



KAPITAŁ LUDZKI
NARODOWA STRATEGIA SPÓJNOŚCI

UNIA EUROPEJSKA
EUROPEJSKI
FUNDUSZ SPOŁECZNY



Materiał współfinansowany ze środków Unii Europejskiej
w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego



**Materiał wspierający
realizację programu
„Odnawialne Źródła Energii”**



EKSPERT-SITR
Spółka z o.o. w Koszalinie

WYŻSZA SZKOŁA
INFRASTRUKTURY
I ZARZĄDZANIA
W WARSZAWIE



Praca zbiorowa

Materiał wspierający realizację programu
„Odnawialne Źródła Energii”
dla uczniów szkół ponadgimnazjalnych

Materiał wspierający realizację programu „Odnawialne Źródła Energii” powstał w ramach projektu „Praktyczny program z zakresu OZE – innowacja dla szkół ponadgimnazjalnych”

Projekt realizowany jest w ramach
Działania 3.3 Programu Operacyjnego Kapitał Ludzki „Poprawa jakości kształcenia”

nr umowy: UDA-POKL. 03.03.04-00-023/10

Materiał współfinansowany ze środków Unii Europejskiej
w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego

Lider projektu: EKSPERT-SITR Spółka z o.o. w Koszalinie
Partner projektu: Wyższa Szkoła Infrastruktury i Zarządzania
w Warszawie

Recenzent:

dr hab. inż. Wojciech Gotkiewicz

Praca zbiorowa pod redakcją dr inż. Urszuli Gołębiowskiej

Autorzy:

prof. dr hab. Włodzimierz Deluga

dr hab. inż. Bartosz Mickiewicz

dr Paweł Zienkiewicz

mgr inż. Wojciech Krużewski

mgr inż. Ewelina Katewicz

Współpraca:

mgr inż. Beata Bronk

mgr inż. Katarzyna Domnik

mgr Jarosław Gopek

mgr inż. Izabela Kaczmarek

mgr Magdalena Lewicka

Skład i opracowanie:

inż. Radosław Brzeziński

Publikacja jest dystrybuowana bezpłatnie.

Wszelkie znaki towarowe i nazwy własne zostały użyte wyłącznie w celach informacyjnych.

Koszalin, 2013

ISBN: 978-83-62621-08-8

SPIS TREŚCI

Wstęp	7
Rozdział 1. Wprowadzenie	9
1.1. Energia	9
1.2. Znaczenie energii elektrycznej w gospodarce narodowej	9
1.3. Charakterystyka konwencjonalnych i niekonwencjonalnych źródeł energii	11
1.4. Zasoby energii odnawialnej w Polsce i na świecie	13
1.4.1. Energia wiatru	13
1.4.2. Energetyka geotermalna	14
1.4.3. Energetyka solarna	14
1.4.4. Energetyka wodna	15
1.4.5. Energia biomasy	16
1.5. Zagrożenia dla środowiska wynikające ze stosowania konwencjonalnych źródeł energii	16
1.6. Sposoby wykorzystania odnawialnych źródeł energii	18
1.7. Korzyści ze stosowania energii odnawialnej w rolnictwie	19
1.8. Udział energii odnawialnej w ogólnym bilansie energetycznym	19
Rozdział 2. Biomasa i jej wykorzystanie do celów energetycznych	21
2.1. Charakterystyka i rodzaje biomasy	21
2.2. Potencjał biomasy w Polsce	22
2.2.1. Potencjał biomasy na cele energetyczne	22
2.2.2. Potencjał trwałych użytków zielonych	23
2.2.3. Potencjał biomasy leśnej na cele energetyczne	23
2.2.4. Potencjał biomasy z upraw wieloletnich roślin energetycznych	24
2.3. Wykorzystanie biomasy	24
2.3.1. Spalanie i współspalanie	24
2.3.2. Gazyfikacja i piroliza	25
2.3.3. Procesy biochemiczne	26
2.4. Wybrane technologie i urządzenia stosowane w przetwarzaniu biomasy	27
2.4.1. Kotły do spalania drewna	27
2.4.2. Kotły małej mocy	27
2.4.3. Piec MS	28
2.4.4. Kotły dużej mocy	28
2.4.5. Kotły zgazowujące biomasę	28
2.4.6. Kotły do spalania słomy	29
2.4.7. Kotły małej mocy na słomę	30
2.4.8. Kotłownie dużej mocy do spalania słomy	30
2.4.9. Instalacje do termicznego przetwarzania odpadów	31
2.5. Ekonomiczne aspekty wykorzystania biomasy rolniczej do ogrzewania budynków	32
Rozdział 3. Rośliny energetyczne	35
3.1. Charakterystyka wybranych roślin energetycznych uprawianych w Polsce	35
3.1.1. Miskant olbrzymi	35
3.1.2. Sorgo	36
3.1.3. Róża wielokwiatowa	36
3.1.4. Wierzba energetyczna	37
3.1.5. Topinambur	37
3.1.6. Ślazier pensylwański	38
3.1.7. Topola	38
3.1.8. Mozga trzcinowata	39
3.1.9. Kukurydza	39
3.1.10. Rzepak ozimy	40
3.1.11. Burak energetyczny	40

3.2. Plantacje energetyczne w Polsce	41
3.3. Zbiór, transport oraz przechowywanie roślin energetycznych	42
3.4. Produkt finalny. Technologie i urządzenia stosowane przy wytwarzaniu peletów, brykietów, zrębków, bel i kostek	43
3.5. Technologie i urządzenia stosowane w zrębkowaniu, brykietowaniu i peletowaniu	44
3.5.1. Zrębkowanie	44
3.5.2. Brykietowanie i peletowanie	44
3.6. Struktura nakładów wykorzystywanych przy uprawie i przetwarzaniu roślin energetycznych	45
3.7. Przepisy BHP oraz ocena oddziaływania upraw energetycznych na środowisko naturalne	47
Rozdział 4. Biopaliwa płynne i gazowe	51
4.1. Klasyfikacja i charakterystyka biopaliw	51
4.1.1. Paliwa na bazie olejów roślinnych	51
4.1.2. Paliwa na bazie alkoholi	52
4.1.3. Generacje biopaliw	53
4.1.4. Biogaz jako paliwo samochodowe	53
4.2. Procesy biochemiczne wykorzystywane w produkcji biopaliw	54
4.2.1. Fermentacja alkoholowa	54
4.2.2. Procesy przekształcania olejów roślinnych	54
4.2.3. Technologia produkcji biopaliw	54
4.2.4. Metody produkcji biodiesla i bioetanolu	55
4.2.5. Surowce stosowane do produkcji biopaliw płynnych	56
4.2.6. Koszty produkcji biopaliw	57
4.2.7. Metody produkcji metanolu oraz wodoru	58
4.2.8. Produkcja wodoru	59
4.3. Metody pozyskiwania biogazu z odpadów komunalnych	60
4.4. Silniki przystosowane do spalania biopaliwa	60
4.5. Paliwa konwencjonalne i biopaliwa – analiza porównawcza	61
4.5.1. Paliwa do silników wysokoprężnych	61
4.5.2. Paliwa do silników niskoprężnych	62
4.6. Gospodarcze i ekologiczne korzyści z produkcji biopaliw	62
4.6.1. Gospodarka	62
4.6.2. Ekologia	63
4.7. Regulacje prawne dotyczące stosowania biopaliw	64
Rozdział 5. Energia słoneczna	67
5.1. Możliwości wykorzystania energii słonecznej w rolnictwie	67
5.2. Typy instalacji słonecznych	68
5.3. Elementy instalacji solarnych	69
5.3.1. Kolektor słoneczny	69
5.3.2. Zasobnik na ciepłą wodę	72
5.3.3. Układ zabezpieczający	73
5.3.4. Układ sterowniczo-pompowy	73
5.3.5. Płyn solarny	73
5.3.6. Połączenie elementów instalacji	73
5.4. Lokalizacja, zakup, montaż, odbiór techniczny kolektorów słonecznych	73
5.5. Budowa i działanie instalacji solarnych stosowanych do podgrzewania wody i powietrza	74
5.5.1. Kolektor cieczowy	74
5.5.2. Kolektor powietrzny	75
5.6. Ogniwa fotowoltaiczne	76

5.7. Rodzaje systemów fotowoltaicznych	77
5.7.1. Systemy wolno-stojące	77
5.7.2. Systemy hybrydowe	77
5.7.3. Systemy dołączone do sieci energetycznych	78
5.8. Elementy instalacji fotowoltaicznych	78
5.9. Programy komputerowe wspierające dobór instalacji solarnych	78
5.10. Perspektywy rozwoju energetyki słonecznej w Polsce	79
Rozdział 6. Biogaz	81
6.1. Składniki biogazu i jego właściwości	81
6.2. Proces fermentacji metanowej	81
6.2.1. Fazy powstania biogazu	81
6.2.2. Czynniki środowiskowe wpływające na powstanie biogazu	82
6.3. Surowce do produkcji biogazu rolniczego	83
6.3.1. Odpady pochodzenia rolniczego i przemysłowego	84
6.3.2. Rośliny energetyczne jako substrat	86
6.4. Charakterystyka elementów ciągu technologicznego produkcji biogazu	87
6.4.1. Dostawa, składowanie, uzdatnianie, transport i wprowadzanie substratów	87
6.4.2. Produkcja biogazu	89
6.4.3. Magazynowanie biogazu	89
6.4.4. Uzdatnianie i zastosowanie biogazu	90
6.5. Budowa i wyposażenie biogazowni rolniczej	91
6.5.1. Idea biogazowni rolniczych	91
6.5.2. Typowe urządzenia występujące w instalacji biogazowej	92
6.5.3. Opis i charakterystyka agregatu kogeneracyjnego z silnikiem Otto	94
6.5.4. Instalacje CHP	95
6.6. Uwarunkowania lokalizacyjne biogazowni	96
6.7. Zasada funkcjonowania biogazowni	97
6.8. Cele budowy i korzyści z rozwoju biogazowni rolniczych	98
6.9. Zasada bezpiecznej eksploatacji biogazowni	99
6.9.1. Eksploatacja instalacji biogazu	99
6.9.2. Obsługa	100
6.9.3. Ocena zagrożeń	100
6.9.4. Dokument ochrony przeciwwybuchowej	100
6.9.5. Szkolenia	100
6.9.6. Wytuczne bezpieczeństwa	100
Rozdział 7. Energia wiatru	103
7.1. Rodzaje i parametry wiatru	103
7.2. Możliwości wykorzystania wiatru jako nośnika energii	104
7.3. Budowa i zasada działania elektrowni wiatrowej	104
7.4. Rodzaje turbin wiatrowych	106
7.5. Rozmieszczenie elektrowni wiatrowych pracujących w Polsce	107
7.6. Warunki lokalizacji turbin wiatrowych	110
7.6.1. Wiatr	110
7.6.2. Szorstkość terenu	110
7.6.3. Zabudowa	110
7.6.4. Rozmieszczenie turbin	111
7.7. Elektrownie wiatrowe małej mocy	111
7.8. Wady i zalety małych elektrowni wiatrowych	114
7.9. Wydajność energetyczna siłowni wiatrowej	114
7.10. Sposoby magazynowania energii z elektrowni wiatrowych	115
7.11. Proces inwestowania w elektrownie wiatrowe	118
7.12. Wpływ elektrowni wiatrowych na środowisko przyrodnicze	121

Rozdział 8. Energia wody	125
8.1. Znaczenie wody w życiu człowieka i gospodarce	125
8.2. Energia wody jako odnawialne źródło energii	125
8.3. Rodzaje turbin wodnych	125
8.3.1. Turbina Peltona	126
8.3.2. Turbina Francisa	126
8.3.3. Turbina Kaplana	126
8.3.4. Turbina Banki-Mitchella	127
8.3.5. Turbina typu Turgo	127
8.4. Podział elektrowni wodnych	128
8.4.1. Duże elektrownie wodne	128
8.4.2. Małe elektrownie wodne	129
8.4.3. Pozostałe rodzaje elektrowni wodnych	130
8.5. Budowa hydroelektrowni	132
8.6. Metody magazynowania energii pochodzącej z wody	133
8.7. Wpływ elektrowni wodnych na środowisko	134
Rozdział 9. Energia geotermalna	137
9.1. Techniczne możliwości wykorzystania energii geotermalnej	137
9.2. Dolne i górne źródła ciepła	139
9.3. Budowa i zasada działania sprężarkowej pompy ciepła	140
9.4. Rodzaje pomp ciepła	142
9.5. Zastosowanie pompy ciepła w instalacjach grzewczych oraz instalacjach do przygotowania ciepłej wody użytkowej	149
9.6. Pompy ciepła – wady i zalety	149
9.7. Możliwości wykorzystania pomp ciepła w rolnictwie	149
Rozdział 10. Ekonomia, źródła finansowania przedsięwzięć z zakresu OZE	151
10.1. Bezpieczeństwo energetyczne kraju	151
10.2. Ekonomia odnawialnych źródeł energii w rolnictwie	152
10.2.1. Produkcja biopaliw	153
10.2.2. Energetyka wiatrowa	155
10.2.3. Energetyka wodna	156
10.2.4. Energetyka słoneczna	157
10.2.5. Biogazownia rolnicza	158
10.2.6. Opłacalność produkcji biomasy dla wybranych roślin energetycznych	159
10.2.7. Energetyczne gospodarstwo rolne	162
10.3. Gospodarka zasobami energii pochodzącej z OZE – SMART GRID	163
10.4. Źródła finansowania inwestycji z zakresu OZE	167
Rozdział 11. Prawne aspekty rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce i UE	171
11.1. Polityka energetyczna Polski	171
11.2. Regulacje prawne UE	172
11.3. Polskie przepisy dotyczące OZE i gospodarki energetycznej	173
11.4. Bariery rozwoju energetyki odnawialnej	175
11.5. Promocja stosowania energii ze źródeł odnawialnych	176
Rozdział 12.	179
12.1. Wykaz jednostek	179
12.2. Słowniczek	180
Przypisy	182
Źródła rysunków	186
Źródła tabel	189

Z przyjemnością oddajemy do użytku Materiał wspierający realizację programu „Odnawialne Źródła Energii” dla uczniów szkół ponadgimnazjalnych na temat odnawialnych źródeł energii. Materiał ten został napisany w ramach projektu współfinansowanego ze środków Unii Europejskiej w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego, Działanie 3.3 Programu Operacyjnego Kapitał Ludzki „Poprawa jakości kształcenia” pt. **„Praktyczny program z zakresu OZE – innowacja dla szkół ponadgimnazjalnych”**.

Ma on służyć zarówno uczniom jak i nauczycielom szkół ponadgimnazjalnych a przede wszystkim szkół o profilu rolniczym w trakcie realizacji programu nauczania przedmiotu „Odnawialne Źródła Energii”.

Niewątpliwie potrzeba edukacji w tej dziedzinie jest ogromna, ponieważ Polska wstępując do Unii Europejskiej (EU) przyjęła zobowiązanie, dzięki któremu energetyka w naszym kraju będzie przyjazna środowisku naturalnemu. Służy temu tzw. „Program trzech dwudziestek”, które UE przyjęła w marcu 2007 r. na szczycie w Brukseli. Zakłada on 20-procentowy udział odnawialnych źródeł energii (OZE) w całym bilansie energetycznym UE, 20-procentową oszczędność energii oraz 20-procentową redukcję emisji gazów cieplarnianych.

W dniu 25.06.2009 r. weszła w życie nowa Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE. Według tej dyrektywy do 2020 roku Polska musi zwiększyć do 15%, z obecnych 4,3%, udział energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych. Sektor rolnictwa i jego zaangażowanie w OZE należy do najważniejszych elementów energetyki opartej na rozproszonych źródłach energii, dlatego przede wszystkim program powinny realizować szkoły o profilu rolniczym.

Podniesienie świadomości społeczeństwa w zakresie odnawialnych źródeł energii jest bezwzględnie konieczne, gdyż przyczyni się nie tylko do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego państwa ale również do ochrony środowiska naturalnego przed postępującą degradacją, zanieczyszczeniami i rabunkową gospodarką paliwami pierwotnymi.

Zapotrzebowanie na specjalistów w zakresie odnawialnych źródeł energii jest ogromne, dlatego należy przygotować system oświaty w Polsce na to wyzwanie. Należy w szkołach ponadgimnazjalnych (w pierwszej kolejności w szkołach o profilu rolniczym) upowszechnić nowoczesne technologie oraz zaproponować odejście od wiedzy opartej na suchej podręcznikowej informacji na rzecz myślenia kreatywnego, ekologicznego i globalnego. Szkolnictwo rolnicze na poziomie ponadgimnazjalnym powinno odzyskać prestiż adekwatny do gospodarczego znaczenia produkcji rolniczej w zakresie odnawialnych źródeł energii.

1.1. ENERGIA

Energię określa się jako skalarną wielkość fizyczną charakteryzującą stan materii jako zdolność do wykonania pracy¹. Wyróżniamy różne rodzaje energii: kinetyczną, sprężystości, cieplną i jądrową.

Przykładowe formy energii:

- energia mechaniczna:
 - kinetyczna,
 - potencjalna.
- energia cieplna,
- energia elektryczna,
- energia chemiczna,
- energia jądrowa,
- energia potencjałów termodynamicznych.

Na co dzień mamy do czynienia z każdą z wymienionych form energii. Kiedy stoimy, działa na nas siła przyciągania ziemskiego i mamy energię potencjalną, kiedy się poruszamy, mamy energię kinetyczną, czyli energię ruchu. Fakt, że nasze ciało ma temperaturę 36,6°C, świadczy o tym, że ma ono energię termiczną. Wiązania, z których się składa, mają energię chemiczną. Każda z wymienionych form energii jest ważna z punktu widzenia naszego codziennego życia, a także z punktu widzenia gospodarki, jednak ze względu na tematykę niniejszego opracowania, którą są odnawialne źródła energii, skupimy się **na energii elektrycznej**.

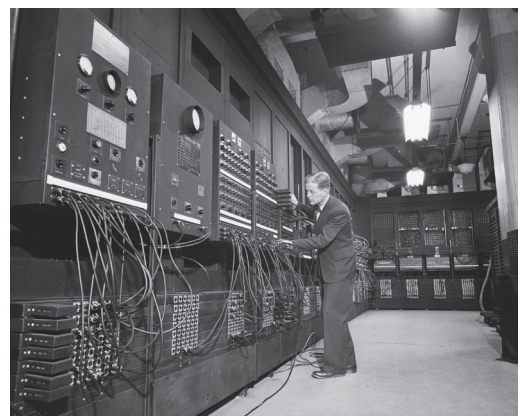
1.2. ZNACZENIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ W GOSPODARCE NARODOWEJ

Pierwsze badania dotyczące energii elektrycznej i magnetyzmu zainicjowane zostały już w XVII wieku. Były to proste doświadczenia dotyczące tarcia bursztynu i innych ciał. Wiedza człowieka o elektryczności rozwijała się znacząco od połowy XVIII wieku. Amerykański mąż stanu i badacz przyrody **Benjamin Franklin** udowodnił, że piorun jest iskrą elektryczną i wynalazł piorunochron, a **Karol Coulomb** odkrył pierwsze prawo ilościowe w historii elektryczności, nazwane później jego nazwiskiem. Wieki XIX i XX obfitowały w odkrycia dotyczące energii elektrycznej. Odkryto wiele praw i zależności, które stanowią podwaliny dzisiejszej wiedzy z zakresu elektryki i elektroniki, m.in. prawo Ohm'a, reguły Ampere'a. **Michael Faraday** stworzył prototyp silnika elektrycznego i przetworzył energię elektryczną w mechaniczną. Odkryte, również przez Faradaya, zjawisko indukcji elektromagnetycznej stało się początkiem współczesnej elektrotechniki i umożliwiło później budowę prądnic, silników, transformatorów.

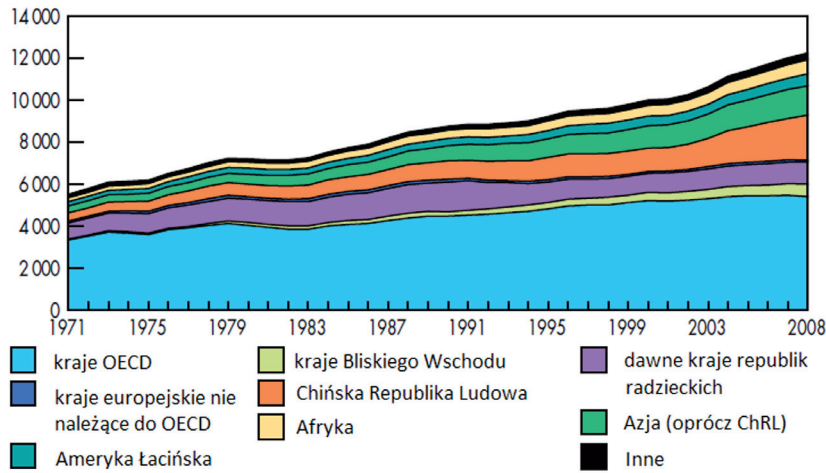
Przełomem było skonstruowanie żarówki przez **Thomasa Alva Edisona** w 1879 r., co dało początek rozpowszechnieniu oświetlenia elektrycznego. Rozwój budowy maszyn elektrycznych, odkrycie około 1860 r. zasady samowzbudzenia, udane konstrukcje prądnic i silników Francuza **T. Gramme'a** i innych umożliwiły w 1881 r. budowę w Berlinie pierwszej linii tramwaju elektrycznego.

W 1882 r. odbyła się pierwsza udana próba przesłania energii elektrycznej na większą odległość. Mimo niewielkiej sprawności był to wielki sukces. W 1891 r. oddano do użytku pierwszą napowietrzną linię przesyłową łączącą elektrownię wodną w Lauffen z Franfurtem nad Menem. Dobre wyniki eksploatacyjne tej linii przyczyniły się w dużej mierze do rozpowszechnienia prądu trójfazowego.

Prąd elektryczny zaczął być wykorzystywany również do celów łączności (aparatus telegraficzny – **Samuel Morse**, uruchomienie pierwszej linii w 1844 r., dalekopis, telefon – opatentowany w 1876 roku przez Alexandra Grahama Bell'a).



Rys. 1. Pierwszy komputer ENIAC



Rys. 2. Światowe zużycie energii pierwotnej w Mtoe w zależności od regionu w latach 1971-2008

Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną było zjawiskiem obserwowanym na całym świecie, wraz z postępowaniem naukowo-technicznym oraz wzrostem liczby ludności (rys. 2). Energia elektryczna w XIX wieku stała się powszechnie dostępna. Okazała się warunkiem dalszego rozwoju gospodarek świata. Dziś już nie można sobie wyobrazić funkcjonowania bez energii elektrycznej. W najbliższym czasie przewiduje się spadek tempa wzrostu liczby ludności na świecie. Mimo to prognozowane jest nadal rosnące zapotrzebowanie na energię. Wpływa na to między innymi rosnąca w skali świata liczba mieszkańców wielkich aglomeracji miejskich. Obecnie w świecie jest pięć aglomeracji o liczbie mieszkańców przewyższającej 15 milionów. Za 20 lat będzie ich o 10 więcej². Innym czynnikiem powodującym wzrost zapotrzebowania na energię jest ciągły rozwój gospodarki światowej. Rosnący PKB oznacza, że światowa produkcja rośnie, a przecież obecnie niemal każdy rodzaj działalności człowieka wymaga, obok materiałów, zużycia energii elektrycznej. Rosnąca liczba ludności, zwłaszcza mieszkańców wielkich miast, a także szeroko rozumiany rozwój gospodarczy świata, powodują, że prognozuje się coraz większe zużycie energii elektrycznej.

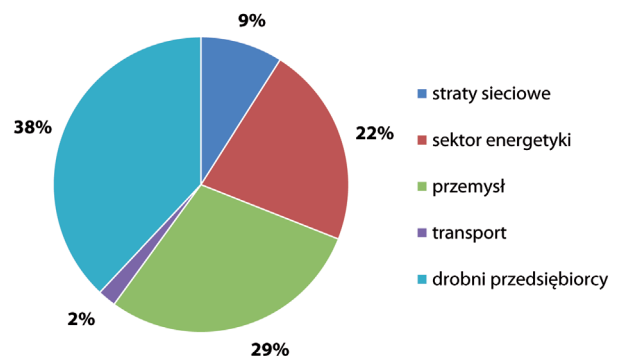
Energia elektryczna wykorzystywana jest powszechnie we wszystkich dziedzinach życia. Najbardziej znaczącym konsumentem energii elektrycznej są gospodarstwa domowe (rys. 3). Wykorzystuje się ją jako źródło energii dla urządzeń elektrycznych, do przygotowywania posiłków, ogrzewania, klimatyzacji i innych. Znaczącym konsumentem energii elektrycznej jest również sektor energetyki.

Rozwinięte gospodarki europejskie potrzebują coraz więcej energii. W ostatnich latach Europa uświadomiła sobie istnienie nowej kategorii globalnych zagrożeń. Są one związane z bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię. Odpowiednio duże, niezawodne, o możliwie zminimalizowanym stopniu obciążenia środowiska naturalnego oraz w akceptowalnej cenie dostawy energii są warunkiem koniecznym dla sprawnego funkcjonowania dzisiejszych społeczeństw.

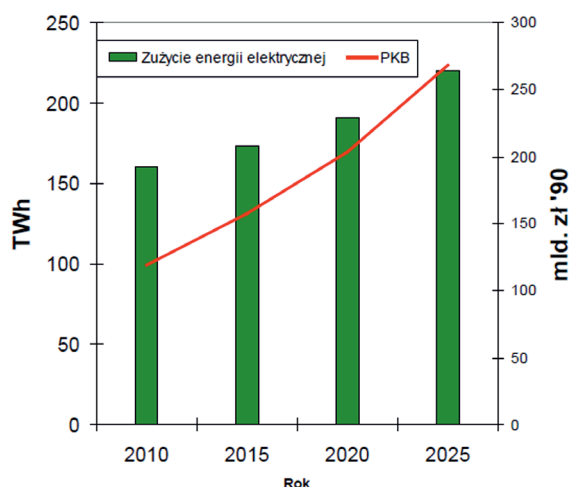
Oparcie systemów energetycznych świata na surowcach kopalnianych jest zjawiskiem negatywnym, m.in. ze względu na ich wyczerpywalność oraz szkodliwy wpływ na środowisko zachodzący przy procesach ich konwersji na energię.

Do innych problemów energetyki należy m.in. uzależnienie od dostaw surowców energetycznych z niestabilnych politycznie rejonów świata. Wszelkie perturbacje polityczne mogą w konsekwencji wywołać kryzys energetyczny w wielu krajach.

Energetyka oparta na spalaniu surowców kopalnych znacznie obciąża środowisko naturalne i jest mało efektywna. Problemy ochrony środowiska stają się dziś istotne i szeroko poruszane na forach międzynarodowych. Społeczeństwa rozwijają się, rośnie zapotrzebowanie na energię, rosną zatem zanieczyszczenia powietrza generowane przy wytwarzaniu energii z surowców kopalnych.



Rys. 3. Struktura zużycia energii elektrycznej w Polsce w roku 2006



Rys. 4. Prognoza zapotrzebowania na energię oraz dynamiki PKB w Polsce do 2025 roku

oczywiście sens (jego produkcja gwałtownie rośnie i zaburza równowagę ekologiczną), ale jako działanie na rzecz ochrony środowiska naturalnego dla przyszłych pokoleń i na rzecz racjonalnego gospodarowania surowcami naturalnymi.

Podsumowując – do problemów energetyki należą:

- ograniczone zasoby surowców energetycznych i niestabilność polityczna w wielu rejonach ich wydobycia,
- szybko rosnące zapotrzebowanie na energię,
- obciążenia środowiska powstające przy wykorzystaniu dzisiejszych technologii wytwarzania energii:
 - emisja gazów i pyłów,
 - podgrzewanie wody dla chłodzenia elektrowni,
 - zalewanie obszarów przeznaczonych na zbiorniki dla elektrowni wodnych,
 - dewastacja terenów wydobycia surowców kopalnych,
 - zakłócanie krajobrazu i oddziaływanie linii elektroenergetycznych.
- niska efektywność energetyczna.

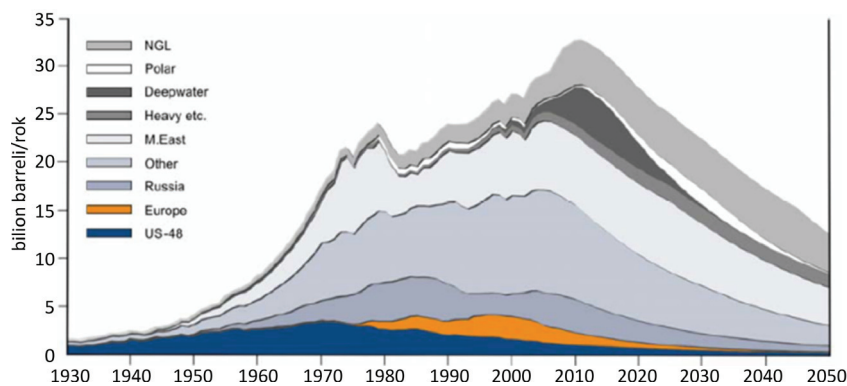
1.3. CHARAKTERYSTYKA KONWENCJONALNYCH I NIEKONWENCJONALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Podział na źródła konwencjonalne i niekonwencjonalne to najbardziej ogólny sposób podziału źródeł energii pierwotnej. Energię konwencjonalną rozumie się jako energię pozyskiwaną ze źródeł kopalnych. Są to surowce nieodnawialne – ich zasoby tworzyły się w przyrodzie przez wiele milionów lat i z perspektywy długości życia człowieka są wyczerpywalne.

Jak w przypadku większości surowców, wydobycie ropy przypomina krzywą dzwonową. Szczyt (ang. *peak*) krzywej przypada na moment, w którym zużyto 50% zasobów. Odkąd szczyt zostanie osiągnięty, wydobycie będzie sukcesywnie coraz droższe finansowo i energetycznie. Upraszczając oznacza to, że jeśli szczyt krzywej miał miejsce w roku 2000, światowa produkcja ropy w roku 2020 będzie miała taki sam poziom jak w roku 1980. „Peak oil” opisuje krzywa Hubberta, (Marion King Hubbert, geofizyk firmy Shell, 1903-1989). W 1956 roku Hubbert przewidział, że szczyt wydobycia ropy w Stanach Zjednoczonych nastąpi w roku 1970. Choć w owych czasach nikt nie traktował Hubberta poważnie, stało się dokładnie tak, jak przewidział. Przewidział on również szczyt światowej produkcji na okolice roku 1995, i tak

NIEODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII	ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII
<ul style="list-style-type: none"> ▪ węgiel kamienny ▪ węgiel brunatny ▪ torf ▪ ropa naftowa ▪ gaz ziemny ▪ łupki bitumiczne ▪ wosk ziemny ▪ asphalt ▪ uran i inne pierwiastki promieniotwórcze 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ promieniowanie słoneczne ▪ wiatr ▪ wody płynące ▪ pływy morskie ▪ energia geotermalna ▪ biomasa (odpady produkcji rolnej, zwierzęcej, drewno i odpady przemysłu drzewnego) ▪ biogaz

Tab. 1. Podział źródeł energii



Rys. 5. Produkcja ropy naftowej i ciekłego gazu

by się stało, gdyby nie polityczne wstrząsy lat 70. i kryzys azjatycki końca lat 90., które opóźniły światowy szczyt o około 10 lat.

Jak widać na rys. 5, „Peak Oil” nastąpi w najbliższych latach, zatem czasy taniego i łatwego wydobycia ropy naftowej skończą się. W związku z tym globalnie mówi się o powrocie do węgla i wykorzystaniu go jako surowca przejściowego – do momentu upowszechnienia innej technologii wytwarzania ener-

gii (fuzja jądrowa, uzyskiwanie energii ze stacji słonecznych baterii fotowoltaicznych poza Ziemią i przesyłanie promieniowaniem mikrofalowym). Jest on paliwem łatwym do wydobycia i rozmieszczonym stosunkowo równomiernie na wszystkich kontynentach, dodatkowo dość stabilnym, jeśli chodzi o cenę. Niestety jest to jedno z najbardziej brudnych paliw, jego spalanie wiąże się z wysoką emisją CO₂ oraz innych polutantów, które są przedmiotem coraz bardziej restrykcyjnych regulacji. Możliwe kierunki wykorzystania węgla, to zastosowanie nowoczesnych technologii eksploatacji tego surowca, przy jednoczesnej minimalizacji negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne.

Należy mieć na uwadze, że podobnie jak ropa naftowa, węgiel jest wyczerpywalnym surowcem. Zapasy tego surowca szacuje się na 250 lat, ale przy szerszym wykorzystaniu go jako surowca zastępczego dla ropy i rosnącej populacji zapas ten może stopnieć do około 50 lat. Uważana niegdyś za alternatywę energetyka jądrowa, która wykorzystuje do produkcji energii pierwiastki promieniotwórcze, spotyka się z identycznym problemem, a dodatkowo generuje szkodliwe odpady promieniotwórcze.

Do niekonwencjonalnych źródeł energii zaliczamy:

- **energię wiatru** – sposób jej wykorzystania opracowany został w USA, dziś jest to popularne źródło energii zwłaszcza w krajach posiadających małe zasoby surowców energetycznych,
- **energię słoneczną** – jej wykorzystanie jest stosunkowo trudne ze względu na zróżnicowaną i zmienną dostępność, jest to źródło popularne przede wszystkim w małych gospodarstwach domowych i rolnych,
- **energię pływów morskich** – aby ją wykorzystać, buduje się zapory zamykające ujście wody zatoki morskiej. Po nagromadzeniu wody w czasie przypływu otwiera się zaporę, a siła płynącej wody napędza turbiny wytwarzające energię elektryczną,
- **energię geotermalną** – wykorzystanie energii skumulowanej w gorących wodach cyrkulujących w przepuszczalnej warstwie skorupy ziemskiej na głębokości większej niż 1.000 m,
- **energię wody** – wykorzystuje energię wód płynących, różnica poziomów może wystąpić naturalnie lub być stworzona w sposób sztuczny,
- **energię termoelektryczną** – do jej wytworzenia wykorzystuje się różnicę temperatur między wodami powierzchniowymi a głębinowymi oceanów, system taki funkcjonuje m.in. na wyspach Morza Karaibskiego,
- **energię biomasy** – wykorzystywana na wiele sposobów, m.in.: biogazownie wykorzystujące odpady organiczne produkcji rolnej, zwierzęcej, spożywczej i innych, wykorzystanie biogazu wysypiskowego, spalanie biomasy (drewno, zrębki, pelety itp.),
- **energię jądrową** – uwalniana jest w czasie przemian jądrowych, procesy te są wykorzystywane, np. w technologii bomby jądrowej, nowoczesną technologią wykorzystującą energię jądrową jest fuzja jądrowa,
- **energię z łupków i piasków bitumicznych** – jest to energia produkowana na bazie zawartego w tych surowcach oleju mineralnego, z którego otrzymuje się benzynę i olej opałowy,
- **energię z odpadów innych niż organiczne** – tworzywa sztuczne, żużle, oleje mineralne, odpady gumowe np. opony,
- **energię wodoru** – wodór jest nośnikiem energii, występuje w przyrodzie w postaci wolnej w śladowych ilościach, energię wodoru wykorzystują np. ogniwa paliwowe.

1.4. ZASOBY ENERGII ODNAWIALNEJ W POLSCE I NA ŚWIECIE

1.4.1. ENERGIA WIATRU

Ze względu na możliwość wykorzystania energii wiatru (dla prędkości powyżej 4 m/s), szacuje się, że korzystne warunki występują na 2/3 terytorium Polski: najlepsze na Wybrzeżu i Suwalszczyźnie, dobre w Wielkopolsce i na Mazowszu³. Oprócz prędkości wiatru ważny jest też jego kierunek. W Polsce najczęściej występuje wiatr z kierunku południowo-zachodniego i zachodniego. Zestawienie częstości występowania wiatru o określonej prędkości z poszczególnych kierunków nazywane jest prędkościowo-częstościową różą wiatrów. Dla jej określenia konieczne jest przeprowadzenie wieloletnich badań.

Należy nadmienić, że błędne jest przekonanie, iż im silniejszy wiatr, tym lepiej z punktu widzenia energetyki wiatrowej. Wiatr może być za słaby, ale również za silny dla turbiny wiatrowej. Z tego powodu, w okresach występowania silnego wiatru, turbiny są wyłączane. Nie można jednoznacznie określić najlepszych parametrów wiatru. Turbiny wiatrowe różnią się między sobą wieloma parametrami, przede wszystkim wielkością, co sprawia, że dla każdej z nich optymalne parametry wiatru są inne. Dlatego inwestycje w energetykę wiatrową muszą być zawsze poprzedzone dokładnymi badaniami i analizami, które pozwolą dopasować projekt do istniejących warunków lokalnych.

Ilość wyprodukowanej energii zależy od pojawienia się odpowiednich warunków. Zazwyczaj czas pracy siłowni wiatrowej określa się na 10-15% w miesiącach o słabym wietrze (czerwiec-wrzesień) do nawet 50% w miesiącach o dobrych warunkach (październik-marzec). Średnio w roku instalacja wykorzystywana jest na poziomie 20-25%. Wahania dostaw energii z siłowni wiatrowych są problemem dla sieci elektroenergetycznych, w których nie ma systemów magazynowania energii.

Niestabilność wytwarzanej energii to nie jedyny problem. Inwestycje w siłownie wiatrowe spotykają się z licznymi trudnościami i protestami społeczności lokalnych. Zarzuca się im m.in. negatywny wpływ na krajobraz oraz uciążliwy dla mieszkańców okolicy hałas, a także przykre odczucia związane z ruchami cienia rzucanego przez turbinę. Protestują również ekologowie, wg których funkcjonowanie turbin wiatrowych ma negatywny wpływ na ptaki. Niestabilność wytwarzanej energii sprawia, że nieprzychylnym okiem na wiatraki patrzy sektor energetyki.

W ostatnich latach w Polsce nastąpił znaczny rozwój siłowni wiatrowych. Moc zainstalowana wzrosła od 83,3 MW w 2005 roku do 1.095 MW pod koniec września 2010 roku. W 2009 roku wiatraki wyprodukowały w Polsce 1.029 GWh energii, czyli 0,69% całkowitej energii elektrycznej wyprodukowanej w kraju⁴. W 2009 roku Polska znajdowała się na 13. miejscu spośród państw Unii Europejskiej pod względem mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej⁵. Siłownie wiatrowe to opłacalna inwestycja – z tego powodu w Polsce pojawiło się wiele firm o kapitale zagranicznym inwestujących w ten sektor.

Wiatraki to nie tylko duże siłownie tzw. farmy. Na rynku oferowane są również małe wiatraki, które można montować (są one urządzeniem, nie wymagają zatem uzyskania pozwolenia na budowę) na budynkach – zarówno mieszkalnych, jak i użyteczności publicznej. Nowością są wiatraki o pionowej osi obrotu. Małe wiatraki są dobrym rozwiązaniem dla wytwarzania zielonej energii na własne potrzeby przez właścicieli nieruchomości. Przy większych możliwościach finansowych, można zainwestować w większą turbinę i sprzedaż nadwyżki energii. Szacuje się, że inwestycja w przydomową turbinę wiatrową o mocy znamionowej 2,8 kW zwraca się po około 5-6 latach (przy średniorocznym zużyciu energii na poziomie 4,6 MWh, koszt turbiny brutto – 17 tys. zł)⁶.



Rys. 6. Farma wiatrowa na ujściu Tamizy

LOKALIZACJA	WOJEWÓDZTWO	MOC [MW]
Barsowice	zachodniopomorskie	5,1
Cisowo	zachodniopomorskie	18
Gnieźdzewo	pomorskie	22
Jagniątkowo	zachodniopomorskie	30,6
Kamieńsk	łódzkie	30
Karścino	zachodniopomorskie	69
Kisielice	warmińsko-mazurskie	40,5
Łebcz	pomorskie	8
Lisewo	pomorskie	10,8
Puck	pomorskie	22
Suwałki	pomorskie	41,5
Tymień	zachodniopomorskie	50
Zagórze	zachodniopomorskie	30

Tab. 2. Główne elektrownie wiatrowe w Polsce

1.4.2. ENERGETYKA GEOTERMALNA

Energia geotermalna to energia wnętrza Ziemi, zgromadzona w skałach i wodach podziemnych. Ciepło wnętrza Ziemi pochodzi z dwóch źródeł:

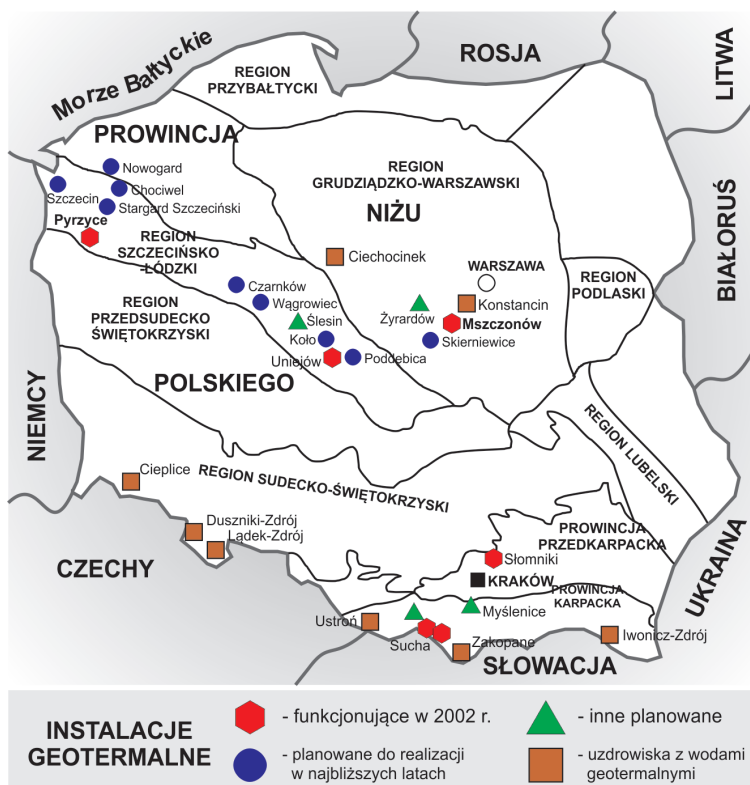
- ciepło pierwotne, powstałe w trakcie formowania się Ziemi,
- ciepło pochodzące w procesów zachodzących we wnętrzu Ziemi: rozpadu pierwiastków promieniotwórczych (uran, tor, potas)⁷.

Ziemia ma budowę warstwową: składa się m.in. ze skorupy, płaszcza Ziemi i jądra (zewnątrznego i wewnętrznego). Temperatura zwiększa się o około 25°C/km, co oznacza, że w jądrze Ziemi temperatura osiąga ok. 6.000°C. Pod skorupą ziemską znajduje się warstwa magmy (stopiona masa skał) o temp. 1.400°C, która ogrzewa zarówno skały, jak i wodę podziemną. Szacuje się, że potencjał ciepła zmagazynowanego we wnętrzu Ziemi tylko do głębokości 10 km przekracza 50.000-krotnie ilość ciepła zgromadzoną we wszystkich złożach gazu ziemnego i ropy naftowej na świecie⁸.

Zasoby geotermalne dzielimy na hydrotermiczne i petrotermiczne. Zasoby geotermiczne to woda, para lub mieszanina paro-wodna występująca w szczelinach skalnych, żyłach wodnych lub warstwach wodonośnych⁹. Dzisiejsza technologia umożliwia ich eksploatację. Zasoby petrotermiczne zmagazynowane są w warstwach skalnych i ich eksploatacja na dzień dzisiejszy nie jest jeszcze możliwa.

Zasoby geotermalne, zależnie od temperatury, mogą być wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej lub do celów ciepłowniczych, klimatyzacyjnych, wytwarzania ciepłej wody użytkowej itp.¹⁰ Zagrożeniem jest emisja szkodliwych gazów uwalnianych z geopłynu – siarkowodoru (który musi być pochłonięty, co podraża koszty instalacji wykorzystującej geotermię) i radonu (produkt rozpadu uranu, wraz z parą wydobywa się ze studni geotermalnych).

Geotermia wykorzystywana jest w co najmniej 65 krajach świata, najszerzej na Islandii (zaspokojenie 50% całkowitego zużycia energii). W 2008 roku całkowita moc wykorzystywana z energii geotermalnej wyniosła 76 tys. MW¹¹. Potencjał techniczny złóż geotermalnych w Polsce wynosi 4.200 PJ rocznie. Obszar Polski charakteryzuje się niskimi i umiarkowanymi wartościami głównych parametrów geotermalnych. Trzy główne prowincje geotermalne (Niżu Polskiego, przedkarpacka oraz karpacka) zajmują pow. około 80% kraju. Biorąc pod uwagę uwarunkowania ekonomiczne, opłacalne zakłady i instalacje geotermalne można budować na około 40% powierzchni kraju¹².



Rys. 7. Mapa istniejących i planowanych zakładów geotermalnych w Polsce na tle okręgów i subbasenów geotermalnych



Rys. 8. Ogniwa fotowoltaiczne

1.4.3. ENERGETYKA SOLARNA

Słońce wysyła promieniowanie, czyli strumień energii we wszystkich kierunkach. Oszacowano, że w godzinę Ziemia otrzymuje ze słońca ilość energii odpowiadającą zużyciu energii przez całą ludzkość w ciągu całego roku¹³. Mimo jej ogromnej dostępności wykorzystanie energii słonecznej nie jest łatwe. Główne powody tej sytuacji to: jej mała gęstość, mała moc padających promieni, nierównomierność padania, koszt urządzeń przetwarzających. Jednak w obliczu

wyzwań energetycznych niezagospodarowanie takiej ilości energii byłoby marnotrawstwem, dlatego powstały liczne sposoby jej wykorzystania. Technologie wykorzystania energii słonecznej można podzielić na dwie grupy:

- **kolektory solarne:** absorbujące promieniowanie słoneczne i przekazujące zawartą w nim energię odpowiedniemu nośnikowi, np. wodzie lub powietrzu,
- **ogniwa fotowoltaiczne:** urządzenia półprzewodnikowe, służące do bezpośredniego przetwarzania promieniowania słonecznego w energię elektryczną.

Warunki klimatyczne mają decydujący wpływ na możliwość wykorzystania energii solarnej oraz opłacalność eksploatacji. W Polsce średnia wieloletnia wartość usłonecznienia zależy nie tylko od klimatu, ale także od zachmurzenia i przejrzystości atmosfery. Średnie roczne nasłonecznienie, najwięcej wynosi dla Kołobrzegu (3.832 MJ/m²), dla Warszawy wynosi 3.480 MJ/m², a dla Zakopanego 3.600 MJ/m². Norma dla Polski wynosi 3.600 MJ/m². Ogólnie można stwierdzić, że w Polsce są dobre warunki dla energetyki słonecznej, pod warunkiem dostosowania typu systemów i właściwości urządzeń wykorzystujących tę energię do charakteru, struktury i rozkładu w czasie promieniowania słonecznego. Największe szanse rozwoju mają technologie konwersji termicznej energii (kolektory słoneczne), wykorzystywane m.in. do:

- podgrzewania ciepłej wody w obiektach działających sezonowo,
- ogrzewania pomieszczeń, jedynie w przypadku zapewnienia sezonowego magazynowania energii promieniowania słonecznego i zastosowania hybrydowych systemów grzewczych, na przykład z pompami ciepła lub bojlerami na paliwa stałe lub płynne,
- podgrzewania ciepłej wody użytkowej w instalacjach funkcjonujących przez cały rok w budownictwie mieszkaniowym i obiektach użyteczności publicznej,
- podgrzewania wody w basenach otwartych i krytych,
- podgrzewania wody do celów rolniczych w produkcji roślinnej i zwierzęcej oraz w przetwórstwie rolno-spożywczym¹⁴.

Są to zatem rozwiązania dla gospodarstw domowych, budynków i budowli.

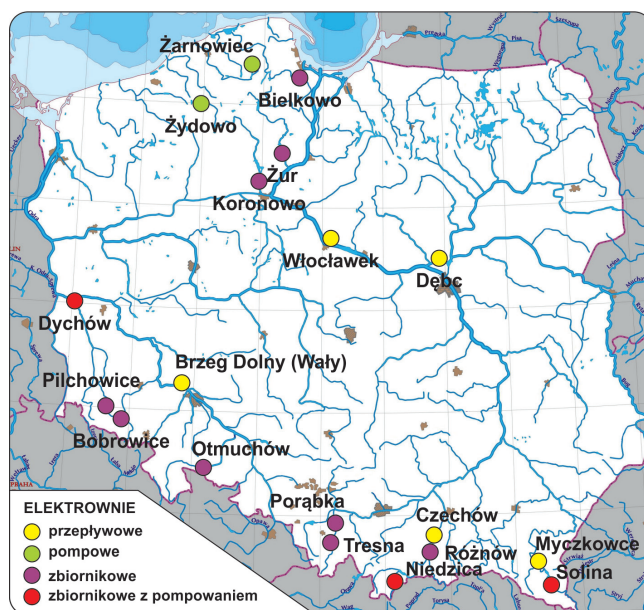
Ze względu na wysokość udziału promieniowania rozproszonego, w Polsce nie mają zastosowania solarne technologie wysokotemperaturowe oparte na koncentratorach promieniowania słonecznego¹⁵.

Energia słoneczna jest energią czystą – jej eksploatacja nie powoduje szkodliwych dla środowiska emisji gazów, substancji czy innych niekorzystnych zjawisk, jak np. hałas. Należy jednak zwrócić uwagę na fakt, że zanieczyszczenia środowiska generuje przemysł produkujący urządzenia dla energetyki słonecznej.

1.4.4. ENERGETYKA WODNA

Wody śródlądowe mogą służyć do wytwarzania energii, jeśli posiadają energię potencjalną – niezbędny spadek. Jeśli nie występuje on naturalnie, można go stworzyć poprzez spiętrzenie górnego poziomu wody, obniżenie dolnego poziomu wody lub budowę kanału skracającego. Energia potencjalna w turbinach wodnych zamieniana jest na energię kinetyczną, a następnie w prądnicach elektrycznych (hydrogeneratorach) na energię elektryczną¹⁶. W Polsce warunki dla energetyki wodnej nie są korzystne ze względu na mało obfite i niekorzystnie rozłożone opady, dużą przepuszczalność gruntu oraz niewielkie spadki terenów.

Łączna moc zainstalowana elektrowni wodnych w połowie 2009 r. wyniosła 944,08 MW. Produkcja energii wyniosła ok. 2,36 TWh. Ważne jest, że istniejąca moc elektrowni wodnych mogłaby być zwiększona o ok. 20-30% dzięki modernizacji przestarzałych agregatów prądotwórczych. Jedyne rozwój elektrowni wodnych w Polsce to budowane przeważnie na istniejących (lecz niewykorzystywanych i zniszczonych) progach wodnych, małych elektrowni przez inwestorów prywatnych.



Rys. 9. Elektrownie wodne w Polsce



Rys. 10. Zbiór miskanta i wodór.

1.4.5. ENERGIA BIOMASY

Biomasę można podzielić m.in. ze względu na stopień jej przetworzenia:

- surowce energetyczne pierwotne – drewno, słoma, rośliny energetyczne tzn. uprawiane głównie dla uzyskania biomasy,
- surowce energetyczne wtórne – gnojowica, obornik, inne produkty dodatkowe i odpady organiczne, osady ściekowe,
- surowce energetyczne przetworzone – biogaz, białanól, biometanol, estry olejów roślinnych (biodiesel), biooleje, biobenzyna

Potencjalne zasoby biomasy można podzielić ze względu na jej pochodzenie:

- biomasa pochodzenia leśnego,
- biomasa pochodzenia rolnego,
- odpady organiczne.

Wymienić należy jeszcze jedną, szczególną grupę – biomasę pochodzenia rolnego zawierającą pozostałości z rolnictwa – słoma zbóż, rzepaku i trawy. Biomasa może być wykorzystywana na cele energetyczne w procesach bezpośredniego spalania biopaliw stałych (drewno, słoma, osady ściekowe, makulatura), może być także przetwarzana na paliwa ciekłe (olej, alkohol), bądź gazowe.

Przewidywane kierunki rozwoju wykorzystania biomasy w Polsce to¹⁷:

- w krótszej perspektywie: wykorzystanie drewna i słomy na produkcję energii cieplnej,
- w dłuższej perspektywie przewiduje się wykorzystanie biopaliw stałych w instalacjach (większych mocy) produkcji energii cieplnej i elektrycznej w systemach skojarzonych. Ilość biomasy pozyskanej z leśnictwa będzie malała ze względu na ograniczenia związane z regulacjami dotyczącymi obszarów należących do sieci *Natura 2000*. Odpady z przemysłu drzewnego wykorzystuje w większości on sam, energetyka może liczyć na około 2,5-3 mln m³ rocznie. Z analizy IUNG PIB wynika, że bez szkody dla produkcji żywności, polskie rolnictwo może przeznaczyć do 2020 roku 1 mln ha pod produkcję biomasy dla energetyki. Biomasą są również odpady z rolnictwa – z produkcji roślinnej i zwierzęcej. Podstawowym odpadem z produkcji roślinnej jest słoma zbożowa (z jej nadwyżek można wytworzyć 1,0-1,5 mld m³ biogazu rocznie).

Potencjał energetyczny polskiego rolnictwa umożliwi pozyskanie surowców pozwalających na wytworzenie około 5 mld m³ biogazu rocznie, z czego 1,7 mld m³ z produktów ubocznych rolnictwa i pozostałości przemysłu rolno-spożywczego. Przy zużyciu gazu ziemnego na poziomie 14 mld m³ rocznie, oznaczałoby to zaspokojenie około 10% zapotrzebowania kraju na gaz lub w całości mogłoby zaspokoić potrzeby odbiorców z terenów wiejskich oraz dostarczyć dodatkowo 125 tys. MWh_e (energii elektrycznej) i 200 tys. MWh_c (energii cieplnej)¹⁸. W gospodarstwach rolnych o obsadzie powyżej 100 SD (sztuk dużych) możliwa jest produkcja biogazu wykorzystująca odchody zwierząt. W Polsce funkcjonuje 7.800 gospodarstw o samowystarczalnym potencjale zaopatrzenia małej biogazowni rolniczej (poniżej 25 ton wsadu na dobę)¹⁹.

1.5. ZAGROŻENIA DLA ŚRODOWISKA WYNIKAJĄCE ZE STOSOWANIA KONWENCJONALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Zużycie energii w światowej gospodarce jest coraz większe z powodu cały czas rosnących potrzeb energetycznych krajów uprzemysłowionych. Według Światowej Rady Energetycznej, przez ostatnie trzydzieści lat zużycie energii na świecie wzrosło ponad 2,5-krotnie.

Wszystkie procesy związane z pozyskiwaniem i przetwarzaniem surowców energetycznych nazywamy systemem energetycznym. System energetyczny wymaga zastosowania nośników energetycznych – występują one naturalnie w przyrodzie, są to woda i powietrze. System energetyczny generuje



Rys. 11. Pelikan oblepiony ropą naftową

odpady stałe, gazowe i ciekłe oraz ciepło z układów chłodzenia, w przypadku energetyki jądrowej również odpady radioaktywne. Odpady te trafiają z powrotem do środowiska, powoduje to zanieczyszczenie, a czasem kompletną degradację powietrza, wody i gleby. Oddziaływanie to, w dalszej konsekwencji, negatywnie oddziałuje na organizmy żywe. Ujemne oddziaływania na środowisko mogą mieć różną intensywność oraz zasięg – mogą występować lokalnie lub globalnie wpływać na całą biosferę ziemską.

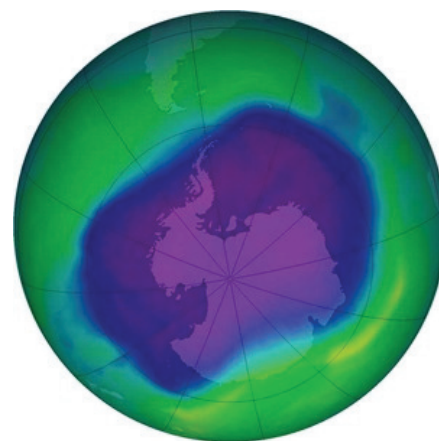
Negatywne oddziaływanie na środowisko sektora energetyki następuje już w momencie pozyskiwania paliw kopalnych. Wydobywanie węgla kamiennego wiąże się z zagrożeniem zdrowia i życia górników, narażenia terenów ponad eksploatowanymi pokładami na szkody górnicze, odpady kopalniane są źródłem pylenia, mogą też powodować zanieczyszczenie wód podziemnych i powierzchniowych. Wydobywanie innych paliw kopalnych również wiąże się z zagrożeniem środowiska. Wspomnieć należy wyciek ropy naftowej w Zatoce Meksykańskiej w kwietniu 2010 roku – katastrofę ekologiczną zapoczątkowaną wyciekami ropy naftowej na platformie wiertniczej Deepwater Horizon.

Również procesy przesyłu i przetwarzania paliw na energię elektryczną i ciepłą są źródłem zanieczyszczeń środowiska naturalnego. Zagrożenie stanowią: pylenie przy przesyłaniu paliw stałych, wycieki ze zbiorników paliw ciekłych (zagrożenie lokalne, ale rozszerzające swój zasięg przy przedostaniu się zanieczyszczeń do cieków wodnych), katastrofy tankowców w transporcie morskim, niebezpieczeństwo wybuchu na trasach przesyłowych gazów palnych, zagrożenie radiacyjne przy przewożeniu materiałów rozszczepialnych i odpadów elektrowni jądrowych. Problematiczne i zagrażające środowisku jest samo składowanie tych odpadów.

Udział paliw kopalnych stanowi przeważającą część wykorzystywanych rezerw energetycznych. Proces spalania jest najczęściej spotykanym sposobem konwersji energii chemicznej z tego źródła. Realizowany jest przede wszystkim w elektrowniach ciepłych, elektrociepłowniach i oraz systemach wykorzystywanych przez gospodarstwa domowe. W procesach spalania emitowane są do atmosfery liczne składniki zanieczyszczenia: pyły, tlenki siarki, tlenki azotu, CO₂, produkty niepełnego i pełnego spalania (CO, sadza, węglowodory, aldehydy). Spośród wymienionych zanieczyszczeń szczególnie groźne są bardzo drobne pyły, które powodują schorzenia dróg oddechowych u ludzi i zwierząt. Pozostałe powodują m.in. niszczenie budynków, przyspieszenie korozji metali, niekorzystnie wpływają na roślinność (które są przecież producentem tlenu). Zanieczyszczenia cyrkulują w atmosferze i wracają na powierzchnię Ziemi wraz z opadami atmosferycznymi (m.in. w postaci kwaśnych deszczy). Tym samym dostają się do gleby, do wody gruntowej i powierzchniowej i krążąc w całej biosferze, są dostępne dla organizmów żywych. Oznacza to, że zanieczyszczenia dostające się do atmosfery stanowią zagrożenie dla ludzi, którzy będą mieli z nimi kontakt poprzez spożywanie wody pitnej czy roślin i mięsa zwierząt, które również zostaną nimi zanieczyszczone.

Zanieczyszczenia powietrza niekorzystnie wpływają na warstwę ozonową, znajdującą się w atmosferze ziemskiej. Znajdujący się na wysokości 25 km ponad powierzchnią Ziemi ozon, wchodzi w reakcję z chlorem. Skutkiem tego zjawiska są ubytki ozonosfery, która ma za zadanie chronić powierzchnię Ziemi przed szkodliwym promieniowaniem nadfioletowym. Zbyt duża ilość tego promieniowania, docierająca do powierzchni Ziemi, może powodować mutacje DNA, a w konsekwencji raka skóry, uszkodzenie narządu wzroku, choroby układu immunologicznego człowieka i zwierząt.

Naukowcy uważają, że warstwa ozonowa, chroniąca Ziemię przed zgubnym ultrafioletowym promieniowaniem Słońca, odbuduje się nie wcześniej niż w 2075 roku.



Rys. 12. Rozmiar dziury ozonowej w 2006 r.



Rys. Tradycyjna elektrociepłownia

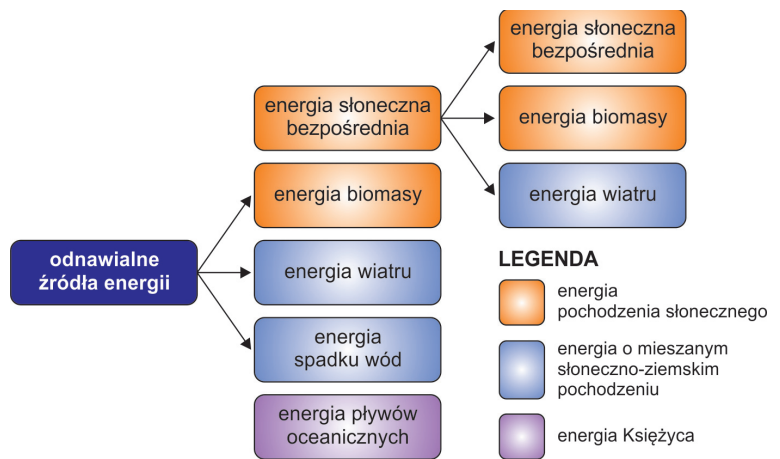
1.6. SPOSOBY WYKORZYSTANIA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Konsumenci energii w dzisiejszej gospodarce zainteresowani są dwoma produktami: energią elektryczną oraz ciepłą. Jak już wspomniano w poprzednich rozdziałach, energię wytwarzać można z różnych źródeł, które podzielone zostały na **odnawialne i nieodnawialne**.

Odnawialne źródła energii to pojęcie bardzo szerokie. Jest to zróżnicowana wewnętrznie grupa źródeł energii, których wspólną cechą jest odnawialność, z punktu widzenia długości ludzkiego życia.

Sposoby wykorzystania odnawialnych i niekonwencjonalnych źródeł energii w celu produkcji energii elektrycznej i ciepłej:

- Przeprowadzenie reakcji chemicznej – najprostszą jest reakcja spalania, w której następuje wydzielenie energii cieplnej i światła. Dzięki zastosowaniu np. silników parowych, turbogeneratorów czy agregatów kogeneracyjnych, z procesów spalania możliwe jest uzyskanie energii elektrycznej – poprzez konwersję energii cieplnej na energię elektryczną. Przykład OZE: drewno, słoma, biogaz (najpierw biomasa poddana reakcji biologicznej tj. fermentacji).
- Przekształcenie energii mechanicznej w elektryczną – odnawialne nośniki energii wykorzystywane takim sposobem, to woda i wiatr. W przypadku wody, energia wytwarzana jest przy zastosowaniu turbin wodnych w połączeniu z prądnicami elektrycznymi. Jeśli chodzi o wiatr, wykorzystuje się generatory, które przekształcają energię mechaniczną na elektryczną dzięki zjawisku indukcji elektromagnetycznej. Przykład OZE: energia wody płynącej, pływów morskich, wiatru.
- Metoda heliometryczna – przemiana promieniowania słonecznego w energię cieplną, a następnie zastosowanie generatora do przekształcenia energii cieplnej w elektryczną, metoda ta funkcjonuje w elektrowniach słonecznych i kolektorach słonecznych. Przykład OZE: energia słoneczna.
- Metoda helioelektryczna – bezpośrednia przemiana energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną za pomocą ogniw fotoelektrycznych, wykorzystujących zjawisko fotoelektryczne i właściwości półprzewodników. Przykład OZE: energia słoneczna.
- Konwersja energii cieplnej na energię elektryczną: odbywa się za pomocą turbin parowych i generatorów, wykorzystywanym nośnikiem energii cieplnej może być gorąca woda czy spaliny. Przykład OZE: energia geotermalna, energia ciepła wytwarzana w procesie spalania biomasy.



Rys. 13. Klasyfikacja OZE wg pochodzenia



Rys. 14. Elektrownia szczytowo-pompowa w Żydowie



Rys. 15. Elektrownia słoneczna

1.7. KORZYŚCI ZE STOSOWANIA ENERGII ODNAWIALNEJ W ROLNICTWIE

Gospodarstwa rolne mogą stać się bezpośrednimi producentami energii z następujących źródeł odnawialnych:

▪ biogazownie rolnicze

W przypadku **większych** gospodarstw własna biogazownia jest sposobem na zagospodarowanie odpadów z produkcji rolnej lub zwierzęcej. Stwarza to możliwość uzyskania dodatkowego przychodu z tytułu sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej i ograniczenia kosztów związanych z zakupem energii elektrycznej na własne potrzeby.

W przypadku **małych** gospodarstw, szansą dla rolnictwa jest współpraca z istniejącymi w otoczeniu biogazowniami rolniczymi. Dzięki takiej współpracy producent rolny może zapewnić sobie rynek zbytu swoich produktów. Współpraca taka jest również dobrym rozwiązaniem problemu odpadów z produkcji rolnej i/lub zwierzęcej i sposobem na pozyskanie, np. nawozów czy wody do nawadniania upraw na korzystnych warunkach.

▪ źródła energii o małej mocy

Zastosowanie odnawialnych źródeł energii w gospodarstwie rolnym o małej mocy może być dobrym rozwiązaniem na ograniczenie kosztów związanych z zaopatrzeniem gospodarstwa w energię i wspomaga energooszczędność produkcji.

Możliwości zastosowania odnawialnych źródeł energii w rolnictwie są różnorodne. Korzyści uwidocznione zostały na rys. 16.

Przykładowe rozwiązania technologiczne:

- wiatraki o małej mocy (w tym wiatraki o poziomej osi obrotu),
- kolektory słoneczne i fotowoltaika – energia słoneczna wykorzystywana jako źródło energii cieplnej lub elektrycznej,
- pompy ciepła.

Gospodarstwa rolne mogą również pośrednio być producentami energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii poprzez:

▪ produkcję biomasy

Zaangażowanie mocy produkcyjnych gospodarstwa rolnego w produkcję biomasy może być źródłem rozwoju i polepszenia bilansu ekonomicznego. Rozwiązaniem w tym zakresie może być:

- produkcja roślin energetycznych,
- produkcja innej biomasy: pelety, brykiet, zrębki, słoma.

▪ dzierżawę gruntów

Obszary niezamieszkałe, zajęte przez grunty rolne, są najlepszą lokalizacją dla farm wiatrowych. Dzierżawa gruntu pod lokalizację turbiny wiatrowej może być dla producenta rolnego źródłem dodatkowego przychodu.

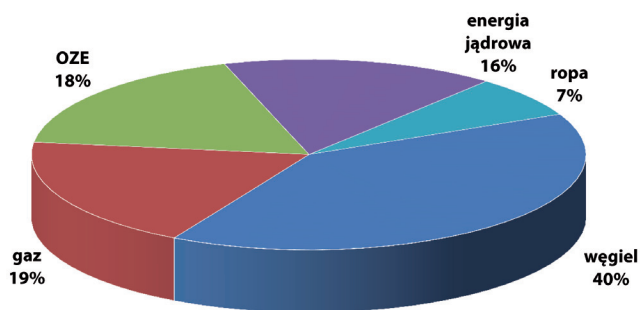
wpływ na ograniczenie emisji zanieczyszczeń sektora energetyki	oszczędzanie zasobów paliw kopalnych, nieodnawialnych	polepszenie bilansu ekonomicznego sektora rolnictwa
ograniczenie zanieczyszczenia środowiska: powietrza, gleby oraz wody	wykorzystanie potencjału energetycznego biomasy	korzystny wpływ na rozwiązanie problemu dot. odpadów z produkcji rolnej: roślinnej oraz zwierzęcej
zmniejszenie kosztów surowców energetycznych	stymulacja rozwoju nowoczesnych technologii	rozwój innych sektorów gospodarki i poprawa warunków życia ludności
rozwój lokalnych rynków pracy i sektora rolnictwa	zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju	realizacja międzynarodowych zobowiązań w zakresie redukcji emisji szkodliwych substancji do atmosfery

Rys. 16. Korzyści z zastosowania odnawialnych źródeł energii

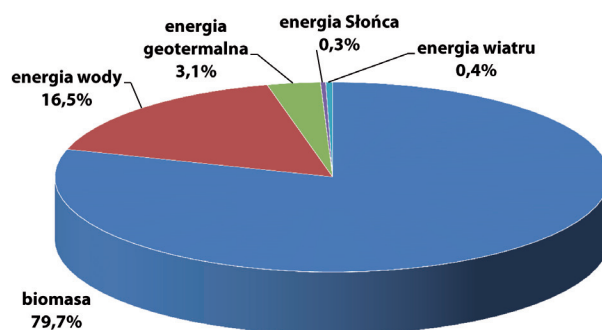
1.8. UDZIAŁ ENERGII ODNAWIALNEJ W OGÓLNYM BILANSIE ENERGETYCZNYM

Wyczerpywalność surowców kopalnianych, postępujące zanieczyszczenie środowiska wynikające ze stosowania przestarzałych technologii energetycznych oraz konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego – to trzy główne czynniki, z powodu których rozwinięte gospodarki światowe postanowiły działać na rzecz zwiększenia udziału energii odnawialnej w ogólnym bilansie energetycznym. Udział OZE w bilansie paliwowo-energetycznym świata wynosi obecnie około 18%. Udział energii ze źródeł odnawialnych w zaspokojeniu zapo-

trzebowania Unii Europejskiej na energię pierwotną wynosi obecnie około 6%²⁰. Najszerzej wykorzystywanymi OZE na świecie są biomasa oraz energia wody (rys. 18).

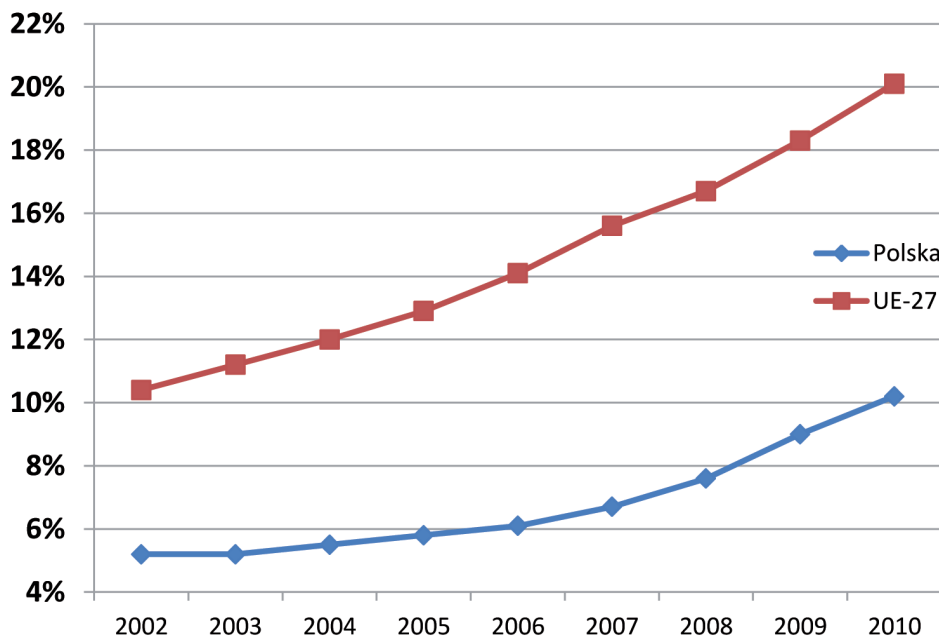


Rys. 17. Udział poszczególnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej na świecie w 2003 r.



Rys. 18. Udział poszczególnych odnawialnych źródeł energii w produkcji energii pierwotnej na świecie w 2003 r.

Polska, jako kraj Unii Europejskiej, również zobowiązana jest do zwiększenia udziału OZE w bilansie energetycznym. Liczne możliwości dofinansowywania, pożyczek, systemy wsparcia w postaci świadectwa pochodzenia, ułatwienia legislacyjne i administracyjne, pozytywnie wpływają na rozwój OZE w Polsce. Dynamikę tego rozwoju procesu przedstawia rys. 19.



Rys. 19. Udział energii ze źródeł odnawialnych w pozyskaniu energii pierwotnej ogółem w EU i w Polsce w latach 2002-2010

PYTANIA KONTROLNE

- 1) Wymień i krótko scharakteryzuj problemy współczesnej energetyki.
- 2) Wymień i krótko opisz konwencjonalne i niekonwencjonalne źródła energii.
- 3) Opisz potencjał odnawialnych źródeł energii w Polsce.
- 4) Wymień i opisz dwie wybrane metody wykorzystania odnawialnych źródeł energii.
- 5) Jakie są korzyści płynące dla rolnictwa, wynikające z zastosowania OZE?
- 6) Opisz w kilku zdaniach jakie technologie mogłyby być zastosowane w celu uzyskania przez średniej wielkości gospodarstwo rolne niezależności energetycznej.
- 7) W literaturze oraz Internecie znajdź informacje o trzech wydarzeniach związanych z sektorem energetycznym, które stanowiły zagrożenie dla środowiska.
- 8) Na podstawie informacji z literatury oraz Internetu oszacuj potencjał odnawialnych źródeł energii w Polsce, z podziałem na poszczególne źródła.

BIOMASA I JEJ WYKORZYSTANIE DO CELÓW ENERGETYCZNYCH

2.1. CHARAKTERYSTYKA I RODZAJE BIOMASY

Biomasa jest substancją organiczną pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego. Może też powstać w wyniku tzw. metabolizmu społecznego. Podstawowym składnikiem biomasy są węglowodany (dwucukry oraz cukry proste), skrobia oraz lignina (nienasycone alkohole oraz fenole)²¹. Występuje ona zwykle w formie drewna, słomy, osadów ściekowych, odpadów komunalnych i roślin energetycznych. Biomasa gromadzona jest zwykle przy produkcji i przetwarzaniu produktów roślinnych (m.in. słoma odpadowa w produkcji zbożowej, odpady drzewne w przemyśle drzewnym i celulozowo papierniczym) oraz odpady pochodzenia zwierzęcego. Jest to także materiał roślinny hodowany wyłącznie w celach energetycznych, m.in. na plantacjach topoli czy wierzby. Spotyka się także biomasę w formie biogazu, czy gazowej, jako tzw. gaz pirolityczny (gaz drzewny powstający przy utlenianiu drewna) wykorzystywany do napędu silników spalinowych lub do spalania w kotłach gazowych. Biomasa może też mieć formę ciekłą, np. estry kwasów tłuszczowych, oleju rzepakowego (tzw. biodiesel), metanol lub alkohol etylowy nazywany zwykle bioetanolem, który jest przeznaczony m.in. do napędu silników samochodowych jako składnik benzyny.

Rodzaje biomasy:

Biomasa w zależności od kierunku pochodzenia:

- **biomasa pochodzenia leśnego** – drewno jest jednym z podstawowych składników biomasy w naszej szerokości geograficznej. Drewno opałowe pozyskiwane jest najczęściej z takich miejsc jak: lasy, z których pozyskiwany jest surowiec w postaci: drewno opałowe grube, drobnica (gałęziowa) oraz odpady, na przykład chrust, igliwie, kora, ścinki itp. Jest to drewno świeże o wilgotności względnej ok. 40-60%. Drewno pozyskiwane jest również z poboczy dróg, gdzie istnieje możliwość pozyskania pozostałości po czyszczeniu i pielęgnacji drzew przydrożnych, głównie drobnicy i gałęziówki oraz z zakładu przemysłu drzewnego (tartaki, zakłady meblarski itp.), które są źródłem: trocin, pyłów, wiór, klocków czy drewna kawałkowego. Wilgotność drewna zależy od stosowanych w produkcji wyrobu procesów technologicznych.
- **biomasa pochodzenia rolniczego** – odpady i pozostałości z produkcji rolnej i przemysłu przetwarzającego jej produkty oraz biomasa pochodząca z upraw roślin energetycznych. Rośliny energetyczne można spalać albo w całości, albo w formie wyprodukowanego z nich brykietu, zrębek czy peletu. Uprawy energetyczne umożliwiają zagospodarowanie nisko produktywnych bądź zdegradowanych terenów rolniczych, co ma nie małe znaczenie w naszym kraju, gdzie na ponad 20% terenu stężenie metali ciężkich w glebie przekracza dopuszczalne normy. Tak, jak uprawa roślin energetycznych umożliwia zagospodarowanie nieużytków rolnych, tak wykorzystanie na cele energetyczne nadwyżek i odpadów produkcji rolnej zapobiega marnotrawstwu żywności i rozwiązuje problem utylizacji odpadów. Słoma, siano, buraki cukrowe, trzcina cukrowa, ziemniaki, rzepak czy pozostałości przerobu owoców bądź zwierzęce odchody to cenne z energetycznego punktu widzenia surowce, które warto wykorzystywać.
- **biomasa odpadowa** – odpady generowane podczas prac rolnych (wypalanie, uprawa ziół) oraz hodowli bydła, w leśnictwie, m.in. w przemyśle drzewnym, rolno-spożywczym. To odpady, które mogą być jeszcze wykorzystane i takie, które można uznać za subprodukty. Przykładem są tu trociny, kora migdałowca, odcięte gałęzie drzew owocowych, itp. Biomasa odpadowa mokra to odpady, które ulegają biodegradacji, tj. ścieki przemysłowe oraz odpady hodowlane (głównie puryny). Biomasa odpadowa organiczna posiada ogromny potencjał, jeśli chodzi o generowanie energii. Wytwarzana jest przez przyrodę w sposób samoistny, bądź przez człowieka, będąc wynikiem jego działalności rolniczej, leśnej czy przemysłowej.

Biomasa w zależności od stopnia przetworzenia:

- energetyczne surowce **pierwotne**, tj. drewno, słoma i osady ściekowe,
- energetyczne surowce **przetworzone**, tj. biogaz, etanol, metanol, estry oleju rzepakowego, makulatura.

Biomasa w zależności od stanu skupienia:

- biopaliwa **stałe** – drewno opałowe: zrębki, trociny, ścinki, wióry, brykiety, pelety; pozostałości z rolnictwa: słoma zbóż, rzepaku i trawy, osady ściekowe odwodnione, rośliny energetyczne drzewiaste i trawiaste; inne, w tym: makulatura,
- biopaliwa **gazowe** – biogaz rolniczy (fermentacja gnojowicy), biogaz z fermentacji odpadów przetwórstwa spożywczego, biogaz z fermentacji osadów ściekowych, biogaz, gaz wysypiskowy, gaz drzewny,
- biopaliwa **ciekłe** – biodiesel (paliwo rzepakowe), etanol, metanol, paliwa płynne z drewna: benzyna, biooleje.

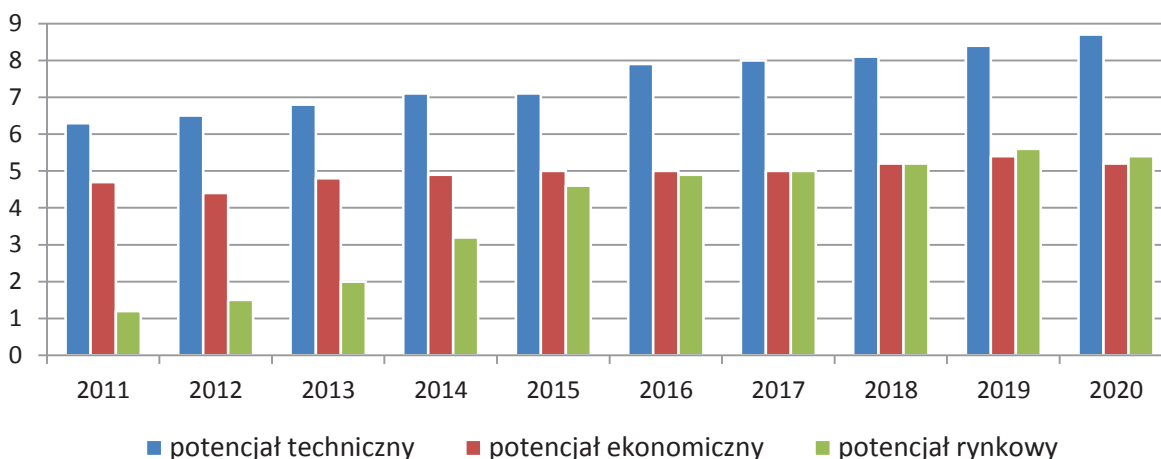
Istotne jest, że wykorzystując będący jednym z gazów cieplarnianych metan zapobiega się jego emisji do atmosfery. Im mniej zaś w atmosferze gazów cieplarnianych, tym mniejsze natężenie efektu cieplarnianego, tym mniej związanych z globalnym ociepleniem niekorzystnych zmian klimatu. Jeśli chodzi o postać ciekłą, to największe znaczenie odgrywają alkohole produkowane z roślin o dużej zawartości cukru oraz biodiesel produkowany z roślin oleistych. W wyniku fermentacji, hydrolizy lub pirolizy, na przykład kukurydzy czy też trzciny cukrowej otrzymuje się etanol i metanol – biopaliwa, które mogą być następnie dodawane do paliw tradycyjnych. Przykładowo: około 90% wyprodukowanego w Stanach Zjednoczonych etanolu wykorzystuje się do wytwarzania „E10”. Ta, zawierająca tylko 10% etanolu mieszanina może napędzać każdy silnik, pracujący normalnie na benzynie, jednak na „E85”, paliwie zawierającym 85% etanolu i 15% benzyny mogą jeździć tylko specjalnie przystosowane samochody. Nawiązując do właściwości postaci stałej biomasy, możliwa jest wstępna obróbka biomasy, taka jak np. brykietowanie lub granulowanie.

2.2. POTENCJAŁ BIOMASY W POLSCE

Potencjał biomasy można oszacować biorąc pod uwagę potencjał teoretyczny, techniczny oraz ekonomiczny. Wielkość teoretyczna zasobów biomasy to wielkość, która nie posiada żadnego znaczenia praktycznego, ponieważ podaje jedynie wielkość surowca. Potencjał techniczny pokazuje ile biomasy można przeznaczyć na cele energetyczne biorąc pod uwagę techniczne możliwości pozyskania, natomiast potencjał ekonomiczny stanowi część potencjału technicznego i ma określoną wartość. Można wyodrębnić także potencjał rynkowy biomasy, tzn. znajdującej się obecnie na rynku, którą można nabyć np. na giełdach lub w składach. Podczas prognozowania zasobów biomasy na cele energetyczne w zależności od jej pochodzenia używa się odpowiednich metod dla każdego rodzaju biomasy.

2.2.1. Potencjał biomasy na cele energetyczne

Przewidywane możliwości techniczne, ekonomiczne i rynkowe dotyczące pozyskania słomy na cele energetyczne w Polsce przedstawia rysunek poniżej.

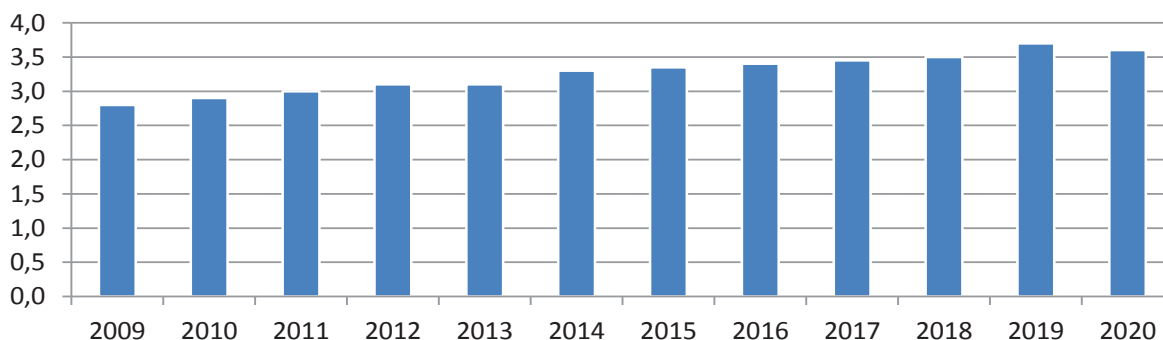


Rys. 20. Przewidywany potencjał techniczny, ekonomiczny oraz rynkowy słomy do energetycznego wykorzystania

W 2010 r. potencjał techniczny wyniósł 5,65 mln ton, a w 2020 r. przewiduje się 8,63 mln ton. W analizowanym przedziale czasu spodziewany jest nieznaczny wzrost potencjału ekonomicznego z 4,47 mln ton w 2010 r. do 5,23 mln ton w 2020 r. Największe zmiany są przewidywane w przypadku potencjału rynkowego słomy na cele energetyczne. Na 2010 rok zaplanowano 0,9 mln ton słomy, na 2015 rok – 4,5 mln ton, natomiast 5,29 mln ton na 2020 rok.

2.2.2. Potencjał trwałych użytków zielonych (TUZ)

Wielkość potencjału rynkowego biomasy pochodzącej z TUZ przedstawiono poniżej.



Rys. 21. Przewidywania potencjału ekonomicznego i rynkowego biomasy z produkcji trwałych użytków zielonych do wykorzystania na cele energetyczne w latach 2010–2020

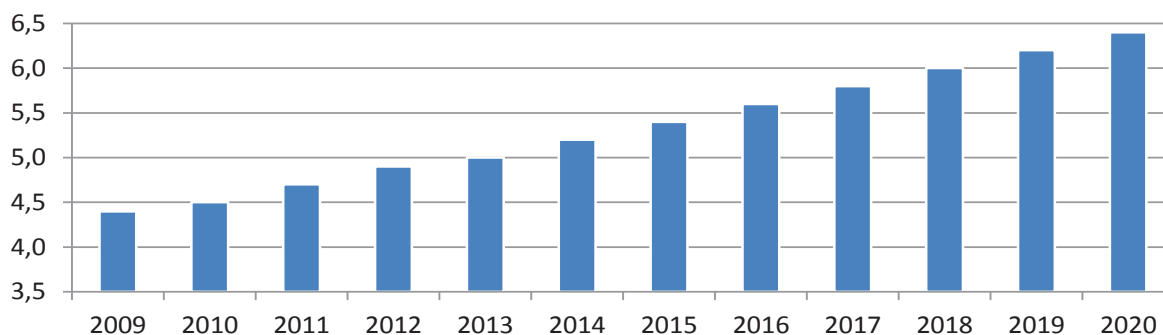
W badanym okresie przewiduje się nieznaczny wzrost potencjału technicznego trwałych użytków zielonych, tzn. od 2,3 mln ton s.m. w 2010 roku do 2,71 mln ton s.m. do 2020 roku. Prognoza potencjału ekonomicznego będzie porównywalna z potencjałem rynkowym TUZ i prawdopodobny wzrost wyniesie 23,8%, tj. z 2,76 mln ton s.m. w 2010 roku do 3,62 mln ton s.m. w 2020 r.

2.2.3. Potencjał biomasy leśnej na cele energetyczne

W Polsce lasy posiadają zróżnicowaną strukturę własności. Większość z nich ma charakter publiczny (82%). Pod zarządem Generalnej Dyrekcji Lasów Państwowych znajduje się 78%, reszta, czyli 17%, to lasy prywatne. Najwięcej, bo 40%, lasów prywatnych jest w województwach małopolskim i mazowieckim, a najmniej, czyli poniżej 3%, w województwie lubuskim, zachodniopomorskim i dolnośląskim.

Lasy według GUS zajmują 9.066 tys. ha, co odpowiada 29% lesistości powierzchni geodezyjnej. Są na drugim miejscu po użytkach rolnych w strukturze użytkowania terenu kraju. Najmniejszą lesistością (mniej niż 25%) charakteryzują się obszary środkowo-wschodniej Polski, czyli łódzkie, mazowieckie, lubelskie i kujawsko-pomorskie. Lesistość poszczególnych województw jest zróżnicowana i wynosi od 21% w województwie łódzkim do 48,9% w województwie lubuskim.

Przewidywany potencjał biomasy pochodzenia leśnego na cele energetyczne w Polsce przedstawiono poniżej.



Rys. 22. Przewidywania potencjału ekonomicznego i rynkowego zasobów biomasy pochodzenia leśnego do energetycznego wykorzystania na lata 2010–2020

Możliwości techniczne pozyskania biomasy pochodzenia leśnego na cele energetyczne oszacowano na 5,06 mln ton w 2010 roku i 7,15 mln ton w 2020 roku. W badanym okresie przewiduje się wzrost potencjału ekonomicznego i rynkowego z 4,56 mln ton w 2010 roku do 6,43 mln ton w 2020 roku.

2.2.4. Zasoby biomasy z upraw wieloletnich roślin energetycznych

Od 2006 roku uprawa wieloletnich roślin energetycznych nie rozwija się tak dynamicznie jak oczekiwano. Przyczynia się do tego brak stabilnej polityki rolnej oraz gwarancji ceny i rynku zbytu. Producenci energii i ciepła niechętnie stosowali biomasę. Sytuację miało poprawić rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14.08.2008 r. Dzięki niemu producenci energii elektrycznej oraz ciepła mieli zainteresować się współpracą z producentami biomasy. Miała być przedstawiona polityka cenowa dla paliw biomasowych, miały powstać plantacje na potrzeby wytwarzania zielonej energii. Jednak nadal panuje stagnacja w zakładaniu plantacji wieloletnich roślin energetycznych.

W 2009 roku potencjał rynkowy biomasy pochodzącej z upraw wieloletnich roślin energetycznych wynosił:

- wierzby energetycznej ok. 75 tys. ton s.m.,
- miskanta ok. 25 tys. ton s.m.,
- ślazu ok. 1,7 tys. ton s.m.

Zgodnie z przedstawionymi wynikami Polska posiada duży potencjał rynkowy biomasy, który może zostać przeznaczony na cele energetyczne. Duże nadzieje wiąże się z zakładaniem plantacji wieloletnich roślin energetycznych, które mogą stać się najbardziej obiecującym kierunkiem zrównoważonego rozwoju lokalnego. Należy stworzyć odpowiednie warunki, aby takie plantacje powstawały i były głównym źródłem biomasy dla producentów energii.

2.3. WYKORZYSTANIE BIOMASY

Biomasa może być używana na cele energetyczne w procesach bezpośredniego spalania lub współspalania biopaliw stałych (np. drewno, słoma, osady ściekowe), przetwarzana na paliwa ciekłe (np. estry oleju rzepakowego, alkohol) bądź gazowana (np. biogaz rolniczy, biogaz z oczyszczalni ścieków, gaz wysypiskowy). Konwersja biomasy na nośniki energii może odbywać się metodami fizycznymi, chemicznymi i biochemicznymi.

W zależności od tego, czy głównym produktem tego procesu jest gaz, paliwo płynne, czy paliwo stałe, mówimy odpowiednio o spalaniu, współspalaniu, zgazowaniu, pirolizie lub o procesach biochemicznych.

