

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 17 - **Opracowanie algorytmów programów komputerowych wykorzystania poszczególnych rodzajów OZE w budownictwie**

Tytuł dokumentacji: **Sprawozdanie z części etapu 17**



**Gliwice, czerwiec 2011**



Pieczęć jednostki

ZAKŁAD OSZCZĘDNOŚCI ENERGII INSTYTUTU  
OCHRONY POWIETRZA  
PRACOWNIA OSZCZĘDNOŚCI ENERGII  
Plac Gwarków 1, 40-166 Katowice

**Zespół autorski:**

**Kierownik części zadania  
badawczego:**

**mgr inż. Marek Bieniecki**

.....

**Pozostali autorzy:**

**dr inż. Iwona Gil**

.....

**mgr inż. Mariusz Ćwiczek**

.....

**mgr inż. Joanna Krzemień**

.....

**mgr inż. Dariusz Nowak**

.....

**mgr Krystyna Olejniczak**

.....

**dr inż. Piotr Mocek**

.....

(tytuł naukowy, imię i nazwisko)

(podpis)



Rozdzielnik:

egz. Nr1 – Politechnika Śląska

egz. Nr2 - GIG

**Zadanie badawcze nr 3:**

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



**Wykaz zmian w dokumentacji pracy**

Nr kolejny lub Nr wersji	Data	Opis zmiany	Autor zmiany	Podpis

*Etap nr 17*

**Opracowanie algorytmów programów komputerowych wykorzystania poszczególnych rodzajów OZE w budownictwie**



## SPIS TREŚCI

<b>1.</b>	<b>Ogólne informacje na temat analizowanego etapu .....</b>	<b>12</b>
1.1.	Określone cele .....	13
1.2.	Informacje na temat prac zrealizowanych w etapie 17 .....	13
1.3.	Finansowe mechanizmy wsparcia niskoemisyjnych technologii w Polsce .....	14
1.3.1.	Świadectwa pochodzenia.....	14
1.3.2.	Wsparcie finansowe z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW).....	15
1.3.3.	Środki norweskie .....	16
1.3.4.	Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (WFOŚiGW) .....	16
1.3.5.	Polityka ekologiczna .....	17
1.3.6.	Podsumowanie .....	18
1.4.	Algorytm doboru instalacji .....	19
1.5.	Używane figury graficzne do opisu algorytmu doboru instalacji OZE. ....	20
1.6.	Schemat blokowy algorytmu doboru instalacji OZE.....	22
	<b>Bibliografia do rozdz. 1.....</b>	<b>25</b>
<b>2.</b>	<b>PRZEGLĄD UWARUNKOWAŃ PRAWNYCH WDRAŻANIA INSTALACJI ODNAWIALNYCH ŹRÓDŁE ENERGII .....</b>	<b>26</b>
2.1.	Uwarunkowania unijne promowania i barier energii z OZE .....	27
2.2.	Krajowe ramy prawne .....	29
2.3.	Uwarunkowania środowiskowe [2.23].....	29
2.4.	Ogólny opis przebiegu wdrażania inwestycji OZE w świetle ustaw.....	30
2.5.	Aspekty prawne wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej z OZE [2.23] .....	32
2.6.	Instalacje małych elektrowni wodnych [2.24].....	33
2.7.	Instalacje biogazowni.....	34
2.8.	Energia geotermalna [2.24] .....	34
2.9.	Energia słoneczna .....	35
2.10.	OZE w świetle ustawy o efektywności energetycznej .....	35
	<b>Bibliografia do rozdz. 2.....</b>	<b>37</b>
<b>3.</b>	<b>Określenie metodyk oceny technicznej możliwości wprowadzania ogniw fotowoltaicznych do zastosowania w BUDOWNICTWIE oraz opracowanie metodyk obliczania PARAMETRÓW TECHNICZNYCH instalacji fotowoltaicznej.....</b>	<b>39</b>
3.1.	Informacje ogólne.....	40
3.2.	Elementy instalacji fotowoltaicznej .....	41
3.2.1.	Panel fotowoltaiczny .....	43
3.2.2.	Falownik.....	43
3.2.3.	Akumulator .....	43



3.2.4.	<i>Kontroler ładowania</i> .....	43
3.2.5.	<i>Adapter impedancji</i> .....	43
<b>3.3.</b>	<b>Parametry charakteryzujące energię słoneczną</b> .....	<b>44</b>
3.3.1.	<i>Usłonecznienie</i> .....	44
3.3.2.	<i>Natężenie promieniowania słonecznego <math>G</math></i> .....	44
3.3.3.	<i>Współczynnik przezroczystości <math>p</math></i> .....	44
3.3.4.	<i>Masa optyczna <math>m</math> powietrza</i> .....	44
3.3.5.	<i>Deklinacja słoneczna <math>\delta</math></i> .....	45
3.3.6.	<i>Kąt godzinowy <math>\omega</math></i> .....	45
3.3.7.	<i>Kąt padania promieniowania słonecznego na powierzchnię odbiornika <math>\Theta_{\beta}</math></i> .....	46
3.3.8.	<i>Okres zwrotu inwestycji</i> .....	46
<b>3.4.</b>	<b>Wyznaczanie gęstości strumienia promieniowania słonecznego</b> .....	<b>46</b>
3.4.1.	<i>Całkowita gęstość strumienia promieniowania słonecznego <math>G_{\beta}</math></i> .....	46
3.4.2.	<i>Nasłonecznienie dzienne na płaszczyznę poziomą</i> .....	47
<b>3.5.</b>	<b>Algorytm symulacji energetycznych wykorzystania ogniw fotowoltaicznych w oparciu o dane meteorologiczne</b> .....	<b>48</b>
3.5.1.	<i>Dane wejściowe</i> .....	48
3.5.2.	<i>Przebieg obliczeń</i> .....	48
3.5.3.	<i>Przykład obliczeń</i> .....	49
<b>3.6.</b>	<b>Schemat blokowy doboru instalacji fotowoltaicznej</b> .....	<b>51</b>
<b>Bibliografia do rozdz. 3</b> .....		<b>52</b>
<b>4.</b>	<b>OKREŚLENIE METODYK OCENY TECHNICZNEJ MOŻLIWOŚCI WPROWADZENIA INSTALACJI SOLARNYCH DO ZASTOSOWANIA W BUDOWNICTWIE ORAZ OPRACOWANIE METODYK OBLICZANIA PARAMETRÓW TECHNICZNYCH INSTALACJI KOLEKTORÓW SŁONECZNYCH</b> .....	<b>53</b>
<b>4.1.</b>	<b>Informacje ogólne</b> .....	<b>54</b>
<b>4.2.</b>	<b>Elementy konstrukcji instalacji solarnej</b> .....	<b>54</b>
4.2.1.	<i>Kolektory płaskie cieczowe</i> .....	54
4.2.2.	<i>Kolektory płaskie powietrzne</i> .....	54
4.2.3.	<i>Kolektory płaskie próżniowe</i> .....	55
4.2.4.	<i>Kolektory próżniowe rurowe</i> .....	55
4.2.5.	<i>Kolektory słoneczne skupiające</i> .....	56
4.2.6.	<i>Zasobnik na wodę</i> .....	56
4.2.7.	<i>Wymiennik ciepła</i> .....	56
4.2.8.	<i>Zespół pompowy</i> .....	56
4.2.9.	<i>Regulator systemu solarnego</i> .....	56
4.2.10.	<i>Zasilacz awaryjny</i> .....	56
4.2.11.	<i>Naczynie wyrównawcze</i> .....	57
<b>4.3.</b>	<b>Algorytm doboru instalacji solarnej</b> .....	<b>57</b>
<b>4.4.</b>	<b>Schemat blokowy instalacji kolektorów słonecznych</b> .....	<b>61</b>
<b>Bibliografia do rozdz. 4</b> .....		<b>62</b>



<b>5.</b>	<b>OKREŚLENIE METODYK OCENY TECHNICZNEJ MOŻLIWOŚCI WPROWADZENIA INSTALACJI MAŁYCH ELEKTROWNI WODNYCH (mew) DO ZASTOSOWANIA W BUDOWNICTWIE ORAZ OPRACOWANIE METODYK OBLICZANIA PARAMETRÓW TECHNICZNYCH INSTALACJI mew .....</b>	<b>63</b>
<b>5.1.</b>	<b>Informacje ogólne.....</b>	<b>64</b>
<b>5.2.</b>	<b>Konstrukcja małej elektrowni.....</b>	<b>64</b>
5.2.1.	<i>Turbiny Francisa.....</i>	<i>65</i>
5.2.2.	<i>Turbiny Kaplana .....</i>	<i>65</i>
5.2.3.	<i>Turbina Deriaza .....</i>	<i>65</i>
5.2.4.	<i>Turbina Peltona.....</i>	<i>65</i>
5.2.5.	<i>Śruba Archimedesesa .....</i>	<i>65</i>
5.2.6.	<i>Turbina VLH (Very Low Head).....</i>	<i>66</i>
<b>5.3.</b>	<b>Potencjał techniczny zasobów wód .....</b>	<b>66</b>
5.3.1.	<i>Moc elektrownii wodnej .....</i>	<i>66</i>
5.3.2.	<i>Zależność na oszacowanie wartości produkcji energii .....</i>	<i>67</i>
5.3.3.	<i>Czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrownii.....</i>	<i>67</i>
5.3.4.	<i>Przełyk instalowany <math>Q_i</math>.....</i>	<i>67</i>
5.3.5.	<i>Spadek podłużny.....</i>	<i>68</i>
5.3.6.	<i>Spadek poprzeczny .....</i>	<i>68</i>
5.3.7.	<i>Krzywa przepływu .....</i>	<i>69</i>
5.3.8.	<i>Wyróżnik szybkobieżności .....</i>	<i>69</i>
<b>5.4.</b>	<b>Metody pomiaru objętości przepływu .....</b>	<b>69</b>
5.4.1.	<i>Pomiar za pomocą postawionego naczynia .....</i>	<i>69</i>
5.4.2.	<i>Pomiar za pomocą przelewu Ponceleta .....</i>	<i>69</i>
5.4.3.	<i>Pomiar wysokości warstwy wody.....</i>	<i>70</i>
5.4.4.	<i>Pomiar za pomocą przelewu Thomsona.....</i>	<i>70</i>
<b>5.5.</b>	<b>Schemat blokowy małej elektrownii wodnej .....</b>	<b>72</b>
	<b>Bibliografia do rozdz. 5.....</b>	<b>72</b>
<b>6.</b>	<b>OKREŚLENIE METODYK OCENY TECHNICZNEJ MOŻLIWOŚCI WPROWADZENIA INSTALACJI przydomowych ELEKTROWNI wiatrowych DO ZASTOSOWANIA W BUDOWNICTWIE ORAZ OPRACOWANIE METODYK OBLICZANIA PARAMETRÓW TECHNICZNYCH INSTALACJI przydomowych elektrownii wiatrowych .....</b>	<b>74</b>
<b>6.1.</b>	<b>Informacje ogólne.....</b>	<b>75</b>
6.1.1.	<i>Praca na obwód wydzielony.....</i>	<i>77</i>
6.1.2.	<i>Praca na sieć sztywną .....</i>	<i>77</i>
<b>6.2.</b>	<b>Potencjał wietrzny lokalizacji.....</b>	<b>78</b>
6.2.1.	<i>Moc elektrowni.....</i>	<i>79</i>
6.2.2.	<i>Energia wiatru.....</i>	<i>79</i>



6.2.3.	Wydajność turbiny wiatrowej.....	80
<b>6.3.</b>	<b>Budowa przydomowej elektrowni wiatrowej w Polsce – prawodawstwo.....</b>	<b>81</b>
6.3.1.	Zgłoszenie przystąpienia do budowy lub wykonania robót budowlanych i pozwolenie na budowę.....	81
6.3.2.	Ulga dla rolników.....	82
6.3.3.	Koncesje i opodatkowanie.....	82
6.3.4.	Podatek akcyzowy .....	82
6.3.5.	Odległość wiatraka od zabudowań gospodarczych .....	83
<b>6.4.</b>	<b>Algorytm symulacji energetycznych wykorzystania małych (przydomowych) elektrowni wiatrowych wykorzystujący dane meteologiczne .....</b>	<b>84</b>
6.4.1.	Dane wejściowe do obliczeń .....	84
6.4.2.	Przebieg obliczeń .....	85
6.4.3.	Przykład obliczeniowy.....	86
<b>6.5.</b>	<b>Schemat blokowy doboru mikrowiatraka.....</b>	<b>88</b>
<b>Bibliografia do rozdz. 6.....</b>		<b>89</b>
<b>7.</b>	<b>OKREŚLENIE METODYK OCENY TECHNICZNEJ MOŻLIWOŚCI WPROWADZENIA INSTALACJI Biomasy DO ZASTOSOWANIA W BUDOWNICTWIE ORAZ OPRACOWANIE METODYK OBLICZANIA PARAMETRÓW TECHNICZNYCH INSTALACJI Biomasy.....</b>	<b>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</b>
<b>7.1.</b>	<b>Informacje ogólne.....</b>	<b>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</b>
<b>7.2.</b>	<b>Konstrukcja instalacji do spalania i zgazowania biomasy.....</b>	<b>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</b>
<b>7.3.</b>	<b>Właściwości biomasy .....</b>	<b>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</b>
7.3.1.	Skład elementarny .....	<i>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</i>
7.3.2.	Wartość opałowa.....	<i>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</i>
7.3.3.	Gęstość .....	<i>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</i>
7.3.4.	Zawartość popiołu.....	<i>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</i>
7.3.5.	Części lotne .....	<i>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</i>
7.3.6.	Wilgotność.....	<i>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</i>
<b>7.4.</b>	<b>Algorytm doboru wielkości instalacji do spalania biomasy.....</b>	<b>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</b>
7.4.1.	Stosunek nadmiaru powietrza $\lambda$ .....	<i>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</i>
7.4.2.	Produkcja energii cieplnej $Q_c$ .....	<i>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</i>
7.4.3.	Teoretyczna moc cieplna $P_t$ .....	<i>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</i>
7.4.4.	Produkcja ciepła brutto.....	<i>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</i>
7.4.5.	Koszt energii wyprodukowanej ze spalania biomasy $C$ .....	<i>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</i>
7.4.6.	Sposób postępowania .....	<i>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</i>
<b>7.5.</b>	<b>Schemat blokowy doboru przydomowej instalacji biomasowej.....</b>	<b>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</b>
<b>Bibliografia do rozdz. 7.....</b>		<b>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</b>
<b>8.</b>	<b>OKREŚLENIE METODYK OCENY TECHNICZNEJ MOŻLIWOŚCI WPROWADZENIA INSTALACJI BioGAZowych DO ZASTOSOWANIA W BUDOWNICTWIE ORAZ OPRACOWANIE</b>	





## METODYK OBLICZANIA PARAMETRÓW TECHNICZNYCH

- INSTALACJI BioGAZowych**..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.
- 8.1. Informacje ogólne**..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.
- 8.2. Właściwości biogazu**..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.
- 8.2.1. *Wartość opałowa*..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 8.2.2. *Liczba Wobbego* ..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 8.2.3. *Liczba metanowa*..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 8.2.4. *Prędkość spalania mieszanki* ..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 8.2.5. *Zawartość zanieczyszczeń* ..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 8.3. Technologie produkcji biogazu** ..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.
- 8.4. Technologie wykorzystujące biogaz** ..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.
- 8.4.1. *Spalanie biogazu z oczyszczalni ścieków* ..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 8.4.2. *Biogaz z fermentatorów*..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 8.5. Podstawowe parametry procesu fermentacji** .... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.
- 8.5.1. *Hydrauliczny czas retencji HRT (Hydraulic Retention Time)***Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 8.5.2. *Obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń***Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 8.5.3. *Mieszanie biomasy* ..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 8.6. Wykorzystanie biogazu w przydomowych instalacjach**Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.
- 8.7. Mikrobiogazownia domowa o mocy 10-20 kWe** Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.
- 8.8. Układy z tłokowymi silnikami spalinowymi** ..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.
- 8.9. Schemat blokowy przydomowej instalacji biogazowej**Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.
- Bibliografia do rozdz. 8**..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.

## 9. OKREŚLENIE METODYK OCENY TECHNICZNEJ MOŻLIWOŚCI

### WPROWADZENIA INSTALACJI WYKORZYSTUJĄCYCH energię

### geotermalną DO ZASTOSOWANIA W BUDOWNICTWIE ORAZ

### OPRACOWANIE METODYK OBLICZANIA PARAMETRÓW

### TECHNICZNYCH INSTALACJI

..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.

- 9.1. Informacje ogólne**..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.
- 9.2. Konstrukcja instalacji z pompą ciepła** ..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.
- 9.2.1. *Pompa ciepła*..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 9.2.2. *Dolne źródło ciepła* ..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 9.2.3. *Górne źródło ciepła*..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 9.3. Rodzaje systemów pracy układu grzewczego** .... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.
- 9.3.1. *System monowalentny* ..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 9.3.2. *System biwalentny - alternatywny* ..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 9.3.3. *System biwalentny – równoległy monoenergetyczny***Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 9.3.4. *System biwalentny – częściowo-równoległy*.. **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 9.4. Zależności charakteryzujące instalację z pompą ciepła**Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.
- 9.4.1. *Teoretyczny współczynnik wydajności grzejnej  $COP_t$  [9.5], [9.7]***Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 9.4.2. *Współczynnik wydajności grzejnej obiegu Lindego  $COP_L$  [9.5][9.7]*..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 9.4.3. *Stopień doskonałości obiegu  $\eta_d$  [9.5][9.7] ...* **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 9.4.4. *Rzeczywisty współczynnik wydajności grzejnej  $COP_r$  [9.5], [9.9]***Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**



- 9.4.5. Pole powierzchni działki konieczne do wykonania poziomego wymiennika ciepła ..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 9.4.6. Głębokość sond pionowych ..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 9.4.7. Pojemność zasobnika ciepłą  $V_z$  w instalacji sprężarkowej pompy ciepła ..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 9.4.8. Metoda doboru pompy ciepła na potrzeby c.o. i c.w.u. **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 9.5. Schemat blokowy doboru instalacji z pompą ciepła **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 10. Opracowanie koncepcji integracji modelu użytkownika energii (budynku lub grupy budynków) ze Smart Gridem (integracja z silnopiętą siecią elektroenergetyczną – rozdzielczą, zarządzaną przez OSD – i przede wszystkim z infrastrukturą teleinformatyczną służącą do zarządzania Smart Gridem)..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 10.1. Czynniki wymuszające powstanie Smart Grid (SG) Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 10.1.1. Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego: **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 10.1.2. Minimalizacja kosztów usług elektroenergetycznych: **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 10.1.3. Zapewnienie zróżnicowania i zindywidualizowania poziomów jakości dostarczanej energii, zgodnie z potrzebami klienta: **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 10.1.4. Rozszerzenie funkcjonalności usług świadczonych przez dostawcę na rzecz odbiorcy: ..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 10.1.5. Integracja rozproszonych źródeł odnawialnych: **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 10.1.6. Konieczność restrukturyzacji istniejących sieci zasilających: **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 10.2. Koncepcja, definicje i ważniejsze regulacje prawne Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 10.3. Cechy systemów Smart Grids ..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 10.4. Korzyści wynikające z systemów SG ..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 10.5. Etapy rozwoju i aspekty techniczne systemów SG Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 10.6. Smart Metering - definicje i regulacje prawne.. Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 10.7. Smart Metering - aspekty techniczne ..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 10.8. Inteligentny budynek w systemie SG ..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 10.9. Podsumowanie ..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 10.10. Koncepcja integracji modelu użytkownika energii ze Smart Grid-em Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- Bibliografia do rozdz. 10..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 11. Opracowanie koncepcji i algorytmu uwzględnienia samochodów elektrycznych w oprogramowaniu komputerowym wspomagającym promowanie zastosowania odnawialnych źródeł energii w budynkach Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 11.1. Informacje ogólne..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 11.2. Napęd samochodu elektrycznego i jego sterowanie Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 11.2.1. Asynchroniczny silnik klatkowy..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 11.2.2. Silniki synchroniczne z magnesami trwałymi **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 11.2.3. Bezkomutatorowe silniki prądu stałego ..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 11.3. Zasobniki energii ..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 11.4. Układy ładowania ..... Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**
- 11.5. Współpraca samochodu elektrycznego z siecią elektryczną Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**



---

<b>11.6. Podsumowanie .....</b>	Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.
<b>Bibliografia do rozdz. 10.....</b>	Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.



## **1. OGÓLNE INFORMACJE NA TEMAT ANALIZOWANEGO ETAPU**

---

*Etap nr 17*

*Opracowanie algorytmów programów komputerowych wykorzystania poszczególnych rodzajów  
OZE w budownictwie*



### 1.1. Określone cele

Celem etapu 17 było opracowanie szczegółowych algorytmów określających efekty wdrażania poszczególnych technologii wykorzystujących odnawialne źródła energii w zastosowaniu do zaopatrzenia w ciepło grzewcze, cwu i energię elektryczną w budownictwie.

Zakres prac został określony w kolejnych punktach:

- rozpoznanie i opis uwarunkowań prawnych dotyczących stosowania OZE w budownictwie,
- rozpoznanie i opis aktualnych i przyszłościowych technologii OZE możliwych do wykorzystania w budownictwie,
- określenie metodyk oceny technicznej możliwości wprowadzania poszczególnych rodzajów odnawialnych źródeł energii do zastosowania w budownictwie,
- opracowanie metodyk obliczeniowych parametrów technicznych odnawialnych źródeł energii zastępujących konwencjonalne zaopatrzenie budynków w energię,
- utworzenie algorytmów postępowania (najlepszych) praktyk w rozwiązaniach wprowadzających odnawialne źródła energii do budownictwa z uwzględnieniem istniejących mechanizmów finansowania takich inwestycji oraz wymagań technicznych i prawnych,
- wykonanie przykładowych analiz istniejących rozwiązań i walidacja algorytmów.

### 1.2. Informacje na temat prac zrealizowanych w etapie 17

W ramach realizacji etapu 17 rozpoznano i opisano aktualne (panele fotowoltaiczne, kolektory słoneczne, małe turbiny wiatrowe i wodne, pompy ciepła, kotły na biomasę, instalacje produkujące i wykorzystujące biogaz) i przyszłościowe technologie (Smart Grid) OZE możliwe do wykorzystania w budownictwie. W niniejszym opracowaniu omówiono: elementy instalacji OZE, metody obliczeń energii cieplnej i/lub elektrycznej i mocy pozyskiwanej z:

- instalacji fotowoltaicznych,
- instalacji solarnych,
- pomp ciepła,
- kotłowni biomasowych,
- mikro turbin wiatrowych,
- małych elektrowni wodnych,
- oraz biogazowni przydomowych.

Szczegółowym rozważaniom poddano dostępne w literaturze procedury obliczeń uzysku energii słonecznej, wiatrowej, geotermalnej, wodnej i pochodzącej z biomasy. Następnie opracowano algorytm doboru instalacji OZE, który może być zaaplikowany do programu obliczeniowego w 18 etapie zadania badawczego nr 3.

Wynikiem prac w etapie 17 są algorytmy doboru instalacji (pkt. 1.4 rozdziału 1) wykorzystujących odnawialne źródła energii w opraciu o opracowane metodyki:

- oceny technicznej możliwości wprowadzania poszczególnych rodzajów OZE (położenie geograficzne, powierzchnia i kąt nachylenia dachu, usytuowanie względem stron świata, dostępność cieków wodnych, etc.), które zostały szczegółowo omówione w kolejnych rozdziałach poświęconych każdemu z rodzajów OZE (energia: słoneczna - rozdział 3 i 4, wody - rozdział 5, wiatru - rozdział 6, z przetworzenia biomasy - rozdział



**Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania. i Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania., geotermalnej - rodzaj Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.),**

- obliczeniowej parametrów technicznych instalacji OZE celem, której jest określenie mocy poszczególnych instalacji odnawialnych źródeł energii dla danego położenia rozpatrywanego budynku lub grupy budynków.

Proponowana w algorytmie metodyka doboru instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii opiera się na optymalizacji ze względu na koszt i możliwości pozyskania energii z OZE dla:

- 1) domu jednorodzinnego,
- 2) domu wielorodzinnego,
- 3) grupy domów jedno-, wielorodzinnych,
- 4) pozyskanie energii z OZE dla energii rozproszonej (integracja z siecią elektryczną).

Opracowane algorytmy, opisane szczegółowo w kolejnych punktach, pozwalają scalić wyniki prac etapów: 5, 7, 14 oraz 15 zadania badawczego nr 3 i mogą zostać wykorzystane do realizacji etapu 18 w tym samym zdaniu badawczym.

Realizując cele postawione w etapie 17, zwrócono również uwagę na mechanizmy wspierające implikację instalacji OZE w budownictwie, które zostały szerzej omówione w pkt.1.3.

### 1.3. Finansowe mechanizmy wsparcia niskoemisyjnych technologii w Polsce

Mechanizmy wspierania niskoemisyjnych technologii w Polsce są konsekwencją realizacji zobowiązania wynikającego z art. 4 ust. 3 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.

Główny mechanizm wsparcia produkcji energii ze źródeł odnawialnych jest system tzw. zielonych certyfikatów, który został określony w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.). Jest to rozwiązanie rynkowe sprzyjające rozwojowi energetyki odnawialnej, oparte na obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki określonej ilości świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, bądź uiszczenia opłaty zastępczej przez przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej odbiorcom końcowym.

Obok wsparcia systemowego istnieje również bezpośrednie wsparcie finansowe dla realizacji inwestycji związanych z energetyką odnawialną. Wsparcie to jest udzielane w ze środków: Unii Europejskiej, Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz Wojewódzkich Funduszy Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

#### 1.3.1. Świadectwa pochodzenia

Rozróżniamy kilka rodzajów kolorowych certyfikatów:

- 1) **Certyfikaty zielone** to świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (wg art. 9e ustawy prawo energetyczne Dz.U. z 2006 nr 89, poz. 625. z późn.zm.) Świadectwo pochodzenia wydawane jest przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek producenta „zielonej energii”. Każde świadectwo zawiera informację o ilości energii, której dotyczy, momentu wyprodukowania oraz lokalizacji, rodzaju i mocy elektrowni, która ten prąd wytworzyła. Wniosek o wydanie



- certyfikatu składa się do operatora systemu elektroenergetycznego. Operator przekazuje wnioski do URE, wraz z potwierdzeniem ilości energii elektrycznej wprowadzonej przez producenta do sieci.
- 2) **Certyfikaty fioletowe** to świadectwa pochodzenia ze źródeł wykorzystujących gaz z odmetanowania kopalń lub biogaz a procedura ich wydawania jest podobna, jak w przypadku zielonych certyfikatów.
  - 3) **Certyfikaty czerwone** to świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z tzw. wysokosprawnej kogeneracji.
  - 4) **Certyfikaty żółte** to świadectwa pochodzenia z małych źródeł kogeneracyjnych opalanych gazem lub o mocy elektrycznej poniżej 1 MW.
  - 5) **Certyfikaty białe** mają na celu promowanie poprawy efektywności energetycznej i obniżanie zużycia energii końcowej. Wyboru przedsięwzięć, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej dokonuje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, organizując przetarg przynajmniej raz w roku.

Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia są zbywalne i stanowią towar giełdowy. Powstają w momencie zapisania świadectwa pochodzenia po raz pierwszy na koncie ewidencyjnym w rejestrze świadectw pochodzenia prowadzonym przez podmiot prowadzący giełdę towarową i przysługują osobie bądź podmiotowi, będącemu posiadaczem tego konta. Obrót świadectwami pochodzenia jest prowadzony przez Towarową Giełdę Energii, która prowadzi tzw. rejestr świadectw pochodzenia. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w OZE o łącznej mocy nieprzekraczającej 5 MW są zwolnione z opłat za wpis do rejestru świadectw pochodzenia oraz dokonane zmiany w rejestrze, a także opłaty skarbowej za wydanie świadectw pochodzenia. Ważną informacją jest, iż świadectwa są bezterminowe a prawa majątkowe do nich wygasają z chwilą ich umorzenia.

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. (Dz.U. 156 poz. 969)) jako energię wytwarzaną w odnawialnych źródłach energii, niezależnie od mocy tego źródła rozumie się:

- energię elektryczną lub ciepło pochodzące w szczególności z elektrowni wodnych oraz z elektrowni wiatrowych, ze źródeł wytwarzających energię z biomasy oraz biogazu, ze słonecznych ogniw fotowoltaicznych oraz kolektorów do produkcji ciepła oraz ze źródeł geotermalnych.
- część energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów komunalnych, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 44 ust. 8 i 9 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. o odpadach (Dz. U. z 2007 r. Nr 39, poz. 251 i Nr 88, poz. 587 oraz z 2008 r. Nr 138, poz. 865).

### **1.3.2. Wsparcie finansowe z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW)**

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej jest wspólnie z wojewódzkimi funduszami filarem polskiego systemu finansowania ochrony środowiska. Podstawą działania Narodowego Funduszu jest ustawa Prawo Ochrony Środowiska. Najważniejszym zadaniem Narodowego Funduszu jest efektywne i sprawne wykorzystanie środków z Unii Europejskiej przeznaczonych na rozbudowę i modernizację infrastruktury ochrony środowiska w naszym kraju. Wdrażanie projektów ekologicznych, które uzyskały lub uzyskają wsparcie finansowe z Komisji Europejskiej oraz dofinansowanie tych przedsięwzięć



ze środków Narodowego Funduszu będzie służyło osiągnięciu przez Polskę efektów ekologicznych wynikających z zobowiązań międzynarodowych. Źródłem wpływów NFOŚiGW są opłaty za gospodarcze korzystanie ze środowiska i kary za naruszanie prawa ekologicznego. NFOŚiGW przedstawił listę priorytetowych programów na rok 2011.

### 1.3.3. Środki norweskie

Środki norweskie stanowią bezzwrotną pomoc finansowa dla Polski w postaci dwóch instrumentów: 1) Mechanizm Finansowy EOG oraz 2) Norweski Mechanizm Finansowy (potocznie znanych jako **fundusze norweskie**), pochodzi z trzech krajów EFTA (Europejskiego Stowarzyszenie Wolnego Handlu), będących zarazem członkami EOG (Europejskiego Obszaru Gospodarczego), tj. Norwegii, Islandii i Lichtenstein.

Środki finansowe, przyznane Polsce w ramach Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego oraz Norweskiego Mechanizmu Finansowego, są wykorzystywane na projekty realizowane w ramach ściśle zdefiniowanych obszarów priorytetowych:

- ochrona środowiska, w tym środowiska ludzkiego, poprzez m.in. redukcję zanieczyszczeń i promowanie odnawialnych źródeł energii,
- promowanie zrównoważonego rozwoju poprzez lepsze wykorzystanie i zarządzanie zasobami,
- ochrona kulturowego dziedzictwa europejskiego, w tym transport publiczny i odnowa miast,
- rozwój zasobów ludzkich poprzez m.in. promowanie wykształcenia i szkoleń, wzmacnianie w samorządzie i jego instytucjach potencjału z zakresu administracji lub służby publicznej, a także wzmacnianie wspierających go procesów demokratycznych,
- opieka zdrowotna i opieka nad dzieckiem,
- badania naukowe,
- wdrażanie przepisów z Schengen, wspieranie Narodowych Planów Działania z Schengen, jak również wzmacnianie sądownictwa,
- ochrona środowiska, ze szczególnym uwzględnieniem wzmocnienia zdolności administracyjnych do wprowadzania w życie odpowiednich przepisów istotnych dla realizacji projektów inwestycyjnych,
- polityka regionalna i działania transgraniczne,
- pomoc techniczna przy wdrażaniu *acquis communautaire*.

Oba Mechanizmy zostały objęte jednolitymi zasadami i procedurami oraz podlegają jednemu systemowi zarządzania i wdrażania w Polsce. Obecnie funkcję koordynacyjną pełni Ministerstwo Rozwoju Regionalnego. Wdrażanie Mechanizmów Finansowych w Polsce odbywa się na podstawie Programu Operacyjnego, przy uwzględnieniu wytycznych przygotowanych przez państwa-darczyńców.

### 1.3.4. Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (WFOŚiGW)

M.in. program dla wsparcia przedsięwzięć w zakresie odnawialnych źródeł energii i obiektów wysokosprawnej kogeneracji (część 2) cel którego pokrywa się z celem części 1 programu realizowanego przez NFOŚiGW. Budżet części 2 wynosi 322 mln zł i przeznaczony jest na przedsięwzięcia realizowane do 31 grudnia 2014 r. obejmujące działania





wymienione w części 1 programu jak również wytwarzanie energii: ciepłej w pompach ciepła i instalacjach solarnych oraz energii elektrycznej w instalacjach fotowoltaicznych.

### 1.3.5. Polityka ekologiczna

Emisje CO<sub>2</sub> należą do procesów mających wpływ na globalne zmiany klimatyczne Ziemi. Podjęcie kroków zaradczych wymaga zastosowania adekwatnego, skoordynowanego podejścia o charakterze ponadpaństwowym. Kierując się tą zasadą w Protokole w Kioto uzgodniono zasady i mechanizmy obejmujące wspólne działania mające doprowadzić do skutecznej i efektywnie ekonomicznie redukcji emisji CO<sub>2</sub> o 8% (w stosunku do emisji z 1990 r.). Dążąc do zmniejszenia kosztów realizacji celów redukcyjnych wprowadzono mechanizmy rynkowe zwane elastycznymi:

- **Mechanizm wspólnych wdrożeń** (*Joint Implementation - JI*), zdefiniowany w art. 6 Protokołu z Kioto, ma na celu wspólną realizację projektów przez kraje uprzemysłowione z Załącznika I do Konwencji Klimatycznej, umożliwiającymi obniżenie kosztów redukcji emisji gazów cieplarnianych. Zasada tego mechanizmu opiera się na zróżnicowaniu kosztów redukcji emisji gazów w krajach z Załącznika I. Jeżeli np. jednostkowy koszt redukcji emisji w jednym kraju jest dużo niższy niż w drugim (z uwagi na niższy poziom technologiczny w gospodarce, niższe koszty zatrudnienia, politykę fiskalną itp.), oba kraje realizują wspólny projekt (inwestycję) mający na celu redukcję emisji w kraju, w którym koszty te są mniejsze. Kraj będący investorem finansuje w uzgodnionym zakresie koszty realizacji projektu (inwestycji) na terenie kraju-biorcy, w zamian za o uzyskuje uzgodnioną z krajem-biorcą część redukcji emisji osiągniętej na skutek realizacji danego projektu. Jednostki redukcji emisji pochodzące z takich projektów (tzw. ERUs, Reduction Emissions Units) kraj inwestor może sobie dodać do limitu emisji określonego w Protokole na lata 2008-2012, dzięki czemu może wyemitować więcej gazów cieplarnianych.

- **Mechanizm czystego rozwoju** (*Clean Development Mechanism - CDM*) umożliwia krajom uprzemysłowionym z Załącznika I do Konwencji Klimatycznej (zobowiązany do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych) inwestycje w projekty przyczyniające się do redukcji emisji w krajach rozwijających się (spoza Załącznika I), jako alternatywa dla droższych redukcji emisji w ich własnych krajach. Kraje uprzemysłowione uzyskują dzięki temu tzw. Certified Emission Reduction (CERs), czyli certyfikaty redukcji emisji. CER jest jednostką redukcji emisji gazów cieplarnianych otrzymaną w wyniku realizacji projektów CDM, która może być wykorzystana przez emitentów gazów cieplarnianych do pokrycia niedoboru uprawnień. 1 CER stanowi ekwiwalent 1 tony CO<sub>2</sub> (1 CER=1 tona CO<sub>2</sub>) W ramach rynku CER wyróżniamy:

- Rynek pierwotny - zatwierdzone projekty CDM, z których po zakończeniu inwestycji zostaną wygenerowane jednostki CER
- Rynek wtórny - zakończone projekty CDM, gdzie CER zostały już wygenerowane.



*Tymczasowe jednostki CER (Temporary CER, tCER)* - Jednostki poświadczonej redukcji emisji (CER) wydane dla projektów CDM zalesiania i ponownego zalesiania zgodnie z wytycznymi Postanowień z Marrakeszu, które wygasają z końcem okresu rozliczeniowego następującego po okresie, w którym zostały wydane.

*Długoterminowe jednostki CER (Long-term CER, lCER)* - Jednostki poświadczonej redukcji emisji (CER) wydane dla projektów CDM zalesiania i ponownego zalesiania zgodnie z wytycznymi Postanowień z Marrakeszu, które wygasają z końcem okresu kredytowania projektu CDM, dla którego zostały wydane.

Celem mechanizmu CDM jest wspomaganie krajów z Załącznika I w dążeniu do wypełnienia ilościowych zobowiązań redukcyjnych, wspomaganie krajów spoza Załącznika I w dążeniu do zrównoważonego rozwoju oraz przyczynienie się do podstawowego celu UNFCCC (ang. *United Nations Framework Convention on Climate Change* - Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu).

#### **-Międzynarodowy system handlu emisjami ETS (ang. Emission Trading System)**

Handel emisjami jest jednym z instrumentów polityki ekologicznej państwa, który służy do ograniczania emisji zanieczyszczeń. Istota jego działania polega na tym, że instalacje objęte systemem mogą wyemitować w określonym przedziale czasu (2008-2012, 2013-2020) jedynie taką ilość zanieczyszczeń, która zostanie pokryta posiadanymi uprawnieniami do emisji. Posiadane uprawnienia wyznaczają limit emisji. Wyemitowanie większej ilości zanieczyszczeń wymaga dokupienia uprawnień od innego uczestnika systemu, gdyż przekroczenie limitu równego sumie posiadanych uprawnień wiąże się z koniecznością zapłacenia dotkliwej kary. Stymuluje to inwestycje mające na celu redukcję emisji. W efekcie spowoduje to spadek emisji a powstałą nadwyżkę uprawnień, można korzystnie sprzedać. Innymi słowy mechanizm zachęca do podejmowania działań ograniczających emisje tam, gdzie koszty redukcji są najniższe. System handlu emisjami obejmuje duże instalacje, działające w branży energetycznej, metalurgicznej, produkcji szkła, cementu i papieru. W Polsce do systemu zakwalifikowano 878 aktywnie uczestniczących instalacji.

#### **1.3.6. Podsumowanie**

Ww. mechanizmy finansowe dają możliwość obniżenia emisji gazów cieplarnianych (dwutlenek węgla (CO<sub>2</sub>), metan (CH<sub>4</sub>), podtlenek azotu (N<sub>2</sub>O), fluorowcopochodne węglowodorów (HFCs), perfluorowcowęglowodory (PFCs), sześćofluorek siarki (SF<sub>6</sub>)) zagranicą stanowią uzupełnienie działań krajowych i pozwalają osiągnąć pożądaną redukcję emisji tych gazów w skali globalnej w drodze wymiany tzw. jednostek redukcyjnych między stronami Konwencji.

Istniejące restrykcje prawne stymulują rozwój nowych, czystych, niskoemisyjnych technologii, których finansowanie jest wspierane poprzez realizowane programy nie tylko z środków unijnych czy funduszy norweskich, ale również krajowy kapitał NFOŚiGW i WFOŚiGW. Produkcja zielonej energii z odnawialnych źródeł energii oraz energii z biogazu



jest dodatkowo premiowana certyfikatem: zielonym, żółtym i fioletowym. Wzrost efektywności energetycznej umożliwia otrzymanie certyfikatu białego.

#### 1.4. Algorytm doboru instalacji

Algorytm rdzenia programu komputerowego przedstawiono schematycznie na rys.1.1. Ważną funkcję w algorytmie pełnią dane wejściowe. Dane te po części będą pozyskiwane z programu głównego, w którym wcześniej zostanie określone zapotrzebowanie na ciepło grzewcze, ciepłą wodę użytkową oraz na energię elektryczną (wyniki prac etapu 5, 7, 14 i 15). Pozostała część danych wejściowych będzie pozyskiwana od użytkownika programu. Użytkownik będzie zobligowany podać położenie geograficzne swojego budynku mieszkalnego, na tej podstawie program wygeneruje z bazy danych długość i szerokość geograficzną budynku. Kolejną daną będzie położenie budynku względem stron świata, kąt nachylenia i ukierunkowania dachu względem kierunków N-S-W-E. Jest to informacja niezbędna do obliczenia wartości promieniowania słonecznego na  $1\text{m}^2$ . Jeżeli użytkownik zadeklaruje chęć pozyskania nie tylko energii cieplnej z instalacji solarnej ale również prądu elektrycznego z baterii słonecznych to wówczas zostaną dobrane instalacje OZE tak, aby pokryć zapotrzebowanie lub jego część na energię cieplną jak i energię elektryczną. Dobór instalacji będzie możliwy dzięki utworzeniu bazy danych instalacji. Baza ta powinna zawierać będzie nie tylko parametry techniczne aparatury, ale również koszty jej zakupu. Koszt podany w bazie będzie odpowiadał cenom rynkowym w roku wprowadzenia danych do bazy (opracowana w etapie 14).

Innym OZE, którego wykorzystanie jest silnie uzależnione od: położenia geograficznego, pory roku, pory dnia, ukształtowania terenu i wysokości nad poziomem morza jest energia wiatru. Wiatr wiejący z prędkością  $4\div 30$  m/s jest uznawany za energetycznie użyteczny dla stosowania turbin wiatrowych. Z doświadczeń jednoznacznie wynika, że im wyżej usytuowany jest wirnik tym wyższa jest efektywność pracy generatorów. Mimo, że obecne przepisy prawne utrudniają realizację inwestycji związanych z budową przydomowej mikroelektrowni wiatrowej, to stanowi ona naprawdę atrakcyjne źródło energii elektrycznej lub cieplnej, jeśli energię będziemy magazynować w wodnym zbiorniku akumulacyjnym, dla budynków położonych w rejonach, w których czas użytkowania siłowni w skali roku może być najdłuższy (pas nadmorski i Suwalszczyzna).

Obliczenie potencjału energetycznego pochodzącego z biogazu i biomasy zostało w programie uzależnione od dostępności surowców – zakupu lub możliwości wytworzenia przez użytkownika. W algorytmie znajdzie się baza danych zawierająca wartości energetyczne różnych rodzajów biomasy. Algorytm programu komputerowego umożliwi oszacowanie produkcji biogazu z różnych surowców korzystając z bazy lub informacji podanej przez inwestora. Baza ta zawiera informacje dotyczące: zawartości wody, substancji organicznej w suchej masie danych odpadów jak również teoretyczne wielkości produkcji w  $\text{m}^3$  biogazu z kg suchej masy organicznej i zawartości % metanu w wyprodukowanym gazie. Informacje te niezbędne są do określenia wartości opałowej biogazu, które określa możliwości jego zastosowania do wytworzenia ciepła i/lub energii elektrycznej.

Kolejnymi danymi wejściowymi niezbędnymi do oszacowania potencjału energii wodnej dla danego budynku mieszkalnego są: obecność ciekłego wódka na posesji inwestora. Jeśli występuje ciekły wodny, program podpowie metody pomiaru najważniejszych parametrów niezbędnych do oszacowania potencjału energetycznego. Użytkownik będzie musiał podać wartość objętościowego natężenia przepływu, (głębokości i szerokości ciekłego), a także określić



możliwy do uzyskania spad wody. Informacje te umożliwią dobranie instalacji małej elektrowni wodnej.

Jedynym rozwiązaniem, które można stosować praktycznie wszędzie jest pompa ciepła. Tu problemem do rozwiązania, a raczej decyzją do podjęcia jest wybór dolnego i górnego źródła ciepła. Ważnym aspektem doboru instalacji stanowi powierzchnia działki, którą dysponuje użytkownik. Warunkuje ona możliwość stosowania kolektora poziomego, który wymaga dużej płaskiej powierzchni nie objętej uprawą. Dla pozostałych inwestorów proponowana będzie instalacja pompy ciepła z kolektorem pionowym umiejscowionym w pionowych odwiertach. Baza danych zawierająca elementy instalacji umożliwiającej nie tylko samodzielną pracę, ale również mogącą współpracować z kolektorami słonecznymi, turbokominkiem czy kotłem opalonym np. na biomasę, stanowi część programu komputerowego.

Algorytm doboru instalacji odnawialnych źródeł energii zostały schematycznie przedstawiony na rysunku 2. Po wprowadzeniu w/w danych wejściowych program wygeneruje wyniki końcowe:

- całkowity koszt instalacji,
- wskaźniki ekonomiczne, informujące o czasie zwrotu inwestycji,
- ilość ciepła wyprodukowanego w instalacji OZE do celów c.o.,
- % pokrycie zapotrzebowania energii na c.o.,
- ilość ciepła wyprodukowanego w instalacji OZE do celów c.w.u.,
- % pokrycie zapotrzebowania energii na c.w.u.,
- ilość energii elektrycznej wyprodukowanego w instalacji OZE;
- % pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną.
- efekt ekologiczny.

Ostatni element programu doboru instalacji odnawialnych źródeł energii w budownictwie mieszkalnym umożliwia podjęcie decyzji użytkownikowi, czy wygenerowane wyniki go satysfakcjonują. Odpowiedź twierdząca spowoduje przekazanie wygenerowanych rezultatów obliczeń do programu głównego. Zaś odpowiedź negatywna i ewentualna korekta danych wejściowych pozwoli na kolejne określenie potencjału i doboru korzystnej konfiguracji instalacji odnawialnych źródeł energii.

Algorytmy doboru poszczególnych rodzajów instalacji OZE zostały przedstawione w każdym z rozdziałów:

- instalacji fotowoltaicznej – pkt 3.6 rozdziału 3;
- instalacji kolektorów słonecznych - pkt 4.3 rozdziału 4;
- instalacji z turbiną wodną – pkt. 5.5 rozdziału 5;
- instalacji z turbiną wiatrową– pkt. 6.5 rozdziału 6;
- instalacji wykorzystujących biomasę– pkt. **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.** rozdziału **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**;
- instalacji wykorzystujących biogaz – pkt. **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.** rozdziału **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**;
- instalacji z pompą ciepła– pkt. **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.** rozdziału **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**.



### 1.5. Używane figury graficzne do opisu algorytmu doboru instalacji OZE.

Ilustrację graficzną przedstawienia algorytmów doboru instalacji OZE wykonano w oparciu o normę ISO 5807:1985. Zgodnie z zawartymi w tym standardzie wytycznymi zastosowano następujące symbole i oznaczenia:

**strzałka** – wskazuje jednoznacznie powiązania i ich kierunek,

**operand** – prostokąt, do którego wpisywane są wszystkie operacje z wyjątkiem instrukcji wyboru,

**predykat** – romb, do którego wpisywane są wyłącznie instrukcje wyboru,

**etykieta** – owal służący do oznaczania początku bądź końca sekwencji schematu (kończą, zaczynają lub przerywają/przenoszą schemat)

Ponadto zgodnie z przyjętymi zaleceniami standardu ISO 5807:1985 [1.1] przyjęto znaczenie przedstawione w tabelicy 1.1.

Tablica. 1.1 Figury stosowane w schematach blokowych, wg ISO 5807:1985 [1.1]

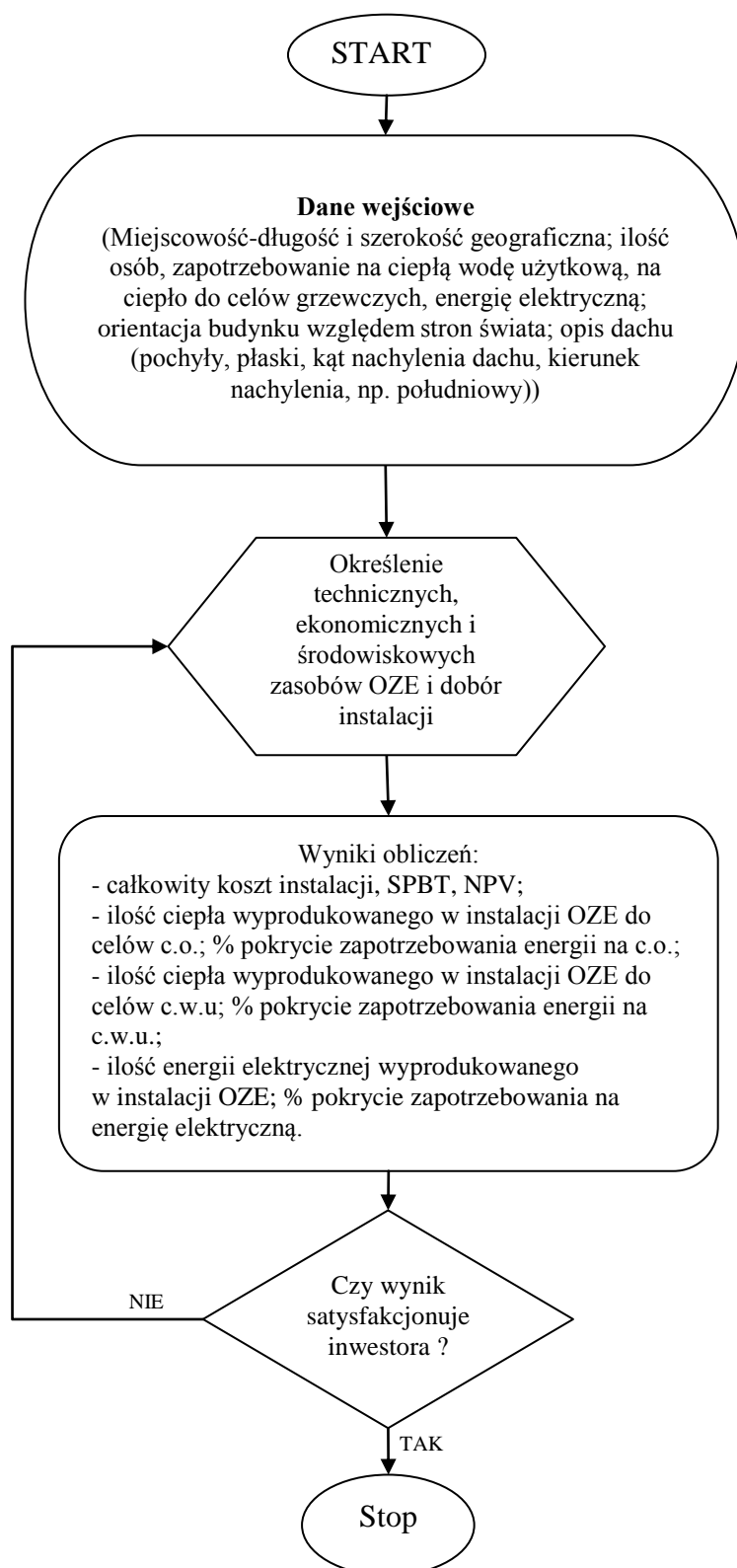
Nazwa	Figura	Komentarz
Blok graniczny		Oznacza on początek, koniec, przerwanie lub wstrzymanie wykonywania działania, np. blok startu programu.
Blok wejścia-wyjścia		Przedstawia czynność wprowadzania danych do programu i przyporządkowania ich zmiennym dla późniejszego wykorzystania, jak i wyprowadzenia wyników obliczeń.
Blok obliczeniowy		Oznacza wykonanie operacji w efekcie, której zmienią się wartości, postać lub miejsce zapisu danych.
Blok decyzyjny, warunkowy		Przedstawia wybór jednego z dwóch wariantów wykonywania programu na podstawie sprawdzenia warunku wpisanego w ów blok.
Blok wywołania podprogramu		Oznacza zmianę wykonywanej czynności na skutek wywołania podprogramu.
Blok fragmentu		Przedstawia część programu zdefiniowanego odrębnie.
Blok komentarza		Pozwala wprowadzać komentarze wyjaśniające poszczególne części schematu.



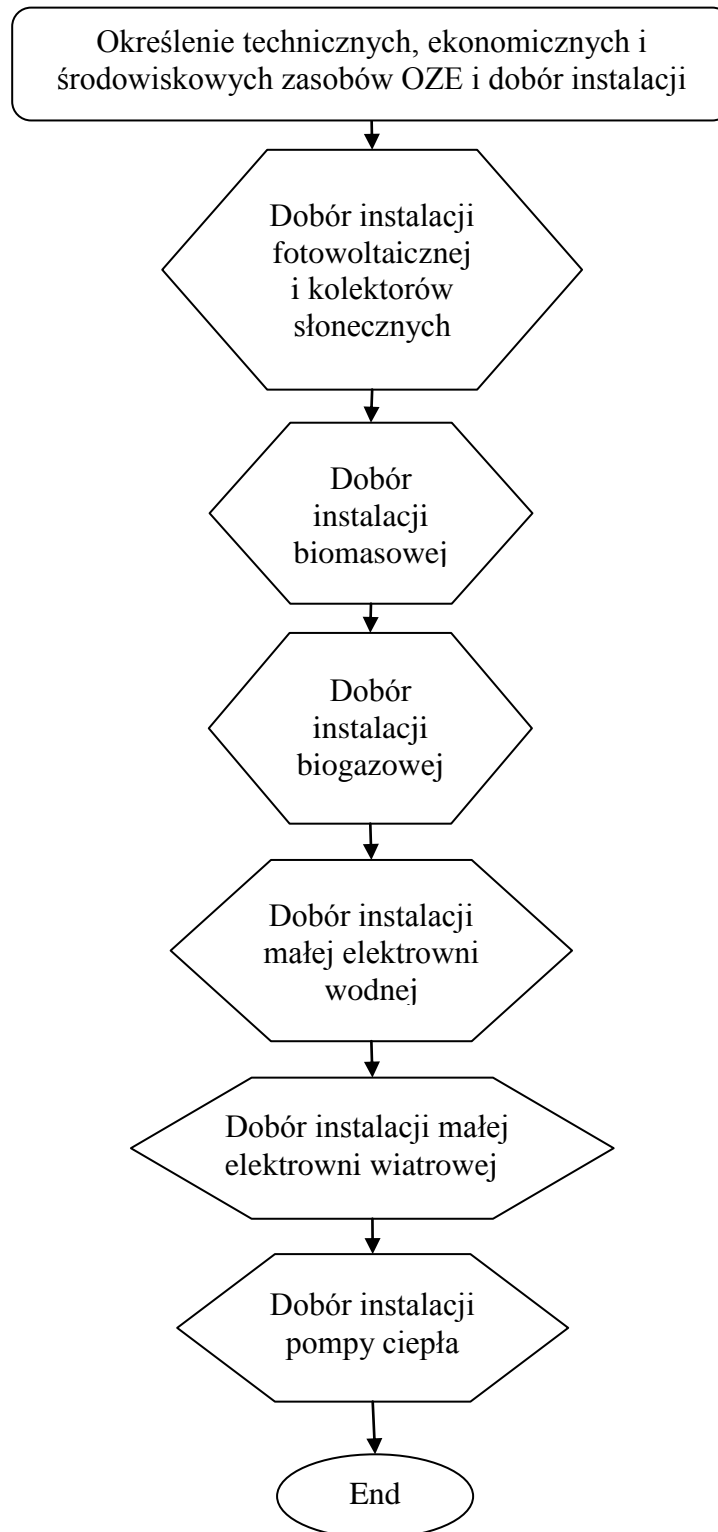
<p>Łącznik wewnętrzny</p>		<p>Służy do łączenia odrębnych części schematu znajdujących się na tej samej stronie, powiązane ze sobą łączniki oznaczone są tym samym napisem.</p>
<p>Łącznik zewnętrzny</p>		<p>Służy do łączenia odrębnych części schematu znajdujących się na odrębnych stronach, powinien być opisany jak łącznik wewnętrzny, poza tym powinien zawierać numer strony, do której się odwołuje.</p>

### 1.6. Schemat blokowy algorytmu doboru instalacji OZE

Na rys.1.1 przedstawiono schemat blokowy algorytmu doboru instalacji OZE, a na rys. 1.2 przedstawiono szkielet algorytmu do określenia technicznych, ekonomicznych i środowiskowych zasobów OZE i dobór ww. instalacji OZE.



