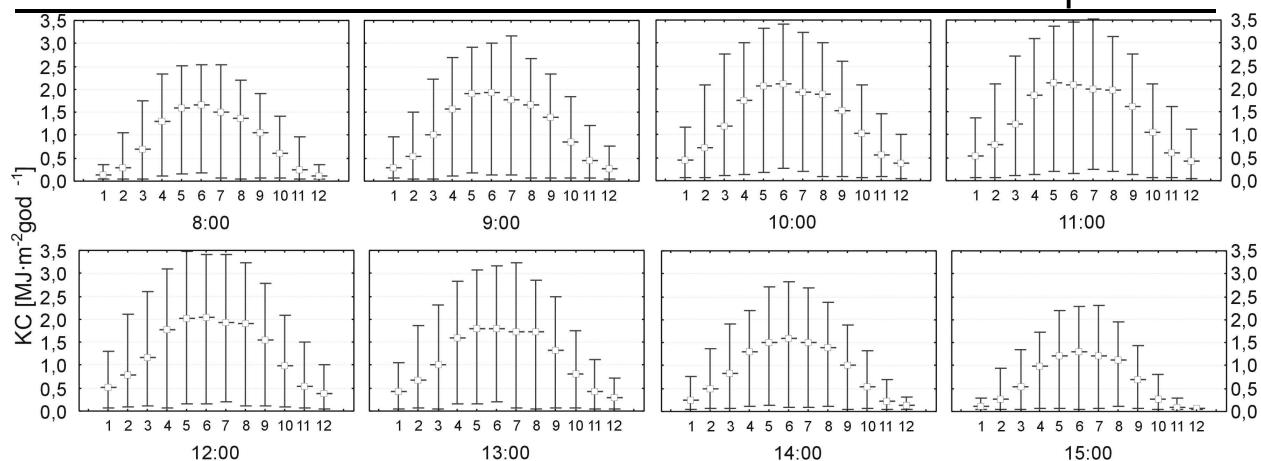


Rys. 2.15. Sumy godzinne $K_{\downarrow}$ od 3:00 do 21:00 (po lewej) w miesiącach (po prawej) UTC na stacji WNoZ w latach 2000–2009. Kwadraty oznaczają wartość średnią, ramki odchylenie standardowe od średniej a wąsy ekstremalne natężenie $K_{\downarrow}$

Promieniowanie całkowite w wybranych godzinach

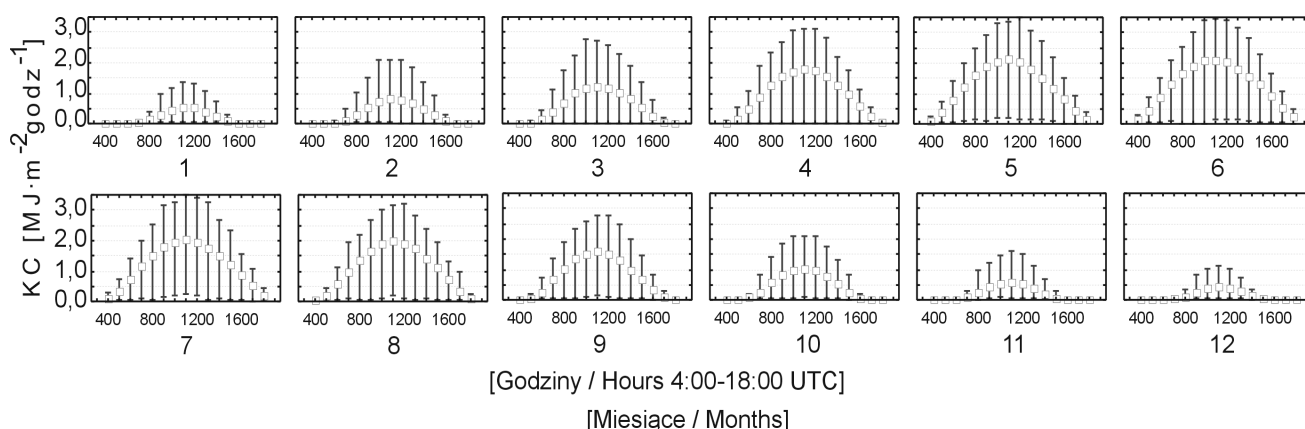
Średnie sumy godzinne $K_{\downarrow}$ dla zakresu 7:10–8:00 oraz 13:10–14:00 były wyższe od $1 \text{ MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{godz}^{-1}$ od kwietnia do września w badanym wieloleciu 2000–2009 (Rys. 2.16). Natomiast w następnym przedziale godzinnym (14:10–15:00) już tylko od maja do sierpnia. W przedziale 10:00–13:00 średnie sumy godzinne $K_{\downarrow}$ osiągały wartości powyżej $1,5 \text{ MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{godz}^{-1}$ od kwietnia do września z najwyższą $2,2 \text{ MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{godz}^{-1}$ w przedziale 10:10–11:00 w maju. Maksymalne natężenie $K_{\downarrow}$ wyniosło $3,5 \text{ MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{godz}^{-1}$ w lipcu.

Strumień $K_{\downarrow}$ docierał do powierzchni w 62% w czasie 8:00–15:00, a w godzinach 9:00–14:00 tylko w 47% przypadkach. Duże wartości sum $K_{\downarrow}$ powyżej $2,5 \text{ MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{godz}^{-1}$ otrzymywała powierzchnia Ziemi w godzinach dziennych co stanowiło 5% przypadków.

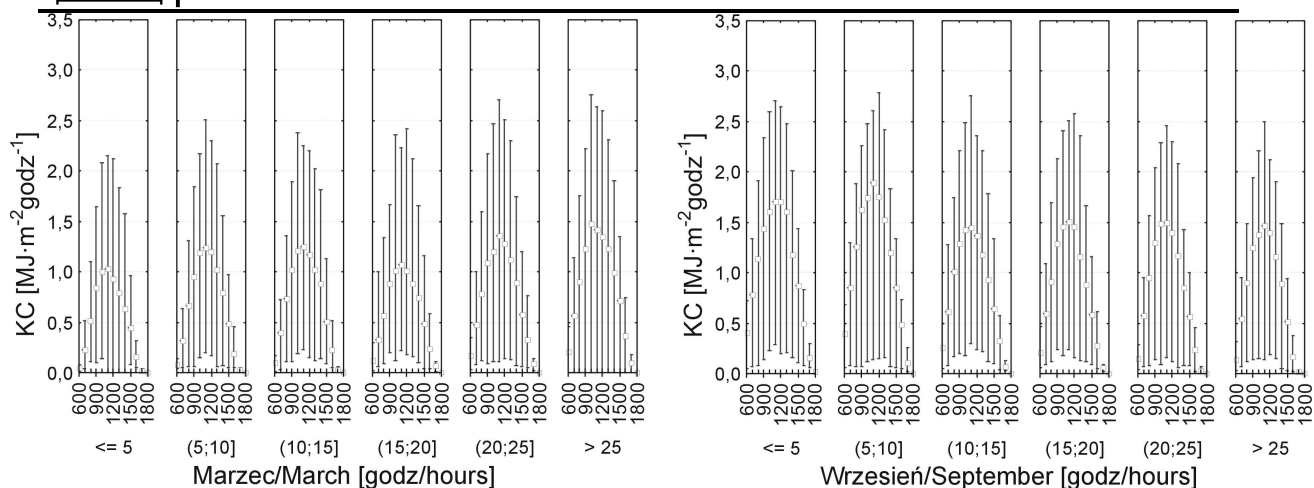
Rys. 2.16. Sumy godzinne $K_{\downarrow}$ skategoryzowane godz. 8:00 – 15:00 UTC w latach 2000–2009

Sumy godzinne promieniowanie całkowite w miesiącach

Następnie przygotowano bardziej szczegółową analizę sum godzinnych $K_{\downarrow}$ w poszczególnych miesiącach roku (Rys. 2.17). Średnia suma godzinna $K_{\downarrow}$ przekracza $1 \text{ MJ} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{godz}^{-1}$ tylko w godzinach okołopołudniowych w marcu (9:00–13:00) i październiku (10:00–12:00).

Rys. 2.17. Sumy godzinne $K_{\downarrow}$ w miesiącach na stacji WNoZ w latach 2000–2009

Następnie przygotowano analizę wybranych miesięcy (marzec i wrzesień) gdy położenie Słońca wynosiło odpowiednio 32° i 58° pierwszego dnia wybranych miesięcy. Średnia suma godzinna $K_{\downarrow}$ przekraczała wartość $1 \text{ MJ} \cdot \text{m}^{-2}$ tylko o godzinie 11:00 w pierwszych 5 dniach marca (Rys. 2.18). Natomiast w ostatnich dniach (>25 dnia marca) już od godziny 9:00 do 13:00 UTC. Średnia suma godzinna $K_{\downarrow}$ przekraczała wartość $1 \text{ MJ} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{godz}^{-1}$ tylko o godzinie 9:00–13:00 od 11 do końca września, natomiast w pierwszych dniach tego miesiąca (do 10 dnia) już od godziny 8:00 do 14:00 UTC. Co pozwala przypuszczać, że natężenie $K_{\downarrow}$ można ekonomicznie wykorzystywać w tych dniach.

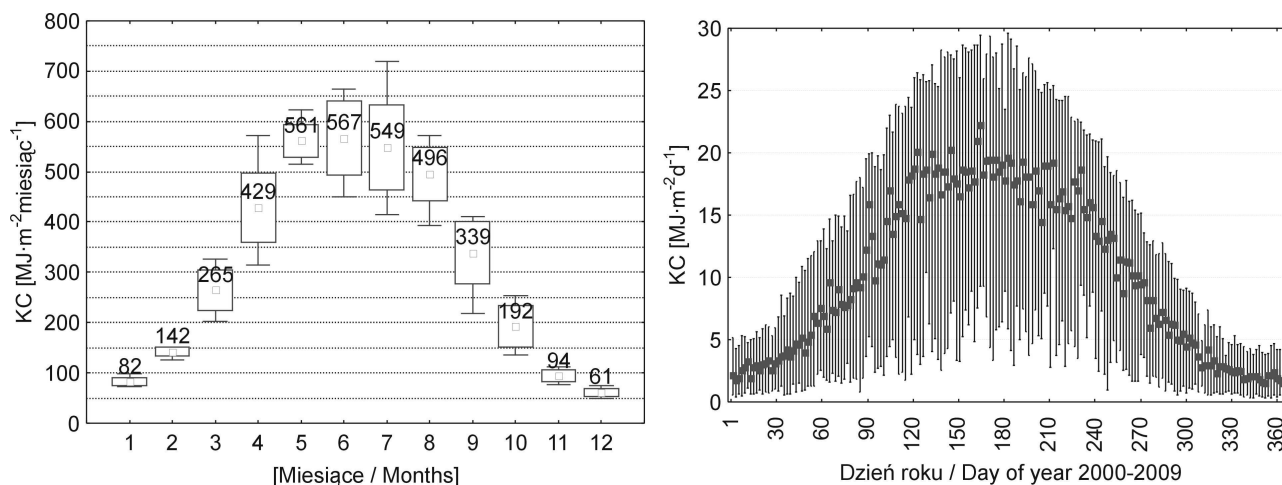


Rys. 2.18. Sumy godzinne $K_{\downarrow}$ w marcu (po lewej) i we wrześniu (po prawej) w pięciodniowych przedziałach w latach 2000–2009

Promieniowanie całkowite w sumach dobowych

Najwyższą sumę dobową $K_{\downarrow}$ 29,6 $\text{MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{d}^{-1}$ zanotowano 3.07.2006 roku, najniższą 0,3 $\text{MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{d}^{-1}$ 11.12.2007 roku (Rys. 2.19). Wyróżniał się okres od 100 do 220 dnia roku z wartościami średnimi sum dobowych $K_{\downarrow}$ powyżej 15 $\text{MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{d}^{-1}$.

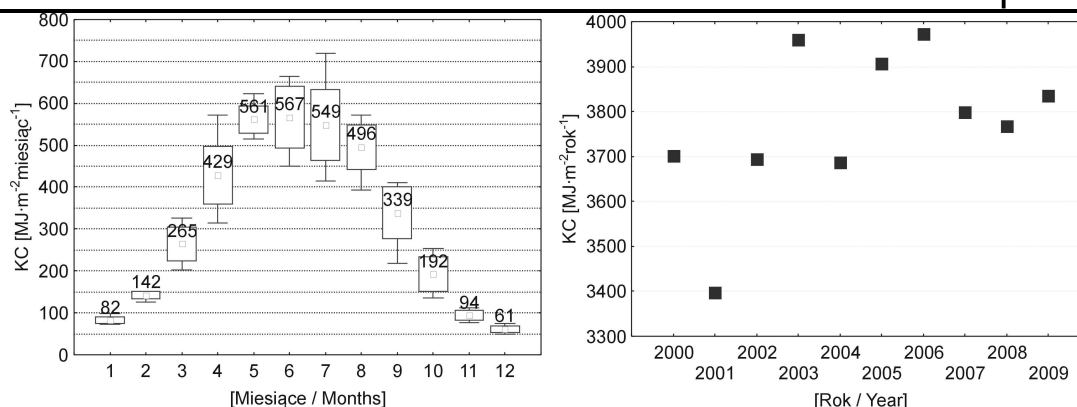
W przebiegu miesięcznym sum dobowych promieniowania $K_{\downarrow}$ (Rys. 2.19) wyróżniał się okres od maja do lipca ze zbliżoną średnią sumą dobową $K_{\downarrow}$ (17,7–18,9 $\text{MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{d}^{-1}$). Średnia wartość sumy dobowej $K_{\downarrow}$ wynosiła 10,3 $\text{MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{d}^{-1}$ za badane wielolecie, najwyższa 10,9 $\text{MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{d}^{-1}$ w 2007 i najniższa 9,3 $\text{MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{d}^{-1}$ w 2001 roku (Rys. 2.20). Są to dużo wyższe wartości niż podawane dla Regionu Katowickiego jako średnia suma dobową $K_{\downarrow}$ w wysokości 9 $\text{MJ}\cdot\text{m}^{-2}\text{d}^{-1}$ [2.60] czy [2.63].



Rys. 2.19. Sumy dobowe promieniowania $K_{\downarrow}$ na stacji WNoZ w Sosnowcu w latach 1999–2001

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie



Rys. 2.20. Sumy miesięczne (po lewej) i roczne (po prawej) $K_{\downarrow}$ na stacji WNoZ w Sosnowcu w latach 2000–2009

Analiza natężenia promieniowania całkowitego pozwoliła określić zmienność warunków radiacyjnych, natężenie w poszczególnych sezonach, miesiącach i godzinach doby. Ponadto ilościowe zestawienie natężenia $K_{\downarrow}$ pozwoliło oszacować potencjalną energię słoneczną i planować jej wykorzystanie jako odnawialne źródło energii.

Na podstawie danych promieniowania $K_{\downarrow}$ w Sosnowcu za lata 2000–2009 stwierdzono:

- najwyższą średnią sumę $K_{\downarrow}$ wynoszącą $1,4 \text{ MJ} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{godz}^{-1}$ dla przedziału 10:10–11:00. W tym samym przedziale czasowym wystąpiło maksimum $K_{\downarrow}$ wynoszące $3,513 \text{ MJ} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{godz}^{-1}$ w dniu 2.07.2006 r. o godz. 11:00;
- duże wartości sum godzinnych $K_{\downarrow}$ powyżej $2,5 \text{ MJ} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{godz}^{-1}$ notowano w godzinach dziennych (9:00–14:00) co stanowiło 5% przypadków. Znaczące były też udziały sum godzinnych $K_{\downarrow}$ w przedziałach $1\text{--}1,5 \text{ MJ} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{godz}^{-1}$ (7%) oraz po 6% w przedziałach $1,5\text{--}2$ i $2\text{--}2,5 \text{ MJ} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{godz}^{-1}$;
- najwyższą sumę dobową $K_{\downarrow}$ wynoszącą $29,6 \text{ MJ} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{d}^{-1}$ notowano 3.07.2006 roku, najniższą $0,3 \text{ MJ} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{d}^{-1}$ 11.12.2007 roku;
- wyróżniał się okres od 100 do 220 dnia roku z wartościami średnimi sum dobowych $K_{\downarrow}$ powyżej $15 \text{ MJ} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{d}^{-1}$;
- średnia wartość sumy dobowej $K_{\downarrow}$ wyniosła $10,3 \text{ MJ} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{d}^{-1}$, najwyższa $10,9 \text{ MJ} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{d}^{-1}$ w 2007 i najniższa $9,3 \text{ MJ} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{d}^{-1}$ w 2001 roku.

Ze względu na ekonomiczne wykorzystanie energii słonecznej wskazano dni i zakres godzin gdy średnia suma godzinna $K_{\downarrow}$ przewyższała $1 \text{ MJ} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{godz}^{-1}$:

- w godzinach okołopołudniowych w marcu (9:00–13:00) i październiku (10:00–12:00);
- od 11–15 kwietnia w godzinach 8:00–14:00, a w godzinach 9:00–13:00 od 11 do końca września, natomiast w pierwszych dniach tego miesiąca (do 10 dnia) już od godziny 8:00 do 14:00 UTC.

2.4. Metodologia wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

Potencjał techniczny zakłada, że dysponujemy urządzeniami do produkcji energii, ale nie stawiamy ich w dowolnym miejscu. Jeśli rozpatrujemy potencjał techniczny to jednym z kluczowych kryteriów są możliwości przesyłowe dla wyprodukowanej energii. Potencjał techniczny energii słonecznej to ta ilość, którą można wykorzystać w kolektorze słonecznym. Jest ona szacowana na około 60 % potencjału teoretycznego przy wykorzystaniu energii słonecznej w kolektorach termicznych.

Podstawowy zestaw danych do analizy zasobów energii promieniowania słonecznego stanowią czasowe oraz przestrzenne rozkłady takich parametrów jak nasłonecznienie całkowite – sumy promieniowania – na powierzchnię poziomą oraz jego podział na sumy promieniowania bezpośredniego i rozproszonego. Wartości sum promieniowania determinują bowiem jakość warunków solarnych i decydują o możliwości i opłacalności pozyskiwania energii promieniowania słonecznego przy wykorzystaniu którejkolwiek z technologii jej pozyskiwania. Wymienione wyżej dane stanowią podstawę do dalszych obliczeń zasobów ich szacowanych wielkości do wymaganej jednostki. Dlatego te podstawowe dane powinny zasilić konstruowaną w projekcie bazę danych.

Obok zasobów OZE bardzo ważnym zagadnieniem są możliwości ich wykorzystania ze względu na uwarunkowania terenowe, przyrodnicze, administracyjne i inne omówione w załączniku 1 tego opracowania.

2.4.1. Rekomendacja do bazy danych dla obszaru Polski

Jednakowy okres pomiarowy i jednorodne dane dla obszaru całej Polski wykonuje i gromadzi odpłatnie IMiGW. Jeżeli nie będzie możliwości nawiązania partnerskiej współpracy z IMiGW w celu wykorzystania tych danych w bazie zasobowej należy sięgnąć po bazę danych Ministerstwa Infrastruktury. Bazując na danych z 61 stacji meteorologicznych wyniki pomiarów i analiz należy ekstrapolować na obszary pomiędzy punktami o znanych wartościach.

2.4.2. Rekomendacja do bazy danych dla regionów

Przytoczone wcześniej opracowania regionalne dla poszczególnych województw, powiatów czy gmin można bezpośrednio importować do bazy danych. Można wykorzystać dokładne dane przytoczone w opracowaniach albo zwrócić się bezpośrednio do autorów opracowań, aby pozyskać dane cyfrowe, które nie będą generowały dodatkowych błędów przy przetworzeniu z wersji rastrowej czy innej.

Dobrym rozwiązaniem jest opisana powyżej metoda zastosowana dla województwa podkarpackiego jednak nie uwzględnia ona zasłonięcia horyzontu dla dostawy promieniowania słonecznego. Dlatego lepszym i rekomendowanym rozwiązaniem jest model



dopływu promieniowania słonecznego zastosowany dla obszaru OPN [2.19]. Wyniki tego modelu dokładnie oddają rozkład promieniowania słonecznego i mogą być stosowane w urozmaiconej formie terenu.

2.4.3. Rozdzielczość przestrzenna rekomendowanych metod

Zebrane i przeanalizowane dane wskazują na dużą różnorodność obliczeń pod względem dokładności i obszaru. Dlatego należy zastosować kilka warstw informacyjnych w zależności od metody i rozdzielczości przestrzennej:

- dla obszaru całej Polski ekstrapolacja ze stacji IMiGW z rozdzielczością przestrzenną 5000 m. Ze względu na ilość danych źródłowych proponowana gęstość siatki obliczeniowej wydaje się wystarczająca dla zobrazowania wymaganych parametrów meteorologicznych w skali kraju. Dla porównania, numeryczne modele pogody opracowywane dla obszaru Polski w ICM wykonane są w siatkach 4000 m i 13000 m.

- dla województw, powiatów i gmin dane tabelaryczne z możliwością dołączenia nowych danych w przyszłości lub ich aktualizacją. Wielość formatów w których powstają różnorodne i warte uwagi w systemie rekomendacji opracowania będą stopniowo pozyskiwane do bazy danych. Konieczne będzie tworzenie filtrów importujących dane do bazy i do modułów informacyjnych GIS. Rozdzielczość siatki dla mniejszych jednostek administracyjnych będzie dobrana w zależności od ilości punktów źródłowych i może się zawierać w zakresie od 100 do 1000 m.

- dla regionów opracowania szczegółowe obejmujące inne jednostki terytorialne szczególnie ważne dla terenów górskich i wyżynnych. W szczególnych przypadkach rozdzielczość siatki danych w modułach informacyjnych może osiągać wartości rzędu 10–100 m.

BIBLIOGRAFIA DO ROZDZ. 2

- [2.1] Popczyk J., 2010: Ocena istniejącej bazy danych wejściowych OZE (zasobów, danych klimatycznych, dostępnych technologii), Dokumentacja Projektu Etap 1, Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Gliwice, s. 688.
- [2.2] <http://www.mi.gov.pl/2-48203f1e24e2f-1787735.html>
- [2.3] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/imaps/index.htm>
- [2.4] <http://www.anemos.de/2/?pg=236&lg=2>
- [2.5] <http://www.baza-oze.pl/>
- [2.6] Wojkowski J., 2007: Modelowanie składników bilansu promieniowania przy wykorzystaniu GIS oraz zobrazowań teledetekcyjnych. Pamiętnik Puławski, Z. 144, Puławy, s. 155–167,
- [2.7] Caputa Z. Wojkowski J., 2009: Struktura promieniowania w pełnym zakresie widma na obszarze Ojcowskiego Parku Narodowego. Prądnik. Prace Muzeum Szafera 19, s. 119–140.
- [2.8] Caputa Z., 2005: Pomiary mikroklimatyczne, gradientowe i bilansu promieniowania przy pomocy automatycznych stacji pomiarowych. [w:] K. Krzemień, J. Trepińska, A. Bokwa (Red.) Rola stacji meteorologicznych w pomiarach geograficznych. Prace Geograficzne Uniwersytetu Jagiellońskiego, Kraków, s. 155.
- [2.9] Caputa Z. Leśniok M., 2009: Struktura bilansu promieniowania na obszarach miejskich i wiejskich – system pomiarowy i wybrane wyniki pomiarów na Wyżynie Śląsko-Krakowskiej. Prace Geograficzne 122, s. 23–38.
- [2.10] http://www.imgw.pl/index.php?option=com_content&view=article&id=60&Itemid=29
- [2.11] http://www.igipz.pan.pl/geooklimat/stacje_terenowe/stations_pl.htm
- [2.12] <http://www.igf.edu.pl/pl/obserwatoria>
- [2.13] <http://www.meteo.uni.wroc.pl/>
- [2.14] <http://nargeo.geo.uni.lodz.pl/~meteo/>
- [2.15] <http://www.geo.uni.torun.pl/www/stacje.htm>
- [2.16] EN ISO 15927-4 Hygrothermal performance of buildings — Calculation and presentation of climatic data — Part 4: Data for assessing the annual energy for cooling and heating systems, CEN, 2003.
- [2.17] Narowski P.G., 2006: Dane klimatyczne do obliczeń energetycznych w budownictwie, Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja, 11.
- [2.18] Rich P.M., 1994: Using viewshed models to calculate intercepted solar radiation: applications in ecology. American Society for Photogrammetry and Remote. Sensing Technical Papers.
- [2.19] Wojkowski J. Caputa Z., 2009: Modelowanie dopływu promieniowania słonecznego na obszarze Ojcowskiego Parku Narodowego. Prądnik. Prace Muzeum Szafera 19, s. 141–152.

Etap nr 12:

***Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie***



- [2.20] Wojkowski J. Caputa Z., 2009: Przestrzenne i czasowe zróżnicowanie albedo na obszarze Ojcowskiego Parku Narodowego. *Prądnik. Prace Muzeum Szafera* 19, s. 153–168.
- [2.21] Wojkowski J. Caputa Z., 2009: Przestrzenne i czasowe zróżnicowanie promieniowania pochłoniętego na obszarze Ojcowskiego Parku Narodowego. *Prądnik. Prace Muzeum Szafera* 19, s. 169–180.
- [2.22] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgris/>
- [2.23] Odnawialne źródła energii – zasoby i możliwości wykorzystania na terenie województwa kujawsko-pomorskiego, Kujawsko-Pomorskie Biuro Planowania Przestrzennego i Regionalnego we Włocławku, Włocławek, 2008.
- [2.24] Studium rozwoju systemów energetycznych w województwie lubuskim do roku 2025 ze szczególnym uwzględnieniem perspektyw rozwoju energetyki odnawialnej, Energoexpert, 2009.
- [2.25] Lubuski Regionalny Program Operacyjny na lata 2007–2013, Zarząd Województwa Lubuskiego, Zielona Góra, 2007.
- [2.26] Wojewódzki program rozwoju alternatywnych źródeł energii dla województwa lubelskiego, Raport III – program, Biuro Planowania Przestrzennego, Lublin, 2004: s. 62.
- [2.27] Wojewódzki program rozwoju alternatywnych źródeł energii dla województwa lubelskiego, Biuro Planowania Przestrzennego, Lublin, 2006: s. 102.
- [2.28] Program możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii dla Województwa Mazowieckiego, Instytut Energetyki Jednostka Badawczo – Rozwojowa Oddział Gdańsk, 2006.
- [2.29] Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe gminy Nowy Tomyśl, Inveco, s. 91–104.
- [2.30] Bilans energetyczny dotyczący odnawialnych źródeł energii na terenie gminy Sosnowica, Zintegrowanego Programu Operacyjnego Rozwoju Regionalnego, Samorządem Województwa Lubelskiego, Sosnowica 2007, s. 116.
- [2.31] Projekt Odnawialne Źródła Energii na Lubelszczyźnie – promocja i możliwości rozwoju. Realizowany w ramach Działania 2.6 Regionalne Strategie Innowacji i transfer wiedzy, Zintegrowanego programu Operacyjnego Rozwoju Regionalnego, 2008.
- [2.32] Ocena konkurencyjności wykorzystania energii odnawialnej w województwie łódzkim, CITEC S.A, Urząd Marszałkowski w Łodzi, Katowice, 2008.
- [2.33] Opracowanie metody programowania i modelowania systemów wykorzystania odnawialnych źródeł energii na terenach nieprzemysłowych województwa śląskiego, wraz z programem wykonawczym dla wybranych obszarów województwa. Część I: Metodyka opracowania. Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energia PAN, Kraków–Katowice, 2005, s. 54.
- [2.34] Opracowanie metody programowania i modelowania systemów wykorzystania odnawialnych źródeł energii na terenach nieprzemysłowych województwa śląskiego,

- wraz z programem wykonawczym dla wybranych obszarów województwa. Część II: Program wykorzystania odnawialnych źródeł energii na terenach nieprzemysłowych województwa śląskiego (projekt). Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energia PAN, Kraków–Katowice, 2005, s. 165.
- [2.35] Praktyczne aspekty wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Plan energetyczny województwa podlaskiego. Podlaska Fundacja Rozwoju Regionalnego, Białystok 2006: s. 138.
- [2.36] Bogdańska B., 1997: Energia odnawialna w Polsce. Mapa ścienna. IMiGW. Warszawa.
- [2.37] Program Poszanowania Energii i Wspierania Wykorzystania Źródeł Odnawialnych na lata 2009–2015 dla Powiatu Polkowickiego. Fundacja Ekologiczna Zielona Akcja, Polkowice, 2010.
- [2.38] Markowicz K., Szewczyk M., 2008: Analiza zasobów energii promieniowania słonecznego na terenie Podkarpacia, analiza opracowana w ramach projektu: „Baza danych odnawialnych źródeł energii województwa podkarpackiego, Rzeszów.
- [2.39] Zapałowicz Z., 2003: Ocena możliwości wytwarzania ciepła i energii elektrycznej z promieniowania słonecznego na Pomorzu Zachodnim, [w:] Flejterski S., Lewandowski P., Nowak W., (Red): Energia odnawialna na Pomorzu Zachodnim, Wydawnictwo Hogben, Szczecin, s. 397–406.
- [2.40] Bogdańska B., Podogrodzki J., 2000: Zmienność całkowitego promieniowania słonecznego na obszarze Polski w okresie 1961–1995. IMGW Warszawa.
- [2.41] Palz W., Greif J., 1996: European Solar Radiation Atlas. 3rd Edition, Springer
- [2.42] Fu Q., Liou K.N., 1992: *On the correlated k-distribution method for radiative transfer in nonhomogenous atmospheres*; J. Atmos. Sci., vol. 49, s. 2139–2156.
- [2.43] *ERA-40 Project*; ; European Centre for Medium-Range Weather Forecasts.
- [2.44] Li D., Shine K. P., 1995: *A 4-Dimensional Ozone Climatology for UGAMP Models*; UGAMP Internal Report, No.35.
- [2.45] *CERES/SARB Surface Properties*; ; NASA Langley Research Center's Clouds and the Earth's Radiant Energy System (CERES).
- [2.46] Rossow W.B., Schiffer R.A., 1999: *Advances in understanding clouds from ISCCP*; Bulletin of the American Meteorology Society, vol. 80, s. 2261–2288, doi:10.1175/1520–0477, 69/69.
- [2.47] Witek M. L., Flatau P. J., Quinn P. K., Westphal D. L., 2007: *Global sea salt modeling: results and validation against multi-campaign shipboard measurement*., Journal of Geophysical Research vol. 112, D08215.
- [2.48] Hess M., Koepke P., Schult, 1998: *Optical properties of aerosol and clouds*; The Software Package OPAC. Bulletin of the American Meteorology Society, vol. 59, s. 831–844.
- [2.49] Bissolli P., 2003: *Construction of a cloud cover reference climatology using satellite and in situ data for the climate monitoring program at SAT-KLIM f the German Meteorological Service*; The 2003 EUMETSAT



- [2.50] Meteorological Satellite Conference, Weimar, Germany, 29.09–03.10.2003, s. 664 – 670, 2003.
- [2.51] Reindl D.T., Beckman W. A., Duffie J.A., 1990: *Evaluation of hourly tilted surface radiation models*; Solar Energy vol. 45, s. 9–17.
- [2.52] Strategia Rozwoju Odnawialnych Źródeł Energii w Województwie Podkarpackim, Podkarpacka Agencja Energetyczna Sp. z o.o., Rzeszów, 2009.
- [2.53] Główny Urząd Statystyczny; <http://www.stat.gov.pl/>.
- [2.54] *Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie* (Dz.U. z 2002 r. Nr 75, poz. 690), z późniejszymi zmianami (Dz.U. z 2003 r. Nr 33, poz. 270) i (Dz.U. z 2004 r. Nr 109, poz. 1156).
- [2.55] Budzyński K., Narowski P.G., Czechowicz J., 2004: Przygotowanie zbiorów zagregowanych danych klimatycznych dla potrzeb obliczeń energetycznych budynków, Ministerstwo Infrastruktury, Warszawa.
- [2.56] Narowski P.G., 2001: *Metodyka wyznaczania klimatycznych warunków obliczeniowych dla instalacji ogrzewczych z uwzględnieniem dynamiki cieplnej budynków*, Praca doktorska, Politechnika Warszawska, Warszawa.
- [2.57] <http://new.meteo.pl/>
- [2.58] *Atlas bilansu promieniowania w Polsce*, 1966, J. Paszyński (red.), Instytut Geografii PAN, Dokumentacja Geograficzna 4, Materiały do bilansu cieplnego Polski.
- [2.59] *Atlas klimatu województwa śląskiego*, 2000, A. Kruczała (red.), IMGW, Katowice, 116.
- [2.60] *Atlas Rzeczypospolitej Polskiej*, 1994, Mapa 31.2 Promieniowanie, temperatura powietrza. J. Paszyński, K. Miara, Główny Geodeta Kraju, Warszawa.
- [2.61] Caputa Z.A., Leśniok M.R., Niedźwiedz T., G. Bil-Knozová, 2009, The influence of atmospheric circulation and cloudiness on the intensity of temperature inversions In Sosnowiec (Upper Silesia, Southern Poland), International Journal of Environment and Waste Management, Vol. 4, Number ½, 17–31.
- [2.62] *Narodowy Atlas Polski*, 1973–1978, Instytut Geofizyki PAN, Zakład Narodowy Imienia Ossolińskich, Wrocław-Wawszawa-Kraków-Gdańsk.
- [2.63] Atlas klimatyczny Polski. H. Lorenc, IMiGW, 2005.



Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.

Etap nr 12:

*Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie*



3. ENERGIA WIATRU

Opracowanie przygotowane przez:

dr Zbigniew Caputa

dr Józef Partyka

dr Jakub Wojkowski

dr Mieczysław Leśniok

Etap nr 12:

*Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie*

3.1. Istniejące dane o zasobach

Średnia roczna prędkość wiatru, rozkład przestrzenny i podział na strefy energetyczne wiatru w Polsce podane zostały w raporcie Etapu 1 [3.1 str.14–16].

Potencjał energii wiatru został scharakteryzowany głównie w postaci map graficznych rozkładu średniej rocznej prędkości wiatru i podziału energetycznego w województwie kujawsko-pomorskim [3.1 str.37–38], lubelskim [3.1 str.61–62], lubuskim [3.1 str.77–78], łódzkim [3.1 str.84–85], mazowieckim [3.1 str.100–101], podkarpackim [3.1 str.112–115], pomorskim [3.1 str.144], śląskim [3.1 str.157–161], świętokrzyskim [3.1 str.191–192], warmińsko-mazurskim [3.1 str.198–199].

Opracowanie [3.1] proponuje potencjał energii pochodzącej z wiatru oszacować na podstawie danych zamieszczonych na stronie WWW Ministerstwa Infrastruktury [3.2] dla województw: dolnośląskiego, małopolskiego, opolskiego, podlaskiego, wielkopolskiego i zachodniopomorskiego. Dane można uzupełnić z niemieckiej bazy danych wietrzności ANEMOS [3.3]. Ponadto na podstawie danych o wietrzności w poszczególnych regionach kraju [3.3] można dokonać obliczeń uwzględniając lokalne uwarunkowania. Powyższe dane postulują się wykorzystać do tworzenia bazy danych OZE [3.1].

Pozostałe studia regionalne, nieuwzględnione w opracowaniu Etapu 1 [3.1], podają możliwości wykorzystania nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii dla gminy Nowy Tomyśl [2.29], [3.8], województwo dolnośląskie [3.11], [3.12] małopolskie [3.13], podlaskie [2.35].

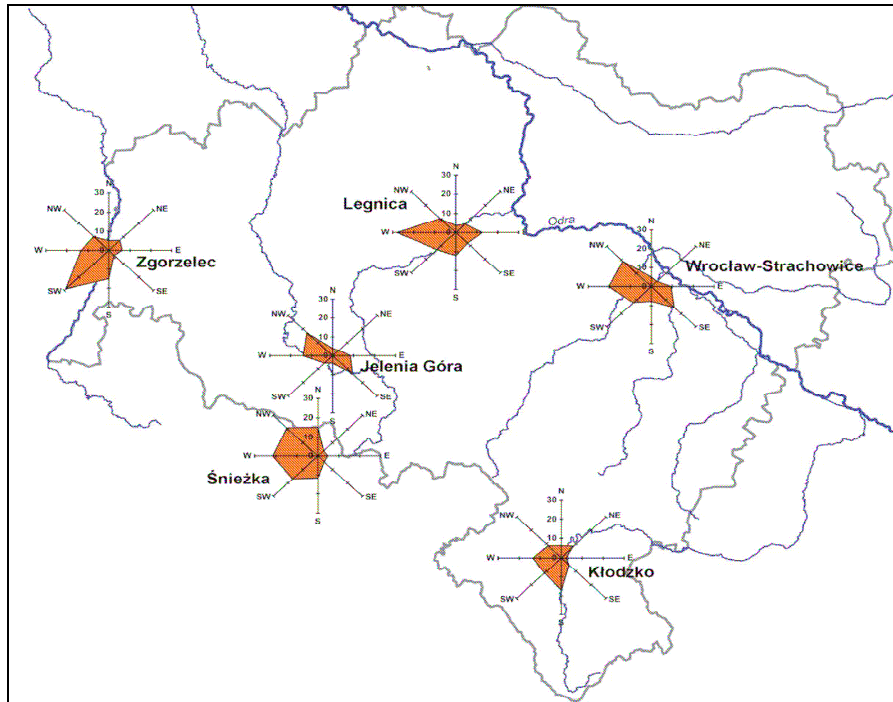
Dla badanych dolnośląskich stacji, z wyłączeniem Śnieżki, średnia roczna prędkość wiatru kształtuje się w zakresie 2,1–3,3 m/s. W poszczególnych latach (1996–2005) najwyższa roczna prędkość wiatru wyniosła 4,3 m/s w Zgorzelcu [3.11].

Tabela 3.1. Średnia prędkość wiatru [m/s] do wysokości 150 m. nad poziomem gruntu dla wybranych stacji Dolnego Śląska w latach 1996–2005 [3.11]

Stacja / Wysokość m. npg	Legnica 12 m. npg	Wrocław 12 m. npg	Jelenia Góra 16 m. npg	Kłodzko 10 m. npg	Zgorzelec 12 m. npg
Poziom pomiaru	3,3	3,1	2,1	2,5	3,3
20	3,7	3,4	2,2	2,9	3,7
30	4,0	3,7	2,4	3,1	4,0
40	4,2	3,9	2,5	3,3	4,2
50	4,4	4,1	2,6	3,4	4,4
60	4,6	4,3	2,7	3,6	4,6
70	4,7	4,4	2,8	3,7	4,7
80	4,8	4,5	2,9	3,8	4,8
90	4,9	4,6	3,0	3,9	4,9
100	5,0	4,7	3,0	4,0	5,0
110	5,1	4,8	3,1	4,0	5,1
120	5,2	4,9	3,1	4,1	5,2
130	5,3	5,0	3,2	4,2	5,3
140	5,4	5,1	3,2	4,2	5,4
150	5,5	5,1	3,3	4,3	5,5

Etap nr 12:

**Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**



Rys. 3.1. Roczna częstość [%] kierunków wiatru w woj. dolnośląskim (1996–2005) [3.11]



Rys. 3.2. Potencjał energetyczny wiatru na Dolnym Śląsku [3.12]

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

Na podstawie opracowania [3.7] dla województwa wielkopolskiego określono wiatry z sektora zachodniego, głównie z kierunku zachodniego i południowo – zachodniego, które przeważają w porze letniej, natomiast z kierunku północnego i północno – wschodniego przeważające jesienią i zimą.

Rozkład prędkości wiatru dla całego obszaru województwa wielkopolskiego dokonano na poziomie 10, 60 i 80 m. Rozkład średniej rocznej prędkości wiatru w województwie kształtuje się w przedziale od 2 do 4 m/s. Największe średnie miesięczne prędkości wiatru są notowane w zimie i wiosną, a najmniejsze latem. W województwie średnia roczna prędkość wiatru na poziomie 60 m zmienia się od 2,75 do 5,43 m/s.

Dla pola prędkości wiatru na poziomie 80 m w województwie wielkopolskim:

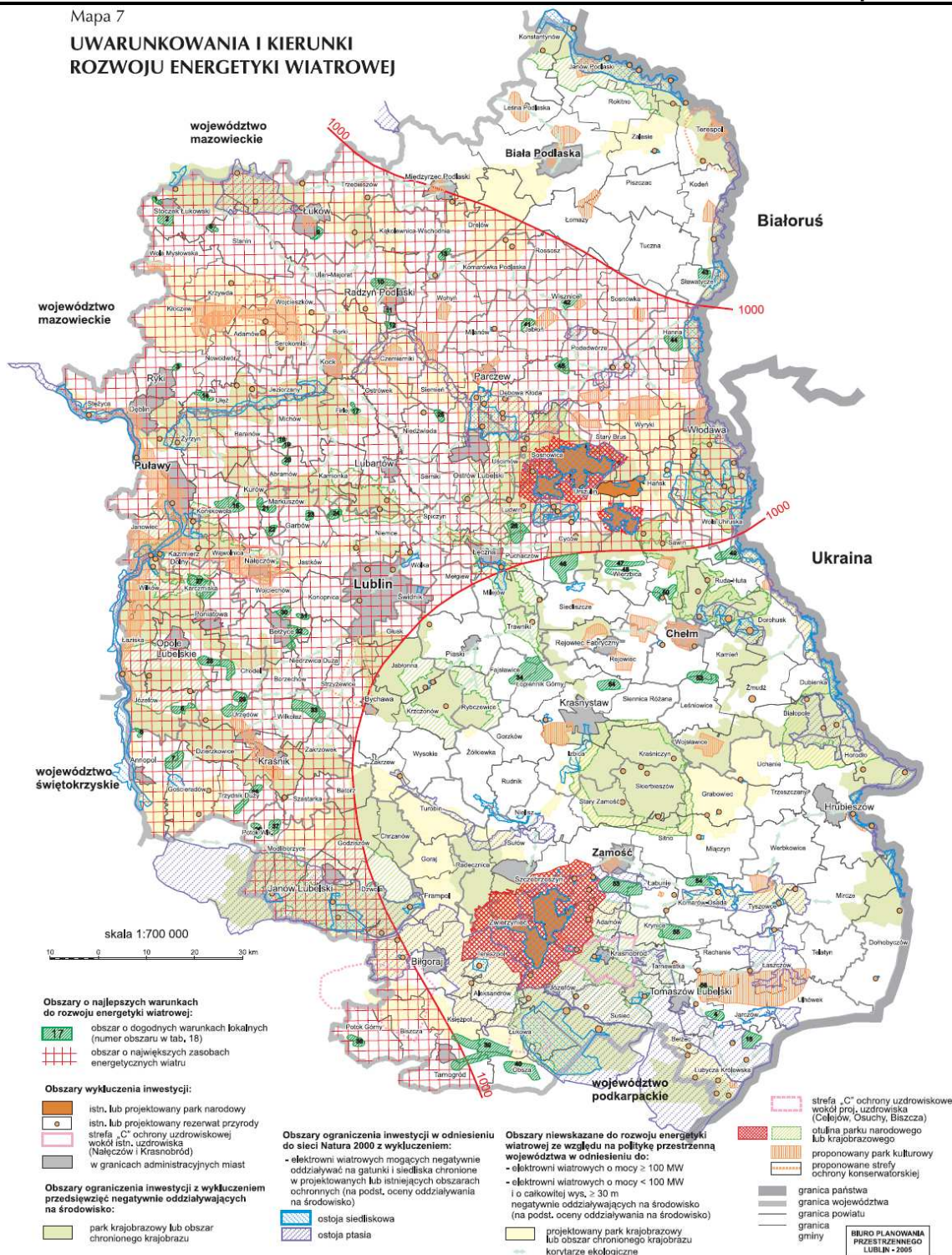
- amplituda wahań średniej prędkości wiatru wynosi 2,96–5,80 m/s,
- prędkość wiatru na 55 % obszaru przekracza 4,0 m/s,
- prędkość użyteczna jedynie w 16 powiatach była prędkością najniższą, w pozostałych powiatach wartość najniższa była wyższa od 4,0 m/s,
- w 25 powiatach (na 31 w Wielkopolsce) najwyższa obliczona prędkość w siatce gridowej przekroczyła prędkość użyteczną.

Obszerne opracowanie dla województwa lubelskiego wskazuje zasoby oraz kierunki rozwoju energetyki wiatrowej [3.17]. W następnym opracowaniu [3.18] zamieszczone są mapy poszerzone o uwarunkowania, które są ważne nie tylko dla inwestorów.

Poniżej przedstawiono opracowania, ważniejsze mapy kierunków rozwoju i obszary preferowane dla energetyki wiatrowej.

Mapa 7

UWARUNKOWANIA I KIERUNKI
ROZWOJU ENERGETYKI WIATROWEJ



Rys. 3.3. Kierunki rozwoju energetyki wiatrowej w woj. lubelskim [3.18]

Województwo małopolskie zlokalizowane jest w strefie niekorzystnej i wybitnie niekorzystnej, o małych zasobach energetycznych wiatru. Jednakże na terenach o bogatej rzeźbie terenu, a taka występuje w południowej części województwa, występują lokalne

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

strefy, w których wiatry mają korzystne własności energetyczne. Lokalne warunki klimatyczne i terenowe, sprzyjające rozwojowi energetyki wiatrowej występują też na Wyżynie Krakowsko-Częstochowskiej. Na obszarze Małopolski w Rytrze (powiat nowosądecki) uruchomiono elektrownię wiatrową o mocy nominalnej 150 kW oraz na Przysłopie w Zawoi (powiat suski) o mocy nominalnej 160 kW. Aktualnie w Polsce pracuje 101 elektrowni wiatrowych o łącznej mocy 67 507 kW [3.13].

Mapa 2
Obszary preferowane dla rozwoju
energetyki wiatrowej



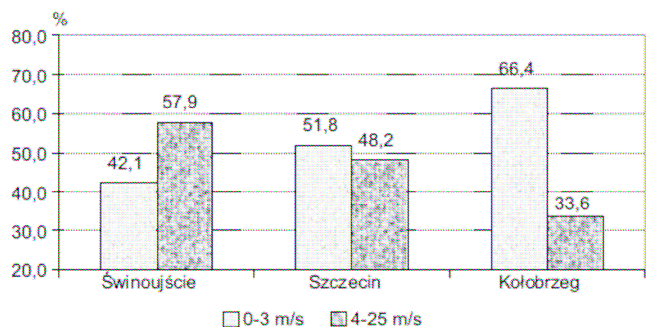
Rys. 3.4. Obszary preferowane do energetyki wiatrowej w woj. mazowieckim [3.9]

Pomorze Zachodnie jest regionem Polski o minimalnej częstotliwości występowania cisz i wiatrów słabych. W latach 1981–1990 średnia prędkość wiatru w Świnoujściu wyniosła

Etap nr 12:

*Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie*

4,36 m/s, w Szczecinie – 3,69 m/s, w Kołobrzegu tylko 2,96 m/s. Prędkości maksymalne nie osiągały 25 m/s [3.14].



Rys. 3.5. Częstość występowania wiatrów w zakresie 0–3 i 4–25 m/s w latach 1981–1990 [3.14]

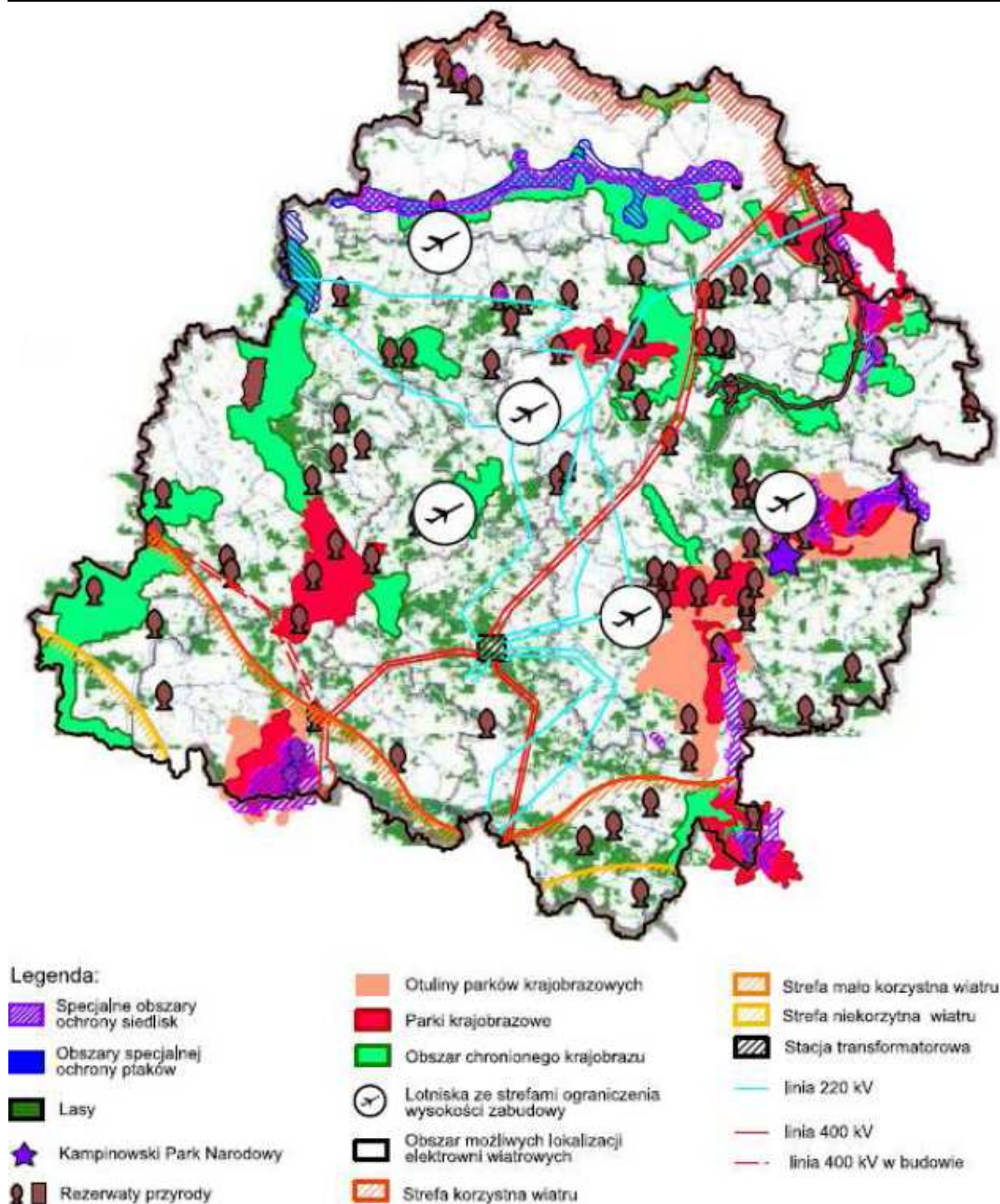
Mapa dopuszczalnych lokalizacji obiektów energetyki wiatrowej w województwie łódzkim [3.10] obrazuje nie tylko możliwe lokalizacje dla farm wiatrowych ale również skomplikowaną strukturę obszarów chronionych i zastrzeżonych pod inwestycję, które należy uwzględnić przy planach inwestycji i rekomendacji źródeł energii.

Na terenie województwa podlaskiego istnieją trzy obiekty wykorzystujące energię wiatru do produkcji energii elektrycznej [2.35]. Wszystkie znajdują się w powiecie suwalskim. Największy z nich zlokalizowany w Wiżajnach, na Górze Rowelskiej wyposażony jest w sześć turbin wiatrowych o mocy 300 kW każda. Elektrownia wiatrowa o mocy 750 kW znajduje się także w Rychtynie, a mała elektrownia wiatrowa o mocy 10 kW znajduje się w Prudziškach. Całkowita ilość energii możliwa do pozyskania w tych obiektach wynosi 24,72 TJ w stosunku rocznym. Planowane jest wybudowanie na terenie województwa podlaskiego siłowni wiatrowych o łącznej mocy 91,75 MW, co przy uwzględnieniu siłowni już istniejących umożliwi uzyskanie 1182,1 TJ energii elektrycznej w ciągu roku. Największe obiekty mają powstać w Krasnopolu, w powiecie sejneńskim – 24 MW i w Sztabikach, także w powiecie sejneńskim – 15 MW. W całym powiecie suwalskim przewiduje się budowę siłowni wiatrowych o łącznej mocy około 43 MW [2.35].

3.2. Istniejące metody szacowania zasobów

Znane i stosowane metody szacowania potencjału teoretycznego i technicznego podano w opracowaniu [3.1 str. 84, 113, 157–161, 191].

W badaniach zasobów teoretycznych wiatru korzysta się z metod obserwacyjnych oraz wyników symulacji uzyskanych przy użyciu modeli numerycznych. Wyniki pomiarów są bardziej dokładne, chociaż niepewności pomiarowe wynoszą przeważnie kilka procent.



Rys. 3.6. Dopuszczalne lokalizacje obiektów energetyki wiatrowej w województwie łódzkim [3.10]

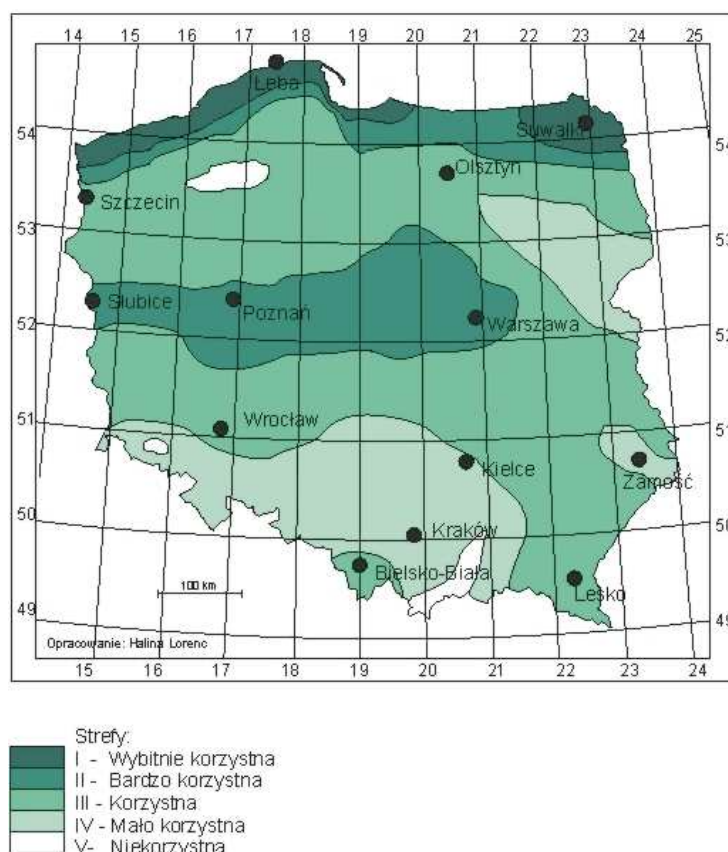
Główna sieć obserwacji meteorologicznych w Polsce została rozwinięta przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej (IMGW). Jednak gęstość stacji obserwacyjnych jest z punktu widzenia energetyki wiatru niewystarczająca. Dodatkowo zgodnie z wytycznymi Światowej Organizacji Meteorologicznej (WMO) pomiary wykonywane są standardowo na

Etap nr 12:

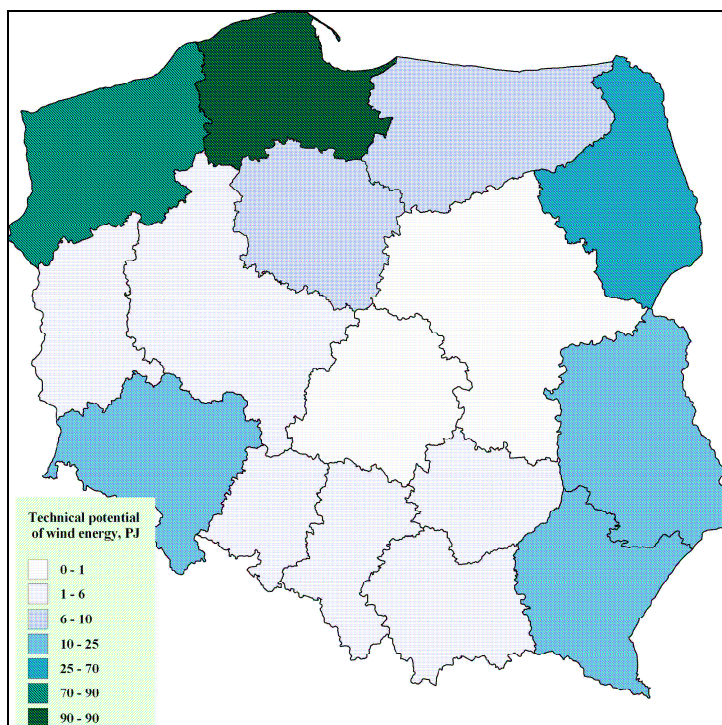
Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

wysokości 10 metrów nad gruntem, podczas gdy potencjał energetyczny powinien być oszacowany na wyższych wysokościach. Typowe instalacje montuje się na wysokości od 20 do 100 metrów nad gruntem. Kluczowym problem jest więc w tym przypadku ekstrapolacja danych obserwacyjnych na wyższe wysokości. Jest to zadanie bardzo trudne gdyż profil wiatru z wysokością zależy zarówno od ukształtowania terenu, ale również od warunków stratyfikacyjnych w atmosferze. Ostatni efekt jest często pomijany, co kwestionuje przydatność tego typu opracowań.

Statystyczne opracowanie danych meteorologicznych, które przedstawia procentowy udział poszczególnych prędkości wiatru w roku w ogólnych jego zasobach na danym obszarze, stanowi kluczowe kryterium oceny terenów pod względem ich przydatności dla rozwoju energetyki wiatrowej. Terytorium Polski można podzielić na 6 stref ze względu na potencjał wykorzystania energii wiatru jako źródła energii (Rys. 3.7). Trzy z nich to tereny sprzyjające budowie elektrowni wiatrowych (wybitnie korzystne, bardzo korzystne oraz korzystne) – obszar Pomorza, Suwalszczyzny, zaś dwie kolejne to tereny, które nie sprzyjają wykorzystaniu ich w zakresie budowy elektrowni wiatrowych (mało korzystne i niekorzystne). Jedna ze stref nie nadaje się w ogóle do budowy elektrowni wiatrowych – obszary górskie i wysokogórskie.



Rys. 3.7. Strefy potencjału energetycznego wiatru na obszarze Polski za okres 1971–2000.
Źródło: Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej



Rys. 3.8. Potencjał techniczny energii wiatrowej w podziale na województwa [3.25]

Metody szacowania zasobów energetycznych wiatru muszą umożliwiać:

- przeprowadzenie analizy dla złożonych terenów
- uwzględnienie lokalnej zmienności czasowej prędkości wiatru
- określenie prędkości wiatru na wysokości piasty wirnika.

Wyróżniamy dwa zasadnicze typy podejścia do problemu omówione poniżej:

3.2.1. Obliczenia w oparciu o długoterminowe dane

Obliczenia w oparciu o długoterminowe dane ze stacji meteorologicznej położonej w pobliżu miejsca planowanej lokalizacji elektrowni wykonujemy w przypadku, jeżeli w pobliżu miejsca planowanej lokalizacji elektrowni wiatrowej znajduje się stacja meteorologiczna, pochodzące z niej dane długoterminowe mogą być bezpośrednio wykorzystane do oszacowania zasobów energetycznych wiatru. Jest to jednak możliwe tylko w przypadku, kiedy stacja meteorologiczna jest reprezentatywna dla miejsca planowanej lokalizacji, tzn. w jej otoczeniu występują zbliżone warunki klimatyczne, podobna jest topografia i szorstkość podłoża.

Poza analizą danych pomiarowych wykorzystuje się również modele meteorologiczne, które pozwalają obliczać pole wiatru. Niestety rozdzielczość przestrzenna współczesnych modeli meteorologicznych jest niska i wynosi od kilku do kilkunastu kilometrów. Oznacza to, że zmienność przestrzenna pola wiatru w skali mniejszej niż kilka kilometrów jest



nieosiągalna. Modele te dzielimy na prognostyczne oraz diagnostyczne. Pierwsze z nich służą do prognozowania pogody w skali mezoskalowej, zaś drugie do określania warunków meteorologicznych w terminach analizy danych pomiarowych. Do modeli prognostycznych zaliczamy między innymi UMPL, ALADIN, HIRLAM, COAMPS, WRF lub do celów naukowo-badawczych EULAG. Początkowe pole wiatru w modelach numerycznych jest asymilowane na podstawie danych obserwacyjnych. Modele te wymagają zatem dużej ilości danych obserwacyjnych nie tylko pola wiatru ale również innych wielkości meteorologicznych. W ramach modelu rozwiązywane są skomplikowane równania dynamiki oraz zachowania energii w atmosferze. Niestety ze względu na stopień skomplikowania modelu oraz trybu pracy są one bardzo rzadko używane do szacowania potencjału energetycznego wiatru. Znacznie częściej wykorzystywane są modele proste diagnostyczne. Modele te jednak są bardzo ograniczone gdyż jedynie efekty dynamiczne brane są pod uwagę. Ich głównym celem jest badanie potencjału wiatru nad obszarem o zróżnicowanej topografii. Zaliczamy do nich: modele liniowe (BZ-WASP), modele zachowania masy (NOABL-WindMap), modele spektralno-numeryczne (MSFDWindFarm). W modelach liniowych rozwiązywane są zlinearyzowane równania dynamiki atmosfery (równanie ciągłości oraz ruchu). W modelach zachowania masy rozwiązywane jest równanie ciągłości. Modele spektralno-numeryczne oparte są na modelach liniowych, przy czym wykorzystuje się dodatkowo parametryzacje turbulencji zaczerpnięte z zaawansowanych modeli prognostycznych. Wyniki symulacji przeprowadzonych przy użyciu modeli diagnostycznych muszą być weryfikowane, a następnie korygowane na podstawie danych obserwacyjnych [3.23].

3.2.2. Obliczenia w oparciu o krótkookresowe pomiary na maszcie

Dobłą metodą są obliczenia w oparciu o krótkookresowe pomiary na maszcie ustawionym w pobliżu miejsca planowanej lokalizacji elektrowni, skorelowane z długookresowymi seriami danych z pobliskiej stacji meteorologicznej. Niestety w warunkach polskich nader rzadko mamy do czynienia z podobną sytuacją. Przeciętne odległości między stacjami meteorologicznymi wynoszą ok. kilkudziesięciu kilometrów, prędkości wiatru są mierzone na masztach o wysokości 10 m i rejestrowane co 3 godziny z dokładnością do 1 m/s, a więc niewystarczającą na potrzeby energetyki wiatrowej. W takich sytuacjach konieczne jest zastosowanie nieco innego podejścia. Wymaga ono zlokalizowania w pobliżu miejsca planowanego usytuowania elektrowni wiatrowej masztu pomiarowego i przeprowadzenia serii precyzyjnych pomiarów prędkości wiatru. Uzyskane dane koreluje się następnie z danymi długoterminowymi z najbliższych stacji meteorologicznych (tzw. metoda MCP). W celu określenia najlepszego miejsca do lokalizacji elektrowni wiatrowej otrzymane dane wprowadzane są do modelu meteorologicznego (metoda mikrolokalizacji).

W ocenie wiatru bierze się pod uwagę podstawowe czynniki: średnią prędkość wiatru i rozkład kierunku wiatru. Pomiaru tych wartości dokonuje się za pomocą specjalnych masztów pomiarowych, wyposażonych w minimum 3 czujniki prędkości wiatru zainstalowane na

różnych wysokościach, np. 40, 60, 80 m, oraz co najmniej 2 czujniki kierunku wiatru. Pomiary prowadzi się minimum przez rok czasu z częstotliwością 10 s.

Rozkład wiatru bada się według tzw. rozkładu Weibulla. Jest to dwuparametrowy rozkład używany w energetyce wiatrowej do opisu częstości prędkości wiatru. Aby scharakteryzować ilość wytworzonej energii, należy posłużyć się konkretną charakterystyką turbiny takiej, albo porównywalnej do tej, która prawdopodobnie będzie zainstalowana. Przy wyższych planowanych masztach turbin należy uwzględnić to, że prędkość wiatru rośnie wraz ze wzrostem wysokości, a także uzależniona jest od tzw. szorstkości terenu.

Dla wyznaczenia teoretycznych zależności pomiędzy prędkościami wiatrów na różnych wysokościach zachodzi zależność:

$$v_z = v_w \times \left(\frac{h_z}{h_w} \right)^\alpha \quad (3.1)$$

gdzie:

v_z – prędkość zredukowana obliczona ze wzoru na wysokości h_z [m/s]

v_w – prędkość wiatru zmierzona na wysokości h_w

h_z – wysokość dla której oblicza się prędkość wiatru v_z [m/s]

h_w – wysokość usytuowania wiatromierza nad poziomem gruntu [m],

α – wykładnik meteorologiczny zależny od stanu równowagi atmosfery,

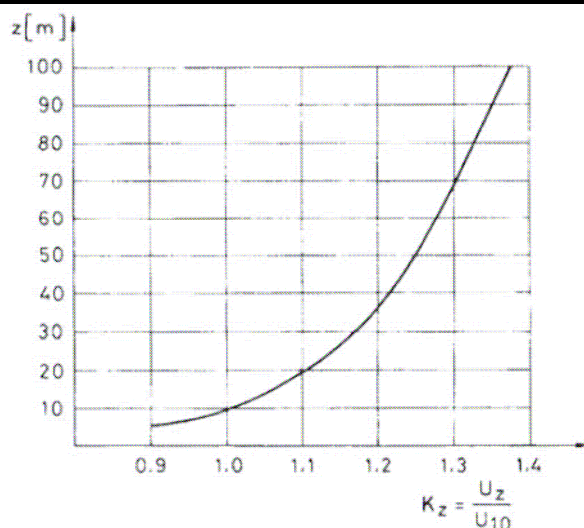
lub

$$w_2(h_2) = w_1(h_1) \frac{\ln\left(\frac{h_2}{h_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{h_0}\right)} \quad (3.2)$$

gdzie:

w_1, w_2 – prędkości wiatru odpowiednio, na wysokościach h_1, h_2 ,

h_0 – parametr szorstkości podłoża zależny od własności fizycznych podłoża, poniżej wysokości h_0 prędkość wiatru jest zerowa.



Rys. 3.9. Zmiana prędkości wiatru w profilu pionowym U_z – prędkość wiatru na wysokości z , U_{10} – prędkość wiatru na wysokości 10m, K_z – współczynnik poprawkowy

Jednocześnie wykazano, iż wykorzystanie rzeczywistych prędkości wiatrów pomierzonych na wys. 2 m i przeliczenie je na wyższe jest już problematyczne (Rys. 3.10). Przeliczone teoretyczne prędkości wiatru z poziomu 2 m na 20, 30 i 40 m według wzoru (3.1) zawyżają prędkości wiatru w stosunku do rzeczywiście obserwowanych wartości na maszcie:

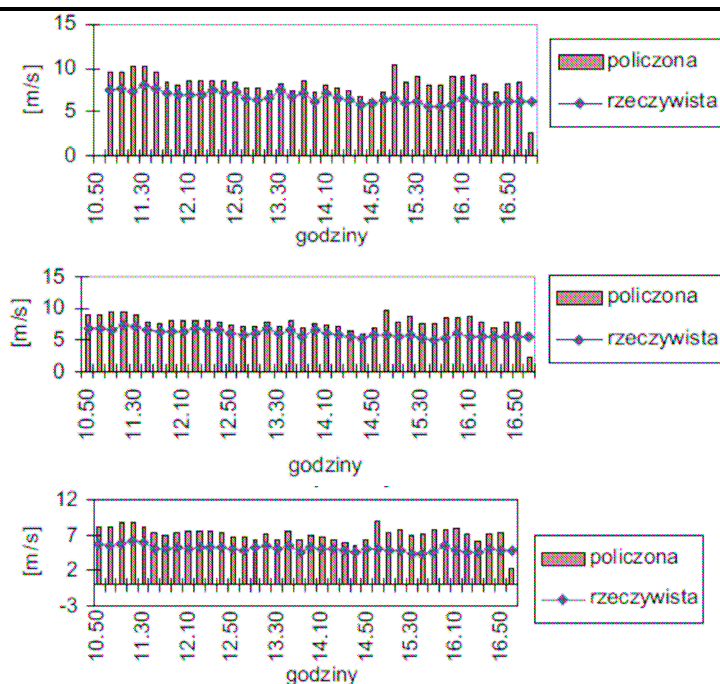
- na poziomie 20 m średnio o 42,4% (od 19,8 do 74,0%),
- na poziomie 30 m średnio o 30,9% (od 12,0 do 64,0%),
- na poziomie 40 m średnio o 26,3% (od 7,2 do 58,0%).

Przeliczone teoretyczne prędkości wiatru z poziomu 20 m na 30 i 40 m według wzoru (3.1) zaniżają nieznacznie prędkości wiatru w stosunku do rzeczywiście obserwowanych wartości na maszcie, mianowicie:

- na poziomie 30 m średnio zaniżają o 8,1% (od 1,5 do 15,2%),
- na poziomie 40 m średnio zaniżają o 11,4% (od 4,2 do 18,4%).

Współczynniki korelacji są stosunkowo małe i mieszczą się w granicach od 0,447 do 0,489 [3.15].

Współczynnik szorstkości terenu (α) może być szacowany na podstawie tzw. klas szorstkości albo/i oceny wizualnej terenu.



Rys. 3.10. Porównanie prędkości policzonej (z 2 m) i rzeczywistej na 40 m, 30 m i 20 m [3.15]

3.2.3. Ocena zasobów energii użytecznej wiatru na obszarze województwa podkarpackiego

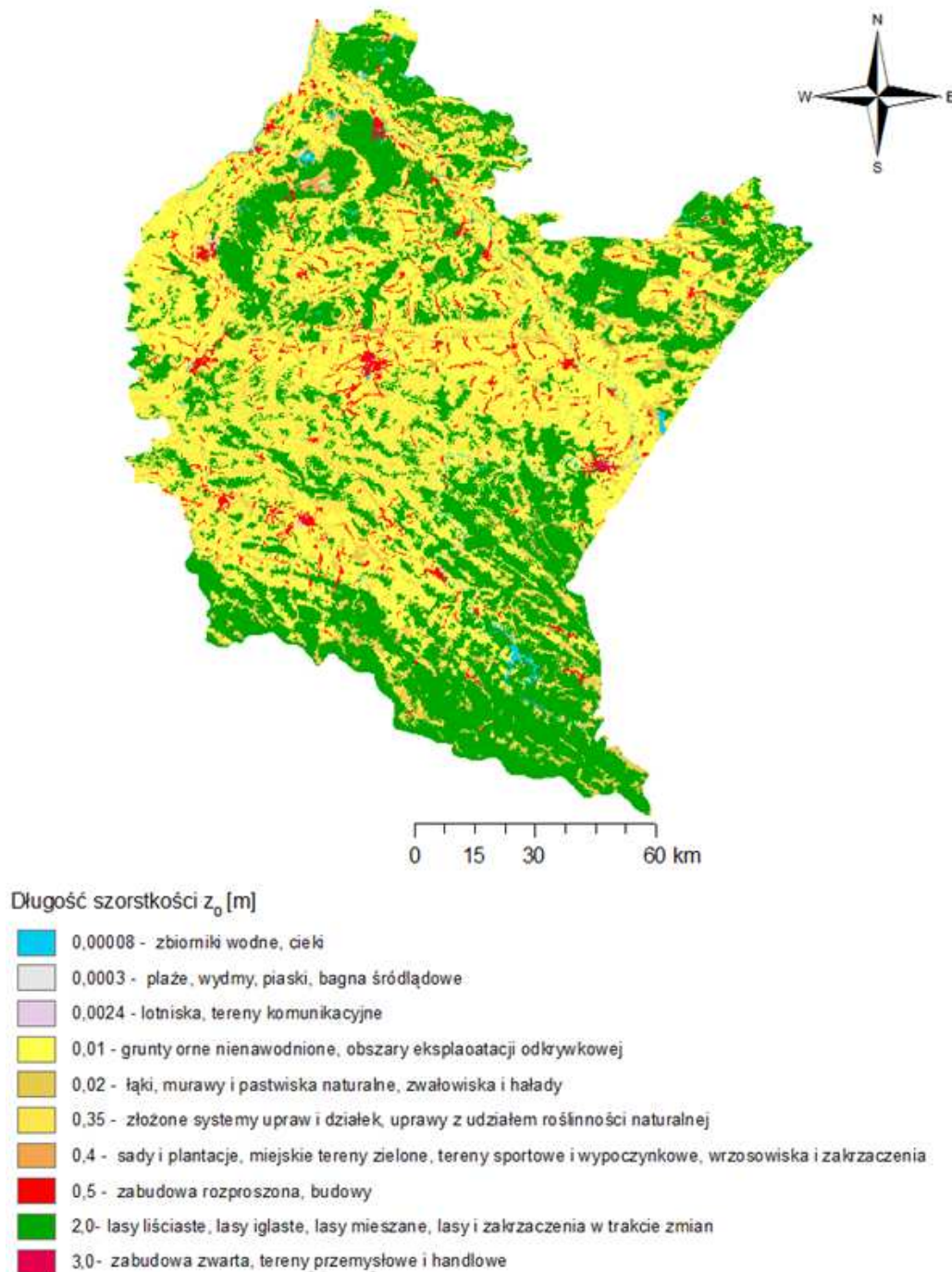
W analizie przestrzennego zróżnicowania zasobów energii wiatru uwzględniono czynniki takie jak średnia roczna prędkość wiatru, szorstkość wynikająca z użytkowania i pokrycia terenu oraz szorstkość wynikająca z rzeźby terenu.

Szorstkości wynikająca z użytkowania i pokrycia terenu

Do stworzenia mapy użytkowania i pokrycia terenu województwa podkarpackiego posłużono się oprogramowaniem ArcGIS 9.3. Mapa ta została stworzona na podstawie danych zawartych w bazie danych CORINE LC 2000 dla obszaru Polski.

Na obszarze województwa podkarpackiego wyróżniono 26 klas użytkowania terenu. W strukturze użytkowania gruntów dominują tu obszary rolnicze. Grunty rolne nienawodnione, złożone systemu upraw i działek, łąki oraz uprawy rolne z udziałem roślinności naturalnej stanowią łącznie ok. 55% powierzchni województwa. Rozpatrywany obszar charakteryzuje się również wysokim współczynnikiem lesistości ok. 38% oraz niską rozproszoną zabudową. Taki rodzaj zabudowy może stanowić przeszkodę dla wykorzystania energii wiatru, gdyż przy lokalizacji elektrowni wiatrowych należy zachować pewną minimalną odległość od zabudowań mieszkalnych.

Poszczególnym typom użytkowania terenu zostały przyporządkowane długości szorstkości z_0 (Rys. 3.11).



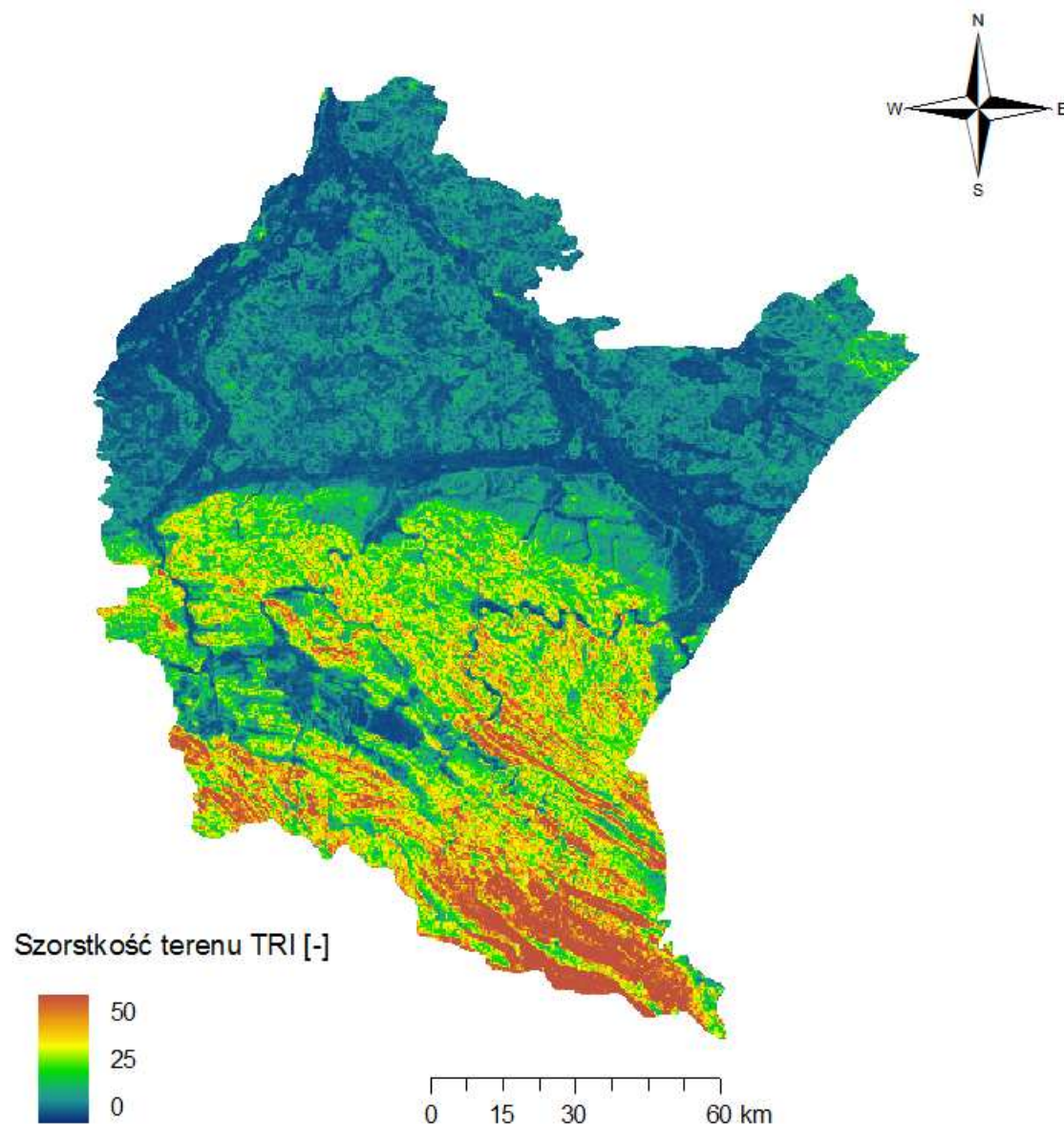
Rys. 3.11. Mapa szorstkości województwa podkarpackiego wynikająca z użytkowania i pokrycia terenu

Następnie w wyniku reklasyfikacji polegającej na przypisaniu poszczególnym typom użytkowania wartości odpowiadających długości szorstkości otrzymano mapę szorstkości województwa podkarpackiego. W kolejnym kroku mapę tę podzielono na gminy, co pozwoliło na odczytanie współczynnika średniej obszarowej długości szorstkości terenu dla każdej z gmin. Współczynnik ten przyjmuje najwyższe wartości w gminach Cisna (1,84 m), Lutowiska (1,65 m) i Krępna (1,62 m), co wynika z faktu, że niemal cały południowy obszar województwa porośnięty jest lasami, co w znacznym stopniu ogranicza możliwość lokalizacji elektrowni wiatrowych na tym terenie. W miarę zbliżania się do centralnej części województwa poziom lesistości maleje i tereny te stają się korzystniejsze. Najniższymi wartościami współczynnika średniej obszarowej długości szorstkości charakteryzują się gminy Gać, Medyka i Orły, które w głównej mierze są terenami rolniczymi, pozbawionymi wysokiej zwartej zabudowy oraz zadrzewień.

Szorstkość wynikająca z rzeźby terenu

Do analizy szorstkości wynikającej z rzeźby terenu posłużono się oprogramowaniem SAGA GIS 2.7. Program ten został wyposażony w proste narzędzie umożliwiające wykonanie analizy przestrzennego zróżnicowania szorstkości terenu na podstawie numerycznego modelu terenu (NMT). Do opisu szorstkości terenu wykorzystano liczbowy wskaźnik Terrain Ruggedness Index (TRI), który jest obiektywną miarą różnorodności topograficznej terenu. Twórcy oprogramowania SAGA zaimplementowali algorytm opisany przez Riley, DeGloria i Eliota [3.30]. Algorytm ten pozwala określić wartość TRI dla każdej z komórek siatki NMT, obliczając sumę zmian wysokości pomiędzy pojedynczą komórką i ośmioma sąsiadującymi komórkami. W analizie szorstkości terenu na obszarze województwa podkarpackiego posłużono się NMT o rozdzielczości 90 m/piksel.

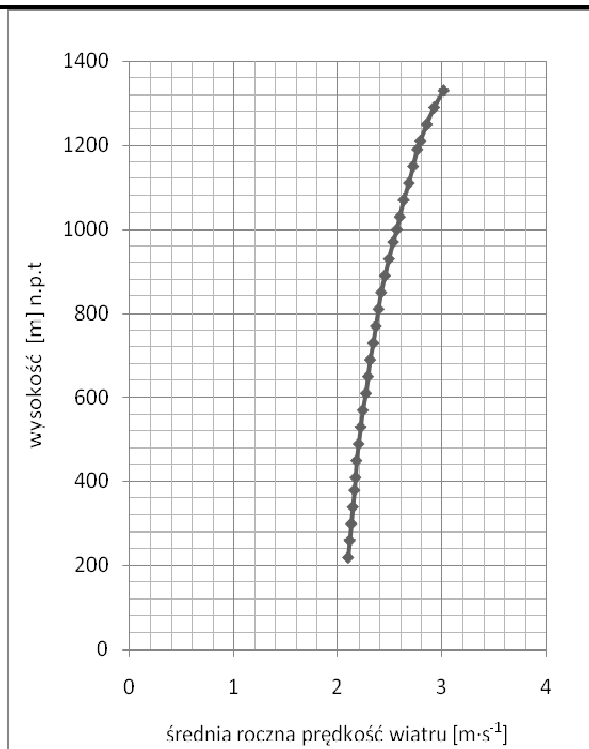
Na badanym obszarze wartości TRI zawierają się w przedziale od 0 do 50, przy czym parametr ten przyjmuje odpowiednio wartości najniższe dla terenów płaskich i równinnych oraz najwyższe dla terenów o skomplikowanej rzeźbie terenu, a także dużych różnicach wysokości. Za tereny najkorzystniejsze dla rozwoju energetyki wiatrowej można uznać obszary płaskie, równinne oraz łagodne wzniesienia o kopulastych szczytach, charakteryzujące się niskimi i średnimi wartościami TRI. Należy jednak zaznaczyć, że od tej reguły występują pewne odstępstwa, gdyż we wszystkich obszarach górskich obserwuje się cyrkulację modyfikowaną poprzez orografię i charakter podłoża. Wiatr dostosowuje się do kierunku przebiegu form terenowych [3.32], toteż na obszarach przełęczy i kotlin górskich pomimo wysokiego TRI mogą wstępować lokalnie korzystne warunki wietrzne. W tabeli przedstawiono jak kształtuje się wartość TRI w poszczególnych gminach.