2.3.1. SPALANIE I WSPÓLSPALANIE

Spalanie wykorzystywane zarówno do produkcji energii cieplnej, jak i do wytwarzania energii elektrycznej jest najbardziej rozpowszechnioną i zarazem najprostszą formą pozyskiwania energii z biomasy. W procesie spalania generuje się aż 90% energii, otrzymywanej na świecie z biomasy, przy czym spalana może być biomasa we wszystkich stanach skupienia. Efektywne i spełniające normy ochrony środowiska spalanie drewna powinno przebiegać w trzech fazach:

- suszenia i odgazowania materiału drzewnego, w wyniku czego powstaje gaz drzewny,
- spalania gazu drzewnego w temperaturze 1.200°C,
- dopalania gazu i oddawania ciepła w wymienniku.

Wysoka temperatura, dostęp tlenu i odpowiednio długi czas spalania pozwalają utrzymać niski poziom emisji tlenku węgla (CO), węglowodorów i węglowodorów poliaromatycznych (PAH), poza tym dzięki tym czynnikom w popiele pozostaje niewielka ilość niedopalonego węgla. Do ekologicznego efektywnego spalania biomasy w celu pozyskiwania energii służą specjalnie skonstruowane kotły, wyposażone w komory spalania ze stałymi bądź ruchomymi rusztami i charakteryzujące się zwiększoną powierzchnią wymiany ciepła. Efektywność przebiegu procesu spalania zależy od ilości dostarczanego powietrza. W nowoczesnych kotłach powietrze do spalania dostarczane jest w postaci tzw. powietrza pierwotnego i wtórnego. Powietrze pierwotne miesza się z paliwem i wykorzystywane jest w procesie gazyfikacji i spalania węgla drzewnego. Powietrze wtórne jest wykorzystywane podczas spalania substancji lotnych i nie miesza się z powietrzem pierwotnym. Instalacje do spalania mogą być wykorzystywane do utylizacji różnych rodzajów biomasy, w tym drewna kawałkowego, zrębek, trocin, słomy i innych. Spalanie biomasy efektywne energetycznie, ekonomicznie oraz ekologicznie wymaga zastosowania odpowiednich technologii. Specyficzne właściwości fizyko-chemiczne biomasy wymagają stosowania odpowiednich rozwiązań technologicznych, dostosowanych do paliwa. Tylko 20% masy drewna stanowią nietlne związki węgla, które w tradycyjnym kotle spalają się na ruszcie (w węglu brunatnym stanowią one 45-60%, w węglu kamiennym 60-80%, w koksie – ponad 95%). Reszta, około 80%, to związki lotne, które spa-

lają się nad rusztem wydzielając się intensywnie w stosunkowo wąskim zakresie temperatur. Efektywne spalanie tego typu paliw wymaga specjalnych technik i kotłów, zapewniających warunki dynamiczno-termiczne niezbędne dla zupełnego spalania lotnych produktów rozkładu termicznego biomasy. Natomiast współspalanie jest technologią łączącą spalanie paliw kopalnych (węgiel kamienny i brunatny) z biomasą (zrębki drzewne, rośliny energetyczne, słoma itp.) i bazując na technologiach energetyki konwencjonalnej, pozwala w stosunkowo prosty sposób wytworzyć „energię zieloną”. Intensywny rozwój tej technologii po roku 2004 spowodowany został stworzeniem w Polsce korzystnych dla tej technologii uwarunkowań prawnych.

Całkowity udział technologii współspalania biomasy w elektrowniach, elektrociepłowniach węglowych jest największy ze wszystkich technologii OZE ok. 40%, w całkowitej sprzedaży energii ze źródeł odnawialnych. W ostatnich 2-3 latach, większość elektrowni zawodowych wprowadziła, bądź wprowadzi badania mające na celu wdrożenie technologii współspalania. Najczęściej obecnie stosowany jest wariant współspalania polegający na podaniu biomasy na układ nawęglania przed układem przesypywania. Nie wymaga on żadnej ingerencji w budowie kotła, a prace przygotowawcze polegają na wbudowaniu równoległego układu nawęglania, wyposażonego w urządzenie pomiarowe mierzące strumień objętości biomasy, jak również miejsca poboru próbek, celem badania właściwości fizycznych. W większości elektrowni zawodowych w Polsce pracują kotły pyłowe przystosowane do spalania węgla kamiennego. Podawanie wraz z węglem biomasy powoduje zmniejszenie sprawności kotła minimum o 1%. Proporcja obecnie stosowana to 4-15% wsadu biomasy w stosunku do węgla. Większy udział biomasy wiąże się inwestycjami w zmianę systemu rozdrabniania, jak i wymianie palników, co znacznie zwiększa koszty dostosowania instalacji spalania węgla do nowych potrzeb. Lepsza sytuacja jest przy wykorzystaniu kotłów fluidalnych, ich konstrukcja pozwala bowiem na spalanie paliwa w gorszych parametrach: mniejszej kaloryczności, większej wilgotności, co teoretycznie umożliwia zastosowanie biomasy jako paliwa nawet w 100%²².

2.3.2. GAZYFIKACJA I PIROLIZA

Podobnie jak spalanie, **gazyfikacja** jest zachodzącym w wysokiej temperaturze procesem konwersji termochemicznej, z tą jednak różnicą, że jej produktem nie jest ciepło, lecz gaz, który dopiero po spaleniu dostarcza energii cieplnej. Poza wytwarzaniem ciepła gaz ten może być wykorzystywany także w kuchenkach gazowych oraz w turbinach, służących do produkcji elektryczności i maszynach wykonujących pracę mechaniczną.

Proces gazyfikacji paliw stałych przebiega dwustopniowo:

- w pierwszej komorze w warunkach niedoboru powietrza oraz stosunkowo niskiej temperaturze (450-800°C) paliwo zostaje odgazowane, w wyniku czego powstaje gaz palny oraz mineralna pozostałość (węgiel drzewny),
- w drugim etapie w komorze dopalania w temperaturze około 1.000-1.200°C i w obecności nadmiaru tlenu następuje spalanie powstałego gazu.

Jedną z zalet tej technologii jest jej wysoka efektywność, podczas gdy małe i średnie urządzenia wykorzystywane do spalania osiągają efektywność rzędu 15-20%, efektywność urządzeń służących do gazyfikacji już teraz wynosi około 35%, a w niedalekiej przyszłości sięgnie 45-50%. Natomiast będąca wstępem do procesów spalania i gazyfikacji **piroliza** to technologia, która w porównaniu ze spalaniem i gazyfikacją znajduje się dopiero we wczesnym stadium rozwoju. Jej produktem jest ciekłe biopaliwo zwane bioolejem lub olejem pirolitycznym, będące złożoną mieszką utlenionych węglowodorów. Zaletą pirolizy jest większa niż w przypadku spalania i gazyfikacji łatwość transportowania produktu wyjściowego, pozwalająca znacznie ograniczyć koszty transportu. Piroliza jest złożonym procesem, a właściwości jej produktu zależą od wysokości temperatury, od tego jak długo poddawano materiał jej działaniu, od obecności wody, tlenu i gazów, a także od cech poddanego pirolizie surowca.

Podczas procesu pirolizy biomasa ulega termicznemu przekształceniu przy braku dostępu tlenu. W zależności od warunków przebiegu tego procesu można wyróżnić pirolizę konwencjonalną, szybką i błyskawiczną.

Przebieg procesu pirolizy:

- suszenie paliwa do wilgotności poniżej 10%,
- mielenie biomasy na bardzo małe cząsteczki, aby zapewnić szybki przebieg reakcji,
- reakcja pirolizy,
- wydzielenie produktów stałych,
- schładzanie i gromadzenie biooleju.

W procesie **szybkiej pirolizy** drobne cząsteczki biomasy, o niskiej wilgotności podgrzewane są bardzo szybko do temperatury 450-550°C. W rezultacie tego procesu powstaje produkt ciekły – olej pirolityczny – o wartości kalorycznej około 16-19 MJ/kg. W niewielkich ilościach powstają również gaz i węgiel drzewny, które są bezpośrednio spalane i dostarczają ciepło na potrzeby procesu pirolizy. Olej powstający w procesie szybkiej pirolizy stanowi od 60 do 75% masy paliwa. Może on być używany bezpośrednio, jako paliwo lub też wykorzystywany do wytwarzania innych substancji.

Produkty powstające w procesie szybkiej pirolizy:

- produkt ciekły – olej pirolityczny (75%),
- produkt stały – węgiel drzewny (12%),
- mieszanina gazów palnych (13%).

Prawie każdy rodzaj biomasy może być poddawany procesowi **szybkiej pirolizy**. Chociaż większość dotychczas przeprowadzonych badań została wykonana z wykorzystaniem drewna, to prowadzono również testy z wykorzystaniem odpadów rolniczych, roślin pochodzących z upraw energetycznych oraz osadów ściekowych. Szybka piroliza jest procesem bardzo zaawansowanym i wydajnym. Wymaga dokładnej kontroli parametrów, w szczególności temperatury i czasu trwania poszczególnych faz. Technologie szybkiej pirolizy biomasy do produkcji paliw płynnych zostały z sukcesem wdrożone w kilku dużych instalacjach demonstracyjnych. Jednak nigdzie na świecie nie są obecnie stosowane na skalę komercyjną, ale uważane są za bardzo obiecujące. Główną zaletą oleju pirolitycznego jest łatwość przechowywania i transportowania. Może on być również wykorzystywany jako półprodukt do wytwarzania cennych substancji. Ze względu na powyższe piroliza powinna być traktowana jako technologia dopełniająca w stosunku do pozostałych procesów termochemicznych.

2.3.3. PROCESY BIOCHEMICZNE

Niektóre formy biomasy zawierają zbyt dużo wody, by można było skutecznie poddawać je spalaniu. Ich wykorzystanie na cele energetyczne jest jednak możliwe dzięki procesom biochemicznym, na przykład fermentacji. **Fermentacja alkoholowa** to proces rozkładu węglowodanów zachodzący po dodaniu drożdży do takich surowców jak zboże, pszenica, winogrona czy buraki cukrowe i zapewnieniu temu materiałowi warunków beztlenowych. Produktem tego rodzaju fermentacji jest alkohol. W procesie fermentacji alkoholowej powstaje najpopularniejsze biopaliwo płynne – bioetanol – stanowiące 90% wszystkich stosowanych biopaliw ciekłych. Bioetanol wykorzystuje się najczęściej w charakterze domieszki do benzyny, stanowiącej od 5 do 10% paliwa, jest on jednak stosowany również jako samodzielne paliwo.

Fermentacja metanowa to następujący przy ograniczonym dostępie tlenu proces rozkładu wielkocząsteczkowych substancji organicznych (głównie węglowodanów, białka, tłuszczów i ich pochodnych) do alkoholi lub niższych kwasów organicznych, a także metanu, dwutlenku węgla i wody.

Wyróżniamy następujące fazy fermentacji metanowej:

- 1) **hydroliza enzymatyczna**, w wyniku której z białek powstają aminokwasy, z tłuszczów – kwasy tłuszczowe i glicerol, a z polisacharydów – monosacharydy,
- 2) **acidogeneza**, czyli fermentacja kwaśna, polegająca na metabolizowaniu produktów hydrolizy do lotnych kwasów tłuszczowych, etanolu i produktów gazowych,
- 3) **octanogeneza**, w czasie, której lotne kwasy tłuszczowe są rozkładane do kwasu octowego, dwutlenku węgla i wodoru,
- 4) **metanogeneza**, w wyniku której z kwasu octowego otrzymujemy metan i dwutlenek węgla.

Produktem finalnym fermentacji metanowej jest **biogaz** – mieszanina gazów, składająca się głównie z metanu i dwutlenku węgla, a także z niewielkich ilości (ok. 1%) siarkowodoru, amoniaku, azotu, tlenku węgla, tlenu, wodoru i tiosi. Produkty w stanie stałym to trudno rozkładalne bądź nierozkładalne osady oraz biomasa bakteryjna. Do celów energetycznych wykorzystywana jest fermentacja takich substancji organicznych, jak odchody zwierzęce, odpady przetwórstwa spożywczego, odpady komunalne na wysypiskach i osady, wytrącone w oczyszczalniach ścieków²³.

Szczegółowy opis procesów biochemicznych znajduje się w rozdziale 4.

2.4. WYBRANE TECHNOLOGIE I URZĄDZENIA STOSOWANE W PRZETWARZANIU BIOMASY

2.4.1. Kotły do spalania drewna

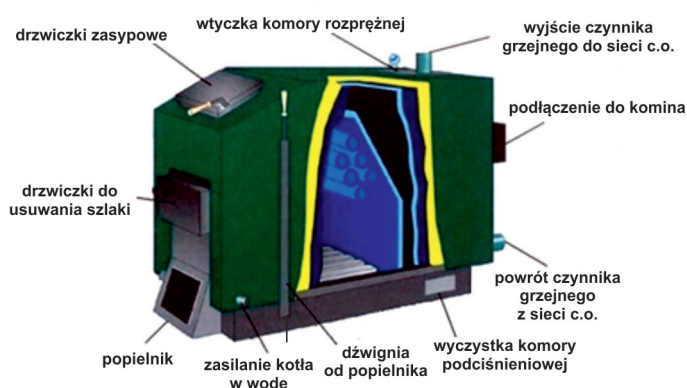
Kotły do spalania drewna produkowane są w Polsce przez wielu producentów. Najbardziej znane są firma Kubacki w Hajnówce produkująca kotły typu Moderator, przedsiębiorstwo WUSP-MET, firma FUWI w Elblągu. Ocenia się, że na rynek trafiło już ponad 18.000 kotłów dostosowanych do efektywnego spalania drewna o łącznej mocy powyżej 600 MW. Obserwuje się też szereg interesujących obiektów pilotowych m.in. w Kliniskach koło Szczecina (0,8 MW), Rychlikach k/Elbląga (3 MW) i Wejherowie (2 MW).

W ostatnich latach obserwuje się znaczny postęp w dziedzinie energetycznego wykorzystania drewna opałowego, jako paliwa w piecach o nowoczesnej konstrukcji i wysokiej sprawności.

Przykładowe rozwiązanie konstrukcyjne kotła do spalania drewna

Kocioł typu Moderator jest konstrukcją dwukomorową. Komora pierwsza jest komorą spalania, a komora druga dopalania i wymiany ciepła. Duża komora spalania daje możliwości palenia z nominalną mocą przez 6-8 godzin. Przy dobrze ocieplonym domu i temperaturze powietrza zewnętrznego ok. 0°C załadunek kotła wystarcza nawet na 12 godzin. Kotły na biomasę mają dużą powierzchnię wymiany ciepła: ściany wodne, ruszt wodny, dwie komory spalania przedzielone ścianą wodną i w drugiej komorze rurowy wymiennik ciepła dostosowany do pracy ze spalinami o niższej temperaturze. Droga przepływu wody jest tak obliczona, by nie następowało zjawisko „warczenia” kotłów, tj. lokalnego zagotowania się wody.

Konstrukcja komory spalania i górnego zasypu umożliwia łatwy załadunek dużych kawałków drewna, które można przesypywać wiórami lub trocinami dla uzyskania większej masy przy jednorazowym załadunku. Ze względu na dużą sprawność (ponad 85%) kocioł ten zużywa od dwóch do trzech razy mniej drewna niż popularne kotły węglowe (przy ich opalaniu drewnem). System dopalania spalin (tj. kontrolowanego wpuszczania powietrza wtórnego) powoduje, że znacznie maleje emisja tlenku węgla (CO), węglowodorów i sadzy, a sprawność rośnie o ok. 5%. Ogranicza to do minimum zjawisko „zarastania” kotła i komina sadzą czy smołą²⁴.



Rys. 23. Piec do spalania biopaliwa pochodzącego z drewna

2.4.2. Kotły małej mocy

- Stalowy kocioł grzewczy typu EKOPAL D jest przeznaczony do spalania drewna liściastego oraz iglastego, zrębków drewnianych, trocin oraz wierzby energetycznej.
- Zasada spalania jest oparta na przeciwprądowym systemie spalania biomasy (temp. spalin 80-950°C).
- Kotły są wyposażone w układ sterowania, połączony z wentylatorem nadmuchiowym, co umożliwia płynną pracę całego układu grzewczego oraz całkowite spalanie drewna i odebranie całej zawartej w nim energii cieplnej.
- Kotły te posiadają rozbudowany wymiennik ciepła typu rurowego, co gwarantuje bardzo małe straty ciepłne (niska temperatura wyjściowa do układu kominowego 130-200°C).
- Kocioł może pracować w dwóch rodzajach układów cieplnych: jako kocioł stałopalny pracy ciągłej, jako kocioł cykliczny pracujący w układzie ze zbiornikiem akumulacyjnym.

Najbardziej rozpowszechniony jest układ grzewczy ze zbiornikiem akumulacyjnym.



Rys. 24. Kocioł małej mocy EKOPAL D

2.4.3. Piec MS

Dobrym przykładem na wykorzystanie biomasy w ogrzewaniu pomieszczeń jest piec MS. Od tradycyjnych pieców piec MS różni wiele ważnych cech, m.in. to, że jest on zbudowany ze specjalnie dobranych i obrobionych kamieni. Wnętrze pieca jest wykonane w sposób gwarantujący maksymalne wykorzystanie ciepła zawartego w powietrzu i dymie, co powoduje oszczędność ciepła do 80% w porównaniu z tradycyjnymi piecami. W wyniku podwójnego spalania, dym wychodzący z komina jest o wiele czystszy. Piec MS z powodu swojej wysokiej masy i ekstensywnego systemu rozprowadzania ciepła jest najbardziej efektywną, ekologiczną, ekonomiczną i bezpieczną metodą wykorzystania energii drewna opałowego. Spalając 12-15 kg drewna na dobę można ogrzać 100-125 m² powierzchni mieszkalnej (rozpalając ogień tylko raz dziennie). Ekstensywne i stałe rozprowadzanie ciepła o temperaturze 35-50°C powoduje, że piec ten nie stanowi zagrożenia dla usytuowanych obok mebli lub innych sprzętów. Dodatkowo istnieje szereg innych funkcji, do których może być wykorzystany piec MS. Są to między innymi: ogrzewanie wody, instalacja ogrzewania podłogowego, możliwość wykorzystania górnego paleniska do gotowania i pieczenia²⁵.

2.4.4. Kotły dużej mocy

Kotły wodne Tromatic opalane biomasą drzewną to nowoczesne rozwiązanie dla przedsiębiorstwa, hotelu lub szkoły. Stanowią źródło ciepła dla instalacji c.o. i c.w.u. W zależności od potrzeb mogą pracować w instalacjach z obiegiem grawitacyjnym jak i wymuszonym. Zautomatyzowane kotłownie opalane zrębkami drzewnymi są produkowane w zakresie mocy od 300 kW do kilku MW²⁶.

System kotłowy składa się z następujących elementów:

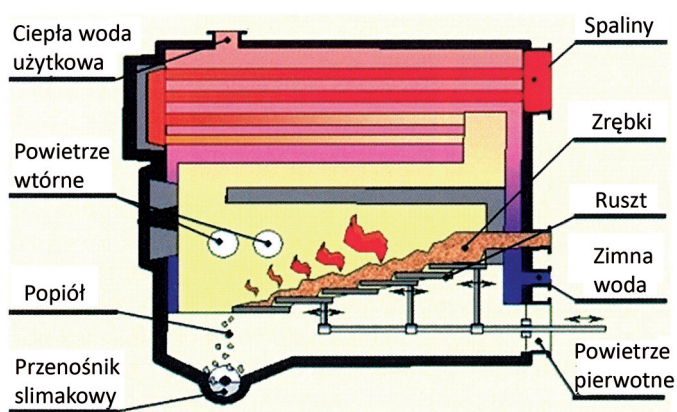
- kocioł wodny wraz z rusztem, komorą spalania, układem usuwania popiołu, systemem zapłonu, płaszczem wodnym,
- układ magazynowania zrębków z wygarniaczem hydraulicznym,
- układ ślimakowych, taśmowych lub zgrzeblowych podajników paliwa,
- układ odprowadzania spalin wraz z wentylatorem wyciągowym,
- system sterowania i kontroli.

Centralną jednostką kotłowni jest kocioł, który jest kotłem wodnym niskociśnieniowym ze zintegrowaną komorą spalania wyłożoną specjalistycznym materiałem ognioodpornym. Komora ta oraz schodkowy ruchomy ruszt zapewniają odpowiednią dla paliwa drzewnego wysoką temperaturę oraz optymalny sekwencyjny proces spalania drewna (suszenie, zgazowanie, dopalanie). Wysoką sprawność kotła gwarantuje kontrolowany nadmuch powietrza wtórnego sterowany za pomocą sondy lambda. Dzięki wszystkim tym elementom kotły te umożliwiają spalanie szerokiej gamy paliw od suchych zrębków drzewnych (wilgotność 20%) poprzez brykiety lub pelety (wilgotność poniżej 12%) aż do świeżych zrębków drzewnych o wilgotności do 55%.

Paliwo najczęściej składowane jest pod wiatą na placu przy kotłowni, skąd pobierane jest przy pomocy hydraulicznych wygarniaczy żerdziowych i dalej transportowane zespołem podajników zgrzeblowych lub taśmowych do zasobnika kotłowego. Cały proces ładowania zasobnika kotłowego odbywa się automatycznie. W mniejszych kotłowniach paliwo może być składowane w kontenerach lub pomieszczeniach wyposażonych w wygarniacze. Spaliny wychodzące z kotłów oczyszczane są w odpylaczach cyklonowych i dalej poprzez wentylator wyciągowy kierowane są do komina.

2.4.5. Kotły zgazowujące biomasę

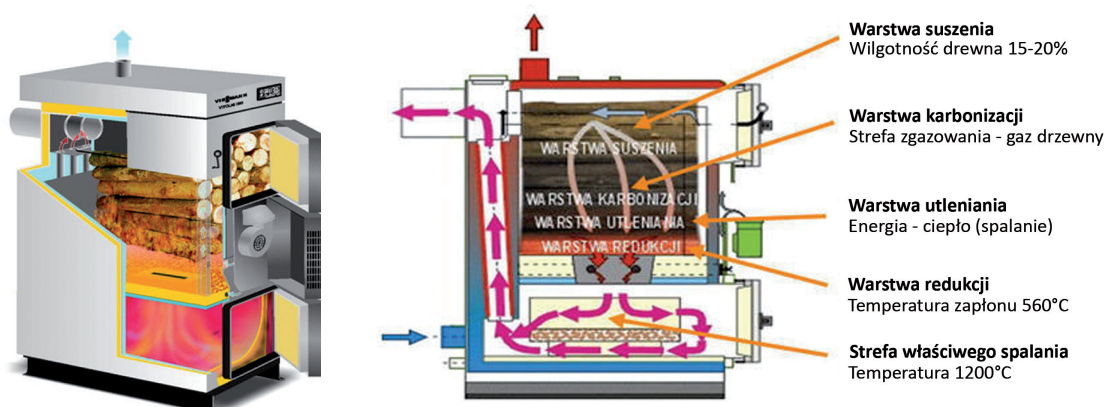
Tradycyjne kotły opalane drewnem osiągnęły kres swoich możliwości rozwojowych. Zwiększenie wydajności spalania paliwa przy jednoczesnym zmniejszeniu jego zużycia okazało się możliwe dzięki zastosowaniu procesu destylacji pirolitycznej, czyli wytworzeniu gazu drzewnego z masy drzewnej tzn. spalają gazy powstałe w trakcie termicznego rozkładu drewna z niedoborem tlenu. Konstrukcja kotłów oparta została na zasadzie wysokotem-



Rys. 25. Schemat kotła Tromatic

peraturowego spalania gazu drzewnego. Proces spalania przebiega w trzech etapach, z których każdy zachodzi w odrębnej strefie kotła. System spalania gazu drzewnego gwarantuje wysoką sprawność kotłów sięgającą 89%), umożliwia również płynne regulowanie ich wydajności w zakresie 40-100%. Korpus kotła zbudowany jest z wysokiej jakości spawanej blachy kotłowej o grubości 5-8 mm. Ze względu na wysoką temperaturę spalania gazu, komora spalania i dysze zbudowane są ze specjalnego ognioodpornego betonu w celu ochrony stalowych ścian kotła przed wysoką temperaturą, a tym samym do wydłużenia jej żywotności.

Większość czynności związanych z obsługą wykonuje się tylko raz, podczas rozpalania w kotle. Ilość materiału opałowego, którym wypełniona jest komora spalania, wystarcza przy średniej wydajności na 8-12 h. Pracą kotłów steruje regulator mikroprocesorowy.



Rys. 26. Budowa kotłów zgazowujących drewno

Przykładem dobrej praktyki, jeśli chodzi o tego typu kotły, jest elektrociepłownia zasilana biomasą w Güssing w Austrii. Jest to najnowszy typ elektrociepłowni. Drewno odpadowe w postaci zrębków zostaje zgazowane parą wodną w temperaturze 850°C. Zgazowanie biomasy w generatorze gazu pozwala na wykorzystanie powstałego gazu (po ochłodzeniu i oczyszczeniu) w silniku gazowym, który zasilą generator prądu. Z 1.760 kg drewna godzinowo wytwarzane jest 2 MW energii elektrycznej i 4,5 MW ciepła użytkowego.

2.4.6. Kotły do spalania słomy

Jako paliwo do kotła dostarczana jest niejednorodna słoma, z różną zawartością części mineralnych i wilgoci. Lotne składniki słomy sięgają 70%. Słoma jest paliwem trudnym do prawidłowego spalania. Warunkiem spalania słomy jest utrzymanie jej wilgotności poniżej 20%. Nowoczesne kotły do spalania słomy pozwalają na spalanie jej ze sprawnością 80-90% i przy bardzo niskiej emisji gazów. W Polsce produkowane są kotły na słomę o mocy zainstalowanej od kilkudziesięciu kW dla zasilania pojedynczych gospodarstw domowych do ok. 30 MW w elektrociepłowniach. W trakcie spalania słomy gazy palne i niedopalone części paliwa wymagają dopalenia w temperaturze ponad 800°C, przed schłodzeniem w części wymiennikowej kotła. Konstrukcje zapewniające spełnienie tego warunku są różne, decyduje w tym przypadku przede wszystkim moc kotła.

Można wyróżnić trzy główne typy kotłów na słomę:

- 1) kotły ze spalaniem „cygarowym” całych bali. Przeważnie są to duże kotły zasilające sieci ciepłownicze i elektrociepłownie wyposażone w systemy załadunku całymi balami słomy o masie do 500 kg.
- 2) kotły ze spalaniem słomy rozdrobnionej, które są stosowane dla małych i średnich mocy cieplnych. Podawanie słomy odbywa się z siewkarni prasowanej słomy (dostosowanej typowo do określonych bali) przez układ podajników ślimakowych lub transportem pneumatycznym. Paliwo podawane jest w sposób ciągły. Układ do podawania słomy zwiększa dość znacznie koszt instalacji.
- 3) kotły ze spalaniem „przeciwprądowym” całych bali, które stosuje się do małych i średnich pieców. Spalanie „przeciwprądowe” jest kombinacją procesów gazyfikacji biopaliwa oraz spalania gazu i cząstek paliwa w strumieniu nadmuchiwanego powietrza.

Funkcjonowanie i charakterystyka kotła ze spalaniem „przeciwprądowym” jest następująca:

- Kocioł ładowany jest paliwem w postaci jednego lub kilku bali słomy, a spalanie odbywa się do całkowitego wypalenia wsadu.
- Powietrze do spalania, nawiewane przez wentylator wpływa w słomę pod kątem prostym do powierzchni balotu po to, aby słoma pozostała na swoim miejscu i nie była porywana przez palące się gazy. Wylot z ko-

mory spalania do części wymiennikowej kotła odbywa się pod prąd powietrza podmuchowego, co zapewnia dopalanie gazów i niespalonych pierwotnie części palnych słomy. Odpowiedni kształt gardzieli wykonanej z ceramiki gwarantuje wysoką temperaturę spalania.

- Konstrukcja komory spalania i dysz nawiewnych zapewnia jak najlepsze wymieszanie gazów powstających w procesie gazyfikacji i powietrza nawiewanego. Gazy w komorze spalania nie powinny być ochłodzone poniżej 800°C, zanim nie zostanie zakończone spalanie gazów i cząstek palnych.
- Powietrze podmuchowe wprowadzane jest do komory spalania w sposób kontrolowany, tak aby zapewnić jego odpowiednią ilość niezbędną do całkowitego spalania części palnych. Nawiew powietrza regulowany jest przez sterownik z czujnikiem temperatury spalin w czopuchu.
- W trakcie spalania bali, gdy rośnie wolna powierzchnia słomy chłodząca płomień, nadmuchiwanie powietrza do spalania jest zwiększane dla zapewnienia odpowiedniej temperatury w komorze spalania gazów²⁷.

Pierwsza w Polsce duża kotłownia na słomę, wzorowana na rozwiązaniach duńskich, uruchomiona została 26 października 1996 r. w osiedlu Zielonki we wsi Szropy w gminie Stary Targ koło Malborka. Kotłownia ogrzewa 450 mieszkań. Zastosowano tam 2 duńskie kotły Danstoker, każdy o mocy 500 kW. Wykorzystuje się słomę w prasowanych balach o wymiarach 2×1×0,85 m, która podawana jest w sposób ciągły i automatyczny. Popiół i żużel stanowią 3,5% masy spalanej słomy. Na bieżąco kontroluje się jakość spalin. Zatrudnionych jest dwóch robotników obsługi na jednej zmianie. Ogrzewanie jest 3 razy tańsze, niż przed modernizacją kotłowni węglowej. Koszt wytwarzanego ciepła ze słomy to ok. 8 zł/GJ, z miazgi węglowej 19,3 zł/GJ, z węgla kamiennego 28 zł/GJ.

2.4.7. Kotły małej mocy na słomę

Kotły na słomę są w większości gospodarstwach włączone do sieci centralnego ogrzewania obok tradycyjnego pieca, co pozwala zachować bezpieczeństwo energetyczne na wypadek braku peletów i brykietów ze słomy. Takie rozwiązanie jest możliwe w przypadku wystarczającej powierzchni pomieszczeń kotłowni. Obsługa kotłów jest bardzo prosta. Do kotłów o mocy do 100 kW ładuje się ręcznie małe bale o wadze do 12 kg w ilości 2-6 sztuk nie częściej niż trzy razy na dobę. W okresie letnim jeden wsad słomy zapewnia wystarczającą ilość ciepła do produkcji ciepłej wody użytkowej na dobę. Aby zminimalizować obsługę, w układzie c.o. powinien być zainstalowany zbiornik akumulacyjny gromadzący ciepłą wodę. Wielkość zbiornika dobiera się do wielkości kotła.

Sprawność kotłów na paliwo w balach nie przekracza 80%. Niestety wadą tego typu kotłów jest wymóg podawania słomy dobrze wysuszonej. Wilgotność nie może przekroczyć 20%, a bale nadmiernie wilgotne będą spalane jedynie częściowo. Wartość energetyczna zawilgoconych bali może się zmniejszyć nawet do 8 MJ/kg (ok. 50%). Tak zawilgoconego paliwa nie powinno się podawać do spalania²⁸.

2.4.8. Kotłownie dużej mocy do spalania słomy

Na polskim rynku dostępne są kotły dużej mocy (100-500 kW) na słomę podawaną do nich w balach oraz kotły na słomę rozdrobnioną (do 1 MW). Spalanie biomasy w kotłach na słomę rozdrobnioną nie wymaga stosowania dobrze przesuszonego paliwa. Ponadto pozwala na zastosowanie nowoczesnych rozwiązań podających i sterujących spalaniem. Sprawność kotłów dużej mocy wynosi około 85% przy płynnej regulacji mocy od 20 do 100%. Przy kotłowniach na słomę dużej mocy pojawia się problem z zapewnieniem dostaw paliwa. Dla kotłowni o mocy 1 MW konieczne jest zabezpieczenie paliwa w ilości ok. 1.000 ton na sezon grzewczy.

Kotły do spalania słomy rozdrobnionej są zautomatyzowane, mają zmienną wydajność i moc około 1 MW lub większą. Przykład: tego typu kotły zainstalowane zostały w kotłowni w Lubaniu. Cztery kotły posiadają moc 2×3,5 MW + 1 MW. Możliwe jest spalanie słomy o wilgotności nawet do 30%. Baloty z magazynu przy kotłowni ładowane są na stół podawczy i transportowane do rozdrabniacza. Po pocięciu na krótkie i równe włókna, które gwarantują prawidłowy proces spalania, słoma dozowana jest podajnikiem ślimakowym do śluzy ogniowej (jej zadaniem jest zabezpieczenie przed cofnięciem się ognia). Następnie słoma trafia do kotła, gdzie w przedniej części komory spalania odbywa się zgazowanie części lotnych. Otrzymany w ten sposób gaz po wymieszaniu się z powietrzem wtórnym, podawanym systemem dysz, ulega spalaniu w komorze spalania. Odgazowana słoma dopalana jest na ruszcie schodkowym, przy udziale strefowo podawanego powietrza pierwotnego. Popiół odprowadzany jest na zewnątrz za pomocą podajnika ślimakowego, a spaliny trafiają do odpylacza aerodynamicznego, gdzie zostają oczyszczane ze skutecznością powyżej 90%) i wyprowadzone przez komin.

2.4.9. Instalacje do termicznego przetwarzania odpadów

Podjęte są próby energetycznego wykorzystania osadów ściekowych, których parametry energetyczne zbliżone są do wartości energetycznych torfu. Osadów ściekowych i przemysłowych odpadów organicznych powstaje w Polsce ok. 2,5 mln ton suchej masy rocznie, z czego palnych i wyselekcjonowanych odpadów organicznych na składowiskach odpadów komunalnych ok. 0,4 mln ton rocznie.

Duże ilości odpadowej biomasy powstają w przemyśle celulozowo-papierniczym. W Polsce w zakładach papierniczych powstaje rocznie ponad 1,6 mln ton suchej masy odpadów, głównie w postaci ścieków ligninowych w ługach warzelnych. Wytwarza się z nich m.in. duże ilości energii elektrycznej za pomocą turbin parowych (na ogół o mocy 15 MWe) zasilanych przez kotły spalające drewno odpadowe, korę, odpadową makulaturę i ścieki ligninowe (m.in. w Świecku, Kwidzynie i Ostrołęce). Oszczędza się w ten sposób rocznie około 0,1 mln ton węgla zastępując go przez odpadową biomasę.

Przemysł papierniczy dysponuje następującymi zasobami biomasy:

- kora i drewno odpadowe – 455 tys. ton/rok,
- osady z oczyszczalni – 96 tys. ton/rok,
- odrzuty z recyklingu papieru – 230 tys. ton/rok,
- makulatura nadająca się do spalania – 930 tys. ton/rok.

Energetyczne wykorzystanie osadów ściekowych ma miejsce m.in. w oczyszczalni ścieków Gdynia-Dębogórze, gdzie zbudowano spalarnię o mocy 4 MW, przepustowości 10-20 ton suchej masy osadów na dobę i dostarczającą energię cieplną do suszarni osadów o mocy 2 MW. Gazyfikację i spalanie gazowe osadów ściekowych w kotłowniach centralnego ogrzewania stosuje się w mniejszych oczyszczalniach ścieków w pirolitycznych kotłach FUWI o mocy 0,2 MW.

Urządzenia do pirolizy osadów ściekowych pracują m.in. w oczyszczalniach ścieków w Swarzewie k. Pucka, Radziejowie k. Konina, Brzozowie k. Krosna, Makowie k. Ciechanowa, Gostyninie k. Płocka. Osady można mieszać z suchym miałem węglowym (25% mialu, 75% osadu). Eksploatacja urządzeń do gazyfikacji osadów ściekowych jest ekonomicznie opłacalna. Roczny koszt zaoszczędzonego węgla równa się cenie 1 kotła c.o. o mocy 200 kW zainstalowanego w Swarzewie. Emisje zanieczyszczeń są mniejsze niż z konwencjonalnych kotłów gazowych. Projektowane jest energetyczne wykorzystanie osadów w Szczytnie. Produkuje się tu 3 tony suchej masy osadu na dobę, z którego można odzyskać ok. 200 kW mocy cieplnej w instalacji c.o. Pełna linia technologiczna do termicznej utylizacji osadów ściekowych z miasta zamieszkałego przez kilkadziesiąt tysięcy mieszkańców kosztuje ok. 3 mln zł²⁹.

Duża różnorodność możliwości, rodzajów i sposobów pozyskiwania biomasy, pozwala zaspokoić potrzeby energetyczne lokalnego społeczeństwa w tzw. czystą energię. Czynniki przemawiającymi za wykorzystaniem biomasy są oprócz walorów ekologicznych, aspekty natury ekonomicznej i społecznej środowisk lokalnych. Argumentami za energetycznym wykorzystaniem biomasy mogą być:

- wystarczająco zweryfikowane i nieuciążliwe metody pozyskiwania energii z biomasy,
- biomasa może być produkowana i użytkowana bez dużych inwestycji technologicznych,
- energia zawarta w biomacie jest najmniej kapitałochłonnym źródłem energii odnawialnej,
- wytwarzanie nośnika energii w postaci biomasy powoduje ożywienie koniunktury lokalnej, szczególnie na terenach rolniczych,
- zdecentralizowane wytwarzanie z biomasy energii: elektrycznej, cieplnej, mechanicznej,
- wspomaganie dochodu na wsi, który jest trudny do uzyskania przy nadprodukcji żywności,
- tworzenie nowych miejsc pracy, szczególnie ważnych w zagrożonych bezrobociem gminach.
- w konwencjonalnej energetyce występują wysokie koszty oczyszczania spalin pochodzących z paliw kopalnych,
- w stosunku do spalania paliw kopalnych przy spalaniu biomasy występuje znaczne zmniejszenie emisji SO₂ i ilości powstającego popiołu oraz ograniczenie emisji CO₂.

Według ocen naukowców z Uniwersytetu Rolniczego w Krakowie biomasa, jako paliwo wytwarzane w rolnictwie, daje szansę dynamicznego rozwoju obszarów wiejskich. Szacuje się, że do 2020 roku może powstać 36 tysięcy nowych miejsc pracy związanych ze skupem, przetwórstwem i transportem biomasy³⁰.

2.5. EKONOMICZNE ASPEKTY WYKORZYSTANIA BIOMASY ROLNICZEJ DO OGRZEWANIA BUDYNKÓW

Dane dotyczące zagadnień ekonomicznych w zakresie produkcji i wykorzystania biomasy rolniczej, ze względu na kształtujący się dopiero rynek w tym zakresie, są bardzo zróżnicowane i przez to mało wiarygodne.

Koszty wykorzystania biomasy rolniczej składają się z 2 podstawowych elementów:

- nakładów inwestycyjnych na obiekt opalany biomasą rolniczą,
- kosztów eksploatacyjnych (w szczególności kosztów paliwa).

W kwestii nakładów inwestycyjnych występują pewne nieporozumienia dotyczące zakresu koniecznych prac związanych z wdrożeniem nowej technologii. Otóż zwykle o wdrożeniu technologii związanej z wykorzystaniem biomasy rolniczej mówi się w przypadku modernizacji starych i wyeksploatowanych systemów ciepłowniczych. Jest to szczególnie wyraźnie widoczne w kotłowniach zasilających systemy centralnego ogrzewania w dawnych po pegeerowskich „agromiasteczkach”, a więc w kategorii przede wszystkim predestynowanych do wykorzystania własnych nośników energii. Otóż należy oddzielić koszty samej technologii składającej się z kotła, układu wyrzutu spalin układu podawania paliwa i magazynu paliwa od kosztów odnowienia systemu ciepłowniczego (sieci przesyłowe, węzły cieplne, pompownie cyrkulacyjne), których odnowienie warunkuje prawidłową pracę każdej zamontowanej technologii. Uwzględnienie tych towarzyszących kosztów jako związanych jedynie z planowaną technologią energetycznego wykorzystania biomasy zakłóca prawidłową ocenę sytuacji i jest często używane jako argument przeciwko tego typu inwestycjom.

Koszt jednostkowy mocy zainstalowanej w kotłowni opalanej biomasą jest bardzo silnie uzależniona od wielkości kotła. Wynika to z faktu, że pewne elementy, np. automatyka ma taką samą cenę dla kotła małego i kilkakrotnie większego, stanowiąc rodzaj „kosztów stałych”. Tak, więc ceny jednostkowe prostych kotłów wsadowych na słomę o mocach od 20 do 500 kW wahają się w granicach 150-350 tys. zł/MW³¹. Oznacza to, że kocioł do domu jednorodzinnego o mocy 30-40 kW kosztuje ok. 5-12 tys. zł, a do gospodarstwa produkcyjnego, o mocy 300-500 kW to wydatek ok. 30-60 tys. zł. Nieco inaczej sytuacja przedstawia się w kotłowniach komunalnych czy związanych z produkcją rolniczą wyposażonych w kotły automatyczne, opalane słomą lub zrębkami innej biomasy. W takim przypadku nakłady inwestycyjne wahają się od 650-1.500 tys. zł/MW. Przedstawione powyżej koszty dotyczą samej technologii, natomiast w całkowitym rachunku dokonywanym przez inwestora muszą uwzględniać inne koszty związane z modernizacją lub budową budynku kotłowni i modernizacją systemu ciepłowniczego.

Porównując te dane z kotłowniami zasilanymi innymi nośnikami energii, nakłady inwestycyjne na kotłownie opalane biomasą są nieco wyższe. Jednak należy uwzględnić, że koszty paliwa, a więc i koszty eksploatacyjne kotłowni dla biomasy są znacznie korzystniejsze od innych paliw. Zależności w tym zakresie obrazuje wyliczenie dla domku jednorodzinnego o powierzchni 180 m². Oznacza to, że zwrot różnicy w nakładach inwestycyjnych pomiędzy kotłownią węglową a opalaną słomą nastąpi po niespełna 7 latach. Biorąc pod uwagę, że podany w tablicy nakład inwestycyjny jest zawyżony, a rzeczywisty koszt paliwa, pozyskiwanego na własny użytek przy okazji produkcji zbożowej jest niższy od faktycznej ceny rynkowej, korzyści z zastosowania kotłowni na słomę są znacznie bardziej spektakularne i według wyliczeń własnych prosty okres zwrotu nie przekracza w stosunku do węgla 3 lat. Jeszcze bardziej wyraźne korzyści są w przypadku porównania z gazem ziemnym, olejem opałowym, czy gazem płynnym. Podobne zależności występują dla większych kotłowni. Wynika z tego jednoznaczny wniosek, że zastosowanie biopaliw pochodzenia

Rodzaj nośnika energii	Nakłady inwestycyjne [zł]	Roczne wydatki na paliwo [zł]
węzeł cieplny	23.800	2.960
kotłownia elektryczna	3.000	6.847
kotłownia na słomę	12.800	818
kotłownia na drewno	4.940	1.610
kotłownia na olej zużyty	16.240	1.967
kotłownia na olej opałowy	26.600	4.004
kotłownia na gaz płynny	18.050	8.399
kotłownia na gaz ziemny	8.300	3.694
kotłownia na koks	3.710	2.515
kotłownia na miał	4.270	1.442
kotłownia na węgiel	4.270	2.063

Tab. 3. Porównanie nakładów inwestycyjnych i kosztów zużytego paliwa dla różnych wariantów ogrzewania domku jednorodzinnego

rolniczego na terenach wiejskich przynosi oczywiste i wyraźne korzyści ekonomiczne dla inwestorów i późniejszych eksploatatorów obiektów energetycznych.

Ustalona przez wysokość opłaty wyrównawczej minimalna cena energii elektrycznej wytwarzanej w oparciu o spalanie biomasy stwarza także nową sytuację w zakresie budowy układów kogeneracyjnych w systemach komunalnych. Efektywność ekonomiczna takich rozwiązań jest, co prawda niższa aniżeli w układach przemysłowych, w których występuje stałe w ciągu roku zapotrzebowanie na energię cieplną, co pozwala na stałą i efektywną produkcję energii elektrycznej. Tym niemniej w systemach komunalnych, opierając kalkulację na zapotrzebowaniu na ciepłą wodę użytkową, można zaprojektować poprawne ekonomicznie funkcjonowanie bloku kogeneracyjnego. Przykładowe wyliczenie dotyczące 4 wariantów technologicznych, opartych na różnych rodzajach kotłów i turbin, a także w jednym przypadku w oparciu o silnik parowy, przy założeniu bardzo ostrożnych cen sprzedawanej energii elektrycznej i ciepłej wskazuje na możliwość uzyskania prostych okresów zwrotu od 6,3 do 9,5 roku³².

Wydaje się, że podstawowym problemem dla inwestycji związanych z energetycznym wykorzystaniem biomasy rolniczej jest kwestia zgromadzenia kapitału początkowego pozwalającego na podjęcie inwestycji. Dotyczy to w szczególności systemów skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej, które cechują się wysokimi nakładami inwestycyjnymi. Zarówno inwestorzy wiejscy, jak i komunalni zwykle nie mają dużych możliwości wygenerowania środków własnych na finansowanie nawet bardzo uzasadnionej ekonomicznie inwestycji. Jeśli chodzi o kredyty komercyjne, to oprócz w dalszym ciągu wysokiego oprocentowania wymagają one bardzo wysokich i trudnych do wypełnienia zabezpieczeń. To samo dotyczy zresztą preferencyjnych pożyczek udzielanych przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, jak też przez niektóre fundusze wojewódzkie. W takiej sytuacji bardzo cenną formą pomocy są bezzwrotne dotacje udzielane przez EkoFundusz. Ze względu jednak na jego możliwości finansowe mogą one dotyczyć tylko ograniczonej ilości inwestorów i nie stanowią rozwiązania systemowego, obejmującego cały obszar kraju, pozwalającego na rzeczywiste ożywienie działań inwestycyjnych w zakresie wykorzystania biomasy rolniczej. W chwili obecnej trudno również powiedzieć, jaka będzie cena równowagi dla biomasy zamawianej przez energetykę zawodową do współspalania z węglem w dużych kotłach energetycznych. Taka ocena będzie dopiero możliwa po wyselekcjonowaniu odpowiednich technologii współspalania, jak też i po ustaleniu się sytuacji rynkowej w zakresie handlu „zieloną energią” i jej świadectwami pochodzenia.

Najklarowniej sytuacja instalowania kotłów na biomasę przedstawia się obecnie w indywidualnych gospodarstwach rolnych, gdzie nakłady inwestycyjne są stosunkowo niewysokie, a korzyści duże. Powszechność takich rozwiązań zależy jednak w dużym stopniu od uświadomienia rolników o korzyściach płynących z zastosowania kotłów opalanych biomasą.

Reasumując należy stwierdzić, że opłacalność inwestycji w instalacje wykorzystujące biomasę rolniczą jest zadowalająca, konieczne są tylko mechanizmy pozwalające na pokonanie bariery informacyjnej i zgromadzenia odpowiednich środków inwestycyjnych³³.

PYTANIA KONTROLNE

- 1) Podaj definicje biomasy.
- 2) Wymień rodzaje biomasy w zależności od kierunku jej pochodzenia.
- 3) Co to jest piroliza? Jakie produkty powstają w procesie pirolizy szybkiej?
- 4) Wymień oraz opisz jedną z czterech faz fermentacji metanowej.
- 5) Z jakich funduszy udzielane są bezzwrotne dotacje dla inwestycji związanych z wykorzystaniem biomasy?
- 6) Wymień typy kotłów wykorzystywanych do spalania słomy.
- 7) Co wchodzi w skład kosztów wykorzystania biomasy rolniczej?

3.1. CHARAKTERYSTYKA WYBRANYCH ROŚLIN ENERGETYCZNYCH UPRAWIANYCH W POLSCE — RODZAJE I WARUNKI UPRAWY

Z prognoz zmian intensywności wykorzystania rolniczej przestrzeni produkcyjnej wynika, iż polskie rolnictwo stanowić będzie w coraz szerszym zakresie źródło surowców dla przemysłu i lokalnej energetyki. Pewną alternatywą są uprawy szybko rosnących roślin energetycznych, których biomasa może być wykorzystana do chemicznego przetwórstwa (celuloza, metanol) oraz jako odnawialne i ekologiczne paliwo³⁴.

Uprawy energetyczne to takie, których plody wykorzystuje się do wytworzenia ciepła, energii elektrycznej, czy też paliwa, ciekłego lub gazowego. W europejskiej strefie klimatycznej pod pojęciem roślin energetycznych rozumiane są:

- rośliny o dużym przyroście biomasy (np. miskant, wierzba, ślazo wiec), które mogą być stosowane m.in. w celach grzewczych,
- rośliny jednoroczne, o dużej zawartości cukru i skrobi (zboża, ziemniaki, buraki, kukurydza na ziarno), wykorzystywane do produkcji etanolu,
- rośliny oleiste (rzepak, słonecznik i len), z których wyłacza się olej roślinny.

ROŚLINY ENERGETYCZNE	
jednoroczne	wieloletnie
<ul style="list-style-type: none"> ▪ rzepak ▪ ziemniaki ▪ buraki ▪ kukurydza ▪ zboże 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ formy drzewiaste ▪ ślazo wiec ▪ topinambur ▪ trawy ▪ róża wielokwiatowa

Tab. 4. Podział roślin energetycznych

3.1.1. MISKANT OLBRZYMI (*Miscanthus sinensis giganteus*)

Jest międzygatunkowym mieszańcem miskanta chińskiego i miskanta cukrowego należącym do rodziny traw. Tak powstały gatunek jest sterylny, czyli nie wytwarza nasion w drodze rozmnażania generatywnego. Może on być rozmnażany wyłącznie wegetatywnie za pomocą podziemnych kłączy, bądź poprzez sadzonki otrzymane z kultur „in-vitro”.

W roku założenia plantacji miskant osiąga wysokość około 2 metrów, a plon suchej masy z 1 ha wynosi 2-3 tony. W drugim roku uprawy rośliny wyrastają na ponad 3 metry i plonują na poziomie 8-15 ton suchej masy z 1 ha. Maksymalny potencjał plonotwórczy plantacji miskanta olbrzymiego osiągają od 3 roku uprawy, kiedy rośliny wchodzi w okres najintensywniejszego wzrostu. Możliwy do uzyskania plon waha się w granicach 30-40 ton suchej masy z 1 ha.

Wymagania klimatyczno-glebowe

Wymagania miskanta nie są bardzo duże, plantacje mogą być z powodzeniem zakładane na glebach IV i V klasy. Rośliny wykształcają silnie rozwijający się system korzeniowy, co wpływa na odporność ich na okresowe niedobory wody, a także ułatwia korzystanie z trudniej dostępnych składników pokarmowych. Najkorzystniejszy odczyn glebowy zbliżony jest do 6,2 pH, jednak miskant nie jest bardzo wymagający pod tym względem i toleruje odczyn gleby w granicach 4,5-8,2 pH.

Sadzenie

W polskich warunkach klimatyczno-glebowych obsada roślin powinna wynosić 1-3 sztuki na 1 m², czyli na 1 hektarze powinno wysadzić się od 10 do 30 tys. sadzonek. Kłacza sadi się na głębokość około 15-20 cm przy



Rys. 27. Miskant olbrzymi

rozstawie rzędów 70 cm i odległości między roślinami w rzędzie 45 cm. Zalecany termin zakładania plantacji na terenie Polski jest zróżnicowany w poszczególnych rejonach:

- rejon południowo-zachodni – I i II dekada maja,
- rejon centralny – III dekada maja i I dekada czerwca,
- rejon północno-wschodni – II i III dekada czerwca.

Pielęgnacja plantacji miskanta nie jest skomplikowana. W praktyce ogranicza się do eliminacji pojawiającego się zachwaszczenia (szczególnie w pierwszym roku uprawy). W pierwszym roku uprawy zalecany jest jesienny zbiór zielonej masy, a następnie obsypanie roślin glebą na wysokość 30 cm w celu zabezpieczenia przed mrozem w okresie zimowego spoczynku.



Rys. 28. Sorgo

3.1.2. SORGO (*Sorghum Vulgare*)

Sorgo to rodzaj traw z rodziny wiechlinowatych, obejmujący ok. 30 gatunków zielnych pochodzących z Afryki. Kilka gatunków jednorocznych, objętych wspólną nazwą *Sorghum vulgare* należy do roślin najdawniej uprawianych, rozpowszechnionych w rejonach zbyt suchych lub zbyt gorących dla innych roślin. Zajmuje 5. miejsce (po pszenicy, ryżu, kukurydzy i jęczmieniu) w światowej produkcji zbóż. Sorgo dużo efektywniej niż kukurydza gospodaruje wodą. Wynika to m.in. z faktu rozwijania dwukrotnie większej powierzchni korzeni wtórnych w każdej fazie wzrostu. W przypadku głębokiego niedostatku wody, rośliny wchodzą w stan uśpienia, wstrzymując vegetację, a następnie kontynuują wzrost wraz ze wzrostem wilgotności gleby.

Wymagania klimatyczno-glebowe

Większość typów gleb i klas bonitacyjnych, z wyjątkiem gleb zimnych, wilgotnych, które spowalniają wzrost roślin. Nadaje się szczególnie na gleby lekkie, szybko nagrzewające się, najlepiej rozwija się na glebach lekko kwaśnych. Rośliną, z którą związane są duże oczekiwania – a dla wielu rolników będącą źródłem ratunku w latach suchych – jest odmiana sorgo cukrowego. Pomędzy poszczególnymi mieszancami sorgo pastewnego istnieją bardzo duże zróżnicowania co do długości okresu wegetacji, wysokości roślin, zawartości cukrów w roślinach, zawartości suchej masy, plonu suchej masy oraz odporności na wyleganie (położenie się całego łanu), wrażliwości na chłody i herbicydy. Sorgo cukrowe posiada niespotykaną dynamikę wzrostu w naszej strefie klimatycznej. Im suchsze i cieplejsze warunki będą latem, tym większa różnica w końcowym wzroście i zieloności roślin.

Siew

- siałę należy, gdy temperatura gleby na głębokości siewu osiągnie 10-12°C (zwykle w II połowie maja). *Sucrosorgo* wschodzi szybko, gdy temperatura na głębokości 10 cm wynosi 15°C głębokość siewu: 2,5-4 cm (głębiej na glebach lżejszych),
- gęstość siewu: optymalna gęstość to 220-240 tys. nasion/ha (ok. 6-8 kg/ha). Zbyt gęsty siew zwiększa plon zielonej masy, ale obniża zawartość suchej masy i strawność substancji organicznej ze względu na większy udział łodyg. Zbyt rzadki siew powoduje krzewienie roślin i zwiększenie udziału grubych, nisko strawnych łodyg. Wybór wariantu proporcji siewu zależy w głównej mierze od stopnia ryzyka wystąpienia letniej suszy i oczekiwanej wartości energetycznej kiszonki! Im ryzyko wystąpienia deficytu wody jest większe, tym większa powinna być ilość rzędów sorgo.

3.1.3. RÓŻA WIELOKWIATOWA (*Rosa Multiflora*)

Odmiana jatar wykorzystana do celów energetycznych spełnia warunki do produkcji biomasy. Ze względu na silnie krzewiące się krzaki oraz duży przyrost – pędy długie od 4-6 metrów łukowato wygięte. Roślina tworzy głęboki system korzeniowy stąd jest wytrzymała na suszę, niemniej gleba dobrze utrzymująca wilgoć umożliwi pomyślny wzrost



Rys. 29. Róża wielokwiatowa

oraz duży przyrost biomasy. W wyniku prac hodowlanych wyhodowano odmianę róży bezkolcowej. Gatunek niezmodyfikowany występuje w Polsce w stanie dzikim.

Wymagania klimatyczno-glebowe

Ziemia lepszych klas IVa lub IVb. Odczyn pH gleby (jej względna kwasowość lub zasadowość) nie jest szczególnie istotny w granicach pH 5,5-7,5. Przy niższym pH (wyższej kwasowości) korzystne jest zastosowanie wapna ogrodniczego. Róża jatar dobrze toleruje zanieczyszczenia. Wskazane wykorzystanie substancji organicznych, między innymi osadów pościekowych, obornika, czy kompostu.

Sadzenie

Różę tniemy na dł. 20-25 cm i sadzimy umieszczając pionowo w ziemi w taki sposób, aby jedno oczko wystawało na powierzchnię. Na plantacjach energetycznych na ziemiach słabszych co 0,5 m w rzędzie, na lepszych (klasy IVa, IVb) co 1 m w rzędzie.

3.1.4. WIERZBA ENERGETYCZNA (*Salix Viminalis*)

Jedną z roślin najczęściej stosowanych na plantacjach energetycznych jest wierzba energetyczna *Salix Viminalis*, a dokładnie rzecz ujmując jej szybko rosnące odmiany. Ten gatunek wierzby charakteryzuje się najszybszym przyrostem biomasy, łatwością rozmnażania wegetatywnego, odpornością na choroby i szkodniki. Wierzba jest rośliną krzewiastą. Może być uprawiana na użytkach rolnych całej Polski³⁵.

Warunki klimatyczno-glebowe

Wierzbę energetyczną można uprawiać na wielu różnych typach gleb. Roślina cechuje się dużą elastycznością i znosi gleby o pH od 4,5 do 7,6 (odczyn wyższy niż 7,6 pH jest źle tolerowany). W odniesieniu do gleb rolniczych najkorzystniejszymi są gleby klasy: III, IV i V oraz tereny podmokłe, a także okresowo zalewane. Szczególnie należy tutaj zwrócić uwagę na możliwość wykorzystania pod uprawę nieużytków rolniczych. Generalnie wierzba jest rośliną bardzo lubiącą wodę. A więc wskazane jest sadzić ją na gruntach, które zapewnią jej odpowiednią ilość wilgoci (wysoki poziom wód gruntowych). Jest to szczególnie ważne w pierwszym roku, gdy roślina dopiero wykształca system korzeniowy.



Rys. 30. Wierzba energetyczna

Sadzenie

Sadzonkami wierzby energetycznej są tzw. sztopry (inna nazwa to zrzezy). Powstają one w wyniku podziału pędów wierzby (najlepiej 1-letnich odrostów) na odcinki o długości ok. 20 cm i grubości od 8 mm do ok. 2 cm (grubość jednorocznych pędów wierzby). W zależności od terenu, na którym ma być wysadzana wierzba, długość sadzonek może być dobierana indywidualnie, np. gdy teren jest bardziej suchy lub okres nasadzeń jest opóźniony, trzeba się zastanowić nad dłuższą sadzonką, np. 25 cm lub nawet 30 cm. Jako termin wysadzania wierzby energetycznej można przyjąć dwa okresy: jesienny (koniec listopada do pierwszych przymrozków) oraz wiosenny (od marca do połowy kwietnia). Ilość sadzonek potrzebnych na 1 hektar plantacji może wahać się, w zależności od przeznaczenia plantacji, od 15.000 do 50.000 sadzonek.

3.1.5. TOPINAMBUR — SŁONECZNIK BULWIASTY (*Helianthus Tuberosus*)

W obecnych czasach topinambur jest stosowany jako alternatywne źródło biomasy do opalania w ciepłowniach w formie peletów. Topinambur spełniać może również funkcje dekoracyjne np. w okresie kwitnienia kwiaty ma podobne do słonecznika lecz z mniejszymi koszyczkami. Uprawiany w jednym rzędzie na działce stanowić może formę żywopłotu, przyczyniając się do wytworzenia specyficznego mikroklimatu, osłania działkę od wiatrów i nadmiernego na-



Rys. 31. Topinambur

słonecznienia. Topinamburem interesują się również diabetycy i producenci tzw. zdrowej żywności, ze względu na wielocukier inulinę, który ulega przemianie do fruktozy i w tej postaci może być spożywany przez cukrzyków. W Polsce z topinamburu produkowany jest lek dla cukrzyków o nazwie *To-pinulin*.

Warunki glebowe

Pod uprawę topinamburu nadają się wszystkie gleby. Oczywiście, posadzony na glebie klasy III czy IV, wyda wyższy plon niż na glebie klasy VI. Pewnych umiejętności wymagać będzie doprowadzenie pola do tzw. uprawy rzędowej. W tym celu, przed wschodami przemieszczamy zimujące w glebie bulwy w rzędy, wykorzystując do tego obrysownik do ziemniaków.

Sadzenie

Sadzenie można wykonać w dwóch terminach, tj. wiosną III-VI bądź jesienią XI-XII. Do tego celu z powodzeniem można wykorzystać sadzarki do ziemniaków, a wysadza się w zależności od wielkości bulw 10-15 dt/ha, zachowując rozstaw rzędów i odległości w rzędach jak przy ziemniakach.



Rys. 32. Ślazo-wiec pensylwański

3.1.6. ŚLAZOWIEC PENSYLWAŃSKI (*Sida Hermaphrodita*)

W Polsce zwany także malwą pensylwańską bądź sidą, należy do rodziny ślazo-watych (*Malvaceae*), która obejmuje kilkaset gatunków roślin, występujących w klimacie tropikalnym i subtropikalnym.

Wymagania klimatyczno-glebowe

Roślina nadaje się do uprawy we wszystkich rejonach kraju i wykazuje sporą odporność na skrajne temperatury, zarówno niskie jak i wysokie. Głęboki system korzeniowy ślazo-wca umożliwia mu przetrwanie okresów suszy, jednak przy zbyt małej ilości opadów plony rośliny są zdecydowanie niższe.

Siew

Podczas wysiewu ślazo-wca szczególną uwagę trzeba zwrócić na równomierność: nasiona powinny zostać rozmieszczone w podobnej odległości od siebie, na podobnej głębokości (1-1,5 cm). Najlepszym sposobem osiągnięcia tego celu jest zastosowanie siewu maszynowego. Uprawę ślazo-wca na cele pastewne lub przeznaczonego do produkcji biogazu można zacząć użytkować już w drugim roku prowadzenia plantacji. Pierwszego zbioru plonów dokonuje się w maju, drugiego zaś na przełomie lipca i sierpnia, gdy rośliny osiągną wysokość 100-150 cm. Jeśli chodzi o zbiór ślazo-wca przeznaczonego na nasiona, który można połączyć ze zbiorem na cele energetyczne, to najlepiej dokonywać go na przełomie września i października, choć możliwe są także zbiory późniejsze (w grudniu).



Rys. 33. Topola

3.1.7. TOPOLA (*Populus*)

W krajowym doborze topoli do uprawy plantacji znalazło się osiem odmian z grupy mieszańców euroamerykańskich i amerykańskich. Odmiany uprawiane na masę drzewną mają szczególnie duże wymagania w stosunku do warunków klimatycznych, glebowych i wodnych³⁶.

Warunki klimatyczno-glebowe

Dotychczasowe badania dokumentują zadowalającą produktywność plantacji topoli o skróconych cyklach na glebach II, III i IVa klas bonitacji rolniczej. Ważny jest także odczyn gleby. Topole euroamerykańskie wymagają stosunkowo wysokiego pH gleby, w granicach 6,0-7,5. Topole mają duże wymagania w stosunku do wody. Poziom wód gruntowych powinien być na głębokości 50-200 cm, a woda musi być dobrze natleniona, przepływowa³⁷. Do osiągnięcia wysokie produktywności topole wymagają długiego okresu wegetacyjnego (180 dni) i wysokiej temperatury zwłaszcza w okresie czerwiec-wrzesień, w którym średnia powinna wynosić 17°C.

Sadzenie

Przed sadzeniem topoli należy wykonać orkę głęboką na 30-40 cm. Na glebach cięższych orkę powinna być wykonana jesienią, na glebach lżejszych wiosną. Uprawa gleby powinna zacząć się, jeśli to możliwe w lutym, a sadzenie topoli zakończyć się w połowie kwietnia. Przy późniejszym terminie nasadzeń – do połowy maja – trzeba liczyć się z koniecznością nawadniania plantacji, zwłaszcza gdy górna warstwa gleby jest przesuszona do głębokości 10 cm. Przy mechanicznym sadzeniu topoli możliwe jest użycie sadzarek do rozsady. Sadzonki muszą być umieszczane w glebie oczkami ku górze i wystawać ok. 3 cm ponad powierzchnię gleby. Należy sadzić je tak, aby ziemia ściśle przylegała do sadzonek. Czas pomiędzy wyjęciem sadzonek z chłodni a ich zaszadzeniem w ziemi należy skrócić do minimum. W okresie sadzenia należy robić wszystko, aby sadzonki nie uległy przesuszeniu.

3.1.8. MOZGA TRZCINOWATA (*Phalaris arundinacea*)

Mozga trzcinowata (*Phalaris arundinacea*) – wieloletnia trawa należąca do rodziny *Poaceae* o dużym potencjale wzrostu. Występuje na całym niżu Polski, zwłaszcza w zbiorowiskach nadwodnych. Roślina o wysokości 1-3 m, z długimi rozłogami, z których wykształca pędy vegetatywne i kwiatowe, silnie ukorzeniająca się. Roślina ta podobna jest do trzciny pospolitej.

Warunki klimatyczno-glebowe

Występuje przeważnie na żyznych łągach rozlewiskowych, rzadziej na łągach właściwych. Znosi długotrwałe zalewy powierzchniowe wodami przepływowymi. W Polsce jedyna odmiana (*Motycka*) o wyższych właściwościach przydatnych do uprawy na użytkach rolniczych, aniżeli naturalny ekotyp tego gatunku. Doskonale reaguje na zwiększone nawożenie azotowe.



Rys. 34. Mozga trzcinowata

Siew

Wysiać ok. 19 kg nasion na hektar. Głębokość siewu ok. 2 cm, przy dobrej wilgotności, i temperaturze ok. 15°C – wschody następują po 14 dniach. Minimalna temperatura kiełkowania 4-5°C. Pełny rozwój w 2 lub 3 roku po siewie. Nawożenie: N 80 kg/ha, P₂O₅ 60 kg/ha, K₂O 80 kg/ha. Zbiór – 1-2 razy w roku. W latach 90. w krajach UE zrealizowano program hodowlany ukierunkowany na wyodrębnienie ekotypów przydatnych do produkcji biomasy na cele energetyczne. W uprawie istnieje możliwość zmechanizowania technologii produkcji zestawami typowych maszyn rolniczych przy względnie długim okresie użytkowania sięgającym do około 15 lat.

3.1.9. KUKURYDZA (*Zea Mays*)

Kukurydza ma szerokie zastosowanie jako roślina pastewna, jadalna i przemysłowa. W ostatnich latach w Polsce obserwuje się znaczny wzrost zainteresowania kukurydzą jako rośliną pastewną oraz jako rośliną energetyczną na biomasę. Głównym kierunkiem uprawy jest uprawa jej na kiszonkę. Wprowadzenie wczesnych i pełnych odmian mieszańców hodowli krajowej i importowanych oraz opracowanie dla nich intensywnych metod uprawy, stworzyło warunki do rozszerzenia w Polsce również innych kierunków uprawy kukurydzy na ziarno i susz.

Wymagania klimatyczno-glebowe

Wymagania kukurydzy uprawianej na zielonkę w plonie wtórnym i w poplonach ścierniskowych są takie same jak kukurydzy uprawianej w plonie głównym. Kukurydza nie ma dużych wymagań glebowych. Dobrze plonuje zarówno na kompleksach pszennych, jak i na żytnich klasy IVb, pod warunkiem zaopatrzenia w wodę i składniki pokarmowe. Najlepsze są jednak gleby próchniczne, przewiewne i ciepłe, które mogą zgromadzić zapas wody, a więc – czarnoziemy i lessy. Dobre są również mady, gleby brunatne i mocne piaski gliniaste. Odczyn gleby powinien być obojętny, kukurydza dosyć dobrze znosi też pH w granicach 5-7,5. Kukurydza może pobierać wodę ze znacznych głębokości – do 1,5 m, a na glebach głębokich nawet z 3-4 m. Najlepiej jednak, gdy woda gruntowa znajduje się na głębokości 1 metra. Szacuje się, że jedna roślina podczas wegetacji zużywa ok. 200 litrów wody.

Siew

Bezpośrednio przed siewem rolę trzeba spulchnić i wyrównać jej powierzchnię. Zestaw uprawowy powinien pracować z prędkością nie mniejszą niż 6-7 km/h. Głębokość spulchniania powinna być równa głębokości planowanego siewu kukurydzy i wynosić od 4 do 8 cm. Nasiona umieszczone w warstwie gleby, która nie ma zniszczonych kapilar otrzymują optymalną ilość wody potrzebną do kiełkowania.



Rys. 35. Kukurydza

3.1.10. RZEPAK OZIMY (*Brassica napus*)

Rzepak ozimy w nasionach zawiera najczęściej 45-47% tłuszczu. Olej rzepakowy w postaci rafinowanej służy do celów spożywczych. Z niego też wyrabia się margarynę i inne tłuszcze kuchenne. Pozostała po wytłoczeniu oleju śruta poekstrakcyjna jest cenną paszą treściwą dla zwierząt, zawiera dużo białka, tłuszczu i innych składników pokarmowych. Nasiona rzepaku są wykorzystywane również jako ważny surowiec w produkcji biodiesla. Zastosowanie ma również słoma rzepakowa jako ważny produkt energetyczny. Obecnie rzepak ozimy zajmuje średnio około 2% gruntów ornych w Polsce.

Wymagania klimatyczno-glebowe

Rzepak jest rośliną mniej zimnotrwałą niż zboża ozime. Zimnotrwałość w dużym stopniu zależy od rozwoju roślin w jesieni. Rzepak wysiany w odpowiednim terminie jesienią rozwija silną rozetę liści, dobrze się ukorzenia i zdąży się przed zimą zahartować. Dobrze rozwinięty i zahartowany jesienią rzepak wytrzymuje krótkotrwałe mrozy do -20°C , dość wrażliwy jest natomiast na wiosenne wahania temperatury. W Polsce zasiewy rzepaku uszkodzone są częściej przez wiosenne przymrozki niż przez mrozy w czasie zimy. Następną przyczyną złego zimowania zasiewów rzepaku jest wymakanie w czasie zimy i wiosną. Najbardziej odpowiednie pod uprawę rzepaku są gleby żyzne, głębokie, zasobne w składniki pokarmowe, o odczynie zbliżonym do obojętnego 6-7 pH.

Siew

Właściwie wykonany siew rzepaku powinien zapewnić równomierne rozmieszczenie nasion na całej powierzchni pola i płytkie ich przykrycie (na głębokość około 2 cm, a w przypadku przesuszenia wierzchniej warstwy gleby – do 3 cm). Szerokość rozstawy rzędów zależy przede wszystkim od przyszłego sposobu ich pielęgnacji i w związku z tym stosuje się:

- siew w rozstawie zawężonej (18-25 cm),
- siew wąskorzędowy (12-15 cm),
- siew w rozstawie szerokorzędowej (30-35 cm).



Rys. 36. Rzepak ozimy

Na większych plantacjach zaleca się wyznaczenie ścieżek przejazdowych.

3.1.11. BURAK ENERGETYCZNY (*Beta vulgaris*)

Burak cukrowy należy do rodziny komosowatych. Wyselekcjonowany został na początku XIX wieku we Francji z użytkowanych rolniczo form pastewnych będących prawdopodobnie naturalnymi mieszancami form pastewnych z liściowymi. Kojarzy się głównie z surowcem do produkcji cukru. Jest to jednak roślina o największym wśród roślin uprawnych potencjale plonowania. W sprzyjających warunkach i przy poprawnej agrotechnice plon masy biologicznej przekracza znacznie 100 ton za 1 ha. Jest to masa o wysokiej koncentracji energii, lecz nieliczni dotąd producenci biogazu stosowali buraka cukrowego jako surowca do jego produkcji. Unijna reforma rynku cukru i znaczne ograniczenia obszaru upraw buraka do produkcji cukru zwróciły uwagę zarówno plantatorów jak i producentów biogazu na możliwości energetycznego wykorzystania tej rośliny³⁸.

Warunki klimatyczno-glebowe

W okresie siewu i kiełkowania nasion temperatura gleby na głębokości 5-10 cm powinna wynosić $5-10^{\circ}\text{C}$. Wrażliwość buraka na temperaturę poniżej 0°C zależy od jego fazy rozwojowej. Temperatura od -2 do -3°C w czasie kiełkowania i w fazie liścieni niszczy całkowicie rośliny, natomiast w fazie pierwszej pary liści właściwych oraz

w późniejszych fazach wzrostu krótkotrwałe przymrozki do -5°C nie powodują poważniejszych uszkodzeń. Burak wymaga gleb żyznych i urodzajnych (nie kamienistych), pozwalających na dobry rozwój systemu korzeniowego, położonych na terenach równinnych, dogodnych do pracy maszyn. Ponadto gleba pod burak cukrowy powinna charakteryzować się głęboką warstwą próchniczną (do 35 cm), orną (do 30 cm), co najmniej średnią zawartością próchnicy i średnią zasobnością w składniki pokarmowe, odczynem zbliżonym do obojętnego (pH 6,6-7,2) oraz dobrą strukturą.

Siew

Przed przystąpieniem do siewu buraka cukrowego należy poddać dokładnej ocenie stan techniczny siewnika. Dynamika i równomierność wschodów oraz rozmieszczenie siewek w rzędzie zależy od głębokości umieszczenia nasion w glebie. Z uwagi na małe rozmiary nasion buraka, głębokość ich umieszczenia w glebie powinna mieścić się w granicach od 2 do 3,5 cm. Na glebach lżejszych, strukturalnych lub przesuszonych należy umieszczać nasiona nieco głębiej 3 do 3,5 cm. Natomiast na glebach średnich i ciężkich, wilgotnych o powierzchni zbitej – płyciej (2 lub 3 cm). Nasiona otoczkowane należy wysiewać wcześniej, w glebę wilgotną, gdyż otoczka potrzebuje znacznych ilości wody³⁹.

Przy współczesnym poziomie rozwoju gospodarczego podstawowymi czynnikami przyrodniczymi w warunkach naturalnych wpływającymi na plony każdej uprawianej rośliny jest klimat i gleba. Stąd też podstawowym zadaniem każdego producenta jest maksymalne dopasowanie wymagań uprawianych roślin do istniejących warunków przyrodniczych. Dopiero spełnienie tego wymogu będzie gwarantem uzyskania satysfakcjonujących plonów przy najmniejszych kosztach materiałowych oraz nakładach pracy mechanicznej i żywej⁴⁰.

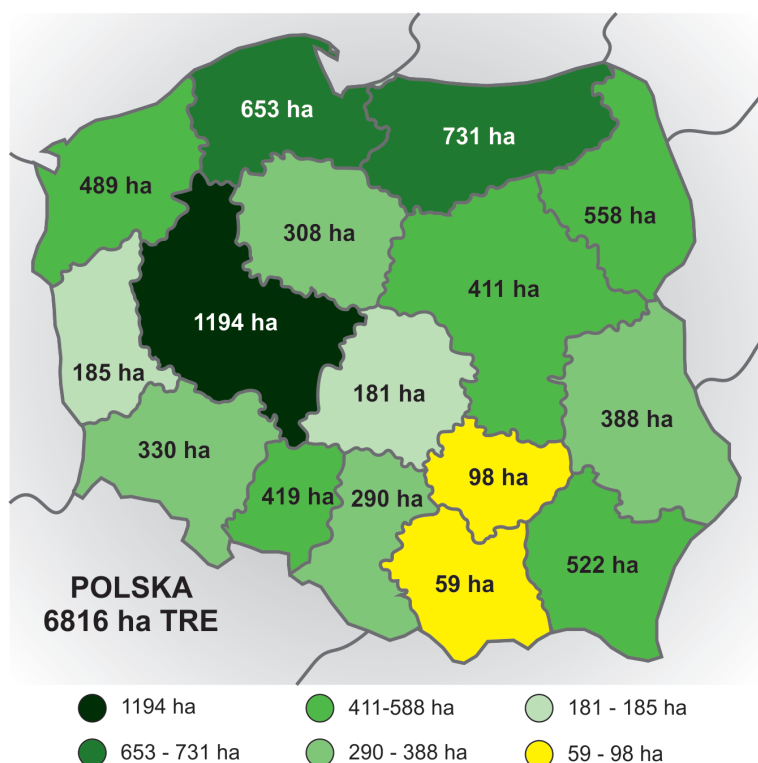


Rys. 37.
Burak energetyczny

3.2. PLANTACJE ENERGETYCZNE W POLSCE

Rośliny na plantacjach trwałych uprawiane są tylko na 6.816 ha, co stanowi 3,9% łącznej powierzchni upraw roślin energetycznych. Największy udział roślin z plantacji trwałych w łącznej powierzchni upraw roślin energetycznych stwierdzono w woj. podlaskim (85,3%), a następnie w woj. warmińsko-mazurskim, mazowieckim i pomorskim (odpowiednio od 20,6% do 10,9%). W wymienionych województwach wyróżniającej się znaczną powierzchnią upraw roślin energetycznych udział roślin z plantacji trwałych jest symboliczny (średnio ok. 2%) – w tych regionach dominuje uprawa zbóż i rzepaku na cele energetyczne. Występuje zależność, że im wyższa jest

klasa gleby tym więcej roślin znajduje optymalne warunki do wzrostu i wydaje wyższy ilościowo i jakościowo plon. W skali wskaźników klimatycznych najbardziej niestabilnym czynnikiem są opady. O wyborze roślin na cele energetyczne decyduje sprawność energetyczna, czyli stosunek energii zawartej w biomacie do energii potrzebnej na jej wytworzenie. Z dotychczasowych doświadczeń wynika, że w warunkach Polski największą wydajność energetyczną mają rośliny wieloletnie, takie jak wierzba krzewiasta (*Salix sp.*), topole (*Populus*) miskanty (np. olbrzymi - *Sinensis Giganteus*), czy ślaziozowiec pensylwański (*Sida hermaphrodita* Rusby), a także niektóre trawy np. mozga trzcinowata (*Phalaris arundinacea*). Nie wymagają one corocznego przeprowadzania intensywnych zabiegów agrotechnicznych związanych z zakładaniem plantacji.



Rys. 38. Powierzchnia trwałych plantacji roślin energetycznych (TRE) w 2008 r.

3.3. ZBIÓR, TRANSPORT ORAZ PRZECHOWYWANIE ROŚLIN ENERGETYCZNYCH

Pierwszą operacją na drodze przygotowania biomasy do spalania jest jej **zbiór**. Jest to zabieg wymagający znacznych nakładów. Czynniki różnicującymi poziom tych nakładów lub ich strukturę (relacja kosztów pracy ludzkiej i kosztów pracy maszyn) są stosowane technologie zbioru, w tym stopień zmechanizowania prac oraz forma pozyskiwanego surowca (zrębki, sieczka, całe pędy).

Zbiór roślin drzewiastych i krzewów można przeprowadzać co roku lub w cyklach 2, 3 i 4-letnich. Na cele energetyczne najczęściej stosuje się 3-letni cykl, gdyż pozwala on na uzyskanie najwyższego plonu o najniższej wilgotności. Przykłady maszyn do zbioru roślin energetycznych:

- **Kosiarka listwowa** – zawiera nóż tnący w postaci wielu nożyków tnących zwanych żyłkami, który porusza się ruchem posuwisto-zwrotnym. Cięcie odbywa się poprzez dociśnięcie rośliny do części nieruchomej zwanej bagnetem lub do żyłki znajdującej się na drugim nożu wykonującym przeciwbieżny ruch.
- **Wykaszarka** – napęd z silnika przekazywany jest za pośrednictwem łożyskowanego, sztywnego wałka do przekładni kątovej, idealna do wykaszania traw a także zdrewniałych chwastów o mocnych łodygach i pędach, doskonała do pracy na dużych powierzchniach, gdyż wyposażona została w uchwyt oburęczny.
- **Kosiarka do wierzby energetycznej** – podpinana do ciągnika i napędzana wałkiem odbioru mocy. Umożliwia ścinanie wierzby 1, 2, 3-letniej (jednocześnie ścinany jest jeden rząd). Elementem tnącym jest drobno ząbkowa tarcza (z węglików spiekanych) o średnicy 50 cm. Przeznaczona jest ona dla małych i średnich plantacji (kilkanaście hektarów) i jest doskonałą alternatywą dla wycinki wierzby przy użyciu kos spalinowych.
- **Sieczkarnia samojezdna** – profesjonalny sprzęt, pozwalający na zbiór wierzby energetycznej na dowolnym etapie wzrostu (1, 2, 3-letnie). Kombajn taki dokonuje zrębkowania wierzby i wyrzuca zrębki na przyczepę (potrzebny dodatkowo ciągnik z przyczepą). Wydajność takiej sieczkarni (w zależności od wieku wierzby) to 0,3-3 ha/h. Jedyną wadą jest wysoki koszt zakupu. Stosowanie takiej sieczkarni ma więc sens na dużych plantacjach (minimum kilkadziesiąt hektarów).
- **Sieczkarnia do kukurydzy** – napędzana od wału odbioru mocy ciągnika, nadaje się również do zbioru wierzby energetycznej (najlepiej jednorocznych odrostów). Sieczkarnia od razu dokonuje rozdrobnienia (zrębkowania) pędów wierzby i wyrzuca zrębki poprzez specjalną rynnę na przyczepę (dlatego zbiór wymaga zazwyczaj dwóch ciągników). W przypadku sieczkarni jednorzędowej model Z304 istnieje możliwość podpięcia przyczepy do sieczkarni, a więc do zbioru wystarczy jeden ciągnik.

Na plantacjach o powierzchni od kilkunastu lub kilkudziesięciu hektarów rośliny energetyczne powinny być zbierane specjalnie do tego dostosowanym kombajnem, który ścina pędy przy pomocy specjalnie zbudowanych pił, następnie rozdrabnia je w do postaci zrębków. Przy zbiorze jednoetapowym biomasa jest zbierana w postaci zrębków, natomiast w przypadku zbioru dwuetapowego zbierane są pędy, które następnie mogą być rozdrabniane do postaci zrębków, zgodnie z wymaganiami odbiorcy.

Zbiór roślin trawiastych, np. miskanta czy spartiny najczęściej przeprowadza się dwuetapowo z wykorzystaniem kosiarki oraz prasy zbierającej. Kosiarka powinna być wyposażona w spulchniacz pokosu (kondycjoner), który łamiąc sztywne łodygi trawy przyspiesza jej wysychanie w pokosie. Takie przygotowanie pokosu ułatwia jego zbiór i prasowanie. Do zbioru wy-



Rys. 39. Kosiarka listwowa



Rys. 40. Wykaszarka spalinowa



Rys. 41. Kosiarka do wierzby energetycznej



Rys. 42. Sieczkarnia samojezdna



Rys. 43. Sieczkarnia do kukurydzy

korzysta się typowe prasy zwijające lub formujące duże bele prostopadłościennie o wydajności 13-15 t/ha (1,2-1,5 ha/h). **Załadunek** odbywa się ładowaczami ciągnikowymi lub samojezdnymi. Materiał roślinny zawijany w duże bele (ok. 1 m³), których masa wynosi ok. 400 kg. Taką maszyną można zebrać rośliny z powierzchni 2 ha w ciągu godziny. Maksymalna zawartość wody przy tym systemie zbioru wynosi 25%.

Przechowywane w stertach pędy jednoroczne i przymach (2, 3-letnie) można rozdrabniać rębakami na zrębki, sukcesywnie, zgodnie z zapotrzebowaniem. Bardzo ważne, aby w ciągu całego okresu grzewczego był swobodny dojazd sprzętu do stert i przymach.

Składowanie zrębków wymaga zapewnienia warunków, w których ograniczone będą straty suchej masy i rozwój patogenów. Surowiec krótko przechowywany powinien być składowany na równej, utwardzonej powierzchni. Świeżo zebrane zrębki, składowane w naturalnych warunkach w przyzmi nie wysychają efektywnie, chłoną wodę z opadów atmosferycznych. Przechowywanie ich przez dłuższy czas w taki sposób może doprowadzić do strat substancji organicznych, wzrostu temperatury wewnątrz przyzmy i w konsekwencji do rozwoju niepożądanych patogenów.

Jeżeli zrębki mają być przechowywane przez dłuższy czas, należy zmniejszyć ich wilgotność poprzez zmagazynowanie ich pod wiatą. Jednak lepszym sposobem okazuje się zastosowanie wymuszonego przepływu powietrza atmosferycznego przez masę składowanych zrębków. Zebrane z plantacji całe pędy można przechowywać w warunkach naturalnych, na otwartym, utwardzonym składowisku w stertach do jesieni następnego roku. W wyniku działania słońca i wiatru ich wilgotność przez ten okres powinna spaść z 50% do ok. 20%. Wyszuszone w taki sposób pędy, powiązane w wiązki, mogą być składowane bez dodatkowego zadaszenia nawet przez dwa lata⁴¹.

3.4. PRODUKT FINALNY. TECHNOLOGIE I URZĄDZENIA STOSOWANE PRZY WYTWARZANIU PELETÓW, BRYKIETÓW, ZRĘBKÓW, BEL I KOSTEK

Drewno z roślin energetycznych na potrzeby energetyki może być przygotowane w postaci zrębków, brykietów, peletów, a słoma w postaci bel, kostek małych i dużych; chociaż coraz częściej także w formach kompaktowych: brykietu i peletu.

Rodzaje i charakterystyka produktu finalnego:

- **Zrębki drzewne** to ścinki drzewne o nieregularnych i niewielkich kształtach. Właściwa zrębce wilgotność gwarantuje prawidłowe ich spalanie, a powstały ze spalania popiół doskonale nadaje się do wykorzystania jako nawóz. Niska cena zrębków przyczynia się do zmniejszenia kosztów ogrzewania pomieszczeń. Postać zrębków umożliwia ich dowolne porcjowanie i dozowanie, co się wiąże z ich szerokim zastosowaniem. Zrębki można z powodzeniem stosować jako paliwo do kominków, pieców, na grill i ogniska. Wartość opałowa zrębków to ok. 15,1 MJ/kg, a wilgotność ok. 20%.
- **Brykiet drzewny** – walec lub kostka, utworzona z suchego rozdrobnionego drewna (trocin, wiórów czy zrębków), sprasowanego pod wysokim ciśnieniem bez dodatku substancji klejących. W czasie zachodzącego pod ciśnieniem 200 at. procesu brykietowania wydziela się lignina, która po obniżeniu temperatury zastyga, spajając surowiec w formie brykietu. Duże zagęszczenie materiału w stosunku do objętości sprawia, że proces spalania brykietu zachodzi stopniowo i powoli. Wartość energetyczna to 19-21 GJ/t, wilgotność: 6-8%, zawartość popiołu: 0,5-1% suchej masy.
- **Pelety** to produkowane z odpadów drzewnych, najczęściej z trocin i wiórów, długie na kilka centymetrów granulki o średnicy 6-25 mm. Granulat wytłacza się w prasie rotacyjnej, bez dodatku substancji klejącej i pod dużym ciśnieniem, które umożliwia duże zagęszczenie surowca. Pelety są paliwem łatwym do transportowania, praktycznym w magazynowaniu i najwygodniejszym w eksploatacji. Ich zaletą jest też bardzo niska zawartość popiołu (0,4-1% suchej masy). Wartość energetyczna pelet wynosi 16,5-17,5 MJ/kg, a wilgotność 7-12%.



Rys. 44. Zrębki



Rys. 45. Brykiet drzewny



Rys. 46. Pelety

- **Bele i kostki słomiane** – słoma do celów grzewczych jest zbierana i prasowana w bele lub baloty oraz w postaci ściętej sieczeni. Ostatnio coraz częściej wykorzystuje się ją do tych celów w postaci przetworzonej, czyli brykietów (najlepsza jest do tego słoma szara). Wartość opałowa słomy zależy od jej wilgotności, rodzaju zboża i sposobu jego nawożenia oraz warunków zbioru (słoma żółta i szara). Zbyt duża wilgotność obniża wartość energetyczną oraz powoduje wzrost emisji zanieczyszczeń. Optymalna wilgotność powinna wynosić około 15%, a maksymalna 18-22%. Pod względem energetycznym, np. 1 kg węgla (średniej jakości) stanowi równowartość 1,5 kg słomy. Słoma w dużym stopniu jest paliwem ekologicznym, tanim i dobrze służy środowisku naturalnemu, toteż z roku na rok rośnie zapotrzebowanie na jej produkcję.



Rys. 47. Bela słomiana

3.5. TECHNOLOGIE I URZĄDZENIA STOSOWANE W ZRĘBKOWANIU, BRYKIETOWANIU I PELETOWANIU

3.5.1. ZRĘBKOWANIE

Przeróbka drewna do postaci zrębków dokonywana może być przy pomocy siewczarki oraz rębaków. Zrębki można otrzymywać z całego drzewa (wierzba, topola), włączając w to gałęzie. W wielu gospodarstwach znajdują się tradycyjne siewczarki. Z powodzeniem można je wykorzystać (najlepiej napędzane silnikiem elektrycznym) do rozdrabniania pędów rośliny 1-letnich, ewentualnie dwuletnich. Aby zrębki nie były zbyt drobne, można wymontować połowę noży tnących (np. z 4 pozostawić tylko 2). Najlepiej, najłatwiej rozdrabniać świeżą roślinę, zebraną prosto z pola⁴². Generalnie ze względu na mobilność rębaka, a co za tym idzie, cenę zrębkowania, wyróżniamy dwie odrębne technologie zrębkowania: zrębkowanie samobieżnym rębakiem z własnym podawaniem materiału do zrębkowania oraz zrębkowanie stacjonarne.

Wilgotność zrębków drzewnych zależy głównie od czasu, jaki upłynął od ścięcia drzewa do chwili jego zrębkowania. Zawartość wilgoci w zrębkach produkowanych z zielonych części drzewa wynosi ok. 50-60% całkowitej masy. Wilgotność zrębków z drewna po letnim wysuszeniu w stertach przez 3-6 miesięcy spada do poziomu około 34-45% całkowitej masy⁴³.

3.5.2. BRYKIETOWANIE I PELETOWANIE

Pelety i brykiety opałowe powstają w procesie ciśnieniowej aglomeracji (granulowania, brykietowania), w którym sypki materiał w wyniku działania sił zewnętrznych (naciski zagęszczające) i wewnętrznych (siły i wiązania międzycząsteczkowe) przybiera trwałą postać o określonych wymiarach geometrycznych. Pelety to generalnie cylindryczne, kryształki o średnicy 4-10 mm, długości nie większej niż 20-50 mm. Brykiet to walec lub prostopadłościan o średnicy lub boku podstawy od 30 do 120 mm⁴⁴.

Proces brykietowania/peletowania rozdrobnionych materiałów pochodzenia roślinnego jest bardzo złożony. Na scalenie luźnych cząstek materiału w stałą formę geometryczną wpływa wiele czynników, takich jak:

- wilgotność materiału,
- temperatura procesu,
- wielkość cząstek materiału,
- parametry konstrukcyjne układów roboczych.