Rys. 1.1 Schemat blokowy algorytmu doboru instalacji OZE



Rys. 1.2. Schemat blokowy algorytmu do określenia technicznych, ekonomicznych i środowiskowych zasobów instalacji i dobór instalacji OZE





---

**BIBLIOGRAFIA DO ROZDZ. 1**

- [1.1] ISO 5807:1985 - Information processing -- Documentation symbols and conventions for data, program and system flowcharts, program network charts and system resources charts



## **2. PRZEGLĄD UWARUNKOWAŃ PRAWNYCH WDRAŻANIA INSTALACJI ODNAWIALNYCH ŹRÓDŁE ENERGII**



## 2.1. Uwarunkowania unijne promowania i barier energii z OZE

Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii wpisuje się w główne cele polityki energetycznej Unii Europejskiej. Dyrektywa 2009/29/WE [2.1] w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE zobowiązuje państwa członkowskie Unii Europejskiej do określania krajowych planów działania w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. Krajowy Plan Działania powinien zawierać szacunkowe dane dotyczące rozwoju określonych sektorów energetyki oraz związanych z nimi technologii, są to: elektroenergetyka, chłodnictwo i ciepłownictwo oraz transport. W tablicy 1 zamieszczono podział poszczególnych sektorów i wymienionych technologii

Tablica. 2.1. Podział sektorów OZE zgodnie z Krajowym Planem Działania

Elektroenergetyka	Chłodnictwo i ciepłownictwo	Transport
-biomasa stała, - biogaz, - wiatr, - woda, - fotowoltaika.	- biomasa stała, - biogaz, - geotermia, - energia słoneczna.	- bioetanol cukroskrobiowy, - biodiesel z rzepaku, - bioetanol II generacji, - biodiesel II generacji, - biowodór.

Dyrektywa 2009/29/WE [2.1] wyraźnie określa krajowe cele w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto, jakie każdy kraj Unii powinien spełnić do 2020 roku. W przypadku Polski jest to wartość docelowego udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 roku wynosząca  $S_{2020}=15\%$ . Gdzie orientacyjny kurs (szybkość wzrostu całkowitego udziału) w odniesieniu do roku 2005, w którym wartość udziału wynosiła dla Polski  $S_{2005}=5\%$  przyjmuje następujące wartości:

Średnia zakładanych wartości w okresie poszczególnych lat:

$$(S_{2011}+S_{2012})/2=S_{2005}+0.2(S_{2020}-S_{2005})=5+2=7\% \text{ udziału,}$$

$$(S_{2013}+S_{2014})/2= S_{2005}+0.3(S_{2020}-S_{2005})=5+2=8\% \text{ udziału,}$$

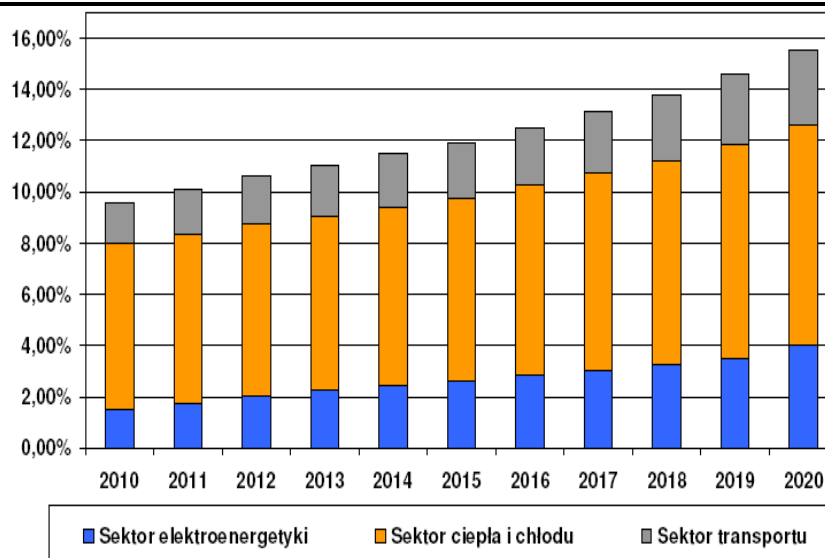
$$(S_{2015}+S_{2016})/2= S_{2005}+0.45(S_{2020}-S_{2005})=5+4.5=9.5\% \text{ udziału,}$$

$$(S_{2017}+S_{2018})/2= S_{2005}+0.65(S_{2020}-S_{2005})=5+6.5=11.5\% \text{ udziału,}$$

Jak widać z wyznaczonych wartości w okresie 2019-2020 w celu spełnienia założonych wzrostów udziału OZE należałoby podnieść wykorzystanie źródeł o kolejne 3,5%, co przekłada się na wartość

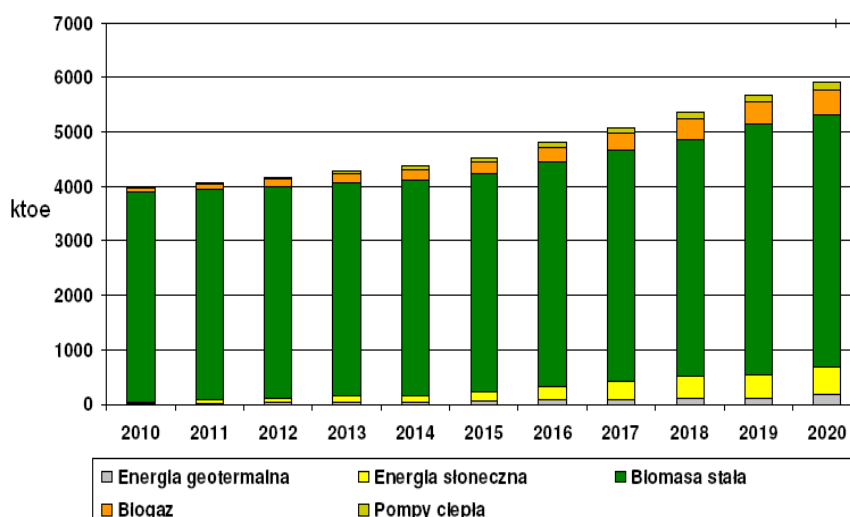
$$(S_{2019}+S_{2020})= S_{2005}+1(S_{2020}-S_{2005})=5+6.5=11.5\% \text{ udziału.}$$

Przewidywany wzrost udziału OZE w poszczególnych sektorach wymienionych w tablicy 2.1 przedstawiony został na rys. 2.1 [2.2].



Rys. 2.1 Przewidywany wzrost udziału energii z OZE w poszczególnych sektorach [2.2]

Na rys. 2.1 zamieszczono symulację udziału poszczególnych źródeł odnawialnych w sektorze ciepła i chłodu [2.2].

Rys. 2.2 Udział poszczególnych źródeł odnawialnych w sektorze ciepła i chłodu [2.2]  
1toe=11.63 MWh

Dyrektywa 2009/29/WE [2.1] nakłada na rządy konieczność uchwalenia ustawy wspierającej tzw. ustawy o energii ze źródeł odnawialnych. Ustawa ta będzie zawierała następujące podstawowe elementy: uwarunkowania prawne związane z OZE, Krajowy Plan Działania w zakresie energii pozyskiwanej ze źródeł odnawialnych, opis wymogów związanych z formą prowadzonej sprawozdawczości i statystyki instalacji OZE, wymogi odnośnie odbioru, przesyłu i dystrybucji energii, wprowadzenie obowiązkowo czasowo odnawianej certyfikacji instalatorów urządzeń OZE, zawierać będzie również mechanizmy wsparcia, (przy czym dyrektywa 29/2009/WE wyraźnie wskazuje, że mechanizmy wsparcia powinny być stosowane przez cały okres ważności Dyrektywy. Podstawowe mechanizmy



wsparcia postulowane w omawianym dokumencie to zachęty finansowe, system regulacji rynku oraz edukacja, szkolenia i poradnictwo.

W chwili obecnej nie jest określone, w jakim terminie ustawa regulująca wdrażanie energetyki odnawialnej wejdzie w życie, zatem należy opierać się na dotychczasowych normatywach i rozporządzeniach, w tym również na dyrektywach unijnych uchylonych przez opisywaną powyżej, z uwagi, iż na te powołują się dotychczasowe polskie normy prawne. W Polsce odniesienia związane z wdrażaniem i funkcjonowaniem OZE zawarte są bezpośrednio w ustawach i rozporządzeniach wymienionych w literaturze [2.3]-[2.21].

## 2.2. Krajowe ramy prawne

Najważniejszym krajowym aktem prawnym w zakresie rozwoju OZE jest ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. 2006 r. Nr 89, poz. 625 ze zmianami) [2.3]. Prawo energetyczne reguluje cały sektor energetyczny, jednak zawiera także specjalne przepisy mające zastosowanie do OZE, obejmujące:

- szczególne zasady związane z przyłączaniem do sieci oraz przesyłem energii elektrycznej wytworzonej przez przedsiębiorstwa energetyczne wykorzystujące OZE;
- zasady sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej przez przedsiębiorstwa energetyczne wykorzystujące OZE;
- wydawanie i obrót świadectwami pochodzenia (tzw. zielone świadectwa) wydawanymi dla energii uzyskanej z odnawialnych źródeł energii.

System świadectw pochodzenia (tzw. zielonych świadectw) został szczegółowo określony w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. [2.13] (Dz.U. z 2008 r., Nr 156, poz. 969, zmienione rozporządzeniem Dz.U.z 2010 r., Nr 34, poz. 182) w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii [2.13]. Wymagania techniczne w zakresie przyłączenia do sieci oraz zasad funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych wykorzystujących OZE zostały zawarte w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. 2007, Nr 93, poz. 623 ze zmianami) [2.22].

W warunkach krajowych mechanizmy wspierające OZE to: świadectwa pochodzenia energii, obowiązek zakupu całości zaoferowanej energii wytworzonej w OZE, preferencyjne kredyty, zniesienie akcyzy na wytworzoną energię oraz bezzwrotne granty. Brakuje takich narzędzi finansowych, jak taryfa stała (feed-in tariff), która obowiązuje w większości pozostałych krajów UE i stanowi najsilniejszą zachętę do inwestowania w OZE, jako długoterminowa gwarancja opłacalności inwestycji. Prawo energetyczne nie określa w sposób szczegółowy, w jaki sposób lokalne samorządy mają podchodzić do przydomowych instalacji OZE co powoduje znaczną długookresową niepewność inwestycji.

## 2.3. Uwarunkowania środowiskowe [2.23]

Czynnikiem istotnie wpływającym na możliwość realizacji zadań z zakresu energetyki odnawialnej są uwarunkowania wynikające ze stosowanych form ochrony środowiska. Dzieje



się tak dlatego, że prawodawstwo dbając o środowisko naturalne ogranicza lub nawet wyklucza możliwości inwestowania na terenach szczególnie wrażliwych przyrodniczo, gdzie interwencja gospodarcza człowieka mogłaby doprowadzić do niepożądanych zmian. W związku z powyższym wyłącza się z zainwestowania:

- parki narodowe wraz z projektowanymi ich powiększeniami oraz istniejące i projektowane rezerваты przyrody zgodnie z ustawą o ochronie przyrody [2.4],
- strefy „A” ochrony uzdrowiskowej zgodnie z ustawą z dnia 28 lipca 2000 r. o lecznictwie uzdrowiskowym, uzdrowiskach i obszarach ochrony uzdrowiskowej oraz o gminach uzdrowiskowych [2.24].

W odniesieniu do obszarów chronionych, na podstawie ustawy o ochronie przyrody, wyklucza się lokalizację inwestycji mogących znacząco:

- a) oddziaływać na środowisko na terenie parków krajobrazowych i obszarów chronionego krajobrazu,
- b) pogorszyć stan siedlisk przyrodniczych oraz siedlisk gatunków fauny i flory, a także w znaczący sposób wpłynąć na gatunki, dla których został utworzony obszar Natura 2000 (dotyczy zarówno projektowanych jak i potencjalnych obszarów). Dodatkowo przepis ten ulega obostrzeniu w wypadku, gdy na terenie objętym ochroną sieci Natura 2000 występuje siedlisko lub gatunek o znaczeniu priorytetowym.

Zakazy, o których mowa wyżej w punkcie a) nie dotyczą realizacji inwestycji celu publicznego w rozumieniu art. 2 pkt. 5 ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym [2.19]. Ponadto wspomniany zakaz nie dotyczy też realizacji przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, dla których sporządzenie raportu o oddziaływaniu na środowisko nie jest obowiązkowe i przeprowadzona procedura oceny oddziaływania na środowisko wykazała brak niekorzystnego wpływu na przyrodę parku krajobrazowego.

W odniesieniu do obszarów chronionych na podstawie ustawy z dnia 28 lipca 2005 r. o lecznictwie uzdrowiskowym, uzdrowiskach i obszarach ochrony uzdrowiskowej oraz o gminach uzdrowiskowych [2.25] tj. obszarów stref „B” i „C” ochrony uzdrowiskowej, wyklucza się:

- lokalizację nowych uciążliwych obiektów budowlanych i innych uciążliwych obiektów,
- prowadzenie działań mających wpływ na fizjografię uzdrowiska i jego założenia przestrzenne lub właściwości lecznicze klimatu, prowadzenie inwestycji, dla których konieczne lub możliwe jest prowadzenie raportu oddziaływania na środowisko lub w jakikolwiek sposób mogą one negatywnie oddziaływać na obszary sieci NATURA 2000.

#### **2.4. Ogólny opis przebiegu wdrażania inwestycji OZE w świetle ustaw**

Przed rozpoczęciem inwestycji w OZE należy zastanowić się, czy na takową jest miejsce. W tym celu należy skonfrontować zapisy ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym [2.19]. Zgodnie z tą ustawą należy stosować warunki ustalone w miejscowym planie zagospodarowania lub w zgodzie z decyzją o warunkach zabudowy. Dla proponowanej inwestycji należy również sprawdzić, czy na terenie, w którym planujemy inwestycje nie ma obowiązku opracowania oceny oddziaływania na środowisko zgodnie, z którą wprowadziła



procedurę administracyjną: postępowanie w sprawie oceny oddziaływania na środowisko (postępowanie OOS). Postępowanie to wszczyna się dla przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko lub obszar Natura 2000. W chwili obecnej ocena oddziaływania ma umocowanie w dwóch ustawach – Prawo ochrony środowiska [2.6] oraz Ustawa o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko [2.21]. W celu uzyskania decyzji środowiskowej inwestor składa wniosek do władz gminy (np. wójta gminy) wraz z załącznikami, w tym kartą informacyjną zawierającą podstawowe informacje dotyczące planowanego przedsięwzięcia. Na podstawie informacji zawartych w tej karcie, organ odpowiedzialny za wydanie decyzji środowiskowej podejmuje decyzję, czy należy wykonać dla danego przedsięwzięcia OOS, czy nie. Burmistrz/wójt/prezydent bazując na ustawie o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko oraz posiłkując się opiniami sanepidu i starosty lub regionalnego dyrektora ochrony środowiska (RDOS) wydaje postanowienie o konieczności, albo o braku konieczności przeprowadzenia OOS. Decyzja zawierająca konieczność przeprowadzenia OOS zawiera zakres raportu OOS. Po jego wykonaniu opiniowany jest on przez władze gminy i RDOS. Po konsultacjach społecznych raportu, władze samorządowe wydają decyzję środowiskową [2.26].

Jeżeli chodzi o umiejscowienie inwestycji w OZE w Planie Zagospodarowania Przestrzennego, to w chwili obecnej w wielu przypadkach występują trudności wynikające z faktu, iż większość gmin nie posiada Miejscowych Planów Zagospodarowania Przestrzennego (MPZP). Jeżeli takowe Plany istnieją to zwykle inwestycja w OZE wiąże się ze zmianą MPZP lub w oparciu o uchwaleniu MPZP. Procedura zmiany, i uchwalenia MPZP może trwać kilka miesięcy, co wydłuża czas inwestycji. W przypadku, gdy gmina nie posiada MPZP możliwe jest również uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, którą wydają władze gminy. Wniosek o wydanie takiej decyzji należy poprzeć decyzją o uwarunkowaniach środowiskowych oraz planem z naniesionymi granicami inwestycji i jej charakterystyką.

W przypadku przyłączania instalacji OZE do krajowej sieci elektroenergetycznej należy przygotować wniosek do lokalnego operatora sieci z prośbą o określenie technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia. Dla mocy elektrycznej jednostki wytwórczej przekraczającej 2MW ubiegający się o przyłączenie ponosi koszty wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanej jednostki na działanie systemu elektroenergetycznego. Razem z wnioskiem o wydanie warunków przyłączenia należy dostarczyć następujące dokumenty:

- potwierdzenie tytułu prawnego do nieruchomości,
- plan zabudowy razem ze szkicem sytuacyjnym,
- ekspertyzę wpływu na system elektroenergetyczny (dla  $N_{el} > 2$  MW),
- wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego potwierdzający możliwość lokalizacji lub w przypadku braku MZP decyzję o warunkach zabudowy. Warunki przyłączenia do sieci wydawane są w czasie do 150 dni od złożenia wniosku [2.26].

W zakresie Ustawy Prawo Budowlane [2.20] należy przygotowywać wniosek o wydanie pozwolenia na budowę instalacji OZE. Wniosek ten powinien zawierać projekt budowlany, decyzję o uwarunkowaniach środowiskowych, oświadczenie o prawie dysponowania nieruchomością i decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu (jeżeli jest wymagana). Decyzja o pozwoleniu na budowę wydawana jest przez starostę lub prezydenta miasta.



Przed przystąpieniem do użytkowania obiektu budowlanego należy uzyskać ostateczną decyzję o pozwoleniu na użytkowanie. Najważniejszą kwestią na tym etapie jest uzyskanie koncesji od prezesa Urzędu Regulacji Energetyki stanowiącej możliwość prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii w źródłach odnawialnych. Po nowelizacji ustawy Prawo energetyczne dokonanej w styczniu br. nie dotyczy to wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego, którzy do prowadzenia działalności gospodarczej w tym zakresie potrzebują jedynie wpisu do rejestru u prezesa Agencji Rynku Rolnego. Zmiana ta powoduje pozbawienie takich producentów energii zwolnień z opłat skarbowych, na jakie mogą liczyć koncesjonowane źródła oraz gwarancji zakupu wytworzonej przez nich energii a także prawa żądania priorytetowego jej przesyłu. Energia wytwarzana przez dany podmiot w OZE może zostać wykorzystana na własne potrzeby podmiotu lub wprowadzona do krajowej sieci i sprzedana przedsiębiorstwom zajmującym się obrotem energii [2.22].

## 2.5. Aspekty prawne wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej z OZE [2.23]

W obecnym stanie prawo energetyczne zapewnia podmiotowi posiadającemu koncesję na wytwarzanie i obrót energią elektryczną, sprzedaż całości wyprodukowanej energii z odnawialnego źródła energii do sieci (art. 9a ust. 6 Prawo Energetyczne [2.3]) lokalnego sprzedawcy z urzędu, którym jest przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, świadczące usługi kompleksowe odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy (art. 3 ust. 29 Prawo energetyczne). W świetle art. 9a ust. 6 Prawa Energetycznego sprzedawca z urzędu jest obowiązany, do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci znajdujących się w obszarze działania sprzedawcy z urzędu, oferowanej przez jej wytwórców. Zakup ten odbywa się po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym. Obowiązek zakupu energii elektrycznej pochodzącej z OZE stanowi bezpośredni mechanizm wsparcia dla producentów energii. Jednakże wytwórca energii elektrycznej nie ma obowiązku sprzedaży rzeczowej energii elektrycznej sprzedawcy z urzędu - stanowi to jedynie jego przywilej. Wytwórca może również sprzedać wyprodukowaną w odnawialnym źródle energię elektryczną innym podmiotom na zasadach rynkowych, na podstawie złożonej oferty. Ponadto w świetle postanowień prawa energetycznego, operator systemu elektroenergetycznego ma obowiązek zapewnić pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania energii elektrycznej z OZE przed energią pochodzącą z konwencjonalnych źródeł energii. Również § 13 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia [2.13] (...), stanowi, iż obowiązek zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, uznaje się za spełniony, jeżeli sprzedawca z urzędu zakupił całą oferowaną mu ilość energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, przyłączonych do sieci elektroenergetycznej znajdującej się w obszarze działania danego wytwórcy energii elektrycznej.

Prawo energetyczne oraz powyżej wskazane rozporządzenie reguluje najważniejszy mechanizm wsparcia dla podmiotów zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych a mianowicie, system wydawania i umarzania świadectw pochodzenia. Wytwórca, za pośrednictwem OSP lub OSD, do którego sieci przyłączona jest jednostka wytwórcza, składa wniosek o przyznanie świadectw pochodzenia do Prezesa URE. Decyzja wydana przez Prezesa URE o przyznaniu świadectwa pochodzenia, jest potwierdzeniem ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w danej jednostce wytwórczej w określonym okresie.





Świadczenie nie posiada wartości materialnej, zaś przedmiotem obrotu może być jedynie prawa majątkowe będące immanentną częścią świadczenia pochodzenia. Świadczenia pochodzenia podlegają procesowi kupna sprzedaży na Towarowej Gieldzie Energii (TGE). Umorzenie świadczeń pochodzenia następuje za pośrednictwem TGE przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Przedsiębiorstwa energetyczne, zgodnie z art. 9a ust. 1 Prawo energetyczne [2.3], zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, są obowiązane w określonym zakresie uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadczenia pochodzenia, albo uiścić opłatę zastępczą. Wysokość opłaty zastępczej jest określana ustawowo i podlega corocznej waloryzacji. Określenie przez Ustawodawcę sztywnej stawki opłaty zastępczej determinuje maksymalną cenę, jaką wytwórca może uzyskać tytułem sprzedaży praw majątkowych. Nie jest, bowiem praktycznie możliwe, aby wytwórca mógł uzyskać cenę wyższą niż określona w ustawie, albowiem dla przedsiębiorstw energetycznych nie stanowi żadnej korzyści nabycie świadczeń po cenie wyższej niż kwota opłaty zastępczej, jaką są obowiązane uiścić. Polityka rządu w zakresie OZE Minister Gospodarki, w dokumencie pt. Polityka energetyczna Polski do 2030 r. przewiduje podjęcie działań w kierunku w tym wzroście bezpieczeństwa energetycznego poprzez rozwój wykorzystywania odnawialnych źródeł energii. Jednakże rozwój ten wymagać będzie znaczących zmian legislacyjnych umożliwiających rozwój infrastruktury sieciowej oraz budowę nowych mocy wytwórczych pochodzących z OZE.

## **2.6. Instalacje małych elektrowni wodnych [2.24]**

Poza wymogami opisanymi w punkcie 4 przy lokalizacji i budowie elektrowni wodnych należy również przestrzegać szczególnych uregulowań zawartych w Ustawie Prawo Wodne i jej przepisach wykonawczych [2.4]. Budowa elektrowni wodnej wymaga uzyskania pozwolenia wodnoprawnego. Wydawane jest ono przez właściwego miejscowo starostę (wyjątkowo - przez wojewodę). Przy wydawaniu pozwolenia wodnoprawnego na korzystanie z wody za pomocą urządzeń do jej piętrzenia, starosta (wojewoda) nałoży na inwestora jeden z dwóch obowiązków - albo ponoszenia kosztów utrzymania koryta wody i jej brzegów w takim rozmiarze, w jakim spiętrzona woda wpływa na zwiększenie tych kosztów, albo też wykonania odpowiednich robót. Może on również zobowiązać inwestora do określonego sposobu gospodarowania wodą. Organ wydający pozwolenie wodnoprawne może również obciążyć inwestora innymi obowiązkami, np. wykonania i utrzymywania urządzeń zapobiegających szkodom, jeżeli wykonanie przez niego urządzeń wodnych miałyby szkodliwie oddziaływać na interesy ludności lub na środowisko, oraz innymi obowiązkami niezbędnymi ze względu na ochronę interesów ludności, gospodarki narodowej lub środowiska. Dodatkowo, jeżeli nie można ustalić, w jakim stopniu zamierzone korzystanie z wody może oddziaływać szkodliwie na interesy ludności, gospodarki narodowej lub środowiska, wydanie pozwolenia wodnoprawnego można uzależnić od przedłożenia ekspertyzy wykonanej na koszt inwestora przez biegłego z listy wojewody. Pozwolenie wodnoprawne wydawane jest na wniosek inwestora, na podstawie opracowanego przez niego operatu wodnoprawnego. Operat musi zawierać m.in.: dane dotyczące zakładu ubiegającego się o wydanie pozwolenia, określenie celu i zakresu zamierzonego korzystania z wód, ocenę zagrożeń, jakie przynieść może projektowane piętrzenie i proponowane zabezpieczenia techniczne, projektowany przelyk turbiny (turbin), uzgodnienia pomiędzy innymi użytkownikami wód, instrukcję rozdziału wody, projekty urządzeń hydrotechnicznych oraz



plany koryta rzeki w zasięgu piętrzenia, schematy urządzeń pomiarowych i znaków wodnych. Pozwolenie wodnoprawne należy dołączyć do wniosku o pozwolenie na budowę.

W świetle nowelizacji ustawy Prawo Wodne z 5 stycznia 2011 r. [2.5] nakłada obowiązek prowadzenia dokumentacji raz na dobę (w trakcie powodzi, co trzy godziny) przebiegu linii brzegowej wody płynącej. Wymóg ten nie dotyczy użytkowników elektrowni wodnych na cieku, na którego koryto nie mają wpływu (w praktyce chodzi o urządzenia o stałym progu wodnym) [2.27].

## 2.7. Instalacje biogazowni

Biogazownie, jako element systemu utylizacji odpadów organicznych niebezpiecznych dla środowiska, podlegają szczegółowym regulacjom prawnym. Warunki techniczne, jakim powinna odpowiadać realizacja rolniczych instalacji biogazowych reguluje Rozporządzenie Ministra Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej z dnia 7 października 1997 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budowle rolnicze i ich usytuowanie [2.28]. Odpady takie jak odchody zwierzęce znajdują się - zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 27 września 2001 r. w sprawie katalogu odpadów [2.29]. - na liście odpadów niebezpiecznych. Oznacza to, że przy lokalizacji urządzeń służących do ich spalania należy zachować procedurę wynikającą z ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. o odpadach [2.30]. Inwestycje związane z wykorzystaniem lub unieszkodliwianiem odpadów niebezpiecznych oraz związane z termicznym przekształcaniem wszystkich odpadów (a więc również biogazownie), zaliczane są do szczególnie szkodliwych dla środowiska, co powoduje konieczność sporządzenia dla nich ocen oddziaływania na środowisko, dołączanych do wniosku o wydanie decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu oraz do wniosku o pozwolenie na budowę [2.24].