Rys. 3.12. Mapa szorstkości województwa podkarpackiego wynikająca z rzeźby terenu

Średnia roczna prędkość wiatru

Do analizy rozkładu przestrzennego średniej rocznej prędkości wiatru wykorzystano program ArcGIS 9.3. Prędkość wiatru wymodelowano na podstawie zależności opisanej przez M. Hessa [3.31] pomiędzy wysokością nad poziomem morza a średnią roczną prędkością wiatru (Rys. 3.13).



Rys. 3.13. Zależność między wysokością nad poziomem morza a średnią roczną prędkością wiatru wg M. Hessa [3.31]

Zależność ta powstała w wyniku analizy regresji i została opisana wielomianem drugiego stopnia, w którym zmienną zależną jest prędkość wiatru natomiast, zmienną niezależną wysokość nad poziomem morza.

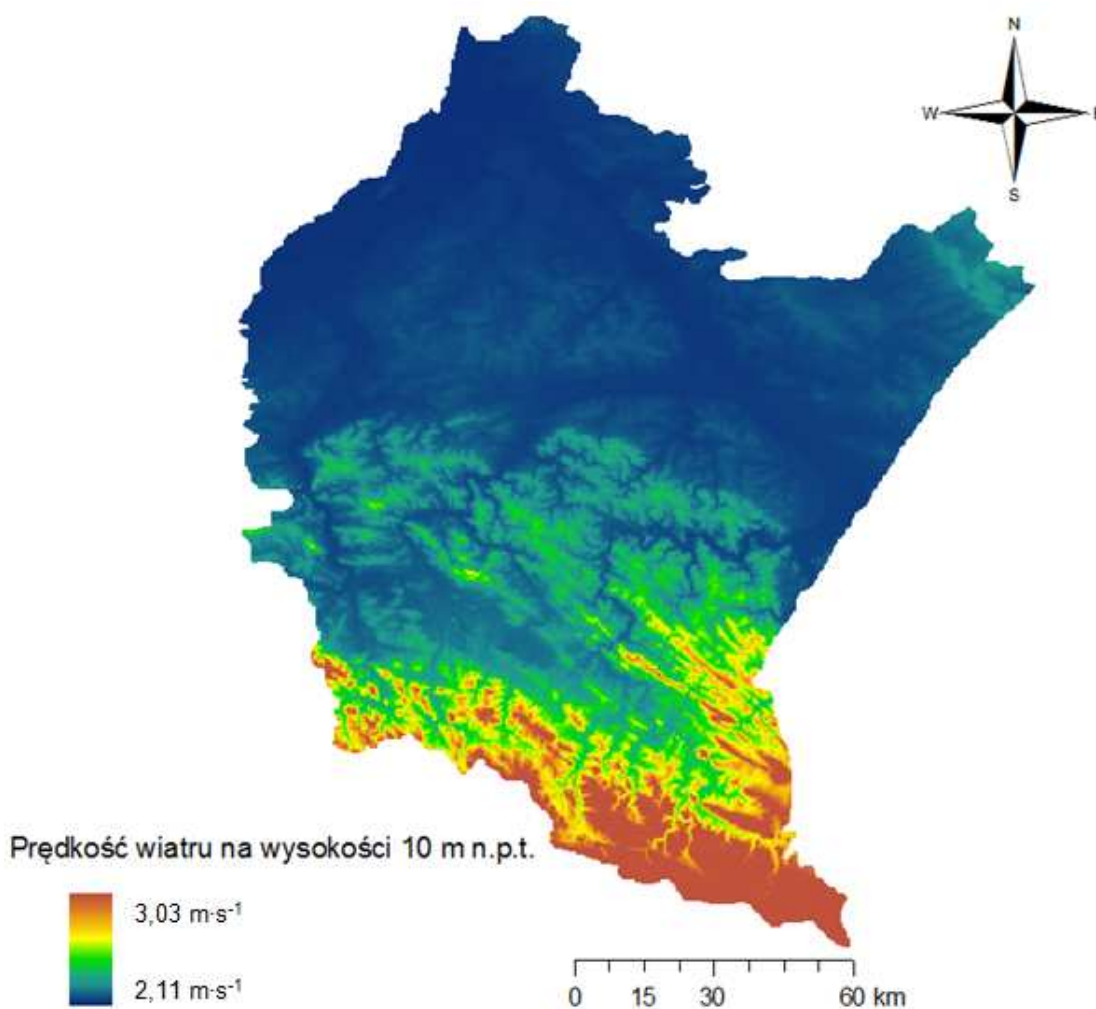
$$v = 6 \cdot 10^{-7} h^2 + 2,120 [m \cdot s^{-1}] \quad (3.3)$$

gdzie:

v – średnia roczna prędkość wiatru [$m \cdot s^{-1}$]

h – wysokość nad poziomem morza [m]

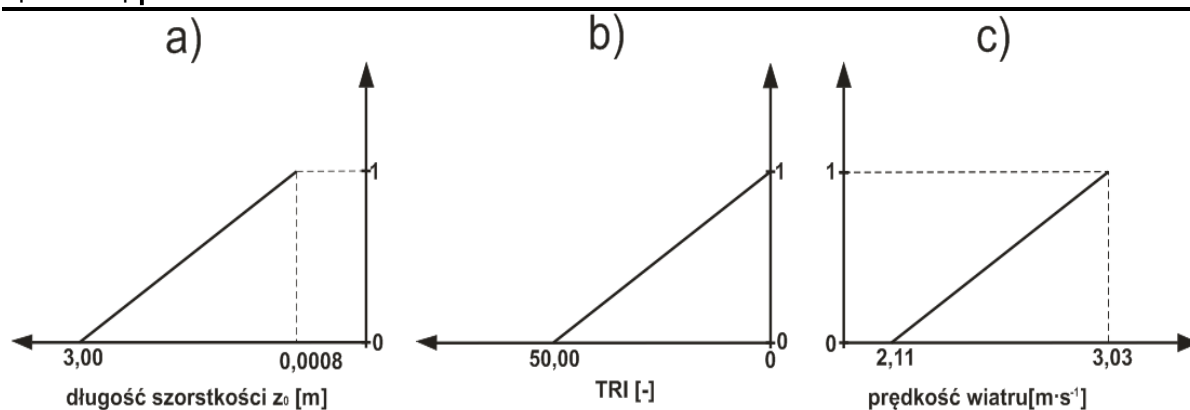
Model regresji pozwala na szacunkowe określenie średniej rocznej prędkości wiatru dla dowolnej wysokości nad poziomem morza na rozpatrywanym obszarze. Wymodelowane przy pomocy kalkulatora rastrowego wartości średniej rocznej prędkości wiatru na wysokości 10 m n.p.t. zawierają się w przedziale od 2,11 do 3,03 $m \cdot s^{-1}$. Wykorzystując powyższy model regresji można stwierdzić, że na wysokości 80 m n.p.t. prędkości te wzrosną odpowiednio i będą się zawierać w przedziale od 3,47 do 4,99 $m \cdot s^{-1}$. Należy jednak zaznaczyć, że są to jedynie wartości przybliżone, dlatego każda nowa inwestycja powinna być poprzedzona badaniami.



Rys. 3.14. Rozkład przestrzenny średniej rocznej prędkości wiatru (m/s) na wysokości 10 m n.p.t.

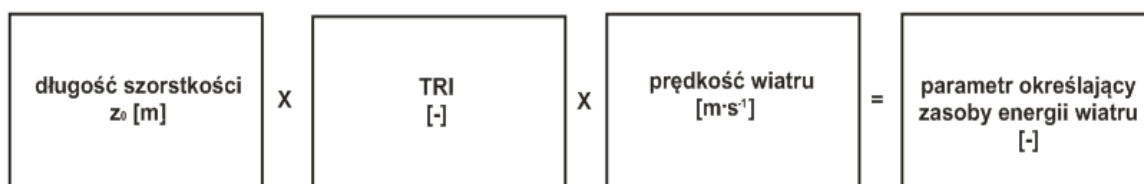
Zasoby energii wiatru

Jak już wspomniano wcześniej w analizie przestrzennego zróżnicowania zasobów energii wiatru uwzględniono czynniki takie jak średnia roczna prędkość wiatru, szorstkość wynikająca z użytkowania i pokrycia terenu oraz szorstkość wynikająca z rzeźby terenu. W tym celu poddano normalizacji wartości wyżej wymienionych czynników (Rys. 3.15). Wszystkie wartości zostały sprowadzone do tego samego przedziału wartości od 0 do 1, przy czym parametr ten przyjmuje odpowiednio wartości najniższe dla obszarów charakteryzujących się najmniej korzystnymi warunkami wietrznymi, natomiast najwyższe w przypadku obszarów najkorzystniejszych.



Rys. 3.15. Normalizacja wartości: a) szorstkości terenu wynikającej z użytkowania i pokrycia terenu, b) szorstkości terenu wynikającej z rzeźby terenu, c) średniej rocznej prędkości wiatru

Następnie przy użyciu kalkulatora rastrowego wykonano iloczyn przestrzenny znormalizowanych map (Rys. 3.16), uzyskując w ten sposób rozkład przestrzenny parametru określającego zasoby energii wiatru.



Rys. 3.16. Wyznaczenie wartości parametru określającego zasób energii wiatru

Tak otrzymana mapa zasobów energii wiatru została poddana reklasyfikacji w wyniku której regionalne warunki wietrzne panujące na obszarze województwa podkarpackiego zostały zakwalifikowane do jednej z pięciu klas. W tym celu wyodrębniono następujące klasy zasobów energii wiatru:

- klasa 1 – tereny o bardzo słabych warunkach wiatrowych,
- klasa 2 – tereny o słabych warunkach wiatrowych,
- klasa 3 – teren o umiarkowanych warunkach wiatrowych,
- klasa 4 – tereny o dobrych warunkach wiatrowych,
- klasa 5 – tereny o bardzo dobrych warunkach wiatrowych.



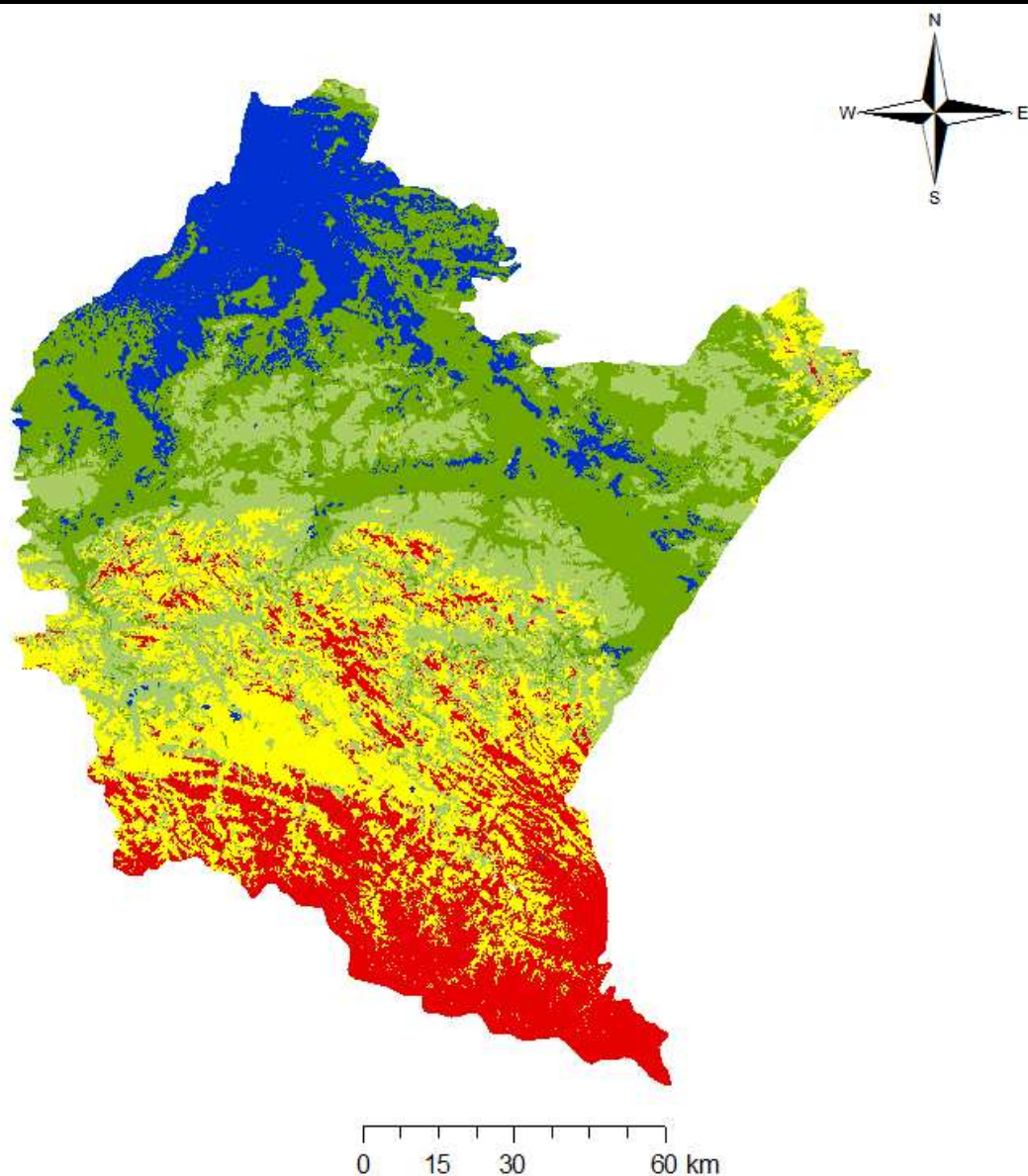
Obszary przyporządkowane do klasy 1 i 2 w najmniejszym stopniu nadają się do lokalizacji elektrowni wiatrowych, co wynika w głównej mierze z niskich wartości średniej rocznej prędkości wiatru kształtującej się na poziomie ok. $2 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$. Obszary o 3 klasie charakteryzują się umiarkowanymi warunkami wietrznymi. Natomiast obszary o 4 i 5 klasie możemy uznać za najbardziej predysponowane dla lokalizacji elektrowni wiatrowych. Klasę 1 i 2 czyli tereny o słabych i bardzo słabych warunkach stanowią 41% powierzchni województwa, klasa trzecią stanowi 23%, klasa czwarta 20%, natomiast klasa piątą 16% (Tabela 3.2). Wynika z tego, że około 1/3 powierzchni województwa podkarpackiego posiada sprzyjające warunki dla rozwoju energetyki wiatrowej.

Tabela 3.2. Procentowy udział poszczególnych klas zasobów energii wiatru w całkowitej powierzchni województwa podkarpackiego

Klasy zasobów energii wiatru	[%]
1 - tereny o bardzo słabych warunkach wiatrowych	13
2 - tereny o słabych warunkach wiatrowych	28
3 - teren o umiarkowanych warunkach wiatrowych	23
4 - tereny o dobrych warunkach wiatrowych	20
5 - tereny o bardzo dobrych warunkach wiatrowych	16

Obszarem szczególnie predysponowanym jest południowo wschodnia część województwa, gdyż występuje tam najwięcej terenów 4 i 5 klasy zasobów energii wiatru. Należy jednak zwrócić uwagę na fakt, że obszar ten w dużym stopniu pokryty jest lasami, co w znaczny sposób uniemożliwia lokalizację elektrowni wiatrowych.

Na terenie województwa podkarpackiego można wyróżnić kilka gmin o szczególnie korzystnych warunkach dla rozwoju energetyki wiatrowej. Są to między innymi gmina Dukla, Iwonicz Zdrój, Bukowsko, Rymanów, Zarszyn, Sanok. Przykładowe zestawienie wyników przeprowadzonych badań dla wybranych gmin przedstawiono w Tabeli 3.3.



Klasy zasobów energii wiatru

- 1 - tereny o bardzo słabych warunkach wiatrowych
- 2 - tereny o słabych warunkach wiatrowych
- 3 - tereny o umiarkowanych warunkach wiatrowych
- 4 - tereny o dobrych warunkach wiatrowych
- 5 - tereny o bardzo dobrych warunkach wiatrowych

Rys. 3.17. Mapa zasobów energii wiatru województwa podkarpackiego

Tabela 3.3. Zasoby energii wiatru na terenie wybranych gmin województwa podkarpackiego

Gmina	Szorstkość wynikająca z użytkowania i pokrycia terenu z_0			Szorstkość wynikająca z rzeźby terenu			Średnia roczna prędkość wiatru			Parametr określający zasoby energii wiatru		
	[m]			[-]			[m·s ⁻¹]			[-]		
	min	max	średnia	min	max	średnia	min	max	średnia	min	max	średnia
Tyczyn	0,00008	2,00	0,46	0,00	21,01	5,72	2,12	2,17	2,14	0,004	0,050	0,016
Horyniec-Zdrój	0,01000	2,00	0,33	0,00	18,48	3,82	2,13	2,17	2,14	0,004	0,049	0,016
Narol	0,00008	2,00	1,22	0,00	17,64	3,03	2,13	2,18	2,14	0,003	0,043	0,016
Brzyska	0,00008	2,00	0,47	0,00	25,63	5,93	2,13	2,22	2,14	0,005	0,044	0,015
Krasiczyn	0,01000	2,00	1,27	0,00	34,73	8,48	2,12	2,23	2,15	0,001	0,078	0,015
Krzywcza	0,00008	2,00	1,27	0,00	30,03	7,71	2,12	2,21	2,15	0,002	0,066	0,015
Kańczuga	0,01000	2,00	0,26	0,00	20,49	4,74	2,12	2,19	2,13	0,006	0,060	0,015
Boguchwała	0,00008	3,00	0,32	0,00	21,56	4,45	2,12	2,17	2,13	0,000	0,056	0,015
Rożwienica	0,01000	2,00	0,54	0,00	22,52	5,53	2,12	2,18	2,14	0,003	0,065	0,014
Pilzno	0,00008	2,00	0,59	0,00	24,67	5,04	2,12	2,19	2,14	0,002	0,082	0,014
Przemyśl	0,00008	3,00	0,70	0,00	25,01	5,79	2,12	2,19	2,14	0,000	0,048	0,014
Dębica	0,00008	3,00	0,75	0,00	27,71	5,12	2,12	2,20	2,14	0,000	0,084	0,013
Sędziszów Małopolski	0,00008	2,00	0,68	0,00	23,22	3,39	2,12	2,18	2,13	0,003	0,062	0,013
Żurawica	0,00008	2,00	0,25	0,00	15,81	3,20	2,12	2,17	2,13	0,003	0,050	0,013
Krasne	0,01000	2,00	0,25	0,00	14,85	2,75	2,12	2,17	2,13	0,002	0,055	0,012
Jasło	0,01000	3,00	0,59	0,00	25,79	3,04	2,13	2,15	2,13	0,000	0,026	0,012
Pawłosiów	0,01000	3,00	0,30	0,00	13,79	3,83	2,12	2,14	2,13	0,000	0,020	0,011
Świlcza	0,00008	2,00	0,43	0,00	12,27	2,50	2,12	2,16	2,13	0,003	0,041	0,011
Gać	0,01000	0,50	0,05	0,00	9,67	3,16	2,12	2,13	2,13	0,006	0,017	0,011
Bukowsko	0,01000	2,00	0,76	0,00	27,90	8,11	2,15	2,40	2,22	0,003	0,019	0,011
Chłopice	0,01000	2,00	0,12	0,00	13,09	3,31	2,12	2,13	2,13	0,003	0,019	0,011
Orły	0,00008	2,00	0,08	0,00	13,25	2,37	2,12	2,14	2,14	0,004	0,021	0,011
Kołaczyce	0,00008	3,00	0,72	0,00	24,68	7,57	2,12	2,14	2,13	0,000	0,019	0,010
Dębica	0,00008	3,00	0,91	0,00	25,50	4,47	2,12	2,18	2,13	0,000	0,053	0,010
Żołynia	0,01000	2,00	0,57	0,00	10,81	2,25	2,12	2,13	2,13	0,002	0,018	0,010
Przemyśl	0,00008	3,00	0,94	0,00	24,74	4,46	2,12	2,16	2,13	0,000	0,042	0,010
Lubaczów	0,01000	2,00	0,80	0,00	14,34	2,25	2,12	2,14	2,13	0,003	0,016	0,009
Lubaczów-miasto	0,01000	2,00	0,33	0,00	7,18	1,63	2,12	2,13	2,13	0,003	0,016	0,009
Cieszanów	0,00008	2,00	0,79	0,00	10,98	2,09	2,12	2,14	2,13	0,003	0,022	0,009
Rakaszawa	0,01000	2,00	0,88	0,00	10,10	2,80	2,12	2,14	2,13	0,002	0,020	0,009
Sokołów Małopolski	0,01000	2,00	0,88	0,00	12,20	2,31	2,12	2,14	2,13	0,002	0,020	0,009
Głogów Małopolski	0,01000	3,00	0,83	0,00	10,75	2,46	2,12	2,14	2,13	0,000	0,019	0,009
Czarna	0,01000	2,00	0,73	0,00	10,84	2,26	2,12	2,13	2,13	0,000	0,019	0,009
Stary Dzików	0,00008	2,00	0,95	0,00	10,04	2,09	2,12	2,14	2,13	0,003	0,018	0,009
Wielkie Oczy	0,01000	2,00	1,03	0,00	11,02	2,49	2,12	2,14	2,13	0,003	0,022	0,009
Rzeszów	0,00008	3,00	0,52	0,00	13,16	2,20	2,12	2,15	2,13	0,000	0,028	0,009
Łańcut	0,01000	2,00	0,19	0,00	11,12	2,42	2,12	2,13	2,13	0,000	0,018	0,009
Łańcut (miasto)	0,01000	3,00	0,39	0,00	17,28	3,37	2,12	2,18	2,13	0,000	0,018	0,009
Medyka	0,00008	2,00	0,06	0,00	14,20	1,79	2,12	2,14	2,12	0,005	0,021	0,008
Raniżów	0,00008	2,00	0,47	0,00	11,10	2,20	2,12	2,13	2,13	0,002	0,015	0,008
Czarna	0,00008	2,00	1,42	0,00	12,34	2,47	2,12	2,14	2,13	0,002	0,019	0,008
Oleszyce	0,00008	2,00	0,95	0,00	14,40	2,16	2,12	2,14	2,13	0,002	0,018	0,008
Niwiska	0,01000	2,00	0,95	0,00	10,78	2,60	2,12	2,13	2,13	0,002	0,017	0,008
Żyraków	0,00008	3,00	0,30	0,00	11,15	1,75	2,12	2,13	2,12	0,000	0,016	0,008
Trzebownisko	0,01000	2,00	0,31	0,00	9,25	1,62	2,12	2,13	2,12	0,002	0,017	0,008
Grodzisko Dolne	0,00008	2,00	0,46	0,00	12,40	2,58	2,12	2,13	2,12	0,002	0,016	0,007
Przeworsk	0,01000	2,00	0,10	0,00	10,93	1,96	2,12	2,13	2,12	0,000	0,016	0,007
Kamień	0,01000	2,00	0,48	0,00	10,89	2,10	2,12	2,13	2,12	0,002	0,016	0,007
Adamówka	0,00008	2,00	0,94	0,00	10,93	2,36	2,12	2,14	2,13	0,002	0,019	0,007
Radymno	0,00008	2,00	0,09	0,00	9,77	1,64	2,12	2,13	2,12	0,002	0,016	0,007
Ostrów	0,00008	3,00	0,91	0,00	8,96	2,31	2,12	2,13	2,13	0,000	0,015	0,007
Radymno	0,00008	2,00	0,43	0,00	8,05	1,51	2,12	2,12	2,12	0,005	0,009	0,007
Łaszki	0,00008	2,00	0,43	0,00	8,99	1,56	2,12	2,13	2,12	0,002	0,012	0,007
Radomyśl Wielki	0,01000	2,00	0,47	0,00	9,87	1,82	2,12	2,13	2,12	0,001	0,013	0,007
Stubno	0,00008	2,00	0,28	0,00	8,57	1,34	2,12	2,13	2,12	0,002	0,012	0,007
Jarosław	0,00008	2,00	0,14	0,00	13,90	1,38	2,12	2,13	2,12	0,002	0,017	0,006
Jarosław	0,00008	3,00	0,21	0,00	16,96	1,84	2,12	2,13	2,12	0,000	0,011	0,006
Cmolas	0,01000	2,00	0,92	0,00	10,93	2,53	2,12	2,13	2,12	0,001	0,016	0,006
Korczyna	0,01000	2,00	1,11	0,50	34,47	9,71	2,13	2,27	2,17	0,006	0,092	0,006
Leżajsk	0,00008	3,00	0,58	0,00	11,15	1,96	2,12	2,13	2,12	0,000	0,017	0,006

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

3.2.4. Potencjał techniczny

Potencjał techniczny energii wyznaczono przy założeniu wykorzystania energii kinetycznej mas powietrza w aktualnie produkowanych turbogeneratorów wiatrowych z uwzględnieniem ich sprawności. W obliczeniach potencjału technicznego uwzględniono prędkość wiatru występującą na wysokości rzeczywistej turbiny wiatrowej. Obliczenia potencjału technicznego wykonano dla trzech przykładowych turbin wiatrowych o mocy 50 kW, 850 kW oraz 1500 kW. Potencjał techniczny został obliczony przy założonej klasie szorstkości terenu równej 2,0 oraz 3,0.

Potencjał techniczny energii wiatru obliczono na podstawie wzoru [3.16]:

$$E = K_{el} \cdot c_0 \cdot N_b \cdot N_g \text{ [kWh/m}^2 \cdot \text{rok]}, \quad (3.4)$$

gdzie:

K_{el} – potencjał energetyczny wiatru, [kWh/(m²·rok)],

c_0 – współczynnik efektywności turbiny (typowa wartość 0,35),

N_b – sprawność przekładni (0,90–0,95),

N_g – sprawność generatora (minimum 0,85 dla nowoczesnych generatorów).

Tabela 3.4. Parametry techniczne turbin wiatrowych [3.10]

Moc maksymalna	Średnica śmigieł	Powierzchnia śmigieł	Wysokość wieży
50kW	13,5m	143m ²	24m
850kW	58,0m	2642m ²	60m
1500kW	77,0m	4654m ²	80m

Tabela 3.5. Potencjał techniczny energii wiatru dla strefy II 4,5–5 m/s oraz III 4–4,5 m/s wg H. Lorenc w województwie łódzkim [3.10]

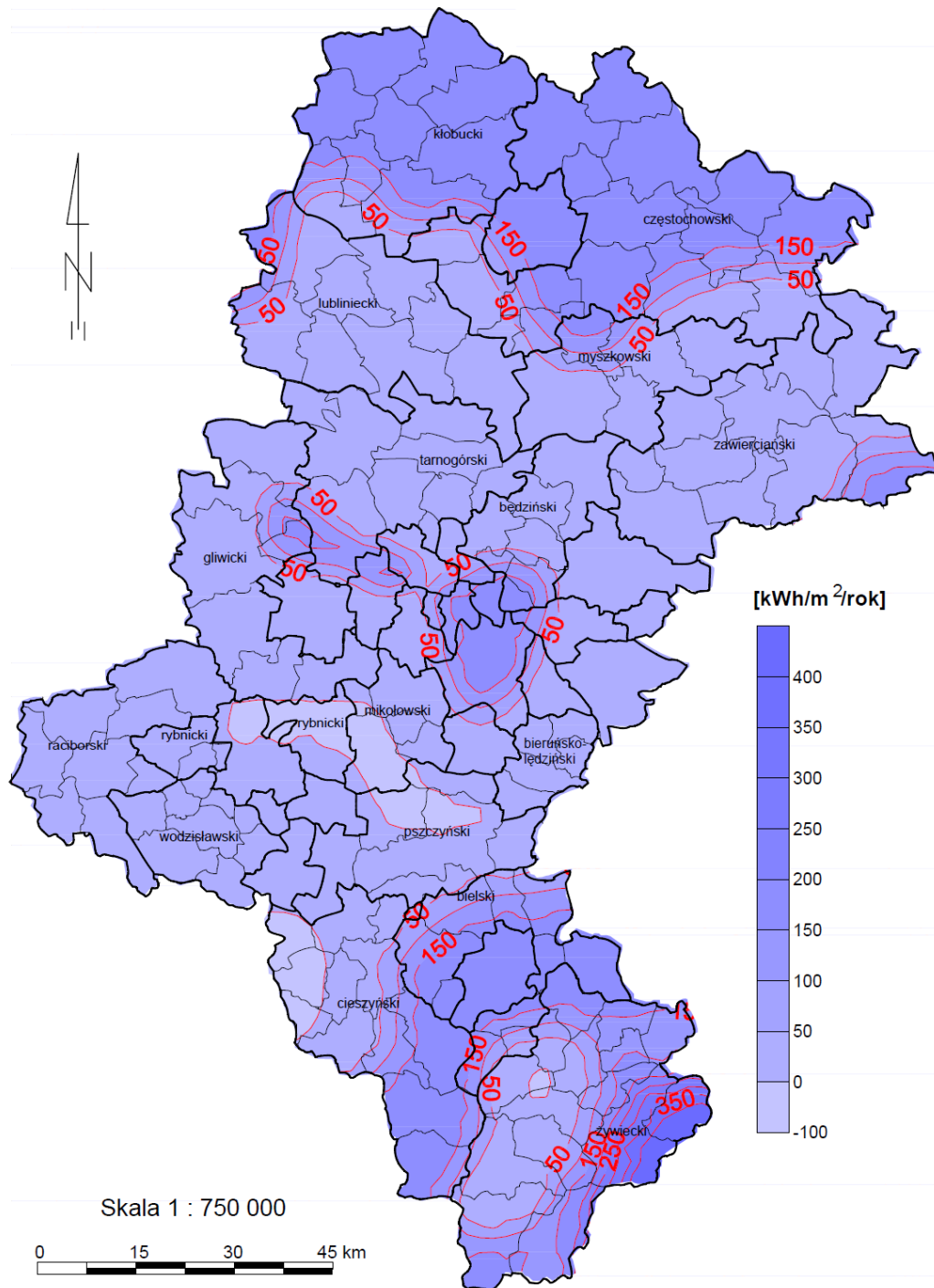
	Potencjał techniczny [MWh/rok]		
	Turbina o mocy 50 kW	Turbina o mocy 850 kW	Turbina o mocy 1500 kW
	wysokość masztu 24m	wysokość masztu 60m	wysokość masztu 80m
strefa II	37 – 55	1013 – 1210	2037 – 2520
strefa III	27 – 29	739 – 882	843 – 1043

Potencjał techniczny dla województwa śląskiego możliwy do wykorzystania określono dokonując wyboru dostępnych na rynku urządzeń [3.20]. Dla celów obliczeniowych wybrano dwie siłownie wiatrowe: mała siłownia o mocy 30 kW – wysokość masztu 18 m oraz siłownia o mocy znamionowej 600 kW, reprezentująca urządzenia o średniej i dużej mocy (wysokość masztu 40 i 60 m). Na podstawie danych otrzymanych z wieloletnich pomiarów prowadzonych przez IMiGW można stwierdzić, że dominująca część województwa śląskiego leży w strefie mało korzystnej pod względem potencjalnego wykorzystania energii wiatru,

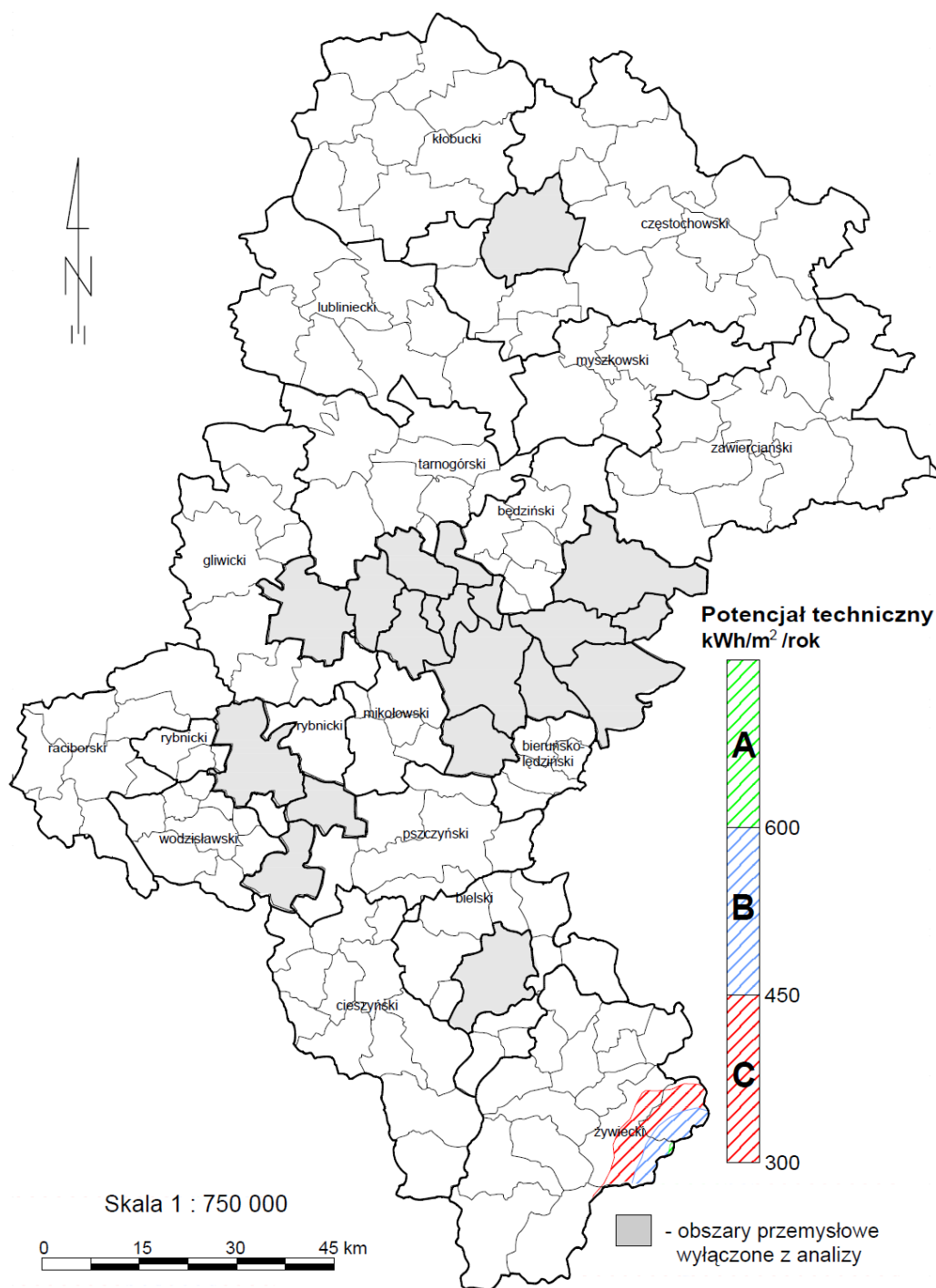
Etap nr 12:

**Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**

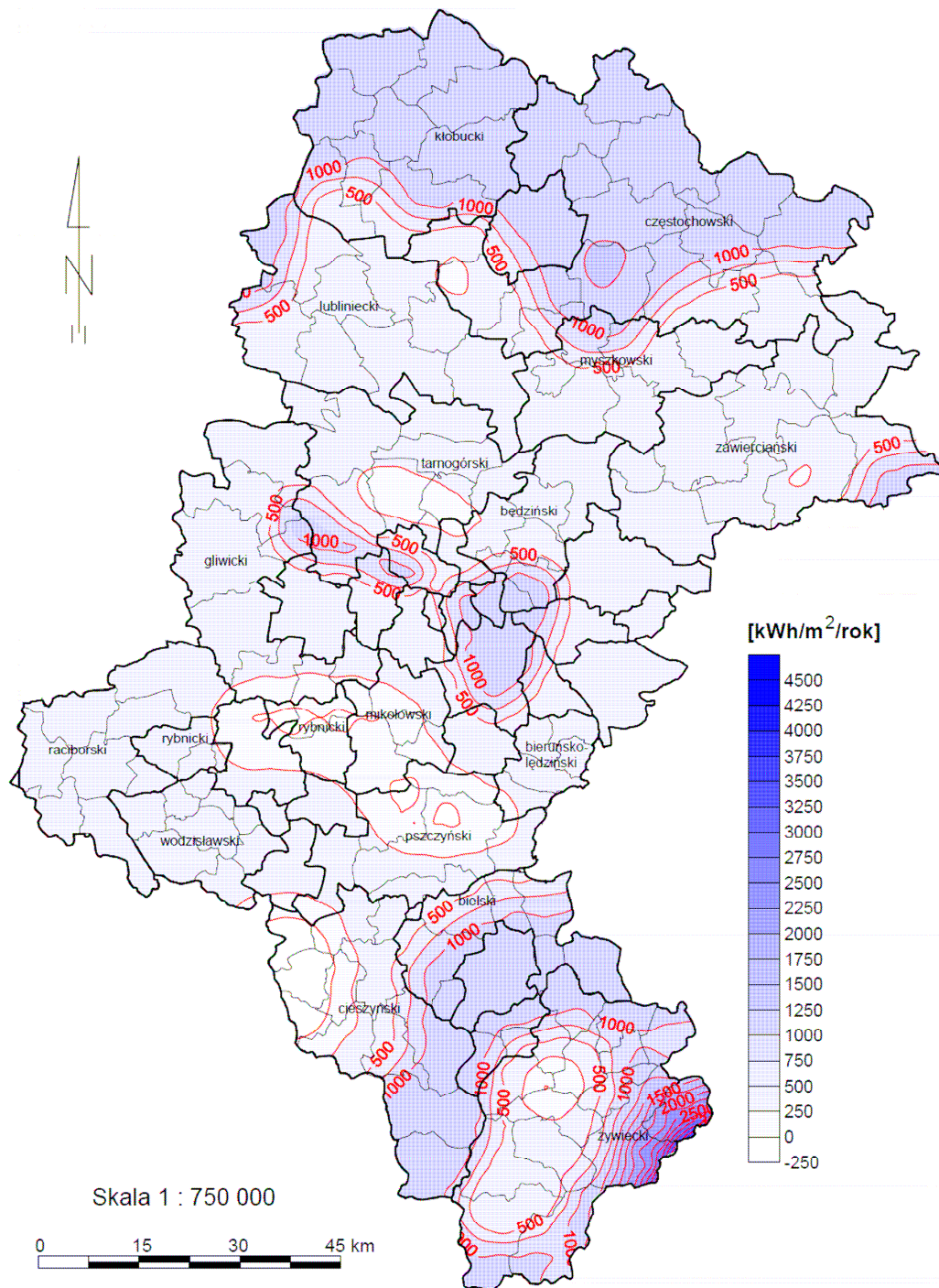
jedynie południową część województwa uznać można za korzystną. Mapy rozmieszczenia stref A, B i C sporządzono dla trzech analizowanych wysokości gondoli siłowni 18, 40 i 60 m n.p.t.



Rys. 3.18. Potencjał techniczny wiatru na wysokości 18 m w woj. śląskim [3.20]



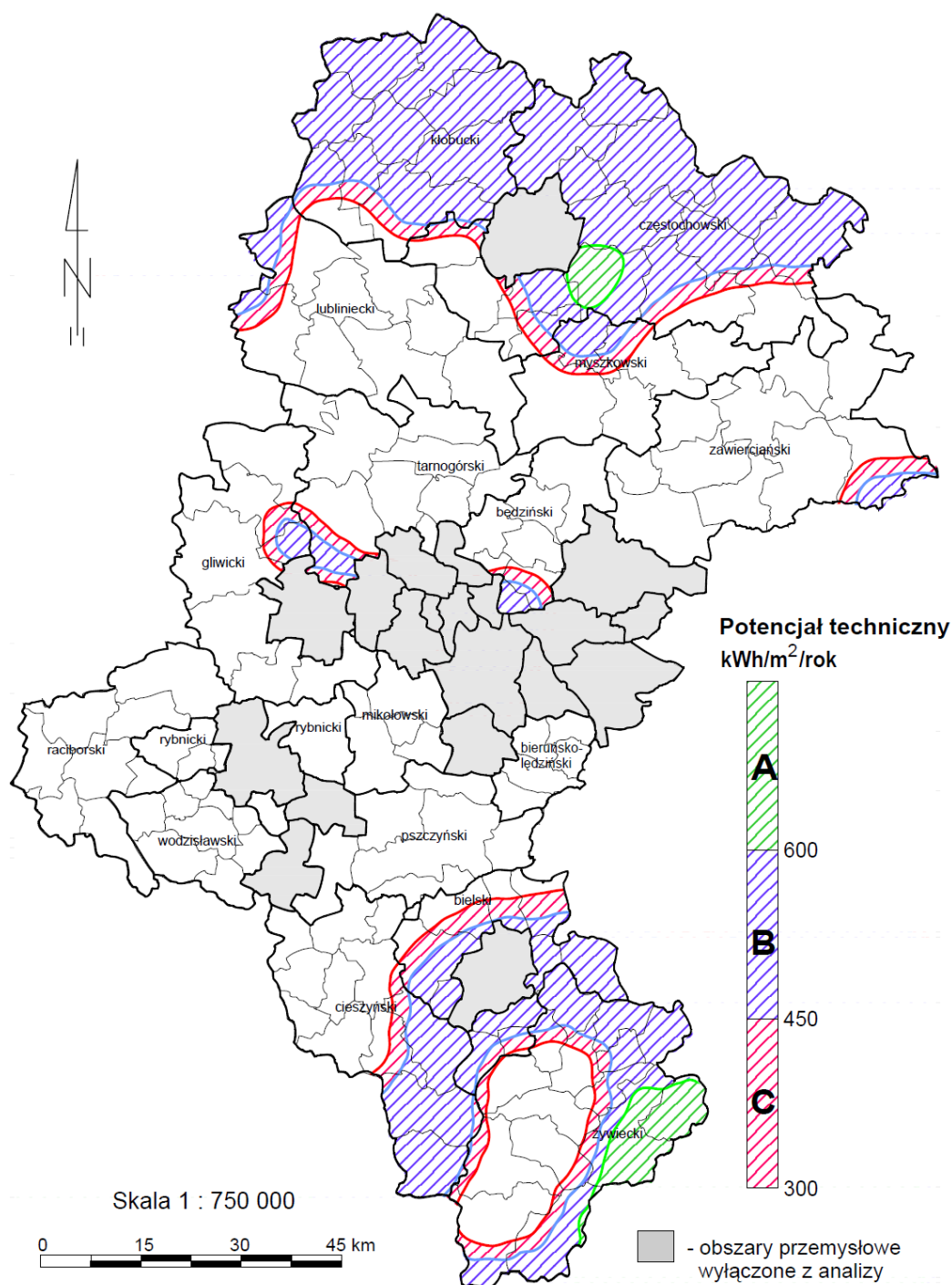
Rys. 3.19. Klasyfikacja obszarów, ze względu na potencjał techniczny wiatru na wysokości 18 m w woj. śląskim [3.20]



Rys. 3.20. Potencjał techniczny wiatru na wysokości 60 m w woj. śląskim [3.20]

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

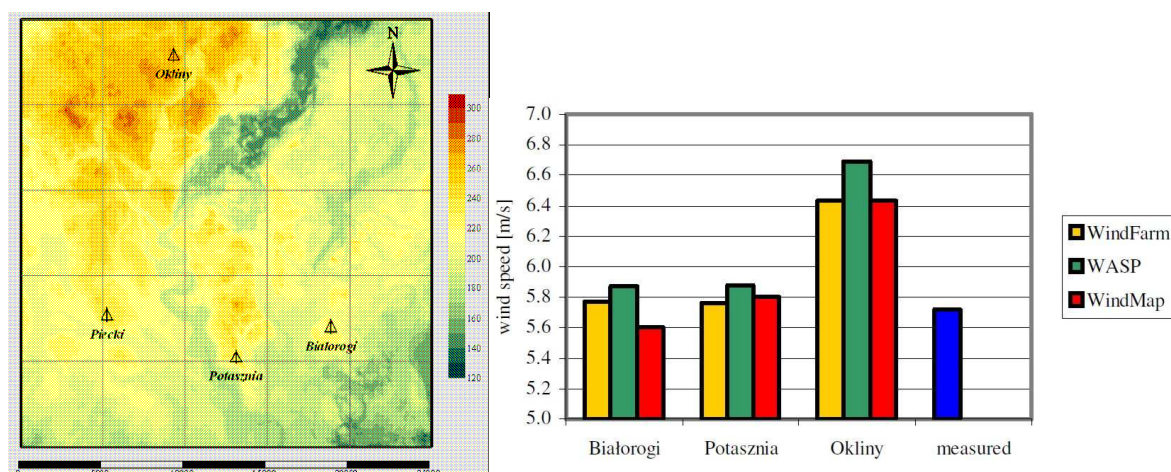


Rys. 3.21. Klasyfikacja obszarów, ze względu na potencjał techniczny wiatru na wysokości 60 m w woj. śląskim [3.20]

3.2.5. Walidacja modeli rozkładu wiatru

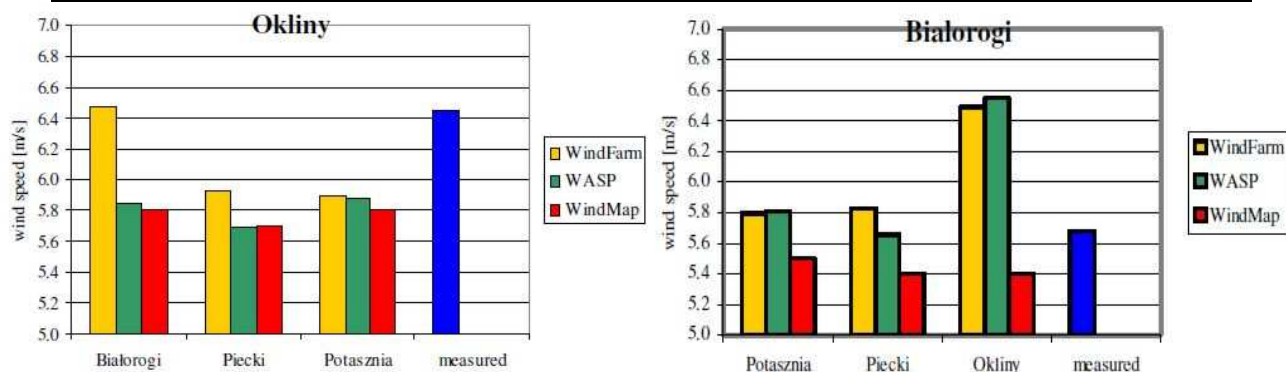
Na podstawie danych z powiatu suwalskiego (Okliny, Piecki, Potasznia, Białorogi) przeprowadzono walidację modeli przestrzennego rozkładu parametrów wiatru. Teren charakteryzował się polodowcowym krajobrazem o złożonej topografii, dużych różnicach wysokości (zbocza o nachyleniu 0.2–0.3), zróżnicowanej szorstkości podłoża (jeziora, duże obszary leśne). Obliczenia modelowe (software) przeprowadzono dla WASP 8.0 (RISØ) – zlinearyzowany model spektralny bazujący na teorii Jacksona-Hunta, WindFarm (Resoft) – MS Micro – model mieszany, spektralnonumeryczny oraz WindMap (Brower&Co) – model zachowania masy.

Oceniono możliwość ekstrapolacji pomiarów. W przypadku średniej rocznej prędkości wiatru wyniki ekstrapolacji na odległości do 10 km różnią się od obserwacji –1% do +4%. Wszystkie modele osiągają podobne rezultaty w badanym terenie, nie dotyczy to jednak całego terenu Polski. WindMap jest mniej użyteczny na badanym obszarze, aczkolwiek może być stosowany w terenach bardziej zróżnicowanych, zwłaszcza z efektami kanalizacji przepływu.



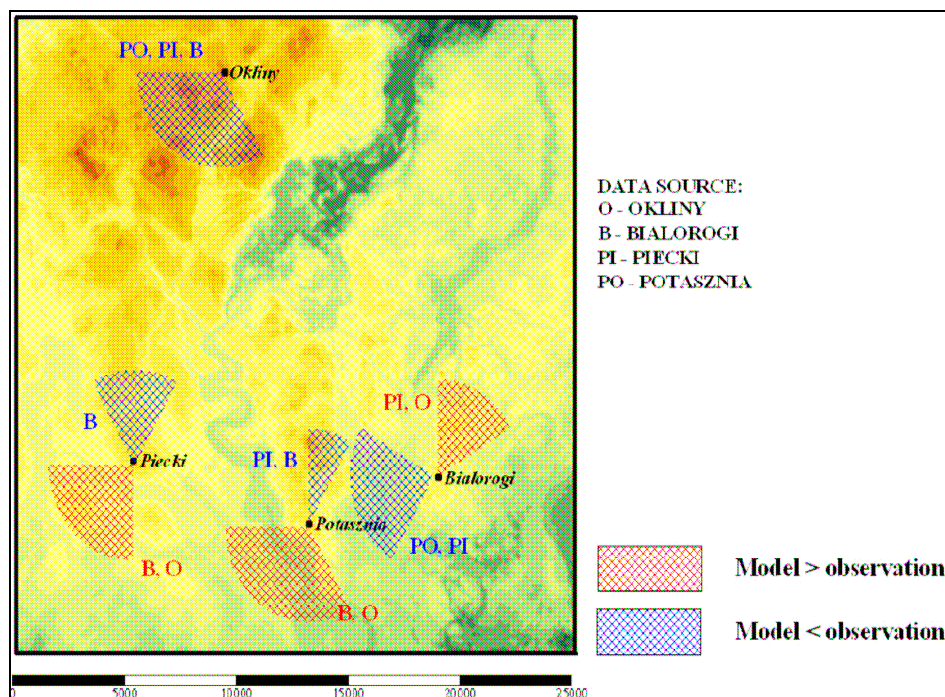
Rys. 3.22. Lokalizacja stacji pomiarowych oraz porównanie metod ekstrapolacji [3.25]

Bardziej istotne problemy pojawiają się przy ekstrapolacji wyników pomiarów na większe odległości. Stacja Okliny oddalona jest od pozostałych około 20 km co w rezultacie ekstrapolacji daje błędy modelu od 12% do 17% prędkości wiatru (mniejsze od obserwowanych). Ekstrapolacja z oddalonego (16–17 km) masztu obciążona jest również znaczącymi błędami wynikającymi ze specyficznego klimatu i warunków terenowych.



Rys. 3.23. Porównanie metod ekstrapolacji przy większych odległościach [3.25]

Duże błędy zanotowano w przypadku modelowania rozkładu kierunku wiatru od $\pm 15\%$ do 30% . Wysokie wartości błędów występowały w przypadku napływu wiatru z kierunku uprzywilejowanego.



Rys. 3.24. Wyniki modelowania kierunku napływu wiatru dla poszczególnych stacji [3.25]

3.2.6. Model diagnostyczny ARIA Wind

Na podstawie modelu diagnostycznego ARIA Wind (ARIA Technologies Francja) zespół specjalistów z IMGW w Poznaniu pod kierunkiem Romany Koczorowskiej i Ryszarda Farata dokonał: „Oceny zasobów energii wiatru w skali lokalnej dla wyznaczenia punktowego i przestrzennego potencjału energii wiatrowej dla obszaru Wielkopolski”[3.7]. Na podstawie



przeprowadzonych badań i analiz oraz mapy zasobów energii wiatrowej inwestor uzyska informacje o:

- lokalizacji obszarów o korzystnych warunkach wiatrowych,
- orientacyjnej wielkości produkowanej energii elektrycznej planowanych farm wiatrowych czy pojedynczych elektrowni. Poniższy rysunek (Rys. 3.25) prezentuje pole prędkości wiatru na poziomie 80 m. Kryterium oceny przydatności terenu dla budowy elektrowni wiatrowej była wartość prędkości wiatru.

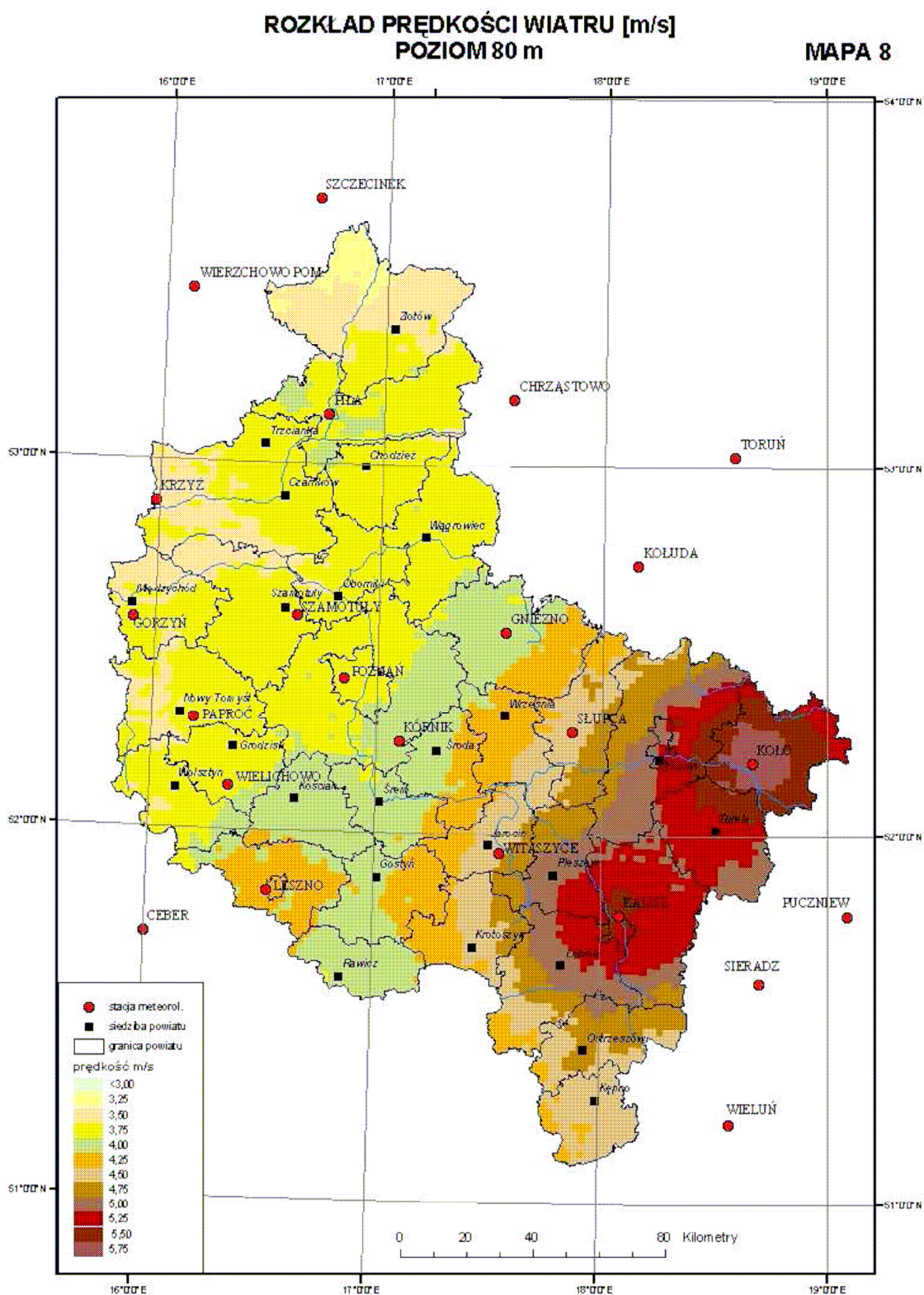
Ponadto obecnie stosowane są następujące typy modeli meteorologicznych:

- modele zachowania masy („mass-consistent”, np. NOABL, AIOLOS),
- modele liniowe (WAsP, MS3DJH),
- uproszczone modele mezoskalowe.

3.2.7. Dyskusja błędów

Jednak nawet zastosowanie wyżej wymienionych metod nie gwarantuje uniknięcia błędów określania zasobów energetycznych wiatru. Źródłem tego typu błędów mogą być:

- Błędy w wejściowych danych meteorologicznych to głównie błędy pomiarowe – brak ciągłości w zarejestrowanych danych, niejednorodność ciągów pomiarowych, niedostateczna częstotliwość i dokładność rejestrowania danych, niereprezentatywność stacji pomiarowej, zastosowanie zbyt krótkiego ciągu danych pomiarowych.
- Błędy w innych danych wejściowych to: nieprawidłowe określenie szorstkości podłoża, błędy w ocenie przeszkód terenowych, błędy w określeniu zróżnicowania topograficznego w miejscu planowanej lokalizacji.
- Błędy metod obliczeniowych występujące najczęściej: niedostosowanie modelu do lokalnych warunków terenowych, uproszczenia modelowe, uniemożliwiające realistyczne odwzorowanie warunków meteorologicznych na danym obszarze, błędy metod numerycznych.



Rys. 3.25. Rozkład prędkości wiatru na podstawie modelu diagnostycznego ARIA Wind dla Wielkopolski na poziomie 80 m [3.6]

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie



3.2.8. Przykład oszacowania zasobów energetycznych wiatru – lokalizacja elektrowni wiatrowej w gminie Kisielice – studium przypadku

W roku 2000 w EC BREC/IBMER przygotowano zostało wstępne studium budowy elektrowni wiatrowej w gminie Kisielice. Wykorzystano w nim wyniki pomiarów prowadzonych na maszcie o wysokości 30 m od lutego 2000 r. Za pomocą oprogramowania WAsP, przeznaczonego do oceny zasobów energetycznych wiatru w terenie o skomplikowanej topografii i pokryciu, wykonano mapę zasobów energii wiatru na terenie gminy. Cel ten został osiągnięty dzięki grantowi udzielonemu gminie Kisielice przez US AID EcoLinks Program.

W ramach pracy jednym z kluczowych zadań była ocena zasobów energii wiatru dla wybranych miejsc w gminie Kisielice (powiat Ława), a także utworzenie mapy szacowanej rocznej produkcji mocy dla całej gminy.

W tym celu potrzebne było najpierw uzyskanie niezbędnych informacji, jakimi są:

- wyniki pomiarów prędkości i kierunków wiatru,
- osłonięcie terenu wokół rozpatrywanych miejsc,
- rzeźba terenu,
- szorstkość terenu, na podstawie, których można określić dane wejściowe modelu.

Rozpatrując możliwość wykorzystania danych pomiarowych z najbliższych stacji meteorologicznych IMGW, autorzy doszli do wniosku, że one nie mogą być użyte jako dane wejściowe modelu w celu obliczenia regionalnego klimatu wiatru. Wynika to ze zbyt wielkiej odległości tych stacji od Kisielic (80–100 km w zależności od stacji), zbyt małej wysokości, na której przeprowadzono pomiary (12–13 m nad poziomem gruntu) i znacznej liczby przeszkód w ich pobliżu (budynki, roślinność). Oprócz tego, sposób w jaki są zbierane i zapisywane dane o prędkościach i kierunkach wiatru nie odpowiada standardom i wymaganiom energetyki wiatrowej.

Z tego powodu niezbędne było przeprowadzenie pomiarów prędkości i kierunku wiatru na maszcie pomiarowym. Maszt został usytuowany w odległości 1 km na południe od miasta Kisielice, w pobliżu oczyszczalni ścieków. Przy lokalizacji masztu decydującą rolę odegrały takie czynniki, jak:

- warunki terenowe (reprezentatywne dla obszaru gminy),
- brak przeszkód terenowych od strony zachodniej,
- łatwość dojazdu do miejsca pomiarów,
- bezpieczeństwo przyrządów (stały nadzór).

Ponieważ dane z masztu pomiarowego zbierane były przez okres około jednego roku, ze względu na wieloletnie zmiany potencjału wiatru, niezbędna jest ich korelacja z danymi wieloletnimi z pobliskich stacji meteorologicznych. W przypadku projektu w gminie Kisielice

do przeprowadzenia korelacji dla wszystkich sektorów różny wiatrów wykorzystano dane ze stacji w Mławie i Olsztynie. Przy takim zastosowaniu danych pomiarowych z dwóch stacji meteorologicznych ich dokładność nie jest znacząca, jeżeli przez cały wieloletni okres pomiarów nie było zmiany wysokości i typu anemometru, techniki zapisu oraz otoczenia stacji pomiarowej. Na stacjach w Mławie i w Olsztynie takich zmian nie było od roku 1990, dlatego dane potrzebne do skorelowania wybrano z okresu 1990–1999. W wyniku korelacji otrzymano współczynniki poprawki długoterminowej danych o prędkościach wiatru. Poprawione w ten sposób dane pomiarowe z Kisielice reprezentują długoterminowe zmiany potencjału wiatru z większą wiarygodnością.

Aby umożliwić obliczanie parametrów wiatru na dowolnym miejscu w gminie, wykorzystano duńskie oprogramowanie WAsP. WAsP jest programem symulacyjnym, przeznaczonym dla komputerów PC i służy do ekstrapolacji danych wiatrowych. Model WAsP został sformułowany w duńskim instytucie RISO, w 1989 roku. Jego autorami są Ib Troen, Niels Mortensen i Erik Lundtang Petersen. WAsP działa w oparciu o liniowy model meteorologiczny wykorzystujący teorię Jacksona-Hunta. W modelach tego typu przepływ powietrza nad danym obszarem rozpatrujemy jako sumę przepływu wielkoskalowego (niezaburzonego) oraz lokalnych zaburzeń wprowadzanych przez topografię i aerodynamiczną szorstkość podłoża. Umożliwia to odtworzenie pola wiatru nad danym obszarem na podstawie danych pomiarowych pochodzących z jednego punktu.

W pierwszej kolejności niezbędne było obliczenie regionalnego klimatu wiatru, czyli atlasu wiatru. Atlas wiatru przedstawia parametry wiatrowe nad terenem Kisielice zredukowane do warunków standardowych (niezależnych od lokalnej topograficznej sytuacji). W tym celu dokonano analizy przeszkód terenowych wokół masztu pomiarowego i utworzono mapę cyfrową terenu w promieniu pięciu kilometrów od miejsca usytuowania masztu.

Mapa cyfrowa terenu wykonana jest na podstawie skanowanych map topograficznych w skali 1: 25000. Zawiera ona linie wysokości – poziomice i linie oddzielające różne obszary szorstkości. Wartości szorstkości są ocenione w przybliżeniu, na podstawie czterostopniowej skali szorstkości podanej przez duński instytut RISO. Szorstkość aerodynamiczna jest określona jako wysokość nad poziomem gruntu (w metrach), na której średnia prędkość wiatru równa się zero, przy logarytmicznym profilu wiatru. Informacje o przeszkodach wokół masztu pomiarowego włączane są do programu poprzez określenie dla każdej z nich wartości czterech współrzędnych, które dokładnie wyznaczają odległość przeszkody od masztu i jej położenie.

Na podstawie: mapy cyfrowej orografii i szorstkości terenu, listy przeszkód wokół stacji pomiarowej oraz danych prędkości wiatru na 30 m, przeprowadzona została symulacja regionalnego klimatu wiatru – atlasu wiatru dla obszaru gminy Kisielice. Dla standardowych wysokości nad poziomem gruntu (10, 25, 50, 100 i 200 m) i dla czterech standardowych klas szorstkości terenu obliczono przewidywane średnioroczne prędkości i przewidywane średnie

gęstości mocy wiatru. Sporządzone zostały mapy średnich rocznych prędkości wiatru oraz szacowanej rocznej produkcji energii dla terenu gminy na różnych wysokościach nad poziomem gruntu. Na ich podstawie dokonano wyboru miejsca pod lokalizację elektrowni wiatrowej o mocy 1.5 MW.

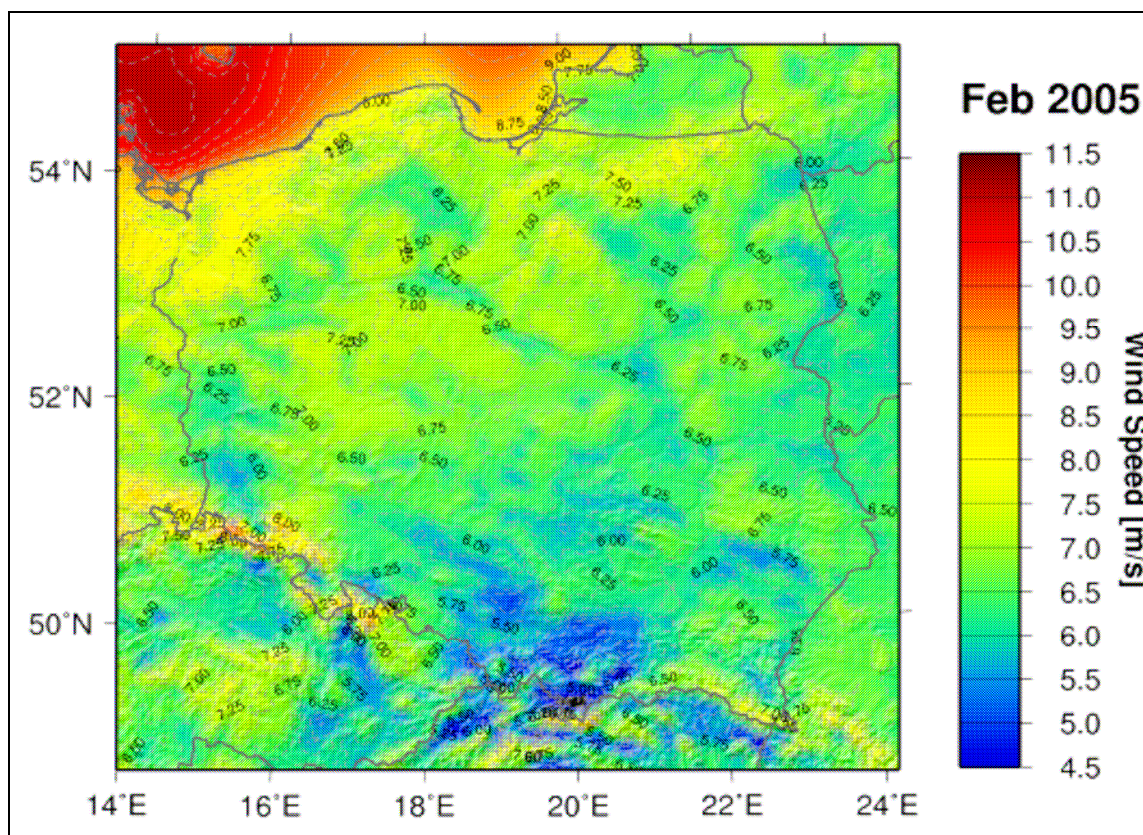
W ramach pracy wykonano także szereg eksperymentów numerycznych mających na celu ocenę wpływu na oszacowanie rocznej produkcji energii takich czynników, jak:

- dobór aerodynamicznej szorstkości podłoża,
- rozmiary obszaru modelowania,
- sposób definiowania przeszkód terenowych,
- długość serii pomiarowej.

3.3. Analiza istniejących danych w aspekcie systemu rekomendacji

3.3.1. Cyfrowe atlasy wietrzności

Wysokiej jakości dane otrzymuje się przy pomocy modelu MM5 np. rozkład prędkości wiatru na podstawie danych NCEP/NCAR za okres 2000–2010, gdzie uwzględniono ukształtowanie terenu [3.3]. Rozdzielczość tego modelu wynosi 5 km co daje wystarczające oszacowanie potencjału energetycznego dla wybranej lokalizacji.



Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

Rys. 3.26. Rozkład prędkości wiatru w lutym 2005 r. na podstawie danych NCEP/NCAR z wielolecia 2000–2010 przy pomocy modelu MM5 [3.3]

Atlas ten (w gruncie rzeczy jest to specjalne oprogramowanie wraz z bazą danych) pozwala na odtworzenie *ex-post* prędkości i kierunku wiatru w węzłach siatki o boku 5 km pokrywającej terytorium Polski. Oprogramowanie wykorzystuje trójwymiarowy model stanu atmosfery Ziemi, dostępny co 6 godzin z rozdzielczością 2,5 stopnia, znany jako NCAR/NCEP Reanalysis Data, udostępniany przez NOAA-CIRES Climate Diagnostics Center, Boulder, Colorado, USA. Na podstawie niniejszego modelu są tworzone warunki brzegowe będące warunkami początkowymi symulacji nie-hydrostatycznego modelu atmosfery MM5. Model MM5 powstał w wyniku współpracy Pennsylvania State University i University Cooperation for Atmospheric Research (UCAR) i pozwala na uzyskanie rozdzielczości horyzontalnej 5 x 5 kilometrów. Zmienne wyjściowe pochodzące z symulacji modelu są zapisywane co 10 minut, dla różnych wysokości np. 36 m, 87 m, 152 m. Wartości na poziomach pośrednich, są wyznaczane przy pomocy algorytmów interpolacyjnych. Poziom gruntu został pobrany z SRTM (Shuttle Radar Topography Mission, USGS EROS Data Center) oraz interpolowany na siatkę modelu. Dane topograficzne zostały pobrane w roku 2000 z rozdzielczością powierzchniową ok. 90 m natomiast rozdzielczość pionowa wynosiła 1 m [3.22].

Wiele firm oferuje dane z Cyfrowych Atlasów Wietrzności zapewniając, że dane te wystarczą do wykonania audytu dla małej farmy wiatrowej (np. do 5 MW) czy pojedynczej turbiny wiatrowej. Duże zaś farmy wymagają pomiarów z masztu pomiarowego. Atlasy wietrzności oparte są najczęściej na danych „gridowych” wiatru geostroficznego z „reanalizy”.

Dane gridowe wiatru geostroficznego dają znormalizowane wektory prędkości i kierunku wiatru w regularnej siatce (2,5 na 2,5 stopnia szerokości i długości geograficznej, czyli ponad 210 na 210 km) na wysokości, na której nie ma już oddziaływania powierzchni Ziemi, czyli najczęściej co najmniej 1000 m n.p.t. Wartości te są obliczane za pomocą modeli matematycznych głównie z naziemnych pomiarów ciśnienia atmosferycznego, (bo wiatr jest efektem różnicy ciśnień), a także samego wiatru. Czyli ze stosunkowo gęstszej nieregularnej siatki punktów pomiarowych zawierającej często luki pomiarowe (w czasie i w przestrzeni), tworzy się regularną siatkę „znormalizowanego” pola wiatru. Jest to procedura generalizacji, w której zmniejsza się rozdzielczość przestrzenną i czasową danych, uzyskując w zamian ich pełną porównywalność i jednolitość pokrycia [3.21]. Dlatego z dużą ostrożnością należy interpretować generalizowane dane atlasów wietrzności, szczególnie gdy stosując skomplikowane procedury numeryczne, zwiększa się „sztucznie” rozdzielczość przestrzenną i czasową tych danych.

Dane atlasu czy innej mapy wietrzności w zupełności wystarczą, aby w wstępnej fazie doboru lokalizacji, sprawdzić czy w danym miejscu warto podejmować dalsze działania mające na celu posadowienie elektrowni wiatrowej (trudno wyobrazić sobie rozpoczynanie od



stawiania masztu pomiarowego ze względu na koszty), ale nie powinny one stanowić jedynej podstawy do opracowania audytu wietrzności.

3.3.2. Audyt wietrzności

Audyt wietrzności składa się z dwóch elementów: pierwszy, to posadowienie masztu w miejscu planowanej inwestycji. Zamontowany jest na nim zestaw czujników prędkości i kierunku wiatrów, temperatury, wilgotności i ciśnienia atmosferycznego. Maszt nie może być niższy niż 2/3 wysokości planowanej elektrowni wiatrowej. Pomiary muszą być wykonywane nie krócej niż przez okres 12 miesięcy.

Przed każdym rozpoczęciem pomiarów wszystkie czujniki muszą być kalibrowane. Absolutnie niedopuszczalnym jest wielokrotne używanie czujników bez ich każdorazowej kalibracji. Firma montująca maszt wraz z osprzętem zobowiązana jest dostarczyć komplet dokumentacji dotyczącej kalibracji czujników.

Drugim elementem jest opracowanie statystyczne serii pomiarów wiatru wykonanych na maszcie. Szacunek produkcji energii z planowanej farmy generatorów wiatrowych dokonywany jest na podstawie:

- zgromadzonych uprzednio informacji o wieloletnim reżimie wiatru,
- opracowanych wyników bezpośrednich krótkookresowych pomiarów wykonanych czujnikami zainstalowanymi na maszcie,
- materiałów kartograficznych i teledetekcyjnych dotyczących ukształtowania i pokrycia terenu uzupełnionych dokumentacją zgromadzoną w trakcie wizji lokalnej (w tym dokładne pomiary geodezyjne obiektów liniowych i punktowych stanowiących bariery dla ruchu powietrza),
- symulacji komputerowych wykonanych za pomocą deterministycznych, mezoskalowych modeli przepływu powietrza w strefie przygruntowej (do 200 m n.p.t.) [3.21].

W ten sposób uzyskujemy w efekcie pełną informację o produkcji energii i efektywności inwestycji uwzględniającą niepewność wynikającą z ograniczonej precyzji danych wyjściowych i ich przetwarzania na każdym etapie analizy. Dzięki temu otrzymuje się pełen rozkład prawdopodobieństwa szacowanych wartości umożliwiającą ocenę ryzyka.

Wyznaczanie potencjału energetycznego wiatru wymaga długookresowych pomiarów i analiz danych klimatologicznych. Pomiary wietrzności jak do tej pory opierają się głównie na obserwacjach *in-situ* na wysokości, na której instalowana ma być później turbina wiatrowa. Współczesne anemometry ultradźwiękowe umożliwiają wyznaczanie prędkości wiatru na wyższych wysokościach przy uwzględnieniu stratyfikacji atmosfery [3.23]. Jest ona wyznaczana na podstawie pomiaru turbulencji na wysokości anemometru. Dodatkowo nowoczesne metody teledetekcyjne umożliwiają pomiar profilu wiatru prowadzony z

powierzchni ziemi. Pomiary te jednak są na ogół bardzo kosztowe i przewyższają nakłady finansowe związane z postawieniem masztu i wykonaniem rocznych pomiarów wietrzności.

Modele meteorologiczne mogą być pomocne w oszacowaniu zasobów energetycznych w lokalizacjach, gdy nie dysponujemy wynikami pomiarowymi. Jednak w tym przypadku należy dokładnie przebadать błędy modelu w lokalizacjach gdzie dysponujemy wynikami obserwacyjnymi. Modele meteorologiczne o rozdzielczości kilku kilometrów lub gorszej największe błędy będą produkować w obszarach o urozmaiconym ukształtowaniu terenu. Głównie ze względu na fakt, że skomplikowana topografia terenu jest w modelu drastycznie uproszczona. W późniejszym etapie realizowania inwestycji modele prognoz pogody są niezastąpionym źródłem informacji do prognozowania produkcji energii elektrycznej z wyprzedzeniem 1–3 dni. Nawet, jeśli błędy w oszacowaniu prędkości wiatru przez modele meteorologiczne są znaczące to jednak zmiany czasowe są na ogół dobrze odzwierciedlane przez model ze względu na fakt, że wynikają one z cyrkulacji w skali mezoskalowej znacznie lepiej wyznaczanej reprezentowanej w prognozie numerycznej.

3.3.3. Potencjał techniczny – studium przypadku

Potencjał energii wiatrowej możliwy technicznie do wykorzystania określono dla woj. śląskiego na podstawie dwóch siłowni wiatrowych [3.19]:

- mała siłownia o mocy 30 kW;
- siłownia o mocy znamionowej 600 kW, reprezentująca urządzenia o średniej i dużej mocy.

Zaletą małych siłowni wiatrowych jest to, że stosując odpowiednie rozwiązania można je włączać w sieć energetyczną bez konieczności stosowania transformatora. Podstawowe parametry techniczne przyjętej do rozważań siłowni o małej mocy podano za jej producentem poniżej:

- średnica wirnika 12 m;
- liczba łopat 3;
- regulacja kątem natarcia łopat wirnika;
- nominalna prędkość obrotowa wirnika 60 obr./min;
- moc generatora 30 kW, generator asynchroniczny o napięciu pracy 3x380 V i częstotliwości 50 Hz;
- prędkość obrotowa synchroniczna generatora 1500 obr./min;
- prędkość startowa 4 m/s, prędkość wyłączenia 25 m/s;
- wysokość osi wirnika 18 m n.p.t.;
- średnica wieży u dołu 508 mm i u góry 324 mm;
- całkowita masa elektrowni (bez fundamentów) 3,68 ton;
- krzywą mocy elektrowni odczytano z wykresu.

Podstawowe dane techniczne siłowni wiatrowej o mocy nominalnej 600 kW zestawiono poniżej (na podstawie danych producenta):

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie



- średnica 43 m;
- powierzchnia wirnika 1452 m²;
- prędkość obrotowa 26,9 obr./min;
- możliwe wysokości wieży: 40, 46, 50 i 60 m;
- prędkość rozruchu 3 m/s, prędkość nominalna 13 m/s, prędkość wyłączenia 25 m/s;
- generator asynchroniczny;
- mały generator 125 kW;
- napięcie generatora 690 V;
- mechanizm skręcający „Activ”;
- przekładnia planetarna;
- krzywą mocy siłowni odczytano z wykresu.

Siłownia o mocy nominalnej 600 kW posłużyła do określenia potencjału energii wiatru na wysokościach 40 i 60 m n.p.t.

Potencjał energii wiatru technicznie możliwej do pozyskania określono korzystając z zależności:

$$E_{tch} = \frac{\int_{w_1}^{w_2} [P_{tch}(w) f(w)] dw}{F_{tch}} \quad (3.5)$$

gdzie:

- E_{tch} — potencjał energii wiatrowej technicznie możliwe do pozyskania [(kWh)/(rok·m²)];
- $P_{tch}(w)$ — moc siłowni wiatrowej przy prędkości wiatru w , wg krzywej mocy [kW];
- F_{tch} — powierzchnia wirnika [m²] (113 m² dla siłowni 30 kW i 1452 m² dla 600 kW);
- w_1 — prędkość startowa [m/s];
- w_2 — prędkość wyłączenia [m/s].

Uwarunkowania budowy mikrowiatraków oraz charakterystykę mocy podano w raporcie [3.1 str. 610–612].

Oprócz analizy energii wiatru należy przeprowadzić analizę oddziaływania farm wiatrowych na środowisko. Zakres i przedmiot oceny oddziaływania na środowisko jest szczegółowo określony w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2004 r. w sprawie określenia rodzajów przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko oraz szczegółowych uwarunkowań związanych z kwalifikowaniem przedsięwzięcia do sporządzenia raportu o oddziaływaniu na środowisko (Dz.U.04.257.2573).

Kolejnym ważnym elementem dla farm wiatrowych jest poziom hałasu. Dopuszczalne natężenie dźwięku wyrażone w dB (A) jest określone na podstawie Rozporządzenia Ministra

Środowiska z 29 lipca 2004 roku w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku (Dz. U. 04 .178.1841).

Wykorzystywanie energii wiatru napotyka na kilka barier, wśród których należy wymienić lokalizacje elektrowni wiatrowych w obszarach przyrodniczo cennych, takich jak parki krajobrazowe, rezerваты, sąsiedztwo parków narodowych. Inwestycje te szpecą krajobraz, obniżają walor terenu np. dla agroturystyki. Według niektórych badań zagrażają ptactwu, ponieważ mogą być lokalizowane na szlakach sezonowych wędrówek ptaków (np. wzdłuż Odry), przyczyniając się do ginięcia gatunków rzadkich i zagrożonych.

Elektrownie wiatrowe, uzależnione od warunków pogodowych, wymuszają na tradycyjnej energetyce utrzymywanie rezerwy mocy, tak by w każdej chwili można było zastąpić lub uzupełnić spadek mocy dostarczanej przez elektrownie wiatrowe.

Elektrownie wiatrowe emitują również pewien hałas, uznawany obecnie na formę zanieczyszczenia, a więc ograniczają w ten sposób zabudowę terenu w najbliższym otoczeniu.

Ponadto prof. Z. Wnuk [3.28] wśród barier w wykorzystywaniu wiatru wymienia:

1. słabą infrastrukturę sieci przesyłowej na terenach o dużej wietrzności (północna Polska) i nieadekwatne procedury wydawania warunków przyłączenia do sieci;
2. konieczność opracowania obiektywnych oraz kompromisowych zasad sporządzania i oceniania raportów oddziaływania na środowisko.



3.4. Metodologia wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

3.4.1. Rekomendacja do bazy danych dla obszaru Polski

Jednakowy okres pomiarowy i jednorodne dane dla obszaru całej Polski wykonuje i gromadzi odpłatnie IMiGW. Jeżeli nie będzie możliwości nawiązania partnerskiej współpracy z IMiGW w celu wykorzystania tych danych w bazie zasobowej należy sięgnąć po bazę danych Ministerstwa Infrastruktury. Bazując na danych z 61 stacji meteorologicznych wyniki pomiarów i analiz należy ekstrapolować na obszary pomiędzy punktami o znanych wartościach. Statystyczne opracowanie danych meteorologicznych, które przedstawia procentowy udział poszczególnych prędkości wiatru w roku w ogólnych jego zasobach na danym obszarze, stanowi kluczowe kryterium oceny terenów pod względem ich przydatności dla rozwoju energetyki wiatrowej. W ten sposób terytorium Polski można podzielić na 6 stref ze względu na potencjał wykorzystania energii wiatru jako źródła energii. Bardziej szczegółowe dane wykonuje i gromadzi odpłatnie IMiGW, jednak ważnymi są jednakowy okres pomiarowy i jednorodne dane dla obszaru całej Polski. W przypadku rozkładu przestrzennego prędkości wiatru niezmiernie ważne jest uwzględnienie geograficznych uwarunkowań jak to zostało zaprezentowane w opracowaniu dotyczącym rozwoju energetyki wiatrowej w południowo-zachodniej Polsce [3.24].

3.4.2. Rekomendacja do bazy danych dla regionów

Przytoczone wcześniej opracowania regionalne dla poszczególnych województw, powiatów czy gmin można bezpośrednio importować do bazy danych. Można wykorzystać dokładne dane przytoczone w opracowaniach albo zwrócić się bezpośrednio do autorów opracowań, aby pozyskać dane cyfrowe, które nie będą generowały dodatkowych błędów przy przetworzeniu z wersji rastrowej czy innej.

Potencjał energii wiatrowej możliwy technicznie do wykorzystania można określić na podstawie dwóch siłowni wiatrowych: mniejszej (30 kW) i większej (600 kW) jak to zostało przeprowadzone dla woj. śląskiego. Przyjęte wielkości reprezentują urządzenia o małej oraz średniej i dużej mocy.

Dobrym rozwiązaniem jest opisana powyżej metoda zastosowana dla województwa śląskiego jednak nie uwzględnia ona ukształtowania terenu. Dlatego lepszym i rekomendowanym rozwiązaniem jest model MM5 rozkładu prędkości wiatru. Wyniki tego modelu dokładnie oddają rozkład prędkości wiatru na różnych wysokościach.

Na podstawie modelu diagnostycznego ARIA Wind (ARIA Technologies Francja) możliwa jest ocena zasobów energii wiatru w skali lokalnej dla wyznaczenia punktowego i

przestrzennego potencjału energii wiatrowej. Na podstawie przeprowadzonych badań i analiz oraz mapy zasobów energii wiatrowej inwestor uzyska informację o lokalizacji obszarów o korzystnych warunkach wiatrowych, orientacyjnej wielkości produkowanej energii elektrycznej planowanych farm wiatrowych czy pojedynczych elektrowni na poziomie od 30 do 80 m. Kryterium oceny przydatności terenu dla budowy elektrowni wiatrowej była wartość prędkości wiatru na poszczególnych wysokościach.