Proces **brykietowania** to ciąg zabiegów techniczno-technologicznych, podczas których z rozdrobnionych materiałów roślinnych (biomasa) powstaje paliwo stałe w formie cylindra o średnicy 50-60 mm dowolnej długości. Brykiet jest higroskopijnym paliwem o znacznej wartości opałowej (zależnej od surowca i jego wilgotności). Zagęszczanie materiałów, takich jak trociny czy rozdrobniona słoma, odbywa się najczęściej w brykietniarkach ze ślimakowym układem roboczym. W takim rozwiązaniu zagęszczanie odbywa się za pomocą ślimaka, matrycy i stożkowego trzpienia. Brykietniarki z tłokowym układem zagęszczania charakteryzują się niskim zużyciem energii na jednostkę otrzymanego produktu oraz możliwością brykietowania różnych materiałów pochodzenia roślinnego w tej samej komorze zagęszczającej. Wadą tego typu urządzeń jest skomplikowany mechanizm zamykania i otwierania komory oraz mała wydajność. Brykiety z wierzby energetycznej zachowują nadany im kształt przy wilgotności surowca 10-18%.

W procesie **peletowania** rozdrobniony materiał drzewny poddawany jest wysokiemu ciśnieniu i po przepuszczeniu przez odpowiednie kanaliki w matrycy granulującej formowany do postaci małych wałeczków

o średnicy 6-10 mm i długości ok. 25 mm. Pelety są bardzo wydajnym i ekologicznym paliwem. Wadą jest wysoki koszt wytwarzania. Ze względu na sezonowość zbioru roślin energetycznych problem przechowywania (magazynowania) będzie odgrywał decydującą rolę przy stosowaniu ich jako paliwa dla energetyki. Pelety mogą być wykonane z różnych materiałów w tym wierzby, ślazu pensylwańskiego i miskanta. Na polskim i europejskim rynku pelety występują jako produkt handlowy. Można również nabyć urządzenia do ich wykonywania.

O ile proces peletowania drewna jest znany od lat, to technologia peletowania roślin słomianych została opanowana w ostatnim okresie. Bardzo ważnym czynnikiem wpływającym na cenę peletu jest cena surowca. Suchy surowiec jest droższy od mokrego, jednak to czy surowiec jest suchy

czy wilgotny wpływa bezpośrednio na koszty samej produkcji pelet, ponieważ możliwe jest wówczas wyeliminowanie procesu suszenia, a co za tym idzie znaczne obniżenie kosztów produkcji.

Pelety są gotowe do sprzedaży, gdy surowiec przeszedł przez 4 procesy:

- 1) **suszenie** – wilgotność surowca produkcyjnego nie może przekraczać 10%. Jeśli ten warunek nie jest spełniony, należy surowiec osuszyć, gdyż granulacja materiału o wilgotności powyżej 15% jest bardzo trudna. Surowiec, który dociera do zakładu produkcji pelet, należy oczyścić z materiałów, takich jak np. kawałki metalu i piasek. Dokonuje się tego przy pomocy magnesów i sit.
- 2) **mielenie** – przygotowany surowiec jest rozdrabniany w młynie. Powstający pył jest oddzielany w cyklonie, ewentualnie w filtrach. Mielenie jest konieczne, gdyż surowiec docierający do zakładu produkcyjnego jest niejednorodny pod względem rozmiaru (choć zazwyczaj ma mniej niż 5 mm średnicy).
- 3) **prasowanie** – zanim zostaną uformowane pelety, 1-2% wody, w postaci pary wodnej, jest dostarczane do surowca drzewnego, który jest w ten sposób ogrzewany do ok. 70°C. Ogrzanie materiału prowadzi do uwolnienia ligniny, co polepsza łączenie się cząsteczek i spójność produktu końcowego. Zmiękczone lignina i pył drzewny są transportowane do prasy, gdzie ma miejsce granulacja.
- 4) **chłodzenie** – gdy pelety są jeszcze ciepłe i elastyczne, trafiają do urządzenia chłodzącego, gdzie osiągają temperaturę pokojową. Proces chłodzenia zwiększa trwałość pelet, i tym samym zmniejsza ilość pyłu powstającego w czasie przechowywania i transportu. W przypadku chłodzenia przeciwpądowego, strumień powietrza i pelety poruszają się w swoim kierunku. Pozwala to na stopniowe ochładzanie pelet, co powoduje mniejsze naprężenia (gwałtowne zmiany mogą ujemnie wpływać na jakość produktu końcowego).



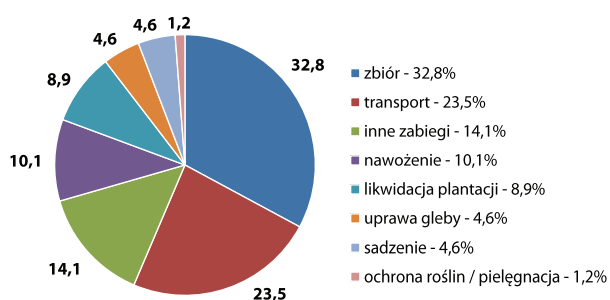
3.6. STRUKTURA NAKŁADÓW WYKORZYSTYWANYCH PRZY UPRAWIE I PRZETWARZANIU ROŚLIN ENERGETYCZNYCH

Dla rolników najważniejszym czynnikiem decydującym o podjęciu upraw energetycznych będzie ich opłacalność i konkurencyjność w stosunku do dotychczas uprawianych roślin. Założenie plantacji energetycznej wymaga od rolnika poniesienia jednorazowo stosunkowo wysokich nakładów. Ponadto, w przypadku wierzby i innych upraw o zbiorze, co kilka lat, mamy do czynienia za stosunkowo długi okres oczekiwania na pierwsze przychody. Dla wierzby pierwszy zbiór na cele energetyczne i związane z nim przychody następują dopiero w trzecim lub czwartym roku od założenia plantacji.

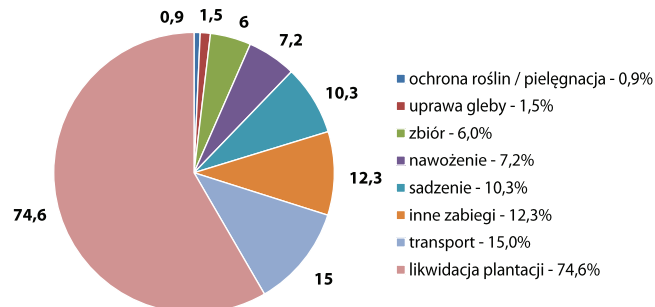


Rys. 48. Rozmieszczenie producentów peletów w Polsce

Struktura nakładów pracy ludzkiej oraz maszyn i urządzeń poniesionych przy uprawie roślin energetycznych:



Rys. 49. Struktura nakładów pracy ciągników i maszyn samobieżnych



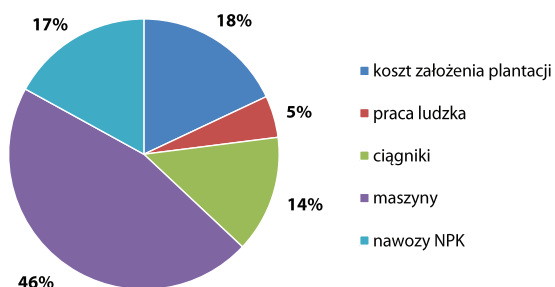
Rys. 50. Struktura nakładów pracy ludzi przy wierzbie energetycznej

Jak widać na powyższych wykresach, największy udział pracy maszyn i urządzeń obejmuje zbiór roślin energetycznych. Jeśli chodzi o pracę ludzką, likwidacja plantacji jest najbardziej pracochłonna, a zaraz po niej uprawa gleby, która należy do dość ciężkiej fizycznej pracy. Jeśli chodzi o maszyny i urządzenia, to bardzo często służą one do sadzenia roślin, co nie wątpliwie ułatwia i skraca czas pracy. Należy jednak pamiętać, że wielkość nakładów pracy maszyn i urządzeń oraz pracy ludzkiej zależy w dużym stopniu od wielkości plantacji oraz od stopnia zmechanizowania i stosowanej technologii.

RODZAJ PALIWA	WARTOŚĆ KALORYCZNA	KOSZT JEDNOSTKI CIEPŁA PRZY ZAKUPIE PALIWA	
	GJ/t lub GJ/1000 m ³	zł/t lub zł/1000 m ³	zł/GJ
olej opałowy	43,00	1.490,00	34,65
gaz ziemny	38,00	1.003,00	26,39
węgiel kamienny	26,00	392,78	15,71
miał węglowy	21,00	229,60	10,93
zrębki wierzby krzewiastej	19,36	160,00	8,26

Tab. 5. Porównanie wartości opałowej paliw kopalnych i wierzby energetycznej

Wartość energetyczną wierzby krzewiastej można porównać do mialu węglowego, co przy jej całkowicie ekologicznych parametrach procesu spalania oraz możliwej przemysłowej, odnawialnej produkcji może uczynić ją paliwem przyszłości. Prof. dr hab. Stefan Szczukowski z Uniwersytetu Warmińsko-Mazurskiego, analizując w swoich badaniach naukowych opłacalność uprawy rolnej wierzby krzewiastej w Polsce oraz opłacalność jej wykorzystania energetycznego, a także porównując opłacalność upraw np. w Szwecji, gdzie plantacje liczą ponad 30 tys. ha, stwierdza jednoznacznie, że jest to wyjątkowo opłacalne źródło energii o całkowicie ekologicznych parametrach procesu spalania, idealnie nadające się do uprawy na terenie Polski. Z przedstawionej wyżej tabeli wynika, że najtańszym źródłem energii są zrębki wierzby energetycznej. Jedynie koszt wytworzenia 1 GJ ciepła w wyniku spalania mialu węglowego jest porównywalny do kosztu wytworzenia ze zrębków wierzby energetycznej. Podstawowa korzyść dla całego rolnictwa to możliwość zagospodarowania bardzo dużego arealu gruntów w sposób, który nie będzie rolnikom przynosił kłopotliwych nadwyżek żywności. Będzie natomiast zgodny z ogólnoswiatowymi tendencjami produkowania energii ze źródeł odnawialnych i niepowodujących zanieczyszczenia środowiska naturalnego⁴⁵.



Rys. 51. Rozkład kosztów produkcji wierzby krzewiastej na gruntach ornych

Nakład kosztów oraz opłacalność upraw energetycznych na przykładzie uprawy wierzby

Koszt założenia 1 hektarowej plantacji energetycznej wierzby krzewiastej przy obsadzie 40.000 roślin/ha wynosi około 5.118 zł. Zakładając plantację wierzby krzewiastej, w pierwszych latach ponosimy znaczne koszty, ale nakłady te są ponoszone raz na 24 lata eksploatacji plantacji. Rozkładając zatem całkowity koszt założenia na 24-letni okres jej użytkowania, otrzymujemy roczne obciążenie w wysokości 213 zł.

Największy procentowy udział kosztów w produkcji wierzby krzewiastej na gruntach ornych stanowiły maszyny (46%) (rys. 42). Koszty poniesione na założenie plantacji wynosiły 18%. Koszty związane z nawożeniem roślin NPK stanowiły 17% kosztów całkowitych. Na dalszej pozycji znajdowały się koszty związane z użyciem ciągników (14%), a praca ludzka stanowiła 5% kosztów całkowitych.

3.7. PRZEPISY BHP ORAZ OCENA ODDZIAŁYWANIA UPRAW ENERGETYCZNYCH NA ŚRODOWISKO NATURALNE

Podstawowe przepisy BHP

Praca w rolnictwie indywidualnym znacząco różni się od produkcji przemysłowej. Charakteryzuje się sezonowością i wiąże się z częstymi zmianami rodzaju czynności wykonywanych przez pracownika oraz warunków ich wykonywania. Pracownik jest zatem narażony na wiele zróżnicowanych niebezpiecznych czynników występujących podczas pracy – od mechanicznych (z elektrycznymi włącznikami), poprzez termiczne, hałas i drgania po pyłowe i chemiczne. Pomimo że liczba wypadków z roku na rok spada – statystyki wypadkowe alarmują, iż częstą przyczyną wypadków przy pracy rolniczej są zaniedbania i niedopatrzona, które przy odpowiedniej wiedzy można byłoby wyeliminować. Poniżej zostały opisane podstawowe zasady bezpieczeństwa i higieny pracy, które w dużym stopniu mogą pomóc uniknąć nieszczęścia.

Używane w ochronie roślin środki chemiczne są w większości wypadków silnie trujące dla ludzi i zwierząt gospodarskich. Zatrucie może nastąpić przy wdychaniu podczas opryskiwania roślin. Stosując więc **środki chemiczne**, należy ściśle przestrzegać następujących zasad:

- 1) Podczas pracy używać specjalnych ubrań ochronnych (kombinezony, okulary, rękawice, maski przeciwgazowe).
- 2) Przygotowywać ciecz roboczą na otwartym powietrzu. Wszystkie opakowania trwałe po środkach chemicznych zakopać z dala od zabudowań gospodarskich i studni, a opakowania papierowe spalić.
- 3) Po zakończeniu pracy umyć dokładnie całe ciało oraz włożyć czystą bieliznę i ubranie, przechowywać środki chemiczne oraz odzież ochronną z dala od żywności w pomieszczeniu, w którym przechowywane są preparaty.
- 4) Trzeba zaopatrzyć w znaki ostrzegawcze i zabezpieczyć przed dziećmi i zwierzętami gospodarskimi.
- 5) Stosować środki chemiczne zgodnie z instrukcją podaną na opakowaniu. Każdy preparat ma podany na etykiecie okres karencji, tj. dopuszczalny okres dzielący ostatni zabieg od zbioru i użycia roślin do konsumpcji lub na paszę.
- 6) Opylanie na małych polach można wykonać ręcznie, natomiast na dużych plantacjach – opylaczami ciągnikowymi.
- 7) Wszystkie opakowania po środkach chemicznych trzeba koniecznie zakopać z dala od zabudowań gospodarskich i studni.
- 8) Nie wolno myć w rzekach lub stawach żadnych aparatów i naczyń służących do wykonywania zabiegów ochrony roślin.
- 9) Wodę używaną do mycia aparatów trzeba wlać do dołu, z dala od zbiorników wodnych, i dół zasypać⁴⁶.

Jeśli chodzi o **maszyny i inne urządzenia oraz narzędzia rolnicze** stosowane w uprawie roślin, należy pamiętać o następujących zasadach:

- 1) Przy nabywaniu sprzętu rolniczego należy sprawdzić, czy posiada on znak i deklarację zgodności z obowiązującymi przepisami, a także czy została dołączona instrukcja obsługi napisana w języku polskim.
- 2) Przed przystąpieniem do użytkowania ciągnika, urządzenia lub narzędzia, należy zapoznać się z zasadami bezpiecznej pracy określonymi w instrukcji obsługi, a także z oznakowaniem ostrzegawczym i informacyjnym. Podczas użytkowania sprzętu bezwzględnie ich przestrzegać.
- 3) Ruchome części maszyn rolniczych i urządzeń, takie jak: koła pasowe, pasy, koła zębate i łańcuchowe, łańcuchy, wały, przekładnie, przeguby oraz końcówki wałów, a także aktywne części zespołów roboczych, gdy nie muszą pozostawać odsłonięte ze względu na swoją funkcję, powinny być zabudowane lub wyposażone w osłony lub inne urządzenia zabezpieczające.
- 4) Niedopuszczalna jest praca przy obsłudze ciągników, maszyn i urządzeń osób będących w stanie nietrzeźwości, pod wpływem środków odurzających, substancji psychotropowych lub innych środków o podobnym działaniu. Nie należy pracować przy obsłudze maszyn i urządzeń także w stanie niedostatecznej sprawności psychofizycznej.

- 5) Niedopuszczalne jest przewożenie dzieci ciągnikami rolniczymi oraz obsługiwanie tych ciągników przez osoby niepełnoletnie.
- 6) Wszelkich napraw sprzętu zawieszanego na ciągniku można dokonywać jedynie po uprzednim opuszczeniu sprzętu na podłoże lub na odpowiednią podstawkę oraz po unieruchomieniu silnika, wyjęciu kluczyka ze stacyjki i uruchomieniu hamulca postojowego.
- 7) Niedopuszczalne jest pozostawianie bez nadzoru uruchomionych ciągników, maszyn i innych urządzeń oraz narzędzi rolniczych. W przypadku konieczności opuszczenia tych urządzeń niezbędne jest wyłączenie jednostki napędowej i odpowiednie zabezpieczenie przed uruchomieniem.
- 8) W czasie użytkowania maszyn i urządzeń do obróbki drewna i metali (pilarek, szlifierek itp.) wskazane jest używanie odpowiednich środków ochrony indywidualnej w postaci kasku, osłony twarzy, okularów, ochronników słuchu i tym podobnych. Odzież robocza powinna być obcisła, zapięta, bez zwisających części.

To tylko niektóre z podstawowych zasad bezpieczeństwa i higieny pracy, jakie należy stosować. Niewątpliwym jest fakt, że są to zasady zrozumiałe i łatwe do przestrzegania, a co najważniejsze należy pamiętać, że dzięki nim można uchronić się od nieszczęśliwego wypadku lub, co gorsza śmierci, a przecież zdrowie i życie nasze oraz naszych bliskich jest niewątpliwie najważniejsze.

Ocena oddziaływania na środowisko upraw energetycznych

Uprawa każdej z wymienionych roślin wiąże się z ingerencją człowieka w środowisko naturalne. Wynika to z konieczności wykorzystywania maszyn rolniczych podczas wykonywania zabiegów agrotechnicznych czy późniejszego przetwarzania pozyskiwanej biomasy. Ponadto nie bez znaczenia pozostaje stosowanie nawozów mineralnych i środków ochrony roślin. Siła oddziaływania na środowisko jest uzależniona od warunków, klimatyczno-glebowych, ale również od przeprowadzanych zabiegów agrotechnicznych oraz ustalonych dawek nawożenia czy ilości stosowanych pestycydów.

Wpływ roślin na środowisko i ocena tego wpływu znajdują się na styku nauk z zakresu rolnictwa i ochrony środowiska. Jest to nowy kierunek rozpatrywania użyteczności danej uprawy, szczególnie przy planowanym wykorzystaniu jej na cele energetyczne. Jednocześnie, ważny element przy uwzględnianiu możliwości produkcji czystej energii elektrycznej.

Przy ocenie oddziaływania na środowisko konieczne jest uwzględnienie wpływu uprawy na: **atmosferę, glebę, wody gruntowe.**

W zakresie wpływu na atmosferę zwraca się szczególną uwagę na ilości gazów cieplarnianych emitowanych podczas uprawy rośliny (produkcji biomasy). Najważniejszymi z nich są dwutlenek węgla (CO_2), podtlenek azotu (N_2O) oraz metan (CH_4). Dwutlenek węgla jest postrzegany jako największe zagrożenie w zakresie emisji. W istocie emitowany jest on w znacznych ilościach i nieporównywalnie wyższych stosunku do N_2O czy CH_4 , dla przykładu – emisja z 1 litra ON wynosi: CO_2 – 2.730 g/l, N_2O – 0,1 g/l oraz 0,13 g/l CH_4 ⁴⁷. Jednak biorąc pod uwagę potencjał cieplarniany (Global Warming Potential – GWP) najgroźniejszym gazem dla atmosfery jest N_2O .

Źródłem emisji gazów cieplarnianych podczas uprawy roślin jest wiele. Przede wszystkim substancje szkodliwe emitowane są podczas spalania paliwa w czasie pracy maszyn rolniczych. Bezpośrednim źródłem emisji są również emisje gazów cieplarnianych z gleby. Wśród pośrednich źródeł emisji uwzględnia się natomiast przemysł nawozowy, produkcję środków ochrony roślin oraz produkcję maszyn rolniczych. Idąc dalej, można by było również w bilansie ekologicznym uprawy uwzględniać produkcję paliwa ON. Rolnictwo jest jednym z głównych źródeł emisji N_2O do atmosfery. Znaczny wpływ na bilans ekologiczny procesu produkcji biomasy roślinnej mają emisje N_2O z gleby. Emisje podtlenku azotu zależą od typu gleby, temperatury oraz ilości opadów, ale także od techniki wykonywania zabiegów agrotechnicznych (np. orki). Istotne znaczenie ma również poziom nawożenia azotem⁴⁸. W bilansie ekologicznym uprawy uwzględniane są, jak wcześniej wspomniano, również emisje pośrednio związane z uprawą, również produkcja nawozów. Znacznie obciąża ona bilans ekologiczny i energetyczny upraw, dlatego wskazuje się na konieczność ograniczania stosowania nawozów sztucznych w rolnictwie. Rośliny wieloletnie w porównaniu z jednorocznymi będą charakteryzowały się lepszymi parametrami w kontekście emisji gazów cieplarnianych podczas ich uprawy z uwagi na mniejszą ilość wymaganych zabiegów agrotechnicznych podczas cyklu produkcyjnego biomasy oraz nie coroczne stosowanie nawozów. Badania potwierdzają, że uprawa i przetwarzanie roślin jednorocznych (rzepak, kukurydza) w procesie produkcji paliw I generacji przyczyniają się do ocieplania klimatu. Wbrew temu, co można by przypuszczać o biopaliwach nie wszystkie z nich są „bio”⁴⁹.

Emisja gazów cieplarnianych i konieczność jej ograniczania stanowią jedno z wiodących wyzwań w zakresie ochrony środowiska i wynikają z przyjętych celów przez kraje członkowskie Unii Europejskiej (Dyrektywy UE). Polska jest również stroną w *Protokole z Kioto*. Głównie założenie protokołu dotyczy obniżania emisji CO₂ do atmosfery. Ograniczanie emisji z wyżej wymienionych źródeł podczas uprawy roślin stanowi jedną z możliwości⁵⁰.

Wykorzystywanie maszyn, nawożenie oraz stosowanie środków ochrony roślin mają negatywny wpływ glebę. Szczególnie dotyczy to upraw jednorocznych, które wymagają częstszej ingerencji w struktury glebowe w porównaniu z plantacjami wieloletnimi, użytkowanymi przez około 20 lat. Ziemia rolnicza są w coraz większym stopniu poddawane nawożeniu mineralnemu i organicznemu. Regularnie używane są również maszyny rolnicze, a także stosowane są środki ochrony roślin.

Badania nad fizycznymi własnościami gleby wskazują, że brak regularnych zabiegów agrotechnicznych z użyciem ciężkich maszyn rolniczych pozytywnie oddziałuje na strukturę gleby. Jednocześnie, na szybko rosnących uprawach wieloletnich (wierzba, topola) ilość azotu w glebie może być znacznie obniżona, dopóki nawozy azotowe są stosowane zgodnie z zapotrzebowaniem roślin na ten składnik. Po posadzeniu młodych roślin mają one dostęp do łatwo degradowanej ściółki (np. resztki roślinne z poprzedniej uprawy). W konsekwencji, w dłuższej perspektywie czasowej, wzrasta zawartość węgla i azotu w glebie (głównie dzięki brakowi częstych zabiegów agrotechnicznych).

Na plantacjach wieloletnich większa jest również różnorodność fauny glebowej w porównaniu z ziemią uprawną⁵¹. W dłuższej perspektywie czasowej, w odniesieniu do produkcji biomasy i konsekwencji ekologicznych, ważny jest rozwój biologicznych parametrów gleby i zachodzących w niej procesów na plantacjach szybko rosnących (intensywnie użytkowanych).

Zrównoważona produkcja biomasy roślinnej na plantacjach wieloletnich nie wykazuje negatywnego wpływu na właściwości fizyczne, chemiczne i biologiczne gleby. Wymagane jest jedynie ograniczenie zabiegów agrotechnicznych, stopnia nawożenia oraz ilości stosowanych chemicznych środków ochrony roślin.

Innym z kierunków wpływu roślin na środowisko jest oddziaływanie upraw na wody gruntowe, nadane pod kątem przesiąkania azotu do głębszych warstw gleby.

Gleby, na których prowadzono obserwacje, były bogate w azot – 174 kg/ha oraz 62 kg/ha (dla dwóch niezależnych pól doświadczalnych). Wyniki wskazały na wysokie przesiąkanie azotu w pierwszym roku (zakładanie plantacji).

W pierwszym roku w biomase wierzbowej zakumulowało się jedynie 13-16 kg azotu na hektar. W konsekwencji znaczne ilości azotu przedostały się do głębszych warstw gleby, nawet przy braku nawożenia plantacji azotem. W kolejnych latach ilości te znacznie zmalały⁵².

Istotnym zagadnieniem w aspekcie wpływu roślin na środowisko jest również zasobność danych stanowisk w wodę, niezbędną do rozwoju roślin energetycznych (np. wierzby). Ilość produkowanej biomasy wpływa na zwiększone zapotrzebowanie na wodę na plantacjach wieloletnich. Roczne zapotrzebowanie wierzby na wodę szacowane jest na 550-650 mm, natomiast miskańta niewiele mniejsze – od 500 do 600 mm w okresie wegetacji⁵³. Warunki polskie nie pozwalają zatem na zakładanie plantacji na dowolnym obszarze kraju.

W celu dokonania globalnej i dokładnej oceny wpływu na środowisko konkretnej uprawy posłużyć się można **metodą LCA** (Life Cycle Assessment), która umożliwi oszacowanie ilościowe i bilans wpływu produktu na środowisko, uwzględniając wszystkie etapy życia produktu. Jest to metoda oceny uwzględniająca zarówno bilans energetyczny, jak i ekologiczny (emisję gazów cieplarnianych, eutrofizację, zakwaszenie, ekotoksyczność, toksyczność dla człowieka). Metodę LCA dokładnie określają normy ISO.

Doświadczenia polskie w zakresie badań nad wpływem na środowisko nie są jeszcze zaawansowane. Konieczne jest przeprowadzenie analiz w tym zakresie, jak również korzystanie z międzynarodowych doświadczeń naukowych. Można jednak stwierdzić, że pod wieloma względami trwałe plantacje energetyczne będą korzystniej wpływać na środowisko niż uprawy jednoroczne. Wykazują one lepszy bilans energetyczny, wyższy poziom sekwestracji węgla oraz mniejsze wymywanie azotu z gleby. W porównaniu z roślinami jednorocznymi obserwowany jest również wzrost bioróżnorodności na takich plantacjach. Jednak po stronie negatywnego wpływu na środowisko plantacji wieloletnich należy z pewnością zaznaczyć potrzeby wodne takich upraw. Zatem ich zakładanie powinno być uprzednio przeanalizowane i podparte wynikami badań z zakresu wpływu na środowisko, szczególnie mając na uwadze okres, na jaki są zakładane – ok. 20 lat.

PYTANIA KONTROLNE

- 1) Podaj definicję upraw energetycznych.
- 2) Podaj przykład roślin energetycznych jednorocznych oraz roślin energetycznych wieloletnich. Krótko scharakteryzuj 4 wybrane gatunki.
- 3) Podaj województwa w Polsce, które charakteryzują się największą powierzchnią upraw energetycznych. Podaj wielkość powierzchni.
- 4) Wymień 3 urządzenia do zbioru roślin energetycznych.
- 5) W jakiej postaci (produkt finalny) może być przygotowana biomasa pochodząca z roślin energetycznych? Opisz jeden z wymienionych produktów finalnych.
- 6) Od czego zależy wielkość nakładów pracy maszyn i urządzeń oraz pracy ludzkiej ponoszonych przy uprawie roślin energetycznych?
- 7) Wymień 3 z 9 zasad, które należy przestrzegać przy stosowaniu środków chemicznych w uprawie roślin.
- 8) Co to jest metoda LCA (Life Cycle Assessment) i do czego służy?

4.1. KLASYFIKACJA I CHARAKTERYSTYKA BIOPALIW

Biopaliwa są wytwarzane w postaci płynnej lub gazowej z surowców pochodzenia organicznego (z biomasy lub biodegradowalnych frakcji odpadów) i wykorzystywane głównie w transporcie samochodowym, elektroenergetyce i ciepłownictwie. Sprawozdawczością statystyczną objęte są następujące produkty:

- bioetanol,
- biodiesel,
- biometanol,
- biodimetyloeter,
- naturalne oleje roślinne,
- bio-ETBE (etylowy trzeciorzędny eter butylu wyprodukowany na bazie bioetanolu),
- bio-MTBE (metylowy trzeciorzędny eter butylu wyprodukowany na bazie biometanolu).

Wyżej wymienione produkty są stosowane jako biokomponenty dodawane do paliw silnikowych wytwarzanych z ropy naftowej. Dodatkami najczęściej stosowanymi są: bioetanol (dodatek do benzyn silnikowych) i biodiesel (dodatek do olejów napędowych)⁵⁴. Biopaliwa płynne możemy podzielić ze względu na:

- paliwa na bazie olejów roślinnych (często nazywane biodieslem) uzyskiwanych na drodze wyłaczania nasion roślin oleistych (słonecznik, rzepak, itp.), które mogą być alternatywą dla ropy,
- paliwa na bazie alkoholi wytwarzanych dzięki fermentacji alkoholowej (najczęściej etanol), które mogą być alternatywą dla benzyny⁵⁵.

W każdej z podgrup istnieje kilka rodzajów biopaliwa. Ich krótka charakterystyka znajduje się poniżej⁵⁶:

BIOPALIWO	ROŚLINA	PROCES KONWERSJI	ZASTOSOWANIE
bioetanol	zboża, ziemniaki, topinambur, itp.	hydroliza i fermentacja	substytut i/lub dodatek do benzyny
bioetanol	buraki cukrowe, itp.	fermentacja	substytut i/lub dodatek do benzyny
bioetanol	uprawy energetyczne, słoma, rośliny trawiaste	obróbka wstępna, hydroliza i fermentacja	substytut i/lub dodatek do benzyny
biometanol	uprawy energetyczne	gazyfikacja lub synteza metanolu	ogniwa paliwowe
olej roślinny	rzepak, słonecznik, itp.	-	substytut i/lub dodatek do oleju napędowego
biodiesel	rzepak, słonecznik, itp.	estryfikacja	substytut i/lub dodatek do oleju napędowego
bioolej	uprawy energetyczne	piroliza	substytut i/lub dodatek do oleju napędowego

Tab. 6. Źródła biopaliw płynnych i możliwości ich zastosowania

4.1.1. PALIWA NA BAZIE OLEJÓW ROŚLINNYCH

Olej roślinny

Różni się on od olejów napędowych brakiem lotności, większą lepkością i mniejszą podatnością na samozapłon, więc nie może być bez wcześniejszego przetworzenia stosowany jako paliwo napędowe. Wyjątek stanowi wykorzystanie olejów roślinnych w specjalnie zaprojektowanych silnikach, takich jak np. przystosowane do napędzania olejem rzepakowym silniki niemieckiej firmy Elsbett. To rozwiązanie nie jest jednak zbyt rozpowszechnione z uwagi na wysokie koszty produkcji.

Bioolej

Zamiast przystosowywać silnik do paliwa, można przystosować paliwo do silnika. Poddając biomasę szybkiej pirolizie – to znaczy krótkotrwałemu oddziaływaniu temperatury 400-6.000°C – otrzymuje się bioolej. Ta ciemnobrązowa, gęsta ciecz o wartości opałowej stanowiącej 45-50% wartości energetycznej oleju napędowego może być wykorzystywana w kotłach, palnikach, turbinach czy generatorach prądu. Spalanie biooleju nie przyczynia się do emisji dwutlenku siarki (SO₂), jest neutralne z punktu widzenia bilansu tlenu węgla (CO), zaś spowodowane nim emisje dwutlenku azotu (NO₂) należą do śladowych⁵⁷.

Biodiesel

Biodiesel to olej napędowy stanowiący lub zawierający biologiczny komponent w postaci estrów olejów roślinnych. W Europie jest to głównie metylowy ester rzepakowy (MER), który może być stosowany jako paliwo w czystej postaci w wybranych pojazdach lub mieszany z konwencjonalnym olejem napędowym.

Czysty ester rzepakowy najczęściej stosuje się do napędu silników pracujących na zbiornikach wodnych lub w ich bezpośrednim otoczeniu, gdyż łatwo ulega biodegradacji i nie stanowi zagrożenia dla czystości wód. Może być również stosowany do napędu autobusów miejskich lub sprzętu rolniczego w specjalnie chronionych rejonach kraju. Rozwiązania takie najczęściej są stosowane w Niemczech i Austrii. Najłatwiejsze jest natomiast wprowadzenie 5-8% dodatku MER do oleju napędowego, będącego w powszechnej sprzedaży, ponieważ nie wymaga to tworzenia specjalnej sieci dystrybucji takiego paliwa. Dodatkowo ester ten poprawia właściwości smarne oleju napędowego i może zastępować niektóre komponenty syntetyczne dodawane do tego paliwa. Ester rzepakowy może być także stosowany zamiast oleju opałowego lub jako dodatek do tego paliwa, czego przykładem jest ogrzewanie nowej siedziby Parlamentu Niemiec⁵⁸.



Rys. 52. Reaktor produkujący biodiesel

4.1.2. PALIWA NA BAZIE ALKOHOLI

Bioetanol

Bioetanol (spirytus odwodniony) ma największe znaczenie wśród bioalkoholi wykorzystywanych do celów paliwowych. Otrzymuje się go przez odwodnienie alkoholu gorzelnianego zawierającego 97,2% objętości etanolu. Podobnie jak biodiesel, etanol może być stosowany jako:

- paliwo napędowe: silniki przystosowane do zasilania etanolem wyprodukowały m.in. takie firmy, jak Ford, Fiat czy Volkswagen,
- dodatek do benzyny ulepszający proces spalania, który pozwala zredukować emisje tlenków węgla, tlenków azotu, związków ołowiu i węglowodorów aromatycznych.

Popularniejsze jest drugie rozwiązanie, przy czym bioetanol może być dodawany do paliwa napędowego bezpośrednio lub po przetworzeniu na eter etylo-tetr-butylowy (ETBE).

Polska jest jednym z ważniejszych europejskich producentów etanolu. Konieczność wykorzystania nadprodukcji spirytusu, wytwarzanego z nadwyżek produkcyjnych zboża, ziemniaków i melasy buraczanej sprawiła, że już we wczesnych latach 90. nasz kraj zaczął produkować paliwo z dodatkiem etanolu.

Biometanol

Biometanol (CH₃OH), czyli alkohol metylowy to jasna, prawie bezbarwna ciecz o wartości opałowej wynoszącej około 22-23 MJ/kg. Nazywany jest także alkoholem drzewnym, gdyż dawniej pozyskiwano go w procesie suchej destylacji drewna. Metanol syntetyczny wytwarzany jest w procesie uwodornienia tlenu węgla, zachodzącym w temperaturze 300-400°C, pod podwyższonym ciśnieniem i w obecności katalizatora. Tak jak biodiesel i etanol, metanol może być wykorzystywany jako paliwo napędowe lub jako dodatek do benzyny (w postaci MTBE, czyli eteru metylo-tetr-butylowego). Wykorzystanie metanolu ma mniejsze znaczenie niż wykorzystanie charakteryzującego się wyższą wartością energetyczną etanolu; poza tym metanol, który podczas spalania powoduje emisję toksycznego aldehydu mrówkowego, jest coraz rzadziej wykorzystywany ze względu na swoje rakotwórcze działanie. Niemniej jednak, przekształcany w ogniwach paliwowych nowego typu w wodór jest często uznawany za paliwo przyszłości.

4.1.3. GENERACJE BIOPALIW

Podział biopaliw na poszczególne generacje ma dwa zasadnicze cele. Pierwszym z nich jest wprowadzenie jasnego podziału na jakość biopaliw, gdyż generacja jest silnie powiązana z wykorzystywanym do produkcji surowcem oraz technicznym zaawansowaniem jego przetwarzania. Drugi powiązany jest z proekologiczną polityką UE oraz państw członkowskich. Im wyższa jest generacja paliwa, tym mniejsze jest jego oddziaływanie na środowisko. W związku z tym stosowanie paliw wyższych generacji jest propagowane przez Wspólnotę, co ma odzwierciedlenie w programach i projektach unijnych, wysokości dofinansowań czy wskaźnikach stosowania biopaliw.

Biopaliwa płynne ogólnie odnoszą się do pierwszej i drugiej generacji biopaliw. Generacje trzecia i czwarta to technologie dopiero opracowywane, skupiające się na zgazowywaniu surowców w ten sposób, by otrzymać biowodór lub biometanol, np. przy użyciu glonów (alg).

Pierwsza generacja biopaliw płynnych obejmuje generalną większość obecnie produkowanych biopaliw. Technologie produkcji są stosunkowo proste, zarazem posiadając ograniczoną wydajność. Wykorzystują procesy fermentacji oraz estryfikacji do wytworzenia odpowiednio bioetanolu oraz biodiesla. Przy obecnej technice produkcja biopaliw I generacji jest raczej mało opłacalna i prowadzona jest bardziej ze względów środowiskowych niż ekonomicznych. Do produkcji biopaliw pierwszej generacji wykorzystuje się m.in.: kukurydzę, trzcinę cukrową, rzepak czy buraki cukrowe.

Druga generacja biopaliw płynnych obejmuje biopaliwa, do produkcji których użyto zarówno biomasę, jak i surowce odpadowe, takie jak zużyte oleje roślinne i tłuszcze zwierzęce, a także inne substancje organiczne, niewykorzystane w przemyśle spożywczym lub leśnym – wliczają się w to głównie celulozowe resztki organiczne (np. słoma).

Biopaliwa płynne drugiej generacji cechują się większym zaawansowaniem technicznym produkcji, przez co ich produkcja jest droższa. Ich zdecydowaną zaletą jest jednak to, że wykorzystują w procesie produkcji różnego rodzaju odpady, pozytywnie wpływając na ograniczenie emisji substancji szkodliwych do atmosfery, gospodarkę odpadami czy poziom wykorzystania OZE.

4.1.4. BIOGAZ JAKO PALIWO SAMOCHODOWE

Biopaliwo gazowe, czyli biogaz, powstaje jako produkt beztlenowej fermentacji odpadów organicznych. W tym procesie 60% materii organicznej zmieniane jest w biogaz. Biogaz można wytwarzać z odpadów organicznych na składowiskach odpadów, odpadów zwierzęcych w gospodarstwach rolnych, osadów ściekowych w oczyszczalniach ścieków, odpadów przemysłu rolno-spożywczego i biodegradowalnych stałych odpadów komunalnych. Można go wykorzystywać w sieci gazowej, jako paliwo do pojazdów, spalać w odpowiednich kotłach (zamiast gazu ziemnego), używać w turbinach i silnikach iskrowych do produkcji energii elektrycznej.

Sprężony i oczyszczony biogaz może służyć jako paliwo dla pojazdów silnikowych. Wysoka zawartość metanu umożliwia zastosowanie biogazu o jakości zbliżonej do gazu ziemnego. Oferowany w krajach Europy biogaz może być również zastosowany w pojazdach CNG.

Na podkreślenie zasługuje kwestia bezpieczeństwa sprzętu i tankowania. Bardzo często, na skutek nieznamości spraw związanych ze stosowaniem gazu ziemnego, w świadomości opinii publicznej uchodzi on za bardzo niebezpieczny. Biorąc pod uwagę własności gazu ziemnego (granice samozapłonu w wąskim przedziale procentowego udziału gazu ziemnego w powietrzu oraz wysoką temperaturę zapłonu) jest to zdecydowanie bardziej bezpieczne paliwo niż benzyna, olej napędowy czy LPG⁵⁹.

Silniki zasilane biometanem generują mniejszą emisję zanieczyszczeń szkodliwych dla zdrowia ludzi niż silniki zasilane olejem napędowym, gdyż metan spala się całkowicie. Ponadto ma wyższą wartość opałową (55,5 MJ/kg) niż benzyna (43-45 MJ/kg), olej napędowy (43 MJ/kg) czy LPG (50,4 MJ/kg). Jednostki zasilane biometanem charakteryzują się również mniejszą emisją hałasu spowodowaną łagodniejszym przebiegiem procesu spalania⁶⁰.

W Szwecji technologia napędzania samochodów biogazem jest stosowana z dużym powodzeniem, dzięki wciągnięciu do procesu pozyskiwania biomasy społeczeństwa. W rejonie Vasteras od 2005 r. do produkcji biogazu są wykorzystywane odpady organiczne z gospodarstw domowych – mieszane są one z uprawianymi lokalnie roślinami energetycznymi. Osiągane nadwyżki biogazu przekazywane są do pobliskiej elektrociepłowni w celu wytwarzania energii elektrycznej dostarczanej do sieci oraz ciepła do ogrzewania domostw. Na 144 tys. gospodarstw domowych w regionie ok. 90% uczestniczy w segregacji odpadów organicznych.

4.2. PROCESY BIOCHEMICZNE WYKORZYSTYWANE W PRODUKCJI BIOPALIW

Przemiana biochemiczna substratów jest podstawą produkcji biopaliw. W tych procesach następuje przemiana wiązań chemicznych, dzięki czemu otrzymujemy potrzebną nam substancję. Sam podział biopaliw płynnych na dwie kategorie związany jest z zachodzącymi w trakcie ich produkcji procesami biochemicznymi.

4.2.1. FERMENTACJA ALKOHOLOWA

Proces ten służy głównie do otrzymywania bioetanolu. Fermentacja alkoholowa to proces zachodzący w warunkach beztlenowych, polegający na rozkładzie węglowodanów pod wpływem enzymów wytwarzanych przez drożdże, w którym uzyskiwany jest alkohol etylowy i dwutlenek węgla. Reakcja przebiega w sposób następujący:



Etanol do celów przemysłowych jest często produkowany poprzez bezpośrednią syntezę z gazu syntezowego (mieszaniny CO, H₂ i H₂O), która prowadzi do czystszej chemicznie etanolu. W zależności od rodzaju substratu fermentacja wspomagana może być przez inne procesy, tak by uzyskać jak najlepsze rezultaty. Jednym z nich jest hydroliza – reakcja chemiczna, która polega na rozpadzie cząsteczek związku chemicznego na dwa lub więcej fragmentów, zachodząca w reakcji z wodą lub parą wodną.

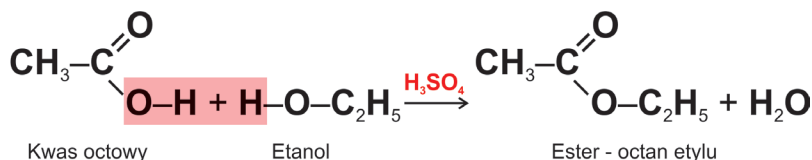
W przypadku produkcji metanolu zastosowanie mają inne procesy biochemiczne, gdyż obecnie najczęściej otrzymuje się go syntetycznie, przeważnie przy użyciu gazu syntezowego. Produkcja metanolu została dokładnie opisana w rozdziale 7. Główną reakcją procesu przedstawia równanie:



4.2.2. PROCESY PRZEKSZTAŁCANIA OLEJÓW ROŚLINNYCH

Otrzymywanie biopaliw na bazie olejów roślinnych odbywa się za pomocą następujących reakcji biochemicznych. Do najważniejszych należą:

- **estryfikacja** – to reakcja chemiczna, w której wytwarzają się estry, główny składnik biodiesla. Najczęściej reakcja ta zachodzi między kwasami (głównie karboksylowymi) i związkami zawierającymi grupę hydroksylową (np. alkohole).



Jest ona reakcją równowagową, w której produktem ubocznym jest woda. Dla zapewnienia jej wysokiej wydajności należy z układu reakcji usuwać przynajmniej jeden z produktów (najczęściej wodę).

- **piroliza** – jest procesem beztlenowego, termicznego rozkładu substancji, zachodzącym w wysokiej temperaturze, niewymagającym katalizatorów (te powodują spadek temperatury, co niekorzystnie wpływa na przebieg procesu). Powoduje on rozpad złożonych związków chemicznych do prostszych cząsteczek o mniejszej masie. Piroliza często nazywana jest suchą destylacją lub destylacją rozkładową.

4.2.3. TECHNOLOGIA PRODUKCJI BIOPALIW

Technologia to wiedza na temat możliwości wykorzystywania zasobów w procesie produkcyjnym, związanym z wytwarzaniem produktów (dóbr i usług), które mają służyć zaspokajaniu jego potrzeb. Określa proporcje, w jakich zasoby mają być ze sobą łączone.

Obecnie technologia wytwarzania biopaliw płynnych ciągle jest badana i rozwijana, gdyż osiągi w tej dziedzinie w dalszym ciągu nie spełniają oczekiwań zarówno naukowców, przedsiębiorców ale także konsumentów i polityków. Opracowywane są coraz dokładniejsze techniki przetwarzania surowców, tak by otrzymać maksymalnie korzystny efekt w postaci dobrego biopaliwa. Dotyczy to przede wszystkim biopaliw z generacji drugiej i wyższych. W przypadku pierwszej generacji, problemem jest już sama efektywność biopaliw, która ustępuje tradycyjnym paliwom.

Należy również rozróżnić biopaliwa jako termin naukowy czy produkcyjny od ujęcia przemysłowego. W przypadku tego drugiego, biopaliwa to głównie mieszanki zawierające różne proporcje paliwa tradycyjnego oraz biopaliwa. Mieszanki te opracowywane są metodą laboratoryjną, i pod taką również kontrolą są rozprowadzane na terenie całego kraju. Oznaczone jest ono w Polsce literami „BIO” oraz liczbą, która określa ilościową objętość biopaliwa, np. BIO-15 oznacza benzynę z 15% dodatkiem bioetanolu.

W Polsce istnieje także obowiązek stosowania dodatku biokomponentów do paliw w wysokości 5%. Oznacza to, że każde paliwo dostępne na rynku musi posiadać taki dodatek przynajmniej w 5% objętości.

4.2.4. METODY PRODUKCJI BIODIESLA I BIOETANOLU

4.2.4.1. Produkcja bioetanolu

Bioetanol wytwarzany jest w procesie fermentacji odnawialnego surowca, po której to następuje destylacja oraz dehydracja. Typowymi surowcami stosowanymi do produkcji bioetanolu są:

- skrobie i zboża (pszenica, kukurydza, żyto, maniok, ziemniaki, ryż),
- cukry (melas trzcinowy, melas buraczany, syrop cukrowy, fruktoza, serwatka).

Surowcem do produkcji bioetanolu jest cukier uzyskiwany ze skrobi w reakcji enzymatycznej. Fermentacja z udziałem drożdży wytwarza alkohol etylowy (bioetanol), który jest następnie oddzielany przez destylację. W celu uzyskania bioetanolu klasy paliwowej alkohol musi zostać poddany dehydracji, która podniesie stężenie bioetanolu do poziomu powyżej 99%. Jest to jeden z ważniejszych etapów wytwarzania bioetanolu, ponieważ jeżeli udział wody w paliwie będzie zbyt duży, nie będzie ono nadawało się do użytku. Proces odwadniania etanolu prowadzony jest obecnie przy użyciu następujących metod:

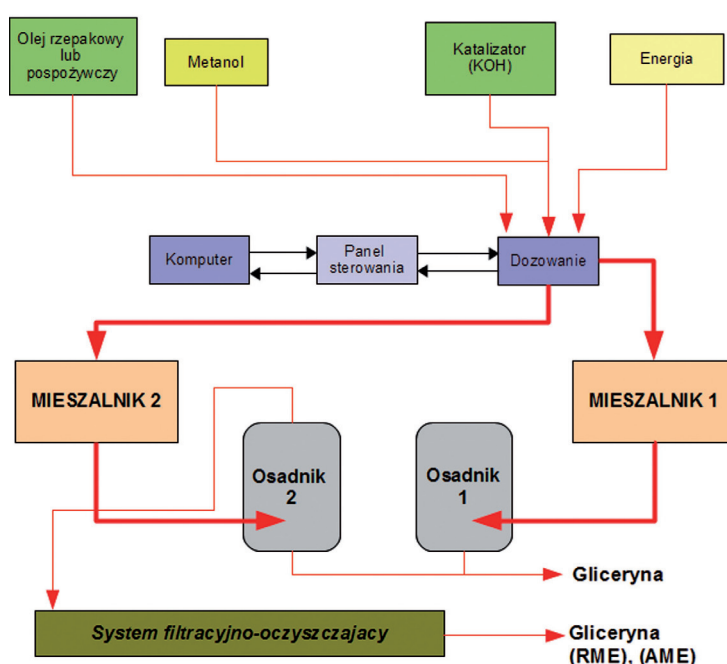
- destylacji azeotropowej z cykloheksanem – czyli rozdzielanie mieszaniny cieczy o bardzo zbliżonych temperaturach wrzenia; podczas destylacji azeotropowej wprowadza się substancję tworzącą z jednym lub kilkoma składnikami mieszaniny azeotrop różniący się temperaturą wrzenia od innych składników; z wykorzystaniem sit molekularnych (tzw. PSA) – polega na adsorbowaniu (wiązaniu cząsteczek) wody na sita molekularne, czyli materiały nanoporowate o ściśle określonym, wąskim zakresie rozmiarów porów, które posiadają zdolność selektywnego absorbowania cząsteczek związków chemicznych,
- perwaporacji membranowej – technika rozdziału mieszanin ciekłych związków chemicznych, wykorzystująca przeważnie polimerowe membrany nieporowate (potocznie określane jako gęste) lub membrany ceramiczne (o średnicy porów poniżej 5 nm).

Produktem ubocznym przetwarzania etanolu jest wywar gorzelniczny. Może on zostać wykorzystany do wytwarzania energii w zakładach produkujących paliwa biogazowe lub przetworzony na DDGS, czyli bogate w białko pożywienie dla zwierząt.

4.2.4.2. Produkcja biodiesla

Wytwarzanie estrów z olejów lub tłuszczów przez transestryfikację znane jest już od początku XX wieku. Zachodzi ono w obecności katalizatora zasadowego (bądź kwaśnego – H_2SO_4), którym najczęściej jest zasada sodowa lub potasowa. Dla Polski oraz UE najważniejszą taką rośliną jest rzepak. Proces wytwarzania biodiesla przedstawia schemat obok.

Wszystkie procesy, jakie zostały do tej pory opracowane, różnią się głównie warunkami zachodzenia reakcji transestryfikacji, rodzajem katalizatora oraz jakością wykorzystywanego oleju. Klasa oleju ma zasadniczy wpływ na warunki, jakie muszą być spełnione, aby zachodząca reakcja chemiczna charakteryzowała się oczekiwaną wydajnością. W zależności od metody, jaka została zastosowana w procesie wytwarzania oleju, jego skład może się



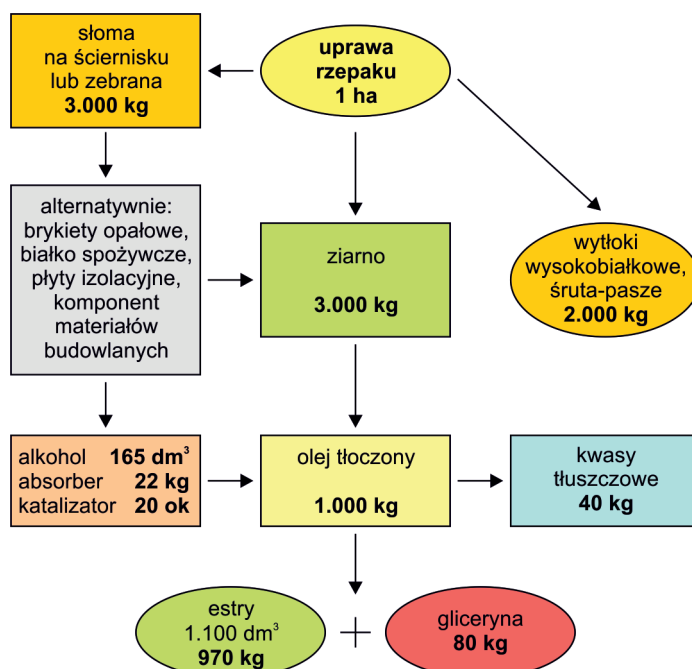
Rys. 53. Schemat technologiczny produkcji biodiesla

różnić pod względem: zawartości wolnych kwasów tłuszczowych, aminokwasów, barwników, witamin itp. Aby dobrać odpowiednie warunki reakcji, konieczna jest znajomość składu oleju przeznaczonego do transestryfikacji. Jak wspomniano wcześniej, najważniejszą rośliną tego typu dla Polski i UE jest rzepak. Istnieją dwie główne metody tłoczenia oleju rzepakowego:

- **tłoczenie „na zimno”** – może być wykonywane jako jedno lub dwuetapowe. Surowiec w chwili przesuwania się wzdłuż wału prasy uzbrojonego w ślimak o zarysie stożka poddawany jest naciskom, w wyniku czego olej zostaje wyciśnięty z nasion, znajdując ujście pomiędzy cedzidłami prasy. Pozostałość, zwana makuchem, posiadająca w swojej masie pozostałość oleju poddawana jest na gardzieli prasy kruszeniu i w postaci nieregularnych płatów opuszcza prasę. Makuchy są doskonałym wysokobiałkowym komponentem mieszanek paszowych. Olej gromadzony jest w wannach olejowych, skąd po wstępnej separacji grubych zanieczyszczeń kierowany jest za pomocą pomp do zbiornika oleju przeznaczonego do filtracji.

- **tłoczenie „na gorąco”** – wymaga odpowiedniego przygotowania nasion oleistych przed procesem tłoczenia. Przygotowanie to polega na wstępnym ogrzewaniu nasion, ich płatkowaniu i prażeniu płatką w określonych czasach i temperaturach. Dla nasion płatką rzepaku opuszczającego ostatnią półkę grzewczą prażni to temperatura 95 do 110°C. Proces obróbki termicznej nasion skutkuje wyższym uzyskiem oleju. Ogrzana miazga kierowana jest do prasy ślimakowej, gdzie poddawana jest naciskom. Olej, znajdując ujście pomiędzy cedzidłami prasy, spływa poprzez separator do wanny. Stąd za pomocą pompy kierowany jest do zbiornika oleju linii filtracji.

Przykładowy bilans materiałowy otrzymywania estrów przedstawia schemat obok.



Rys. 54. Bilans produkcji estrów

4.2.5. SUROWCE STOSOWANE DO PRODUKCJI BIOPALIW PŁYNNYCH

Możliwości doboru surowców do produkcji biopaliw płynnych są bardzo duże. Podzielić je można na pewne grupy, które wyróżniają je ze względu na pochodzenie bądź też zastosowaną metodę ich przetwarzania na biopaliwo⁶¹.

Wyróżnia się następujące grupy surowców:

- **produkty rolne zawierające cukry proste lub złożone:** do grupy tej zalicza się produkty posiadające fruktozę, glukozę lub sacharozę (cukry proste) bądź też skrobię (cukier złożony). Wykorzystuje się proces fermentacji do uzyskania biopaliwa, głównie etanolu i fuzoli – alkoholi o dłuższych łańcuchach węglowych oraz estry. Z grupy tej przede wszystkim wykorzystuje się: trzcinę cukrową, zboża, ryż, kukurydzę lub ziemniaki. Stanowią one biopaliwa pierwszej generacji.
- **plody rolne zawierające celulozę:** mogą być również przetworzone na etanol, jednak w tym przypadku wymagana jest bardziej zaawansowana technologia niż fermentacja. Celuloza może być również zgazyfikowana do wodoru, metanu lub do innych gazów, z których następnie można zsyntetyzować paliwa ciekłe, takie jak biometanol, a nawet do syntetycznej benzyny lub oleju napędowego.
- **rośliny oleiste:** pozyskany z nich olej przetwarza się na estry metylowe, stosowane bezpośrednio jako paliwo lub w mieszaninie z olejem napędowym o dowolnym składzie. Powszechnie wykorzystuje się rzepak, słonecznik i soję.
- **odpady pochodzenia organicznego:** z hodowli zwierząt, z upraw rolniczych, z przemysłu rolno-spożywczego, ze ścieków komunalnych, z wysypisk śmieci itd. Otrzymuje się z nich w wyniku rozkładu termicznego biopaliwo płynne.

4.2.6. KOSZTY PRODUKCJI BIOPALIW

Koszty związane z produkcją biopaliw są bardzo zróżnicowane i trudne do ogólnego oszacowania. Trzeba o tym pamiętać, gdyż bardzo często wysokość kosztów jest wykorzystywana, by wspomagać przeciwników bądź zwolenników biopaliw. Na koszty biopaliw głównie składają się ceny surowców, urządzeń rafineryjnych, budynków i budowli, katalizatorów oraz akcyzy i podatków.

Wiele rodzajów ekologicznych paliw płynnych pozyskiwane jest z odpadów bądź innego rodzaju produktów, niewykorzystywanych w przemyśle rolnym bądź spożywczym – najprostszymi przykładami są zużyte oleje posmażalnicze, składowiska odpadów czy słoma, której w Polsce mamy nadprodukcję. W takich przypadkach zagospodarowanie tych odpadów jako surowców do produkcji biopaliwa znacznie zmniejsza koszty bądź zastępuje inne, które i tak musiałyby być poniesione na utylizację bądź składowanie. Ponadto wykorzystując je następnie jako źródło energii, zmniejszamy wykorzystanie innych, konwencjonalnych źródeł.

Inaczej się przedstawia sytuacja, gdy do produkcji biopaliw płynnych wykorzystywane są produkty rolne. W tym przypadku, przy obecnych metodach, przeważnie występuje mało korzystny bilans energetyczny – ilość wykorzystanej energii do produkcji biopaliwa nie zawsze jest mniejsza od ilości energii pozyskanej.

W obu przypadkach największą rolę odgrywa skala produkcji. Zupełnie inne są jej uwarunkowania przy skali przemysłowej niż przy skali domowej. Wiele uwagi poświęcono produkcji biopaliwa na własny użytek przez rolników, zaznaczając niesione przez nie korzyści. Niestety nie poszły za tym odpowiednie działania, które rzeczywiście otworzyłyby możliwości produkcji biopaliw na polskich wsiach.

W warunkach polskich, głównym źródłem biopaliw płynnych jest rzepak, z którego otrzymać możemy biodiesel. Aby jego produkcja była możliwa, potrzebna jest prasa ślimakowa, która wytłoczy olej rzepakowy. Następnie niezbędny będzie reaktor, który przeprowadzi proces transestryfikacji, wraz z udziałem katalizatorów. Etapem kończącym jest filtracja, która oczyści biopaliwo i pozwoli na użytkowanie go w silnikach wysokoprężnych. Potrzeby surowiec do wytłoczenia oleju można uzyskać uprawiając rzepak, kupując nasiona bądź też całkowicie pomijając ten proces i kupując już wytłoczony olej rzepakowy.

Koszt zakupu kompletnej linii do produkcji biopaliwa oceniany jest na około 105.000-120.000 tys. zł. dla średniej wielkości rocznej produkcji (uzależnionej od wydajności reaktora). W przypadku, gdy wydajność ta wynosiłaby 400 dm³ dziennie, w roku otrzymano by 84.500 dm³ biodiesla. Przy 10-letnim okresie produkcji koszt zakupu urządzeń wyniósłby w przeliczeniu na jeden litr około 0,13 zł.

W literaturze naukowej, czasopismach oraz Internecie dostępne jest wiele wyliczeń dotyczących opłacalności produkcji biopaliwa. Przykładowe wyliczenie znajduje się poniżej.

KOSZTY PRODUKCJI			SPRZEDAŻ PRODUKTÓW		
ziarno	300 t × 1.000 zł/t	300.000 zł	wytłoki	230 t × 550 zł/t	126.500 zł
wyciśnięcie oleju	300 t × 200 zł/t	60.000 zł	gliceryna	29.8 m ³ × 1.000 zł/t	29.800 zł
metanol	13.100 dm ³ × 1,20 zł/t	15.720 zł			
katalizator	1.521 kg × 3,30 zł/t	5.019 zł			
	Suma	380.739 zł		Suma	156.300 zł

Tab. 7. Bilans kosztów i zysków produkcji biodiesla przy założeniu 84.500 dm³/rok

Powyższa tabela prezentuje koszty netto przy założeniu produkcyjnym 84.500 dm³/rok biodiesla w roku. Kiedy od kosztów odejmiemy dochody z produktów ubocznych procesu estryfikacji, a wynik podzielimy przez ilość produkowanych litrów biodiesla, otrzymamy cenę wyprodukowania jednego litra paliwa, która wynosi 2,78 zł (wraz z kosztem zakupu urządzeń 0,13 zł/dm³). Zbyt mało jednak w tych wyliczeniach zwraca się uwagi na inne koszty. Są to ceny netto, a więc nieposiadające obciążenia fiskalnych. Nie jest w nich uwzględniona również akcyza (przysługują na nią ulgi, różne w zależności od rodzaju biopaliwa, np. dla B100 akcyza wynosi 10,00 zł na 1.000 dm³). Nagminne jest również pomijanie kosztów związanych z pracą ludzi, transportem, kosztami energii, czynszów, amortyzacji i innych czynników, które choć ciężko oszacować z powodu dużej zależności od wielkości produkcji czy miejsca, to jednak w rzetelnej analizie powinny zostać one choćby wspomniane. Śmiało można założyć, że przy obecnych warunkach w Polsce, cena wyprodukowania litra biodiesla oscylować będzie na granicy 3,00 zł/dm³.

Warto zaznaczyć tutaj kilka dodatkowych faktów. O ile produkcja wytłoków rzeczywiście przynosi dochód (lub oszczędność energii, jeśli wykorzystamy je np. jako opał), to należy pamiętać, że przeważnie ma on formę

makuchu. Dużo wydajniejszą, a przez to bardziej opłacalną formą są pelety. Ich produkcja wymaga bardziej zaawansowanych maszyn, przez co jest droższa.

Również sprzedaż gliceryny może być problemem, szczególnie w przypadku małych i średnich rafinerii biodiesla. Gliceryna jest powszechnym produktem ubocznym w przemyśle chemicznym, a jej wykorzystanie jako surowca już nie. Powoduje to nadpodaż gliceryny. Aby ją sprzedać, należałoby dysponować bardzo dobrym jakościowo produktem w ilościach hurtowych – jest to niemożliwe do osiągnięcia w przypadku małych firm, bądź tym bardziej przy produkcji na własny użytek. Gliceryna jest produktem silnie trującym, co prowadzi ze sobą poważne trudności w jej transporcie lub w przechowaniu i magazynowaniu w celu sprzedaży większej ilości.

Ma to swoje odzwierciedlenie na rynku paliw, np. cena 1 dm³ biodiesla w lutym 2011 roku w Krakowie wynosiła na stacji ok. 4,09 zł⁶² przy cenie tradycyjnego napędu ON 4,51 zł/dm³. Cena ta osiągana jest przez ogromne przedsiębiorstwo, posiadające zaplecze logistyczne. Małe oraz średnie rafinerie muszą więc albo skupić się na małym rynku lokalnym albo na sprzedaży biopaliwa do większych dystrybutorów paliwa.

W przypadku produkcji biopaliwa na własny użytek, koszty zakupu urządzeń oraz komponentów (katalizatorów itp.) zasadniczo nie ulegają zmianie, drastycznie jednak zmieniają się możliwości produkcyjne. Rolnik obowiązany jest limitem rocznym 100 dm³ biopaliwa na 1 ha powierzchni upraw, czyli dla gospodarstwa rolnego o powierzchni 20 ha limit ten wynosi na każdy rok 2.000 dm³. Przy tak małej produkcji, wyprodukowanie jednego litra biopaliwa rocznie wynosi około 6 zł, przy założeniu 10-letniego okresu produkcji.



Rys. 55. Urządzenie do produkcji biodiesla

4.2.7. METODY PRODUKCJI METANOLU ORAZ WODORU

Produkcja metanolu

Metanol – zwany też spirytusem drzewnym, alkoholem metylowym czy karbinolem – jest najprostszym alkoholem alifatycznym (CH₃OH). Metanol to bezbarwna ciecz, silnie trująca o charakterystycznej woni podobnej do alkoholu etylowego. Metanol ma między innymi zastosowanie w produkcji tworzyw sztucznych, włókien syntetycznych, leków, barwników, aldehydu mrówkowego i rozpuszczalników w przemyśle farb i lakierów. Metanol spala się bładoniebieskim płomieniem w reakcji:



Dawniej metanol otrzymywano jako uboczny produkt suchej destylacji drewna (stąd nazwa spirytus drzewny) według reakcji (uproszczony wzór):



Obecnie istnieje wiele sposobów produkcji metanolu. Do najpopularniejszych należą⁶³:

- **metoda ciśnieniowa** – istnieje kilkanaście metod ciśnieniowych uzyskiwania metanolu z mieszaniny (syntezy) H₂ i CO. Metody te wymagają ciśnień od 4 do 32 MPa (1 MPa = 10 ATM). Komora ciśnieniowa powinna być wyłożona siatką lub granulatem zawierającym katalizator składający się z mieszanki Cu, Zn, Al₂O₃. Zasadniczo porowaty Al₂O₃ zazwyczaj stanowi tylko strukturę nośną dla miedzi i cynku. Po wprowadzeniu do niej mieszaniny gazowej H₂ i CO i podniesieniu ciśnienia oraz podgrzaniu substratów do kilkuset stopni, następuje reakcja.

Mieszaninę gazów H₂ i CO uzyskać można ze zgazowywania węgla kamiennego w reakcji



Jest też możliwe uzyskanie go w reakcji metanu z parą wodną



przy ciśnieniu ok 1-2 MPa i temperaturze 850°C przy udziale katalizatora niklowego. Mieszanina ta w przemyśle często jest odpadem z procesów chemicznych, zwykle jednak jest wykorzystywana w innych procesach.

- **reakcja chemiczna KOH lub NaOH z fluorowcopochodnymi metanu** – np. z CH₃Cl, przy reakcji z NaOH powstanie sól kuchenna i metanol, które łatwo jest oddzielić od siebie za pomocą destylacji.

- **reakcja dwutlenku węgla z wodorem** – dość efektywna reakcja i ostatnio popularna w przemyśle, zachodzi w obecności katalizatora Cu, ZnO, Al₂O₃ przy temperaturze ok. 200°C. Związek ZnO i Cu naniesione są na porowatą powierzchnię Al₂O₃ przy ciśnieniu minimalnym rzędu kilkudziesięciu atmosfer.
- **reakcja pary wodnej i tlenku węgla** – wymagają one temperatur ok 400°C i ponad 40 MPa ciśnienia przy użyciu katalizatorów chromowych.

4.2.8. PRODUKCJA WODORU

Wodór nie występuje w przyrodzie w czystej postaci, z tego też względu jest nazywany wtórnym nośnikiem energii. Stanowi on wraz z węglem składnik większości związków organicznych. Największa część z 500 tys. m³ wodoru, jakie są obecnie produkowane na świecie, pochodzi z gazu ziemnego i ropy naftowej lub jest ubocznym produktem procesów chemicznych.

Do najbardziej znanych technologii pozyskiwania wodoru należą:

- **reforming** węglowodorów z parą wodną w temperaturze 850°C, przy ciśnieniu 2,5 bar, w obecności katalizatora. Jako surowce wyjściowe mogą tu być używane: metan, metanol, propan-butan lub gaz ziemny. W przypadku metanu reakcja chemiczna ma postać:



Następnie z gazu syntezowego w konwertorze (złożonego z tlenku węgla i wodoru) w wyniku reakcji tlenku węgla z parą wodną:



uzyskuje się dalszy wzrost ilości wodoru. Jeżeli jednak wodór ma odgrywać w gospodarce energetycznej ważną rolę, to ze względu na skażenie dwutlenkiem węgla, nie zaleca się stosować procesu reformingu w dłuższym okresie.

- **gazyfikacja** – jest to endotermiczny proces, podczas którego węgiel reaguje z parą wodną, tworząc wodór i tlenek węgla. Zaraz po tym, tlenek węgla wchodzi w lekko egzotermiczną reakcję z parą wodną, czego produktem jest dwutlenek węgla oraz ponownie wodór.



oraz



Możliwe jest wykorzystanie biomasy do tej metody.

- **technologia plazmowa** – polega na oddziaływaniu na węglowodory w wysokich temperaturach, rzędu 1.600-2.000°C, co prowadzi do rozdzielenia na czysty węgiel oraz wodór. Technologia ta nadal jest rozwijana, z największymi sukcesami w USA i Norwegii. Zaletą tej metody jest produkcja wodoru praktycznie bez wydzielania CO₂, wadą jest jednak to, że wymaga znacznego udziału energii elektrycznej w procesie.
- **elektroliza** – jest to reakcja rozkładu cząsteczki wody pod wpływem prądu elektrycznego. Przy zastosowaniu jonowych separatorów cząsteczki otrzymuje się gazy w oddzielnych zbiornikach. Cały proces opisuje poniższe równanie:



Używany w tym procesie może być 25% roztwór wodorotlenku potasu dla zwiększenia przewodności elektrycznej elektrolitu. Idealnymi warunkami dla tej metody są dostępne duże pokłady taniej energii elektrycznej z elektrowni wodnych.

- **fotoelektroliza** – polega na wykorzystaniu ogniwa fotoelektrycznego w połączeniu z katalizatorem, które działa jak elektrolizer i rozdziela wodór i tlen, bezpośrednio na powierzchni ogniwa. Jest to wciąż rozwijana technologia, która wydaje się być bardzo obiecująca ze względu na oszczędności (brak elektrolizera).

Na całym świecie trwają obecnie badania nad nowymi technologiami produkcji wodoru, głównie z powodu dużych potrzeb energetycznych obecnych metod. Bada się również możliwości wykorzystania glonów do jego produkcji, jak także enzymów występujących w wielu mikroorganizmach. Ziemia posiada ogromne jego zasoby i odnalezienie bardzo wydajnej metody jego otrzymywania rozwiązać może wiele problemów energetycznych, dlatego też wodór nazywany jest paliwem przyszłości.

4.3. METODY POZYSKIWANIA BIOGAZU Z ODPADÓW KOMUNALNYCH

Odpady pochodzenia organicznego składowane w postaci hałd sprasowanych pod własnym ciężarem lub przy pomocy kompaktorów znajdują się w warunkach beztlenowych, które sprzyjają fermentacji mezofilnej. Powstały w sposób niekontrolowany w wyniku fermentacji gaz wysypiskowy, zawierający oprócz CH_4 , CO_2 także lotne związki azotu, siarki i chloru (amoniak, merkaptany, siarkowodór i inne) jest źródłem charakterystycznego i nieprzyjemnego zapachu.

Typowy gaz wysypiskowy składa się w 45-65% (objętościowo) z metanu, w 34-45% z dwutlenku węgla, niewielkich ilości wodoru, azotu, tlenu i śladowych ilości różnych związków organicznych. Wartość kaloryczna waha się w granicach 16-23 MJ/m³, a teoretyczny wskaźnik produkcji gazu to 400-800 m³ na tonę odpadów⁶⁴.

Obecnie w Europie i na świecie funkcjonuje już kilka sprawdzonych technologicznie i opłacalnych ekonomicznie systemów odzyskiwania i zagospodarowania biogazu z wyselekcjonowanych odpadów komunalnych pochodzenia organicznego lub ze śmieci składowanych w formie hałd na wysypiskach:

- **BTA** – w technologii tej z nieprzesortowanych odpadów komunalnych ługuje się w podwyższonej temperaturze substancje organiczne, a odciek poddaje fermentacji. Roztwór po fermentacji kieruje się do ponownego ługowania i do kolejnej fermentacji. Operację powtarza się 3-5 krotnie.
- **Dranco** – technologia ta, zwana także fermentacją suchą, polega na fermentacji w reaktorach w temperaturze 55°C odpadów stałych lub odsączonych na prasie odpadów po ekstrakcji z metody BTA. Stężenie tych odpadów musi być jednak większe niż 25%.
- **Rottweil** – korzysta z odpadów gastronomicznych, kuchennych i ogrodniczych z dużych jednostek lub dokładnie wyselekcjonowanych śmieci z indywidualnych gospodarstw domowych. Pozostałością po fermentacji jest wysokiej jakości nawóz, bez śladowych ilości metali ciężkich, stosowany do uprawy warzyw.
- **Swego** – w technologii tej fermentację przeprowadza się w przyzmacz energetycznych ze szczelnym dnem i ścianami bocznymi. Nad rozdrobnionymi osadami w warstwie torfu umieszcza się instalację rurociągów ssących, a całość przykrywa warstwą gliny.
- **Wabio** – śmieci po wstępnym oddzieleniu przypadkowych odpadów wielkogabarytowych są mielone i mieszane z gorącą wodą. Osad nieaktywny biologicznie jest sedymentacyjnie oddzielny, a zawiesina związków organicznych po zmieszaniu z osadem czynnym z oczyszczalni ścieków jest poddawana wspólnej fermentacji w bioreaktorze. Po 18-23 dniach osad jest usuwany do higienizatorów i przetrzymywany przez 30 min w temperaturze 70°C. Po filtracji i kilkudniowej stabilizacji biologicznej stanowi humus (próchnicę).

4.4. SILNIKI PRZYSTOSOWANE DO SPALANIA BIOPALIWA

Przystosowanie obecnych silników do pracy z biopaliwami jest przyczyną ciągłych sporów między specjalistami. Dotyczy to przede wszystkim silników „diesla”, gdyż większa jest produkcja czystego biodiesla niż bioetanolu (przynajmniej w Polsce).

Biodiesel jest znacznie gęstszy niż olej napędowy, dlatego też niezbędne jest stosowanie wymienników ciepła przy jego zastosowaniu. Charakteryzuje się także większą lepkością, co ujemnie wpływa na jego pracę w niskich temperaturach i powodować może problemy z rozruchem silnika. Dopuszczalny dodatek biokomponentów dodawanych do paliwa wynosi 5%. Przekroczenie tego progu w przypadku silników z układem wtrysku Common Rail może grozić przedwczesnym zużyciem sekcji tłoczącej pompy wtryskowej.

Coraz więcej jednak producentów dostosowuje swoje silniki do biopaliw, szczególnie zaś do mieszanek paliw z biokomponentami. Dostępne są także, zwłaszcza na rynkach zachodnich, specjalne części do nieco starszych silników, które pozwalają na ich modyfikację w celu uzyskania możliwości korzystania z biopaliw. W Warszawie i Krakowie testowane były autobusy firmy Scania w komunikacji miejskiej zasilane bioetanolem (E95) z pozytywnym skutkiem⁶⁶.

Obecnie największe prace badawcze trwają nad możliwością zastosowania surowego oleju roślinnego (np. rzepakowego) bezpośrednio jako paliwa, również w maszynach rolniczych. Pracują nad tym różne firmy, w tym tacy producenci sprzętu rolniczego jak John Deere, a wyniki badań są ściśle strzeżone, gdyż pierwsza firma, która wyprodukuje skuteczną metodę wykorzystywania oleju jako paliwa na skalę przemysłową, potencjalnie liczyć może na ogromne korzyści finansowe.

4.5. PALIWA KONWENCJONALNE I BIOPALIWA – ANALIZA PORÓWNAWCZA

4.5.1. PALIWA DO SILNIKÓW WYSOKOPRĘŻNYCH

Estry metylowe (FAME) mogą być stosowane jako samoistne paliwo silnikowe, a także w postaci mieszanki z olejem napędowym. Obecność w obu paliwach (ON i FAME) długich łańcuchów węglowodorowych pozwala na mieszanie ze sobą ON i FAME w dowolnym stosunku, ze względu na ich wzajemną rozpuszczalność. Najczęściej stosowane mieszanki metyloestrów i oleju napędowego to B2, B5, B20, B100. Cyfra stojąca za literą „B” oznacza procentową zawartość estrów w paliwie⁶⁷.

Ocenę olejów rzepakowych jako biopaliw do silników o zapłonie samoczynnym należy odnosić do trzech możliwości ich wykorzystania:

- surowy olej rzepakowy,
- estry olejów rzepakowych – RME,
- mieszanina estrów z olejem napędowym.

PARAMETR	OLEJ RZEPAKOWY	BIODIESEL	OLEJ NAPĘDOWY
masa cząsteczkowa	840	300	120-320
gęstość przy 20°C	0,92 g/cm ³	0,88 g/cm ³	0,82-0,84 g/cm ³
lepkość kinematyczna przy 20°C	76	6,9-8,2	2,8-5,9
liczba cetanowa	34	56	50
temperatura zapłonu	285°C	168°C	60°C
temperatura zablokowania zimnego filtra (CFPP)	20°C	-7/-12°C	0 / -12°C
wartość opałowa	34.400 kJ/dm ³	33.200-34.320 kJ/dm ³	35.950 kJ/dm ³

Tab. 8. Podstawowe właściwości fizykochemiczne oleju rzepakowego

W silnikach nieprzystosowanych technicznie do spalania surowego lub tłoczonego oleju rzepakowego, ze względu na gorsze właściwości robocze, jego stosowanie nie jest korzystne (zasychanie oleju powodujące unieruchamianie elementów tłoczących pomp wtryskowych, tworzenie osadów w komorze spalania oraz emisję zanieczyszczeń). Zastosowanie mieszaniny oleju napędowego i oleju rzepakowego powoduje tylko zmniejszenie intensywności tego zjawiska. Większość problemów rozwiązuje zastosowanie estrów metylowych, jednak optymalnym rozwiązaniem wydaje się zastosowanie mieszanek estrów metylowych oleju rzepakowego z olejem napędowym. Głównym problemem stosowania naturalnego oleju rzepakowego jest duża lepkość i gorsza lotność. **Korzyściami** z przeestryfikowania (wzajemnej wymianie reszt kwasów tłuszczowych między cząsteczkami glicerydów lub na zamianie ich pozycji wewnątrz cząsteczki gliceryd) naturalnego oleju rzepakowego są⁶⁸:

- istotne zmniejszenie cząsteczek i zmniejszenie lepkości,
- wyeliminowanie obecności triglicerydów powodujących osady w komorze spalania,
- obniżenie temperatury mętnienia i krzepnięcia oraz polepszenie lotności paliwa.

Korzyści ze stosowania biodiesla:

- znaczne zmniejszenie emisji tlenu węgla, węglowodorów i pyłów,
- obniżenie emisji dwutlenku węgla i siarki,
- dobra biodegradowalność,
- wysoka liczba cetanowa daje możliwość uzyskiwania wyższych prędkości obrotowych i opóźnienia wtrysku,
- dobre właściwości smarne poprawiające smarność nisko-siarkowych olejów napędowych,
- mniejsza zawartość siarki powoduje mniejsze oddziaływanie na katalityczne układy oczyszczania spalin,
- obniżona hałaśliwość silnika,
- bezpieczeństwo w transporcie i użytkowaniu ze względu na wysoką temperaturę zapłonu

Zagrożenia:

- niższa wartość opałowa powodująca większe zużycie paliwa,
- wyższa lepkość wpływa na pogorszenie przebiegu procesu rozpylania paliwa i maksymalnego ciśnienia wtrysku,
- obniżenie zdolności dyspergowania oleju silnikowego współpracującego z paliwem estrowym,

- obniżenie trwałości elementów stykających się z paliwem, a wykonanych z typowych elastomerów i gum,
- korozja pokryw lakierniczych elementów stykających się z paliwem,
- silne działanie korozyjne na stopy zawierające miedź, powiązane z tworzeniem osadów i znacznie niższe oddziaływanie korozyjne na stal, cynk i ołów,
- intensywna chłonność wody,
- niska odporność na hydrolizę, prowadząca do powstawania szlamu blokującego filtry paliwa,
- większa podatność na skażenia mikrobiologiczne,
- gorsza stabilność termooksydacyjna,
- szybkie pogarszanie właściwości paliwa w czasie przechowywania.

4.5.2. PALIWA DO SILNIKÓW NISKOPRĘŻNYCH

Silniki niskoprężne wykorzystują benzynę oraz bioetanol. Jak podaje World Watch Institute emisja gazów cieplarnianych podczas produkcji i w wyniku spalania biopaliw drugiej generacji jest o 91% mniejsza niż w przypadku benzyny. Uzysk energetyczny w przypadku etanolu celulozopodobnego w zależności od metody wytwarzania może wynieść od 2 do 36 więcej na jednostkę wsadu. Bioetanol stosowany jest w następujących paliwach⁶⁹:

- **E10** – jest biopaliwem zawierającym 10% obj. bioetanolu i 90% obj. benzyny. Paliwo to oferowane jest m.in. w USA jako alternatywa dla konwencjonalnej benzyny. Może być stosowane zarówno w amerykańskich FFV (z ang. Flexible Fuel Vehicles) oraz w standardowych pojazdach wyposażonych w silniki benzynowe, które uzyskały dopuszczenie producenta do stosowania takiego paliwa.
- **E20** – biopaliwo składające się z 20% obj. bioetanolu i 80% obj. Benzyny. Oferowane jest głównie w Brazylii do silników niskoprężnych.
- **E85** – biopaliwo do silników benzynowych składające się z bioetanolu z 15-30% domieszką benzyny. Na świecie popularność paliwa E85 ciągle wzrasta. Stosowane jest na szeroką skalę m.in. w Brazylii oraz w USA. W Europie trwają prace nad jego większym upowszechnieniem, w czym duży udział ma Szwecja. E85 może być używane tylko w specjalnie przystosowanych do tego paliwa pojazdach, tzw. FFV. W Brazylii około 80% wszystkich sprzedawanych samochodów to właśnie pojazdy typu FFV. W Europie tylko nieliczne firmy samochodowe oferują modele przystosowane do zasilania biopaliwem E85.
- **E95** – jest to biopaliwo do silników z zapłonem samoczynnym, zawierające 95% bioetanolu oraz 5% benzyny. Ze względu na szczególnie niski poziom emisji spalin winno być stosowane w transporcie miejskim oraz w strefach szczególnie chronionych. Paliwo to jest produktem oferowanym na małą skalę. W Europie E95 stosowane jest w Szwecji.
- **E100** – oferowane jest wyłącznie w Brazylii i Argentynie. Paliwo to składa się z samego bioetanolu o czystości 96% obj. bez domieszki benzyny. Pozostałą ilość 4% obj. stanowi woda, której całkowite wydzielenie w procesie destylacji nie jest możliwe.

4.6. GOSPODARCZE I EKOLOGICZNE KORZYŚCI Z PRODUKCJI BIOPALIW

Gospodarcze i ekologiczne korzyści stosowania biopaliw płynnych jest powodem sporów już od wielu lat. Ścierają się tutaj różne grupy interesów, reprezentanci obu gałęzi przemysłu, ekologowie oraz politycy. Możliwa jest jednak rzetelna ocena tego zagadnienia, jeśli tylko spojrzeć na nie z boku.

4.6.1. GOSPODARKA

Korzyści, jakie może otrzymać gospodarka z produkcji biopaliw, są dwojakie. Po pierwsze, szczególnie w polskich warunkach, zapewniany jest dodatkowy rynek zbytu oraz aktywizacja zawodowa ludności wiejskiej. Produkcja rolnicza na potrzeby biopaliw powoduje większe możliwości sprzedaży swych produktów, a konkurencja między rynkiem spożywczym a paliwowym powoduje wzrost cen. Choć może to doprowadzić do lekkiego podwyższenia się cen żywności, korzyści wydają się być większe. Przede wszystkim dlatego, że zwiększa się podaż na produkty rolnicze. Jeżeli ktoś zdecyduje się na sprzedaż, np. rzepaku na biopaliwo, dużo łatwiej innym

producentom rolnym jest zbyć towar do producentów oleju spożywczego. Większa konkurencja zawsze przynosi korzyści rynkom handlowym. Po drugie, następuje aktywizacja większej ilości rolników, ponieważ mogą oni uzupełnić lukę w zapotrzebowaniu, np. na rośliny oleiste dla rafinerii, bądź też uprawiać inne rośliny, z przeznaczeniem spożywczym.

Produkcja biopaliw dostarcza również dużej ilości wysoko jakościowego pokarmu dla zwierząt hodowlanych, a tak długo jak jest to produkt poboczny, jego cena jest bardziej atrakcyjna.

Należy zwrócić uwagę również na podstawowe błędy rachunków gospodarczych, prowadzonych przez różne środowiska. Spotykanie pogląd o zagospodarowaniu nieużytków na rzecz produkcji roślin oleistych jest niezasadny, gdyż ziemie te nie spełniają wymogów jakościowych dla ich uprawy. Obliczenia bezpośredniej ilości możliwych hektarów do zasiania jest więc błędny. Jednakże w sposób pośredni, przywrócenie odłogów do produkcji rolniczej rzeczywiście zachodzi, gdyż lepsze ziemie są przeznaczane pod produkcję roślin oleistych, gorsze włączane są do gospodarstwa na potrzeby uprawy mniej wymagających roślin.

Korzystny dla gospodarki byłby także proces, określany jako regionalne centrum biopaliw. Zakłada on działanie małej bądź średniej rafinerii, która potrzebne surowce do produkcji oraz rynek zbytu ograniczałaby do swojego otoczenia. Rozwiązanie to daje obopólne korzyści. Paliwo z takiej rafinerii jest tanie, ponieważ eliminuje się koszty dalekiej dystrybucji. Następuje transakcja wiązana – rolnicy mogą taniej odsprzedać surowiec, w zamian otrzymując tanie paliwo. Producent taki nie byłby ograniczony limitami rocznymi, gdyż nie produkowałby biopaliwa na własny użytek. Dzięki temu również zakup odpowiedniego sprzętu byłby znacznie mniejszy w przeliczeniu na 1 dm³ biopaliwa. Tego typu lokalne przedsięwzięcie jest obecnie rozpatrywane na szczeblu rządowym. Roztropne rozwiązanie tego zagadnienia może być znaczącym czynnikiem określającym opłacalność ekonomiczną produkcji rolnej w Polsce.

Istotne jest także zagospodarowanie różnego rodzaju odpadów. Powoduje to, że stają się one chodliwym towarem, nie zaś uciążliwym problemem.

Ważną również korzyścią gospodarczą jest nieustanny rozwój technologii związanej z biopaliwami. Prace nad silnikami wciąż zwiększają ich osiągi, a wyniki te przysłużyć się mogą w innych dziedzinach przemysłu. W przypadku biopaliw płynnych wyższych generacji, gospodarcze korzyści będą jeszcze większe, gdyż stanowiąc będą bardzo dobre i tanie źródło energii, pośrednio ulepszając wszystkie pozostałe gałęzie gospodarki.

4.6.2. EKOLOGIA

Nie budzi wątpliwości fakt, że tradycyjne paliwa kopalne zanieczyszczają środowisko naturalne. Poza negatywnym wpływem na powietrze atmosferyczne, mają niszczycielskie wręcz skutki dla przyrody w przypadku różnego rodzaju awarii czy wypadków. Najgłośniejszym przypadkiem ostatnich lat jest wyciek ropy naftowej z platformy wiertniczej w Zatoce Meksykańskiej, którego nie można było opanować przez trzy miesiące. Rozmiar wycieku oszacowano na 350 do 700 mln litrów ropy. Zdaniem ekspertów awaria platformy wiertniczej Deep Horizon była największą katastrofą ekologiczną w historii USA. Usuwanie jej skutków potrwa kilka lat⁷⁰.

Ekologicznych korzyści ze stosowania biopaliw płynnych jest kilka. Przede wszystkim jest to ograniczenie emisji CO₂ do atmosfery oraz innych niektórych związków (np. siarki). W USA prowadzono badania nad wpływem biopaliw na stan powietrza atmosferycznego. Symulacja wykazała, że jeśli wszystkie samochody jeździłyby na bioetanolu, w pewnych częściach kraju mogłoby wzrosnąć stężenie ozonu. To z kolei mogłoby doprowadzić do częstszych zgonów z powodu chorób układu oddechowego i ataków astmy⁷¹. Symulacja jednak zakładała, że wszystkie pojazdy będą używały E85, czyli paliwa o 85% bioetanolu oraz 15% benzyny. Sytuacja taka jest niemożliwa, gdyż jedną z największych gałęzi ruchu pojazdów jest transport, w którym dominują silniki typu diesel, a więc nie używałyby bioetanolu. Wpływ produktów spalania biodiesla na tworzenie się dziury ozonowej jest o blisko 50% mniejszy niż dla tradycyjnego oleju napędowego. Emisja tlenków azotu (NO_x) jako produktów spalania biodiesla może zredukować do poziomu dużo niższego niż dla ON, m.in. poprzez zmianę momentu wtrysku paliwa. Dodatkowo spaliny biodiesla nie powodują podrażnienia spojówek oczu, nie mają odpychającego zapachu, jest „bardziej biodegradowalny niż cukier i mniej toksyczny niż sól stołowa”⁷².

Kolejną, ważną zaletą stosowania biopaliw jest energetyczne wykorzystanie odpadów bądź produktów niewykorzystywanych w rolnictwie lub przemyśle spożywczym. Choćby tylko z tego względu warto rozwijać metody pozyskiwania biopaliw, by jeszcze skuteczniej i sprawniej przetwarzać oleje posmażalnicze, słomę itp. surowce. Odpady te zawsze istnieć będą w obiegu, a inne ich przetwarzanie nie wydaje się być tak korzystne.

Ekologiczną korzyścią ze stosowania biopaliw jest także zagospodarowanie terenów rolniczych nieużytkowanych do tej pory. Ponowne przywrócenie odłogów do produkcji rolniczej poprawi choćby stan zachwaszczenia inny pól, a przygotowanie pola pod uprawę usprawni warunki melioracyjne regionu. Pada tutaj często zarzut wyjąłowania gleby w przypadku występowania monokultury rośliny (np. rzepaku), uprawianej na potrzeby biopaliw. Warto jednak zastanowić się w tym momencie, czy rolnicy bez zastanowienia się zubożyliby swoje ziemie dla krótkotrwałego zysku, czy też stosowaliby płodozmian, efektywnie przeznaczając tylko część swoich ziem pod uprawę.

Zupełnie inaczej natomiast prezentują się zalety w przypadku wykorzystania biopaliw 3 i 4 generacji oraz wodoru, lub też wykorzystanie bioetanolu bądź biometanolu w ogniach paliwowych. Rozwój tych technologii po pierwsze, znacznie zmodyfikuje wady obecnych biopaliw, często zupełnie je likwidując. Ponadto ich produkcja wymagać będzie bardzo mało energii, która będzie mogła być pozyskiwana z innych odnawialnych źródeł (np. energetyka wodna). Proces wytwarzania będzie również zupełnie wolny od CO₂, co wydaje się być zaletą na tyle istotną, że przewyższy ewentualne wady.

Należy pamiętać również o tym, że zaawansowane badania nad biopaliwami trwają od kilkunastu lat, w niektórych przypadkach nieznacznie dłużej. Metody są nieustannie ulepszone. Biopaliwa są energią przyszłości i nie można ich przydatności oceniać tylko i wyłącznie z perspektywy obecnej rzeczywistości.