Nowelizacja Ustawy Prawo Energetyczne [2.3] wprowadza nowy art. 3 punkt 20a, który definiuje biogaz rolniczy, jako paliwo gazowe otrzymywane z surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych lub pozostałości przemysłu rolno-spożywczego lub biomasy leśnej w procesie fermentacji metanowej. W warunkach polskich wprowadzenie definicji biogazu rolniczego do ustawy ma duże znaczenie. Pojawia się możliwość, aby gospodarstwa rolne odprowadzały odpady produktów rolnych za określoną opłatą do biogazowni, które według planów Ministerstwa Gospodarki (Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku) powinny powstać w każdej gminie.

## 2.8. Energia geotermalna [2.24]

Ogólne zasady i warunki wykonywania prac geologicznych, wydobywania kopalin ze złóż oraz ochrony złóż kopalin i towarzyszących im składników środowiska reguluje Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo Geologiczne i Górnicze [2.31]. Ustawa ta woda termalne do kopalin pospolitych. Zasoby wód geotermalnych, mające największe znaczenie energetyczne zaliczane są do kopalin podstawowych. Poszukiwanie lub rozpoznawanie złóż kopalin, a także wydobywanie kopalin wymaga koncesji. Koncesja ta wydawana jest - w przypadku kopalin pospolitych przez wojewodę, a w przypadku kopalin podstawowych - przez ministra właściwego do spraw środowiska. Oprócz uzyskania koncesji podmiot chcący wydobywać określoną kopalinę musi zawrzeć umowę o ustanowieniu użytkowania górniczego (ustanowienie takiego użytkowania następuje za wynagrodzeniem). Organem właściwym jest tu ten sam organ, który udziela koncesji na wydobywanie danej kopaliny. Wykorzystanie wód



geotermalnych podlega także przepisom Ustawy Prawo Wodne i wymaga pozwolenia wodnoprawnego wydawanego na podstawie sporządzonego operatu wodnoprawnego.

Projektowanie i instalacja pomp ciepła opiera się na zapisach zawartych w takich aktach prawnych, jak: prawo geologiczne i górnicze [2.31], prawo wodne [2.5], prawo ochrony środowiska [2.6], prawo budowlane [2.20] oraz ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym [2.19]. Ważne jest, aby na etapie projektowania urządzeń do pozyskiwania ciepła Ziemi uwzględnić indywidualne potrzeby użytkownika, wymagania wynikające z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego oraz uwarunkowania hydrogeologiczne obszaru, na którym planowana jest inwestycja. W przypadku pompy gruntowej (źródłem jest grunt) niezbędne jest uzyskanie pozwolenia na budowę wymiennika gruntowego i należy wykonać projekt prac geologicznych (zgodnie z art. 6 ustawy Prawo geologiczne i górnicze). W przypadku pompy wodno-gruntowej należy uwzględnić również przepisy wynikające z ustawy Prawo wodne oraz ustawy Prawo ochrony środowiska. Zgodnie z art. 124 ustawy Prawo wodne właścicielowi gruntu przysługuje prawo do zwykłego korzystania z wód, bez konieczności uzyskania pozwolenia wodnoprawnego, jeśli pobór wód podziemnych nie przekracza 5 m<sup>3</sup> na dobę. Jeżeli urządzenie wymaga większego poboru należy złożyć wniosek o wydanie pozwolenia wodnoprawnego, do którego, poza decyzją o warunkach zabudowy, należy dołączyć operat wodnoprawny. Pozwolenie wodnoprawne jest wydawane w drodze decyzji przez starostę na czas określony.

## 2.9. Energia słoneczna

Montaż instalacji wykorzystującą energię słoneczną na potrzeby konwersji ciepła (panele słoneczne) czy energii elektrycznej (fotowoltaika). Powinien uwzględniać zapisy Ustawy Prawo budowlane [2.20]. Przy czym zgłaszanie ani występowanie o pozwolenie budowlane nie jest konieczne w przypadku, gdy kolektory/panele będą instalowane na dachu oraz wolnostojąco (bez fundamentu) przy budynku (Art. 29. Ust., 2). Zatem z konieczności ubiegania się o pozwolenie na budowę zwolnione są kolektory wolnostojące. Jeżeli jednak zostałyby one posadowione na fundamencie, (czyli na trwale związane z podłożem), wówczas konieczne będzie uzyskanie decyzji, pozwolenia na budowę -na zasadach ogólnych. Od powyższych zasad istnieje odstępstwo, w przypadku, gdy instalacja odstaje od bryły budynku o ponad 3 m (w Art. 30. 1 pkt. 3b prawo budowlane). W takich przypadkach instalacja musi być zgłoszona właściwemu organowi.

W przypadku, gdy konwersja energii słonecznej na elektryczną w instalacji fotowoltaicznej ma na celu sprzedaż do krajowego systemu elektroenergetycznego, wówczas należy stosować ogólne zasady omówione w punkcie 5.

## 2.10. OZE w świetle ustawy o efektywności energetycznej

Ustawa o efektywności energetycznej [2.33] wskazuje, że na rzecz poprawy efektywności energetycznej działania powinny podjąć zarówno osoby prawne, jak i osoby fizyczne oraz jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej. Wśród przedsięwzięć na rzecz poprawy efektywności wymienia:

- izolację budynków przemysłowych,
- przebudowę lub remont budynków,
- modernizację infrastruktury technicznej i oświetlenia budynku oraz urządzeń towarzyszących,
- odzysk energii,



- ograniczanie strat przesyłu i zwiększenie parametrów jakościowych energii elektrycznej,
- oraz stosowania do produkcji chłodu lub ciepła na potrzeby budownictwa energii wytwarzanej w instalacjach odnawialnych źródeł energii własnych lub OZE przyłączonych do sieci elektroenergetycznej.

Integralnym elementem ustawy o efektywności energetycznej jest system białych certyfikatów, jako mechanizm rynkowy sprzyjający wzrostowi efektywności energetycznej w łańcuchu wytwarzania, przesyłu i zużycia energii, jak również pobudzający siły rynkowe w kierunku bardziej racjonalnego wykorzystania energii. Pozyskanie białych certyfikatów będzie obowiązkowe dla firm sprzedających energię odbiorcom końcowym, w celu przedłożenia ich Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do umorzenia. Firmy sprzedające energię elektryczną, gaz ziemny i ciepło będą zobligowane do pozyskania określonej liczby certyfikatów w zależności od wielkości sprzedawanej energii. Projekt ustawy zakłada stworzenie katalogu inwestycji pro-oszczędnościowych, przedsiębiorca będzie mógł uzyskać daną ilość certyfikatów w drodze przetargu ogłaszanego przez Prezesa URE. Firmy będą miały również możliwość kupna certyfikatów na Towarowej Giełdzie Energetycznej.

Ustawa o efektywności energetycznej wprowadza określoną wartość energii, jaką należy zaoszczędzić do 2016 roku. Będzie to obowiązek nie tylko dla jednostek produkujących energię, ale przede wszystkim dla samorządów terytorialnych. Zgodnie z Ustawą, działania zmierzające do poprawy efektywności energetycznej mają być realizowane w budynkach poprzez modernizacje, remonty, przebudowy lub przez wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł energii (OZE) [2.34].



---

## BIBLIOGRAFIA DO ROZDZ. 2

- [2.1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.
- [2.2] Radziszewski M.: Instrumenty wsparcia wytwarzania ciepła i chłodu z OZE w świetle projektu ustawy o energii ze źródeł odnawialnych., Prezentacja. Departament Energetyki, Ministerstwo Gospodarki RP. 28.IV.2011 r.
- [2.3] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne. (Dz. U. 006 r. Nr 89, poz. 625 ze zmianami).
- [2.4] Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. O ochronie przyrody (Dz. U. 2004 Nr 92 poz.880).
- [2.5] Ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. – Prawo wodne (Dz. U. Nr 115, poz. 1229).
- [2.6] Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2008 r. Nr 25, poz. 150).
- [2.7] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 października 2009 r. w sprawie udzielania pomocy publicznej na inwestycje w zakresie budowy lub rozbudowy przedsiębiorstw produkujących maszyny i urządzenia służące do wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii oraz biokomponentów i biopaliw ciekłych Dz.U. 2009 nr 183 poz. 1431.
- [2.8] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 października 2009 r. w sprawie udzielania pomocy publicznej na inwestycje w zakresie budowy lub rozbudowy przedsiębiorstw produkujących maszyny i urządzenia służące do wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii oraz biokomponentów i biopaliw ciekłych Dz.U. 2009 nr 183 poz. 1431.
- [2.9] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 28 września 2009 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków udzielania pomocy publicznej na przedsięwzięcia będące inwestycjami związanymi z odnawialnymi źródłami energii Dz.U. 2009 nr 162 poz. 1295.
- [2.10] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 3 lutego 2009 r. w sprawie udzielania pomocy publicznej na inwestycje w zakresie budowy lub rozbudowy jednostek wytwarzających energię elektryczną lub ciepło z odnawialnych źródeł energii Dz. U. 2009, nr 21, poz. 112.
- [2.11] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 stycznia 2009 r. w sprawie udzielania pomocy publicznej na inwestycje w zakresie budowy lub przebudowy jednostek wysokosprawnego wytwarzania energii Dz. U. 2009, nr 21, poz. 111.
- [2.12] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 22 stycznia 2009 r. w sprawie wymagań jakościowych dla biopaliw ciekłych Dz. U. 2009, nr 18, poz. 98.
- [2.13] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii Dz. U. 2008, nr 156, poz. 969.
- [2.14] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 16 stycznia 2008 r. w sprawie szczegółowych warunków udzielania pomocy publicznej na przedsięwzięcia będące inwestycjami związanymi z odnawialnymi źródłami energii Dz. U. 2008 nr 14, poz. 89.



- [2.15] Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii Dz. U. 2004 nr 267, poz. 2656.
- [2.16] Rozporządzenia Rady Ministrów z 9 listopada 2004 r. w sprawie określenia rodzajów przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko oraz szczegółowych kryteriów związanych z kwalifikowaniem przedsięwzięcia do sporządzania raportu o oddziaływaniu na środowisko Dz. U. 2004 nr 257, poz. 2573; z późn. zm.
- [2.17] Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła Dz. U. 2003 nr 104, poz. 971.
- [2.18] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 marca 2002 r. w sprawie wymagań dotyczących prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów. Dz. U. 2002 nr 37, poz. 339.
- [2.19] Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z dnia 10 maja 2003 r. z p. zm.).
- [2.20] Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2010 nr 243 poz. 1623).
- [2.21] Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. z 2008 r. Nr 199, poz. 1227).
- [2.22] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. 2007, Nr 93, poz. 623 ze zm.).
- [2.23] Lubińska M.: OZE w świetle przepisów prawa. Gigawat Energia 10(2008).
- [2.24] red. G. Wiśniewski.: Ekonomiczne i prawne aspekty wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce. EC BREC. Warszawa 2000.
- [2.25] Ustawa z dnia 28 lipca 2005 r. o lecznictwie uzdrowiskowym, uzdrowiskach i obszarach ochrony uzdrowiskowej oraz o gminach uzdrowiskowych (Dz.U. 2005 nr 167 poz. 1399.).
- [2.26] Ćwil. M.: Jak zrealizować inwestycję w OZE. [www.cire.pl](http://www.cire.pl).
- [2.27] Nowak B.: Nowe zapisy w prawie energetycznym dotyczące biogazowni i biogazu rolniczego. [www.cire.pl](http://www.cire.pl) (opublikowano 31.III.2010 r.).
- [2.28] Rozporządzenie Ministra Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej z dnia 7 października 1997 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budowle rolnicze i ich usytuowanie. (Dz. U. z dnia 28 października 1997 r.).
- [2.29] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 27 września 2001 r. w sprawie katalogu odpadów.(Dz.U. Nr 112, poz. 1206).
- [2.30] Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. o odpadach (Dz. U. Nr 62, poz. 628).
- [2.31] Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. 2011 Nr 163 poz. 981).
- [2.32] Ekonomiczne i prawne aspekty wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce. Europejskie Centrum Energii Odnawialnej EC BREC. Warszawa 2000.
- [2.33] Ustawa z dnia 4 marca 2011 r. o efektywności energetycznej – tekst ustawy przyjęty przez Sejm RP 4 III 2011 r.
- [2.34] Jeszcze raz o budownictwie zero energetycznym. Przegląd budowlany 17.XI.2011.

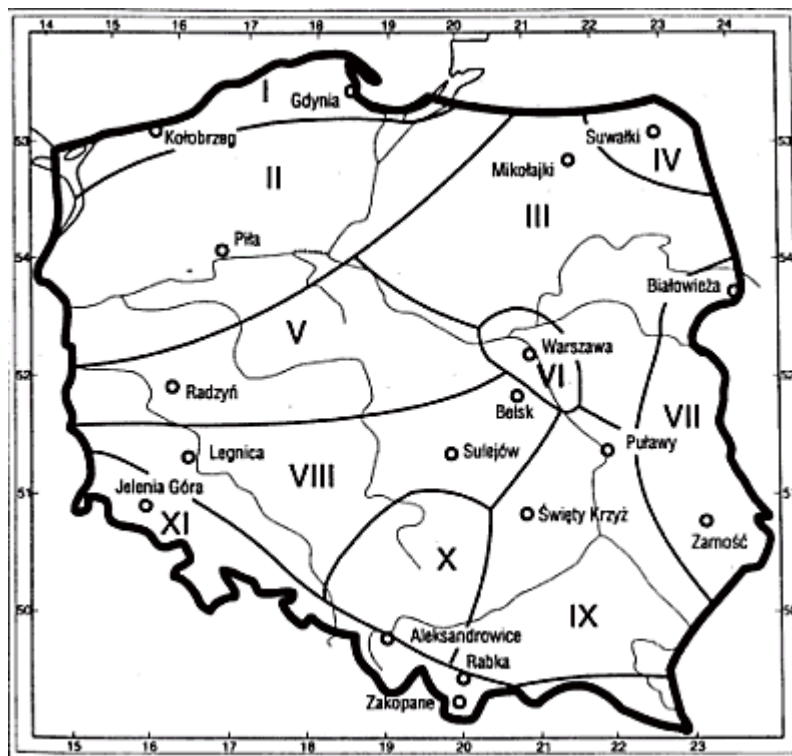


**3. OKREŚLENIE METODYK OCENY TECHNICZNEJ MOŻLIWOŚCI  
WPROWADZANIA OGNIW FOTOWOLTACZNYCH DO  
ZASTOSOWANIA W BUDOWNICTWIE ORAZ OPRACOWANIE  
METODYK OBLICZANIA PARAMETRÓW TECHNICZNYCH  
INSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ**

### 3.1. Informacje ogólne

Fotowoltaika jest najbardziej ekologicznym sposobem pozyskiwania energii elektrycznej. Nie tylko nie przyczynia się do emisji gazów cieplarnianych, ale również materiały, z których wykonany jest panel (krzemionka, aluminium) można poddać recyklingowi.

Podczas projektowania układu z fotowoltaiką należy wziąć pod uwagę kilka czynników. Jednym z nich są warunki klimatyczne. Polska została podzielona na rejony helioenergetyczne, które przedstawione są na rys. 3.1.



Rys. 3.1 Podział Polski na strefy helioenergetyczne wg [3.1]

W Polsce rozróżnia się jedenaście regionów helioenergetycznych. Przydatność danego terenu do wykorzystania energii słonecznej uzależniona jest od liczby godzin nasłonecznienia, sumy miesięcznego i rocznego promieniowania słonecznego na danym terenie, przejrzystość atmosfery, długość i czas występowania nieprzerywalnych okresów bezpośredniego promieniowania słonecznego oraz ocena warunków lokalnych. Analizując te wszystkie wytyczne uszeregowane pod względem przydatności dla potrzeb energetyki słonecznej regiony Polski:

I - Nadmorski

VII - Podlasko-Lubelski

VIII - Śląsko-Mazowiecki

IX - Świętokrzysko-Sandomierski

III - Mazursko-Siedlecki

V - Wielkopolski





II - Pomorski  
XI - Podgórski  
IV - Suwalski  
VI - Warszawski  
X - Górnośląski Okręg Przemysłowy

### 3.2. Elementy instalacji fotowoltaicznej

Instalacje autonomiczne pracują jako sieć wydzielona dla danego obiektu. Przykładową instalację autonomiczną przedstawia rys 3.2. System autonomiczny składa się z następujących elementów:

- ogniwa fotowoltaiczne;
- akumulatory (zasobnik energii);
- kontroler ładowania akumulatorów;
- inwerter (falownik);
- przewody elektryczne;
- system mocowania fotoogniw.

Instalacje autonomiczne służą do zaopatrywania obiektu w energię elektryczną pozyskiwaną przez ogniwa fotowoltaiczne z promieniowania słonecznego. Energia ta służy do ładowania akumulatorów, które są zasobnikami energii. Proces ładowania akumulatorów nadzorowany jest przez kontroler ładowania. Kontroler ten czuwa nad tym by akumulatory nie zostały przeładowane, zbyt głęboko rozładowane, prawidłowo ładowane (kilku etapowe ładowanie), dokonuje również pomiarów i archiwizacji danych systemu fotowoltaicznego. Inwerter dokonuje transformacji napięcia i prądu stałego na napięcie i prąd zmienny, dostosowany do typu sieci zasilającej i odbiorników (w Europie 230V AC, 50 Hz). W zależności od typu inwertera na jego wyjściu otrzymujemy:

- czystą sinusoidę (nadaje się do zasilanie wszystkich odbiorników energii elektrycznej);
- sinusoidę modyfikowaną (aproksymowaną) – takie napięcie zasilające nie nadaje się do zasilania wszystkich odbiorników energii elektrycznej. Może być stosowane do zasilania sprzętu RTV, komputerów i laptopów.

W zależności od wielkości instalacji może ona zaspokajać częściowo lub w całości zapotrzebowanie na energię elektryczną. Typy obiektów gdzie stosowane są fotoogniwa to: domy jednorodzinne, domy dwurodzinne, domy wielorodzinne, kamienice, bloki mieszkalne, obiekty użyteczności publicznej, obiekty przemysłowe, hale produkcyjne, centra handlowe, obiekty sportowe, domki letnie, kempingi. Fotoogniwa są również stosowane do zasilania obiektów oddalonych od tradycyjnej sieci energetycznej takich jak: stacje pomiarowe, stacje telekomunikacyjne, oświetlenie uliczne, znaki drogowe aktywne.

Elektrownie fotowoltaiczne to instalacje współpracujące z siecią energetyczną, gdzie energia elektryczna wyprodukowana przez ogniwa fotowoltaiczne jest przekazywana do sieci energetycznej. Zamianę napięcia i prądu stałego wyprodukowanego przez fotoogniwa dokonuje inwerter dużej mocy o czystej sinusoidzie na wyjściu. Elektrownie fotowoltaiczne



mają rozpiętość mocy od kilku kW (w gospodarstwach prywatnych - rys.3.3) do największych obecnie budowanych elektrowni o mocy ponad 50 MW. Elektrownie fotowoltaiczne składają się z:

- ogniw fotowoltaicznych,
- inwerterów dużej mocy,
- licznika energii elektrycznej,
- systemu montażu ogniw:
  - o montaż na dachu, w pokryciu dachu, na elewacji budynku,
  - o w terenie otwartym: stelarze statyczne, manipulatory śledzące jednoosiowe, manipulatory śledzące dwuosiowe.



Rys.3.2 Autonomiczna instalacja fotowoltaiczna. 1 – ogniwa fotowoltaiczne, 2 – kontroler ładowania, 3 – akumulator(y), 4 – inwerter, 5 – odbiorniki energii elektrycznej

Opis technologii wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach z ogniwami fotowoltaicznymi wraz z zestawieniem parametrów techniczno-ekonomicznych elementów składowych instalacji dostarczanych przez różnych producentów zawarto w rozdziale 4a (pt „Określenie przydatności technologii OZE oraz konwersja danych pod kątem aplikacji OZE w budynkach. Wstępna selekcja oraz hierarchizacja w obrębie grupy czynników innowacyjnych dla określenia kompatybilności z rozpatrywanymi budynkami”) raportu z realizacji etapu nr 1 (pt „Ocena istniejącej bazy danych wejściowych dotyczących OZE – zasobów, danych klimatologicznych, dostępnych technologii”) zadania nr 3 projektu badawczego strategicznego „Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków”.



Rys.3.3 Mała (domowa) elektrownia fotowoltaiczna - system on-grid. 1 – ogniwa fotowoltaiczne, 2 – inwerter, 3 – licznik energii elektrycznej

### 3.2.1. Panel fotowoltaiczny

Panel fotowoltaiczny zbudowany jest z pojedynczych ogniw. Ogniwa łączy się ze sobą szeregowo i równolegle, aby zwiększyć jego moc maksymalną. Na górnej powierzchni płytki umieszczona jest elektroda zbierająca elektrony w postaci siatki, a na dolnej nanoszona jest elektroda w postaci warstwy metalicznej [3.2]. Do niedawna prawie wszystkie produkowane ogniwa oparte były na krzemie krystalicznym. Jednak ze względu na wysokie koszty pozyskiwania czystego krzemu (99.99999%) oraz brak możliwości poprawy sprawności zaczęto interesować się innymi materiałami. W 2009 roku panele oparte na materiałach tj. CdTe (tellurek kadmu), CIGS (C- copper, I – indium, G- gallium i S – selenium) stanowiły już 18 % rynku. Posiadają one jedną zasadniczą wadę, stanowią niewielki procent zawartości skorupy ziemskiej, w przeciwieństwie do Si, którego zawartość wynosi 26,95 % [3.3].

### 3.2.2. Falownik

Oprócz nazwy falownik można się spotkać również z nazwą pochodzenia angielskiego inwertor. Jest to urządzenie elektryczne zamieniające prąd stały, którym jest zasilane, na prąd przemienny o regulowanej częstotliwości wyjściowej.

### 3.2.3. Akumulator

Akumulator magazynuje energię elektryczną wytworzoną w panelach. Dobór akumulatora (jeśli jest konieczny jego zakup) zależy od mocy systemu fotowoltaicznego i od ilości zużywanego prądu i mocy odbiorników.

### 3.2.4. Kontroler ładowania

Kontroler ładowania, zadaniem, którego jest ograniczenie rozładowania akumulatora, dołączenie akumulatora po pełnym naładowaniu, stabilizacja i optymalizacja pracy oraz dostosowanie pracy np. do zmian akumulatorów.

### 3.2.5. Adapter impedancji

Adapter impedancji jest konieczny w systemach podłączonych bezpośrednio ze źródłem energii. Zamienia on prąd stały na wejściu w prąd stały zapewniający obciążeniu



maksymalną energię, ale przy innych wartościach napięcia i natężenia prądu niż zapewnia źródło prądu [3.4].

### 3.3. Parametry charakteryzujące energię słoneczną

#### 3.3.1. Usłonecznienie

Usłonecznienie zależy od długości dnia, zachmurzenia i przezroczystości atmosfery. Określa ono średnią (w danym okresie) liczbę godzin z bezpośrednią widoczną operacją słoneczną i obejmuje średnio około 18% roku. Zestawienie średnich sum rocznych (godzinowych) dla Polski, z wyróżnieniem lat maksymalnych i minimalnych wartości, są zestawione w Atlasie Klimatu Polski [3.5].

#### 3.3.2. Natężenie promieniowania słonecznego $G$

Natężenie promieniowania słonecznego  $G$ , określa ilość energii padającą na jednostkę powierzchni ustawioną prostopadle do kierunku padania promieni słonecznych. Natężenie promieniowania słonecznego docierające do granicy atmosfery nosi nazwę stałej słonecznej i jest równe  $1367 \text{ W/m}^2$ . Dla szerokości geograficznej obszaru Polski natężenie promieniowania waha się od 950 do  $1250 \text{ kWh/m}^2\text{rok}$  [3.4].

#### 3.3.3. Współczynnik przezroczystości $p$

Współczynnik przezroczystości  $p$  definiowany jest jako iloraz wartości nasłonecznienia  $H$  ( $\text{J/m}^2$ ) dla danego przedziału czasu i miejscowej lokalizacji i nasłonecznienia  $H_0$  ( $\text{J/m}^2$ ), dla tego samego przedziału czasu, ale na zewnątrz atmosfery [3.6].

#### 3.3.4. Masa optyczna $m$ powietrza

Masa optyczna  $m$  powietrza to stosunek długości drogi promieniowania przez atmosferę przy promieniowaniu padającym pod pewnym kątem do powierzchni Ziemi do długości drogi przy przejściu promieniowania przez atmosferę prostopadle do powierzchni Ziemi. Wyrażana jest zależnością empiryczną [3.6]

$$m = \frac{\left(\frac{180}{\pi - b}\right)^{-c}}{(\sin \alpha_s + a)} \quad (3.1)$$

gdzie:

$$a = 0,50572$$

$$b = 6,07995$$

$$c = 1,6364$$

natomiast kąt  $\alpha_s$  zwany wysokością kątową Słońca, można obliczyć z zależności:

$$\alpha_s = \arcsin(\cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta) \quad (3.2)$$

gdzie:

$\varphi$  – szerokość geograficzna, przyjmuje wartości dodatnie na północnej półkuli, a ujemne na południowej.



W literaturze znajdują się również zależności następujące zależności na masę optyczną  $m$  powietrza [3.2]

$$m = \frac{1}{\sin \alpha_s}, \quad (3.3)$$

oraz

$$m = \left[ \sin \alpha_s + \frac{0,15}{(\alpha_s + 3,885)^{1,253}} \right]^{-1} \cdot \frac{p}{p_0}, \quad (3.4)$$

gdzie:

$p$  – ciśnienie atmosferyczne, hPa,  
 $p_0$  – ciśnienie odniesienia, 1013 hPa.

Dla kąta padania promieniowania słonecznego mniejszego od  $70^\circ$  słuszna jest zależność [3.7]

$$m = \frac{1}{\cos(90 - \alpha_s)}. \quad (3.5)$$

### 3.3.5. Deklinacja słoneczna $\delta$

Deklinacja słoneczna  $\delta$  jest kątowym położeniem Słońca w południe astronomiczne względem płaszczyzny równika, można ją wyznaczyć korzystając z reguły Coopera [3.6].

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + n}{365}\right) \quad (3.6)$$

gdzie:

$n$  – kolejny dzień roku.

### 3.3.6. Kąt godzinowy $\omega$

Kąt godzinowy  $\omega$  wyznaczamy z zależności [3.6]

$$\omega = 15(\tau - 12^{00}), \quad ^\circ \quad (3.7)$$

gdzie:

$\tau$  – odpowiednia godzina dnia.

Należy pamiętać, iż zmiana czasu o 1 godzinę odpowiada zmianie kąta godzinowego o  $15^\circ$  i przyjmuje wartości dodatnie po południu a ujemne przed południem.



### 3.3.7. Kąt padania promieniowania słonecznego na powierzchnię odbiornika $\Theta_\beta$

Kąt padania promieniowania słonecznego na powierzchnię odbiornika  $\Theta_\beta$  i zawiera się między kierunkiem promieniowania bezpośredniego a normalną do odbiornika [3.6]

$$\begin{aligned} \cos \Theta_\beta = & \sin \delta \sin \varphi \cos \beta - \sin \delta \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \varphi \cos \beta \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{aligned} \quad (3.8)$$

gdzie:

- $\beta$  – nachylenie odbiornika względem horyzontu,
- $\gamma$  – azymut odbiornika, czyli odchylenie od lokalnego południka mierzone względem kierunku południowego (na wschodzie ujemne, na zachodzie – dodatnie).