- rozkład kierunków wiatru (róża wiatru) obliczony rozkładem Weibulla;
- histogram prędkości wiatru obliczony rozkładem Weibulla;
- określenie zasobów energii użytecznej wiatru brutto w W/m^2 na wysokościach od 10 – 60 m n. p. gr. oraz ich wielkości w rozbiciu na dwanaście kierunków wiatru;
- roczną produkcję energii brutto w MWh dla wybranych typów siłowni wiatrowych pod warunkiem dostarczenia krzywej mocy dla proponowanego typu siłowni.

Dla obszarów o urozmaiconej rzeźbie terenu rekomenduje się model zastosowany dla województwa podkarpackiego.

3.4.3. Rozdzielczość przestrzenna rekomendowanych metod

Zebrane i przeanalizowane dane wskazują na dużą różnorodność obliczeń pod względem dokładności i obszaru. Dlatego należy zastosować kilka warstw informacyjnych w zależności od metody i rozdzielczości przestrzennej.

Podobnie jak w przypadku zasobów energii słonecznej dla obszaru całej Polski ekstrapolacja danych dot. wietrzności ze stacji IMiGW z rozdzielczością 5000 m oraz z większą rozdzielczością dla województw, powiatów i gmin. Dodatkowo wykorzystane zostaną dane tabelaryczne z możliwością dołączenia nowych danych w przyszłości lub ich aktualizacją. Dla regionów opracowania dane szczegółowe obejmujące inne jednostki terytorialne szczególnie ważne dla terenów górskich i wyżynnych będą gromadzone w modułach informacyjnych o większych rozdzielczościach (wysoka rozdzielczość zaproponowanego modelu dla województwa podkarpackiego).



BIBLIOGRAFIA DO ROZDZ. 3

- [3.1] Popczyk J., 2010: Ocena istniejącej bazy danych wejściowych OZE (zasobów, danych klimatycznych, dostępnych technologii), Dokumentacja Projektu Etap 1, Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Gliwice, s. 688.
- [3.2] <http://www.mi.gov.pl/2-48203f1e24e2f-1787735.html>
- [3.3] <http://www.anemos.de/2/?pg=236&lg=2>
- [3.4] <http://www.baza-oze.pl/>
- [3.5] <http://klimat.wnoz.us.edu.pl/>
- [3.6] Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe gminy Nowy Tomyśl, Inveco, s. 93–96.
- [3.7] Koczorowska R., Farat R., 2007: Ocena zasobów energii wiatru w skali lokalnej dla wyznaczenia punktowego i przestrzennego potencjału energii wiatrowej dla obszaru Wielkopolski, IMGW, Poznań.
- [3.8] Program Poszanowania Energii i Wspierania Wykorzystania Źródeł Odnawialnych na lata 2009–2015 dla Powiatu Polkowickiego. Fundacja Ekologiczna Zielona Akcja, Polkowice, 2010, s. 134.
- [3.9] Program możliwości wykorzystania OZE dla Województwa Mazowieckiego, Instytut Energetyki Jednostka Badawczo – Rozwojowa Oddział Gdańsk, 2006
- [3.10] Ocena konkurencyjności wykorzystania energii odnawialnej w województwie łódzkim, CITEC S.A, Urząd Marszałkowski w Łodzi, Katowice 2008.
- [3.11] Ocena warunków środowiskowych województwa dolnośląskiego w aspekcie ich wykorzystania dla potrzeb energetyki wiatrowej. IMiGW, Wrocław 2009, s. 42
- [3.12] Potencjał Dolnego Śląska w zakresie rozwoju alternatywnych źródeł energii, Dolnośląskie Centrum Zaawansowanych Technologii, Wrocław, 2006
- [3.13] Program Ochrony Środowiska Województwa Małopolskiego na lata 2007–2014. Urząd Marszałkowski Województwa Małopolskiego, Kraków 2007, s. 138.
- [3.14] Kowalewska-Kalkowska H., Wiśniewski B., 2003: Możliwość wykorzystania energii wiatru na Pomorzu Zachodnim jako źródła energii odnawialnej, [w:] Flejterski S., Lewandowski P., Nowak W., (Red): Energia odnawialna na Pomorzu Zachodnim, Wydawnictwo Hogben, Szczecin, s. 347–356.
- [3.15] Wiśniewski B., Wolski T., 2007: Parametry wiatru w wybranych stanowiskach pomiarowych Pomorza Zachodniego w aspekcie eksploatacji elektrowni wiatrowych, [w:] Flejterski S., Lewandowski P., Nowak W., (Red): Energia odnawialna na Pomorzu Zachodnim, Wydawnictwo Hogben, Szczecin, s. 365–376.
- [3.16] Lewandowski W.M., 2006: Proekologiczne odnawialne źródła energii, WNT Warszawa.
- [3.17] Wojewódzki program rozwoju alternatywnych źródeł energii dla województwa lubelskiego, Raport III, Biuro Planowania Przestrzennego, Lublin, 2004, s. 62.

- [3.18] Wojewódzki program rozwoju alternatywnych źródeł energii dla województwa lubelskiego, Biuro Planowania Przestrzennego, Lublin, 2006, s. 102.
- [3.19] Opracowanie metody programowania i modelowania systemów wykorzystania odnawialnych źródeł energii na terenach nieprzemysłowych województwa śląskiego, wraz z programem wykonawczym dla wybranych obszarów województwa. Część I: Metodyka opracowania. Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energia PAN, Kraków–Katowice, 2005, s. 54.
- [3.20] Opracowanie metody... jw. Część II: program wykorzystania odnawialnych źródeł energii na terenach nieprzemysłowych województwa śląskiego (projekt). Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energia PAN, Kraków–Katowice, 2005, s. 165.
- [3.21] Stach A., 2010: Czy dane z Cyfrowych Atlasów Wietrzności mogą zastąpić pomiary z masztu i stanowić jedyną podstawę do wykonania audytu wietrzności? Wydział Nauk Geograficznych i Geologicznych UAM w Poznaniu.
- [3.22] Kacejko P. Wydra M., 2010: Energetyka wiatrowa w Polsce – realna ocena możliwości wytwórczych, Rynek Energii nr 12.
- [3.23] Markowicz K., 2010: Pomiary oraz analiza pola wiatru dla potrzeb energetycznych. Instytut Geofizyki, Uniwersytet Warszawski, Warszawa. <http://www.igf.fuw.edu.pl/meteo/stacja/wyklady/EnergiaOdnawialna/Wiatr/AnalizaZasobowWiatru.pdf>
- [3.24] Migala K. Kapala T., 2002: Geograficzne uwarunkowania rozwoju energetyki wiatrowej w południowo-zachodniej Polsce. [w:] Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii na przykładzie Dolnego Śląska. Polski Klub Ekologiczny, Wrocław, s. 27–32.
- [3.25] Michałowska-Knap K., 2009: Prognozowanie produktywności parków wiatrowych w warunkach polskich. Instytut Energetyki Odnawialnej (EC BREC IEO) <http://www.ieo.pl/pl/obszary-badan/energetyka-wiatrowa.html>
- [3.26] Atlas klimatyczny Polski. H. Lorenc, IMiGW, 2005.
- [3.27] Atlas klimatyczny województwa wielkopolskiego. R. Farat, IMiGW, 2007.
- [3.28] Wnuk Z., 2010: Energetyka odnawialna – wiatrowa. [W:] Energia odnawialna. Słońce, biomasa wodna, wiatr, geotermia. Wyd. Centrum Wspierania Inicjatyw Pozarządowych Stowarzyszenie Europa Nasz Dom, Rzeszów, s. 46–53.
- [3.29] Metody interpolacji w programie SAGA GIS, 2009, Krajowe warsztaty CASCADOSS, Warszawa.
- [3.30] Riley S. J., DeGloria S. D., Elliot R., 1999. A terrain ruggedness index that quantifies topographic, Intermountain journal of sciences.
- [3.31] Hess M. 1965. Piętra klimatyczne w polskich Karpatach zachodnich, Zeszyty naukowe Uniwersytetu Jagiellońskiego CXV, Prace geograficzne, Zeszyt 11, Prace instytutu geograficznego, Zeszyt 33, Kraków.
- [3.32] Energia w czasach kryzysu, red. Kuciński K. 2006, Centrum Doradztwa i Informacji Difin sp. z o.o., Warszawa.



4. BIOMASA

Opracowanie przygotowane przez:

lic. Marta Markiewicz

dr Zbigniew Caputa

4.1. Istniejące dane o zasobach

W pracy przedstawiono zagadnienia, stanowiące uzupełnienie danych dotyczących biomasy/biogazu zebranych w raportach poprzednich etapów. Głównym źródłem poniższych informacji jest *Przewodnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych*, wydany w 2011 dla Ministerstwa Gospodarki [4.1].

Sposób obliczenia potencjału technicznego i teoretycznego przedstawiono w raporcie Etapu I – dla oczyszczalni ścieków [4.3 str. 29–31], wysypisk śmieci [4.3 str. 31–33], gospodarstw rolnych [4.3 str. 33–35], drewna opałowego [4.3 str. 50], biogazu [4.3 str. 54], słomy [4.3 str. 56]. Ponadto w raporcie Etapu I scharakteryzowano główne technologie biomasowe wykorzystywane do produkcji ciepła na potrzeby ogrzewania budynków [4.3 str. 460–515]. Energetyczne wykorzystanie biomasy podzielono na: spalanie bezpośrednie [4.3 str. 461–463], zgazowanie (piroliza) biomasy – przegląd technologii zgazowania ze szczegółową analizą wykorzystywanych kotłów [4.3 str. 463–486], spalanie bezpośrednie – kogeneracja w układach ORC [4.3 str. 486–505], produkcja biogazu w wyniku fermentacji metanowej [4.3 str. 505–519] oraz szczegółowo omówiono mikrobiogazownie rolnicze [4.3 str. 519–595], a także scharakteryzowano biogaz ze składowisk odpadów i oczyszczalni ścieków [4.3 str. 613–617].

Oficjalne dokumenty oraz prognozy przewidują, że biogaz rolniczy w najbliższym 10–leciu będzie się dynamicznie rozwijał, w tempie sięgającym nawet kilkudziesięciu procent rocznie. W związku z tym w niniejszym opracowaniu opisane zostały ogólne uwarunkowania rozwoju biogazowni w Polsce oraz technologie produkcji i wykorzystania biogazu.

4.1.1. Stan obecny i potencjał wykorzystania biogazu w Polsce

Biogaz pozyskiwany z rolnictwa oraz przetwórstwa odpadów spożywczych posiada w Polsce nadal skromny udział w bilansie energetycznym kraju. Krajowy potencjał biogazu rolniczego oceniany jest na podstawie wielkości areалу uprawnego i dostępności odpadów z rolnictwa, i choć porównywalny jest z niemieckim, produkcja energii pierwotnej w roku 2008 z biogazu ze źródeł rolniczych wyniosła w Polsce kilkaset razy mniej. Według danych Głównego Urzędu Statystycznego (GUS) całkowita produkcja energii pierwotnej z biogazu w Polsce w 2009 r. osiągnęła wartość 188 TJ. Produkcja energii elektrycznej z biogazowni w 2009 r. wyniosła 21,7 GWh, natomiast produkcja ciepła – 80 TJ (GUS 2010).

Do biogazowni rolniczych dotychczas zrealizowanych, można zaliczyć łącznie 11 instalacji, z czego 5 obiektów należy do firmy Poldanor S.A. (woj. kujawsko-pomorskie, pomorskie i zachodniopomorskie). Kolejna instalacja w Liszkowie (woj. kujawsko-pomorskie) została zbudowana przez firmę Agrogaz i prowadzona przez przedsiębiorcę Elektrownie Wodne Sp. z o.o. Pozostałe biogazownie znajdują się w Kalsku i Niedoradzu (woj. lubuskie), w Kostkowicach (woj. śląskie) – instalacja zrealizowana przez Zakład Doświadczalny Instytutu Zootechniki Państwowego Instytutu Badawczego oraz w Studzionce



– mikrobiogazownia eksploatowana przez rolników indywidualnych. W tabeli 4.1 scharakteryzowano dotychczas zrealizowane biogazownie.

Tabela 4.1 Charakterystyka funkcjonujących biogazowni w Polsce (stan na grudzień 2010 r.) [4.1]

Lokalizacja	Rok oddania	Moc instalacji [MWel MWt]	Substraty	Technologia
Pawłówko	2005	0,946/ 1,034	gnojowica świńska, kiszonki, odpady poprodukcyjne, odpady olejowe	– 2 zbiorniki fermentacyjne, – zbiornik wstępnego mieszania, – 2 zbiorniki pofermentacyjne ziemne, – higienizator odpadów kat. III, – 2 moduły kogeneracyjne o łącznej mocy 946 kWel., – ciepło przesyłane jest do zakładowego warsztatu oraz biur.
Płaszczycza	2008	0,625/ 0,692	gnojowica świńska, kiszonki, odpady olejowe	– 1 zbiornik fermentacyjny, – zbiornik wstępnego mieszania, – 1 zbiornik pofermentacyjny ziemny. – moduł kogeneracyjny o mocy 625 kWel, – ciepło przesyłane jest do pobliskiej fermi.
Kujanki	2008	– / 0,330	gnojowica świńska	– laguny pełnią rolę: wstępnego fermentora, komory fermentacyjnej oraz zbiornika pofermentacyjnego, – obecnie produkuje się jedynie ciepło na potrzeby ogrzewania chlewni, planowana jest również produkcja energii elektrycznej.
Koczała	2009	2,126/ 2,2	gnojowica świńska, kiszonki, odpady olejowe	– 3 zbiorniki fermentacyjne, – zbiornik mieszający (wstępny), – 2 zbiorniki pofermentacyjne, – dwa moduły kogeneracyjne o łącznej mocy 2,126 MWel, – biogazownia wytwarza w ciągu roku ok. 18,0 GWh energii elektrycznej i ok. 18,3 GWh/rok (65,8, TJ/rok) energii cieplnej, – ciepło wykorzystywane jest na potrzeby własne fermi.
Liszkowo	2009	2,126/ 2,400	odpady z produkcji i przetwórstwa warzyw, mączka ziemniaczana, wywar pogorzelniany, wysłodki z buraków cukrowych	– 2 komory fermentacyjne, – zbiornik pofermentacyjny, – odrębne systemy załadunku substratów dla produktów płynnych oraz dla produktów stałych, – biogaz spalany jest w dwóch silnikach gazowych o mocy 1,063 MWel każdy, – produkcja energii elektrycznej przy pracy z pełną mocą wynosi 16 GWh. – oprócz energii elektrycznej każdy z agregatów wytwarza energię cieplną w postaci wody ciepłej użytkowej oraz pary, które są wykorzystane na potrzeby własne biogazowni. – planowany jest odbiór ciepła przez pobliską gorzelnię.
Niedoradz	2009	0,252/ 0,291	gnojowica, pomiot kurzy	– proces jednostopniowy – biogazownia utylizacyjna z zaadaptowaną istniejącą infrastrukturą w postaci lagun oraz zbiornika wstępnego,

Lokalizacja	Rok oddania	Moc instalacji [MWel MWt]	Substraty	Technologia
				– moduł kogeneracyjny o mocy 252 kW_{el} i 291 kW_t, – roczna produkcja biogazu 870 tys. m³/rok, prądu 2,0 GWh, ciepła 2,4 GWh, – ciepło w większości wykorzystywane do ogrzania substratu.
Studzionka	2009	0,03/ 0,04	pomiot kurzy, gnojowica świńska	– komora fermentacyjna, – zbiornik biogazu, – silnik, – roczna produkcja energii elektr. wynosi ok. 200 MWh, – gaz jest spalany w przystosowanym silniku MTZ, zespolonym z generatorem elektrycznym o mocy 30 kW_e, – ciepło wykorzystywane jest do ogrzewania budynków mieszkalnych oraz budynku inwentarskiego prosiąt.
Nacław	2010	0,625/ 0,690	gnojowica, kiszonka kukurydziana	– zbiorniki na komponenty, – zbiornik wstępny, – zbiornik fermentacyjny, – zbiornik pofermentacyjny, – moduł kogeneracyjny o mocy 625 kW_{el} i 680 kW_t, – kocioł grzewczy o mocy 690 kW_t, – dwukomorowy zbiornik na gnojowicę przefermentowaną. – roczna produkcja: biogazu 2,3 mln m³, prądu: 5,3, GWh, ciepła 5,0 GWh, – ciepło wykorzystywane jest obecnie na potrzeby fermy trzody chlewnej, w planach jest zaopatrywanie w ciepło osiedla mieszk., szkoły podstawowej i wiejskiej świetlicy.
Świelino	2010	0,625/ 0,686	gnojowica, kiszonka kukurydziana, produkty i półprodukty roślinne używane w produkcji pasz	– zbiorniki: na komponenty, wstępny, fermentacyjny i pofermentacyjny, – moduł kogeneracyjny 625 kW_{el}, 686 kW_t, – roczna produkcja biogazu: 2,5 mln m³/rok, prądu: 5,2, GWh/rok, energii cieplnej 5,7 GWh/rok, – ciepło wykorzystywane jest do ogrzewania budynków produkcyjnych i socjalnych.
Kalsk	2010	1,0 / b.d.	kiszonka kukurydzy, sorgo, gnojowica	– 4 zbiorniki fermentacyjne, – 1 zbiornik wstępny, – 1 zbiornik pofermentacyjny, – 1 laguna, – 4 silniki Scania 250 kW_{el}, – produkcja biogazu 4 mln m³, produkcja energii 2,0 GWh, – obecnie ciepło nadmiarowe nie jest wykorzystywane.
Kostkowice	2010	0,6 / b.d.	obornik, gnojowica pozostałości po prod. tłuszczu, osadów rzepakowych, resztek poubojowych, gorzelnianych kuchennych i spożywczych	– 2 komory fermentacyjne, – produkcja prądu 4,8, GWh/rok, produkcja ciepła 5,4 GWh/rok.

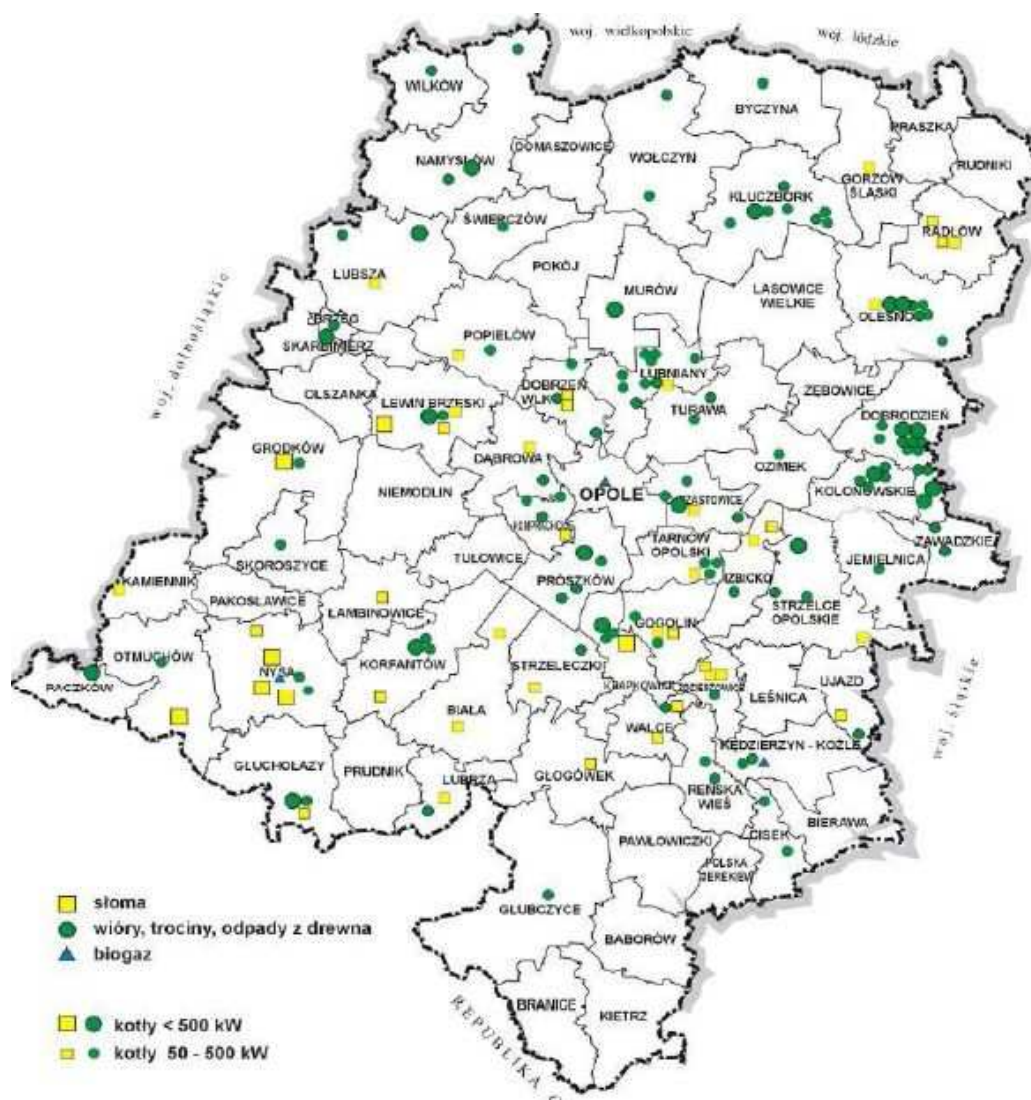
Biogaz dysponuje w Polsce dużym potencjałem rozwojowym. W przyjętym przez Radę Ministrów w 2010 roku dokumencie programowym „Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010–2020” potencjał teoretyczny oszacowano na 5 mld m³ biogazu rocznie, (osiągalny przy równoczesnym wykorzystaniu produktów ubocznych rolnictwa oraz wprowadzeniu celowych upraw energetycznych na substraty do biogazowni na powierzchni około 700 tys. ha); realny potencjał oparty na produktach ubocznych rolnictwa i przemysłu rolno-spożywczego – 1,7 mld m³ biogazu rocznie (850 ktoe, 35,6 PJ). W przyjętej przez Radę Ministrów w 2009 r. „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” zapotrzebowanie na energię finalną z biogazu w Polsce do 2020r. określono sumarycznie dla energii elektrycznej i ciepła na 847,6 ktoe (35,5 PJ) – odpowiednik 1,2 % w zużyciu energii finalnej. W ekspertyzie przygotowanej dla Ministerstwa Gospodarki maksymalny potencjał ekonomiczny na 2020 r. oceniono na 204 PJ, w tym kiszonki: 81 PJ oraz odpady 123 PJ (w tym przemysłowe: 26 PJ, odpady rolnicze: 45 PJ) – razem równowartość ok. 6,6 mld m³ biogazu, odpowiednik 4,6% w zużyciu energii finalnej.

- ▲ biogazownie z oczyszczalni i wysypisk - istniejące
- △ biogazownie z oczyszczalni i wysypisk - planowane
- biogazownie przemysłu rolno - spożywczego - planowane

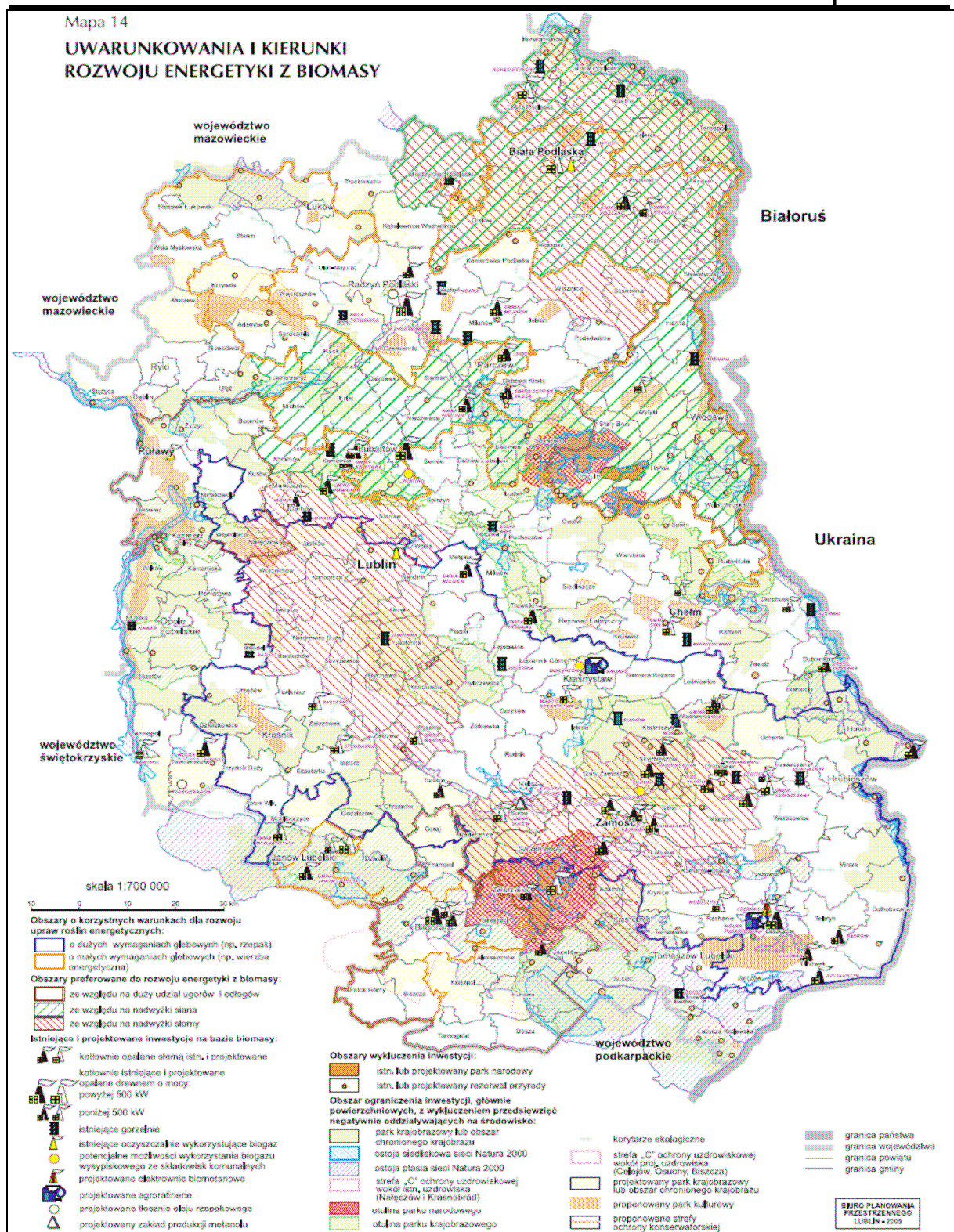


Etap nr 12:

*Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie*



Rys. 4.1. Istniejące i planowane instalacje biogazu (górze) energetyczne wykorzystanie biomasy (dół) na terenie województwa opolskiego [4.30]



Rys. 4.2. Kierunki rozwoju energetyki z biomasy w woj. lubelskim [3.18]

Etap nr 12:

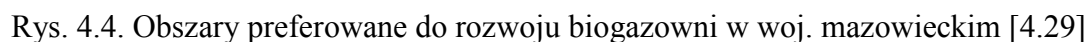
Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie



Rys. 4.3. Obszary preferowane do rozwoju biomasy w woj. mazowieckim [4.30]

Etap nr 12:

*Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie*



Inwestorzy preferują instalacje o mocy wytwórczej powyżej 1 MWel, wykorzystujące głównie odpady z rolnictwa oraz różnych gałęzi przemysłu spożywczego i mięsnego [4.6]. Jednocześnie istnieje poparcie wielu środowisk dla stymulacji rozwoju mniejszych instalacji,

93

o charakterze rolniczym, o mocy zainstalowanej dochodzącej do 250 kW_e, które miałyby powstać w większości polskich gmin, dysponujących lokalnie odpowiednim zasobem odpadów z produkcji rolnej. Pierwsze biogazownie zbudowane w Polsce przez firmę Poldanor S.A. zlokalizowane zostały przy dużych gospodarstwach hodowlanych, głównie ze względu na dostępność gnojowicy oraz możliwość wykorzystania energii elektrycznej i ciepła na potrzeby własne. Obecnie coraz więcej inwestorów planuje lokalizację instalacji przy zakładach przemysłu rolno-spożywczego (przetwórstwo, owocowo-warzywne, mleczarnie, gorzelnie) oraz mięsnych (ubojnie, zakłady przetwórstwa mięsnego), co zapewnia większą różnorodność substratów przeznaczonych do fermentacji oraz dodatkową możliwość całorocznego odbioru ciepła, wytworzonego w kogeneracji. Tendencją, obserwowaną na rynku, jest wzrost planowanych mocy zainstalowanych biogazowni. Obecne uwarunkowania prawno-ekonomiczne powodują, że rolnicy, jako główni dostawcy substratów i odbiorcy masy pofermentacyjnej, odgrywają istotną rolę na rynku nowych projektów inwestycyjnych. Mapę przygotowywanych projektów inwestycyjnych, aktualnie budowanych oraz zrealizowanych biogazowni w Polsce, przedstawia Rys. 4.5.



Rys. 4.5 Rozmieszczenie inwestycji biogazowych na różnych etapach realizacji z podziałem na województwa, stan na marzec 2010 (Opracowanie: IEO)

Obecnie liczba projektów, w przypadku których rozpoczęto formalne procedury zmierzające do uzyskania pozwolenia na budowę wynosi 237, z czego 46 to projekty, które uzyskały pozwolenie na budowę bądź są w trakcie budowy. Największy wzrost ilości



rozwijanych projektów w tym okresie odnotowano w województwach wielkopolskim i lubuskim. Całkowita elektryczna moc zainstalowana dotychczas zrealizowanych biogazowni rolniczych w Polsce wynosi 9,014 MWel (luty 2011). W planach i realizacji znajduje się obecnie ok. 240 instalacji, których moc wynosi średnio 1,55 MWel. Wynika z tego, że budowane są przeważnie duże instalacje, które przy istniejących uwarunkowaniach charakteryzują się największą rentownością.

4.2.2. Korzyści z produkcji i wykorzystania biogazu dla inwestorów

Spółecznym uzasadnieniem dla wsparcia rozwoju biogazu są korzyści społeczne i gospodarcze. Można je wskazać na szczeblu administracji rządowej jako spełnienie priorytetów polityki energetycznej i rolnej. Samorządy lokalne odniosą korzyści z powstawania nowych miejsc pracy oraz wzrostu przychodów z tytułu podatków lokalnych. Przedsiębiorcy, zwłaszcza z gałęzi przemysłu spożywczego, skorzystają poprzez zagospodarowanie odpadów generowanych w procesie produkcyjnym. Najpowszechniejszymi są szeroko rozumiane korzyści środowiskowe, których beneficjentem jest całe społeczeństwo.

4.2.2.1 Korzyści środowiskowe produkcji biogazu rolniczego

Nawozowe wykorzystanie gnojowicy i obornika w postaci nieprzefermentowanej powoduje emisję znacznych ilości metanu do atmosfery. Odpady poddane procesowi fermentacji beztlenowej są znacznie lepszym nawozem niż gnojowica nieprzefermentowana. Powodem jest: brak nasion chwastów, płynna konsystencja oraz zwiększona zawartość dobrze przyswajalnego dla roślin azotu amonowego. Na możliwość zagospodarowania odpadów pofermentacyjnych wpływa dostępność pól uprawnych, które powinny być położone w jak najbliższym sąsiedztwie biogazowni. Produkcja biogazu pozwala również na znaczną redukcję emisji odorów, wydzielanych w dużych ilościach podczas naturalnego rozkładu odchodów zwierzęcych, rozłożonych na polach w formie nawozu naturalnego. Spowodowane jest to wydzielaniem się siarkowodoru oraz innych gazów, które powodują nieprzyjemny zapach. Gazy te są usuwane z biogazu, zwykle przez biologiczne odsiarczanie, przed jego spalaniem w agregacie kogeneracyjnym. Odpady organiczne poddawane fermentacji, o ile trafiają bezpośrednio do środowiska, mogą być również źródłem patogenów, wywołujących choroby u ludzi jak i u zwierząt. Większość mikroorganizmów chorobotwórczych ginie jednak na skutek poddania ich działaniu podwyższonej temperatury, a taka zapewniona jest w komorze fermentacyjnej. Budowa biogazowni jest inwestycją o charakterze proekologicznym i jest to najsilniejsze uzasadnienie dla udzielanego wsparcia publicznego.

4.2.2.2 Korzyści ekonomiczne produkcji biogazu rolniczego

Podstawowymi korzyściami ekonomicznymi dla inwestorów biogazowni są przychody z tytułu sprzedaży produktów wytworzonych podczas pracy instalacji:

- sprzedaż wytworzonej energii elektrycznej oraz uzyskanych świadectw pochodzenia,
- sprzedaż uzyskanej nadwyżki ciepła procesowego (nadwyżki ponad potrzeby biogazowni związane z realizacją procesów technologicznych),
- sprzedaż pulpy pofermentacyjnej w formie nawozu,
- pobieranie opłat z tytułu przyjęcia do utylizacji odpadów niebezpiecznych oraz organicznych.

Najbardziej problematyczne jest obecnie wprowadzenie do obrotu i sprzedaż pulpy pofermentacyjnej w postaci nawozu. W świetle obowiązujących przepisów jest to dość skomplikowane i wymaga uzyskania wielu pozwoleń. Zakładając, że użytkownicy biogazowni wykazują zapotrzebowanie na dodatkowe ciepło, które powstaje w procesie produkcji energii elektrycznej, a którego jest naddatek ponad zapotrzebowanie na podtrzymanie procesów technologicznych (dodatkowe ciepło może być spożytkowane np. na: ogrzewanie chlewni, pomieszczeń gospodarskich i mieszkalnych, suszenie drewna czy ziaren zbóż) lub posiadają pola uprawne, które wymagają nawożenia, należy uwzględnić korzyści ekonomiczne, płynące z tytułu:

- unikniętych wydatków na paliwa pierwotne, służące do produkcji ciepła,
- unikniętych wydatków na zakup nawozów mineralnych.

W obecnych uwarunkowaniach ekonomicznych wszystkie korzyści ekonomiczne oraz dodatkowe zachęty pozaekonomiczne nie są w stanie pokryć wszystkich kosztów budowy i funkcjonowania biogazowni. Przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane do odbioru zielonej energii elektrycznej oraz wykazania się odpowiednią ilością świadectw pochodzenia (ŚP). Zgodnie z regulacją zawartą w prawie energetycznym ŚP są zbywalne i stanowią towar giełdowy. Średnia cena rynkowa sprzedaży energii elektrycznej do sieci w 2010 r. wynosi 197,21 zł/MWh, natomiast średnia cena rynkowa zielonego ŚP to 275,73 PLN/MWh (TGE 2010). Łącznie producent zielonej energii elektrycznej może liczyć na przychody w wysokości rzędu 472,9 zł/MWh. Wartość żółtych ŚP za kogenerację w roku 2010 wynosiła średnio 124,61 zł/MW (TGE 2010), a przewidywana cena świadectwa fioletowego dla innych źródeł wykorzystujących biogaz wynosi ok. 59,16 zł/MWh.

4.2.3. Dostępne na rynku technologie biogazowe i substraty do produkcji biogazu

4.2.3.1 Wytwarzanie biogazu w procesie fermentacji metanowej

Fermentacja metanowa jest procesem rozkładu substancji organicznej. Ponieważ realizowana jest przez bakterie, należy stworzyć im jak najlepsze warunki bytowania, tj. dostęp do odpowiedniej ilości substancji odżywczych oraz odpowiednią temperaturę. W procesie fermentacji powstaje biogaz oraz pulpa pofermentacyjna, która może być wykorzystana do nawożenia. Na efektywność procesu wpływ mają m.in. następujące czynniki:



- temperatura, odpowiednia dla danego typu bakterii (psychrofilowe, mezofilowe, termofilowe),
- hydrauliczny czas retencji (HRT, ang. hydraulic retention time), wyrażający się przez stosunek dopływu substratów do pojemności komory (wystarczający, aby zapobiec wymywaniu bakterii oraz nieprzetrawionej substancji organicznej ze zbiornika),
- optymalne obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń organicznych (zbyt wysokie może doprowadzić do przeciążenia układu, a zbyt niskie do zaniku procesu),
- brak inhibitorów procesu takich, jak antybiotyki, czy środki ochrony roślin,
- dodawanie opcjonalnie substancji pomocniczych do komory fermentacyjnej (np. enzymy).

Istnieje wiele możliwości przeprowadzenia procesu fermentacji, przy czym najważniejszym jest odpowiedni wybór komory fermentacyjnej do określonego, założonego trybu jej pracy:

- temperatura procesu ok. 10–25°C (z użyciem bakterii psychrofilowych), pomiędzy 32°C a 42°C (mezofilny zakres temperatur) oraz pomiędzy 50°C a 57°C (z użyciem termofilnych kultur bakterii);
- fermentacja mokra lub sucha;
- ciągła lub porcjami;
- jednostopniowa lub z rozdziałem faz procesu.

Proces fermentacji należy kontrolować przy pomocy odpowiednich czujników oraz aparatury pomiarowej, ponieważ brak monitoringu nie pozwala na precyzyjne sterowanie procesem, co w konsekwencji może doprowadzić do zmniejszenia wydajności, a nawet przerwania procesu. Parametry, takie jak hydrauliczny czas retencji oraz obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń, służą do optymalnego doboru wielkości komory fermentacyjnej. Od przyjętego na etapie projektowania HRT zależy dobór wielkości fermentora. Ze względów ekonomicznych biogazownia, która jest instalacją nakierowaną na maksymalizację produkcji biogazu, wymaga optymalizacji HRT, który powinien być wystarczająco długi, aby zapewnić rozkład większości substancji organicznych. W praktyce pełen rozkład nie jest jednak osiągany, ponieważ wymagałoby to budowy dużego i drogiego zbiornika fermentacyjnego.

Hydrauliczny czas retencji oblicza się według wzoru:

$$HRT = \frac{V_R}{\dot{V}} \quad [\text{doby}] \quad (4.1)$$

HRT – hydrauliczny czas retencji

V_R – objętość komory fermentacyjnej [m^3]

$\dot{V}$ – dobowa objętość wsadu zadawanego do komory [$\text{m}^3/\text{dobę}$]

Obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń oblicza się według wzoru:

$$B_R = \frac{\dot{m} \times c}{V_R} \quad [\text{kg s.m.o./m}^3/\text{dobę}] \quad (4.2)$$

BR – obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń organicznych

VR – objętość komory fermentacyjnej [m³]

m – ilość wsadu [kg/dobę]

c – procentowa zawartość substancji organicznej we wsadzie

s.m.o. – zawartość suchej masy organicznej

Charakterystyka i przebieg procesu fermentacji zostały wnikliwie omówione w raporcie Etapu I [4.3 str. 505–519].

4.2.3.2 Proces produkcji energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji (skojarzeniu)

Końcowymi produktami energetycznymi biogazowni w zależności od konfiguracji instalacji mogą być: biogaz – gaz o składzie i parametrach zbliżonych do gazu ziemnego (po jego oczyszczeniu i obróbce) oraz wytworzone z niego energia elektryczna, ciepło lub/oraz chłód. Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła jest obecnie najbardziej rozpowszechnioną metodą wykorzystania biogazu bezpośrednio w biogazowni. Wytworzona w układach kogeneracyjnych energia wykorzystywana jest na potrzeby procesowe biogazowni oraz sprzedaży energii elektrycznej. Nadwyżka ciepła może być sprzedawana lokalnym odbiorcom, natomiast energia elektryczna przekazywana jest w głównej części do sieci elektroenergetycznej. Przy obliczaniu produkcji energii w kogeneracji należy uwzględnić następujące parametry:

- wartość kaloryczną metanu zawartego w biogazie, która mieści się w granicach 10,2–10,9 kWh/m³; udział metanu w biogazie wynosi średnio ok. 60%, natomiast wartość kaloryczna biogazu wynosi ok. 6 kWh/m³;
- sprawność agregatu; cieplna: 40–44%, elektryczna: 30–40%, w zależności od urządzenia i parametrów jego pracy podanych przez producenta;
- czas pracy agregatu w ciągu roku; 7.500–8.300 h/rok, oznacza to dyspozycyjność urządzenia na poziomie 85–95%, średnio przyjęto 8.000 h pracy urządzenia w ciągu roku;
- ilość wyprodukowanego ciepła brutto i netto; całkowita produkcja brutto pomniejszona jest o zużycie na potrzeby własne (ciepło technologiczne);
- ilość wyprodukowanej energii elektrycznej brutto i netto; całkowita produkcja brutto pomniejszona jest o zużycie na potrzeby własne.

Etap nr 12:

***Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie***



Przyjmuje się, że w skali roku ciepło wykorzystywane na potrzeby własne to 25–40% całkowitej produkcji ciepła. Z uwagi na fakt sezonowych wahań – szczególnie w sezonie zimowym (grzewczym), gdy zapotrzebowanie na ciepło procesowe do ogrzania komory jest większe, a tym samym zmniejsza się ilość ciepła możliwego do sprzedaży na zewnątrz lub do ogrzewania własnych pomieszczeń czy innych procesów technologicznych, dobrym rozwiązaniem jest takie wykorzystanie ciepła, które umożliwia odbiór jego nadwyżki poza sezonem grzewczym, przykładowo do: suszenia ziaren, drewna, pelet bądź przez zakłady przemysłu biogazownia zużywa również średnio ok. 9% wyprodukowanej energii elektrycznej na potrzeby technologiczne takie jak: miesadła, pompy, układ sterowania, oświetlenie, etc. Możliwość rozszerzenia kogeneracji i zwiększenia współczynnika skojarzenia stwarza trigeneracja, polegająca na skojarzonym wytwarzaniu energii cieplnej, elektrycznej oraz chłodu użytkowego. W systemach ciepłowniczych, w okresie letnim poprawia ekonomikę produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem przy niskim zapotrzebowaniu odbiorców na energię cieplną i istniejącym zapotrzebowaniu na chłód użytkowy.

4.2.3.3 Wykorzystanie biogazu rolniczego przy wtłaczaniu oczyszczonego biometanu do sieci dystrybucyjnej gazowej, metody oczyszczania biogazu

Alternatywnym sposobem wykorzystania biogazu, poza miejscem jego wytworzenia, jest jego wtłaczanie, po uprzednim oczyszczeniu, do sieci gazowej. Ponieważ biogazownie budowane są najczęściej na terenach rolniczych, bądź w znacznym oddaleniu od terenów zabudowanych, możliwości wykorzystywania ciepła są znacznie ograniczone. Jednym ze sposobów zwiększenia efektywności wykorzystania biometanu jest jego przesył siecią gazową do miejsc, gdzie może być on użytkowany do produkcji energii elektrycznej i ciepła w agregatach kogeneracyjnych, bądź wykorzystywany jako paliwo dla samochodów. Zatłaczanie biometanu do gazociągów jest możliwe dzięki technologiom uszlachetniania biogazu, a następnie wtłaczania uzyskanego czystego biometanu do sieci gazowej. Technologie te stanowią interesującą alternatywę dla dotychczasowych metod wykorzystywania biogazu. W 2011 ma wejść w życie rozporządzenie wydane przez Ministra Gospodarki, które będzie określało:

- parametry jakościowe biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej,
- wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu rolniczego,
- miejsce dokonywania pomiarów ilości biogazu rolniczego na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania danych,
- sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu rolniczego na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii na potrzeby wypełnienia obowiązku,

-
- warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej gazowej instalacji wytwarzania biogazu rolniczego.

Siarkowodór i para wodna muszą zostać usunięte podczas procesu oczyszczania biogazu, ponieważ działają niekorzystnie na system dystrybucji gazu ziemnego. Z uwagi na to przyjmuje się, iż jakość biometanu dostarczanego do sieci dystrybucyjnej gazowej nie może odbiegać od parametrów jakościowych innych rodzajów paliw gazowych transportowanych tą siecią. W przeciwnym razie jakość paliw gazowych w sieci ulegnie pogorszeniu, co może negatywnie wpłynąć na ostatecznych odbiorców, niekorzystnie wpłynąć na ich bezpieczeństwo jak również funkcjonowanie urządzeń i instalacji przyłączonych do sieci.

Dla gazociągów szczególnie niebezpieczne są zjawiska:

- zniszczenie materiału, z którego wykonane są elementy sieci gazowej (zjawiska erozji, abrazji i korozji wywołane nadmierną zawartością pyłu, tlenu, siarkowodoru, dwutlenku węgla i pary wodnej),
- zmniejszenie drożności gazociągów, armatury i urządzeń technologicznych wywołane kondensacją pary wodnej, kondensacją węglowodorów, tworzeniu się hydratów i pyłów.

W Polsce, zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. Nr 133, poz. 891) dopuszcza się stosowanie gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy: Ls, Lw, Ln i Lm oraz gazu wysokometanowego grupy E. Jakość gazu w systemie dystrybucyjnym musi spełniać parametry jakościowe wyznaczone treścią ww. rozporządzenia opracowanego m.in. na podstawie polskich norm: PN-C-04750 Paliwa gazowe – Klasyfikacja, oznaczenie i wymagania; PN-C-04751 Gaz ziemny – Ocena jakości; PN-C-04752 Gaz ziemny – Jakość gazu w sieci gazowej; PN-C-04753 Gaz ziemny – jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci rozdzielczej.

Technologie uszlachetniania biogazu stosowane w Europie

Stężenie metanu w surowym biogazie wynosi 45–75% obj. (w zależności od zastosowanego substratu), natomiast w procesie uszlachetniania surowego biogazu uzyskuje się tzw. biometan o zawartości metanu nawet do 99,9% obj. Aby podwyższyć wartość kaloryczną biometanu i tym samym zbliżyć się zarówno składem, jak i jakością do gazu ziemnego dodaje się czasami do niego skroplony propan, butan bądź powietrze. Konieczne jest dostosowanie ciśnienia biometanu do tego panującego w sieci gazu ziemnego. W procesie uszlachetniania biogazu wyeliminowane zostają z niego również: siarkowodór, amoniak, woda, związki tlenu oraz azotu. Jednak najbardziej wymagającym pod względem zastosowanej technologii i jednocześnie najdroższym procesem jest oddzielenie dwutlenku węgla od metanu.

Etap nr 12:

***Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie***



Do najczęściej stosowanych technologii uszlachetniania biogazu należą: adsorpcja zmiennociśnieniowa (PSA, ang. Pressure Swing Adsorption), płuczki wodne, płuczki z zastosowaniem innych rozpuszczalników, separacja membranowa oraz separacja kriogeniczna. Każda z technologii dostępnych na rynku ma swoje wady i zalety. Dlatego też wybór którejkolwiek z opcji do uszlachetniania biogazu powinien być poprzedzony szczegółowymi analizami.

Tabela 4.2 Technologie uszlachetniania biogazu

Technologia	Efekt	Stężenie metanu po procesie	Straty metanu
Adsorpcja zmiennociśnieniowa (PSA)	Adsorpcja CO ₂ pod ciśnieniem na węglu aktywnym	> 96%	2-4%
Płuczka wodna	Rozpuszczenie CO ₂ w wodzie pod wysokim ciśnieniem	> 96%	1-3%
Chemiczna absorpcja - płuczka aminowa	Chemiczna reakcja CO ₂ z MEA (monoetanolamina)	> 99%	< 0,1%
Fizyczna absorpcja - wymywanie z zastosowaniem Selexol-®, Rectisol-®, Purisol®	Rozpuszczenie CO ₂ w rozpuszczalniku pod wysokim ciśnieniem	> 96%	ok. 2%
Separacja membranowa	Różna prędkość permeacji molekul gazowych	> 95%	ok. 2%
Separacja kriogeniczna	Warunki agregacji w zależności od temperatury	> 99%	-

W Europie najczęściej stosowanymi technologiami są adsorpcja zmiennociśnieniowa PSA (33 instalacje) oraz płuczki wodne (32 instalacje). Pozostałe technologie wdrożono w pojedynczych obiektach w Europie.

4.2.4. Charakterystyka elementów ciągu technologicznego biogazowni

Instalacje do produkcji biogazu rolniczego różnią się pod względem doboru poszczególnych elementów ciągu technologicznego, w zależności od lokalnych uwarunkowań, takich jak rodzaj i właściwości zastosowanych substratów, sposób wykorzystania biogazu oraz sposób zagospodarowania masy pofermentacyjnej. Konfiguracja biogazowni, która odbywa się już na etapie planowania i projektowania, zależy w pierwszej kolejności od dostępnych substratów. Rodzaj, ilość i jakość stosowanych substratów (zawartość suchej masy, produktywność metanu, pochodzenie) decyduje o wielkości produkcji biogazu, a także o objętości zbiorników, wielkości urządzeń i instalacji oraz o mocy agregatów do produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Tabela 4.3 Warianty opcji technologicznych stosowanych w biogazowniach rolniczych

Kryterium	Opcje technologiczne
Liczba etapów procesu technologicznego (rozdzielenie faz fermentacji: hydrolitycznej, acydofilnej, octanogennej, metanogennej)	• jednostopniowa (standard) • dwustopniowa (odpady tłuszczowe) • wielostopniowa (substancje trudno rozkładalne)
Temperatura procesu technologicznego	• psychrofilowa 10-25°C (nie stosuje się) • mezofilowa 32-42 °C (85% instalacji) • termofilowa 50 - 57°C
Tryb załadunku wsadu	• nieciągły (duże znaczenie przy fermentacji suchej) • quasi-ciągły • ciągły (standard)
Zawartość suchej masy w substratach	• fermentacja mokra do 16% s.m. (standard) • fermentacja sucha: 16-35% s.m. (technologia w fazie rozwoju)

Dwustopniowy proces fermentacji stosuje się, szczególnie w przypadku dozowania dużej ilości odpadów tłuszczowych, w trakcie rozkładu, których środowisko bytowania bakterii może zostać nadmiernie zakwaszone, gdy do fermentora dozowane są substancje trudno rozkładalne, takie jak celuloza, hemiceluloza i lignina.

4.2.4.1 Charakterystyka instalacji biogazowej

Tabela 4.4 Typowe urządzenia instalacji i budowli wchodzących w skład instalacji biogazowej

Funkcja	Urządzenia, instalacje, budowle
Składowanie i obróbka wstępna materiału wsadowego	· Zbiorniki magazynujące · Płyty, rękawy foliowe lub silosy na kiszonkę · Silosy na inny wsad · Zbiornik buforowy na odpady płynne · Zbiornik mieszania · Urządzenie do usuwania piasku z dna zbiorników – wybierak hydrauliczny · Rozdrabniacz do odpadów stałych (macerator) · Tabor samochodowy do przewożenia i załadunku substratów · Stacja załadowcza odpadów · Podnośniki taśmowe/ślimakowe · Waga · Dozownik · Kraty · Sito · Układ do sanitacji (higienizacji/sterylizacji), wymienniki ciepła, sterylizatory ciśnieniowe

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

Zadanie badawcze nr 3:**Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie**

Funkcja	Urządzenia, instalacje, budowle
Komora fermentacyjna	· Komora fermentacyjna, (z blachy stalowej, betonowa lub z tworzywa sztucznego, pionowa lub pozioma) · Mieszadło lub inny system mieszający · Detektor i wylapywacz piany · Miernik poziomu cieczy w komorze · Wziernik · Izolacja termiczna komory · Zadaszenie komory wraz ze zbiornikiem do przechowywania biogazu · System ogrzewania komory
Instalacja wodno-kanalizacyjna	· Pompy i armatura · Rurociągi wodne i ściekowe · Przepompownie · Studzienki
Instalacja gazowa	· Odwadniacz · Filtry do usuwania H₂S (złoża biologiczne i chemiczne) · Zbiornik na biogaz (nad fermentorem lub wolnostojący) · Ciśnieniomierz · Przerywacz płomienia · Pochodnia do spalania nadwyżek biogazu · Dmuchawy, sprężarki
System grzewczy	· Rurociągi ciepłownicze · Armatura · Wymienniki ciepła · Rozdzielnia ciepła i rurociągi ciepłownicze do odbioru wytworzonego ciepła · Kotły ciepłownicze
Instalacje elektryczne i elektroenergetyczne	· Stacja transformatorowa, · Przyłącze do GPZ · Okablowanie · Liczniki pomiarowe · Agregatem do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła · Urządzenia do chłodzenia generatorów · Instalacja elektryczna · Instalacja odgromowa

Etap nr 12:

**Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**

Funkcja	Urządzenia, instalacje, budowle
	· Instalacja przeciwpięciowa
Przechowywanie przefermentowanej biomasy (pulpy)	· Zbiornik na osad pofermentacyjny · Laguny · Szczelne przykrycie zbiorników wtórnych
Obróbka pulpy pofermentacyjnej	· Urządzenia do suszenia osadu pofermentacyjnego · Dekanter · Prasa · Układ do filtracji lub odwróconej osmozy
Przygotowywanie i obróbka nawozu	· Urządzenie do granulacji nawozu · Tabor samochodowy: wtryskiwarka płynnego nawozu do gruntu
Inne	· Budynek (maszynownia, hale, budynek socjalny) · Aparatura kontrolno-pomiarowa · Laboratorium analityczne · Infrastruktura (przyłącza) i drogi
Instalacje do zatłaczania biogazu do sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego	· Instalacja do oczyszczania biogazu do wysokich standardów · Rurociągi

4.2.4.2 Przechowywanie i przygotowanie materiału wsadowego

W zbiorniku wstępnym mogą być składowane odpady organiczne lub odchody zwierzęce, które dalej podawane są do komory mieszania, a następnie do komory fermentacji. Niektóre substraty o małym uwodnieniu, jak np. kiszonka kukurydzy, składowane są w przyzmac pod przykryciem foliowym, a następnie dozowane są do zbiornika mieszania przy pomocy podajnika taśmowego. Średni okres magazynowania dla kiszonki, np. w rękawie foliowym, to 12 miesięcy zakładając, że zbiory mają miejsce we wrześniu. Inne odpady o większym uwodnieniu, przed zadaniem do komory mieszania, magazynuje się w zbiornikach wstępnych, wykonanych z żelbetu (czas gromadzenia odpadów to kilka dni). Zbiorniki, w zależności od składowanego materiału, mogą być wykonane z betonu, żelbetu, stali lub tworzyw sztucznych oraz mogą występować w formie zbiorników zagłębionych lub nie zagłębionych. W niektórych biogazowniach stosowany jest tzw. zbiornik wstępnego mieszania, gdzie przygotowana jest mieszanina substratów jako wsad do komory na kolejne 24 godziny i zadawana do komory partiami co 2–3 godziny. Możliwe jest pominięcie zbiornika mieszania i zadawanie poszczególnych substratów bezpośrednio do komory (np. kiszonki kukurydzy).



Jeżeli w procesie stosowany jest niejednorodny materiał, musi być on przepuszczony przez kraty bądź sita oraz macerator (rozdrabniacz). Biomasa przed zastosowaniem w procesie jest rozdrabniana za pomocą maceratora (zwanego też mikserem lub rozdrabniaczem), co prowadzi do ujednolicenia materiału wsadowego, niezbędnego dla poprawności przebiegu fermentacji. W przypadku zastosowania odchodów kurzych należy również usuwać piasek z dna komory za pomocą np. wybieraka hydraulicznego. Niektóre odpady organiczne stosowane w procesie fermentacji jako substrat (m.in. odpady poubojowe oraz odpady kuchenne) mogą stanowić źródło patogenów, stwarzających zagrożenie chorobotwórcze dla ludzi i zwierząt. Z tego względu odpady te przed wymieszaniem z resztą wsadu należy poddać rozdrobnieniu oraz obróbce termiczno-ciśnieniowej. Substraty, dla których wymagana jest higienizacja lub sterylizacja trafiają najpierw do odpowiedniej komory, w której poddawane są obróbce termicznej w temp. 70°C lub 133°C oraz działaniu odpowiedniego ciśnienia w określonym przedziale czasowym oraz ewentualnemu rozdrabnianiu w zależności od kategorii odpadów.

4.2.4.3 Proces fermentacji

Ze zbiornika mieszania biomasa o różnym stopniu uwodnienia przepompowywana jest do komory fermentacyjnej (zwanej też bioreaktorem lub fermentorem), w której zachodzi proces rozkładu materiału wsadowego oraz produkcja biogazu. Aby zapewnić prawidłowy przebieg procesu, reaktor powinien być szczelny oraz posiadać dobrą izolację termiczną, ograniczającą straty ciepła procesowego. Komory fermentacyjne mogą być wykonane z blachy, żelbetu lub tworzyw sztucznych. Reaktory posiadają najczęściej kształt cylindryczny, mogą być zagłębione w ziemi, wolnostojące lub ułożone poziomo na fundamentach [4.2 str. 104–105]. Składają się z komory z izolacją termiczną, systemu grzewczego, mieszadeł oraz systemów służących do wygarniania sedymentów i odprowadzania przefermentowanej biomasy. Ponadto fermentory posiadają: detektor i wylapywacz piany, ujęcie gazu, rurociągi przelewowe, miernik poziomu cieczy oraz zawory bezpieczeństwa. W fermentacji suchej stosowane są również zbiorniki garażowe.

Wydajność procesu fermentacji podnosi efektywne mieszanie. Układ mieszania stanowią zazwyczaj mieszadła mechaniczne lub pompy hydrauliczne umieszczone wewnątrz komory fermentacyjnej, przy czym pompy mogą również być zainstalowane na zewnątrz komory. Mieszanie hydrauliczne polega na wtłaczaniu skompresowanego biogazu do zbiornika, co powoduje powstawanie bąbelków gazu, wymuszających mieszanie zawartości komory fermentacyjnej [4.2 str. 105]. Podgrzewanie materiału wsadowego odbywa się za pomocą wymienników ciepła i zapewnia odpowiednią i stabilną temperaturę procesu. Stosuje się wymienniki zewnętrzne i wewnętrzne. Wymienniki ciepła mogą być również wbudowane w ściany lub dno komory. Jeżeli wymagane jest rozcieńczenie biomasy, materiał wsadowy może być podgrzewany również przez dodawanie gorącej wody. Niektóre surowce do produkcji biogazu, z uwagi na większą gęstość, wymagają podgrzewania już na etapie zbiornika magazynującego.

4.2.4.4 Zbieranie i przetwarzanie biogazu

Wyróżnia się dwa podstawowe typy zbiorników na biogaz: mokre i suche. Zbiorniki mokre są tańszym rozwiązaniem, instalowane są bezpośrednio nad komorą fermentacji, gdzie zbierany jest biogaz z bieżącej produkcji. Natomiast zbiorniki suche stanowią oddzielne konstrukcje, do których przesyłany jest biogaz z komory fermentacyjnej i przechowywany do czasu wystąpienia zapotrzebowania na odbiór paliwa lub energii. Zbiorniki wykonywane są z tworzyw sztucznych, bądź gumy i mogą mieć kształt balonu lub poduszki.

Zbiornik na biogaz powinien być wyposażony w:

- hydrauliczne i elektryczne zabezpieczenia przed nagłymi różnicami ciśnienia,
- dmuchawę (sprężarkę) do transportu biogazu ze zbiornika,
- pochodnię do spalania nadwyżek biogazu,
- przerywacz płomienia, który zapobiega przedostaniu się ognia do wnętrza instalacji,
- ciśnieniomierze,
- licznik gazu do pomiaru ilości wyprodukowanego biogazu.

Przed wykorzystaniem na cele energetyczne biogaz musi zostać oczyszczony z domieszek, które mogą powodować korozję i uszkodzenia rurociągów lub urządzeń wykorzystujących biogaz do produkcji energii. Stężenie siarkowodoru w biogazie może osiągnąć 3.000 ppm, powodując korozję urządzeń, dlatego należy je zredukować co najmniej do poziomu 700 ppm. Jedną z powszechnie stosowanych metod odsiarczania jest przepuszczanie biogazu przez złożo biologiczne z dodatkiem powietrza. Innym sposobem jest przepuszczenie biogazu przez zbiornik wypełniony rudą darniową. Stosuje się również kolumny filtracyjne ze związkami żelaza, węgla aktywnego i innych substancji. Biogaz wychodzący z ogrzanej komory fermentacyjnej zawiera znaczną ilość pary wodnej, którą można usunąć przez zainstalowanie odwadniaczy.

4.2.4.5 Obróbka masy (pulpy) pofermentacyjnej

Osad pofermentacyjny może być wykorzystywany nawozowo tylko w określonych przez ustawodawcę terminach. W związku z tym zachodzi potrzeba jego magazynowania w zbiornikach lub lagunach przez okres do ok. 6 miesięcy. W zbiornikach lub lagunach na osad proces fermentacji, choć z mniejszą wydajnością, zachodzi nadal, dlatego powinny być one pokryte gazoszczelną membraną, dzięki czemu można zwiększyć o 3–4 % całkowitą produkcję biogazu. Zbiorniki na osad pofermentacyjny, w których jest odzyskiwany dodatkowy biogaz, nazywane są komorami wtórnej fermentacji. Nawozy pozyskiwane z osadu pofermentacyjnego mogą być stosowane w postaci półpłynnej lub stałej. Jeżeli jednak przy przetwarzaniu znacznej ilości odpadów zachodzi konieczność magazynowania pofermentu, z uwagi na potrzebę zmniejszenia objętości zbiorników, niezbędny może okazać się rozdział faz na frakcję stałą – nawóz i mokrą – odciek, który jest zazwyczaj zwracany do biogazowni. Rozdział frakcji może odbywać się za pomocą metod fizycznych (sedymentacja,



suszenie w szklarniach, filtracja membranowa), lub mechanicznych (wirówki, prasy) lub termicznociśnieniowych (odparowanie). Zastosowanie nawozu w postaci osadu pofermentacyjnego wymaga odpowiedniego sprzętu zapewniającego jego dozowanie bezpośrednio do gleby.

4.2.5. Wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła i gazu

Biogaz wytworzony w komorze fermentacyjnej może być przetworzony na energię lub oczyszczony do postaci biometanu i wprowadzony do sieci dystrybucyjnej gazowej. Z biogazu można pozyskać:

- energię elektryczną,
- ciepło – w kotłach gazowych,
- energię elektryczną i ciepło – w agregatach kogeneracyjnych, służących do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, co jest najpowszechniejszą metodą energetycznego wykorzystania biogazu,
- biogaz z przeznaczeniem do zatłaczania do sieci dystrybucyjnej gazowej.

Zastosowanie agregatu do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła zapewnia wyższą sprawność całego układu, pozwalając na produkcję energii w sposób bardziej ekonomiczny. Sprawność pozyskania energii elektrycznej w najnowszych agregatach mieści się w granicach 30–40%, a sprawność odzysku ciepła wynosi 40–44%, co pozwala na uzyskanie całkowitej sprawności wykorzystania paliwa rzędu 80–85%. Sprawność agregatu należy do najważniejszych charakterystyk podawanych przez producenta urządzenia. Wraz ze wzrostem elektrycznej mocy zainstalowanej instalacji, zwiększają się także współczynniki sprawności. Rzeczywista sprawność urządzeń zainstalowanych w biogazowniach może być niższa niż podawana przez producenta sprawność urządzeń produkowanych z przeznaczeniem do elektrociepłowni blokowych z uwagi na pracę przy niepełnym obciążeniu oraz zastosowanie biogazu o niższej wartości opałowej w porównaniu do gazu ziemnego, jako zasadniczego paliwa, branego pod uwagę przez konstruktorów silników.

Ważnym elementem infrastruktury biogazowni jest tzw. trafostacja, umożliwiająca przekazywanie wyprodukowanej energii elektrycznej do głównego punktu zasilającego (GPZ), będącego własnością lokalnego operatora systemu dystrybucji energią. Jeżeli w najbliższym sąsiedztwie biogazowni możliwy jest odbiór ciepła, należy rozważyć możliwość budowy ciepłociągu. Jest to rozwiązanie kosztowne a opłacalność zależy od czynników takich, jak wielkość sprzedaży ciepła oraz odległość od najbliższych odbiorców. Jeżeli odległość od potencjalnych odbiorców ciepła jest zbyt duża i ciepłociąg okaże się nierentownym, można biogaz przesyłać gazociągiem do miejsca lokalnego zapotrzebowania, co jest tańszym rozwiązaniem umożliwiającym przetwarzanie biogazu na energię elektryczną i ciepło bezpośrednio u odbiorców tych końcowych nośników energii.

4.2.5.1 Surowce do produkcji biogazu – produkty uboczne pochodzenia rolniczego, uprawy energetycznych i inne

Biogazownie rolnicze mogą przetwarzać wsad składający się z mieszaniny odpadów organicznych o różnych właściwościach i pochodzeniu. Kofermentacja ma miejsce, gdy wsad biogazowni to mieszanina kilku substratów. Zróżnicowanie substratów sprzyja zarówno uzyskaniu lepszych parametrów samego procesu, jak również zwiększa bezpieczeństwo dostaw surowca dla biogazowni. Nowoczesne biogazownie mogą również przetwarzać pojedyncze substraty w procesie tzw. monofermentacji, jednak jest to rozwiązanie obecnie rzadko stosowane. Substraty do produkcji biogazu powinny być dobierane pod kątem maksymalizacji uzysków biogazu, jak również stabilności procesu fermentacji i możliwości wykorzystania powstałej masy pofermentacyjnej. W biogazowniach obecnie realizowanych w Polsce najczęściej spotykane są instalacje wykorzystujące proces kofermentacji odchodów zwierzęcych z produktami ubocznymi pochodzenia rolniczego lub roślinami energetycznymi. Właściwa kompozycja mieszaniny substratów, którą poprzedzić powinny próby fermentacyjne w skali laboratoryjnej, zapewnia wysokie uzyski biogazu oraz stabilność procesu. Z doświadczeń eksploatacyjnych dotychczas zrealizowanych instalacji wynika, że celowe jest uzupełnianie odchodów zwierzęcych innymi substratami o większej zawartości suchej masy organicznej w jednostce masy/objętości odpadów i wysokiej wartości energetycznej, co wpływa na wzrost produkcji biogazu, a zarazem efektywności ekonomicznej procesu fermentacji.

Tabela 4.5 przedstawia charakterystykę przykładowych substratów, powszechnie wykorzystywanych do produkcji biogazu. Jest to wybór obecnie najbardziej w Polsce popularnych i najczęściej rozważanych przez inwestorów biogazowni substancji organicznych, pochodzący z atlasu substratów obejmującego ok. 200 pozycji, ocenionych pod kątem przydatności do pozyskiwania biogazu.

4.2.5.2 Charakterystyka roślin energetycznych i ich możliwości wykorzystania jako OZE

Ze względu na różny stopień przetworzenia, zasoby biomasy można podzielić na:

1. Pierwotne: rośliny energetyczne jednoroczne (np. zboża, rzepak, słonecznik, buraki cukrowe i pastewne, ziemniaki); rośliny energetyczne wieloletnie (np. wierzbą, topolą, miskant) – a zatem rośliny uprawiane w celu uzyskania biomasy; biomasa powstała w procesie produkcji rolnej, ale nie mająca wpływu na poziom produkcji żywności (np. słoma zbożowa i rzepakowa) oraz nadwyżki biomasy z trwałych użytków zielonych niezagospodarowane przez produkcję zwierzęcą.
2. Wtórne: tj. odpady i pozostałości z produkcji rolnej i przetwórstwa rolno-spożywczego: płynne i stałe odchody zwierzęce (gnojowica, gnojówka, obornik); pozostałości organiczne z przemysłu rolno-spożywczego (np. gliceryna, wywar gorzelniany, odpady poubojowe, ścieki mleczarskie itp.) [4.15].

Tabela 4.5 Charakterystyka wybranych substratów wraz z potencjałem produkcji biogazu

Nazwa substratu		Procentowa zawartość suchej masy w t substratu	Procentowa zawartość suchej masy organicznej w zawartości suchej masy	Produkcja metanu / t s.m.o.
		% wsadu	% s.m.o.	m ³ /t s.m.o.
Odpady z hodowli zwierzęcej	Gnojowica bydłęca	9,5	77,4	222,5
	Gnojowica świńska	6,6	76,1	301,0
	Odczody drobiowe mokre ze ściółką	15,1	75,6	320,0
	Odczody drobiowe podsuszone	30,0	72,7	230,0
	Odczody indycze	15,1	75,6	320,0
	Gnojowica krów mlecznych	8,5	85,5	154,0
	Gnojówka	2,1	60,0	222,5
Odpady poubojowe	Osady poflotacyjne z rzeźni	14,6	90,6	680,0
	Zawartość żołądków bydlęcych	15,0	84,0	264,0
	Odseparowana tkanka tłuszczowa	34,3	49,1	700,0
Rośliny energetyczne i odpady rolnicze	Słoma	87,5	87,0	387,5
	Trawa – kiszzonka	40,3	83,4	396,6
	Trawa	11,7	88,0	587,5
	Siano	87,8	89,6	417,9
	Ziemniaki – liście	25,0	79,0	587,5
	Kukurydza – kiszzonka	32,6	90,8	317,6
	Bób – kiszzonka	24,1	88,6	291,0
	Rzepak – kiszzonka	50,8	87,6	376,5
	Burak pastewny	13,5	85,0	546,6
	Burak cukrowy	23,0	92,5	444,0
	Cebula	12,9	94,8	360,3
Przetwórstwo spożywcze	Odpady i resztki owoców	45,0	61,5	400,0
	Odpady i pozostałości warzyw	13,6	80,2	370,0
	Melasa	81,7	92,5	301,6
	Wysłodziny browarnicze	20,5	81,2	545,1
	Wywar pogorzelniany ziemniaczany	13,6	89,5	387,7
	Odpady z produkcji oleju	78,8	97,0	600,0
	Serwatka	5,4	86,0	383,3
	Odpady z produkcji serów	79,3	94,0	610,2
	Odpady piekarnicze	87,7	97,1	403,4

Tabela 4.6 Źródła i rodzaje bioenergii pochodzącej z biomasy rolniczej [4.15]

Źródło biomasy rolniczej	Rodzaj bioenergii			
	Biopaliwa transportowe	Odnawialna energia elektryczna	Odnawialna energia cieplna	Gaz (biogaz)
Surowce rolne jednoroczne	bioetanol, biodiesel, biogaz	biogaz, spalanie biomasy stałej (ziarno)	biogaz, spalanie biomasy stałej (ziarno)	biogaz
Pozostałości i odpady z produkcji rolnej	biodiesel, bioetanol, biogaz (II generacja)	biogaz, spalanie biomasy stałej (słoma)	biogaz, spalanie biomasy stałej (słoma)	biogaz
Rośliny energetyczne wieloletnie	bioetanol (II generacja), BTL (biomas to liquid), biogaz	biogaz, spalanie biomasy stałej (pelety, zrębki drzewne)	biogaz, spalanie biomasy stałej (pelety, zrębki drzewne)	biogaz

Największe areale upraw energetycznych, dotyczących przede wszystkim wierzby, zlokalizowane są w województwach: lubuskim, pomorskim, śląskim i zachodniopomorskim.

Możliwe jest też energetyczne wykorzystanie plonów z naturalnych zbiorowisk trawiastych na trwałych użytkach zielonych, które z różnych przyczyn przestano użytkować paszowo. Podkreśla się bioróżnorodność takich zbiorowisk, brak zagrożenia inwazyjnego przez obcy gatunek, prośrodowiskowy, mało intensywny sposób produkcji oraz stosunkowo wysoką efektywność energetyczną, szczególnie traw wysokich o dużym potencjale plonowania, takich jak:

- manna mielec,
- trzcina pospolita,
- mozga trzcinowata,
- kostrzewa trzcinowa.

Wylicza się, że przy plonie tylko 5 ton suchej masy z ha uzyskuje się energię rzędu 75 tys. MJ. Masę tę można wykorzystać także do fermentacji metanowej. Nie ma w literaturze żadnych wyników badań porównujących realne nakłady energetyczne i ekonomiczne na pozyskiwanie i przetworzenie takiej masy z ich czystym efektem energetycznym i ekonomicznym [4.8].

Najszerze zastosowanie ma w przypadku celowych upraw energetycznych w Niemczech kukurydza pod postacią kiszonki. Ponadto mogą być stosowane: trawa, koniczyna, ziemniaki, kukurydza, bób, żyto, burak pastewny, buraki cukrowe, cebula, gorczyca, groch, kalarepa, kapusta, kalafior, pszenica, owies, jęczmień, sorgo, rzepak, dynia, słonecznik. Rośliny te mogą być stosowane pod postacią całych roślin; osobno: owoców, bulw lub liści, jak również nasion tych roślin lub też roślin po przetworzeniu w formie kiszonki lub słomy. Od strony technologicznej dobre właściwości i wysoką wydajność zapewnia stosowanie kiszzonek kukurydzy, słonecznika, trawy oraz sorgo. Kukurydza w



postaci kiszonki do produkcji biogazu jest w Niemczech najczęściej stosowana z uwagi na następujące czynniki:

- wysoką wydajność produkcji biogazu w porównaniu do innych roślin zbożowych,
- mniejsze koszty pozyskania w porównaniu z innymi uprawami,
- brak konieczności zmiany dotychczas stosowanej techniki uprawy i zbioru,
- łatwe, długookresowe magazynowanie.

Przy doborze odmiany kukurydzy do produkcji biogazu należy uwzględnić:

- klasę wczesności, która wpływa na termin zbioru oraz zawartość suchej masy,
- wysokość plonu suchej masy,
- wydajność produkcji biogazu.

Głównym kryterium oceny przydatności kiszonki z kukurydzy przeznaczonej na biogaz jest sucha masa, ponieważ nie opracowano jeszcze innych szybkich metod do oceny jakościowej. Właściwy czas zbioru kukurydzy (tzw. wczesność odmiany), wpływa na zawartość suchej masy (s.m.), która powinna mieścić się w granicach od 28% do 35%. Zawartość s.m. poniżej 28% przyczynia się do zwiększonych strat związanych z wyciekami soku, natomiast przy wyraźnym przekroczeniu zawartości s.m. powyżej 35%, prawidłowe ugniecenie w celu dłuższego przechowywania kiszonki jest niemożliwe. W szczególności:

- wczesna (dopasowana do rejonu uprawy) odmiana będzie zbierana przy 33% s.m; późna odmiana będzie zbierana przy 27,5% s.m.,
- wczesna odmiana daje plon s.m. 16,5 t/ha przy 50 t/ha świeżej masy,
- późna odmiana daje o 4% więcej plonu s.m., tj. 17,2 t/ha przy 62,5 t/ha świeżej masy.

Planując produkcję kiszonki na biogaz należy uwzględnić, że dla późniejszych odmian trzeba zabezpieczyć o 25% większą pojemność na potrzeby zakiszania. Dla późnych odmian wzrastają też koszty nawozowego wykorzystania produktu pofermentacyjnego o min. 20% z powodu wyższego o min. 20% uwodnienia surowca. Niekorzystną konsekwencją uprawy późnej odmiany są także mniejsze plony następnych upraw, ze względu na opóźnienie zabiegów agrotechnicznych jesienią i duże nakłady wynikające z niekorzystnych warunków glebowych w późniejszych terminach agrotechnicznych. Im dalej na północ i im chłodniejszy klimat w danej lokalizacji, tym bardziej ujawniają się zalety odmian wczesnych. Wybór później dojrzewających odmian nie zapewnia automatycznie wyższych plonów. Wieloletnie doświadczenia z odmianami kukurydzy na biogaz wykazują, że najlepsze plony osiągane są przez odpowiednio dobrane do stanowiska odmiany, osiągające fazę pełnej dojrzałości [4.1].

Wydajność energetyczna roślin jednorocznych jest z reguły niska. Energetycznie można jednak wykorzystywać produkty uboczne zasiewów krótkotrwałych, np. słomę, albo też całą biomasę roślinną. Taką szczególną formą użytkowania jednorocznych zbóż jest spalanie ziarna owsa i wykorzystanie jego energii w systemach ogrzewania domów. Z 1 ha

uprawy owsa na lekkich glebach można uzyskać około 40–45 tys. MJ z ziarna i drugie tyle ze słomy. Ten system jest już w Polsce stosowany pilotażowo.

4.2.5.2.1 Słoma

Wartość opałowa suchej słomy zbożowej wynosi ok. 14–15 MJ/kg. Oznacza to, że 1,5 tony słomy równoważy energetycznie 1 tonę węgla kamiennego. W porównaniu z innymi słoma jest „niewygodnym” surowcem energetycznym – jest materiałem niejednorodnym, o dużej objętości i niższej wartości energetycznej. W Polsce pracuje 70 kotłowni na słomę. Niskie „nasycenie energetyczne” słomy w stosunku do innych nośników podraża koszty inwestycyjne takich ciepłowni, co jest – progresywnie – łagodzone bardzo niskimi kosztami pozyskiwania tego biopaliwa. W rozrachunku końcowym efektywność końcowa ogrzewania słomą jest o około 7% korzystniejsza od węgla, 48% od gazu i 53% od oleju. Na cele energetyczne mogą być przeznaczone wyłącznie gospodarskie nadwyżki słomy, gdyż bezwzględny priorytet powinna mieć konieczność równoważenia słomą bilansu glebowej materii organicznej. Rozmiary niekorzystnych zmian w zakresie reprodukcji materii organicznej w glebie (zmniejszenie zasobów próchnicy, obniżenie zdolności sorpcyjnych) budzą niepokój o zachowanie ich zdolności produkcyjnej.

4.2.5.2.2 Rośliny wieloletnie (dwuliścienne, drzewa, krzewy)

ŚLAZOWIEC PENSYLWAŃSKI

Ślazowiec pensylwański (*Sida hermaphrodita*) = malwa pensylwańska = sida, należy do rodziny ślazowatych (*Malvaceae*). Rodzaj *Sida* wywodzi się z południowych rejonów Ameryki Północnej, gdzie występuje w warunkach naturalnych. Można go również spotkać w rejonach półpustynnych i pustynnych Afryki i Australii [4.10]. Jest gatunkiem zadomowionym u nas od lat sześćdziesiątych [4.8]. Dzięki zakładaniu pączków wzrostowych na korzeniach w strefie przyłodygowej, roślina dobrze odrasta, zwiększając przy tym liczbę łodyg nawet do 20–30 sztuk w czwartym roku użytkowania i latach następnych, tworząc dość silnie ulistniony krzew. Roślina ta rozmnaża się zarówno wegetatywnie – przez sadzonki z odcinków korzeni lub sadzonki zielne, jak też generatywnie – poprzez nasiona.

Plony biomasy o wilgotności 20–25% wynoszą ~20–25 ton/ha. Wartość energetyczna wynosi ~15 MJ/kg. Po kilkunastoletnim użytkowaniu plantacja staje się mało produktywna i należy ją zlikwidować. System korzeniowy ślazowca jest obfity i głęboki, jednak korzenie są słabo zdrewniałe i dość delikatne, ponieważ tworzą się wraz z rozwojem nowych pędów. Część zdrewniała ogranicza się do fragmentu szyjki korzeniowej, zaś pozostałe elementy systemu korzeniowego są miękkie i łatwe do usunięcia. Likwidacja plantacji polega na wyoraniu roślin, a następnie usunięciu karp za pomocą kultywatora i brony. Pozostałe części korzeni, z których mogą odrastać rośliny, można niszczyć za pomocą zabiegów mechanicznych lub chemicznych w kolejnym roku.



Wymagania klimatyczne i glebowe malwy nie są duże. Udaje się praktycznie na wszystkich typach gleb, nawet na piaszczystych glebach zaliczonych do V klasy bonitacyjnej. Jednak muszą być dostatecznie uwilgotnione, ponieważ plon biomasy w stanowiskach suchych ulega silnemu zmniejszeniu. Głęboki system korzeniowy i odporność na okresowe susze umożliwiają uprawę we wszystkich rejonach kraju [4.8]. Oczywiście na glebach żyzniejszych (klasa III i IV) wytwarza dużą masę nadziemną, wyrastając do ponad 4 m wysokości. W tych warunkach, sprzyjających intensywnemu wytwarzaniu pędów, zalecana obsada wynosi 30 tys. roślin na 1 ha. Takie zagęszczenie roślin uzyskamy wysiewając 1,2–2,4 kg nasion na 1 ha. Na stanowiskach słabszych obsadę należy zwiększyć do 50–60 tys. roślin/ha.

Przy rozmnażaniu generatywnym (zakładanie nowej plantacji przez nasiona) należy pamiętać, że gleby zlewne, łatwo zaskorupiające się mogą znacznie utrudniać wschody roślin. Najczęściej stosowana rozstawa rzędów wynosi 60–70 cm, w rzędzie 24–56 cm.

Plantacja powinna być zakładana po przymrozkach, tj. od ostatniej dekady kwietnia do maja. Na mniejszych arealach plantację można zakładać metodą vegetatywną, poprzez wysadzanie sadzonek korzeniowych. Na glebach lekkich w roku założenia plantacji zalecane jest zasilenie roślin dawką nawozów, w ilości N:P:K odpowiednio 50:30:40 kg/ha. W kolejnych latach wysokość dawek nawozów mineralnych uzależniona jest od zasobności gleby i wynosi: 100–170 kg N/ha, 80–120 kg P₂O₅/ha i 50–100 kg K₂O/ha. Nawozy należy zastosować wczesną wiosną i wymieszać z glebą, co pozwala na zniszczenie wschodzących chwastów [4.10].

Cieńsze łodygi ślazu charakteryzują się wyższą wartością opałową, a na tę cechę rolnik może wpływać przez dobór odpowiednich zabiegów agrotechnicznych (zagęszczenie łanu). Ciepło spalania łodyg cienkich ślazu jest tylko o ok. 27% niższe od ciepła spalania drewna sosnowego. Istotną zaletą biomasy ślazu, w kontekście energetycznego wykorzystania, jest jej niska wilgotność w okresie zbioru. Jesienią, po zakończeniu wegetacji, rośliny zawierają ok. 43% wody, zaś w grudniu wilgotność spada już poniżej 30%. Uzyskanie tak niskiej wilgotności bez konieczności dosuszania pozwala na znaczne obniżenie nakładów energii lub pracy, jakie są niezbędne dla odparowania wody np. z pędów wierzby. W przypadku ślazu nie ma konieczności sezonowania czy dosuszania w suszarniach; biomasa bezpośrednio po zbiorze nadaje się do wykorzystania na cele energetyczne. Badania przeprowadzone w Instytucie Technologii Drewna w Poznaniu wykazują, że łodygi tej rośliny mogą być wykorzystane do produkcji brykietów i peletów. Formy łodygowe ślazu pensylwańskiego są najodpowiedniejsze do spalania, a formy liściaste mogłyby zostać wykorzystane do produkcji biogazu, choć w tym ostatnim przypadku są to tylko możliwości teoretyczne, bowiem nie ma jeszcze precyzyjnych badań z tego zakresu. Barierą dla szybkiego wzrostu powierzchni uprawy ślazu pensylwańskiego stanowić może ograniczoność materiału siewnego, wynikająca m.in. z niskiej siły kiełkowania. Wadą jest

niska gęstość usypowa oraz stosunkowo wysoka zawartość składników mineralnych i tym samym popiołu.