4.7. REGULACJE PRAWNE DOTYCZĄCE STOSOWANIA BIOPALIW

Dokumentem głównym, który reguluje większość aspektów produkcji biopaliw w Polsce jest *Ustawa o biokomponentach i biopaliwach ciekłych z dnia 25 sierpnia 2006 roku*. Wytwórca biopaliw (w tym wytwórca biopaliw na własny użytek) jest obowiązany według niej do spełniania następujących warunków:

- posiadać tytuł prawny do obiektów budowlanych, w których będzie wykonywana działalność gospodarcza,
- dysponować odpowiednimi urządzeniami technicznymi i obiektami budowlanymi, spełniającymi wymagania określone w szczególności w przepisach o ochronie przeciwpożarowej, sanitarnych i o ochronie środowiska, umożliwiającymi prawidłowe wykonywanie działalności gospodarczej,
- posiadać zezwolenie na prowadzenie składu podatkowego.

Działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania lub wprowadzania do obrotu biokomponentów może prowadzić wytwórca, który jest nie karany za przestępstwa skarbowe, przeciwko mieniu, wiarygodności dokumentów, a także przeciwko obrotowi pieniędzmi i papierami wartościowymi oraz obrotowi gospodarczemu.

Rozpoczynając produkcję biopaliw na własny użytek należy w pierwszej kolejności złożyć wniosek do Agencji Rozwoju Regionalnego z prośbą o wpisanie do rejestru producentów. Wniosek musi zawierać następujące dane:

- oznaczenie wytwórcy, jego siedzibę i adres,
- NIP oraz REGON lub w przypadku osób fizycznych PESEL,
- określenie rodzaju i zakresu wykonywanej działalności gospodarczej,
- określenie miejsca lub miejsc wykonywania działalności,
- określenie rodzaju i rocznej wydajności instalacji do wytwarzania biokomponentów,
- oświadczenie, że w chwili składania wniosku wytwórca nie zalega z wpłatami na rzecz organów podatkowych, Zakładu Ubezpieczeń Społecznych albo Kasy Rolniczego Ubezpieczenia Społecznego,
- oświadczenie, którego treść zawiera art.5 ust. 5 lub art. 14 ust. 4 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

Producent wpisany do rejestru wytwórców jest obowiązany informować organ rejestrowy o każdej zmianie danych zawartych w tym rejestrze, w szczególności o zakończeniu lub zawieszeniu wykonywania działalności gospodarczej, w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych, pod rygorem wykreślenia z rejestru wytwórców. Wykreślony z rejestru rolnik może liczyć na nowy wpis do rejestru po upływie trzech lat.

Wytwarzając biokomponenty, należy wykorzystywać surowce rolnicze pozyskiwane na podstawie umowy z gospodarstwem rolnym położonego na obszarze co najmniej jednego z państw członkowskich UE, biomasę pozyskiwaną na podstawie umowy dostawy zawartej między pośrednikiem a wytwórcą, lub surowce rolnicze pozyskiwane z produkcji własnej. Inne źródła pozyskiwania biomasy nie mogą przekroczyć 25% ogółu surowców wykorzystanych do produkcji biopaliwa.

Wytwarzane przez rolników biopaliwa ciekłe na własny użytek powinny spełniać wymagania jakościowe, określone w przepisach o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw. Zabronione jest produkowanie innych paliw niż wymienione w ustawie (art. 2 ust. 1 pkt 11 lit. c-f i ust. 2), sprzedawanie lub zbywanie paliw oraz przekraczanie rocznego limitu produkcji, który wynosi 100 l na 1 ha powierzchni użytków rolnych będących w posiadaniu producenta.

Rolnicy, wytwarzający biopaliwa ciekłe na własny użytek, są obowiązani do przekazywania, w terminie do 45 dni po zakończeniu roku kalendarzowego, Prezesowi ARR, sprawozdań rocznych zawierających informacje dotyczące ilości i rodzajów surowców użytych do wytworzenia biopaliw ciekłych oraz biopaliw ciekłych wytworzonych i zużytych na własne potrzeby.

Aspekty dotyczące składu podatkowego reguluje *Ustawa o podatku akcyzowym z dnia 23 stycznia 2004 roku*. Warunkuje ona produkcję wszystkich wyrobów akcyzowych zharmonizowanych tylko i wyłącznie w składzie podatkowym. Jest to ustawowy obowiązek i nie ma znaczenia przeznaczenie paliwa – czy to na użytek własny czy na sprzedaż. Jednak rolnicy, którzy produkują estry i czysty olej roślinny, mogą liczyć na uproszczone warunki prowadzenia składu podatkowego, dzięki *Ustawie o biopaliwach z 25 sierpnia 2006 roku*.

Kolejnym aktem prawnym jest *Rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 22 grudnia 2006 roku, zmieniające rozporządzenie w sprawie zwolnień od podatku akcyzowego (Dz.U. nr 243, poz. 1765 i 1766)*. Określa ono zasady zwolnienia od akcyzy biokomponentów oraz paliw ciekłych z zawartością biokomponentów, które zdefiniowane są w ustawie. Wszystkie zwolnienia obowiązują tylko i wyłącznie w przypadku wyprodukowania biokomponentów lub paliw z biokomponentami w składzie podatkowym. Biokomponenty stanowiące samoistne paliwo (spełniające wymagania jakościowe określone w odrębnych przepisach) otrzymują zwolnienie w wysokości 1.680 zł/1.000 dm³ pod warunkiem, że zwolnienie to nie przekroczy należnej kwoty akcyzy z tytułu sprzedaży tych biokomponentów.

Zostały określone również wymagania jakościowe dla biopaliw ciekłych stosowanych w wybranych flotach oraz wytwarzanych przez rolników na użytek własny. Określają one tylko dwa warunki niezbędne do spełnienia dla biopaliw wytwarzanych przez rolników na własny użytek: zawartość siarki oraz temperaturę zapłonu.

PYTANIA KONTROLNE

- 1) Wymień surowce oraz zastosowanie paliw produkowanych na bazie olejów roślinnych.
- 2) Scharakteryzuj I oraz II generację biopaliw.
- 3) Przedstaw wady i zalety biometanolu.
- 4) Opisz w skrócie proces otrzymywania biodiesla.
- 5) Przedstaw zagrożenie wykorzystywania biogazu jako paliwa.
- 6) Wodór, paliwo przyszłości – odnieś się do zagrożenia.
- 7) Omów ekonomiczne oraz środowiskowe uwarunkowania produkcji biodiesla w Polsce.
- 8) Opisz wpływ biopaliw na powszechnie stosowane silniki w przemyśle samochodowym.

5.1. MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA ENERGII SŁONECZNEJ W ROLNICTWIE

Wieloletnie badania i dotychczasowa praktyka wykazały, że w produkcji rolniczej odnawialne źródła energii umożliwiają obniżenie zużycia paliw o około 20-30%. Dotyczy to zwłaszcza wykorzystania kolektorów słonecznych w produkcji roślinnej, zwierzęcej, gospodarstwach domowych i do współpracy z innymi odnawialnymi i tradycyjnymi źródłami energii w zintegrowanych systemach energetycznych.

Kolektory słoneczne najszerze zastosowanie znajdują w suszarnictwie różnych produktów rolniczych (ziarna zbóż, zielonki na siano, ziół, nasion warzyw, tytoniu i lnu.) oraz w produkcji ogrodniczej, szczególnie w produkcji warzyw pod osłonami (szklarniach i tunelach foliowych), obsuszaniu cebuli po zbiorze i przechowywalnictwie.

Jednym z działów produkcji roślinnej, w której koszty energii cieplnej wynoszą 60-80% ogólnych kosztów produkcji, jest produkcja warzyw pod osłonami. Mimo wysokiej energochłonności procesu warzywa szklarniowe stanowią poważne uzupełnienie produkcji warzyw gruntowych, umożliwiające dostarczenie konsumentom świeżych warzyw przez cały rok. Stały wzrost cen na nośniki energii i obniżanie się opłacalności produkcji wymuszają poszukiwanie zmian w wyposażeniu technicznym i technologii. Najważniejszym czynnikiem mającym wpływ na wyniki produkcyjne jest temperatura powietrza w szklarni lub w tunelach foliowych. Decyduje ona o temperaturze podłoża i roślin, szczególnie ich części naziemnej, w której odbywa się fotosynteza. Wyniki prac badawczych wykazały, że obniżenie temperatury powietrza latem wewnątrz szklarni lub tunelu foliowego, przy utrzymaniu odpowiedniej temperatury podłoża, w dużym stopniu wpływa na zmniejszenie zużycia energii cieplnej i zapewnia optymalne warunki rozwoju roślin⁷³.

Ogrzewanie podłoża powietrzem w systemie rur perforowanych, w których przepływa powietrze podgrzane w kolektorze słonecznym, wpływa korzystnie na jakość warzyw, plonowanie i termin zbioru. Taki sposób ogrzewania podłoża wpływa również na napowietrzanie strefy korzeniowej, kształtowanie odpowiedniego mikroklimatu w strefie roślin, usuwanie nadmiaru CO₂ z gleby i akumulacje energii elektrycznej w podłożu, co zmniejsza różnicę dziennej i nocnej temperatury.

Do ogrzewania podłoża można stosować również wodę podgrzewaną w kolektorach słonecznych i rozprzadzaną w pobliżu systemem rur z PCV, wody geotermalne współpracujące z pompą ciepła lub wody zrzutowe z elektrowni. Wadą dwóch ostatnich systemów jest uzależnienie od lokalizacji źródeł ciepła. W produkcji warzyw pod osłonami zużywają się znaczne ilości wody do nawadniania roślin (3-12 l/m² na dobę). Podlewanie wodą w sieci wodnej o temperaturze 5-7°C wiosną i około 10°C latem jest niewskazane ze względu na tzw. szok termiczny rośliny i zmiany temperatury podłoża.

Kolektory słoneczne, również te współpracujące z pompą ciepła, mogą być stosowane jako uzupełnienie ogrzewania szklarni lub tuneli foliowych powietrzem podgrzany przepływającym w systemie wymuszonym bezpośrednim (wentylatorem) lub dodatkowo z wykorzystaniem akumulatora kamiennego w ciągu dnia i oddającego ciepło nocą. Podgrzane powietrze o temperaturze 15-22°C wtłaczane jest za pomocą wentylatora do przewodów drenarskich perforowanych, wykonanych z PCV o średnicy 125 mm, umieszczonych w podłożu na głębokości 300-800 mm i rozstawie przewodów 800 mm. Taki system ogrzewania umożliwia oszczędność nośników energii o około 40-50%. Badania ogrzewania podłoża w szklarni podgrzany w kolektorze słonecznym powietrzem wykazały istotny wpływ ogrzewania i dotlenienia podłoża na przebieg wegetacji pomidorów. Pierwsze owoce zaczęły dojrzewać o około 10 dni wcześniej, a całkowity plon był większy o około 50% w porównaniu do szklarni o podłożu nieogrzewanym.

W projektowaniu instalacji słonecznej do ogrzewania szklarni, tunelu foliowego lub podłoża i nawadniania roślin należy uwzględnić rejon kraju, strefy klimatyczne i temperatury otoczenia. W zależności od rodzaju uprawianych roślin, należy brać pod uwagę minimalne i średnie temperatury powietrza, podłoża i ilości wody do na-

wadniania roślin. Można stosować kolektory słoneczne pracujące w systemie grawitacyjnym lub wymuszonym pompą wodną o natężeniu przepływu wody 50-60 dm³/m²/h, a do podgrzewania powietrza 100-150 dm³/m²/h. Pojemność zbiornika wodnego akumulacyjnego do ogrzewania podłoża wodą lub nawadniania roślin powinna być tak dobrana, by odpowiadał on powierzchni ogrzewanego podłoża i ilościom wody do nawadniania roślin w ciągu doby.

Kolektory można stosować również przy produkcji cebuli konsumpcyjnej. W praktyce zebrana cebula pozostawiana jest na polu w celu obsuszenia łuski szczypioru i tym samym narażona jest na zmienne warunki atmosferyczne, w efekcie czego powstają straty jakościowe i masowe. Jeżeli natomiast zwiezie się cebulę z pola do budynku lub pod zadaszoną wiatę, w której zainstalowano suszarkę lub suszarki podłogowo-kanalowe albo podłogowo-rusztowe o powierzchniach 70 m² (z wentylatorem osiowym i kolektorem słonecznym płaskim płytowym o powierzchni 200 m²), zostanie ona obsuszona podgrzany powietrzem. Podczas obsuszania cebuli należy stosować wysokość warstwy 2 m. Na ww. powierzchni suszarki można obsuszyć około 70 ton cebuli, zachowując bardzo dobrą jakość. W podobny sposób mogą być obsuszane różne warzywa gruntowe, korzeniowe⁷⁴.

Kolektory płaskie płytowe można też zastosować do podgrzewania wody i ogrzewania nią wody w zbiornikach i stawach hodowli ryb. Temperatura wody jest głównym czynnikiem wpływającym na procesy życiowe ryb, tarło i intensywność żerowania karpia i narybku. Tarło karpia odbywa się w temperaturze wody 16-24°C. Masa pobieranej przez ryby paszy rośnie ze wzrostem temperatury, osiągając swoje maksimum przy 18-20°C. Stosując podgrzaną wodę o ww. temperaturach można opóźnić tarło karpia o około 37 dni, co pozwala na zwiększenie hodowli karpia o 75-400 kg/ha stawu. Przeprowadzone badania zastosowania kolektorów słonecznych do podgrzewania wody w obiegu otwartym w basenach przygotowujących tarlaki karpia do tarła i intensywnego chowu narybku umożliwiły uzyskanie przyrostu temperatury wody średnio o 4°C. Tą drogą osiągnięto znaczne zwiększenie intensywności chowu narybku karpia przy przyroście około 23% masy ryb i wydłużeniu sezonu o około 61 dni w porównaniu do basenu o niepodgrzewanej wodzie. Optymalna powierzchnia basenów hodowlanych nie powinna przekraczać 100 m² o głębokości wody 1 m. Woda powinna być podgrzana w okresie od lutego do maja i od września do listopada.

Kolektory można zastosować również w stawach hodowli karpia towarowego. Woda podgrzana w kolektorze i gromadzona w zbiorniku wodnym akumulacyjnym wypływa w określonym miejscu do wody w stawie, w którym jest podawana karma. Przyrost temperatury wody wpływającej do stawu w miejscu, w którym podawana jest karma, sprawia, że gromadzą się tu ryby i intensywnie żerują. Wyniki badań wskazują, że metoda ta umożliwia skracanie o 2-3 miesiące osiągnięcie masy towarowej karpia.

Przedstawione przykłady nie wyczerpują możliwości wykorzystania OZE, w tym kolektorów słonecznych, w produkcji rolniczej. Szersze niż dotychczas wykorzystanie możliwości zastosowania OZE w praktyce rolniczej będzie możliwe tylko wtedy, jeżeli będą rozwijane prace badawcze oraz gdy będą prowadzone praktyki w zakresie wiedzy rolniczej, podobnie jak ma to miejsce w innych krajach Europy Zachodniej.

5.2. TYPY INSTALACJI SŁONECZNYCH

Instalacje solarne stosowane do użytku indywidualnego można podzielić na instalacje z obiegiem grawitacyjnym - termosyfonowe oraz instalacje z obiegiem wymuszonym.

Zazwyczaj w domach stosuje się instalacje z obiegiem wymuszonym. Są to instalacje, w których przepływ czynnika grzewczego wymuszony jest przez pompę obiegową. Można je podzielić na instalacje z obiegiem bezpośrednim i pośrednim. W pierwszym przypadku czynnikiem grzewczym jest podgrzewana woda użytkowa, w drugim płyn solarny. Rozwiązanie z dwoma obiegami (czynnika grzewczego i wody użytkowej) to najczęściej stosowane rozwiązanie w systemach całorocznych.

W instalacjach termosyfonowych obieg występuje samoczynnie na zasadzie różnic temperatur. Czynnikiem grzewczym jest woda użytkowa, natomiast warunkiem prawidłowego działania takiej instalacji jest różnica poziomów między kolektorami a zbiornikiem. Kolektory w tym przypadku są usytuowane poniżej zbiornika, tak aby dolna krawędź zbiornika była ok. 30-40 cm ponad górną krawędź kolektorów. Kolektory nagrzewają wodę, która następnie wpływa do zbiornika w jego górnej części, natomiast zimna woda z dolnej części zbiornika wpływa do kolektorów. Nie ma potrzeby stosowania układów sterowniczo-pompowych oraz płynu solarnego, co znacznie obniża koszty instalacji. Instalacje tego typu doskonale nadają się do użytku sezonowego np. domki letniskowe, natomiast w zimie nie mogą być stosowane ze względu na ryzyko zamarzania wody w instalacji⁷⁵.

5.3. ELEMENTY INSTALACJI SOLARNYCH

Głównymi elementami instalacji słonecznej są kolektory oraz zbiornik magazynowania energii, które mają decydujący wpływ na pracę i skuteczność systemu. Także bardzo istotną częścią każdej instalacji jest część zabezpieczająca, co ma tym większe znaczenie, że warunki atmosferyczne są nieprzewidywalne. Pozostałe elementy to armatura i systemy sterujące.

5.3.1. KOLEKTOR SŁONECZNY

Podstawowym elementem instalacji wykorzystującej energię słoneczną jest kolektor słoneczny. Ma za zadanie absorbować promienie słoneczne, przekształcać je w ciepło, które jest następnie oddawane przepływającemu nośnikowi ciepła. Kolektory można podzielić pod wieloma względami i na wiele rodzajów. Ze względu na medium robocze, np. cieczowe, powietrzne. Ze względu na izolację, np. próżniowe (także kolektory płaskie mogą być próżniowe) lub izolowane wełną mineralną. Ze względu na obudowę, np.: przykryte, odkryte, z jedną szybą, z dwoma szybami itd. Obecnie najpopularniejsze typy kolektorów wykorzystywanych w budownictwie to kolektory płaskie (cieczowe) i rurowe (próżniowe). Różnią się one przede wszystkim budową i sprawnością w różnych warunkach klimatycznych. Zakłada się, że większe uzyski energii można osiągnąć dzięki kolektorom próżniowym w okresach niższych temperatur, ze względu na fakt, że próżnia jest bardzo dobrym izolatorem cieplnym, dzięki czemu kolektory te mają znacznie mniejsze straty w warunkach zewnętrznych niskich temperatur (w okresach zimowych). Natomiast w okresie letnim często kolektory płaskie sprawdzają się równie dobrze, a czasem nawet lepiej niż kolektory próżniowe. Najważniejszym elementem każdego kolektora jest absorber. Znaczenie ma tu materiał, z którego wykonana jest płyta absorbera oraz powłoka, którą jest pokryta. Właściwości tych elementów w dużym stopniu decydują o ilości uzyskiwanej energii. Przeważnie stosuje się absorbery wykonane z płyty miedzianej lub aluminiowej. Materiał, z którego wykonuje się absorbery, powinien charakteryzować się niską wartością ciepła właściwego. Wartość ta dla miedzi wynosi $0,380 \text{ kJ/kg}\times\text{K}$, zaś dla aluminium $0,896 \text{ kJ/kg}\times\text{K}$, tak więc, miedź wydaje się być lepszym materiałem na absorber.

Warstwy pokrywające absorber są obecnie dość zróżnicowane, najpopularniejsze to warstwy z czarnego chromu nakładane na bazie niklu, co daje im bardzo wysoką jakość pod względem wytrzymałości oraz warstwy TINOX wykonane m.in. z tlenków tytanu, które mają mniejszą emisyjność promieniowania w porównaniu do warstwy chromowej.

Produkowane kolektory słoneczne mają zazwyczaj ok. 2 m^2 powierzchni, dlatego dla uzyskania odpowiednich rezultatów łączy się je w baterie kolektorów w układach szeregowych, równoległych bądź mieszanych szeregowo-równoległych w większych instalacjach. Ogólnie zakłada się, że w instalacjach lepsze efekty występują przy połączeniu równoległym. Wynika to z tego, że w układach równoległych wszystkie kolektory zachowują taką samą wysoką sprawność, zaś w szeregowych wraz ze wzrostem temperatury czynnika grzewczego przepływającego kolejno przez kolektory, sprawność każdego następnego kolektora spada, co wynika z mniejszych różnic temperatur czynnik-kolektor⁷⁶.

W zależności od konstrukcji kolektora wyróżnia się kolektory:

- płaskie,
- płaskie próżniowe,
- rurowe próżniowe.

Budowa i sposób działania kolektorów słonecznych zostanie objaśniony na przykładzie kolektora płaskiego, ponieważ jest to najczęściej spotykany typ kolektora.

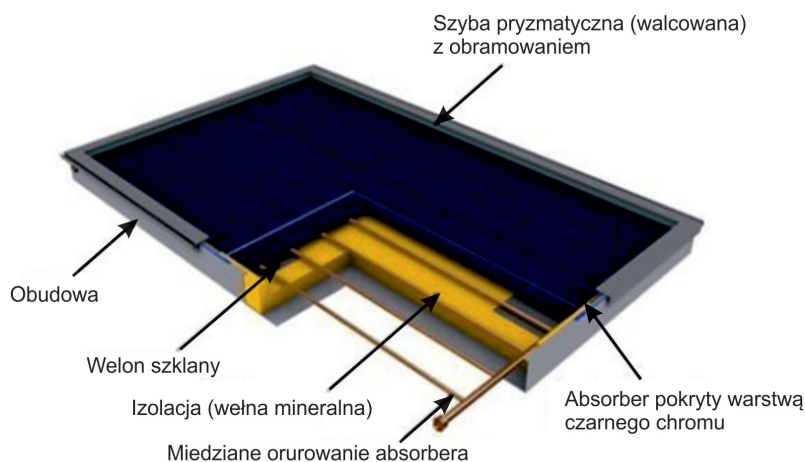
Kolektor słoneczny płaski

Składa się z:

- szyby solarnej, która dobrze przepuszcza promienie słoneczne, jedynie niewielka ilość wydostaje się z powrotem,
- absorbera, który w pełni pochłania promienie słoneczne,
- obudowy kolektora, zaopatrzonej w dobrej jakości izolację cieplną, aby w możliwie największym stopniu zmniejszyć straty ciepła.

Promienie słoneczne przenikają przez przezroczystą, bezpieczną szybę kolektora, padają na czarną powłokę absorbera i zostają tu szybko i całkowicie zamienione na ciepło.

Przy absorberze (ewentualnie w nim) są przymocowane rurki lub kanaliki, przez które przepływa nośnik ciepła. Pochłania on ciepło i transportuje je w przewodach rurowych do wymiennika ciepła. Najważniejszym elementem kolektora jest zatem absorber, gdyż dochodzi w nim do przekształcenia energii i wymiany ciepła. Absorber powinien być tak skonstruowany, aby krótkofalowe promieniowanie słoneczne było prawie całkowicie (do 95%) pochłonięte, a emisja długofalowego promieniowania cieplnego była jak najmniejsza.



Rys. 56. Budowa kolektora słonecznego płaskiego

Dzięki powłoce selektywnej czarnego chromu lub czarnego niklu straty na skutek promieniowania mogą być zdecydowanie zmniejszone w porównaniu z absorberami pokrywanyymi konwencjonalnie czarnym lakierem, przy czym współczynnik efektywności kolektora może być od 15% do 20% większy. Ponieważ oba te zabiegi bardzo niekorzystnie wpływają na środowisko, w Niemczech zostały wyprodukowane blachy pokryte warstwą tlenku tytanu (TINOX). Warstwa ta jest nanoszona próżniowo, dzięki czemu nie ma żadnych szkodliwych pozostałości.

Oprócz wymienionych wyżej właściwości, absorber powinien się charakteryzować:

- krótkim czasem nagrzewania,
- stałą temperaturą,
- odpornością na korozję,
- efektywnym przekazywaniem ciepła ciekłemu nośnikowi ciepła,
- niewielkim oporem przepływu, odniesionym do rur lub absorberów z przepływem bezpośrednim.

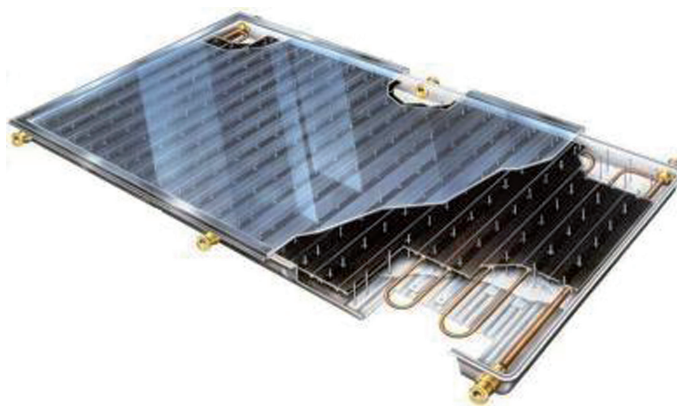
Szyba solarna kolektora powinna dobrze przepuszczać promienie słoneczne i jednocześnie utrzymywać promieniowanie cieplne absorbera kolektora oraz straty ciepła na skutek konwekcji na możliwie najniższym poziomie. Przeważnie jest to przezroczyste, bezpieczne szkło solarne, określane również jako szyba solarna.

Obudowa kolektora składa się z ramy kolektora i izolacji cieplnej. Izolacja ta powinna utrzymywać straty ciepła na możliwie najniższym poziomie względem poszczególnych stron kolektora, a w szczególności od strony dachu. Jako materiały izolacyjne są stosowane: wełna mineralna i/lub pianka utwardzana, jak również włókna naturalne: isofloc (włókna papierowe). Jakość ramy kolektora ma duże znaczenie dla bezpiecznego i długoletniego jego funkcjonowania. Ponieważ musi być ona lekka, odporna na działanie wpływów atmosferycznych, wiatru, uderzenia oraz wodoodporna, więc jest zbudowana przeważnie z anodowego aluminium, stali nierdzewnej i wzmocnionego włóknami szklanymi tworzywa sztucznego.

Kolektory płaskie przeważnie służą do przygotowania ciepłej wody użytkowej⁷⁷.

Kolektor płaski próżniowy

Kolektor płaski próżniowy zbudowany jest praktycznie z tych samych elementów co kolektor płaski. Wyróżniają go jedynie wysokociśnieniowa próżnia wytworzona w całej objętości kolektora oraz wsporniki zabezpieczające przed ugięciem szyby pod wpływem wytworzonej wewnątrz kolektora próżni. Dzięki próżni zredukowane są straty ciepła na skutek przewodzenia. Straty na skutek konwekcji, ze względu na otaczającą próżnię, prawie nie występują. Łączne straty ciepła są mniejsze w porównaniu z innymi typami kolektorów. Kolektory płasko-próżniowe posiadają pełną



Rys. 57. Kolektor płaski próżniowy firmy ThermoSolar

kontrolę zapowietrzenia obudowy kolektora. Kolektory te stosuje się tam, gdzie istnieje potrzeba uzyskania wyższej temperatury (ponad 80°C), ewentualnie tam, gdzie chcemy mieć istotny zysk z kolektorów w okresie niskiej intensywności promieniowania słonecznego (zimą). Próżniowa izolacja absorbera zabezpiecza oprócz wyższych (ok. 30%) uzysków energetycznych również stałą wydajność cieplną kolektora w całym okresie jego żywotności. W kolektorach tych gaz resztkowy (powietrze) w celu dodatkowego poprawienia uzysków można zastąpić kryptonem. Największą zaletą jest jednak to, że przy podobnych zyskach energii, całkowita powierzchnia kolektorów może być mniejsza niż w przypadku zwykłych kolektorów płaskich⁷⁸.

Kolektor próżniowy nie jest zagrożony korozją wskutek wykrapiania się w jego wnętrzu wilgoci i nie dostaje się też do wnętrza kurz (dzięki hermetycznej obudowie). Dzięki temu dłużej utrzyma wysoką sprawność pozyskiwania ciepła z promieniowania słonecznego, a my mniej będziemy musieli płacić za przygotowanie ciepłej wody użytkowej (c.w.u.).

Kolektory rurowe

Podstawowymi elementami kolektorów próżniowych są dwuścienne rury próżniowe, w których umieszczone są tzw. heat-pipe. Rury próżniowe są montowane równolegle na ramie montażowej i połączone z zespołem odbiorczym ciepła. Kolektor tworzy 6-30 rur ułożonych w rzędzie lub przewód zbiorczy połączonych rur.

Każda rurka solarna zbudowana jest z dwóch rurek wykonanych ze szkła borowo-krzemowego. Pomiędzy dwoma rurkami jest próżnia, która jest doskonałym izolatorem i zapobiega stratom cieplnym. Zewnętrzna rurka jest przezroczysta, aby zminimalizować odbicie promieni słonecznych. Wewnętrzna rurka pokryta jest specjalną warstwą absorpcyjną o doskonałych właściwościach absorpcyjnych promieniowania słonecznego i rozproszonego.

Heat-pipe (rurka przekazywania ciepła) jest montowana wewnątrz rury próżniowej łącznie z blaszanym radiatorem, którego zadaniem jest zwiększenie odbioru ciepła od absorbera. W przestrzeni wewnętrznej heat pipe znajduje się ciecz o temperaturze wrzenia 300°C. Powyżej tej temperatury ciecz zaczyna wrzeć, para unosi się do górnej końcówki heat-pipe, gdzie poprzez oddanie ciepła przepływającemu glikolowi ulega skropleniu i spływa na dół – ponownie ogrzewa się do punktu wrzenia – para unosi się do góry – skrapla się. Proces ten przebiega cyklicznie⁷⁹.

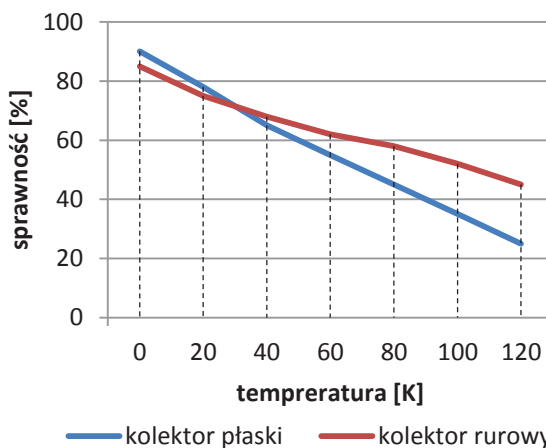


Rys. 58. Budowa heat-pipe


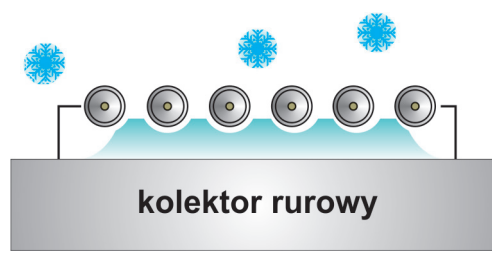
W kolektorach próżniowo-rurowych znajduje się absorber z obustronnie zamkniętymi próżniowymi rurkami szklanymi o średnicy ok. 65-100 mm. Próżnia spełnia rolę izolatora. Ich sprawność jest wyższa niż kolektorów płaskich. Dzięki temu, że odbierają ciepło z promieniowania rozproszonego, ogrzewają wodę nawet zimą, gdy niebo jest zachmurzone. Są to kolektory najbardziej polecane z punktu widzenia energooszczędności pod warunkiem, iż zostały bardzo starannie wykonane. Nawet najmniejsze niedociągnięcia popełnione na etapie produkcji dyskwalifikują urządzenie nawet przed zamontowaniem.

Porównanie wydajności kolektorów płaskich i rurowych

W tabeli przedstawiono porównanie wydajności kolektorów, natomiast na wykresie porównanie sprawności kolektorów. W obu przypadkach kolektor rurowy jest urządzeniem bardziej opłacalnym.



Rys. 59. Porównanie sprawności kolektorów

KOLEKTOR PŁASKI	KOLEKTOR RUROWY
izolacja	
Nie ma izolacji od strony słonecznej. Energia cieplna gromadzona przez kolektor rozprasza się w wyniku braku tej izolacji. Powoduje to duże straty energii cieplnej. Kolektor płaski można używać w Polsce w okresie letnim. Nie nadaje się do pracy przez cały rok.	Izolatorem jest próżnia, która chroni ciepło promieniowania słonecznego nagromadzone w kolektorze próżniowym przed rozproszeniem. W ten sposób kolektor próżniowy wykazuje bardzo małe straty ciepła. Ta kluczowa cecha przemawia za używaniem tego urządzenia w klimacie umiarkowanym, czyli między innymi w Polsce.
zyski energii	
Kolektor płaski działa sprawnie tylko w okresie letnim. Jego sprawność gwałtownie maleje przy obniżaniu się temperatury otoczenia. Wynika to głównie z braku izolacji od strony słonecznej kolektora. Konstrukcja płaskiego kolektora sprawia, że padający zimą śnieg szybko go przykryje.	Rurowe kolektory próżniowe są do 30% sprawniejsze od kolektorów płaskich w okresach wiosennym i jesiennym oraz do 60% sprawniejsze w okresie zimowym. Konstrukcja próżniowego kolektora słonecznego zapewnia, że padający zimą śnieg nie przykryje go szybko grubą pierzyną.
 <p>kolektor płaski</p>	 <p>kolektor rurowy</p>
światło rozproszone	
Kolektory płaskie nie wylapują promieniowania rozproszonego. Powodem takiej sytuacji są zbyt duże straty ciepła wywołane brakiem izolacji od strony słonecznej kolektora i warstwą absorpcyjną.	Kolektory próżniowe działają nawet w dni pochmurne. Jeśli pada deszcz lub niebo jest zachmurzone, kolektor próżniowy wylapuje promieniowanie słoneczne rozproszone i zamienia je w energię cieplną.
warstwa absorpcyjna	
W większości tanich kolektorów płaskich warstwa absorpcyjna to zwykła czarna farba. Stopień absorpcji takiego absorbera jest niewielki. Pochłanianie promieniowania słonecznego jest szczątkowe.	Warstwa absorpcyjna napylna jest na wewnętrznej stronie rury próżniowej. Proces nakładania trzech warstw odbywa się w wysokiej temperaturze i wysokim ciśnieniu. Tylko w taki sposób można uzyskać warstwę absorpcyjną o wysokich parametrach pochłaniania promieniowania słonecznego.
łatwość montażu i eksploatacji	
Kolektor płaski charakteryzuje się dość skomplikowanym, a także nieekonomicznym sposobem montażu i eksploatacji.	Kolektor próżniowy charakteryzuje się bardzo prostym, ekonomicznym i bezpiecznym sposobem montażu oraz eksploatacji słonecznych.
cena	
Kolektor płaski jest urządzeniem droгим, jeśli porównamy koszt tego urządzenia do uzyskiwanych wyników energetycznych	Kolektor próżniowy jest urządzeniem tanim, jeśli porównamy koszt tego urządzenia do uzyskiwanych wyników energetycznych.

Tab. 9. Porównanie wydajności kolektora płaskiego i rurowego

5.3.2. ZASOBNIK NA CIEPŁĄ WODĘ

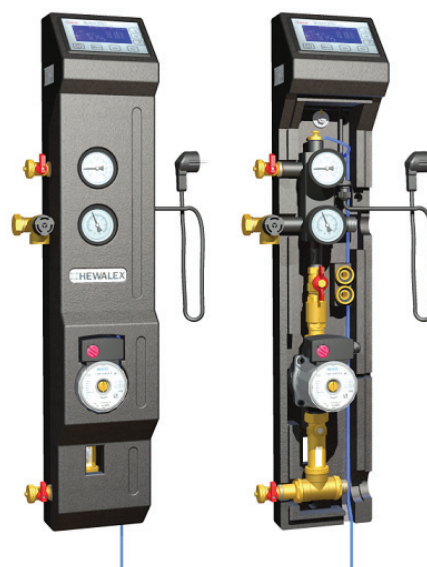
Energia słoneczna jest dostępna tylko w ciągu dnia oraz z losową zmiennością w ciągu roku. Dlatego, dla efektywnego jej wykorzystania w systemie grzewczym, energia cieplna musi być akumulowana. Najczęściej jest to w zasobniku wodnym, posiadającym izolację termiczną wykonaną z pianki poliuretanowej lub wełny mineralnej. Zasobniki na ciepłą wodę użytkową posiadają wbudowane wymienniki ciepła tzw. węzownice lub występują w postaci płaszczowych wymienników ciepła. Zbiornik dwuwęzownicowy jest najbardziej optymalnym rozwiązaniem dla akumulowania energii pozyskanej z instalacji solarnej, ponieważ można go zasilać z więcej niż jednego źródła. W takich rozwiązaniach instalację solarną podłącza się do węzownicy dolnej, a źródło wspomagające do górnej. Niektóre zasobniki są tak skonstruowane, aby zachodziła stratyfikacja wody w zbiorniku, dzięki której podwyższa się sprawność kolektorów.

5.3.3. UKŁAD ZABEZPIEZAJĄCY

Do tego układu zalicza się naczynie wzbiorcze, które gromadzi czynnik roboczy podczas przegrzewania się instalacji i nadmiernego ciśnienia w instalacji. Zawór bezpieczeństwa, który zabezpiecza instalację przed nadmiernym ciśnieniem oraz separator, zabezpieczający pompę przed dostaniem się oparów czynnika grzewczego w razie przegrzania. Można zaliczyć do tej grupy także odpowietrznik zainstalowany w szczytowych punktach obiegu kolektorowego oraz zawór zwrotny, zapobiegający ewentualnej odwrotnej cyrkulacji. Maksymalne ciśnienie czynnika w obiegu kolektorowym podawane jest przez producenta⁸⁰.

5.3.4. UKŁAD STEROWNICZO-POMPOWY

Sterowanie pracą solarnej instalacji grzewczej odbywa się przy pomocy regulatorów, współpracujących z czujnikami temperatury. To one wyłączają i uruchamiają pompę obiegową. Regulator zabezpiecza również układ przed przekroczeniem maksymalnej wartości temperatury w zasobniku lub kolektorze. Do wymuszenia obiegu medium w instalacjach cieczowych wykorzystuje się pompy napędzane elektrycznie. Aby instalacja prawidłowo funkcjonowała, pompa powinna być ustawiona na funkcji automatycznej, co sprawi, że układ sterujący wyłączy pompę automatycznie, jeżeli pomiar temperatury wykaże, że temperatura w zbiorniku jest wyższa niż w kolektorach bądź, że maksymalna temperatura w zbiorniku została osiągnięta. Działanie to zapobiega odbieraniu ciepła ze zbiornika przez kolektory oraz przegrzaniu się wody w zbiorniku. Natomiast funkcja uruchamiania ręcznego pompy jest stosowana w zimie, kiedy np. należy odśnieżyć kolektory. Włączając ręcznie obieg na kilka lub kilkanaście minut, ciepło ze zbiornika oddawane jest do kolektorów, przez co nagrzewają się i stopiony śnieg spływa z pokrywy kolektora.



Rys. 60. Układ sterowniczo-pompowy

5.3.5. PŁYN SOLARNY

Czynnikiem grzewczym krążącym w instalacji solarnej jest specjalny płyn solarny charakteryzujący się bardzo niskimi temperaturami zamarzania oraz bardzo wysokimi temperaturami parowania. Zazwyczaj jest to roztwór (ok. 30-40%) glikolu propylenowego z wodą.

5.3.6. POŁĄCZENIE ELEMENTÓW INSTALACJI

Wszystkie elementy instalacji solarnej łączone są przez rury, najczęściej miedziane bądź stalowe „bez szwu” oraz izolowane cieplnie. Izolacja powinna posiadać nie tylko jak najlepsze właściwości izolacyjne, ale także charakteryzować się wysoką wytrzymałością na temperatury oraz na uszkodzenia ze względu na szkodniki. Materiałem najczęściej stosowanym do izolacji orurowania w instalacjach solarnych jest pianka kauczukowa⁸¹.

5.4. LOKALIZACJA, ZAKUP, MONTAŻ, ODBIÓR TECHNICZNY KOLEKTORÓW SŁONECZNYCH

Istnieje wiele wariantów posadowienia baterii kolektorów słonecznych. Zależą one od rodzaju obiektu, konstrukcji dachu, zabudowy i ukształtowania terenu oraz przeznaczenia instalacji. Kolektory słoneczne można instalować praktycznie wszędzie, w dowolnej konfiguracji. Mogą być instalowane zarówno na dachu, na ścianie budynku lub na ziemi – na stojaku. Przy montażu kolektorów na powierzchniach płaskich, kolektor musi być umieszczony na równej i nienarażonej na osiadanie powierzchni. Niektóre posadowienie kolektora lub częste zmienianie położenia kolektora może doprowadzić do powstania niepożądanych naprężeń i w efekcie zniszczenie kolektora⁸².

Zaleca się montowanie kolektorów na płytach betonowych i przykręcenie do nich ramy montażowej (z wykorzystaniem gumowych podkładek dystansowych). Wiele firm proponuje własne sprawdzone rozwiązania konstrukcyjne montażu kolektorów, gwarantujące niezawodność ich pracy.

Warianty montażu kolektorów słonecznych⁸³:

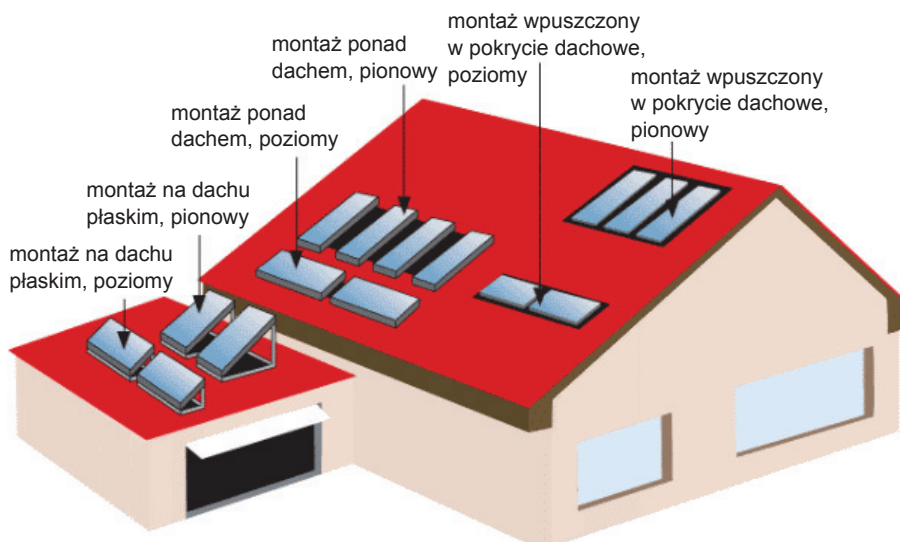
- kolektory „wpuszczone” w pokrycie dachowe,
- kolektory na stelażu przestrzennym, mocowanym poza dachem,
- kolektory na stelażu umieszczonym tuż nad dachem,
- kolektory umieszczone na gruncie,

Montaż instalacji solarnej powinna wykonać firma instalatorska autoryzowana przez producenta urządzeń. Wszelkie prace wysokościowe i budowlane muszą być prowadzone

z uwzględnieniem warunków bezpieczeństwa i przepisów budowlanych.

Aby otrzymać najlepsze efekty należy przestrzegać następujących wskazówek⁸⁴:

- kolektory słoneczne powinny być zwrócone stroną szklaną na południe,
- kolektory słoneczne powinny być pochylone o około 45° względem poziomu – jest to kąt idealny przy wykorzystywaniu kolektora słonecznego w okresie od lutego do listopada,
- jeżeli kolektory słoneczne mają być używane tylko w miesiącach letnich (np. do ogrzewania wody w basenie lub w domku letniskowym), należy je zainstalować pod kątem 30°,
- kolektory słoneczne należy instalować w miejscu, które nie jest zacienione przez drzewa, krzaki, trawę, itp.,
- wskazane jest stosowanie czynnika roboczego, np. glikol rozcieńczony z wodą 1:1.

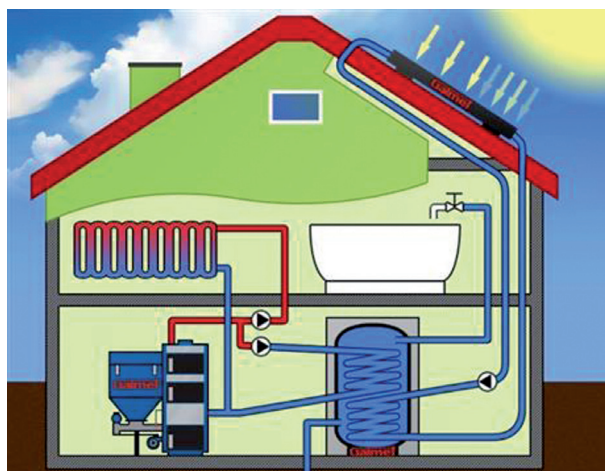


Rys. 61. Warianty montażu kolektorów słonecznych

5.5. BUDOWA I DZIAŁANIE INSTALACJI SOLARNYCH STOSOWANYCH DO PODGRZEWANIA WODY I POWIETRZA

5.5.1. KOLEKTOR CIECZOWY

Kolektor słoneczny to jeden ze sposobów na wdrożenie ogrzewania słonecznego. Jest najprostszy, bo nie wymaga poważnej przebudowy domu, a jedynie zamontowania na dachu czy na trawniku jednego lub więcej kolektorów, a wewnątrz domu wymiennika ciepła. Podstawowym problemem przy projektowaniu instalacji jest ustalenie wielkości powierzchni kolektorów słonecznych. Występuje tu oczywisty związek z zapotrzebowaniem energii do realizacji wspomaganego procesu grzewczego. Dobór liczby kolektorów wymaga zatem ustalenia, jakie jest zapotrzebowanie energii w danym procesie grzewczym oraz określenia uzasadnionego poziomu pokrycia tego zapotrzebowania przez energię słoneczną. Na przedstawionym rysunku gorąca woda z kolektora słonecznego jest pompowana do zbiornika, w którym następuje podgrzanie wody użytkowej. Jest to system aktywny, możliwe jest też zbudowanie systemu pasywnego, który nie będzie wymagał obecności pompy. Jest to możliwe, bo gorąca woda ma mniejszą gęstość i dlatego może ona być usuwana z kolektora samoczynnie. W tym celu kolektor słoneczny musi znajdować się niżej niż zasobnik ciepła, a więc raczej na trawniku niż na dachu. To znacznie ogranicza możliwość stosowania kolektorów słonecznych, bo nie każdy chce mieć zajęty kawałek trawnika. Zasada działania kolektora słonecznego jest całkiem prosta. Metalowa powierzchnia kolektora nagrzewa się od promieni słonecznych. Przez rurki prze-



Rys. 62. Podgrzanie wody użytkowej w budynku

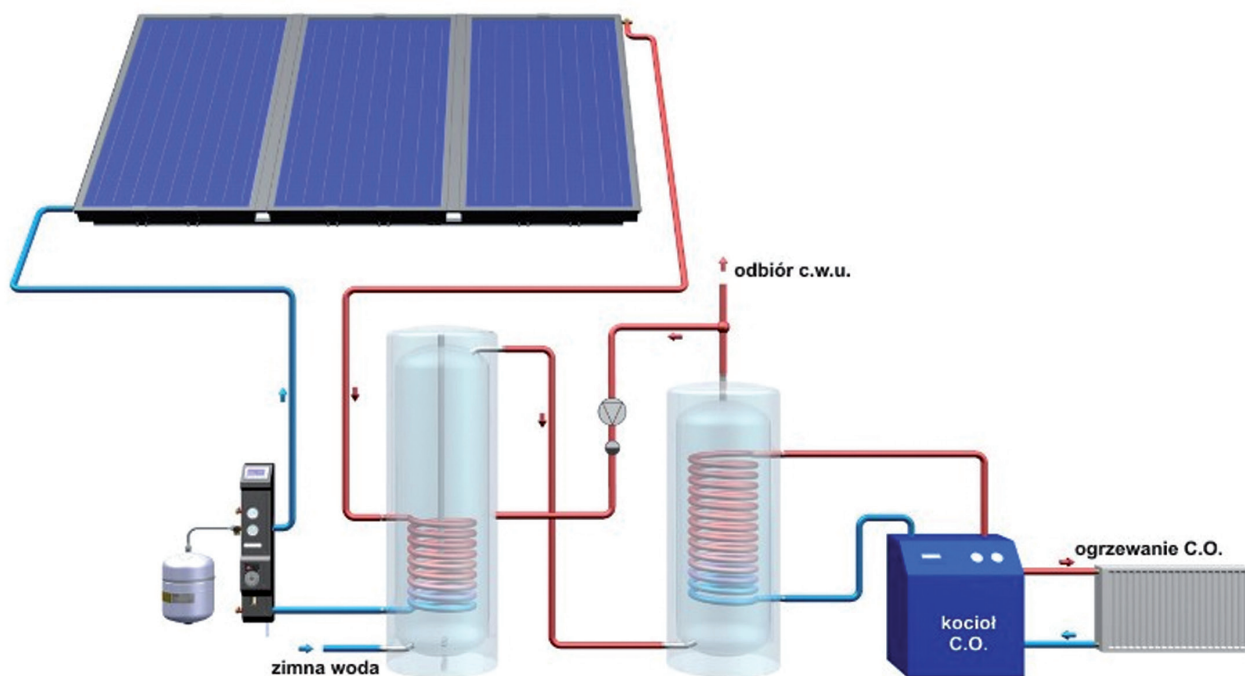
plywa płyn, który chłodzi metal, jednocześnie się nagrzewając. Najczęściej stosowany jest płyn niezamarzający, w przeciwnym wypadku konieczne byłoby opróżnianie instalacji z wody przed nadejściem zimy. Gorąca woda płynie do zbiornika, w którym magazynowane jest ciepło (zasobnika ciepła).

Wewnątrz zbiornika znajduje się wężownica służąca do podgrzania wody użytkowej. Wody nie podgrzewa się bezpośrednio w kolektorze, żeby nie zanieczyszczać przewodów kamieniem i uniknąć opróżniania instalacji zimą. Magazynowanie ciepła w zbiorniku umożliwia jednocześnie produkcję ciepłej wody użytkowej w pochmurny dzień⁸⁵.

Ten sam zasobnik ciepła może być wykorzystany również do podgrzania wody w obiegu centralnego ogrzewania. Kwestia ta jest mniej istotna z tego względu, że zimą i jesienią, gdy potrzebne jest ogrzewanie, nasłonecznienie jest znacznie mniejsze niż latem.

Można powiedzieć, że właśnie ten zasobnik ciepła jest najważniejszym elementem całego układu. Musi być on doskonale zaizolowany, by temperatura wody wewnątrz się nie obniżała. Dobra izolacja cieplna zbiornika (np. próżniowa, podobna do tej z termosów ze szklaną wkładką) pozwala na zastosowanie kolektorów o mniejszej powierzchni.

Oczywiście zbudowanie instalacji zapewniającej ciepłą wodę wyposażoną jedynie w kolektory jest bardzo kosztowne. Wymagałoby to kupienia bardzo dużego i doskonale zaizolowanego zasobnika i kilku kolektorów słonecznych. Tylko w ten sposób możliwe byłoby produkowanie ciepłej wody w czasie deszczowej jesieni. Z tego względu większość zasobników wyposażona jest w obieg pozwalający na podgrzewanie w nich wody z pomocą zewnętrznego źródła ciepła, takiego jak kocioł czy zwykła elektryczna grzałka.



Rys. 63. Przykładowa instalacja dla ciepłej wody użytkowej

5.5.2. KOLEKTOR POWIETRZNY

Czynnikiem roboczym w kolektorze powietrznym jest powietrze. Ono może być bezpośrednio wykorzystywane do podniesienia temperatury w pokoju, trzeba je tam tylko dostarczyć. Kolektory cieczowe wymagają znacznie bardziej skomplikowanej instalacji grzewczej, wymiennika ciepła do obiegu grzewczego, systemu rur i samych grzejników (albo ogrzewania podłogowego). Kolektor musi być podłączony do pompy obiegowej, pomijając instalacje termosyfonowe, gdy kolektor znajduje się niżej niż wymiennik, który to ciepło z niego odbiera. Do tego wszystkiego powinien być jeszcze sterownik, który wyłączy pompę obiegową wtedy, gdy nie będzie świecić słońce.

W pierwszym momencie nagrany musi zostać sam kolektor, a konkretniej jego absorber. Ciepło z kolektora przekazywane jest do niezamarzającego czynnika roboczego. Aby ten transport ciepła miał miejsce, temperatura czynnika musi być nieco mniejsza, niż temperatura powierzchni absorbera. Później ten czynnik roboczy oddaje ciepło w wymienniku do zasobnika ciepła lub wody w obiegu grzewczym centralnego ogrzewania. Tu znów temperatura wody w obiegu grzewczym musi być nieco niższa, niż temperatura czynnika z kolektora. Efekt tego

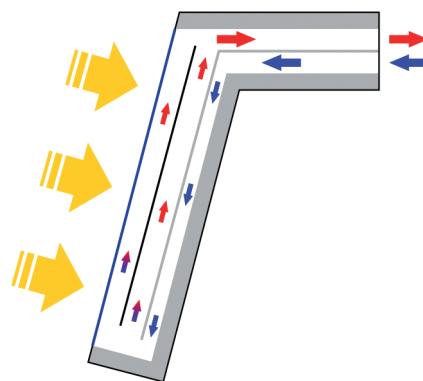
jest taki, że temperatura czynnika opuszczającego kolektor może być zbyt niska, by w ogóle przekazać ciepło do instalacji centralnego ogrzewania. A wtedy kolektor przestaje ogrzewać nam dom.

W przypadku kolektora powietrznego, sytuacja jest znacznie prostsza. Absorber kolektora nagrzewa się, i nagrzewa powietrze. Wystarczy, by to powietrze miało temperaturę o 1°C wyższą, niż temperatura w pomieszczeniu, aby nastąpiło przekazanie ciepła zebranego w kolektorze do wnętrza domu.

Kolektory słoneczne do podgrzewania powietrza mają większe wymiary i mniejsze masy (5-15 kg/m²). W systemach grzewczych współpracują z wentylatorami, przewodami rozprowadzającymi podgrzane w kolektorze powietrze oraz zasuwami regulacyjnymi⁹⁸. Oznacza to, że kolektory powietrzne mogą efektywnie funkcjonować przy niższych temperaturach absorbera, czyli przy mniejszym natężeniu promieniowania słonecznego. Jest to istotne, bo im niższa temperatura absorbera i czynnika roboczego w kolektorze, tym niższe straty ciepła z tego kolektora. Płaski kolektor powietrzny będzie pracował w niższych temperaturach i przy mniejszym nasłonecznieniu niż płaski kolektor cieczowy, o ile porównujemy dwa kolektory o tej samej powierzchni, takim samym ociepleniu, szybie, i tak dalej⁹⁷.

Energia słoneczna dociera do kolektora po przejściu przez warstwę szkła (kolor niebieski), i trafia na powierzchnię absorbera (kolor czarny). Absorber z dwóch stron (w tym akurat przypadku) opływany jest przez unoszące się do góry, coraz cieplejsze powietrze. Ostatecznie nagrzane powietrze opuszcza kolektor. Kolektor taki wystarczy wstawić w okno i już można cieszyć się darmowym ciepłem wyprodukowanym przez słońce.

Powietrzny kolektor słoneczny tak naprawdę nie wymaga żadnej wyrafinowanej technologii, by móc go wykonać. Budowa takiego kolektora słonecznego jest prosta, co widać na przedstawionym schemacie. Kolektor powietrzny to nic innego jak drewniana skrzynka, z umieszczonym wewnątrz arkuszem styropianu (kolor szary), oddzielającym strumień ciepłego od zimnego powietrza, i drugim arkuszem poczernionej blachy, czyli absorberem. Od góry skrzynia zamknięta jest arkuszem szkła.



Rys. 64. Schemat działania kolektora powietrznego

5.6. OGNIWA FOTOWOLTAICZNE

Fotowoltaika to przetwarzanie energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną. W rezultacie „fotowoltaika” oznacza „światło-elektryczność”. Pozwala cicho, czysto i bez niekorzystnych zmian w środowisku naturalnym otrzymywać energię elektryczną. Fotowoltaika miała swój początek w badaniach kosmicznych. Niemal wszystkie pojazdy kosmiczne (sondy, satelity komunikacyjne, badawcze czy wojskowe są zasilane ogniwami solarnymi.

Istnieje wiele różnych typów ogniw fotowoltaicznych w zależności od używanego materiału (krzem, półprzewodniki złożone, półprzewodniki organiczne itd.) i struktury materiału (monokrystaliczna, polikrystaliczna, amorficzna). Są to⁹⁸:

- ogniwa fotowoltaiczne z krzemu monokrystalicznego,
- ogniwa fotowoltaiczne z krzemu polikrystalicznego,
- cienkowarstwowe ogniwa fotowoltaiczne z krzemu amorficznego,
- cienkowarstwowe ogniwa fotowoltaiczne ze związków półprzewodnikowych: CdTe (tlenek kadmu), CIS (selenek indowo-miedziowy).

Ogniwa z krzemu amorficznego stanowią ok. 16% światowej produkcji ogniw i udział ten szybko wzrasta z roku na rok.



Rys. 65. Fotowoltaika

Podstawowe cechy instalacji fotowoltaicznych:

- żadne paliwo nie jest potrzebne, a zatem wszelkie problemy związane z transportem i magazynowaniem paliwa są wyeliminowane,
- nie wymagają intensywnego chłodzenia,
- ogniwa przekształcają także rozproszoną część promieniowania słonecznego padającego na ziemię,
- ich wydajność nie zmniejsza się wraz z upływem czasu,

- żywotność wynosi 20-30 lat,
 - na skutek braku części ruchomych nie ulegają zużyciu, nie wymagają części zamiennych ani konserwacji.
- Ogniwa fotowoltaiczne znajdują szerokie zastosowanie w różnych dziedzinach. Jako najważniejsze i najczęściej występujące można wymienić:
- elektroniczny sprzęt powszechnego użytku (np. zegarki, kalkulatory, ładowarki do baterii),
 - zasilanie sygnalizacji drogowej (sygnalizacji ostrzegawczej, oświetlenia znaków drogowych, telefonów awaryjnych przy autostradach),
 - zasilanie systemów telekomunikacyjnych (przenośnych lub stałych stacji nadawczo-odbiorczych, radiowo-telewizyjnych stacji przekaźnikowych, stacji przekaźnikowych telefonii komórkowej),
 - zasilanie systemów ostrzegania (lądowych i morskich radiolatarni, znaków nawigacyjnych na wodach morskich i śródlądowych, światła ostrzegawcze na szczytach gór, wysokich budynkach),
 - transport kolejowy (awaryjne zasilanie kolejowych systemów sterowania, telefony awaryjne),
 - zasilanie lądowych i morskich stacji pomiarowych (małe stacje meteorologiczne, systemy alarmowe, balony meteorologiczne itp.),
 - w rolnictwie i hodowli – systemy fotowoltaiczne są dobrze przystosowane do zasilania urządzeń o małej mocy (<500 W), takich jak np. suszarki ziół, warzyw itp., ogrzewania i wentylacji szklarni, napowietrzania stawów rybnych i jezior, pompowania wody itd.,
 - zasilanie samotnie stojących domów mieszkalnych i schronisk,
 - w miastach moduły fotowoltaiczne mogą być wykorzystywane do zasilania parkometrów, automatów sprzedających bilety, zegarów,
 - elektrownie fotowoltaiczne,
 - zasilanie pojazdów kosmicznych.

5.7. RODZAJE SYSTEMÓW FOTOWOLTAICZNYCH

5.7.1. SYSTEMY WOLNO-STOJĄCE

Systemy te korzystają jedynie z energii produkowanej w ogniwach fotowoltaicznych. System taki składa się z panelu fotowoltaicznego, akumulatora oraz urządzenia kontrolującego stopień naładowania akumulatora i odłączającego panel, gdy akumulator jest w pełni naładowany lub odłączającego urządzenie zasilane, chroniąc akumulator przed jego zbyt dużym rozładowaniem. Akumulatory muszą mieć więc wystarczająco dużą pojemność, aby zapewnić dostarczanie energii w nocy oraz w okresach złej pogody.

Wolno stojące systemy profesjonalne mają zwykle niskie wydajności, ponieważ pracują prawie przy stałym obciążeniu przez cały rok i ich zestawy modułów muszą być wystarczająco duże, aby zapewnić dostateczną ilość energii w zimie, co powoduje, że część energii elektrycznej produkowanej w lecie jest bezużyteczna.

5.7.2. SYSTEMY HYBRYDOWE

Systemy hybrydowe są kombinacją panelu fotowoltaicznego i innego systemu wytwarzania energii, takiego jak np. generator spalinowy, gazowy lub wiatrowy. Dla zapewnienia efektywnego wykorzystania różnych sposobów wytwarzania energii, systemy hybrydowe mają zazwyczaj bardziej skomplikowane układy kontrolne niż systemy wolno stojące. Dzięki wykorzystaniu dodatkowego źródła energii panel fotowoltaiczny w systemie hybrydowym może być mniejszy niż w analogicznym systemie wolnostojącym. Dlatego w niektórych przypadkach system hybrydowy może być tańszy.

Hybrydowe systemy fotowoltaiczne mają zazwyczaj wyższe roczne współczynniki sprawności niż systemy wolno stojące, ponieważ zestaw modułów może być dopasowany tak, aby zapewnić obciążeniu dostateczną ilość energii w lecie i może być wsparty przez silnik spalinowy dla dostarczenia dodatkowej energii w lub w czasie złej pogody. Typowe współczynniki sprawności systemów hybrydowych leżą, w zależności od strat pochodzących od kontrolera ładowania i akumulatora, w zakresie 50% do 70%. Generatory fotowoltaiczne podłączone do sieci mają największy potencjał uzyskiwania wysokich współczynników sprawności i wydajności, ponieważ cała energia, którą wytwarzają, może być zużyta albo na miejscu, albo przekazana sieci elektroenergetycznej. Dobrze kontrolowany system, który współpracuje z falownikiem wysokiej sprawności, może osiągnąć współczynniki sprawności wyższe niż 80%.

Tego typu instalacje stosowane są do zasilania gospodarstw domowych, stacji badawczych położonych na obszarach, gdzie nie ma sieci elektrycznej.

5.7.3. SYSTEMY DOŁĄCZONE DO SIECI ENERGETYCZNYCH

Systemy dołączone do sieci mogą mieć postać elektrowni z dużą ilością paneli fotowoltaicznych oddających energię do sieci elektroenergetycznej. Innym wykorzystaniem takich systemów może być zasilanie budynków dołączonych do sieci, gdzie energię z sieci pobiera się tylko wtedy, gdy zapotrzebowanie na nią przewyższa jej produkcję w ogniwach fotowoltaicznych. Systemy te dołączone są do sieci poprzez falownik. Akumulatory w tym typie systemu nie są potrzebne, ponieważ sieć jest w stanie przyjąć całą energię wyprodukowaną przez system fotowoltaiczny.

Tego typu instalacje są wykorzystywane w elektrowniach fotowoltaicznych, tworzą fasady lub dach budynków, zasilają domy i urządzenia przemysłowe⁸⁹.

Projektowanie systemów fotowoltaicznych jest zazwyczaj optymalizowane przy użyciu programów komputerowych (np. Ashling), które dopasowują przewidywany profil obciążenia w ciągu roku i dnia do przeciętnego słonecznego napromieniowania na danym obszarze. Takie programy potrzebne są, aby określić optymalną wielkość zestawu modułów i akumulatora oraz dobrać kontroler i falownik.

Wydajność systemu zależy od promieniowania słonecznego padającego na zestaw modułów fotowoltaicznych. Na przykład, wysoce użyteczny system wiejski ze współczynnikiem sprawności 50% w południowej Europie, gdzie promieniowanie słoneczne wynosi 1.600 kWh/m²/rok, może dać 800 kWh/kWp/rok. Jednakże na północy Europy, gdzie promieniowanie słoneczne wynosi 1.000 kWh/m²/rok, system ten mógłby dać jedynie 500 kWh/kWp/rok. Wydajność wolno stojących małych wiejskich systemów elektryfikacyjnych zmienia się w szerokim zakresie, w zależności od sposobu jego użytkowania przez odbiorców. Typowe, małe systemy wiejskie mają roczne współczynniki sprawności pomiędzy 30% a 60% (odpowiednik przeciętnych wydajności rzędu 300-1.000 kWh/kWp na rok).

5.8. ELEMENTY INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH

Głównymi elementami instalacji fotowoltaicznej mającymi decydujący wpływ na pracę i skuteczność systemu są:

- regulatory ładowania – czuwają nad procesem ładowania akumulatorów. Zapobiegają przeładowaniu, jak i rozładowaniu akumulatora.
- kontrolery napięcia – użyteczny czas życia akumulatora zależy od sposobu kontroli jego ładowania i rozładowania, szczególnie w przypadku akumulatorów ołowiowo-kwasowych. Kontroler ogranicza głębokość i szybkość rozładowania odpowiednio do temperatury akumulatora.
- akumulatory – dostarczają energię elektryczną w chwili, gdy nie jest ona produkowana przez moduły fotowoltaiczne, np. w nocy. Są również swoistym zbiornikiem buforowym, w którym magazynuje się prąd wyprodukowany na zapas z myślą o dniach pochmurnych, kiedy produkcja prądu jest mniejsza. Większość akumulatorów używanych w systemach fotowoltaicznych to akumulatory ołowiowo-kwasowe. W regionach o ostrym klimacie stosuje się akumulatory niklowo-kadmowe.
- przetwornice – zmieniają prąd stały (DC) produkowany przez moduły fotowoltaiczne w prąd zmienny (AC), który jest potrzebny do zasilania większości urządzeń.
- falowniki – specjalne urządzenia służące do podłączenia elektrowni fotowoltaicznej do sieci. Przystosowują prąd produkowany przez moduły fotowoltaiczne do parametrów wymaganych przez zakład energetyczny: zamieniają napięcie stałe na zmienne i nadają kształt wyjściowej fali zmienna-napięciowej.

5.9. PROGRAMY KOMPUTEROWE WSPIERAJĄCE DOBÓR INSTALACJI SOLARNYCH

Programy komputerowe wspierające dobór instalacji solarnych wykorzystują standardowe, proste i powtarzalne obliczenia. Pozwalają na szybki dobór elementów i symulację pracy instalacji bez zapoznawania się z problematyką ruchu ciepła i masy, czy też zagadnień techniki słonecznej. Pozwalają na zmianę parametrów elementów instalacji i po ponownym przeprowadzeniu symulacji uzyskanie innych wyników. Programy pozwalają na określenie m. in. wydajności instalacji słonecznej w założonym przedziale czasu, procentowego udziału ilości pozyskanej z promieniowania słonecznego energii w stosunku do całkowitego zapotrzebowania w ciepło, czyli tzw. „pokrycie słoneczne”, ekonomicznej oraz ekologicznej strony inwestycji. Polskie firmy produkujące kolektory słoneczne i firmy montujące instalacje solarne posiadają własne programy komputerowe, które optymalizują dobór urządzeń do instalacji solarnych kolektorów⁹⁰. Popularne programy to: Kolektorek i PolySun.

5.10. PERSPEKTYWY ROZWOJU ENERGETYKI SŁONECZNEJ W POLSCE

Energetyka słoneczna ciepła jest jednym z najszybciej rozwijających się sektorów energetyki odnawialnej w Polsce i w UE. Średnie roczne tempo wzrostu w latach 2001-2008 wyniosło ponad 43%. W Polsce rok 2008 był rekordowy pod względem sprzedaży instalacji słonecznych – ok. 130 tys. m², co daje wartość skumulowaną powierzchni zainstalowanej w wysokości 365 tys. m² i odpowiada 526 TJ „zielonego” ciepła zużytego na podgrzewanie wody użytkowej na cele grzewcze. Polska stała się dzięki temu siódmym rynkiem energetyki słonecznej, w UE. Ponadto, krajowi producenci kolektorów słonecznych ponad 50% produkowanych urządzeń eksportują poza granice Polski. To właśnie wyróżnia energetykę słoneczną termiczną na tle pozostałych technologii OZE, wśród których dominuje raczej import urządzeń i często krajowej produkcji urządzeń w ogóle brakuje⁹¹.

Badania przeprowadzone m.in. przez Komisję Europejską potwierdzają, że energetyka słoneczna termiczna należy do najbardziej efektywnych technologii produkcji ciepła, z punktu widzenia ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Krajowe fundusze wspierające rozwój sektora energetyki odnawialnej nie dostrzegają w pełni istotnej roli energii promieniowania słonecznego. W latach 2005-2008 ogólna kwota dofinansowania projektów energetyki słonecznej ciepłej ze środków publicznych wynosiła zaledwie 24 mln zł/rok⁹².

Łączny potencjał energetyki słonecznej termicznej możliwy już obecnie do praktycznego wykorzystania wyniósł ponad 32.000 TJ i umożliwiłby zainstalowanie do 2020 r. ponad 22 mln m² kolektorów słonecznych, w szczególności w systemach do podgrzewania ciepłej wody użytkowej oraz w systemach dwufunkcyjnych (c.w.u. i c.o.) oraz w przemyśle.

Nadchodząca zielona rewolucja wymaga zmian paradygmatów myślenia o energetyce i większego niż dotychczas otwarcia na systemy zdecentralizowane. Opracowując ścieżkę rozwoju energetyki słonecznej termicznej do 2020 r., jako tło makroekonomiczne wykorzystano „Scenariusz długookresowego zaopatrzenia Polski w czyste nośniki energii”, wykonany w 2008 r. dla Greenpeace Polska. Według wykonanych analiz realny wkład energetyki słonecznej ciepłej w pokrycie potrzeb w zakresie zaopatrzenia w ciepło i chłód wynosi prawie 28.000 TJ na 2020 r., co odpowiada blisko 20 mln m² łącznej powierzchni kolektorów słonecznych zainstalowanych w poniższych wskazanych sektorach wg następujących udziałów:

- c.w.u w mieszkalnictwie – 53%,
- c.o. w mieszkalnictwie – 17%,
- c.w.u w usługach i sektorze publicznym – 9%,
- c.o. w usługach i sektorze publicznym – 5 %,
- ciepło technologiczne w przemyśle i rolnictwie – 5%,
- słoneczne chłodzenie w sektorze usług – 2%,
- słoneczne chłodzenie w mieszkalnictwie – 1%.

Udział energii słonecznej w zużyciu:	2005	2010	2015	2020	2030	2040
zielonego ciepła	0,1	0,7	2,9	7,5	14,1	23,0
zielonej energii ogółem	0,1	0,4	1,5	4,4	7,9	11,5
ciepła ogółem	0,0	0,1	0,5	1,8	4,2	8,3
energii finalnej brutto	0,0	0,1	0,3	1,0	2,1	3,3

Tab. 10. Energetyka słoneczna w bilansach zielonego ciepła i energii ze źródeł odnawialnych

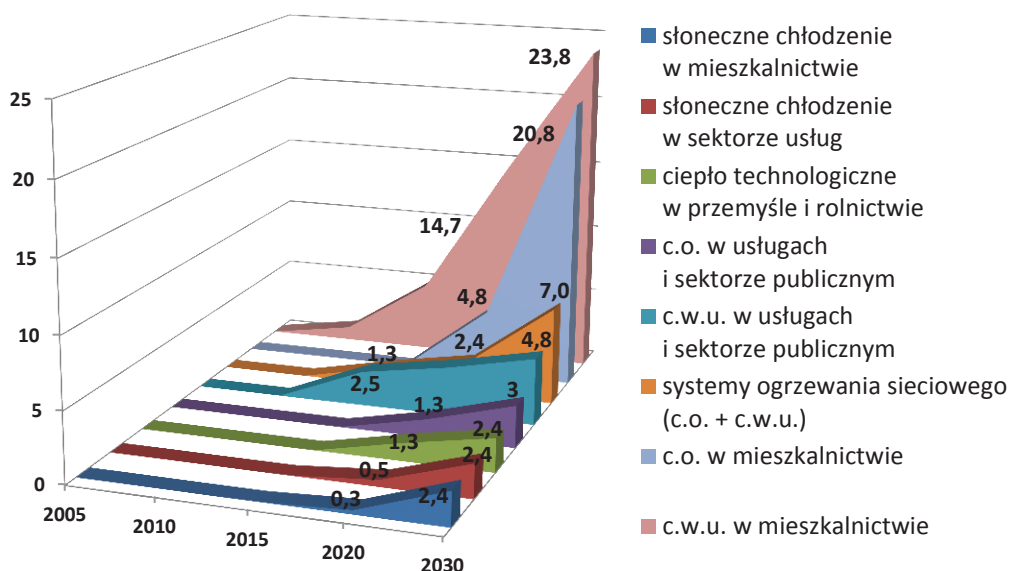
Natomiast pozostałe 8% energii promieniowania słonecznego to ciepło uzyskiwane w systemach ogrzewania sieciowego (przeznaczone na c.o. + c.w.u.).

Na wykresie przedstawiono prognozę rozwoju rynku poszczególnych technologii (kolektory słoneczne nisko i średniotemperaturowe) i ich aplikacji energetyki do 2030 r. z podziałem na poszczególne podsektory zaopatrzenia w ciepłą wodę, ciepło i chłód.

W tabeli obok został pokazany udział energii słonecznej w bilansach energetycznych.

Uwzględniając powyższe wyniki, szacowany udział energii słonecznej ciepłej w zużyciu energii ze źródeł odnawialnych w 2020 r. wyniesie ponad 4,4%, a w zużyciu energii finalnej w Polsce ponad 1%. Są realne podstawy i szanse, aby druga dekada obecnego stulecia w Polsce zapisała się jako dekada przełomowa dla energetyki słonecznej¹⁰⁹.

Według wyliczeń, tempo wzrostu sektora energetyki słonecznej do 2030 r. wyniesie 26% średniorocznie, przy czym w poszczególnych pięcioletniach: 45% w okresie 2011-2015 r., 26% w perspektywie 2016-2020 r., 12% od 2021 do 2025 r. i 7% w latach 2026-2030. W rozwoju sektora energetyki słonecznej uwzględniono pewne spowolnienie wzrostu w latach 2013-2014, z uwagi na przewidywane wyczerpanie finansowania ze środków UE w obecnym okresie planowania budżetowego Wspólnoty i współfinansowania ze środków krajowych. Na zaistniały obraz wpływ ma także uwzględnienie faktu, że w 2014r. nie zostaną jeszcze uruchomione środki z nowej perspektywy finansowej UE 2014-2020.



Rys. 66. Wkład energetyki słonecznej termicznej w pokrycie potrzeb w zakresie lokalnego zaopatrzenia w ciepło i chłód w mieszkalnictwie, usługach z uwzględnieniem usług publicznych, przemyśle i rolnictwie oraz w zbiorowym zaopatrzeniu w ciepło

Od 2015 r. roczna sprzedaż kolektorów słonecznych na krajowym rynku na trwale przekroczy 2 mln m² i będzie rosła. Po 2020 r. uwidoczni się potrzeba dostarczenia nie tylko kolektorów słonecznych i systemów do budowy nowych instalacji, ale także do zapewnienia możliwości wymiany na nowe instalacje zbudowanych przed 2000 r. Około 2022 r. powierzchnia zainstalowanych kolektorów słonecznych w Polsce zbliży się do stanu nasycenia rynku i wyniesie około 0,7 m²/mieszkańca, a w 2025 r. przekroczy 1 m²/mieszkańca⁹⁴.

Niewątpliwą korzyścią dla społeczeństwa, w przypadku dalszego rozwoju energetyki słonecznej ciepłej w Polsce, jest zapewnienie miejsc pracy dla ponad 40 tys. osób. Dla porównania warto dodać, że wg prognozy Europejskiej Rady Energetyki Odnawialnej (EREO) zatrudnienie w sektorze energetyki słonecznej termicznej w całej UE w 2020 r. wzrośnie do 660 tys. miejsc pracy i będzie najwyższe w całym sektorze energetyki odnawialnej.

W celu utrzymania wsparcia sektora energetyki słonecznej ciepłej w latach 2009-2014 środkami publicznymi na wymaganym średnim poziomie 12% całkowitych nakładów inwestycyjnych, roczna kwota subsydiów w tym okresie powinna sięgać 180 mln zł/rok (jest to skala dotacji udzielanych obecnie standardowo 4-5 projektom w innych sektorach OZE) i być rozdysponowana w sposób optymalny kosztowo, zapewniający powstanie jak największej liczby instalacji przy danej puli środków na dofinansowanie i najwyższą możliwą jakością produktów i usług trafiających na rynek. Energetykę słoneczną należy, bardziej sprawiedliwie i poważniej niż dotychczas, uwzględnić jako beneficjenta w kolejnym okresie programowania funduszy UE (2014-2020). Sumaryczna pomoc publiczna dla sektora energetyki słonecznej w okresie do 2014 r. powinna wynosić ok. 800 mln zł⁹⁵.

Warto również zauważyć, że znaczenie energetyki słonecznej w nadchodzącej dekadzie wzrośnie jeszcze bardziej na tle całego sektora OZE, gdyż „Program trzech dwudziestek” i nowa dyrektywa 2009/28-WE o promocii stosowania odnawialnych źródeł energii wprowadzają konkurencję pomiędzy nośnikami; biopaliwami transportowymi, zieloną energią elektryczną i ciepłem, a właśnie ciepło, w tym słoneczne, wydaje się być w pakiecie klimatycznym UE jednym z najtańszych sposobów redukcji emisji CO₂.

5.11. PYTANIA KONTROLNE

- 1) Czy kolektory sprawdzają się tylko w krajach o łagodnym klimacie?
- 2) Czy w Polsce jest wystarczająca ilość promieniowania słonecznego, aby kolektory pracowały efektywnie?
- 3) Jakich informacji należy dostarczyć sprzedawcy, by mógł właściwie dobrać instalację solarną do wskazanych potrzeb?
- 4) Gdzie najlepiej zamontować kolektory słoneczne?
- 5) Czy można zamocować kolektory na dachu, który ma nachylenie 20°?
- 6) Jaka jest przewidywana żywotność kolektorów słonecznych?
- 7) Czy w przypadku zakupu kolektorów słonecznych warto pomyśleć o pompach ciepła?

6.1. SKŁADNIKI BIOGAZU I JEGO WŁAŚCIWOŚCI

Biogaz powstaje w procesie przemian biochemicznych. Z masy organicznej przy braku obecności tlenu powstaje mieszanina gazów. Proces ten odbywa się na torfowiskach, na dnie mórz, w gnojowicy. Znaczna część masy organicznej zamienia się w biogaz, a oprócz tego dodatkowo powstaje biomasa pofermentacyjna oraz niewielkie ilości ciepła.

Biogaz jest produktem fermentacji beztlenowej związków pochodzenia organicznego, który zawiera białko, węglowodany, skrobię i celulozę. Związki te pochodzą głównie z odpadów komunalnych, ścieków komunalnych i przemysłu rolno-spożywczego, jak również zawarte są w odchodach zwierząt. Bakterie powodujące fermentację są wrażliwe na odczyn, który musi być lekko zasadowy (około 7,5 pH), nie znoszą tlenu i światła i w przypadku fermentacji mezofilnej rozwijają się w wąskim przedziale temperatur (33-38°C). W prawidłowo prowadzonym procesie fermentacji głównym składnikiem biogazu jest metan (CH₄) – ok. 60%, resztę stanowi dwutlenek węgla (CO₂). W przypadku nieszczelności komory fermentacyjnej lub fermentacji niekontrolowanej, np. na dzikich wysypiskach śmieci, dodatkowym składnikiem jest azot (N₂) i tlen z powietrza (O₂). W przypadku zakwaszenia osadu fermentacyjnego dodatkowo powstaje wodór (H₂) i siarkowodór (H₂S)⁹⁶.

Skład biogazu zależy od procesu technologicznego i zastosowanych substratów. Typowe zawartości poszczególnych składników w biogazie przedstawia tabela poniżej. Procentowy udział metanu w biogazie stanowi o wartości opałowej tego paliwa. Im większy jego udział, tym większa wartość kaloryczna biogazu. Zawartość metanu zależy od składu fermentowanego materiału wsadowego. Przyjmuje się, że biogaz o zawartości 65% metanu ma zazwyczaj 23 MJ/m³ wartości kalorycznej.

Siarkowodór jest produktem rozkładu białek. Występuje w biogazie w niewielkich ilościach, ale mimo tego stwarza szereg problemów technicznych. Może powodować korozję rurociągów, armatury i zbiorników metalowych, dlatego niezbędne jest jego usunięcie. Inną kłopotliwą domieszką biogazu jest para wodna, która może skraplać się w rurociągach i powodować ich niedrożność. Pozostałe domieszki biogazu występują w ilościach śladowych i nie wpływają znacząco na właściwości biogazu.

Proces wytwarzania biogazu jest pracochłonny i wymaga zachowania ściśle określonych warunków, tj. utrzymania stałej temperatury, stałego odczynu pH (6,5-7,5) i ciągłości procesu oraz zapewnienia braku dostępu tlenu⁹⁷.

SKŁADNIK BIOGAZU	ZAWARTOŚĆ
metan (CH ₄)	50-75%
dwutlenek węgla (CO ₂)	25-45%
siarkowodór (H ₂ S)	20-20.000 ppm
wodór (H ₂)	< 1%
tlenek węgla (CO)	0-2,1%
azot (N ₂)	< 2%
tlen (O ₂)	< 2%
inne	śladowe ilości

Tab. 11. Zawartość składników w biogazie

6.2. PROCES FERMENTACJI METANOWEJ

6.2.1. FAZY POWSTANIA BIOGAZU

Powstanie biogazu to wielostopniowy proces, który odbywa się w beztlenowych warunkach, przy czym każdy proces składowy jest przeprowadzany przez wyspecjalizowane mikroorganizmy. W trakcie tego procesu substancje organiczne są stopniowo rozkładane.

Proces powstania biogazu możemy podzielić na kilka etapów. W pierwszym – hydrolizie – dochodzi do rozkładu złożonych związków materiału wyjściowego (np. węglowodanów, białek, tłuszczów) na proste związki organiczne (np. aminokwasy, cukier, kwasy tłuszczowe). Uczestniczące w tym procesie bakterie uwalniają enzymy, które rozkładają materiał na drodze redukcji biochemicznych. Następnie utworzone produkty pośrednie rozkładają się w tak zwanej fazie zakwaszenia przy udziale bakterii kwasotwórczych na kwasy tłuszczowe (kwas

octowy, propionowy i masłowy) oraz dwutlenek węgla i wodór. Oprócz tego powstają niewielkie ilości kwasu mlecznego i alkoholu.

Produkty te w następnej fazie tworzenia się kwasu octowego, przy udziale bakterii zamieniają się w substancje poprzedzające powstanie biogazu (kwas octowy, wodór i dwutlenek węgla). Ponieważ zbyt wysoka zawartość wodoru szkodzi bakteriom octowym, muszą one współpracować z bakteriami metanowymi. Podczas tworzenia metanu zużywają one wodór i przez to zapewniają odpowiednie warunki do życia bakterii octowych.

W kolejnej fazie metanogenezy, w ostatnim etapie tworzenia biogazu, z produktów acetogenezy powstaje metan. Wyżej wymienione fazy w praktyce przebiegają jednocześnie. Nie można tych procesów rozdzielić, ponieważ bakterie żyją w ścisłej symbiozie i są zdane na siebie⁹⁸.

6.2.2. CZYNNIKI ŚRODOWISKOWE WPŁYWAJĄCE NA POWSTANIE BIOGAZU

W opisie warunków środowiskowych należy rozróżnić fermentację moką od fermentacji suchej, gdzie głównie ze względu na zawartość wodoru wynikają między nimi różnice. Jednoznaczny podział metod na fermentację moką i suchą z biologicznego punktu widzenia jest właściwie mylny, ponieważ bakterie biorące udział w procesie fermentacji zawsze potrzebują płynnego środowiska do przeżycia.

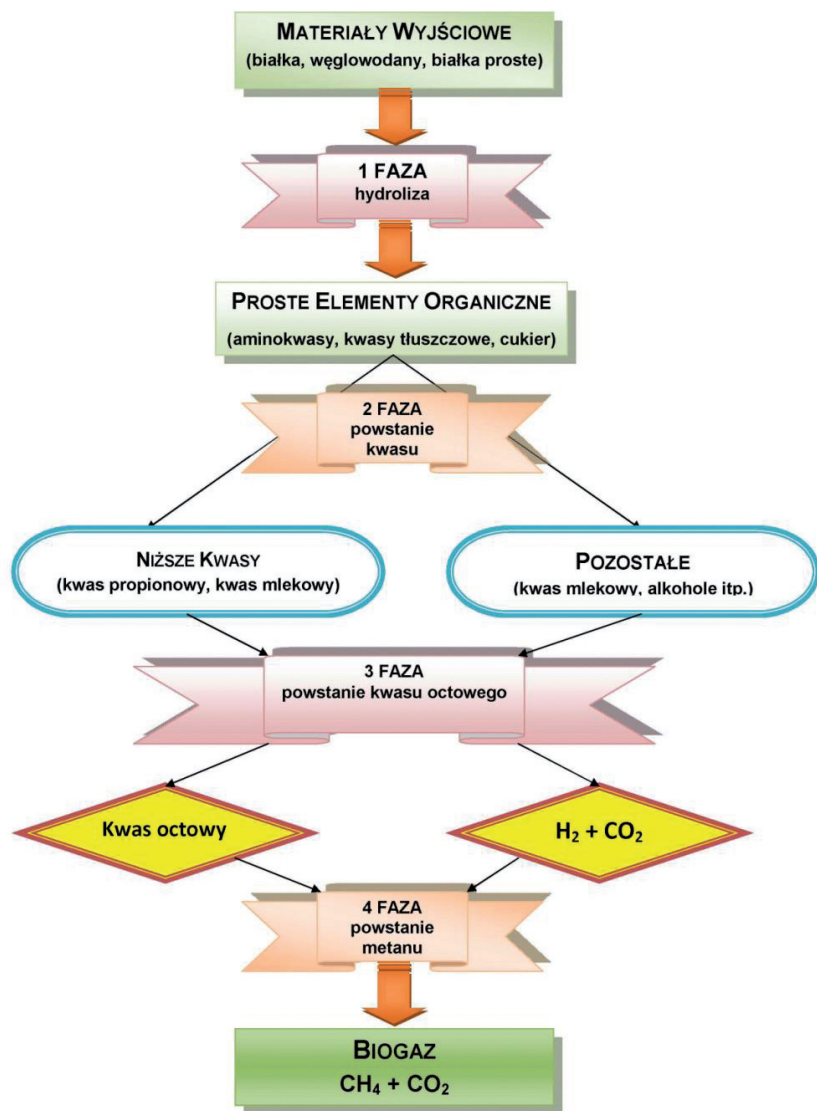
Również w przypadku definicji zawartości masy suchej fermentującego podłoża dochodzi do nieporozumień, ponieważ bardzo często stosuje się podłoża o różnych zawartościach masy suchej. Użytkownik musi zdać sobie sprawę, że o podziale metody nie decyduje zawartość masy suchej poszczególnych podłoży, a zawartość masy suchej mieszanki podłoża podawanej do fermentora.

Z tego powodu podział na fermentację moką lub suchą następuje na podstawie zawartości masy suchej materiału w komorze fermentacyjnej. Należy ponadto zwrócić uwagę na fakt, iż bakterie w swoim bezpośrednim otoczeniu w obu przypadkach potrzebują środowiska wodnego. Co prawda nie ma dokładnej definicji granicy między fermentacją moką i suchą, to jednak w praktyce przyjęło się, że o fermentacji mokrej mówimy wtedy, gdy zawartość masy suchej w fermentorze wynosi od 12 do 15% i przy tej zawartości wody możliwe jest pompowanie materiału. Jeżeli zawartość masy suchej wzrośnie powyżej 16%, to materiał przeważnie traci zdolność do pompowania i mówimy wtedy o fermentacji suchej.

Proces fermentacji realizowany jest przez bakterie, dlatego trzeba stworzyć im jak najlepsze warunki. O prawidłowo przeprowadzonej fermentacji decydują następujące czynniki:

Temperatura

Wydajność i szybkość przebiegu fermentacji zależy w dużym stopniu od temperatury, w jakiej ten proces przebiega. Wyróżniamy trzy rodzaje fermentacji w zależności od zakresu temperatur⁹⁹:



Rys. 67. Proces fermentacji metanowej

- psychrofilowa 10-25°C – w takiej temperaturze odpada konieczność podgrzewania podłoża względem fermentatora, ale za to skuteczność rozkładu i produkcja gazu jest wyraźnie ograniczona,
- mezofilna 32-38°C – w tym zakresie temperatur osiąga się relatywnie wysoki uzysk gazu przy zachowaniu dobrej stabilności procesu, dlatego też instalacje pracujące w zakresie mezofilnym są w praktyce najszerszej rozpowszechnione,
- termofilowa 52-55°C – dzięki wysokiej temperaturze procesu uzyskuje się wysoki uzysk gazu, potrzebna jest wówczas dodatkowa porcja energii do procesu fermentacji. Poza tym proces fermentacji, w tym zakresie jest bardzo czuły na zakłócenia i nieregularność w doprowadzaniu podłoża lub w sposobie pracy komory fermentacyjnej. Wybór temperatury procesu zależy od indywidualnych parametrów biogazowni, jednak produkcja biogazu opłacalna jest jedynie dla fermentacji mezofilnej i termofilowej. W praktyce najczęściej stosowana jest fermentacja mezofilna.