### 3.3.8. Okres zwrotu inwestycji

Okres zwrotu inwestycji PV określa się na podstawie kosztów inwestycyjnych, kosztów inwestycyjnych, kosztów eksploatacyjnych, w tym związanych z obsługą techniczną i naprawami usterek oraz ilości generowanej energii elektrycznej i jej ceny w danym kraju z uwzględnieniem obowiązujących taryf. Koszt wygenerowania jednostkowej energii elektrycznej można obliczyć wg wzoru [3.8]:

$$c_{\text{elektr}} = \frac{A_0 + A_{\text{op}}}{n \cdot E_{\text{el}}}, \quad (3.9)$$

gdzie:

- $A_0$  – koszty inwestycyjne, zł
- $A_{\text{op}}$  – koszty obsługi technicznej instalacji w całym okresie eksploatacji, zł
- $n$  – okres eksploatacji, lata
- $E_{\text{el}}$  – energia elektryczna produkowana rocznie, kWh.

## 3.4. Wyznaczanie gęstości strumienia promieniowania słonecznego

### 3.4.1. Całkowita gęstość strumienia promieniowania słonecznego $G_\beta$

Całkowitą gęstość strumienia promieniowania słonecznego  $G_\beta$  [3.7] można obliczyć ze wzoru:

$$G_\beta = G_b \cdot R_b + G_d \cdot R_d + (G_b + G_d) \cdot \rho_0 \cdot R_0, \quad \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \quad (3.10)$$

gdzie:

- $G_b$  – gęstość strumienia promieniowania słonecznego bezpośredniego,  $\text{W}/\text{m}^2$ ,
- $G_d$  – gęstość promieniowania słonecznego dyfuzyjnego,  $\text{W}/\text{m}^2$ ,
- $R_b, R_d, R_0$  – współczynniki korelacji,
- $\rho_0$  – refleksyjność podłoża, zależy od rodzaju podłoża.



Gęstość strumienia promieniowania słonecznego bezpośredniego wyrażona jest równaniem

$$G_b = G_{sn} \cdot p^m, \quad \frac{W}{m^2} \quad (3.11)$$

gdzie:

$p$  – przezroczystość atmosfery dla Polski wynosi średnio 50 %,

$m$  – masa optyczna.

$G_{sn}$  – gęstość strumienia promieniowania słonecznego na zewnątrz atmosfery można oszacować z zależności:

$$G_{sn} = G_{sc} \cdot \left[ 1 + 0,033 \cos \left( \frac{360n}{365} \right) \right], \quad \frac{W}{m^2} \quad (3.12)$$

gdzie:

$G_{sc}$  – stała słoneczna, 1367 W/m<sup>2</sup>,

$n$  – kolejny dzień roku.

Wartość strumienia promieniowania słonecznego dyfuzyjnego określona jest za pomocą wzoru:

$$G_d = G_b \frac{(1,17 - 1,561p)}{(1,561p - 0,17)}, \quad \frac{W}{m^2} \quad (3.13)$$

gdzie:

$$R_b = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cos \delta \cos \omega + \sin(\varphi - \beta) \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta}, \quad (3.14)$$

$$R_d = \frac{1 + \cos \beta}{2}, \quad (3.15)$$

$$R_0 = \frac{1 - \cos \beta}{2}. \quad (3.16)$$

### 3.4.2. Nasłonecznienie dzienne na płaszczyznę poziomą

Nasłonecznienie dzienne na płaszczyznę poziomą na zewnątrz atmosfery [3.7] określa zależność:

$$H_0 = \frac{86400}{\pi} G_{sc} \cdot \left( 1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right) \left( \sin(|\omega_{wsch}|) \cos \varphi \cos \delta + |\omega_{wsch}| \sin \varphi \sin \delta \right), \quad \frac{J}{m^2} \quad (3.17)$$



kąt godzinowy należy wpisać w radianach.

### 3.5. Algorytm symulacji energetycznych wykorzystania ogniw fotowoltaicznych w oparciu o dane meteorologiczne

#### 3.5.1. Dane wejściowe

Do przeprowadzenia obliczeń wykorzystywane są dane meteorologiczne dostępne na stronie internetowej Ministerstwa Infrastruktury, udostępnione na potrzeby sporządzania świadectw charakterystyki energetycznej budynków, w ramach, których zestawiono typowe lata meteorologiczne dla wybranych lokalizacji. Do symulacji energetycznych wykorzystania ogniw fotowoltaicznych wykorzystywane są dane o mocy promieniowania słonecznego w każdej godzinie roku, dla 8 kierunków oraz 5 nachyleń powierzchni ogniw fotowoltaicznych względem poziomu:

- $I_i$  (kierunek, nachylenie) – średnia moc promieniowania słonecznego ( $W/m^2$ ) w  $i$ -tej godzinie dla zadanego kierunku oraz nachylenia zestawu ogniw; dostępne są dla 33 kombinacji kierunku i nachylenia: 1 - N\_0, 2 - N\_30, 3 - NE\_30, 4 - E\_30, 5 - SE\_30, 6 - S\_30, 7 - SW\_30, 8 - W\_30, 9 - NW\_30, 10 - N\_45, 11 - NE\_45, 12 - E\_45, 13 - SE\_45, 14 - S\_45, 15 - SW\_45, 16 - W\_45, 17 - NW\_45, 18 - N\_60, 19 - NE\_60, 20 - E\_60, 21 - SE\_60, 22 - S\_60, 23 - SW\_60, 24 - W\_60, 25 - NW\_60, 26 - N\_90, 27 - NE\_90, 28 - E\_90, 29 - SE\_90, 30 - S\_90, 31 - SW\_90, 32 - W\_90, 33 - NW\_90.

W zakresie parametrów urządzeń oraz sposobu ich zainstalowania wykorzystywane są następujące dane:

- Opis (numer) sposobu umieszczenia zestawu ogniw fotowoltaicznych (wykorzystywany do określenia dostępnej energii promieniowania słonecznego w każdej godzinie),
- PVL – liczba zainstalowanych zestawów ogniw PV
- PVP<sub>nom</sub> – moc znamionowa pojedynczego zestawu ogniw PV
- PVA – powierzchnia czynna pojedynczego zestawu ogniw PV
- PVI<sub>η</sub> – Sprawność przekształtnika, do którego przyłączony jest zestaw ogniw PV

W trakcie procesu obliczeniowego wyznacza się następujące wielkości:

- PVS<sub>η</sub> – sprawność zestawu fotowoltaicznego wraz z przekształtnikiem
- PVP<sub>i</sub> – średnia moc zestawu ogniw fotowoltaicznych w  $i$ -tej godzinie
- PVE<sub>i</sub> – energia elektryczna wytworzona w zestawie ogniw fotowoltaicznych w  $i$ -tej godzinie

#### 3.5.2. Przebieg obliczeń

Obliczenia prowadzone są w następującej kolejności:

##### 3.5.2.1 Wyznaczenie danych pomocniczych opisujących zestaw ogniw

$$PVS_{\eta} = PVI_{\eta} * (PVP_{nom} / PVA) / P_{1000} \quad (3.17)$$





gdzie:

PV – sprawności zestawu ogniw PV wraz z przekształtnikiem,

$P_{1000}$  – moc jednostkowa promieniowania słonecznego, dla której określana jest moc znamionowa ogniwa fotowoltaicznego w warunkach laboratoryjnych;  $P_{1000} = 1000 \text{ W/m}^2$ .

### 3.5.2.2 Ustalenie $I_i$ - dostępnej mocy (energii) promieniowania słonecznego w $i$ -tej godzinie roku na podstawie numeru sposobu umieszczenia zestawu ogniw PV

- dla statycznego zestawu ogniw lub też jako maksymalnej mocy (energii) dla zadanego kierunku i różnych nachyleń albo dla różnych kierunków i nachyleń – w przypadku zainstalowania układu nadążnego (tzw. solar tracker) – pobranie danych z bazy danych meteorologicznych udostępnianych na stronie internetowej Ministerstwa Infrastruktury na potrzeby sporządzania świadectw charakterystyki energetycznej budynków lub z innej bazy danych zawierającej wymagane informacje o energii promieniowania słonecznego (np. zbioru danych historycznych z rzeczywistych pomiarów).

### 3.5.2.3 Wyznaczenie możliwej do wytworzenia energii w $i$ -tej godzinie roku

- jako iloczynu mocy promieniowania słonecznego, sprawności zestawu ogniw PV wraz z przekształtnikiem, całkowitej powierzchni czynnej zestawu ogniw PV oraz długości okresu obliczeniowego (1 godzina):

$$PVP_i = I_i * PVA * PV\eta \quad (3.18)$$

$$PVE_i = PVP_i * t \quad (3.19)$$

gdzie:

$PVP_i$  – średnia moc zestawu ogniw fotowoltaicznych w  $i$ -tej godzinie

$PVE_i$  – energia elektryczna wytworzona w zestawie ogniw fotowoltaicznych w  $i$ -tej godzinie,

$t$  – długość okresu obliczeniowego; w rozpatrywanym przypadku  $t = 1$  godzina.

W przypadku, gdy w rozpatrywanym budynku występują różne rodzaje zestawów ogniw fotowoltaicznych (np. z pozycjonowaniem oraz umieszczone statycznie, odmiennych typów), obliczenia należy przeprowadzić osobno dla każdego rodzaju zestawu ogniw PV. Uzyskany wynik obliczeń (energia możliwa do wytworzenia w zestawie PV w  $i$ -tej godzinie roku) stanowi wejście dla procedur obliczeniowych w zakresie bilansu energii w budynku

### 3.5.3. Przykład obliczeń

Poniżej przedstawiono przykład obliczeniowy w zakresie wyznaczenia energii elektrycznej uzyskanej z zestawu ogniw fotowoltaicznych dla jednej godziny w roku.

#### 3.5.3.1 Dane wejściowe do obliczeń:

$$PV\eta = 0,98$$

$$PVP_{nom} = 1800 \text{ W}$$

$$PVA = 21,089 \text{ m}^2$$

$$I_i = 140,7 \text{ W/m}^2$$



**3.5.3.2** Obliczenia prowadzone są w następującej kolejności:

Wyznaczenie danych pomocniczych opisujących zestaw ogniw PV – sprawności zestawu ogniw PV wraz z przekształtnikiem:

$$PV_{s\eta} = 0,98 * (1800 / 21,089) / 1000 = 0,0836 \quad (3.20)$$

Ustalenie  $I_i$  - dostępnej mocy (energii) promieniowania słonecznego w  $i$ -tej godzinie roku. Zgodnie z danymi z bazy danych meteorologicznych udostępnianych na stronie internetowej Ministerstwa Infrastruktury na potrzeby sporządzania świadectw charakterystyki energetycznej budynków, dla rozpatrywanej  $i$ -tej godziny roku (stacja meteo Hel,  $i=300$ )

$$I_i = 140,7 \text{ W/m}^2 \quad (3.21)$$

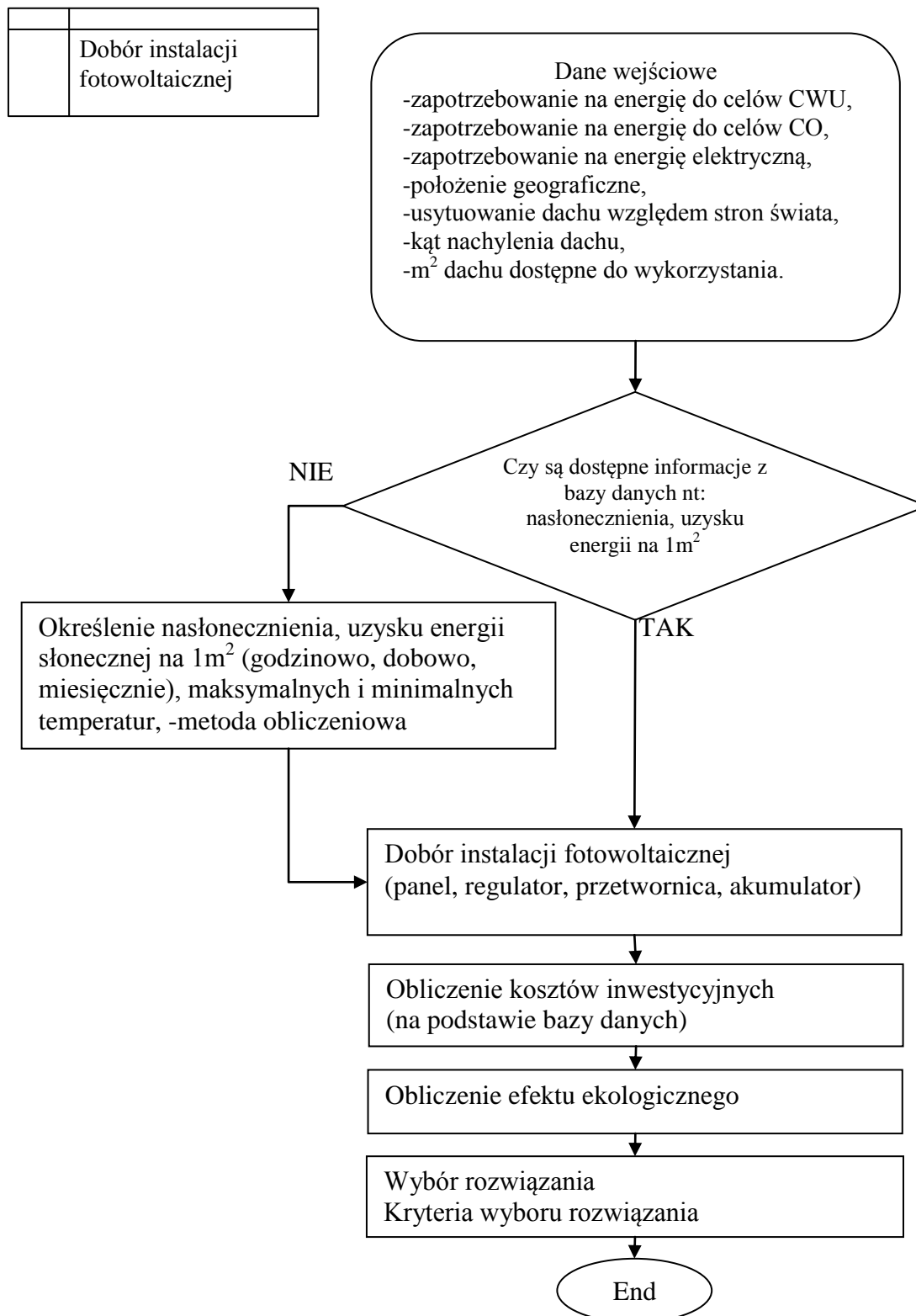
Wyznaczenie możliwej do wytworzenia energii w  $i$ -tej godzinie roku jako iloczynu mocy promieniowania słonecznego, sprawności zestawu ogniw PV wraz z przekształtnikiem, całkowitej powierzchni czynnej zestawu ogniw PV oraz długości okresu obliczeniowego (1 godzina):

$$PVP_i = 140,7 * 21,089 * 0,0836 = 248,1 \text{ W} \quad (3.22)$$

$$PVE_i = 248,1 * 1 = 248,1 \text{ Wh} = 0,2481 \text{ kWh} \quad (3.23)$$



3.6. Schemat blokowy doboru instalacji fotowoltaicznej





---

**BIBLIOGRAFIA DO ROZDZ. 3**

- [3.1] Gogóła W.: Redaktor ekspertyzy: Konwersja termiczna energii promieniowania słonecznego w warunkach krajowych. Polska Akademia Nauk. Wydział Nauk Technicznych. Komitet Termodynamiki i Spalania, Warszawa, 1993
- [3.2] Chmielniak T.J.: Technologie energetyczne, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2004
- [3.3] Szamański B.: Czy ogniwa drugiej generacji oparte na CIGS i CdTE staną się początkiem końca ogniw krzemowych?, Globenergia, 2010, 4, 36-37
- [3.4] Kolasa P.: Materiały szkoleniowe: Energetyka przyjazna środowisku wykorzystywana w budynkach mieszkalnych i użyteczności publicznej, FPN, Warszawa 2010
- [3.5] Lorens H. Redaktor: Atlasu Klimatu Polski, Instytut Metrologii i Gospodarki Wodnej, Warszawa 2005
- [3.6] Jastrzębska G.: Odnawialne źródła energii i pojazdy proekologiczne. WNT, Warszawa 2007
- [3.7] Jarzębski Z. M.: Energia słoneczna, konwersja fotowoltaiczna, PWN, Warszawa 1990.
- [3.8] Klugmann-Radziemska E.: Fotowoltaika – ile to kosztuje?. Czysta Energia, 2010, 111, 20-21



**4. OKREŚLENIE METODYK OCENY TECHNICZNEJ MOŻLIWOŚCI  
WPROWADZENIA INSTALACJI SOLARNYCH DO  
ZASTOSOWANIA W BUDOWNICTWIE ORAZ OPRACOWANIE  
METODYK OBLICZANIA PARAMETRÓW TECHNICZNYCH  
INSTALACJI KOLEKTORÓW SŁONECZNYCH**



#### 4.1. Informacje ogólne

Pierwszym fizycznym przybliżeniem kolektora słonecznego jest płaszczyzna wystawiona jedną stroną na promieniowanie słoneczne i możliwie w maksymalnym stopniu je pochłaniająca, z czynnikiem odbierającym pochłonięte ciepło z drugiej strony. Ważny element kolektora wg tej idei stanowi absorber, który częściowo odbija promieniowanie a częściowo je przepuszcza i pochłania. Pochłonięta część energii zamienia się na ciepło powodując wzrost temperatury.

Typowym kolektorem słonecznym jest kolektor płaski z absorberem wykonanym z materiału dobrze przewodzącego ciepło z kanałami do przepływu czynnika roboczego odbierającego ciepło, umieszczony w obudowie skrzynkowej na warstwie izolacji i przesłonięty przesłoną przezroczystą. Najprostszym rozwiązaniem jest kolektor bez przesłony szklanej. Zakryte płaskie kolektory, możemy podzielić ze względu na rodzaj czynnika grzewczego, na wodne i powietrzne. Przy czym kolektory wodne służą zazwyczaj do przygotowania ciepłej wody użytkowej, zaś powietrzne do ogrzewania pomieszczeń w systemie nawiewnym i do suszenia. Wyróżnić możemy jeszcze kolektory próżniowe rurowe, które zbudowane są z zestawu rur szklanych podobnych do lampy jarzeniowej, w środku umocowany jest absorber w postaci taśmy zgrzewanej z rurą. Panującą w rurze próżnię wykorzystuje się do ograniczania konwekcyjnych strat ciepła z absorbera.

Obecnie, najpopularniejsze jest wykorzystywanie instalacji kolektorów słonecznych do podgrzewania ciepłej wody użytkowej. A najprostszy układ bezpośredni stanowi system, w którym woda z sieci wodociągowej przepływa przez kolektor i po podgrzaniu kierowana jest do podgrzania. Zazwyczaj jednak w układzie instalacji słonecznej obok kolektorów znajduje się zbiornik ciepłej wody, zespół pompowy, regulator systemu solarnego oraz przewody i zawory. Uwzględnić należy również dodatkowe źródło ciepła. Jest to spowodowane zmiennością wartości strumienia promieniowania słonecznego docierającej do absorbera. Nawet w okresie letnim może sekwencyjnie wystąpić kilka dni pochmurnych, podczas których zabraknie w zasobniku ciepłej wody. Wówczas staje się konieczne stosowanie dodatkowych źródeł ciepła do wytworzenia CWU [4.1].

#### 4.2. Elementy konstrukcji instalacji solarnej

##### 4.2.1. Kolektory płaskie cieczowe

Kolektory płaskie cieczowe wykorzystywane są głównie do podgrzewania wody, choć mogą być również wykorzystywane do wspomaganie systemów ogrzewania budynków. Typowy zakres pracy kolektorów cieczowych wynosi od 40 do 60°C. Podstawowym elementem kolektora cieczowego jest absorber. Stanowi go płyta, do której przytwierdzone są kanały przepływowe czynnika lub dwie płyty tłoczone połączone ze sobą z układem kanałów między nimi. Natomiast geometria kanałów może być różna, jak i sposób położenia i łączenia jego kanałów ze sobą [4.2],[4.3].

##### 4.2.2. Kolektory płaskie powietrzne

Kolektory płaskie powietrzne używane są obecnie do suszenia płodów rolnych oraz do ogrzewania szklarni, budynków szkolnych, budynków mieszkalnych, hal czy magazynów. Są tańsze od kolektorów cieczowych, a ponadto nie występują w nich problemy wynikające



z korozji części metalowych oraz wrzenia lub zamarzania czynnika roboczego. Wadami kolektorów powietrznych są natomiast: hałas wytwarzany przez wentylatory oraz niższa sprawność spowodowana małą wartością współczynnika przejmowania ciepła powietrza. Kolektory powietrzne produkowane są zarówno jako płaskie jak i foliowe. Ponadto energia promieniowania słonecznego może być wykorzystywana do ogrzewania budynku. Np. kolektory powietrzne wykorzystywane do ogrzewania pomieszczeń mogą współpracować z instalacją wentylacyjną budynku lub stanowić urządzenia działające autonomicznie, wyposażone w wentylator zapewniający obieg powietrza. Ze względu jednak na charakterystykę dostępności promieniowania słonecznego oraz brak możliwości magazynowania pozyskanego ciepła w większości przypadków kolektory muszą być wspomagane przez inne źródło ciepła [4.2], [4.3].

#### **4.2.3. Kolektory płaskie próżniowe**

Kolektory płaskie próżniowe różnią się od klasycznych kolektorów płaskich tym, iż połączenie absorbera z rurką czynnika roboczego zamieniono na zaciskane. Takie rozwiązanie powoduje, że rurka czynnika roboczego w ok. 70% przylega do absorbera, co poprawia przekazywanie ciepła, oraz konstrukcja jest w znacznym stopniu uodporniona na ewentualną awarię np. pompki w lecie. Taka konstrukcja umożliwia uzyskanie sprawności rzędu 75 %. Zaletami tego typu kolektorów są: niski koszt, łatwość montażu, wysoka jakość, wytrzymałość na uderzenie gradu o średnicy 25 mm, dobra izolacja termiczna, długa żywotność oraz szczelna estetyczna obudowa. Niestety kolektory te są ciężkie co utrudnia transport na dach i montaż. W przypadku nieszczelności obudowa-szyba pojawia się okresowo para na szybie, co utrudnia absorpcję promieniowania słonecznego w godzinach rannych [4.2],[4.3].

#### **4.2.4. Kolektory próżniowe rurowe**

Kolektory próżniowe rurowe składają się z dwóch koncentrycznych szklanych rur (rura w rurze) między, którymi wytworzona jest próżnia stanowiąca doskonałą izolację. Rura wewnętrzna pokryta jest warstwą silnie absorbującą energię słoneczną, charakteryzującą się szczególnie niską emisją. Dodatkowo z tyłu każdej rury znajduje się lustro paraboliczne, gwarantujące absorbowanie promieniowania słonecznego padającego nawet pod ostrym kątem. Kolektory tego typu posiadają najwyższą sprawność energetyczną spośród wszystkich omawianych w tym opracowaniu (ok. 85 % w pracy całorocznej). Do zalet tego typu kolektorów należą wytrzymałość, wysoka efektywność absorbera na poziomie 93 % oraz efektywność emisji na poziomie 6%, długą żywotnością. Natomiast wadą jest wyższa cena 1 m<sup>2</sup> powierzchni czynnej kolektora w porównaniu z kolektorem płaskim, ze względu na trudności związane z utylizacją rur próżniowych [4.2],[4.3].



#### **4.2.5. Kolektory słoneczne skupiające**

W kolektorach słonecznych skupiających stosuje się różne układy lusterek lub soczewek do zwiększenia gęstości promieniowania słonecznego padającego na powierzchnię pochłaniającą promieniowanie. Kolektory tego typu charakteryzują się małymi wymiarami gabarytowymi, muszą być ustawione prostopadłe do kierunku padania promieni słonecznych, co wiąże się z wyposażeniem takich instalacji w systemy nadążne [4.1].

#### **4.2.6. Zasobnik na wodę**

Zasobnik na wodę to typowy bojler z wymiennikiem ciepła stanowiący swoisty „magazyn” ciepła. Zaleca się stosowanie jak największych zbiorników, które mogą akumulować i dłużej utrzymywać ciepło jednocześnie zaspokajając zapotrzebowania na c.w.u. oraz c.o. W systemach słonecznych najczęściej wykorzystywane są zasobniki o pojemnościach od 100-5000 l. Ważnymi parametrami pracy charakteryzującymi zasobnikowy podgrzewacz wody są: pojemność, temperatura wody (40-70°C) czas nagrzewania (od kilku minut do kilku godzin) wydatek dziesięciominutowy (im jest większy tym bardziej komfortowo korzysta się z ciepłej wody), wydatek trwały (ilość ciepłej wody o stałej temperaturze w dłuższym okresie czasu), czas dogrzewania przy stałej temperaturze i stałym poborze wody, moc oraz straty postojowe (w dobrze zaizolowanym zasobniku nie przekraczając 2 kWh na 24 h, co odpowiada spadkowi temperatury o ok. 8°C) [4.2], [4.3].

#### **4.2.7. Wymiennik ciepła**

Wymiennik ciepła to spiralna, zębrowana rura umieszczona w zbiorniku wody. Przepływająca przez niego ciecz robocza ogrzewa wodę w zbiorniku. Ważne jest aby charakteryzowały się dużym współczynnikiem przewodzenia (węzownice miedziane) [4.2].

#### **4.2.8. Zespół pompowy**

Zespół pompowy stanowi pompka i panel sterujący. Pompka pompuje czynnik roboczy przez kolektor i wymiennik ciepła. W skład panelu sterującego wlicza się zawór bezpieczeństwa, naczynie przeponowe, pompa obiegowa, zawór zwrotny, zawory odcinające, manometr oraz elektroniczny regulator temperatury [4.2].

#### **4.2.9. Regulator systemu solarnego**

Regulator systemu solarnego umożliwia efektywne użytkowanie i kontrolę funkcji urządzeń solarnych [4.2].

#### **4.2.10. Zasilacz awaryjny**

Zasilacz awaryjny jest to urządzenie lub system umożliwiający nieprzerwane zasilanie urządzeń elektronicznych [4.2].





#### 4.2.11. Naczynie wyrównawcze

Naczynie wyrównawcze, do którego kierowany jest nadmiar płynu i pary powstający po przekroczeniu nastawionej temperatury w obiegu pierwotnym lub wtórnym instalacji solarnej. Po wychłodzeniu płyn ten zostaje wtłoczony powrotem do instalacji poprzez zawór zabezpieczający umieszczony w jednostce pompowej [4.2].

#### 4.3. Algorytm doboru instalacji solarnej

Algorytm obliczenia wartości promieniowania całkowitego  $G_\beta$  padającego na płaszczyznę kolektora pod kątem  $\beta$  został określony i omówiony w opracowaniu metodyki obliczania instalacji fotowoltaicznej w oparciu o monografię G. Jarzębskiej [4.4], T. Chmielniaka [4.5] i H. Keisera [4.6].