Agrotechnika

Uprawa roli powinna być przeprowadzona starannie, a głównym jej celem powinno być dobre przygotowanie pola pod nasadzenie lub siew. W głównej mierze chodzi o zlikwidowanie zachwaszczenia oraz uruchomienie składników pokarmowych. Podstawowe znaczenie ma tu orka wykonana na pełną głębokość. Płycej można ją wykonać tylko na glebach będących w dobrej kulturze wykorzystywanych pod tradycyjne uprawy polowe. Zakładanie plantacji z wykorzystaniem metod wegetatywnego rozmnażania wydaje się bardziej celowe i daje zwykle lepsze efekty. Przede wszystkim przyspiesza to początkowy wzrost roślin, co znacznie zmniejsza niebezpieczeństwo silnego zachwaszczenia plantacji w roku jej założenia. Łan założony w ten sposób jest zwarty, ponieważ rośliny łatwo przyjmują się i nie obserwuje się praktycznie żadnego wzmożonego wypadania.

Warunkiem dobrego ukorzeniania się sadzonek jest dobra wilgotność gleby, dlatego termin wyboru nasadzeń jest tu istotny. Chodzi o to, aby nasadzenia wykonywać wiosną (kwiecień, maj), gdy gleba nie jest jeszcze na tyle przesuszona i posiada zapasy wody z okresu zimowego. Jednak, gdy gleba nie jest na tyle wilgotna, by rośliny mogły szybko się ukorzenić, wówczas zaleca się poczekać na większe opady wiosennego deszczu.

Zbiór łądyg przeznaczonych na cele energetyczne, czy też dla przemysłu celulozowo-papierniczego łączyć można z pozyskiwaniem nasion. Okres zbioru jest dość długi i uzależniony od warunków pogodowych, stanu gleby warunkującego użycie maszyn itp. Do zbioru można przystępować po zakończeniu wegetacji roślin, kiedy łądygi uzyskają odpowiednio niską zawartość wody. Do zbioru wykorzystać można kosiarki listwowe lub kosy spalinowe z tarczą. Łodygi ślázowca można wiązać w snopy i w takiej postaci transportować do miejsca przerobu lub przechowywania. W zależności od sposobu konwersji biomasy na energię, z łądyg można produkować zrębki, brykiety lub pelety. Dzięki niskiej wilgotności surowca uzyskanej w stanie naturalnym na polu, nie ma konieczności kosztownego i energochłonnego dosuszania. Jedynie w przypadku produkcji peletu suszenie biomasy jest niezbędne, jednak jest to jednym z procesów technologicznych urządzeń peletarni i nie zależy od rodzaju surowca.

Równocześnie ze zbiorem wyschniętych łądyg przeprowadza się zbiór nasion. Jeżeli pozyskanie nasion jest najważniejszym celem uprawy ślázowca, nie wolno nadmiernie opóźniać terminu zbioru, gdyż w wyniku wystąpienia silnych wiatrów i intensywnych opadów śniegu mogą nastąpić straty i opadanie całych owoców. Aby pozyskać nasiona należy związane snopy przetransportować do młocarni stacjonarnej i młócić, podając do maszyny górną część snopa (podobnie postępuje się przy pozyskiwaniu nasion lnu włóknistego). Nasiona należy doczyścić z pozostałości rozłupni, zaś pędy wykorzystać na cele energetyczne [4.17].



TOPINAMBUR

Słonecznik bulwiasty (*Helianthus tuberosus*), czyli topinambur – bylina pochodząca z Ameryki Północnej, należąca do rodziny astrowatych (*Asteraceae*). Łodygi o średnicy 3 cm, wytwarza podziemne rozłogi, na których końcach powstają bulwy, podobnie jak u ziemniaka [4.11]. Jedna roślina może wytwarzać do 50–80 bulw różnych rozmiarów. Wysokość roślin waha się od 2 do 4 m [4.18]. W Polsce rozmnaża się wyłącznie wegetatywnie, gdyż nasiona nie dojrzewają przed nastaniem jesiennych przymrozków [4.17]. Wysokość roślin waha się od 2 do 4 m [4.8].

Najlepiej udaje się na glebach średnio zwężłych, przewiewnych, o dużej zasobności w składniki pokarmowe i dostatecznej wilgotności. Rośnie również dobrze na glebach gliniastych oraz na suchszych żyznych stanowiskach. Silnie rozwinięty system korzeniowy pozwala na uprawę na gorszych stanowiskach, jak również na niezbyt zachwaszczonych odłogach. Topinambur rozprzestrzenił się praktycznie na wszystkich kontynentach ze względu na fakt, iż jego uprawa nie nastręcza większych trudności, gdyż jest tolerancyjny na suszę, mróz i gorsze stanowiska przeznaczone pod jego uprawę.

Wykazuje wiele cech szczególnie istotnych z punktu widzenia wykorzystania energetycznego. Podstawową cechą jest wysoki potencjał plonowania (potencjał produkcyjny – plon łodyg w granicach 10–20 t s.m/ha oraz bulw – do 40 t/ha), kolejną – niska wilgotność uzyskiwana w sposób naturalny, bez konieczności energochłonnego suszenia. Inną zaletą tej rośliny to możliwość pozyskania zarówno części nadziemnych, jak i podziemnych organów spichrzowych [4.17]. Surowcem energetycznym są zarówno bulwy, które można przeznaczyć do produkcji etanolu lub biogazu, jak też części nadziemne (świeże lub zakwaszone) – do produkcji biogazu, bezpośredniego spalania lub też do produkcji brykietów i pelet. Wartość opałowa zbieranej biomasy przy wilgotności 20% wynosi ok. 15 MJ/kg. Innymi formami wykorzystania topinamburu może być rekultywacja terenów przemysłowych oraz osłona pól uprawnych przed zwierzyną leśną [4.11].

Topinambur najczęściej uprawia się poza płodozmianem przez kilka lat na tym samym polu, dlatego konieczne jest tzw. odnawianie plantacji. W tym celu po wykopaniu bulw pole należy zorać, następnie wysiać nawozy w zależności od zasobności gleby (średnio w kg/ha: 60–80 P₂O₅ i 120–160 K₂O), zabronować i dokładnie zebrać pozostałe bulwy. Z resztek bulw, jakie pozostały w glebie wyrasta zwykle łan roślin o znacznym zagęszczeniu. Aby doprowadzić do właściwej obsady (3–4 rośliny na 1 m²) należy po wschodach roślin zastosować opielacz międzyrzędowy z nożami bocznymi i przeciąć rzędy o rozstawie nie mniejszej niż 65 cm. Likwidując plantację należy rośliny skosić w czerwcu, zanim zaczną się tworzyć bulwy, a następnie wysiać mieszankę przeznaczoną na zielonkę (np. owies z grochem polnym). Ewentualne odrosty topinamburu w następnym roku w zbożu likwidować można herbicydami przeznaczonymi do zwalczania roślin dwuliściennych [4.17].

Tabela 4.7 Potencjał energetyczny topinamburu [4.11]

Rodzaj plonu	Wielkość plonu t/ha	Wykorzystanie plonu	Wielkość produkcji z 1ha
Zielonka (3 pokosy)	100	produkcja biogazu	53500 m ³
Słoma	50	spalanie	900 GJ
Bulwy	25	etanol	2600 dm ³

Roślina ta posadzona jesienią wcześniej rozpoczyna wegetację i dobrze wykorzystuje zasoby wody glebowej. Dość szybko zacienia glebę, w związku z czym może dobrze konkurować z chwastami. Miejsce w płodozmianie jest obojętne, udaje się po każdej roślinie. Bulwy można też sadzić wiosną od marca do kwietnia lub jesienią od października do grudnia. Korzystniejsze jest sadzenie jesienne, gdyż już w kwietniu następnego roku otrzymuje się 10–15 centymetrową zieloną plantację. Sadząc topinambur jesienią, zyskuje się 30–50 dodatkowych dni wegetacji. Ma to jednak znaczenie tylko w pierwszym roku użytkowania plantacji. Termin i częstość zbioru topinamburu uzależnione są od celu uprawy (na bulwy, zieloną masę lub zaschnięte części nadziemne wykorzystywane do spalania). W przypadku wykorzystania zdrewniałych części nadziemnych w procesie spalania (w stanie rozdrobnionym lub jako surowca do produkcji granulatów) zbiór należy przeprowadzić zimą, gdy łodygi osiągną wysoką zawartość suchej masy.

Technika zbioru części nadziemnych jest podobna jak kukurydzy na kiszonkę. W tym celu można wykorzystać sieczkarnie samobieżne w zestawie z przyczepami, a uzyskane zrębki przetransportować przyczepami do miejsca składowania lub przerobu. Do zbioru można też wykorzystać zwykłe kosiarki listwowe lub kosy spalinowe, a następnie łodygi sprasować i w postaci balotów składować. Zbiór nie powinien nastęcać problemów, jeżeli gospodarstwo dysponuje (lub ma możliwość wynajęcia) typowych maszyn wykorzystywanych w uprawie innych roślin. Ze względu na to, że topinambur odrasta co roku, jego łodygi nie są silnie zdrewniałe i nie wymagają użycia specjalistycznego sprzętu. Ponadto niska wilgotność pędów po zakończeniu wegetacji pozwala na składowanie lub bezpośrednie wykorzystywanie uzyskanej biomasy, bez konieczności dosuszania. Do zbioru świeżej zielonki topinamburu najczęściej stosuje się sieczkarnie samobieżne w zestawie z przyczepami lub kosy spalinowe. Niektóre biotypy topinamburu wykazują szczególną przydatność do użytkowania na zielonkę, gdyż dobrze znoszą przykaszanie i szybko odrastają [4.17].

SYLFIMUM PRZEROSŁE

Sylfium przerosłe (*Silphium perfoliatum*) należy do rodziny *Asteraceae*, pochodzi ze wschodniej Ameryki Północnej. W Europie Zachodniej uprawiana jako roślina paszowa. Stosowana też w ogrodach przydomowych. Stanowi pożytek dla pszczół. Prowadzone są badania nad wykorzystaniem jej jako rośliny energetycznej. Roślina szybko rosnąca, lubi

Etap nr 12:

**Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**



pełne nasłonecznienie. Ze względu na niewielkie wymagania pod względem zapotrzebowania na składniki pokarmowe może być polecana jako roślina pionierska przy rekultywacji terenów zdegradowanych. Pędy sylfium osiągają wysokość do 2,5 m. Plantacje energetyczne sylfium zakładać należy jesienią (X–XI), przez wysiew nasion w rzędach o rozstawie 100 cm. Po 3–4 latach z plantacji można zbierać ok. 19 t s.m./ha [4.11].

RDEST SACHALIŃSKI

Rdest sachaliński (*Polygonum sachalinense*) pochodzi z Azji Wschodniej. Obecnie sadzi się go w parkach jako roślinę ozdobną, gatunek słabo zadomowiony. Plon zielonej masy może wynosić od 18 do 40 t/ha, największe plony uzyskuje się w 3–4 roku uprawy. Aby zapewnić wysokie plony, plantację najlepiej jest prowadzić na glebach żyznych. Rdest rozmnażany jest wegetatywnie z części podziemnych. W naszych warunkach rozpoczyna wegetację dość późno, na przełomie kwietnia i maja. Rdest rośnie bardzo szybko, kończy wegetację wraz z nadejściem pierwszych przymrozków. Z uwagi na szybkie tempo wzrostu oraz wymagania glebowe roślina zasługuje na uwagę jako materiał energetyczny.

RDEST JAPOŃSKI

Rdest japoński zwany też ostrokończystym (*Polygonum euphraticum* = *Reynoutria japonica*) jest byliną rozmnażaną przez podział kłaczy, choć w sprzyjających warunkach termicznych może nawet wydawać owoce. Wydajność biomasy jest podobna jak u rdestu sachalińskiego. Jest jednak mniej wymagający, występuje w dużych skupiskach, nawet w skrajnie trudnych warunkach siedliskowych – płytkich glebach o niskim odczynie pH, przy dużej emisji gazów. Nie ma badań potwierdzających użyteczność energetyczną biomasy rdestów, a tym bardziej zaleceń agrotechnicznych odnośnie uprawy energetycznej. Obydwa gatunki, a szczególnie rdest ostrokończysty, charakteryzują się dużą ekspansywnością, co w niektórych siedliskach może nabrać cech inwazyjności.

TOPOLA

Plantacje drzew do pozyskania surowca energetycznego zakładane są z gatunków szybko rosnących odnawiających się z odrośli. Stosuje się w nich skrócone cykle produkcyjne 3–10-letnie.

Spośród drzew, największym zainteresowaniem jako materiał na plantacje energetyczne cieszą się topole (*Populus*). Topole należą do rodziny wierzbowatych (*Salicaceae*). Są to drzewa dwupienne, wiatropylne.

W skład flory Polski wchodzi cztery topole rodzime, w tym trzy gatunki: topola biała (białodrzew) (*Populus alba*); topola czarna (sokora) (*P. nigra*); topola osika (osika) (*P. tremula*). Czwartą topolą jest naturalny mieszaniec topoli osiki i topoli białej – topola szara (*P. x canescens*). W uprawie występuje kilka gatunków obcych i liczne mieszańce. Topole mają bardzo zbliżone wymagania siedliskowe. Naturalne ich stanowiska to doliny cieków i

zbiorników wodnych – siedliska łęgowe. Wyjątkiem są osiki, które mogą tworzyć drzewostany lub domieszki w drzewostanach na innych siedliskach. W siedliskach żyznych i dostatecznie wilgotnych topole są najszybciej rosnącymi drzewami strefy umiarkowanej półkuli północnej. Największą intensywność wzrostu posiadają w wieku młodocianym do około 20 lat. Odmiany uprawiane na masę drzewną mają szczególnie duże wymagania w stosunku do warunków klimatycznych, glebowych i wodnych.

Do osiągnięcia wysokiej produktywności topole wymagają długiego okresu wegetacyjnego (minimum 180 dni) i wysokiej temperatury zwłaszcza w okresie czerwiec-wrzesień, w którym średnia powinna wynosić 17°C.

Wytyczne plantacyjnej uprawy topoli [NZLP 1986] zalecają zakładanie plantacji na siedliskach lasu wilgotnego, lasu łęgowego i lasu jesionowego. Można je także z powodzeniem uprawiać na siedliskach lasu świeżego, lasu mieszanego świeżego oraz lasu mieszanego wilgotnego.

Wytyczne [NZLP 1986] pod uprawę topól zalecają gleby (wymienione wg malejącej przydatności): mady rzeczne lekkie, średnie oraz piaszczyste na terenach zalewowych i nadzalewowych; wytworzone ze spiaszczonych utworów pyłowych lessowatych i pochodzenia wodnego; wytworzone z lessów; rędziny głębokie o skale węglanowej poniżej 1 m; wytworzone z glin lekkich i średnio spiaszczonych oraz piasków gliniastych na glinach lekkich i średnich zalegających na głębokości od około 1,5 m.

W przypadku zakładania plantacji o skróconym cyklu na gruntach rolnych jako najbardziej przydatne uważa się żyzne gleby rolnicze o dobrych stosunkach powietrzno-wodnych (utrzymujące dostateczny zasób wilgoci w sezonie wegetacyjnym ale nie za mokre, dobrze przewietrzane) umożliwiające przerastanie korzeni do głębokości nie mniej niż 1 m. Dotychczasowe badania w warunkach polskich dokumentują zadowalającą produktywność plantacji topolowych o skróconym cyklu na glebach II, III i IVa klas bonitacji rolniczej. Ważny jest także odczyn gleb. Topole euramerykańskie wymagają stosunkowo wysokiego pH gleby, w granicach 6,0 – 7,5. W Polsce badania możliwości produkcyjnych drewna w plantacjach topolowych o skróconym cyklu prowadzi Instytut Badawczy Leśnictwa. Na podstawie wyników tych badań, spośród testowanych 17 odmian do uprawy rekomendowane są trzy:

Populus x euramericana (Dode) Gunier 'Dorskamp';

Populus x interamericana Van Broekhuizen 'Barn';

Populus x interamericana Van Broekhuizen 'Beaupre'.

Zostały one wyselekcjonowane w Holandii (dwie pierwsze) i w Belgii (trzecia). Nie są uprawiane w Polsce ale są uprawiane w skróconym cyklu za granicą. Odmiany te w dobrych warunkach siedliska umożliwiają uzyskanie średniego rocznego plonu ponad 8 ton s.m. z 1 ha, co jest warunkiem opłacalności plantacji w Europie Zachodniej.



Produkcyjne możliwości topól są znacznie większe niż wierzb, ale zalecanie zakładania ich plantacji na skalę gospodarczą jest przedwczesne. W czasie realizacji badań dostrzeżono problem trwałości plantacji, która w stopniu bardzo istotnym decyduje o efekcie ekonomicznym [4.17]. Wycinanie odrośli powoduje silny stres fizjologiczny i osłabia żywotność roślin. W Szwecji uzyskano odporne na choroby mieszańce topoli drżącej (*P. tremula*) i osiki amerykańskiej (*P. tremuloides*) o bardzo dobrych cechach technicznych drewna [4.8]. Wysoką produktywnością wyróżnia się klon Brabantica nr 176 (Pomorze Zachodnie) [4.12].

WIERZBA KRZEWIASTA

Wierzba jest rośliną dwupienną, owadopylną [4.14]. Należy do rodziny *Salicaceae*, w obrębie której można wyróżnić ponad 300 różnych gatunków występujących praktycznie we wszystkich strefach klimatycznych, chociaż najwięcej spośród nich występuje w strefie umiarkowanej [4.17]. Krzewiaste gatunki wierzb, tworzące długie i elastyczne pędy noszą nazwę wikliny, a długie gałęzie gatunków drzewiastych nazywane są faszyną. Polska jest naturalnym siedliskiem występowania wielu gatunków wierzb. Najpopularniejszymi gatunkami, rosnącymi dziko są:

- wierzba iwa *Salix carprea*,
- wierzba biała *Salix alba*,
- wierzba krucha *Salix fragilis*,
- wierzba siwa *Salix eleagnos*,
- wierzba wiciowa *Salix viminalis*,
- wierzba trójpręcikowa (migdałowa) *Salix triandra*,
- wierzba szara (łozą) *Salix cinerea*,
- wierzba Rokita (bagienna, płożąca) *Salix rosmarinifolia*,
- wierzba purpurowa (wiklina) *Salix purpurea*,
- wierzba ostrolistna (kaspiska) *Salix acutifolia*,
- wierzba czarniawka *Salix myrsinifolia*,
- wierzba amerykańska *Salix americana* [4.14]

Wierzba krzewiasta (*Salix viminalis*) = wierzba konopianka = wierzba wiciowa = wiklina i jej mieszańce zajmuje obecnie największy areal wśród upraw energetycznych [4.9]. Oprócz konopianki znaczenie energetyczne może mieć także wierzba migdałowa (*S. amygdalina*), długokończasta (*S. dasyclados*). W nasadzeniach wierzb przeważają klony pochodzenia szwedzkiego i polskiego. W roku 2003 do Księgi Ochrony Wyłącznego Prawa do Odmiany w COBORU zgłoszono pierwsze trzy polskie odmiany (klony) wierzb energetycznej – Start, Sprint i Turbo [4.8]. Wierzba to roślina o bardzo dużych rocznych przyrostach masy drzewnej (około 14-krotnie większy przyrost niż las naturalny), wieloletnia

[4.14]. Gatunek *Salix viminalis* jest szczególnie polecany do upraw na terenie Polski północno-wschodniej [4.19].

Z raz posadzonej plantacji uzyskuje się plon przez 25–30 lat. Z 1 hektara plantacji można uzyskać rocznie 30–40 Mg masy drzewnej [4.14]. Odmiany używane do zakładania plantacji energetycznych powinny wyróżniać się przede wszystkim:

- bardzo dużymi przyrostami suchej masy drewna
- szybkim odrostem pędów po zbiorze
- odpornością na choroby i szkodniki
- dużą wytrzymałością na wymarzenie
- wysoką kalorycznością drewna [4.8].

Według danych Europejskiego Centrum Energii Odnawialnej w Warszawie powierzchnia uprawy wierzby na cele energetyczne lub w celu pozyskiwania sadzonek w 2006 roku wynosiła w Polsce ponad 6,8 tys. ha [4.10]. Plantacje mają w większości charakter kilkuhektarowych upraw z przeznaczeniem na potrzeby własne lub rzadziej na potrzeby lokalnych niewielkich odbiorców, np. komunalne kotłownie na biomasę [4.9]. W zależności od warunków siedliskowych, odmiany i częstotliwości zbioru plony suchej masy wierzby wynoszą od 15 do 22 t/ha na rok. Wartość energetyczna wierzby waha się w granicach 6,2–19,6 GJ/Mg, w zależności od wilgotności. Wartość opałowa masy suchej stanowi około 0,7 wartości opałowej węgla kamiennego. Biomasa uzyskana z plantacji wierzby może być wykorzystywana na cele energetyczne w dwóch formach:

- jako paliwo pierwotne — stałe w bezpośrednim procesie spalania,
- jako paliwo wtórne — paliwa płynne (biometanol), paliwo gazowe (gaz drzewny).

Wierzbę można spalać samodzielnie lub w mieszance z miałem węglowym. Ponieważ pędy wierzby mają znaczną długość (nawet kilka metrów) należy je przetworzyć (dla polepszenia właściwości energetycznych paliwa), aby można je było spalać w kotłach. W wyniku przetworzenia pędów drzew można otrzymać:

- zrębki — powstają w wyniku rozdrobnienia (pocięcia) pędów na małe (kilka cm) kawałki. Do przygotowania pociętych pędów można wykorzystać rębarki, rozdrabniarki lub sieczkarnię,
- brykiet — rozdrobniony na trociny surowiec drzewny jest suszony do wilgotności około 10%, a następnie poddawany wysokiemu ciśnieniu w tzw. brykieciarce;
- pelety — rozdrobniony materiał poddawany jest wysokiemu ciśnieniu i po przepuszczeniu przez urządzenie formujące (średnica do 10 mm) powstają „pelety” o dł. około 25 mm [4.14].



Największe nakłady ponosi się w pierwszym roku uprawy. Koszt materiału sadzeniowego wynosi prawie 70% kosztów całkowitych założenia plantacji, ale rozkłada się on nawet na 24 lata eksploatacji. Najniższą energochłonność produkcji jednostki suchej masy zrębków, a także najwyższy wskaźnik efektywności energetycznej uzyskuje się w 3-letnim cyklu zbioru wierzby, na co wskazują wyniki przedstawione w [Tab. 4.8].

Tabela 4.8 Efektywność energetyczna uprawy wierzby w różnych cyklach zbioru [4.8]

Wyszczególnienie Item	Częstotliwość zbioru pędów		
	co rok	co 2 lata	co 3 lata
Nakłady energetyczne na uprawę, GJ·ha ⁻¹	12,2	18,4	30,1
Plon suchej masy drewna, MJ·ha na rok	14,9	16,1	21,6
Energochłonność produkcji zrębków, GJ·Mg ⁻¹ s.m.	0,83	0,57	0,47
Wartość energetyczna plonu, GJ·ha ⁻¹	257	618	1 262
Efektywność energetyczna*	22,5	33,6	41,9

* stosunek wartości energetycznej plonu do nakładów energetycznych poniesionych na uprawę – ratio of yield

Potencjał plonotwórczy nowych klonów wierzby wiciowej i jej mieszańców, znajdujących się w kolekcji Uniwersytetu Warmińsko-Mazurskiego w Olsztynie, oceniany w doświadczeniach prowadzonych na gruntach kl. III, wynosił średnio 15 t s.m./ha/rok. Wartość energetyczna drewna wierzbowego uzależniona jest od cyklu produkcyjnego plantacji.

Tabela 4.9 Plon biomasy *Salix viminalis* var. *gigantea*, zawartość celulozy w drewnie i jego wartość energetyczna [4.10]

Częstotliwość zbioru	Plon suchej masy [t/ha/rok]	Wartość energetyczna plonu [MJ/kg s.m.]	Zawartość popiołu [%]
Coroczny	14,8	18,56	1,89
Co 2 lata	16,1	19,25	1,37
Co 3 lata	21,5	19,56	1,28

Warunki klimatyczne do uprawy tego gatunku są odpowiednie niemal na całym obszarze Polski, za wyjątkiem terenów podgórskich i górskich położonych powyżej 500 m n.p.m [4.17]. Rośliny wierzby (*Salix sp.*) reagują szczególnie wyraźnie na przebieg warunków atmosferycznych od połowy czerwca do końca sierpnia (w tym okresie przypada maksymalny przyrost masy roślinnej). Opady i umiarkowanie wysoka temperatura w tym okresie wpływają korzystnie na plony biomasy, susza natomiast może powodować spadek plonowania nawet o 50%. Jest ona szczególnie niebezpieczna w pierwszym roku w okresie wiosennym w czasie ukorzeniania się zręzków.

Wierzba potrzebuje ok. 500 mm opadów (wyższe opady są korzystne), jest to zbliżone do zapotrzebowania na wodę przez pszenicę. Duże znaczenie dla wierzby, oprócz wody z

opadów atmosferycznych, ma wilgoć nagromadzona w glebie po zimie oraz odpowiedni poziom wody gruntowej. Aby korzenie roślin mogły pobierać niezbędne składniki pokarmowe poziom wody gruntowej powinien wahać się od 1 do 1,5 m. Warunki klimatyczne Polski są korzystne dla uprawy wierzby (średnio 210 dni okresu wegetacyjnego, oraz 1600 stopniodni w Gdańsku i 215 dni okresu wegetacyjnego oraz 1750 stopniodni w Krakowie). Suma opadów w Polsce wynosi średnio od 500 do 700 mm. Z opracowanej przez Światową Organizację Meteorologiczną (WMO) komputerowej prognozy wzrostu i produktywności wierzb krzewiastych na plantacjach połowych wynika, że w Polsce istnieją korzystniejsze warunki do produkcji drewna *Salix sp.* niż w Szwecji, gdzie jest uprawiana na wysoką skalę.

Wczesnowiosenne przymrozki u niektórych gatunków (np. *Salix amygdalina*) mogą powodować uszkodzenia młodych pędów, które wówczas czernieją i usychają. Rośliny wprawdzie wypuszczają nowe pędy, ale pojawiają się one z kilkutygodniowym opóźnieniem [4.19]. Wymagania glebowe wierzby wiciowej nie są zbyt duże, chociaż najlepiej rośnie na glebach żyznych. Dobre efekty produkcyjne uzyskuje się na glebach należących do III klasy bonitacyjnej, jak również na glebach lżejszych zaliczonych do klasy IV i V. Jednakże dostępność wody w lata posuszne może być tu czynnikiem limitującym uprawę [4.17]. Dobre są również gleby aluwialne napływowe oraz mady, które mogą być okresowo nadmiernie wilgotne (ale nie zabagnione), gleby te są aktualnie zagospodarowane zwykle jako użytki zielone.

Pod uprawę szybko rosnących wierzb krzewiastych mogą być przeznaczane grunty słabsze, niższych klas bonitacyjnych ale pod warunkiem ich nawadniania i intensywnego nawożenia. Możliwe jest również zagospodarowanie gleb wykazujących duży potencjał plonotwórczy ale zanieczyszczonych przez przemysł np. metalami ciężkimi. Gleba powinna być dobrze przygotowana, tak jak pod inne uprawy rolnicze, i całkowicie odchwaszczona [4.19]. Optymalny poziom wód gruntowych dla uprawy wierzby zależy od gleby i waha się od 100 cm na glebach piaszczystych do 190 cm dla podłoża gliniastych. Gatunek ten możliwy jest do uprawy na glebach o pH od 4,5 do 7,6 (odczyn wyższy niż 7,6 jest źle tolerowany) [4.18]. Nie jest zatem rośliną o wygórowanych wymaganiach odnośnie stanowiska. Można przy tym łączyć jej funkcję energetyczną z wykorzystaniem plantacji do nawadniania ściekami, zagospodarowywaniem osadów pościekowych czy utrwalaniem stromych zboczy lub systemów melioracyjnych.

Odnotowano dobre wyniki plonowania niektórych gatunków krzewiastych wierzb (np. *Salix rigida*, *S. amygdalina*, *S. pentandra*) na torfach i glebach murszowych zbieranych w cyklach jednorocznych. Na glebach organicznych na skutek nieprawidłowej uprawy roślin zachodzą straty z tytułu utleniania się materii organicznej. Natomiast plantacje wierzb krzewiastych przyczyniają się do zmniejszania tych ubytków. Gleby organiczne mogą być wykorzystywane pod uprawę szybko rosnących gatunków wierzb krzewiastych, jeśli można w pełni zwalczyć chwasty. Gleby te zawierają zazwyczaj odpowiednią ilość wody, a w



wyniku mineralizacji substancji organicznej jest również dużo azotu, co wpływa na dobry wzrost roślin. Gleby organiczne wymagają na ogół intensywnego nawożenia potasem. Jednakże na glebach organicznych należy liczyć się z możliwością szybszego wypadania roślin i trudnościami w zmechanizowaniu prac polowych [4.19].

Agrotechnika

Przygotowanie pola pod plantację wierzby wiciowej powinno zapewnić korzystne warunki do wzrostu i plonowania roślin. Jeszcze przed założeniem plantacji powinno się staranne odchwaszczać pola oraz uregulować odczyn gleby i zawartości składników pokarmowych w warstwie orno-próchnicznej [4.17]. Chemiczne zwalczanie chwastów na polu przeznaczonym pod plantację wierzby energetycznej najlepiej przeprowadzić w roku poprzedzającym nasadzenia, przy pomocy preparatów chemicznych zawierających w swoim składzie glifosat (Pełna lista preparatów dostępna jest np. w „Zaleceniach Ochrony Roślin” wydawanych cyklicznie przez IOR w Poznaniu) [4.17]. Najlepiej zastosować na chwasty w pełni wegetacji Roundup (glyfosate) w dawce 4–8 litrów na ha. Po kilku tygodniach glebę ze zniszczoną masą roślinną należy zaorać (podorywka + bronowanie). Na zimę należy wykonać orkę na głębokość 40 cm lub użyć głębosza. Wiosną glebę starannie zabronować, aby powierzchnia jej była wyrównana co ułatwi mechaniczne sadzenie zrzesów sadzarką [4.19]. Bardzo staranną walkę z chwastami powinno się prowadzić również w pierwszym roku posadzenia wierzby. W tym czasie roślina ukorzenia się, zużywa na to wiele sił i nie jest w stanie konkurować z chwastami. W tym okresie powinno się dokonywać typowych zabiegów rolniczych, a więc niszczyć chwasty metodami chemicznymi oraz stosować pielęgnację mechaniczną. W latach następnych duże zakrzewienie plantacji hamuje już rozwój chwastów. Następnie jesienią wykonujemy mechaniczne zabiegi agrotechniczne, typowe dla upraw rolniczych, a więc odwrócenia wierzchniej warstwy gleby a tuż przed samą zimą wykonujemy bardzo głęboką orkę [4.19].

Wymagania nawozowe wierzby są stosunkowo nieduże, ponieważ gatunek ten posiada silny i głęboko sięgający system korzeniowy. W roku zakładania plantacji, na glebach żyzniejszych (zasobnych w składniki pokarmowe) nawożenie może okazać się zbędne. Zwykle jednak zaleca się niewielkie dawki NPK w ilości 20–30 kg N, 10–20 kg P₂O₅ oraz 30–40 kg K₂O. W drugim roku uprawy nawożenie należy zwiększyć (zwykle dwukrotnie), natomiast w latach następnych nawożenie można zmniejszyć, o około 10 kg w czystym składniku. W przypadku zbiorów co 2–3 lata niezbędne jest nawożenie plantacji na zapas [4.17].

Wierzbę rozmnaża się wegetatywnie za pomocą zrzesów. Prawdłowo przygotowane zrzesy powinny mieć 20–25 cm długości, 5–15 mm grubości oraz posiadać przynajmniej 5 uśpionych oczek [4.18]. W celu ich pobudzenia dobrze jest umieścić je w wodzie na 2–3 dni, przy czym nie powinno się ich całkowicie zanurzać w wodzie [4.17]. Pędy przeznaczone na sadzonki powinny pochodzić z roślin z plantacji reprodukcyjnych, czystych odmianowo, o dużej żywotności (tzw. mateczników), wolnych od chorób i szkodników. Użycie do sadzenia

niewłaściwych zrzesów ma ujemne skutki gospodarcze w dalszych latach użytkowania plantacji. Zbiór pędów do produkcji zrzesów, które mają być wysadzone wiosną, powinien być wykonany w okresie od grudnia do marca (nie później jednak jak do momentu rozpoczęcia przez rośliny wegetacji na wiosnę). Pędy są ścinane u ich podstawy, a następnie cięte na odpowiedniej długości odcinki. Do produkcji sadzonek należy wybierać najsilniejsze pędy bez uszkodzeń. Zrzesy uzyskane z dolnej i środkowej części pędu są lepsze niż z górnej, ponieważ mają większą masę i gromadzą więcej substancji zapasowych. Z pędu o długości 2 metrów, po odcięciu wierzchołka (około 1/3 długości) uzyskuje się około 5 zrzesów [4.19].

Gęstość sadzenia zrzesów zależy od wielu czynników, ale najważniejszym jest częstotliwość zbiorów. Im częstszy zbiór, tym nasadzenia powinny być gęstsze [4.17]. Gęstość sadzenia uzależniona jest też od rozstawu kół sprzętu rolniczego, zwłaszcza ciągników i maszyn towarzyszących przy sadzeniu i zbiorze roślin z plantacji. W Polsce sadi się zrzesy w zagęszczeniu 40 tys. szt./ha (0,75 x 0,33 m). W Szwecji sadi się zrzesy w równoległych rzędach. Odległość między rzędami wynosi 0,75 m, następnie 1,25 m, znów dwa rzędy w odległości 0,75 m, odstęp 1,25 m itd. (sadzenie pasowe). Odległość między zrzesami w rzędzie wynosi 0,50 m, co daje obsadę około 15 000 zrzesów na hektar (przy powyższym sposobie sadzenia zakłada się zbiór roślin tylko w cyklach 3-letnich). Zrzesy sadi się równo z glebą lub ich wierzchołki mogą wystawać 1–2 cm nad powierzchnię. Po około 3 tygodniach pewna liczba wysadzonych zrzesów może się nie przyjąć (nie wytwarza pędów). Można wówczas w ich miejsce wysadzić nowe zrzesy, dobrze przechowane. Na obsadzenie 1 hektara (40 000 zrzesów) potrzeba zaplanować około 14 robocznodniówek. Do zakładania towarowych plantacji energetycznych można używać 2 lub 4 rzędowych sadzarek, co znacznie skraca i usprawnia etap sadzenia zrzesów.

Nową metodą zakładania plantacji energetycznych jest poziome układanie całych pędów wierzby krzewiastej na dnie wcześniej przygotowanych bruzd. Pędy te są umieszczane na głębokość ok. 7–10 cm, następnie przykrywane są warstwą gleby. Po pewnym czasie ukorzeniają się one i wyrastają z nich nowe rośliny [4.19]. Termin sadzenia zależy od warunków organizacyjnych gospodarstwa, możliwe jest sadzenie wierzby zarówno jesienią jak i wiosną, ale w glebę odpowiednio wilgotną [4.17]. Do zbioru wierzby należy przystąpić, gdy z pędów opadną praktycznie wszystkie liście i można go prowadzić aż do nowego okresu wegetacyjnego, w warunkach Polski jest to okres od listopada do drugiej połowy marca [4.18]. Wysokość cięcia powinna się mieścić w zakresie 5–10 cm nad powierzchnią gleby.

Zbiór można wykonywać corocznie, bądź w cyklach dwu lub trzyletnich, używając do tego celu odpowiednio przystosowanego kombajnu [4.17]. Zbiór roślin z plantacji może być przeprowadzony przy użyciu sieczkarni do zbioru kukurydzy Z 364 (pędy jednoroczne) lub „Jaguar” firmy Class ze zmodyfikowanym aparatem tnącym (pędy 2, 3-letnie). Przy użyciu tych maszyn następuje ścinanie pędów, rozdrabnianie ich na zrębki i załadunek na kontener do przewozu biomasy (analogicznie jak przy zbiorze kukurydzy). Z plantacji można zbierać również całe pędy przy użyciu żniwiarek, snopowiązałek do wikliny (cykl jednoroczny) lub



ręcznie przy użyciu spalinowych pił tarczowych na wysięgnikach lub pił łańcuchowych (cykl 2–3-letni). Istnieje również możliwość naturalnego podsuszenia pędów i przechowanie ich w stertach lub pryzmach do następnego sezonu grzewczego [4.19].

Najbardziej korzystnym systemem jest zbiór co trzy lata. Przy corocznym pozyskiwaniu surowca rośliny osiągają wysokość do 2,5 m. Plon suchej masy z hektara to 8–10 t. W przypadku upraw dwuletnich wierzba osiąga wysokość do 4 m, plon suchej masy wynosi ok. 22 t/ha. Uprawy trzyletnie dorastają nawet do 6 m, plon suchej masy z jednego hektara dochodzi do 35 t/ha [4.18]. Produkcja na plantacji krzewiastych wierzb może przebiegać bez większych zakłóceń przez 20–25 lat [4.19].

Pierwszy rok uprawy

Wierzba krzewiasta w pierwszym roku uprawy ma małą zdolność konkurencyjną w stosunku do chwastów, dlatego też bardzo ważnym zadaniem jest utrzymanie plantacji w stanie nie zachwaszczonym. Nawet w przypadku bardzo dobrego przygotowania pola pod nasadzenia mogą pojawić się chwasty zagłuszające młode rośliny wierzb. Po sadzeniu zrzesów (zanim zaczną rozwijać się pędy) należy zastosować herbicydy dogłębowe.

Jeśli chemiczna walka z chwastami nie daje zadowalających wyników i wystąpi zachwaszczenie wtórne trzeba zastosować pielęgnację mechaniczną. Bardzo ważne jest aby mechaniczne zwalczanie chwastów rozpocząć zanim chwasty rozwiną silny system korzeniowy. Najczęściej w okresie wegetacji wymagane jest dwukrotne opielanie międzyrzędzi w celu niszczenia chwastów. Duża konkurencja ze strony chwastów jest najbardziej powszechną przyczyną niepowodzenia uprawy wierzb krzewiastych na plantacjach polowych.

W dalszych latach użytkowania na dobrze prowadzonej plantacji chwasty nie stanowią zagrożenia dla roślin wierzb krzewiastych. Jeżeli z jakiś przyczyn na polu one wystąpią należy je zwalczać chemicznie stosując wczesną wiosną te same herbicydy dogłębowe jak w roku założenia plantacji, w zwiększonych dawkach. W okresie wegetacji jeśli na plantacji wystąpią chwasty jednoliścienne można stosować na rośliny nalistne herbicydy selektywne np. Fusilade Super EC, Targa 10 EC, Targa Super 5 EC.

Należy zadbać o właściwy rozwój systemu korzeniowego i rozkrzewienie się roślin. Należy pobrać próbki glebowe celem określania zawartości makro i mikroelementów w glebie i uzupełnić braki składników pokarmowych. W tym okresie należy bardzo ostrożnie dawkować nawozy. Nawożenie mineralne NPK zastosować w proporcji 30:10:30 kg/ha.

Produktywność wierzb krzewiastych w pierwszym roku wegetacji nie jest porównywalna z plonami uzyskiwanymi w latach późniejszych. Relatywnie niski plon biomasy wierzb krzewiastej w pierwszym roku uprawy jest związany z tym, że rośliny większość swojego potencjału produkcyjnego przeznaczają na budowę systemu

korzeniowego kosztem tworzenia części nadziemnej. W czasie przyjmowania się zrzesów niezbędne jest utrzymanie właściwej wilgotności gleby i zwalczanie chwastów.

Rośliny w pierwszym roku uprawy w badaniach własnych osiągnęły przy sprzyjających warunkach atmosferycznych i na nie zachwaszczonej plantacji od 1,8 do 2,4 metra wysokości i wytworzyły od 1 do 3 pędów z jednego zrzesu. W pierwszym roku uprawy rośliny wierzby muszą być ścięte w okresie od końca listopada do połowy marca, ręcznie lub maszynowo. Najlepiej jeśli zbiór pędów jest przeprowadzany, gdy gleba jest zamrznięta. Uniemożliwia to uszkodzenie ich młodego systemu korzeniowego i wyciąganie całych roślin z ziemi. Cięcie pędów musi być wykonane gładko, należy unikać rozdzierania karp przez mechanizmy tnące maszyn. Wycięte pędy mogą być przeznaczone na sadzonki. Koszenie roślin po pierwszym sezonie wegetacji jest konieczne — stymuluje rozkrzewienie roślin w drugim roku uprawy, a to z kolei prowadzi do dobrego zwarcia łanu, zacienienia gleby i ogranicza rozwój chwastów [4.19].

Drugi rok uprawy

Drugi rok uprawy jest praktycznie pierwszym sezonem produkcyjnym. Jeżeli sadzenie zrzesów było prawidłowo wykonane, to rośliny dobrze rozwinęły system korzeniowy, który może pobierać niezbędne składniki pokarmowe i wodę z gleby.

W drugim roku rośliny należy nawozić intensywnie NPK odpowiednio 90:30:90 kg/ha. W tym czasie składniki pokarmowe pobierane z gleby są wykorzystywane przez rośliny do tworzenia dużej liczby pędów, liści i korzeni [4.19].

Trzeci rok uprawy

W trzecim i dalszych latach uprawy nawozy NPK należy zastosować w ilości odpowiednio: 80:30:80 kg/ha. Po opadnięciu liści i uformowaniu się warstwy ściółki, zapotrzebowanie na nawożenie mineralne jest nieco niższe, ponieważ część składników pokarmowych rośliny przyswajają z rozkładającej się biomasy liści. Wykazano, że przy produktywności 10 ton s.m. z 1 ha w ciągu roku wierzba krzewiasta zużywa 60 kg azotu, 8 kg fosforu i 43 kg potasu. Szybko rosnące krzewy wierzby potrzebują jedynie około jednej piątej dawki nawozów mineralnych w porównaniu do wymagań zbóż. Korzystne jest stosowanie średnio 60–80 kg azotu, 10 kg fosforu i 35 kg potasu na 1 ha [4.19]. W doświadczeniu polowym założonym na glebie organicznej uzyskano dodatni wpływ nawożenia mineralnego (N – 40, P – 40 i K – 80 kg/ha) na plonowanie gatunku *Salix viminalis* var. *gigantea* w porównaniu do nienawożonej kontroli. Nawożenie wierzb krzewiastych osadami ściekowymi (dawką równoważącą 150 kg N/ha) powodowało wzrost plonu biomasy o 63% w porównaniu do obiektów nienawożonych [4.19].

Stosowanie osadów ściekowych do nawożenia roślin wierzb krzewiastych na plantacji energetycznej przynosi nie tylko ekonomiczne korzyści ale również umożliwia utylizację osadów ściekowych (stosowanych zgodnie z obowiązującą ustawą). W drugim roku uprawy

Etap nr 12:

**Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**

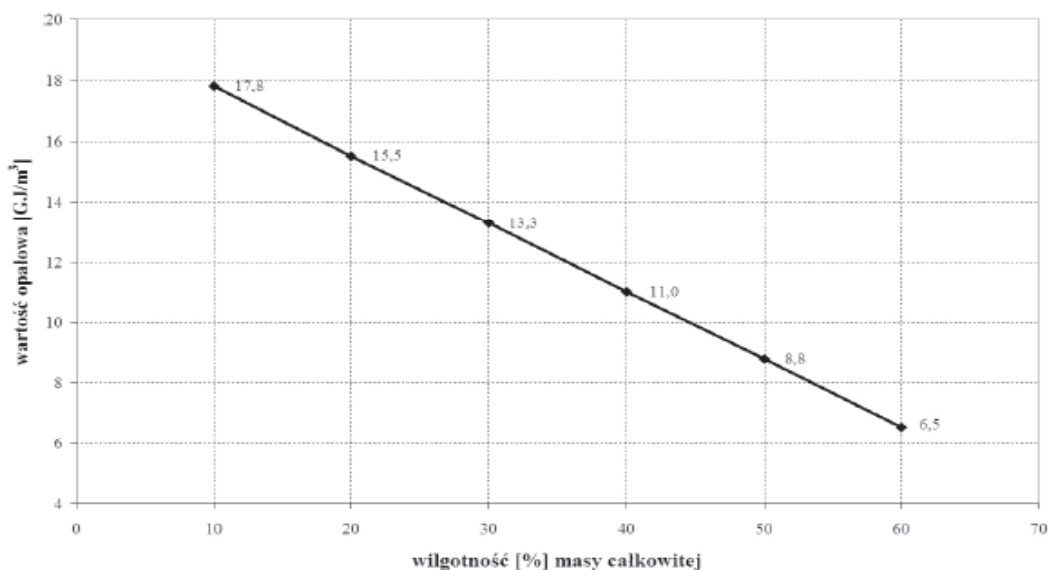


rośliny wytwarzają od kilku do nawet kilkunastu pędów. Wysokość roślin zawarta w przedziale od 2,6 m do 3,0 m, a średnia grubość pędów wynosiła około 13,0 mm (pomiar wykonano 10 cm od powierzchni gleby). Plon świeżej biomasy w pierwszym roku produkcyjnym (drugi rok uprawy) wyniósł u badanych form wierzby krzewiastej od 24 do 38 t z 1 hektara. Zwiększanie obsady roślin z 20 do 40 i 60 tys. sztuk/ha istotnie zwiększało plon świeżej biomasy odpowiednio z 28 do 32 i 36 t/ha. Dlatego przy planowanym zbiorze roślin w cyklach jednorocznych wskazana byłaby obsada 60 tys. roślin/ha [4.19].

Przechowywanie biomasy

Składowanie zebranego drewna wymaga warunków zapewniających ograniczenie strat energii i rozwoju niepożądanych mikroorganizmów grzybowych. Drewno zbierane zimą ma wilgotność średnio około 50% (53–46%, w zależności o cyklu zbioru). Jeżeli jest ono użytkowane bezpośrednio po zbiorze wtedy straty są najmniejsze. Taki system, gdzie drewno w postaci zrębków trafia bezpośrednio do ciepłowni i jest spalane (kotły fluidalne, zgazowarki) jest najbardziej pożądany.

Zrębki krótko przechowywane powinny być składowane na wyrównanej, utwardzonej powierzchni. Dodatkowo, droga w pobliżu przyzmy musi być sucha, by składowane zrębki nie były opryskane wodą przez przejeżdżające pojazdy. Zrębki świeżo zebrane składowane w naturalnych warunkach w przyzmy nie wysychają efektywnie, chłoną wodę z opadów atmosferycznych. Przechowywanie ich dłuższy czas w tych warunkach prowadzi do strat substancji organicznej, wzrostu temperatury wewnątrz przyzmy i w konsekwencji do rozwoju niepożądanych grzybów. Jeżeli zrębki mają być przechowywane w dłuższym przedziale czasowym konieczne jest zmniejszenie ich wilgotności, dlatego muszą one być przechowywane pod wiatą. Testy wykazały, że przechowywanie zrębków pod dachem przez okres 4–6 miesięcy może zredukować ich wilgotność z około 45% do 30%. Lepszym sposobem ich przechowywania byłoby zastosowanie wymuszonego przepływu powietrza atmosferycznego przez masę składowanych zrębków (aktywne wietrzenie, analogicznie jak przy konserwacji mokrego ziarna zbóż). Jednak część paliwa musi być przechowywana jako rezerwa. Jest ona konieczna między innymi z powodu braku możliwości wykonania zbioru na skutek niesprzyjających warunków klimatycznych (obfity opad śniegu), czy pory roku (zbiór pędów przeprowadzany jest od pierwszej dekady listopada do połowy marca). Jeżeli zebrano z plantacji całe pędy mogą być one składowane w warunkach naturalnych na otwartym, utwardzonym składowisku w przyzmy (stosie) do jesieni następnego roku. W ciągu tego okresu ich wilgotność obniży się do około 25% [4.19]. Świeże drewno wierzbowe charakteryzuje się znaczną wilgotnością, w granicach 53–58% [4.10].



Rys. 4.6 Wartość opałowa drewna wierzbowego w zależności od wilgotności [4.14]

Likwidacja plantacji

Plantacja energetyczna może być użytkowana przez okres nawet 25 lat. Po upływie tego czasu produktywność roślin spada i należy ją zlikwidować. Chemiczna likwidacja polega na zastosowaniu wiośną Roundup, lub innego herbicydu totalnego, zawierającego glifosat co spowoduje ich zniszczenie. Zawsze należy go zastosować na pełne ulistnienie krzewu, ponieważ Glifosat poprzez zielone liście wnika do korzeni i uśmierca przez to całą roślinę [4.19]. Następnie można przystąpić do wyorania karp i usunięcia ich z pola.

Mechaniczna likwidacja karp polega na ich przeoraniu urządzeniem typu pługofrezarka albo frezem leśnym. Obydwa urządzenia pracują podobnie, przy czym pługofrezarka podcina karpę, po czym frez ją rozdrabnia. Frez leśny jednocześnie zagłębiając się podcina korzenie i rozdrabnia karpę. Obydwa urządzenia mają zmienne ustawienie głębokości pracy, jednak nie może ona przekraczać 35 cm. Wydaje się, że jest to dostateczna głębokość do tego, aby pozostałości korzeni po karpie nie wznowiły vegetacji [4.17]. Po takim zabiegu uprawa w późniejszych latach musi ograniczyć się do głębokości, którą zastosowano podczas rozdrabniania. W niższych partiach gleby dalej pozostaną korzenie i mniej kilka lat zanim zostaną one zdegradowane do tego stopnia, że nie będą przeszkadzać w pogłębieniu uprawy gleby [4.19]. Koszt rekultywacji mechanicznej wykonanej tymi urządzeniami kształtuje się na poziomie od 1 500 zł do 2 500 zł (ceny z roku 2007) [4.17].

Plon suchej masy, wartość energetyczna oraz skład chemiczny drewna

Pod względem produkcji suchej masy drewna wierzbowego przy zbiorze roślin w cyklach jedno- i dwuletnim najkorzystniejsze jest zagęszczenie 60 tys. roślin/ha. Natomiast przy zbiorze co trzy lata bardziej uzasadniona jest obsada 40 lub 20 tys. roślin/ha.

Tabela 4.10 Plon suchej masy drewna wierzb krzewiastych (t/ha/rok) [4.19]

Gęstość sadzenia zrzeczów (tys.szt/ha)	Częstotliwość zbioru pędów			Średnio
	co rok	co 2 lata	co 3 lata	
20	12,82	14,50	21,47	16,26
40	14,90	16,05	21,55	17,50
60	16,71	17,65	21,40	18,59
Średnio	14,81	16,07	21,47	17,45

Pojęcie kalorymetrycznej wartości cieplnej oznacza zawartość energii w absolutnie suchej substancji i wyrażana jest MJ/kg s.m.. Biopaliwo otrzymane z plantacji energetycznej wierzb krzewiastych ma kalorymetryczną wartość cieplną zawartą w przedziale od 18,6 do 19,6 MJ/kg s.m., w zależności od cyklu zbioru roślin. Stanowi to około 2/3 wartości kalorycznej średniej jakości węgla kamiennego. Zawartość wody w pędach spada wraz z wydłużaniem cyklu zbioru od 1 do 2 i 3 letniego odpowiednio z 53,15% do 50,14% i 45,98%.

Cechą charakterystyczną drewna wierzbowego jest jego bardzo niska popielność. Zawartość popiołu po spaleniu drewna zmniejsza się wraz z opóźnianiem terminu zbioru pędów z około 1,89% do 1,28 %, odpowiednio w cyklu jednorocznym i trzyletnim. Popiół ten może być wykorzystany jako nawóz mineralny i ponownie wrócić na plantacje energetyczne. W badaniach własnych zawartość celulozy w drewnie pędów jednorocznych wynosiła średnio 45,58%, wzrastała w drewnie pędów dwuletnich (48,02%), oraz istotnie w drewnie pędów trzyletnich (55,94%). Zawartość ligniny wynosiła od 12,58 do 13,79 % w s.m. drewna, a hemiceluloz średnio 13,6% s.m. [4.19].

Energochłonność produkcji wierzb krzewiastych na gruntach ornych

Nakłady energetyczne na uprawę roślin *Salix sp.* w badaniach własnych wynosiły od 12,19 GJ/ha przy zbiorze roślin co roku do 30,10 GJ/ha przy zbiorze co trzy lata. Energochłonność produkcji zrębków wierzbowych w cyklach jednorocznych wynosiła 0,83 GJ/t s.m., wartość ta zmniejszyła się gdy rośliny pozyskiwano co dwa i trzy lata odpowiednio do 0,57 i 0,47 GJ/t s.m. Efektywność energetyczna uprawy wierzby wyrażona stosunkiem wartości energetycznej plonu do poniesionych nakładów wahała się od 22,49 do 41,99 odpowiednio przy zbiorze co roku i co trzy lata. Zbiór wierzb krzewiastych w trzyletnich rotacjach charakteryzuje się najniższą energochłonnością produkcji 1 tony suchej masy zrębków oraz najwyższym wskaźnikiem efektywności energetycznej.

Opłacalność upraw wierzb krzewiastych

Większość kosztów założenia plantacji energetycznej wierzb krzewiastych związana jest z przygotowaniem stanowiska i z sadzeniem zrzeczów w pierwszym roku prowadzenia plantacji. W porównaniu do innych rolniczych roślin uprawnych, zwrot kosztów inwestycji w uprawie wierzb krzewiastych nie jest możliwy po pierwszym roku wegetacji. Koszty te przy

uprawie wierzb krzewiastych na cele energetyczne zaczynają się zwracać po zakończeniu pierwszego cyklu uprawy. Może to nastąpić po dwóch, trzech lub czterech latach od momentu założenia plantacji, w zależności od przyjętego cyklu zbioru. Plon biomasy i jej cena to czynniki, które bardzo mocno wpływają na zysk końcowy i opłacalność uprawy tego gatunku. Koszt założenia 1 hektarowej plantacji energetycznej wierzb krzewiastych, przy obsadzie 40 000 roślin/ha wynosi około 5 118 zł. Zakładając plantację wierzby krzewiastej w pierwszych latach ponosimy znaczne koszty, ale nakłady te są ponoszone raz na 24 lata eksploatacji plantacji. Rozkładając zatem całkowity koszt założenia na 24 letni okres jej użytkowania, otrzymujemy roczne obciążenie w wysokości 213 zł [4.19].

Tabela 4.11 Koszt założenia na gruntach rolniczych plantacji wierzby krzewiastej przy obsadzie 40 tys. roślin/ha*

Lp.	Wyszczególnienie	Rodzaj		Koszty założenia (zł/ha)			
		ciągnika	maszyny towarzyszącej	siła robocza	ciągnik	maszyna lub narzędzie	razem
1.	Oprysk (<i>Roundap</i>)	Ursus C-360-3P	opryskiwacz P 068	3,30	9,91	7,75	20,96
2.	Orka zimowa	Ursus 912	plug U 037	9,90	51,50	14,40	75,80
3.	Bronowanie	Ursus 912	brona U 212/2	3,30	17,17	0,40	20,87
4.	Przygotowanie sadzonek	–	–	198,00	–	–	198,00
5.	Sadzenie	Ursus C-360-3P	sadzarka S 221/1	132,00	99,05	100,68	331,73
6.	Oprysk (<i>Bladex</i>)	Ursus C-360-3P	opryskiwacz P 068	3,30	9,91	7,75	20,96
7.	Pielenie (2x)	Ursus C-360-3P	pielnik P 434/1	6,60	19,81	11,50	37,91
8.	Koszt sadzonek (z zakupu)	–	–	–	–	–	4000,00
9.	Środki ochrony roślin	–	–	–	–	–	–
	Zakup <i>Roundapu</i>	–	–	–	–	–	125,00
	Zakup <i>Bladexu</i>	–	–	–	–	–	140,00
10.	Zbiór roślin po zakończeniu pierwszego okresu wegetacji			–	–	–	–
	Koszenie	Ursus 912	silosokombajn Z 364	6,53	33,99	47,83	88,35
	Transport	Ursus C-360-3P	przyczepa T 041	13,07	39,22	6,75	59,04
11.	Razem			376,00	280,54	197,06	5118,60
	1/24 Σ			15,67	11,69	8,21	213,28

*koszty te mogą być różne dla poszczególnych gospodarstw, ze względu na inną założoną obsadę roślin/ha, jakość gleby, stopień zachwaszczenia stanowiska oraz inne czynniki.

Największy procentowy udział kosztów w produkcji wierzb krzewiastych na gruntach ornych stanowiły maszyny (46%). Koszty poniesione na założenie plantacji wynosiły 18%. Koszty związane z nawożeniem roślin NPK stanowiły 17% kosztów całkowitych. Na dalszej pozycji znajdowały się koszty związane z użyciem ciągników (14%), a praca ludzka stanowiła 5% kosztów całkowitych. W badaniach własnych przyjęto cenę 80 zł za 1 tonę świeżych zrębków wierzbowych. Najniższe koszty produkcji 1 tony zrębków stwierdzono przy zbiorze roślin w cyklu trzyletnim (35,47 zł/tonę). Zysk z produkcji 1 tony zrębków wyniósł w tym wariancie 44,53 zł. Przy corocznym zbiorze koszty produkcji wynosiły 37,46



zł/tonę, a zysk wyniósł 42,54 zł/tonę. W przypadku dwuletniej rotacji koszt produkcji 1 tony zrębków wyniósł 40,27 zł, a zysk 39,73 zł.

Tabela 4.12 Opłacalność produkcji wierzby krzewiastej w trzech cyklach zbioru przy obsadzie 40 tys. roślin na 1 ha

Lp.	Wyszczególnienie	Zbiór w cyklach		
		jednorocznym	dwuletnim	trzyletnim
1.	Koszt produkcji (zł/ha)	1191,9	2556,9	4279,9
2.	Plon biomasy (t/ha)	31,82	63,50	120,66
3.	Koszt produkcji 1 tony (zł)	37,46	40,27	35,47
4.	Cena za 1 tonę zrębków (zł)*	80,00	80,00	80,00
5.	Zysk z 1 tony (zł)	42,54	39,73	44,53
6.	Zysk z 1 ha (zł)	1353,6	2523,1	5372,9
7.	Zysk z 1 ha/rok (zł)	1353,6	1261,5	1790,9

*cenę jednej tony zrębków przyjęto w odniesieniu do ceny 1 tony drewna opałowego

Z punktu widzenia opłacalności produkcji najkorzystniej jest zbierać rośliny wierzby krzewiastej w cyklu trzyletnim. Zysk z ha w przeliczeniu na rok użytkowania wyniósł w badaniach własnych 1 790,9 zł. Gdy rośliny zbierano w cyklu jednorocznym zysk z ha wyniósł średnio 1 353,6 zł. Jednoroczne pędy *Salix sp.* mogą być zbierane silosokombajnem sprzężonym z ciągnikiem. Natomiast do zbioru roślin w cyklach dwu- i trzyletnich wymagany jest np. kombajn Claas Jaguar, który jest maszyną drogą i stąd też nie zawsze dostępną. Zakup kombajnu Claas Jaguar według danych szwedzkich jest opłacalny przy powierzchni plantacji energetycznej około 800 ha [4.19].

Choroby i szkodniki

Najczęściej występującymi chorobami na plantacjach wierzb krzewiastych, są choroby grzybowe ale problem infekcji jest aktualnie minimalny i ogranicza się tylko do niektórych gatunków. Największe szkody mogą wyrządzić patogeny z rodzaju *Melampsora sp.* wywołujące rdzę liściową. Konidia powstają głównie latem i jesienią na spodniej stronie liści, które następnie przybierają barwę żółto-czerwoną i opadają. Ponadto do ważniejszych chorób wikliny należą: bakteryjne więdnienie pędów (*Pseudomonas salicyperda*), parch wierzby (*Venturia salicyperda*), antraknoza (*Glomerella cingulata*). Jedną z form zmniejszania nasilenia ryzyka wystąpienia chorób i szkodników jest sadzenie mieszane na plantacjach kilku różnych klonów wierzb krzewiastych o zbliżonych cechach morfologicznych, odpornych na niesprzyjające warunki środowiska. To może w pewnym stopniu ograniczyć rozwój i rozprzestrzenianie się chorób i szkodników i da wierniejszy plon biomasy w porównaniu do uprawy jednej formy [4.19].

ROBINIA AKACJOWA

Ma udział w zakładaniu plantacji energetycznych o skróconym cyklu. *Robinia pseudacacia* to gatunek północnoamerykański sprowadzony do Europy na początku XVII

wieku i od dawna rozpowszechniony w Polsce. Na Węgrzech funkcjonują plantacje robinii na cele energetyczne. W leśnictwie polskim robinia nie znalazła większego zastosowania, między innymi ze względu na dużą siłę odroślową traktowana była często jako chwast. Duże znaczenie ma natomiast w rekultywacji, ochronie przed erozją i często jest składnikiem różnych rodzajów zadrzewień. Robinia akacyjowa dorasta do wysokości około 25 m. Drzewo to odznacza się wysoką zdolnością wydawania odrośli zarówno z pni, jak i korzeni. Odporna jest na przymrozki wiosenne, dobrze znosi suszę i zasolenie gleby oraz zanieczyszczenia powietrza. W naszych warunkach występuje w różnorodnych warunkach siedliskowych, nieodpowiednie są dla niej jedynie gleby ciężkie, podmokłe. Najlepiej jednak rośnie w warunkach zabezpieczających jej stosunkowo skromne wymagania wodne, mniej istotna jest zasobność gleby w podstawowe składniki pokarmowe [4.8]. Biorąc pod uwagę znaczną tolerancję robinii akacyjowej w stosunku do zasobności gleby w składniki pokarmowe, a także możliwości częściowego zaopatrywania się w azot z powietrza, można spodziewać się zadowalających plonów na gruntach nie ulegających przesuszeniu. Jednak do czasu uzyskania wiarygodnych wyników badań produktywności i wierności plonowania w skróconym cyklu, gatunku tego nie można polecać do zakładania plantacji na skalę przemysłową. Na Węgrzech plantacje robiniove okazały się bardzo trwałymi zbiorowiskami i nawet po zniszczeniu ich siły odroślowej (metodami chemicznymi) odnawiają się z przelegujących nasion uniemożliwiając wprowadzenie gatunków leśnych.

Aktualnie robinie akacyjową można polecać do wprowadzania na stosunkowo niewielkie działki gruntów nieprzydatnych rolnictwu, na nieużytki, grunty zdegradowane i zdewastowane np. przez erozję, do zakładania zadrzewień celem produkcji drewna opałowego kawałkowego na lokalne potrzeby grzewcze (indywidualnych gospodarstw, małych ciepłowni). Jest to drewno nie ustępujące pod względem wartości opałowej drewnu dębowemu i grabowemu, gatunkom poszukiwanym do indywidualnych systemów grzewczych szczególnie „typu kominkowego”. Produkcja drewna kawałkowego odbywa się w dłuższych cyklach niż w przypadku zrębkowego. Zależnie od siedliska cykl produkcyjny powinien wynosić 15–20 lat. W tak „długich” cyklach produkcyjnych konieczne jest wykonywanie cięć rozluźniających – wycinanie części drzew w zagęszczających się uprawach w celu zapewnienia właściwej przestrzeni życiowej pozostałym. W takim systemie produkcji są zbędne specjalistyczne maszyny jak kombajny do ścinki odrośli oraz rębarki i pojazdy do przewozu zrębków [4.17].

BRZOZA

W przypadku produkcji drewna kawałkowego, oprócz robinii, która może być prowadzona jako odroślowa, na stosunkowo słabych gruntach porolnych możliwa jest hodowla innych gatunków szybko rosnących, np. brzozy brodawkowatej (*Betula pendula*). Jest to gatunek charakteryzujący się intensywnym przyrostem masy w młodości, przydatny do użytkowania w skróconym cyklu. Brzoza nie może być jednak prowadzona w systemie



odroślowym (po wycięciu konieczne jest odnawianie z sadzenia), a drewno jej ma mniejszą wartość opałową niż drewno robinii.

RÓŻA WIELOKWIATOWA

Róża wielokwiatowa (*Rosa multiflora*) zwana również różą bezkolcową – to pospolity gatunek krzewu z rodziny różowatych występujący na obszarach umiarkowanych i ciepłych półkuli północnej. Pochodzi ze wschodniej Azji, rośnie głównie w Chinach, Korei i Japonii. Występuje także w Europie. Gatunek ten występuje w Polsce w stanie dzikim i jest odporny na niskie temperatury. Dużym atutem róży wielokwiatowej jest to, że tworząc głęboki system korzeniowy, roślina ta jest wytrzymała na suszę. Stąd nadaje się do nasadzeń na glebach słabych i bardzo słabych zaliczonych do V i VI klasy. Możliwa jest również uprawa tej rośliny na glebach dobrych, gdzie można osiągnąć większe przyrosty biomasy. Jako roślina służąca do produkcji biomasy na cele energetyczne róża wielokwiatowa jest sadzona na plantacjach w rozstawach 1 x 1 m, zaś na glebach słabszych w rozstawie 0,5 x 1 m. Plon biomasy tej rośliny może wynosić 10–15 t/ha. Róża odmiana Jatar może być uprawiana na plantacjach energetycznych – samodzielnie lub razem z innymi roślinami energetycznymi – tworząc tzw. pola i pasy fitosanitarne, wpływające na poprawę zdrowotności plantacji i stwarzając podstawy do stabilności plonowania. Zaletą tej rośliny jest zbiór biomasy co roku, poczynając od roku założenia plantacji. Dobrze rozwinięty system korzeniowy róży bezkolcowej przenika w głąb profilu glebowego zwiększając podsiąkalność. Powoduje wzrost retencji gruntowej sąsiadujących gleb. Wpływa pozytywnie na produktywność upraw przyległych, szczególnie w latach posusznych. Osłabia zjawisko erozji wodnej i wietrznej. *Rosa multiflora* kształtuje korzystny mikroklimat strefy przygruntowej i górnych poziomów profilu glebowego. Zbiór roślin wykonuje się zwykle pod koniec października i kosi się ją na wysokości 15–25 cm nad ziemią. Następnie pędy są cięte na zrabki, dzięki czemu materiał szybciej wysycha. Produkt ten może być brykietowany, spalany czy też zgazowany do metanolu [4.8].

4.2.5.2.3 Rośliny wieloletnie (jednoliścienne, trawy)

MISKANT OLBRZYMI

Miskant olbrzymi (*Miscanthus giganteus*) = Miskant cukrowy (*Miscanthus sacchariflorus*) x Miskant chiński (*Miscanthus sinensis*), inaczej trzcinnik olbrzymi lub niepoprawnie trawa słoniowa (niepoprawność wynika z faktu, że trawa słoniowa to rosplenica perłowa *Pennisetum glaucum*, której ze względu na barierę klimatyczną nie uprawia się w Polsce). Miskant olbrzymi to okazała trawa kępowa, wytwarzająca mocny, sięgający do 2,5 m w głąb ziemi system korzeniowy. Posiada grube, sztywne, wypełnione gąbczastym rdzeniem źdźbła o długości 200–350 cm [4.17]. Pochodzi pierwotnie z Azji Południowo-Wschodniej, w Europie uprawiana jest od ok. 50 lat, początkowo jako roślina ozdobna, a od kilkunastu lat na plantacjach energetycznych, należy do roślin typu C4 fotosyntezy (jak kukurydza). Charakteryzuje się szybkim wzrostem (szczególnie w upalne lata), wysokim plonem biomasy

z jednostki powierzchni oraz odpornością na niskie temperatury, chociaż krytycznym momentem w uprawie w warunkach polskich jest wrażliwość sadzonek na niskie temperatury po I roku uprawy. Dotyczy to przede wszystkim sadzonek wytwarzanych metodą *in vitro*. Przed nadejściem zimy młode plantacje wymagają zabezpieczenia (np. ściółkowania słomą). Pełnię rozwoju osiągają w 3 sezonie wegetacyjnym, dlatego szczególną uwagę należy zwrócić na staranne przygotowanie gleby przed wysadzeniem roślin. Miskant olbrzymi nie wytwarza nasion, co uniemożliwia jego generatywne rozmnażanie. Aktualnie stosowane są dwie metody rozmnażania: przez kłącza (tzw. rizomy) lub laboratoryjnie (metoda *in vitro*) [4.10]. Do celów energetycznych mogą być również uprawiane *Miscanthus sacchariflorus* i *Miscanthus sinensis*.

Trawa ta nie ma zbyt dużych wymagań glebowych, gdyż najwyższe plony osiągane są na glebach III–IV klasy bonitacyjnej, o odczynie pH od 5.5 do 7.5, z niskim poziomem wód gruntowych. W lata posuszne, o znacznych niedoborach opadów atmosferycznych, plantacje miskantusa nie wydają dużych plonów masy nadziemnej ze względu na małe jej przyrosty. Miskant olbrzymi najlepiej plonuje przy zagęszczeniu roślin 1–3/m², ponieważ wymaga dobrego nasłonecznienia. Ze względu na trwałość plantacji (15–20 lat), jak i wysokie plony biomasy i niskie koszty produkcji, miskant olbrzymi jest bardzo cennym gatunkiem jako alternatywne źródło energii w Niemczech, Danii, Austrii i Francji. Szczególnie starannego przygotowania wymagają użytki zielone (łąki, pastwiska) oraz grunty nieużytkowane rolniczo (odłogi), zachwaszczone trudnymi do wytopienia roślinami wieloletnimi, takimi jak: bylica (*Artemisia vulgaris*), ostrożeń (*Cirsium arvense*), perz (*Agropyron repens*), powój (*Convolvulus arvensis*). Na przygotowanie stanowiska warto wówczas przeznaczyć co najmniej cały sezon wegetacyjny poprzedzający założenie plantacji. W razie niskiego pH gleby (poniżej 5,5) przed orką należy zastosować wapnowanie. Przed sadzeniem miskanta olbrzymiego, na wiosnę następnego roku, pole starannie należy wyorać, stosując bronę lub glebogryzarkę. Na polach użytkowanych rolniczo powyższe zabiegi nie są konieczne i ograniczają się do standardowej uprawy jesienno-wiosennej, tak jak pod inne rośliny rolnicze: zboża, oleiste lub okopowe [4.10].

Agrotechnika

Miskant może być uprawiany również w naszej strefie klimatycznej, jednak dla prawidłowego wzrostu i rozwoju średnie roczne temperatury powietrza powinny wynosić około 8°C, natomiast opady 600–700 mm średnio-rocznie. Młode rośliny są bardzo wrażliwe na spadki temperatur, dlatego nie zaleca się jesienno-zakładania plantacji. W związku z tym najlepszym terminem jest wiosna, a szczególnie druga połowa maja, kiedy to możliwość wystąpienia przymrozków jest już znikoma.

W roku założenia plantacji rośliny miskanta olbrzymiego uzyskują wysokość około 2 m i dają plon 2–3 t suchej masy z 1 ha. W drugim roku uprawy miskant olbrzymi osiąga często wysokość przekraczającą 3 metry i plonuje na poziomie 8–15 ton suchej masy z 1 ha. Od trzeciego roku wegetacji plony stabilizują się na poziomie ok. 20 t/ha (przy wilgotności

Etap nr 12:

**Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**



ok. 20%). Przyjmując, że przy cenie ok. 120 zł/t słomy roczny dochód ze sprzedaży biomasy miskańta olbrzymiego wynosi 2.400 zł/ha (w kalkulacji nie uwzględniono dopłaty bezpośredniej i dopłaty do uprawy energetycznej). Wartość opałowia takiego paliwa wynosi od 14 do 17 MJ/kg [4.10].

Dość poważny problem w czasie zbioru mechanicznego stanowi niebezpieczeństwo uszkodzenia podziemnych kłączy. Przy wyższej wilgotności gleby koła maszyn pracujących podczas zbioru mogą spowodować spadek plonów w roku następnym. Aby temu zapobiec zbiory należy przeprowadzać, kiedy gleba jest zamrznięta. Zbiór miskańta przeprowadzany jest od listopada do lutego, za pomocą różnych maszyn. Mogą być tu wykorzystane następujące zestawy: kombajn do kukurydzy z sieczkarnią, kosiarka połączona z sieczkarnią, kosiarka połączona z prasą, sieczkarnia z prasą.

W sytuacji, kiedy zbierany materiał roślinny ma wilgotność powyżej 25%, do zbioru wykorzystuje się tradycyjny silosokombajn rozdrabniający rośliny. Wykorzystanie kombajnu do zbioru kukurydzy na kiszonkę i ścinanie miskańta z jednoczesnym rozdrabnianiem uzyskanej biomasy na sieczkę lub zastosowanie sieczkarni polowej pozwala na uzyskanie biomasy w postaci sieczki charakteryzującej się małą gęstością 80–100 kg/m³ suchej masy i jest łatwa do zadawania, gdyż instalacja do spalania nie musi być wyposażona w rozdrabniacz, co znacząco redukuje koszty pozyskiwania energii. Podstawową wadą tego rozwiązania jest duża objętość uzyskanej sieczki, a co się z tym wiąże potrzeba zagwarantowania dużych powierzchni do jej składowania. Ponadto ten system zbioru jest bardziej kosztochłonny, ponieważ utrudnione jest przechowywanie dużej ilości rozdrobnionych roślin, a także wzrastają koszty transportu, dosuszania oraz innych prac.

Prasując słomę miskańta oszczędza się miejsce na jego magazynowanie, gdyż operuje się okrągłymi lub sześciennymi belami, które łatwo da się transportować i układać. Proces zbioru obejmuje podstawowe operacje: prasowanie, zbiór kostek lub bel z pola i stertowanie w magazynach lokalnych. Zbiór z pola bel miskańta realizowany jest najczęściej przy pomocy ładowaczy czołowych współpracujących z platformami. Zesztablowane bele ładowane są na podjeżdżającą przyczepę lub samochód z platformą.

Zbiór przyczepami zbierającymi jest metodą wydajną, pozwalającą na szybkie oczyszczenie pola przy stosunkowo niskim zapotrzebowaniu mocy. Są to przyczepy o pojemności od 20–50 m³, wyposażone w zespół podbierający pokos i nagarniający materiał do skrzyni ładunkowej. Jednorazowo przyczepa zbiera 800–2000 kg. Przyczepy zbierające stosowane są głównie do mechanicznego zbioru siana, zielonek i rzadziej słomy. Zbiór bel miskańta może być prowadzony również przy pomocy objętościowych przyczep zbierających. Maszyny te współpracują z ciągnikami odpowiedniej mocy. Zdecydowanie wydajniejszą formą zbioru bel zapewniają przyczepy samozaładowcze (np. Arcusin). Przyczepa taka w miejscu składowania automatycznie je rozładowuje układając w stertę. Przyczepy te, współpracujące z ciągnikami o mocy około 120 KM, zbierają z pola bale słomy i ustawiają je w stóg na wysokość do 5–6 m [4.17].

SPARTINA PRERIOWA

Spartina preriowa (*Spartina pectinata*) pochodzi z Ameryki Północnej. Charakteryzuje się bardzo szerokim zasięgiem występowania [4.8]. Podobnie jak inne gatunki typu C4, jest okazałą rośliną wyrastającą do wysokości ok. 2 m, tworzącą obszerne, luźne kępy gęsto pokryte długimi do 80–90 cm, szerokimi do 1,5 cm liśćmi. Spartina preriowa brana jest pod uwagę jako potencjalna roślina energetyczna (biopaliwo) do uprawy w Europie. Podkreśla się też znaczenie przeciwoerozyjne spartiny. Wykorzystywana jest również do umacniania piaszczystych watów, grobli i tam. Mocne, ostro zakończone korzenie pozwalają przerastać podłoże niezależnie od jego zwięzłości.

W środowisku naturalnym rośnie zarówno w miejscach o dużym uwilgotnieniu, jak i na terenach posusznych. Zarówno w pierwszym, jak i drugim roku uprawy wymaga gleb dobrze uprawionych i odchwaszczonych. Ze względu na to, że jest to trawa luźnokępkowa, zwarty łan tworzy dopiero w trzecim roku. Gatunek ten znosi nawet silne zakwaszenie gleby. W warunkach Polski rozmnaża się wegetatywnie. Wytwarza dojrzałe nasiona, ale o niskiej zdolności kiełkowania [4.8]. Trawę tę najczęściej wysadza się w rozstawie rzędów 180–300 cm i 50–75 cm w rzędzie. Od drugiego sezonu wegetacyjnego korzystne jest zasilanie roślin nawozami mineralnymi, w dawce 60–110 kg N/ha (P i K – po analizie składu chemicznego próbek glebowych) [4.11].

Zbiór najlepiej przeprowadzać nie wcześniej jak w lutym lub marcu (ze względu na późne zasychanie roślin). Wcześniejszy zbiór wymaga dosuszenia biomasy. Zbiór można przeprowadzać za pomocą kosiarki rotacyjnej i prasy zwijającej. Z powierzchni 1 ha można uzyskać od 17 do 29 ton suchej masy. Spartina jest odporna na niesprzyjające warunki siedliskowe i nadaje się do rekultywacji gleb zdewastowanych przez przemysł chemiczny [4.8]. W Polsce spartina preriowa dotychczas nie znalazła szerszego zastosowania. Najczęściej wykorzystywano ją jako roślinę ozdobną, zwłaszcza odmianę „Aureomarginata”, o żółto obrzeżonych blaszkach liściowych. Większość z opisanych traw jest u nas mało znana, chociaż od lat znajdują się w kolekcjach i doświadczeniach w polskich jednostkach naukowo-badawczych. Zaletą tych roślin jest ich „długowieczność”, która pozwala na użytkowanie plantacji przez kilkanaście lat. Uprawa roślin energetycznych powinna obejmować jak najwięcej gatunków (nie tylko wierzba), dostosowanych do zróżnicowanych warunków glebowo-klimatycznych. Różnorodność biologiczna jest również najlepszą metodą ograniczania niebezpieczeństwa rozprzestrzeniania się chorób i szkodników [4.11].

PROSO RÓZGOWATE

Proso różgowate (*Panicum virgatum*) występuje na znacznych obszarach kontynentu północnoamerykańskiego, w zbiorowiskach roślinności trawiastej prerii, widnych lasów oraz słonych bagien i moczarów (marsze). Wytwarza okazałe, zielone lub szarozielone kępy, osiagające najczęściej 1–2 (rzadziej 3) metry wysokości. Amerykańskie odmiany populacyjne tego wieloletniego gatunku prosa dostarczają wartościowej paszy dla przeżuwaczy, zwłaszcza



w okresie letnich upałów, kiedy większość traw pastewnych przechodzi okres spoczynku. Mogą być uprawiane na glebach lekkich lub średnio zwięzłych, umiarkowanie zasolonych lub zasadowych. Ze względu na dużą trwałość polecane są do zadarniania terenów zdegradowanych, w charakterze roślinności przeciwerozryjnej (rośliny tworzą krótkie, łuskowate rozłogi), a także do upiększania poboczy autostrad. Departament Energii Stanów Zjednoczonych w latach 90. ubiegłego wieku objął *Panicum virgatum* programem badawczym nad roślinami do celów energetycznych, dla centralnych i północno-wschodnich rejonów USA. Plantację energetyczną proso różgowatego powinno się zakładać późną wiosną (druga połowa maja, czerwiec). Na terenach wilgotnych proso różgowate zaleca się uprawiać w rozstawie rzędów od 60 do 90 cm, a na terenach suchych – od 90 do 120 cm. Ilość nasion związana jest z rozstawem i tak, dla 60 cm wynosi ona 1,9 kg/ha. Dla rozstawy 90 cm ilość tę należy pomniejszyć do 3/4, a dla 120 cm – o połowę. W roku wysiewu nie jest konieczne nawożenie plantacji. Od drugiego sezonu późną wiosną korzystne jest stosowanie nawożenia azotowego w dawce 70–130 kg/ha. Dawka P i K powinna być ustalona na podstawie analizy składu chemicznego próbek glebowych. Podobnie jak pozostałe trawy typu C4 fotosyntezy proso różgowate pełnię rozwoju osiąga w trzecim roku uprawy stąd też wymaga starannego przygotowania pola, zwłaszcza usunięcia innych traw [4.11].

PALCZATKA GERARDA

Palczatka Gerarda (*Andropogon gerardi*) należy także do traw wieloletnich. Ojczyznę tego gatunku są prerie Ameryki Północnej. Jako gatunek ciepłolubny wegetację rozpoczyna dopiero w maju, dając największe przyrosty biomasy w VI–VIII, kiedy większość traw związanych z sezonem chłodnym (w tym większość polskich) przechodzi okres spoczynku. Kwitnie od sierpnia do października, nasiona zawiązuje w październiku. W swej ojczyźnie uważana jest za wartościową roślinę pastewną, zwłaszcza w żywieniu przeżuwaczy (odmiany w USA). Stosowana jest również jako roślina osłonowa i dekoracyjna na poboczach autostrad, jako roślina przeciwerozryjna oraz w rekultywacji terenów przemysłowych, m.in. zwałowisk po kopalnictwie węgla kamiennego i hałd po wydobywaniu rud żelaza. Może być uprawiana na glebach umiarkowanie wilgotnych, o pH 5–8. Dobrze znosi zasolenie i suszę. Zbiór – po zakończeniu wegetacji po pierwszych przymrozkach [4.11]. W zależności od żyzności gleby plon wynosi od 6 do 24 ton s.m. z hektara [4.8].

MOZGA TRZCINOWATA

Mozga trzcinowata (*Phalaris arundinacea*) – wieloletnia trawa należąca do rodziny Poaceae o dużym potencjale wzrostu. Występuje na całym niżu Polski, zwłaszcza w zbiorowiskach nadwodnych. Roślina o wysokości 1–3 m, z długimi rozłogami, z których wykształca pędy wegetatywne i kwiatowe, silnie ukorzeniająca się. Występuje przeważnie na żyznych łęgach rozlewiskowych, rzadziej na łęgach właściwych. Znosi długotrwałe zalewy powierzchniowe wodami przepływowymi. W Polsce jedyna odmiana (Motycka) o wyższych właściwościach przydatnych do uprawy na użytkach rolniczych, aniżeli naturalny ekotyp tego gatunku. Doskonale reaguje na zwiększone nawożenie azotowe. W uprawie istnieje

Etap nr 12:

**Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**

możliwość zmechanizowania technologii produkcji zestawami typowych maszyn rolniczych przy względnie długim okresie użytkowania sięgającym do około 15 lat. Plonowanie 10–15 t s.m./ha.

KUPKÓWKA POSPOLITA

Kupkówka pospolita jest trawą wieloletnią, szybko rosnącą, niewymagającą nakładów na uprawy gleby, ochronę przed szkodnikami, chorobami, dobrze mulczującą glebę. W wielu badaniach własnych i innych – plony suchej masy zebranej w trzech pokosach i zastosowaniu 200 kg/ha azotu mineralnego, wyniosły średnio 12 t/ha. Przy czym doświadczenia te prowadzono na glebie IV–b klasy bonitacyjnej bez deszczowania.

Odpowiednią rośliną wprowadzającą w dwuletni cykl produkcyjny kupkówki może być żyto ozime. Łączne plony biomasy żyta i kupkówki wynosiły 12 t/ha s.m. przy nawożeniu azotem w ilości 200 kg/ha. Cały trzyletni okres intensywnej produkcji biomasy z żyta i kupkówki, oprócz nawożenia azotowego i użytkowania, nie wymaga nakładów pielęgnacyjnych i uprawowych [4.12].