Hydrauliczny czas retencji

Hydrauliczny czas retencji substratów w komorze fermentacyjnej musi być dostosowany do rodzaju wsadu w taki sposób, aby zagwarantować jego pełny rozkład. Czas retencji jest też uzależniony od temperatury, w jakiej przebiega proces fermentacji. W niższej temperaturze, w jakiej zachodzi fermentacja mezofilna, rozkład substancji organicznych przebiega wolniej. W podwyższonej temperaturze (fermentacja termofilowa), substancje organiczne rozkładają się szybciej i czas retencji trwa krócej. Zazwyczaj hydrauliczny czas retencji wynosi około 20 dni dla samej gnojowicy, natomiast dla roślin energetycznych do 60 dni. Czas retencji zależy również od rodzaju materiału wsadowego. Substancje organiczne ulegają rozkładowi w różnym tempie. W przypadku podwyższonej zawartości substancji trudno rozkładalnych (celuloza, lignina, hemiceluloza), wymagany jest najdłuższy czas retencji. Krótszy czas retencji stosowany jest w przypadku białek i tłuszczów, a najkrótszy dla cukrów. Hydrauliczny czas retencji oblicza się według wzoru:

gdzie:

H_{RT} – hydrauliczny czas retencji,

V_R – objętość komory fermentacyjnej [m³],

V – dobowy objętość wsadu zadawanego do komory [m³/dobę].

$$H_{RT} = \frac{V_R}{V} [\text{doby}]$$

Obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń

Obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń jest stosunkiem ilości dostarczanego materiału, jego uwodnienia i zawartości substancji organicznych do pojemności komory. Obciążenie komory ma zasadniczy wpływ na przebieg procesu fermentacji i produkcji biogazu. Przy zwiększeniu obciążenia do wartości granicznej zwiększa się produkcja biogazu. Po osiągnięciu maksimum produkcja maleje, a więc następuje przeciążenie układu. Konieczne jest więc rozpoznanie optymalnego zakresu obciążenia komory fermentacyjnej. Obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń oblicza się według wzoru¹⁰⁰:

gdzie:

BR – obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń,

V_R – objętość komory fermentacyjnej [m³],

m – ilość wsadu [kg/dobę],

c – procentowa zawartość substancji organicznej we wsadzie,

s.m.o. – zawartość suchej masy organicznej.

$$B_R = \frac{m \times c}{V_R} \left[\frac{\text{kg s.m.o.}}{\text{m}^2} \right]$$

Inhibitory – substancje toksyczne

Występują różne powody zahamowania produkcji biogazu przebiegu procesu. Z jednej strony mogą one być związane z problemami technicznymi instalacji. Z drugiej strony przyczyną opóźnień w przebiegu procesu mogą być inhibitory. Są to substancje, które już w niewielkich ilościach działają toksycznie na bakterie i zakłócają proces rozkładu. Chcąc opisać te substancje, musimy je podzielić na te, które dostają się do fermentatora poprzez dodanie podłoża, oraz te, które występują jako produkty pośrednie z poszczególnych etapów rozkładu. Przy dostarczaniu składników pokarmowych należy sobie uzmysłowić, że również nadmierne podanie podłoża może zahamować proces fermentacji, ponieważ każda substancja składowa substratu podana w większych stężeniach może działać

PODZIAŁ INHIBITORÓW	
Wprowadzane z substratem	Produkty pośrednie procesu fermentacji
<ul style="list-style-type: none"> ▪ zbyt duże stężenie substancji składowych substratu ▪ antybiotyki, rozpuszczalniki, środki chwastobójcze, sole, metale ciężkie 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ amoniak ▪ siarkowodór

Tab. 12. Podział inhibitorów

szkodliwie na bakterie. Dotyczy to szczególnie substancji, takich jak antybiotyki, środki dezynfekujące lub rozpuszczalniki, środki chwastobójcze, sole lub metale ciężkie, które nawet w niewielkich ilościach mogą zahamować proces rozkładu. Ale nawet ważne pierwiastki śladowe mogą w wysokich stężeniach działać toksycznie na bakterie. Ponieważ bakterie do pewnego stopnia mogą się dopasować do takich substancji, stężenie, od którego substancja staje się szkodliwa, jest trudne do określenia. W przypadku niektórych inhibitorów możemy mówić o wzajemnym oddziaływaniu z innymi substancjami. Metale ciężkie szkodzą procesowi fermentacji tylko wtedy, gdy występują w wolnej postaci. Siarkowodór, powstający w procesie fermentacji łączy się z metalami ciężkimi i powoduje ich neutralizację.

Podczas procesu fermentacji mogą powstać również inne zahamowujące proces substancje. Szczególnie amoniak (NH_3) nawet w niewielkich stężeniach działa szkodliwie na bakterie. Stanowi to równowagę względem stężenia amonu (NH_4), amoniak reaguje przy tym z wodą, tworząc jon amonowy i jon OH^- oraz na odwrót. Oznacza to, że przy zwiększonym odczynie zasadowym pH, a więc przy podniesionym stężeniu jonów OH^- , równowaga się przesuwa i wzrasta stężenie amoniaku. Podczas gdy amoniak służy większości bakteriom jako źródło N, to już w niewielkich stężeniach (od $0,15 \text{ g/dm}^3$) działa hamująco na mikroorganizmy. Ponadto wysokie stężenie łączne NH_3 i NH_4 od 3.000 mg/dm^3 może prowadzić do zahamowania procesu produkcji biogazu. Innym produktem procesu fermentacji jest siarkowodór (H_2S), który w wolnej postaci jako trucizna komórkowa już przy stężeniu wynoszącym 50 mg/dm^3 może zahamować proces rozkładu. Siarka jest ponadto ważnym pierwiastkiem śladowym, a tym samym ważnym mikroelementem bakterii metanowych. Poza tym metale ciężkie poprzez połączenie z siarczkami (S^{2-}) ulegają neutralizacji¹⁰¹.

Widzimy, więc, że działanie hamujące różnych substancji zależy od wielu czynników, a ustalenie stałych wartości granicznych, od których zaczyna się zahamowanie procesu jest bardzo trudnym zadaniem.

Mieszanie biomasy

Mieszanie jest niezbędne w celu zapewnienia przebiegu procesu w sposób jednorodny w całej objętości komory, utrzymania jednakowej ciepłoty czy jednorodnej konsystencji, umożliwienia łatwiejszego odgazowania i przeciwdziałania tworzeniu się kożucha. Mieszanie zwiększa dostęp bakterii do cząstek substancji organicznej, zapobiega rozwarstwianiu się biomasy i spadkowi aktywności bakterii, zapewnia jednorodne rozprowadzenie dopływającej biomasy w fermentującej masie, a w konsekwencji przyspiesza proces fermentacji. Ważne jest, aby biomasa była jednorodnie mieszana w całej objętości komory oraz aby nie powstawały martwe pola, do których nie zachodzi ciągły dopływ substancji organicznych. W przypadku nieprawidłowego mieszania dochodzi do znacznego ograniczenia kontaktu między wsadem, a bakteriami, a to z kolei powoduje powolniejszy proces rozkładu. Natomiast, jeżeli poprzez zbyt intensywne mieszanie naruszone zostaną te skupiska w najgorszym wypadku można doprowadzić do całkowitego zatrzymania całego procesu biologicznego.

6.3. SUROWCE DO PRODUKCJI BIOGAZU ROLNICZEGO

6.3.1. ODPADY POCHODZENIA ROLNICZEGO I PRZEMYSŁOWEGO

Do produkcji biogazu rolniczego stosuje się substancje organiczne pochodzące z działalności rolniczej i z produkcji przemysłowej.

Do najważniejszych substratów pochodzenia rolniczego, znajdujących zastosowanie w produkcji biogazu można zaliczyć¹⁰²:

- odchody zwierząt,
- uprawy energetyczne,
- odpady z hodowli roślin,
- ścinki trawy i odpady ogrodnicze,
- resztki jedzenia.

Natomiast do substratów pochodzenia przemysłowego zaliczamy odpady z przemysłu:

- spożywczego,
- mleczarskiego,
- cukrowniczego,
- farmaceutycznego,
- kosmetycznego,
- biochemicznego,
- papierniczego,
- mięsnego.

Głównym substratem wykorzystywanym dotychczas do produkcji biogazu rolniczego jest gnojowica (bydła, trzody, drobiu). W zależności od gatunku zwierząt, ilość energii zawartej w biogazie pochodzącym z gnojowicy jest różna. Zaletą stosowania gnojowicy w fermentacji jest utylizacja uciążliwego odpadu na terenach rol-

Nazwa substratu		Procentowa s.m. w 1 t substratu % wsadu	Procentowa s.m.o. w s.m. % s.m.o.	Produkcja metanu z 1 t s.m.o.
Odpady z hodowli zwierzęcej	gnojowica bydłęca	9,5	77,4	222,5
	gnojowica świńska	6,6	76,1	301,0
	gnojowica kurza	15,1	75,6	320,0
	gnojowica krów mlecznych	8,5	85,5	154,0
	gnojówka	2,1	60,0	222,5

Tab. 13. Charakterystyka odpadów z hodowli zwierzęcej wraz z potencjałem produkcji biogazu

Nazwa substratu		Procentowa s.m. w 1 t substratu % wsadu	Procentowa s.m.o. w s.m. % s.m.o.	Produkcja metanu z 1 t s.m.o.
rośliny energetyczne i odpady rolnicze	słoma	87,5	87,0	387,5
	trawa – kiszonka	40,3	83,4	396,6
	trawa	11,7	88,0	587,5
	siano	87,8	89,6	417,9
	ziemniaki – liście	25,0	79,0	587,5
	kukurydza – kiszonka	32,6	90,8	317,6
	bób – kiszonka	24,1	88,6	291,0
	rzepak – kiszonka	50,8	87,6	376,5
	burak pastewny	13,5	85,0	546,6
	burak cukrowy	23,0	92,5	444,0
	cebula	12,9	94,8	360,3

Tab. 14. Charakterystyka roślin energetycznych i odpadów rolniczych wraz z potencjałem produkcji biogazu

Nazwa substratu		Procentowa s.m. w 1 t substratu % wsadu	Procentowa s.m.o. w s.m. % s.m.o.	Produkcja metanu z 1 t s.m.o.
Odpady poubojowe	osady poflotacyjne z rzeźni	14,6	90,6	680,0
	zawartość żołądków (bydło)	15,0	84,0	264,0
	odseparowana tkanka tłuszczowa	34,3	49,1	700,0

Tab. 15. Charakterystyka odpadów poubojowych wraz z potencjałem produkcji biogazu

Nazwa substratu		Procentowa s.m. w 1 t substratu % wsadu	Procentowa s.m.o. w s.m. % s.m.o.	Produkcja metanu z 1 t s.m.o.
Przetwórstwo spożywcze	odpady i resztki owoców	45,0	61,5	400,0
	odpady i pozostałości warzyw	13,6	80,2	370,0
	melasa	81,7	92,5	301,6
	wysłodziny browarnicze	20,5	81,2	545,1
	wywar pogorzelniany ziemniaczany	13,6	89,5	387,7
	gliceryna	84,0	91,5	1.196,0
	odpady z produkcji oleju	78,8	97,0	600,0
	serwatka	5,4	86,0	383,3
	odpady z produkcji serów	79,3	94,0	610,2
	odpady piekarnicze	87,7	87,1	403,4

Tab. 16. Charakterystyka przetwórstw spożywczych wraz z potencjałem produkcji biogazu

Nazwa substratu		Procentowa s.m. w 1 t substratu % wsadu	Procentowa s.m.o. w s.m. % s.m.o.	Produkcja metanu z 1 t s.m.o.
Odpady komunalne	odpady komunalne organiczne	60,3	55,0	396,8
	odpady kuchenne i przeterminowane artykuły żywnościowe	18,9	71,9	530,1
	ścinki roślin i traw (zieleń miejska)	23,2	88,2	489,7

Tab. 17. Charakterystyka odpadów komunalnych wraz z potencjałem produkcji biogazu

Parametr	Jednostka	Bydło		Trzoda chlewna		Drób	
		obornik	gnojowica	obornik	gnojowica	obornik	gnojowica
s.m.	t s.m./t odpadów	0,237	0,095	0,238	0,066	0,303	0,15
s.m.o.	t s.m.o./t s.m.	0,764	0,774	0,799	0,761	0,727	0,756
s.m.o./DJP	kg s.m.o./DJP	3-5,4; średnio: 4,2		2,5-4; średnio: 3,3		5,5-10; średnio: 7,78	
produkcja biogazu	m ³ /t s.m.o.	249,4	25,5	228,0	301,0	230,0	320,0
	m ³ /DJP/d	1,5-2,9; średnio 2,2	0,56-1,5; średnio: 0,93	0,6-1,25; średnio: 0,93		3,5-4,0; średnio: 3,75	

Tab. 18. Dane empiryczne dotyczące właściwości oraz potencjału do produkcji biogazu rolniczego z odchodów zwierzęcych

czych oraz możliwość produkcji biogazu i ekologicznego nawozu. Ze względu na dobre właściwości buforujące gnojowica pozostaje podstawowym, powszechnie stosowanym substratem do produkcji biogazu, mimo iż rośnie udział innych surowców, takich jak rośliny energetyczne. Substancje organiczne charakteryzują się różnym tempem rozkładu i różną ilością powstałego w wyniku fermentacji metanowej biogazu.

Przed uruchomieniem biogazowni wykonuje się próby fermentacyjne próbek mieszaniny dla wybranych, konkretnych substratów, w celu uzyskania optymalnego składu i proporcji mieszaniny substratów oraz aby poznać rzeczywistą możliwość produkcji biogazu przez planowaną biogazownię. Próby takie są wykonywane przez specjalistyczne laboratoria, które opracowują tak zwane atlasy substratów, w celu usystematyzowania danych na temat substratów wykorzystywanych do produkcji biogazu.

Charakterystykę stosowanych w procesie fermentacji odpadów wraz z potencjałem do produkcji biogazu przedstawiają tabele na następnej stronie. Są to jedynie wybrane substraty, w rzeczywistości przebadanych zostało około 200 różnych substancji organicznych.

Bardziej szczegółową metodę szacowania produkcji biogazu z odchodów zwierząt przedstawia tabela nr 14. Dzięki dodaniu materiału uzupełniającego o większym potencjale do produkcji biogazu zwiększa się efektywność ekonomiczną procesu fermentacji, wskutek czego coraz powszechniejsze jest uzupełnianie odchodów zwierzęcych innymi substratami. Na bazie danych empirycznych można obliczyć roczną produkcję metanu, który stanowi około 65% zawartości produkcji biogazu¹⁰³.

6.3.2. ROŚLINY ENERGETYCZNE JAKO SUBSTRAT

Obecnie istnieje trend zwiększania powierzchni upraw roślin energetycznych przeznaczonych do fermentacji. W Niemczech w 2009 roku powierzchnia upraw energetycznych do produkcji biogazu zwiększyła się do około 450 tys. ha. W zależności od warunków agrotechnicznych i dostępności wody oprócz kukurydzy do produkcji kiszonek nadają się również słonecznik, trawy oraz sucrosorgo. Do roślin tych zalicza się także: ziemniaki, koniczynę, bób, buraki pastewne, buraki cukrowe, żyto, gorczycę, cebulę, groch, kalarepę, kapustę, kalafior, jęczmień, owies, pszenicę, sorgo, dynię oraz rzepak.

Natomiast spośród upraw celowych do produkcji biogazu najlepiej nadaje się kiszonka z kukurydzy, o czym decydują następujące czynniki¹⁰⁴:

- wysoka wydajność produkcji biogazu w porównaniu z innymi uprawami,
- nie wymaga zmiany dotychczas stosowanej techniki uprawy i zbioru,
- mniejsze koszty pozyskania w porównaniu z innymi uprawami,
- łatwe długookresowe magazynowanie.

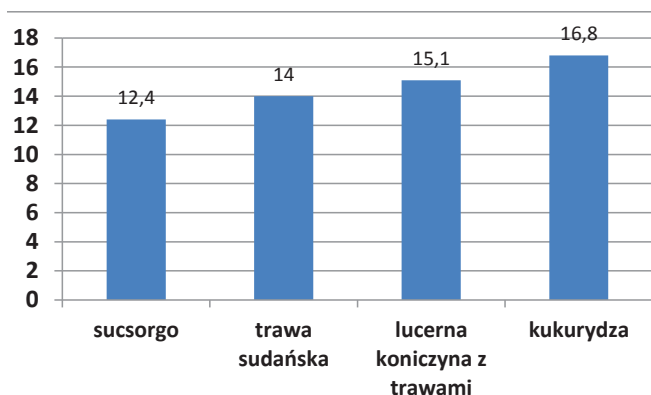
Rośliny te mogą być stosowane w całości lub w postaci owoców, bulw, nasion i liści, jak również po przetworzeniu w formie kiszonki lub słomy. Wśród gatunków wykorzystywanych do produkcji biogazu dominuje kukurydza, która posiada 90% udziału w niemieckim rynku.

Przy doborze odmiany kukurydzy do produkcji biogazu bierze się pod uwagę: klasę wczesności danej odmiany, która wpływa na termin zbioru, wysokość plonu suchej masy, zawartość suchej masy oraz wydajność produkcji biogazu. Dotychczas nie opracowano szybkich metod do jakościowej oceny kiszonki z kukurydzy przeznaczonej na biogaz, dlatego często jedynym kryterium stosowanym przy jej zakupie jest sucha masa.

Istotna jest przede wszystkim odpowiednia wczesność odmiany, która jest dobierana tak, aby w latach chłodnych można było osiągnąć min 30% suchej masy. Zapobiega się wtedy stratom spowodowanym wyciekaniem soku i nieproduktywnemu transportowi wody. Decydującym warunkiem dla osiągnięcia sukcesu w produkcji kiszonek jest właściwy czas zbioru. Zbiór powinien być przeprowadzony przy zawartości suchej masy minimum 28%, a maksymalnie do 35%. Zawartość suchej masy poniżej 28% przyczynia się do zwiększonych strat związanych z wyciekaniem soku, natomiast przy wyraźnym przekroczeniu zawartości suchej masy powyżej 35%,

prawidłowe ugniecenie w celu dłuższego przechowywania kiszonki jest niemożliwe. Właściwy czas zbioru decyduje o zawartości suchej masy, która może wahać się w granicach 28% dla późnej odmiany (plon 17,2 t/ha) do 33-35% suchej masy dla wczesnej odmiany (plon 16,5 t/ha). Planując produkcję kiszonki na biogaz, należy uwzględnić, że dla późniejszych odmian należy zabezpieczyć o 25% większą pojemność na potrzeby zakiszenia. Zwiększają się także koszty nawozowego wykorzystania produktu pofermentacyjnego o min. 20% dla późnych odmian z powodu wyższego o min. 20% uwodnienia surowca. Niekorzystną konsekwencją uprawy późnej odmiany są także mniejsze plony uprawy następczej, ze względu na opóźnienie zabiegów agrotechnicznych jesienią i duże nakłady wynikające z niekorzystnych warunków glebowych w późniejszych terminach agrotechnicznych. Wybór później dojrzewających odmian nie zapewnia automatycznie wyższych plonów. Wieloletnie doświadczenia z odmianami kukurydzy na biogaz wykazują, że najlepsze plony osiągnane są przez odpowiednio dobrane do stanowiska odmiany, osiągające fazę pełnej dojrzałości¹⁰⁵.

Kalkulacje opłacalności należy wykonywać indywidualnie dla każdego gospodarstwa. Prowadzone są dalsze prace nad nowymi odmianami i dopasowaniem roślin do siedlisk tak, aby zagwarantować lepszy uzysk biogazu z 1 ha i wyższą produkcję gazu na kilogram substratu.



Rys. 68. Plony biomasy roślin przeznaczonych do kiszenia [s.m./ha]

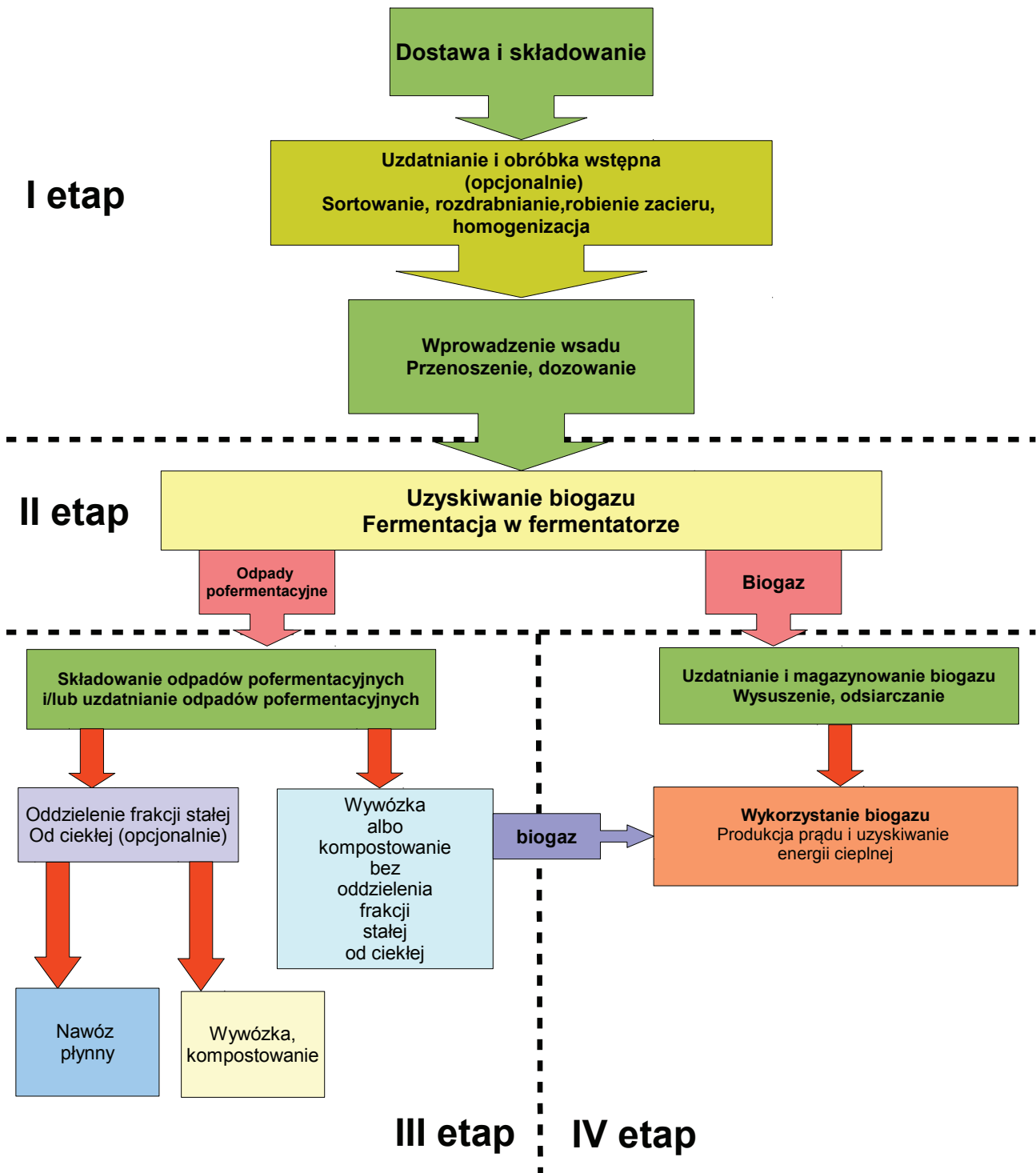
6.4. CHARAKTERYSTYKA ELEMENTÓW CIĄGU TECHNOLOGICZNEGO PRODUKCJI BIOGAZU

W biogazowni rolniczej można wyróżnić cztery różne etapy procesu technologicznego, niezależnie od rodzaju eksploatacji¹⁰⁶:

- dostawa, składowanie, uzdatnianie, transport i wprowadzanie substratów,
- uzyskanie biogazu,
- składowanie i ewentualnie uzdatnianie odpadów pofermentacyjnych oraz ich wywózka,
- magazynowanie, uzdatnianie i wykorzystanie biogazu.

6.4.1. DOSTAWA, SKŁADOWANIE, UZDATNIANIE, TRANSPORT I WPROWADZANIE SUBSTRATÓW

Pierwszy etap procesu technologicznego – magazynowanie, uzdatnianie, transport i wprowadzanie substratów nazywany jest również obróbką wstępną materiału wsadowego (substrate handling). Dostawa odgrywa ważną rolę tylko wyłącznie przy wykorzystaniu kosubstratów spoza własnego przedsiębiorstwa. Magazynowanie substratów służy do wyrównywania ewentualnych dysproporcji przy dostawie i przygotowaniu różnych substratów i kosubstratów. Należy bezwzględnie unikać mieszania substratów higienicznie podejrzanych z higienicznie obojętnymi. Emisję zapachów należy minimalizować.



Rys. 69. Schemat procesu technologicznego

Rodzaj i zakres uzdatniania oddziałuje na proces fermentacji, a tym samym na wykorzystanie potencjału energetycznego zastosowanych substratów. W uzdatnianiu substratu tkwi jeden z potencjałów optymalizacji całej instalacji. Proces uzdatniania polega na sortowaniu i separacji ciał stałych, higienizacji, rozdrabnianiu substratu oraz jego homogenizowaniu.

W celu spełnienia określonych przepisami ustawowymi kryteriów epidemiologicznych, dla niektórych grup materiałów powstaje konieczność przeprowadzenia, tzw. higienizacji materiału wsadowego polegającej na jego wstępnej termicznej obróbce. Proces higienizacji prowadzony jest w warunkach fermentacji mokrej w temperaturze 7°C. Proces higienizacji jest nadzorowany i dokumentowany za pomocą urządzeń mierzących stan napełnienia, temperaturę i ciśnienie. Temperatura substratów po higienizacji jest wyższa od temperatury procesowej panującej we wnętrzu reaktora, dlatego też konieczne jest schłodzenie materiału wsadowego do temperatury mieszczącej się w zakresie temperatury roboczej komory fermentacyjnej.

Przed doprowadzeniem wsadu do zbiornika wstępnego, w przypadku, gdy stosuje się niejednorodny materiał wsadowy, musi on zostać odpowiednio przygotowany. Dokonuje się tego m.in. przez rozdrobnienie, którego celem jest zwiększenie powierzchni substratu. Stopień rozdrobnienia, jak i czas retencji decydują bowiem o wielkości produkcji biogazu. Rozdrobnieniu podlegają kiszonki roślin, obornik, warzywa itp. Gdy materiał wsadowy nie jest odpowiednio uwodniony, należy dodać do substratów dostępnych płynów w postaci gnojowicy świeżej lub przefermentowanej wody procesowej, a w wyjątkowym przypadku wody świeżej. Zastosowanie już przefermentowanej gnojowicy ma tę zaletę, że substrat zostaje zaszczerpiony bakteriami z procesu fermentacyjnego jeszcze przed wejściem do reaktora¹⁰⁷.

Urządzenia do transportowania, podawania wsadu są dobierane w zależności od właściwości substratu. Głównym kryterium jest zastosowanie metody napełniania zbiorników – metody mokrej lub suchej.

Pompowane substraty z reguły wprowadzane są do zbiorników wstępnych, które powinny mieć zdolność magazynowania przynajmniej dwóch dziennych porcji materiału wsadowego. Jeżeli w instalacji biogazowej nie przewiduje się oddzielnego podawania kosubstratów, wtedy w zbiorniku wstępnym miesza się, rozdrabnia i homogenizuje również materiał składowany luzem. Dla wyeliminowania nieprzyjemnych zapachów zbiorniki wstępne powinny być zakryte, ale w sposób umożliwiający swobodne otwieranie zbiornika wstępnego w celu wybierania pozostałości posedymentacyjnej.

Substrat składowany luzem bardzo często podawany jest bezpośrednio do komory fermentacyjnej z pominięciem zbiornika wstępnego. Powodem jest możliwość wystąpienia utrudnień w ciągłym i zautomatyzowanym wprowadzeniu substratów, a przez to zwiększenia nakładu pracy. Ten sposób podawania umożliwia podawanie kosubstratów niezależnie od gnojowicy w regularnych odstępach czasu. Wadą natomiast jest możliwość wystąpienia zatorów, istnieje również możliwość wprowadzenia tlenu do komory fermentacyjnej.

6.4.2. PRODUKCJA BIOGAZU

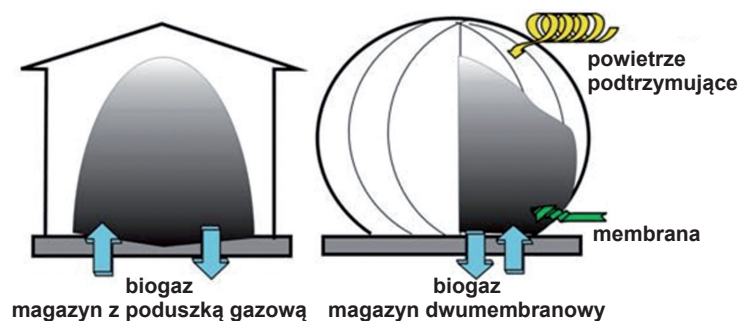
Po obróbce wstępnej materiału wsadowego oraz przetransportowaniu do komory fermentacyjnej następuje etap produkcji biogazu. Biogaz wytwarzany jest w komorach fermentacyjnych (fermentatorach, bioreaktorach). W zależności od posiadanych substratów, wybranej metody fermentacji oraz od uwarunkowań lokalnych komory fermentacyjnej mogą być wykonane w różnych wersjach. Ze względu na zastosowaną metodę fermentacji mokrą czy suchą komory fermentacyjne wykazują zasadnicze różnice. W przypadku fermentacji mokrej proces prowadzony jest w zamkniętych zbiornikach ustawionych w pozycji stojącej lub leżącej.

Zbiorniki tego typu są stosowane jako komory fermentacyjne głównie dla mniejszych obiektów lub jako zbiorniki wstępne dla większych obiektów posiadających większe reaktory stojące. Fermentatory leżące bywają również eksploatowane równolegle. Zaletą tego typu zbiorników jest możliwość zastosowania wydajnych, niezawodnych w działaniu i energooszczędnych mieszadeł. Wadą natomiast są wysokie straty ciepła z powodu dużej powierzchni w stosunku do objętości, brak zaszczerpienia świeżego materiału wsadowego, aby tego dokonać należy zawrócić przefermentowany substrat do obiegu.

Objętość standardowej betonowej komory fermentacyjnej wynosi od 500 do 1.500.000 m³. Wysokość zbiornika waha się na ogół między 5 i 6 m, a średnica między 10 a 20 m. Ten typ zbiornika nadaje się do każdego rodzaju substratu wejściowego, jeżeli tylko prędkość przepływu jest wystarczająco mała. Okres przetrzymywania substratu wynosi od 40 do 80 dni. Komory fermentacyjne tego typu stosuje się przy obróbce do 1 m³ wsadu rocznie¹⁰⁸.

6.4.3. MAGAZYNOWANIE BIOGAZU

Biogaz, który wytwarzany jest w nierównomiernych ilościach, musi być magazynowany w odpowiednich zbiornikach. Zbiorniki te muszą być gazoszczelne, odporne na ciśnienie, promieniowanie UV, temperaturę i warunki pogodowe. W zbiornikach muszą być stosowane zabezpieczenia zapobiegające nadciśnieniu i spadkom ciśnienia. Projektowane są tak, aby zapewnić możliwość ma-



Rys. 70. Przykłady rozwiązań magazynów foliowych

gazynowania przynajmniej 25% produkcji dziennej biogazu. Wyróżnia się nisko-, średnio- i wysokociśnieniowe zbiorniki magazynowe.

Najczęściej używane są zbiorniki niskociśnieniowe w zakresie nadciśnienia 0,05 do 0,5 mbar. Stosowane są jako zewnętrzne zbiorniki niskociśnieniowe wykonane w formie poduszek foliowych lub montowane bezpośrednio na bioreaktorze w postaci tzw. kopuł foliowych hermetycznie montowanych do górnej krawędzi zbiornika¹⁰⁹. Folia kopuły rozszerza się w zależności od stanu napełnienia magazynu gazem. Wadą kopuły foliowej jest wrażliwość na warunki atmosferyczne wynikające z braku zadaszenia. Dlatego stosowane są tzw. dachy pneumatyczne. W tym systemie zadaszenia w charakterze osłony przed warunkami meteorologicznymi używana jest druga kopuła foliowa nakładana na właściwą powłokę foliową magazynu gazu. Przestrzeń pomiędzy obiema foliami wypełnia wdmuchiwane powietrze nośne.

6.4.4. UZDATNIANIE I ZASTOSOWANIE BIOGAZU

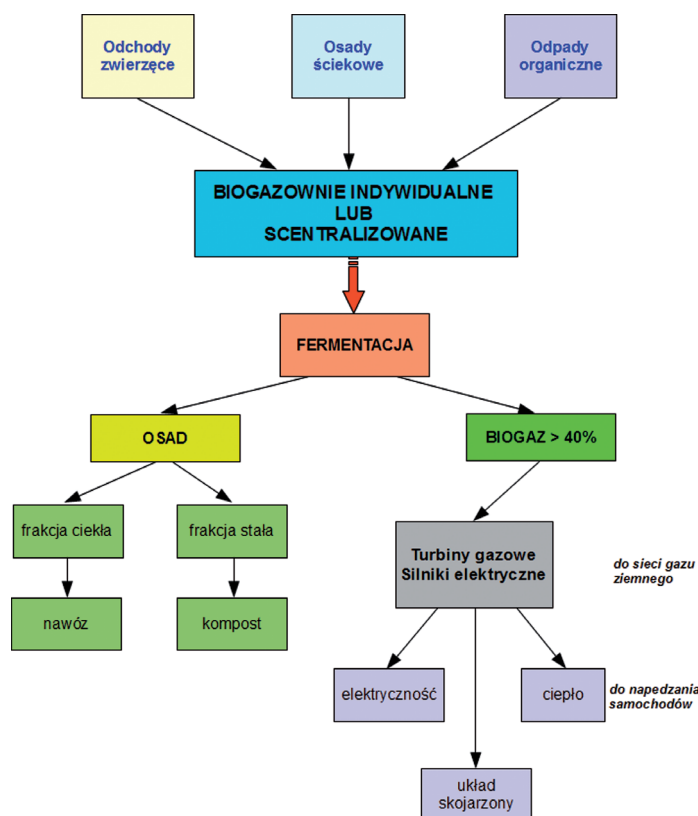
Biogaz o dużej zawartości metanu (powyżej 40%) może być wykorzystany do celów użytkowych, głównie do celów energetycznych lub w innych procesach technologicznych. Typowe przykłady wykorzystania biogazu obejmują¹¹⁰:

- produkcję energii elektrycznej w silnikach iskrowych lub turbinach,
- produkcję energii cieplnej w przystosowanych kotłach gazowych,
- produkcję energii elektrycznej i cieplnej w jednostkach skojarzonych,
- dostarczanie uzdatnionego biometanu do sieci gazowej,
- wykorzystanie gazu jako paliwa do silników trakcyjnych pojazdów,
- wykorzystanie gazu w procesach technologicznych, np. w produkcji metanolu.

Biogaz może być spalany w urządzeniach kuchennych, w kotłach, w suszarniach i innych urządzeniach. Jak pokazują jednak doświadczenia krajów europejskich, w większości przypadków prowadzone jest skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w gazowych modułach kogeneracyjnych. Związane jest to głównie z możliwością sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej do sieci zewnętrznej. Wybór koncepcji zagospodarowania biogazu zależy od zapotrzebowania na ciepło technologiczne i socjalne oraz od odległości źródła biogazu od zakładów przemysłowych, osiedli mieszkaniowych potencjalnych użytkowników energii cieplnej. Przy znacznych odległościach budowa ciepłociągu jest droższa niż linii elektroenergetycznej¹¹¹.

Biogaz może być również stosowany jako źródło energii pierwotnej do systemów chłodniczych. Możliwość taką stwarzają systemy zbudowane z wykorzystaniem zasilanych ciepłem chłodziarek absorpcyjnych. Urządzenia te mogą być bezpośrednio opalane gazem lub mogą wykorzystywać nadwyżki ciepła z urządzeń grzewczych (np. ciepło z układów chłodzenia silnika).

W instalacjach zasilanych biogazem wykorzystywane są najczęściej silniki z zapłonem iskrowym. Spotykane są również przypadki wykorzystania silników z zapłonem samoczynnym. W wielu instalacjach, zwłaszcza wykonanych sposobem gospodarczym, spotkać można wykorzystywane silniki tradycyjne. Atrakcyjność tego typu rozwiązań związana jest głównie z niskimi nakładami inwestycyjnymi. W instalacjach większej mocy, bardziej zaawansowanych technologicznie, stosowane są silniki gazowe. W przyszłości będzie też istnieć możliwość stosowania biogazu w mikroturbinach gazowych, ogniach paliwowych oraz silnikach Spillinga. Na obecnym poziomie rozwoju technologii



Rys. 71. Możliwości pozyskiwania i wykorzystania biogazu

tych urządzeń oraz przy stosunkowo niewielkiej podaży, rozwiązania tego typu charakteryzują się wysokimi nakładami inwestycyjnymi. Jednakże niewątpliwie są to technologie przyszłościowe, których możliwość zastosowania należy mieć na uwadze.

Biogaz nasycony jest parą wodną i obok metanu oraz dwutlenku węgla zawiera m.in. także śladowe ilości siarkowodoru. W wyniku połączenia siarkowodoru i pary wodnej powstaje kwas siarkowy powodujący korozję poszczególnych elementów instalacji. Z tego powodu należy przeprowadzić odsiarczanie i wysuszenie uzyskanego biogazu. Podczas odsiarczania stosowane są procesy biologiczne i chemiczne, które mogą zachodzić bezpośrednio w bioreaktorze lub w urządzeniach znajdujących się poza komorą fermentacyjną.

Aczkolwiek metan ma wiele wspólnych właściwości z gazem ziemnym, to jednak występują między nimi znaczne różnice. Stąd wynika konieczność przetworzenia biogazu, jeżeli zamierza się go wtłoczyć do regionalnej sieci gazu ziemnego lub sprężyć w butlach wykorzystywanych przez pojazdy samochodowe. Poza eliminacją siarkowodoru i pary wodnej należy również oddzielić dwutlenek węgla od metanu. Istnieje kilka takich technologii np. Resticol. Oprócz właściwego uzdatniania biogazu należałoby podwyższyć jego ciśnienie do ciśnienia panującego w sieci gazu ziemnego lub sprężyć na stacji tankowania paliw silnikowych do ciśnienia 35 MPa. Koszty uzdatniania biogazu uzależnione są od stopnia czystości, dlatego trudno je oszacować. Opłacalność zastosowania tego rozwiązania występuje dla instalacji produkujących dziennie 25 m³ biogazu¹¹².

W Szwecji, Holandii oraz Szwajcarii funkcjonują już instalacje umożliwiające zasilanie biogazem istniejących sieci gazowniczych. Podstawową barierą rozwoju tego sposobu wykorzystania biogazu nie jest technika, lecz istniejące problemy ekonomiczno-prawne.

6.5. BUDOWA I WYPOSAŻENIE BIOGAZOWNI ROLNICZEJ

6.5.1. IDEA BIOGAZOWNI ROLNICZYCH

Biogazownie rolnicze są źródłem najbardziej ekologicznej energii spośród wszystkich OZE. Biogazownie to ciągle rozwijający się segment zarówno w obrębie gospodarki rolnej, jak i rzemieślniczej i komunalnej. Zakres realizacji inwestycji kształtuje się od pojedynczych urządzeń po kompletne projekty zakładowe.

Instalacje biogazowe to obiekty idealnie nadające się do efektywnego, zdecentralizowanego zaopatrzenia w energię, na przykład obszarów wiejskich, charakteryzującego się niskimi stratami na przesyle, brakiem konieczności szeroko zakrojonej rozbudowy istniejących sieci oraz możliwością wykorzystania powstałego ciepła na miejscu¹¹³.

Biogazownie rolnicze to również nowe miejsca pracy dla lokalnej społeczności przy produkcji substratów, budowie i obsłudze, oraz nowe firmy dostarczające przychodów do budżetu lokalnych władz.

Biogazownie z uwagi na rodzaj pozyskiwanych substratów oraz specyfikę ich działania idealnie wpisują się w wiejski krajobraz. Stąd na zachodzie przyjęła się również nazwa biogazownie rolnicze, mimo że przerabiane są na nich nie tylko substraty pochodzące z gospodarstwa rolnego. Korzyści finansowe wynikające ze sprzedaży energii odnawialnej, gwarancja jej stałej ceny oraz ciągle wzrastający na nią popyt, przyciągają wielu potencjalnych inwestorów (w tym w większości rolników). Budową biogazowni zainteresowane są również zakłady, szczególnie przemysłu spożywczego, mające problem z utylizacją zwłaszcza uwodnionych odpadów poprodukcyjnych o dużej zawartości substancji organicznych (np.: mleczarnie, piekarnie, gorzelnie, zakłady piwowarskie, producenci przetworów owocowych, zakłady ziemniaczane, zakłady przetwórstwa mięsnego), jak i również lokalne władze (powiat, gmina), chcące rozwiązać problem z utylizacją odpadów lub zaopatrzeniem w energię¹⁰⁴. Schemat typowej instalacji biogazowej przedstawia rysunek na następnej stronie.

Biogazownie spełniają w różnych krajach odmienną funkcję. W Azji, gdzie przy domach mieszkalnych powstało wiele milionów małych biogazowni, biogaz wykorzystywany jest jako podstawowe źródło ciepła i światła. Biogazownie w USA rozwiązują głównie problemy ochrony środowiska i produkcji energii. W Europie biogazownie rolnicze spełniają rolę czynnika napędzającego rozwój wielu dziedzin gospodarki. W Danii powstały drogie, zautomatyzowane, najczęściej duże, zbiorcze biogazownie centralne. We Włoszech, Wielkiej Brytanii i Hiszpanii biogazownie mają przyczynić się głównie do ochrony środowiska. W Austrii zwraca się szczególną uwagę na fermentację odchodów zwierzęcych, upraw energetycznych i poplonów. W Niemczech istnieją małe, średnie i duże biogazownie rolnicze, których pod koniec 2006 roku było ponad 3.500. Rozwijają się one najszybciej i najpełniej oraz spełniają rolę kompleksowych rozwiązań ochrony środowiska i lokalnych rozproszonych źródeł energii¹¹⁵.



Rys. 72. Schemat typowej instalacji biogazowej do produkcji biogazu rolniczego

6.5.2. TYPOWE URZĄDZENIA WYSTĘPUJĄCE W INSTALACJI BIOGAZOWEJ

Przy budowie instalacji biogazowych szeroko rozpowszechnioną praktyką jest realizacja zlecenia na kompletną instalację od początku do końca przez jednego i tego samego wykonawcę, z czego dla inwestora wynikają pewne zalety, jak i również wady.

Każda z instalacji do produkcji biogazu ma odmienną, indywidualną konstrukcję, dostosowaną do różnego składu materiału wsadowego. Na wybór wyposażenia procesowo-technicznego dla danej instalacji ma wpływ szereg czynników, z których najważniejszy jest rodzaj oraz skład substratów wejściowych. Ilość substratów określa rozmiar wszystkich agregatów i objętości zbiorników. Natomiast jakość substratów (zawartość suchej masy, struktura, pochodzenie, itp.) określa rozplanowanie techniki procesowej. Szczegółowe rozwiązania technologiczne, surowcowe czy logistyczne powinny być konsultowane ze specjalistami z zakresu budowy i eksploatacji biogazowni.

6.5.2.1. Zbiorniki mieszania i technika dozowania

W zbiorniku surowca, zwanym inaczej zbiornikiem wstępnym, składowane są odchody zwierząt i odpady organiczne, które następnie podawane są do komory mieszania, a potem do komory fermentacji. W przypadku niektórych odpadów przemysłowych, np. poubojowych wymagana jest wstępna obróbka, czyli higienizacja. Niektóre substraty o małym uwodnieniu, np. kiszonka z kukurydzy składowane są pod wiatą i podawane do



Rys. 73. Zagospodarowanie wybranych elementów w instalacji biogazowej

zbiornika mieszania przy pomocy podajnika taśmowego. Zbiorniki te wykonane są z betonu, żelbetu, stali bądź tworzyw sztucznych. Wsad przed doprowadzeniem do zbiornika mieszania musi zostać odpowiednio przygotowany. Stosuje się kraty bądź sita, umieszczone przed ujściem rury doprowadzającej substraty do zbiornika mieszania, a także w przypadku zastosowania odchodów kurzych – urządzenia do usuwania piasku z dna komory lub wybierak hydrauliczny. Ponadto biomasa jest rozdrabniana za pomocą maceratora (zwanego mikserem czy rozdrabniaczem).

Aby nastąpiła produkcja biogazu, komora fermentacyjna musi być regularnie, w przeciągu całego dnia, napełniana substratami do fermentacji. Do bezpośredniego podawania substancji stałych jako substratów do fermentacji szczególnie nadaje się dozownik do materiałów stałych. Przy dozowaniu stałych substratów, substancje w formie kiszonki, obornika itp. podaje się bezpośrednio do komory fermentacyjnej, bez wstępnego mieszania z innymi substratami. Dozownik składa się ze zbiornika stojącego na stopach posiadających system ważący z podłączonym systemem podajników ślimakowych. Substraty stałe zostają dokładnie zważone i doprowadzone systemem podajników ślimakowych do komory poniżej poziomu fermentującej masy¹¹⁶.

6.5.2.2. Komora fermentacyjna

Ze zbiornika mieszania biomasa kierowana jest do komory fermentacyjnej. Komora fermentacyjna (zwana inaczej bioreaktorem lub fermentatorem) stanowi podstawowe ogniwo instalacji biogazowej, w niej natomiast zachodzi proces fermentacji organicznego materiału wsadowego i produkcja biogazu. Fermentator powinien spełniać szereg uwarunkowań, gwarantujących prawidłowy przebieg procesu. Jego ściany muszą być szczelne i charakteryzować się dobrą izolacją termiczną, zapewniającą możliwe małe straty ciepła procesowego. Do budowy komór fermentacyjnych stosuje się blachę stalową oraz żelbet. Spotykane są także zbiorniki wykonane z tworzyw sztucznych. Komory buduje się najczęściej w kształcie cylindrycznym. Mogą być one zagłębiane w ziemi, wolno stojące lub ułożone poziomo na fundamentach. Dlatego też wyróżnia się komory stojące i leżące. Komora fermentacyjna powinna być wyposażona w układ mieszania, aby przebieg fermentacji był wydajny. Są to zazwyczaj mieszadła mechaniczne umieszczone wewnątrz komory, albo pompy hydrauliczne umieszczone na zewnątrz lub wewnątrz komory. Mieszanie hydrauliczne polega na wtłaczaniu skompresowanego biogazu do zbiornika, co powoduje powstanie bąbelków mieszających zawartość komory fermentacyjnej. Fermentatory składają się z komory z izolacją termiczną, systemu grzewczego, mieszadeł i systemów wygarniających sedymenty oraz odprowadzających przefermentowany substrat.

Pozostałe elementy komory fermentacji stanowią: detektor i wyłapywacz piany, miernik poziomu cieczy w komorze, zawory bezpieczeństwa, ujęcie gazu, rurociągi przelewowe.

6.5.2.3. Zbiorniki do magazynowania biogazu

Biogaz, który wydziela się w komorze fermentacji, jest magazynowany w specjalnych zbiornikach. Mogą być one zbudowane z tworzyw sztucznych bądź ze stalowej blachy. Wyróżniamy dwa podstawowe typy zbiorników na biogaz: suche i mokre. Zbiorniki suche stanowią oddzielne konstrukcje, do których przesyłany jest biogaz z komory fermentacyjnej i przechowywany jest do czasu wystąpienia zapotrzebowania na odbiór paliwa lub energii.

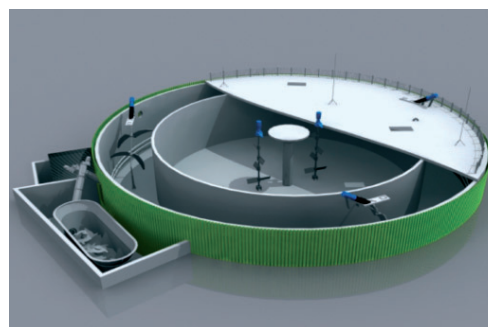
Zbiorniki suche wykonane są z gumy bądź z tworzyw sztucznych i mają kształt poduszki lub balonu. Zbiorniki mokre instalowane są bezpośrednio nad komorą fermentacji, gdzie zbierany jest biogaz bieżącej produkcji. Są one najtańszym zbiornikiem na biogaz¹¹⁷.



Rys. 74. Dozownik substratów stałych



Rys. 75. Podajniki ślimakowe



Rys. 76. Komora fermentacyjna

Mogą być one zagłębiane w ziemi, wolno stojące lub ułożone poziomo na fundamentach. Dlatego też wyróżnia się komory stojące i leżące. Komora fermentacyjna powinna być wyposażona w układ mieszania, aby przebieg fermentacji był wydajny. Są to zazwyczaj mieszadła mechaniczne umieszczone wewnątrz komory, albo pompy hydrauliczne umieszczone na zewnątrz lub wewnątrz komory. Mieszanie hydrauliczne polega na wtłaczaniu skompresowanego biogazu do zbiornika, co powoduje powstanie bąbelków mieszających zawartość komory fermentacyjnej. Fermentatory składają się z komory z izolacją termiczną, systemu grzewczego, mieszadeł i systemów wygarniających sedymenty oraz odprowadzających przefermentowany substrat.

Pozostałe elementy komory fermentacji stanowią: detektor i wyłapywacz piany, miernik poziomu cieczy w komorze, zawory bezpieczeństwa, ujęcie gazu, rurociągi przelewowe.

6.5.2.3. Zbiorniki do magazynowania biogazu

Biogaz, który wydziela się w komorze fermentacji, jest magazynowany w specjalnych zbiornikach. Mogą być one zbudowane z tworzyw sztucznych bądź ze stalowej blachy. Wyróżniamy dwa podstawowe typy zbiorników na biogaz: suche i mokre. Zbiorniki suche stanowią oddzielne konstrukcje, do których przesyłany jest biogaz z komory fermentacyjnej i przechowywany jest do czasu wystąpienia zapotrzebowania na odbiór paliwa lub energii.

Zbiorniki suche wykonane są z gumy bądź z tworzyw sztucznych i mają kształt poduszki lub balonu. Zbiorniki mokre instalowane są bezpośrednio nad komorą fermentacji, gdzie zbierany jest biogaz bieżącej produkcji. Są one najtańszym zbiornikiem na biogaz¹¹⁷.

Zbiornik na biogaz wyposażony jest dodatkowo w następujące urządzenia: mechaniczne, hydrauliczne i elektryczne zabezpieczenia przed nagłymi różnicami ciśnienia, dmuchawę (sprężarkę) do transportu biogazu ze zbiornika, pochodnię do spalania nadwyżek biogazu, przerywacz płomienia, który zapobiega przedostaniu się ognia do wnętrza instalacji, ciśnieniomierze, licznik gazu do pomiaru ilości wyprodukowanego biogazu.

6.5.2.4. Urządzenia do oczyszczania biogazu

Biogaz musi zostać oczyszczony z domieszek, które mogłyby spowodować uszkodzenia urządzeń wykorzystujących biogaz do produkcji energii. Stężenie siarkowodoru w biogazie może powodować korozję urządzeń, dlatego należy je zredukować do poziomu 700 ppm. Jedną z metod powszechnie stosowanych jest oczyszczenie biologiczne, przeprowadzane przez dodanie powietrza do surowego biogazu i przepuszczenie go przez złożo biologiczne. Jest to najbardziej popularna metoda usuwania siarkowodoru. Innym sposobem na odsiarczanie biogazu jest jego przepuszczenie przez zbiornik. Stosuje się również kolumny filtracyjne ze związkami żelaza, węgla aktywnego i innych substancji.



Rys. 77. Osuszacz gazu

6.5.2.5. Urządzenia do wytwarzania energii

Końcowym elementem instalacji gazowej są urządzenia do produkcji energii. Biogaz może być przetworzony na energię elektryczną, ciepłą oraz elektryczną i ciepłą. Urządzenia do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła pozwalają na produkcję energii bardziej w sposób ekonomiczny. Układ kogeneracyjny jest złożony z dwóch systemów, elektrycznego, który stanowi gazowy silnik lub turbinę i cieplnego, który stanowi kocioł wodny, parowy lub odzysknicowy. Energia elektryczna powstaje w generatorze napędzanym silnikiem gazowym wewnętrznego spalania bądź turbiną. Ciepło odzyskiwane jest z wymienników ciepła schładzających mieszanek, wodę chłodzącą, olej smarny i spaliny wylotowe. Sprawność procesu pozyskania energii elektrycznej wynosi 30-40%, a odzysku ciepła 40-43%. Elektryczne współczynniki sprawności elektrociepłowni blokowych napędzanych silnikami o zapłonie samoczynnym osiągają wartości pomiędzy 30 a 40%. Współczynniki sprawności elektrociepłowni blokowych napędzanych gazowymi silnikami Otto mieszczą się pomiędzy 34 a 40%, natomiast napędzanymi turbinami gazowymi wynoszą pomiędzy 26 a 38%. Wraz ze zwiększającą się mocą elektryczną zainstalowaną zwiększają się także współczynniki sprawności.

6.5.2.6. Aparatura kontrolno-pomiarowa ze sterowaniem

Aby móc efektywnie zarządzać pracą biogazowni i kontrolować proces technologiczny, konieczny jest nadzór nad określonymi parametrami procesu fermentacji. Minimalny zakres monitoringu obejmuje codzienny pomiar przede wszystkim wartości pH, ilości składu biogazu, temperaturę procesu, ilości i rodzaj materiału wsadowego oraz poziom napełniania. Większość elementów składowych biogazowni można sterować automatycznie za pomocą systemów kierowania procesem technologicznym.

Układy pomiarowe oraz regulacji i sterowania różnią się stopniem zaawansowania od zegarów sterujących do wizualizowanych wspomaganymi komputerowo systemów regulacji ze zdalnym monitoringiem. Układ sterowania instalacją biogazową jest projektowany i dostarczany indywidualnie dla danego obiektu¹¹⁸.

6.5.3. OPIS I CHARAKTERYSTYKA AGREGATU KOGENERACYJNEGO Z SILNIKIEM OTTO

Jest to ściśle zintegrowany element biogazowni. Kogeneracja to skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej. Energetyka skojarzona jest traktowana jako swoisty rodzaj zabezpieczenia się przed problemami, związanymi z uzależnieniem się od importu paliw pierwotnych (ropa, węgiel, gaz ziemny). Spełniać też będzie istotną rolę w procesie obniżania emisji gazów cieplarnianych. W wyniku skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej dokonuje się znaczącej oszczędności paliwa pierwotnego. Ponadto kogeneracja jest najtańszym sposobem redukcji emisji dwutlenku węgla.

Dyrektywa kogeneracyjna UE 2004/8/WE przewiduje kilka mechanizmów wspierania energetyki skojarzonej, np. energia elektryczna wytwarzana w kogeneracji będzie miała priorytetowy dostęp do sieci. W grę wchodzić będzie także wsparcie inwestycyjne oraz zwolnienia podatkowe.

W Polsce w dniu 1 stycznia 2005 r. weszły w życie nowe regulacje, dotyczące zakupu energii skojarzonej. Zgodnie z tymi regulacjami obowiązek zakupu energii skojarzonej obejmuje przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem.

Powstający w procesie fermentacji metanowej biogaz jest źródłem energii dla silników kogeneracyjnych. Wykorzystana w tych silnikach zasada ubogiej mieszanki zapobiega wydzielaniu substancji toksycznych, zanieczyszczających środowisko już u samego źródła, tzn. podczas spalania paliwa (biogazu) w cylindrze silnika.

Charakterystyka kogeneratora

Kogenerator na biogaz z silnikiem OTTO o mocy ok. 1.000 kW. Silnik nieskopreżny na gaz z zapłonem iskrowym, typu Deutz z wymiennikiem ciepłym spalin, chłodzony powietrzem synchroniczny generator prądu zmiennego 400V/230V/50Hz¹⁹. Skład spalin spełniający normy Unii Europejskiej. Muszą zostać dotrzymane następujące parametry gazu:

- maks. temperatura: 40°C,
- maks. wilgotność względna: 80%,
- kondensat: 0%,
- maks. zapylenie: 50 ppm,
- maks H₂S: 500 ppm,
- maks. zawartość metanu: 90%,
- min. zawartość metanu: 48%.

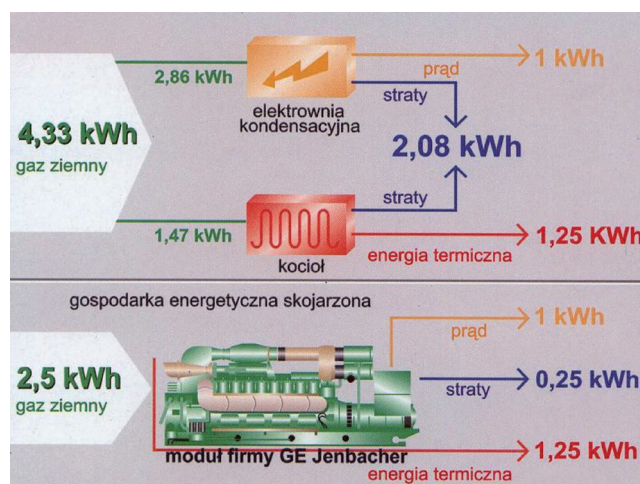
6.5.4. INSTALACJE CHP

Instalacje CHP (Cogeneration Heat and Power) wytwarzają prąd i ciepło decentralnie w miejscu zapotrzebowania. Oferują najwyższą z możliwych wydajność w przetwarzaniu energii, przy minimalnej uciążliwości dla środowiska.

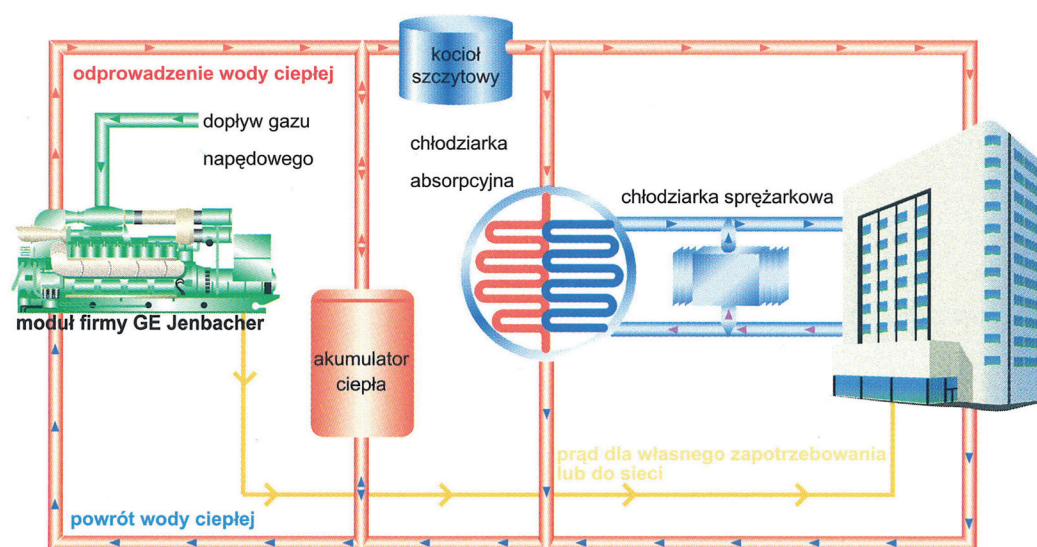
Rysunek obok pokazuje, że dla wytworzenia tej samej ilości energii elektrycznej i ciepłej, instalacja CHP ma znacznie niższe straty niż technologia konwencjonalna i dlatego potrzebuje mniej energii pierwotnej, a to oznacza większą sprawność instalacji CHP, czyli niższe koszty inwestycyjne i eksploatacyjne.

Energia elektryczna i ciepła wytwarzane są w pobliżu miejsca ich wykorzystania, możliwie blisko odbiorcy. Ciepło dostarczane jest do poszczególnych obiektów lub lokalnych sieci ciepłowniczych. Wyprodukowany prąd w dużej mierze pokrywa zużycie energetyczne obiektów lub jest przesłany do sieci.

Całkowity stopień sprawności instalacji CHP wynosi do 90%. W związku z tym, że instalacje CHP mogą się znajdować w pobliżu użytkownika, to straty przy doprowadzeniu energii są niższe niż w przypadku centralnego, konwencjonalnego wytwarzania prądu i ciepła.



Rys. 78. Gospodarka energetyczna skojarzona



Rys. 79. Schemat instalacji CHP

Instalacja CHP składa się z silnika i generatora z wchodzącymi w jej skład wymiennikami ciepła do wykorzystania energii cieplnej z mieszanki, płynu chłodniczego, oleju smarowniczego i spalin.

Zasadniczo CHP możliwe jest zarówno przy zastosowaniu silników gazowych, jak również turbin gazowych. W porównaniu do turbin gazowych, instalacje CHP z silnikami gazowymi wykazują wyraźnie większą efektywność elektryczną przy znacznie niższych kosztach inwestycyjnych¹²⁰.

Turbiny stosowane są sensownie przy wysokim i stałym zapotrzebowaniu na ciepło, czyli przy znacznie większych mocach instalacji. Dla obu technologii CHP przyjęto się skrócone określenie „elektrociepłowni modułowych”, gdyż w tym przypadku, inaczej niż przy klasycznych elektrociepłowniach, całość instalacji zbudowana jest jako jeden moduł. Zapotrzebowanie na miejsce jest w instalacjach jest znacznie mniejsze.

6.6. UWARUNKOWANIA LOKALIZACYJNE BIOGAZOWNI

Przy wyborze lokalizacji biogazowni należy przeanalizować następujące problemy:

Lokalna infrastruktura elektroenergetyczna lub gazownicza

Efektem pracy biogazowni jest biogaz, który może służyć do produkcji energii elektrycznej i cieplnej (przy wykorzystaniu agregatów kogeneracyjnych). Jest to energia elektryczna wytworzona z odnawialnego źródła energii. Może zostać ona sprzedana do sieci elektroenergetycznej na podstawie umowy z jej lokalnym operatorem (inwestor uzyska dochód ze sprzedaży energii oraz świadectw pochodzenia). W praktyce nie zawsze jest to możliwe i/lub opłacalne. Jakość sieci elektroenergetycznej na terenach wiejskich, które są docelową lokalizacją biogazowni, jest słaba. Aby dostarczyć prąd do sieci, biogazownia musi zostać przyłączona do najbliższego GPZ (Głównego Punktu Zasilającego). Odległość najbliższej stacji transformatorowej o mocy odpowiedniej dla planowanej biogazowni, może zaważyć na opłacalności inwestycji. Szacuje się, że koszt wybudowania kilometra linii waha się między 300 a 600 tys. zł netto¹²¹, koszt ten zazwyczaj musi ponieść inwestor, a nie operator sieci. Należy więc na etapie powstania idei projektu uzyskać informacje o możliwościach przyłączenia biogazowni do sieci. Jeśli jest to technicznie niemożliwe lub nieopłacalne, pozostaje inna opcja, tj. sprzedaż biogazu do sieci gazu ziemnego. Jest to możliwe po odpowiednim uszlachetnieniu gazu (konieczna jest dodatkowa instalacja) do parametrów gazu sieciowego. Również w tym przypadku, zgodnie z nowelizacją *Ustawy Prawo Energetyczne z dnia 8.01.2010 r.*, uzyskać można świadectwa pochodzenia, jako że biogaz wytworzony został z odnawialnego źródła energii. Zmiana ta obowiązuje od 1 stycznia 2011 r.¹²².

Rodzaj terenu i bezpośrednie sąsiedztwo

Najlepsza lokalizacja na biogazownie to teren przemysłowy na obszarach wiejskich, korzystny z punktu widzenia procedur środowiskowych jest teren niefunkcjonującego zakładu, np. baza dawnego PGR. Dobrze, gdy teren biogazowni jest oddalony od zabudowań mieszkalnych, ponieważ społeczeństwo na podstawie *Ustawy z 3.10.2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko*, dysponuje szerokim zakresem możliwości wpływu na inwestycje powstające w sąsiedztwie ich miejsca zamieszkania. Protesty mogą spowodować wydłużenie procedur. Nieprzychylna opinia publiczna mieszkańców nie jest na pewno zjawiskiem korzystnym z punktu widzenia realizacji inwestycji. Ważne jest też, aby w miarę możliwości, unikać terenów trudnych z punktu widzenia przeprowadzenia oceny oddziaływania inwestycji na środowisko, przede wszystkim obszarów należących do sieci *Natura 2000*. Procedury „środowiskowe” i tak nie należą do najprostszych, a przy budowie biogazowni rolniczej najczęściej Regionalny Dyrektor Ochrony Środowiska w porozumieniu z Powiatową Stacją Sanitarno-Epidemiologiczną, żądają przeprowadzenia oceny oddziaływania inwestycji na środowisko i przedłożenia raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko. Planując inwestycję na terenach atrakcyjnych przyrodniczo, inwestor naraża się również na protesty organizacji ekologicznych, stowarzyszeń ochrony przyrody itp. Argumenty o przyjaznej dla środowiska idei biogazowni rolniczej i o produkowaniu „zielonej energii” mogą okazać się mało przekonujące, a protesty znacznie utrudnią lub nawet uniemożliwią realizację biogazowni.

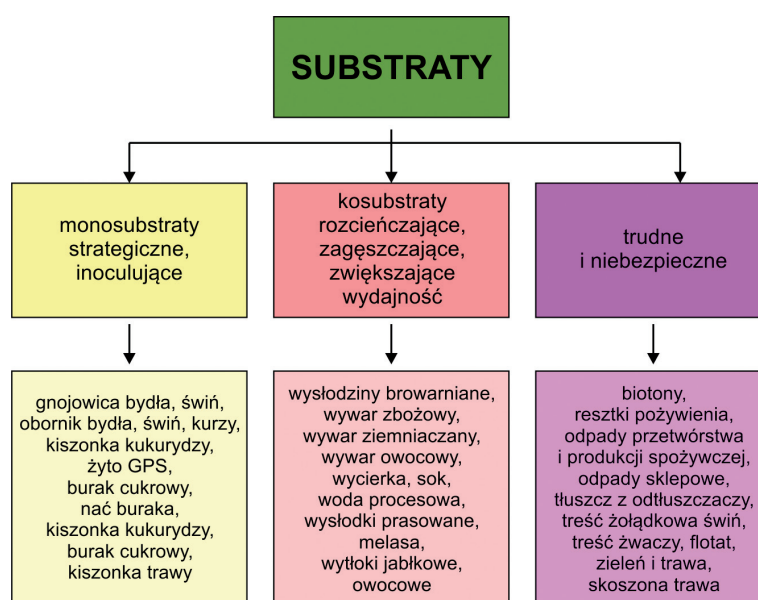
Rodzaj, jakość i dostępność surowców

Dostępność surowców dla biogazowni może stać się drugim kluczowym czynnikiem decydującym o powodzeniu przedsięwzięcia. Zazwyczaj biogazownie projektowane są na wsad z odchodów zwierzęcych (gnojowica) oraz materiałów roślinnych, przede wszystkim kiszzonek. Z prowadzonych na Uniwersytecie Przyrodniczym

w Poznaniu analiz efektywności fermentacji wynika, że znacznie wydajniejsze jako substrat są odpady organiczne¹²³. Odpady są surowcem, który pozyskać można bez ponoszenia kosztów, a niejednokrotnie nawet uzyskać z tego tytułu przychód, przedsiębiorstwa generujące odpady płacą za ich utylizację. Niektóre problemowe odpady okazują się być doskonałym wsadem do biogazowni. Dla porównania: z 1 tony gnojowicy otrzymać można 18-30 m³ biogazu o zawartości metanu poniżej 60%, a z 1 tony kłopotliwej w składowaniu i wydzielającej odory mieszanki odpadów poubojowych otrzymać można 500-600 m³ biogazu o zawartości metanu ok. 70%. Utylizacja tony odpadów poubojowych to koszt wahający się od kilkuset do nawet ponad 2.000 zł. Gdyby biogazownia przyjmowała takie odpady w atrakcyjnej w stosunku do tej kwoty cenie, jej opłacalność może ulec znacznej poprawie. Nawet przyjmowanie takich odpadów za darmo jest korzystne ekonomicznie, bo oznacza darmowe pozyskiwanie surowca. Z tego powodu, wybierając lokalizację, należy nawiązać kontakty z lokalnymi producentami rolnymi i innymi przedsiębiorstwami będącymi potencjalnymi dostawcami surowców. Pozyskiwanie roślin energetycznych może odbyć się na zasadach kontaktowania produkcji lokalnych rolników, co jest korzystne dla obu stron, rolnicy mają zapewniony zbyć swoich produktów po określonych cenach, a biogazownia stałe dostawy dopasowane do swoich potrzeb. Ważne jest również branie pod uwagę kosztów transportu surowców do biogazowni. Przyjmuje się, że dowożenie substratów jest opłacalne na obszarze o promieniu maksymalnie 30-50 km. Wielkość biogazowni powinna być optymalnie dopasowana do warunków lokalnych, przede wszystkim dotyczących dostępności substratów. W tej sytuacji instalacja większa, nie oznacza wcale instalacji lepszej.

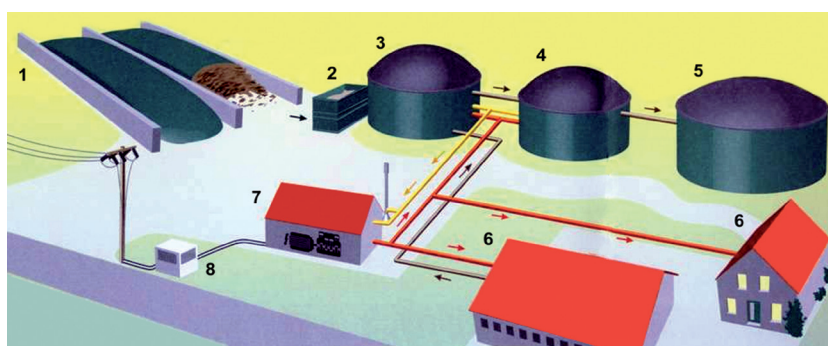
Substraty można podzielić wg cech funkcjonalnych (rozcieńczające, zagęszczające, zwiększające wydajność, dodatki stabilizujące, substraty utylizacyjne), technologicznych (łatwe, inoculujące, adhezyjne, trudne i niebezpieczne), cech pochodzenia.

Wśród substratów wyróżnia się również tzw. monosubstraty, które mogą fermentować samodzielnie, i kosubstraty – dodawane w odpowiedniej proporcji do mieszaniny fermentacyjnej, które nie fermentują samodzielnie, lecz wymagają inoculacji. W poniższym schemacie znajdują się przykłady substratów z podziałem na grupy.



Rys. 80. Podział substratów

- 1) Silos do magazynowania biomasy na cele energetyczne.
- 2) Dozowanie biomasy.
- 3) Komora fermentacyjna.
- 4) Komora pofermentacyjna.
- 5) Zbiornik masy przefermentowanej.
- 6) Ogrzewanie budynku mieszkalnego i inwentarskiego.
- 7) Agregaty kogeneracyjne.
- 8) Stacja transformatorowa.



Rys. 81. Przykładowy plan zagospodarowania terenu

6.7. ZASADA FUNKCJONOWANIA BIOGAZOWNI

Zasadniczym elementem zapewniającym sprawne funkcjonowanie instalacji biogazowej, nadzór nad bezpieczeństwem procesów oraz zapewnienie harmonijnej współpracy i rytmizacji dostaw surowców i terminowego odbioru przetworzonego wsadu jest układ programowalny sterowania. Ze względu na walory funkcjonalne, systemy prowadzenia procesów technologicznych w instalacjach biogazowych realizowane są w oparciu o modułowe sterowniki.

Do zasadniczych zadań systemu automatyzacji należy organizacja w zakresie¹²⁴:

- magazynowania i zapotrzebowania surowca energetycznego (hala przyjęć, rodzaj i skład materiału wsadowego),
- koordynacji transportu surowca i jego zadawania (taśmociągi, przenośniki, pompy, mieszadła),
- określenia składu i zachowania proporcji zadawania surowca (zbiornik fermentacyjny, czas retencji 20-60 dni),
- opomiarowania ciągów technologicznych (przepływy, poziomy, wartość pH, ciśnienia, szczelność instalacji, gazometria),
- dogrzewania i utrzymania temperatury komory fermentacyjnej (fermentacja: psychrofilowa 10-25°C, mezofilowa 34-40°C, termofilowa 52-55°C),
- wentylacji, mycia, utrzymania instalacji w czystości,
- kontroli szczelności komory fermentacyjnej, zachowania bezpieczeństwa,
- opróżniania materiałów poprocesowych, ich składowania i ekspedycji,
- odwadniania i uszlachetniania gazu (nadzór nad instalacją gazową),
- obsługi silnika wysokoprężnego (nadmuch powietrza do silnika, kontrola stężenia gazu w komorze turbogeneratora),
- obsługi generatora prądu (rozliczenie zużycia surowców i produkcji energii),
- współpracy z siecią energetyczną,
- wizualizacji bezpośredniej,
- obsługi meldunków i alarmów,
- archiwizacji i raportowania pracy instalacji,
- pracy ręcznej i automatycznej, przeglądów okresowych i remontów,
- zapewnienia ciągłości pracy w przypadkach awarii (redundancja sprzętowa i programowa),
- zapewniania komunikacji alarmowej i telemetrycznej,
- zdalnego sterowania instalacją (koordynacja z centrami dyspozycji mocy),
- stałego dostępu do informacji technologicznych przez Internet.

6.8. CELE BUDOWY I KORZYŚCI Z ROZWOJU BIOGAZOWNI ROLNICZYCH

Polska jest krajem o wysokim potencjale rozwoju instalacji wykorzystujących biogaz do produkcji energii elektrycznej i ciepłej. Zalecenia i wytyczne budowy instalacji technologicznych wynikają ze strategii rozwoju energetyki odnawialnej stanowiącej oficjalną wykładnię zadań gospodarczych przyjętych przez rząd w 2000 r. jako dyrektywy działań bezpośrednich w perspektywie kolejnych 20 lat rozwoju gospodarczego kraju. Cele i szacowany potencjał jasno wskazują, iż Polska jest krajem, w którym wykorzystanie zdolności wytwarzania energii odnawialnej z biomasy jest zadaniem priorytetowym. Wskazane dane pozwalają na ukształtowanie poglądu, iż ilość energii możliwej do uzyskania z biomasy jest około 20-krotnie większa niż ilość energii możliwej do uzyskania z potencjału niesionego przez wodę i około 25-krotnie większa niż ilość energii możliwej do uzyskania z potencjału niesionego przez wiatr¹²⁵.

Biogaz jest doskonałym paliwem odnawialnym i może być wykorzystany na bardzo wiele sposobów, podobnie jak gaz ziemny. Jego wartość opałowa wynosi ok. 6 kWh/m³, wartość kaloryczna około 23 MJ/m³: 1J = 0,278 × 10⁻⁶ kWh, a więc 1 m³ biogazu odpowiada 0,5 m³ gazu ziemnego. Jednocześnie, instalacje biogazowe są prawnie i konstrukcyjnie najłatwiejszymi obiektami do posadowienia i utrzymania. Ich wpływ na środowisko jest całkowicie pomijalny, czego nie można powiedzieć o wpływie progów wodnych na faunę rzek bądź farm wiatrowych na trasy migracyjne i lęgowe ptaków, przy jednoczesnym zakłócaniu harmonii krajobrazu naturalnego. Zważywszy, że udział energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym bilansie energetycznym powinien stale wzrastać dla osiągnięcia zakładanego scenariusza rozwoju kraju, należy liczyć się z potrzebą budowy kilkuset, a nawet z kilku tysięcy instalacji wytwarzania energii elektrycznej z biogazu w ciągu relatywnie krótkiego okresu najbliższej perspektywy czasowej.

W chwili obecnej istnieją dobre warunki do budowy biogazowni w Polsce, które pozwalają w sposób alternatywny i ekonomiczny pozyskiwać energię poprzez produkcję biogazu głównie z odpadów komunalnych i rolniczych.

Celem budowy biogazowni rolniczych jest¹²⁶:

- realizacja działań zmierzających do poprawy stanu środowiska naturalnego,
- wykorzystanie dostępnego potencjału energetycznego, jakim dysponuje rolnictwo krajowe,
- wzrost przychodów rolniczych na skutek wykorzystania produktów, które dotychczas w większości nie miały cech towaru i w wielu przypadkach stwarzały problem z ich racjonalnym zagospodarowaniem,
- zabezpieczenie dostaw tego nośnika energii dla mieszkańców wsi i małych miasteczek oddalonych od gazowych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych,
- energetyczne wykorzystanie pozostałości i odpadów organicznych, które, podlegając niekontrolowanemu procesom gnilnym, emitują do środowiska gazy określone jako cieplarniane,
- pozyskanie znacznych ilości wysokiej jakości przyjaznych dla środowiska nawozów organicznych możliwych do zastosowania lokalnie w formie pozostałości pofermentacyjnych.

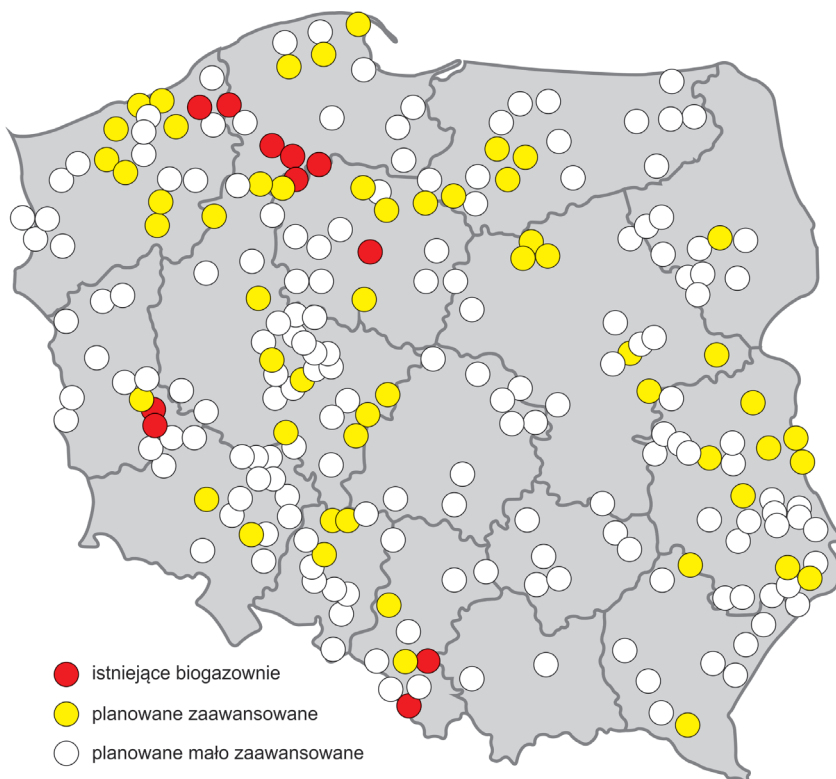
Instalacja biogazowa rolnicza przynosi wiele korzyści. Jedną z podstawowych zalet jest zysk ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepłej. Warto także zaznaczyć, że jest to efektywne i proekologiczne wykorzystanie odpadów z produkcji rolnej i przetwórczej. Co więcej budowa takiego zakładu na terenie gminy może zaktywizować rolników, a także wpłynąć na modernizację polskiego rolnictwa. Lepsze wykorzystanie potencjału ziemi uprawnej, a także wykorzystanie pozostałości pofermentacyjnych jako nawozu organicznego to kolejne atuty biogazowni rolniczej. Warto także wspomnieć o redukcji emisji metanu oraz dwutlenku węgla do atmosfery, jak również nieprzyjemnego zapachu, który wydzielają odpady pochodzenia roślinnego i zwierzęcego. Nie można pominąć także kwestii finansowych i przychodów z tytułu podatków dla lokalnej administracji. Wymieniając kolejne zalety biogazowni rolniczych, warto przede wszystkim pamiętać, że stworzone źródło energii odnawialnej będzie dostarczało do naszych domów i gospodarstw prąd oraz ciepło przez kolejne lata, jak nie stulecia. Dlatego tak ważne jest opracowanie kompletnej strategii powstawania sieci zakładów produkujących energię elektryczną z odpadów pochodzenia roślinnego i zwierzęcego¹²⁷.

Podejmując decyzje o inwestowaniu w biogazownie, trzeba mieć pewność, że będzie ona opłacalna. Wpływ na poziomie opłacalności ma to, w jaki sposób przedsiębiorca zróżnicuje źródła przychodu. Nie warto bowiem opierać się wyłącznie na sprzedaży energii elektrycznej i świadectw pochodzenia. Jeżeli jednak inwestor wybierze takie rozwiązanie, wcześniej będzie musiał bardzo dokładnie obliczyć koszt zakupu i przewożenia surowców do produkcji biogazu. Lepiej więc nastawić się także na zarabianie poprzez sprzedaż ciepła oraz pozostałości pofermentacyjne, które stanowią doskonały nawóz¹²⁸.

6.9. ZASADA BEZPIECZNEJ EKSPLOATACJI BIOGAZOWNI

6.9.1. EKSPLOATACJA INSTALACJI BIOGAZU

W celu zapewnienia bezpiecznej eksploatacji biogazowni wymagane są odpowiednie procedury, wskazówki i wytyczne bezpieczeństwa.



Rys. 82. Baza lokalizacji, deweloperw i inwestorów w biogazownie

Niżej podane informacje wskazują tylko na ogólne zagrożenia i zasady eksploatacji. Oprócz nich należy stosować się do praw, przepisów, reguł i zasad bezpieczeństwa, nawiązujących do warunków miejscowych, jak również do obowiązującego prawa¹²⁹.

Dla eksploatacji instalacji biogazu należy opracować wytyczne eksploatacji i wywiesić je na stałe w budynku eksploatacyjnym:

- instrukcja eksploatacji dla normalnych warunków pracy instalacji biogazu,
- instrukcja eksploatacji instalacji biogazu w przypadku zakłóceń w pracy,
- instrukcja wyłączenia instalacji biogazu z ruchu.

6.9.2. OBSŁUGA

Instalacja biogazu może być obsługiwana tylko przez osoby godne zaufania, które zostały odpowiednio przeszkolone, poinstruowane i posiadają zdolność do odpowiedzialnego działania:

- dla obsługi instalacji muszą być zatrudnione co najmniej dwie osoby, które mogą wymiennie przejmować odpowiedzialność za tę obsługę,
- należy prowadzić protokół obsługi, zawierający wykonywane codziennie pomiary, czynności kontrolne i konserwacyjne, jak również informacje o zakłóceniach, a także nazwiska osób odpowiedzialnych.

6.9.3. OCENA ZAGROZEŃ

Podstawę stosowania przedsięwzięć ochrony pracy i zdrowia stanowi ocena zagrożeń i obciążeń, jakie są stwarzane dla zatrudnionych w wyniku powierzonych im zadań. Pracodawca musi ustalić zagrożenia, ocenić je, zminimalizować, a uzyskane rozeznanie uwzględnić przy wyborze i ustaleniu środków pracy.

6.9.4. DOKUMENT OCHRONY PRZECIWWYBUCHOWEJ

Instalacje w zakresach zagrożonych wybuchem wymagają nadzoru, jeżeli stanowią lub zawierają w swym składzie urządzenia, systemy ochronne, urządzenia bezpieczeństwa, kontroli lub regulacji, odpowiadające postanowieniom artykułu 1 Wytycznych 94/9/UE (ATEX). Przy instalacjach biogazu ma to miejsce z reguły w wyniku wybuchowości biogazu, a więc jest wymagany dokument ochrony przeciwwybuchowej.

6.9.5. SZKOLENIA

Co najmniej raz w roku, jak również przy zmianach w instalacji, konieczne jest szkolenie współpracowników, zawierające:

- przebieg procesów technologicznych w instalacji biogazu,
- przebieg rurociągów w instalacji biogazu,
- obsługa poszczególnych urządzeń technicznych,
- własności zastosowanych substancji - obchodzenie się z tymi substancjami, w szczególności postępowanie z materiałami niebezpiecznymi,
- źródła zagrożeń/przepisy bezpieczeństwa,
- sposoby działania w razie zakłóceń w pracy,
- niezwłoczne czynności w razie awarii.

Wymagane jest prowadzenie dziennika szkoleń. Każde przeszkolenie powinno być potwierdzone podpisem uczestników szkolenia. Dowód szkolenia należy przedkładać odpowiednim władzom na ich żądanie.

6.9.6. WYTYCZNE BEZPIECZEŃSTWA

6.9.6.1. Uwaga, zagrożenie życia

Instalacje biogazu pracują z wybuchową mieszkanką metanu i dwutlenku węgla. Dodatkowo mogą występować substancje trujące dla ludzi, które w krótkim czasie mogą doprowadzić do śmierci. Istnieje niebezpieczeństwo uduszenia lub zatrucia, a także groźba poparzeń i skutków eksplozji.

6.9.6.2. Uwaga, istnieje zagrożenie dla środowiska

Instalacje biogazu wypełnione są substancją organiczną, jednakże z powodu przechowywania ich wielkich ilości jednorazowo aż do 1.000 m³ może w razie awarii, wystąpić zagrożenie dla środowiska naturalnego.

6.9.6.3. Postępowanie z przewodami substratu

Przewody substratu fermentacyjnego lub przewody resztek pofermentacyjnych nie mogą być nigdy zamknięte z obu stron, ponieważ powstające gazy nie mogłyby ulegać rozprężeniu, a to prowadziłoby do uszkodzeń przewodów. Odcinki przewodów narażone na zamrożenie muszą być opróżnione przed nadejściem mrozów.

6.9.6.4. Postępowanie z olejem maszynowym i hydraulicznym

Substancje mogące zanieczyścić wody gruntowe nie mogą być składowane na powierzchni gleby ani spuszczone do kanalizacji. Substancje te muszą być przechowywane, transportowane i przechwytywane do odpowiednich zbiorników, a następnie fachowo utylizowane¹³⁰.

6.9.6.5. Prace grożące pożarem

Dla prowadzenia prac grożących wybuchem pożaru wymagane jest zasadniczo wypełnienie „Formularza zezwolenia na pracę”.

6.9.6.6. Wejście do zbiorników, zagłębień i studzienek

- Przed wejściem do opróżnionego zbiornika, zagłębienia lub studzienki wypełnić „Formularz zezwolenia na wejście”.
- Prace w zbiornikach muszą być nadzorowane przez wykwalifikowanego pracownika.
- Wejście do zbiornika jest dozwolone wyłącznie z urządzeniem, zapewniającym możliwość oddychania, niezależnym od otaczającego powietrza lub zasilania prądem oraz z liną bezpieczeństwa, pozwalającą na wydobywanie osoby tą liną zabezpieczonej, w każdym momencie.
- Wejście bez urządzenia, zapewniającego możliwość oddychania może mieć miejsce wówczas, gdy dzięki zastosowaniu innych środków bezpieczeństwa (np. wystarczającą wentylację wymuszoną i użycie przyrządu ostrzegania przed nadmiernym stężeniem gazu) ustalono, że nie istnieje niebezpieczeństwo zatrucia i jest zapewniona wystarczająca ilość powietrza do oddychania.
- Urządzenia instalacji muszą być zabezpieczone przed niedozwolonym włączeniem.
- Niedopuszczalne jest wykonywanie w pobliżu zbiorników i studzienek prac spawalniczych, cięcia metalu lub podobnych, które mogą powodować powstawanie iskier.

6.9.6.7. Wejście do budowli rozdzielni

- Podczas robót przy przewodach substratu fermentacyjnego należy liczyć się, z wystąpieniem niebezpiecznych i wybuchowych gazów, z tego względu należy zapewnić wystarczające wietrzenie, kontrolowane przez urządzenie ostrzegawcze nadmiernego stężenia gazu, szczególnie CO₂.
- Przed zejściem na dolny poziom budynku rozdzielni działanie wymuszonej wentylacji musi być zagwarantowane i sprawdzone.

6.9.6.8. Prace przy foliowym dachu zbiornika fermentacyjnego

- Wejście na foliowy dach dozwolone jest wyłącznie w celach napraw przez wykwalifikowany personel, przywiązany liną i zabezpieczony przez drugą osobę (groźba upadku).
- Otwory (np. szybiki obsługowe) nie mogą pozostawać zbyt długo otwarte podczas silnego wiatru (niebezpieczeństwo rozdarcia).

6.9.6.9. Zmiany przy urządzeniach zabezpieczających

Dokonywanie zmian urządzeń zabezpieczeń technicznych lub ich wyłączanie bez zgody kompetentnych osób tj. dostawców i projektantów instalacji są zabronione, co dotyczy w szczególności:

- wyłączników bezpieczeństwa.
- urządzeń technicznego zabezpieczenia instalacji BHKW (blok grzewczo-energetyczny) i grzewczych, jak również ich ustawień fabrycznych.
- zabezpieczeń nad- i podciśnieniowych zbiorników.

6.9.6.10. Prace przy urządzeniach elektrycznych

Prace przy urządzeniach elektrycznych mogą być wykonywane wyłącznie przez specjalistyczne firmy.

6.9.6.11. Wyłączanie instalacji w razie niebezpieczeństwa

- Uruchamianie wyłącznika bezpieczeństwa z zewnątrz pomieszczenia maszynowni lub kontenera.
- Zamykanie głównej zasuwy odcinającej gaz na rurociągu doprowadzającym gaz z zewnątrz budynku BHKW lub kontenera BHKW.
- W przypadku wystąpienia zapachu gazu bezwzględnie nie uruchamiać wyłączników światła, ani nie podejmować czynności z otwartym płomieniem lub powodujących iskrzenie.
- W przypadku zakłóceń w pracy pomp, po wyłączeniu pompy, zamknąć wszystkie zasuwy na rurociągach opróżniających.
- Ograniczyć produkcję gazu.

6.9.6.12. Budynek/kontener BHKW

- Nawiew i wyciąg powietrza w pomieszczeniu BHKW musi być zawsze zapewniony (zapobieganie gromadzeniu się gazu) – w pomieszczeniu BHKW musi działać automatyczny ostrzegacz o nadmiernym stężeniu gazu.
- W pomieszczeniu BHKW wymagane jest noszenie osłon słuchu.
- Niedozwolone jest składowanie w pomieszczeniu BHKW większych ilości substancji palnych.
- Prowadzący eksploatację powinien mieć w budynku do dyspozycji wystarczającą ilość materiałów absorbujących zużyty bądź świeży olej, dla zatrzymywania przecieków.
- Płomienie, otwarte światło i palenie tytoniu w budynku BHKW jest zabronione.

6.9.6.13. Zakłócenia w pracy instalacji zużycia gazu

Należy zasadniczo unikać wydmuchiwania biogazu do atmosfery. Przy zakłóceniach w pracy urządzeń zużywających gaz, należy ograniczyć wytwarzanie gazu przez zatrzymanie dostarczenia substratu.

PYTANIA KONTROLNE

- 1) Jakich surowców można użyć do produkcji biogazu rolniczego?
- 2) Wymień elementy ciągu technologicznego produkcji biogazu?
- 3) Gdzie może być wykorzystywany biogaz?
- 4) Na co trzeba zwrócić szczególną uwagę przy wyborze lokalizacji biogazowni?
- 5) Jakie są cele budowy i korzyści wynikające z rozwoju biogazowni rolniczych?

7.1. RODZAJE I PARAMETRY WIATRU

Energia wiatru jest jednym z odnawialnych źródeł energii. Ludzie wykorzystują siłę wiatru od ponad 5000 lat. Początkowo turbiny wiatrowe były wykorzystywane do nawadniania pól i zasilania młynów, natomiast współczesne, nowoczesne urządzenia wytwarzają energię elektryczną w ponad 70 krajach świata.