W celu określenia ilości ciepła użytecznego produkowanego przez dany kolektor, należy wykonać bilans energii [4.5]:

$$\dot{Q}_{uz} = \tau_{ef} \cdot G_\beta \cdot A_k - \dot{Q}_k - \dot{Q}_p - \dot{Q}_{OD}, \quad W \quad (4.1)$$

gdzie:

$\dot{Q}_{uz}$  - strumień ciepła użytecznego, W

$\tau_{ef}$  - transmisyjność efektywna osłony,

$G_\beta$  - całkowite promieniowanie padające na powierzchnię nachyloną pod kątem  $\beta$ ,  $W/m^2$ , opisane zostało w dziale poświęconemu fotowoltaice,

$\dot{Q}_k$  - straty ciepła przez konwekcję, W,

$\dot{Q}_p$  - straty ciepła przez promieniowanie, W,

$A_k$  - powierzchnię kolektora można obliczyć ze wzoru [4.5]:

$$A_k = \frac{Q_c \cdot 365}{G \cdot \eta_{KS}}, \quad m^2 \quad (4.2)$$

$\eta_{KS}$  - sprawność kolektora,

$Q_c$  - zapotrzebowanie na energię cieplną, kW,

$G$  - uzysk energetyczny roczny,  $kWh/m^2$ ,

$\dot{Q}_{OD}$  - strumień strat ciepła odbitego od powierzchni kolektora opisany równaniem [4.5]:

$$\dot{Q}_{OD} = (\rho_a \tau)_{ef} \cdot G_\beta \cdot A_k, \quad W \quad (4.3)$$

gdzie wyrażenie  $(\rho_a \tau)_{ef}$  definiuje sprawność optyczną kolektora  $\eta_0$  w postaci:



$$\eta_0 = \frac{\tau_{ef} \cdot (1 - \rho_a)_{ef} \cdot G_\beta \cdot A_k}{A_k \cdot G_\beta} = \tau_{ef} \cdot (1 - \rho_a)_{ef} = (\tau \cdot \rho_a)_{ef} \quad (4.4)$$

Sumę  $\dot{Q}_p$  i  $\dot{Q}_k$  oznacza się poprzez  $\dot{Q}_{ST}$  (3.5).

Wprowadzając zależność (3.2), (3.3) i (3.4) do wzoru (3.1) otrzymamy [4.5]:

$$\dot{Q}_{uz} = \eta_0 \cdot G_\beta \cdot A_k - \dot{Q}_{STt} = G_\beta \cdot A_k - \dot{Q}_{ST}, \quad W \quad (4.5)$$

gdzie [4.5]:

$$\dot{Q}_{ST} = \dot{Q}_{STt} + \dot{Q}_{ST0} = k_k \cdot A_k \cdot (T_a - T_0) + k_p \cdot A_k \cdot (T_a - T_0)^2 \approx k \cdot A_k (T_a - T_0), \quad W \quad (4.6)$$

$$\dot{Q}_{ST0} = (1 - \eta_0) \cdot G_\beta \cdot A_k \quad (4.7)$$

$T_a$  – średnią temperaturę kolektora, K, można określić przyjmując [4.5]:

$$T_a \approx \frac{1}{2} \cdot (T_d + T_w) \quad (4.8)$$

$T_0$  – temperatura otoczenia, K

A sprawność kolektora  $\eta_{KS}$  wyznaczamy z zależności (3.9) lub (3.10) [4.5]:

$$\eta_{KS} = \frac{\dot{Q}_{uz}}{G_\beta \cdot A_k} = \eta_0 - \frac{\dot{Q}_{STt} - \dot{Q}_{ST0}}{G_\beta \cdot A_k} = \eta_0 - \eta_{ST0} - \eta_{STt} \quad (4.9)$$

$$\eta_{KS} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{wy} - T_{wl})}{G_\beta \cdot A_k} \quad (4.10)$$

gdzie:

$\dot{m}$  – masowe natężenie przepływu czynnika w kolektorze, kg/s,

$c_p$  – właściwa pojemność cieplna czynnika roboczego w kolektorze, J/kgK

$T_{wy}$  – temperatura czynnika grzewczego na wylocie z kolektora, K,

$T_{wl}$  – temperatura czynnika grzewczego na wlocie z kolektora, K,

Posługiwanie się powyższymi zależnościami jest możliwe wówczas, gdy znamy  $\eta_0$ ,  $k_k$  oraz  $k_p$ . Jednak na ogół producent podaje inne dane techniczne, tj.: powierzchnia kolektora  $A_k$ , jego wymiary maksymalny roczny uzysk energetyczny, maksymalne ciśnienie robocze, spadek ciśnienia oraz maksymalną temperaturę postojową. Dla kolektorów rurowych podana



jest liczba rur oraz ich długość średnica zewnętrzna. Dla kolektorów cieczowych podana jest również objętość cieczy w absorberze. Producenci podają czasami jeszcze współczynnik absorpcji i emisji. Dlatego możemy skorzystać z modelu Hottela-Whilliera-Blissa do obliczenia sprawności kolektora [4.5].

$$\dot{Q}_u - A_k \cdot F_R \cdot [(\tau\alpha)_{ef} \cdot G_\beta - k \cdot (T_d - T_0)] \quad (4.11)$$

gdzie:

$F_R$  – współczynnik odprowadzenia ciepła z kolektora, obliczony ze wzoru (3.12) [4.5]:

$$F_R = \frac{\dot{Q}_u}{A_k \cdot [G_\beta - k \cdot (T_d - T_0)]} \quad (4.12)$$

$k$  – zastępczy współczynnik przenikania ciepła z absorbera do otoczenia,

$(\tau\alpha)_{ef}$  – efektywny współczynnik transmisyjno-absorbcyjny dla rozpatrywanej konstrukcji kolektora.

Wielkości  $(\tau\alpha)_{ef}$  i  $(\rho_a\tau)_{ef}$  zależą od konstrukcji kolektora (jedna lub dwie osłony), rodzaju osłony i ich właściwości.

Jak już wcześniej wspomniano, wytworzone ciepło w kolektorach słonecznych jest magazynowane w zasobniku ciepła. Do wyznaczenia pojemności akumulatora ciepła potrzebna jest znajomość strat energii z akumulatora do otoczenia. Duże straty mogą podważyć sens magazynowania ciepła w akumulatorze przez zamierzony okres czasu. Szukaną objętość wyznacza się wykonując bilans energii dla akumulatora. A objętość zasobnika oznacza się jako  $V_{ak}$  i określa z następującej zależności [4.6]:

$$V_{ak} = \frac{Q_{eksp} \cdot f(n, k_{ak})}{\rho \cdot c_v \cdot (T_{ak} - T_0)} = \frac{A_k \cdot q_{dś} \cdot f(n, k_{ak})}{z \cdot \rho \cdot c_v \cdot (T_{ak} - T_0)}, \quad m^3 \quad (4.13)$$

gdzie:

$Q_{eksp}$  – dobowa eksploatacja ciepła, kJ;

$q_{dś}$  – średnia dobowa wieloletnia energii promieniowania słonecznego, kJ/m<sup>2</sup>;

$n$  – ilość godzin oddawania ciepła do otoczenia,

$k_{ak}$  – współczynnik jakości akumulatora definiowany jako:

$$k_{ak} = 1 - \frac{Q_{str}}{Q_{ak}} = 1 - \frac{T_{ak} - T_{ak1}}{T_{ak} - T_0} \quad (4.14)$$

gdzie:

$\rho$  – gęstość czynnika akumulującego ciepło, kg/m<sup>3</sup>;

$c_v$  – pojemność cieplna czynnika akumulującego ciepło, kJ/kgK;

$T_{ak}$  – temperatura wody w akumulatorze po podgrzaniu, K;

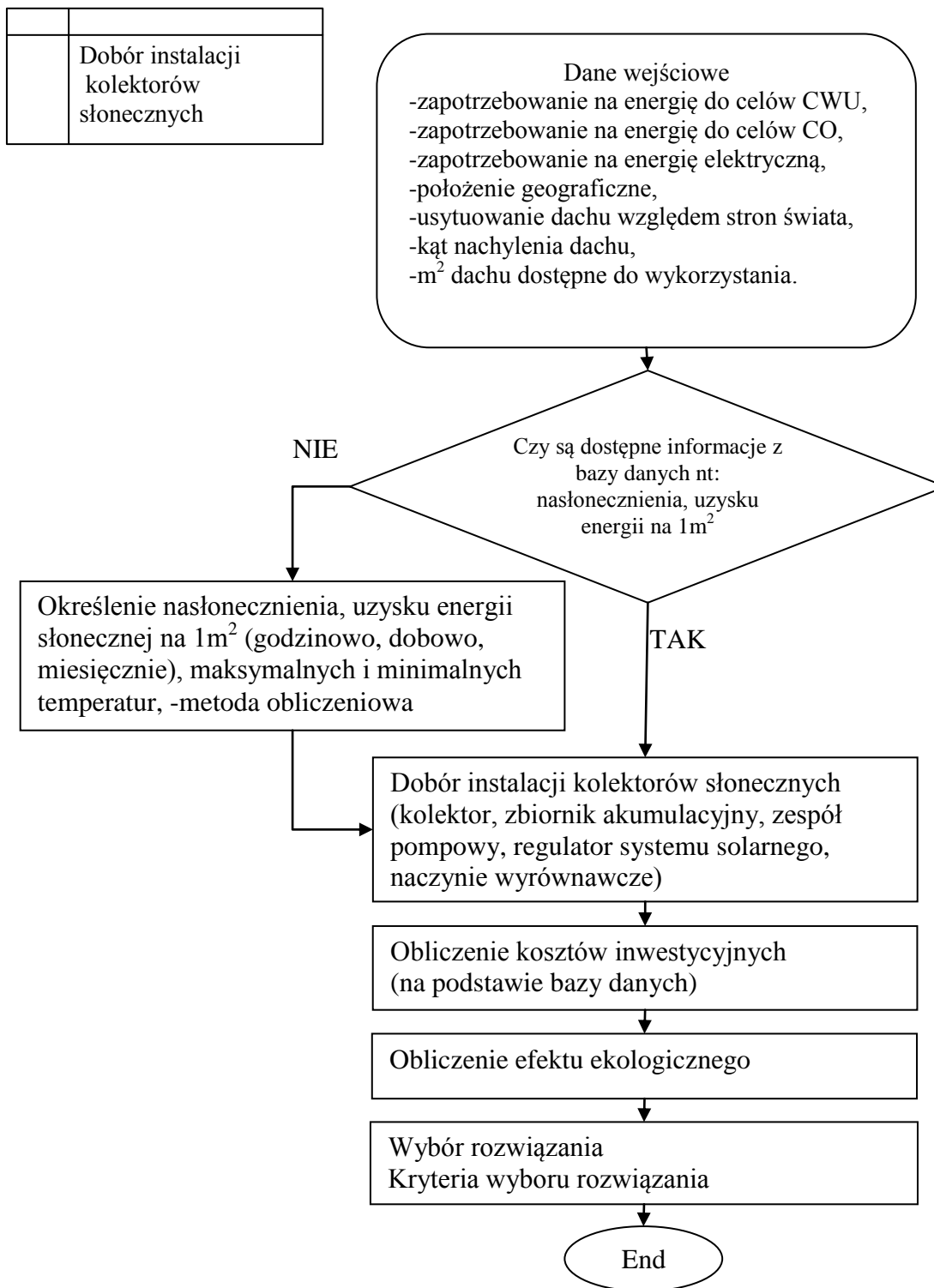


$T_{ak1}$  – temperatura akumulatora po godzinnym oddawaniu ciepła, K,  
 $Q_{str1}$  – straty ciepła oddawanego przez akumulator w godzinę do otoczenia, W;  
 $z$  – współczynnik pokrycia zapotrzebowania na ciepło obliczany ze wzoru:

$$z = \frac{A_k \cdot q_{dśś}}{Q_{eksp1}} \quad (4.15)$$



4.4. Schemat blokowy instalacji kolektorów słonecznych





---

**BIBLIOGRAFIA DO ROZDZ. 4**

- [4.1] Wiśniewski G.: Energia słoneczna, przetwarzanie i wykorzystanie energii promieniowania słonecznego, Fundacja Ekologiczna „Silesia”, Katowice 1999
- [4.2] Tytko R.: Odnawialne źródła energii, OWG, Warszawa 2009
- [4.3] Kolasa P.: Materiały szkoleniowe: Energetyka przyjazna środowisku wykorzystywana w budynkach mieszkalnych i użyteczności publicznej, FPN, Warszawa 2010
- [4.4] Jastrzębska G.: Odnawialne źródła energii i pojazdy proekologiczne, WNT, Warszawa 2007
- [4.5] Chmielniak T.J.: Technologie energetyczne, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2004
- [4.6] Keiser H.: Wykorzystanie energii słonecznej, Wydawnictwa AGH, Kraków 1995



**5. OKREŚLENIE METODYK OCENY TECHNICZNEJ MOŻLIWOŚCI  
WPROWADZENIA INSTALACJI MAŁYCH ELEKTROWNI  
WODNYCH (MEW) DO ZASTOSOWANIA W BUDOWNICTWIE  
ORAZ OPRACOWANIE METODYK OBLICZANIA  
PARAMETRÓW TECHNICZNYCH INSTALACJI MEW**



## 5.1. Informacje ogólne

Elektrownie wodne można sklasyfikować ze względu na ilość wytwarzanej energii na: duże elektrownie wodne o mocy przekraczającej 5MW i na małe elektrownie wodne (MEW) o mocy poniżej 5 MW. W MEW obowiązuje podział na mikroenergetykę (do 100 kW) i makroenergetykę (powyżej 100 kW). Według kryterium spadu MEW dzielą się na:

- niskospadowe: 2-20 m;
- średnispadowe: do 150 m
- wysokospadowe: powyżej 150 m
- płynące po rzece,
- i derywacyjne [5.1].

W tablicy 5.1 przedstawiono zakres stosowania turbin wodnych.

Tablica. 5.1 Zakres stosowania niektórych turbin wodnych [5.2]

Typ turbiny	Spad, m	Przełyk, m <sup>3</sup> /s	Moc, kW
turbina Archimedesesa	1-8	0,1-10	1-500
turbina VLH	1,4-4,2	10-30	100 - 500
turbina rurowa z wirnikiem Kaplana	1,5-25	5-1200	do 50.000
turbina śmigłowa w komorze otwartej	1,5-25	1,5-100	do 10.000
turbina Kaplana z wałem pionowym	8-80	5-1000	Do 200.000
turbina Francisa	10-600	0,5-1000	do 850.000
turbina Peltona	50-1200	0,1-50	do 300.000

## 5.2. Konstrukcja małej elektrowni

Mała energetyka wodna w mniejszym stopniu niż słoneczna, czy wiatrowa jest uzależniona od zmiennych warunków pogodowych. Jednak zbyt duża (powodzie, podtopienia) lub mała (obniżenie poziomu wody w rzekach) ilość opadów może w znacznym stopniu ograniczyć produkcję energii elektrycznej w tego rodzaju obiektach.

Ważnym elementem konstrukcji MEW jest turbozespół składający się z generatora i turbiny. Istnieje podział turbin wodnych na reakcyjne (naporowe) i akcyjne (natryskowe). Do pierwszej grupy zalicza się turbiny: Francisa, Kaplana (śmigłowe i rurowe) i Deriaza. Drugą grupę stanowi turbina Peltona jedno- lub wielodyskowa oraz jedno- lub wielowirnikowa [5.3]. Właściwy dobór turbiny jest sprawą bardzo ważną, szczególnie dla mikroelektrowni, gdzie powinna być wykorzystana cała energia rzeki a inwestor osiągnął maksymalny efekt ekonomiczny. W Polsce w mikroelektrowniach wodnych wykorzystuje się głównie turbiny Francisa, Kaplana, Semi-Kaplana oraz śmigłowe [5.4]. Istnieje jeszcze rozwiązanie zwane turbiną Archimedesesa, choć tak naprawdę jest to śruba Archimedesesa [5.5].

Jednym z etapów procedury doboru turbin do projektowanej elektrowni jest wybór rodzaju turbiny. Wybierając turbinę, należy uwzględnić: koszt, spad turbiny oraz wyróżnik szybkoobrotowości.





### 5.2.1. Turbiny Francisa

Turbiny Francisa, są to turbiny o przepływie promieniowo-osiowym, których łopatki wirnika są nieruchome, a regulacja pracy turbiny odbywa się wyłącznie za pomocą ruchomych łopatek kierowniczych. Ich sprawność sięga 84 – 90 %. Stosowane są dla spadów  $H=1$  do 500 m i dynamicznych wyróżników szybkobieżności  $n_s=50$  do 450 [5.4]. Do zalet turbin Francisa należy możliwość wykonywania ich w różnych układach konstrukcyjnych, dostosowanych do warunków miejscowych. Przy spadach mniejszych od 2 m stosuje się zawsze turbiny o wale pionowym, zaś przy spadach większych niż 2 m - o wale poziomym lub pionowym.

### 5.2.2. Turbiny Kaplana

Turbiny Kaplana są stosowane na niskie spady. Są to turbiny śmigłowe z nastawnymi łopatkami. Mają bardzo dobre właściwości regulacyjne, dzięki możliwości jednoczesnego właściwego ustawienia zarówno łopatek kierowniczych, jak i wirujących, przez odpowiedni ich obrót. Dzięki temu praca turbiny może być łatwo dostosowana do zmienionych (np. przy innym obciążeniu - przepłyku) z zachowaniem praktycznie niezmiennych sprawności. Turbiny Kaplana w układzie poziomym lub ukośnym w obudowie rurowej nazywamy turbinami rurowymi. Układ rurowy w stosunku do klasycznego umożliwia uproszczenie konstrukcji i obniżenie kosztów wykonania zarówno turbozespołu, jak i betonowego bloku elektrowni. Turbiny rurowe są stosowane przy małych spadach. Turbina jest tu często sprzęgana z prądnicą za pośrednictwem przekładni [5.7]. Wobec swoich zalet nadają się do wykorzystania w małych elektrowniach, gdzie osiągają sprawności od 84 - 90 % dla spadków od 1 do 70 m i wartości wyróżnika szybkobieżności od 250 do 1200 [5.4].

### 5.2.3. Turbina Deriaza

Turbina Deriaza jest osiowopromieniową odmianą turbiny Kaplana i jest znacznie bardziej skomplikowana niż turbina Francisa, gdyż jej łopatki są przestawialne. Turbiny te są odwracalne i przy odpowiedniej konstrukcji mogą pracować jako pompy, co wykorzystuje się w elektrowniach szczytowo pompowych [5.7].

### 5.2.4. Turbina Peltona

Turbina Peltona jest typem turbiny akcyjnej, w której woda zostaje doprowadzona do wirnika pod ciśnieniem atmosferycznym. Ten typ turbiny wykorzystuje energię kinetyczną wody. Kierownicę turbiny stanowi jedna lub kilka dysz o regularnym strumieniu wody. Jest ona wykorzystywana dla dużych spadów dochodzących nawet do 2000 m [5.4].

### 5.2.5. Śruba Archimedesesa

Śruba Archimedesesa korzysta z energii kinetycznej płynącej wody na małych spadach i dużych przepływach wody. Zaletą tego rozwiązania jest jego prosta konstrukcja i niewielki wpływ na ichtioflorę i faunę przy sprawności porównywalnej do sprawności turbiny Kaplana. Prosta i skuteczna przekładnia i system regulacji zapewnia optymalną wydajność turbiny w przedziale od 10% do 100% przepływu wody. Jedna turbina może pracować w zakresie: przepływ:  $0,1 - 10 \text{ m}^3/\text{s}$ , spadek: 1 - 8 m, nachylenie:  $22 - 36^\circ$ , moc: 1 - 500 kW [5.5].



### 5.2.6. Turbina VLH (Very Low Head)

Turbiny VLH jest zaprojektowana do pracy na niskich spadach w zakresie od 1,4 do 4,2 m w zakresie przepływów wody od 10-30 m<sup>3</sup>/s. Generowana moc elektryczna 100 - 500 kW. Rozwiązanie to jest nie tylko przyjazne dla środowiska (średni współczynnik przeżyć ryb – 92%), ale również estetyczne (całkowicie zanurzona z możliwością uchylenia) i szybkie w montażu [5.6].

### 5.3. Potencjał techniczny zasobów wód

Przed rozpoczęciem działań inwestycyjnych należy określić niezbędne parametry projektowanej elektrowni wodnej w następującej kolejności określić:

- 1) przepływ w rzece dla danego przekroju piętrzenia i wykreślić krzywą sum czasów trwania przepływów w roku;
- 2) poziom górnego zwierciadła wody;
- 3) poziom dolnego zwierciadła wody w funkcji przepływu;
- 4) wielkość spadów (na podstawie pkt. 2 i 3) i wykreślić krzywą sum czasu ich trwania w funkcji wartości przepływu;
- 5) moc elektrowni dla poszczególnych przepływów w rzece;
- 6) przepływu instalowanego elektrowni (na podstawie krzywych z pkt. 4 wielkość); w przypadku elektrowni z 1 turbozespołem także wielkość przepływu instalowanego turbiny,
- 7) wartość produkcji rocznej energii;
- 8) czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni.

#### 5.3.1. Moc elektrowni wodnej

Potencjał energetyczny rzeki oszacować możemy na podstawie wzoru [5.3]:

$$N \cong 8 \cdot \dot{V} \cdot H, \quad \text{kW} \quad (5.1)$$

gdzie:

$\dot{V}$  - objętościowe natężenie przepływu, m<sup>3</sup>/s,  
H – spód użyteczny, m.

Moc elektrowni wodnej jest wypadkową mocy zainstalowanych w niej silników [5.1]

$$N_{el} = \sum_j N_{Ti}, \quad \text{W} \quad (5.2)$$

gdzie moc dla i-tej turbiny  $N_{Ti}$  obliczamy ze wzoru [5.1]

$$N_T = g \cdot \dot{m} \cdot H \cdot \eta_{iT} \cdot \eta_{em}. \quad \text{W} \quad (5.3)$$

gdzie:

g – przyspieszenie ziemskie, 9,81 m/s<sup>2</sup>,



$\dot{m}$  - masowe natężenie przepływu wody, kg/s,  
 $\eta_{iT}$  – sprawność wewnętrzna turbiny z układem wylotowym liczona jest ze wzoru [5.1]:

$$\eta_{iT} = \eta_h \cdot \eta_v \quad (5.4)$$

gdzie:

$\eta_h$  – sprawność hydrauliczna,  
 $\eta_v$  – sprawność wolumetryczna.

Ze względu, iż dokonuje się pomiaru objętościowego natężenia przepływu  $\dot{V}$ , który wyraża zależność [5.1]

$$\dot{V} = \frac{\dot{m}}{\rho}, \quad \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \quad (5.5)$$

moc turbiny liczymy jako [5.1]:

$$N_T = g \cdot \rho \cdot \dot{V} \cdot H \cdot \eta_{iT} \cdot \eta_{em} \quad \text{W} \quad (5.6)$$

### 5.3.2. Zależność na oszacowanie wartości produkcji energii

Energia wyprodukowana w danym okresie czasu  $\tau$  przez turbinę jest równa [5.1]:

$$E = \rho \cdot g \cdot \eta_{iT} \cdot \eta_{em} \int_0^{\tau} H(t) \cdot \dot{V}(t) dt, \quad \text{Wh} \quad (5.7)$$

### 5.3.3. Czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni

Czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni zależy od wartości produkcji rocznej i mocy zainstalowanej wg wzoru [5.1]

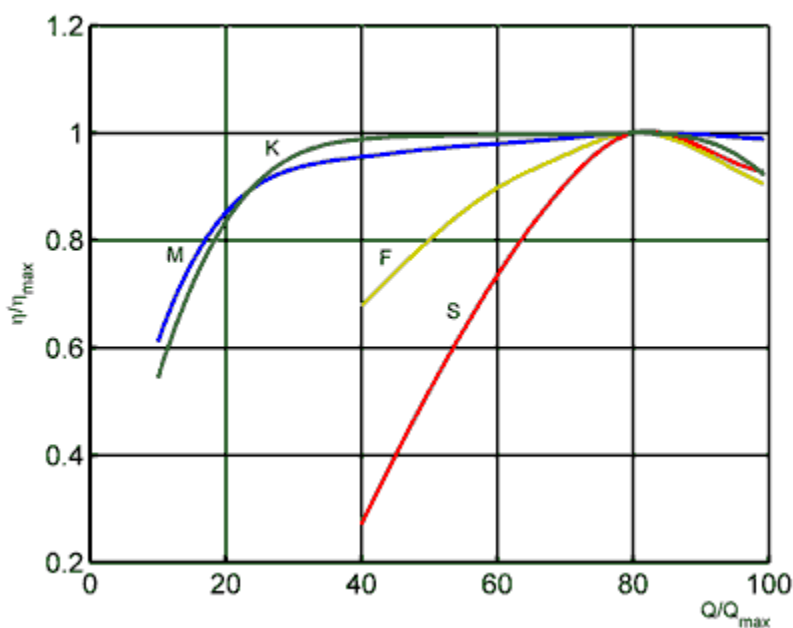
$$T_E = \frac{E}{N_{iT}}, \quad \text{W}. \quad (5.8)$$

### 5.3.4. Przepływ instalowany $Q_i$

Przepływ instalowany  $Q_i$  [5.8] wynika z warunków hydrologicznych rzeki i jest tak dobierany, aby uzyskać maksymalną produkcję energii elektrycznej przy możliwie niskich nakładach inwestycyjnych. Pełne wykorzystanie zmiennego przepływu rzeki jest możliwe wtedy, gdy turbina może być eksploatowana w szerokim zakresie regulacji przepływu. Na rys. 5.1 przedstawiono zależność sprawności kilku turbin od możliwości regulacji przepływu. Z zestawienia tego wynika, iż największy zakres regulacji przy stałej prędkości



obrotowej mają turbiny Kaplana oraz o przepływie poprzecznym, nieco mniejszy turbiny Francisa, a najmniejszy turbiny śmigłowe.



Rys. 5.1 Względne sprawności turbin: F – Francisa, K – Kaplana, M – o przepływie poprzecznym (Michell-Banki), S – śmigłowych [5.4]

### 5.3.5. Spadek podłużny

Spadek podłużny to stosunek różnicy wysokości w dwóch profilach poprzecznych rzeki do odległości między tymi profilami, odniesiony do powierzchni zwierciadła wody [5.8].

### 5.3.6. Spadek poprzeczny

Spadki poprzeczne występują w zakolach i są tym większe, im większa jest krzywizna łuku. Spadki poprzeczne powstają w wyniku działania siły odśrodkowej w zakolu. Wyznaczyć je można z uproszczonej formuły [5.8]

$$I = \frac{v^2}{R \cdot g}, \quad (5.8)$$

gdzie:

R – promień łuku, m

g – przyspieszenie ziemskie, 9,81 m/s<sup>2</sup>

v – prędkość wody, m/s.



### 5.3.7. Krzywa przepływu

Krzywą przepływu  $\dot{V} = f(H)$  wyznacza się na podstawie wyników jednoczesnych pomiarów natężenia przepływu i stanów wód [5.9].

### 5.3.8. Wyróżnik szybkobieżności

Wyróżnik szybkobieżności jest to wielkość charakteryzująca turbinę wodną. Rozróżniamy [5.10]:

- 1) dynamiczny wyróżnik szybkobieżności turbiny - prędkość obrotowa, jaką miałyby turbina podobna do danej, pracujące pod spadem  $H = 1\text{ m}$  i dająca moc  $N = 1\text{ KM}$ .
- 2) kinematyczny wyróżnik szybkobieżności turbiny - prędkość obrotowa, jaką miałyby turbina podobna do danej, pracujące pod spadem  $H = 1\text{ m}$  z przełykiem  $Q = 1\text{ m}^3/\text{s}$ .