Tabela 4.13 Porównanie wartości opałowej niektórych nośników energii [4.8]

Wyszczególnienie	Wartość opałowa, MJ/kg s.m.
Węgiel kamienny – Pit-coal	18,8–29,3
Wierzba krzewiasta – <i>Salix</i> sp.	18,6–19,9
Miskant olbrzymi – <i>Miscantus giganteus</i>	19,2
Spartina preriowa – <i>Spartina pectinata</i>	16,8
Sida pensylwańska – <i>Sida hermafrodita</i>	14,5
Słoma zbożowa – Cereal straw	14–15

4.2.5.2.4 Badania przeprowadzone na ww gatunkach

Badaniom poddano świeżą biomasę wybranych gatunków wieloletnich roślin energetycznych w dwóch terminach jej pozyskania. Określono w pozyskanej biomasie: wilgotność, zawartość popiołu, ciepło spalania, wartość opałową i skład elementarny (węgiel, wodór, siarkę) [4.12]. Świeżą biomasę wieloletnich roślin energetycznych pozyskano ze ściśłych doświadczeń polowych prowadzonych w Stacji Dydaktyczno-Doświadczalnej Uniwersytetu Warmińsko-Mazurskiego w Olsztynie.

Czynnikami pierwszym doświadczenia były

— gatunki dające biomasę w postaci drewna:

- wierzba energetyczna odmiany Sprint i Wodtur (pędy jednoroczne)
- róża wielokwiatowa;

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie



— gatunki dające biomasę półdrewniałą:

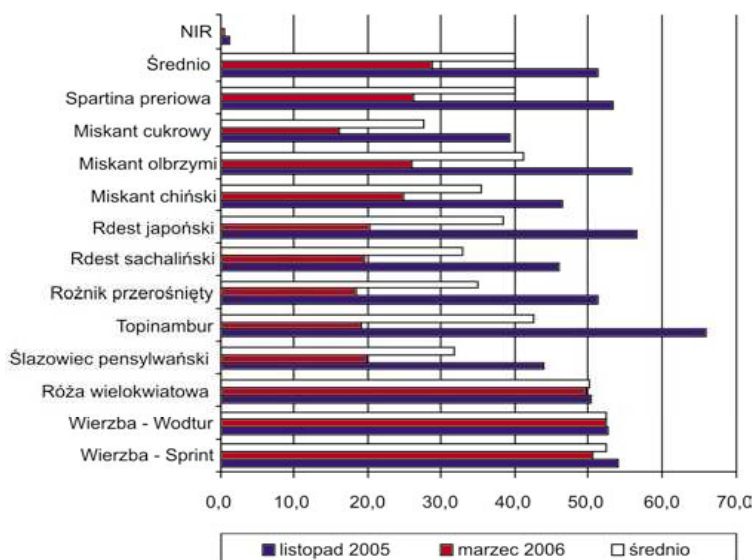
- ślazier pensylwański,
- topinambur,
- różnik przerośnięty,
- rdest sachaliński,
- rdest japoński;

— gatunki dające biomasę słomistą:

- miskant chiński,
- miskant olbrzymi,
- miskant cukrowy,
- spartina preriowa.

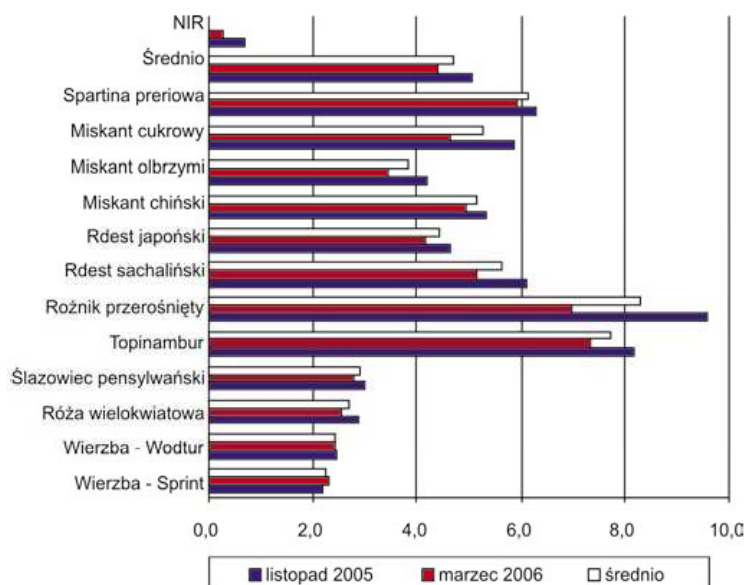
Drugim czynnikiem w przeprowadzonych badaniach był termin zbioru roślin: listopad 2005 r. oraz marzec 2006 r. W laboratorium określono wilgotność paliw metodą suszarkowo-wagową. Rozdrobnioną biomasę suszono do uzyskania stałej wagi w temperaturze 105°C. Zawartość popiołu oznaczono metodą wagową, w tym celu biomasę wyprażano w piecu muflowym w temperaturze 550°C. Ciepło spalania wraz z wyznaczeniem wartości opałowej (wg PN-81/G-04513) przeprowadzono w kalorymetrze IKA C2000 wykorzystując metodę izoperioboliczną. Zawartość węgla, wodoru i siarki oznaczono w automatycznym analizatorze ELTRA CHS 500. Wyniki badań opracowano statystycznie przy użyciu programu komputerowego Statistica PL. Dla badanych cech obliczono średnie arytmetyczne oraz wyznaczono wartości NIR przy poziomie istotności $p=0,05$ za pomocą testu istotności Duncana.

Najwyższą wilgotnością charakteryzowało się drewno wierzby energetycznej, natomiast najniższą wilgotność oznaczono w biomasie miskanta cukrowego. Biomasa gatunków półdrewniałych oraz słomistych pozyskiwana w listopadzie charakteryzowała się zdecydowanie wyższą wilgotnością niż w marcu. W listopadzie wartość tej cechy zawierała się w przedziale od 39,4% u miskanta cukrowego do 66,0% u topinamburu. Natomiast w marcu wilgotność biomasy wynosiła odpowiednio 16,0% u miskanta cukrowego i 26,2% u spartiny preriowej. Wilgotność biomasy wierzby oraz róży wielokwiatowej była praktycznie na tym samym poziomie niezależnie od terminu zbioru i zawierała się w przedziale od 54,1% do 49,8%.



Rys. 4.7 Wilgotność biomasy wieloletnich gatunków roślin energetycznych w zależności od terminu zbioru, %

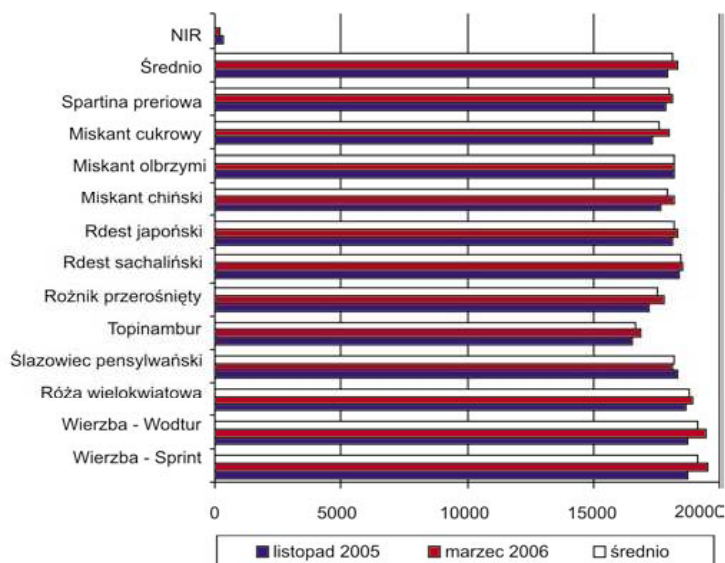
Zawartość popiołu w badanych biopaliwach wynosiła średnio 4,72% [Rys. 4.8]. Istotnie najniższa była ona w drewnie wierzby krzewiastej odmiany Sprint, średnio (2,23%). Najwyższą wartość tej cechy stwierdzono w biomase rożnika przerośniętego, gdzie przy zbiorze w listopadzie było to 9,57%, a w marcu 7,0% popiołu. Opóźnianie terminu zbioru od listopada do marca wpłynęło na obniżenie zawartości popiołu w biomase.



Rys. 4.8 Zawartość popiołu w biomase wieloletnich gatunków roślin energetycznych w zależności od terminu zbioru, % s.m.

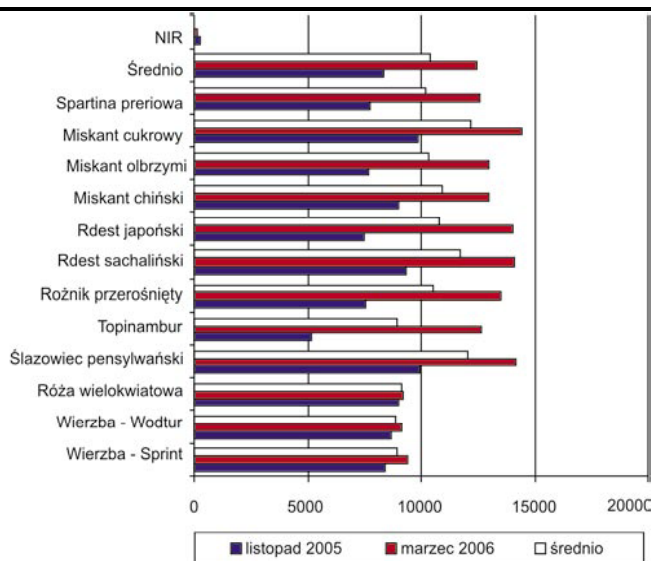
Ciepło spalania w przypadku drewna obu odmian wierzby wynosiło średnio ponad 19 100 kJ/kg [Rys. 4.9]. U pozostałych badanych gatunków zawierało się ono w przedziale

średnio od 16 702 kJ/kg u topinamburu do 18 770 kJ/kg u róży. Biomasa pozyskiwana w marcu charakteryzowała się wyższymi wartościami ciepła spalania niż w listopadzie.



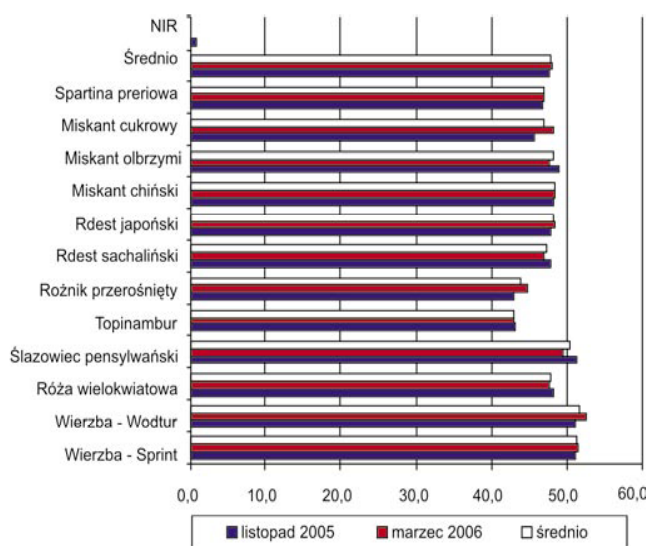
Rys. 4.9 Ciepło spalania biomasy wieloletnich gatunków roślin energetycznych w zależności od terminu zbioru, kJ/kg

Wartość opałowa poszczególnych paliw uwzględniająca wilgotność biomasy oraz zawartość w niej popiołu została przedstawiona na [Rys. 4.10]. Najniższe średnie wartości tej cechy w przedziale od 8879 do 9128 kJ/kg odnotowano u wierzby, róży oraz topinamburu. Natomiast najwyższe wartości opałowe, średnio około 12 000 kJ/kg oznaczono w biomase ślázowca oraz miskanta cukrowego. Wartość opałowa biomasy pozyskiwanej w listopadzie wynosiła średnio 8326 kJ/kg. Zawierała się ona w przedziale od 5166 kJ/kg w przypadku topinamburu do 9952 kJ/kg u ślázowca. Średnia wartość opałowa biomasy pozyskiwanej w marcu wynosiła 12 426 kJ/kg i zawierała się w przedziale od 9077 kJ/kg u wierzby odmiany Wodtur do 14 423 kJ/kg u miskanta cukrowego.



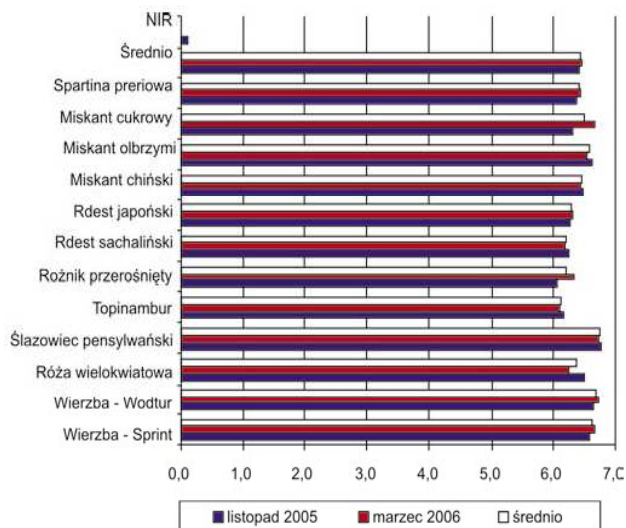
Rys. 4.10 Wartość opałowa biomasy wieloletnich gatunków roślin energetycznych w zależności od terminu zbioru, kJ/kg

Zawartość węgla w badanych paliwach wynosiła średnio 47,91% [Rys. 4.11]. Najwyższą jego zawartość oznaczono w drewnie wierzby odmiany Wodtur, średnio 51,83%, natomiast najniższą w biomasie topinamburu 43,08%. Nie stwierdzono istotnego wpływu terminu zbioru roślin na zawartość węgla w biomasie badanych gatunków.



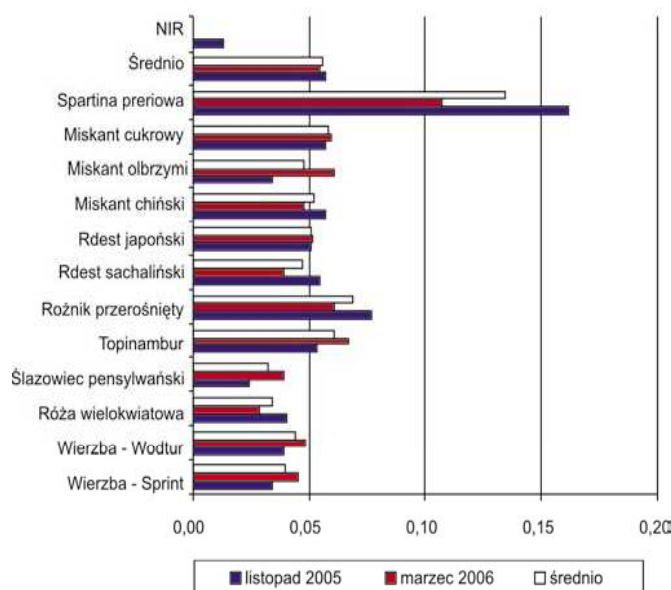
Rys. 4.11. Zawartość węgla w biomasie wieloletnich gatunków roślin energetycznych w zależności od terminu zbioru, %

Zawartość wodoru w badanych paliwach pozyskiwanych w listopadzie zawierała się w przedziale od 6,05% w biomasie rożnika przerośniętego do 6,77% u ślaziowca pensylwańskiego. Natomiast w biomasie pozyskiwanej w marcu wartość tej cechy wynosiła od 6,10% u topinamburu do 6,73% u wierzby odmiany Wodtur.



Rys. 4.12 Zawartość wodoru w biomase wieloletnich gatunków roślin energetycznych w zależności od terminu zbioru, %

Najwyższą zawartość siarki zarówno przy pozyskiwaniu biomasy w listopadzie oraz marcu oznaczono u spartiny preriowej, odpowiednio 0,162% i 0,107% [Rys. 4.13]. U pozostałych gatunków wartość tej cechy zawierała się w przedziale średnio od 0,032% u ślazierca pensylwańskiego do 0,069% u różnika przerośniętego.



Rys. 4.13 Zawartość siarki w biomase wieloletnich gatunków roślin energetycznych w zależności od terminu zbioru, %

Z przeprowadzonych badań wynika, że jakość świeżej biomasy z wieloletnich roślin energetycznych jako biopaliwa w znacznym stopniu zależy od gatunku, z którego jest ona pozyskiwana. Ponadto istotną rolę odgrywa również termin pozyskiwania biomasy oraz

warunki pogodowe w okresie jej zbioru. Rośliny dające biomasę w postaci słomistej oraz półdrewniałej, w miarę opóźniania terminu zbioru charakteryzują się korzystniejszymi parametrami energetycznymi. Przy korzystnych warunkach atmosferycznych następuje obniżenie wilgotności biomasy oraz wzrost wartości opałowej. Jednakże w warunkach pogorszenia pogody w okresie zbioru następuje wzrost wilgotności biomasy i spadek jej wartości opałowej. Wydaje się, że w przypadku zakładania wielkoobszarowych plantacji tych gatunków należy uwzględnić różne warunki atmosferyczne, które będą decydowały o wilgotności i wartości opałowej zebranej biomasy.

Rośliny dające biomasę lignocelulozową w postaci drewna bezpośrednio po zakończeniu okresu wegetacji mają wilgotność biomasy zbliżoną do biomasy roślin słomistych i półdrewniałych. Nie obserwuje się natomiast u tych gatunków spadku wilgotności w miarę opóźniania terminu zbioru. Dlatego wilgotność drewna zebranego bezpośrednio z pola w obu terminach jest wysoka i waha się w granicach 50%. Świeża biomasa pozyskiwana bezpośrednio z pola z energetycznego punktu widzenia jest z reguły paliwem wilgotnym i trudnym do zagospodarowania. Każdy rodzaj biomasy może zostać poddany zabiegom jej uszlachetniania – sezonowanie, brykietowanie, peletyzacja czy karbonizacja. W wyniku tych procesów można uzyskać paliwa o wyrównanej wilgotności i stabilnych parametrach energetycznych. Wybór gatunku rośliny do uprawy na cele energetyczne, technologii pozyskania biomasy oraz ewentualnego jej uszlachetniania będzie zależał od zapotrzebowania rynku.

Do najważniejszych parametrów przy analizie różnych gatunków do produkcji bioenergetycznej masy zalicza się:

— *efektywność energetyczna;*

Wskaźnik efektywności energetycznej to stosunek wartości energetycznej uzyskanego plonu do wielkości nakładów energetycznych poniesionych na uzyskanie plonu. W nakładach energetycznych uwzględniono cztery źródła energii: paliwo, surowce i materiały (nasiona, sadzeniaki, nawozy, chemiczne środki ochrony i pielęgnacji), środki inwestycyjne – zużycie maszyn i narzędzi rolniczych w trakcie eksploatacji, oraz pracę ludzką. W zależności od wybranych technologii uprawy efektywność energetyczna zmienia się w szerokim zakresie. Dla gatunków o krótkim okresie rotacji wskaźnik ten nie przekracza 4,98, natomiast dla wierzby krzewiastej jako gatunku o długim okresie rotacji wynosi powyżej 22, a przy trzyletnim cyklu zbioru nawet 42.

Tabela 4.14 Efektywność energetyczna uprawy niektórych tradycyjnych gatunków

Nazwa	Ee
Ziemniak	2,4 - 3,3
Rzepak	3,53
Pszenica ozima	3,56 - 4,98
Wierzba krzewiasta	22,1 - 42

Etap nr 12:

**Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**



— efektywność ekonomiczna;

Pod efektywnością ekonomiczną rozumie się stosunek uzyskanego efektu ekonomicznego do poniesionych kosztów. Jest to bardziej zmienny wskaźnik, wrażliwy na bieżącą koniunkturę rynkową. W strukturze ekonomicznej największym udziałem charakteryzują się koszty materiałów i surowców oraz koszty eksploatacji maszyn i narzędzi. Nadal największym udziałem charakteryzują się koszty materiałów oraz inwestycje. Bez względu na coraz droższą robociznę, wskaźnik ten nie ma istotnego wpływu na poniesione koszty przy uprawie tradycyjnych gatunków na cele energetyczne.

Tabela 4.15 Efektywność ekonomiczna uprawy niektórych tradycyjnych gatunków

Nazwa	Eek
Ziemniak	1,1 – 1,6
Rzepak	1,50
Pszenica ozima	1,21
Wierzba krzewiasta	1,1 – 1,2

Efekt ekonomiczny ma najistotniejsze znaczenie przy podejmowaniu decyzji o założeniu plantacji roślin proenergetycznych. Z przedstawionych danych wynika, że tradycyjne gatunki nadal są bardziej opłacalne na cele energetyczne niż np. wierzba krzewiasta, co niweluje jej ogromną przewagę w efektywności energetycznej.

— przydatność istniejącej infrastruktury i technologii;

— wpływ na otaczające ekosystemy;

— parasol prawny.

Określono ilości popiołu surowego, otrzymanego po spaleniu biomasy wybranych roślin energetycznych oraz zbadanie składu chemicznego popiołu właściwego (wydzielonego z popiołu surowego) w aspekcie jego rolniczego wykorzystania.

Materiał badawczy stanowiły rośliny energetyczne: miskant chiński (*Miscanthus sinensis*) – 25 próbek, śladowiec pensylwański (*Sida hermaphrodita*) – 19 próbek i wierzba krzewiasta (*Salix* sp.) – 23 próbki. Rośliny te uprawiano na nawożonych obiektach doświadczalnych od 1 do 12 lat; nawożenie azotowe było zróżnicowane w dawkach od 50 do 200 kg/ha. Próbki biomasy analizowanych roślin spalono w parownicach porcelitowych, w temperaturze około 600°C i po zakończeniu tego procesu określono wagowo ilość popiołu surowego. Popiół właściwy (czysty) otrzymano z popiołu surowego po oddzieleniu krzemionki i rozłożeniu węglanów.

Ilość popiołu surowego otrzymanego w czasie spalania 1 tony biomasy badanych roślin energetycznych była istotnie zróżnicowana [Tab. 4.16]. Najwięcej popiołu surowego uzyskano ze spalania biomasy śladowca pensylwańskiego (59,5 kg/t), mniej z miskanta chińskiego (52,5 kg/t), a najmniej z wierzby (31,5 kg/t). Różnice w ilości popiołu właściwego

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

uzyskanego z tych roślin (14,7, 16, 17 kg/t), były nieistotne, przy średniej wartości z trzech roślin wynoszącej 15,9 kg/t.

Tabela 4.16 Skład chemiczny popiołu badanych roślin energetycznych [4.16]

Roślina energetyczna Wyszczególnienie	Miskant chiński <i>Miscanthus sinensis</i>	Ślázowiec pensylwański <i>Sida hermaphrodita</i>	Wierzba krzewiasta <i>Salix. sp.</i>	NIR _{0,05} LSD _{0,05}
	kg z 1000 kg spalanej biomasy			
Popiół surowy	52,5	59,5	31,5	6,95
Popiół właściwy	14,7	16,0	17,0	n.i.
Stosunek masy popiołu surowego do właściwego	3,57	3,72	1,85	
w % popiołu = 100 %				
P	4,44	3,06	9,12	0,775
K	33,0	11,1	40,4	4,508
Ca	38,6	66,3	32,3	7,774
Mg	5,53	3,88	3,93	0,844
Na	3,41	0,937	1,51	0,371
S	6,89	4,19	3,51	0,826
Suma makroelementów	91,9	89,5	90,8	
Fe	1,453	0,412	0,423	0,221
Al	3,126	0,500	1,288	0,475
Mn	0,116	0,025	0,088	0,014
Li	0,095	0,018	0,023	0,010
B	0,034	0,068	0,470	0,049
Ba	0,047	0,031	0,371	0,040
Suma mikroelementów	4,871	1,054	2,663	
Pb	0,047	0,050	0,017	0,007
Cd	0,075	0,087	0,006	0,010
Cr	0,006	0,006	0,006	n.i. n.s.
Cu	0,013	0,018	0,065	0,006
Zn	0,375	0,100	1,342	0,115
Ni	0,040	0,006	0,047	0,006
Suma metali ciężkich	0,556	0,267	1,483	
Suma % wszystkich pierwiastków	97,3	90,8	94,9	

Jakość popiołu ocenia się m.in. na podstawie stosunku masy popiołu surowego do popiołu właściwego. Wartość tego stosunku dla biomasy badanych roślin była zbliżona dla ślázowca pensylwańskiego (3,72) i miskanta chińskiego (3,58) oraz znacznie niższa dla wierzby (1,85), co wskazuje na ilość krzemionki i węglanów zawartych w popiele surowym. Im szerszy jest ten stosunek, tym więcej w popiele w/w składników.



Dla porównania składu chemicznego popiołu właściwego zawartość oznaczonych pierwiastków podano w procentach masy popiołu właściwego przyjętej za 100 %. Procentowy udział wybranych makroelementów w popiele trzech analizowanych roślin energetycznych był bardzo zbliżony i wynosił odpowiednio: dla miskanta – 91,9%, ślazuwca – 89,5% i wierzby – 90,8%. Zawartość makroelementów w popiele właściwym z miskanta oraz ze ślazuwca pensylwańskiego układała się w takim samym szeregu malejących wartości $\text{Ca} > \text{K} > \text{S} > \text{Mg} > \text{P} > \text{Na}$, a w popiele z wierzby: $\text{K} > \text{Ca} > \text{P} > \text{Mg} > \text{S} > \text{Na}$.

Znacznie więcej wapnia stwierdzono w popiele ze ślazuwca (66,3%), niż z miskanta chińskiego (38,6%) i wierzby (32,3%). Zawartość potasu wahała się od 11,1% w popiele ślazuwca do 40,4%, w popiele wierzby. Najwięcej fosforu zanotowano w popiele wierzby (9,12%), a znacznie mniej w popiele z trawy chińskiej (4,44%) i ślazuwca (3,06%). Zawartość magnezu i siarki była zbliżona i kształtowała się w granicach od 3,51 do 6,89 %, przy czym nieco więcej tych makroelementów stwierdzono w popiele z miskanta.

W popiele właściwym badanych roślin oznaczono najmniej sodu (od 0,937 w popiele ślazuwca do 3,41%, w popiele miskanta chińskiego). Stosunek $\text{P}:\text{K}:\text{Ca}:\text{Mg}$ w popiele analizowanych roślin (gdy $\text{P} = 1$) wynosił dla:

miskanta 1:7,43:8,69:1,25,

ślazuwca 1:3,63:21,7:1,27,

wierzby 1:4,43:3,54:0,43.

W praktyce rolniczej do nawożenia najbardziej przydatnym wydaje się być popiół z miskanta. Popiół ze ślazuwca pensylwańskiego (ze znaczną ilością wapnia) może być korzystny na glebach kwaśnych, natomiast na glebach obojętnych może przyczyniać się do retrogradacji fosforu. Uwzględniając np. zawartość fosforu w popiele z miskanta należałoby spalić 77 ton biomasy tej trawy (przy plonie 25 t/ha s.m., zebranych na obszarze 3 ha), aby można było zastosować do nawożenia 50 kg P/ha. Zawartość wybranych mikroelementów w popiele badanych roślin układała się w następujących szeregach malejących wartości dla:

miskanta $\text{Al} > \text{Fe} > \text{Mn} > \text{Li} > \text{Ba} > \text{B}$;

ślazuwca $\text{Al} > \text{Fe} > \text{B} > \text{Ba} > \text{Mn} > \text{Li}$;

wierzby $\text{Al} > \text{B} > \text{Fe} > \text{Ba} > \text{Mn} > \text{Li}$.

W aspekcie ochrony środowiska zaleca się uprawę roślin energetycznych do przeprowadzenia sanitacji agrotechnicznej (fitoremediacji, fitomelioracji) na terenach zanieczyszczonych, zwłaszcza metalami ciężkimi. W popiele analizowanych roślin stwierdzono (suma Pb, Cd, Cr, Cu, Zn, Ni) od 0,267 do 1,483% metali ciężkich. Najwięcej tych metali zanotowano w popiele z wierzby, mniej z miskanta, a najmniej ze ślazuwca pensylwańskiego. Zawartość poszczególnych metali w popiele układała się w następujących szeregach malejących wartości:

dla miskanta $\text{Zn} > \text{Cd} > \text{Pb} > \text{Ni} > \text{Cu} > \text{Cr}$;

Etap nr 12:

**Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**

dla ślazu Zn>Cd>Pb>Cu>Ni=Cr;

dla wierzby Zn>Cu>Ni>Pb>Cd>Cr.

W popiele omawianych roślin stwierdzono najwięcej cynku (od 37,5 do 90,5% sumy metali ciężkich), a najmniej chromu (od 0,4 do 2,25% sumy metali ciężkich).

Zawartość metali ciężkich w popiele badanych roślin energetycznych była zróżnicowana, co wskazuje na różne znaczenie detoksykacyjne tych roślin. Rozpatrując przykładowo cynk obliczono, że jego zawartość w 1 tonie biomasy miskata wynosiła 54 g, ślazu pensylwańskiego 16 g, a wierzby 2,28 g. Uzyskując wysoki plon roślin (25 t/ha s.m.), przy wysokim poziomie nawożenia, z 1 hektara można więc wynieść (z plonem): 1,37 kg Zn z miskantem, 0,4 kg Zn ze ślazowcem i 5,7 kg Zn z wierzbą [4.16].

Nieliczne krajowe doświadczenia polowe pozwalają wstępnie ocenić, że najbardziej rozwojowym gatunkiem jest miskant olbrzymi. Szybko tworzy zwarty łąn odporny na zachwaszczenie, a także odznacza się wysoką potencjalną produkcją suchej masy. Najlepszym gatunkiem na gleby najsłabsze wydaje się być spartina preriowa. Na stanowiskach ubogich jej plon przewyższa masę miskanta. W zestawieniu najgorzej wypada palczatka Gerarda ze względu na powolne tempo wzrostu po zimie i podatność na zachwaszczenie [4.8].

Tabela 4.17 Zestawienie powierzchni upraw wieloletnich roślin energetycznych w poszczególnych województwach w 2009 r. [ha] [4.21]

Województwo	Rodzaje wieloletnich roślin energetycznych								
	Wierzba	Miskant	Ślazo-wiec	Trawy wielolet-nie	Mozga Trzcino-wata	Topol-a	Brzoza	Olszyna	Razem
Dolnośląskie	600	11,0					0,3	0,4	611,7
Kujawsko-pomorskie	198		1,3	281,6		0,5			481,4
Lubelskie	305	10,7	3,4		14,7	5,0			338,8
Lubuskie	409			0,9				1,0	410,9
Łódzkie	211	1,6					3,3		215,9
Małopolskie	62	9,5						1,3	72,8
Mazowieckie	762	1 200,0	30,1			0,2	0,3		1 992,6
Opolskie	226	7,5	1,0	28,6	19,1	2,0	1,6		285,8
Podkarpackie	651	42,1	12,7			45,2			751,0
Podlaskie	156		3,8			4,0	1,7		165,5
Pomorskie	394	17,4	0,2			487,7	3,6		902,9
Śląskie	259	2,8	39,2	17,1		0,7			318,8
Świętokrzyski	99		0,5	28,5			0,2	0,2	128,4
Warmińsko-mazurskie	571	382,1	26,7		8,3	5,6			993,7
Wielkopolskie	765	31,7		21,9	10,5	13,0	4,5	2,9	849,5
Zachodnio-pomorskie	489	116,2	2,6	985,4		83,8	1,2		1 678,2
Polska	6 157	1 832,6	121,5	1 364,0	52,6	647,7	16,7	6,0	10 198,1

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie



4.2.5.2.5 Kategoryzacja przydatności gruntów do uprawy roślin energetycznych

Na cele rozwoju uprawy roślin energetycznych pozostają przede wszystkim gleby orne zaliczone do kompleksu 6 (żytniego słabego), a także nie zdrenowane gleby kompleksu 9 (zbożowo-pastewnego słabego) oraz nieobjęte priorytetem ochronno-ekologicznym siedliska słabych i bardzo słabych użytków zielonych. Część tych gleb należy do tzw. gruntów alternatywnie marginalnych, charakteryzujących się niskim potencjałem produkcyjnym ze względu na ubogi kompleks sorpcyjny, a w przypadku gleb kompleksu 6 również wyraźnym niedoborem wody względem wegetacyjnego zapotrzebowania roślin energetycznych [4.20]. W sumie jednak łączna powierzchnia tych gruntów przekracza zapotrzebowanie szacowane na 2,2 mln ha zważywszy również możliwość zagospodarowania w tym celu gruntów zdewastowanych i skażonych chemicznie.

Powyższe fakty uwzględniono przy kwalifikacji przydatności gleb pod uprawę roślin energetycznych z uwzględnieniem występujących czynników ograniczających. Rodzą one również zasadę waloryzacji gleb według najmniej korzystnych warunków do uprawy roślin energetycznych, ponieważ wiadomo, że warunki najkorzystniejsze pokrywają się z przydatnością gruntów pod mające priorytet uprawy rolne.

Zasady kategoryzacji przydatności gruntów do uprawy roślin energetycznych

Zakładając, że nadrzędnym kryterium kategoryzacji jest zachowanie zrównoważonego użytkowania rolniczej przestrzeni produkcyjnej, typowanie obszarów przydatnych do uprawy roślin energetycznych oparto na zachowaniu przestrzennego potencjału produkcyjnego dla rolnictwa z uwzględnieniem obszarów dominacji funkcji ekologicznych oraz zdefiniowaniu niszy przestrzennej, w której priorytet uzyskać mogą uprawy tych roślin. Takie podejście zrodziło metodyczną potrzebę uwzględnienia w koncepcji kategoryzacji tzw. kryteriów zasobowych oraz kryteriów uprawowych spełniających wymagania siedliskowe roślin energetycznych.

Kryteria zasobowe określają zasadę podziału gruntów stanowiących przestrzenne zasoby produkcyjne rolnictwa według ich przydatności:

- pod uprawy rolne jako zasób produkcyjny rolnictwa,
- pod uprawę roślin energetycznych jako zasób bioenergetyczny,
- pod zalesienie jako uzupełnienie zasobów produkcyjnych leśnictwa,
- pod restytucję ekologiczną jako uzupełnienie zasobów bioróżnorodności.

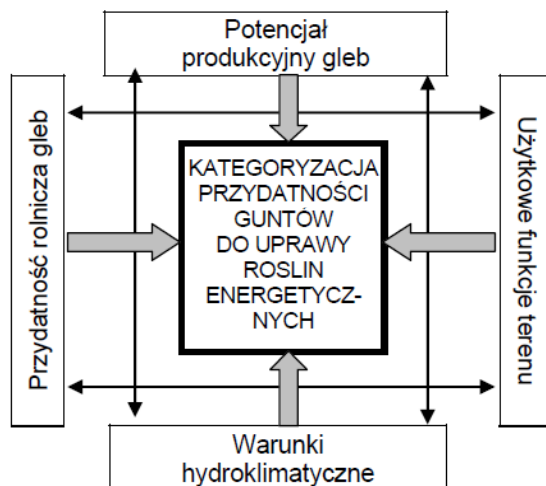
Kryteria uprawowe umożliwiają podział gruntów rolnych według zgodności warunków glebowo-siedliskowych z wymaganiami roślin energetycznych przy zachowaniu preferencji rolniczo-produkcyjnej funkcji gleb uprawnych i dopuszczalnej minimalizacji spełnienia wymagań tych roślin. Zasada zgodności warunków i wymagań dopuszcza więc

wystąpienie ograniczeń uprawowych mieszczących się w przedziałach tolerancji roślin energetycznych lub możliwych do skorygowania poprzez zabiegi agrotechniczne (np. stosowanie nawodnień, dobór roślin lub lokalizacji plantacji, nawożenie). Łącząc kryteria zasobowe z glebowo-siedliskowymi oraz z wskazaniami występowania czynników ograniczających wyodrębnilo następujące kategorie przydatności gruntów do uprawy roślin energetycznych z uwzględnieniem ich wymagań siedliskowych:

- 1 (P) Grunty rolne preferowane do uprawy roślin energetycznych spełniające ich wymagania glebowo siedliskowe.
- 2 (PW) Grunty rolne przydatne do uprawy roślin energetycznych z ograniczeniem czynnika wodnego powodującym konieczność uprawy roślin tolerujących niedobory wilgoci w glebie lub stosowania nawodnień.
- 3 (PZ) Grunty preferowane do uprawy roślin energetycznych – zrehabilitowane lub silnie zanieczyszczone.
- 4 (PO) Grunty rolne przydatne do uprawy roślin energetycznych z preferencją funkcji ekologiczno-ochronnej i możliwością uprawy roślin niewykazujących nadmiernej ekspansji przestrzennej.
- 5 (PR) Grunty rolne przydatne do uprawy roślin energetycznych z preferencją użytkowania rolniczego.

W nawiasach podano oznaczenia kategorii symbolami, które zostaną użyte do rozwiązań modelowych lub kartograficznych. Pozwoli to również na odcięcie się od tendencji interpretacyjnej sugerującej, że kolejność użytej numeracji ma podłoże gradacyjne. Definicje poszczególnych kategorii przydatności gruntów do uprawy roślin energetycznych w głównej mierze dotyczą oceny warunków glebowych. Uwzględniają jednak i inne uwarunkowania uprawowe, a szczególnie ważny wskaźnik kryterialny dotyczący ograniczenia zaspokojenia potrzeb wodnych tych roślin. Wyrażono go średnią roczną sumą opadów atmosferycznych. Wynika to z możliwości pozyskania z bazy danych o glebach marginalnych informacji o ich przestrzennym rozmieszczeniu. Jako wskaźnikową wartość graniczną przyjęto izohietę 550 mm, poniżej której opady będą czynnikiem ograniczającym zaspokojenie potrzeb wodnych roślin energetycznych.

Podsumowując przedstawione zasady kategoryzacji przydatności gruntów do uprawy roślin energetycznych, do celów modelowania przyjęto cztery wzajemnie uzupełniające się kryteria diagnostyczne. Uwzględniono je w przedstawionym na schemacie budowy modelu kategoryzacji.



Rys. 4.14 Schemat budowy modelu klasyfikacji

Mając na względzie zasoby informacyjne bazy danych o glebach marginalnych oraz opierając się na wcześniej przeprowadzonych rozważaniach diagnostycznych, w [Tab. 4.18] zestawiono wyznaczniki odpowiadające poszczególnym kryteriom klasyfikacji.

Tabela 4.18 Wyznaczniki odpowiadające poszczególnym kryteriom klasyfikacji przydatności gruntów do uprawy roślin energetycznych

Kryteria klasyfikacji	Wyznaczniki
Potencjał produkcyjny gleb	Typ gleby, tekstura profilu glebowego
Warunki hydroklimatyczne	Średnia roczna suma opadów atmosferycznych
Przydatność rolnicza gleb i gruntów	Kompleksy rolniczej przydatności gleb, rodzaje gruntów nieużytkowanych rolniczo
Użytkowanie terenu	Użytkowe funkcje terenu

Kolejnym etapem postępowania zmierzającego do zbudowania modelu klasyfikacji jest parametryzacja przedstawionych wyżej wyznaczników. W przypadku klasyfikacji warunków glebowo-siedliskowych parametrami mogą być wielkości mierzalne oraz zdefiniowane oznaczenia lub określenia wyrażające kwantyfikację wyznaczników. Wyniki parametryzacji zestawiono w [Tab. 4.19].

Tabela 4.19 Parametryzacja wyznaczników klasyfikacji

Wyznaczniki kategoryzacji	Parametry					
Typ gleby	A, AB, B, D, F, I, M, R					
Tekstura gleby	p,	pg	p	pg	g, pł	g,
		p	g, pł	g, pł	p	pł, i
Średni roczny opad atmosferyczny	> 550 mm, < 550 mm					
Kompleksy rolniczej przydatności gleb, rodzaje gruntów nieużytkowanych rolniczo	3, 5, 6, 8, 9, 11, 2z, 3z, M, Z					
Użytkowe funkcje terenu	p, o, r					

Teksturę profili gleb parametryzują oznaczenia składu granulometrycznego wywodzące się z symboli jednostek glebowych stosowanych na mapach glebowo-rolniczych, a kreska pozioma wskazuje na niejednorodność teksturalną profilu. Wprowadzenie do tego wyznacznika dodatkowego parametru „Inne gleby mineralne” wynika z faktu, że każda gleba użytkowana rolniczo może być uznana za marginalną zanieczyszczoną, jeżeli poziom jej skażenia chemicznego uniemożliwia jej rolniczo-produkcyjne użytkowanie. Roczna sumę opadów parametryzują dwa przedziały, dla których liczbą graniczną jest wartość 550 mm. Natomiast do parametryzacji użytkowych funkcji terenu użyto trzech określeń: p – pozarolnicza, r – rolnicza i o – ochronna. Parametrami rolniczej przydatności gleb są oznaczenia kompleksów, natomiast symbole Z i M oznaczają odpowiednio gleby zrujnowane i marginalne zanieczyszczone. Budując model uwzględniono pięć parametrów kategorizacji, przy czym dwa, stanowiące ściśle jedną diagnostyczną umieszczono na tej samej krawędzi pola diagnozy. Do oznaczenia kategorii przydatności użyto podanych wcześniej symboli: P, PW, PZ, PO i PR. Zwraca uwagę fakt, że nie we wszystkich przypadkach diagnozy uczestniczą parametry opadowe, ponieważ układy pozostałych wyznaczników, a zwłaszcza typów gleb i kompleksów glebowo rolniczych wskazują na możliwości innego, dodatkowego zasilania profili gleb w wodę np. wody gruntowe uzupełniające przez zasilanie podsiąkowe niedobór opadów lub neutralizujące niską retencyjność gleb. Poza tym kategorie uwzględniają inne dominujące ograniczenia przydatności gleb do uprawy roślin energetycznych. W modelu występuje 660 pól diagnostycznych (układów wartości parametrów). Nie wszystkie pola są osymbolizowane. Jest to spowodowane układem wartości parametrów, które nie występują w rzeczywistości oraz oceną wartości parametrów, które reprezentują warunki glebowo-siedliskowe nieobjęte kategorizacją ze względu na inne przeznaczenie użytkowo rolnicze. Przedstawiony model kategorizacji jest pewną hipotezą wskazującą na potencjalne możliwości racjonalnego lokalizowania upraw roślin energetycznych w dostosowaniu do warunków glebowo-siedliskowych. Stanowić on będzie podstawę do opracowania map komputerowych przedstawiających orientacyjne rozmieszczenie obszarów preferowanych do uprawy tych roślin w skali regionalnej [4.20].

Tabela 4.20 Model kategoryzacji gruntów przydatnych do uprawy roślin energetycznych

x) symbole kompleksów glebowo-rolniczych, typów i gatunków gleb wg mapy glebowo-rolniczej;

xx) p- pozaprodukcyjna, r- rolnicza, o- ochronna, xxx) NR- gleby nieużytkowane rolniczo (M- marginalne zanieczyszczone, Z- zrujnowane, zwałowiska, wyrobiska)

4.2.6. Etapy procesu inwestycyjnego budowy biogazowni rolniczej

4.2.6.1 Możliwości pozyskania substratów, lokalizacja

Niezwykle ważna jest analiza substratów: ich dostępności, możliwości zapewnienia dostaw oraz oceny produktywności biogazu. Konieczne jest sprawdzenie ilości lokalnie dostępnych substratów lub możliwości dowożenia z odległości do kilkudziesięciu kilometrów, ustalenie całego łańcucha zaopatrzenia i obróbki biomasy oraz rodzaju i ilości substratów dostarczanych do biogazowni w podziale na miesiące. Przy zastosowaniu upraw energetycznych należy określić dostępny areal i klasę gruntów przeznaczonych pod ich uprawę. W przypadku, gdy substraty będą dowożone, należy ocenić dostępność/konieczność rozbudowy lokalnych dróg. Typowe biogazownie rolnicze pracują na mieszance odchodów zwierzęcych (gnojowica, ewentualnie obornik) oraz materiałów roślinnych (głównie kiszonki kukurydzy). Dlatego decydując się na daną lokalizację i wykorzystanie dostępnych dla niej substratów, oprócz uwzględnienia własnych substratów, warto nawiązać kontakty z fermami, lokalnymi przedsiębiorcami zainteresowanymi zagospodarowaniem powstałych odpadów przemysłowych czy też rolnikami dysponującymi dużym arealem upraw i chętnymi do przeznaczania części pól pod uprawy na cele energetyczne lub posiadającymi produkty

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

uboczne i pozostałości produkcji rolnej lub przetwórstwa rolno-spożywczego. Zwiększoną produkcję biogazu można uzyskać również w przypadku zastosowania jako substratu odpadów, które zazwyczaj można pozyskać bezkosztowo, a w określonych przypadkach nawet pobierać opłaty za ich przyjmowanie (np. utylizacja niektórych grup odpadów poubojowych). Wykorzystanie takich odpadów do fermentacji znacznie poprawia ekonomikę biogazowni, ponieważ charakteryzują się one większą produktywnością biogazu.

Ważne jest usytuowanie sąsiednich działek oraz wielkość niezbędnego terenu (wielkość zależy zarówno od mocy biogazowni jak również przyjętych rozwiązań technologicznych) z możliwością ew. poszerzenia poprzez zakup/dzierżawę dodatkowych gruntów, odizolowanie działki poprzez stworzenie specjalnych pasów zieleni. Zgodnie z istniejącymi przepisami biogazownia powinna być ogrodzona. Ponadto, rozmiary działki wpływają również na inne ważne elementy realizowanej inwestycji, takie jak wielkość zbiorników do przechowywania substratów oraz zbiorników do przechowywania masy pofermentacyjnej.

4.2.6.1.1 Infrastruktura

Ważna jest przede wszystkim dostępność do sieci elektroenergetycznej, gazowej, sieci wodociągowej i kanalizacyjnej czy komunikacji drogowej. W przypadku braku sieci wodno-kanalizacyjnej alternatywą jest wyposażenie inwestycji we własne ujęcie wody oraz własną instalację odprowadzającą ścieki. Szczególnie ważny jest dostęp do sieci energetycznej z możliwością uzyskania warunków przyłączeniowych. Pierwszy czynnik – to odległość od najbliższego GPZ (główny punkt zasilający), stacji transformatorowej, odpowiednich do mocy planowanej biogazowni. Koszt wybudowania kilometra linii średniego napięcia (SN) to kilkadziesiąt tysięcy złotych, tymczasem najbliższy GPZ może znajdować się kilkanaście kilometrów dalej.

Efektywność ekonomiczna biogazowni znacznie zwiększa się, gdy istnieje możliwość sprzedaży nadmiaru ciepła wyprodukowanego w procesie kogeneracji. Wobec tego kolejnym krokiem jest analiza możliwości odbioru ciepła. Szczególnie korzystne i jednocześnie trudne w wielu lokalizacjach jest zagwarantowanie odbioru ciepła w okresie letnim przez odbiorcę przemysłowego (np. mleczarnia) lub rolniczego (np. suszenie drewna czy ziaren zbóż).

Na terenach poprzemysłowych należy przeprowadzić inwentaryzację istniejącej infrastruktury, którą można by zaadaptować na potrzeby biogazowni, obejmującą m.in. budynki i budowle oraz uzbrojenie terenu (przyłącza, infrastrukturę liniową). Dodatkowym atutem budowy w takiej lokalizacji jest to, że tereny przeznaczone pod inwestycje przemysłowe są najlepsze z punktu widzenia przejścia przez procedurę uzyskania niezbędnych zezwoleń. Z uwagi na konieczność dowozu surowców do biogazowni przez pojazdy o dużej ładowności, wymagana jest droga dojazdowa posiadająca nawierzchnię dostosowaną do ruchu samochodów ciężarowych.



4.2.6.1.2 Uwarunkowania środowiskowe

Biogazownie rolnicze powyżej 0,5 MW zostały zaliczone do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, co oznacza dla inwestora konieczność przejścia pełnej procedury oddziaływania na środowisko. Aby ograniczyć możliwe negatywne oddziaływane biogazowni w postaci emisji: hałasu (>40 dB), spalin, nieprzyjemnych zapachów oraz z uwagi na konsekwencje możliwych awarii, wymagane jest, aby biogazownia była zlokalizowana w odległości powyżej 300 m od siedlisk ludzkich, z uwzględnieniem występowania przeważających kierunków wiatrów, tak żeby przez jak najdłuższą część roku znajdowała się po stronie zawietrznej względem obiektów mieszkalnych oraz obszarów chronionych. Wskazane jest również eliminowanie transportu surowców i odpadów pofermentacyjnych przez tereny zabudowane. Ponadto biogazownie powinny być odizolowane od przyległych terenów zamieszkałych ogrodzeniem systemowym np. metalowym, jak również pasami zieleni średnio- i wysokopiennej (opcjonalnie). Korzystny dla realizacji inwestycji jest brak większych skupisk domów mieszkalnych w bezpośrednim sąsiedztwie biogazowni, gdyż społeczność lokalna i organizacje ekologiczne, korzystając m.in. z prawa o dostępie do informacji, posiadają obecnie możliwość silnego ingerowania w procedury administracyjne. Ograniczenia lokalizacyjne mogą wystąpić w parkach krajobrazowych, obszarach chronionego krajobrazu, otulinach parków, obszarach sieci Natura 2000, obszarach korytarzy ekologicznych oraz obszarach proponowanych do objęcia ochroną prawną. W przypadku parków krajobrazowych i obszarów chronionego krajobrazu należy liczyć się z ograniczeniami lub zakazem realizacji inwestycji.

Na zagospodarowanie odpadów pofermentacyjnych wpływa dostępność do pól uprawnych, które z uwagi na koszty transportowe rozwożenia nawozu, powinny być położone w najbliższym sąsiedztwie biogazowni. Średnia biogazownia o mocy 1 MWel, w zależności od zastosowanych substratów, potrzebuje na zagospodarowanie masy pofermentacyjnej 1.000–5.000 ha, w innym wypadku należy założyć koszt transportu za 1 t odpadów plus koszt taboru samochodowego. Przefermentowana biomasa może być wywożona na pola w postaci półpłynnej lub, po wydzieleniu frakcji stałej, w postaci osadu. Konieczna jest również analiza możliwości pozyskania odpowiednich pozwoleń formalno-prawnych (odzysk odpadów, wykorzystanie nawozowe).

4.3. Istniejące metody szacowania zasobów

4.3.1. Wstępna analiza opłacalności

Bez względu na wielkość realizowanej biogazowni, zaleca się wykonać uproszczoną analizę ekonomiczną – wstępne studium przedinwestycyjne. W analizie ekonomicznej należy oszacować poziom nakładów inwestycyjnych oraz rocznych kosztów eksploatacyjnych biogazowni (zużycia energii, zakupu substratów, personelu, napraw, amortyzacji etc.). Kluczowym elementem takiej analizy będzie ocena możliwości i wybór montażu finansowego, tzn.: ustalenie poziomu wkładu własnego, rozeznanie opcji pozyskania kredytu

preferencyjnego lub dotacji. Dla biogazowni dużych, już na tym etapie, konieczne będzie wykonanie pełnego studium wykonalności. Dla małych biogazowni może okazać się to zbyt dużym wydatkiem w strukturze kosztów przedinwestycyjnych. Dlatego dla mikro-biogazowni o mocy do 100 kWel zaleca się opracowanie analizy przy pomocy dostępnych narzędzi, np. kalkulatora on-line (www.biogazinwest.pl). W przypadku mikrobiogazowni dużą rolę w ocenie opłacalności odgrywa kosztorys i parametry techniczne urządzeń oferowanych standartowo w pakiecie przez dostawcę technologii, podczas gdy koszty dużych biogazowni (powyżej 1 MWel) silnie zależą od konkretnych uwarunkowań w jakich działa inwestor, w tym lokalizacyjnych i znajdują odzwierciedlenie w pełnym studium wykonalności. Dokładniejszą analizę finansową, zgodną z ich wymaganiami mogą pomóc wykonać banki udzielające kredytu na realizację przedsięwzięcia oraz instytucje finansujące udzielające dotacji i kredytów preferencyjnych.

Opracowywaniem studiów wykonalności zajmują się wyspecjalizowane firmy konsultingowe, zazwyczaj rekomendowane przez dostawców technologii. Studium wykonalności powinno zawierać uzasadnienie wyboru konkretnej technologii na potrzeby inwestycji, opartej na porównaniu preferowanej technologii z innymi rozwiązaniami dostępnymi na rynku. Porównanie należy przeprowadzić biorąc pod uwagę kryteria takie jak: parametry techniczne, produktywność, nakłady inwestycyjne czy koszt eksploatacji. Ważnym elementem studium wykonalności jest analiza ryzyka i wrażliwości projektu. Należy tutaj określić jak zmieni się sytuacja inwestora w przypadku zmiany czynników ryzyka (np. zmiana poziomu dotacji, wzrost kosztów substratu, zmiana kursu złotych). Oprócz identyfikacji czynników ryzyka należy również określić prawdopodobieństwo ich wystąpienia.

Ustanowienie opłat za składowanie odpadów organicznych stanowi bodziec finansowy dla przemysłu i rolnictwa do przetwarzania odpadów w biogazowniach rolniczych. Korzyść finansowa płynąca z produkcji biogazu jest podwójna: nie trzeba uiszczać opłaty za składowanie takich odpadów, a dodatkowo istnieje możliwość produkcji energii. Każdy przypadek należy indywidualnie przeanalizować od strony prawnej i ekonomicznej. Obwieszczenie Ministra Środowiska z dnia 4 października 2010 r., w sprawie wysokości stawek opłat za korzystanie ze środowiska na rok 2011 (M.P. z 2010 r. Nr 74, poz. 945) podaje jednostkowe stawki i opłaty za umieszczenie odpad na składowisku, których może uniknąć wytwórca, wykorzystując odpady jako wsad do biogazowni:

- Odchody zwierzęce: 56,30zł/t.
- Odpadowa tkanka zwierzęca, zwierzęta padłe i ubite: 147,85 zł/t.
- Odpadowa masa roślinna: 107,85 zł/t.
- Odpady z przygotowania, przetwórstwa produktów i używek spożywczych oraz odpady pochodzenia roślinnego w tym m.in. odpady z owoców, warzyw, produktów zbożowych, olejów jadalnych, produkcji ekstraktów drożdżowych, przygotowania i fermentacji melasy: 11,32–17,54 zł/t.

Etap nr 12:

***Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie***



- Odpady z przemysłu piekarniczego i cukrowniczego: 17,54 zł/t.
- Odpady z przemysłu cukrowniczego: 11,32 zł/t.
- Odpady z przemysłu mleczarskiego: 17,54 zł/t.
- Odpady z produkcji napojów: 11,32–56,30 zł/t.

Biogazownie wyposażone w systemy do sanitacji (higienizacji lub sterylizacji) mogą przejąć część zadań zakładów utylizacyjnych, co daje jednocześnie szansę zwiększenia ilości dostępnych substratów do produkcji biogazu. Przykładem odpadów, które mogą być stosowane w procesie kofermentacji są niewykorzystane produkty spożywcze oraz mączka mięsno-kostna, natomiast nie mogą one być już dalej wykorzystywane w celach paszowych i podlegają utylizacji. Zastosowanie substratów wymagających sanitacji wymaga wybudowania systemu do higienizacji/sterylizacji, co może podwyższyć koszty budowy biogazowni nawet o 30%. Jednocześnie odpady np. poubojowe posiadają wysoki potencjał do produkcji biogazu, tak więc ich zastosowanie znacząco podniesie produkcję biogazu, tym samym zwiększając opłacalność przedsięwzięcia. O zastosowaniu poszczególnych rozwiązań w instalacji do sanitacji odpadów decyduje rodzaj i właściwości wsadu. Zakłady wytwarzające biogaz muszą być wyposażone w następujące urządzenia do higienizacji/sterylizacji:

- instalacje do monitorowania temperatury względem czasu;
- urządzenia rejestrujące do ciągłego zapisywania wyników;
- stosowny system zabezpieczający przed niedostatecznym ogrzewaniem;
- odpowiednie urządzenia do czyszczenia i dezynfekcji pojazdów;
- kontenery opuszczające zakład wytwarzający biogaz.

Każdy zakład musi posiadać własne laboratorium lub korzystać z usług laboratoriów zewnętrznych. Laboratorium musi być wyposażone odpowiednio do potrzeb wykonywania niezbędnych analiz i być zatwierdzone przez właściwe władze.

4.3.1.1 Wybrane metody analizy opłacalności realizacji inwestycji

Zasadniczą częścią oceny projektu biogazowni jest badanie jego opłacalności. Polega ona na wyliczeniu wskaźników, które pozwolą uzyskać odpowiedź na pytanie czy warto jest realizować projekt z finansowego punktu widzenia. Inaczej mówiąc, czy przychody wygenerowane przez biogazownię pokryją poniesione nakłady wraz z satysfakcjonującą marżą zysku. W analizie opłacalności inwestycji wyróżnia się dwa rodzaje metod do oceny opłacalności: metody proste i metody dyskontowe. Metody proste w przeciwieństwie do metod dyskontowych nie uwzględniają zmienności wartości pieniądza w czasie. Kolejną różnicą jest definiowanie korzyści netto (NCF). W metodach prostych korzyści netto wyrażane są zyskiem. Tak więc metody nie uwzględniające zmienności pieniądza w czasie i oparte na zysku jako miary korzyści netto nazywane są metodami prostymi (np. prosta stopa zwrotu), natomiast metody uwzględniające zmienność pieniądza w czasie i ujmujące korzyść netto w kategorii przepływu pieniężnego netto – metodami dyskontowymi (np. NPV i IRR).

Za stosowaniem metod prostych w bezwzględnej ocenie opłacalności inwestycji przemawia ich nieskomplikowany charakter i łatwość posługiwania się. Wykorzystanie tych metod i interpretacja uzyskanych wyników nie wymaga dogłębnej wiedzy ekonomicznej, prowadzenia czasochłonnych procesów obliczeniowych, jednak otrzymane wyniki mogą służyć jedynie jako wstępne, pomocnicze przy ocenie opłacalności inwestycji. Na zastosowaniu metod prostych nie powinno opierać się decyzji inwestycyjnej.

4.3.1.1.1 Metoda prostego okresu zwrotu (SPB)

Popularną metodą wstępnej oceny opłacalności biogazowni jest prosty okres zwrotu (ang. simple payback period, SPB). Metoda prostego okresu zwrotu szacuje długość okresu (OZ), jaki jest potrzebny, aby nakłady inwestycyjne (I) poniesione na realizację biogazowni (zaangażowany kapitał) zostały w pełni pokryte – zrównoważone korzyściami netto – (KN) generowanymi przez tę inwestycję. Prosty okres zwrotu określa okres, w którym nakłady inwestycyjne zwrócą się z uzyskiwanych korzyści netto, czyli po ilu latach zwróci się inwestycja. Ogólna formuła prostego okresu zwrotu przedstawia się następująco:

$$I = \sum_{t=0}^{OZ} KN_t \quad (4.3)$$

W tym wzorze okres zwrotu (OZ) jest wielkością szacowaną – zysk z inwestycji jest sumowany w kolejnych latach, aż łączna jego wartość zrówna się z wartością nakładów inwestycyjnych na biogazownię. W rezultacie otrzymuje się długość okresu, liczoną w latach, potrzebną na zwrot nakładów inwestycyjnych. Formuły zysku wykorzystywane w algorytmie metody SPB są uzależnione od tego, czy liczy się okres zwrotu dla całego kapitału (obcego i własnego), czy tylko kapitału własnego. W pierwszym przypadku będzie to zysk operacyjny opodatkowany, w drugim korzyść netto musi być wyrażona zyskiem netto. Zysk netto to nadwyżka, która pozostaje po odjęciu wszystkich kosztów. Nakłady inwestycyjne na biogazownię mogą być ponoszone nie tylko w fazie przedinwestycyjnej (np. studium wykonalności) i inwestycyjnej (maszyny i urządzenia), ale także w fazie operacyjnej i likwidacyjnej (np. utylizacja sprzętu). Wszystkie te nakłady powinny być ujęte we wzorze. Nakłady fazy operacyjnej, które muszą być również uwzględnione, to także koszty ew. kredytu, z którego finansowane są bieżące wydatki związane z utrzymaniem biogazowni w ruchu (np. wymiana zużytych elementów biogazowni). W praktyce im okres zwrotu jest krótszy, tym większa opłacalność inwestycji. Maksymalny dopuszczalny okres zwrotu określany jest arbitralnie – osoba decyzyjna określa maksymalny okres, po jakim muszą zwrócić się nakłady inwestycyjne. Należy mieć na uwadze, że dla inwestycji o wysokim poziomie ryzyka (do jakich można zaliczyć biogazownię) oczekiwane są stosunkowo krótkie okresy zwrotu. Jedynie na podstawie tej metody nie można podejmować decyzji inwestycyjnej.



4.3.1.1.2 Dyskontowe metody bezwzględnej oceny opłacalności (NPV i IRR)

Metody dyskontowe opierają się na przepływach pieniężnych netto (ang. NCF) generowanych przez inwestycję. W cyklu życia inwestycji pieniądz ma wartość zmienną, dlatego stosuje się stopę dyskontową. Ma to na celu zapewnienie porównywalności przepływów pieniężnych netto w czasie. Dzięki temu uwzględniony jest aspekt, iż wcześniej uzyskane dodatnie przepływy pieniężne netto mają większą wartość niż uzyskane w okresach późniejszych. Stopa dyskontowa (stopa kosztu kapitału) to koszt alternatywny kapitału. Koszt alternatywny oznacza, że gdy wykorzystuje się kapitał do realizacji jednego projektu, poświęca się inny projekt. Dlatego, zużywając kapitał w projekcie inwestycyjnym, ponosi się ukryty koszt: tracimy dochody z innego projektu. Przyjęcie wyższej stopy dyskontowej zwiększa margines bezpieczeństwa, gdyż maleje ryzyko przeszacowania opłacalności inwestycji w analizie ekonomicznej. Stopą dyskontową najczęściej obecnie przyjmowaną przez przedsiębiorstwa energetyczne przy realizacji projektów biogazowni jest 8,5–9%.

4.3.1.1.3 Wartość bieżąca netto (NPV)

NPV pozwala odpowiedzieć na pytanie o ile wzrośnie dzisiejsza wartość firmy w wyniku zrealizowania danej inwestycji. W przypadku, gdy inwestycja jest realizowana w formule project finance, NPV określa dzisiejszą wartość spółki celowej, gdyż inwestycja i firma są tym samym. W pierwszych latach realizacji inwestycji saldo kosztów i korzyści jest na ogół ujemne i osiąga wartości dodatnie dopiero po upływie kilku lat. Wraz ze stopniowym upływem lat ujemnym wartościom z pierwszych lat przypisuje się większe wagi niż wartościom dodatnim z późniejszych lat realizacji projektu. Wartość stopy dyskontowej i wybór horyzontu czasowego mają zasadnicze znaczenie przy określaniu NPV projektu. NPV jest bardzo prostym i dokładnym wskaźnikiem efektywności. W przypadku realizacji inwestycji biogazowej ponoszone są nakłady w fazie przedinwestycyjnej. Muszą być one uwzględnione według dzisiejszej wartości. W przypadku gruntów powinno się przyjmować obecną wartość tych gruntów. W tym przypadku za wartość nakładu inwestycyjnego nie można przyjąć pierwotnej wartości zakupu gruntu. Nakłady w okresie likwidacji również muszą być uwzględnione (mogą mieć one wartość dodatnią, bądź ujemną). W najogólniejszej postaci wzór na NPV można przedstawić następująco:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{NCF_t}{(1+k)^t} \quad (4.4)$$

Należy zastanowić się dla kogo wylicza się NPV – dla właściciela, bądź właścicieli i firmy, czy dla wszystkich stron finansujących daną inwestycję (wierzycieli, właścicieli i firmy), bo od tego zależy jakie przepływy pieniężne uwzględniane są przy jej szacowaniu. Najczęściej stosowaną jest klasyczna (standardowa) metoda NPV. Uwzględnia ona przepływy inwestycyjne oraz operacyjne opierając korzyść na formule FCFE (free cash flow to firm – opłacalność inwestycji jest wyliczana dla wszystkich dostawców kapitału i firmy). W tym przypadku konieczne jest przyjęcie stopy dyskontowej na poziomie stopy zwrotu oczekiwanej

przez wszystkich dostawców kapitału. Dodatnia wartość NPV ($NPV > 0$) oznacza, że projekt przynosi korzyść netto (ponieważ suma ważonych przepływów kosztów i korzyści jest dodatnia) i jego realizacja jest zasadniczo pożądana pod względem finansowym lub ekonomicznym. W przypadku rozważania różnych możliwości ranking rozwiązań alternatywnych po względem ich NPV wskazuje najlepszy wybór.

4.3.1.1.4 Metoda wewnętrznej stopy zwrotu (IRR i MIRR)

Wewnętrzna stopa zwrotu informuje w tym przypadku, jaki średni zwrot w okresie życia inwestycji przynosi 1 zł zaangażowanego w inwestycję kapitału – jeżeli złotówka kapitału całkowitego zaangażowanego w daną inwestycję przynosi 20 groszy korzyści netto ($IRR = 20\%$), to aby inwestycja była opłacalna, koszt po jakim może być zgromadzony kapitał na sfinansowanie inwestycji nie może przekroczyć 20%. IRR definiuje się jako stopę dyskontową, przy której zaktualizowana wartość netto przepływów kosztów i korzyści inwestycji jest równa 0. Wewnętrzna stopa zwrotu wskazuje względną efektywność inwestycji i należy ją stosować ostrożnie. Jeśli znak korzyści netto (korzyści pomniejszonych o koszty) zmienia się w poszczególnych latach realizacji projektu (np. –, +, –, +, –), dla danego projektu mogą istnieć wielokrotne IRR. W takim przypadku przy podejmowaniu decyzji nie można się kierować IRR. Przykładami takich projektów są kopalnie i elektrownie jądrowe, które zazwyczaj notują znaczne wydatki pieniężne na końcu projektu wynikające z kosztów zamknięcia. Ponieważ rankingi projektów według IRR mogą być mylące, przy założeniu, że wymagania informacyjne dla obliczenia właściwej wartości NPV i IRR są takie same (z pominięciem stopy dyskontowej), zawsze warto wyliczyć NPV projektu. Za kierowaniem się wysokością NPV przy podejmowaniu decyzji przemawia wiele przesłanek. Gdy nie można stosować IRR (projekty nietypowe) można policzyć MIRR (zmodyfikowaną wewnętrzną stopę zwrotu), która ma taką samą interpretację jak IRR – stopa dyskontowa dla której NPV jest równe zero. Ogólna formuła metody IRR wyrażona jest wzorem:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{NCF_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad (4.5)$$

Wewnętrzną stopę zwrotu można obliczać na podstawie algorytmu NPV dla:

- wszystkich dostawców kapitału – korzyść netto jest wyrażona formułą FCFF (klasyczna standardowa wewnętrzna stopa zwrotu),
- firmy i właściciela – korzyść netto jest wyrażona formułą FCFE (właścicielska wewnętrzna stopa zwrotu – IRRwł),
- właściciela kapitału zakładowego – korzyść netto jest wyrażona dywidendą lub wzrostem wartości firmy.



4.3.1.1.5 Finansowa zaktualizowana wartość netto (FNPV) projektu i finansowa wewnętrzna stopa zwrotu (FRR)

Po zgromadzeniu danych dotyczących kosztów inwestycji, kosztów i przychodów operacyjnych, następnym logicznym krokiem w analizie finansowej jest ewaluacja finansowego zwrotu z inwestycji. Wymagane wskaźniki do sprawdzenia efektywności finansowej projektu to: finansowa zaktualizowana wartość netto (FNPV) projektu, a także finansowa wewnętrzna stopa zwrotu (FRR). Konkretniej, finansowa zaktualizowana wartość netto FNPV(C) oraz finansowa stopa zwrotu FRR(C) z całkowitych kosztów inwestycji służą do mierzenia efektywności inwestycji niezależnie od źródeł lub metod finansowania. Drugi wskaźnik jest stały w skali projektu. Preferowanym wskaźnikiem powinna zazwyczaj być zaktualizowana wartość netto, ponieważ stopa zwrotu może być myląca, nie zawiera tak użytecznej informacji o wartości projektu. Wskaźniki FNPV/K, FRR/K dotyczą kapitału własnego inwestora, czyli mówią ile zostanie inwestorowi nie tylko po pokryciu nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych w całym okresie życia projektu, ale też po spłacie dawców kapitału obcego (raty kapitałowe kredytu plus odsetki). W przypadku inwestycji typowych, gdy $FNPV > 0$ projekt opłacalny, bo generuje wpływ gotówki netto.

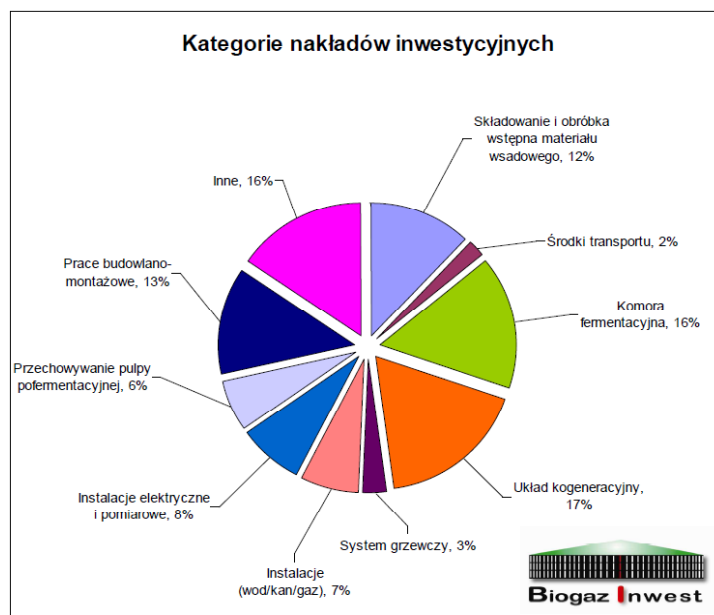
4.3.2. Jednostkowe nakłady inwestycyjne, koszty operacyjne

Aby przeprowadzić wstępne analizy ekonomiczne niezbędna jest znajomość referencyjnych nakładów inwestycyjnych, kosztów i przychodów operacyjnych. W sektorze biogazowni rolniczych działają zasady ekonomiki skali, tzn. jednostkowe nakłady inwestycyjne rosną lub maleją wraz ze zmianą mocy instalacji. Trudno w chwili obecnej wskazać na techniczno-ekonomiczne kryteria podziału na mikrobiogazownie (np. poniżej 100 kW_{el} mocy elektrycznej), małe biogazownie (np. 100–500 kW_{el}), średnie (np. 500–1.000 kW_{el}) i duże (np. powyżej 1.000 kW_{el}), gdyż brak jest większej próbki statystycznej zrealizowanych inwestycji w Polsce. Nie wiadomo też do jakiej wielkości pojedynczej biogazowni działa efekt skali, o którym decydują elementy takie jak konieczność rozbudowy niezbędnej infrastruktury, etc. Różnie też rozkładają się elementy ryzyka w dużych i małych obiektach, wpływając na działalność podstawową inwestora. Wyżej wymienione zagadnienia muszą być zawsze elementem indywidualnej oceny inwestycji. Poniżej opisano charakterystyczne wskaźniki dla biogazowni małych oraz średnich i dużych.

4.3.2.1 Średnie i duże biogazownie

Ogólny podział poszczególnych kategorii nakładów w rozbiciu na składniki cząstkowe zależy od urządzeń wchodzących w skład ciągu technologicznego danej biogazowni, tym niemniej można wychwycić pewne znaczące i powtarzające się kategorie nakładów. W każdej z analizowanych biogazowni największy udział mają 2 podstawowe elementy: budowa komór fermentacyjnych oraz zakup agregatów kogeneracyjnych. Elementy te stanowią ok. 20%

nakładów inwestycyjnych każdy. Dla przykładowej biogazowni strukturę nakładów przedstawia rysunek 4.11.



Rys. 4.15 Struktura kategorii nakładów inwestycyjnych dla przykładowej biogazowni opartej na kiszonce kukurydzy i gnojowicy o mocy 0,86 MWeI

Procentowy udział poszczególnych kategorii zależy od tego, jakie opcje technologiczne zostaną wybrane. Przykłady wyboru opcji technologicznych, które mogą spowodować znaczne przesunięcia w procentowym udziale poszczególnych nakładów w kosztach inwestycji:

- Z powodu braku wystarczającej powierzchni terenu (dodatkowe kilka ha), zamiast lagun inwestor zdecyduje się na budowę zbiornika żelbetowego do przechowywania pulpy pofermentacyjnej (rozwiązanie kilkukrotnie droższe).
- Biogazownia będzie przetwarzać odpady niebezpieczne wymagające obróbki termiczno-ciśnieniowej w temperaturze 133°C, co spowoduje wzrost nakładów inwestycyjnych. Budowa hali i urządzeń do sterylizacji może podwyższyć koszty budowy biogazowni nawet o 20%. Jednocześnie odpady takie (np. poubojowe) posiadają wysoki potencjał do produkcji biogazu, tak więc ich zastosowanie znacząco zwiększy opłacalność przedsięwzięcia.
- Inwestor będzie sprzedawał ciepło odbiorcy końcowemu zlokalizowanemu w odległości kilku kilometrów od biogazowni, co spowoduje znaczący wzrost nakładów inwestycyjnych na rozbudowę rurociągów ciepłowniczych. Tego rodzaju nakłady będą miały decydujące znaczenie, zwłaszcza w przypadku biogazowni małych, gdzie ich procentowy udział w strukturze nakładów jest znaczący.



Doświadczenia firmy Poldanor S.A., prekursora na polskim rynku, pokazują, że biogazownie rolnicze można budować przy jednostkowych nakładach 8–12 mln zł/MW_{el} mocy zainstalowanej. Inni deweloperzy, którzy wdrażają w Polsce technologie zagraniczne (głównie niemieckie) podają nakłady inwestycyjne na budowę 1 MW_{el} mocy zainstalowanej na poziomie 18–21 mln zł/MW_{el}. Wymienione nakłady zakładają brak ryzyka walutowego i obliczone są dla kursu poniżej 4 PLN/EUR. Ponieważ większość komponentów ciągu technologicznego biogazowni jest kupowana za granicą istnieje prawdopodobieństwo, że zmiana kursu walut odbije się również na poziomie nakład inwestycyjnych wyrażonych w złotych. Przytaczane tu nakłady inwestycyjne netto nie zawierają podatku od towarów i usług VAT. Aby otrzymać nakłady inwestycyjne brutto należy doliczyć:

- podatek VAT od robót budowlanych 8%
- podatek VAT od zakupu maszyn i urządzeń 23%
- podatek VAT od zakupu środków transportu 23%
- podatek VAT od kosztów ogólnych 23%

W analizach wstępnych średnio dla całej inwestycji aby otrzymać nakłady inwestycyjne brutto do nakładów inwestycyjnych netto należy doliczyć 17–19% VAT.

4.3.2.2 Małe biogazownie

W przypadku mikrobiogazowni i małych biogazowni brak jest wystarczająco wiarygodnych informacji o rynku w Polsce – do tej pory powstała tylko jedna taka biogazownia w miejscowości Studzionka. Z uwagi na pilotażowy charakter obiektu, przyjętą metodę budowy sposobem gospodarczym oraz brak szerszych doświadczeń eksploatacyjnych, nie można choćby w przybliżeniu określić jak będą się kształtowały koszty dla takich inwestycji. Nie można bezpośrednio przeliczyć jednostkowych nakładów z dużych na małe biogazownie, ponieważ istnieje cała grupa kategorii nakładów (takich jak opłata przyłączeniowa, zakup technologii, aparatura kontrolno-pomiarowa), które są raczej stałe i w mniejszym stopniu zależą od mocy zainstalowanej. O ile istnieją analogiczne warunki przyłączenia w danym punkcie, jednostkowe koszty przyłączenia do sieci maleją wraz ze wzrostem wielkości instalacji, w warunkach niemieckich dla biogazowni o mocy 100–500 kW_{el} miały one udział do 8% w całkowitych nakładach inwestycyjnych, natomiast dla instalacji większych do 3% nakładów. Dla mikrobiogazowni oraz małych biogazowni (poniżej 500 kW_{el}) podano jako referencyjne nakłady inwestycyjne dla biogazowni niemieckich, w przeliczeniu na 1 kW_{el} mocy zainstalowanej. Jednakże nie można w bezpośredni sposób przełożyć informacji z rynku niemieckiego, o bardzo rozbudowanym rynku dostawców, serwisu etc. bezpośrednio na rynek polski. Ponieważ rynek urządzeń i usług w branży biogazu rolniczego jest w początkowej fazie rozwoju, szacuje się, że dla takiej samej wielkości małej biogazowni nakłady mogą być nawet kilkukrotnie wyższe niż dla dużej. W przypadku małych biogazowni działa również ekonomia skali – jednostkowa wysokość nakładów maleje wraz ze zmianą wielkości instalacji – czym większa instalacja tym nakłady inwestycyjne jednostkowe będą mniejsze.

Tabela 4.21 Rozbicie kategorii nakładów inwestycyjnych na podkategorie

Kategorie	Podkategorie	√/---
Komora fermentacyjna	Wraz ze zbiornikiem biogazu, wymiennikiem ciepła, mieszadłem i oprzyrządowaniem	√
Układ kogeneracyjny	Silnik CHP	√
Składowanie i obróbka wstępna materiału wsadowego	Instalacja do higienizacji 70°C	-----
	Instalacja do sterylizacji 133°C	-----
	Zbiorniki buforowe/odstojniki na substraty płynne, komora wstępnego mieszania	√
	Hala przyjęć substratów na odpady stałe	√
	Waga samochodowa	√
	Dozownik substratów z systemem rozdrabniającym	√
Środki transportu	Tabor samochodowy do transportu wsadu do biogazowni	-----
	Tabor samochodowy do rozwożenia substratu na pola własne	√
	Ładowarka teleskopowa	√
System grzewczy	Kocioł gazowy	-----
	Rozdzielnia ciepła i rurociągi ciepłownicze	√
	Rozbudowa sieci ciepłowniczej	-----
Instalacje (wod/kan/gaz)	Instalacje i przyłącza	√
	Instalacja do odsiarczania biogazu	√
	Pochodnia do spalania nadwyżki biogazu	√
Instalacje elektryczne i pomiarowe	Instalacje elektryczna, odgromowa, przepięciowa	√
	Aparatura kontrolno-pomiarowa	√
	Stacja Trafo	-----
	Rozbudowa sieci do GPZ	-----
Przechowywanie pulpy pofermentacyjnej	Zbiornik żelbetowy	-----
	Laguny	-----
Obróbka pulpy pofermentacyjnej	Urządzenia do ewaporacji (po dekantacji)	-----
	Urządzenia do suszenia osadu pofermentacyjnego (słoneczne)	-----
	Dekanter (wirówka)	-----
	Prasa	-----
	Urządzenie do odwróconej osmozy	-----
Prace budowlano-montażowe	Nadzór budowlany	√
	Roboty montażowe	√
	Budynek technologiczny	√
	Budynek socjalno-biurowy (wyposażenie)	√
	Rozbudowa dróg	√
	Prace ziemne i budowlane (z ogrodzeniem)	√
Inne	Dokumentacja projektowa	√
	Zakup technologii (licencja)	√
	Wartość gruntu pod inwestycję	√
	Rozruch	√
	Oплата przyłączeniowa	√
	Oświetlenie obiektu na czas budowy	√
	Ubezpieczenie obiektu na czas budowy	√
Instalacje do zatłaczania biogazu do sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego	Rozbudowa przyłącza	-----
	Instalacja do oczyszczania gazu do standardów wtłaczania do sieci	-----

Oznaczenia

√ wybrany nakład występuje w przyjętej do dalszej analizy opcji technologicznej

----- nie dotyczy analizowanej opcji technologicznej

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie



4.3.2.3 Szacowanie kosztów budowy i funkcjonowania biogazowni rolniczej

Nie można jednoznacznie powiązać jednostkowych kosztów operacyjnych z wielkością instalacji. Dlatego poniżej omówiono strukturę i oszacowano wysokości kosztów (w tym jednostkowych) bez próby ich wyodrębnienia (kategoryzacji) dla poszczególnych zakresów mocy zainstalowanych biogazowni. Koszty operacyjne zawierają wszystkie dane dotyczące wydatków przewidzianych na zakup towarów i usług, które nie mają charakteru inwestycyjnego, ponieważ ich wielkość oblicza się dla rocznego okresu obrachunkowego w warunkach typowej eksploatacji. Są to m.in. bezpośrednie koszty produkcji (zużycie materiałów i urządzeń, koszty usług i personelu), wydatki administracyjne, wydatki związane z zakupem towarów (m.in. substratów). Oprócz kosztów operacyjnych występują również koszty finansowe związane np. ze spłatą kredytu. Według danych niemieckich sumaryczne, roczne koszty operacyjne wynoszą od 14,8% (bez koszt zakupu substrat) do 22,6 – 40,4% (uwzględniając koszt zakupu substratów) nakładów inwestycyjnych. W większości biogazowni roczne koszty eksploatacyjne osiągają poziom 20–25% całkowitych nakładów inwestycyjnych. Duże znaczenie ma udział zakupu roślin energetycznych jako substratów i tak dla 62% biogazowni rośliny energetyczne stanowią ponad 20% rocznych kosztów eksploatacyjnych.

Koszty pozyskania substratów z transportem

Przedział kosztów jest tu bardzo szeroki [4.5]. Przykładowo za kiszonkę kukurydzy trzeba będzie zapłacić ok. 100 zł/t, natomiast za gnojowicę od zera do 50 zł/t. Oddzielną kwestią jest koszt transportu substratów z miejsca wytwarzania odpadów/upraw do biogazowni. Jeśli operator biogazowni opłaca transport substratów (koszty transportu mogą być również pokrywane przez dostarczającego) należy doliczyć koszty paliwa oraz zakupu i serwisu taboru samochodowego.