Z definicji wiatr jest to ruch powietrza spowodowany różnicą gęstości ogrzanych mas powietrza i ich przemieszczaniem się ku górze. Wytworzone podciśnienie powoduje zasysanie zimnych mas powietrza. Przepływ powietrza następuje z obszaru o wyższym ciśnieniu do obszaru o niższym ciśnieniu. Można powiedzieć, że energia wiatru jest energią pochodzenia słonecznego, gdyż powietrze jest ogrzewane przez promieniowanie słoneczne. Ocenia się, że około 1-2% energii promieniowania słonecznego, docierającego do powierzchni Ziemi, jest zamieniane na energię kinetyczną wiatru, co odpowiada mocy ok. 2.700 TW¹³¹.

Prędkość i siła wiatru zależy od gradientu, czyli różnicy ciśnienia pomiędzy dwoma punktami, im różnica wyższa, tym prędkość wiatru będzie większa. Ruch powietrza najczęściej odbywa się w kierunku równoległym do powierzchni Ziemi, ale przy odpowiednim ukształtowaniu powierzchni może mieć inny przebieg np. góra-dół.

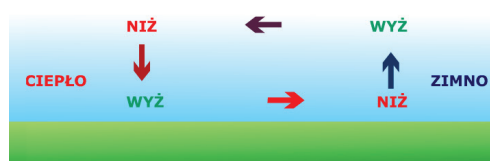
Z punktu widzenia możliwości wykorzystania wiatru do celów energetycznych, charakteryzują go następujące wielkości: prędkość, kierunek i powtarzalność. Prędkość wiatru jest najmniejsza przy ziemi i wzrasta wraz z wysokością. Jest to spowodowane działającymi siłami tarcia. Siły te sprawiają, że tylko 1/4 energii kinetycznej wiatru przypada na wiatry wiejące na wysokości do 100 m. Pozostałe 3/4 energii mają wiatry wiejące powyżej pułapu 100 m. Jednak ze względów technicznych i ekonomicznych silniki wiatrowe umieszcza się na wysokości od kilkunastu do ok. 120 m. Optymalna średnia prędkość wiatru do wykorzystania energetycznego wynosi 3-25 m/s. Ograniczenia ze względu na prędkość wiatru wynikają z minimalnej prędkości, przy której wytworzony zostanie odpowiednio duży moment obrotowy (siła aerodynamiczna) oraz maksymalnej prędkości, po przekroczeniu której wytworzony moment obrotowy może spowodować mechaniczne uszkodzenie turbiny wiatrowej. Dlatego przy prędkości wiatru mniejszej od 3 m/s moc wiatru jest niewielka, a przy prędkościach powyżej 25 m/s ze względów bezpieczeństwa elektrownia jest zatrzymywana.

Kierunek wiatru jest kierunkiem, z jakiego wiatr wieje. Dla przykładu określenie „wiatr zachodni” oznacza, że wiatr wieje z kierunku zachodniego. Dla celów obserwacyjnych kierunek wiatru powinien być określony z dokładnością nie mniejszą niż 10° (miary kątowej, współrzędne azymutalne). Należy jednak pamiętać, że w przypadku energetycznego wykorzystywania wiatru dokładność jest bardzo istotna i nawet najmniejsze błędy mogą powodować w skrajnych przypadkach nieopłacalność inwestycji.

Powtarzalność to suma godzin, podczas których w okresie roku wieje wiatr z określoną prędkością. Jest ona bardzo istotnym czynnikiem decydującym o celowości budowania elektrowni wiatrowych. Budowa opłacalna jest przy powtarzalności ok. 2.000 h/rok lub większej¹³².



Rys. 83. Wiatraki w Lednogórze



Rys. 84. Powstawanie wiatru – przepływ mas powietrza

7.2. MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA WIATRU JAKO NOŚNIKA ENERGII – STREFY ENERGETYCZNE WIATRU

Pozyskiwanie energii z wiatru to na dzień dzisiejszy jedna z najbardziej efektywnych i opłacalnych metod bazująca na rozwiązaniach niekonwencjonalnych. Może być ona wykorzystywana zarówno na potrzeby systemów energetycznych, jak i na potrzeby odbiorców indywidualnych. To w tym rozwiązaniu przewiduje się przyszłość. Świadczy o tym stale rozwijająca się pozycja energetyki wiatrowej na świecie. Zasoby wiatru, które nadają się na wytworzenie energii elektrycznej, dają cztery razy większe ilości energii niż wynosi jej globalne zużycie w ciągu roku.

Na podstawie pomiarów przeprowadzonych w latach 1971-2000 wykonywanych przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej opublikowane zostały mapy wietrzności dla obszaru Polski.

Rejonami szczególnie atrakcyjnymi dla inwestorów pod względem zasobów wiatru w Polsce są:

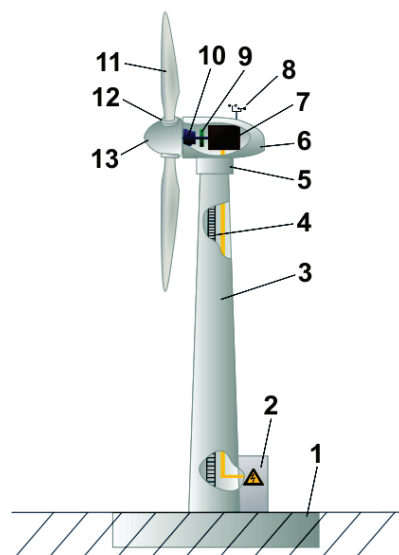
- środkowe, najbardziej wysunięte na północ części wybrzeża Morza Bałtyckiego,
- rejon wyspy Wolin i Uznam,
- Suwalszczyzna,
- środkowa Wielkopolska i Mazowsze,
- Beskid Śląski i Żywiecki,
- Bieszczady i Pogórze Dynowskie.

Wartości widoczne na mapie podane są w kWh na m² powierzchni zakreślonej łopatom wirującymi turbiny dla prędkości wiatru co najmniej 4 m/s, wyznaczone na wysokości 30 m n.p.m.

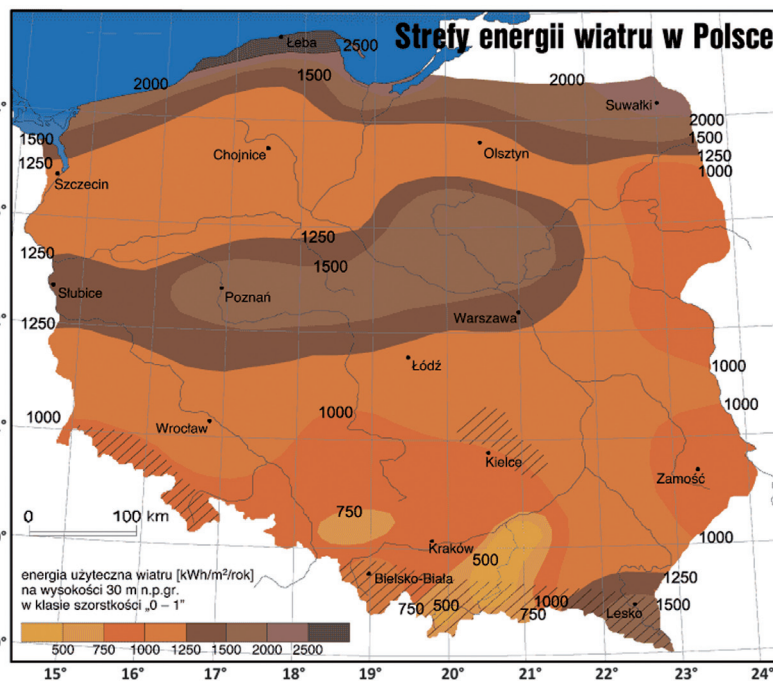
Wiatry wiejące nad powierzchnią łądów, w miejscach odpowiednich do zainstalowania siłowni wiatrowych (z uwzględnieniem strat), mają w Polsce potencjał energetyczny o mocy 40 TW. Dla porównania potencjał śródlądowej energii wodnej nie przekracza mocy 4 TW. Natomiast możliwości energetycznego wykorzystania wiatrów wiejących nad otwartym morzem szacowane są na ok. 20 TW. Ta różnica wynika z kłopotów z zakotwiczeniem siłowni wiatrowych, statecznością tych siłowni oraz mniejszą niż w przypadku lądowych, stacjonarnych siłowni wiatrowych wysokością wieży zamocowanej w dnie, na barce lub na platformie¹³³.

7.3. BUDOWA I ZASADA DZIAŁANIA ELEKTROWNI WIATROWEJ

1. Fundament
2. Wyjście do sieci elektroenergetycznej
3. Wieża
4. Drabinka wejściowa
5. Serwomechanizm kierunkowania elektrowni
6. Gondola
7. Generator
8. Wiatromierz
9. Hamulec postojowy
10. Skrzynia przekładniowa
11. Łopata wirnika
12. Siłownik mechanizmu przestawiania łopat
13. Piasta



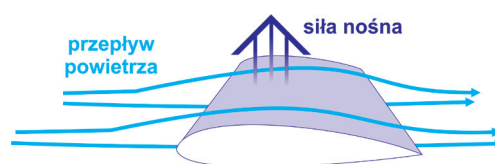
Rys. 86. Budowa elektrowni wiatrowej



Rys. 85. Strefy energii wiatru w Polsce

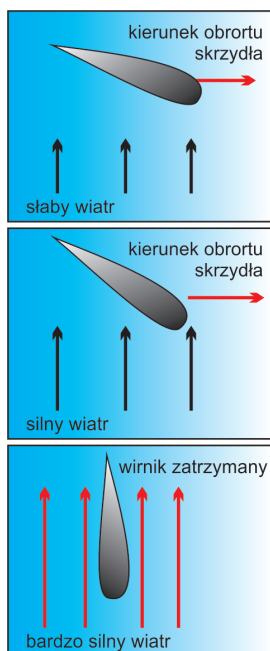
Budowę typowej, najczęściej występującej na świecie konstrukcji elektrowni wiatrowej przedstawiono na rysunku. Główny element siłowni wiatrowej to **wirnik (rotor)** przekształcający energię wiatru w energię mechaniczną, z której generator produkuje energię elektryczną. Osadzony na wale wolnoobrotowym wirnik posiada zwykle trzy łopaty o długości ok. 40-45 m. Większość nowoczesnych łopat w elektrowniach wiatrowych zrobiona jest z włókna szklanego wzmocnionego poliestrem lub żywicą epoksydową. Jako wzmocnienie używa się też włókien węglowych lub kewlaru, ale takie rozwiązanie jest bardzo kosztowne, szczególnie przy większych łopatach. Dostępne są też rozwiązania polegające na wykorzystaniu drewna wzmocnionego żywicą epoksydową lub innymi tworzywami sztucznymi, ale jak dotąd nie zdobyły one większej popularności. W bardzo małych turbinach stosuje się też łopaty stalowe i aluminiowe. Są one jednak bardzo ciężkie i podatne na zmęczenie materiału.

Wskutek specjalnego ukształtowania łopaty wiatr przepływający górą ma dłuższą drogę do przebycia, niż strumień powietrza opływający dolną część łopaty. W wyniku tego wytwarza się różnica ciśnień między górną a dolną powierzchnią łopaty. Różnica ciśnień wytwarza siłę ciągu, która jest skierowana ku niższemu ciśnieniu (nad górną powierzchnią). Dążenie mas powietrza do wyrównania ciśnień powoduje powstawanie siły popychającej łopatę do ruchu obrotowego¹³⁴. Sytuację przedstawia rysunek obok.



Rys. 87. Schemat powstawania siły nośnej na łopacie wirnika

Generator, przekładnia, a także monitorujący siłownię system sterowania oraz układy smarowania, chłodzenia i hamulec umieszczone są w **gondoli**, zamocowanej wraz z wirnikiem na wieży o wysokości od 30 do 120 m. Wieże dla większych turbin są wykonane w postaci stalowej rury, kratownicy lub żelbetonowej rury. Rzadziej i tylko dla małych turbin stosuje się rozwiązanie w postaci masztu, utrzymywanego w poziomie za pomocą lin. Obecnie większość dużych elektrowni wiatrowych posiada stalowe wieże o przekroju 20-30 m², które są dostarczane w częściach na miejsce budowy. Wieże mają stożkowy kształt, ze średnicą rosnącą ku podstawie. Taki kształt zapewnia dużą wytrzymałość oraz oszczędność materiału. W fabryce wykonuje się poszczególne segmenty, które są składane w całość na miejscu montażu siłowni. Dla przykładu: wieża o wysokości 50 m waży ok. 40 ton¹³⁵. Obsługa wchodzi do gondoli za pomocą drabiny zamontowanej w wieży lub używając windy.



Rys. 88. Zasada działania systemu regulacji kąta natarcia łopat

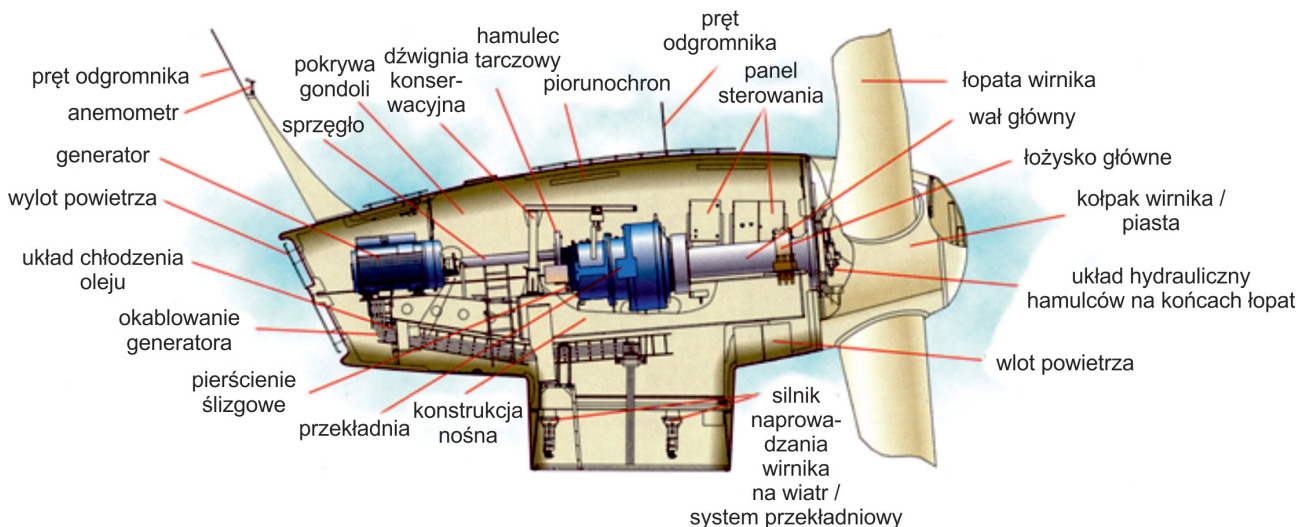
Generator to w największym uogólnieniu urządzenie zmieniające energię mechaniczną wału wejściowego na energię elektryczną. W energetyce wiatrowej generatory stosowane w siłowniach są nieco odmienne od podobnych urządzeń energetycznych działających w sieci. Stosuje się tutaj generatory synchroniczne i asynchroniczne, zależnie od rodzaju turbiny. Generatory w elektrowni wiatrowej muszą być dostosowane do zespołu wirnika, przekładni i parametrów sieci przesyłowej. Generator prądu przemiennego musi produkować moc, która będzie zgodna z fazą sieci energetycznej. **Generatory synchroniczne** produkują synchronicznie z częstotliwością obrotów wału generatora energię elektryczną. Przy takim rozwiązaniu prędkość obrotowa wirnika musi być dostosowana do częstotliwości prądu płynącego w sieci. Małe turbiny wiatrowe mają generatory produkujące prąd stały do ładowania akumulatorów¹³⁶.

Kolejnym elementem w gondoli jest **przekładnia**. Przekładnia służy do uzyskania odpowiedniej częstotliwości prądu elektrycznego, jaki produkuje elektrownia wiatrowa. Sieć przesyłowa ma częstotliwość rzędu 50-60 Hz, dlatego prąd dostarczany z siłowni wiatrowej musi mieć swoją częstotliwość także w tym samym zakresie. W celu otrzymania odpowiedniej częstotliwości stosuje się połączenie generator + przekładnia wielobiegowa. Przekładnia przyspiesza prędkość (np. o przełożeniu 25:1) jest zatem niezbędna, bo większość generatorów ma kilka biegów (ok. 3-6).

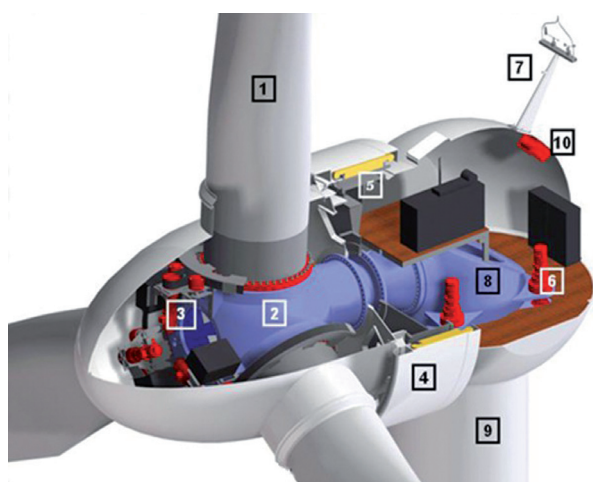
Zespół kierunkowy to siłownik mechanizmu przestawiania łopat, który ma za zadanie nakierowywać wirnik siłowni wiatrowej odpowiednio do kierunku wiejącego akurat wiatru. Ustawiając wirnik prostopadle w kierunku wiatru, uzyskujemy jak największą energię kinetyczną wiatru do przetworzenia na energię mechaniczną. Małe elektrownie – np. przydomowe wykorzystują do tego celu ster i dzięki niemu ustawiają się odpowiednio do wiatru. W turbinach o dużej mocy stosuje się już bardziej skomplikowany system aktywnej regulacji kierunku. Wiatr, zmieniając swój kierunek, powoduje, że czujniki włączają silnik sterujący regulacją kierunku, co powoduje obrót gondoli i zespołu wirnika.

Hamulec może być on zamontowany przed przekładnią zębatą na głównym wale lub zaraz za przekładnią – na wale szybkobieżnym. Rozwiązanie, w którym hamulec jest na wale szybkobieżnym za przekładnią, pociąga za sobą konieczność stosowania specjalnego układu hamulcowego, który dostarczy odpowiedni moment obrotowy do zwolnienia wirnika. Niestety ma też to wady - podczas awarii hamulca przekładni traci się możliwość zahamowania wirnika. W siłowniach wiatrowych stosuje się różne rodzaje hamulców, np. tarczowe.

Wiatrowskaz wyznacza kierunek wiatru i komunikuje się z napędem ustawienia kierunku, aby właściwie ustawić turbinę względem wiatru.



Rys. 89. Przekrój gondoli turbiny wiatrowej przekładniowej na przykładzie firmy Vestas



Rys. 90. Przekrój gondoli turbiny wiatrowej bezprzekładniowej firmy VENSYS

Drugim, coraz popularniejszym, typem elektrowni wiatrowych są elektrownie bezprzekładniowe. W konstrukcjach tych turbina wiatrowa mocowana jest bezpośrednio na wale prądnicy. Bezprzekładniowe elektrownie oparte są na wolnoobrotowym generatorze synchronicznym. Małe obroty i brak przekładni powoduje znaczne uproszczenie konstrukcji, zmniejszenie zużycia materiałów i generowanego hałasu. Zmienne obroty

zwiększają sprawność elektrowni i jej wydajność energetyczną. Wadą tego rozwiązania jest generowana energia elektryczna o innych parametrach niż parametry sieci. Dlatego do podłączenia takiej elektrowni do systemu elektroenergetycznego konieczne są układy elektroniczne dużych mocy. Turbiny bezprzekładniowe można łatwo poznać po skróconej, jajowatej gondoli z wyraźnie zaznaczoną tarczą pierścienia generatora.

7.4. RODZAJE TURBIN WIATROWYCH

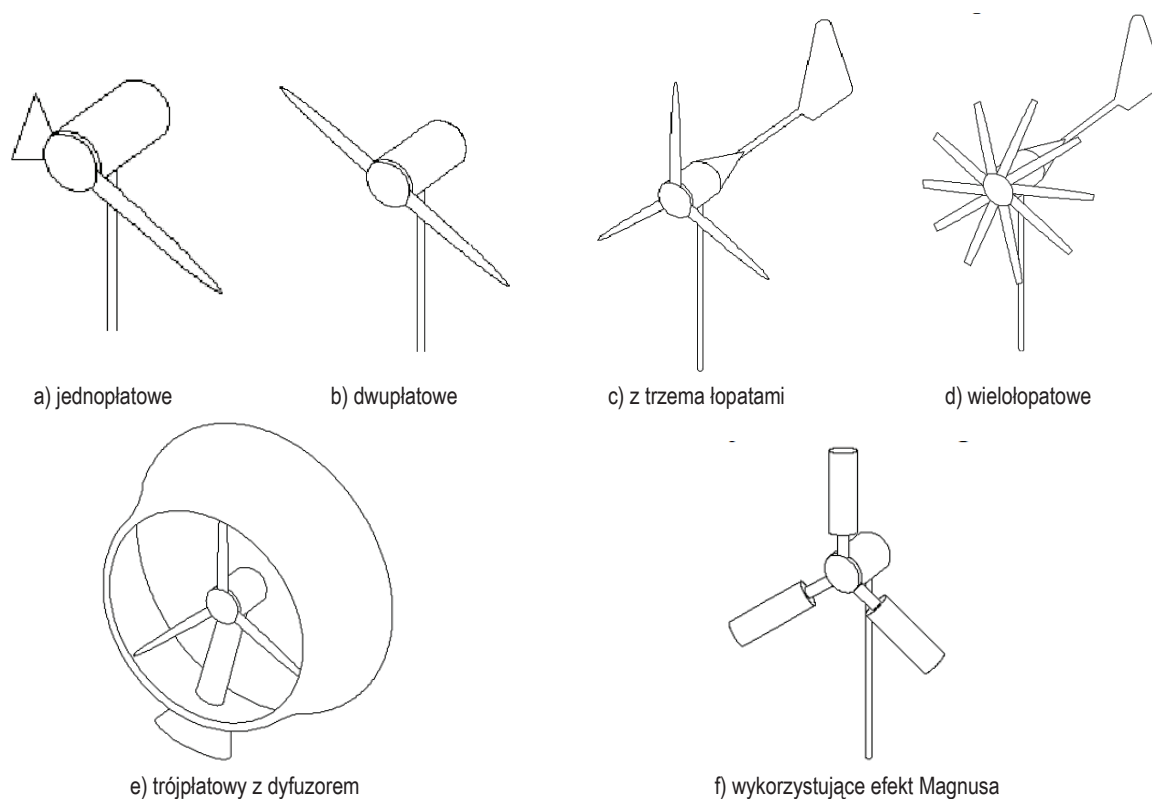
Turbina obok generatora jest najważniejszym elementem elektrowni wiatrowej. Za jej pośrednictwem ze strugi powietrza pozyskiwana jest energia mechaniczna. Jej parametry konstrukcyjne decydują o właściwościach całej siłowni, jaką posiada ona moc i prędkość obrotową. Od konstrukcji koła wiatrowego zależą gabaryty urządzenia. W oparciu o rozwiązanie tego problemu dobierane są kolejne elementy całego urządzenia, jak np. generator, przekładnia lub jej brak oraz wysokość masztu lub konstrukcji nośnej.

Siłownie wiatrowe, w zależności od położenia osi obrotu wirnika dzieli się na¹³⁷:

- **turbiny HAWT** (Horizontal Axis Wind Turbine) – klasyczne i najczęściej obecnie stosowane turbiny o poziomej osi obrotu. Turbiny te posiadają tradycyjne śmigło o ilości łopat zależnej od projektanta. Układy te są

zwykle trójłopatowe, choć spotyka się nawet 2- i 1-łopatowe wirniki. W przypadku gdy chcemy, aby wirnik posiadał duży moment startowy, należy zwiększyć ilość łopatek. Wyróżnikiem turbin o poziomej osi obrotu jest fakt, że aby turbina taka pracowała z maksymalną efektywnością, musi być ona zwrócona dokładnie w kierunku wiatru. Dlatego w konstrukcji turbin o osi poziomej stosuje się dwa podstawowe warianty umiejscowienia wirnika:

- » Up-Wind: nawietrzne, najczęściej spotykane rozwiązanie, wymagające sztywnych łopatek, systemu nakierowywania na wiatr,
- » Down-wind: zawietrzne, rozwiązanie rzadziej stosowane, można tutaj stosować wirnik podatny na podmuch wiatru, nie ma ryzyka zawadzenia łopatek o maszt elektrowni, nie potrzeba też systemu nastawiania na wiatr.



Rys. 91. Warianty konstrukcyjne wirnika turbin o poziomej osi obrotu

- **turbiny VAWT** (Vertical Axis Wind Turbine) – o pionowej osi obrotu. Prace nad tymi turbinami nie postępowywały w takim tempie jak nad turbinami HAWT. Stanowią one zaledwie niewielką część stosowanych obecnie instalacji. Siłownie o osi obrotu ustawionej pionowo do kierunku wiatru nie wymagają w swojej konstrukcji układu naprowadzania na kierunek wiatru. Charakteryzują się one prostą konstrukcją i nie wymagają stosowania wysokich masztów. Ich największą wadą jest konieczność stosowania do rozruchu zewnętrznego napędu, bo moment rozruchowy tych turbin jest prawie zerowy. Przykładem turbin o osi pionowej są turbiny: Darrieusa, Savoniusa i H-Rotor.

Turbina Darrieus'a została opatentowana we Francji w 1931 r. przez konstruktora Georges Jean-Marie Darrieus'a. Konstrukcja ta odznacza się bardzo prostą budową. Ruch turbiny jest efektem powstawania siły nośnej na zestawie profili aerodynamicznych, opływanych przez wiatr. Przez to, że wirnik turbiny Darrieus jest napędzany dzięki sile nośnej, prędkość łopaty może być większa niż prędkość wiatru. Każda z łopatek turbiny Darrieus wytwarza maksymalny „ciąg” (moment) jedynie dwa razy na obrót. Moment obrotowy ma więc charakter sinusoidalny (tak, jak przy pedałowaniu na rowerze). Rozwiązanie to nie przyjęło się powszechnie, bo łopaty wirnika wraz z ruchem obrotowym stale zmieniają kąt natarcia w stosunku do wiejącego wiatru. Kolejną wadą tej konstrukcji jest fakt, że podczas obrotu jedna łopata zawsze wytwarza opór rzeczywisty, co jest nieuniknione, ale ma wpływ na pracę wirnika i ostatecznie na sprawność i generowaną moc. Wirnik tego typu ma praktycznie zerowy moment startowy. Konieczne jest więc wstępne jego rozpedzenie¹³⁸.

Turbina Savonius'a wynaleziona została w Finlandii przez S.J. Savoniusa. W widoku z góry przypomina literę „S”. Jest to turbina typu oporowego i obraca się relatywnie powoli, lecz generuje spory moment obrotowy. Małe turbinki Savoniusa znajdowały się kiedyś na dachach wagonów kolejowych i napędzały wentylację. Turbiny te znalazły zastosowanie do mielenia ziarna, pompowania wody itp. Ze względu na prędkość obrotową poniżej 1.000 obr./min nie są najlepsze do wytwarzania prądu, gdyż wymagają przekładni, co z kolei utrudnia rozruch. Model Savoniusa ma również swoje zalety – można go bardzo łatwo wykonać we własnym zakresie, stosując jako materiał puszki, rury lub butelki plastikowe, wiadra lub beczki na ropę¹³⁹.

Turbina H-Rotor jest pewną odmianą wirnika Darrius'a. Opracowana została w Austrii. Posiada kształt litery H i wyposażona jest w dwie łopaty. Łopaty tego wirnika wraz z ruchem obrotowym stale zmieniają kąt natarcia względem kierunku wiatru. Od kątów ujemnych poprzez optymalne (wtedy faktycznie chwilowa sprawność jest bardzo wysoka) aż do przekroczenia krytycznych kątów natarcia (przeciągnięcia). Gdy jedna łopata pracuje, ta która znajduje się po przeciwnej stronie wirnika wytwarza opór¹⁴⁰.

7.5. ROZMIESZCZENIE ELEKTROWNI WIATROWYCH PRACUJĄCYCH W POLSCE

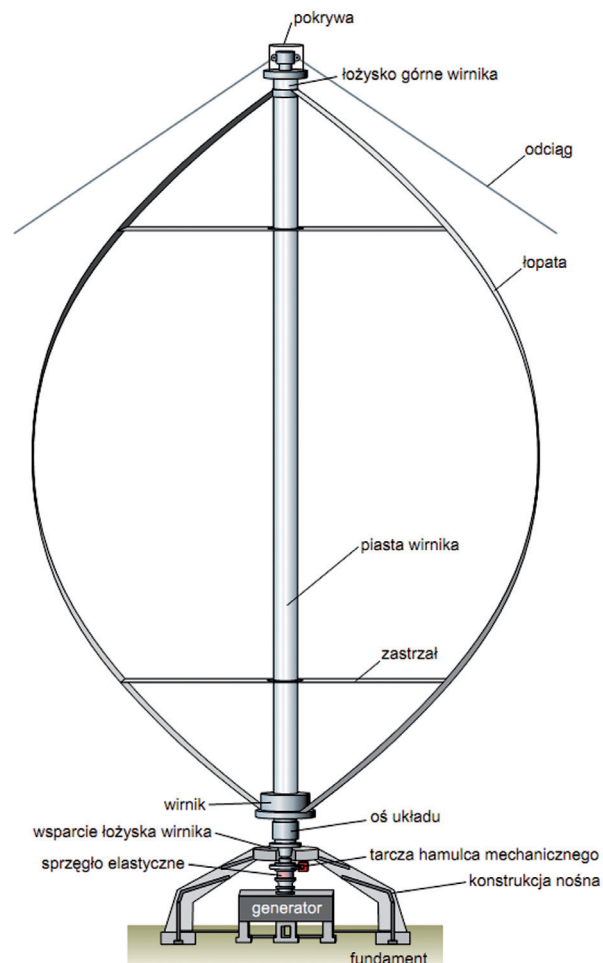
Pod kątem mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej Polska nie jest jeszcze widzialna na mapie świata. Wiele brakuje nam do poziomu produkcji energii z wiatru w takich państwach, jak: Niemcy, USA, Hiszpania, Dania, Włochy, UK, Holandia czy Portugalia. Pozytywnym aspektem jest duży potencjał rozwojowy, jaki posiada nasz kraj oraz wsparcie państwa dla budowy elektrowni wiatrowych.

Moc zainstalowana w energetyce wiatrowej w Polsce to 1.095 MW (stan 30.09.2010, źródło URE). W roku 2004 było to 142,3 MW. Jest to duży wzrost w skali siedmiu lat.

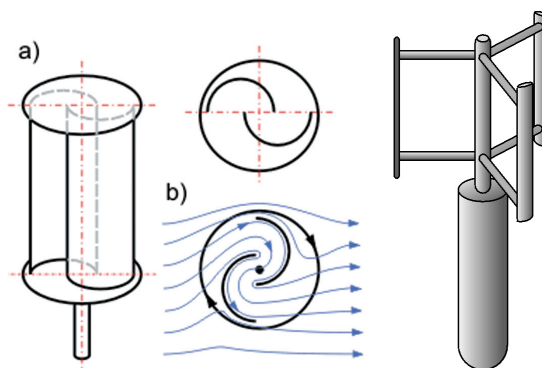
Według raportu „Wizja rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce do 2020 roku” w 2020 r. elektrownie wiatrowe będą najtańszym odnawialnym źródłem energii elektrycznej – technologią, w której koszty produkcji energii będą porównywalne z kosztami produkcji energii elektrycznej w funkcjonujących elektrowniach jądrowych.

Najwięcej farm wiatrowych zlokalizowanych jest w pasie nadmorskim. Obrazuje to mapa.

Prognoza rozwoju energetyki wiatrowej przewiduje zainstalowanie mocy wynoszącej ok. 13 GWe w 2020 r. – w tym 11 GWe w lądowych farmach wiatrowych, 1,5 GW w morskich farmach wiatrowych oraz 600 MW w małych elektrowniach wiatrowych. Udział elektrowni wiatrowych w produkcji energii elektrycznej będzie szybko wzrastać, do 17% w 2020 r. i prawie 29% w 2030 r.¹⁴¹

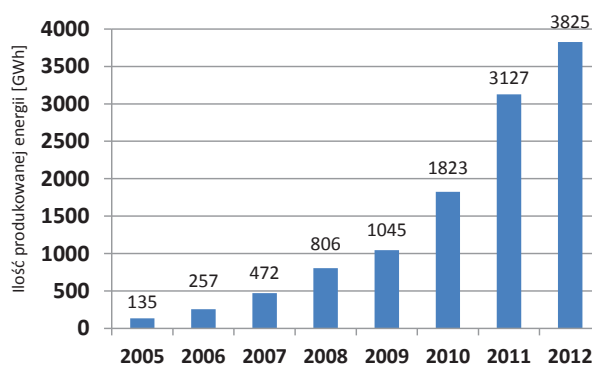


Rys. 92. Budowa turbiny wiatrowej Darrius'a

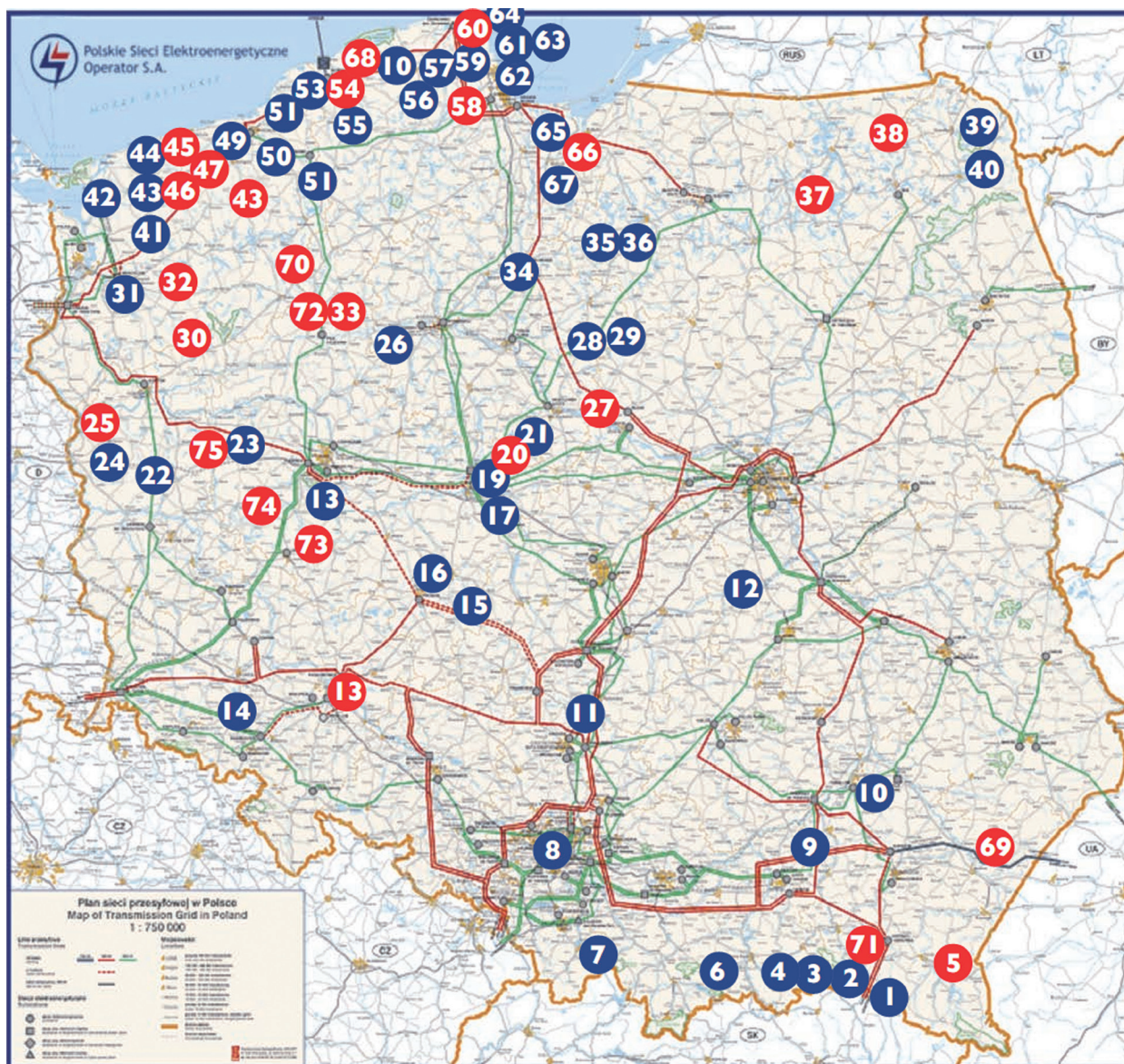


Rys. 93. Rotor Savoniusa: a) budowa b) zasada działania

Rys. 94. Turbina H-Rotor



Rys. 95. Produkcja energii elektrycznej z wiatru w Polsce



- | | | |
|----------------------------------|--|---------------------------------|
| 1. Wróblek Szlachecki 320 kW | 26. Rydwanki/Margonin 120 MW – w budowie | 51. Tychowo 50 MW |
| 2. Sieniawa 600 kW | 27. Dobrzyń 34 MW | 52. Cisowo 18 MW |
| 3. Łęki Dukielskie 10 MW | 28. Wroclki 160 kW | 53. Barzowice 5 MW |
| 4. Pielgrzymka 150 kW | 29. Słup 160 kW | 54. Nosalin 1,6 MW – w budowie |
| 5. Żurawica 12 MW | 30. Farma Krzęcin 6 MW | 55. Zajączkowo i Widzino 90 MW |
| 6. Ryto 160 kW | 31. Dąbrowa 200 kW | 56. Zwarcienko 320 kW |
| 7. Zawoja 160 kW | 32. Barzkowice 0,16 MW | 57. Starbienino 250 kW |
| 8. Sosnowiec 160 kW | 33. Wałcz 4,5 MW bd | 58. Darżyno 6 MW |
| 9. Mielec 250 kW | 34. Ostrowo 30 MW | 59. Lisewo 10,8 MW |
| 10. Chwałowice 300 kW | 35. Kisielice 40,5 MW | 60. Łebcz II 10 MW |
| 11. Kamieńsk 30 MW | 36. Wizjany 600 kW | 61. Łebcz 8 MW |
| 12. Rembertów 250 kW | 37. Piecki 32 MW – w budowie | 62. Swarzewo 1,2 MW |
| 13. Chwałowice 300 kW | 38. Goldap 69 MW – w budowie | 63. Puck 22 MW |
| 14. Słup 160 kW | 39. Wiżajny 600 kW | 64. Połczyno 1,6 MW |
| 15. Wysocko 2,4 MW | 40. Suwałki 41,4 MW | 65. Bogatka 850 kW |
| 16. Drogosław 0,8 MW | 41. Nowogard 225 kW | 66. Sztum 14,5 MW |
| 17. Kramsk 750 kW | 42. Zagórze 30 MW | 67. Malbork 18 MW |
| 18. Sosnowiec 160 kW | 43. Jagniątkowo 30,6 MW | 68. Łosino 48 MW |
| 19. Sokoly 600 kW | 44. Śniatowo 32 MW | 69. Hnatkowice-Orzechowce 12 MW |
| 20. Zagorzyce 750 kW | 45. Skrobotowo 26 MW – w budowie | 70. Wałcz 4,5 MW |
| 21. Kłonowo 450 kW | 46. Karnice 30 MW – w budowie | 71. Dukla 10 MW |
| 22. Górzycza – 34 MW (w budowie) | 47. Karcino 76,5 MW | 72. Margonin 22 MW |
| 23. Kwilcz 160 kW | 48. Poblocie Małe 13,5 MW | 73. Pępowo 7,5 MW |
| 24. Rzepin – w budowie | 49. Tymień 50 MW | 74. Piaski 5 MW |
| 25. Golice 38 MW – w budowie | 50. Karścino 69 MW | 75. Morownica 5 MW |

Rys. 96. Rozmieszczenie farm wiatrowych na terenie Polski

7.6. WARUNKI LOKALIZACJI TURBIN WIATROWYCH

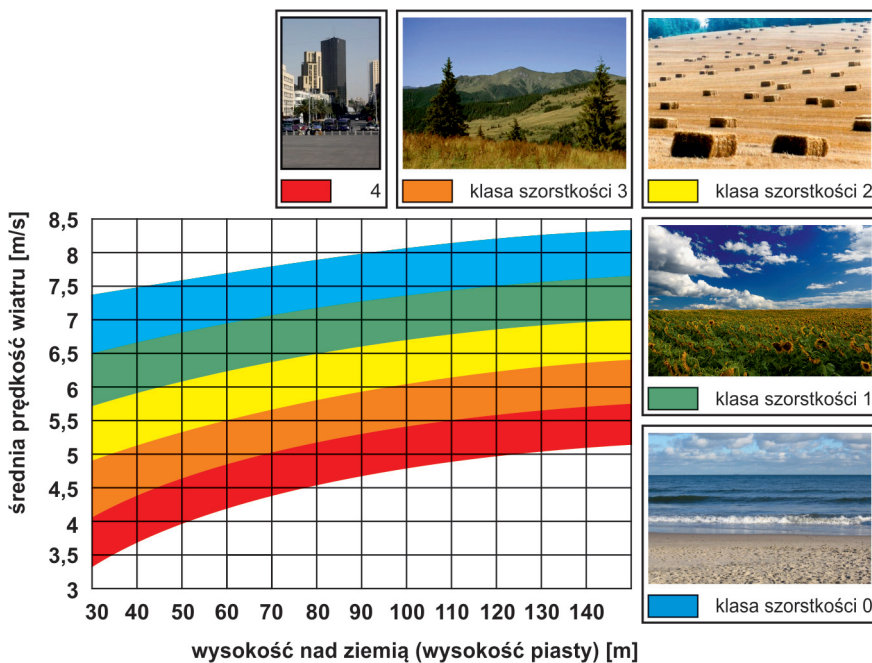
Znalezienie odpowiedniego miejsca pod elektrownię wiatrową¹⁴² czy też farmę wpływa na wydajność i opłacalność inwestycji. Podstawowymi elementami środowiskowymi, mającymi wpływ na produktywność elektrowni wiatrowych są wiatr i rodzaj terenu. Element trzeci to rozmieszczenie turbin względem siebie.

7.6.1. WIATR

Ocena siły wiatru dla miejsca lokalizacji elektrowni wiatrowej jest jednym z pierwszych, niezbędnych kroków w realizacji całej inwestycji. We wstępnej fazie wyboru miejsca pod inwestycję można oprzeć się na mapie rozmieszczenia stref energetycznych w Polsce opracowaną przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej przedstawionej w rozdziale 7.2. Jednak te badania średnich prędkości wiatru w poszczególnych miesiącach roku na danym obszarze nie okazują się być tutaj głównym źródłem danych. Badania wiatru, aby ich wyniki uznać można było za obiektywne, powinny trwać minimum 12 miesięcy i być prowadzone za pomocą profesjonalnych zestawów pomiarowych o wysokości 40 i więcej metrów. Na dzień dzisiejszy standardem jest przeprowadzenie ich w oparciu o maszty o wysokości 50 metrów, na których zamontowane są trzy czujniki prędkości oraz dwa czujniki kierunku. Tak przeprowadzone badania stają się podstawą do określenia warunków wietrzności, co w praktyce oznacza decyzję o możliwości lub jej braku wybudowania jakiegokolwiek turbiny wiatrowej. Przyjęto, że jeżeli średnia roczna prędkość wiatru wynosi powyżej 7 m/s, inwestycja będzie opłacalna. Dobrze wybrane miejsce zapewnić może wygenerowanie blisko 6.000.000 kWh rocznie z jednej turbiny o mocy nominalnej 2 MW¹⁴³.

7.6.2. SZORSTKOŚĆ TERENU

Dla wyboru miejsca lokalizacji elektrowni wiatrowej (farmy wiatrowej) oraz wykonania niezbędnych obliczeń konieczna jest ocena skali szorstkości terenu. Najlepiej, aby teren pod inwestycję był bezleśny, trawiasty, co zapewni niezaburzony ruch powietrza wokół elektrowni. Wszelkie przeszkody terenowe, znajdujące się na drodze przesuających się mas powietrza, powodują gwałtowne zmniejszenie prędkości wiatru i wzrost turbulencji w jej pobliżu. Wpływ szorstkości terenu na prędkość wiatru przedstawiono poniżej. Wynika z niego, że na obszarze o maksymalnej klasie szorstkości 4 (bardzo duże miasta z wysokimi budynkami i drapaczami chmur) produktywność może spaść nawet o ponad 50%. Promień obszaru otaczającego farmę wiatrową, którego szorstkość ma wpływ na jej efektywność sięga 20 km. Znaczenie oddziaływania miejsca (przeszkody) o danej szorstkości na farmę jest tym mniejsze, im bardziej jest od niej odległe¹⁴⁴.



Rys. 97. Wzrost prędkości wiatru wraz z wysokością, jako funkcja szorstkości terenu. Założony punkt odniesienia to: średnia prędkość wiatru 5,5 m/s dla klasy szorstkości 1,5 na wysokości 30 m nad ziemią.

7.6.3. ZABUDOWA

Kolejnym z ważnych czynników, jakie należy brać pod uwagę przy lokalizacji farmy wiatrowej, jest istniejąca zabudowa. Ten czynnik należy zweryfikować, ponieważ obiekt znajdujący się w odległości do 1 km od turbiny, którego wysokość stanowi co najmniej 25% wysokości wieży tej turbiny, jest przeszkodą i ma negatywny wpływ na efektywność. Zabudowa mieszkaniowa nie powinna znajdować się bliżej niż 500 m od turbiny 2 MW, ponieważ może to powodować naruszenie zapisów normy, która mówi, że poziom hałasu emitowanego przez turbiny nie może przekraczać 40 dB.

KLASA SZORSTKOŚCI	ENERGIA (%)	RODZAJ TERENU
0	100	Powierzchnia wody
0,5	73	Całkowicie otwarty teren, np. betonowe lotnisko, trawiasta łąka itp.
1	52	Otwarte pola uprawne z niskimi zabudowaniami (pojedynczymi). Tylko lekko pofalowany teren.
1,5	45	Tereny uprawne z nielicznymi zabudowaniami i 8 m żywopłotami oddalonymi od siebie o ok. 1250 m
2,0	39	Tereny uprawne z nielicznymi zabudowaniami i 8 m żywopłotami oddalonymi od siebie o ok. 500 m
2,5	31	Tereny uprawne z licznymi zabudowaniami i sadami lub 8 m żywopłoty oddalone od siebie o ok. 250 m
3,0	24	Wioski, małe miasteczka, tereny uprawne z licznymi żywopłotami, las lub pofalowany teren.
3,5	18	Duże miasta z wysokimi budynkami.
4,0	13	Bardzo duże miasta z wysokimi budynkami i drapaczami chmur.

Tab. 19. Charakterystyka klas szorstkości terenu

7.6.4. ROZMIESZCZENIE TURBIN

Projektując elektrownię wiatrową, składającą się z kilku lub kilkunastu wiatraków, nie należy zapomnieć o zachowaniu odpowiedniej odległości turbin względem siebie. Odległość ta powinna wynosić od 5 do 8 średnic wirnika turbiny. W przypadku elektrowni firmy Vestas o mocy 2 MW typ V80 powinno to być 400-640 m¹⁴⁵. Dystans mniejszy niż 400 metrów przyczyniłby się do wzajemnego pozbawiania się energii przez turbiny. Ponadto turbiny powinny być wystawione na dominujące kierunki wiatru w danym miejscu i stać tak, aby jak najmniej nawzajem się zasłaniały.

Do wyżej wymienionych warunków należy dodać czynnik ekonomiczny, jakim jest infrastruktura miejsca lokalizacji, bliskość drogi, możliwość przyłączenia do sieci energetycznej.

Rozplanowanie turbin w parku wiatrowym jest bardzo ważne dla najlepszej efektywności ich pracy. W tym celu można się posłużyć specjalnymi programami np. Wind-PRO duńskiej firmy EMD. Po wprowadzeniu do programu konfiguracji turbin, danych dotyczących ukształtowania terenu, szorstkości i zabudowy terenu, a także danych wiatrowych program kalkuluje średnią prędkość wiatru na poziomie wirnika turbin, liczy ich produktywność i wskazuje efektywność planowanej farmy.

7.7. ELEKTROWNIE WIATROWE MAŁEJ MOCY

Coraz bardziej popularne w Polsce stają się małe przydomowe elektrownie wiatrowe o mocach poniżej 100 kW. Mogą one służyć jako dodatkowe źródło energii, które w pewnym stopniu uniezależnia od sieci energetycznej lokalnego dystrybutora.

Elementy składowe elektrowni wiatrowej zwykle sprzedawane są w odpowiednio skonfigurowanych kompletach, składających się w dużym uproszczeniu z:

- turbiny wiatrowej,
- zestawu akumulatorów,
- inwertera (przetwornicy) – urządzenia, które reguluje napięcie i częstotliwość do poziomu umożliwiającego synchronizację elektrowni z siecią,
- masztu stalowego o wysokości około 6-10 m.

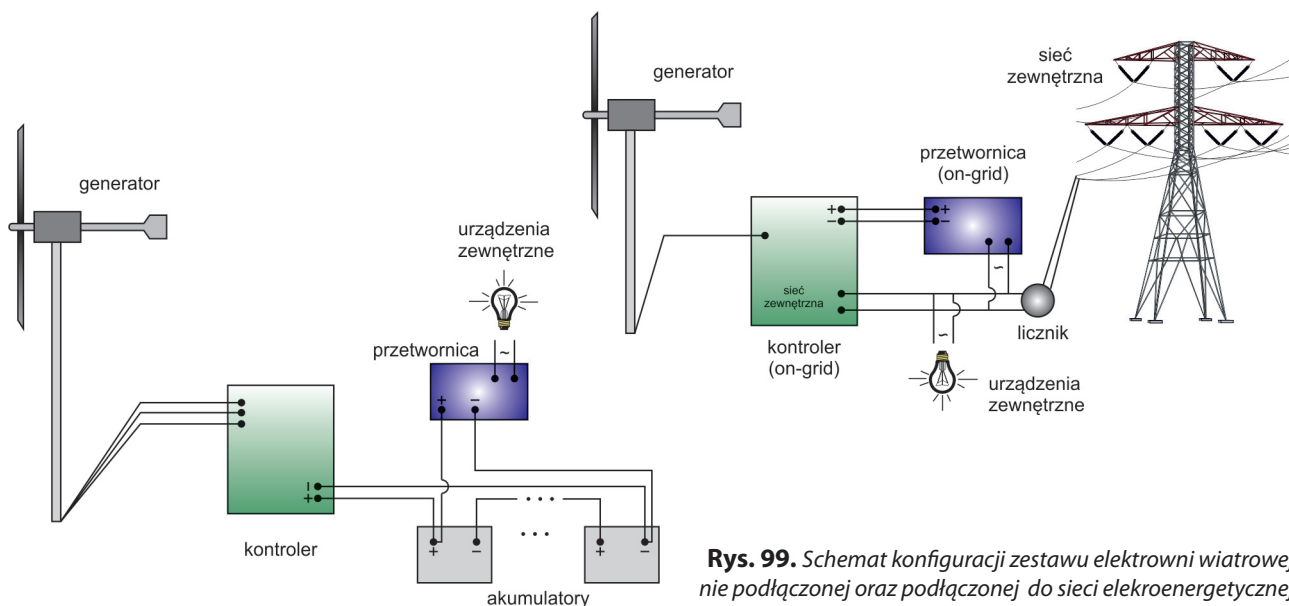
Przydomowe elektrownie wiatrowe są całkowicie niezależnymi źródłami energii, w których instaluje się jeden z dwóch rodzajów prądnic¹⁴⁶:

- prądu stałego,
- małe, trójfazowe – asynchroniczne.

Elektrownie z prądnicą prądu stałego (najczęściej stosowane) mogą zasilać obiekty, jeżeli są wyposażone w regulator napięcia oraz akumulatory do gromadzenia energii. Natomiast jeśli mają dostarczać prąd przemieniony (taki jak w sieci), muszą mieć dodatkowo zainstalowany falownik¹⁴⁷. Jeśli elektrownie te mają zasilać dom mieszkalny, to wspomniane urządzenia składowe umieszcza się zwykle w pomieszczeniach gospodarczych, garażach itp.



Rys. 98. Przydomowa turbina Skystream 3.7 firmy Sunny Life Technologies

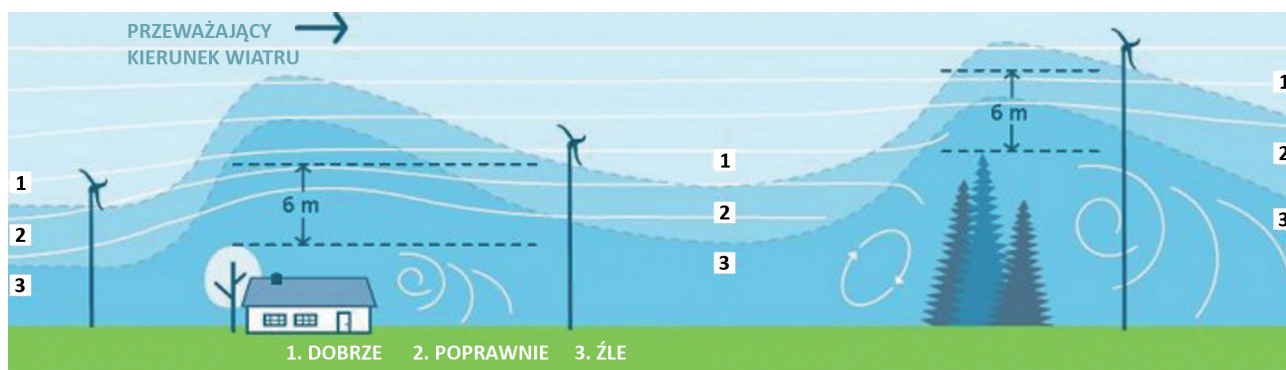


Rys. 99. Schemat konfiguracji zestawu elektrowni wiatrowej nie podłączonej oraz podłączonej do sieci elektroenergetycznej

Aby możliwe było zaspokojenie potrzeb energetycznych domu jednorodzinnego lub gospodarstw rolnych, należy dobrać moc elektrowni wiatrowej w zależności od zużycia energii elektrycznej. Rodzina 4-5-osobowa mieszkająca w domu jednorodzinnym zużywa około 4 MWh energii rocznie. Jest to nieco ponad 330 kWh energii miesięcznie. Wielkość ta może wahać się od 150 do 500 kWh miesięcznie, gdyż zależy od sposobu użytkowania energii elektrycznej (używanie urządzeń energooszczędnych, sposób ogrzewania wody użytkowej itd.)¹⁴⁸.

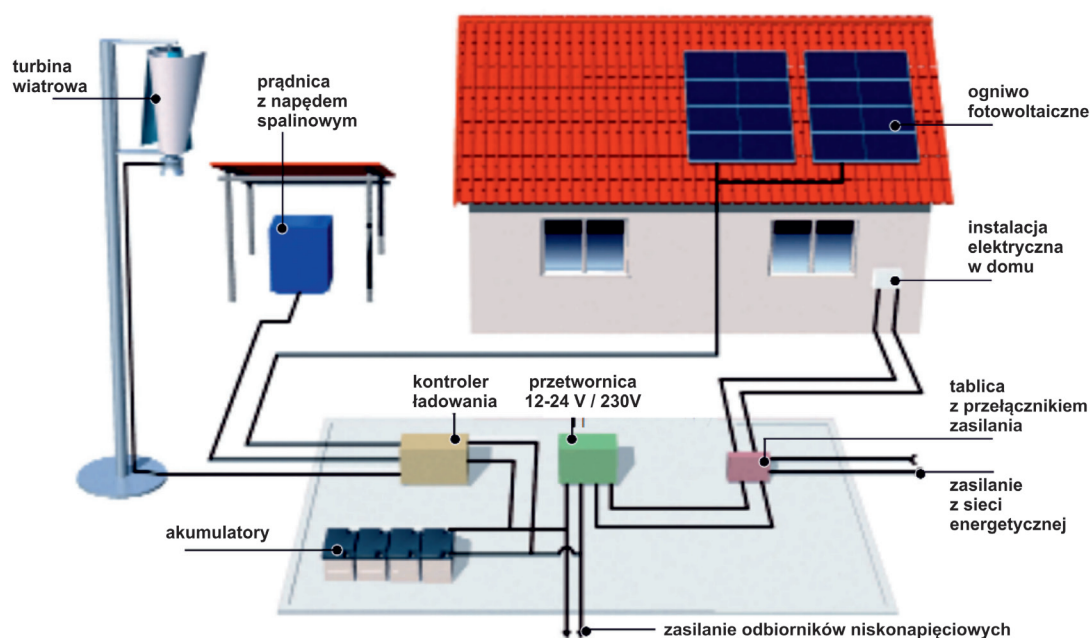
Energia elektryczna wytworzona przez małą elektrownię wiatrową może:

- zasilać wydzieloną sieć – wydzielony w domu obwód, najczęściej niskiego napięcia, służący jako obwód oświetleniowy lub do ogrzewania. Sieć autonomiczna pracuje niezależnie od instalacji zasilanych z krajowej sieci energetycznej,
- zasilać publiczną sieć elektroenergetyczną – sieć spełnia w tym układzie rolę gigantycznego akumulatora, który 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 stosowną umowę z lokalnym zakładem energetycznym. I tutaj zaczynają się „schody” i piętrzą dodatkowe koszty. Trzeba będzie wykonać odpowiednie przyłącze wiatraka do sieci z zaawansowaną automatyką dbającą o odpowiednie parametry energii produkowanej w elektrowni i umożliwiającą synchronizację z siecią. Dla inwestycji wiatrowych wykorzystuje się przyłącza do linii średniego (15 kV) i wysokiego napięcia (110 kV). W pierwszym przypadku istnieje możliwość bezpośredniego przyłączenia do linii, ale moc zainstalowana nie może przekroczyć 4-6 MW. W drugim przypadku nie ma ograniczenia mocy, wymagane jest jednak wybudowanie stacji przekaźnikowej GPZ 15 kV/110 kV. Z praktycznego punktu widzenia podłączenie do linii wysokiego napięcia jest opłacalne w przypadku parków wiatrowych o mocy ponad 12 MW. Nieuchronne jest też zderzenie z barierą biurokratyczną - niezbędna będzie koncesja na wytwarzanie energii oraz zarejestrowanie działalności gospodarczej. Po podliczeniu dodatkowych kosztów szybko okazuje się, że przedsięwzięcie jest mocno nieopłacalne dla turbin przydomowych o tak małej mocy wytwórczej¹⁴⁹.
- być gromadzona w akumulatorach,



Rys. 100. Poprawna lokalizacja turbiny przydomowej

- być zamieniana na energię mechaniczną, np. zasilać silnik pompy wodnej,
- być zamieniana na energię cieplną – energia elektryczna przesłana bezpośrednio z elektrowni wiatrowej może zasilić grzałki elektryczne w zasobniku wody. Rozwiązanie to jest korzystne ze względów technicznych, ekonomicznych, gdyż nie wymaga skomplikowanych, drogich urządzeń elektrycznych do przesyłu energii. Magazynowanie energii cieplnej w zasobniku jest prostszym i tańszym rozwiązaniem technicznym niż elektrycznej w baterii akumulatorów. Elektrownie wiatrowe pracują także w nocy i zimą, a właśnie wtedy zapotrzebowanie na energię cieplną w domu jest największe. Tak wykorzystana energia może wydatnie przyczynić się do wspomaganie centralnego ogrzewania¹⁵⁰.



Rys. 101. Hybrydowy układ zasilania domu

Przydomowe turbiny wiatrowe charakteryzują się niewielkimi wymiarami (średnica wirnika do ok. 5 m) i masą (do ok. 75 kg), co sprawia, że można je montować w niewielkiej odległości od domów.

Odpowiednie umieszczenie turbiny jest bardzo ważne z punktu widzenia produkcji energii. Turbina zasłonięta przez drzewa, budynki i inne wysokie obiekty wyprodukuje nawet o połowę mniej energii niż turbina dobrze umiejscowiona. Małe przydomowe turbiny mogą być stosowane w bezpośrednim sąsiedztwie zabudowań, ale należy pamiętać, aby maszt był tak wysoki, aby turbina znajdowała się co najmniej 6 m ponad obiektem¹⁵¹.

Obecnie na rynku oferowane są nowe rozwiązania – tzw. hybrydowe systemy zasilania, w których źródłem energii elektrycznej jest turbina wiatrowa i moduły fotowoltaiczne. Związane jest to z niedoborem energii słonecznej w okresie zimowym i tym samym niskiej produkcji energii z modułów fotowoltaicznych. Turbina wiatrowa idealnie uzupełnia się z modułami fotowoltaicznymi, ponieważ w okresie jesienno-zimowym wietrzność jest zdecydowanie większa niż latem. Turbina wiatrowa produkuje 2/3 rocznej produkcji energii w półroczu chłodnym, natomiast w przypadku modułów fotowoltaicznych 3/4 rocznej produkcji energii przypada na półrocze ciepłe. Stosowanie hybrydowych systemów zasilania zapewnia stabilne dostawy energii przez cały rok. System taki jest bardziej niezawodny ze względu na dywersyfikację źródeł energii.

Drugim z rozwiązań hybrydowych, stosowanym m.in. dla małych lokalnych sieci energetycznych (np. odizolowane wyspy greckie) jest system typu „woda-wiatr”. Składa się on zazwyczaj z zespołu turbin wiatrowych usytuowanych na niewielkiej przestrzeni, małej hydroelektrowni oraz stacji pomp uzupełnionej infrastrukturą rezerwowych zbiorników wodnych położonych na wyższym poziomie w stosunku do hydroturbiny, gdzie woda jest tłoczona i magazynowana w sytuacji wystąpienia niewykorzystanej nadwyżki energetycznej pochodzącej z zespołu turbin wiatrowych (lub hydroturbin), a przekazywanej silnikowi pompy. Ta zgromadzona w systemie zbiorników woda ma zastosowanie w przypadku braku wiatru, kiedy jej zmagazynowana energia potencjalna zamienia się w energię kinetyczną przekazywaną hydroturbinie. Istnieje również możliwość podłączenia takiego kombinowanego zakładu energetycznego do lokalnej sieci energetycznej i uzupełnienia jej w zakresie ewen-

tualnych niedoborów energetycznych. Analizowana jest też możliwość samodzielnej pracy takich minikompleksów energetycznych, składających się na sieć czystej energetyki rozproszonej¹⁵².

Zachętą do inwestowania w elektrownie wiatrowe dla rolników jest fakt, że zgodnie z obowiązującą *Ustawą o podatku rolnym z dn. 15 listopada 1984 r. (Dz. U. nr 94, poz. 431 (z późniejszymi zmianami))*, koszt budowy elektrowni wiatrowej można odliczyć od podatku rolnego. Art. 13 Ustawy mówi, że podatnikom podatku rolnego przysługuje ulga inwestycyjna z tytułu wydatków poniesionych na zakup i zainstalowanie m.in. urządzeń do wykorzystywania na cele produkcyjne naturalnych źródeł energii (wiatru, biogazu, słońca, spadku wód). Ulga inwestycyjna przyznawana jest po zakończeniu inwestycji i polega na odliczeniu od należnego podatku rolnego od gruntów położonych na terenie gminy, w której została dokonana inwestycja – w wysokości 25% udokumentowanych rachunkami nakładów inwestycyjnych. Ulga z tytułu samej inwestycji nie może być stosowana dłużej niż przez 15 lat.

7.8. WADY I ZALETY MAŁYCH ELEKTROWNI WIATROWYCH

Wśród **zalet** małych elektrowni wiatrowych wymienić należy¹⁵³:

- możliwość pracy już przy wiatrach wiejących z prędkością 2 m/s, co znacznie zwiększa możliwość ich wykorzystania (mogą być eksploatowane na większym obszarze),
- możliwość pracy w najbardziej ekstremalnych warunkach. Wytrzymują bardzo silne wiatry, cyklony, okresowe poddmuchy, burze piaskowe, a nawet sztormy. Pracują w szerokim zakresie temperatur od -50°C do +50°C. Szczególnie dobrze spisują się w takich miejscach turbiny o osi pionowej. Firma „Ropatec AG” zainstalowała i przetestowała tego typu rozwiązanie we włoskich Alpach na wysokości 3.150 m, gdzie zdarzają się wiatry o prędkości ponad 250 km/h. Innym przykładem są dwie turbiny, każda o mocy 6 kW, zasilające górską restaurację na wysokości 2.300 m. Firma szacuje, że turbina o mocy 3 kW dla wiatru o średniej rocznej prędkości 7 m/s – może wyprodukować rocznie ok. 4.000 kWh energii elektrycznej,
- niski koszt wyprodukowanie 1 kWh energii – ok. 0,11 zł¹⁵⁴,
- łatwa instalacja oraz znacznie niższe koszty inwestycyjne, w porównaniu do budowy dużych turbin wiatrowych, co powoduje większą akceptację społeczności lokalnej,
- małe turbiny wiatrowe mogą stworzyć nowe miejsca pracy na wsi, szczególnie w rejonach o największym bezrobociu,
- znikomy negatywny wpływ na środowisko,
- nie wymagają budowy (rozbudowy) sieci energetycznych,
- ze względu na swoje małe rozmiary mogą zostać wkomponowane w otoczenie, a niekiedy mogą być potraktowane, jako element dekoracyjny,
- nie muszą być wydawane na nie pozwolenia na budowę. Dotyczy to jednak tylko tych turbin, które nie są trwale związane z gruntem.

Wykorzystanie siłowni wiatrowych, mimo niewątpliwych zalet, ma także swoje **słabe strony**. Należą do nich:

- problemy z utrzymaniem stabilności częstotliwości sieci – w przypadku podłączenia instalacji do publicznej sieci energetycznej, a także straty energetyczne związane z koniecznością włączania i wyłączania z ruchu poszczególnych bloków energetycznych,
- niska dyspozycyjność mocy oraz, co za tym idzie, niskie roczne uzyski energii elektrycznej netto,
- podatność na zmienności pogody, tzn. cykliczność i zmienne prędkości wiatru.

7.9. WYDAJNOŚĆ ENERGETYCZNA SIŁOWNI WIATROWEJ

Turbiny wiatrowe przetwarzają energię kinetyczną na energię użyteczną w postaci energii elektrycznej. Strumień poruszającego się powietrza przekazuje turbinie wiatrowej część ze swojej energii kinetycznej. Niemożliwe jest wykorzystanie całej energii wynikającej z prędkości dolotowej, ponieważ prędkość powietrza musiałaby zmniejszyć się do zera.

Przebieg strumienia powietrza przez turbinę wiatrową przedstawia rys. 100. Widać na nim, że prędkość początkowa wiatru v_1 w wyniku przejścia przez skrzydła turbiny wiatrowej ulega zahamowaniu do prędkości v_2 .

Różnica w prędkości wiatru jest miarą przetworzonej energii kinetycznej obracającej wirnikiem wiatraka. Energię wiatru można obliczyć, korzystając z następującego, uproszczonego wzoru

$$E = \rho \cdot v^3 \cdot t \cdot \Pi \cdot 10^{-7} \text{ [kWh/m}^2\text{]}$$

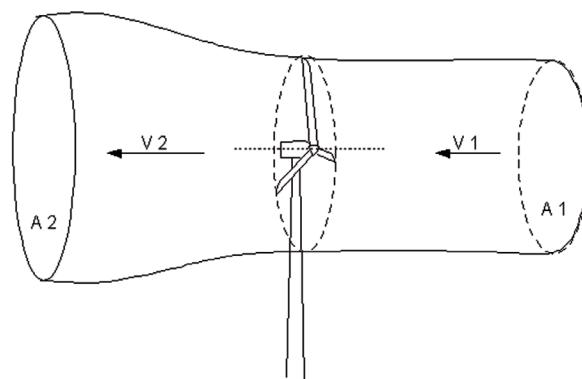
gdzie:

E – wydajność energetyczna wiatru [kWh/m²],

ρ – gęstość powietrza [kg/m³] (na poziomie morza wynosi około 1.255 kg/m³)

v – prędkość wiatru – niezaburzona przed wirnikiem [m/s]

t – czas [s].



Rys. 102. Przepływ powietrza przez turbinę

$$A = \frac{\Pi \cdot d^2}{4} \text{ [m}^2\text{]}$$

Znając lub obliczając powierzchnię A zakreślaną przez skrzydła, można w prosty sposób obliczyć wydajność energetyczną siłowni wiatrowej, korzystając ze wzoru:

$$E_s = \eta \cdot E \cdot A = \eta \cdot \rho \cdot v^3 \cdot t \cdot A \cdot \Pi \cdot 10^{-7} \text{ [kWh/rok]}$$

gdzie:

E_s – wydajność energetyczna siłowni [kWh/rok],

ρ – sprawność mechaniczna/elektryczna układu turbiny wiatrowej i napędzanej ją prądnicy,

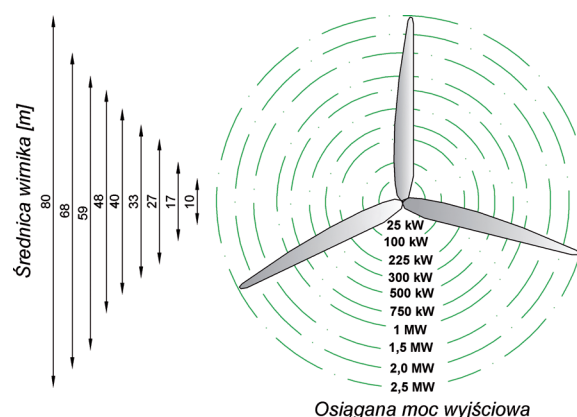
E – wydajność energetyczna wiatru [kWh/m²]

A – powierzchnia skrzydeł siłowni [m²]

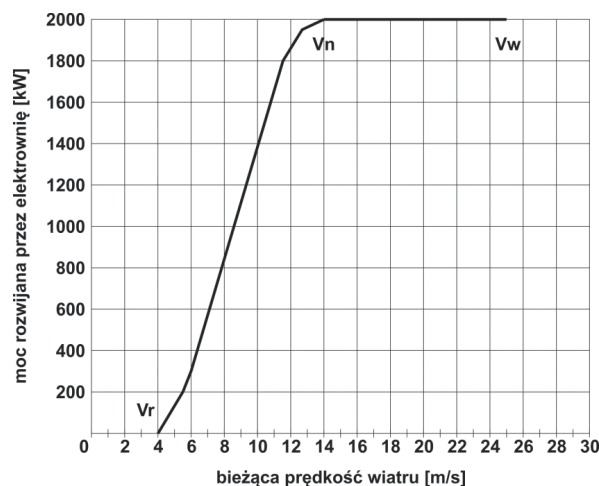
Zazwyczaj im większa moc turbiny, tym większa jej średnica wirnika (rys. nr 101), a co za tym idzie, wzrasta wysokość wieży, na której zainstalowana jest turbina.

Charakterystykę mocy każdej elektrowni wiatrowej z dobrym przybliżeniem określają cztery parametry. Należą do nich moc nominalna (zainstalowana) – PN, prędkość rozruchu – v_r , prędkość osiągnięcia mocy nominalnej (prędkość nominalna) – v_n , oraz prędkość wyłączenia – v_w . W zakresie zmian prędkości od v_r do v_n zależność mocy osiągniętej przez elektrownie od prędkości wiatru jest w przybliżeniu, z wyłączeniem końcowej części przedziału, parabolą trzeciego stopnia. W zakresie prędkości wiatrów od v_n do v_w elektrownia pracuje z mocą stałą równą mocy nominalnej¹⁵⁵.

Przykładowa charakterystyka mocy elektrowni wiatrowej pokazana została na rys. 102. Przetawia ona zależność mocy osiągniętej przez elektrownię wiatrową od bieżącej wartości prędkości wiatru.



Rys. 103. Zależność generowanej mocy od średnicy wirników turbiny wiatrowej



Rys. 104. Charakterystyka mocy elektrowni wiatrowej

7.10. SPOSOBY MAGAZYNOWANIA ENERGII Z ELEKTROWNIA WIATROWYCH

W przypadku przydomowej produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, np. z energii słonecznej lub wiatru, konieczne jest jej magazynowanie, bo okresy zapotrzebowania nie pokrywają się zazwyczaj z okresami jej produkcji. Obecnie stosowane są na świecie poniższe technologie magazynowania energii¹⁵⁶:

- **baterijne zasobniki energii (akumulatory)** – najbardziej rozpowszechnione, posiadają one dużą pojemność energetyczną, ale jednocześnie posiadają szereg wad, przede wszystkim niską żywotność, czyli małą

ilość cykli ładowania/rozładowania – od 1.000 do kilku tysięcy oraz niską moc. Na dzień dzisiejszy wykorzystuje się głównie:

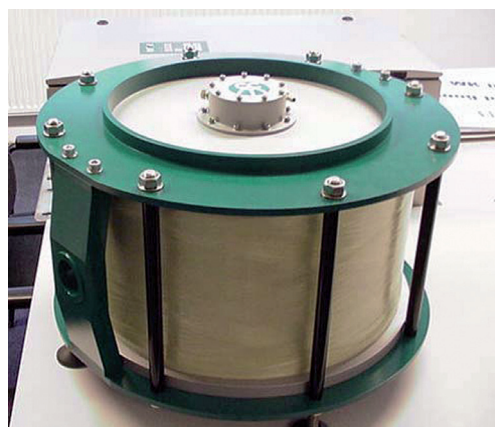
- » akumulatory kwasowo-ołowiowe,
- » akumulatory nikielowo-kadmowe (NiCd),
- » akumulatory nikielowo-metalowo-wodorkowe (NiMH),
- » akumulatory żelowe.

- **koła zamachowe** – ich działanie polega na rozpędzaniu masy o dużym momencie bezwładności do dużej prędkości obrotowej i utrzymaniu energii w systemie jako energii rotacji. Przechowywanie energii jest proporcjonalne do bezwładności wirnika i jest funkcją kwadratową prędkości obrotowej. Energia jest odzyskiwana przez spowalnianie koła zamachowego. Zaletą tej metody magazynowania energii to większa gęstość mocy układu niż w bateriach elektrycznych oraz nieograniczona liczba cykli ładowania i rozładowania¹⁵⁷.

- **nadprzewodnikowe zasobniki energii** – wykorzystuje w nich się zjawisko nadprzewodnictwa w niskich temperaturach. Poprzez przepływ prądu stałego przez cewkę schłodzoną do temperatury ciekłego helu (-269.15°C), w jej polu magnetycznym gromadzi się energia, którą można w razie potrzeby wykorzystać do zasilania odbiorników. Czas, w którym są one zdolne oddawać energię, jest bardzo krótki i zawiera się w zakresie od 0,1 do 1 sekundy¹⁵⁸.

- **superkondensatory (ultrakondensatory)** – to urządzenia elektryczne o zewnętrznych właściwościach podobnych do kondensatorów elektrycznych, które posiadają zdolności magazynowania dużych ilości energii elektrycznej, czyli posiadają bardzo dużą pojemność elektryczną, poprzez wykorzystanie zjawiska tzw. warstwy podwójnej Helmholtza. Istotnymi cechami super/ultrakondensatorów są: bardzo duża żywotność – niektóre ich rodzaje wytrzymują ok. miliona cykli ładowania, bardzo duża moc – mogą przyjmować i generować prądy rzędu 2.000 A oraz niska oporność wewnętrzna rzędu miliomów, czyli niskie straty¹⁵⁹.

- **wytwornice wodoru** – nadmiar produkowanej z wiatru energii można magazynować również w postaci wodoru poprzez wykorzystanie procesu elektrolizy. Woda, pod wpływem przyłożonego zewnętrznego napięcia elektrycznego, rozkłada się na tlen i możliwą do wykorzystania energetycznie dwuatomową cząsteczkę wodoru. Efektywne magazynowanie wodoru stwarza wiele problemów. Wodór może być magazynowany w postaci gazowej, płynnej lub stałej (związków chemicznych). Jednak każda z tych metod ma znaczące ograniczenia i na chwilę obecną nie ma efektywnej metody magazynowania wodoru ani pod względem wolumetrycznym, ani na jednostkę masy. Dodatkowo przenikanie wodoru przez materiały prowadzi do jego ubytku w czasie (średnio 1% ubytku dziennie) oraz tworzenia związków metali z wodorem powodujących korozję materiału. Między innymi z powyższych powodów transport wodoru jest droższy niż transport innych paliw. Bezpośrednie wykorzystanie wodoru do produkcji energii lub napędu pojazdów może odbywać się na dwa sposoby: poprzez spalanie lub w ogniach paliwowych. Zastosowanie wodoru w turbinach lub silnikach tłokowych nie wykorzystuje w pełni potencjału energetycznego. Rozwiązaniem bardziej efektywnym są ogniwa paliwowe, które bezpośrednio zamieniają energię chemiczną paliwa poprzez reakcje elektrochemiczne w energię elektryczną i ciepło. Głównym komponentem ogniwa paliwowych są katalitycznie aktywowane elektrody: anoda dla paliwa, katoda dla utleniacza i elektrolit, który przewodzi jony pomiędzy elektrodami. Zasada działania wszystkich typów ogniwa paliwowych jest taka sama, jednak wyróżnia się pięć głównych rodzajów w zależności od typu użytego elektrolitu, temperatury pracy czy rodzaju użytego silnika.

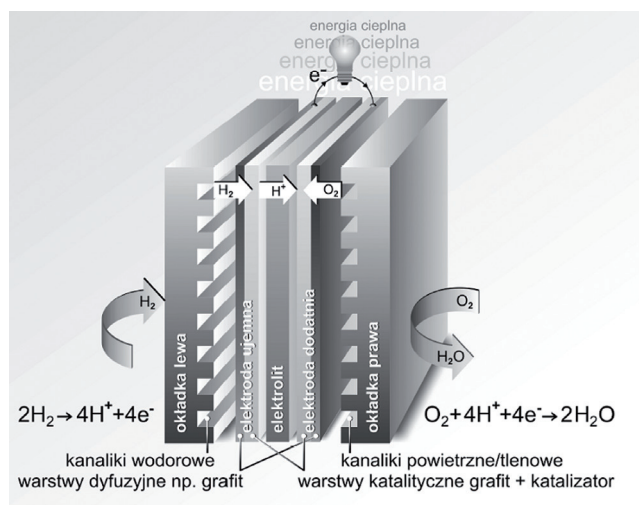


Rys. 105. Koło zamachowe



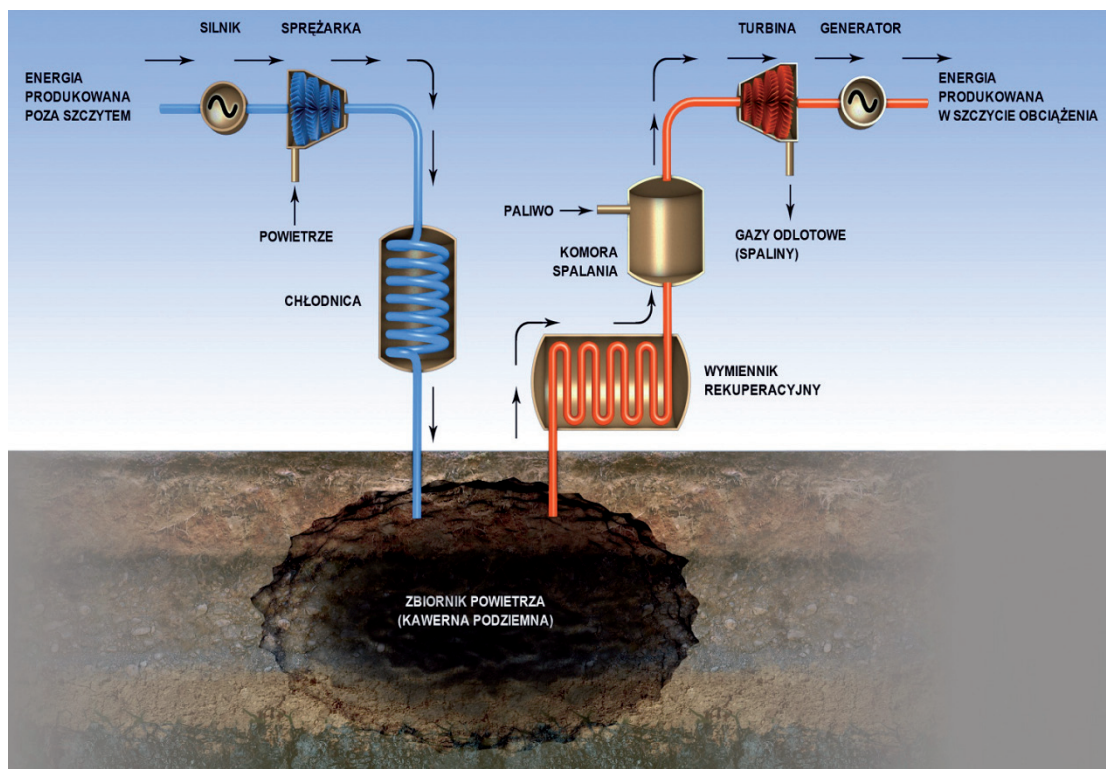
Rys. 106. Awaryjny zasobnik energii dla pociągu metra w Moskwie

Najbardziej rozpowszechnionym typem ogniw są ogniwa bazujące na membranie tzw. PEMFC („Proton Exchange Membrane Fuel Cell”). Zakres temperatur działania PEMFC określony na 60-800°C pozwala na szybkie uruchomienie, co ma wpływ na mniejsze zużycie materiałów, w rezultacie wydłużając trwałość i wytrzymałość urządzenia. Jednakże, do działania ogniwa paliwowego wymagane jest zastosowanie katalizatorów, takich jak platyna, co znacząco podwyższa cenę urządzenia. Przykładem wykorzystania technologii wodorowej do magazynowania zmieniającej się w czasie energii z wiatru jest instalacja zlokalizowana na norweskiej wyspie Utsira, z populacją 240 osób leżącą na Morzu Północnym. Wyspa charakteryzuje się bardzo dobrymi warunkami wietrznymi, ale także małym (maksymalnie 900 kW) i zmiennym w czasie zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Główna produkcja energii jest dostarczana przez dwie turbiny wiatrowe o mocy 600 kW każda. W okresach nadprodukcji energii nadmiar jest dostarczany do elektrolizera (48 kW), produkując wodór z wydajnością 10 Nm³/godzinę, który następnie jest kompresowany do ciśnienia 200 bar i magazynowany w zbiorniku o pojemności 12 m³. W okresach niedoboru energii z wiatru, wodór wykorzystywany jest do produkcji energii elektrycznej w 12 kW ogniwie paliwowym razem z 50 kW silnikiem spalinowym oraz akumulatorem jako system zapasowy. Dodatkowo w celu stabilizacji systemu wykorzystywane jest także koło zamachowe. Przy tych parametrach zmagazynowany wodór może dostarczyć energię dla całego systemu dziesięciu gospodarstw przez 2 dni. Podczas autonomicznego funkcjonowania systemu przez pół roku niezawodność systemu kształtowała się na poziomie 90%. Projekt ten pokazuje, że jest możliwe efektywne wykorzystanie nadmiaru energii z wiatru poprzez produkcję wodoru jako nośnika energii¹⁶⁰.



Rys. 107. Budowa i zasada działania wytwornicy wodoru

- **układy CAES** (ang. Compressed Air Energy Storage) – magazynowanie energii elektrycznej przy użyciu sprężonego powietrza. W układzie CAES korzysta się z energii elektrycznej o niskim koszcie – dostępnej poza szczytami obciążenia systemu elektroenergetycznego – na przykład nocami i w weekendy. Wykorzystywa-



Rys. 108. Schemat funkcjonowania elektrowni CAES

na jest ona do sprężania powietrza w wielkich zbiornikach. Ze względu na olbrzymie ilości potrzebnego powietrza i wynikające stąd ograniczenia finansowe opłacalne ekonomicznie jest wyłącznie wykorzystanie zbiorników naturalnych (wyrobiska kopalni soli, kopalni kamienia wapiennego i innych minerałów, powstałe w strukturze twardych skał). Ciśnienie magazynowania ze względu na pojemność, nawet dużych magazynów, musi być stosunkowo wysokie. Wartość maksymalna powinna być zauważalnie wyższa od wymaganej dla komory spalania współpracującej w instalacji turbiny gazowej. Produkcja energii elektrycznej jest uruchamiana, gdy zapotrzebowanie jest wysokie. Powietrze jest uwalniane ze zbiornika i rozprężane w turbinie. Ze względu na wysokie ciśnienie sprężarki, wynikające z omówionych uwarunkowań, potrzebne jest stosowanie w elektrowni CAES chłodzenia międzystopniowego. Dodatkowo występuje także konieczność utrzymania odpowiednio niskiej temperatury powietrza kierowanego do zbiornika (chłodnice międzystopniowe i końcowa sprężarki). Podobnie jak w technice magazynowania gazu stosuje się schładzanie do temperatury około 40-50°C. Stanowi to ochronę przed szkodliwym oddziaływaniem zbyt wysokiej temperatury na orurowanie i warstwę cementową odwiertów. Inne ograniczenie stanowi zmniejszanie się zdolności magazynowych zbiornika wraz ze wzrostem temperatury gromadzonego powietrza¹⁶¹. Schemat funkcjonowania opisanego układu przedstawia rysunek na sąsiedniej stronie.

Systemów CAES nie należy traktować jako czystego sposobu magazynowania energii, ponieważ korzysta się z doprowadzania paliwa do turbiny gazowej. W takiej sytuacji można uważać je raczej za układy hybrydowe służące zarówno wytwarzaniu, jak i magazynowaniu energii. Istotnymi cechami są: zdolność do szybkiego rozpoczęcia generacji energii i korzystna relacja mocy generowanej do zapotrzebowania mocy w pracy sprężarkowej. Powietrze ze zbiornika może zostać rozprężone bez korzystania z paliwa, ale uzyskany efekt energetyczny byłby wówczas relatywnie mniejszy, temperatura wylotowa powietrza zaś niższa niż panująca w otoczeniu. Powietrze kierowane do turbiny może zostać podgrzane w wymienniku, kosztem energii spalin wylotowych, a następnie użyte w komorze spalania. Dodatkową możliwością jest wykorzystanie energii nagromadzonej w procesie chłodzenia przed wprowadzeniem do zasobnika.

7.11. PROCES INWESTOWANIA W ELEKTROWNIE WIATROWE

Proces inwestycyjny związany z realizacją dużego projektu z zakresu energetyki wiatrowej jest stosunkowo skomplikowany i trwa najczęściej kilka lat. Wynika to przede wszystkim z faktu konieczności spełnienia wielu wymagań formalno-prawnych, które dotyczą zarówno sfery budowlanej, jak i współpracy z siecią elektroenergetyczną.

Cały proces inwestycyjny dla dużej farmy wiatrowej można podzielić na pięć etapów¹⁶²:

- I. Planowanie – identyfikacja i wybór lokalizacji.
- II. Procedury prawne.
- III. Budowa.
- IV. Uruchomienie i eksploatacja.
- V. Likwidacja lub przebudowa.

W tabeli poniżej przedstawione zostały wszystkie działania składające się na poszczególne etapy. Zestawienie zawiera następujące oznaczenia:

- PP – działanie wynika z przepisów prawa,
- DP – działanie dobrowolne, w ramach dobrych praktyk optymalizujących proces inwestycyjny,
- DP/PP – działanie, które może wynikać z przepisów prawa, jak i z dobrej praktyki (np. wykonanie niektórych analiz środowiskowych może wynikać z postanowienia o zakresie raportu o oddziaływaniu na środowisko, jak również jedynie z dobrej praktyki przygotowującego raport),
- A – działanie po stronie właściwego organu administracji samorządowej lub państwowej,
- I – działanie po stronie inwestora/dewelopera,
- A/I – działania leżące zarówno po stronie Inwestora/dewelopera, jak i właściwej administracji,
- O – operator sieci.