## 5.4. Metody pomiaru objętości przepływu

Wśród metod pomiaru objętości przepływu wyróżnia się dwie metody [5.11]:

- 1) jednoparametrowa – polegająca na pomiarze jednej zmiennej funkcji opisującej przepływ:
  - a. za pomocą podstawionego naczynia,
  - b. za pomocą przelewów (Ponceleta lub Thomsona),
  - c. i metoda kalorymetryczna;
- 2) wieloparametrowa – pośrednia, polegająca na pomiarze kilku zmiennych:
  - a. metody punktowe:
    - i. rachunkowa
    - ii. Harlachera
    - iii. i Culmanna.
  - b. metoda odcinkowa:

### 5.4.1. Pomiar za pomocą postawionego naczynia

Pomiar za pomocą postawionego naczynia [5.11] realizuje się przy pomocy wycechowanego naczynia. Znając objętość naczynia  $V$ , mierzymy czas jego napełnienia  $t$  i korzystając ze wzoru

$$\dot{V} = \frac{V}{t}, \quad \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \quad (5.9)$$

obliczamy objętościowe natężenie przepływu. Metoda ta jest najdokładniejsza, ale używa się jej do małych cieków wodnych.

### 5.4.2. Pomiar za pomocą przelewu Ponceleta

Pomiar za pomocą przelewu Ponceleta [5.11] wymaga zainstalowania w przekroju pomiarowym prostokątnego przelewu ze zwężeniem bocznym i dolnym. Wartość  $\dot{V}$  obliczana jest ze wzoru:



$$\dot{V} = \frac{2}{3} \mu \cdot h^{\frac{2}{3}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h}, \quad \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \quad (5.10)$$

gdzie:

$h$  – wysokość warstwy wody mierzona od przelewu do powierzchni, m,

$\mu$  – parametr opisujący wydatek przelewu oblicza się z zależności:

$$\mu = \left( 0,578 + 0,037 \cdot \left( \frac{b}{B} \right)^2 \frac{3,615 - 3 \left( \frac{b}{B} \right)^2}{h + 1,6} \right) \left( 1 + 0,5 \cdot \left( \frac{b}{B} \right)^4 \left( \frac{h}{h + p} \right) \right) \quad (5.11)$$

gdzie:

$b$  – szerokość przelewającej się wody, m

$p$  – wysokość warstwy wody mierzona od dna cieku do przelewu, m

$B$  – średnia szerokość koryta (zlewni) opisuje stosunek powierzchni zlewni (dorzecza)  $A$  do jej długości  $L$  mierzonych po osi łóżyska cieku bez dopływów lub po długości doliny cieku głównego:

$$B = \frac{A}{L} \cdot m \quad (5.12)$$

#### 5.4.3. Pomiar wysokości warstwy wody

Pomiaru wysokości warstwy wody [5.11] można dokonać przy użyciu prostych urządzeń zwanych wodowskazami jak również bardzo skomplikowanymi radiotelelimnigrafami. Najprostszym, a zarazem najtańszym sposobem jest jednak łąta wodowskazowa z podziałką, którą umieszcza się na specjalnym palu od strony dolnej rzeki.

#### 5.4.4. Pomiar za pomocą przelewu Thomsona

Pomiar za pomocą przelewu Thomsona [5.11] wymaga zainstalowania w przekroju pomiarowym przelewu trójkątnego ze zwężeniem bocznym.

$$\dot{V} = k \cdot h^{2,5}, \quad \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \quad (5.13)$$

gdzie:  $k = -0,000191 \cdot h + 0,014325$ ,

lub gdy kąt w przelewie wynosi  $90^\circ$

$$\dot{V} = 0,014 \cdot h^{2,5}, \quad \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \quad (5.14)$$

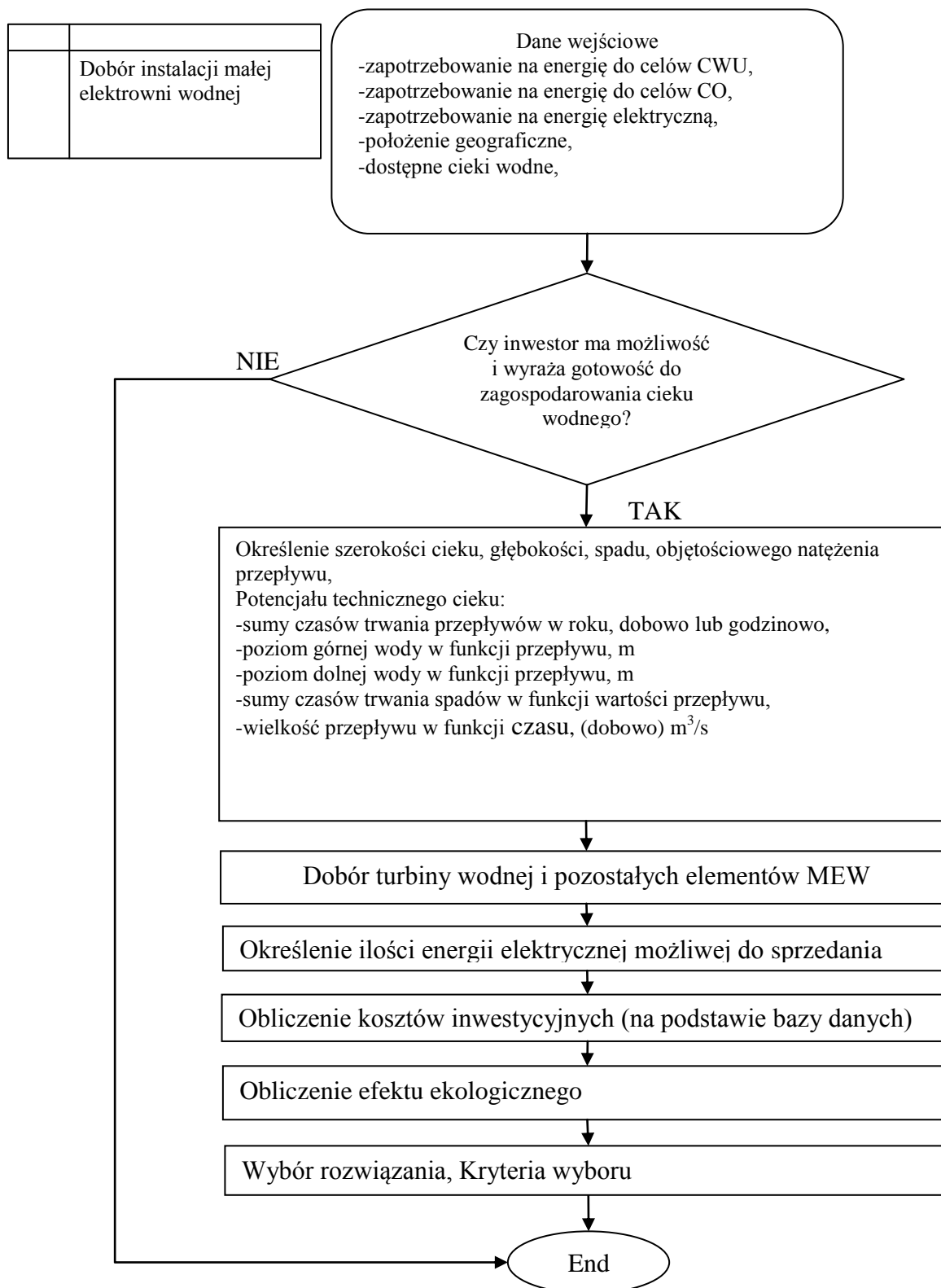
dla zakresu  $40 < h < 250$  cm.



Zainstalowana w korycie łąta wodowskazowa i przelew pozwalają w prosty i tani sposób oszacować dokładnie wielkość objętościowego natężenia przepływu. Pozostałe metody, tj. kalorymetryczna czy punktowej, wymagają zakupu drogich urządzeń (kalorymetru, młynka hydrometrycznego lub limnigrafu), co podnosi dodatkowo koszty budowy instalacji MEW. Dlatego nie zostaną tutaj omówione. Szczegółowe informacje na temat innych metod pomiaru objętościowego natężenia przepływu można znaleźć w np. podręczniku A. Bryczkowskiego [5.12].



5.5. Schemat blokowy doboru małej elektrowni wodnej



BIBLIOGRAFIA DO ROZDZ. 5





- 
- [5.1] Poradnik MEW- [www.mew.pl](http://www.mew.pl)
  - [5.2] [www.ewzeneris.pl](http://www.ewzeneris.pl)
  - [5.3] Chmielniak T.J.: Technologie energetyczne, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2004
  - [5.4] Rduch J.: Turbiny wodne- mikroelektrownie, *Czysta Energia* 2008, 2
  - [5.5] [www.dobraenergia.info/](http://www.dobraenergia.info/)
  - [5.6] [www.vlh-turbine.com](http://www.vlh-turbine.com)
  - [5.7] [www.mechanik.piwko.pl/turb\\_wodne/turb\\_wodne.html](http://www.mechanik.piwko.pl/turb_wodne/turb_wodne.html)
  - [5.8] Lambor J.: Hydrologia inżynierska, Wydawnictwo Arkady, Warszawa 1971
  - [5.9] Ozga-Zielińska M., Brzeziński J.: Hydrologia stosowana, PWN, Warszawa 1997
  - [5.10] [pl.wikipedia.org](http://pl.wikipedia.org)
  - [5.11] Bodziony M.: Hydrologia – materiały pomocnicze, Politechnika Krakowska, Instytut Inżynierii i Gospodarki Wodnej, Zakład Hydrologii, Kraków 2006
  - [5.12] Byczkowski A.: Hydrologia, Wydawnictwo SGGW, Warszawa 1999



**6. OKREŚLENIE METODYK OCENY TECHNICZNEJ MOŻLIWOŚCI  
WPROWADZENIA INSTALACJI PRZYDOMOWYCH  
ELEKTROWNI WIATROWYCH DO ZASTOSOWANIA W  
BUDOWNICTWIE ORAZ OPRACOWANIE METODYK  
OBLICZANIA PARAMETRÓW TECHNICZNYCH INSTALACJI  
PRZYDOMOWYCH ELEKTROWNI WIATROWYCH**



## 6.1. Informacje ogólne

Obserwując rozwój energii wiatrowej w Polsce należy rozróżnić dwa kierunki, a mianowicie rozwój dużych farm wiatrowych, gdzie zainstalowane moce liczone są w megawatach, jak również równolegle rozwijający się także rynek tzw. mikroturbin wiatrowym, dzięki którym każdy może wnieść swój mały wkład w rozwój energetyki wiatrowej. Małą, przydomową elektrownie wiatrową powinny charakteryzować następujące parametry:

- łatwa i niezawodną konstrukcja,
- niewielki rozmiar i masa,
- przystępna cena.

W dużych elektrowniach ze względu na wysoką sprawność stosuje się niemal wyłącznie konstrukcje o poziomej osi obrotu. Rotory takie mają największą sprawność, wymagają jednak zaawansowanych technologii (skomplikowany profil aerodynamiczny łopat, mechanizm kierunkowania gondoli pod wiatr, bardzo wytrzymały maszt). Dlatego w małych konstrukcjach (szczególnie amatorskich), gdzie koszty i prostota są ważniejsze niż wydajność, popularne jest stosowanie wirników z osią pionową. Takie rozwiązanie ma szereg zalet, tj.:

- brak mechanizmu nakierowywania na wiatr
- brak montażu wysokich masztów,
- mały hałas
- odporność na silny wiatr

Małe elektrownie wiatrowe mogą pracować w dwóch systemach:

- autonomicznym – wyprodukowana energia zasila wydzieloną sieć,
- zsynchronizowanym – elektrownia jest sprzęgnięta z publiczną siecią elektroenergetyczną.

Autorzy zajmujący się badaniami nad dużą energetyką zauważają, że sprawność przetwarzania energii wiatru na energię elektryczną jest dość duża w porównaniu z innymi odnawialnymi źródłami energii i wynosi około 60 % (Boczar T, 2008).

Praca turbin zależy od prędkości wiatru. Jeśli wiatr wieje z odpowiednią prędkością turbina pracuje, jeśli przestaje wiać – turbina zostaje unieruchomiona. Częste załączenia i wyłączenia turbiny powodować mogą zakłócenia sieci elektroenergetycznej. Ponadto cykliczność pracy elektrowni wiatrowej wymusza konieczność stosowania akumulatorów.

Przed przystąpieniem do prac związanych z wyborem lokalizacji elektrowni wiatrowej inwestor powinien wykonać audyt wietrzności, który pozwoli precyzyjnie określić warunki dla danego obszaru.

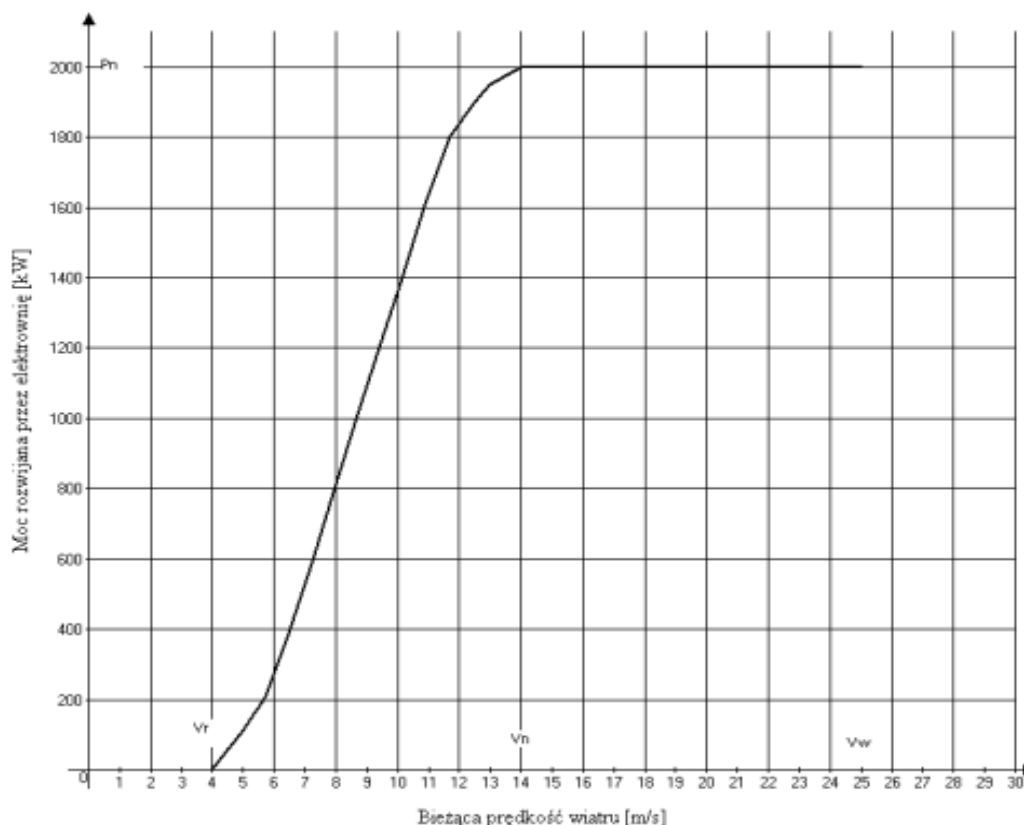
Dla potrzeb energetyki kluczowe znaczenie ma wiatr o prędkości od 4 do 25 m/s. Prędkość 4 m/s dla większości instalacji stanowi prędkość rozruchową, umożliwiającą prawidłową pracę elektrowni oraz uzyskanie odpowiedniego momentu obrotowego, natomiast prędkość 25 m/s powoduje wyłączenie elektrowni w celu uniknięcia jej zniszczenia.

Drugim decydującym czynnikiem warunkującym opłacalność budowy elektrowni wiatrowej jest powtarzalność wiatru. Wielkość ta oznacza sumę godzin w ciągu roku, w których wiatr wieje z określoną prędkością. Inwestycja w elektrownie wiatrową staje się opłacalna, kiedy wiatr wieje z prędkością użyteczną (4 – 25 m/s) przez co najmniej 2000 godzin w roku. Optymalną prędkością wiatru dla pracy turbin wiatrowych jest prędkość 10 – 14 m/s. Przy takich prędkościach elektrownia pracuje z mocą nominalną.



Najwięcej informacji o parametrach pracy elektrowni wiatrowej dostarcza krzywa mocy [6.1]. Jest to wykres za pomocą którego uzyskać można takie dane jak: prędkość załączenia (która powinna być jak najniższa), cut-in – prędkość przy której rozpoczyna się produkcja energii oraz cut-out prędkość wyłączenia elektrowni. Optymalna krzywa powinna być jak najbardziej stroma, a maksimum osiągać powinna przy jak najmniejszej prędkości wiatru.

Charakterystyczne parametry pracy elektrowni wiatrowej przedstawiono na przykładowej krzywej zaznaczając:  $P_N$  – moc zainstalowana (nominalna),  $v_r$  – prędkość rozruchowa,  $v_n$  – prędkość osiągnięcia mocy nominalnej,  $v_w$  – prędkość wyłączenia.



Rys. 6.1 Charakterystyka mocy elektrowni wiatrowej. Parametry charakterystyczne [6.1]

Wzrost prędkości wiatru o 10 % (z 5,26 m/s do 5,8 m/s), powoduje obniżenie kosztów własnych o 20%, natomiast spadek z 5,26 m/s do 4,7 m/s wiąże się ze wzrostem kosztów wytwarzania o 30 %.

Mała energetyka wiatrowa skutecznie opiera się zarzutom wystosowanym w kierunku jednostek zawodowych. Nie ma tu mowy o zagrożeniu dla ptaków, czy generowaniu nadmiernego hałasu spowodowanego pracą turbiny. Co więcej argumenty dotyczące szpecącego wpływu wiatraków na krajobraz w przypadku małych instalacji są nietrafione. Ponadto małe instalacje nie wymagają linii przesyłowych, ogranicza to znacznie straty z tym związane. Jeśli instalacja nie jest na stałe związana z gruntem niepotrzebne jest pozwolenie na budowę.

Instalacje MEW (małych elektrowni wiatrowych) nie są jeszcze w Polsce stosowane na szeroką skalę. Niewiele osób zdaje sobie sprawę z ich użyteczności, prostoty działania niewielkich nakładów na inwestycję oraz szerokiego wachlarza zastosowań. Małe turbiny



wiatrowe pracujące w gospodarstwie domowym mogą całkowicie lub w znacznym stopniu zaspokoić zapotrzebowanie odbiorcy na energię potrzebną na oświetlenie budynków mieszkalnych, szklarni lub pomieszczeń gospodarczych, ogrzewanie mieszkań, pomieszczeń inwentarskich, stawów rybnych i hodowlanych, przygotowanie ciepłej wody użytkowej, suszenia płodów rolnych oraz w chłodnictwie, klimatyzacji i wentylacji.

Za małe elektrownie wiatrowe uznać można instalacje poniżej 1 MW. Zdarza się, że moc zainstalowana w elektrowni nie przekracza 1 MW, ale energia wyprodukowana przez wiatrak jest odprowadzana do sieci, nie służy bezpośrednio zaspokojeniu potrzeb prosumenta. Taką instalację, pomimo że z punktu widzenia technologii zakwalifikujemy ją do małych elektrowni wiatrowych zaliczyć należy również do elektrowni zawodowych.

Opis technologii wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach z małymi elektrowniami wiatrowymi zawarto w rozdziale 4a (pt „Określenie przydatności technologii OZE oraz konwersja danych pod kątem aplikacji OZE w budynkach. Wstępna selekcja oraz hierarchizacja w obrębie grupy czynników innowacyjnych dla określenia kompatybilności z rozpatrywanymi budynkami”) raportu z realizacji etapu nr 1 (pt „Ocena istniejącej bazy danych wejściowych dotyczących OZE – zasobów, danych klimatologicznych, dostępnych technologii”) oraz w rozdziale 5d (pt „Implementacja technologii energetycznych OZE opartych na urządzeniach rozproszonej energetyki w budynkach”) raportu z realizacji etapu nr 6 (pt „Badania nad stosowaniem mikrokogeneracji i kogeneracji małej skali oraz technologii zintegrowanych z wykorzystaniem OZE (z uwzględnieniem mikrobiogazowni i innych technologii OZE) w różnych kategoriach budynków”) zadania nr 3 projektu badawczego strategicznego „Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków”.

### **6.1.1. Praca na obwód wydzielony**

Mała turbina wiatrowa świetnie się nadaje do zasilania wydzielonego obwodu prądu stałego – np. instalacji oświetleniowej ogrodu. Aby zapewnić ciągłość zasilania i uniezależnić się od ciągłej zmienności pogody z turbiną sprzęgnięty jest zespół akumulatorów. System autonomiczny jest dosyć prosty i tani w budowie ma jednak poważne wady. Głównym problemem wydają się być akumulatory, a dokładniej ich wysoka cena i krótka żywotność (średnio kilka lat). W przypadku całkowitego rozładowania akumulatory ulegają stopniowemu zasiarczeniu, co dodatkowo skraca ich żywotność. W przypadku długo utrzymującej się korzystnej pogody powstaje nadwyżka energii, która nie mieści się w akumulatorach, w związku, z czym jest bezpowrotnie tracona.

W polskich warunkach korzystna wydaje się instalacja, w której prąd wytworzony w turbinie wykorzysta się do przygotowania ciepłej wody użytkowej. Jest to najtańsza i najprostsza forma wykorzystania energii wiatru, bowiem cała wyprowadzona moc zostanie zamieniona w ciepło, wahania mocy czy częstotliwości nie mają większego znaczenia.

### **6.1.2. Praca na sieć sztywną**

Na rynku dostępne są małe turbiny wyposażone w inwerter – urządzenie, które reguluje napięcie i częstotliwość do poziomu umożliwiającego synchronizację elektrowni z siecią. Zaletą sieci jest to, że zapewnia odbiór wyprodukowanej energii i pewność ciągłości zasilania w bezwietrzne dni. Aby przyłączyć do sieci urządzenie wytwórcze, jakim jest wiatrak i zarabiać na wyprodukowanej energii należy podpisać odpowiednią umowę z lokalnym zakładem energetycznym. Trzeba będzie wykonać odpowiednie przyłącze wiatraka



do sieci z zaawansowaną automatyką dbającą o odpowiednie parametry energii produkowanej w elektrowni i umożliwiającą synchronizację z siecią, niezbędna będzie koncesja na wytwarzanie energii, oraz zarejestrowanie działalności gospodarczej, pozostaje jeszcze system zachęt w postaci świadectw pochodzenia energii.

## 6.2. Potencjał wietrzny lokalizacji.

Przed podjęciem decyzji o rozpoczęciu inwestycji w przydomową elektrownię wiatrową należy oszacować potencjał wietrzny lokalizacji. Dla dużych farm wiatrowych zleca się to firmie zewnętrznej, która stawia maszt pomiarowy i przez okres, co najmniej 1 roku wykonuje pomiary wietrzności. Na meteorologicznym maszcie pomiarowym są umieszczone na trzech poziomach czujniki mierzące prędkość i kierunek wiatru oraz dodatkowo ciśnienie, wilgotność i temperaturę powietrza. Jest to konstrukcja rurowa lub kratownicowa nietrwale związana z gruntem, stabilizowana jedynie odciągami linowymi. W Polsce jest kilka firm specjalizujących się w stawianiu tego typu masztów oraz dalszą obróbką uzyskanych danych meteorologicznych. Koszt takiej usługi przewyższa wartość całej instalacji przydomowej, można, więc zlecić wykonanie audytu wietrzności w oparciu o cyfrowy atlas wietrzności, który bazuje na specjalnych programach np. WindPro, W ASP oraz danych historycznych terenu, wizji lokalnej, danych satelitarnych, mapach z geoportalu. Wynikami obliczeń przy wykorzystaniu w/w programów są:

- energia wiatru na dowolnej wysokości w przedziale 10 – 100 m nad poziomem morza w kWh/m<sup>2</sup>,
- roczna produkcja energii dla wybranej elektrowni wiatrowej w kWh/a.

Metoda ta umożliwia również ocenę energii wiatru dla czterech klas szorstkości oraz dla pięciu wysokości i dwunastu kierunków wiatru. Nie nadaje się natomiast do stosowania w obszarach górzystych.

Najprostszym sposobem oszacowania wietrzności terenu jest zaczerpnięcie informacji z Atlasów Klimatycznych Polski autorstwa Haliny Lorenc z IMiGW (niezbędne jest również uzyskanie informacji planistycznych gminy). Jest to metoda jedynie szacunkowa oparta na danych ze stacji meteorologicznych i standardowych rozkładach prędkości wiatru, które są niewystarczające na potrzeby energetyki wiatrowej. W stacjach tych określone są średnie miesięczne i średnie roczne prędkości wiatru. Na podstawie tych danych sporządza się tablice pozwalające na szacunkowe określenie zasobów energii wiatru. Opracowane są również wykresy zależności średniej prędkości wiatru od czasu trwania wiatru w różnych przedziałach prędkości. Na ich podstawie określa się rozkład prędkości wiatru dla różnych jej przedziałów, czyli określa się, ile godzin w roku wiatr wieje z określoną prędkością.

Istnieją również mapy potencjału energetycznego wiatru w kWh/m<sup>2</sup>\*rok wyznaczonych na podstawie danych meteorologicznych. W celu obliczenia rocznej produkcji energii należy znać tylko powierzchnię wirnika i sprawność ogólną elektrowni.

Istnieje również możliwość oceny energii wiatru i wydajności elektrowni wiatrowej poprzez powiązanie ze sobą średniorocznej prędkości wiatru i prędkości znamionowej elektrowni wiatrowej. Metoda ta opiera się na wzorach określających moc i energię wiatru, a także na wzorze opisującym zmiany prędkości wiatru wraz ze wzrostem wysokości nad powierzchnią gruntu. Wykorzystuje się również model Weibulla do oceny rozkładu średniorocznej prędkości wiatru.



### 6.2.1. Moc elektrowni

Moc elektrowni wiatrowej (teoretyczna) o powierzchni wirnika wynoszącej A:

$$N = \frac{\rho \cdot A \cdot v^3}{2}, \quad \text{W} \quad (6.1)$$

gdzie:

A – powierzchnia wirnika, m<sup>2</sup>,

ρ - gęstość powietrza, kg/m<sup>3</sup>, 1,225 kg/m<sup>3</sup> dla 15°C, 1,29 kg/m<sup>3</sup> dla 0 °C;

v - prędkość wiatru, m/s.

### 6.2.2. Energia wiatru

$$E = \frac{\rho \cdot v^3 \cdot t}{2}, \quad \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} \quad (6.2)$$

gdzie:

t - czas trwania danej prędkości wiatru, h.

Zależność prędkości wiatru od wysokości nad poziomem terenu:

$$V_h = V_0 \left( \frac{h}{h_0} \right)^\alpha, \quad \text{m/s} \quad (6.3)$$

gdzie:

v<sub>0</sub> - prędkość zmierzona na wysokości h<sub>0</sub>, m/s,

v<sub>h</sub> - prędkość obliczona na wysokości h, m/s,

h<sub>0</sub> - wysokość usytuowania wiatromierza, m,

h - wysokość dla której oblicza się prędkość V<sub>h</sub>, m,

α - wykładnik potęgowy (jego wielkość zależy od szorstkości podłoża i czasu uśrednienia prędkości wiatru).