Opłacalność transportu biomasy jest głównym czynnikiem ograniczającym moc biogazowni – im większa moc biogazowni, tym większe zapotrzebowanie na surowiec, a co za tym idzie zwiększający się koszt transportu biomasy [4.4]. Koszty transportu, które są funkcją lokalizacji, będą mniejsze, gdy obiekt będzie zlokalizowany bliżej bazy surowcowej lub gdy będzie wystarczająca podaż surowca w niewielkiej odległości [4.5]. Koszty transportu będą wzrastać wraz z odległościami do najbliższych baz surowcowych. W każdym indywidualnym przypadku można określić średni uzysk biomasy z danej powierzchni jako podmiot gospodarczy potencjalnie może wykorzystać. Parametr ten nazywany jest gęstością bazy surowcowej q

$$q = \text{ilość biomasy [Mg]} / \text{powierzchnia [km}^2\text{]} \quad (4.6)$$

Gęstość bazy surowcowej może również być przedstawiona w postaci stosunku powierzchni, z której można zwieźć biomasę do powierzchni, na której brak jest użytecznego

surowca. Zapotrzebowanie M [Mg] na biomasę wynika z wielkości mocy zainstalowanej Q [kW] w jednostce wytwórczej oraz z wartości energetycznej dostępnej biomasy. Jeśli przyjmie się, że znane jest zapotrzebowanie M na biomasę to promień bazy surowcowej liczony od źródła energii r_0 [km], można obliczyć z następującego równania:

$$M = \pi \times r_0^2 \times q \quad (4.7)$$

Stąd promień powierzchni bazy surowcowej r_0 jest pierwiastkiem stosunku mocy jednostki do gęstości bazy surowcowej pomnożonej przez liczbę π :

$$r_0 = \sqrt{\frac{M}{\pi \times q}} \quad (4.8)$$

Szacując ogólne koszty transportu należy je uzależnić przede wszystkim od zapotrzebowania na surowiec, a wypadkową zapotrzebowania jest właśnie promień bazy surowcowej. Środek transportu przewozi surowiec z obszaru wytyczonego promieniem r_0 . Zakłada się, że środki transportu (np. ciężarówki) muszą wyjeżdżać z zakładu energetycznego przerabiającego biomasę i wrócić z surowcem, czyli pokonują dystanse od bardzo małych (blisko zakładu przetwórczego) do maksymalnie dwukrotności promienia bazy surowcowej. Jednostkowy koszt transportu k_0 (tonokilometr) jest kosztem stałym, a jego wpływ na całkowity koszt transportu zależy od wielkości zapotrzebowania na biomasę. Aby oszacować całkowity koszt transportu surowca należy zbadać powierzchnię bazy surowcowej uzależnioną od wymienionych wcześniej czynników.

$$K = \int_0^{r_0} (2\pi \times r \times q \times k_0 \times 2r) dr \quad (4.9)$$

Rozwiązaniem powyższego równania jest całkowity koszt transportu K [PLN]. Scałkowano funkcję uzależniającą całkowite koszty transportu od promienia bazy surowcowej, jednostkowego kosztu transportu i faktu, że transport musi pokonać dwukrotnie ten sam dystans długości promienia. Po przekształceniach otrzyma się:

$$K = \frac{4}{3} k_0 \times q \times \pi \times r_0^3 \quad (4.10)$$

Podstawiając we wzorze (4.10) r_0 obliczone w (4.8) otrzyma się równanie odnoszące całkowity koszt transportu względem zainstalowanej mocy elektrycznej jednostki wytwórczej:



$$K = \frac{4}{3} k_0 \times q \times \pi \left(\frac{M}{q} \times \frac{1}{\pi} \right)^{\frac{3}{2}} \quad (4.11)$$

W podanym równaniu wyróżnić można parametry, które liniowo wpływają na przedstawioną zależność.

$$\alpha = \frac{4}{3\sqrt{\pi \times q}} k_0 \quad (4.12)$$

Stosując podstawienie (4.12) w którym obliczona α (alfa) jest współczynnikiem stałym dla danego wariantu inwestycyjnego, można podać podstawową zależność pomiędzy zapotrzebowaniem na surowiec energetyczny (przyjęty rodzaj biomasy) a kosztami jej transportu (4.13)

$$K = \alpha \sqrt{M^3} \quad (4.13)$$

Wyznaczone równanie może posłużyć potencjalnym inwestorom jako narzędzie wspomagające podejmowanie decyzji przy inwestycjach i eksploatacji jednostek wytwórczych wykorzystujących biomasę jako surowiec [4.5].

Utrzymanie, konserwacja i naprawy

W warunkach niemieckich usługi remontowe, naprawcze i konserwacyjne wyniosły dla 90% biogazowni ok. 10% rocznych kosztów eksploatacyjnych. Przyjmuje się, że biogazownia na potrzeby procesowe zużyje ok. 9% wyprodukowanej energii elektrycznej oraz 25% wyprodukowanego ciepła. Niekiedy, potrzebny będzie zakup wody w celu jej zmieszania ze zbyt gęstym wsadem. Do prawidłowej eksploatacji agregatów kogeneracyjnych niezbędna będzie regularna wymiana oleju. W warunkach niemieckich dla 70% biogazowni koszty wymiany oleju stanowią 20% rocznych kosztów eksploatacyjnych, a w niektórych przypadkach nawet ok. 40%.

Amortyzacja

Roczne stawki amortyzacji przyjmuje się oddzielnie dla każdego komponentu biogazowni, wynoszą one od 4,5% do 20%. Średnio dla całej biogazowni można przyjąć stawki amortyzacji na poziomie 10% rocznie.

Podatki

Dla osób prawnych należy uwzględnić podatek dochodowy w wysokości 19% od wypracowanego zysku (w zależności od przyjętej formy prawnej będzie to najczęściej podatek od osób prawnych, bardzo rzadko – podatek od osób fizycznych prowadzących

działalność gospodarczą) oraz podatek od nieruchomości. Zazwyczaj każda gmina podaje obowiązujące stawki w PLN/m² oddzielnie dla grunt i budowli.

Ubezpieczenie

Obejmuje np. ubezpieczenie majątku i od odpowiedzialności cywilnej (np. przerw w dostawie). Ubezpieczenie instalacji w warunkach niemieckich w 40% badanych biogazowni wynosiły 0,1–0,3% całkowitych nakładów inwestycyjnych, choć przedział takiego ubezpieczenia wahał się od 0 do 1,1 %. Ubezpieczenie od przerw w dostawie podaje się w % od wielkości produkcji.

Koszty wynagrodzeń

Przyjmuje się, że nowo budowana biogazownia wymaga zatrudnienia 2–3 osób w fazie budowy. Do kosztów wynagrodzeń doliczyć należy koszty ubezpieczenia społecznego. W fazie eksploatacji, według danych z monitoringu biogazowni niemieckich, zapotrzebowanie na pracę kształtuje się następująco:

- obsługa biogazowni (kontrola procesu, drobne naprawy, prowadzenie biura): średnio ok. 500 h rocznie
- pozyskanie upraw energetycznych: 0,4 h/ tonę (głównie jesienią),
- wylwanie przefermentowanej pulpy na pola: 1,88 h/ha (w miesiącach marzec – wrzesień).

Przykładowe zatrudnienie na etapie eksploatacji dla biogazowni 0,86 MWel to: 2 osoby do obsługi biogazowni, 10 osób w miesiącach jesiennych do pozyskania substratu, 3 osoby w miesiącach marzec–wrzesień do rozwożenia nawozu. W przypadku zakupu usług na rynku zewnętrznym (zakup gotowej kiszonki, usługi rozwożenia na pole, usługi ochrony obiektu czy usługi monitoringu biologicznego) w biogazowni mogą być zatrudnione 2 osoby.

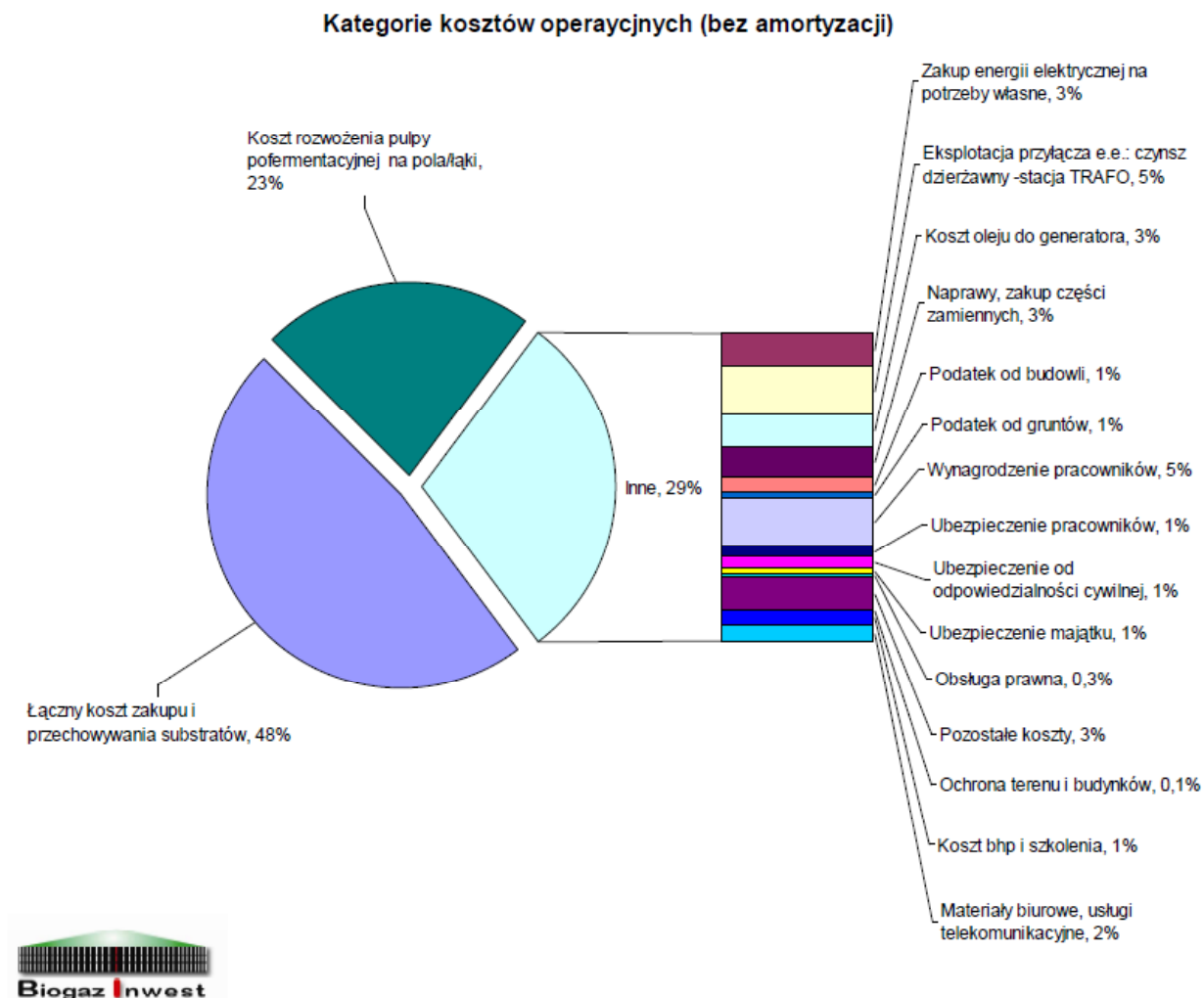
Inne koszty

Inne koszty to przykładowo ochrona obiektu czy koszty obsługi biura, wykonanie analiz fizyko-chemicznych czy koszt obsługi prawną-finansowej.

Poszczególne kategorie kosztów operacyjnych zależą również od wybranej opcji technologicznych dla realizowanej inwestycji, przykładowo:

- Zakup gruntu pod inwestycję spowoduje, że nie pojawią się koszty związane z jego dzierżawą.
- Zastosowanie odpowiednich technologii (np. fermentacji suchej) spowoduje brak konieczności rozcieńczania mieszaniny substratów, w związku z tym nie pojawią się koszty zakupu wody technologicznej.
- Brak konieczności higienizacji odpadów niebezpiecznych czy przeróbki masy pofermentacyjnej oznacza brak kosztów związanych z eksploatacją urządzeń do tego niezbędnych.

- Brak odpowiedniego układu do odsiarczania biogazu powoduje, że układ kogeneracyjny będzie wysoce awaryjny i wymagać będzie częstej wymiany oleju, co wiąże się z dodatkowymi kosztami.



Rys. 4.16 Struktura kosztów operacyjnych dla biogazowni o mocy 0,86 MWel opartej na kiszonce kukurydzy i gnojowicy

Tabela 4.22 Kategorie kosztów operacyjnych dla biogazowni

Łączny koszt zakupu i przechowywania substratów	√
Łączny koszt transportu substratów (wsadu do biogazowni)	√
Koszt rozwożenia pulpy pofermentacyjnej na pola/łaki	√
Dzierżawa gruntu (nie dotyczy gdy grunt jest zakupiony w ramach inwestycji)	-----
Zakup energii elektrycznej na potrzeby własne	√
Zużycie wody (nie dotyczy gdy nie ma potrzeby rozcieńczania wsadu)	-----
Naprawy, zakup części zamiennych	√
Eksploatacja przyłącza elektroenergetycznego	√
Koszty operacyjne ewaporacji (po dekantacji) osadu pofermentacyjnego	-----
Koszty operacyjne prasy (obróbka osadu pofermentacyjnego)	-----
Koszty operacyjne dekantacji (obróbka osadu pofermentacyjnego)	-----
Koszt operacyjne odwróconej osmozy (obróbka osadu pofermentacyjnego)	-----
Koszty operacyjne układu do oczyszczania biogazu (zatłaczanie do sieci)	-----
Utylizacja frakcji stałej (spalanie)	-----
Utylizacja odcieku (oczyszczalnia)	-----
Podatek od budowli	√
Podatek od gruntów	√
Wynagrodzenie pracowników	√
Ubezpieczenie pracowników	√
Ubezpieczenie od odpowiedzialności cywilnej (przeciwko przerwom w dostawie)	√
Ubezpieczenie majątku	√
Obsługa prawna	√
Pozostałe koszty	√
Ochrona terenu i budynków	√
Koszt bhp i szkolenia	√
Materiały biurowe, usługi telekomunikacyjne	√
Amortyzacja	√

Oznaczenia

- √ wybrany koszt operacyjny występuje w danej, przyjętej do dalszych analiz opcji technologicznej
----- nie dotyczy wybranej i analizowanej dalej opcji technologicznej

Tabela 4.23 Kategorie przychodów biogazowni

	Jednostkowe przychody	Uwagi
Sprzedaż energii elektrycznej	197,21 zł/MWh	Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2009 (URE 2010(a))
Sprzedaż zielonych ŚP	275,73 zł/MWh	Średnia cena PMOZE_A z TGE (TGE 2010), negocjacje z OSD
Sprzedaż żółtych ŚP	124,61 zł/MWh	Średnia cena jednostek PMGM z TGE (TGE 2010), negocjacje z OSD
Sprzedaż fioletowych ŚP	59,16 zł/MWh	Przewidywana cena na podstawie informacji o opłacie zastępczej podawanej przez URE, negocjacje z OSD
Sprzedaż brązowych ŚP	nieznana	Negocjacje z PGNIG
Sprzedaż ciepła	34,9 zł/GJ*	Średnia cena ciepła z OZE (URE 2010(b))
Odpłatność za przyjęcie odpadów do utylizacji	120 zł/t	Negocjacje
Nawóz (wylewanie na pola własne)	50 zł/t	Średnia cena gnojowicy z rynku
Sprzedaż jako nawóz/opłata za przekazanie	20 zł/t	Negocjacje

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie



Inwestycje biogazowe generują własne przychody ze sprzedaży towarów (ew. usług pochodnych), takich jak: energia elektryczna, ciepło, pulpa pofermentacyjna na cele nawozowe. Na etapie wstępnych analiz ekonomicznych przychody te określa się mnożąc prognozowane ilości wytworzonych produktów przez ich jednostkowe ceny.

4.3.3. Przykładowe obliczenia opłacalności ekonomicznej dla średniej i dużej biogazowni

4.3.3.1 Biogazownia rolnicza o mocy poniżej 1 MWel tj. 0,86 MWel

Parametry technologiczne:

Fermentacja: mezofilowa, mokra

Zapotrzebowanie na wodę do rozcieńczenia: brak

Hydrauliczny czas retencji: 38 dni

Sumaryczna objętość komór fermentacyjnych: 4,7 tys. m³

Odzysk biogazu w zbiorniku wtórnym (tu laguny pod przykryciem): 3,7%

Wsad:

Gnojowica świńska: 30.000 t/r , substrat własny pozyskiwany jako darmowy odpad

Kiszonka kukurydzy: 15.000 t/r, pozyskiwana po cenie rynkowej - 100 zł/t

Produkcja biogazu: 3,2 mln m³/r

Dostępność urządzeń: 91% (8.000 h)

Moc zainstalowana:

Elektryczna: 0,86 MWel

Cieplna: 0,97 Mwt

Sprawność produkcji energii elektrycznej w kogeneracji: 39%

Sprawność produkcji ciepła w kogeneracji: 44%

Produkcja energii:

Energii elektrycznej: 6,9 GWh/r

Ciepła: 28,0 TJ/r

Zużycie energii na potrzeby własne:

Energii elektrycznej: 9%

Ciepła: 24%

Sprzedaż energii:

Sprzedaż energii elektrycznej: 100% wyprodukowanej

Sprzedaż ciepła użytkowego: 20% nadwyżki tj. po odjęciu ciepła na potrzeby własne

Pulpa pofermentacyjna:

Ilość: 41,2 tys. m³/r

Sposób przechowywania: laguny – 2,3 ha

Sposób zagospodarowania: wykorzystanie na polach własnych

Wymagana powierzchnia pól do nawożenia: 1,5 tys. ha.

Przechowywanie przefermentowanej pulpy: dla analizowanej biogazowni do przechowywania przefermentowanej biomasy wybrano laguny, co jest rozwiązaniem znacznie tańszym niż budowa zbiornika żelbetowego. Spełniony musi być warunek dostępności wystarczającej ilości terenu pod inwestycję – w tym przypadku 4 ha. Wartość gruntu, nawet w przypadku gdy jest to teren należący do inwestora, należy uwzględnić w nakładach inwestycyjnych.

Struktura finansowania:

Środki własne: 20%

Kredyt bankowy: 80%, oprocent. w skali roku: 8,5%, okres kredytowania: 12 lat.

Sumaryczne nakłady wyniosą 15,5 mln zł, co daje wskaźnik rezultatu 18,6 mln zł/MW_{el}. Największy udział procentowy w strukturze nakładów mają układ kogeneracyjny (17%) oraz komora fermentacyjna (16%). W strukturze kosztów operacyjnych bez amortyzacji (3,9 mln zł) największy udział ma koszt zakupu i przechowywania substratów. Gnojowica będzie pozyskiwana bezkosztowo, kiszonka kukurydzy po cenie 100 zł/t. Dodatkowo założono, że będzie ona przechowywana w rękawie (+20% do ceny kiszonki). Kolejną znaczącą pozycją jest koszt rozwożenia przefermentowanej pulpy na łąki.

Założenia, które przyjęto do obliczenia przychodów dla biogazowni:

- cena sprzedaży energii elektrycznej: 197,21 zł/MWh
- cena sprzedaży ciepła: 22 zł/GJ
- cena zielonego świadectwa pochodzenia: 275,73 zł/MWh
- cena żółtego ŚP (za kogenerację o mocy <1 MW_{el}): 124,61 zł/MWh

Podane powyżej dane są danymi średnimi z rynku za ostatni dostępny okres, przepływy finansowe w czasie szacowane są dla następujących założeń:

Stopa kosztu kapitału (stopa dyskonta) 8,00%

Współczynnik inflacji 2,50%

Roczna zmiana cen:

- Energii elektrycznej do 2020 roku 5,00%
- Energii elektrycznej po 2020 roku 2,00%
- Zielonych certyfikatów do 2018 roku 5,00%



- Żółtych certyfikatów do 2020 roku 5,00%
- Substratu 2,50%
- Nawozu 2,50%
- Ciepła 2,50%

Założono, że do roku 2018 jednostkowe przychody z tytułu pozyskania zielonych ŚP oraz do roku 2020 kogeneracyjnych ŚP będą rosły zgodnie z tempem wzrostu cen energii elektrycznej (5%). Następnie założono utrzymanie obecnego systemu wsparcia, ale zmniejszenie jego intensywności i skompensowania względnego spadku cen jednostkowych świadectw wzrostem cen za sprzedawaną energię. Spełniony jest tym samym warunek zachowania stałego sumarycznego wsparcia dla ŚP i energii elektrycznej, natomiast cena samego ŚP stopniowo maleje.

Całkowite przychody dla analizowanej biogazowni w pierwszym roku funkcjonowania wyniosą 5,0 mln zł.

Dla opisanego powyżej wariantu biogazowni uzyskano następujące wyniki analizy przepływu finansowych:

- NPV: 4,9 mln zł
- IRR: 18%
- SPBT (prosty okres zwrotu): 6 lat
- Ogólna ocena inwestycji: opłacalna.

Największą wrażliwość na zmianę parametrów pracy biogazowni wykazały:

Konieczność zakupu gnojowicy po cenie np. 50 zł/t: gnojowica w porównaniu z innymi substancjami charakteryzuje się niższą produktywnością biogazu. W porównaniu z kiszonką kukurydzy 1 tona gnojowicy wyprodukuje 6-cio krotnie mniej biogazu. Natomiast cena za zakup 1 tony gnojowicy jako substratu jest 2-krotnie niższa. Dlatego jeżeli za substraty trzeba będzie płacić, lepiej zdecydować się na materiał o wyższej produktywności biogazu.

Przekazywanie przefermentowanej pulpy za darmo okolicznym rolnikom: analizowana biogazownia wykorzystuje pulpę pofermentacyjną na polach własnych, natomiast w analizie wrażliwości analizowano również inne opcje np. możliwość przekazania okolicznym rolnikom. W taki przypadku główną przyczyną braku rentowności biogazowni wykazywanej przy takim założeniu jest brak możliwości wykazania przychodów (rzędu 15% wszystkich przychodów) z tytułu wykorzystania pulpy jako nawozu na potrzeby własne.

Brak wystarczającej ilości terenu co powoduje konieczność budowy zbiornika żelbetowego zamiast lagun: budowa zbiornika żelbetowego do przechowania takiej samej ilości pulpy pofermentacyjnej przez 6 miesięcy w roku charakteryzuje się wielokrotnie wyższymi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi.

4.3.3.2 Biogazownia utylizacyjna o mocy powyżej 1 MWel tj. 1,81 MWel

Wsad:

Odpady przyjęte do utylizacji (opłata za przyjęcie do utylizacji - 70 zł/t):

- Krew 2.000 t/r
- Tłuszcz z odtłuszczaczy 3.000 t/r
- Wnętrznosci i części mięsne 500 t/r
- Skratki 2.000 t/r

Odpady nabywane po cenie rynkowej (50 zł/t):

- Odpady kuchenne 9.000 t/r
- Wywar pogorzelniany zbożowy 20.000 t/r
- Odchody drobiowe podsuszone 10.000 t/r

Produkcja biogazu: 6,8 mln m³/r

Dostępność urządzeń: 91% (8.000 h)

Moc zainstalowana:

Elektryczna: 1,81 MWel

Cieplna: 2,04 MWt

Sprawność produkcji energii elektrycznej w kogeneracji: 39%

Sprawność produkcji ciepła w kogeneracji: 44%

Produkcja energii:

Energii elektrycznej: 14,5 GWh/r

Ciepła: 58,8 TJ/r

Zużycie energii na potrzeby własne:

Energii elektrycznej: 9 %

Ciepła: 21% (z uwzględnieniem higienizacji odpadów niebezpiecznych II i III kategorii)

Sprzedaż energii:

Sprzedaż energii elektrycznej: 100% wyprodukowanej

Sprzedaż ciepła: 50% nadwyżki, tj. po odjęciu ciepła na potrzeby własne

Pulpa pofermentacyjna:

Ilość: 50,6 tys. t/r

Sposób przechowywania: zbiornik

Sposób zagospodarowania: wylanie na łąki

Etap nr 12:

***Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie***



Parametry technologiczne:

Fermentacja mezofilowa, mokra

Hydrauliczny czas retencji: 37 dni

Sumaryczna objętość komór fermentacyjnych: 4,7 tys. m³

Odzysk biogazu w zbiorniku wtórnym: 3,7%

Parametry higienizacji odpadów kategorii II: 133°C

Parametry higienizacji odpadów kategorii III: 70°C

Struktura finansowania:

Środki własne: 20%

Kredyt bankowy: 80%, oprocentowanie w skali roku – 8,5%, okres kredytowania: 12 lat.

Sumaryczne nakłady inwestycyjne wyniosą 37,6 mln zł, co daje wskaźnik rezultatu 21,0 mln zł/MWeł. Największy udział procentowy w strukturze nakładów ma zbiornik żelbetowy na przechowywanie pulpy pofermentacyjnej (38%).

W strukturze kosztów operacyjnych bez amortyzacji (5,1 mln zł) największy udział ma koszt zakupu i przechowywania substratów. Przyjęto, że biogazownia kupuje sumaryczną ilość wsadu 39 tys. t/r po cenie 50 zł/t, oraz przyjmuje odpady poubojowe do utylizacji w ilości 7,5 tys. t/r, pobierając z tego tytułu również opłatę utylizacyjną w wysokości 70 zł/t. Możliwe jest uzyskanie zgody na wylewanie pulpy pofermentacyjnej na łąki pastewne. Szacowana powierzchnia, która powinna być dostępna do takiego nawożenia, to ponad 1,4 tys. ha. Należy uwzględnić koszt takiego nawożenia, który jest znaczący (kilkaset zł/ha).

Założenia, które przyjęto do obliczenia przychodów dla biogazowni:

— cena sprzedaży energii elektrycznej: 197,21 zł/MWh

— cena sprzedaży ciepła 22 zł/GJ

— cena zielonego świadectwa pochodzenia: 275,73 zł/MWh

— cena fioletowego świadectwa pochodzenia (za kogenerację o mocy > 1 MWeł): 59,16 zł/MWh.

Podane powyżej dane są danymi średnimi z rynku za ostatni dostępny okres, przepływy finansowe w czasie szacowane są dla następujących założeń:

Stopa kosztu kapitału (stopa dyskonta) 8,00%

Współczynnik inflacji 2,50%

Roczna zmiana cen:

— Energii elektrycznej do 2020 roku 5,00%

— Energii elektrycznej po 2020 roku 2,00%

- Zielonych certyfikatów do 2018 roku 5,00%
- Fioletowych certyfikatów do 2020 5,00%
- Substratu 2,50%
- Wywożenia materiału pofermentacyjnego 2,50%
- Ciepła 2,50%

Całkowite przychody dla analizowanej biogazowni w pierwszym roku funkcjonowania wyniosą 8,7 mln zł.

Dla opisanego powyżej wariantu biogazowni uzyskano następujące wyniki analizy przepływów finansowych:

- NPV: 9,8 mln zł
- IRR: 18%
- SPBT (prosty okres zwrotu): 6 lat
- Ogólna ocena inwestycji: opłacalna.

Największą wrażliwość na zmianę parametrów pracy biogazowni wykazał brak możliwości wylewania pulpy pofermentacyjnej na łąki. Dla materiału pofermentacyjnego zawierającego materiał z produkcji przemysłowej możliwość taka istnieje, ale po spełnieniu określonych wymagań prawnych oraz logistycznych. W przypadku braku zgody na takie postępowanie pulpę pofermentacyjną należy odwozić poprzez dekantację a następnie ewaporację. Suchą masę należy zutylizować poprzez spalanie w zakładzie utylizacyjnym, natomiast odciek zawrócić do zbiornika (co zmniejszy zapotrzebowania na wodę do rozcieńczania), a nadmiar skierować do oczyszczalni ścieków. Koszt spalania frakcji stałej w zakładzie utylizacyjnym wynosi kilkaset złotych, co w praktyce eliminuje możliwość stosowania takiego rozwiązania ze względów ekonomicznych [4.1]. Dla producenta energii z biogazu zastosowanie osadów ściekowych wiąże się więc z dodatkowymi nakładami na badanie obecności i zawartości niedozwolonych substancji oraz kosztowną utylizacją przefermentowanego osadu w razie braku możliwości jego wykorzystania jako nawozu [4.6].

4.3.4. Studium przypadku

4.3.4.1 Biogazownia Studzionka

Pierwsza w Polsce biogazownia rolnicza o małej skali (mikrobiogazownia), uruchomiona w listopadzie 2009 roku, powstała w Studzionce (gmina Pszczyna, województwo śląskie). Biogazownia zrealizowana została sposobem gospodarczym przez rolników indywidualnych, prowadzących 40-hektarowe gospodarstwo rolne, nastawione na hodowlę kur niosek oraz trzody chlewnej. Instalacja przetwarza ok. 690 ton odchodów kurzych i 320 ton gnojowicy świńskiej rocznie, wraz z substratami dodatkowymi: kiszonką kukurydzy i trawy oraz organicznymi pozostałościami produkcji rolnej z gospodarstwa.



Wyprodukowany biogaz przetwarzany jest na energię w agregacie kogeneracyjnym o mocy 30 kW_{el} i ok. 40 MW_t (niższa moc elektryczna jest związana małą mocą agregatu). Energia elektryczna wykorzystywana jest obecnie na potrzeby własne biogazowni oraz gospodarstwa z powodu braku spełnienia niektórych wymagań przyłączenia do sieci. Ciepło wykorzystywane jest natomiast do ogrzewania budynków mieszkalnych oraz budynku inwentarskiego prosiąt. Przefermentowana gnojowica stosowana jest przez właścicieli gospodarstwa do nawożenia pól.

Podstawowe dane techniczne biogazowni w Studzionce:

— Wykorzystywane substraty:

- odchody kurze (nioski): 690 ton/rok,
- gnojowica świńska: 320 ton/rok,
- kiszonki kukurydzy i trawy: 365 ton/rok,
- pozostałości produkcji rolnej oraz z gospodarstwa domowego, np. zmiotki z młyna, suchy chleb.

— pojemność stalowej komory fermentacyjnej: 60m³ oraz betonowej pofermentacyjnej 350 m³.

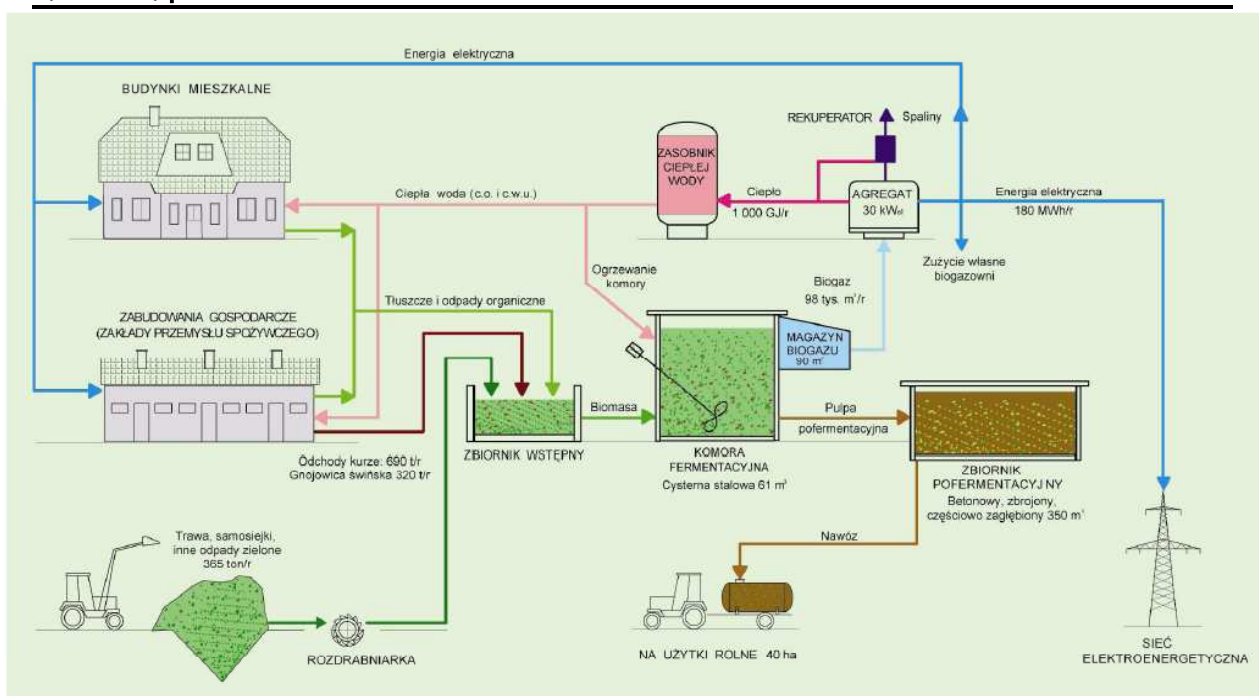
— układ kogeneracyjny o mocy elektrycznej 30 kW_{el} i cieplnej ok. 40 MW_t.

— zakładana (docelowa) roczna wydajność biogazowni:

- biogaz ok. 98 tys. m³,
- energia elektryczna ok. 180 MWh/rok,
- ciepło ok. 1.000 GJ/rok.

Opis biogazowni, technologia

Podstawowe elementy instalacji, takie jak komora fermentacyjna i zbiornik biogazu, usytuowano na terenie podwórza za budynkami gospodarczymi, natomiast zbiornik na pulpę pofermentacyjną – pomiędzy budynkami gospodarczymi i granicą działki. Przepompownia znalazła się przy istniejącym zbiorniku zrzutowym, a pomieszczenie techniczne (maszynownia) w zaadaptowanym pomieszczeniu w budynku gospodarczym. Podstawową jednostką instalacji jest komora fermentacyjna – izolowana cieplnie cysterna stalowa o średnicy ok. 2,8 m i długości 10,3 m (objętość 61 m³, zajmowana powierzchnia 40 m²). Pulpą pofermentacyjną gromadzona jest w betonowym zbrojonym zbiorniku okrągłym zagłębionym w ziemi na około 1,5 m; o średnicy 10 m i wysokości 5 m (objętość 350 m³, zajmowana powierzchnia 95,0 m²). Zbiornik biogazu stanowi balon z tworzywa sztucznego o pojemności około 85,0–90,0 m³, umieszczony jest w blaszanym silosie zbożowym o średnicy około 5,0 m i wysokości około 6,0 m, stanowiącym osłonę przed uszkodzeniami mechanicznymi i działaniem otwartego ognia.



Rys. 4.17 Schemat ideowy biogazowni w Studzionce (opracowanie: IEO)

Problemy jakie napotkał inwestor

Obowiązujące obecnie przepisy prawne nie uwzględniają specyfiki małych biogazowni rolniczych, narzucając podobne wymogi jak w przypadku budowy dużych instalacji, dlatego inwestor napotykał szereg problemów na wielu etapach przygotowania i budowy biogazowni:

- uzyskanie wymaganych pozwoleń w związku z koniecznością przejścia długotrwałych i skomplikowanych procedur – 3 lata,
- uzgadnianie warunków przyłączenia do sieci – operator sieci zażądał zainstalowania specjalistycznego urządzenia do monitorowania mocy biogazowni on-line oraz możliwości aktywnego bilansowania energii. Koszt takiego urządzenia okazał się nieproporcjonalnie wysoki w stosunku do poniesionych nakładów całkowitych (90 tys. złotych); udało się uzgodnić możliwość zastosowania modemu do transmisji danych,
- odbycie obowiązkowego szkolenia energetycznego właścicieli biogazowni, organizowanego przez Stowarzyszenie Elektryków Polskich, wymagane dla osób, które zajmują się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych, wykonujących prace w zakresie obsługi, konserwacji, napraw, montażu i kontrolno-pomiarowych,
- komplikacje przy realizacji projektu technicznego samej biogazowni, powodujące m.in. konieczność wybudowania zbiornika na biogaz poza komorą fermentacyjną oraz budowy dodatkowego ogrodzenia dookoła instalacji, pomimo że biogazownia znajduje się na ogrodzonym terenie gospodarstwa.

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie



Całkowite nakłady inwestycyjne na budowę biogazowni wyniosły ok. 400 tys. zł. Zamknięcie się w tej kwocie było możliwe jedynie dzięki wykonaniu znacznej części pracy przez właścicieli metodą „zrób to sam” oraz w niektórych przypadkach wykorzystaniu używanych urządzeń, po uprzedniej regeneracji (np. układ kogeneracyjny). Obniżenie nakładów inwestycyjnych było możliwe również dzięki adaptacji elementów mających wcześniej zupełnie inne zastosowanie (np. komora fermentacyjna powstała z cysterny kolejowej). W warunkach tak prowadzonej inwestycji, największy koszt stanowiła komora pofermentacyjna (26%) oraz układ kogeneracyjny (12%). Budowa instalacji sposobem gospodarczym, nakład pracy własnej oraz pomoc sponsorów pozwoliły znacznie ograniczyć nakłady inwestycyjne, które według wartości rynkowej dla realizacji projektu tej mocy, mogłyby sięgnąć nawet ponad 1 mln zł. Inwestycja nie uzyskała żadnego dofinansowania. Na nieznaczną część nakładów (ok. 25%) właściciele uzyskali kredyt bankowy (zaciągnięty na potrzeby gospodarstwa), reszta została pokryta ze środków własnych. Biogazownia nie korzystała również z systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia, jednak w przypadku mikrobiogazowni koszty techniczne i organizacyjne wejścia do tego systemu oraz koszty związanej z nim bieżącej biurokracji są nieproporcjonalnie wysokie w stosunku do przychodów.

Właściciele przeznaczają 1–1,5 godziny dziennie na bieżącą obsługę biogazowni. Miesięcznie koszty eksploatacyjne biogazowni Studzionka szacowane są obecnie na poziomie ok. 800 zł.

4.3.4.2 Biogazownia Koczała

Biogazownia w Koczale (gmina Koczała, województwo pomorskie) jest największą w Polsce instalacją do produkcji biogazu rolniczego, z układem kogeneracyjnym o mocy 2,1 MWel i 2,2 MWt. Należy do spółki Poldanor S.A., przedsiębiorstwa rolnego zajmującego się hodowlą trzody chlewnej oraz produkcją roślinną na terenie północno-zachodniej Polski. Jest eksploatowana od kwietnia 2009 roku. Instalacja, która powstała przy fermie o obsadzie 8 tys. macior, przetwarza rocznie w procesie współfermentacji 58 tys. ton gnojowicy oraz 32 tysiące ton kiszonki kukurydzy. Biogaz w ilości 8,7 mln m³ wykorzystywany jest w module kogeneracyjnym do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Roczna produkcja energii elektrycznej to 18 GWh, co odpowiada zapotrzebowaniu ok. 3–4 tys. gospodarstw domowych. Produkowana energia elektryczna wykorzystywana jest w pierwszej kolejności na cele procesowe na potrzeby własne fermy i mieszalni pasz, a nadwyżka sprzedawana jest do sieci, przy czym za całość wyprodukowanej energii uzyskiwane są zielone certyfikaty. Wytworzone w agregacie i kotle gazowym o mocy 2,1 MWel ciepło w ilości 65,8 TJ rocznie w 35% wykorzystane jest na potrzeby własne fermy. Przefermentowana, pozbawiona odorów gnojowica służy jako nawóz organiczny na polach uprawnych Poldanoru.

Podstawowe dane techniczne biogazowni w Koczale:

- Wykorzystywane substraty:
 - gnojowica: 58 tys. ton/rok,

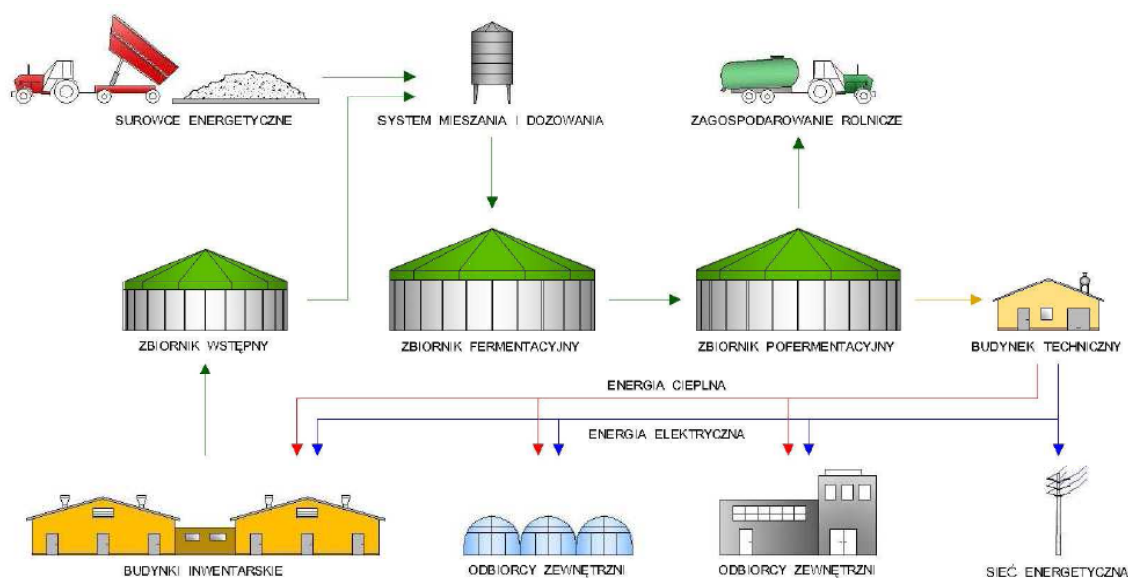
Etap nr 12:

***Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie***

- kiszonka kukurydzy: 32 tys. ton/rok,
- gliceryna (obecnie wycofano ze względów prawnych)
- Łączna pojemność komór fermentacyjnych i pofermentacyjnych: 17 tys. m³.
- Układ kogeneracyjny o mocy elektrycznej 2,1 MW_{el} i 2,2 MW_t.
- Roczna produkcja biogazowni (jeszcze ze wsadem gliceryny):
 - biogaz ok. 8,7 mln m³,
 - energia elektryczna ok. 18 GWh/rok,
 - energia cieplna ok. 18 GWh/rok (65,8 TJ/rok).

Opis biogazowni, technologia

Biogazownia składa się z dwukomorowego zbiornika na gnojowicę, zasobnika na substraty dodatkowe (komponenty), budynku technicznego, mieszalnika gnojówki i dodawanej biomasy, trzech zbiorników fermentacyjnych i dwóch zbiorników na biogaz [Rys. 4.18]. Substraty w odpowiednich proporcjach trafiają następnie do mieszalnika, po czym kierowane są do trzech komór fermentacyjnych, gdzie poddawane są fermentacji. Przefermentowana biomasa trafia do dwóch zbiorników pofermentacyjnych, gdzie jest przechowywana od 8 do 12 miesięcy (do czasu jej rolniczego wykorzystania) jednocześnie odzyskiwana jest reszta biogazu. Biogaz oczyszczony ze związków siarki przez filtr biologiczny (inwestor przywiązuje dużą wagę do jakości tego procesu, jako że wpływa on na efektywność pracy) przesyłany jest do układu kogeneracyjnego umieszczonego w budynku technicznym. Energia elektryczna i ciepło w pierwszym rzędzie wykorzystywane są lokalnie we własnych obiektach, w tym na potrzeby własne biogazowni oraz w należących do inwestora: mieszalni pasz i gospodarstwa. Zasadnicza wyprodukowana energia elektryczna sprzedawana jest do sieci. Pracą biogazowni steruje automatycznie program komputerowy, równocześnie zapewniony jest ciągły nadzór przez pracowników zatrudnionych etatowo.



Rys. 4.18 Schemat ideowy biogazowni w Koczale

Etap nr 12:

**Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**



Problemy jakie napotkał inwestor

– operator uznał planowaną moc za zbyt wysoką w stosunku do możliwości sieci – ze względu na wcześniejszą rezerwację mocy przez innych inwestorów i z przyczyn technicznych nie zgadzał się na przyłączenie instalacji,

– regulacje prawne utrudniły funkcjonowanie biogazowni i zmuszały do rewizji pierwotnych założeń technicznych i ekonomicznych – obowiązująca obecnie definicja biogazu rolniczego wyklucza możliwość przetwarzania przez biogazownię odpadów pochodzenia nierolniczego. Za taki odpad uchodzi stosowana do niedawna przez Poldanor gliceryna – spółka musiała wycofać się ze stosowania tego dodatkowego (w stosunku do gnojowicy i kiszonki kukurydzy) substratu,

– niejednoznaczna interpretacja przepisów dotycząca przetargów, powodująca brak jasności, czy w przypadku skorzystania z pomocy publicznej i zakupu danego urządzenia objętego dofinansowaniem konieczny jest przetarg publiczny pełny, czy też wystarczy procedura uproszczona, tj. zapytanie ofertowe,

Biogazownia powstała nakładem 16,5 miliona złotych. Inwestorowi udało się pozyskać dofinansowanie w postaci dotacji do inwestycji w wysokości 15% z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska, ze środków krajowych w ramach programu na rzecz wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. W strukturze nakładów inwestycyjnych dominujące okazały się koszty budowy/rozbudowy sieci cieplnych, elektrycznych, gazowych oraz sanitarnych (26%), a wśród pozostałych elementów biogazowni znaczącą rolę odegrały układ kogeneracyjny (22%), komora fermentacyjna (16%), komora wstępna (14%) oraz budynek techniczny (13%).

Miesięcznie koszty eksploatacyjne biogazowni Koczała wynoszą 500–600 tys. zł. Ok. 60% tych kosztów stanowi koszt nabycia (wytworzenia) surowca – głównie kiszonki kukurydzy z własnych upraw. Stosowana wcześniej gliceryna, jako dodatkowy wysokoenergetyczny substrat, pozyskiwana była na rynku w cenie od 100 do 800 zł/tonę. Jednak zarówno od strony technologicznej jak i ekonomicznej była pożądanym substratem. Na pozostałe koszty składają się koszty: paliw, energii elektrycznej, pozostałych usług oraz remontów. Eksploatacja i pełna obsługa biogazowni wymaga 6 pełnoetatowych stanowisk pracy.

4.3.5. Projekt produkcji biogazu poprzez fermentację metanową gnojowicy bydlęcej, trzody chlewnej i odpadów zakładów mięsnych [4.7]

Zaprezentowany typoszereg biogazowni jest wynikiem doświadczeń IBMER, firmy MEGA, FORMATIC, FEROXSES i oparty jest o dwie stalowe komory fermentacyjne po 500 m³ każda, z zewnętrznymi wymiennikami ciepła i osiowo zamontowanymi mieszadłami – typu duńskiego. Powstająca po fermentacji stała frakcja, jako osad biologiczny, po

wzbogaceniu słomą i odpadami drewna zostanie spalona w dalszej części technologii. Projektowana biogazownia umożliwi przeprowadzenie badań optymalizacji składu wsadu surowca do reaktorów w funkcji jednostkowej produkcji biogazu, a także jego parametrów energetycznych. Wskazano technologię produkcji biogazu, umożliwiającą ciągłość funkcjonowania obiektu oraz określenie potencjału energetycznego biogazu proponowanych odpadów biologicznych.

Zakłada się budowę biogazowni, która przyjmie gnojówkę od 3000 szt. trzody chlewnej (500 SD), 200 szt. krów dojnych, czterech zakładów przerobu mięsa, a także docelowo osad ściekowy z biologiczno-mechanicznej oczyszczalni obsługującej osiedle zamieszkałe przez 250 mieszkańców. Do obliczeń potencjału energetycznego zawartego w biogazie przyjęto równoważny wskaźnik mieszkańców (RLM) przy którym:

- 15 l. biogazu na dobę przypada na jedną RLM
- krowa (wół) = 2,5 tuczniaka = 1SD = 65–180 RLM

Program międzynarodowy „EUREKA”, dotyczący opracowania technologii utylizacji gnojowicy wskazał, że biogaz z niej produkowany ma następujące parametry:

CH₄ 60 – 70%,
 CO₂ 30 – 40%,
 N₂ 1 – 4%,
 H₂S 0,05 – 1,5%,
 inne 1 – 3%.

Badana w tym programie gnojowica posiadała:

sucha masa 5 ÷ 10%,
 gęstość 1,05 g/cm³,
 temperatura 36°C,
 kwasowość pH 6,5 ÷ 8,
 wartość energetyczna 23MJ/m³

Tabela 4.24 Wyniki obliczeń potencjału energetycznego projektowanej biogazowni

Lp	Źródło pochodzenia biogazu	RLM	Produkcja biogazu na dobę		Produkcja metanu na dobę dla η=100% m ³ /d	Ilość Suchoj masy kg/dobę
			l _{BG} /d	m ³ /d		
1	Gnojowica świńska	75.000	1.170.000	1.170,0	702,0	63,0
2	Gnojowica bydłowa	14.300	214.500	214,5	128,7	700,0
3	Odpady zakładów mięsnych	3.250	48.750	48,8	34,2	1750,0
4	Osad ścieków osiedlowych	250	3.770	3,8	2,6	6,4
5	Ogółem	92.800	1.437.020	1.437,0	868,0	2519,4
6	Potencjał energetyczny		GJ/dobę		20,0	9,4

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie



1. Potencjał biogazu z gnojówki świńskiej

- obliczenia RLM

$$3000 \text{ szt.} \times \frac{1}{2,5} \frac{\text{wół}}{\text{tucznik}} \times 65 \frac{\text{RLM}}{\text{WŁ}} = 75000 \text{ RLM}$$

-obliczenie ilości biogazu w litrach i m³

$$7500 \text{ RLM} \times 15 \frac{\text{L}_{\text{bg}}}{\text{RLM}} = 1.170\,000 \text{ l}_{\text{BG}}$$

$$1.170\,000 \text{ l}_{\text{BG}} \Rightarrow 1170 \text{ m}^3_{\text{BG}}$$

-obliczanie ilości metanu przy $\eta = 100\%$

$$1170 \text{ m}^3_{\text{BG}} \times 60\%_{\text{CH}_4} = 702 \text{ m}^3/\text{dobę CH}_4$$

- obliczanie suchej masy:

$$900 \text{ kg} \times 7\% = 630 \text{ kg/dobę}$$

2. Potencjał biogazu z gnojowicy bydłowej

-obliczanie RLM

$$220_{\text{K}} \Rightarrow 220_{\text{WŁ}} \times 65 \frac{\text{RLM}}{\text{WŁ}} = 14300 \text{ RLM}$$

-obliczanie ilości biogazu w litrach i m³

$$14000 \text{ RLM} \times 15 \frac{\text{L}_{\text{BG}}}{\text{RLM}} = 214.500 \text{ l}_{\text{BG}}/\text{dobę}$$

$$214500 \text{ l}_{\text{BG}} \Rightarrow 214,5 \text{ m}^3_{\text{BG}}/\text{dobę}$$

-obliczanie ilości metanu przy $\eta = 100\%$

$$214,5 \text{ m}^3_{\text{BG}} \times 60\% = 128,7 \text{ m}^3/\text{dobę CH}_4$$

-obliczanie suchej masy

$$10000 \text{ kg} / \text{dobę} \times 7\% = 700 \text{ kg} / \text{dobę}$$

3. Potencjał biogazu z zakładów mięsnych

-przerób $4 \times 25 \text{ ton/dobę} = 100 \text{ ton/dobę}$

-odpad 25% z przerobu,

$$100 \text{ ton/dobę} \times 25\% = 25 \text{ ton/dobę}$$

-obliczanie RLM

$$25 \text{ ton/dobę} \times 2 \frac{\text{wł}}{\text{tonę}} \times 65 \frac{\text{RLM}}{\text{WŁ}} = 3250 \text{ RLM}$$

-obliczanie ilości biogazu w litrach i m³

$$3250 \text{ RLM} \times 15 \frac{\text{L}_{\text{bg}}}{\text{RLM}} = 48750 \text{ l}_{\text{BG}}/\text{dobę}$$

$$48750 \text{ l}_{\text{BG}} \Rightarrow 48,8 \text{ m}^3/\text{dobę biogazu}$$

-obliczanie ilości metanu przy $n = 100\%$

$$48,8 \text{ m}^3_{\text{BG}}/\text{dobę} \times 70\% = 34,2 \text{ m}^3/\text{dobę CH}_4$$

-obliczanie suchej masy

$$\text{osad } 25 \text{ ton} \times 7\% = 1,75 \text{ tony/doba}$$

4. Potencjał energetyczny osadu ściekowego

W ściekach bytowych występują przede wszystkim zanieczyszczenia organiczne wyrażane wielkością BZT₅ (5 – dobowe biogeniczne zapotrzebowanie tlenu kgO₂/m³) i wielkością ChZT (chemiczne zapotrzebowanie tlenu kgO₂/m³) oraz zanieczyszczenie organiczne i nieorganiczne w postaci zawiesiny opadającej i nie opadającej zawartej w ściekach. Osiedlowa oczyszczalnia ścieków brana pod uwagę w projektowanej biogazowni obsługuje średnio 250 osób i wytwarza 17 kg osadu na dobę w suchej masie i 300 kg na dobę osadu uwodnionego. Możliwa produkcja biogazu i metanu z osadu uwodnionego wynosi

$$15 \times 250 \text{ RLM} = 3770 \text{ l}_{\text{BG}}/\text{dobę} \Rightarrow 3,8 \text{ m}^3_{\text{B}}/\text{dobę}$$

$$3,8 \text{ m}^3_{\text{BG}}/\text{dobę} \times 68\% = 2,6 \text{ m}^3/\text{dobę} \text{ CH}_4$$

(*w\g danych oczyszczalni Elbląg)

Przy założeniu, że :

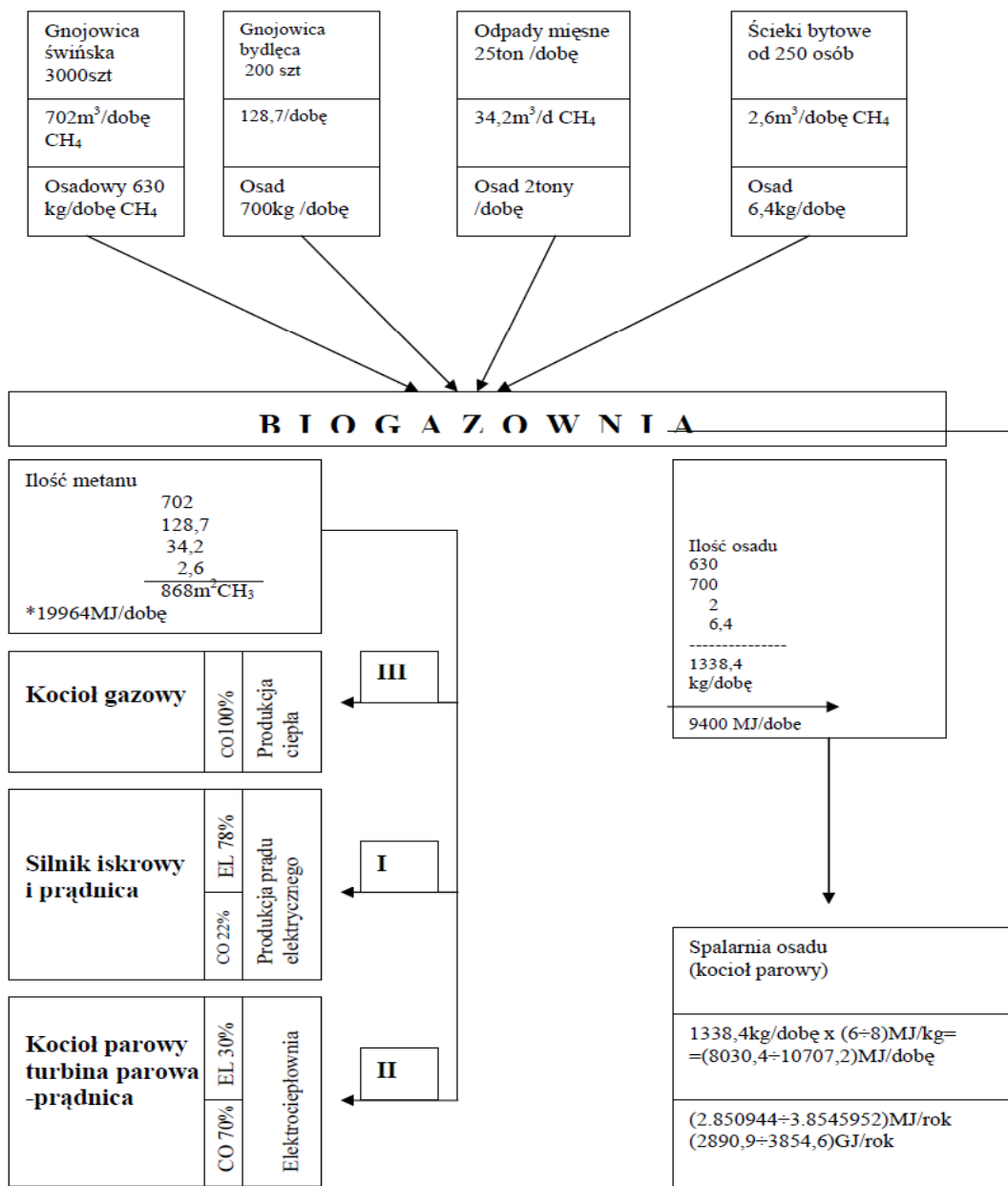
- 1) w bioreaktorze 25% wartości organicznej zostanie przetworzona na metan,
- 2) z powstałych 75% osadu 50% to osad mineralny
50% to osad organiczny

potencjał energetyczny osadu odwodnionego, po bioreaktorze przy wartości energetycznej $Q = 6\text{--}8 \text{ MJ/kg}$ wynosi

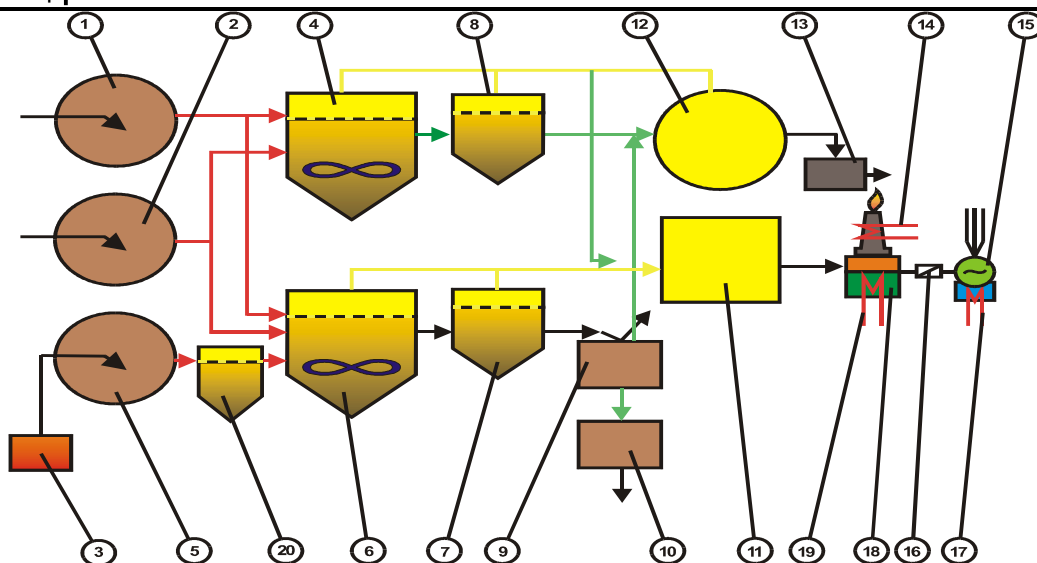
$$17 \text{ kg osadu odwodnionego} / \text{dobę} \times 75\% \times 50\% = 6,4 \text{ kg osadu organicznego} / \text{dobę}$$

$$6,4 \text{ kg/dobę} \times (6\text{--}8) \text{ MJ/kg} = (38,4\text{--}51,2) \text{ MJ/dobę}$$

Projektowana biogazownia usytuowana jest z dala od osiedli mieszkaniowych. Wykorzystanie energii biogazu na potrzeby własne jest możliwe na poziomie 20–25%. Uwarunkowania rynkowe sprzedaży wyprodukowanej energii umożliwiają uzyskanie ceny 30–50 zł/GJ za energię cieplną i 0,15–0,25 zł/kWh za energię elektryczną. W istniejących uwarunkowaniach sprzedaż energii cieplnej, ze względu na znaczne odległości od osiedli mieszkaniowych (2,5 do 14 km) i brak sieci przesyłowych jest nie możliwa. Dlatego na schemacie [Rys. 4.19] oznaczono ten wariant symbolem III. Najkorzystniejszy dla projektowanej biogazowni jest wariant wykorzystania biogazu do napędu silnika iskrowego, który następnie poruszał będzie prądnicę. Wariant ten na schemacie oznaczony jest symbolem I. Powstające ciepło odpadowe odzyskane z układu chłodzenia silnika iskrowego, energii odzyskanej ze spalin tego silnika oraz energii odzyskanej z układu chłodzenia prądnicy zostanie wykorzystane na potrzeby własne biogazowni i fermy trzody chlewnej.



Rys. 4.19 Schemat ideowy projektowanej biogazowni



Rys. 4.20 Schemat technologiczny biogazowni z silnikiem iskrowym:

- 1,2 – zlewnia gnojowicy świńskiej i bydłej,
- 3 – mikser, kościarka,
- 4 – reaktor I (54°C, 500 m³),
- 5 – zlewnia odpadów mięsnych i odpadów biologicznych stałych ,
- 6 – reaktor II (54°C, 500 m³),
- 7, 8 – filtry i komora higienizacyjna II-go stopnia (62°C),
- 9 – wirówki,
- 10 – zbiornik osadu pofermentacyjnego I,
- 11 – zbiornik biogazu (868 m³/dobę),
- 12 – zbiornik odpadów ciekłych pofermentacyjnych,
- 13 – zbiornik osadu II,
- 14 – wymiennik ciepła spalin,
- 15 – prądnica,
- 16 – sprzęgło,
- 17 – wymiennik ciepła ukł. chłodzenia prądnicy,
- 18 – silnik iskrowy,
- 19 – wymiennik ciepła ukł. chłodzenia silnika,
- 20 – komora higienizacyjna (70°C).

Na rysunku [Rys. 4.20] pokazano schemat proponowanej biogazowni z zastosowaniem silnika iskrowego. System trzech zlewni umożliwia niezależne przyjmowanie i dozowanie, biologicznego surowca, wg optymalnej dla danych warunków ustalonej receptury. Proponowany układ dwustopniowy higienizacji wsadu daje gwarancję bezpieczeństwa, że powstający płynny odpad procesu możliwy jest do rolniczego zagospodarowania.

Osad biologiczny w ilości 1338.2 kg/dobę stanowi także źródło energii w ilości 9,4 GJ/dobę. Po osuszeniu w warunkach naturalnych w okresie lata, osad ten wzbogacony

A schematic diagram of a power plant system with 21 numbered components. The diagram shows a complex network of pipes, pumps, and electrical connections. Key features include:

- 9**: A tall blue smokestack emitting grey smoke.
- 8**: A blue pump or valve connected to the smokestack.
- 7**: A blue lightning bolt symbol, likely representing a power source or grounding.
- 6**: A red and yellow heat exchanger or boiler component.
- 5**: A large red rectangular area, possibly a condenser or storage tank.
- 16**: A red pipe network connecting various parts of the system.
- 10**: A red valve or pump in the upper pipe network.
- 11**: A blue valve or pump in the upper pipe network.
- 13**: A green circular component, possibly a turbine or generator.
- 12**: A blue pipe connecting the green component to the right side.
- 14**: A blue pipe with a valve leading to the right.
- 15**: A blue pipe with a valve leading to the right.
- 21**: A blue pipe with a valve leading to the right.
- 1**: A green train car on a track.
- 2**: A yellow and red component, possibly a transformer or switch.
- 3**: A red and yellow heat exchanger or boiler component.
- 4**: A red and yellow heat exchanger or boiler component.
- 18**: A large red rectangular area, possibly a condenser or storage tank.
- 17**: A blue pipe with a valve leading to the right.
- 19**: A blue pipe with a valve leading to the right.
- 20**: A blue pipe with a valve leading to the right.

- 1 – transport osadu i słomy lub trocin,
- 2 – komora mieszania opału,
- 3 – wymiennik parowy,
- 4 – kocioł wodny,
- 5 – para,
- 6 – elektrofiltry spalin,
- 7 – mokra komora filtracyjna spalin,
- 8 – kolektor dymny,
- 9 – komin,
- 10 – turbina parowa,
- 11 – sprzęgło,
- 12 – transformator,
- 13 – prądnica,
- 14, 15 – sieć PSE,
- 16, 17 – wymiennik ciepła (odzysk ciepła skraplania i chłodzenia),
- 18 – powrót wody,
- 19 – pompy,
- 20 – akumulator ciepła.

Proponowany system dostawy surowca do produkcji biogazu z czterech źródeł umożliwia dobową produkcję biogazu na poziomie 868 m³. Dostawa surowca z czterech źródeł daje gwarancję ciągłości pracy biogazowni [4.7].

4.4. Analiza istniejących danych w aspekcie systemu rekomendacji

W raporcie Etapu I wyszczególniono braki w dokumentacji, wynikające głównie z niedoboru danych literaturowych lub w ogóle nierozpoznanych i niezdefiniowanych potencjałów w obrębie danego województwa, powiatu, gminy. Aktualizowane są jednak stopniowo informacje dotyczące zasobów biomasy na terenie powiatów, a nawet gmin. W raporcie Etapu I [4.3] posłużono się informacjami znajdującymi się na stronie internetowej Głównego Urzędu statystycznego [4.22]. Wykaz i terminy wydania publikacji GUS zawierających wyniki powszechnego spisu rolnego 2010:

Powszechny Spis Rolny 2010 – Raport z wyników – czerwiec/lipiec 2011 r.,

Powszechny Spis Rolny 2010 – Użytkowanie gruntów – 30.IX.2011 r.,

Powszechny Spis Rolny 2010 – Uprawy rolne i wybrane elementy metod produkcji roślinnej 31.X.2011 r.,

Powszechny Spis Rolny 2010 – Zwierzęta gospodarskie i wybrane elementy metod produkcji zwierzęcej – 31.X.2011 r.,

Powszechny Spis Rolny 2010 – Środki produkcji w rolnictwie – 31.X.2011 r.,

Powszechny Spis Rolny 2010 – Uprawy ogrodnicze – 30.XI.2011 r.,

Powszechny Spis Rolny 2010 – Charakterystyka gospodarstw rolnych – kwiecień 2012 r.,

Powszechny Spis Rolny 2010 – Pracujący w gospodarstwach rolnych – 12. 2012 r. [4.23].

W związku z licznymi lukami w informacjach na temat gmin, powiatów i województw podjęto się zebrania materiałów i opracowano metodę pozyskiwania danych.

4.4.1. Metody ankietowe pozyskania danych

Na początku maja br. wysłano do wszystkich Urzędów Gmin i Urzędów Miejskich, znajdujących się w województwie śląskim, ankietę pocztą elektroniczną o treści:

Szanowni Państwo, uprzejmie proszę o wskazanie, czy w Państwa zbiorach znajdują się następujące informacje:

1. jaki obszar w Państwa gminie jest zajmowany przez uprawy energetyczne – ile gospodarstw uprawia rośliny energetyczne i jakie to są gatunki;
2. obecność wszelkich instalacji związanych z odnawialnymi źródłami energii (elektrownie wiatrowe, kolektory słoneczne, pompy wodne, biogazownie itp.) – ile jest podmiotów prowadzących tego rodzaju działalność, ile z nich świadczy usługi dostępne dla społeczeństwa, a ile wykorzystuje te instalacje na potrzeby własne;
3. jaki jest obszar nieużytków rolnych;



4. jaki jest obszar lasów;
5. ile gospodarstw na terenie Państwa gminy prowadzi działalność rolniczą w zakresie hodowli bydła, trzody chlewnej i ferm drobiu i jakiej wielkości są wskazane gospodarstwa (ilość sztuk bydła, trzody lub drobiu).

W przypadku posiadania w/w informacji bardzo proszę o ich przesłanie. Dane te są potrzebne do projektu reprezentowanego przez dr Zbigniewa Caputę z Uniwersytetu Śląskiego pt. "Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków".

Pośród 167 gmin otrzymano nieliczne odpowiedzi:

Bytom

1. –
2. W 2009 roku dofinansowano zainstalowanie na terenie Gminy 135 kolektorów słonecznych oraz 1 pompę ciepłą.
3. Obszar nieużytków wynosi 546 ha.
4. Obszar lasów 1471 ha.
5. –

Marek Gorzkowski, Kierownik Referatu Ochrony Przyrody i Opłat Środowiskowych

Katowice

1. Na terenie miasta Katowice znajduje się 1 gospodarstwo, które uprawia rośliny energetyczne tj. wierzbę, która po osiągnięciu wysokości 5 m zostaje pocięta i wysuszona z przeznaczeniem na opał w kominku na powierzchni 200m².
2. –
3. Obszar nieużytków rolnych w mieście wynosi 395 ha.
4. Na terenie miasta Katowice obszar lasów wynosi 6801 ha, w tym lasów prywatnych 110 ha.
5. Powierzchnia gruntów rolnych stanowi 11,18 % całkowitej powierzchni miasta Katowice tj. 1833 ha, a jej struktura przedstawia się następująco:

• grunty orne	–	1088 ha
• łąki	–	476 ha
• pastwiska	–	182 ha
• sady	–	40 ha
• grunty rolne zabudowane	–	13 ha

Etap nr 12:

***Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie***

- grunty pod rowami – 30 ha
- grunty pod stawami – 4 ha

Na powyższą powierzchnię składają się grunty gminne, spółdzielcze, kościelne i grunty 163 indywidualnych gospodarstw rolnych.

Pogłowie zwierząt na terenie miasta Katowice kształtuje się następująco:

- bydło ogółem – 143 szt.
- trzoda chlewna – 3017 szt.
- kóz – 12 szt.
- owce – 53 szt.
- brojlery – 6000 szt. (1 ferma drobiu)
- kury nioski – 3000 szt. (1 ferma jaj konsumpcyjnych)

Karolina Wojtan

Siemianowice Śląskie

1. na terenie gminy znajduje się niewielki obszar (poniżej 1ha), na którym stworzono doświadczalny obszar hodowli upraw energetycznych (wierzby). Charakter w/w uprawy jest wyłącznie doświadczalny.

2. Na terenie gminy nie ma instalacji związanych z odnawialnymi źródłami energii. Kilkanaście osób fizycznych posiada zainstalowane panele solarne na swoich budynkach (wyłącznie na swoje

cele). Wyjątkiem jest budynek hali sportowej kompleksu sportowego MICHAŁ, który wyposażony jest w ogniwa fotowoltaiczne.

3.,4. Na terenie gminy znajduje się 38 ha lasów oraz 104 ha nieużytków rolnych.

5. –

Artur Kledzik

Tychy

1. –

2. Kolektory słoneczne na dzień dzisiejszy posiada Zespół Szkół nr 4 przy ulicy Bielskiej 100, która wykorzystuje tą instalację na potrzeby własne; biogazownię posiada Międzygminne Przedsiębiorstwo Gospodarki odpadami i Energetyki odnawialnej W Tychach, odbiorcą ciepła jest miejscowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej (PEC), a prąd włączył do swojej sieci koncern Vattenfall.

3. powierzchnia lasów niestanowiących własności Skarbu Państwa obecnie wynosi 118,55ha



4. –

5. –

Jakub Czardybon, prezydent miasta

Wojkowice

1. Brak upraw roślin energetycznych

2.

– elektrownie wiatrowe: nie dotyczy

– kolektory słoneczne: brak informacji

– pompy wodne: nie dotyczy

– biogazownie: nie dotyczy

3. obszar nieużytków rolnych 85 ha

4. obszar lasów 30 ha

5. nie dotyczy

Daria Robaczewska

Wilamowice

1. –

2. –

3. Powierzchnia nieużytków w Gminie wynosi 23 ha.

4. Powierzchnia lasów w Gminie wynosi 436 ha.

5. Gospodarstwa rolne – osoby fizyczne 1149 szt, w tym:

1 do 2 ha 685 szt.

2,01 do 5ha 355 szt.

5,01 do 10 ha 85 szt.

powyżej 10 ha 24 szt.

Gospodarstwa rolne osoby prawne (w tym rolnicze spółdzielnie, parafie): 17 szt.
łącznie powierzchnia 488 ha.

Maria Markiel

Szczyrk

1. Brak upraw energetycznych

2. W ramach Programu ograniczenia niskiej emisji w roku 2010 zostały dofinansowane przez Gminę Szczyrk 48 zadania polegające na montażu kolektorów słonecznych na budynkach mieszkalnych.

3. Obszar nieużytków wg zestawienia ewidencji rejestrów gruntów – 28.1613 [ha]

4. Obszar lasów – 2 766.8072 [ha]

5. brak takich gospodarstw

Anna Moroń

Buczkowice

1. Brak danych

2. Brak danych

3. 5,3 ha

4. 105,9 ha

5. brak danych

Przemysław Lubiński

Jasienica

1. Uprawy energetyczne na terenie gminy Jasienica zajmują 15,5ha i uprawiane są w czterech gospodarstwach rolnych. W gospodarstwach tych dominuje uprawiana wierzby energetycznej.

2. Instalacje związane z odnawialnymi źródłami energii:

– elektrownie wiatrowe – 2 szt.

– kolektory słoneczne – 40 obiektów

Energia odnawialna pozyskiwana i wykorzystywana jest na użytek własny – budynki jednorodzinne.

3. Nieużytki rolne na terenie gminy Jasienica stanowią 18,0 ha

4. Obszary zalesione stanowią powierzchnię 1390 ha

Łukasz Nowrotek

Kozy

1. Brak upraw roślin energetycznych

2. Brak podmiotów prowadzących tego rodzaju działalność

3. Około 30 ha

4. Około 1040 ha

5. Brak takich gospodarstw

Barbara Walewska



Imielin

1. Uprawy energetyczne – brak
2. Kolektory słoneczne zainstalowane w programie ograniczenia niskiej emisji: 50szt w latach 2005–2009
3. Nieużytki rolne – brak danych
4. Powierzchnia lasów około 48 ha
5. Działalność rolnicza w zakresie: hodowli bydła – 7 gospodarstw, łącznie około 50 szt, trzody chlewnej – 1 gospodarstwo około 30 szt., ferm drobiu – brak.

Burmistrz miasta Jan Chwiedacz

Lędziny

1. –
2. –
3. –
4. – powierzchnia lasów Gminy Lędziny wynosząca 483 ha.
5. –

Renata Zazakowny

Bieruń

1. Brak upraw roślin energetycznych
2. Instalacje związane z odnawialnymi źródłami energii to kolektory słoneczne (120 szt.) i pompy ciepła (4 szt). Podmiotów prowadzących tego typu działalność jest ok.7.
3. Obszar nieużytków rolnych –brak danych.
4. Obszar lasów to 615 ha.
5. Ilość gospodarstw na terenie naszej gminy, które prowadzą działalność rolniczą w zakresie hodowli bydła, trzody chlewnej i ferm drobiu – brak danych.

Urząd Miejski w Bieruniu

Cieszyn

1. –
2. Z całą pewnością nie ma na terenie gminy Cieszyn elektrowni wiatrowej ani biogazowni. W chwili obecnej trwa budowa małej elektrowni wodnej na Olzie (inwestycja prywatna). Ponadto kilkadziesiąt domów jednorodzinnych korzysta z paneli słonecznych jako

dodatkowe źródło energii gł. do podgrzewania wody. Panele słoneczne zamontowane są też na dachach kilku instytucji użyteczności publicznej i firm.

3. Powierzchnia nieużytków: 9,75 ha, ogółem grunty rolne (grunty orne, sady, łąki, pastwiska, użytki rolne zabudowane, grunty pod stawami) w gm. Cieszyn: 1514,4 ha (dane wg wykazu użytków w gminie Cieszyn, 2010 r.)

4. –

5. –

Małgorzata Węgierek, Wydział Ochrony Środowiska i Rolnictwa UM w Cieszynie

Brenna

1. brak danych (w tutejszym urzędzie nie zgłoszono takich upraw)

2. brak elektrowni wiatrowych, biogazowni, natomiast pompy wodne mogą znajdować się w użytkowaniu osób fizycznych, podobnie jak wykorzystywane są kolektory słoneczne (brak wykorzystania na dużą skalę)

3. obszar nieużytków około 50 ha

4. obszar lasów 6250 ha, plus grunty zadrzewione i zakrzewione 26 ha

ad. 5 brak danych

zastępca wójta Krzysztof Majeran

Hazlach

1. nie ma możliwości podania ilości gospodarstw uprawiających rośliny energetyczne oraz ich gatunków

2. Urząd Gminy w Hazlachu nie dysponuje ilością instalacji związanych z odnawialnymi źródłami energii, natomiast na dzień 4 maja br. 33 podmioty prowadzące działalność gospodarczą mają wpisane PKD związane z odnawialnymi źródłami.

3. nieużytków w Gminie Hazlach jest 26.157 ha

4. lasów w Gminie Hazlach jest 806,375 ha

A. Siekierka

Mstów

1. nie prowadzimy ewidencji co do upraw

2. 1 elektrownia wiatrowa prywatna

3. obszar nieużytków rolnych;– 172 ha

4. obszar lasów;– 1827 ha

5. nie mamy informacji na ten temat

Przyrów

Etap nr 12:

**Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**



1. brak informacji na temat obszaru zajmowanego przez uprawy energetyczne,
2. na terenie gminy Przyrów brak jest instalacji związanych z odnawialnymi,
3. brak danych o obszarze nieużytków rolnych,
4. obszar lasów na terenie Gminy Przyrów to powierzchnia 2161 hektarów, Wiesława Mróz, Inspektor, Urząd Gminy Przyrów

Kłobuck

1. Na terenie gminy Kłobuck plantacja wierzby energetycznej (sadzonki są klonem „wierzby marzęcińskiej”) założona jest na gruntach komunalnych około 5 ha oraz na gruntach stanowiących własność osoby fizycznej na pow. około 1,50 ha.
2. Na terenie gminy funkcjonują 2 źródła energii odnawialnej (elektrownie wiatrowe) i zlokalizowane w m. Libidza, Kamyk.
3. obszar nieużytków wynosi – 78 ha.
4. Obszar lasów na terenie gminy wynosi – 3592 ha.
5. Gmina nie prowadzi ewidencji gospodarstw w zakresie hodowli bydła, trzody chlewnej i ferm drobiu.

Magdalena Kasprzak, Kierownik Wydziału Gospodarki, Komunalnej, Ochrony Środowiska i Rolnictwa

Przystajń

1. brak takich upraw
2. pompa wodna 1 instalacja – na potrzeby własne
3. pow. nieużytków – 50 ha
4. pow. lasów – 2711 ha
5. –

Bogusław Leszczyński

Lubliniec

1. brak informacji
2. na terenie gminy nie znajdują się instalacje związane z odnawialnymi źródłami energii (elektrownie wiatrowe, biogazownie, pompy wodne). Kolektory słoneczne instalowane są przez odbiorców indywidualnych – solary.
3. –
4. –
5. –

Łaziska Górne

1. Urząd Miejski nie jest w posiadaniu informacji na temat upraw energetycznych
2. Nie posiadamy w swoich zasobach danych o odnawialnych źródłach energii. Kolektory słoneczne są zainstalowane w ORS ŻABKA i wykorzystywane do celów własnych. Ponadto kolektory słoneczne posiada wielu mieszkańców Gminy.

Od 2011 roku ich zakup i montaż jest dofinansowywany przez Gminę

3. Obszar nieużytków rolnych to 50 ha
4. Powierzchnia lasów to 204 ha
5. Brak informacji w tym zakresie.

Elżbieta PIECHA – Sekretarz Gminy

Wyry

4. teren Gminy Wyry jest objęty planem zagospodarowania przestrzennego w 67%. Powierzchnia gminy objęta planem zgodnie z bilansem powierzchni wynosi 2272 ha ,w tym tereny lasów w miejscowości Wyry wynoszą 27,80 ha, w miejscowości Gostyń wynoszą 27,93 ha.

Natomiast w kwestii terenów rolnych informuję iż tereny rolnicze R, tereny rolnicze położone w dolinach cieków wodnych R/WS, tereny rolnicze i ogrodnicze RO, tereny ośrodków produkcji gospodarki hodowlanej, rolnej i ogrodniczej RP, tereny obsługi gospodarki leśnej RUL powierzchnie wynoszą odpowiednio:

Wyry: 56,43 ha – R

104,08 ha – R/WS

5,89 ha – RO

1,83 ha – RP

Gostyń: 12,87 ha – R

216,00 ha – R/WS

1,39 ha – RO

2,72 ha – RP

0,58 ha – RUL

Barabara Myszor

Pszczyna

1. obszar zajmowany przez uprawy energetyczne na terenie gminy wynosi ogółem 28 ha. Rośliny energetyczne (wierzbę energetyczną) uprawiają dwa gospodarstwa,

2. na terenie gminy istnieje jedna biogazownia przydomowa. W przypadku pozostałych instalacji związanych z odnawialnymi źródłami energii (elektrownie wiatrowe, kolektory słoneczne, pompy wodn) tut. urząd nie posiada danych.



3. nieużytki rolne w gminie zajmują obszar 99 ha,

4. obszar lasów wynosi 5126 ha,

5. Urząd Miejski w Pszczynie nie prowadzi statystyki dotyczącej liczby gospodarstw zajmujących się hodowlą bydła, trzody i drobiu.

Wydział Rolnictwa i Leśnictwa Urzędu Miejskiego w Pszczynie

Kuźnia Raciborska

1. Na terenie naszej gminy nie ma upraw energetycznych.

2. Nie ma zainstalowanych elektrowni wiatrowych, biogazowni. Nie posiadamy danych na temat ilości kolektorów słonecznych (osoby fizyczne).

3. Obszar nieużytków rolnych – 86,7253 – dane z 2004 r.

4. Obszar lasów – 9595,2856 – dane z 2004 r.

5. –

Aleksander Jankowski, insp. Ref. GN

Kornowac

1. –

2. Nie ma elektrowni wiatrowych ani biogazowni. Kolektory słoneczne zakładają prywatne osoby, nie mamy natomiast danych na temat konkretnej liczby (przypuszczalnie ok. 10–15).

3. ok. 202,25 ha nieużytków rolnych,

4. 204,38 ha lasów i gruntów leśnych,

5. 2 hodowle drobiu i 1 kurnik (w tym zakresie nie posiadamy szczegółowych danych na temat wielkości gospodarstw).

Dariusz Nowak, Urząd Gminy Kornowac

Jejkowice

1. brak danych

2. brak danych

3. brak danych

4. obszar lasów 188,8827 ha

5. brak danych

Kalety

1. brak danych

2. Na terenie miasta Kalety realizowany był program ograniczenia niskiej emisji w wyniku której około 200 gospodarstw domowych zainstalowało solary na swoich budynkach.

3. obszar nieużytków rolnych: 29 ha / użytki rolne 1238 ha

4. obszar lasów 1181 ha

5. Ferma drobiu 5 cykli po 2000 kur.

Marek Parys

Miasteczko Śląskie

1. brak danych

2. kolektory słoneczne służące do ogrzewania CWU 11 szt. pompy ciepła 1 szt. – wszystkie instalacje wykorzystywane są na potrzeby własne.

3. brak danych

4. obszar lasów: 5264 ha

5. Brak danych

Grzegorz Pietrucha

Godów

1. obszar upraw energetycznych: na terenie Gminy Godów nie ma upraw energetycznych,

2. zamontowano instalacji solarnych ok. 8 sztuk, w roku 2012 planuje się montaż 600 nowych instalacji (dofinansowanie z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Śląskiego). Jedna instalacja solarna znajduje się na pomieszczeniach użytkowych boiska sportowego „ORLIK”. Pozostałe instalacje są zainstalowane na prywatnych budynkach,

3. obszar nieużytków rolnych: Gmina ma powierzchnię 38,08 km², co stanowi 13,2 % powierzchni powiatu wodzisławskiego. Wg klas bonitacyjnych najczęściej występuje gleb w klasie bonitacyjnej IVa i IVb, bo ok. 55% całego areału, gleby III klasy a i b stanowią ok. 9 % udziału, natomiast V i VI klasa bonitacyjna to 36% areału,

4. obszar lasów: ok. 7% powierzchni Gminy,

Anna Brzemia

Żywiec

1. nie posiadamy informacji na temat upraw roślin energetycznych,

2. w 2009 roku zainstalowano na 252 budynkach jednorodzinnych zestawy solarne, w 2010 roku było to 70 instalacji. Ponadto solary widnieją na pływalni miejskiej, przedszkolu nr 11 i nr 6,



3. brak danych

4. brak danych

5. brak danych

A. Czerwińska

Łękawica

1. Gmina w swoich zasobach nie posiada danych w tym zakresie.

2. Na dzień dzisiejszy na terenie gminy nie występują elektrownie wiatrowe, pompy wodne i biogazownie. Kolektory słoneczne występują, ale nie posiadamy ich ilości. Kolektory te zamontowane są na budynkach mieszkalnych stanowiących prywatną własność.