Lp.	Nazwa działania	Podmiot	Podstawa działania
I ETAP PLANOWANIA			
1.	Wybór lokalizacji dla farmy wiatrowej		
1.1.	Wstępna analiza wietrzności	I	DP
1.2.	Wstępne konsultacje z władzami lokalnymi	I	DP
1.3.	Rozpoznanie warunków własnościowych gruntów oraz ich przynależności administracyjnej	I	DP
1.4.	Wstępna analiza możliwości pozyskania gruntów pod EW oraz infrastrukturę towarzyszącą	I	DP
1.5.	Zawarcie umów przedwstępnych na dzierżawę/zakup gruntów – określenie granic terenu lokalizacji inwestycji	I	DP
2.	Analiza możliwości realizacji farmy wiatrowej w wybranej lokalizacji		
2.1	Wykonanie pierwszego planu rozmieszczenia EW, uwzględniającego podstawowe uwarunkowania efektywnościowe (wariant I lokalizacyjny)	I	DP
2.2	Wstępna analiza uwarunkowań środowiskowych i społecznych	I	DP
2.3	Analiza aktualnych uwarunkowań w zakresie zagospodarowania przestrzennego pod kątem budowy EW	I	DP
2.4	Wstępna analiza możliwości podłączenia farmy do sieci elektroenergetycznej	I	DP
2.5	Wstępna analiza możliwości przebiegu tras kablowych i infrastruktury drogowej	I	DP
2.6	Wstępna ocena uwarunkowań budowlanych: fundamentowanie, transport, kolizje przestrzenne	I	DP
3.	Opracowanie drugiego planu rozmieszczenia EW, uwzględniającego podstawowe uwarunkowania efektywnościowe, środowiskowe, społeczne i infrastrukturalne (wariant II lokalizacyjny).	I	DP
II ETAP PROCEDUR PRAWNYCH			
4.	Uzyskanie prawa do dysponowania terenem	I	PP
4.1	Umowa dzierżawy lub zakupu terenów pod EW		
4.2	Zgody właścicieli gruntów na budowę tras kablowych, dróg i placów montażowych		
5.	Rozpoczęcie badań inwentaryzacyjnych ornitologicznych i chiropterologicznych	I	DP
6.	Uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy dla masztu pomiarowego	I	PP
7.	Budowa masztu pomiarowego i przeprowadzenie pomiarów wiatru w okresie minimum jednego roku	I	PP
8.	Przeprowadzenie procedury umożliwiającej realizację FW w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy	A	PP
8.1	Wykonanie opracowania ekofizjograficznego przedstawiającego w formie tekstowej i graficznej uwarunkowania środowiskowe terenu gminy, na którym ma być realizowane przedsięwzięcie	A	PP
8.2	Wykonanie i uzgodnienie prognozy oddziaływania na środowisko projektu studium	A	PP
9.	Przeprowadzenie procedury sporządzenia lub zmiany miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego gminy, uwzględniających możliwości wykorzystania wybranych terenów dla realizacji projektu EW	A	PP
9.1	Wykonanie i uzgodnienie prognozy oddziaływania na środowisko dla projektu planu	A	PP
10.	Analiza pomiarów wietrzności i oszacowanie produktywności – wybór preferowanych rodzajów turbin wiatrowych (warianty technologiczne)	I	DP
11.	Opracowanie trzeciego planu rozmieszczenia poszczególnych EW, uwzględniającego wyniki pomiaru wiatrów, analizę produktywności oraz preferowany wariant technologiczny, a także wariantów alternatywnych przedsięwzięcia (trzeci wariant lokalizacyjny)	I	DP
12.	Opracowanie wstępnego biznesplanu	I	DP
13.	Rozpoczęcie Procedury Oceny Oddziaływania na Środowisko (OOS) planowanego przedsięwzięcia	I	PP
13.1	Opracowanie Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia oraz wniosku o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz złożenie ich we właściwym organie	I	PP
13.2	Postanowienie o konieczności lub braku konieczności przeprowadzenia OOS	A	PP
13.3	Określenie zakresu raportu o oddziaływaniu na środowisko, w przypadku postanowienia o konieczności przeprowadzenia OOS	A	PP
14.	Przystąpienie do przygotowania raportu o oddziaływaniu na środowisko	I	PP
14.1	Wykonanie analizy oddziaływania na środowisko w zakresie akustycznym oraz promieniowania elektromagnetycznego	I	DP/PP
14.2	Wykonanie inwentaryzacji siedliskowej	I	DP/PP
14.3	Wykonanie opracowania wyników z monitoringu ornitologicznego	I	DP/PP
14.4	Wykonanie opracowania wyników z monitoringu chiropterologicznego	I	DP/PP
14.5	Wykonanie oceny wpływu przedsięwzięcia na obszary Natura 2000	I	DP/PP

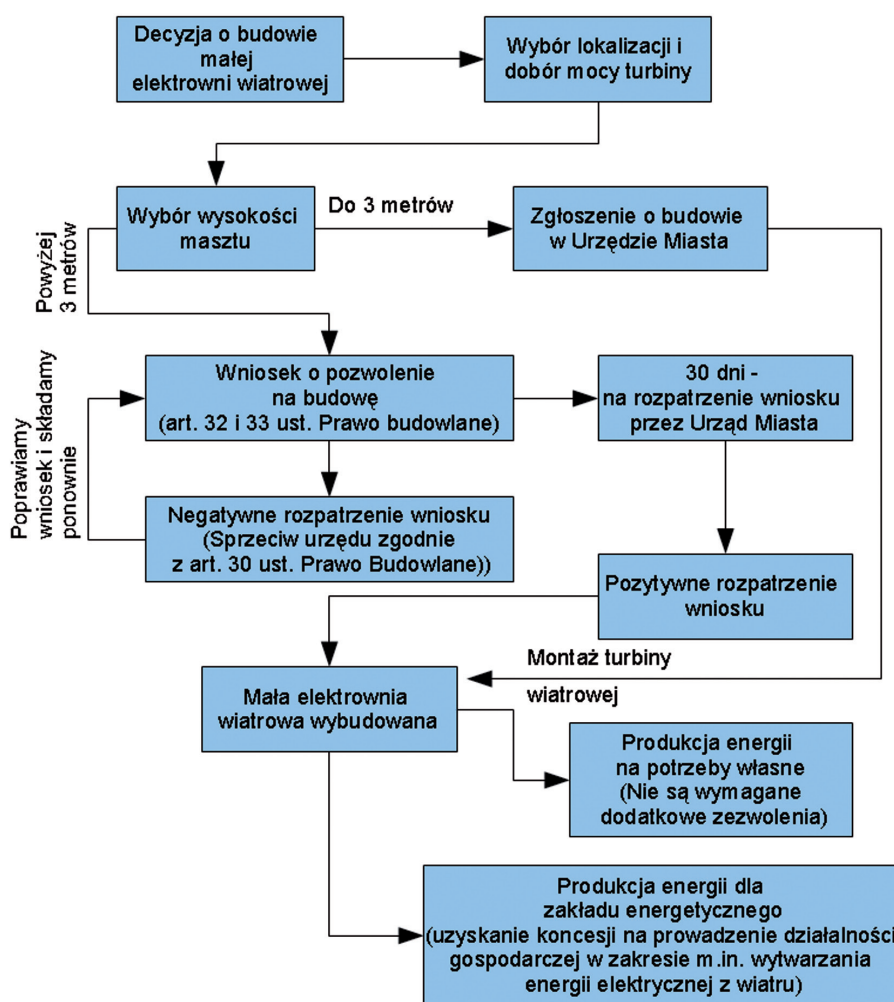
14.6	Wykonanie analizy oddziaływania na krajobraz oraz środowisko kulturowe	I	DP/PP
14.7	Wykonanie analizy potencjalnych konfliktów społecznych	I	DP/PP
15.	Uzgodnienie środowiskowych uwarunkowań realizacji przedsięwzięcia	A	PP
16.	Zapewnienie udziału społeczeństwa	A	PP
17.	Wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach	A	PP
18.	Uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy i/lub ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego dla elementów infrastruktury przyłączeniowej, o ile są wymagane	I/A	PP
19.	Uzyskanie warunków przyłączenia do sieci	I/O	PP
20.	Opracowanie szczegółowego biznesplanu	I	DP
21.	Ostateczny wybór dostawcy turbin wiatrowych - podpisanie umowy	I	DP
22.	Opracowanie projektu budowlanego	I	PP
23.	Ewentualna ponowna ocena oddziaływania na środowisko, jeżeli doszło do niewielkich zmian w projekcie w stosunku do założeń określonych w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach lub ponowna ocena została wpisana do tej decyzji, lub zaszła istotna zmiana uwarunkowań środowiskowych realizacji przedsięwzięcia	A	PP
24.	Uzyskanie decyzji o pozwoleniu na budowę	I/A	PP
25.	Uzyskanie zewnętrznych źródeł finansowania	I	DP
26.	Uzyskanie promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej	I	PP
III ETAP BUDOWY			
27.	Organizacja zaplecza socjalnego dla pracowników budowy	I	DP
28.	Budowa dróg stałych i tymczasowych	I	DP
29.	Organizacja placów manewrowych i składowych	I	DP
30.	Wykonanie wykopów pod fundamenty i kable	I	DP
31.	Wylewanie fundamentów	I	DP
32.	Układanie kabli elektroenergetycznych i telekomunikacyjnych	I	DP
33.	Dostawa elementów	I	DP
34.	Roboty budowlane i elektryczne	I	DP
35.	Uprzątnięcie i zagospodarowanie placu budowy	I	PP
IV ETAP URUCHAMIANIA I EKSPLOATACJI			
36.	Zawarcie umowy przedwstępnej na sprzedaż energii elektrycznej z operatorem sieci	I	DP
37.	Zawarcie umowy przyłączeniowej z operatorem sieci	I	PP
38.	Uzgodnienie instrukcji współpracy z operatorem sieci	I	PP
39.	Opracowanie zasad i podpisanie odpowiednich umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii	I	DP
40.	Uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii	I	PP
41.	Analiza faktycznego oddziaływania na środowisko akustyczne po uruchomieniu EW, w ramach analizy porealizacyjnej	I	PP/DP
42.	Uzyskanie pozwolenia na użytkowanie obiektu	I	PP
43.	Wykonanie monitoringu porealizacyjnego ornitologicznego i chiropterologicznego, o ile wymóg ich wykonania został określony w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, w ramach analizy porealizacyjnej	I	DP/PP
44.	Obsługa serwisowa	I	DP
V ETAP LIKWIDACJI/PRZEBUDOWY			
45.	Organizacja czasowych dróg dojazdowych, placów manewrowych i montażowych	I	DP
46.	Organizacja zaplecza socjalnego dla pracowników budowy	I	DP
47.	Demontaż lub wymiana elektrowni wiatrowych	I	DP
48.	Transport zdemontowanych elementów	I	DP
49.	Likwidacja placu budowy, uprzątnięcie i zagospodarowanie terenu	I	PP

Tab. 20. Analiza procesu inwestycyjnego dla inwestycji z zakresu energetyki wiatrowej

Tabela tylko potwierdza tezę, że cała procedura prawno-administracyjna dla budowy profesjonalnej farmy wiatrowej nie jest łatwa. Osiągnięcie celu jest czasochłonne i wymaga nie tylko dużego nakładu finansów, ale ogromnej cierpliwości. Końcowy etap, czyli procedura postawienia i uruchomienia elektrowni wiatrowej, trwa relatywnie krótko w stosunku do drogi administracyjnej, która trwać może nawet do dwóch lat.

Sprawa wygląda dużo prościej dla małej przydomowej elektrowni. Jedyne ograniczenia, które mają znaczenie w przypadku małej elektrowni wiatrowej, to te wynikające z ustawy *Prawo Budowlane*, wysokości konstrukcji masztu oraz ewentualnie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, jeśli takowy jest uchwalony dla danej lokalizacji działki. Jeśli chodzi o *Prawo Budowlane*, to bez uzyskiwania pozwolenia na budowę, możliwy jest montaż małej elektrowni na obiekcie budowlanym pod warunkiem, że jej wysokość nie przekracza 3 m. Należy w takim przypadku jedynie dokonać zgłoszenia o budowie w Urzędzie Miasta - Wydział Budownictwa. Jeżeli wysokość masztu przekracza 3 m i jest to wolno stojący maszt z odciągami, należy wystąpić już o pozwolenie na budowę.

Po wybudowaniu małej elektrowni wiatrowej, aby można było sprzedawać nadwyżki energii do sieci elektroenergetycznej, zgodnie z przepisami obowiązującymi od 1 maja 2004 r. (*Ustawa z 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne, i ustawy Prawo ochrony środowiska*) trzeba uzyskać od Urzędu Regulacji Energetyki specjalne zezwolenie (koncesję) na prowadzenie takiej działalności gospodarczej i zarejestrować tę działalność w stosownym urzędzie (np. miejskim, gminy lub innym).



Rys. 109. Schemat realizacji inwestycji dla małej elektrowni wiatrowej

7.12. WPŁYW ELEKTROWNI WIATROWYCH NA ŚRODOWISKO PRZYRODNICZE

Elektrownie wiatrowe są nowoczesną technologią wytwarzania energii, w której naukowcy wśród wielu zalet doszukali się również pewnych negatywnych oddziaływań na przyrodę. Mówiąc o zaletach energetyki wiatrowej, należy wspomnieć, że technologia ta nie powoduje zanieczyszczeń – brak jest m.in. emisji spalin czy gazów cieplarnianych, brak zanieczyszczeń w postaci ścieków, nie występuje degradacja gleby, czy zachwianie poziomu wód gruntowych, a co za tym idzie, brak jest ingerencji w ekosystemy oraz nie występuje negatywny wpływ na bioróżnorodność terenu, na którym elektrownie są zlokalizowane. Przede wszystkim, elektrownie wiatrowe nie wiążą się z eksploatacją zasobów naturalnych, których może w przyszłości zabraknąć.

Część ekologów oraz niektórych mieszkańców zamieszkujących w pobliżu elektrowni wiatrowych jako negatywne oddziaływanie na środowisko wymieniają¹⁶³:

HAŁAS

Elektrownia wiatrowa, jak każde urządzenie techniczne, emituje dźwięk. Pochodzi on głównie od obracających się łopat wirnika i w mniejszym stopniu z generatora i przekładni. Praca elektrowni wiatrowych posadowionych w odległości kilkuset metrów od domostw i zabudowań gospodarskich nie jest w ogóle słyszalna, z uwagi na to, że dźwięk emitowany przez obracające się śmigła jest pochłaniany przez otoczenie (szum wiatru w drzewach i roślinach, tzw. „hałas otoczenia”).

Uzyskanie zgody na realizację inwestycji wymaga przeprowadzenia szczegółowych badań w zakresie emisji hałasu. Każdy realizowany projekt musi spełniać normy w zakresie dopuszczalnych poziomów emisji hałasu. Średnio przyjąć można, że w odległości 350 m od pracującej turbiny odbieramy dźwięk o natężeniu 40 dB. Dla porównania warto znać inne poziomy natężenia dźwięków:

- szept (20 dB),
- wewnątrz domu (50 dB),
- wewnątrz samochodu (70 dB),
- młot pneumatyczny (120 dB).

Więszym problemem jest natomiast monotoność dźwięku i jego długie oddziaływanie na psychikę człowieka. Biorąc pod uwagę powyższe czynniki, strefą ochronną powinien być obcięty obszar około 500 m od masztu elektrowni.

WPŁYW NA PTAKI

Badania naukowe przeprowadzone na świecie wskazują, że wpływ elektrowni wiatrowych na ptaki zależy od typu stosowanych urządzeń, ich wysokości, liczby, ustawienia względem siebie, lecz w największym stopniu uzależniony jest od wyboru lokalizacji inwestycji.

Parki wiatrowe stanowią przeszkodę na trasie przelotu ptaków. Jako obiekty o dużej wysokości, w dodatku poruszające się, są widoczne dla ptaków, które w większości przypadków z łatwością je omijają (dostosowują kurs przelotu lub jego pułap).

Kolizje ptaków z elektrowniami zdarzają się w sytuacji zlokalizowania elektrowni na trasie głównych przelotów ptaków lub w miejscu, gdzie znajdują się ważne dla nich żerowiska. Pewne zagrożenie występować może także w warunkach złej widoczności i w trakcie przelotów nocnych. Większość migracji ptaków odbywa się jednak na wysokościach znacznie przekraczających 150 m, czyli zdecydowanie ponad pracującymi elektrowniami wiatrowymi. A także o tym, że wpływ energetyki wiatrowej na śmiertelność ptaków jest w porównaniu z innymi formami działalności ludzkiej niewielki¹⁶⁴.

Wyniki badań wykonanych przez U.S. Fish and Wildlife Service podają, że w wyniku kolizji ptaków z napowietrznymi liniami energetycznymi rocznie ginie aż do 174 milionów ptaków. W przypadku masztów transmisyjnych stwierdzono, że rocznie śmierć ptaków szacowana jest na poziomie od 4 do 10 milionów. Natomiast w kolizji z wiatrakami rocznie ginie 10-40 tysięcy ptaków.

WPŁYW NA RYBY

Oprócz wymienionych dotąd negatywnych oddziaływań na środowisko farmy wiatrowe budowane na wodach mogą również wywierać korzystny wpływ na faunę. Wokół i wewnątrz farm wiatrowych zlokalizowanych na morzu zabronione jest żeglowanie oraz połowy ryb. Biologowie morscy spodziewają się, że dzięki temu obszary te będą miejscami rozrodu dla wielu gatunków ryb.

WPŁYW NA KRAJOBRAZ

Elektrownie wiatrowe jako urządzenia wysokie (do 150 m), o kolorze kontrastowym w stosunku do tła nieba oraz powierzchni ziemi z różnymi formami jej użytkowania, w dodatku poruszające się, wpływają na krajobraz. W zależności od ukształtowania terenu i sposobu jego zagospodarowania, a także typu i liczby posadowionych w jednym miejscu urządzeń, parki wiatrowe mogą być widoczne nawet z dużych odległości. Ocena wpływu projektowanych inwestycji na krajobraz jest jednak bardziej złożona niż samo stwierdzenie, że są one widoczne, zależy bowiem od osobistych upodobań i poglądów oceniającego. Przez wiele osób turbiny postrzegane są jako nowoczesne, przyjazne środowisku instalacje, o prostym a jednocześnie wyrafinowanym kształcie. Oceniając wpływ elektrowni wiatrowych na krajobraz, pamiętać należy, że alternatywą dla energii odnawialnej jest energia z konwencjonalnych źródeł, których negatywny wpływ na krajobraz jest nieporównywalnie większy¹⁶⁵.

Ciekawym sposobem na zagospodarowanie masztu wieży jest unikalna platforma widokowa zbudowana na elektrowni wiatrowej firmy Leitwind w Vancouver z okazji Zimowych Igrzysk Olimpijskich w 2010 r. Spotkała się ona z dużym zainteresowaniem ludności i stała się atrakcją turystyczną igrzysk.



Rys. 110. Wiatrak firmy Leitwind z platformą widokową

Nie należy zapominać, że negatywny wpływ farmy wiatrowej na otaczający ją krajobraz maleje wraz ze wzrostem odległości od inwestycji. Na tej podstawie wyróżniono następujące strefy tzw. „wizualnego oddziaływania” elektrowni wiatrowych¹⁶⁶:

Strefa I (w odległości do 2 km od farmy wiatrowej) – farma wiatrowa jest elementem dominującym w krajobrazie. Obrotowy ruch wirnika jest wyraźnie widoczny i dostrzegany przez człowieka.

Strefa II (w odległości od 1 do 4,5 km od farmy wiatrowej w warunkach dobrej widoczności) – elektrownie wiatrowe wyróżniają się w krajobrazie i łatwo je dostrzec, ale nie są elementem dominującym. Obrotowy ruch wirnika jest widoczny i przyciąga wzrok człowieka.

Strefa III (w odległości od 2 do 8 km od farmy wiatrowej) – elektrownie wiatrowe są widoczne, ale nie są „narzucającym się” elementem w krajobrazie. W warunkach dobrej widoczności można dostrzec obracający się wirnik, ale na tle swojego otoczenia same turbiny wydają się być stosunkowo niewielkich rozmiarów.

Strefa IV (w odległości powyżej 7 km od farmy wiatrowej) – elektrownie wiatrowe wydają się być niewielkich rozmiarów i nie wyróżniają się znacząco w otaczającym je krajobrazie. Obrotowy ruch wirnika z takiej odległości jest właściwie niedostrzegalny.

CIEŃ

Obracające się łopaty wirnika turbiny wiatrowej rzucają na otaczające je tereny cień, powodując tzw. efekt migotania nazywany również niesłusznie efektem stroboskopowym. Z efektem migotania cieni mamy do czynienia głównie w krótkich okresach dnia, w godzinach porannych i popołudniowych, gdy nisko położone na niebie słońce świeci zza turbiny, a cienie rzucane przez łopaty wirnika są mocno wydłużone. Jest on szczególnie zauważalny w okresie zimowym, kiedy to kąt padania promieni słonecznych jest stosunkowo mały¹⁶⁷.

Naukowcy są zgodni, że migotanie o częstotliwości powyżej 2,5 Hz, zwane efektem stroboskopowym, może być dla człowieka uciążliwe. Ale tylko u 5% osób chorych na epilepsję, które poddano badaniu wpływu migotania światła na samopoczucie, częstotliwości w zakresie 2,5-3 Hz wywołały negatywne efekty. U większości osób reakcja ze strony organizmu pojawia się przy wielokrotnie wyższych częstotliwościach, rzędu 16-25 Hz. Wg British Epilepsy Association (Brytyjskiego Stowarzyszenia Epilepsji) nie ma żadnych dowodów na to, że zjawisko migotania cieni, którego źródłem jest farma wiatrowa, może wywoływać ataki epilepsji. Maksymalne częstotliwości migotania wywołanego przez współczesne turbiny wiatrowe nie przekraczają bowiem 1 Hz, czyli znajdują się dużo poniżej progowej wartości 2,5 Hz i nie powinny być odbierane jako szkodliwe¹⁶⁸.

WPŁYW NA FALE RADIOWO-TELEWIZYJNE

Turbiny wiatrowe, podobnie jak inne wysokie budowle (np. kominy czy różnego rodzaju maszty), mogą zaburzać sygnały elektromagnetyczne wykorzystywane w telekomunikacji, nawigacji oraz przez urządzenia radarowe. Mogą też przyczyniać się do zakłóceń w odbiorze telewizji (z nadajników naziemnych) i radia (głównie niskich częstotliwości) w gospodarstwach domowych zlokalizowanych w bliskim sąsiedztwie elektrowni wiatrowych. Wszystkie te zjawiska mogą wynikać z oddziaływania zarówno generatora, obracających się łopat wirnika oraz samej wieży¹⁶⁹.

Interakcjom związanym z generatorem można bardzo łatwo zapobiec poprzez odpowiednią izolację gondoli. Wieża oraz łopaty wirnika mogą blokować fale elektromagnetyczne, odbijać je bądź powodować ich załamanie. Negatywne oddziaływania tego typu zostało zminimalizowane przez zastąpienie metalu materiałami syntetycznymi w łopatach nowoczesnych turbin. Wpływ na nadajniki telefonii komórkowej można już uznać w zasadzie za pomijalny¹⁷⁰. Interakcje z falami radiowymi i telewizyjnymi także w dużym stopniu zostały już wyeliminowane, chociaż w przypadku niektórych gospodarstw domowych, zlokalizowanych w bardzo bliskiej odległości od farmy wiatrowej, problem ten wciąż może się pojawiać. Skala zaburzeń pola elektromagnetycznego jest uzależniona od:

- lokalizacji farmy wiatrowej w stosunku do położenia nadajnika i odbiornika fal elektromagnetycznych,
- charakterystyki łopat wirnika (m.in. od rodzaju materiału, z którego zostały wykonane),
- charakterystyki odbiornika,
- częstotliwości sygnału,
- rozchodzenia się fal w powietrzu atmosferycznym.

Biorąc powyższe pod uwagę, można wyznaczyć tzw. strefę Fresnela, czyli znajdujący się wzdłuż linii łączącej nadajnik i odbiornik obszar rozchodzenia się fal. Jego identyfikacja na etapie projektowania farmy wiatrowej pozwala na rozplanowanie takiego rozmieszczenia turbin, które z dużym prawdopodobieństwem pozwoli uniknąć

tych negatywnych interakcji bądź, gdy nie będzie to możliwe, zaplanować już na tak wczesnym etapie środki mające ograniczyć zaburzenia w tym zakresie.

ZAKŁÓCENIA SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ

Farmy wiatrowe lokalizowane są zwykle na terenach wiejskich o słabo rozwiniętej i przestarzałej sieci elektroenergetycznej, która wymaga rozbudowy i modernizacji. Jej zły stan techniczny sprawia, że jest ona bardziej podatna na wahania ilości energii dostarczanej do systemu przez elektrownie wiatrowe, które z kolei przekładają się na chwilowe wahania napięcia w lokalnych sieciach, co może powodować migotanie oświetlenia elektrycznego u okolicznych odbiorców energii. Problem ten dotyczy jednak tylko bardzo małych farm lub pojedynczych elektrowni, przyłączanych do sieci dystrybucyjnych średniego napięcia. Większe farmy wiatrowe przyłączane są do linii przesyłowych, czyli wysokiego napięcia, prowadzących energię elektryczną na duże odległości. Do linii dystrybucyjnych przyłączane są tylko obiekty małe, do kilku MW mocy. Budowa większych farm wiatrowych wiąże się z wnikliwymi analizami oddziaływania na krajowy system elektroenergetyczny, a wydawane warunki, na jakich można przyłączyć farmę do sieci, określają obowiązki w zakresie modernizacji i rozbudowy sieci oraz w zakresie zabezpieczającym odbiorców przed ewentualnymi negatywnymi oddziaływaniami.

Stosowane obecnie nowoczesne turbiny wyposażone są ponadto w specjalne systemy zabezpieczające przed oddziaływaniami na sieć, np. w system tzw. łagodnego startu (soft-start), który dzięki wykorzystaniu stabilizatora napięcia (np. tyrystora) powoduje stopniowe przyłączanie się lub odłączanie pracującej turbiny od sieci¹⁷¹.

PYTANIA KONTROLNE

- 1) Wskaż na rys. nr 93 największą elektrownie wiatrową w Polsce.
- 2) Wymień jakie elementy środowiskowe wpływają na ilość energii produkowanej przez siłownię wiatrową.
- 3) Przy jakiej klasie szorstkości terenu wystąpią największe prędkości wiatru.
- 4) Oblicz wydajność energetyczną siłowni wiatrowej, przyjmując następujące dane:
 - » sprawność – 0,3,
 - » gęstość powietrza – 1,225 kg/m³,
 - » średnia prędkość wiatru na wysokości 20 m nad poziomem gruntu – 4,5 m/s,
 - » liczba godzin pracy w ciągu roku – 8.760 h,
 - » średnica wirnika turbiny wiatrowej – 10 m.
- 5) Wymień i scharakteryzuj obecnie funkcjonujące metody magazynowania energii.
- 6) Jakie procedury urzędowe należy przeprowadzić, aby móc postawić przydomowy wiatrak o wysokości do 3 m.
- 7) Co oznacza termin hybrydowy system zasilania.
- 8) Wymień elementy przydomowej elektrowni wiatrowej.

8.1. ZNACZENIE WODY W ŻYCIU CZŁOWIEKA I GOSPODARCE

Woda jest tym elementem przyrody, który dał życie na kuli ziemskiej. Pierwsze życie powstało w wodzie i dzięki jej ogromnemu zasięgowi dotarło w każdy rejon globu. Jest niezbędna do życia niemal wszystkim organizmom żywym na planecie, a jej znaczenie dla człowieka i gospodarki jest nieocenione. W pewnym sensie historia ludzkiej cywilizacji to historia obszarów wodnych. Od delty Nilu, Eufratu i Tygrysu, poprzez rozwój cywilizacji w basenie Morza Śródziemnego, podboje Wikingów, kończąc na dominacji na morzach i oceanach Wielkiej Brytanii – woda miała ogromny wpływ na kształt cywilizacji człowieka. Aleksander Macedoński chciał ujrzeć ocean, przez co coraz dalej parł ze swoją armią, Krzysztof Kolumb pragnął odkryć nowy szlak do Indii i odkrył dla Europy Amerykę.

Woda to jednak nie tylko miejsce koncentracji ludzi – jest ona uczestnikiem niemal wszystkich reakcji metabolicznych, reguluje temperaturę ciała, stanowi środek transportu wewnątrzustrojowego, bierze udział w odżywianiu i wydalaniu.

Tak jak woda jest podstawą dla życia organizmów, tak jest niezbędna dla gospodarki światowej – gra jako jedyna niezastąpioną rolę w każdej jej dziedzinie. Jest niezastąpiona dla przemysłu, będąc uniwersalnym surowcem, rozpuszczalnikiem, środkiem czystości, elementem chłodzącym, transporterem, składnikiem produktów żywnościowych lub źródeł energii. Jest związana z wieloma usługami dostarczanych przez firmy, ma silny wpływ na turystykę oraz opiekę medyczną. W rolnictwie nawadnianie jest jednym z podstawowych parametrów, które należy dotrzymać, by uzyskać wysoki plon. Wody używa się także do rozpylania środków ochrony roślin oraz pojenia żywego inwentarza. Wylizanie wszelkich zastosowań wody mija się z celem, gdyż jest ich tak dużo, iż nie sposób ich opisać w największych nawet opracowaniach. Pewne jest, że bez niej nie byłoby życia.

8.2. ENERGIA WODY JAKO ODNAWIALNE ŹRÓDŁO ENERGII

Energia dostarczana przez wodę znana jest ludzkości od bardzo dawna. Uważa się, że koła wodne znane są od I w. p.n.e. Wykorzystywały one siłę pędu wody do mechanicznego napędzania urządzeń. Obecnie siła ta najczęściej jest zamieniana na energię elektryczną, choć nadal występują urządzenia zasilane klasyczną metodą. Dawniej energia wody służyła głównie do napędu dla młynów, kuźni, tartaków czy foluszów (maszyna stosowana w średniowieczu do wytwarzania sukna). We współczesnym świecie coraz częściej powraca się do pomysłów wykorzystania tego typu energii z powodów środowiskowych, które nabierają dla obecnych społeczeństw coraz większego znaczenia.

Potencjał energii wodnej nadający się do wykorzystania (w skali światowej) szacuje się na 14.000 TW¹⁷². W 1993 roku z globalnego potencjału energii wodnej zostało wykorzystanych zaledwie około 15%. Dla porównania w Polsce z naszego globalnego potencjału energii wodnej wykorzystuje się około 12%¹⁷³.

8.3. RODZAJE TURBIN WODNYCH

Turbina wodna jest to silnik przetwarzający energię mechaniczną wody (wody płynącej) na pracę użyteczną w wirniku, w którym dochodzi do zmiany wiru wody i wytworzenia się momentu obrotowego. W pracy turbiny wykorzystuje się energię prędkości oraz ciśnienia wody. W zależności od rodzaju doprowadzenia energii do wirnika, turbiny dzieli się na dwa rodzaje:

- **turbiny akcyjne (natryskowe)** – wykorzystują energię kinetyczną wody, woda zostaje doprowadzona do wirnika pod ciśnieniem atmosferycznym, należy do nich turbina Peltona,

- **turbiny reakcyjne (naporowe)** – wykorzystują energię kinetyczną wody oraz energię ciśnienia, woda zostaje doprowadzona do wirnika w ciśnieniu wyższym niż atmosferyczne, należą do nich turbiny Francisa i Kaplana.

8.3.1. TURBINA PELTONA

Twórcą tej turbiny, od którego wzięła swoją nazwę, jest amerykański wynalazca **Lester Allan Pelton** (1829-1908). Jego odkrycie było prawdopodobnie wynikiem przypadkowej obserwacji uszkodzonego koła natryskowego – w wyniku awarii woda spadała na skraj łopatek koła zamiast na środek, co paradoksalnie przyspieszyło jego ruch. Turbina jego produkcji, której pierwszy egzemplarz (1878 r.) powstał w kilka lat po tym odkryciu, cechowała się 90% efektywnością, podczas gdy standardowe koła natryskowe w tym czasie osiągały średnio 40%. Stała się ona w późniejszym czasie inspiracją dla turbiny typu „Turgo” oraz turbiny Banki-Michell’a.

L.A. Pelton w swej konstrukcji zastosował specjalne wyprofilowane łopatki – każda łopatka składa się z dwóch połączonych, półkolistych części („czarek”), które powodują dużo łagodniejszą zmianę kierunku wody. Są one ustawione pod kątem 90° w stosunku do strumienia wody. Turbinę tę stosuje się dla spadków wody $H > 500$ m. Może pracować ona zarówno w układzie poziomym, jak i pionowym, co wpływa również na liczbę dysz doprowadzających wodę do turbiny – przy układzie pionowym do sześciu dysz, dla pionowych tylko dwie: zderzanie się wzajemne większej ilości strumieni wody osłabia ich siłę, co skutkuje spadkiem wydajności turbiny.

Małe elektrownie z turbinami Peltona spotyka się w krajach wybitnie górzystych, przy spadkach ponad 50 m. W Polsce podobne warunki występują niemal wyłącznie na obszarach górskich parków narodowych, gdzie mogłyby one pracować na potrzeby schronisk turystycznych. Obecnie funkcjonują 2 takie obiekty¹⁷⁴.

8.3.2. TURBINA FRANCISA

James Bicheno Francis (1815-1892) był amerykańskim inżynierem brytyjskiego pochodzenia. Fascynację turbinami zaszczylił w nim Uriah A. Boyden, kiedy pokazał mu projekt własnej działającej turbiny. Obaj następnie przystąpili do prac nad poprawą efektywności urządzenia. Udało im się to w 1849 roku, efektywność została zwiększona do 90%, a projekt przetrwał do dziś nazywany nazwiskiem Francisa. Jest to turbina najszerzej wykorzystywana na obszarze całej Ziemi.

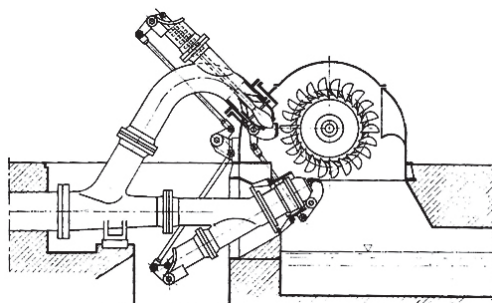
Najlepiej pracuje ona przy spadkach 5-500 m. Składa się z wirnika, na który obwodowo, za pośrednictwem łopatek kierownicy, jest doprowadzany strumień wody. Na łopatkach wirnika następuje konwersja dynamicznej energii wody w energię mechaniczną wirnika. Woda, po zmianie kierunku przepływu z promieniowego na osiowy, rurą ssącą opuszcza turbinę. Turbina Francisa może być montowana w komorze otwartej z wałem pionowym, w komorze z wałem poziomym lub w obudowie spiralnej¹⁷⁵. Wymaga zanurzenia w wodzie przynajmniej na głębokość 1,5-2m w celu ochrony przed zasysaniem do niej powietrza.

8.3.3. TURBINA KAPLANA

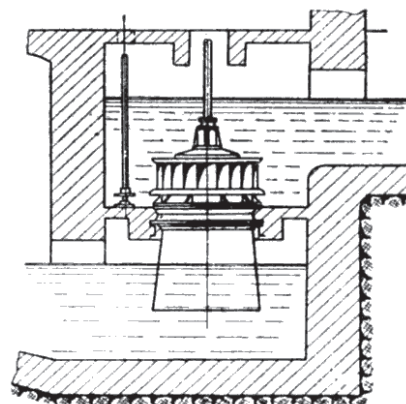
Wynalazcą turbiny był Austriak Viktor Kaplan (1876-1934). Pierwszy projekt powstał w 1912 r., natomiast swoją pierwszą, demonstracyjną turbinę zainstalował w 1919 r. w Czechosłowacji. W roku 1924 w Szwecji w miejscowości Lilla Edet zaczęła operować turbina o mocy 8 MW. Stając się komercyjnym sukcesem, rozpowszechniała urządzenie Kaplana na cały świat.



Rys. 111. Turbina Peltona



Rys. 112. Turbina Peltona



Rys. 113. Turbina Francisa

Turbina ta jest odmianą turbiny śmigłowej. Jej kształt przywodzi na myśl śrubę okrętową. Jej cechą wyróżniającą jest to, że daje możliwość regulacji łopatek w trakcie pracy. Skutkuje to większymi możliwościami dostosowania poziomem otrzymywanej mocy oraz dużym zakresem wysokich sprawności. Przeważnie posiada od 3 do 10 łopatek na wirniku. Stosuje się ją dla spadów wody od 1,5 m do 80 m.

Turbiny Kaplana (a zwłaszcza ich wirniki z przestawnymi łopatkami) stanowią obecnie wyposażenie niemal wszystkich nowo budowanych elektrowni, przy spadach od kilku do kilkunastu metrów. W przypadku dużych elektrowni granica stosowania turbin Kaplana jest nawet wyższa. Ich zalety w porównaniu z turbinami Francisa to zachowanie dużej sprawności nawet przy znacznych wahaniami spadu i przełyku, duża prędkość obrotowa pozwalająca na stosowanie zarówno jednostopniowej przekładni, jak i bezpośredni napęd generatora oraz większy przełyk przy tej samej średnicy. Dopiero przy spadach powyżej 8-10 m (dla małych turbin) ujawnia się mankament w postaci erozji kawitacyjnej (kawitacja – zjawisko gwałtownej przemiany fazowej z fazy ciekłej w fazę gazową zachodzące pod wpływem zmiany ciśnienia) zmuszającej do kosztownego rozwiązania, w których turbina, przekładnia i generator pozostają osobnymi urządzeniami¹⁷⁶.

8.3.4. TURBINA BANKI-MITCHELLA

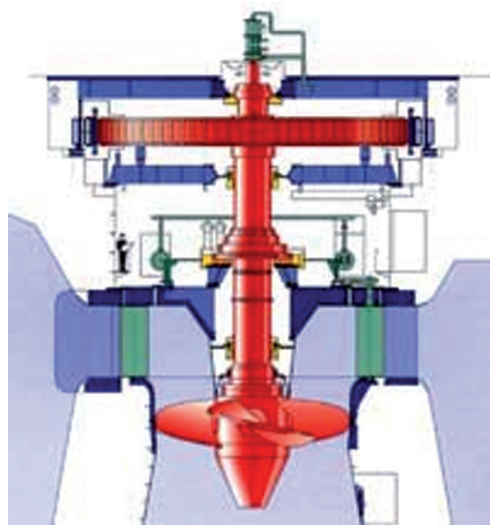
Turbinę tę opracowali niezależnie od siebie dwaj inżynierowie: Węgier **Donát Bánki** oraz Australijczyk **Anthony Michell**, stąd dwuczłonowa nazwa urządzenia. Często nazywa się ją także „cross-flow”, co wiąże się z zasadą jej działania. Stanowi ona połączenie dwóch rodzajów turbin, akcyjnej i reakcyjnej. Woda w tej turbinie przepływa dwa razy przez aktywną część turbiny: w pierwszej kolejności do wewnątrz tak jak w turbinach Francisa, a następnie na zewnątrz, analogicznie jak w turbinach Peltona. Tylko jedna łopatka kieruje przyływem, co ma znaczny wpływ na niezawodność urządzenia.

Turbina ta charakteryzuje się stosunkowo wolną prędkością pracy. Bardzo dobrze sprawdza się wszędzie tam, gdzie spadek jest niski, a przepływ wody duży. Dodatkowo, dzięki swej konstrukcji, potrafi sama siebie oczyszczać z różnego rodzaju zanieczyszczeń, takich jak trawa czy liście. Prostota jej budowy, dobre przystosowanie dla małych rzek oraz zdolność oczyszczania sprawia, że turbina ta jest popularna w małych elektrowniach wodnych, produkujących do 2.000 kW.

8.3.5. TURBINA TYPU TURGO

Turbina tego typu została opracowana w Szkocji w 1919 roku w zakładach „Gilbert Gilkes & Gordon Ltd”. Jest modyfikacją turbiny Peltona, która w określonych sytuacjach daje jej przewagę nad protoplastą – jest tańsza i posiada większą prędkość obrotową, przez co może poradzić sobie z większym przepływem niż turbina Peltona tych samych parametrów. Posiada także przewagę nad turbiną Francisa, gdyż nie potrzebuje szczelnego środowiska pracy w obawie przed zasysaniem do niej powietrza.

Istnieje wiele dużych instalacji wykorzystujących tę turbinę, jednakże popularna jest także w małych elektrowniach wodnych, gdzie niski koszt instalacji jest niezmiernie ważny.



Rys. 114. Turbina Kaplana



Rys. 115. Turbina Kaplana



Rys. 116. Turbina Banki-Mitchella

8.4. PODZIAŁ ELEKTROWNI WODNYCH

Przyjmuje się obecnie podział elektrowni wodnych na małe oraz duże. Podział ten nie jest jednolity dla wszystkich krajów. Elektrownie duże najczęściej są to obiekty powyżej 5 MW, ale np. w Norwegii, Szwajcarii i Szwecji oraz Wenezueli i we Włoszech jako duże przyjmuje się już elektrownie o mocy 1-2 MW. Kryteria nie są stałe. I tak np. w USA do dużych elektrowni zaliczano początkowo obiekty powyżej 5 MW, następnie – 15 MW, a obecnie 30 MW¹⁷⁷.

Rozróżnia się także elektrownie, które wykorzystują energię rzek od tych wykorzystujących energię morza oraz w zależności od wysokości spadku wody (ten podział jest jednakże rzadziej stosowany, gdyż w większym stopniu uzależnia zastosowanie odpowiedniej turbiny wodnej niż ogólny charakter elektrowni).

8.4.1. DUŻE ELEKTROWNIE WODNE

Duże elektrownie wodne osiągają tak dużo mocy dzięki technice spiętrzania wody. Poprzez budowę zbiorników wodnych bądź jazów (popularnie tama) uzyskuje się dużą różnicę poziomów wody. Jej spadek dostarcza znacznej siły, która – napędzając turbinę – przetwarzana jest na energię elektryczną.

Proces wytwarzania energii w ten sposób jest znacznie prostszy niż w innych elektrowniach konwencjonalnych, co przekłada się na ich mniejszą awaryjność.

Największą obecnie dużą elektrownią wodną jest Zapora Trzech Przełomów na rzece Jangcy. Jest ona uznawana za najdroższy pojedynczy obiekt budowlany na świecie – jej stworzenie pochłonęło 37 mld USD. Posiada 26 generatorów prądu o łącznej mocy 18.200 MW, rocznie produkując 84,7 TWh. Dla porównania: Polska w 2009 wyprodukowała około 151,7 TWh. Wyjściowo, w tej elektrowni mają znajdować się 32 generatory. Linia brzegowa zbiornika ma 600 km długości – to tyle co większe województwo.



Rys. 117. Zapora Trzech Przełomów

Zapora Itaipu znajduje się na rzece Parana, w odcinku granicznym między Brazylią i Paragwajem. Posiada ona 20 generatorów mocy, a roczną produkcję ocenia się nawet na ponad 100 TWh. Zaspokaja ona 90% potrzeb energetycznych Paragwaju oraz 25% potrzeb Brazylii¹⁷⁸.

W Polsce do największych elektrowni zalicza się m.in. zapora we Włocławku. Powstała ona w 1970 roku, posiada sześć hydrozespołów wyposażonych w turbiny Kaplana. Rocznie średnia produkcja energii elektrycznej wynosi 740 GWh.

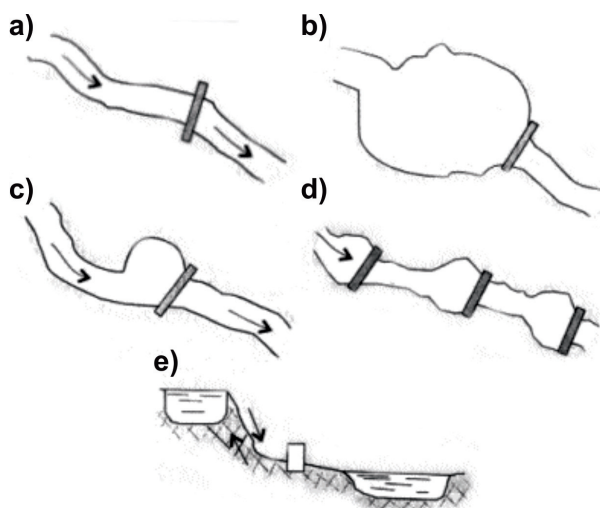
Z uwagi na charakter pracy, wyróżnia się 4 typy elektrowni wodnych:

- **elektrownie przepływowe** – ten typ buduje się głównie na rzekach nizinnych. Turbiny w tej elektrowni bezpośrednio przetwarzają energię kinetyczną przepływającej wody. Pracują praktycznie w systemie ciągłym, a ich moc uzależniona jest od wysokości spadku oraz ilości przepływającej wody.
- **elektrownie regulacyjne** – ich praca polega na magazynowaniu wody w specjalnie wybudowanym lub przystosowanym zbiorniku. Umożliwia to większą regulację przepływającej przez elektrownie wody, co pozwala reagować na bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną.
- **elektrownie kaskadowe** – jest to również elektrownia, w której wykorzystuje się specjalne zbiorniki, jest ich jednak kilka. Na ogół posiadają regulację zbiorową, jak i indywidualną każdego zbiornika. Rozwiązanie to pozwala na regulację przepływu wody w jeszcze większym zakresie. Dodatkowo elektrownie te stanowią dobre zabezpieczenie przeciwpowodziowe.
- **elektrownie szczytowo-pompowe** – stanowią szczególny przypadek elektrowni wodnej. Głównym ich zadaniem jest magazynowanie energii wody w ten sposób, by dostarczyć jej w czasie największego zapotrzebowania na energię. Elektrownie składają się z dwóch zbiorników położonych na różnych wysokościach. Nocą woda wpompowywana jest z niższej położonego zbiornika do tego wyżej. W dzień natomiast, gdy istnieje dużo większe zapotrzebowanie na energię elektryczną, woda jest spuszcza ze zbiornika, co napędza turbiny i wytwarza prąd.

Rysunek 116 przedstawia typy elektrowni wodnych: a) klasyczną elektrownię przepływową, b) elektrownię regulacyjną z dużym zbiornikiem retencyjnym, c) elektrownię regulacyjną z małym zbiornikiem, d) elektrownię kaskadową – każda zapora posiada mały zbiornik wodny przed sobą, e) elektrownię szczytowo-pompową.

Duże elektrownie wodne mają wiele zalet, przede wszystkim nie wprowadzają zanieczyszczeń do powietrza atmosferycznego, nie wykorzystują również tradycyjnych paliw. Są tańsze w eksploatacji niż konwencjonalne elektrownie. Są modułowe, a więc mniej narażone na awarię. Pozytywnie wpływają także na warunki przeciwpowodziowe.

Elektrownie te nie są jednak bez wad. Przede wszystkim mocno ingerują w środowisko naturalne najbliższego otoczenia – budowa dużych zbiorników, spiętrzanie wody, spowalnianie naturalnego nurtu rzeki prowadzi do dużych zachwiań w lokalnym ekosystemie oraz zmiany struktury hydrologicznej. Zalane tereny muszą zostać opuszczone przez zajmujące je zwierzęta, ptaki tracą swe miejsca lęgowe. Utrudniają także podróż ryb na tarło. Powodują również znacznie szybsze zamulanie się zbiorników. Warto również zaznaczyć, że choć mimo tańszej eksploatacji takiej elektrowni, koszty samej budowy bywają kilkukrotnie wyższe niż przy konwencjonalnych elektrowniach.



Rys. 118. Typy elektrowni wodnych

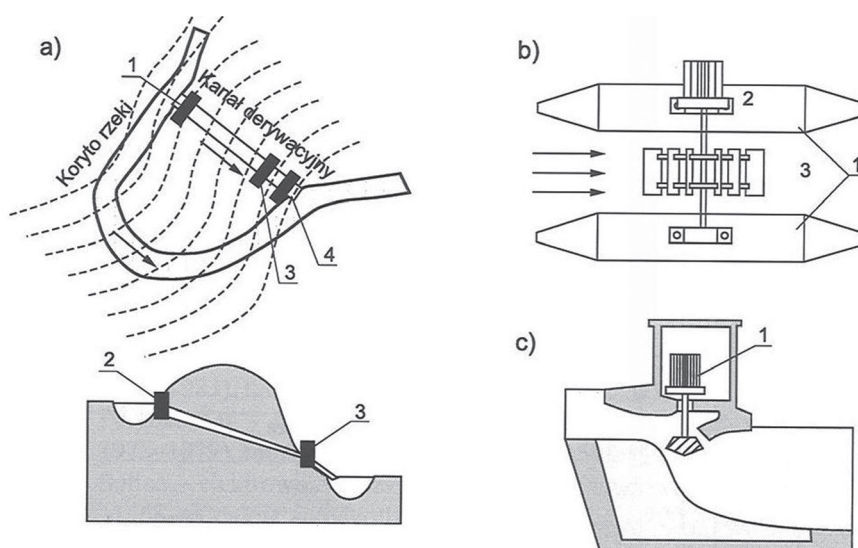
8.4.2. MAŁE ELEKTROWNIE WODNE

Pierwsze małe elektrownie wodne powstały w Polsce u schyłku XIX wieku. I chociaż w okresie międzywojennym dysponowaliśmy 8000 małych elektrowni wodnych, pozostało z nich około 25%, z czego większość w złym stanie technicznym¹⁷⁹.

Obecnie planuje się odbudowę systemu małych elektrowni wodnych w Polsce, mimo dość małego ich potencjału w porównaniu do innych krajów. Dla polskich rzek potencjał ten, oszacowany z uwzględnieniem katastru sił wodnych, wynosi teoretycznie

23 TWh, techniczny 12,1 TWh a ekonomiczny 8,5 TWh. Jest to konsekwencja nierównomiernych i niewielkich opadów, dużej przepuszczalności gruntu w przeważającej większości płaskiego¹⁸⁰.

Powyższy rysunek przedstawia przykładowe małe elektrownie wodne: a) jest to elektrownia z kanałem derywacyjnym, oznaczenia wskazują: 1 – zaporę, 2 – ujęcie wody, 3 – zbiornik wyrównawczy, 4 – elektrownię; b) jest to elektrownia pływająca, gdzie: 1 – pływaki, 2 – generator, 3 – koła wodne; c) elektrownię niskospadową, gdzie: 1 – generator.



Rys. 119. Typy Małych Elektrowni Wodnych

W małej energetyce wodnej (MEW) obowiązuje podział zarówno ze względu na kryterium mocy, jak i na kryterium wysokości spadku wody. Zgodnie z pierwszym kryterium wyróżnia się¹⁸¹:

- mikroenergetykę – elektrownie o mocy od 70 kW do 100 kW,
- makroenergetykę – elektrownie o mocy powyżej 100 kW.

Biorąc pod uwagę kryterium spadku, małe elektrownie dzielimy na:

- niskospadowe – spadek wody od 2 do 20 m,
- średniospadowe – spadek wody do 150 m,
- wysokospadowe – spadek wody powyżej 150 m,
- pływające po rzece,
- derywacyjne.



Rys. 120. Miejsca dogodnej lokalizacji dla MEW

W elektrowniach wysokospadowych instaluje się turbiny Peltona i Turgo, a przy spadach wody do 400 m mogą być zastosowane turbiny Francisa, które ze względu na większą prędkość obrotową wału są tańsze od turbin Peltona. W elektrowniach niskospadowych stosuje się turbiny Kaplana. Turbiny Banki-Mitchella stosuje się do 100 m wysokości spadu.

W małych elektrowniach wodnych głównie produkuje się prąd elektryczny na potrzeby lokalne, ale można także wykorzystać energię mechaniczną wody do mielenia zboża, napędu kuźni itp. Elektrownie wodne tego typu, ze względu na skalę występowania, mogą mieć istotne znaczenie dla poprawy zdewastowanego środowiska, gdyż dzięki budowie śluz i stawów zatrzymują dużo wody i w efekcie mogą polepszyć bilans hydrologiczny i hydrobiologiczny kraju. Bilans ten został w Polsce zachwiany przez politykę nacjonalizacji i likwidacji prywatnych elektrowni i młynów wodnych oraz propagandowo przeprowadzonej melioracji, a także przez działalność kopalń odkrywkowych¹⁸².

Zalety małych elektrowni wodnych

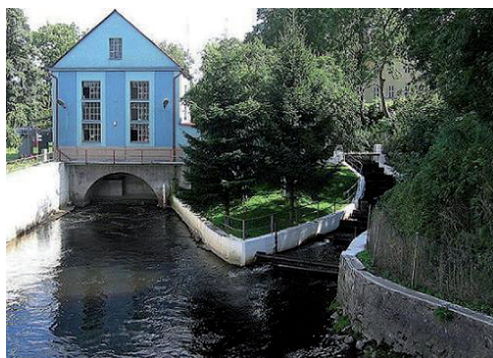
Małe elektrownie wodne mogą być dobrą odpowiedzią na potrzeby energetyczne o lokalnym charakterze. Szacuje się, że w przedwojennej Polsce było nawet około 8.000 obiektów tego rodzaju. Obecnie uważa się, że liczba małych elektrowni wodnych wynosi tylko ok. 630. Rozwój tej dziedziny wydaje się więc być ważnym elementem przyszłej polityki energetycznej kraju.

Przede wszystkim ze wszystkich elektrowni wodnych, małe obiekty w najmniejszym stopniu wpływają na sytuację środowiska naturalnego. Nie powodują znacznego spadku poziomu wód gruntowych za zaporą. Nie spowalniają na tyle nurtu rzeki, by doprowadzić do jej zamulenia, jednocześnie ograniczają erozję dna rzeki powyżej zapory. Nie wymagają one budowania dużych zapór czy zbiorników wodnych, a więc nie wpływają na otaczające elektrownię naturalne siedliska, nie wadzą również w podróży ryb i rozwoju narybku. Z oczywistych przyczyn również pozytywnie wpływają na stan powietrza atmosferycznego, zmniejszając zapotrzebowanie na konwencjonalne źródła energii.

Okres projektowania oraz budowy małych elektrowni jest znacznie szybszy niż pozostałych, głównie ze względu na nieskomplikowany proces budowlany oraz dobre opanowanie technologii pozyskiwania tej energii. Ponadto składają się one z zaledwie kilku prostych części (modułów), co w sposób znaczący ułatwia ich konserwację oraz zmniejsza awaryjność instalacji. Elektrownie te nie wymagają licznego personelu obsługującego ich działanie, a wiele zadań może być sterowane automatycznie.

Lokalny charakter tych źródeł energii pozytywnie wpływa na koszty przesyłu energii. Elektrownie są rozproszone w terenie, a więc energia nie jest przesyłana na dalekie odległości, dzięki czemu nie istnieje zapotrzebowanie na budowanie rozległych sieci przesyłowych.

Dzięki wszystkim tym zaletom, energia produkowana w MEW jest o wiele tańsza w porównaniu do innych źródeł. Ponadto niektóre typy elektrowni poprawiają walory turystyczne regionu, głównie dzięki poprawie warunków żeglugowych.



Rys. 121. MEW Trzebiatów na Redzie

8.4.3. POZOSTAŁE RODZAJE ELEKTROWNI WODNYCH

Opisane wcześniej elektrownie wodne wykorzystują energię wody rzek i jezior, istnieją jednak jeszcze inne metody pozyskiwania energii powiązane z morzami i oceanami.

Energia pływów

Występowanie pływów morskich powiązane jest z oddziaływaniem grawitacyjnym ciał niebieskich – Słońca i Księżycy. Zmiana tej siły i kierunku jej działania wywołuje cykliczne ruchy mas wód¹⁸³.

Aby elektrownia pływowa działała efektywnie, wymagana jest różnica poziomów między przypływem a odpływem około 5 metrów. Ważne są odpowiednie warunki topograficzne terenu. Przykładowo wysokie brzegi ujścia rzeki umożliwiają dogodną lokalizację zapory zatrzymującą wodę morską podczas przypływu. Z uwagi na dobowe cykle pływów, elektrownie te nie mogą pracować non stop, gdyż podczas wyrównywania się poziomów morza spadek wody jest zbyt mały, by napędzić jakąkolwiek turbinę.

Pierwszą elektrownię tego typu wybudowano we Francji w 1967 roku. Zlokalizowana jest przy ujściu rzeki Rance niedaleko Saint Malo, w Bretanii. Osiągnięto tam różnicę wysokości wody ponad 8 m. Elektrownia pracuje od 4 do 8 godzin dziennie, wytwarzając moc około 600 GWh.

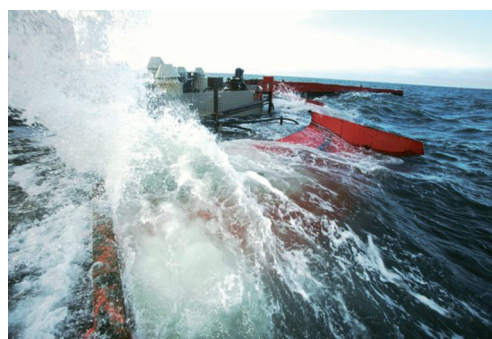
Dotychczasowe koncepcje elektrowni napędzanych energią pływów nie spełniały pokładanych w nich nadziei, gdyż mimo dużego potencjału energetycznego, osiąga się stosunkowo słabe rezultaty. Energia z tych zakładów ma znaczenie raczej lokalne, ponieważ jej produkcja jest wciąż zbyt mała, i trwa w krótkim okresie czasu, by opłacalne było przesyłanie jej na dalekie odległości. Dlatego też najnowsze rozwiązania skupiają się na zastosowaniu wodnych turbin otwartych, poziomych lub pionowych (również w różnego rodzaju obudowach). Turbiny te mogą być ustawione w poprzek kierunku pływów morskich bądź też zakotwiczone na specjalnie przystosowanych platformach. Takie rozwiązanie teoretycznie umożliwia uzyskanie nawet do 180 razy więcej energii niż z elektrowni wiatrowej o podobnych rozmiarach, stąd też obecnie trwają bardzo intensywne badania w tym zakresie. Konstrukcja tych turbin ma umożliwiać pracę zarówno podczas przypływu jak i odpływu, gdyż oba te zjawiska powodują ruch mas wodnych.

Energia fal morskich

Techniczna realizacja konwersji energii falowania w energię elektryczną jest niezmiernie trudna. Wynika to z niskiej koncentracji i dużych oscylacji energii: od wartości ekstremalnych, w okresie sztormów, do minimalnych, w okresie pogody bezwietrznej. W pierwszym przypadku występują problemy związane z wytrzymałością materiałów, a w drugim – z opłacalnością ekonomiczną. Ponadto stosowane w konwersji urządzenia są narażone na działanie wody morskiej, powodujących korozję. Istnieją również problemy z przesyłem energii wytworzonej w takiej turbinie do ogólnodostępnej sieci energetycznej. Istnieją dwa główne rodzaje pozyskiwania tej energii. Zastosowanie mają tutaj turbiny wodne oraz turbiny powietrzne.

Zasada działania turbin wodnych polega na wykorzystaniu wody morskiej, która pchana falami przelewa się do zbiornika. Tam zbierana jest do momentu, gdy osiągnie odpowiednią objętość, następnie wypuszczana jest z powrotem do morza, napędzając po drodze turbinę. Istnieją już niewielkie instalacje tego typu oraz mniej lub bardziej zaawansowane projekty (jak np. duński „Wave Dragon”).

Praca turbin powietrznych polega na tym, że zbiornik jest zbudowany na platformie na brzegu morza. Fale wlewają się na podstawę platformy i wypychają powietrze do górnej części zbiornika. Sprężone przez fale morskie powietrze wprawia w ruch turbinę napędzającą generator. Instalacja taka pracuje w Wielkiej Brytanii, dając moc 75 kW. Instalacje tego typu, mające często kilkadziesiąt km długości, spełniają niekiedy funkcję falochronu. Planowana jest inwestycja w Szkocji – składająca się z czterystu modułów po 5 MW każdy, osiągać ma łączną moc 2 GW.



Rys. 122. Wave Dragon

Energia prądów morskich

Teoretyczne obliczenia określają potencjał prądów morskich jako źródło energii, które nawet dwukrotnie przewyższają potencjałem śródlądowe elektrownie wodne. Istnieją jednak poważne problemy przy wykorzystaniu tego potencjału. Po pierwsze, najsilniejsze prądy morskie lub oceaniczne znajdują się na znacznej głębokości oraz daleko od lądu, co ogranicza w sposób istotny możliwości ich wykorzystania – bardzo problematyczne stało by się przesyłanie lub magazynowanie energii. Drugim problemem jest kwestia ekologiczna. Trwają spory o wpływie na środowisko nawet najmniejszego zakłócenia przebiegu prądów morskich.

Wykorzystanie tej energii w dalszym ciągu pozostaje w sferze badań naukowych. Przykładowo w Europie po raz pierwszy na świecie, w ramach programu „Julie 3”, powstały dwie doświadczalne instalacje, we Włoszech i w Anglii. Pierwsza ma moc 150 kW i podwieszona jest na okrągłej pływającej platformie. Prąd morski w tym miejscu ma prędkość 1,5 m/s i głębokość 20 m. Badania wykazały jedynie 42% sprawność konwersji. Druga elektrownia tego typu ma moc 300 kW, jest ustawiona na pionowej konstrukcji nośnej utwierdzonej w dnie. Jej sprawność wynosi 35-45%.

Komercyjne wykorzystanie energii prądów morskich, na razie na małą skalę, zostało zrealizowane w postaci generatora z wirnikiem o średnicy 0,5 m, który jest podwieszony do zakotwiczonych w czasie postoju jachtów lub na stałe współpracujący z bojami sygnalizacyjnymi.

Energia dyfuzji

Energia dyfuzji wykorzystuje do pozyskiwania energii gradient stężenia wody. Dyfuzja zasolonej wody morskiej należy do największych odnawialnych źródeł na świecie. Jej potencjał globalny możliwy do wykorzystania energetycznego szacuje się na ok. 2 PWh/a. Do konwersji energii związanej z zasoleniem wód w energię elektryczną można teoretycznie wykorzystać trzy zjawiska: osmozę (różnicę ciśnień), dializę (różnicę przepuszczalności cząstek przez błony), a także elektrodializę (różnicę przepuszczalności jonów). Obecnie opracowano dwie metody: metodę ciśnieniowej opóźnionej osmozy – PRO oraz metodę odwróconej elektrodializy – RED.

Metoda PRO zakłada wykorzystanie membrany, która oddziela wodę morską i wodę rzeczną. Zatrzymuje ona jony z wody morskiej i przepuszcza wodę słodką. Powoduje to wzrost ciśnienia w części z wodą morską. Umożliwia to pompowanie wody, co napędza turbiny.

Metoda RED to sposób bezpośredniego przekształcenia energii dyfuzji w prąd elektryczny, dzięki zastosowaniu selektywnej membrany. Jony soli wody morskiej przechodzą poprzez membranę do słodkiej wody w wyniku działania naturalnej dyfuzji, co generuje przepływ prądu.

8.5. BUDOWA HYDROELEKTROWNI

Elektrownia wodna (hydroelektrownia) to zakład przetwarzający energię kinetyczną wody na energię elektryczną. Konstrukcja hydroelektrowni składa się z zapory, turbiny, generatora i zbiornika wodnego. Wybór technologii budowy zależy od wartości terenowych oraz ogólnie celów jej budowy.

Zapora

Buduje się zapory ziemne, betonowe i kamienne (najrzadziej). W Polsce najbardziej rozpowszechnione są zapory betonowe. Część zapory stanowią regulujące przepływ wody przelewy, umożliwiające żeglugę śluzy, przepusty, pozwalające przepływać tratwom i przepławki, dzięki którym ryby mogą wędrować w górę rzeki. W Polsce istnieje obecnie ponad 30 zapór o wysokości przekraczającej 200 m, ponieważ jednak wysokie zapory mają niekorzystny wpływ na środowisko, coraz częściej rezygnuje się z nich na rzecz zapór mniejszych.

Nie każda hydroelektrownia wyposażona jest w zaporę, częścią każdej jest jednak sprzęgnięta z generatorem energii elektrycznej turbina wodna.

Turbina wodna

Zwana jest też silnikiem wodnym rotodynamicznym bądź też turbiną hydrauliczną. Wybór odpowiedniej turbiny zależy od wysokości spadu i ilości wody, którą dysponuje dana elektrownia. Rodzaje turbin i ich zastosowanie zostało omówione we wcześniejszym rozdziale niniejszej książki.

Generator

Turbina wodna zamienia energię kinetyczną na mechaniczną, zaś połączony z turbiną generator z energii mechanicznej wytwarza (generuje) energię elektryczną. Praca generatora, zwanego także prądnicą, opiera się na prawie indukcji elektromagnetycznej odkrytym w 1831 roku przez brytyjskiego uczonego Michaela Faradaya. Zaobserwował on, że przez poruszający się w obrębie pola elektromagnetycznego przewodnik elektryczny – np. miedziany drut – zaczyna przepływać prąd. Tak jest też w generatorze, w którego ruchomej części zwanej wirnikiem znajdują się przewody elektryczne, obracające się na wytwarzającej silne pole elektromagnetyczne żelaznej ramie. Wirnik jest wprawiany w ruch przy pomocy turbiny, poruszającej się z kolei dzięki energii kinetycznej spadającej wody.

Linie przesyłowe

Wyprodukowaną w elektrowni energię elektryczną transmitują na miejsce odbioru linie przesyłowe. Elektryczność nie trafia jednak do naszych domów i zakładów pracy bezpośrednio z miejsca produkcji. Prąd ma bowiem niekiedy zbyt niskie napięcie, by można go było efektywnie przesyłać na dalekie dystanse. Podczas transmisji część energii elektrycznej przekształca się w ciepło i jest tym samym tracona, straty są zaś tym większe, im większy jest ładunek elektryczny prądu. By zminimalizować straty energii, elektryczność kieruje się najpierw do stacji transformatorów, które odpowiednio zwiększają jej napięcie. Ponieważ moc jest wynikiem pomnożenia napięcia przez ładunek elektryczny, a straty energii związane są właśnie z ładunkiem, opłaca się transmitować prąd o niższym ładunku i o wyższym napięciu. Taki prąd nie nadaje się jednak do użytku i dlatego nim zostanie rozdystrybuowany, jego napięcie musi zostać odpowiednio obniżone w stacjach przekazywanych¹⁸⁴.

Zbiornik wodny

Zbiornik wodny nie jest niezbędnym elementem każdej hydroelektrowni, dla niektórych jednak jest niezwykle użyteczny lub nawet niezbędny (np. elektrownie szczytowo-pompowe). Jego budowa oraz napełnienie wodą (lub jej spiętrzenie) jest na ogół najdłuższym etapem budowy elektrowni. Należy pamiętać jednak, że bardzo często możliwe jest wykorzystanie naturalnych zbiorników wodnych.

Aby podjąć jakiegokolwiek działania w celu zagospodarowania cieku wodnego, należy przeanalizować wszystkie aspekty inwestycji, takie jak: uwarunkowania techniczne, uwarunkowania społeczne oraz uwarunkowania prawne. Do uwarunkowań technicznych należą dane IMiGW o przepływach, wysokości istniejącego lub możliwości nowo powstałego piętrzenia. Planując inwestycję, należy wziąć pod uwagę także efekty społeczne, a więc nie tylko ilość nowych miejsc pracy, ale także uciążliwość hydrozespołu dla lokalnej społeczności.

Z punktu prawnego, na dzień dzisiejszy, większość zagadnień warunkują: *Prawo Wodne*, (Ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. w szczególności art. 67, 122 i 131), *Prawo Energetyczne* (w szczególności art. 9a.3 o obrocie energią pochodzącą z OZE) oraz lokalne rozporządzenia dotyczące strategii rozwoju regionu, jak i możliwość wykupu lub dzierżawy gruntu przyległego do miejsca zagospodarowania.

Aby uniknąć niepotrzebnych kosztów, należy w pierwszej kolejności zlecić ekspertyzę odpowiedniej instytucji, zdolnej określić zasadność inwestycji w danej lokalizacji. Analiza ta w zależności od wymagań inwestora może zawierać od informacji podstawowych o stanie cieku wodnego do konkretnych rozwiązań z zakresu hydroenergetyki i planowania przestrzennego.

Rozwiązania techniczne są uzależnione od posiadanych zasobów finansowych i wodnych. Ilość rozwiązań w tej dziedzinie powoduje, że niemożliwe jest określenie szczególnie przydatnej konstrukcji dla MEW, co oznacza, iż dobór musi być ściśle związany z planowaną inwestycją.

Korzyści z produkcji energii w MEW są różnorakie. Energia może być produkowana na potrzeby własne przedsiębiorstw lub na sprzedaż do Zakładu Energetycznego. Innym aspektem są Świadectwa Pochodzenia Energii (ŚPE), które można uzyskać produkując energię z OZE¹⁸⁵.

Elektrownie wodne są inwestycjami o długim okresie zwrotu nakładów, nawet do 30 lat. Nakłady inwestycyjne w zależności od typu elektrowni wynoszą 3-15 tys. zł/kW. Średnie ceny energii elektrycznej ze źródeł wodnych szacowane są w przedziale 0,15-0,40 zł/kW. Małe elektrownie wodne są znacznie tańsze w budowie od dużych. Ekspertiści szacują, że przy obecnych cenach energii elektrycznej w Polsce koszty budowy MEW wznoszonej od podstaw zwraca się po 8-10 latach eksploatacji, a przy wykorzystaniu istniejących budowli spiętrzających – już po sześciu latach, a nawet wcześniej¹⁸⁶.

8.6. METODY MAGAZYNOWANIA ENERGII POCHODZĄCEJ Z WODY

Problem skutecznego i wydajnego magazynowania energii dotyczy każdej dziedziny energetyki. Jest on istotny tym bardziej, gdy mamy do czynienia z nadprodukcją energii w godzinach niskiego na nią zapotrzebowania. Rozwiązaniem tego problemu są elektrownie szczytowo-pompowe, stanowiące swoiste rozwiązania magazynowania energii. Zasada ich działania została pokrótce wcześniej omówiona, przyjrzyjmy się im jednak nieco dokładniej.

Wiele elektrowni borykało się z problemem nadprodukcji energii, który występował podczas godzin nocnych. Zapotrzebowanie na energię elektryczną spada wtedy znacznie, a nie każda elektrownia sprawnie i szybko mogła wstrzymać produkcję na kilka godzin, by po tym okresie na nowo rozpoczynać cały proces produkcyjny. Narodziła się wtedy koncepcja elektrowni szczytowo-pompowych.

Głównym wyróżnikiem takiej elektrowni są dwa zbiorniki wodne, leżące blisko siebie, położone jednak na różnych wysokościach. Nie ma przy tym znaczenia, czy zbiorniki są sztuczne czy naturalne – oba rodzaje spełniają swoją rolę. W godzinach nocnych, gdy energia nie jest tak potrzebna – a więc i tania – uruchamia się pompy, które wtłaczają wodę z nisko położonego zbiornika do tego położonego wyżej. Jest to zamiana energii elektrycznej na energię potencjalną wody. Proces ten trwać może od kilku do kilkunastu godzin – w zależności od objętości pompowanej wody. Następnie w trakcie dnia, gdy energii elektrycznej trzeba dostarczyć dużo i jest ona znacznie cenniejsza niż ta nocna, woda z górnego zbiornika spuszczana jest z powrotem do dolnego – po drodze napędzając turbiny wodne podłączone do generatorów prądu, który przekazywany jest do sieci energetycznej.

Elektrownie szczytowo-pompowe posiadają rzeczywisty ujemny bilans energetyczny – więcej energii potrzeba na wtłoczenie wody niż uzyskiwane jest dzięki jej spadkowi. Energia ta jednak jest znacznie cenniejsza z ekonomicznego punktu widzenia. Na pompowanie wody zużywana jest energia tania, taka która nie znajdzie zastosowania nigdzie indziej, a co ważniejsze często energia, która nie znajdując odbiorcy, zwyczajnie zostałaby stracona. Natomiast w trakcie dnia, przy dużym zapotrzebowaniu na energię elektryczną, gdy klasyczne elektrownie mogłyby nie podołać popytowi, w ciągu kilku minut elektrownia szczytowo-pompowa osiąga pełną moc i dostarcza niezbędny prąd do sieci.

W Polsce istnieje kilka elektrowni tego typu. Pierwszą była Elektrownia Żydowo, zbudowana w roku 1971 w woj. zachodniopomorskim. W jej skład wchodzi dwa naturalne jeziora: Kamienne oraz Kwiecko, których różnica poziomów lustra wody wynosi około 80 m. Łączą je trzy rurociągi o średnicy 5 m i długości 467 m. Elektrownia osiąga moc 156 MW.

Elektrownia Wodna Żarnowiec jest największą w Polsce elektrownią szczytowo-pompową. Znajduje się nad Jeziorem Żarnowieckim w miejscowości Czymanowo w województwie pomorskim. Budowę elektrowni rozpoczęto w 1976 r., a jej uruchomienie nastąpiło w 1983 roku. Początkowo miała pełnić rolę akumulatora energii dla powstającej w niedaleko położonym Krotoszynie elektrowni jądrowej. Górnym zbiornikiem elektrowni jest Czymanowo – sztuczne jezioro o powierzchni 122 ha i pojemności 13 mln m³, wybudowane na terenie byłej wsi Kolkowo. Posiada cztery zespoły wyposażone w turbiny Francisa o mocy łącznej 716 MW w systemie pracy generatorowej i 800 MW w systemie pracy pompowej.

Drugą największą instalacją w Polsce jest Elektrownia Porąbka-Żar. Jest ona położona w malowniczym terenie górskim, a Jezioro Międzybrodzkie ma za dolny zbiornik. Górny zbiornik zbudowany został na szczycie góry Żar. Podobnie jak w przypadku elektrowni w Żarnowcu posiada ona cztery zespoły wyposażone w turbiny Francisa o łącznej mocy 500 MW dla pracy generatorowej oraz 540 MW dla pracy pompowej.



Rys. 123. Elektrownia Żydowo



Rys. 124. Elektrownia Porąbka-Żar - górny zbiornik

8.7. WPŁYW ELEKTROWNI WODNYCH NA ŚRODOWISKO

Wpływ elektrowni wodnych na środowisko jest obecnie szeroko omawiany, gdyż próbuje się zmienić pogląd o ich jedynie pozytywnym oddziaływaniu. Pogląd o nieszkodliwej energii wodnej utarł się w świadomości społecznej głównie w oparciu o brak emisji spalin do powietrza atmosferycznego. Istnieje jednak szereg innych czynników, które mają wpływ na środowisko naturalne, a ich zakres jest bardzo zróżnicowany w zależności od typu elektrowni.

Przede wszystkim zarzuca się elektrowniom tego typu bardzo silną zmianę przyległego otoczenia. Budowa sztucznych zbiorników bądź zapór lub wałów prowadzi do zalewania dużych połaci terenu. Zmienia to warunki siedliskowe zwierząt, nierzadko zmuszając je do wędrówek w poszukiwaniu nowego schronienia. Również wiele ptaków swoje tereny lęgowe posiada na terenach wodnych, a budowa elektrowni i budowli ją wspomagających może je zniszczyć lub mocno zniekształcić.

Grodzie, tamy, wały oraz zapory blokują naturalne szlaki wędrówki ryb, utrudniają również odchowanie się narybku. Spowalniany jest nurt rzeki, co zmienia jej charakter. Zbiorniki wodne oraz rzeki są bardziej podatne na zamulanie się dna, co prowadzi do odtlenienia wody, a w konsekwencji do obumierania w nich życia. Również zmianie ulegają stosunki hydrologiczne okolicznych terenów. Poziom wody gruntowej podnosi się przed zaporą, a obniża za nią.

W przypadku bardzo dużych zbiorników wodnych, np. takich jak Zapora Trzech Przełomów, możliwe są dużo dalej idące konsekwencje. Ciężar nagromadzonej wody może mieć istotny wpływ na sytuację tektoniczną regionu, przyczyniając się do występowania trzęsień ziemi. Przy dużych zbiornikach dużo poważniejsze staje się również zagrożenie osuwiskami ziemi. Wspomnieć należy także o zmianie w skali lokalnej klimatu na skutek dużo większej wilgotności powietrza.

Co się tyczy elektrowni wykorzystujących siłę prądów morskich, obawy budzi przede wszystkim możliwość ich spowolnienia bądź zmiany. Prądy morskie uważane są za jedno z najważniejszych czynników klimatotwórczych na naszej planecie. Wszelkie ingerowanie w nie może mieć skutki niemożliwe do przewidzenia.

Podobnie wygląda sytuacja z wykorzystaniem energii pływów oraz fal morskich. Istnieje tutaj niebezpieczeństwo zmiany delikatnej równowagi, a przez to degradację środowiska naturalnego. Osłabienie siły uderzeń fal morskich całkowicie zdestabilizować może brzeg morski. Nawodne urządzenia są również zagrożeniem dla ptaków i zwierząt morskich. Natomiast wykorzystanie energii pływów w różnym zakresie wiąże się z zatrzymaniem wody morskiej, co np. w delcie rzeki prowadzić może do większego jej rozlewania się, a zatem zmiany warunków siedliskowych całego terenu.

Z uwagi na powyższe, każda taka inwestycja powinna być starannie przemyślana i dostosowana do otoczenia. Należy pamiętać, że wyżej opisane wady te często są wyolbrzymiane przez przeciwników określonych rozwiązań. Budowa zbiornika dla elektrowni szczytowo-pompowej w górach nie zagrazi hydrologicznemu obrazowi okolicy. Pozyskiwanie energii z fal może osłabić impet ich uderzenia w brzeg, co spowolni erozję zagrożonych klifów bądź wybrzeży. Nie istnieją rozwiązania, które zawsze się sprawdzają lub są zupełnie niepraktyczne. Wybudowanie zapory na Nilu zakłóciło coroczny cykl wylewów rzeki – wylewów, które pozwoliły na pustyni rozwinąć się wspaniałej cywilizacji Egiptu, dzięki nawadnianiu ziemi i przenoszeniu żyznego mułu. Środowisko funkcjonuje w delikatnej równowadze i jeśli tylko człowiek będzie potrafił dostosować się do niej, osiągnie same korzyści.

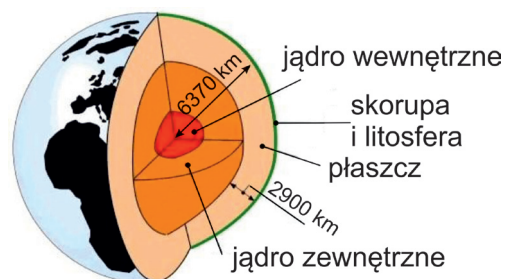
Elektrownie wodne posiadają za to nieoceniony wpływ na stan powietrza atmosferycznego. Ich funkcjonowanie znacznie zmniejsza zużycie paliw konwencjonalnych, a więc i emisję gazów do atmosfery. Dla przykładu, w przypadku wytworzenia przez MEW 1 GW energii elektrycznej to oszczędność 800 ton węgla i dzięki temu niewyemitowanie do atmosfery 15 ton tlenków siarki, 150 kg dwutlenku węgla, 5 ton tlenków azotu i 16 kg żużli i popiołów.

PYTANIA KONTROLNE

- 1) Wymień i krótko scharakteryzuj najpopularniejsze typy turbin wodnych.
- 2) Opisz cztery typy elektrowni wodnych.
- 3) Wymień oraz krótko opisz wady i zalety MEW.
- 4) Opisz system magazynowania energii przy zastosowaniu elektrowni wodnych.
- 5) Przedstaw wpływ elektrowni wodnych na środowisko.
- 6) Krótko scharakteryzuj budowę hydroelektrowni.
- 7) Opisz typy elektrowni właściwe MEW.
- 8) Przedstaw możliwości uzyskania energii z mórz i oceanów.

9.1. TECHNICZNE MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA ENERGII GEOTERMALNEJ

Energia geotermalna jest naturalnym ciepłem wnętrza Ziemi, które jest zgromadzone w skałach oraz wypełniających je płynach. Ciepło geotermalne powstaje w jądrze Ziemi, gdzie zachodzi rozpad pierwiastków promieniotwórczych, którego efektem jest wysoka temperatura dochodząca do ok. 6.000°C. Temperatura ta maleje w miarę zbliżania się do powierzchni Ziemi o 15-80°C na jeden kilometr, w zależności od rodzaju skał i warunków geologicznych. Dla przykładu, na naszym kontynencie temperatura wzrasta o 3°C na każde 100 m głębokości.



Rys. 125. Przekrój Ziemi

Dodatkowe zasoby energii codziennie dostarczają do podłoża promieniowanie słoneczne i opady deszczu. Wykorzystanie zasobów energii geotermalnej jest ściśle powiązane z parametrami termalnymi złoża. W zależności od głębokości występowania złoża rozróżnia się geotermię płytką i głęboką¹⁸⁷.

Geotermia głęboka to energia zawarta w wodach znajdujących się na znacznych głębokościach (2; 3 km i więcej), głównie w postaci naturalnych zbiorników, o temperaturach powyżej 20°C. W warunkach istniejących

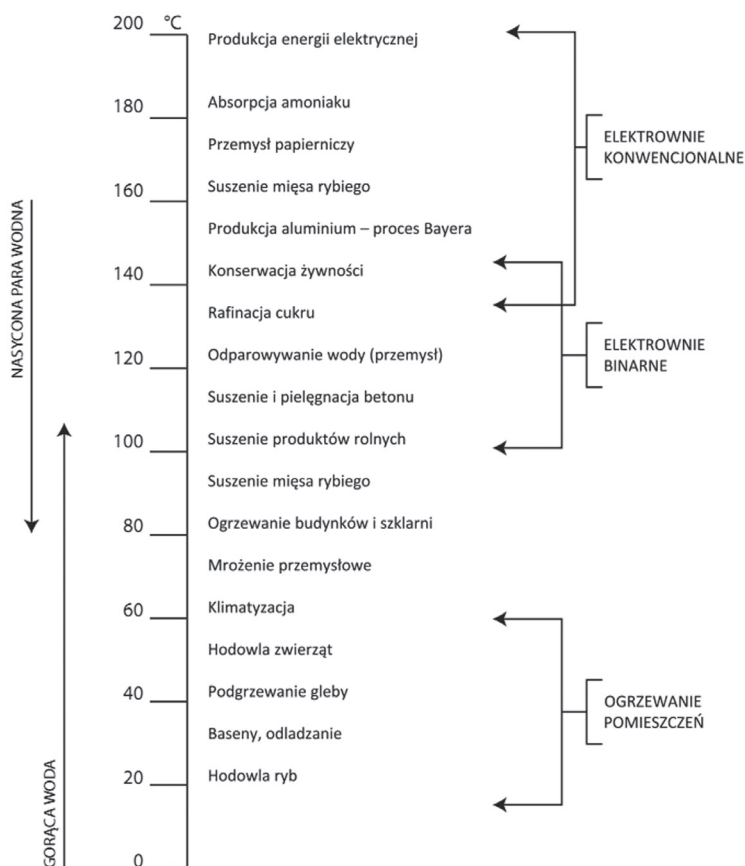
w Polsce, na takich głębokościach temperatury wód geotermalnych sięgają od 80 do 90°C, a w pewnych lokalizacjach, mogą przekraczać nawet 100°C.

Geotermia głęboka może być uzyskiwana w sposób bezpośredni, a poziom temperatur rzędu od 60 do 80°C predestynuje ją do pozyskiwania energii do celów ciepłowniczych na szeroką skalę. W takim też celu wzniesiono wszystkie istniejące w Polsce obiekty przetwarzające ten typ energii.

Geotermia płytka zaś to zasoby energii pochodzenia geotermicznego, skumulowane w wodach, parach wodnych i gruntach znajdujących się na stosunkowo niewielkich głębokościach i zarazem o temperaturach na tyle niskich (nieprzekraczających 20°C), że ich bezpośrednie wykorzystanie do celów energetycznych jest niemożliwe i nieopłacalne. Można je natomiast efektywnie eksploatować w sposób pośredni przy użyciu pomp ciepła.

Sposób wykorzystania energii w zależności od temperatury można prześledzić na diagramie zamieszczonym obok.

Dziedziną energetyki cieplnej, która zajmuje się wykorzystaniem i przetwarzaniem



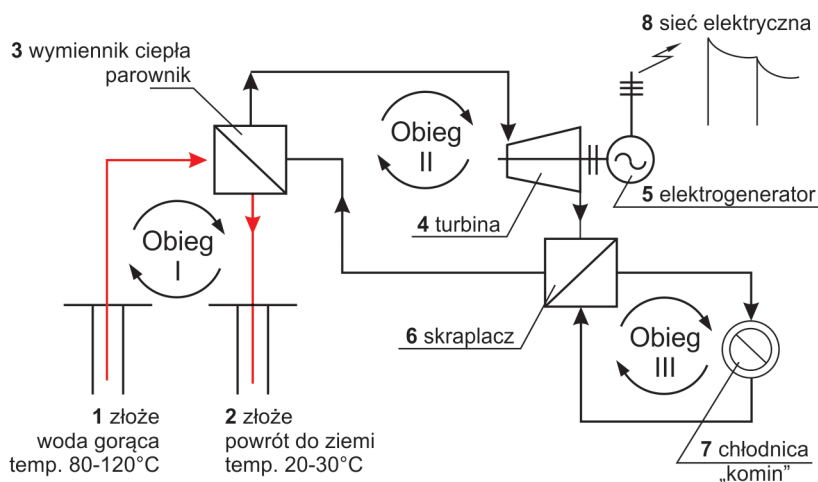
Rys. 126. Diagram ilustrujący praktyczne wykorzystanie wód geotermalnych w zależności od temperatury (opracowany przez islandzkiego specjalistę inż. Baldura Lindala, 1973)

energii (ciepła) wnętrza Ziemi, skumulowanej w złożach geologicznych przegrzanej pary wodnej, wód geotermalnych i gorących suchych skał jest geoenergetyka. Wody geotermalne o temperaturach 20-80°C wykorzystuje się w ciepłownictwie do ogrzewania budynków przemysłowych i mieszkalnych, rolniczych, leczniczych, rekreacyjnych, sportowych. Z par wodnych i wód geotermalnych o temperaturze powyżej 80°C wytwarza się w zakładach geoenergetycznych (elektrociepłowniach i elektrowniach geotermalnych) również prąd elektryczny.

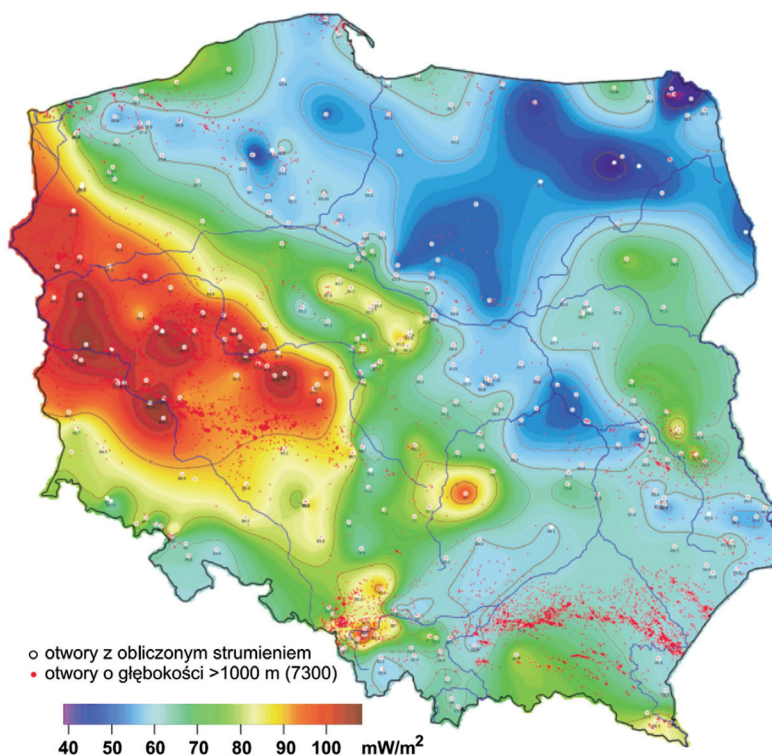
Elektrownie lub elektrociepłownie geotermalne pracują podobnie do klasycznych elektrowni parowych – dla wysokotemperaturowych źródeł lub z dodatkowym, drugim obiegiem specjalnego czynnika w obiegu roboczym elektrowni, tzw. elektrownie binarne – dla niższych temperatur wnętrza ziemi rzędu 80-150°C. Te drugie, znane są na świecie pod nazwą elektrownie geotermalne ORC (Organic Ranking Cycle). Wykorzystują one w cyklu pracy nie klasyczny układ wodno-parowy, a inne nośniki energii, jak np. lekkie węglowodory. Schemat elektrowni geotermalnej typu ORC przedstawia rys. nr 125. Są w niej trzy podstawowe obiegi: pierwszy, tzw. geotermalny(I) obejmuje obieg gorącej wody (1) wypływającej odwiertem ze złoża na powierzchnię Ziemi, do rurowych lub płytowych wymienników ciepła (3), skąd oziębiona woda geotermalna wraca drugim odwiertem geotermalnym (2) do złoża geotermalnego w Ziemi. W drugim obiegu cieplnym, tzw. termodynamicznym (II), krąży niskowrzący nośnik energii. Jest to substancja chemiczna, która ze względu na swoje własności, stosowana jest powszechnie w chłodnictwie. Obieg trzeci, tzw. chłodniczy (III) ma za zadanie równoważyć ciepło całego układu z wykorzystaniem chłodnicy kominowej (7)¹⁸⁸.

W ostatnich latach w Polsce badania nad dokumentacją złóż energii geotermalnej uległy intensyfikacji. Polski Instytut Geologiczny opracował mapę strumienia ciepłego Polski. Obszary podwyższonych wartości strumienia, oznaczone na mapie poniżej kolorem czerwonym, posiadają największe perspektywy dla pozyskiwania energii geotermalnej. Opierając się na tych badaniach określono, że możliwość wykorzystania energii wnętrza Ziemi istnieje na ponad 60% powierzchni naszego kraju. Wody geotermalne charakteryzują się przy tym temperaturami w granicach 30-120°C, co czyni je przydatnymi raczej do pozyskiwania energii cieplnej niż elektrycznej. Potencjał techniczny, jaki posiada energia geotermalna, dla terenów Polski został oszacowany przez Polską Akademię Nauk na poziomie 1.512 PJ/rok, co stanowi ok. 30% krajowego zapotrzebowania na ciepło.

Z zasobów energii geotermalnej korzysta obecnie prawie 80 krajów, z czego ponad 30 w samej Europie. Pierwsza siłownia wykorzystująca energię geotermalną do produkcji energii elektrycznej powstała we Włoszech. Ak-



Rys. 127. Schemat elektrowni geotermalnej ORC



Rys. 128. Mapa strumienia ciepłego dla obszaru Polski

tualnie światowym potentatem w produkcji energii elektrycznej w oparciu o geotermalne zasoby energetyczne są Stany Zjednoczone.

W Polsce funkcjonuje obecnie dziewięć ciepłowni geotermalnych:

- Bańska Niżna (4,5 MJ/s, docelowo 70 MJ/s),
- Pyrzyce (15 MJ/s, docelowo 50 MJ/s),
- Stargard Szczeciński (14 MJ/s)
- Mszczonów (7,3 MJ/s),
- Uniejów (2,6 MJ/s),
- Słomniki (1 MJ/s).
- Lasek (2,6 MJ/s)
- Klikuszowa (1 MJ/h)
- Czarnków (11,5 MW)

Kolejny zakład geotermalny jest budowany m.in w Toruniu.

Są to ciepłownie w systemach biwalentnych, w których poza sezonem grzewczym ciepło użytkowe pochodzi wyłącznie ze źródła geotermalnego, natomiast w sezonie, w okresie szczytu zapotrzebowania na energię, uruchamia się dodatkowo wspierające źródło konwencjonalne (zwykle są to kotły gazowe). Wybranym ciepłowniom towarzyszą dodatkowe obiekty, wykorzystujące ciepło wód geotermalnych. Przykładowo, w Uniejowie i Mszczonowie działają kąpieliska termalne.

Pierwszy w kraju zakład geotermalny wybudowany został w 1993 roku na Podhalu. Jako ujęcie eksploatacyjne wykorzystano otwór Bańska IG-1 o głębokości 5.261 m, wykonany w Białym Dunajcu przez Karpacki Oddział Państwowego Instytutu Geologicznego. Obecnie, wodę o temperaturze ok. 86°C eksploatuje się dwoma otworami produkcyjnymi, a po wykorzystaniu zmagazynowanego w niej ciepła, zatłacza się z powrotem do złoża dwoma otworami chłonnymi. W sumie można pobierać 670 m³ wody na godzinę. Energia cieplna z wydobywanych wód termalnych jest odbierana za pośrednictwem wymienników ciepła. W wymiennikach ogrzewana jest woda obiegu wtórnego, która następnie jest transportowana rurociągiem przesyłowym do Zakopanego. Sieć dystrybucyjna zaopatruje nie tylko Zakopane, ale również Biały Dunajec i Bańską Niżną. Obecnie zakład osiągnął sprzedaż ciepła na poziomie ponad 324 TJ/rok oraz przekroczył 50 MW mocy zamówionej na koniec 2008 r.