Tablica. 6.1 Charakterystyka klas szorstkości terenu

Klasa szorstkości	Wysokość wiatru gradientowego[m]	Wsp. szorstkości K	Wykładnik potęgowy α	Opis terenu
0	300	0,005	0,15	Teren płaski otwarty, wysokość nierówności mniejsza od 0,5 m
1	330	0,007	0,165	Teren płaski otwarty lub nieznacznie pofalowany, pojedyncza zabudowa

### Zadanie badawcze nr 3:

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



2	360	0,010	0,19	Teren płaski lub pofalowany z otwartymi przestrzeniami, może występować niska zabudowa w znacznej odległości
3	400	0,015	0,22	Teren z przeszkodami, małe miasta
4	440	0,025	0,27	Teren z licznymi przeszkodami w niedużej odległości od siebie min. 300 m
5	500	0,035	0,35	Teren z licznymi przeszkodami, położonymi blisko siebie obszary leśne, centra dużych miast

W rzeczywistości rotor turbiny obracając się zmniejsza prędkość wiatru od niezaburzonej (przed turbiną)  $V_1$  do zredukowanej  $V_2$ . Różnica w prędkości wiatru jest, więc miarą przetworzonej energii kinetycznej obracającej rotorem.

$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{3}$  co oznacza, że idealna turbina spowolni wiatr do 1/3 wartości i odzyska 2/3 energii wiatru. Realnie turbiny wykorzystują znacznie mniej niż 50% mocy wiatru.

Z uwzględnieniem efektywność generatora oraz przekładni wzór na moc turbiny wygląda następująco:

$$N_{\text{rzecz}} = \frac{\rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p \cdot \eta_g \cdot \eta_p}{2}, \quad \text{W} \quad (6.4)$$

gdzie:

$C_p$  - współczynnik efektywności (mocy), teoretycznie 0,59, w praktyce 0,35 dla naprawdę dobrego projektu;

$\eta_g, \eta_p$  – odpowiednio efektywność generatora i przekładni.

Energetyczna wydajność elektrowni wiatrowej zależy od:

- prędkości załączenia elektrowni (prędkość rozruchowa)
- prędkości obliczeniowej, przy której elektrownia osiąga moc znamionową
- maksymalnej prędkości wiatru, przy której elektrownia jest wyłączana

#### 6.2.3. Wydajność turbiny wiatrowej

Wydajność turbiny wiatrowej określa zależność:

$$F = A \cdot K_{\text{el}} \cdot \eta, \quad \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \quad (6.5)$$

gdzie:





A – powierzchnia wykonywana ruchem śmigieł;  $m^2$ ;

$K_{el}$  – potencjał energetyczny wiatru,  $kWh/(m^2 \cdot a)$ , zależy od średniej rocznej prędkości wiatru;

$\eta$  - sprawność turbiny;

Potencjał energetyczny wiatru na wysokości 30 m w funkcji prędkości wiatru przedstawiono w tablicy 6.2.

Tablica. 6.2 Potencjał energetyczny wiatru na wysokości 30m

Potencjał en. wiatru w $kWh/(m^2 \cdot a)$	2500	2000	1500	1250	1000	750	500
Prędkość wiatru w m/s	7,0	6,0	5,0	4,5	4,0	3,5	3,0

Sprawność turbin wiatrowych przyjmuje się 0,25 dla rozwiązań profesjonalnych i 0,1-0,15 dla konstrukcji amatorskich.

### 6.3. Budowa przydomowej elektrowni wiatrowej w Polsce – prawodawstwo.

#### 6.3.1. Zgłoszenie przystąpienia do budowy lub wykonania robót budowlanych i pozwolenie na budowę

Zgodnie z obowiązującym **Prawem Budowlanym ( Dz.U. 2010 nr 243 poz. 1623 Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 12 listopada 2010 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy - Prawo budowlane)** przystępując do budowy elektrowni wiatrowej, należy uzyskać pozwolenie na budowę. Według w/w ustawy części budowlane urządzeń technicznych (m.in. elektrowni wiatrowych) oraz fundamenty pod maszty i urządzenia składające się na całość użytkową traktowane są jako budowle, co oznacza, że wymagane pozwolenie na budowę dotyczy masztu, a nie samej elektrowni wiatrowej. (art. 3, ust. 3). Jeżeli wiatrak jest tylko „urządzeniem” na obiekcie budowlanym to wystarczy złożyć „Zgłoszenie przystąpienia do budowy lub wykonania robót budowlanych” w wydziale Architektury i Budownictwa odpowiedniego Urzędu. Jeżeli po upływie 1 miesiąca urząd nie zgłosi sprzeciwu – zgłoszenie nabiera mocy prawnej i można rozpocząć budowę. Należy tutaj pamiętać o dodatkowym wzmocnieniu konstrukcji tego obiektu i uwzględnienie tego w projekcie budowlanym. Zgodnie z **art. 30, ust. 1 pkt. 3c w/w ustawy** zgłoszenie w odpowiednim urzędzie nie jest wymagana dla urządzeń stawianych na innych obiektach o wysokości poniżej 3m.

Jeżeli maszt nie będzie usadowiony na fundamencie, czyli nie będzie trwale związany z gruntem np. poprzez zastosowanie odciągów, wtedy również można złożyć zgłoszenie robót budowlanych niewymagających pozwolenia na budowę, ale niestety interpretacja przepisów w Polsce leży po stronie urzędników i może się zdarzyć, że będzie korzystna dla jednej osoby, a dla innej nie.

Wraz z wnioskiem o pozwolenie na budowę należy złożyć projekt elektrowni wiatrowej wykonany przez projektanta posiadającego stosowne uprawnienia budowlane. Instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru o całkowitej wysokości nie niższej niż 30 m są przedsiębiorstwem mogącym potencjalnie, znacząco oddziaływać na środowisko. (**Dz.U. 2010 nr 213 poz. 1397, Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco**



oddziaływać na środowisko). W tej sytuacji należy wysłać zapytanie do właściwego organu o konieczność sporządzenia raportu o oddziaływaniu na środowisko.

### 6.3.2. Ulga dla rolników

Zgodnie z Ustawą o podatku rolnym z dn. 15 listopada 1984 r. (art. 13), podatnikom podatku rolnego przysługuje ulga inwestycyjna z tytułu wydatków poniesionych na zakup i zainstalowanie urządzeń do wykorzystywania na cele produkcyjne naturalnych źródeł energii (wiatru, biogazu, słońca, spadku wód).

### 6.3.3. Koncesje i opodatkowanie

W celu wprowadzenia wytworzonej energii z elektrowni wiatrowej do sieci, jak również przy wnioskowaniu o wydanie świadectw pochodzenia energii z OZE konieczne jest uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii z OZE. „Sprzedawca z urzędu” wyłoniony przez Prezesa URE w drodze przetargu zobowiązany do zakupu całości zaoferowanej mu energii elektrycznej wytworzonej w OZE, ( art. 9a ust. 6 prawa energetycznego) a czyni to po cenie stanowiącej średnią cenę energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym. Współczynnik ten ogłaszany jest corocznie przez Prezesa URE do dnia 31 marca i wynosi w tym roku 195,32 zł za MWh. (Algorytm obliczania tej wartości <http://www.elektrownie-wiatrowe.org.pl/files/ure.pdf> ). Nie ma obowiązku zawierania przez wytwórcę energii w OZE umowy o sprzedaż energii elektrycznej właśnie ze sprzedawcą z urzędu. Właściciel wiatraka może zawrzeć tę umowę z innym przedsiębiorstwem obrotu energią elektryczną na dowolnie wynegocjowanych przez siebie warunkach.

W związku ze sprzedażą wyprodukowanej energii do sieci należy opłacać podatek dochodowy. W przypadku produkcji na własny użytek takiego obowiązku nie ma.

### 6.3.4. Podatek akcyzowy

Zgodnie z art. 9 ust. 1 pkt. 4 Ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym Dz.U. 2009 nr 3 poz. 11, „zużycie energii elektrycznej przez podmiot nieposiadający koncesji, o której mowa w pkt 2, który wyprodukował tę energię;” jest przedmiotem opodatkowania akcyzą.

Istnieje również zapis w postaci art. 30. ust. 1 w/w ustawy: „Zwalnia się od akcyzy energię elektryczną wytwarzaną z odnawialnych źródeł energii, na podstawie dokumentu potwierdzającego umorzenie świadectwa pochodzenia energii, w rozumieniu przepisów prawa energetycznego.”

Wskazane zwolnienie stosuje się nie wcześniej niż z chwilą otrzymania dokumentu potwierdzającego umorzenie świadectwa pochodzenia energii przez obniżenie akcyzy należnej od energii elektrycznej za najbliższe okresy rozliczeniowe.

W/w zapisy ciężko zastosować w przypadku przydomowej elektrowni wiatrowej, produkującej energię tylko na własne potrzeby, ponieważ właściciel wiatraka nie jest przedsiębiorstwem energetycznym, nie posiada koncesji, nie jest nawet odbiorcą końcowym i w tej sytuacji nie otrzyma dokumentu umorzenia świadectwa pochodzenia energii. Zgodnie z art.9e ust. 13 „Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, odbiorcy końcowego oraz towarowego domu maklerskiego lub domu maklerskiego, o których mowa w art. 9a ust. 1a, którym przysługują prawa majątkowe



wynikające ze świadectw pochodzenia umarza, w drodze decyzji, te świadectwa w całości lub części.”

Zapłacenie podatku akcyzowego też będzie trudne, ponieważ instalacja nie posiada licznika energii, który jest w tej sytuacji podstawą, aby określić ilość energii, za jaką należy podatek zapłacić. Oznacza to, że przepisy są przygotowane dla większych wytwórców energii, którzy będą ją dalej odsprzedawać. Jedynym rozwiązaniem w tej sytuacji jest wystosowanie stosownego pisma do właściwego dla lokalizacji turbiny Naczelnika Urzędu Celnego i zastosować się do jego interpretacji przytoczonych zapisów ustawy.

Istnieje również zapis w § 9 Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 23 sierpnia 2010 r. w sprawie zwolnień od podatku akcyzowego, **Dz.U. 2010 nr 159 poz. 1070**, który to mówi, że „Zwalnia się od akcyzy zużycie energii elektrycznej wyprodukowanej z generatora o łącznej mocy nieprzekraczającej 1 MW,(...) pod warunkiem że od wyrobów energetycznych wykorzystywanych do produkcji tej energii elektrycznej została zapłacona akcyza w należytym wysokości. Producent energii z odnawialnego źródła nie wykorzystuje w procesie produkcji żadnych wyrobów energetycznych, a więc powyższy zapis również nie skutkuje w przypadku elektrowni wiatrowych.

### 6.3.5. Odległość wiatraka od zabudowań gospodarczych

Najważniejszym parametrem przy projektowaniu elektrowni wiatrowej jest jej oddziaływanie akustyczne, czyli hałas. Dopuszczalny poziom hałasu, jaki może "docierać" do zabudowy określony jest w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego oraz wynika z zapisów **rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku [Dz. U. z dnia 5 lipca 2007r. Nr 120, poz. 826]**

Stawiając turbiny wiatrowe na określonym terenie powinno wyznaczyć się izofonę i na tej podstawie dobiera się odległość od zabudowy, żeby spełnić warunki zawarte w rozporządzeniu (45 dB)- tutaj kluczową rolę odgrywa dopuszczalny poziom hałasu w porze nocnej. Do przeprowadzenia obliczeń niezbędne są następujące informacje:

- poziom mocy akustycznej turbiny (najczęściej producenci posiadają protokoły z badań, więc nie ma z tym problemu);
- wysokość turbiny (znana);
- ukształtowanie terenu (na podstawie map topograficznych lub cyfrowy model terenu z zasobów Ośrodka Dokumentacji Geodezyjnej i Kartograficznej);
- pokrycie terenu;

Przy określaniu odległości wiatraka od zabudowy należy również poruszyć temat efektu migotania cienia. Jest to zagadnienie szeroko dyskutowane w ostatnim czasie przez przeciwników elektrowni wiatrowych. W tym miejscu należy podkreślić, iż częstotliwość występowania tego zjawiska nie jest uwarunkowana przez polskie prawodawstwo.

Istnieje jeszcze zapis, który zgodnie z obwieszczeniem Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 stycznia 2007 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu **Ustawy o Drogach Publicznych Dz.U. 2007 nr 19 poz. 115 art. 43. ust. 1** stanowi, iż obiekty budowlane przy drogach powinny być usytuowane w pewnej odległości od zewnętrznej krawędzi jezdni. Zależność ta została przedstawiona w tablicy 5.3.



Tablica. 6.3 Odległość turbiny wiatrowej od drogi w zależności od położenia na terenie zabudowanym lub niezabudowanym

Lp	Rodzaj drogi	W terenie zabudowy	Poza terenem zabudowanym
1	Autostrada	30 m	50 m
2	Droga Ekspresowa	20 m	20 m
3	Droga ogólnodostępna:		
	a) krajowa	10 m	25 m
	b) wojewódzka, powiatowa	8 m	20 m
	c) gminna	6 m	15 m

Każdy z operatorów energetycznych wskazuje minimalne odległości, które należy zachować przy lokalizacji turbin. Odległości te są liczone z uwzględnieniem wysokości wieży i średnicy rotora i są one różne dla poszczególnych zakładów energetycznych.

#### 6.4. Algorytm symulacji energetycznych wykorzystania małych (przydomowych) elektrowni wiatrowych wykorzystujący dane meteorologiczne

##### 6.4.1. Dane wejściowe do obliczeń

Do przeprowadzenia obliczeń wykorzystywane są dane meteorologiczne dostępne na stronie internetowej Ministerstwa Infrastruktury, udostępnione na potrzeby sporządzania świadectw charakterystyki energetycznej budynków, w ramach, których zestawiono typowe lata meteorologiczne dla wybranych lokalizacji. Do symulacji energetycznych wykorzystania przydomowych elektrowni wiatrowych wykorzystywane są dane o prędkości wiatru dla każdej godziny typowego roku:

- $WS_i$  – średnia prędkość wiatru (w m/s) dla  $i$ -tej godziny roku,

W zakresie parametrów urządzeń oraz sposobu ich zainstalowania wykorzystywane są następujące dane:

- WH – wysokość zainstalowania mikrowiatraka ponad poziomem terenu (w m),
- WCT – współczynnik topograficzny określony zgodnie z EN ISO 15927-1:2003 rozdział 7.2,
- WKR – współczynnik określający kategorię terenu określony zgodnie z EN ISO 15927-1:2003 rozdział 7.2,
- Wz0 – współczynnik określający chropowatość terenu określony zgodnie z EN ISO 15927-1:2003 rozdział 7.2,
- Wzmin – wysokość minimalna zainstalowania elektrowni dla danej kategorii terenu określona zgodnie z EN ISO 15927-1:2003 rozdział 7.2,
- Wpa – gęstość powietrza ( $1,225 \text{ kg/m}^3$ ),
- WL – liczba zainstalowanych jednakowych mikrowiatraków,
- WA – powierzchnia czynna pojedynczego mikrowiatraka,
- WSmin – minimalna prędkość wiatru, przy której wytwarzana jest energia elektryczna,
- WSnom – prędkość wiatru, przy której mikrowiatrak osiąga moc znamionową,
- WSmax – maksymalna dopuszczalna prędkość wiatru – prędkość wiatru, przy której następuje zatrzymanie elektrowni wiatrowej ze względów bezpieczeństwa.



- WP<sub>nom</sub> – moc znamionowa elektrowni wiatrowej

W trakcie procesu obliczeniowego wyznacza się następujące wielkości:

- W<sub>ηn</sub> – sprawność elektrowni wiatrowej w warunkach znamionowych,
- WSH<sub>i</sub> – obliczeniowa prędkość wiatru dla warunków zainstalowania elektrowni wiatrowej dla i-tej godziny roku,
- WPJ<sub>i</sub> – gęstość mocy wiatru dla zadanej prędkości wiatru na wysokości zainstalowania elektrowni dla i-tej godziny roku,
- WP<sub>i</sub> – moc dostarczana z elektrowni wiatrowej w i-tej godzinie roku,
- WE<sub>i</sub> – energia dostarczana z zestawu jednakowych elektrowni wiatrowych w i-tej godzinie roku.

#### 6.4.2. Przebieg obliczeń

Obliczenia prowadzone są w następującej kolejności:

##### 6.4.2.1 Obliczenia pomocnicze – określenie sprawności elektrowni wiatrowej dla warunków znamionowych

$$W_{\eta n} = WP_{nom} / (0,5 * W_A * W_{pa} * (W_{Snom})^3) \quad (6.6)$$

Wyznaczona sprawność nie powinna przekraczać wartości 0,5926 – granicznej teoretycznej sprawności elektrowni wiatrowych.

##### 6.4.2.2 Wyznaczenie obliczeniowej prędkości wiatru dla warunków zainstalowania elektrowni wiatrowej dla każdej godziny roku

dla  $WH \geq W_{zmin}$

$$WSH_i = WS_i * WCT * WKR * \ln(WH/Wz0) \quad (6.7)$$

dla  $WH < W_{zmin}$

$$WSH_i = WS_i * WCT * WKR * \ln(Wzmin/Wz0) \quad (6.8)$$

##### 6.4.2.3 Wyznaczenie gęstości mocy wiatru dla zadanej prędkości wiatru na wysokości zainstalowania elektrowni dla i-tej godziny roku ( $W/m^2$ )

$$WPJ_i = 0,5 * W_{pa} * (WSH_i)^3 \quad (6.9)$$

##### 6.4.2.4 Wyznaczenie mocy dostarczanej z elektrowni wiatrowej w i-tej godzinie roku

Obliczenia można przeprowadzić w zależności od zakresu dostępnych danych charakteryzujących turbinę wiatrową. Mianowicie, jeżeli dostępne są charakterystyki określające moc turbiny wiatrowej osiąganą w zależności od prędkości wiatru – należy skorzystać z tych charakterystyk:

$$WP_i(WSH_i) \quad (6.10)$$



W przypadku braku danych w zakresie rzeczywistej charakterystyki elektrowni wiatrowej zastosowanie ma charakterystyka typowa obejmująca 4 obszary: poniżej minimalnej prędkości wiatru elektrownia nie pracuje, w zakresie od prędkości startowej do prędkości znamionowej pracuje ze znamionową sprawnością, powyżej prędkości znamionowej, w zakresie aż do prędkości maksymalnej pracuje ze znamionową mocą, powyżej prędkości maksymalnej następuje zahamowanie wirnika elektrowni i brak produkcji energii elektrycznej:

dla  $WSH_i < WS_{min}$ :

$$WP_i = 0 \quad (6.11)$$

dla  $WSH_i \geq WS_{min}$  oraz  $WSH_i < WS_{nom}$ :

$$WP_i = WP_j * W_{\eta n} * W_A \quad (6.12)$$

dla  $WSH_i \geq WS_{nom}$  oraz  $WSH_i \leq WS_{max}$ :

$$WP_i = WP_{nom} \quad (6.13)$$

dla  $WSH_i > WS_{max}$ :

$$WP_i = 0 \quad (6.14)$$

**6.4.2.5** Dla zestawu jednakowych elektrowni wiatrowych energia wytworzona w *i*-tej godzinie określona jest zależnością:

$$WE_i = WP_i * WL * t \quad (6.15)$$

gdzie:

t - długość okresu obliczeniowego; w rozpatrywanym przypadku  $t = 1$  h.

W przypadku, gdy w rozpatrywanym budynku występują różne (odmiennych typów, zainstalowane na różnych wysokościach lub w różnych warunkach terenowych) elektrownie wiatrowe, obliczenia należy przeprowadzić osobno dla każdego rodzaju elektrowni.

Uzyskany wynik obliczeń (energia możliwa do wytworzenia w przydomowej elektrowni wiatrowej w *i*-tej godzinie roku) stanowi wejście dla procedur obliczeniowych w zakresie bilansu energii w budynku.

### 6.4.3. Przykład obliczeniowy

Poniżej przedstawiono przykład obliczeniowy w zakresie wyznaczenia energii elektrycznej uzyskanej przydomowej elektrowni wiatrowej dla jednej godziny w roku.

#### 6.4.3.1 Dane wejściowe do obliczeń:

WH = 15 m



$$WL = 1$$

-warunki zainstalowania elektrowni: teren rolniczy z niewielkimi zadrzewieniami, niewielkie zabudowania rolnicze, domy lub drzewa,

$$WCT = 1$$

$$WKR = 0,19$$

$$Wz0 = 0,05$$

$$Wzmin = 4 \text{ m}$$

$$Wpa = 1,225 \text{ kg/m}^3$$

$$WA = 12 \text{ m}^2$$

$$WSmin = 3 \text{ m/s}$$

$$WSnom = 9 \text{ m/s}$$

$$WSmax = 50 \text{ m/s}$$

$$WPnom = 3000 \text{ W}$$

$$WS_i = 6 \text{ m/s}$$

#### 6.4.3.2 Obliczenia prowadzone są w następującej kolejności:

Obliczenia pomocnicze – określenie sprawności elektrowni wiatrowej dla warunków znamionowych:

$$W\eta_n = 3000 / (0,5 * 12 * 1,225 * 93) = 0,5599 \quad (6.16)$$

Spełniona jest zależność, że wyznaczona sprawność nie powinna przekraczać wartości 0,5926 – granicznej teoretycznej sprawności elektrowni wiatrowych.

Wyznaczenie obliczeniowej prędkości wiatru dla warunków zainstalowania elektrowni wiatrowej dla każdej godziny roku: - zachodzi warunek  $WH \geq Wzmin$ , dlatego

$$WSH_i = 6 * 1 * 0,19 * \ln(15/0,05) = 6,5 \text{ m/s} \quad (6.17)$$

Wyznaczenie gęstości mocy wiatru dla zadanej prędkości wiatru na wysokości zainstalowania elektrowni dla i-tej godziny roku ( $W/m^2$ )

$$WPJ_i = 0,5 * 1,225 * 6,5^3 = 168,2 \text{ W/m}^2 \quad (6.18)$$

Wyznaczenie mocy dostarczanej z elektrowni wiatrowej w i-tej godzinie roku

Brak danych w zakresie rzeczywistej charakterystyki rozpatrywanej elektrowni. Zachodzi warunek  $WSH_i \geq WSmin$  oraz  $WSH_i < WSnom$ :

$$WP_i = 168,2 * 0,5599 * 12 = 1130,1 \text{ W} \quad (6.19)$$

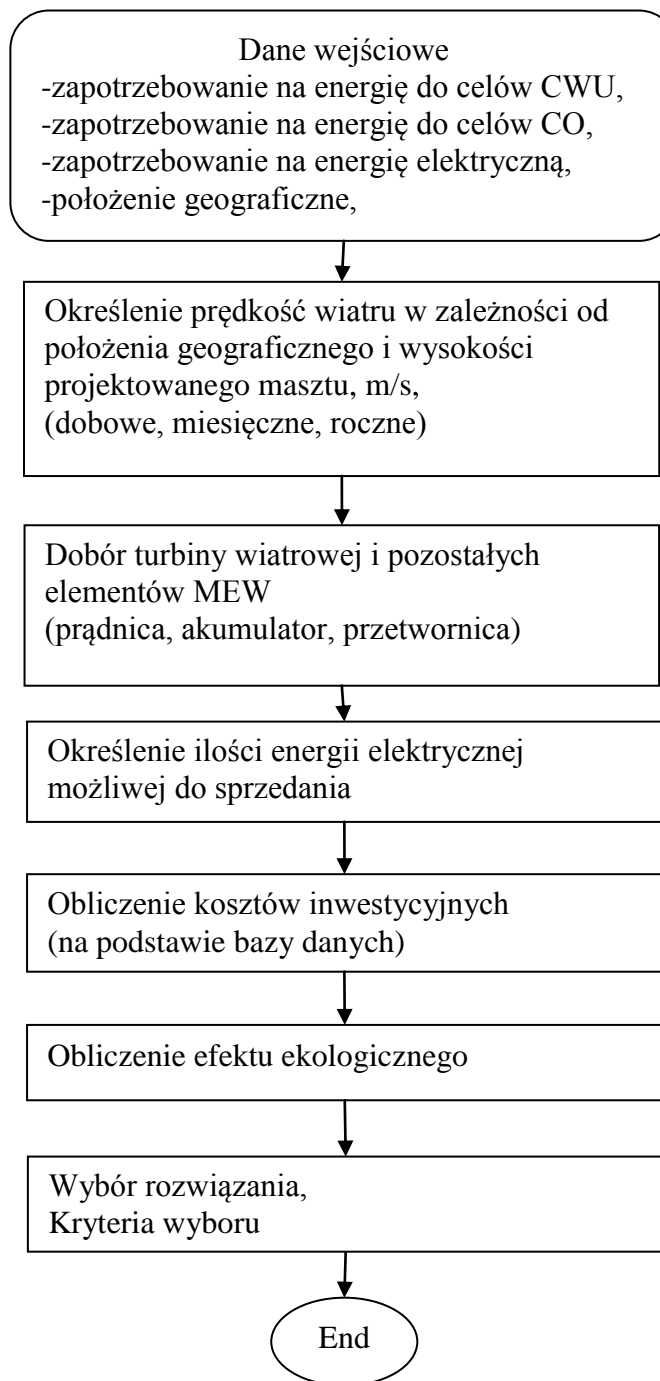
Dla zestawu jednakowych elektrowni wiatrowych energia wytworzona w i-tej godzinie określona jest zależnością:

$$WE_i = 1130,1 * 1 * 1 = 1130,1 \text{ Wh} = 1,1301 \text{ kWh.} \quad (6.20)$$



## 6.5. Schemat blokowy doboru mikrowiatraka

	Dobór mikrowiatraka







---

**BIBLIOGRAFIA DO ROZDZ. 6**

- [6.1] Gomuła S., Woźniak A.: Wpływ charakterystyki elektrowni wiatrowej na wykorzystanie jej mocy nominalnej i wskaźniki ekonomiczne produkcji energii. Czysta Energia – Czyste środowisko, Małopolsko-podkarpacki klaster czystej energii 2008
- [6.2] Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 16 maja 2006 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy - Prawo energetyczne, Dz.U. 2006 nr 89 poz. 625
- [6.3] Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 stycznia 2007 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o drogach publicznych, Dz.U. 2007 nr 19 poz. 115
- [6.4] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku, Dz.U. 2007 nr 120 poz. 826
- [6.5] Ustawa z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym, Dz.U. 2009 nr 3 poz. 11
- [6.6] Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 20 lipca 2006 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o podatku rolnym, Dz.U. 2006 nr 136 poz. 969
- [6.7] Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, Dz.U. 2010 nr 213 poz. 1397
- [6.8] Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 12 listopada 2010 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy - Prawo budowlane, Dz.U. 2010 nr 243 poz. 1623
- [6.9] Rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 23 sierpnia 2010 r. w sprawie zwolnień od podatku akcyzowego, Dz.U. 2010 nr 159 poz. 1070
- [6.10] Lewandowski W.: Proekologiczne odnawialne źródła energii, WNT
- [6.11] Krawiec F.: Odnawialne źródła energii w świetle globalnego kryzysu energetycznego, Difin
- [6.12] [http://www.cire.pl/pliki/2/elektrownie\\_wiatrowe\\_zyla\\_zlota.pdf](http://www.cire.pl/pliki/2/elektrownie_wiatrowe_zyla_zlota.pdf)
- [6.13] <http://atlaswiatru.pl/index.php/wietrzosc-terenu> Koszt - 163 zł netto + 23 % VAT
- [6.14] <http://www.agroenergetyka.apra.pl/index.php?content=1334>
- [6.15] <http://www.baza-oze.pl/enodn.php?action=show&id=16>
- [6.16] <http://www.windpower.com.pl/?a=article&id=39>
- [6.17] <http://www.sunnylife.pl/oferta.php?lang=pl&p1=18&id=390>