3. –

4. –

5. –

Elżbieta Tomaszek, inspektor Urzędu Gminy w Łękawicy

Milówka

1. Brak danych odnośnie upraw roślin energetycznych na terenie gminy Milówka

2. Brak informacji odnośnie wszystkich rodzajów źródeł energii odnawialnej na terenie gminy Milówka. Posiadane informacje dotyczą jedynie zrealizowanych zadań polegających na doposażeniu w budynkach mieszkalnych istniejących kotłowni w zestawy solarne, w ramach Programu Ograniczenia Niskiej Emisji dla Gminy Milówka 2008–2013r. Dotychczas zrealizowano: 2008r. – 7 szt., 2009r. – 52 szt., 2010r. 40 szt. Razem 99 szt.

3. Powierzchnia użytków rolnych na terenie gminy Milówka (oznaczonych w ewidencji gruntów jako R, Ps, Ł, S) wynosi 4262,4793 ha. W chwili obecnej ok. 75% wszystkich gruntów rolnych jest nie jest użytkowana.

4. Powierzchnia lasów na terenie gminy Milówka, zgodnie z ewidencją gruntów wynosi 1602,4613 ha.

5. Brak informacji odnośnie ilości gospodarstw rolnych na terenie gminy Milówka prowadzących hodowlę bydła, trzody chlewnej czy ferm drobiu.

Bartłomiej Majiczek

4.5. Metodologia wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

Jeśli rozpatrujemy **potencjał techniczny** to jednym z kluczowych kryteriów są możliwości przesyłowe dla wyprodukowanej energii. Potencjał techniczny biomasy to ta ilość, którą można wykorzystać w spalarni, produkcji biogazu itp. Dla przykładu potencjał techniczny biomasy słomy jest uzależniony od plonowania w danym roku, warunków pogodowych i wykorzystania słomy na inne cele i zazwyczaj stanowi około 1/3 potencjału teoretycznego. Uwarunkowania budowy biogazowni oraz charakterystykę mocy podano w raporcie [4.3].

W opracowaniu posłużono się danymi statystycznymi pobranymi z Portalu Statystyki Publicznej GUS [4.22], jednakże zakres prezentowanych na stronie danych nie daje pełnego obrazu sytuacji w zakresie pozyskiwania i wykorzystania nośników energii z OZE w Polsce, przede wszystkim ze względu na znaczne rozproszenie źródeł pozyskiwania i lokalny charakter ich wykorzystywania. Niskie moce większości obiektów wytwarzających i użytkujących energię ze źródeł odnawialnych utrudniają objęcie ich stałymi badaniami statystycznymi, a zużycie biomasy w gospodarstwach domowych nie jest objęte regularnymi badaniami.

Biogaz jest gazem składającym się głównie z metanu i dwutlenku węgla, uzyskiwanym w procesie beztlenowej fermentacji biomasy. W sprawozdawczości statystycznej, ze względu na sposób pozyskiwania, wyodrębnia się:

- gaz wysypiskowy, uzyskiwany w wyniku fermentacji odpadów na składowiskach,
- gaz z osadów ściekowych, wytwarzany w wyniku beztlenowej fermentacji szlamu kanalizacyjnego,
- pozostałe biogazy:
 - a) biogaz rolniczy uzyskiwany w procesie beztlenowej fermentacji biomasy pochodzącej z upraw energetycznych, pozostałości z produkcji roślinnej i odchodów zwierzęcych;
 - b) biogaz uzyskiwany w procesie beztlenowej fermentacji biomasy pochodzącej z odpadów w rzeźniach, browarach i pozostałych branżach żywnościowych

Biopaliwa są wytwarzane z surowców pochodzenia organicznego (z biomasy lub biodegradowalnych frakcji odpadów). Sprawozdawczością statystyczną objęte są następujące produkty: bioetanol, biodiesel, biometanol, biodimetyloeter, bio-ETBE, bio-MTBE. Jako biopaliwa (biopłyny) mogą być też wykorzystywane naturalne oleje roślinne. Wymienione produkty są stosowane jako biokomponenty dodawane do paliw silnikowych wytwarzanych z



ropy naftowej. Dodatkami najczęściej stosowanymi są: bioetanol (dodatek do benzyn silnikowych) i biodiesel (dodatek do olejów napędowych).

Obecnie jedną z lepszych metod wykorzystania biomasy jest jej spalanie ze zgazowaniem. Metoda wykorzystuje zgazowanie do produkcji ciepła i biogazu, który można również spalić lub wykorzystać do produkcji energii elektrycznej w generatorach napędzanych silnikami tłokowymi lub turbinami gazowymi. Wzorcowym rozwiązaniem może być agregat zasilany gazem wykorzystujący silnik tłokowy jako dolne źródło dla pompy ciepła i napęd sprężarki oraz prądnicy. Kolejnym ze sposobów pozyskiwania biopaliwa jest piroliza tzn. rozkład biomasy w ściśle określonej temperaturze i obecności gazów np. tlenu. Efektem takiego działania jest olej pirolityczny, łatwy w transporcie i przechowywaniu. Piroliza jest jednak bardzo skomplikowana i ciągle znajduje się w stadium badań i dopracowania, a efekt końcowy jest silnie uzależniony od jakości surowca. Innym sposobem wykorzystania biomasy jest samodzielne spalanie lub współspalanie z paliwami kopalnymi [4.28].

Według danych statystycznych na rok 2010 najwięcej sztuk bydła w przypadku gospodarstw indywidualnych posiadają województwa: małopolskie (993 782), podlaskie (917 043), wielkopolskie (720 986), najmniej: lubuskie (45 226), zachodniopomorskie (68 738), dolnośląskie (70 180) i opolskie (87 402). W przypadku trzody chlewnej w gospodarstwach indywidualnych, najwięcej sztuk posiadają województwa: wielkopolskie (3 370 824), kujawsko-pomorskie (1 678 295), mazowieckie (1 327 954) i łódzkie (1 244 850), a najmniej: lubuskie (146 786) i podkarpackie (213 577). W przypadku pogłowia pozostałych zwierząt hodowlanych, najwięcej owiec występuje w województwie małopolskim (54 560) i wielkopolskim (23 009), kóz w śląskim (19 126), małopolskim (14 867), podkarpackim i wielkopolskim (ok. 13 000). W województwie opolskim, zachodnio-pomorskim, lubuskim, kujawsko-pomorskim i śląskim konie występują w liczbie poniżej 10 000. Najwięcej drobiu posiadają województwa: wielkopolskie (33 800 982), mazowieckie (19 502 065) i łódzkie (11 655 453), w pozostałych województwach ich ilość utrzymuje się na poziomie 5–8 milionów sztuk.

Najwięcej gospodarstw rolnych o wielkości ekonomicznej powyżej 40 ESU (Europejskiej Jednostki Wielkości) znajduje się w województwie wielkopolskim (ok. 4000), mazowieckim i kujawsko-pomorskim (ponad 2000), a także lubelskim, zachodniopomorskim, dolnośląskim, pomorskim i warmińsko-mazurskim (ok. 1000). Gospodarstwa o wielkości 10–40 ESU znajdują się głównie w województwach mazowieckim i wielkopolskim (ok. 40 000), podlaskim, kujawsko-pomorskim, łódzkim i lubelskim (ok. 20 000), natomiast gospodarstwa o wielkości do 8 ESU występują głównie w województwie podkarpackim, małopolskim, lubelskim i mazowieckim (stan na rok 2008).

Województwa posiadające największą powierzchnię lasów i gruntów leśnych: zachodniopomorskie (819 288 ha), mazowieckie (797 673 ha), wielkopolskie (770 494 ha),

warmińsko-mazurskie (741 208 ha) i lubuskie (707 633 ha). Województwa o najmniejszej powierzchni lasów i gruntów leśnych: opolskie (254 903 ha) i świętokrzyskie (331 693 ha).

Tabela 4.25 Proponowane powiaty i gminy o największym obszarze lasów i gruntów leśnych

Województwo	Powiat	Gmina
Zachodniopomorskie (819 288 ha)	Drawski (82 284 ha)	Kalisz Pomorski (28 283 ha) Czaplinek (14 725 ha) Wierzchowo (14 654 ha)
	Szczeciński (79 439 ha)	Borne Sulinowo (28 640 ha) Szczecinek (19 581 ha) Biały Bór (13 654 ha)
	Wałecki (78 939 ha)	Wałcz (27 993 ha) Człopa (25 368 ha) Mirosławiec (12 540 ha)
	Koszaliński (71 872 ha)	Polanów (21 581 ha) Bobolice (18 274 ha) Manowo (12 400 ha)
	Goleniowski (61 052 ha)	Goleniów (20 050 ha) Przybiernów (13 048 ha) Stepnica (9 648 ha)
	Choszczeński (52 065 ha)	Drawno (22 191 ha) Bierzwnik (12 942 ha) Recz (6 212 ha)
	Myśliborski (50 147 ha)	Dębno (16 321 ha) Barlinek (12 860 ha) Myślibórz (7 474 ha)
	Świdwiński (38 804 ha)	Połczyn-Zdrój (12 895 ha)
	Stargardzki (36 579 ha)	Kobylanka (6 960 ha)
	Białogardzki (34 101 ha)	Tychowo (20 177 ha) Białogard (11 482 ha)
	Łobeski (33 970 ha)	Resko (12 714 ha)
	Sławieński (29 902 ha)	Sławno (11 669 ha)
	Kamieński (27 991 ha)	Golczewo (8 311 ha)
Mazowieckie (797 673 ha)	Ostrołęcki (64 606 ha)	Kadzidło (10 414 ha) Łyse (8 576 ha) Olszewo-Borki (8 430 ha)
	Radomski (37 162 ha)	Pionki (14 624 ha) Iłża (10 095 ha)
	Przasnyski (35 725 ha)	Chorzele (15 498 ha) Jednoróżec (10 451 ha)
	Garwoliński (35 261 ha)	Maciejowice (6 431 ha) Wilga (4 866 ha)
	Ostrowski (34 041 ha)	Ostrów Mazowiecki (11 194 ha) Brok (7 942 ha)

Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie



Województwo	Powiat	Gmina
	Węgrowski (31 212 ha)	Łochów (7 147 ha) Stoczek (5 607 ha)
	Płocki (30 878 ha)	Nowy Duninów (10 170 ha) Łąck (4 490 ha)
	Siedlecki (29 471 ha)	Wodynie (3 419 ha)
Wielkopolskie (770 494 ha)	Czarnkowsko-trzcianecki (93 753 ha)	Wieleń (28 898 ha) Trzcianka (18 664 ha) Czarnków (14 007 ha)
	Złotowski (75 334 ha)	Jastrowie (25 300 ha) Okonek (13 758 ha) Krajenka (9 060 ha)
	Poznański (42 547 ha)	Murowana Goślina (7 910 ha) Mosina (6 448 ha)
	Nowotomyski (39 065 ha)	Miedzichowo (14 794 ha) Zbąszyń (8 980 ha)
	Pilski (36 831 ha)	Szydłowo (10 866 ha) Kaczory (6 662 ha)
	Szamotulski (34 942 ha)	Wronki (19 491 ha) Obrzycko (5 220 ha)
	Międzychodzki (33 476 ha)	Międzychód (15 843 ha) Sieraków (12 050 ha)
	Ostrowski (32 946 ha)	Sośnie (10 182 ha) Przygodzice (7 569 ha)
Warmińsko-mazurskie (741 208 ha)	Olsztyński (107 757 ha)	Olsztynek (19 580 ha) Purda (16 782 ha) Stawiguda (12 361 ha)
	Szczygieński (96 708 ha)	Jedwabno (20 830 ha) Wielbark (20 607 ha) Świątajno (17 701 ha)
	Piski (88 729 ha)	Pisz (29 502 ha) Ruciane-Nida (26 624 ha) Biała Piska (17 926 ha)
	Ostródzki (52 196 ha)	Ostróda (12 367 ha) Łukta (10 240 ha)
	Ławski (36 939 ha)	Ława (18 320 ha) Susz (7 936 ha)
	Nidzicki (36 220 ha)	Nidzica (19 490 ha) Janowo (10 865 ha)
	Mragowski (33 858 ha)	Piecki (16 561 ha) Mragowo (5 901 ha)
Lubuskie (707 633 ha)	Krośnieński (86 456 ha)	Gubin (22 855 ha) Bytnica (16 605 ha) Maszewo (14 279 ha)

Etap nr 12:

**Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**

Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.

Województwo	Powiat	Gmina
	Zielonogórski (81 126 ha)	Nowogórd Bobrzański (16 139 ha) Zielona Góra (12 538 ha) Czerwieńsk (10 426 ha)
	Żarski (77 022 ha)	Brody (15 984 ha) Żary (14 542 ha) Przewóz (12 417 ha)
	Międzyrzecki (75 103 ha)	Skwierzyna (19 932 ha) Międzyrzecz (16 617 ha) Bledzew (13 986 ha)
	Sulęciński (67 219 ha)	Torzym (24 216 ha) Sulęcim (20 795 ha) Krzeszyce (9 780 ha)
	Strzelecko-drezdenecki (63 886 ha)	Drezdenko (26 787 ha) Dobiegniew (21 557 ha) Strzelce Krajeńskie (12 092 ha)
	Gorzowski (55 009 ha)	Kłodawa (16 088 ha) Witnica (12 373 ha) Deszczno (6 781 ha)
	Żagański (54 341 ha)	Żagań (16 067 ha) Iłowa (10 686 ha) Szprotawa (8 280 ha)
	Ślubicki (48 375 ha)	Cybinka (16 957 ha) Ośno Lubuskie (10 482 ha) Rzepin (9 980 ha)
Pomorskie (671 570 ha)	Bytowski (116 008 ha)	Miaśko (24 693 ha) Czarna Dąbrówka (16 750 ha) Lipnica (16 182 ha)
	Ślupski (83 459 ha)	Kępice (18 241 ha) Dębica Kaszubska (15 158 ha) Główny (9 558 ha)
	Człuchowski (77 976 ha)	Rzeczenica (18 589 ha) Koczała (15 506 ha) Człuchów (13 257 ha)
	Chojnicki (71 089 ha)	Czersk (24 433 ha) Brusy (23 555 ha) Chojnice (17 351 ha)
	Starogardzki (57 575 ha)	Osiek (11 442 ha) Osieczna (9 549 ha)
	Kościerski (51 890 ha)	Kościerzyna (14 839 ha) Stara Kiszewa (9 101 ha)
Podkarpackie (664 216 ha)	Bieszczadzki (79 631 ha)	Lutowiska (39 419 ha) Ustrzyki Dolne (28 628 ha) Czarna (11 584 ha)
	Sanocki (61 360 ha)	Komańcza (32 594 ha) Sanok (8 569 ha) Zagórz (7 389 ha)

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie



Województwo	Powiat	Gmina
	Lubaczowski (60 270 ha)	Horyniec-Zdrój (11 631 ha) Narol (11 364 ha) Cieszanów (8 391 ha)
	Leski (56 906 ha)	Cisna (26 211 ha) Baligród (10 903 ha) Solina (10 334 ha)
	Przemyski (46 636 ha)	Bircza (15 105 ha) Fredropol (8 241 ha) Krasieczyn (7 798 ha)
	Stalowowski (44 034 ha)	Zaklików (13 243 ha) Bojanów (10 851 ha) Pysznica (8 685 ha)
Podlaskie (609 719 ha)	Białostocki (119 262 ha)	Gródek (26 570 ha) Michałowó (16 156 ha) Czarna Białostocka (15 796 ha)
	Hajnowski (83 714 ha)	Narewka (22 858 ha) Białowieża (18 057 ha) Hajnówka (16 727 ha)
	Agustowski (77 790 ha)	Płaska (31 607 ha) Sztabin (15 179 ha) Nowinka (12 919 ha)
	Sokołski (50 839 ha)	Szudziałowo (14 475 ha) Krynki (7 352 ha) Janów (6 846 ha)
	Siemiatycki (47 953 ha)	Mielnik (12 410 ha) Nurzec-Stacja (9 253 ha) Milejczyce (6 072 ha)
Dolnośląskie (590 336 ha)	Kłodzki (71 127 ha)	Bystrzyca Kłodzka (15 621 ha) Stronie Śląskie (11 235 ha) Szczytina (8 462 ha)
	Bolesławiecki (69 288 ha)	Osiecznica (28 526 ha) Gromadka (19 558 ha) Bolesławiec (13 850 ha)
	Zgorzelecki (40 190 ha)	Węgliniec (28 986 ha) Pieńsk (3 853 ha)
	Oleśnicki (32 979 ha)	Twardogóra (7 660 ha) Dobroszyce (5 908 ha) Oleśnica (5 466 ha)
Lubelskie (567 725 ha)	Bialski (72 873 ha)	Biała Podlaska (9 135 ha) Drelów (8 488 ha) Międzyrzec Podlaski (7 190 ha)
	Biłgorajski (64 929 ha)	Biłgoraj (15 767 ha) Tereszpol (10 190 ha) Łukowa (7 315 ha)
	Włodawski (49 525 ha)	Wyryki (12 526 ha) Włodawa (11 610 ha) Hańsk (6 905 ha)

Etap nr 12:

**Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**

Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.

Województwo	Powiat	Gmina
	Janowski (35 652 ha)	Janów Lubelski (11 900 ha) Dzwola (11 100 ha) Modliborzyce (5 627 ha)
Małopolskie (444 750 ha)	Nowosądecki (69 791 ha)	Muszyna (9 139 ha) Łabowa (8 525 ha) Piwniczna-Zdrój (8 232 ha)
	Nowotarski (55 345 ha)	Ochotnica Dolna (8 223 ha) Nowy Targ (7 627 ha) Jablonka (7 154 ha)
	Gorlicki (42 481 ha)	Uście Gorlickie (17 806 ha) Sękowa (13 692 ha) Gorlice (3 135 ha)
	Limanowski (39 197 ha)	Mszana Dolna (7 575 ha) Kamienica (6 105 ha) Dobra (5 204 ha)
	Suski (33 916 ha)	Zawoja (8 500 ha) Stryżawa (5 394 ha)
Kujawsko-pomorskie (423 628 ha)	Bydgoski (58 998 ha)	Solec Kujawski (13 303 ha) Koronowo (13 186 ha) Nowa Wieś Wielka (9 380 ha)
	Tucholski (53 477 ha)	Cekcyn (17 706 ha) Śliwice (11 911 ha) Tuchola (11 443 ha)
	Świecki (53 526 ha)	Osie (15 021 ha) Warlubie (11 530 ha) Jeżewo (8 579 ha)
	Toruński (42 012 ha)	Wielka Nieszawka (18 564 ha) Czernikowo (7 474 ha) Obrowo (6 018 ha)
	Włocławski (27 195 ha)	Włocławek (10 916 ha) Baruchowo (4 257 ha)
Śląskie (398 065 ha)	Żywiecki (53 093 ha)	Jeleśnia (9 100 ha) Ujsoły (7 986 ha) Rajcza (7 759 ha)
	Częstochowski (43 622 ha)	Janów (7 375 ha) Olsztyn (4 898 ha)
	Lubliniecki (40 949 ha)	Koszęcin (6 761 ha) Lubliniec (6 257 ha)
	Tarnogórski (32 916 ha)	Tworóg (9 076 ha) Kalety (6 270 ha)
	Zawierciański (30 081 ha)	Łazy (5 856 ha) Ogrodzieniec (3 902 ha)
Łódzkie (379 657 ha)	Radomszczański (43 983 ha)	Przedbórz (10 495 ha) Żytno (7 529 ha) Gidle (3 857 ha)
	Piotrkowski (33 708 ha)	Sulejów (7 833 ha) Aleksandrów (4 726 ha)

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

Zadanie badawcze nr 3:**Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie**

Województwo	Powiat	Gmina
	Tomaszowski (31 779 ha)	Lubochnia (7 298 ha) Tomaszów mazowiecki (6 658 ha)
	Opoczyński (31 380 ha)	Poświętne (8 166 ha) Białaczów (4 726 ha)
	Sieradzki (28 544 ha)	Warta (4 807 ha) Brąszewice (3 980 ha)
Świętokrzyskie (331 693 ha)	Konecki (55 014 ha)	Stąporków (14 068 ha) Końskie (12 752 ha) Ruda Maleniecka (6 371 ha)
	Włoszczowski (36 754 ha)	Włoszczowa (11 243 ha) Krasocin (8 160 ha) Secemin (6 545 ha)
	Staszowski (25 405 ha)	Staszów (8 004 ha) Rytwiany (6 147 ha)
Opolskie (254 903 ha)	Opolski (72 357 ha)	Murów (12 074 ha) Turawa (8 882 ha) Popielów (8 294 ha)
	Oleski (34 774 ha)	Olesno (10 354 ha) Dobrodzień (7 841 ha)
	Strzelecki (31 066 ha)	Jemielnica (6 877 ha) Strzelce Opolskie (6 224 ha)
	Kluczborski (25 910 ha)	Lasowice Wielkie (12 617 ha) Wolczyn (6 810 ha)

Etap nr 12:

***Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie***

Tabela 4.26 Wykaz powiatów i gmin o największej możliwej do pozyskania objętości drewna (grubizny) z lasów niestanowiących własności Skarbu Państwa, aktualizowane w 2010

Jednostka terytorialna	ogółem	las prywatne	las gminne
		[m3]	
MAŁOPOLSKIE	207 882	183 760	24 122
Powiat <i>nowotarski</i>	54 910	49 169	5 741
Jablonka	11 791	11 791	0
Powiat <i>nowosadecki</i>	43 151	30 493	12 658
Piwniczna-Zdrój	8 824	1 937	6 887
Powiat <i>limanowski</i>	22 494	21 403	1 091
Limanowa	4 017	4 017	0
LUDELSKIE	159 642	159 128	514
Powiat <i>biłgorajski</i>	27 193	27 193	0
Biłgoraj	5 217	5 217	0
Powiat <i>białski</i>	24 060	24 047	13
Międzyrzec Podlaski	3 299	3 299	0
Powiat <i>zamojski</i>	15 738	15 738	0
Szczebrzeszyn	3 029	3 029	0
PODKARPACKIE	136 209	88 015	48 194
Powiat <i>lubaczowski</i>	16 433	6 280	10 153
Stary Dzików	4 563	816	3 747
Powiat <i>sanocki</i>	13 222	6 478	6 744
Sanok	6 889	2 807	4 082
Powiat <i>stalowowski</i>	10 873	9 434	1 439
Bojanów	3 231	3 147	84
MAZOWIECKIE	136 107	133 640	2 467
Powiat <i>siedlecki</i>	13 659	13 659	0
Mordy	1 532	1 532	0
Powiat <i>garwoliński</i>	13 344	13 344	0
Wilga	2 016	2 016	0
Powiat <i>sokołowski</i>	10 330	10 330	0
Sterdyń	2 168	2 168	0
ŚLĄSKIE	105 190	97 583	7 607
Powiat <i>cieszyński</i>	35 795	35 795	0
Wista	21 959	21 959	0
Powiat <i>żywiecki</i>	26 666	26 666	0
Jeleśnia	7 590	7 590	0
Powiat <i>zawierciański</i>	8 522	8 522	0
Kroczyce	1 873	1 873	0
ŁÓDZKIE	77 035	74 623	2 412
Powiat <i>radomszczański</i>	9 855	9 855	0
Gidle	1 644	1 644	0
Powiat <i>bełchatowski</i>	9 704	9 699	5
Bełchatów	3 299	3 299	0
Powiat <i>piotrkowski</i>	9 048	9 048	0
Sulejów	1 837	1 837	0
PODLASKIE	71 229	71 019	210
Powiat <i>białostocki</i>	17 575	17 456	119
Choroszcz	3 135	3 135	0
Powiat <i>sokółski</i>	8 464	8 464	0
Sokółka	2 740	2 740	0
Powiat <i>augustowski</i>	8 144	8 078	66
Sztabin	2 639	2 590	49
WIELKOPOLSKIE	70 277	62 942	7 335
Powiat <i>ostrzeszowski</i>	7 931	7 571	360
Ostrzeszów	2 450	2 400	50
Powiat <i>m. Poznań</i>	5 350	295	5 055
Powiat <i>czarnkowsko-trzcianecki</i>	5 235	5 122	113
Wieleń	2 081	2 077	4
POMORSKIE	61 615	58 119	3 496
Powiat <i>bydowski</i>	13 695	13 596	99
Lipnica	7 730	7 665	65
Powiat <i>chojnicki</i>	10 110	10 091	19
Brusy	3 647	3 628	19
Powiat <i>starogardzki</i>	9 441	9 426	15
Kalisza	2 042	2 042	0
ŚWIĘTOKRZYSKIE	55 251	55 147	104
Powiat <i>kielecki</i>	11 166	11 166	0
Raków	1 693	1 693	0
Powiat <i>jedrzeński</i>	9 670	9 670	0
Małoszów	2 213	2 213	0
Powiat <i>konecki</i>	7 253	7 214	39
Stąporków	2 519	2 519	0
WARMINSKO-MAZURSKIE	42 236	35 572	6 664
Powiat <i>olsztyński</i>	5 413	5 404	9
Purda	1 105	1 105	0
Powiat <i>m. Olsztyn</i>	4 714	155	4 559
Powiat <i>działdowski</i>	3 494	3 490	4
Lidzbark	1 634	1 634	0
KUJAWSKO-POMORSKIE	37 394	33 229	4 165
Powiat <i>tucholski</i>	8 648	8 431	217
Śliwice	2 396	2 396	0
Powiat <i>m. Bydgoszcz</i>	5 615	5 615	0
Powiat <i>lipnowski</i>	3 329	3 329	0
Skepe	1 720	1 720	0
DOLNOŚLĄSKIE	26 237	11 979	14 258
Powiat <i>klodzki</i>	5 369	1 566	3 803
Lądek-Zdrój	2 538	425	2 113
Powiat <i>m. Jelenia Góra</i>	4 763	521	4 242
Powiat <i>wałbrzyski</i>	4 491	263	4 228
Bolesław-Góra	4 083	13	4 070
OPOLSKIE	13 574	9 732	3 842
Powiat <i>olecki</i>	4 271	4 271	0
Olesno	2 147	2 147	0
LUBUSKIE	10 024	8 347	1 677
Powiat <i>zeleniogórski</i>	2 281	2 269	12
ZACHODNIOPOMORSKIE	9 245	6 714	2 531
Powiat <i>m. Szczecin</i>	1 871	1	1 870

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie



Największy obszar użytków rolnych posiada województwo mazowieckie (ok. 2,5 mln). Gruntów ornych najwięcej jest w województwach: mazowieckim (1 731 356), wielkopolskim (1 576 289), lubelskim (1 334 648), łódzkim (1 010 593). Największe obszary sadów znajdują się w województwach: mazowieckim (83 513), lubelskim (32 264), łódzkim (31 231), małopolskim (31 094). W województwach mazowieckim, lubelskim, podlaskim, wielkopolskim, warmińsko-mazurskim znajdują się największe obszary łąk i pastwisk (ponad 20 tysięcy ha).

Tabela 4.27 Proponowane gminy i powiaty o największej powierzchni nieużytków rolnych

Województwa	Powiaty [ha]	Gminy [ha]
Warmińsko-Mazurskie (383 636 ha)	Olsztyński 42 461	Purda 5 773
	Piski 35 376	Pisz 16 585
	Elbląski 29 657	Tolkmicko 13 093
	Ostródzki 29 480	Morąg 5 993
Mazowieckie (383 125 ha)	Warszawa 29 218	Warszawa 29 218
	Płocki 19 596	Brudzeń Duży 2 422
	Wołomiński 17 429	Radzymin 2 693
Zachodniopomorskie (364 767 ha)	Drawski 32 308	Kalisz Pomorski 10 925
	Gryfiński 28 781	Gryfino 6 656
	Kamieński 27 622	Wolin 10 986
	Szczecinecki 27 112	Borne Sulinowo 9 289
Wielkopolskie (332 478 ha)	Poznański 30 655	Suchy Las 5 224
	Koniński 21 451	Kazimierz Biskupi 3 241
	Złotowski 15 566	Okonek 4 760
Małopolskie (266 030 ha)	Krakowski 25 779	Krzyszowice 3 174
	Tarnowski 25 171	Tarnów 2 588
	Kraków 21 167	Kraków 21 167
	Nowotarski 20 568	Czarny Dunajec 4 933
Pomorskie (249 193 ha)	Słupski 30 587	Smółdzino 11 571
	Bytowski 22 010	Miastko 5 544
	Nowodworski 19 830	Krynica Morska 8 520
Dolnośląskie (244 520 ha)	Bolesławiecki 21 666	Osiecznica 12 378
	Wrocław 18 256	Wrocław 18 256
Lubelskie (234 068 ha)	Bialski 20 972	Biała Podlaska 2 654
	Chełmski 19 563	Dorohusk 2 924
	Lubartowski 13 598	Uścimów 2 130
Śląskie (223 832 ha)	Częstochowski 16 157	Konieczpol 3 191

Etap nr 12:

**Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**

Województwa	Powiaty [ha]	Gminy [ha]
	Żywiecki 14 731	Żywiec 2 277
Kujawsko-Pomorskie (216 774 ha)	Włocławski 17 208	Włocławek 3 996
	Świecki 16 594	Świecie 2 860
	Inowrocławski 16 006	Kruszwica 3 994
Podlaskie (205 690 ha)	Moniecki 30 100	Goniądz 13 037 Trzcianne 11 892
	Białostocki 29 463	Michałowó 5 233
	Sokółski 16 551	Suchowola 3 472
Łódzkie (199 854 ha)	Łódź 16 690	Łódź 16 690
	Radomszczański 5 566	Żytń 2 268
	Sieradzki 14 765	Warta 4 063
Podkarpackie (186 653 ha)	Rzeszowski 12 812	Trzebownisko 1 732
	Sanocki 12 341	Sanok 2 802
Świętokrzyskie (155 393 ha)	Kielecki 25 548	Morawica 2 877
	Buski 17 212	Busko-Zdrój 4 667
	Staszowski 14 358	Staszów 4 069
Lubuskie (139 540 ha)	Gorzowski 14 361	Witnica 3 532
	Sulęciński 14 112	Słońsk 5 923
	Międzyrzeczki 13 388	Międzyrzecz 3 761
Opolskie (101 988 ha)	Nyski 18 742	Nysa 4 911
	Opolski 17 291	Turawa 3 543

Do najbardziej wydajnych na terenie Polski roślin energetycznych należą: miskant olbrzymi, ślazier pensylwański, mozga trzcinowa, wierzba wiciowa, słonecznik bulwiasty (topinambur), jednakże własności poszczególnych odmian mogą być bardzo różnicowane, np. w przypadku miskanta najwydajniejszy jest to genotyp 117. Wartości opałowe roślin, suchej masy wahają się od 12 kJ/kg do 18 kJ/kg. Jeśli chodzi o wymagania glebowe nie są nadto wygórowane (niektóre gatunki dobrze tolerują 5 i 6 klasę), podstawową zależnością są warunki wodne na danym terenie. Inną formą pozyskania biomasy jest zużywanie produktów z dotychczasowego profilu produkcji jak zboża, słoma, siano. Najczęstszym sposobem wykorzystaniem tego rodzaju biomasy jest spalanie w kontrolowanych warunkach w ściśle określonej temperaturze.

W dokumencie *Energia ze źródeł odnawialnych* [4.24] można otrzymać w formie tabelarycznej m.in. dane dotyczące:

- bilansu nośników energii odnawialnej w latach 2006–2009 [TJ], gdzie uwzględniono biomasę stałą, energię promieniowania słonecznego, energię wody, energię wiatru, biogaz z wysypisk i ze ścieków, pozostały biogaz, biopaliwa ciekłe – bioetanol, biodiesel, energię



geotermalną, odpady komunalne, pompy ciepła [str. 29–34], oraz bardziej szczegółowo bilans biogazu, bioetanolu i biodiesla w 2009r. [str. 36–45],

- produkcji energii elektrycznej z odnawialnych nośników energii w energetyce zawodowej i przemysłowej w latach 2006–2009 [GWh] [str. 53],
- produkcji energii elektrycznej z odnawialnych nośników energii w jednostkach energetyki przemysłowej [str. 54],
- mocy osiągalnych elektrowni wykorzystujących odnawialne źródła energii w latach 2001–2009 [MW] [str. 60].

W dokumencie *Rocznik statystyczny rolnictwa 2010* [4.25] można otrzymać w formie tabelarycznej m.in. dane dotyczące:

- temperatur powietrza i opadów atmosferycznych w największych miastach kraju [str. 67],
- temperatur powietrza, opadów i usłonecznienia w okresie od jesiennych siewów do zbiorów zbóż w 2009 r. [str. 68–70],
- powierzchni geodezyjnej kraju według kierunków wykorzystania, stan na rok 2010, gdzie uwzględniono użytki rolne: grunty orne, sady, łąki trwałe, pastwiska trwałe, obszary rolne zabudowane [str. 73],
- użytków rolnych według klas bonitacyjnych i województw w 2000r. [str. 75] oraz zmian powierzchni gruntów rolnych w wyniku wyłączeń na cele nierolnicze według województw w 2009r. [str. 83],
- nawadnianych użytków rolnych i gruntów leśnych według sposobu nawadniania i województw w 2009 r. [str. 87],
- gospodarstw rolnych według województw w 2009 r. Na podstawie wielkości w ha [str. 100],
- struktury towarowej produkcji rolniczej według produktów oraz województw w 2008 r. [str. 144],
- powierzchni zasiewów według województw [str. 151–153], powierzchni plonów [str. 158–159] i zbiorów [str. 160–161].

Największą powierzchnię zasiewów posiada województwo wielkopolskie, mazowieckie i lubelskie (ponad 1mln ha), zasiewy zbóż w tych województwach były zbliżone do 1 mln ha w 2009. Zasiewy rzepaku i rzepiku o wielkości ok 0,1 mln ha występowały w województwach: wielkopolskim, kujawsko-pomorskim, dolnośląskim, zachodniopomorskim. Największe uprawy ziemniaków (ok. 85 000 ha) cechowały województwo mazowieckie. Buraków cukrowych najwięcej (ok 40 000 ha) było w województwie wielkopolskim.

W dokumencie *Rocznik statystyczny województw 2010* [4.26] można otrzymać w formie tabelarycznej m.in. dane dotyczące:

- zbiorów według województw, w [tys. t], [str. 60],
- ilości ścieków przemysłowych i komunalnych nieczyszczonych według województw [str 80].

W dokumencie *Obszary wiejskie w Polsce 2011* [4.27] można otrzymać w formie tabelarycznej m.in. wybrane dane dotyczące:

- wielkości obszarów zajmowanych przez parki, zieleńce i tereny zieleni osiedlowej, a także ścieki przemysłowe i komunalne oczyszczane w % ścieków wymagających oczyszczania, podział na wieś i miasto według województw w latach 2003–2009.

Wyżej wymienione dokumenty są wysokiej jakości opracowaniami sporządzonymi przez zespół Głównego Urzędu Statystycznego, można je rekomendować do bazy danych i dalszych obliczeń potencjału technicznego biomasy, biogazu i biopaliw.



BIBLIOGRAFIA DO ROZDZ. 4

- [4.1] Przewodnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych, Instytut energetyki odnawialnej, Warszawa 2011.
- [4.2] Szlachta J. (Red.), 1999: Niekonwencjonalne źródła energii. AWA, Wrocław.
- [4.3] Popczyk J.: 2010: Ocena istniejącej bazy danych wejściowych OZE (zasobów, danych klimatycznych, dostępnych technologii), Dokumentacja Projektu Etap 1, Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Gliwice, s. 688.
- [4.4] Chrobak, B., Sygit M. 2008: Biogazownie rolnicze – podstawowe parametry techniczno– ekonomiczne.
- [4.5] Chrobak, B., Sygit M. 2008: Szacowanie kosztów transportu biomasy.
- [4.6] Kujawski J., Kujawski O. 2007: Biogazownie rolnicze – wysoce efektywna metoda produkcji energii z biomasy.
- [4.7] Denisiuk W. Energetyczne wykorzystanie biogazu, Zakład Energetyki Ciepłej i Usług Bytowych w Zielonkach.
- [4.8] Budzyński W., Bielski S., 2004: Surowce energetyczne pochodzenia rolniczego. Cz. II. Biomasa jako paliwa stałe. Uniwersytet Warmińsko-Mazurski w Olsztynie.
- [4.9] Janoicz L. 2006: Biomasa w Polsce. Energetyka i ekologia.
- [4.10] Majtkowski W. 2006: Wieloletnie rośliny energetyczne (wierzba, miskantus, ślázowiec pensylwański) agrotechnika i zagrożenia upraw, produktywność. Instytut Hodowli i Aklimatyzacji Roślin, Ogród Botaniczny w Bydgoszczy.
- [4.11] Majtkowski, W. 2006: Bioróżnorodność upraw energetycznych podstawą zrównoważonego rozwoju. Instytut Hodowli i Aklimatyzacji Roślin, Ogród Botaniczny w Bydgoszczy.
- [4.12] Stolarski M., Szczukowski S.I, Tworkowski J. 2008: Biopaliwa z biomasy wieloletnich roślin energetycznych. Energetyka i ekologia.
- [4.13] Subocz, S., Kopczyński J. 2009: Dobór roślin do produkcji bioenergetycznej masy na terenie Pomorza Zachodniego. Instytut Inżynierii Rolniczej, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie.
- [4.14] Wielgosz, G. Energetyczne wykorzystanie biomasy wierzbowej (*Salix*). P.H.U. Energokrak Sp. z o.o., Kraków
- [4.15] Kucharska B. 2009: Odnawialne źródła energii nowym wyzwaniem dla obszarów wiejskich w Polsce. Fundacja Programów Pomocy dla Rolnictwa FAPA. Opole.
- [4.16] Kalembasa, D. 2006: Ilość i skład chemiczny popiołu z biomasy roślin energetycznych. Acta Agrophysica.
- [4.17] Rośliny energetyczne na terenach rolnych. 2007. Projekt BIOMASSTRADE CENTRES.
- [4.18] Uprawa roślin na cele energetyczne w powiecie siedleckim. Bezpłatne szkolenia dla rolników powiatu siedleckiego z zakresu uprawy, zbioru i wykorzystania roślin na cele energetyczne. 2008.

- [4.19] Szczukowski, S., Budny J., 2003: Wierzba krzewiasta – roślina energetyczna. UWM, Olsztyn.
- [4.20] Ostrowski, J. 2008: Kategoryzacja przydatności gruntów do uprawy roślin energetycznych. Instytut Melioracji i Użytków Zielonych w Falentach.
- [4.21] Gajewski, R. 2011: Potencjał rynkowy biomasy z przeznaczeniem na cele energetyczne. Polska Izba Biomasy, Warszawa.
- [4.22] <http://www.sts.gov.pl/gus>
- [4.23] http://www.stat.gov.pl/gus/11582_PLK_HTML.htm
- [4.24] Berent, G., Kacprowska J., Kacperczyk G. I Jurgaś A. 2010: Energia ze źródeł odnawialnych. GUS, Warszawa.
- [4.25] Rocznik statystyczny rolnictwa 2010. (Red.) Halina Dmochowska. GUS, Warszawa 2010.
- [4.26] Rocznik statystyczny województw 2010. (Red.) Halina Dmochowska. GUS, Warszawa 2010.
- [4.27] Obszary wiejskie w Polsce 2011. (Red.) Halina Dmochowska. GUS, Warszawa.
- [4.28] <http://www.baza-oze.pl/index.php>
- [4.29] Program możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii dla Województwa Mazowieckiego, Instytut Energetyki Jednostka Badawczo – Rozwojowa Oddział Gdańsk, 2006.
- [4.30] Głodek E., 2011: Raport wykorzystanie odnawialnych źródeł na opolszczyźnie. Oddział Inżynierii Materiałowej, Procesowej i Środowiskowej. Opole, s. 25.



5. ENERGIA WODY

Opracowanie przygotowane przez:

dr Zbigniew Caputa

Etap nr 12:

*Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie*

5.1. Istniejące dane o zasobach

Potencjał energii wodnej został scharakteryzowany głównie w postaci danych przepływu głównych rzek w województwie kujawsko-pomorskim [5.1 str.59–60], lubelskim [5.1 str.74–77], lubuskim [5.1 str.82–83], łódzkim [5.1 str.94–96], mazowieckim [5.1 str.107], podkarpackim [5.1 str.137–140], pomorskim [5.1 str.156–157], śląskim [5.1 str.186–190], świętokrzyskim [5.1 str.197–198], warmińsko-mazurskim [5.1 str.206–207].

Pozostałe studia regionalne, nieuwzględnione w opracowaniu Etapu 1 [5.1], podają możliwości wykorzystania nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii [5.12], (Tabela 5.1, 5.2), ewentualnie wykluczają pozyskiwanie energii wody dla gminy Nowy Tomyśl [5.6], powiatu Polkowickiego [5.5].

Tabela 5.1. Potencjał techniczny energetyki wodnej w województwie łódzkim [5.12]

Gmina	Rzeka	Budowle hydrotechniczne	Przepływ średni Q m^3/s	Spad użyteczny H_u m	Potencjał techniczny MWh/rok
Tomaszów Mazowiecki	Pilica, zbiornik Sulejowski	tama	25,00	11,00	9 496,08
Tomaszów Mazowiecki	Pilica	jaz piętrzący	27,00	2,00	1 864,68
Szczerców	Widawka	jaz piętrzący	4,00	2,00	276,25
Rawa Mazowiecka	Rawka Zalew "Dolna"	budowla hydroenergetyczna	2,40	2,50	207,19
Skierniewice	Łupia	jaz piętrzący	1,12	4,70	181,77
Tomaszów Mazowiecki	Wolbórka	jaz piętrzący	2,00	1,60	110,50
Wieluń/Masłowice	Pyszna	jaz piętrzący	1,07	1,86	68,85
Głowno	Mroga	jaz piętrzący	0,55	3,20	60,77
Brzeźnio	Żeglina Zbiornik wodny „Próba”	tama	0,40	3,65	50,42
Wieluń/Dąbrowa	Pyszna	jaz piętrzący	0,64	1,70	37,51
Koluszki	Mroga	budowla hydroenergetyczna	0,33	3,00	34,53
Głowno	Mroga	jaz piętrzący	0,26	3,20	28,73
Kodrąb	Widawka	zbiornik retencyjny	0,10	2,15	7,10
Olewin	Starzenicki	jaz piętrzący	0,10	1,80	6,34
Całkowity potencjał techniczny dla wymienionych budowli hydrotechnicznych					12 430

W Małopolsce do produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, wykorzystuje się głównie energię rzek. Na terenie województwa znajduje się 16 elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej 178,1 MW [5.15].

Najważniejsze, działające elektrownie wodne w województwie małopolskim o mocy powyżej 0,1 MW zestawiono poniżej i podano moc zainstalowaną:

Niedzica	92,80 MW
Rożnów	56,00 MW
Czchów	8,00 MW

Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie



Dąbie	4,00 MW
Przewór	4,00 MW
Dobczyce	2,50 MW
Sromowce Wyżne	2,08 MW
Skawina	1,50 MW
Kościuszk	1,40 MW
Klimkówka	1,25 MW
Szaflary	0,37 MW
Olcza	0,31 MW
Kuźnice	0,21 MW

Tabela 5.2. Zasoby hydroenergetyczne rzek w województwie mazowieckim [5.8]

Zlewnia	Rzeka	Moc [kW]	Energia [MWh]	Liczba obiektów
Zlewnia Narw	Brok	75	384	2
	Liwiec	713	3 489	6
	Toczna	70	331	4
	Puławica	10	47	1
	Omulew	99	468	1
	Orzyc	1 043	5 429	5
	Orz	76	360	1
	Wkra	2 985	14 209	16
	Mławka	33	156	3
	bydyna	341	1 669	8
	Sona	149	736	5
	Inne dopływy	87	436	6
	Rozoga	158	747	3
	Inne dopływy	146	689	9
Zlewnia Bzury	Razem	5 985	29 150	70
	Pisia	36	170	5
	Ustrata	153	724	6
	Inne dopływy	57	270	1
Zlewnia Błzanka	Razem	246	1 164	12
	Błzanka	661	3 126	5
	Inne dopływy	17	80	3
Zlewnia Jeziora	Razem	678	3 206	8
	Jeziora	536	2 657	9
	Inne dopływy	7	33	2
Zlewnia Kępianki	Razem	543	2 690	11
	Kępianka	20	95	1
	Inne dopływy	7	33	2
Zlewnia Mottawy	Mottawa	105	497	5
Zlewnia Okrzejki	Okrzejka	226	1 069	8
Zlewnia Płiszy	Odrzewiczka	412	1 948	3
	Mogielanka	113	534	4
	Inne dopływy	13	61	2
	Razem	538	2 543	9
Zlewnia Promnika	Promnik	43	203	4
Zlewnia Radomki	Radomka	1 303	6 164	12
	Inne dopływy	284	1 344	14
	Razem	1 587	7 508	26
Zlewnia Skrzy Lewej	Skrwa Lewa	132	624	6
	Inne dopływy	17	80	2
	Razem	149	704	8
Zlewnia Skrzy Prawej	Skrwa Prawa	2 024	9 570	15
	Sierpenica	136	643	4
	Inne dopływy	71	336	8
	Razem	2 231	10 549	27
Zlewnia Świder	Świder	582	3 020	3
	Inne dopływy	75	385	2
	Razem	657	3 405	5
Zlewnia Wilgi	Wilga	203	991	6
	Inne dopływy	13	61	2
	Razem	216	1 054	8
Zlewnia Zwoleńki	Zwoleńka	76	360	2
Zlewnia Zagożdżanki	Zagożdżanka	152	789	5
Inne mniejsze dopływy Wisły		77	421	8
Łącznie		13 541	65 439	217

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie



Rys. 5.1. Obszary preferowane do rozwoju energetyki wodnej woj. mazowieckiego [5.10]

Zasoby górnej Wisły w części pozakarpackiej mają znaczenie lokalne, natomiast zasoby rzek Karpat wpływają na stan zasobów Kotlin Podkarpaccich i stanowią źródło wody dla Małopolski i kraju. Ogółem wielkość zasobów wód powierzchniowych wyrażona średnim rocznym przepływem wynosi 242 m³/s (wodowskaz w Szczucinie), co stanowi ponad 22% zasobów Wisły i około 14% zasobów wody powierzchniowej Polski. Największe zasoby wodne z dopływów Wisły posiada Dunajec (84 m³/s).

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

Mapa 4

UWARUNKOWANIA I KIERUNKI
ROZWOJU HYDROENERGETYKI



Rys. 5.2. Uwarunkowania i kierunki rozwoju hydroenergetyki w województwie lubelskim [5.14]

Etap nr 12:

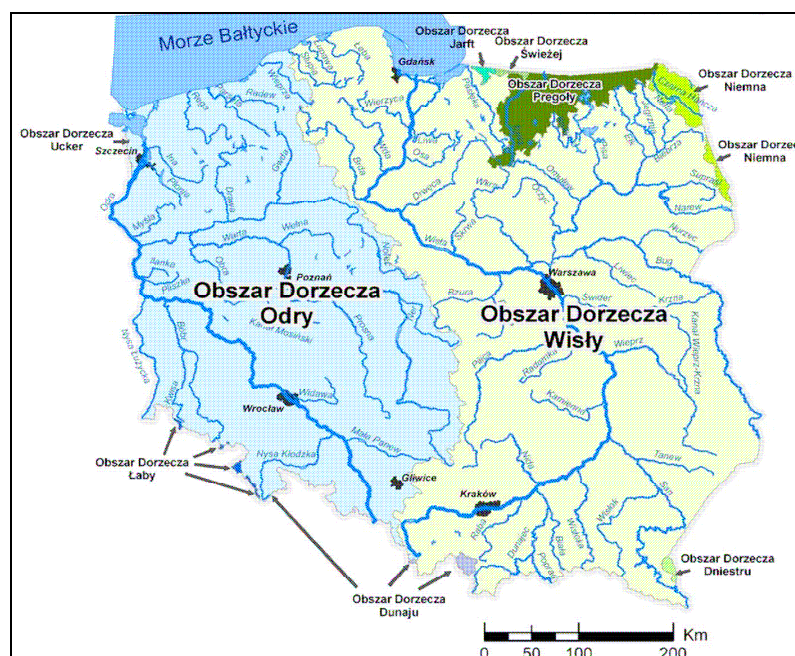
Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

Energetyka wodna jest na terenie województwa podlaskiego reprezentowana przez 11 obiektów o łącznej mocy 818 kW produkujących w ciągu roku 20,64 TJ energii elektrycznej. Największe z nich znajdują się w miejscowości Rygól na rzece Czarna Hańcza w powiecie augustowskim – 160 kW, w Nowej Łuce na Siemianówce w powiecie hajnowskim – 166 kW i w Augustowie na rzece Netta – 120 kW. Przewiduje się, że w najbliższych latach moc elektrowni wodnych na terenie województwa wzrośnie do 918 kW, a produkcja energii elektrycznej wyniesie 23,16 TJ. Charakter województwa podlaskiego i istniejące warunki nie sprzyjają budowie elektrowni wodnych, dlatego ich udział w ogólnej produkcji energii z odnawialnych źródeł nie będzie miał istotnego znaczenia [2.35].

5.1.1. Odpływ rzeczny

W zależności od celu i potrzeb odpływ rzeczny jest wyrażany w różny sposób (różne jednostki miar):

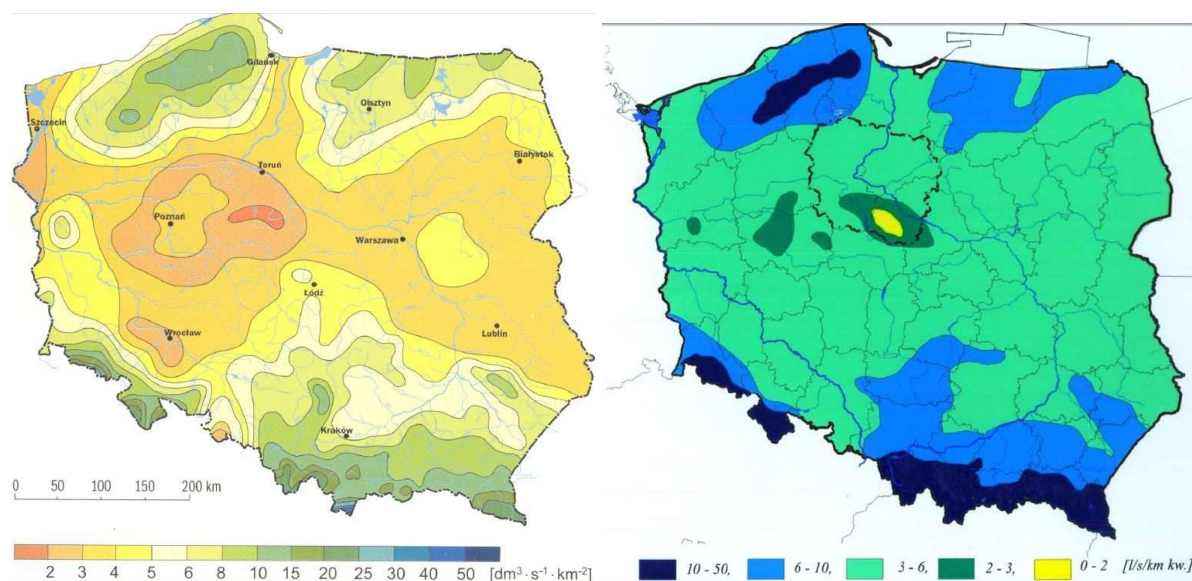
- objętość wody odpływająca z rozpatrywanego obszaru w ciągu danego roku SV [km^3] lub wartość średnia tej objętości wyznaczona dla okresu wieloletniego – SSV [km^3],
- średni przepływ z roku SQ i z wielolecia – SSQ [m^3s^{-1}],
- średni odpływ jednostkowy z roku Sq i z wielolecia – SSq [$\text{dm}^3\text{s}^{-1} \text{km}^{-2}$],
- warstwa odpływu – H [mm] wyznaczana jako suma miesięczna, roczna lub wartość średnia z tych sum w okresie wieloletnim.



Rys. 5.3. Podział Polski na dorzecza (wg KZGW)

Cechą charakterystyczną odpływu rzecznoego jest jego zmienność przejawiająca się występowaniem okresów mokrych i posusznych. Wyodrębnić można lata i ich zgrupowania o odpływie powyżej i poniżej odpływu średniego. W okresie 1901–2000 wystąpiło 36 takich zgrupowań o średnim czasie trwania 3–4 lata. Najdłuższy okres przepływów większych od średniego obejmował ostatnie 7 lat: od 1994 do 2000 roku włącznie. Okres najsuchszy wystąpił w pierwszej połowie stulecia, w latach 1932–1937. W drugiej połowie stulecia suchy był okres 1989–1993. Nie stwierdzono istotnych różnic w częstotliwości i czasie trwania okresów suchych i mokrych w pierwszej i drugiej połowie XX wieku. Ekstremalne wartości odpływu wystąpiły w drugiej połowie stulecia; największy – $89,9 \text{ km}^3$ w 1981 i najmniejszy – $37,6 \text{ km}^3$ w 1954 r. Natomiast dziesięciolecie 1971 – 1980 charakteryzowało się największym odpływem w ostatnim stuleciu.

Odpływ rzeczny w Polsce wykazuje również dużą zmienność przestrzenną, spowodowana znacznym zróżnicowaniem warunków środowiska geograficznego i klimatu. Średnie roczne odpływy jednostkowe osiągają największe wartości w zlewniach rzek górskich, a najmniejsze – w zlewniach rzek nizinnych. Średni odpływ jednostkowy jest najmniejszy w pasie nizin środkowych $2\text{--}4 \text{ [dm}^3\text{s}^{-1}\text{km}^{-2}\text{]}$, rośnie na wyżynach do $5\text{--}6 \text{ [dm}^3\text{s}^{-1}\text{km}^{-2}\text{]}$, a w górach do $10\text{--}20 \text{ [dm}^3\text{s}^{-1}\text{km}^{-2}\text{]}$. Wyraźny wzrost odpływu średniego obserwuje się również w północnych regionach kraju – na pojezierzach i przymorzu, gdzie kształtuje się w granicach $8\text{--}10 \text{ [dm}^3\text{s}^{-1}\text{km}^{-2}\text{]}$.

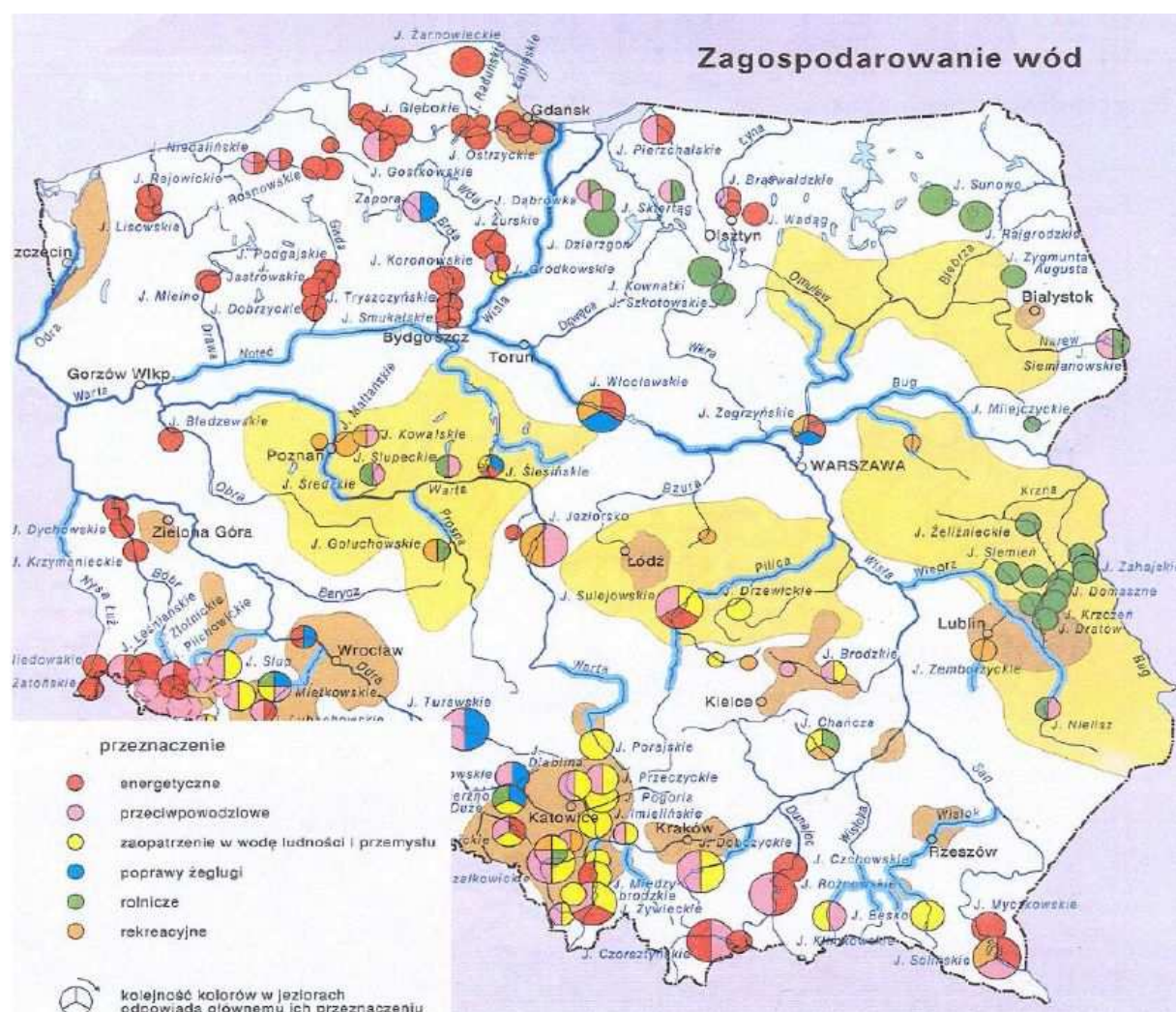


Rys. 5.4. Średni roczny odpływ jednostkowy na obszarze Polski na podstawie IMiGW 1986 (po lewej) [5.22] i 1996 (po prawej) [5.1]

Tabela 5.3. Charakterystyki odpływu rzeczno całkowitego i z obszaru Polski [5.23]

Charakterystyka odpływu	Wymiar	całkowity		z obszaru Polski	
		1951-2000	1901-2000	1951-2000	1901-2000
Odpływ średni (SSV)	km ³	62.4	61.5	54.8	53.9
Przepływ średni (SSQ)	m ³ s ⁻¹	1 980	1 950	1 740	1 710
Średni odpływ jednostkowy (SSq)	dm ³ s ⁻¹ ·km ⁻²	5.64	5.56	5.56	5.47
Warstwa odpływu (H)	mm	177.8	175.2	175.3	172.4

Bardzo rozbieżne są szacowane i przedstawiane dane przez instytucje promujące energetykę odnawialną. Dla przykładu PIGEO podaje zasoby techniczne dla dorzecza Wisły 9270 GWh/a co stanowi 77,6%, dorzecze Odry 2400 GWh/a oraz rzeki Pomorza 280 GWh/a [5.19]



Rys. 5.5. Zagospodarowanie wód na terenie Polski [5.19]

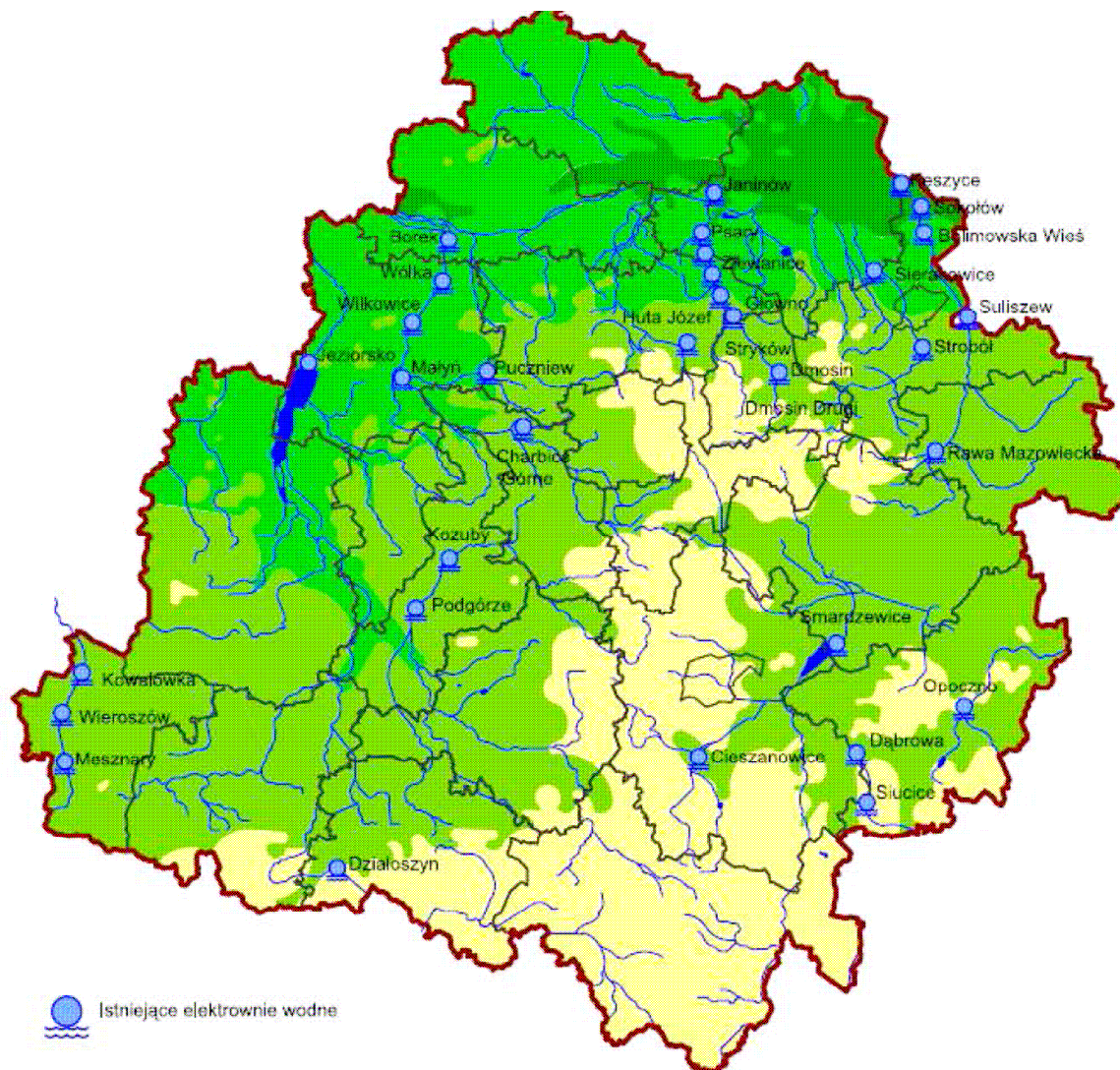
5.1.2. Mała Energetyka Wodna

Na terenie województwa łódzkiego zlokalizowane są 33 małe elektrownie wodne. Elektrownie o największej mocy znajdują się na zbiornikach wodnych „Jeziorsko” (4,89

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

MW) i „Sulejów” (3,4 MW). Pozostałe elektrownie wodne zlokalizowane w województwie łódzkim to elektrownie o małej mocy jednostkowej. Moc pozostałych małych elektrowni wodnych wynosi 10,05 MW [5.16].



Rys. 5.6. Lokalizacja istniejących małych elektrowni wodnych w województwie łódzkim [3.10]

Na terenie Lubelszczyzny energetyka wodna ma charakter marginalny. Osiągane moce małych elektrowni wodnych (MEW) kształtują się na poziomie od kilkunastu do kilkuset kilowatów [5.14].

Tabela 5.4. Małe elektrownie wodne pracujące na terenie województwa lubelskiego [5.14]

Lp.	Lokalizacja	Gmina	Rzeka, kilometr	Moc zainstalowana [kW]	Uwagi
1.	Borki	Borki	Bystrzyca Północna 8+180	37	Brak koncesji
2.	Glinny Stok	Siemień	Piwonia 0+090	22	Występuje także pod nazwą Miłków. Brak koncesji
3.	Kielczewice	Strzyżewice	Bystrzyca 56+960	–	Została zniszczona podczas powodzi w 2000 r.
4.	Zemborzyce	Lublin	Bystrzyca 32+250	160	Koncesja do 5.10.2014 r.
5.	Puławy-AS*	Puławy	kanal zrzutowy w ZA Puławy	55	Koncesja do 20.01.2014 r.
6.	Osmolice	Strzyżewice	Bystrzyca 44+970	41	Koncesja do 31.12.2019 r.
7.	Mniszek	Gościeradów	Tuczyn	15	Koncesja do 31.12.2012 r.
8.	Górecko Kościelne	Józefów	Szum	22	Koncesja do 15.02.2015 r.
9.	Klemensów	Szczebrzeszyn	Wieprz 248+500	50	Koncesja do 31.12.2020 r.
10.	Michałów	Sułów	Wieprz 246+150	90	Koncesja do 25.12.2020 r.
11.	Tarnogóra	Izbica	Wieprz 213+750	200	Koncesja do 25.12.2020 r.
12.	Tuligłowy	Krasnystaw	Wojślawka 1+930	45	Koncesja do 24.12.2020 r.
13.	Tworczyów	Sułów	Por 7+500	26	Koncesja do 28.02.2016 r.
14.	Zakłodzie	Radecznica	Por 13+370	20	Brak koncesji
15.	Zwierzyniec-Rudka	Zwierzyniec	Wieprz 261+500	132	Koncesja do 25.12.2020 r.
16.	Nielisz	Nielisz	Wieprz 235+200	370	Koncesja do 30.11.2014 r.
17.	Wierzbica	Lubycza Królewska	Sołokija 46+090	67	Koncesja do 05.10.2014 r.
18.	Bondyryz	Adamów	Wieprz 277+600	22	Koncesja do 10.11.2020 r.
19.	Jankowa Pomorze	Opole Lubelskie	Chodelka 14+750	11	Brak koncesji
20.	Szczekarków	Wilków	Chodelka 4+820	54	W trakcie prób rozruchowych
Razem				1438	

5.2. Istniejące metody szacowania zasobów

Metody szacowania potencjału teoretycznego i technicznego podano w opracowaniu dla województwa śląskiego [5.1 str.186–190].

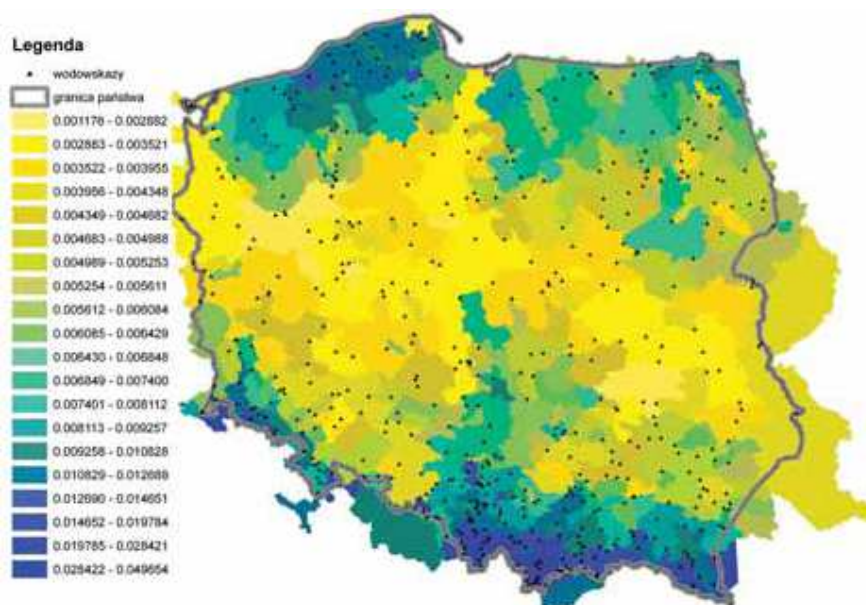
W Polsce potencjał wodno-energetyczny w większości koncentrują się w dorzeczu Wisły (68%), z tego połowa to potencjał odcinka dolnej Wisły od ujścia Pilicy do morza, 17,6% potencjału znajduje się w dorzeczu Odry, ok. 2,1% posiadają rzeki nie powiązane z Wisłą i zlokalizowane na terenie Pomorza, Warmii i Mazur, 12,5% udział posiada mała energetyka [5.7].

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

5.2.1. Baza danych o zasobach wodnych projektu KLIMAT

W zakresie zasobów wód przeprowadzono analizę stanu początkowego zasobów wodnych odnoszącą się do okresu referencyjnego (1971–1990) dla projektu KLIMAT [5.20]. Obecne zasoby wód powierzchniowych zostały określone obszarowo przez odpływ jednostkowy na podstawie danych pochodzących z pomiarów prowadzonych przez Państwową Służbę Hydrologiczno- Meteorologiczną. Dane te uzyskano z Centralnej Bazy Danych Historycznych IMiGW. Dla każdego z 530 wodowskazów mających ciąg przepływów z okresu referencyjnego wyliczono wartości średnie, miesięczne i sezonowe (pory roku) oraz średnie, minimalne i maksymalne z tego samego okresu. Wartości odpływu jednostkowego uzyskano przez wyznaczenie zlewni różnicowych dla wodowskazów. Każdy wodowskaz reprezentuje zlewnię różnicową między nim a wodowskazami zlokalizowanymi hydrograficznie powyżej. Współczynnik odpływu jednostkowego wyliczono przez podzielenie przyrostu zasobu, tj. odpowiedniej charakterystyki na wodowskazach, przez przyrost zlewni, czyli wielkość zlewni różnicowej. Opracowana reprezentacja zasobów przedstawia zasoby obszarowo, co pozwala na wykonanie analiz, które są podstawą sklasyfikowania obszaru Polski ze względu na zagrożenie deficytem wody. Użycie technologii Geograficznych Systemów Informacyjnych (GIS) umożliwia przekształcanie danych jednostkowych na różne podziały obszarowe Polski.



Rys. 5.7. Rozkład wartości odpływu jednostkowego dla zlewni różnicowych na podstawie wodowskazów mających ciąg przepływów wody w latach 1971–1990 w Centralnej Bazie Danych Historycznych IMGW [5.20]

Przygotowując się do oszacowania przyszłych zasobów wodnych przeprowadzono próbę asymilacji dwóch zestawów danych wynikowych modelu RegCM z roku 1997. Dane te zostały zasymilowane do systemu GIS i poddane przetworzeniu. Otrzymano rozkłady przestrzenne dla zmiennych obrazujących odpływy jednostkowe. Baza danych o zasobach

obecnych oraz przyszłych (wartości zmiany) będzie produktem udostępnionym zewnętrznym odbiorcom wyników projektu KLIMAT, wśród których dwie główne grupy to planiści decyzji. Dane o zasobach wód powinny stanowić element wiedzy koniecznej do podejmowania właściwych decyzji planistycznych.

5.2.2. Szacowanie potencjału technicznego

Potencjał techniczny zasobów energii wody można obliczyć na podstawie danych dla budowli hydrotechnicznych wymienionych w przesłanych przez Urzędy Gmin ankietach, według następującego wzoru [5.12]:

$$P_{\text{sr}} = 9,81 \text{ t } Q_{\text{sr}} H_{\text{sr}} \eta \quad (5.1)$$

Założenia przyjęte do obliczenia potencjału technicznego:

η – sprawność elektrowni wodnej, 88%,

t – czas pracy elektrowni w roku, 4 000 godzin.

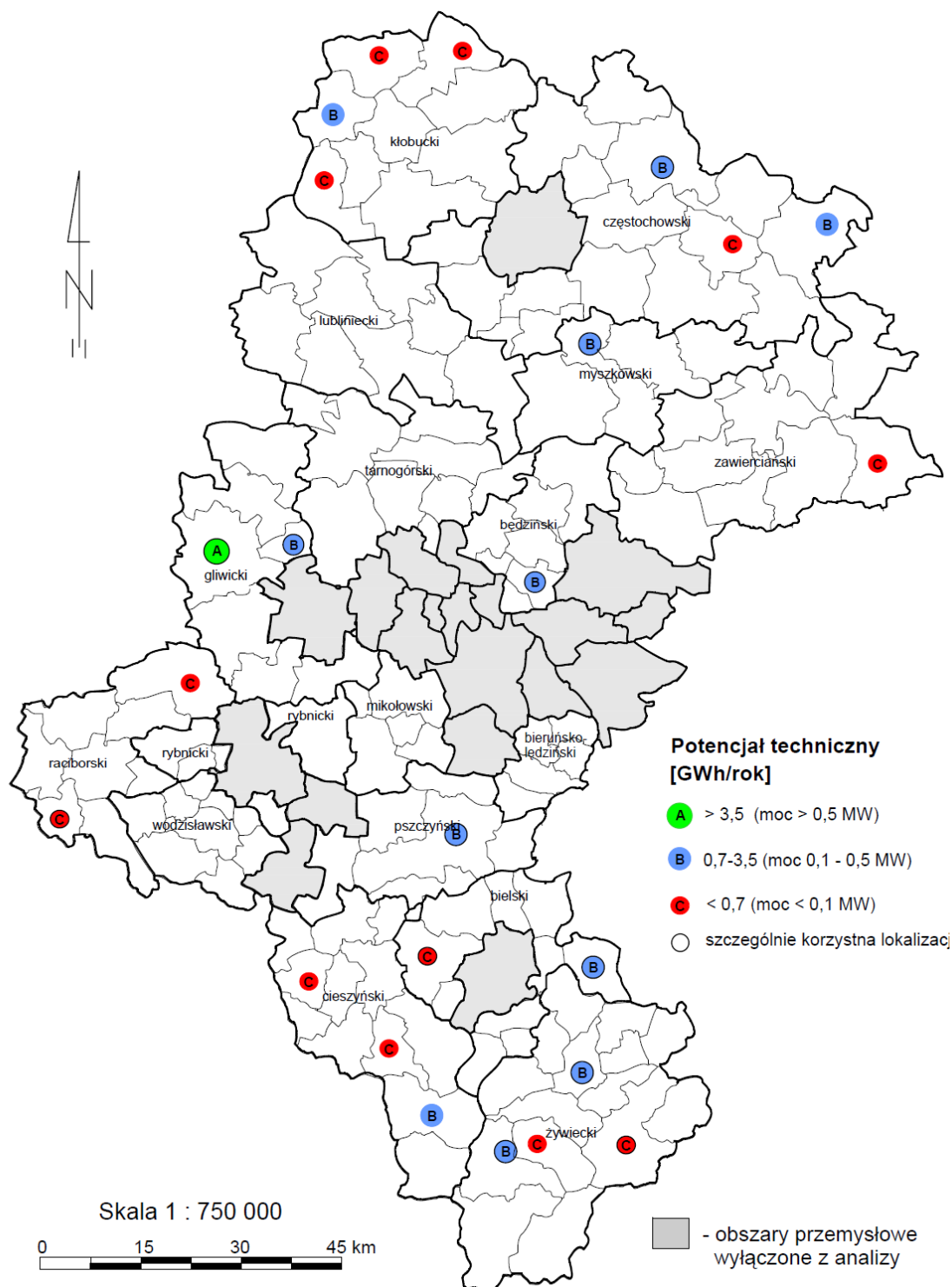
5.2.3. Szacowanie potencjału technicznego małej energetyki wodnej

Ponieważ przyjęte założenia obliczeniowe szacowania potencjału teoretycznego zasobów wodno-energetycznych powodują, że w przedstawionych szacunkach teoretycznych nie są uwzględnione zasoby tzw. małej energetyki wodnej a więc możliwości budowy elektrowni wodnych o mocach poniżej 5 MW i mikroelektrowni o mocach do 100 kW przyjęto jako potencjał teoretyczny możliwość zagospodarowania energetycznego wszystkich istniejących i planowanych spiętrzeń przy założeniu wykorzystania całego przepływu, istniejącego spadku i założeniu 100% sprawności elektrowni wodnych oraz przy założeniu braku ograniczeń finansowych. Metodyka ta jest zgodna z przyjętą przy opracowaniu strukturalnego rozmieszczenia zasobów wodno-energetycznych w Polsce. Jako kryterium wyjściowe przyjęto wielkość spadku minimalnego 1,6 m i przepływ roczny średni nie mniejszy niż 0,1 m³/s. Nie uwzględniano obiektów, które znalazły się w materiałach inwentaryzacyjnych jako spiętrzenia, które kiedyś istniały i zostały zlikwidowane [5.17].

5.2.4. Klasyfikacja potencjału technicznego

Województwo śląskie posiada zróżnicowane warunki dla rozwoju małej energetyki wodnej [5.18]. Sieć rzeczna jest bardzo rozwinięta i zróżnicowana: obok większych rzek jak Wisła (górny bieg) i Soła występuje tu wiele mniejszych dopływów i małych potoków. Przepływy średnie w różnych ciekach wynoszą od 0,1 do 20,4 m³/s, przeważają przepływy powyżej 2 m³/s, przepływy powyżej 2,0 m³/s występują w ponad 10% przekrojów. O dużych możliwościach energetycznych cieków decydują duże spadki podłużne rzek i potoków, wynikające z faktu, że większość tych terytorium południowego woj. śląskiego stanowią góry. Na rycinie wartości potencjału technicznego naniesiono sumaryczne wartości w

poszczególnych gminach z podziałem ze względu na grupy A, B i C ze względu na roczne wartości energii wyprodukowanej w obiektach małej energetyki wodnej.



Rys. 5.8. Klasyfikacja gmin, ze względu na potencjał techniczny wód powierzchniowych w woj. śląskim [5.18]

5.3. Analiza istniejących danych w aspekcie systemu rekomendacji

Potencjał techniczny, określany jako potencjał netto, jest to potencjał, który można pozyskać w wyniku realizacji wszystkich budowli piętrzących i elektrowni możliwych do wykonania ze względów technicznych. Potencjał techniczny jest znacznie mniejszy od zasobów teoretycznych gdyż wiąże się z wieloma ograniczeniami i stratami, z których najważniejsze to:

- nierównomierność naturalnych przepływów w czasie,
- naturalna zmienność spadów (związana np. z przepływem wód powodziowych),
- sprawność stosowanych urządzeń,
- bezzwrotne pobory wody dla celów nieenergetycznych,
- konieczność zapewnienia minimalnego przepływu wody w korycie rzeki poza elektrownią (nienaruszalnego lub biologicznego).

Potencjał techniczny określono sumując produkcję energii elektrycznej dużych elektrowni wodnych, dla przykładu: Porąbka – 28.388 MWh/rok [1977 r.], Tresna – 34.796 MWh/rok [1977 r.], 18 czynnych Małych Elektrowni Wodnych: 6.746 MWh/rok [2003 r.] oraz możliwą do uzyskania produkcję energii elektrycznej przy budowie MEW na istniejących obiektach w lokalizacjach, których wykorzystanie jest perspektywicznie realne: 19 892 MWh/rok. Stąd szacowany potencjał techniczny dla woj. śląskiego wynosi: 89,82 GWh/rok i stanowi to 19% potencjału teoretycznego [3.20].

Uwarunkowania budowy elektrowni wodnej oraz charakterystykę mocy podano w raporcie [4.1 str. 616–617].

5.4. Metodologia wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

5.4.1. Rekomendacja do bazy danych dla obszaru Polski

Na podstawie numerycznej mapy hydrologicznej Polski można ocenić dostępność i bliskie sąsiedztwo lokalizacji inwestycji. Jeżeli inwestor nie będzie dysponował danymi o przepływie baza danych będzie zasilona mapą rozkładu dopływu jednostkowego z obszaru Polski na podstawie IMiGW [5.1 str. 59].



5.4.2. Rekomendacja do bazy danych dla regionów

Przytoczone wcześniej opracowania regionalne dla poszczególnych województw, powiatów czy gmin można bezpośrednio importować do bazy danych. Można wykorzystać dokładne dane przytoczone w opracowaniach albo zwrócić się bezpośrednio do autorów opracowań aby pozyskać dane cyfrowe, które nie będą generowały dodatkowych błędów przy przetworzeniu z wersji rastrowej czy innej.

5.4.3. Rozdzielczość rekomendowanych metod

Zebrane i przeanalizowane dane wskazują na dużą różnorodność obliczeń pod względem dokładności i obszaru. Dlatego należy zastosować kilka warstw informacyjnych w zależności od metody i rozdzielczości:

- dla obszaru całej Polski na bazie modułu informacyjnego z rzekami jako bazy dla obliczeń potencjału energetyki wodnej. Moduł ten wykorzystany jest do oceny odległości od cieków wodnych jak również do oceny spadku na podstawie synchronizacji ze szczegółowym modelem ukształtowania powierzchni terenu w siatce obliczeniowej 30 m.

- dla województw, powiatów i gmin dane szczegółowe z map topograficznych w skali 1:10000 i większych.

BIBLIOGRAFIA DO ROZDZ. 5

- [5.1] Popczyk J., 2010: Ocena istniejącej bazy danych wejściowych OZE (zasobów, danych klimatycznych, dostępnych technologii), Dokumentacja Projektu Etap 1, Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Gliwice, s. 688.
- [5.2] <http://www.mi.gov.pl/2-48203f1e24e2f-1787735.html>
- [5.3] <http://www.anemos.de/2/?pg=236&lg=2>
- [5.4] <http://www.baza-oze.pl/>
- [5.5] Program Poszanowania Energii i Wspierania Wykorzystania Źródeł Odnawialnych na lata 2009–2015 dla Powiatu Polkowickiego. Fundacja Ekologiczna Zielona Akcja. Polkowice 2010, s. 134.
- [5.6] Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe gminy Nowy Tomyśl, Inveco, s. 91–104
- [5.7] Matuszek W., 2005: Stan aktualny i rozwój hydroenergetyki jako źródło OZE. [w.]: Odnawialne źródła energii – stan aktualny i perspektywy rozwoju, Kielce.
- [5.8] Studium terenowe możliwości energetycznego wykorzystania zasobów małych cieków w Polsce, BSiPE ENERGOPROJEKT, Warszawa 1981–1984.
- [5.9] Program zrównoważonego rozwoju i ochrony środowiska województwa małopolskiego na lata 2001–2015, Kraków.
- [5.10] Program możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii dla Województwa Mazowieckiego, Instytut Energetyki Jednostka Badawczo – Rozwojowa Oddział Gdańsk, 2006.
- [5.11] Flejterski S., Lewandowski P., Nowak W., 2003 (Red): Energia odnawialna na Pomorzu Zachodnim, Wydawnictwo Hogben, Szczecin.
- [5.12] Ocena konkurencyjności wykorzystania energii odnawialnej w województwie łódzkim, CITEC S.A, Urząd Marszałkowski w Łodzi, Katowice 2008.
- [5.13] Lewandowski W.M., 2006: Proekologiczne odnawialne źródła energii, WNT Warszawa.
- [5.14] Wojewódzki program rozwoju alternatywnych źródeł energii dla województwa lubelskiego, Biuro Planowania Przestrzennego, Lublin, 2006: ss. 102.
- [5.15] Program Ochrony Środowiska Województwa Małopolskiego na lata 2007–2014. Urząd Marszałkowski Województwa Małopolskiego, Kraków 2007, s. 138.
- [5.16] Ocena konkurencyjności wykorzystania energii odnawialnej w województwie łódzkim, CITEC S.A, Urząd Marszałkowski w Łodzi, Katowice 2008.
- [5.17] Opracowanie metody programowania i modelowania systemów wykorzystania odnawialnych źródeł energii na terenach nieprzemysłowych województwa śląskiego, wraz z programem wykonawczym dla wybranych obszarów województwa. Część I: Metodologia opracowania. Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energia PAN, Kraków–Katowice, 2005, s. 54

Etap nr 12:

***Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie***



- [5.18] Opracowanie metody programowania i modelowania systemów wykorzystania odnawialnych źródeł energii na terenach nieprzemysłowych województwa śląskiego, wraz z programem wykonawczym dla wybranych obszarów województwa. Część II: Program wykorzystania odnawialnych źródeł energii na terenach nieprzemysłowych województwa śląskiego (projekt). Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energia PAN, Kraków–Katowice, 2005, s. 165.
- [5.19] Energetyka odnawialna. Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej. Międzynarodowy Kongres Energii Odnawialnej, 19–20.05.2009 Poznań: www.pigeo.pl.
- [5.20] Struktura bazy danych o zasobach wodnych w układzie zlewniowym. Projekt KLIMAT Zadanie 3. Zrównoważone gospodarowanie wodą, zasobami geologicznymi i leśnymi kraju. <http://klimat.imgw.pl/>
- [5.21] Program zwiększanie możliwości retencyjnych oraz przeciwdziałanie powodzi i suszy w ekosystemach leśnych na terenach nizinnych. CKPŚ, Warszawa 2009, s. 75.
- [5.22] Jokiel P., 2004: Zasoby wodne środkowej Polski na progu XXI wieku. Łódź: Wyd. UŁ.
- [5.23] Fal B., Bogdanowicz E., 2002. Zasoby wód powierzchniowych Polski. Warszawa: Wiadomości IMiGW, T. XXV (XLVI), z. 2, s. 3–38.
- [5.24]. Głodek E., 2011: Raport wykorzystanie odnawialnych źródeł na Opolszczyźnie. Oddział Inżynierii Materiałowej, Procesowej i Środowiskowej. Opole, s. 25.



Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.

Etap nr 12:

*Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie*



6. ENERGIA GEOTERMALNA

Opracowanie przygotowane przez:

dr Zbigniew Małolepszy

Etap nr 12:

*Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie*

6.1. Istniejące dane o zasobach

W poniższym rozdziale przedstawiono zagadnienia związane z metodami szacowania technicznych zasobów energii geotermalnej do ich wykorzystania jako odnawialnego źródła energii w budownictwie. Mając na względzie szerokie grono uczestników konsorcjum realizującego niniejszy projekt oraz wielość etapów badawczych można przewidywać, że niektóre zagadnienia obejmujące ten sam lub podobny zakres tematyczny mogą być opisywane w różnym kontekście przez kilku autorów. Aby uniknąć powielania opisanych już tematów poniżej przedstawiono zagadnienia dotyczące geotermii i pomp ciepła, które zostały opisane w następujących rozdziałach dotychczasowych raportów z realizacji Etapów projektu (stan z kwietnia 2011):

- Etap 1, Str. 18–25, Podrozdział: Zasoby geotermalne opisujący podstawowe zagadnienia dotyczące ciepła Ziemi.
- Etap 1, Str. 29, Zasoby energii geotermalnej w woj. dolnośląskim
- Etap 1, Str. 43–45, Zasoby energii geotermalnej w woj. kujawsko-pomorskim
- Etap 1, Str. 66–70, Zasoby energii geotermalnej w woj. lubelskim
- Etap 1, Str. 80–81, Zasoby energii geotermalnej w woj. lubuskim
- Etap 1, Str. 86–87, Zasoby energii geotermalnej w woj. łódzkim
- Etap 1, Str. 97, Zasoby energii geotermalnej w woj. małopolskim
- Etap 1, Str. 102–103, Zasoby energii geotermalnej w woj. mazowieckim
- Etap 1, Str. 109, Zasoby energii geotermalnej w woj. opolskim
- Etap 1, Str. 121–123, Zasoby energii geotermalnej w woj. podkarpackim
- Etap 1, Str. 141, Zasoby energii geotermalnej w woj. podlaskim
- Etap 1, Str. 147, Zasoby energii geotermalnej w woj. pomorskim
- Etap 1, Str. 165–166, 190, Zasoby energii geotermalnej w woj. śląskim
- Etap 1, Str. 195–196, Zasoby energii geotermalnej w woj. świętokrzyskim
- Etap 1, Str. 203–204, Zasoby energii geotermalnej w woj. warmińsko-mazurskim
- Etap 1, Str. 209, Zasoby energii geotermalnej w woj. wielkopolskim
- Etap 1, Str. 212, Zasoby energii geotermalnej w woj. zachodniopomorskim
- Etap 1, Str. 391–456, Rozdział: Określenie przydatności technologii pomp ciepła i technologii geotermalnych oraz konwersja danych pod kątem aplikacji OZE w budynkach. Wstępna selekcja oraz hierarchizacja w obrębie grupy czynników innowacyjnych dla określenia kompatybilności z budynkami.
- Etap 2, Podrozdział 3.2, str. 42–43: Rozwiązanie techniczne zaopatrzenia budynków w ciepło, ciepłą wodę użytkową i chłód z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii. Wykorzystanie ciepła z otoczenia.

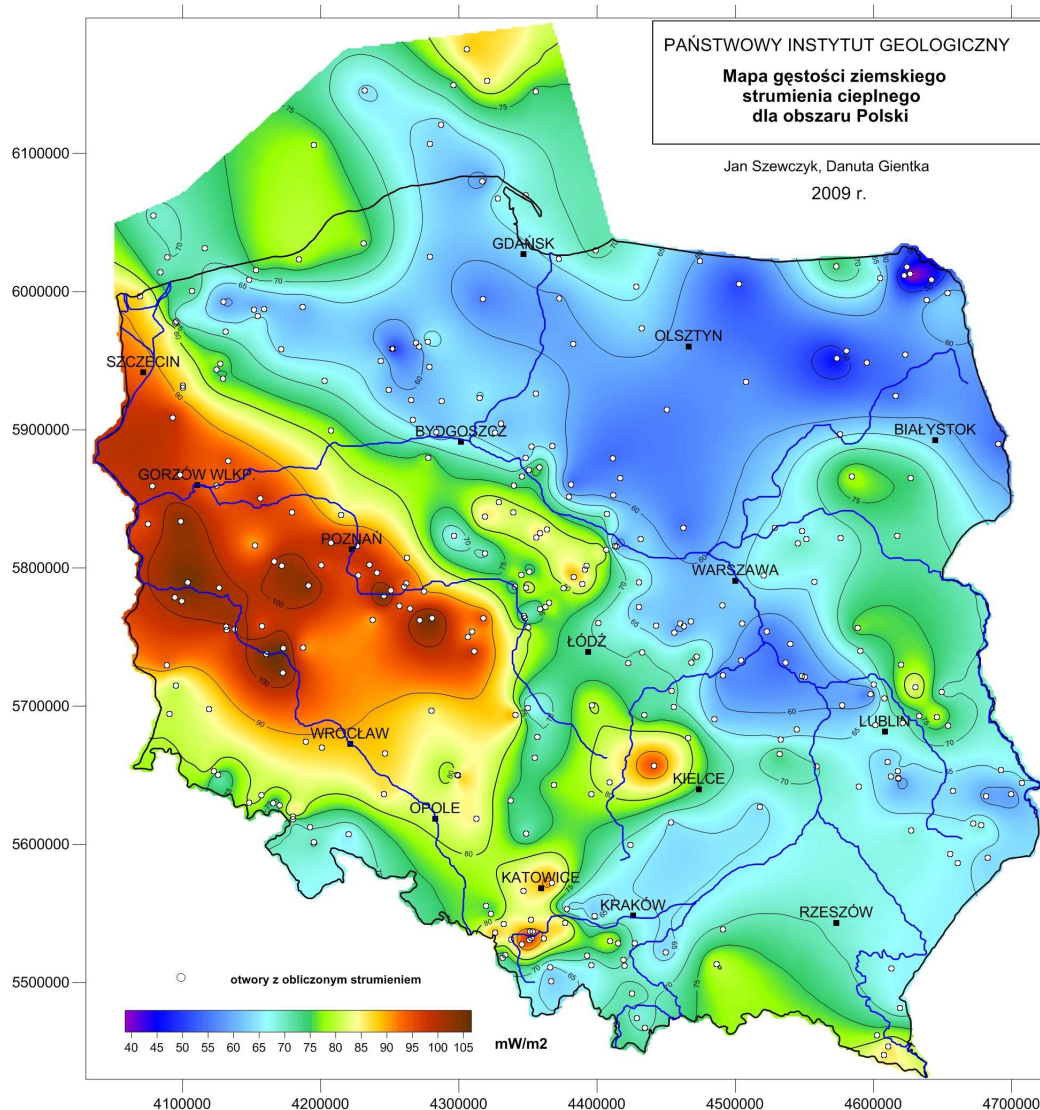


– Etap 2, Rozdział 11, str. 152–176: Modelowanie procesów cieplno-przepływowych w rejonie rurowych gruntowych wymienników ciepła zespołów sprężarkowych parowych pomp ciepła.

Energia geotermalna stanowi istotną część OZE (Odnawialnych Źródeł Energii) i powinna być brana pod uwagę w bilansie lokalnych technicznych zasobów energetycznych w odniesieniu do ich wykorzystania w budownictwie. Na temat wielkości i dostępności zasobów energii geotermalnej istnieje wiele poglądów scharakteryzowanych w Etapie 1., w którym również przedstawiono istniejące przykłady instalacji geotermalnych w Polsce i na świecie. Zagadnienia te przedstawiono w typowym ujęciu stosowanym powszechnie – w podziale na geotermię i wykorzystanie pomp ciepła. W poniższych rozważaniach ten podział będzie również stosowany.

W Polsce badania dotyczące zasobności w energię geotermalną prowadzone są w od wielu lat [6.20], a ich efektem są opracowania wykonywane w różnej skali, w odniesieniu zarówno do podziału administracyjnego (cały kraj, województwa, powiaty a nawet gminy) jak również do podziału na regionalne jednostki geologiczne (Niz Polski, Sudety, Karpaty, Górnośląskie Zagłębie Węglowe itd.) [6.1, 6.17, 6.18, 6.19, 6.20]. Opracowania te przedstawiane są głównie w formie map prezentujących różnorodne charakterystyki górotworu opisujące zasoby energii geotermalnej możliwej do pozyskania z wód termalnych o temperaturze powyżej 20°C:

- Mapy gęstości ziemskiego strumienia ciepła. Z opracowanych przez ostatnie kilkadziesiąt lat map wynika, że na obszarze Polski gęstość ziemskiego strumienia ciepła zmienia się z zakresie od 38 do 107 MW/m² (rys. 6.1) [6.9, 6.10, 6.16, 6.18]. Obraz rozkładu tego parametru geotermicznego wskazuje na wyraźną strefowość budowy geologicznej Polski, która warunkuje wielość zasobów energii geotermalnej. Na platformie wschodnio-europejskiej zbudowanej ze skał prekambryjskich pokrytych osadami permo-mezozoiku stwierdza się najmniej korzystne warunki geotermiczne do pozyskiwania energii geotermalnej. Najwyższe wartości gęstości ziemskiego strumienia ciepłego występujące w obrębie platformy paleozoicznej wskazują na potencjalnie wysokie zasoby energii geotermalnej.



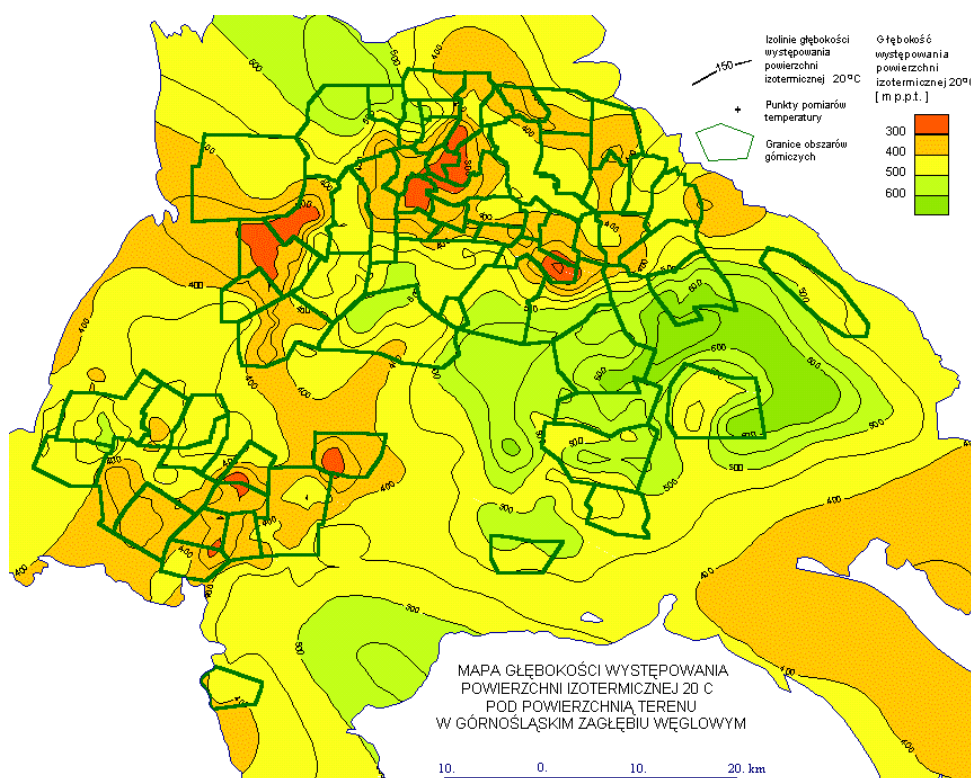
Rys. 6.1. Mapa gęstości ziemskiego strumienia ciepłego dla obszaru Polski [6.10]

- Mapy gradientu geotermicznego lub stopnia geotermicznego prezentują charakterystykę przyrostu temperatury skał z głębokością. Najczęściej prezentowany jest gradient geotermiczny wyrażany przyrostem temperatury na jednostkę głębokości (100 m lub 1 km). Rzadziej, głównie w górnictwie przedstawia się stopień geotermiczny wyrażany w ilości metrów głębokości przypadających na wzrost temperatury skał o 1°C. Wartości gradientu geotermicznego wahają się na obszarze Polski w zakresie od 1.5 do 4°C/km przy średnich wartościach 2.8°C/km.
- Mapy temperatur skał na różnych głębokościach. W Polsce temperatury skał na głębokościach dostępnych wierceniami osiągają temperaturę przekraczającą 100°C. Dla przykładu na głębokości 3000 m temperatury skał zmieniają się od około 50 do 120°C w zależności od warunków geologicznych. Poza mapami

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

temperatur na określonych poziomach głębokościowych do szacowania zasobów pomocne mogą być mapy głębokości występowania powierzchni izotermicznych o wybranej temperaturze. Na rysunku 6.2 przedstawiono mapę głębokości występowania temperatury 20°C w obszarze Górnego Śląska, na podstawie, której można określać na jakiej głębokości należy poszukiwać wód termalnych (>20°C).



Rys. 6.2. Mapa głębokości występowania powierzchni izotermicznej 20°C w skałach Górnośląskiego Zagłębia Węglowego [6.17].

Na podstawie dostępnych opracowań na terenie Polski należy przewidywać występowanie technicznych zasobów energii geotermalnej związanych z wodami o temperaturach nie przekraczających 90°C, a miejscami dochodzących do 100°C. Zasoby te zgodnie z obowiązującymi w świecie podziałami można zakwalifikować do niskotemperaturowych. Pod względem temperatury wód termalnych w Polsce wyróżnia się:

- Zasoby wód geotermalnych w głębokich poziomach wodonośnych. Temperatury wód > 60°C umożliwiające bezpośrednie wykorzystanie zasobów. Zastosowanie w dużych zespołach budynków.

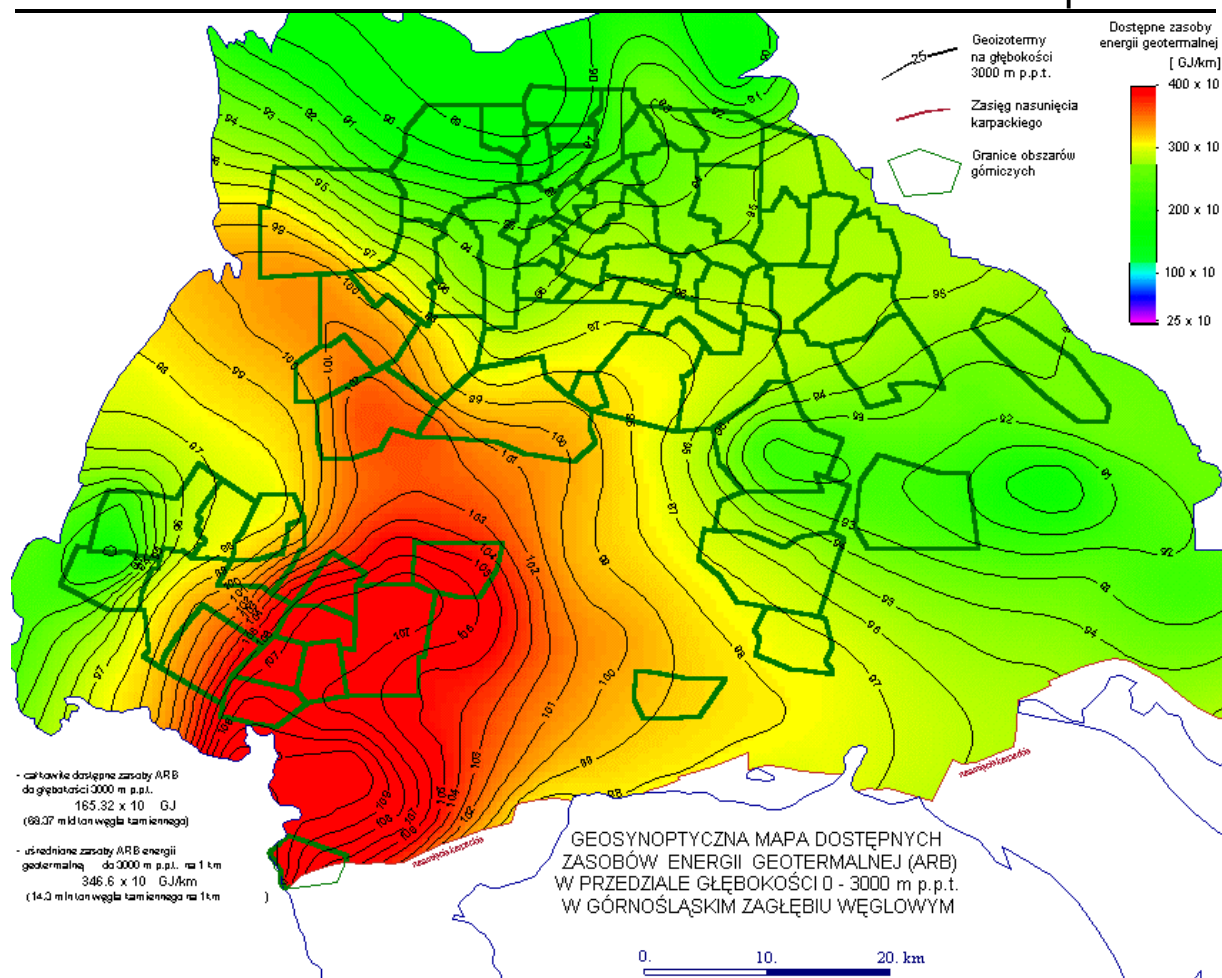
- Zasoby wód geotermalnych w głębokich poziomach wodonośnych. Temperatury wód 20–60°C uzasadniają zastosowanie pomp ciepła. Zastosowanie w zespołach budynków.
- Zasoby ciepła skał w strefie przypowierzchniowej. Temperatury skał i wód < 20°C – konieczność zastosowanie pomp ciepła. Zastosowanie w pojedynczych budynkach i niewielkich zespołach budynków.

6.1.1. Istniejące dane o zasobach geotermalnych

Zasoby wód geotermalnych w głębokich poziomach wodonośnych oszacowane zostały w wielu opracowaniach bazujących na geosynoptycznej analizie materiałów dotyczących rozpoznania geologicznego wgłębnym zbiorników wód podziemnych. Najbardziej wyczerpującym zagadnieniem szacowania zasobów energii geotermalnej jest "Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim" [6.1]. Dotyczy on obszaru Niżu Polskiego, który stanowi blisko 80% powierzchni naszego kraju i pokrywa się z obszarami występowania skał mezozoicznych. W „Atlasie” oszacowano zasoby występujące w formacjach mezozoicznych i paleozoicznych na Niżu Polskim. W pozostałych obszarach Polski zasoby energii geotermalnej są również oszacowane w opracowaniach regionalnych [6.12, 6.17, 6.18, 6.19, 6.20].

Dane dostępne w literaturze opisują zasoby energetyczne związane z ciepłem Ziemi głównie poprzez podanie ilości energii zgromadzonej w analizowanym obszarze. Podawane są najczęściej wielkości zasobów wyrażane w GJ lub też przeliczane na wartość opałową tony paliwa umownego t.p.u. (ang. TOE) równą 29.26 GJ/t. W celu ujednolicenia opracowań wykonywanych dla obszarów o różnej wielkości, na mapach w różnej skali przyjęto metodę przedstawiania jednostkowych zasobów energii geotermalnej wyrażanych w GJ/km².

Wielkości zasobów energii geotermalnej wynikają bezpośrednio z charakterystyki geotermicznej, litologicznej i hydrogeologicznej obszaru. Charakterystyki te są często przedstawiane na mapach jako pośrednie etapy szacowania zasobów jednak w dotychczasowych opracowaniach przyjęto zasadę, że końcowym efektem prac jest mapa zasobów przedstawiająca ilości energii zgromadzonej w skałach i wodach i możliwej do wydobycia na powierzchnię.



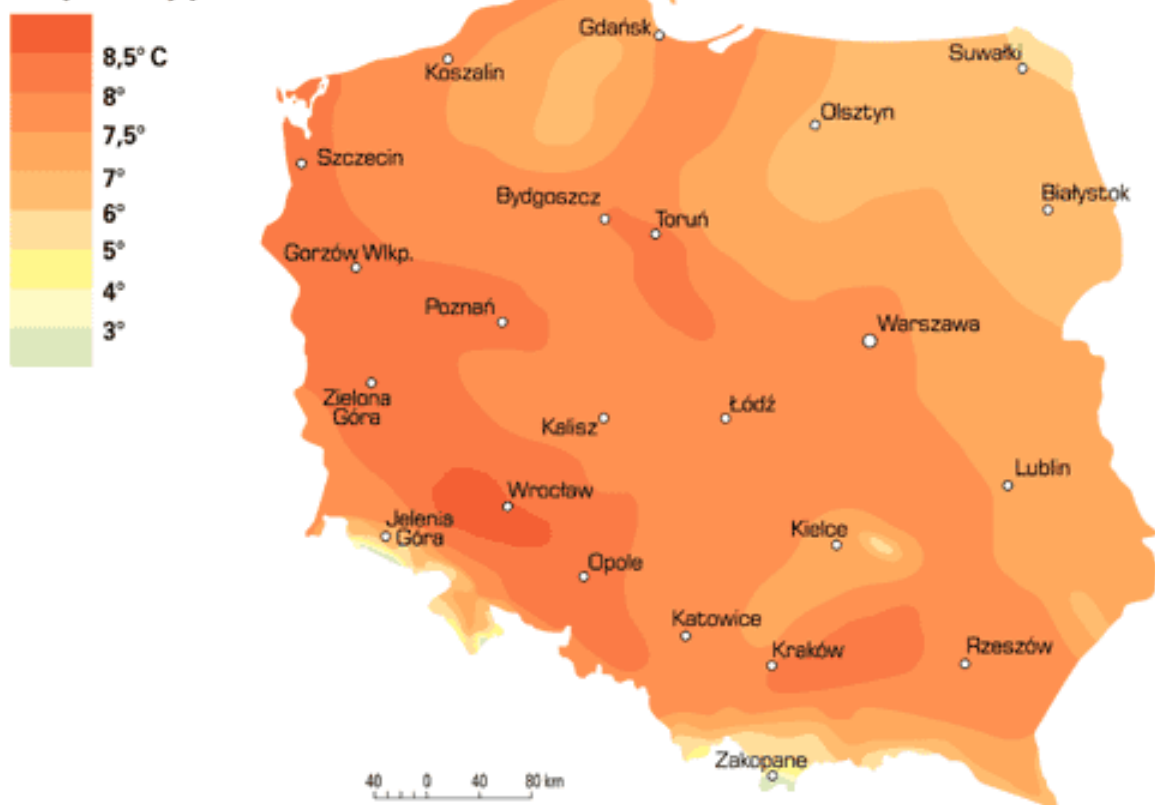
Rys. 6.3. Geosynoptyczna mapa dostępnych zasobów energii geotermalnej do głębokości 3000 m w Górnosląskim Zagłębiu Węglowym [6.17]

6.1.2. Istniejące dane o zasobach niskotemperaturowych – pompy ciepła

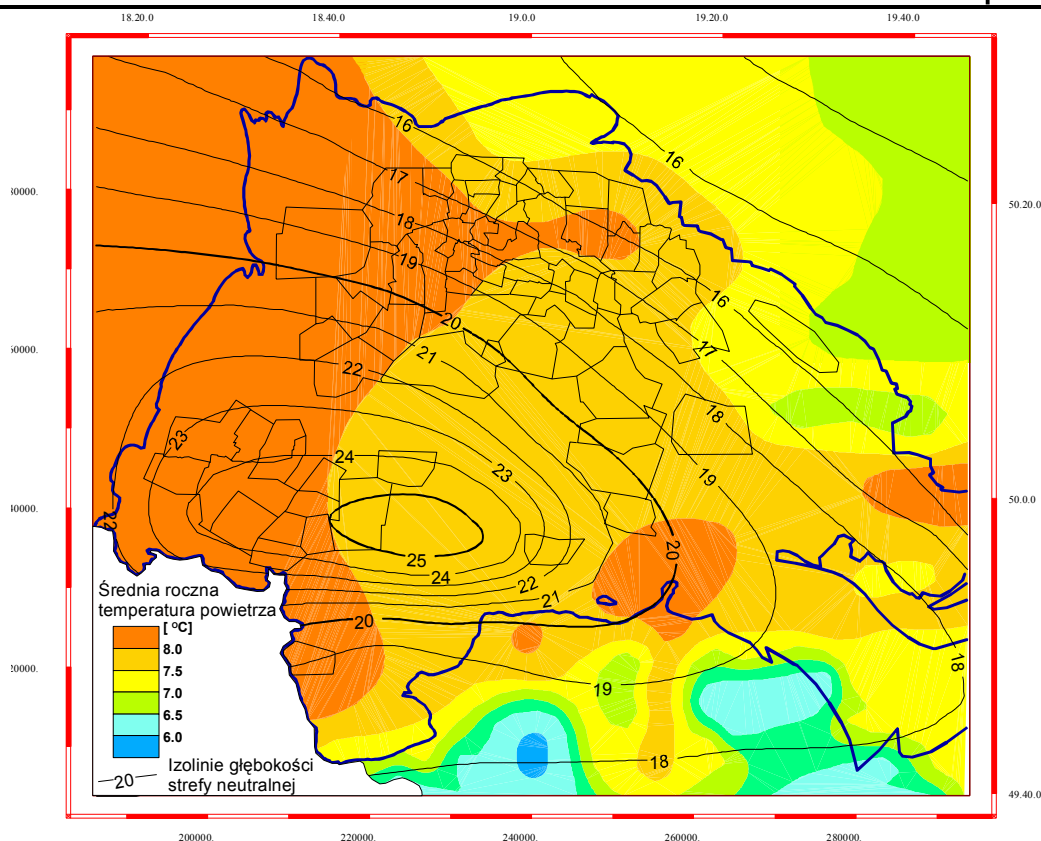
Zasoby energii możliwe do pozyskania i zagospodarowania z wykorzystaniem pomp ciepła określa się mianem niskotemperaturowych zasobów geotermalnych [6.5]. W przypowierzchniowej strefie litosfery warunki termiczne są rezultatem nakładania się dwóch pól ciepłych pochodzenia słonecznego i ziemskiego. Według różnych kalkulacji [6.1, 6.8] ilość energii dostarczanej poprzez promieniowanie słoneczne do powierzchni Ziemi jest o 1200–2000 razy większa od ilości energii dopływającej z głębi naszej planety do powierzchni w ziemskim strumieniu ciepła. Temperatura powierzchni ziemi i utworów przypowierzchniowych zależą od usłonecznienia, które zmienia się w cyklu dobowym i rocznym. Okresowa zmienność ciepłego pola pochodzenia słonecznego wpływa na wahania temperatury gleby i skał w zakresie dobowym do maksymalnej głębokości 80–120 cm, dekadowym (dziesięciodniowym) odpowiednio 1.17–4.15 m i rocznym 7.7–27.1 m dla obszaru całej Polski [6.11]. Poniżej strefy zasięgu rocznych zmian temperatury wywołanych zmiennością natężenia promieniowania słonecznego, występuje strefa (powierzchnia)

termicznie neutralna (rys. 6.5) o quasi-stacjonarnej temperaturze [6.9] równej w przybliżeniu średniej rocznej temperaturze powietrza wahającej się dla obszaru Polski w zakresie od 6 do 9°C (rys. 6.4). Poniżej tej strefy temperatura skał wzrasta z głębokością w stopniu zależnym od wielkości gradientu geotermicznego.

**średnie roczne
temperatury powietrza**



Rys. 6.4. Mapa średnich rocznych temperatur powietrza w Polsce



Rys. 6.5. Parametry strefy termicznie neutralnej dla obszaru Górnego Śląska. Głębokość występowania strefy oraz jej temperatura.

6.2. Istniejące metody szacowania zasobów

6.2.1. Geotermia

Zasady i metodykę dokumentowania wód termalnych i energii geotermalnej opracowano w latach 90-tych XX wieku na potrzeby rozwijającej się w Polsce geotermii. W opracowanym na zlecenie Ministerstwa Środowiska Zasobów Naturalnych i Leśnictwa poradniku metodycznym zostały zebrane zagadnienia związane z szacowaniem zasobów energii geotermalnej znane i stosowane w Polsce i na świecie od wielu lat. Metody szacowania zasobów energii geotermalnej uwzględniają założenia geosynoptyki [6.13], która jest dyscypliną naukową zajmującą się porównawczym i kompleksowym gromadzeniem oraz przetwarzaniem wyników badań z różnych dziedzin nauk o Ziemi, w celu określenia procesów geodynamicznych, rozmieszczenia surowców naturalnych w skorupie ziemskiej oraz optymalnych obszarów poszukiwań złóżowych. W Polsce geosynoptyka rozwinęła się w latach 1970/1980 w związku z intensyfikacją poszukiwań złóż węglowodorów oraz pojawieniem się cyfrowych technik obliczeniowych, które zaczęto wykorzystywać do jednolitego gromadzenia, przetwarzania i prezentowania danych użytecznych w

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

prognozowaniu występowania zasobów mineralnych i energetycznych. W związku z rozwijającym się w naszym kraju zainteresowaniem energią geotermalną pojawia się nowe zadanie dla geosynoptyki – zestawienie dla potrzeb geotermii ogromnej ilości informacji zgromadzonych w trakcie dotychczasowych badań geologicznych, geofizycznych, górniczych, wiertniczych oraz hydrogeologicznych, które były prowadzone w celu rozpoznania wglębnej budowy oraz warunków występowania różnych zasobów naturalnych. Geosynoptyczne zestawienie istniejących materiałów pod kątem warunków występowania zasobów energii geotermalnej może zaowocować wyznaczeniem obszarów perspektywicznych, a nawet do zlokalizowania stref nadających się do zagospodarowania. Dodatkowo, dane geosynoptyczne zestawione z danymi na temat powierzchniowego zagospodarowania terenów przemysłowych i rolniczych oraz stanu ochrony środowiska naturalnego, mogą stanowić podstawę prowadzenia zrównoważonego wykorzystania zasobów odnawialnych źródeł energii geotermalnej.

Zasoby dostępne energii geotermalnej określają ilość energii cieplnej zgromadzonej w skorupie ziemskiej w odniesieniu do średniej rocznej temperatury na powierzchni terenu. Zasoby dostępne szacowane są do określonej głębokości zależnej od technicznych możliwości eksploatacji. W krajach Unii Europejskiej zasoby geotermalne kalkulowane są do maksymalnej głębokości 7000 m.

Dostępne zasoby energii geotermalnej ARB w ujęciu jednostkowym [6.15] określa się według:

$$ARB = V \rho_r c_r \frac{T_s - T_0}{2 A} \quad (6.1)$$

gdzie: ARB	– dostępne zasoby energii geotermalnej	[J/m ²]
V	– objętość skał od danej głębokości do powierzchni terenu	[m ³]
ρ_r	– średnia gęstość skał	[kg/m ³]
c_r	– pojemność cieplna ośrodka skalnego	[J/kg°C]
T_s	– temperatura skał na danej głębokości	[°C]
T_0	– średnia roczna temperatura powietrza	[°C]
A	– powierzchnia obszaru obliczeniowego	[m ²]

Dostępne zasoby energii geotermalnej w Polsce zostały oszacowane do głębokości 3000 m (rys. 6.3) co było uzasadnione dużą liczbą wierceń poszukiwawczych do tej głębokości. Kalkulację tą przeprowadzono dla oceny zasobów możliwych do pozyskania z zastosowaniem eksploatacji otworowej. Na geosynoptycznych mapach zasobów energii geotermalnej uzyskane wartości zasobów przedstawia się jako zasoby jednostkowe na 1 km².

Do szacowania zasobów dostępnych wykorzystuje się mapy geotermiczne określające temperatury skał na określonych głębokościach. W Polsce zasoby dostępne do głębokości 3



km oszacowano na podstawie map temperatur skał na głębokości 3000 m [6.1, 6.2, 6.4, 6.9, 6.11]. Mapy takie wykonywane w wielu opracowaniach dla terenu całego kraju lub dla wydzielonych obszarów bazowały na geofizycznych profilowaniach otworowych, wśród których znajduje się pomiar temperatury w otworze wiertniczym.

Dla bardziej szczegółowego rozpoznania zasobów w wybranym obszarze szacuje się zasoby występujące w określonych, najbardziej perspektywicznych zbiornikach wód podziemnych. Określa się je mianem zasobów statycznych. Szacuje się je na podstawie obliczeń ilości energii zgromadzonej w skałach i wodach wypełniających przestrzenie porowe zbiornika przez zastosowanie następującej formuły:

$$H_0 = [(1 - \phi) c_s \rho_s + \phi c_w \rho_w] A_s h (T_s - T_0) \quad (6.2)$$

gdzie:

H_0	– entalpia zgromadzona w złożu (zasoby dostępne)	[J]
ϕ	– współczynnik porowatości skał	[%]
ρ_r	– średnia gęstość skał	[kg/m ³]
ρ_w	– gęstość wody	[kg/m ³]
c_r	– pojemność cieplna ośrodka skalnego	[J/kg°C]
c_w	– pojemność cieplna wody	[J/kg°C]
A_s	– powierzchnia kompleksu skalnego	[m ²]
h	– miąższość kompleksu skalnego	[m]
T_s	– temperatura skał na danej głębokości	[°C]
T_0	– średnia roczna temperatura powietrza	[°C]

Zarówno zasoby dostępne jak i statyczne szacuje się dla całego obszaru i dla całego interwału głębokościowego. Zasoby te z technicznego punktu widzenia nie są możliwe pozyskania w całości. Zasoby wydobywane określają ilość energii cieplnej, którą możemy pozyskać z zasobów dostępnych i statycznych. Jest ona określona parametrami zbiornikowymi skał oraz możliwościami technologicznymi eksploatacji energii geotermalnej. Stosunek entalpii wydobytej ze złoża do entalpii początkowej w matrycy i porach złoża geotermalnego określamy współczynnikiem czerpania (odzysku) R [6.4]:

$$R = \frac{H_1}{H_0} \quad (6.3)$$

gdzie: R – współczynnik czerpania (odzysku)

H_1 – entalpia wydobyta ze złoża [J]

H_0 – entalpia zgromadzona w złożu (zasoby dostępne) [J]

W praktyce geotermalnej przy wielootworowej eksploatacji wód geotermalnych współczynnik R osiąga wartości do 0.35, a teoretycznie jest oceniany nawet do 0.65. Natomiast przy eksploatacji energii geotermalnej z zastosowaniem jednego otworu oraz przy niedostatecznych parametrach zbiornikowych skał, do oszacowania wydobywalnych zasobów przyjmuje się współczynnik R równy około 0.1 [6.4].

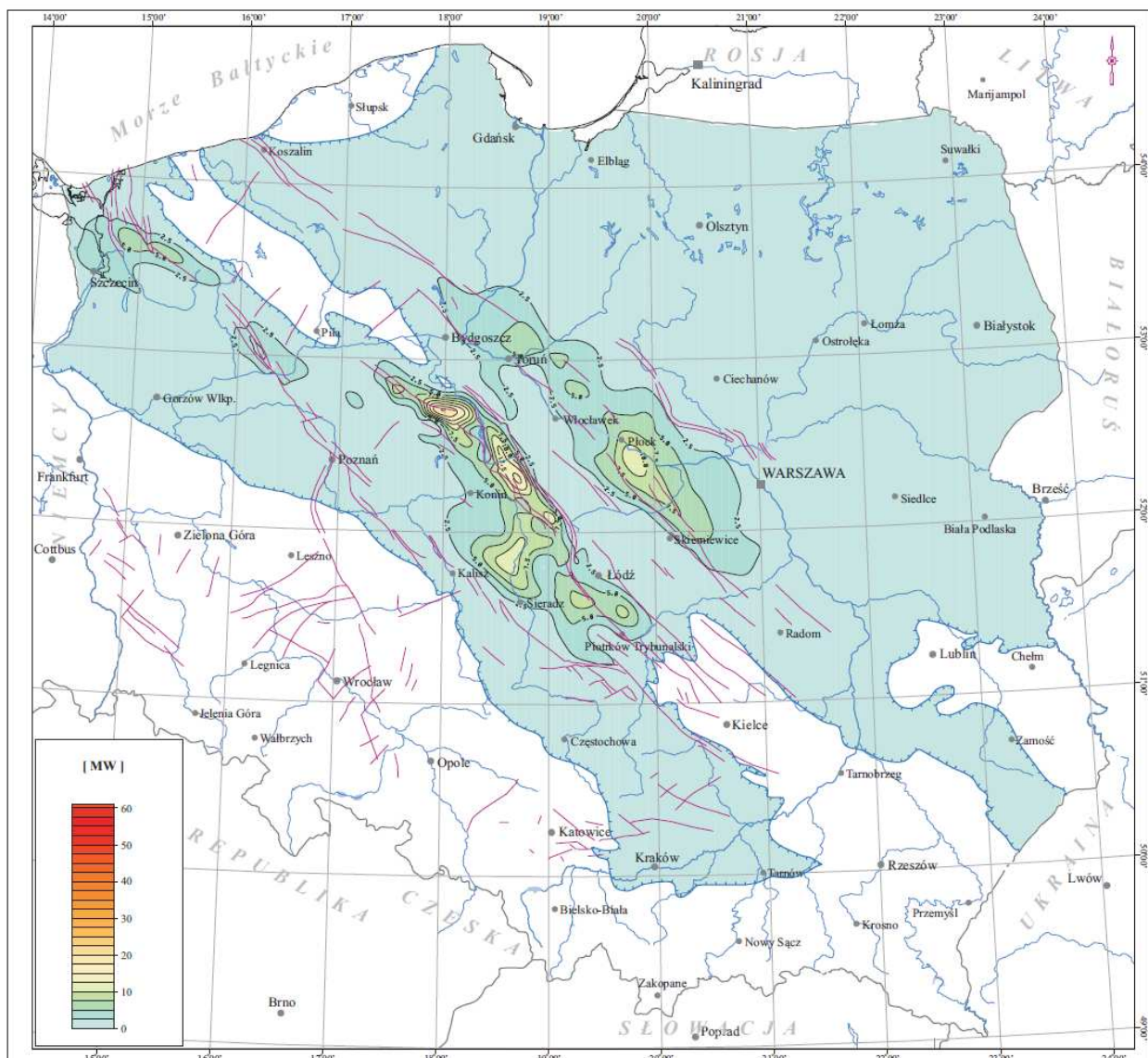
Zasoby dyspozycyjne stanowią udokumentowaną część zasobów statycznych-wydobywalnych, których pozyskanie jest uzasadnione względami ekonomicznymi [6.1] (rys. 6.6). Zakładając eksploatację energii geotermalnej z zastosowaniem dwuotworowej instalacji (dubletu geotermalnego) jednostkowe zasoby dyspozycyjne możliwe do pozyskania w jednym roku można obliczyć według następującego wzoru [6.1]:

$$E_{Zdysp} = Q_s (T_s - 25) \rho_w c_w 8760^* / a \quad (6.4)$$

gdzie:

- E_{Zdysp} – jednostkowe zasoby dyspozycyjne [J/m²h]
 Q – nominalna wydajność otworu wydobywczego [m³/h] (max. 300 m³/h)
 T_s – temperatura w stropie warstwy wodonośnej [°C]
 ρ_w – gęstość wody [kg/m³]
 c_w – pojemność cieplna wody [J/kg°C]
 $*$ – współczynnik wynikający z przeliczenia czasu eksploatacji dubletu geotermalnego [h]
 a – pole oddziaływania dipola dla założonej wydajności otworu wydobywczego [m²] (stała empiryczna = 50 000 m²)

Zasoby dyspozycyjne stanowią techniczne zasoby energii geotermalnej występujące w głębokich zbiornikach wód termalnych i możliwe do pozyskania przy pomocy otworów wydobywczych. Zasoby te mogą być brane pod uwagę w systemie rekomendacji dla dużych zespołów budynków.



Rys. 6.6. Mapa mocy cieplnej instalacji geotermalnych projektowanych w utworach jury środkowej na niżu polskim [6.1]

6.2.2. Geotermalne pompy ciepła

Dla oszacowania technicznych zasobów energii możliwej do pozyskania z ziemi z wykorzystaniem pomp ciepła należy określić w jaki system dolnego źródła pompy ciepła może być wyposażona projektowana instalacja:

- System zamknięty – wymiana ciepła poprzez nośnik krążący w obiegu zamkniętym,
- System otwarty – wymiana ciepła z wodą gruntową.

W systemie zamkniętym mamy do wyboru dwa podstawowe rodzaje wymienników ciepła: poziome kolektory montowane na głębokości na głębokości 1,5–2,0 m osiągalnej

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

przez powszechnie wykonywane roboty ziemne oraz pionowe, otworowe wymienniki ciepła montowane w otworach o głębokości od 30 do 250 m [6.14]. Wymiana energii w systemie zamkniętym pomiędzy rurą wymiennika a otaczającą ją skałą. Potocznie stosuje się określenie grunt dla skał nieskonsolidowanych na głębokości, w której montowane są kolektory poziome, dlatego też poniżej ten termin będzie stosowany w odniesieniu do kolektorów gruntowych.

Wielkość wymiany energii w kolektorze poziomym jest określona przede wszystkim poprzez parametry gruntu, w którym kolektor jest umieszczony [6.3]. Do podstawowych parametrów należy wilgotność gruntu. Rodzaj gruntu określany poprzez spoistość oraz zawartość frakcji zwirowej, piaszczystej i ilastej wykazuje również istotny wpływ na wielkość wymiany energii, która jest jednostkowo określana w stosunku 1 m² powierzchni terenu, na którym zamontowany jest wymiennik (tabela 6.1).

Tabela 6.1. Wydajność cieplna gruntu w systemach poziomych kolektorów [6.6, 6.7]

Przyjęto sezonowy współczynnik sprawności pompy ciepła COP.

Rodzaj gruntu	Wydajność cieplna gruntu W/m ²	Powierzchnia wymagana na kWh [m ²]		
		COP=3	COP=3.5	COP=4
Grunt niespoisty, piaszczysty, suchy	10	75	71	66
Grunt spoisty, suchy	20–30	25–38	24–36	22–33
Grunt nasycony wodą, piaski, żwiry	40–50	19	18	17

Pionowe otworowe wymienniki ciepła (często nazywane *sondami*) umożliwiają pozyskiwanie energii geotermalnej ze skał o temperaturze wyższej od średniorocznej temperatury powietrza, która charakteryzuje strefę termicznie neutralną. Z punktu widzenia wydajności i optymalizacji działania systemu pomp ciepła jest to bardzo korzystne dolne źródło. Wymienniki montuje się w jednym lub wielu otworach o głębokości od 30 do 250 m dobranej w zależności wielu czynników. Do głównych należy zaliczyć wielkość zapotrzebowanie na energię, litologię i parametry termiczne skał [tabela 6.2], występowanie poziomów wodonośnych, dostępność terenu pod wiercenia.



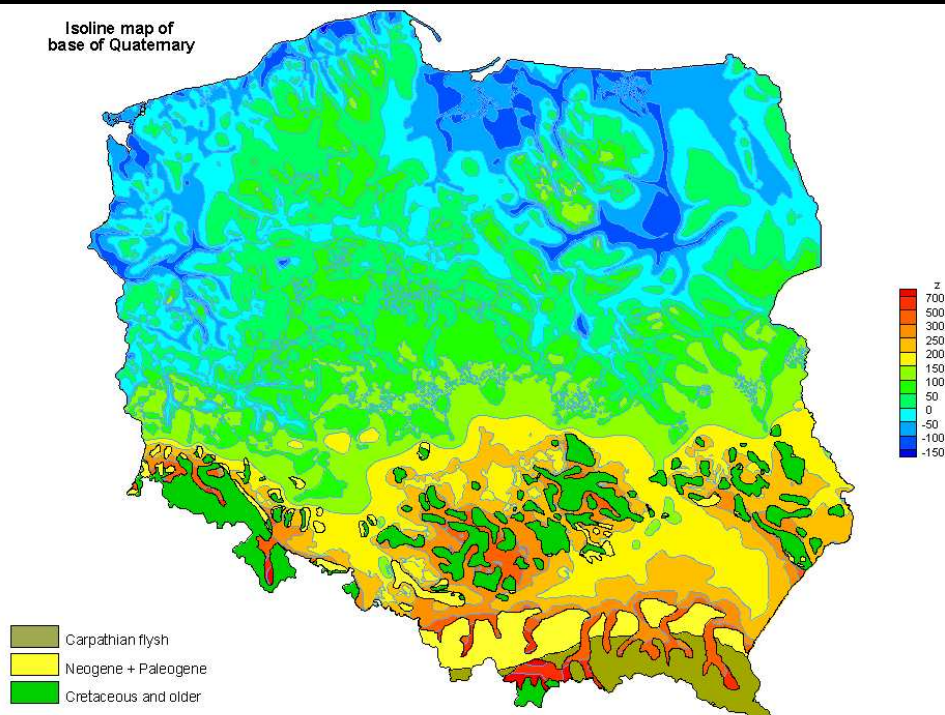
Tabela 6.2. Wydajność cieplna skał w systemach pionowych, otworowych wymienników ciepła [6.6]

Przyjęto sezonowy współczynnik sprawności pompy ciepła COP.

Rodzaj gruntu	Wydajność cieplna skał [W/m]	Powierzchnia wymagana na kWh [m]		
		COP=3	COP=3.5	COP=4
Skały ilaste, suche	30	25	24	22
Piaski, żwiry, suche	40	14	12	12
Skały lite	50–80	9.5	9.0	8.0
Skały nasycone wodą, występuje infiltracja	100	7.5	7.0	6.5

Do zainstalowania otworowych wymienników ciepła w polskich warunkach najkorzystniejsze wydają się skały nieskonsolidowane, w których wiercenie otworów jest zdecydowanie tańsze od wiercenia w skałach litych. Dlatego też istotnym parametrem do oceny możliwości głębinienia otworów jest mapa miąższości lub mapa głębokości występowania spągu skał nieskonsolidowanych (rys. 6.7), które generalnie w Polsce północnej osiągają miąższości ponad 100 m natomiast w pozostałych obszarach są zmienne w zależności od lokalizacji.

W systemie otwartym dolnego źródła wymiana energii następuje w parowniku pompy ciepła w kontakcie z wodą gruntową o temperaturze od 7 do 12°C. Ilość energii uzyskana w procesie pozyskiwania ciepła z wody gruntowej na parowniku pompy ciepła wynosi 4500–5900 Wh/m³ [6.8]. Pozwala to uzyskać 6.8–9.0 kWh z 1 m³ przepływającej wody gruntowej przy założeniu współczynnika sprawności pompy ciepła COP=3. W celu uzyskania optymalnej wymiany ciepła należy określić zasoby wody w ujmowanej studni oraz zaplanować sposób odprowadzania wody po przejściu przez parownik. Najczęściej w systemach otwartych wodę odprowadza się do drugiej studni (otwór chłonny), która powinna być zlokalizowana w odległości większej od 30 m od studni eksploatacyjnej. W rzadziej stosowanych systemach jednootworowych wodę odprowadza się do cieków powierzchniowych, jednak często jest to niemożliwe ze względu na ochronę środowiska.



Rys. 6.7. Mapa ukształtowania spągu utworów czwartorzędowych w Polsce

6.3. Analiza istniejących danych w aspekcie systemu rekomendacji

6.3.1. Geotermia

Zasoby energii geotermalnej zgromadzonej w skałach i wodach głębokich poziomów wodonośnych mogą być ujmowane przy zastosowaniu głębokich wierceń. Najczęstszą formą eksploatacji energii geotermalnej z takich zbiorników jest wykorzystanie dwóch otworów – dubletu geotermalnego składającego się z otworu wydobywczego i chłonnego, przez który schłodzone wody są zatłaczane z powrotem do złoża. W przypadku występowania wód słabo zmineralizowanych nie stanowiących zagrożenia dla środowiska naturalnego na powierzchni ziemi i możliwych do zagospodarowania, energię geotermalną można pozyskiwać jednym otworem bez konieczności zatłaczania. Rozpoznanie możliwości budowy takich instalacji, prace projektowe i budowa są związane z koniecznością znaczących inwestycji, które są planowane na wiele lat i najczęściej są związane z podejmowaniem decyzji na wysokich szczeblach administracji państwowej. Inwestycje w geotermię głęboką oparte na kapitale prywatnym również wymagają znaczących przygotowań związanych z realizacją projektu. Skala tego typu przedsięwzięć, w których realizowane są instalacje geotermalne o mocy szczytowej rzędu kilku do kilkudziesięciu MW stawia je w szczególnej pozycji w stosunku do systemu rekomendacji wykorzystania OZE w budownictwie.



Należy przewidywać, że instalacje tego typu mogą być rekomendowane dla dużych zespołów budynków takich jak osiedla czy duże kompleksy budynków użyteczności publicznej. Sposób rekomendacji tego typu źródła energii w konfrontacji z innymi potencjalnymi źródłami odnawialnymi z pewnością będzie procesem złożonym, uwarunkowanym wieloma czynnikami, które mogą być krytyczne do podjęcia ostatecznej decyzji o wyborze najbardziej korzystnego rozwiązania. Na pierwszy plan wysuwają się czynniki ekonomiczne – wysokie koszty inwestycyjne wiercenia otworów geotermalnych i budowy zbiorczych systemów ciepłowniczych dostarczających energię do zespołów budynków. Kolejnym istotnym czynnikiem jest na pewno odbiór społeczny tego typu dużych inwestycji.

6.3.2. Pompy ciepła

Rozpatrywane zagadnienie należy zdefiniować następującym zapytaniem w systemie rekomendacji: jak rekomendować dolne źródło pompy ciepła i dokonać wyboru pomiędzy gruntowym kolektorem poziomym, otworowym wymiennikiem ciepła czy systemem otwartym bazującym na wodach gruntowych?

W oparciu o preferencje użytkownika, wielkość działki, litologię i hydrogeologię terenu, w systemie zostanie przedstawione porównanie technicznych zasobów dostępnych do pozyskania poprzez wszystkie typy dolnych źródeł pomp ciepła. Wynik porównania będzie wskazywał moc cieplną instalacji.

6.4. Metodologia wyznaczania technicznych zasobów geotermalnych w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie

6.4.1. Geotermia

Metoda rekomendacji opiera się na oszacowaniu zasobów energii geotermalnej dla wybranej lokalizacji z archiwalnych map zasobowych [6.1, 6.12, 6.17, 6.19, 6.20] zgromadzonych w bazie danych systemu w formie modułów informacyjnych opisujących zasoby w poszczególnych zbiornikach wód geotermalnych. Proces szacowania zasobów dla wybranej lokalizacji jest złożonym procesem wymagającym analizy dużej ilości danych geologicznych, geotermicznych i hydrogeologicznych. Dlatego nie zdecydowano się na wprowadzenie do systemu automatyzacji tego procesu. Zamiast tego, w trakcie budowy bazy danych, a następnie podczas wprowadzania danych o zasobach, dane geotermalne będą stanowiły ważne moduły informacyjne ułatwiające podjęcie decyzji o wyborze najkorzystniejszego rozwiązania w kwestii wyboru odnawialnego źródła energii do zastosowania w projektowanym zespole budynków.

6.4.2. Pompy ciepła

Metoda rekomendacji opiera się na porównaniu dostępnych rozwiązań pozyskania energii geotermalnej z zasobów niskotemperaturowych dostępnych w przypadku zastosowania pompy ciepła.

Metoda wyznaczania technicznych niskotemperaturowych zasobów geotermalnych dla poziomych kolektorów gruntowych opiera się na analizie lokalnych warunków geotermicznych, geologicznych i hydrogeologicznych w zakresie głębokości od powierzchni terenu do tzw. strefy termicznie neutralnej. Analiza będzie wykonywana na podstawie modułów informacyjnych opisujących średnioroczną temperaturę powietrza, sezonowa wielkość usłonecznienia i głębokość występowania strefy termicznie neutralnej. Pozostałe parametry wymagane do rekomendacji zastosowania tego rozwiązania będą podawane w systemie przez użytkownika na podstawie obserwacji rodzaju gruntu oraz głębokości występowania poziomu wód gruntowych.

Metoda wyznaczania technicznych niskotemperaturowych zasobów geotermalnych dla pionowych wymienników otworowych podobnie jak w przypadku kolektorów poziomych opiera się na analizie lokalnych warunków geotermicznych, geologicznych i hydrogeologicznych w zakresie głębokości od powierzchni terenu do głębokości 30 m, 100 m i 250 m. Analiza będzie wykonywana na podstawie modułów informacyjnych opisujących średnioroczną temperaturę powietrza, głębokość występowania strefy termicznie neutralnej,



miąższość osadów nieskonsolidowanych (rys. 6.7), ogólnej charakterystyki litologicznej skał skonsolidowanych i warunków hydrogeologicznych.

Metoda wyznaczania technicznych niskotemperaturowych zasobów geotermalnych dla systemów otwartych bazujących na wodach gruntowych opiera się na analizie modułów informacyjnych dotyczących głębokości występowania poziomów wód gruntowych z map hydrogeologicznych jak również mapy średniorocznych temperatur powietrza. W przypadku tej metody zadaniem użytkownika będzie wprowadzenie do systemu rekomendacji danych na temat istnienia studni potencjalnie nadającej się do zagospodarowania jako dolnego źródła pompy ciepła oraz podania wydajności studni.

Charakterystyka parametrów uwzględnionych w metodologii wyznaczania technicznych zasobów energii geotermalnej do wykorzystania w pompach ciepła:

Litologia skał przypowierzchniowych (gruntu):	typ litologiczny wybrany z listy
Pojemność cieplna skały (gruntu):	[J/kg°C]
Jednostkowa wydajność cieplna wymiennika poziomego:	[W/m ²]
Jednostkowa wydajność wymiennika pionowego:	[W/m]
Powierzchnia dostępna pod kolektor poziomy:	[m ²]
Miąższość skał nieskonsolidowanych:	[m]
Głębokość poziomu wodonośnego:	[m]
Średnioroczna temperatura powietrza:	[°C]
Nasłonecznienie:	[kWh/m ² rok]
Techniczne możliwości wiercenia otworów:	< 30 m, 30–100 m, > 100 m

BIBLIOGRAFIA DO ROZDZ. 6

- [6.1] Górecki W. (red), 2006: Atlas zasobów geotermalnych na Niziu Polskim – formacje mezozoiku i formacje paleozoiku. Ministerstwo Środowiska, ZSE AGH, Kraków.
- [6.2] Długosz P., 2008: Energia geotermalna; wody geotermalne. W: Gałusza M., Paruch J., [red], Odnawialne i niekonwencjonalne źródła energii; Poradnik. Tarbonus, Wydanie I, Kraków – Tarnobrzeg, s. 167–220.
- [6.3] Buczek A., Telejko T., 2008: Energia geotermalna; pompy ciepła. W: Gałusza M., Paruch J., [red], Odnawialne i niekonwencjonalne źródła energii; Poradnik. Tarbonus, Wydanie I, Kraków – Tarnobrzeg, s. 221–258.
- [6.4] Kapuściński J., i in. 1997: Zasady i metodyka dokumentowania zasobów wód termalnych i energii geotermalnej oraz sposoby odprowadzania wód zużytych; poradnik metodyczny. Warszawa, s. 148.
- [6.5] Kapuściński J., Rozdzoń A., 2010; Geotermia niskotemperaturowa w Polsce i na świecie. Ministerstwo Środowiska, Warszawa, s. 140.
- [6.6] Ochsner K., 2008: Geothermal Heat Pumps, A guide for Planning & Installing. Earthscan, London–Sterling, s. 146.
- [6.7] Oszczak W., 2009: Ogrzewanie domów z zastosowaniem pomp ciepła. Wydawnictwa Komunikacji i Łączności, Warszawa, s. 224.
- [6.8] Rubik M., 2011: Pompy ciepła w systemach geotermii niskotemperaturowej. MULTICO Oficyna Wydawnicza, Warszawa, s. 205.
- [6.9] Plewa S., 1994: Rozkład parametrów geotermalnych na obszarze Polski. Wyd. CPPGSMiE PAN, Kraków, s. 138.
- [6.10] Szewczyk J., Gientka ., 2009:
- [6.11] Stajniak J. 1978: Badanie ziemskiego pola cieplnego w strefie jego okresowych zmian na obszarze Polski. Biul. Inf. Geof. Stos., nr 2, Warszawa, s. 26–70.
- [6.12] Sokołowski J., Sokołowska J., Plewa S., Nagy S., Krokoszyńska M., Krzysiek U. 1995: Prowincje i baseny geotermalne Polski. CPPGSMiE PAN, Kraków, s.122.
- [6.13] Sokołowski J. 1977: Ważniejsze problemy synoptyki geologicznej. Technika Poszukiwań Geologicznych, nr 1, Kraków, s. 32–36.
- [6.14] Rybach L. 1998: Market Penetration of BHE Coupled Heat Pumps – The Swiss Success Story. Geothermal resources Council, Transactions, vol 22, September 20–23, s.451–455.
- [6.15] Muffler L.J., Cattaldi R. 1977: Methodology for Regional Assesment of Geothermal Resources. Geothermics, vol. 7, nr 2/4, Pisa, s. 53–90.
- [6.16] Majorowicz J.,1976: Mapa strumienia cieplnego Polski na tle pola geotermicznego Europy oraz niektóre aspekty interpretacji. Acta Geoph. Pol., v. XXIV, no. 2, Warszawa.

Etap nr 12:

***Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie***

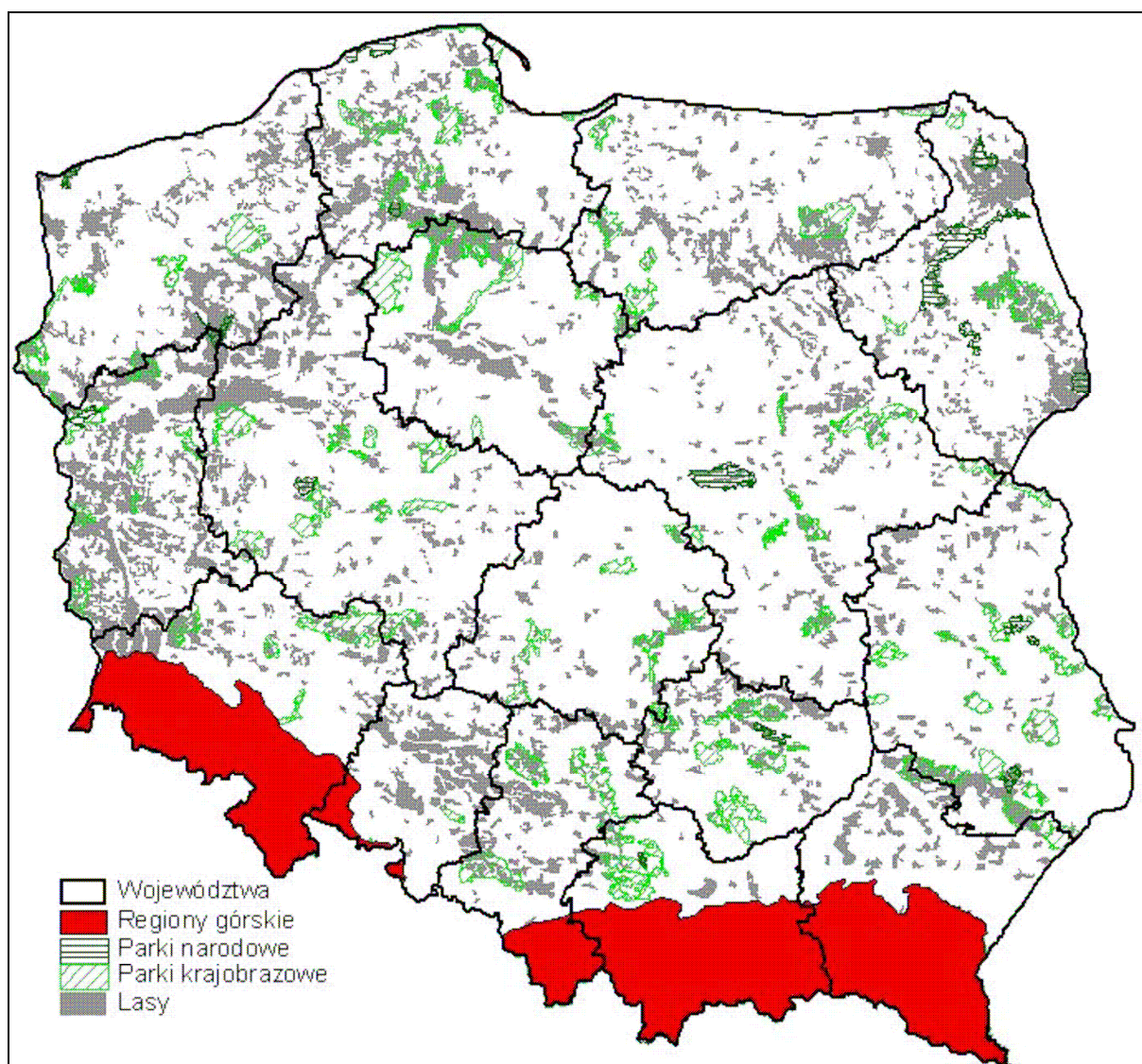


- [6.17] Małolepszy Z. 2000: Geosynoptyczny model pola geotermicznego Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. Technika Poszukiwań Geologicznych i Geosynoptyka, nr 3, Kraków
- [6.18] Karwasiecka M. 1996: Atlas geotermiczny Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa.
- [6.19] Solik-Heliasz, 2006: Atlas zasobów energii geotermalnej Górnośląskiego Zagłębia Węglowego.
- [6.20] Dowgiałło J., Majorowicz J. 1974: W sprawie warunków występowania i możliwości wykorzystania polskich zasobów geotermicznych. Przegląd Geologiczny, nr 7, Warszawa, s. 302–306.

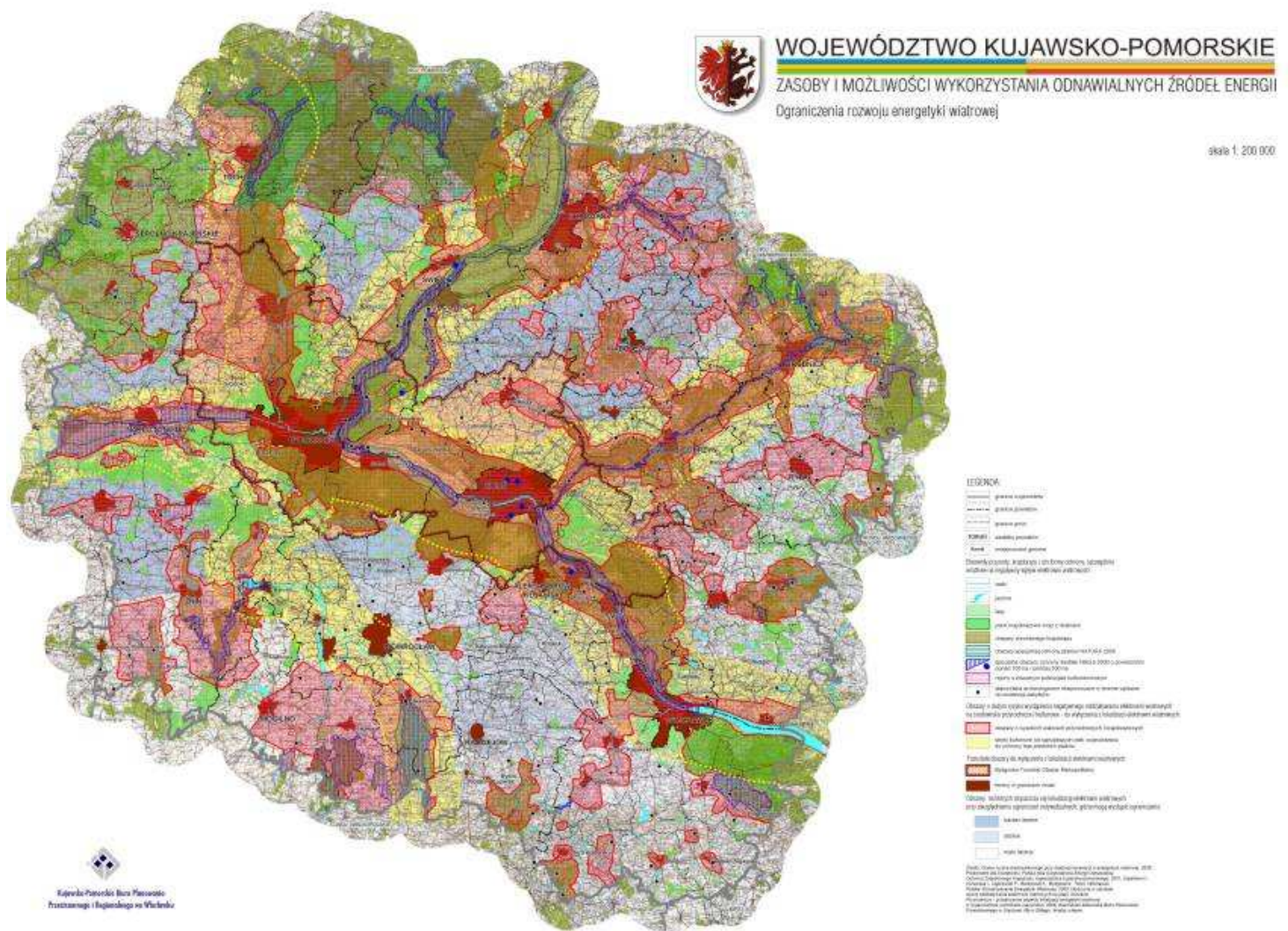
7. ZAŁĄCZNIKI

7.1. Ograniczenia rozwoju OZE

Zasoby i potencjał techniczny OZE uzupełniony o uwarunkowania geośrodowiskowe dają pełną informację dla inwestora o możliwościach inwestycyjnych poszczególnych urządzeń czy zastosowań w wybranej lokalizacji. Poniżej przytoczono ważniejsze uwarunkowania dla lokalizacji OZE.



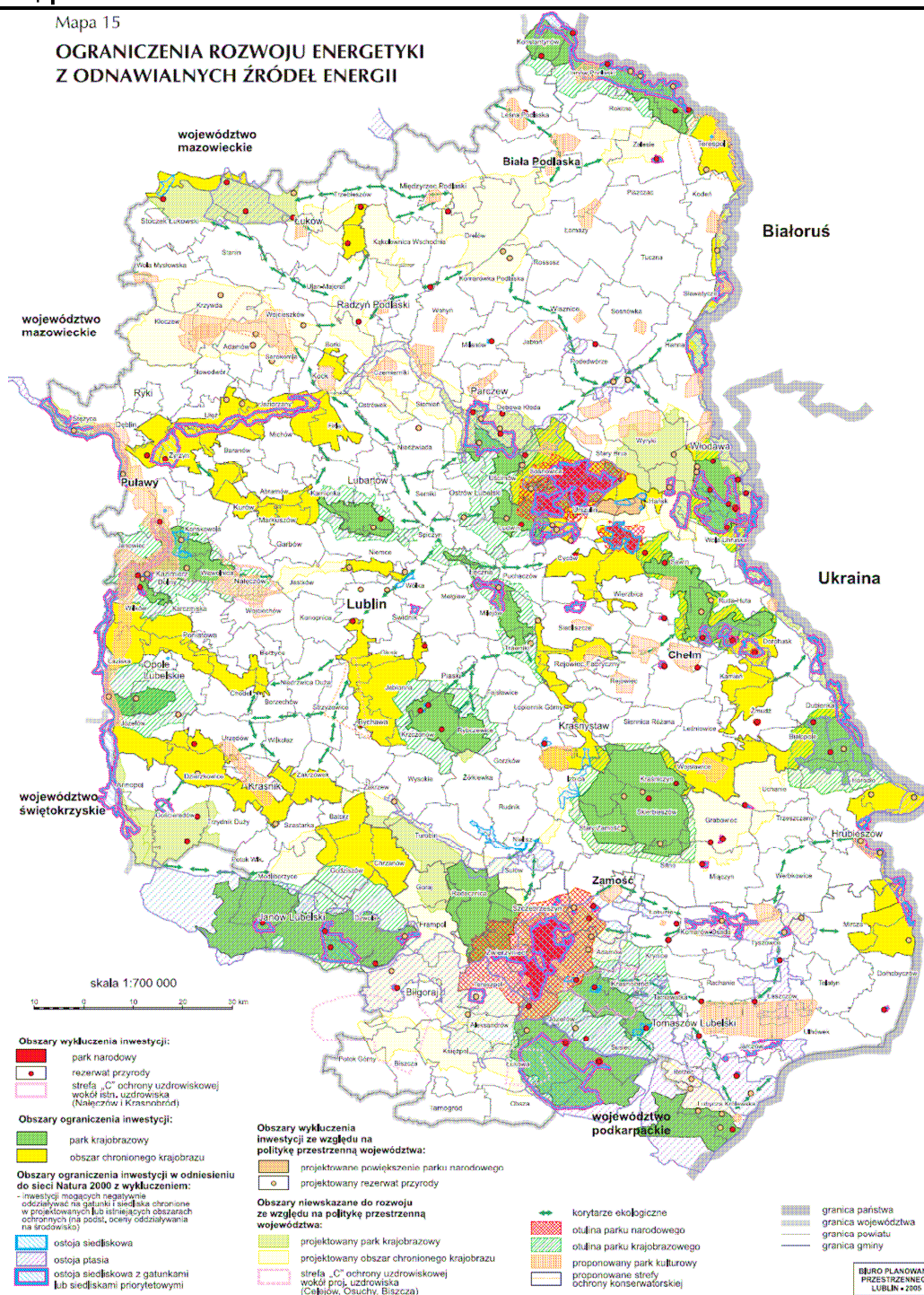
Rys. 7.1. Parki narodowe i krajobrazowe poza obszarami góorskimi (stan 2005r.) (opracowanie CKPS wg danych Ministerstwa Środowiska)



Rys. 7.2. Ograniczenia rozwoju energetyki wiatrowej w województwie kujawsko-pomorskim
<http://www.kujawsko-pomorskie.pl/strategia/downloads/pprzest/oze/oze.pdf>

Mapa 15

OGRANICZENIA ROZWOJU ENERGETYKI
Z ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII



Rys. 7.3. Ograniczenia rozwoju energetyki OZE w województwie lubelskim [5.14]

Etap nr 12:

Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie



7.2. Definicje

Alternatywna energia – niekonwencjonalna energia – obejmuje energię pochodzącą z odnawialnych źródeł, wytwarzanie energii z odpadów nie ulegających biodegradacji oraz energię otrzymywaną z wodoru. Karski Leszek, *Ogólny zarys regulacji odnawialnych źródeł energii w polskim systemie prawnym*, „Ochrona Środowiska Przegląd” nr 2/2003 i 3/2003.

Beneficjent – osoba fizyczna bądź prawna korzystająca ze środków pomocowych UE.

Biogaz – gaz pozyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków i składowisk odpadów. Definicje według *Rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 30 maja 2003 roku w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła*.

Biodiesel – jest to paliwo zbliżone do oleju napędowego, które może być stosowane w postaci mieszanki z olejem napędowym, w większości konwencjonalnych silników diesla. Paliwo to jest produkowane z olejów roślinnych takich jak rzepakowy, słonecznikowy lub zużytego oleju spożywczego.

Bioetanol – może być mieszany w niewielkiej ilości z benzyną stosowaną w konwencjonalnych silnikach benzynowych. Wyższe domieszki bioetanolu są stosowane jedynie w specjalnie przystosowanych pojazdach. Etanol jest otrzymywany w procesie fermentacji cukrów pozyskanych z roślin takich jak buraki cukrowe lub pszenica.

Biometan – jest produktem fermentacji odpadów organicznych, takich jak obornik czy odpady żywności. Gaz otrzymany w tym procesie rozkładu odpadów jest oczyszczany do 95% metanu i może być stosowany w pojazdach zaprojektowanych do stosowania gazu ziemnego.

Biomasa – stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, a także przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, (z dodatkiem z dnia 23.02.2010 r. – Dz.U.2010.34.182) „oraz ziarna zbóż niespełniające wymagań jakościowych dla zbóż w zakupie interwencyjnym określonych w art. 4 rozporządzenia Komisji (WE) nr 687/2008 z dnia 18 lipca 2008 r. ustanawiającego procedury przejścia zbóż przez agencje interwencyjne oraz metody analizy do oznaczania jakości zbóż (Dz. Urz. UE L 192 z 19.07.2008, str. 20) i ziarna zbóż, które nie podlegają zakupowi interwencyjnemu.”

Ciepło spalania – jest to ilość ciepła uzyskana podczas spalania jednostki masy paliwa stałego w atmosferze tlenu. Według *Polskiej Normy – 73/G – 04513*.

Drobnica opałowa – drewno opałowe; drewno okrągłe o średnicy w grubszym końcu, wraz z korą, poniżej 7 cm, w praktyce – poniżej 5 cm.

Dyrektywa – nazwa aktu prawnego uchwalanego przez Wspólnotę Europejską. Dyrektywa kierowana jest do wszystkich lub niektórych państw. Wiąże co do celu, pozostawiając państwom swobodę wyboru środków i metod.

Energia wiatru – lub inaczej potencjał energetyczny wiatru – jest to energia kinetyczna poruszających się mas powietrza.

Gradient geotermiczny – przyrost temperatury na jednostkę przyrostu głębokości wewnątrz Ziemi poniżej strefy termicznie neutralnej.

GRID – rodzaj typu odwzorowania przestrzeni w GIS. Łączy zalety wektora oraz rastra. Ma postać regularnej siatki, na której przypisano wartości analizowanej cechy (na przykład prędkość wiatru) w miejscu

Etap nr 12:

***Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie***

przecięcia się linii. Punkt przecięcia siatki ma wymiar 0, jednakże zasięg wartości cechy definiowany jest poprzez wymiar "oczka" siatki. Ten typ odwzorowania przestrzeni znajduje zastosowanie przede wszystkim w przedstawianiu powierzchni cech ciągłych, gdyż ułatwia ich trójwymiarowe odwzorowanie.

System Informacji Geograficznej (GIS, ang. Geographic Information System) – system informacyjny służący do wprowadzania, gromadzenia, przetwarzania oraz wizualizacji danych geograficznych, którego jedną z funkcji jest wspomaganie procesu decyzyjnego

Kogeneracja – wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej w skojarzeniu.

LPG (Liquid Petroleum Gas) – płynny propan-butan otrzymywany w wyniku procesów destylacji ropy naftowej w rafinerii lub bezpośrednio przy wydobyciu gazu ziemnego.

NATURA 2000 – spójny system obszarów chronionych na całym terytorium Wspólnoty Europejskiej, określany mianem europejskiej sieci ekologicznej, która zapewni warunki do zachowania pełnego dziedzictwa przyrodniczego krajów Unii Europejskiej. W skład sieci mają wejść: obszary specjalnej ochrony ptaków (OSO), zidentyfikowane na podstawie dyrektywy Rady 79/409/EWG w sprawie ochrony dzikich ptaków; specjalne obszary ochronne (SOO), wyselekcjonowane na podstawie dyrektywy Rady 92/43/EWG w sprawie ochrony siedlisk naturalnych oraz dzikiej fauny i flory.

Odnawialne źródło energii OZE – jest to źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy i biogazu. Zgodnie z ustawą *Prawo energetyczne*.

Paliwo umowne (pu) – umowna jednostka miary wartości opałowej różnych paliw energetycznych. Najczęściej używa się jednostki: 1 tona paliwa umownego (1 tpu).

ekwiwalent węgla – ton of coal equivalent (tce) – paliwo o kaloryczności 7000 kcal/kg)
 $1 \text{ tce} = 1 \text{ tpu} = 7 \times 10^6 \text{ kcal} = 7 \text{ Gcal} = 29,308 \text{ GJ/Mg}$

Mg – megagram = tona;

ekwiwalent ropy – ton of oil equivalent (toe) – paliwo o kaloryczności 10000 kcal/kg
 $1 \text{ toe} = 10 \times 10^6 \text{ kcal} = 10 \text{ Gcal} = 41,868 \text{ GJ/Mg}$

Potencjał teoretyczny – całkowita ilość energii możliwa do uzyskania z zasobów energii występujących na danym obszarze, przy założeniu 100 % przetworzenia ich na inne użyteczne formy energii, niezależnie od wybranej technologii przetworzenia.

Potencjał techniczny – ilość energii możliwa do uzyskania z zasobów energii występujących na danym obszarze, przy założeniu sprawności przetwarzania na inne użyteczne formy energii zgodnie z aktualnie dostępnymi technologiami.

Promieniowanie całkowite – suma promieniowania padającego na poziomą powierzchnię podłoża, na którą składa się wielkość promieniowania dochodzącego bezpośrednio od tarczy słonecznej oraz wielkość promieniowania słonecznego dochodzącego w postaci rozproszonej przez atmosferę.

Region wodny – część obszaru dorzecza wyodrębniona na podstawie kryterium hydrograficznego na potrzeby zarządzania zasobami wodnymi lub całość obszaru dorzecza.

Retencja naturalna – uwarunkowana jest naturalnymi czynnikami przyrodniczymi występującymi na danym obszarze. Możliwości tworzenia tej retencji w wyniku działalności technicznej są niewielkie; można jedynie podejmować pewne działania mające na celu jej zwiększenie.

Retencja sztuczna – tworzona jest w wyniku działalności człowieka, która może obejmować zwiększanie retencji naturalnej, jak również tworzenie nowych obiektów retencji wodnej.



SD – sztuka duża – to umowna jednostka przeliczeniowa odpowiadająca krowie o masie ciała 500 kg.

Strefa termicznie neutralna – strefa głębokościowa, w której temperatura jest zbliżona do średniej rocznej temperatury powietrza w danym punkcie i nie podlega wahaniom rocznym. Poniżej strefy termicznie neutralnej przyrost temperatury wraz ze wzrostem głębokości wyraża się gradientem geotermicznym. Głębokość strefy termicznie neutralnej może wynosić od 5 do 25 m. W Polsce występuje ona średnio na głębokości 18 m.

Techniczne zasoby wodno-energetyczne – zasoby nadające się do wykorzystania.

Teoretyczne zasoby energetyczne wiatru – zasoby całkowite.

Teoretyczne zasoby wodno-energetyczne – zasoby całkowite.

Uprawy energetyczne – plantacje zakładane w celu energetycznego wykorzystania pochodzących z nich plonów.

Usłonecznienie – czas, w którym widoczna jest tarcza słoneczna; umownie jest to czas wyrażony w godzinach o natężeniu promieniowania słonecznego powyżej 200 W/m^2 .

Wartość opałowa – jest to ciepło spalania pomniejszone o ciepło parowania wody uzyskanej z paliwa w procesie spalania oraz wilgoci higroskopijnej w megadżulach na kilogram lub metr sześcienny (MJ/kg lub MJ/m^3). Według PN-73/G-04513.

Warunki anemologiczne – warunki wietrzne.

Warunki solarne – warunki słoneczne.

Wody powierzchniowe – roczna wielkość odpływu rzeczno, pochodząca z odpływu powierzchniowego i gruntowego (wody podziemne płytkie, czwartorzędowe, zasilające wody powierzchniowe), a także odpływu z jezior; są przeznaczone głównie dla przemysłu i do nawodnień.

Zachmurzenie ogólne nieba – stopień pokrycia nieba przez wszystkie chmury widziane w danej chwili, wyrażony w częściach lub procentach całego nieba (nieboskłonu).

Zrębki drzewne – cząstki drewna rozdrobnionego.

7.3. Skróty

CNG (*compressed natural gas*) – sprężony gaz ziemny.

RME (*rapeseed-methyl ester*) – ester metylowy z oleju rzepakowego.

PME (*palm-ethyl ester*) – ester metylowy z oleju palmowego.

7.4. Jednostki miar

cal – kaloria

dam³ – dekametr sześcienny

GJ – gigadżul

GW – gigawat

GWh – gigawatogodzina

hm³ – hektometr sześcienny

J – dżul

kcal – kilokaloria

kJ – kilodżul

MJ – megadżul

Etap nr 12:

**Opracowanie metodologii wyznaczania technicznych zasobów energetycznych OZE
w aspekcie możliwości zwiększenia ich zastosowania w budownictwie**

kW – kilowat
kWh – kilowatogodzina
 m^3 – metr sześcienny
MW – megawat
MWh – megawatogodzina
PJ – petadžul
t s.m. – ton suchej masy
t s.m./ha – ton suchej masy na hektar
t św.m. – ton świeżej masy
TJ – teradžul
W – wat

7.5. Przeliczniki jednostek

1 cal = 4,1868 J
 $1 \text{ dam}^3 = 1\,000 \text{ m}^3$
 $1 \text{ hm}^3 = 1\,000\,000 \text{ m}^3$
1 J = 0,239 cal
1 kWh = 3,6 MJ

7.6. Wykaz przedrostków tworzących wielokrotności jednostek podstawowych

Nazwa przedrostka	Skrót	Mnożnik
deka	da	10
hekto	h	10^2
kilo	k	10^3
mega	M	10^6
giga	G	10^9
tera	T	10^{12}
peta	P	10^{15}