Zakład geotermalny w Pyrzycach (zbudowany w latach 1992-1996) wykorzystuje wody o temperaturze ok. 64°C. Działają w nim dwa otwory eksploatacyjne i dwa otwory chłonne. Energia cieplna zasila czterelnastotysięczne miasto. Zakład geotermalny w Mszczonowie (2000 r.) zastąpił trzy osiedlowe kotłownie zlokalizowane w centrum miasta. Jego działalność oparta jest na energii pozyskanej z wód słodkich (mineralizacja 0,5 g/dm³) pochodzących z głębokości 1.700 m. Woda, o temperaturze 40°C, wypływa samoczynnie z otworów eksploatacyjnych, dzięki ciśnieniu panującemu w złożu. Po odebraniu ciepła jest wykorzystywana do celów użytkowych.

W 2002 roku została uruchomiona nowa instalacja geotermalna – zakład ciepłowniczy w Słomnikach. Instalacja ta wykorzystuje wody słodkie o temperaturze poniżej 20°C (17°C) jako źródło ciepła dla obiektów szkoły i budynków indywidualnych. Woda ta, po schłodzeniu, staje się wodą pitną i trafia do wodociągu miejskiego¹⁸⁹.

9.2. DOLNE I GÓRNE ŹRÓDŁA CIEPŁA

Dolne źródło ciepła – jest to układ pobierający ciepło z otoczenia, tzw. naturalny akumulator energii cieplnej ładowany latem a rozładowywany zimą. Najlepszymi dolnymi źródłami ciepła odpowiadającymi polskiemu warunkom klimatycznym są¹⁹⁰:

- **grunt** – energia cieplna jest akumulowana w około 10-metrowej warstwie gruntu. Przyjmuje się, że na tej głębokości temperatura jest równa średniorocznej temperaturze powietrza i wynosi dla naszych warunków klimatycznych ok. 7-8°C. Z uwagi na koszty inwestycyjne poziome wymienniki gruntowe układa się na głębokości 1-2 m. Na tym poziomie temperatura gruntu zmienia się sinusoidalnie w skali roku, co obrazuje rysunek nr 128. Wartości odchylenia temperatury od wartości średniorocznej zależą od właściwości fizycznych gleby



Rys. 129. Otwór eksploatacyjny Bańska IG-1 w Białym Dunajcu



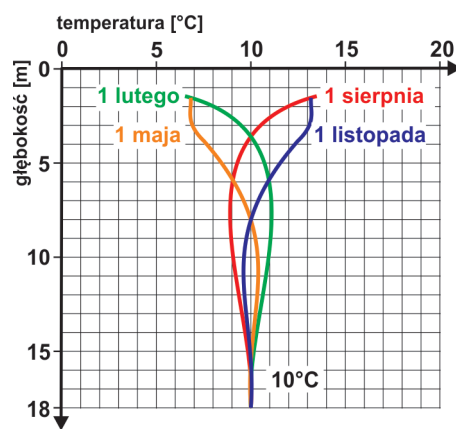
Rys. 130. Zakłady geotermalne w Polsce

i głębokości. Ciepło gruntowe pobierane w okresach zimowych regeneruje się przede wszystkim w okresach cieplejszych, tj. wiosną i latem. Regeneracja gruntu następuje przede wszystkim dzięki promieniowaniu słonecznemu oraz opadom atmosferycznym, co zapewnia, że grunt zakumuluje znowu ciepło na następny sezon grzewczy. Grunt może być użyty jako dolne źródło tylko dla pomp ciepła o stosunkowo niewielkich wydajnościach cieplnych.

- **wody powierzchniowe** – rzeki, jeziora, stawy, morza. Wadą wód powierzchniowych jako dolnego źródła są problemy z poborem energii w okresach niskich temperatur oraz przy minimalnych przepływach, a także występowanie oblodzenia. Z uwagi na zanieczyszczenie wód powierzchniowych z reguły wymagane jest stosowanie wymienników pośrednich i odpowiednich układów filtrujących, a to zmniejsza efektywność energetyczną pomp ciepła i podnosi koszty inwestycyjne.
- **wody podziemne** – stanowią źródło o łatwej dostępności. Charakteryzują się małymi zmianami temperatur w ciągu roku i dla warunków klimatycznych Polski wynoszą przeważnie 5-12°C. Wody te mogą być kierowane bezpośrednio do parownika, a przy dużym zasoleniu może być zastosowany pośredni wymiennik ciepła. Wadę stanowi wysoki koszt inwestycyjny i eksploatacyjny ujęcia.
- **powietrze atmosferyczne** – charakteryzuje się dużą zmiennością temperatur zarówno w okresie dobowym, jak i w całym okresie grzewczym, dlatego nie jest uznawane za najefektywniejsze rozwiązanie z dostępnych dolnych źródeł. W zakresie temperatur ujemnych występują poważne problemy z oszranianiem i odtajaniem urządzeń. Zaletą jest to, że koszty inwestycji są pomniejszone o koszty wykonania wymiennika dolnego źródła ciepła.
- **powietrze wewnętrzne** – jest to powietrze usuwane z wnętrza domu, zakładu produkcyjnego poprzez system wentylacji. Ciepło wytworzone wewnątrz przez oświetlenie, ludzi i urządzenia domowe może zostać odzyskane poprzez zastosowanie pompy ciepła na powietrze wentylacyjne wywiewne z budynku. Umożliwia to odzyskanie energii i wykorzystanie jej do produkcji ciepła na potrzeby ciepłej wody użytkowej, a nawet na ogrzewanie.
- **ciepło odpadowe** – temperatura i potencjał ciepła odpadowego charakteryzują się wartością wynikającą z przebiegu procesu technologicznego i na ogół nie zależą one od pory roku. Temperatura tych źródeł jest stosunkowo wysoka i wynosi od 20 do nawet 80°C. Na uwagę zasługują szczególnie zakłady przemysłu spożywczego, takie jak: mięsne, mleczarskie, przetwórstwa owocowo-warzywnego, piwowarskie. Odpadowa energia cieplna występuje również w wielu procesach technologicznych w produkcji rolniczej, np. chłodzenie mleka¹⁹¹.

Górne źródło ciepła stanowi instalacja grzewcza, jest ono więc tożsame z potrzebami cieplnymi odbiorcy. Parametry techniczne pomp ciepła ograniczają ich przydatność do następujących celów¹⁹²:

- ogrzewania podłogowego: 25-29°C
- ogrzewania sufitowego: do 45°C
- ogrzewania grzejnikowego o obniżonych parametrach: np. 55/40°C
- podgrzewania ciepłej wody użytkowej: 55-60°C
- niskotemperaturowych procesów technologicznych: 25-60°C.



Rys. 131. Roczny przebieg temperatur w gruncie

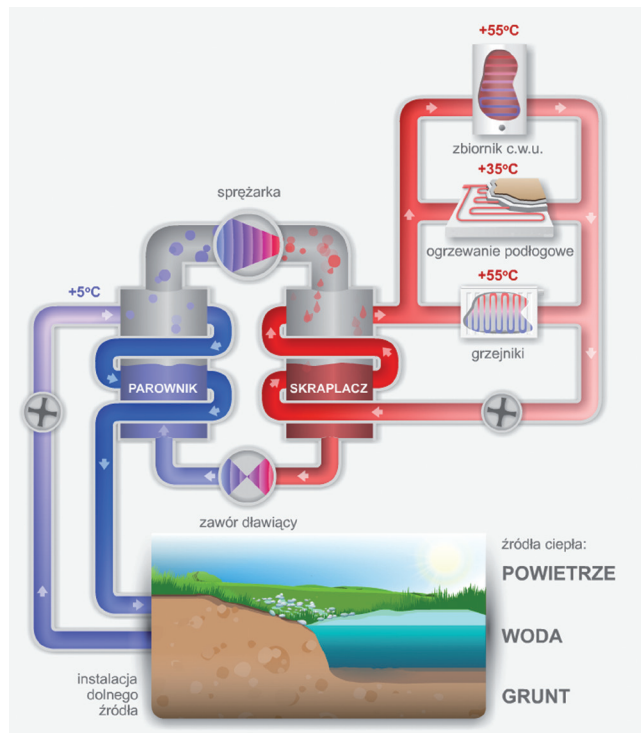
9.3. BUDOWA I ZASADA DZIAŁANIA SPRĘŻARKOWEJ POMPY CIEPŁA

Pompa ciepła jest urządzeniem grzewczym, które pobiera określoną ilość energii cieplnej z dolnego źródła ciepła za pomocą kolektora pionowego, poziomego bądź studni głębinowych czy też powietrza atmosferycznego i przenosi ją do górnego źródła ciepła, które bezpośrednio stanowi system grzewczy budynku, ciepłą wodę, ogrzewanie podłogowe, czy grzejnikowe w procesie termodynamicznym. Najbardziej rozpowszechnione i najdojrzałe technicznie rozwiązanie stanowią sprężarkowe pompy ciepła, dlatego to właśnie na ich przykładzie zostanie przedstawiona zasada działania pompy. W pozostałych rodzajach stosowanych obecnie pomp ciepła, których charakterystyka zawarta jest w rozdziale 9.4. wykorzystane są te same zasady fizyczne, co przy sprężarkowej pompie ciepła.

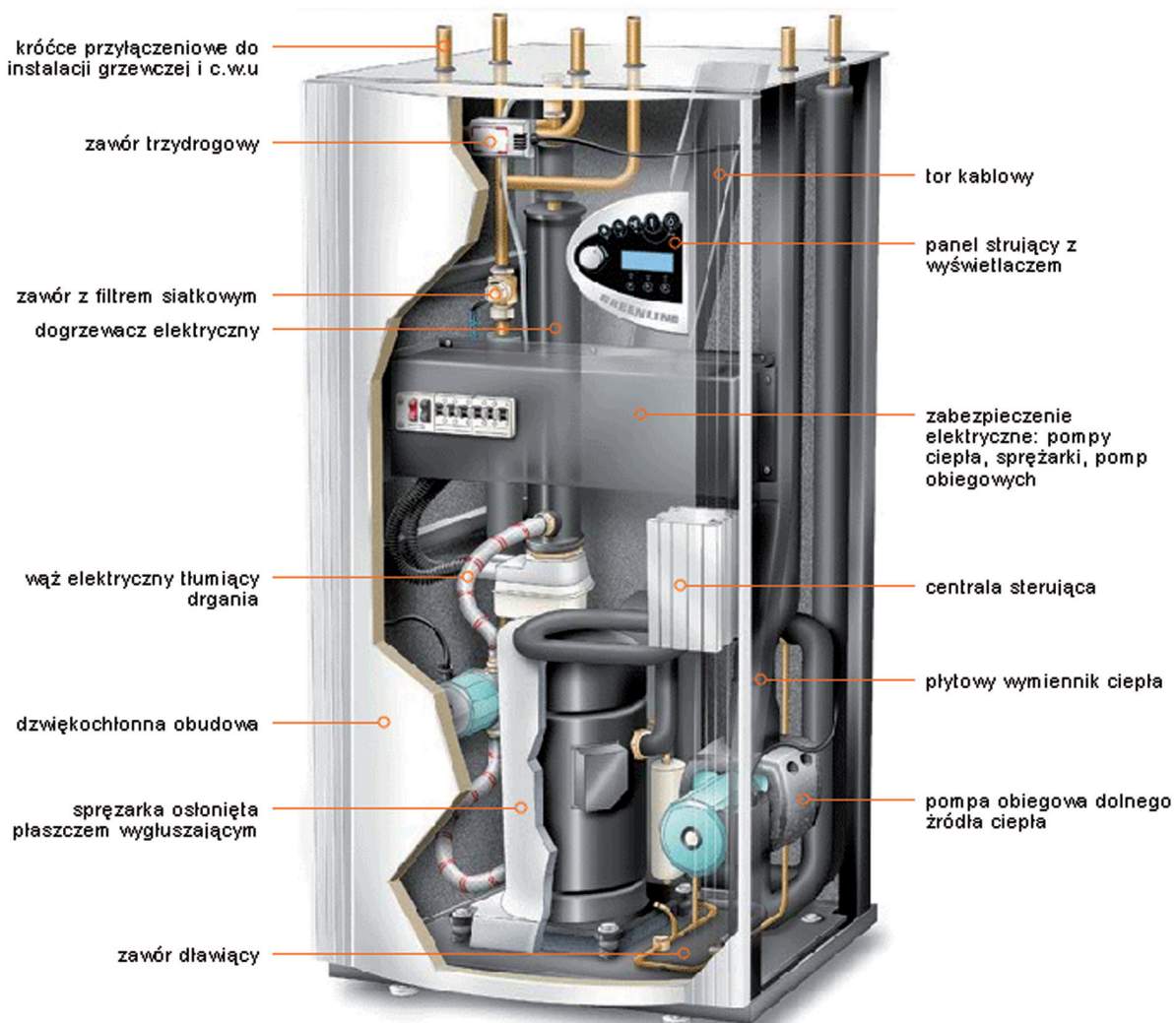
Działanie sprężarkowej pompy ciepła, najlepiej przedstawić na przykładzie działania lodówki. Pobiera ona z produktów żywnościowych ich wewnętrzne ciepło i oddaje je na zewnątrz – do pomieszczenia. Pompy ciepła

nie różnią się niczym, pod względem zasady działania od lodówki, przemiany termodynamiczne i podstawowe elementy konstrukcyjne w obu urządzeniach są identyczne. Jedyną różnicą między nimi to efekty ich pracy, a co za tym idzie – zastosowanie. Lodówka ma dobrze chłodzić produkty spożywcze, a efektem ubocznym jej pracy jest ogrzewanie pomieszczenia. Pompa ciepła natomiast ma grzać budynek, a efektem ubocznym to chłodzenie dolnego źródła ciepła¹⁹³.

Głównymi elementami pompy ciepła są: parownik, skraplacz, sprężarka i zawór dławiący¹⁹⁴. Wszystkie te elementy połączone są przewodem wypełnionym czynnikiem roboczym – nośnikiem ciepła. To właśnie za pomocą nośnika ciepła odbywa się transport ciepła. W skrócie: czynnik roboczy pobiera ciepło z otoczenia ziemi, transportuje je do pompy ciepła i dalej do parownika. Parownik ma konstrukcję wymiennika płytowego, gdzie między sąsiednimi płytami znajdują się: czynnik chłodniczy, posiadający wyjątkowo niską temperaturę wrzenia oraz nośnik ciepła. Pod wpływem temperatury nośnika ciepła czynnik chłodniczy wrze – odparowuje, a sprężarka spręża tę parę i podwyższa



Rys. 132. Zasada działania sprężarkowej pompy ciepła



Rys. 133. Pompa ciepła bez zbiornika ciepłej wody użytkowej

ciśnienie. Jednocześnie podnosi się temperatura do wyznaczonego poziomu ogrzewania i powstaje strumień ciepła. Para oddaje zdobyte ciepło do gorącej wody i przechodzi w stan ciekły. Zawór dławiący obniża ciśnienie z powrotem do pierwotnego poziomu – ciecz ochładza się dalej i obieg rozpoczyna się na nowo. Ciepło może być znowu pobierane i oddawane do systemu grzewczego.

Jednym ze wskaźników charakteryzujących pompy ciepła jest tzw. współczynnik efektywności. Mówi on, ile zużyto energii elektrycznej, napędzającej sprężarkę elektryczną, w stosunku do całości oddanej energii grzewczej. Typowy współczynnik efektywności nowoczesnych pomp ciepła wynosi 4 i mówi, że dostarczone systemowi grzewczemu ciepło składa się w trzech czwartych z ciepła pobranego bezpośrednio ze środowiska, a w jednej czwartej z energii elektrycznej, koniecznej do pracy sprężarki. Współczynnik efektywności pompy oblicza się, stosując następujący wzór:

$$\text{COP} = \text{wsp. efektywności energetycznej} = \frac{\text{oddana moc grzewcza}}{\text{użyta moc elektryczna}} = \frac{4 \text{ kW}}{1 \text{ kW}} = 4$$

Bardzo dobre wykorzystanie energii pierwotnej paliwa zapewniają pompy ciepła ze sprężarkami napędzanymi silnikami spalinowymi. Silnik może być napędzany gazem ziemnym, olejem napędowym lub biomasą (olej rzepakowy, biogaz).

Wykorzystanie ciepła odprowadzanego z układu chłodzenia silnika i ciepła spalin odlotowych umożliwia uzyskanie dodatkowych oszczędności energii pierwotnej (zużycie energii pierwotnej jest o 62% mniejsze w porównaniu z pompą ciepła z silnikiem elektrycznym). Mimo tak dużej wydajności to rozwiązanie jest niepraktyczne, ponieważ silnik emituje duży hałas i wymaga uciążliwej obsługi¹⁹⁵.

9.4. RODZAJE POMP CIEPŁA

Pompy ciepła dzielone są na podstawie dwóch głównych kryteriów: według sposobu podnoszenia ciśnienia i temperatury czynnika roboczego oraz według dolnego źródła ciepła.

Ze względu na pierwsze kryterium wyróżnia się¹⁹⁶:

- **sprężarkowe** pompy ciepła,
- **sorpcyjne** pompy ciepła (z podziałem na pompy ciepła absorpcyjne i adsorpcyjne),
- pompy ciepła **Vuilleumiera**.

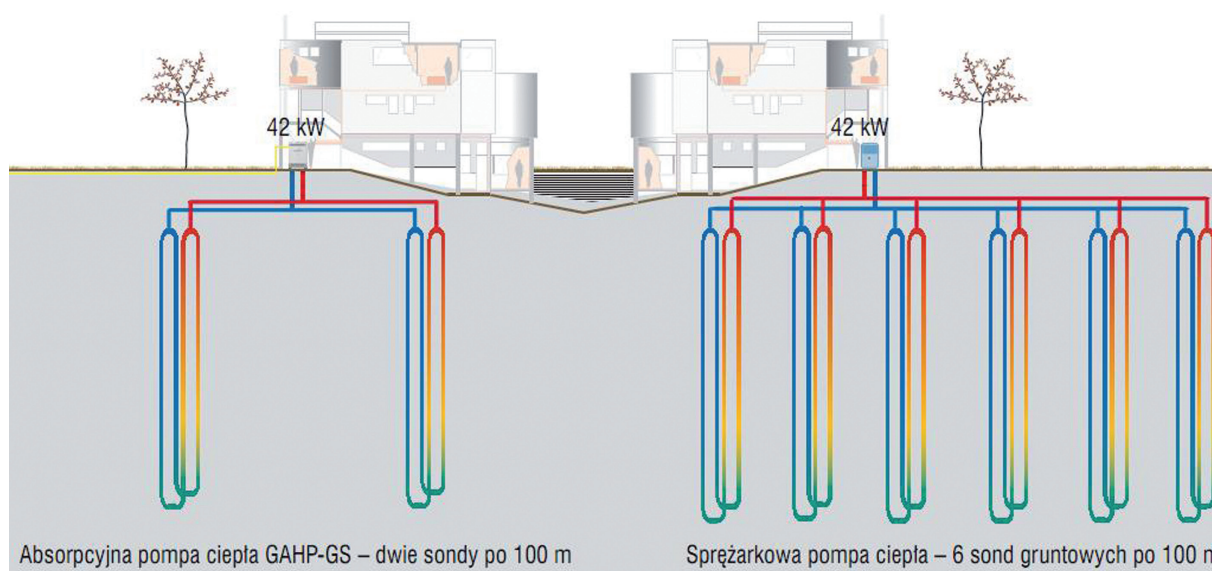
Sprężarkowe pompy ciepła zostały już omówione wcześniej, dlatego zostaną one tu pominięte. Szerzej omówione zostaną natomiast dwa pozostałe typy pomp.

Mówiąc o sorpcyjnych pompach ciepła, należy zacząć od wyjaśnienia samego terminu sorpcja. Sorpcja to proces fizykochemiczny, w których określona ciecz lub gaz wchłaniane są przez inną ciecz (absorpcja) lub też zatrzymywane na powierzchni ciała stałego (adsorpcja). Procesy te następują w określonych warunkach w wyniku oddziaływań fizycznych (ciśnienie, temperatura) i są odwracalne. Przykładami takich procesów, znanych z życia codziennego, są np.:

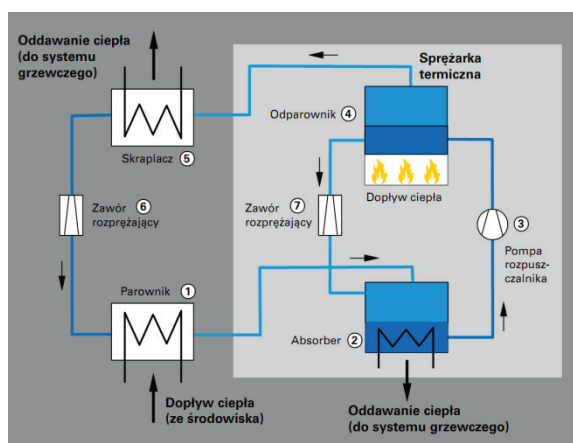
- zaabsorbowany (rozpuszczony) w wodzie mineralnej kwas węglowy, który po otwarciu butelki (zmniejszenie ciśnienia) ponownie się uwalnia,
- odfiltrowywanie zapachów i szkodliwych gazów z powietrza przez węgiel aktywny (adsorpcja).

Absorpcyjne pompy ciepła pracują zazwyczaj, wykorzystując gaz ziemny, przy czym zamiast sprężarki mechanicznej stosuje się w nich sprężarkę termiczną. Wykorzystują one te same zasady fizyczne, co sprężarkowe pompy ciepła. Stosowany jest w nich czynnik chłodniczy wrzący już w niskich temperaturach. Pary czynnika chłodniczego przepływają do absorbera, gdzie zostają zaabsorbowane (rozpuszczone) przez rozpuszczalnik, np. wodę, oddając przy tym ciepło rozpuszczania. Powstające ciepło zostaje przekazane przez wymiennik ciepła do instalacji grzewczej. Nakład energii (elektrycznej) do napędu pompy rozpuszczalnika jest bardzo mały. Energię dla sprężarki termicznej doprowadza się w postaci ciepła (spalanie gazu). Zamiast paliwa gazowego można zastosować inne źródła ciepła. Zaletą absorpcyjnej pompy ciepła jest dobre wykorzystanie energii pierwotnej oraz brak wszelkich części ruchomych (poza pompą rozpuszczalnika).

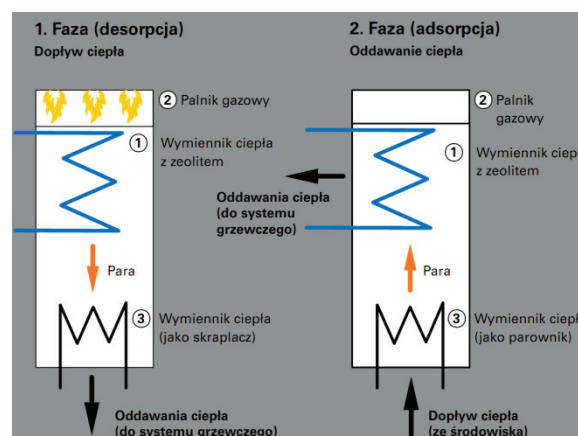
Adsorpcyjna pompa ciepła pracuje z zastosowaniem ciał stałych, np. węgla aktywnego, żelu krzemionkowego (szkliste rodzaje krzemionki) lub zeolitu. Mineral zeolit – potocznie nazywany jest „wrzącym kamieniem” – ma właściwość wsysania pary wodnej, wiązania jej z sobą (adsorpcji) z oddawaniem przy tym ciepła na poziomie temperaturowym do ok. 300°C. Warunkiem działania adsorpcyjnej pompy ciepła jest próżnia. W pierw-



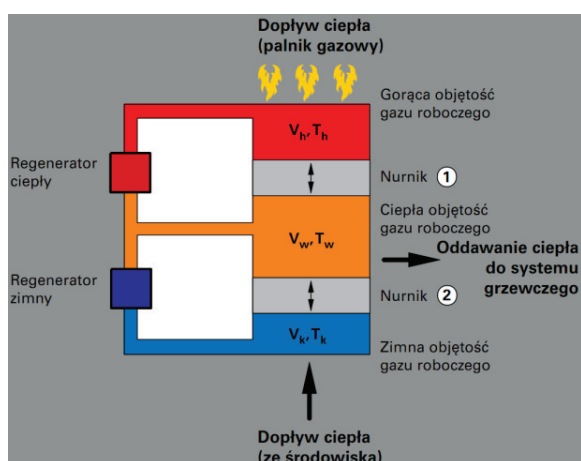
Rys. 134. Porównanie wielkości wymiennika gruntowego dla 42 kW pompy absorpcyjnej i sprężarkowej



Rys. 135. Schemat działania absorpcyjnej pompy ciepła



Rys. 136. Sposób działania adsorpcyjnej pompy ciepła



Rys. 137. Zasada pompy ciepła Vuilleumiera

szej fazie (tzw. fazie desorpcji) do wymiennika ciepła, pokrytego żelazem krzemionkowym lub zeolitem, doprowadza się ciepło, np. z palnika gazowego. Wskutek tego woda zawarta w tym materiale zostaje uwolniona jako para i przepływa do drugiego wymiennika ciepła. Ten wymiennik ciepła ma podwójną funkcję: w pierwszej fazie oddaje systemowi grzewczemu ciepło powstające przy kondensacji pary wodnej. W drugiej fazie wymiennik ten działa jako parownik, przekazując wodzie ciepło ze środowiska. Czynnik chłodniczy to woda, która pod wpływem ciepła ze środowiska paruje. Para wodna przepływa z powrotem do pierwszego wymiennika ciepła i zostaje tam znowu wchłonięta (zaadsorbowana) przez żel krzemionkowy lub zeolit. Ciepło, oddawane przy tym przez żel krzemionkowy lub zeolit, jest przekazywane poprzez pierwszy wymiennik ciepła do systemu grzewczego. Po całkowitym zaadsorbowaniu pary wodnej pełny cykl tej pompy ciepła jest zakończony. Adsorpcyjna pompa ciepła dla ogrzewania domów jedno i dwurodzinnych znajduje się obecnie w fazie prac badawczo-rozwojowych. Wadą tego systemu jest wysoki nakład techniczny ze względu na konieczność stosowania techniki próżniowej.

Pompa ciepła Vuilleumiera wykorzystuje do swojej pracy gaz ziemny (rys. nr 134). Ta pompa ciepła działa na zasadzie napędzanego termicznie gazowego cyklu termodynamicznego. Jako czynnik roboczy stosuje się

neutralny dla środowiska gaz szlachetny hel. Osobliwość tego procesu polega na możliwości użycia dwóch źródeł ciepła o różnym poziomie temperaturowym.

Do „napędzania” procesu służy palnik gazowy, a drugim źródłem ciepła może być np. ciepło powietrza zewnętrznego. Nawet przy temperaturach zewnętrznych minus 20°C można osiągać temperatury zasilania ogrzewania do 75°C. Dzięki temu pompy ciepła Vuilleumiera można stosować do modernizacji budynków istniejących. Instalacje eksperymentalne wykazały sprawności znormalizowane (analogiczne do sprawności znormalizowanych kotłów grzewczych) do 162%, zależnie od parametrów pracy systemu. Systemy znajdują się obecnie w fazie prac badawczo-rozwojowych i zostaną wprowadzone do użycia w ciągu kilku lat po osiągnięciu akceptowalnych ekonomicznych warunków pracy.

Drugi podział pomp ciepła dokonany został ze względu na rodzaj źródła ciepła. Wiąże się to bezpośrednio ze sposobem pozyskiwania naturalnego ciepła z otoczenia. Według tego podziału rozróżniamy cztery podstawowe typy pomp ciepła¹⁹⁷:

- powietrze/woda (P/W),
- woda/woda (W/W),
- solanka/woda (S/W),
- bezpośrednie parowanie/woda (BP/W).

Pompy ciepła – powietrze/woda (P/W)

Pompy ciepła typu powietrze/woda są konstruowane z wykorzystaniem powietrza atmosferycznego. W tym układzie należy się liczyć z koniecznością zastosowania dodatkowego źródła ciepła, ponieważ pompa ciepła typu powietrze – woda pracuje efektywnie do temperatury zewnętrznej –50C. Pompy ciepła typu P/W mogą również zostać wyposażone w aktywne chłodzenie – klimatyzacja latem (tzw. rewersyjne pompy ciepła).

Zalety:

- szybka instalacja,
- niskie koszty w porównaniu z innymi pompami,
- ogólna i niemal nieograniczona dostępność dolnego źródła.

Wady:

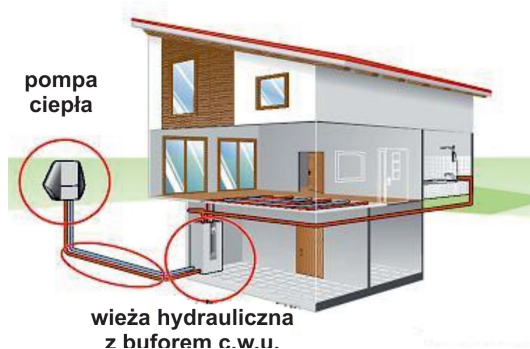
- wysoka zależność pogodowa.

Istnieją trzy podstawowe wersje produkowanych obecnie pomp ciepła typu P/W:

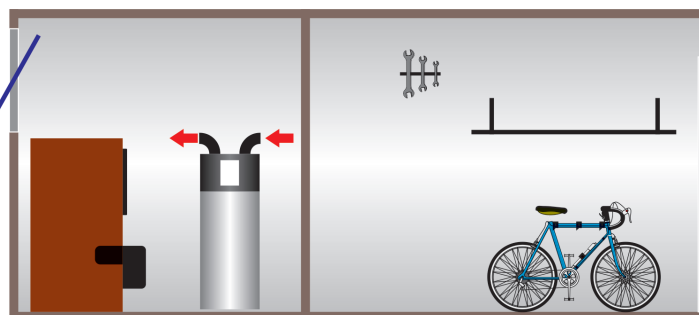
- zewnętrzne pompy typu P/W,
- wewnętrzne pompy typu P/W,
- rozdzielone pompy typu P/W – tzw. split (z zewnętrznym parownikiem).

Zewnętrzne pompy typu P/W to zazwyczaj urządzenie kompaktowe o sporych wymiarach z zainstalowanym, poziomo lub pionowo, dużym wentylatorem, doprowadzającym powietrze bezpośrednio do parownika. Ze względu na krańcowo trudne warunki pracy urządzenia, obudowa pompy jest solidnie wykonana i pokryta warstwą farby antykorozyjnej. Dodatkowo w urządzeniach tego typu stosuje się automatyczny system do odszraniania parownika, co umożliwia pracę pompy w ujemnej temperaturze.

Pompa ciepła typu P/W zainstalowana wewnątrz obiektu nie musi być chroniona przed zmiennymi warunkami pogodowymi. Powietrze jest doprowadzane do pompy za pomocą kanałów z ocynkowanej blachy stalowej lub specjalnych rękawów powietrznych, izolowanych cieplnie.



Rys. 138. Zewnętrzne pompy typu P/W



Rys. 139. Wymiennik powietrze-powietrze

W ostatnim rozwiązaniu parownik, a często i sprężarka takiej pompy, są umieszczone poza urządzeniem głównym i połączone rurociągami obiegu termodynamicznego ze skraplaczem. Parownik pompy ciepła typu split wyposażony jest w wentylator i układ do odszraniania.

Pompy ciepła – woda/woda (W/W)

Wodne pompy ciepła odbierają energię z wód głębinowych. W układzie dwóch lub więcej studni krąży woda. Zasysana jest w studni poboru za pomocą pompy głębinowej, następnie doprowadzana jest do pompy ciepła, a stamtąd odprowadzana przez studnię zrzutową do wód gruntowych. Studnia poboru jest przeważnie jedna, ale studni zrzutowych może być kilka. Głębokość studni w typowych warunkach geologicznych wynosi 6-30 m, a w praktyce nie przekracza 15 m. Spowodowane jest to zbyt wysokim kosztem podnoszenia wody z głębokości większej niż 15 m.

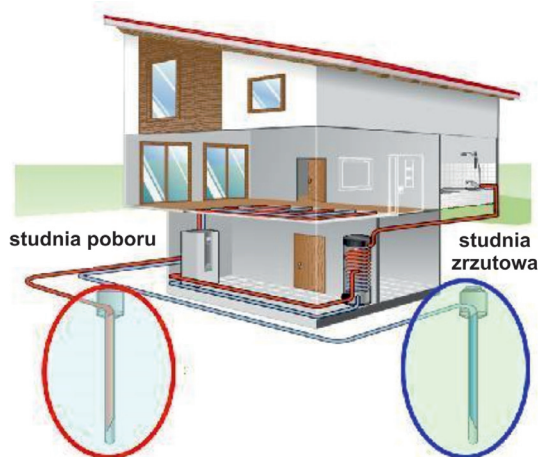
Należy pamiętać o tym, że na wykonanie studni głębszej niż 30 m potrzebne jest zezwolenie wodno-prawne. Aby nie dopuścić do mieszania się wody chłodnej z wodą czepalną, odległość między studnią poboru i studnią zrzutową powinna wynosić minimum 15 m. System woda-woda jest najtańszym rozwiązaniem, jednak nie zawsze warunki geologiczne są korzystne dla tego systemu.

Zalety:

- niskie koszty dolnego źródła przy istniejących zasobach wodnych,
- niska zależność pogodowa, stabilna temperatura źródła przez cały rok,
- mała dewastacja terenu,
- wyższy niż w układzie z gruntową pompą ciepła współczynnik efektywności. Jego wartość przekracza 4, gdyż temperatura wody głębinowej jest zawsze wyższa niż gruntu na głębokości 1 m i nie spada poniżej 5-8°C.

Wady:

- wysokie wymagania co do jakości wody (żelazo, mangan, twardość wody),
- wysokie koszty wykonania studni,
- ograniczony czas eksploatacji studni czepalnej i zrzutowej (15-20 lat),
- dodatkowy element wrażliwy na awarie – pompa głębinowa,
- konieczne jest przeprowadzenie badań wydajności studni poboru oraz jakości wody gruntowej, gdy głębokość studni przekracza ustalone wartości – 30 m, trzeba też uzyskać pozwolenie wodno-prawne,
- jeśli woda głębinowa jest agresywna chemicznie (co ustalane jest na podstawie analizy chemicznej), może być potrzebny odpowiedni układ filtrów, a to zdecydowanie podnosi koszty inwestycji¹⁹⁸.



Rys. 140. Wymiennik woda/woda

Pompy ciepła – solanka – woda (S/W)

Pompa ciepła typu S/W współpracuje z kolektorem gruntowym, przez który przepływa czynnik roboczy w postaci solanki, odbierający ciepło z dolnego źródła. Solanka to wodny roztwór niezamarzającego płynu o nazwie glikol. Obieg solanki jest zamknięty. Zastosowanie niezamarzającego płynu jest bardzo istotne, ponieważ solanka ochłodzona w parowniku, zanim ponownie odbierze ciepło z gruntu, może osiągać temperaturę niższą od 0°C.

W pompach ciepła typu S/W stosowane są trzy różne wersje wymiennika gruntowego:

- kolektor gruntowy płaski,
- kolektor gruntowy spiralny,
- kolektor gruntowy pionowy (sondy głębinowe).

Kolektor płaski wykonuje się z rur polietylenowych o średnicy jednego cala, układanych w wykopie o głębokości 1,5-2 m, czyli około 30 cm poniżej strefy przemarzania. Jest to zwykle kilka odcinków rur o długości ok. 100 m. Przy odstępach między rurami rzędu 0,5-0,8 m z jednego m² gruntu z kolektorem otrzymuje się moc od 10 do 40 W, w zależności od rodzaju gleby (gliniasty i wilgotny grunt oddaje więcej ciepła niż piaszczysty,



Rys. 141. Sposób układania kolektora gruntowego płaskiego

suchy). Jeżeli przyszły użytkownik dysponuje stawem lub jeziorem, można wykorzystać je jako źródło ciepła. Wężownicę z rur polietylenowych w prosty sposób można umieścić na dnie stawu lub jeziora. W większości wypadków wystarczają stawy o powierzchni 1.000-2.000 m² i minimalnej głębokości 1,5-2,5 m¹⁹⁹.

Kolektor spiralny działa na podobnej zasadzie jak kolektor płaski. Sekcje kolektora mają postać spiralnych zwojów ułożonych w rowach o długości 15-20 m i szerokości minimum 80 cm. Kolektory spiralne stanowią alternatywę do kolektorów płaskich. Wykopanie szerokich rowów o długości kilkunastu metrów jest mniej kłopotliwe niż zdjęcie dwumetrowej warstwy gruntu z dużej powierzchni działki. Odległość pomiędzy sekcjami nie powinna być mniejsza niż 3 m. Długość przewodów dla kolektorów płaskich spiralnych trzeba zwiększyć o 30%, gdyż charakteryzują się mniejszym odbiorem jednostkowym z m² gruntu²⁰⁰.

Zalety kolektorów poziomych:

- relatywnie niski koszt inwestycyjny,
- prostota wykonania – brak konieczności stosowania specjalistycznego sprzętu.

Wady kolektora poziomego:

- duży obszar zajmowanego terenu – w przypadku kolektora płaskiego,
- skrócony czas wegetacji roślin na terenie nad kolektorem,
- duże opory hydrauliczne, większe koszty pompowania glikolu.

Sondy głębinowe stosowane są wtedy, gdy nie ma warunków do wykonania kolektora płaskiego lub spiralnego. Sekcje kolektora mają kształt wydłużonej litery „U” i są umieszczone w kilku odwiertach o głębokości od 30 do 150 m. Odległość pomiędzy odwiertami nie powinna być mniejsza niż 5 m. Wykonanie odwiertów jest dość kosztowne i wymaga uzyskania stosownych zezwoleń, ale korzyści są wymierne, ponieważ temperatura gruntu na dużych głębokościach jest wysoka (ok. 15°C na głębokości 100 m) i nie podlega wahaniom w ciągu roku. Wydajność cieplna z 1 m sondy głębinowej zależy od struktury podłoża, w którym wykonany jest odwiert. Dla najbardziej typowych struktur podłoża wydajność cieplna odniesiona do 1 m sondy wynosi od 30 do 100 W. Wszelkie prace związane z wykonaniem kolektorów gruntowych płaskich i spiralnych oraz sond głębinowych powinny być poprzedzone szczegółową analizą gruntu, a następnie powierzone wykwalifikowanej firmie wykonawczej²⁰¹.

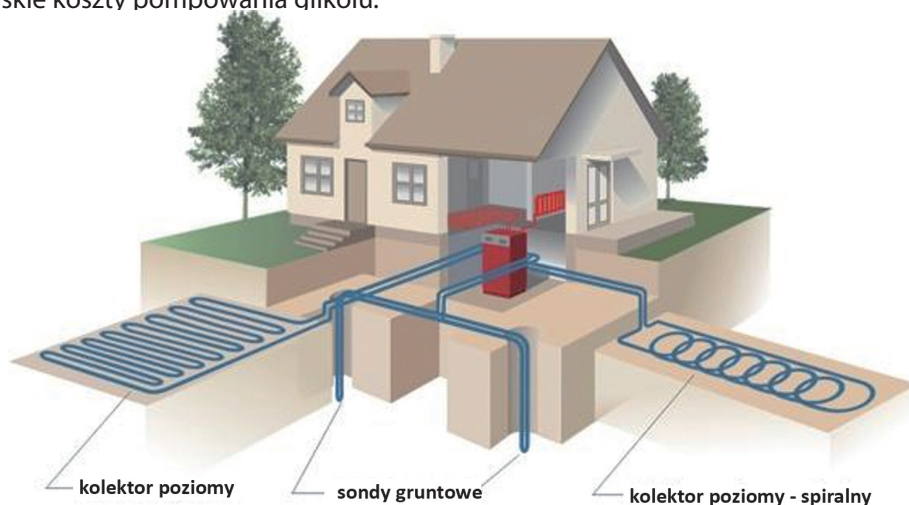
Zalety kolektora pionowego:

- brak zależności pogodowej,
- wysoka efektywność,
- mała dewastacja terenu,
- niskie opory hydrauliczne, niskie koszty pompowania glikolu.

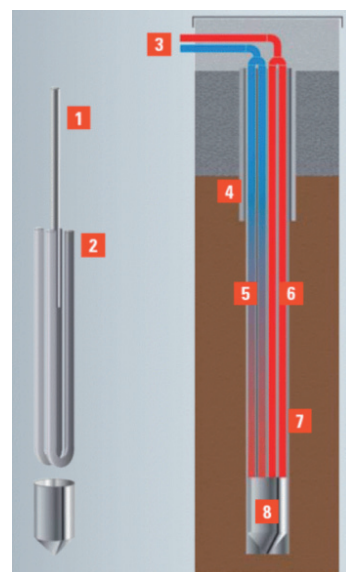
Wady kolektora pionowego:

- potrzeba stosowania specjalistycznego sprzętu,
- potrzeba zezwoleń wodno-prawnych dla kolektorów powyżej 30 m głębokości.

Rys. 142. Podstawowe rodzaje kolektorów gruntowych solanka/woda



Rys. 143. Sposób układania kolektora gruntowego spiralnego



1. Rura iniekcyjna.
2. Podwójna U-sonda z dwoma oddzielnymi obiegami.
3. Przewody przyłączeniowe.
4. Rura osłonowa (jeżeli jest wymagana).
5. Powrót z pompy ciepła (zimny).
6. Zasilanie do pompy ciepła (ciepłe).
7. Mieszanka betonowo-cementowa.
8. Głowica sondy.

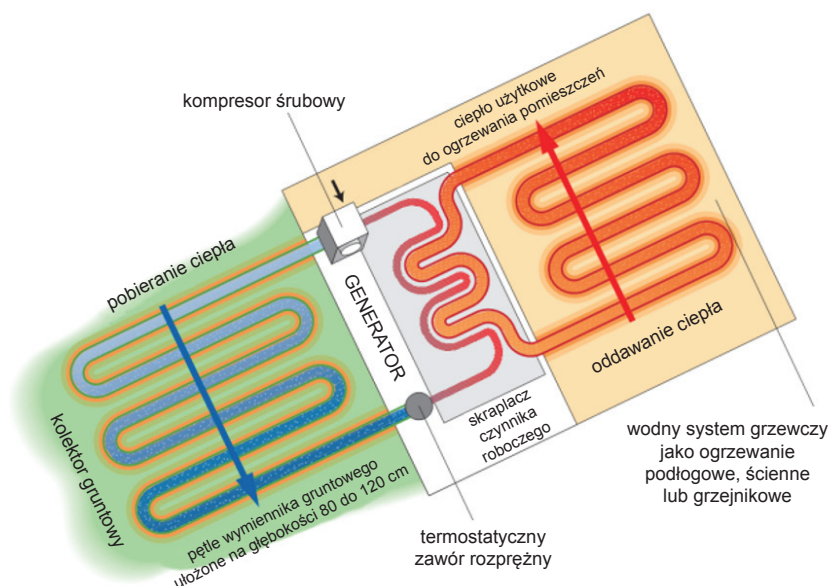
Rys. 144. Budowa sondy głębinowej

Pompy ciepła – bezpośrednie parowanie/woda (BP/W)

Kolektor gruntowy wykonany jest w tym przypadku z miedzi i pokryty z zewnątrz warstwą polietylenu wysokiej gęstości. Wewnątrz znajduje się czynnik termodynamiczny, który po zetknięciu z gruntem poprzez ścianki paruje. Metoda ta eliminuje konieczność zastosowania parownika. Dzięki temu liczba wymian ciepła zostaje zmniejszona o jedną. Ma to ogromny wpływ na podniesienie sprawności pompy ciepła, a co za tym idzie, obniżenie kosztów eksploatacji. Nitki kolektora rozkładane są tak jak w przypadku kolektora gruntowego poziomego, poniżej strefy przemarzania gruntu.

9.5. ZASTOSOWANIE POMPY CIEPŁA W INSTALACJACH GRZEWCZYCH ORAZ INSTALACJACH DO PRZYGOTOWANIA CIEPŁEJ WODY UŻYTKOWEJ

Ogrzewanie budynku jest podstawowym zadaniem pompy ciepła. Pompa ciepła może pracować samodzielnie lub być połączona z istniejącym piecem lub innym źródłem ciepła. Pompa ciepła należy do niskotemperaturowych systemów wytwarzania ciepła (35-65°C). Oznacza to, że im niższa temperatura generowana przez urządzenie, tym ekonomiczniejsza eksploatacja dla użytkownika. Najczęściej stosowanymi obecnie systemami ogrzewania w połączeniu z pompą ciepła są: ogrzewanie podłogowe, ogrzewanie ścienne (30-35°C), rzadziej – instalacja grzejnikowa o wyższej temperaturze na zasilaniu 40-65°C.



Rys. 145. Zasada działania pompy ciepła BP/W

Za najekonomiczniejsze rozwiązanie uważa się ogrzewanie podłogowe, które staje się coraz bardziej popularne wśród polskich użytkowników. Wodne ogrzewanie podłogowe jest zbudowane z rur miedzianych lub wykonanych z tworzywa sztucznego, ułożonych na izolowanej, najczęściej styropianem, powierzchni posadzki. Rury pokryte są warstwą betonu i szlichty o grubości od 50 do 80 mm. Rury ogrzewania podłogowego ułożone są w formie węzownicy lub spirali i przymocowane do podłoża zapinkami. Długość pętli i odstęp między rurami decydują o mocy grzewczej, uzyskiwanej z powierzchni podłogi. Na styku podłogi ze ścianą zewnętrzną rury są zwykle zagęszczane, tak aby różnica temperatury w całym pomieszczeniu nie przekraczała 3 stopni.

Wśród wielu zalet ogrzewania podłogowego wymienić należy²⁰²:

- komfort cieplny odczuwalny jest już przy temperaturze 18°C lub 19°C,
- stosunkowo proste wykonanie,
- wysoka trwałość instalacji, liczona na okres minimum 50 lat,
- niskie temperatury zasilania, czyli niższe koszty eksploatacji,
- estetyczny wygląd – brak widocznych grzejników,
- dużo zdrowszy klimat w pomieszczeniach – brak konwekcyjnych (rotacyjnych) ruchów powietrza w stosunku do instalacji grzejnikowej,
- łatwa regulacja oraz możliwość podziału budynku na strefy zadanych temperatur, nadzorowanych automatycznie przez programowalne czujniki strefy, sterujące zaworami termoelektrycznymi na rozdzielaczu obiegu,
- prosty i szybki montaż,
- równomierny rozkład temperatury w pomieszczeniu.



Rys. 146. Instalacja ogrzewania podłogowego

W niskotemperaturowym systemie ogrzewania grzejnikami, zasilanymi pompą ciepła, temperatura nośnika ciepła, ograniczona jest do wartości: od 55 do 60°C. Rozwiązanie to jest o wiele tańsze w porównaniu do grzejników pracujących w tradycyjnym systemie wysokotemperaturowym, gdzie temperatury osiągały wartości 90°C na zasilaniu. Wadą rozwiązania niskotemperaturowego jest 3-krotne zwiększenie powierzchni grzewczych grzejników w stosunku do ogrzewania konwencjonalnego.

Za pomocą pompy ciepła można ogrzewać również wodę użytkową. Aby wykorzystać pompę ciepła zarówno do c.o. (centralnego ogrzewania), jak i podgrzewania wody użytkowej, w pomieszczeniu technicznym musi być zainstalowany zbiornik c.w.u. (cieplej wody użytkowej) o odpowiedniej pojemności. Woda użytkowa może być podgrzewana przez wodę grzewczą dopływającą ze skraplacza pompy ciepła do węzownicy w zbiorniku c.w.u. lub do zewnętrznego wymiennika ciepła. Dobierając pompę ciepła do systemu zapewniającego centralne ogrzewanie i ciepłą wodę użytkową, należy uwzględnić zarówno zapotrzebowanie na moc grzewczą do ogrzewania budynku, jak i do przygotowania c.w.u. Na rynku spotykane są również konstrukcje, w których pompa ciepła wyposażona jest w zasobnik c.w.u. Zasobnik ten jest zwykle wyposażony w spiralny wymiennik ciepła (węzownicę), umożliwiając podłączenie dodatkowego źródła ciepła, np. kolektorów słonecznych. Produkowane są także pompy do c.w.u. pozbawione zasobnika. Można podłączyć je do dowolnego zbiornika c.w.u. będącego na wyposażeniu kotłowni za pomocą zewnętrznego wymiennika.

9.6. POMPY CIEPŁA – WADY I ZALETY

Pompy ciepła, tak jak i inne rozwiązania instalacyjne mają swoje wady i zalety, z którymi warto się zapoznać przed ewentualnym wyborem tego rozwiązania do ogrzewania.

Zalety instalacji z pompą ciepła²⁰³:

- niskie koszty eksploatacyjne oraz niskie koszty wytworzenia energii,
- stała, niezmienna efektywność instalacji – sprawność pompy ciepła w miarę upływu czasu nie spada – jest stała w całym okresie jej eksploatacji,
- długa żywotność eksploatacyjna – powyżej dwudziestu lat bez konieczności modernizacji instalacji i bez konieczności ponoszenia dodatkowych kosztów w czasie eksploatacji,
- bezobsługowość,
- niezależność od dostawców i ciągłego wzrostu cen paliw (gazu, oleju opałowego) spowodowanych na przykład wyczerpywaniem się zasobów naturalnych czy międzynarodowymi konfliktami gospodarczymi,
- brak negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne – nie emituje sadzy ani spalin, nie zanieczyszcza więc otoczenia,
- bezpieczna niewybuchowa eksploatacja,
- prostota budowy (brak komina, wentylacji, dodatkowych przyłączy, pomieszczeń na opał),
- cicha praca,
- brak konieczności corocznych przeglądów i czyszczenia,
- możliwość wykorzystania pomieszczenia z pompą ciepła również do innych funkcji (pralnia, suszarnia, spiżarnia),
- zbędny komin,
- latem może służyć jako klimatyzacja i zamiast grzać, chłodzić nasz dom w upalne dni.

Wady instalacji z pompą ciepła:

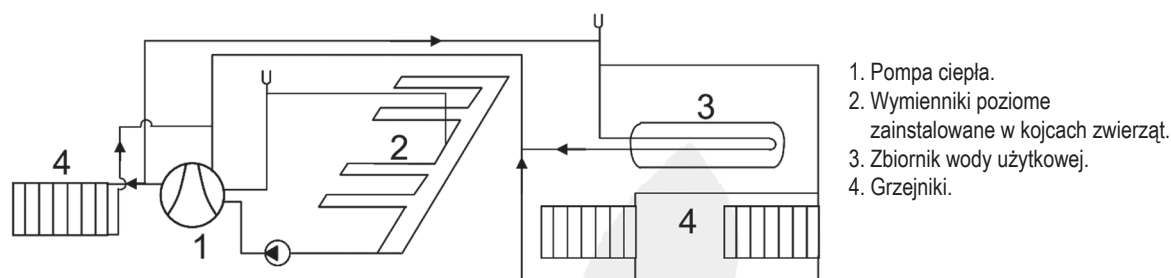
- wysoki koszt inwestycyjny (obecnie kosztorysy firm mieszczą się w granicach od 25.000 do 45.000 zł),
- sprężarka będąca częścią oprzyrządowania wykorzystuje energię elektryczną – brak zasilania i instalacji wspomagającej (agregat prądotwórczy, baterie słoneczne) powoduje przerwanie pracy układu,
- konieczność zwiększenia powierzchni grzewczej grzejników tradycyjnych lub wykonanie ogrzewania płaszczynowego (podłogowego),
- na wymienniki układane poziomo w gruncie potrzeba sporo miejsca na działce (powierzchnia wymiennika niezbędna do osiągnięcia mocy grzewczej 10 kW może się wahać od 330 do nawet 1000 m²),
- dla wymienników pionowych konieczne jest wywiercenie pionowych odwiertów w gruncie (odwierty są w odległości minimum 8 m jeden od drugiego).

9.7. MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA POMP CIEPŁA W ROLNICTWIE

Rolnictwo jest jedną z dziedzin, w których pompa ciepła może znaleźć szerokie zastosowanie, przy czym w wielu przypadkach, istnieją szczególnie sprzyjające warunki do stosowania tych urządzeń. Sytuacje takie mają miejsce wówczas, gdy pompa ciepła może być wykorzystana w układzie alternatywnym, zarówno docelów grzewczych i chłodniczych, a także gdy istnieje możliwość wykorzystania ciepła odpadowego. Źródłem ciepła odpadowego możliwego do odzyskania są:

- podgrzane, wilgotne powietrze opuszczające suszarnie,
- schładzane produkty rolnicze (mleko, owoce, warzywa),
- powietrze wentylacyjne odprowadzane z obiektów, w których musi być zapewniona odpowiednia wilgotność (budynki inwentarskie, ogrodnicze obiekty pod osłonami),
- odchody zwierzęce w postaci stałej (obornik) oraz ciekłej (np. ze zbiornika na gnojowicę).

Jednym ze sposobów wykorzystania pomp ciepła w rolnictwie jest wykorzystanie ciepła zawartego w gnojowicy. Realizacja takiego rozwiązania (jako dolne źródło ciepła) wymaga instalacji pod podłogą (w systemie utrzymania zwierząt na stanowiskach bezściółkowych) zbiornika gnojowicy wraz z instalacją do jej napowietrzania. Napowietrzanie wywołuje fermentację tlenową, której towarzyszy wydzielanie ciepła (minimalna temperatura w okresie zimowym pod podłogą chlewni wynosi 25-27°C. Na dnie zbiornika układa się wymiennik wykonany z przewodów polietylenowych, które podłączone są do pompy ciepła stanowiąc jej dolne źródło.



Rys. 147. Schemat instalacji z pompą ciepła wykorzystującej ciepło z podłogi egzotermicznych

Przykładem zastosowania pomp ciepła w procesie produkcji może być odzysk ciepła odpadowego ze schładzanego mleka w schładzarkach zbiornikowych lub nurnikowych i jego wykorzystanie do ogrzania wody technologicznej lub użytkowej. W urządzeniach tych przystosowuje się skraplacz urządzenia chłodniczego do pełnienia funkcji grzewczych. Skojarzenie funkcji chłodniczych i grzewczych urządzenia nie wymaga dużych nakładów finansowych, wnosi natomiast oszczędność paliwa potrzebnego do przygotowania ciepłej wody, niezbędnej m.in. do mycia urządzeń, personelu, prac przedudojowych oraz pojenia zwierząt. Podczas schładzania mleka poudojowego od temperatury 37°C do 4°C odbiera się z każdego litra ok. 130 kJ energii, która w tradycyjnych systemach schładzania przekazywana jest do otoczenia. Zastosowanie pomp ciepła pozwala tę energię wykorzystać. Innym, alternatywnym przykładem wykorzystania energii odpadowej w produkcji zwierzęcej jest odzysk ciepła odpadowego w czasie wentylacji obory. Przyjmuje się, że moc cieplna pochodząca od 1 sztuki bydła zawarta w powietrzu wylotowym wynosi od 200 do 500 W. Niskotemperaturowym źródłem energii jest w tym przypadku powietrze opuszczające kanałem wentylacyjnym budynku inwentarskie, które może być użyte do podgrzania zbiornika z wodą. Według dostępnej literatury inwestycja w pompę ciepła jest uzasadniona, gdy obsada bydła wynosi przynajmniej od 40 do 50 krów²⁰⁴.

PYTANIA KONTROLNE

- 1) Wymień główne elementy sprężarkowej pompy ciepła.
- 2) Wyjaśnij zasadę działania sprężarkowej pompy ciepła.
- 3) Co to jest współczynnik COP?
- 4) Dokonaj podziału pomp ciepła ze względu na rodzaj źródła ciepła.
- 5) Wymień zalety stosowania ogrzewania podłogowego w połączeniu z kolektorem gruntowym.
- 6) Czy pompa ciepła może także chłodzić?
- 7) Jeżeli COP wynosi 4 to z 1 kW energii elektrycznej dostarczonej do pompy ciepła, to ile otrzymamy energii cieplnej na potrzeby ogrzewania i ciepłej wody?
- 8) Jakie źródła ciepła występujące w otaczającym ciebie środowisku można wykorzystać na cele produkcji ciepła.

10.1. BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE KRAJU

Bezpieczeństwo energetyczne państwa to dostępność różnych nośników energii i zapewnienie ciągłości ich dostaw, a także dobrze rozwinięta infrastruktura do odbioru nośników energii od dostawców zewnętrznych i do ich przerobu. Infrastruktura ta musi zapewniać odbiór nośników z różnych kierunków, a także względną łatwość zmiany kierunku dostaw. Dywersyfikacja rodzajów energii (nie tylko gaz i ropa, ale również węgiel, energia atomowa czy odnawialna) i dostawców poszczególnych jej nośników, jak również rozbudowa infrastruktury przesyłu i przerobu oraz dopasowanie wymienionych czynników do potrzeb gospodarki narodowej, powinny być więc głównymi determinantami bezpieczeństwa energetycznego kraju²⁰⁵.

Cele te nie są możliwe do osiągnięcia w krótkim czasie. Długotrwały cykl inwestycyjny w energetyce wymusza tworzenie długookresowej strategii bezpieczeństwa energetycznego.

Energetyka polska jest oparta na węglu. Z tego powodu charakteryzuje się znacznym stopniem samowystarczalności – importujemy około 35% potrzebnej energii, podczas kiedy pozostałe państwa Unii Europejskiej bazują na energii importowanej w zakresie 50-70%. Kontynuowanie rozbudowy systemu elektroenergetycznego wg dotychczasowych technologii ogranicza wielkość produkcji energii elektrycznej do wysokości nieco ponad 200TWh brutto rocznie. Większa produkcja jest związana z potrzebą radykalnej zmiany struktury paliw. Tymczasem przewiduje się, że do 2020 roku zapotrzebowanie na energię przekroczy 200 TWh. W roku 2025 kraj powinien dysponować systemem wytwórczym elektroenergetyki o zainstalowanej mocy ponad 52 GW. Jednocześnie w wyniku technicznego zużycia najstarszych bloków w elektroenergetyce oraz z powodu nieopłacalności przystosowania wyeksploatowanych bloków do wymogów ograniczenia emisji szkodliwych substancji, niezbędne będzie wyłączenie ponad 13 GW obecnie eksploatowanej mocy. Oznacza to, że do 2025 roku niezbędne będzie uruchomienie nowych bloków elektroenergetycznych o mocy 31 GW. A zatem w ciągu 20 lat powinien zostać zbudowany potencjał wytwórczy energii elektrycznej podobny do tego, jakim dysponuje obecnie Polska.

Polskim dokumentem poruszającym problemy bezpieczeństwa energetycznego kraju jest *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* przygotowana przez Ministerstwo Gospodarki.

W dokumencie tym sformułowane zostały cele w zakresie wzrostu bezpieczeństwa energetycznego²⁰⁶:

- **węgiel** – głównym celem polityki energetycznej w tym obszarze jest racjonalne i efektywne gospodarowanie złożami węgla znajdującymi się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej,
- **gaz** – głównym celem polityki energetycznej w tym obszarze jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego,
- **ropa naftowa i paliwa płynne** – głównym celem polityki energetycznej w tym obszarze jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego poprzez zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw ropy naftowej, rozumianej jako uzyskiwanie ropy naftowej z różnych regionów świata, od różnych dostawców, pośredników, z wykorzystaniem alternatywnych szlaków transportowych,
- **produkcja i przesył energii elektrycznej oraz ciepła** – głównym celem polityki energetycznej w tym obszarze jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw przy jednoczesnym zachowaniu konkurencyjności oraz zrównoważonego rozwoju.

Według *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku* istotnym elementem poprawy bezpieczeństwa energetycznego jest rozwój energetyki rozproszonej wykorzystującej lokalne źródła energii, jak metan czy OZE. Rozwój tego typu energetyki pozwala również na ograniczenie inwestycji sieciowych, w szczególności w system przesyłowy.

System zachęt dla energetyki rozproszonej w postaci systemów wsparcia dla OZE i kogeneracji będzie skutkował znacznymi inwestycjami w energetykę rozproszoną. W efekcie planowanych działań dotyczących energetyki jądrowej zostanie podjęta decyzja o jej wprowadzeniu w Polsce. Ponadto na tym etapie zostanie przy-

gotowana infrastruktura organizacyjno-prawna umożliwiająca wdrożenie programu wprowadzenia energetyki jądrowej w Polsce.

Energetyka jądrowa nie jest jednak rozwiązaniem idealnym. Produkcja energii z tego źródła również uzależnia Polskę od dostaw surowców z innych krajów. Pojawia się również problem ze składowaniem radioaktywnych odpadów, które stanowią zagrożenie dla środowiska, ludzi i zwierząt. Inny aspekt to zagrożenie awarią, które powoduje negatywne nastawienie Polaków do tego rodzaju zakładów (efekt Czarnobyla). Elektrownie atomowe są poza tym potencjalnym celem ataków terrorystycznych²⁰⁷.

Polityka energetyczna Polski do 2030 roku określa również cele dotyczące ograniczenia wpływu energetyki na środowisko²⁰⁸:

- ograniczenie emisji CO₂ w wielkości możliwej technicznie do osiągnięcia bez naruszania bezpieczeństwa energetycznego, a w szczególności zrównoważenia zapotrzebowania na energię z podażą, jednak bez konieczności takiej zmiany technologii produkcji, która powodowałaby zmniejszenie bezpieczeństwa poprzez zbytne uzależnienie się od importu paliw i energii,
- ograniczenie emisji SO₂ do poziomu ustalonego w Traktacie Akcesyjnym,
- ograniczenie emisji NO_x poczynając od 2016 roku, zgodnie ze zobowiązaniami przyjętymi przy akcesji do Unii Europejskiej,
- zmiana struktury wytwarzania energii w kierunku technologii niskoemisyjnych oraz źródeł skojarzonych i rozproszonych.

Rozwiązania technologiczne dot. energetyki, możliwe do zastosowania w gospodarstwach rolnych, albo wykorzystujące surowce generowane przez przemysł rolniczy, wpisują się w politykę energetyczną Polski, a także pozytywnie wpływają na zwiększenie poziomu bezpieczeństwa energetycznego kraju.

10.2. EKONOMIKA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII W ROLNICTWIE

Poziom technologii wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych pozwala na wykorzystanie potencjału energii niekonwencjonalnej przez gospodarstwa domowe lub producentów rolnych. Poszczególne technologie różnią się między sobą opłacalnością stosowania, trwałością urządzeń, sposobem stosowania i wieloma innymi czynnikami. Możliwość zastosowania tych technologii jest bardzo często ściśle zależna od występujących warunków lokalnych (np. wiatru, nasłonecznienia, obecności ciekłego wodnego, możliwości wykorzystania substratów organicznych do biogazowni rolniczej). Z tej przyczyny, nie można powiedzieć o uniwersalnym zastosowaniu wybranych technologii w gospodarstwie rolnym. Każdy producent rolny, decydując się na inwestycję w odnawialne źródła energii, musi dokładnie przeanalizować sytuację swojego gospodarstwa, jego potrzeby oraz możliwości. Po przeprowadzeniu takiej analizy, wytypować należy rozwiązania technologiczne najlepiej dopasowane do danego gospodarstwa rolnego. Następnie przychodzi czas na etap decydujący, tj. czy to się opłaca: przeanalizować należy opłacalność przedsięwzięcia w dłuższej perspektywie, ocenić koszty i korzyści płynące z zastosowania danego rozwiązania.

10.2.1. PRODUKCJA BIOPALIW

Polska nie posiada znaczących zasobów ropy naftowej i jest uzależniona od dostaw tego surowca spoza granic kraju. Względy strategiczne oraz gospodarcze przemawiają za zwróceniem większej uwagi na biopaliwa. Poza tym, często występuje nadprodukcja żywności, a producenci rolni od kilku lat mają kłopoty ze zbytem ziemniaków, zboża, buraków cukrowych, a po wykupieniu przez kapitał zagraniczny zakładów tłuszczowych, również rzepaku. Produkty te można w procesie fermentacji lub estryfikacji przetworzyć na proekologiczne paliwo, np. benzynę E85 (85% etanolu, 15% benzyny), biodiesel (ester metylowy oleju rzepakowego, olej napędowy), oxydiesel (etanol, olej napędowy)²⁰⁹.

Ester metylowy oleju rzepakowego (RME – Raps Methyl Ester), palmowego (PME) lub sojowego (SME) jest doskonałym paliwem, które nie ustępuje olejom napędowym, a dodatkowo podczas spalania w silniku emituje o 40% mniej węglowodorów do atmosfery, o 50% mniej sadzy i o 40% mniej pyłów w porównaniu z olejem napędowym. Poziom emisji CO i NO_x nie ulega zmianie, gdyż jest to wpływ rodzaju i stanu silnika, a nie rodzaju paliwa. Mając na uwadze ochronę środowiska, wiele firm przystosowało swoje silniki do tego, aby mogły być napędzane również biopaliwami. Należą do nich m.in. Grupa Volkswagen, Mercedes-Benz, BMW, MAN, PSA, Renault, Mitsubishi, Nissan i Toyota.

Ekonomia RME – estru metylowego oleju rzepakowego

W polskich warunkach z 1 ha upraw rzepaku można uzyskać ok. 3.000 kg nasion, z których można wycisnąć na zimno 1.132 kg oleju rzepakowego (35% masy), pozostałe 1.895 kg to śruta rzepakowa. W procesie transestryfikacji, po dodaniu 133 kg metanolu, uzyskuje się 1.143 kg ($1,3 \text{ m}^3$) biopaliw i 122 kg gliceryny. Tak więc paliwo uzyskane z jednego hektara umożliwi pracę traktora w polu przez 260 h (ok. 2 miesiące). Obsianie zatem rzepakiem 5 ha zapewni rolnikowi całkowite uniezależnienie się od dostaw oleju napędowego.

Opłacalność produkcji biodiesla na własne potrzeby gospodarstwa rolnego – przykładowa kalkulacja

Określenie opłacalności ekonomicznej produkcji biopaliwa z rzepaku na własny użytek musi uwzględniać kilka czynników. Pierwszym czynnikiem jest dostosowanie pomieszczeń do wymogów składu podatkowego, ale także wyodrębnienie magazynu na trucizny (gliceryna) oraz zapewnienie odpowiedniej wentylacji w pomieszczeniu. Koszty w tym zakresie mogą znacznie się wahać. Duży wpływ z pewnością będzie miało tutaj indywidualne zaplecze gospodarstwa rolnego. Przypuszczać można z dużym prawdopodobieństwem, że odpowiednio adaptowane mogą być pomieszczenia, które obecnie nie są już użytkowane (jak np. stare stodoły, garaże, pomieszczenia magazynowe). Pomieszczenia takie przeważnie jednak są w gorszym stanie technicznym. Zakładając nawet duży udział pracy własnej przy modernizacji pomieszczeń, koszt ten szacuje się na nie mniejszy niż 10 tys. zł. i jednocześnie nieprzekraczający 30 tys. zł. (poza skrajnymi przypadkami).

Następnym niezbędnym elementem w produkcji biopaliwa jest urządzenie do tłoczenia oleju (prasa). Obecnie na rynku znajduje się wielu producentów oferujących takie urządzenia. Ich cena zależna jest od dziennej wydajności. Najmniejsze nowe prasy to wydatek minimum 8 tys. zł. Internet oferuje możliwość zakupu używanych tłoczników lub nawet konstrukcję własnych, te jednak mogą nie zapewnić odpowiedniej jakości uzyskanego oleju.

Kolejny koszt stanowi urządzenie linii produkcyjnej estrów metylowych. Opisana technologia zakłada wykonanie własnoręcznej linii, z mniej lub bardziej zaawansowanych podzespołów. Koszt takiej instalacji – zawierający kilka zbiorników, orurowanie, podgrzewacze oraz mieszadła – oszacować można na kilka tysięcy złotych. Wpływ na koszty tutaj będzie miała przede wszystkim jakość zastosowanych materiałów.

Zamiennikiem dla własnej konstrukcji są małe domowe reaktory biodiesla produkujące paliwo. Przykładem takiego urządzenia może być Reaktor V 75 firmy Petex-Service. Koszt takiego urządzenia to 4,5 tys. zł., wydajność to około 75 dm^3 biodiesla na 5-godzinny cykl produkcyjny, przy sedymentacji prowadzonej w oddzielnym zbiorniku.

Do produkcji niezbędny jest także metanol techniczny oraz wodorotlenek sodu. Ceny tych substancji przeważnie określone są jako „do uzgodnienia”. Używane są one tylko w specjalistycznych procesach technologicznych i przez to handel nimi odbywa się wyłącznie na zasadach hurtowych. Minimalna ilość kupowanego metanolu to 1.000 dm^3 – obecnie jest to wydatek 2-2,5 tys. zł. Średnia cena katalizatora kształtuje się poziomie ok. 3,0 zł/kg.

Do kosztów ostatecznych dodać należy również wydatki poniesione na wyprodukowanie nasion rzepaku. Przyjęto 3.601,81 zł na wyprodukowanie 30 dt nasion rzepaku z jednego hektara.

Wszystkie te wydatki poniesione muszą być przez każdego producenta rolnego, niezależnie od przewidywanej wielkości produkcji. Dla potrzeb obliczeniowych przyjęto roczną produkcję biopaliwa dla gospodarstwa o wielkości 10 ha, tak więc limit wynosi 1.000 dm^3 biodiesla.

Przyjmując średnią wielkość kosztów we wszystkich tych aspektach inwestycji, w których istnieje przedział wydatków, na wyprodukowanie 1.000 dm^3 biodiesla należy zainwestować 37.252,50 zł. Zakładając 15-letni okres realizacji przedsięwzięcia, produkcja wynosi 15.000 dm^3 biopaliwa. W tym okresie poniesione zostaną następujące koszty:

- na infrastrukturę 31.625 zł
- na zakup metanolu 6.750 zł
(na 15.000 dm^3 biodiesla potrzeba minimum 2.250 dm^3 metanolu)
- na zakup wodorotlenku sodu 157,50 zł
(na 15.000 dm^3 biodiesla potrzeba 52,5 kg NaOH)
- na zakup nasion rzepaku 48.630 zł
(na 15.000 dm^3 biodiesla potrzeba 405 dt nasion rzepaku)

Łączny koszt dla 15-letniego okresu produkcji 15.000 dm³ biodiesla na własny użytek z nasion rzepaku wynosi 87.162,50 zł, co daje koszt na 1 dm³ = 5,80 zł. Przy okresie 30-letnim jest to wydatek 142.700,00 zł, a więc 1 dm³ to 4,70 zł.

Symulacja ta nie uwzględniała wahań kosztów produkcji rzepaku, wydatków na energię elektryczną, opłaty akcyzowej (ta może być różna ze względu na ulgi), kosztów suszenia i odpowiedniego magazynowania nasion (jest mało prawdopodobne, by małe gospodarstwo posiadało odpowiednią suszarnię lub było zdolne wybudować taką), przeprowadzenia niezbędnych napraw czy modernizacji linii produkcyjnej. Po uwzględnieniu tych kosztów można założyć, że przy 30-letnim okresie produkcji, cena 1 dm³ biopaliwa przekroczy 5 zł.

Dla porównania na dzień 25.05.2010 r. cena 1 dm³ ON na stacjach paliwowych w Polsce wahała się od 3,99 zł do 4,47 zł – przyjmując średnią cenę 4,20 zł.

L.p.	Rodzaj wydatku	Koszt [zł]
1.	Modernizacja / dobudowanie niezbędnych pomieszczeń	10.000-30.000
2.	Prasa ślimakowa	5.000-8.000
3.	Urządzenia linii produkcyjnej / reaktory produkcyjne	4.000-6.500
4.	Metanol techniczny (1.000 dm ³)	2.000-2.500
5.	Wodorotlenek sodu (ok. 3,5 kg dla 1.000 dm ³ biodiesla)	10,50 (3 zł/kg)
6.	Wyprodukowanie nasion rzepaku (27dt dla 1.000 dm ³ biodiesla)	3.242

Tab. 21. Przykładowa kalkulacja

Przy obliczaniu kosztów i zysków należy wspomnieć o możliwości produkcji peletu lub makuchu. Pelet wytworzyć można tylko w nowocześniejszych i sprawniejszych wyciarkach oleju, natomiast makuch jest zwykłą pozostałością po procesie wyciarkania. Służyć one mogą do zaspokojenia potrzeb na energię cieplną w gospodarstwie rolnym lub zostać przeznaczone na handel. Ich stosowanie wpłynie korzystnie na bilans finansowy prowadzenia gospodarstwa rolnego, a przez to pośrednio na koszt wyprodukowania jednego litra biodiesla po zamortyzowaniu kosztu zakupu odpowiedniego pieca. Szacuje się, że oszczędność taka na jeden litr nie przekroczy kilku groszy w 15-letnim okresie eksploatacji lub kilkunastu – kilkudziesięciu groszy w okresie 30-letnim.

Biopaliwa „w zagrodzie”

Od roku 1994 Przemysłowy Instytut Maszyn Rolniczych w Poznaniu promuje technologię, która umożliwia produkcję biopaliw „w zagrodzie”. Biopaliwo rzepakowe występuje lokalnie i powinno być wykorzystywane lokalnie, dlatego właściwym rozwiązaniem wydają się małe wytwórnie skojarzone z lokalnymi tłoczniami oleju roślinnego. Dzięki małym, tanim, prostym w obsłudze wytwórniom paliwa, których właścicielami mogą być rolnicy, to właśnie oni będą podstawowym elementem systemu jako producenci ziarna, producenci paliwa, konsumenci makuchów i konsumenci paliwa tańszego od oleju napędowego. Uzyskane przy pomocy wytwórni W-400 paliwo doskonale nadaje się w czystej postaci do zasilania silników o obniżonych wymaganiach jakościowych odnośnie paliw, np. stosowanych w ciągnikach i maszynach rolniczych używanych w krajowym rolnictwie, ale również w mieszaniu z olejem napędowym do zasilania silników o wyższych wymaganiach jakościowych odnośnie paliwa. Świadczą o tym jednoznacznie badania przeprowadzone w PIMR Poznań²¹⁰.

Biodiesel społecznie

Za ok. 50 tys. zł kilku rolników z Józinka k/Płocka uruchomiło wytwórnię biodiesla. Ich przedsięwzięcie dowodzi, że produkcja biopaliwa na własny użytek jest opłacalna. Zakład produkcyjny zbudowany wspólnym wysiłkiem otworzono w grudniu 2007 r. W świetle obowiązujących przepisów wytwórnia nie może wprowadzać swojego biopaliwa do obrotu czy sprzedawać go innym rolnikom spoza grupy.

Każdy z rolników wytwarza biopaliwo dla siebie – z własnych surowców i materiałów. Pozostałe koszty wytwórni rolnicy ponoszą wspólnie. Jest to pierwsza wytwórnia tego typu w Polsce²¹¹.

Szanse i zagrożenia

Produkcja biopaliw jest szansą dla gospodarstw rolnych na poprawę swojej sytuacji ekonomicznej poprzez ograniczenie kosztów, dzięki wykorzystaniu wytworzonego na własne potrzeby biopaliwa, które stanowi przyjazny środowisku nośnik energii. Należy jednak zwrócić uwagę na to, że produkcja biodiesla niesie ze sobą poważne skutki w kontaminacji środowiska naturalnego. Prosta z pozoru technologia produkcji kryje w sobie wiele zagrożeń i niebezpieczeństw. Z tego powodu wprowadzenie na szeroką skalę produkcji biodiesla powinno być

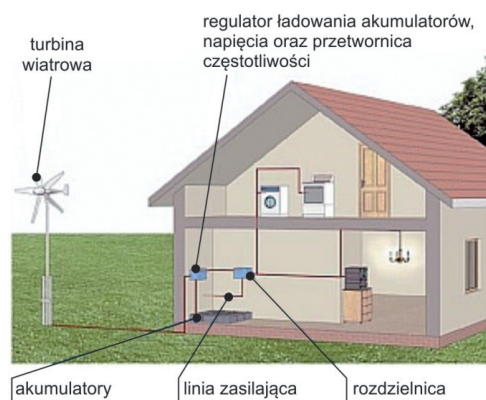
poprzedzone szeroką edukacją ekologiczną, obok uświadomienia zagrożeń wynikających ze stosowania żrącego KOH (wodorotlenku potasu) czy toksycznego metanolu²¹².

10.2.2. ENERGETYKA WIATROWA

Obok dużych inwestycji możliwe jest montowanie tańszych wiatraków, które mogą zaspokoić potrzeby energetyczne gospodarstwa rolnego. Podstawowym kryterium decydującym o założeniu elektrowni wiatrowej są warunki wietrzne danego regionu.

Małe elektrownie nie potrzebują do rozruchu silnego wiatru. Zazwyczaj wystarczy około 3,5 m/s. Takie warunki występują praktycznie w całym kraju. Siła wiatru jest wyższa na większej wysokości, dlatego duże znaczenie ma dobór odpowiedniego masztu.

Niektóre niewielkie turbiny nie wymagają masztów przytwierdzanych na stałe. Trzeba jednak pamiętać, że jeśli konstrukcja jest trwale związana z podłożem, na przykład fundamentem, wymaga pozwolenia na budowę²¹³.



Rys. 148. Przydomowa turbina wiatrowa

Rodzaje i systemy

Mówiąc o zastosowaniu energetyki wiatrowej w gospodarstwie rolnym, mamy na myśli, tzw. elektrownie autonomiczne, czyli niepodłączane do sieci energetycznej. Wytworzony przez generator prąd jest gromadzony np. w akumulatorach. W skład układu wchodzi zazwyczaj jeszcze kontroler ładowania akumulatora i regulator napięcia lub falownik dostosowujący napięcie do wymaganego dla odbiorników (inwerter). Elektrownie mogą być też podłączane do sieci energetycznej. W przypadku nadmiaru wytworzonej energii może być ona odprowadzona do sieci (jeżeli zawarta jest stosowna umowa z zakładem energetycznym)²¹⁴.

Turbina na miarę

Dzisiaj ceny turbin wiatrowych są znacznie niższe niż jeszcze kilka lat temu, choć wciąż jeszcze dla wielu nieosiągalne. Turbiny do zastosowań stacjonarnych i przenośnych, takie jak: Air Breeze lub Air X Land, kosztują nieco ponad 2.000 zł. Pierwsze z urządzeń ma moc znamionową 200 W (przy prędkości wiatru 15 m/s) i waży niecałe 6 kg. Do rozruchu wystarczy podmuch wiatru o prędkości 2,68 m/s. Moc Air X Land to 400 W (przy 12,5 m/s). Dzięki zastosowaniu w konstrukcji lekkich materiałów, w tym włókna węglowego, masa urządzenia wynosi zaledwie 6 kg. Takimi niewielkimi turbinami można zasilac m.in. oświetlenie w domu.

Aby jednak realnie wspomóc zasilanie odbiorników prądu w gospodarstwie, potrzebne są droższe urządzenia stacjonarne generujące prąd o mocy co najmniej 1.000 W. Dzięki zastosowaniu małych turbin wiatrowych, możliwe jest uzyskanie niezależności energetycznej gospodarstwa rolnego. Przy wyborze turbiny wiatrowej należy również rozważyć opłacalność zainwestowania w większą turbinę, dzięki czemu możliwe będzie uzyskiwanie dodatkowych dochodów ze sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej do sieci. W tym przypadku jednak nakłady inwestycyjne będą dużo większe, zaliczą się do nich również koszty uzyskania przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

Przykładowa uproszczona kalkulacja opłacalności zastosowania turbin wiatrowych w gospodarstwie domowym²¹⁵. Rozpatrywane są trzy warianty inwestycji:

▪ WARIANT I

Zapotrzebowanie na energię elektryczną domu jednorodzinnego wynosi 4.600 kWh. Zakładając, że turbina wiatrowa z mocą nominalną będzie pracować przez 20% dni w ciągu całego roku, przydomowa elektrownia, aby wyprodukować tę ilość energii, powinna posiadać moc nominalną równą:

$$2,6 \text{ kW} \times 24 \text{ godziny} \times 365 \text{ dni} \times 20\% \text{ dni} = 4.600 \text{ kWh}, \text{ stąd } x = 2,6 \text{ kW}$$

▪ WARIANT II

Zapotrzebowanie na energię całego domu jednorodzinnego wynosi: 4.600 kWh + 37.000 kWh (3.700 m³ gazu wysokometanowego o symbolu E (dawna nazwa GZ-50), o wartości opałowej 10 kWh/m³) to jest 41.600 kWh. Postępując analogicznie jak powyżej, moc nominalna elektrowni wynosi 24 kW.

▪ WARIANT III

W tym przypadku dobór mocy znamionowej jest uzależniony od indywidualnego podejścia inwestora (zdolności finansowej inwestycji, ilości planowanej sprzedaży energii elektrycznej itp.). Analizując rynek dostawców kompletnych, gotowych elektrowni wiatrowych, do rozważań przyjęto elektrownię o mocy 40 kW.

Koszty inwestycji

Rozważane elektrownie wiatrowe są nowe, kompletne do bezpośredniego wpięcia do sieci (wariant II i III), z poziomą osią obrotu typu HAWT, trójpłatowe.

Opis	Wariant I	Wariant II	Wariant III
Moc znamionowa	2,6 kW	24 kW	40 kW
Koszt netto	13,9 tys. zł	130 tys. zł	191 tys. zł
Koszt brutto	17 tys. zł	158,6 tys. zł	232,8 tys. zł

Tab. 22. Koszty inwestycji dla poszczególnych wariantów

Okres zwrotu inwestycji

Przedstawiona kalkulacja jest orientacyjna. Nie uwzględniono wszystkich kosztów, np. kosztów serwisu i napraw. Należy jednak zwrócić uwagę, że możliwe jest jeszcze dodatkowe polepszenie osiąganych wyników, np. poprzez zastosowanie systemów oszczędzania energii elektrycznej w gospodarstwie domowym czy rolnym (energooszczędne urządzenia, źródła światła). Niezależność energetyczna jest pozytywnym zjawiskiem przy rosnących w dłuższej perspektywie cenach za energię elektryczną, a także przy niestabilności i stosunkowo dużej awaryjności dostaw energii na terenach wiejskich, słabo zurbanizowanych.

Opis	Wariant I	Wariant II	Wariant III
Produkcja energii elektrycznej	4.600 kWh	41.600 kWh	70.080 kWh
Przychód z zaoszczędzonych mediów	1.840 zł	7.575 zł	7.575 zł
Wpływy ze sprzedaży zielonych energii elektrycznych	1.104 zł	9.984 zł	1.6819 zł
Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej	–	–	3.901 zł
Razem przychody	2.944 zł	17.559 zł	28.295 zł
Razem koszty	17.000 zł	158.600 zł	232.800 zł
Okres zwrotu inwestycji	5,7 lat	9 lat	8,2 zł

Tab. 23. Okres zwrotu inwestycji dla poszczególnych wariantów

10.2.3. ENERGETYKA WODNA

Koszty budowy małych elektrowni wodnych są trudne do precyzyjnego i jednoznacznego określenia, a każdy przypadek trzeba traktować indywidualnie. Same koszty hydrozespołów różnią się radykalnie w zależności od typu turbiny, a szczególnie od stopnia nowoczesności układów automatycznej regulacji.

Opłacalność produkcji energii w małych elektrowniach

Ostatecznie o rentowności inwestowania w obszarze małych elektrowni wodnych decydują wpływy ze sprzedaży energii elektrycznej do sieci. Obecnie w działalności MEW istnieją dwa niezależne elementy przychodów – rynkowa cena energii oraz sprzedaż praw majątkowych do świadectw pochodzenia. Prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia są zbywalne i stanowią towar giełdowy. W roku 2007 sprzedaż 1 MWh energii do sieci przynosiła ok. 120 zł przychodu. Natomiast wartość certyfikatu dla 1 zMWh w tym czasie według kursu notowań ciągłych była na poziomie 200-240 zł. W roku 2010 r. było to średnio 250 zł. W okresie przejściowym wprowadzania systemu obrotu świadectwami pochodzenia część właścicieli mikroelektrowni była zmuszona do sprzedaży praw majątkowych po zaniżonych cenach, gdyż zagrożona była ich płynność finansowa. Wydaje się, że całkowity przychód ze sprzedaży energii elektrycznej z małych elektrowni wodnych w 2007 roku na poziomie 360 zł/MW z indeksacją w latach następnych wydaje się realny.



Rys. 149. Elektrownia wodna Łebień

Rynek urządzeń

Rynek turbin wodnych i urządzeń dla elektrowni jest w Polsce dość skromny. Wynika to z niewielkiego zapotrzebowania na nie do roku 1990. Systematyczny przyrost liczby MEW, obserwowany zwłaszcza od roku 2003, wpłynął na rozwój firm produkujących i instalujących turbiny wodne wraz z osprzętem. Nie są one w stanie

konkurować na rynku europejskim z potentatami działającymi w tej branży od kilkudziesięciu lat (w Czechach, Austrii i Niemczech). Jednak w zakresie wyposażenia krajowych mikroelektrowni firmy polskie mają już spory dorobek. Należą do nich przede wszystkim:

- Wytwórnia turbin wodnych w Mrągowie,
- Przedsiębiorstwo Budowy i Eksploatacji Elektrowni Wodnych WODEL Sp. z o.o. w Nowej Soli,
- Gajek Engineering Sp. z o.o. w Gdańsku.

10.2.4. ENERGETYKA SŁONECZNA

Ekonomia zastosowania kolektorów słonecznych do podgrzewania wody użytkowej

Wodę użytkową w domach jednorodzinnych najczęściej ogrzewa się: węglem, olejem opałowym, gazem, drewnem lub prądem elektrycznym. Koszt energii zaoszczędzonej dzięki zainstalowanym kolektorom będzie zatem różny, w zależności od stosowanej dotychczas technologii. Na rynku istnieje wiele analiz finansowych opłacalności inwestycji w OZE. Różnice pomiędzy nimi wynikają z różnic w przyjętych założeniach oraz w mechanizmach kalkulacji. Narodowy Fundusz przeprowadził wnikliwą analizę opłacalności inwestycji w kolektory słoneczne w różnych wariantach: intensywności dopłat, wykorzystywanego źródła energii oraz liczby osób korzystających z instalacji. Analiza wykonana przez NFOŚiGW została oparta na danych uzyskanych w trakcie realizacji projektów pilotażowych dofinansowania instalacji solarnych w Szczawnicy, Suchej Beskidzkiej, powiecie suskim i w Łodzi. Analiza NFOŚiGW zakłada bardziej rygorystyczne warunki brzegowe niż inne analizy występujące na rynku²¹⁶.

Okres zwrotu z inwestycji z uwzględnieniem lat i miesięcy					
wariant	dotacja	prąd	olej opałowy	gaz	węgiel
dom 3 osoby	bez dotacji	10	18	26	36
	dotacja 45%	6	10	13	20
dom 5 osób	bez dotacji	9,4	17	22	33
	dotacja 45%	5,2	10	11; 10	19
wspólnota mieszkaniowa	bez dotacji	9	16	21	31
	dotacja 45%	5	9	11; 1	17

Tab. 24. Okres zwrotu inwestycji w ogrzewanie wody użytkowej za pomocą kolektorów słonecznych

Im kosztowniejsze źródło energii było dotychczas stosowane, tym większe oszczędności przynosi instalacja kolektorów i tym większa jest stopa zwrotu takiej inwestycji. Przeprowadzona analiza pokazuje, że najbardziej opłacalny finansowo jest montaż kolektorów przy ogrzewaniu wody prądem elektrycznym. Również efekt ekologiczny – kluczowy z punktu widzenia NFOŚiGW – jest w tym wypadku największy, gdyż sprawność klasycznej elektrowni węglowej, generującej prąd potrzebny do ogrzania wody, jest rzędu 20%. Możliwe do uzyskania oszczędności zależą nie tylko od dotychczasowego źródła ogrzewania, lecz również od liczby osób korzystających z instalacji kolektorowej. Dla 5-osobowej rodziny ogrzewającej wodę elektrycznością roczne oszczędności przekroczą 1,5 tys. zł a koszt inwestycji zrealizowanej z dopłatą Narodowego Funduszu powinien zwrócić się po 5-6 latach. Przy ogrzewaniu olejem opałowym lub gazem, okres zwrotu będzie dłuższy – ok. 10 lat.

Ekonomia zastosowania systemów fotowoltaicznych

Zakłada się stałe obniżanie kosztów systemów fotowoltaicznych według dotychczasowej tendencji. Instalacja fotowoltaiczna jest przedsięwzięciem kosztownym na etapie inwestycji, za to etap eksploatacji systemu generuje znikome koszty. Na cenę zakupu systemu fotowoltaicznego składają się koszty: modułów fotowoltaicznych, elementów systemu (akumulator, falownik, kontroler, okablowanie itp.), transportu i instalacji, projektowania. Dla instalacji zlokalizowanych na obszarach o dobrym nasłonecznieniu koszt energii generowanej przez moduły z krystalicznego krzemu obniży się w 2010 r. do 0,17 dol./kWh (do 0,13 dolarów/kWh dla technologii cienkowarstwowych).

Ceny systemów fotowoltaicznych różnią się znacznie w zależności od kilku czynników, w tym wielkości systemu, lokalizacji, możliwości podłączenia do sieci elektroenergetycznej, specyfikacji technicznej z uwzględnieniem kosztów wszystkich elementów instalacji. Koszt zakupu modułów stanowi ok. 58% w przypadku instalacji podłączonych do sieci.

Cena energii elektrycznej, produkowanej w konwencjonalny sposób – na bazie spalania paliw kopalnych – nieustannie wzrasta, podczas gdy koszt produkcji modułów PV i innych składników systemów fotowoltaicznych maleje.

Według badań wykonanych przez Fraunhofer Institute we Freiburgu (Niemcy), koszt energii generowanej w systemach fotowoltaicznych zrówna się z ceną, jaką konsumenci płacą dostawcom energii w 2020 r. Wcześniej może to nastąpić w lepiej nasłonecznionych krajach, np. w Hiszpanii.

Jednocześnie im więcej modułów będzie produkowanych i sprzedawanych na całym świecie, tym bardziej będzie obniżać się koszt zainstalowania mocy jednostkowej. Okres zwrotu inwestycji PV określa się na podstawie 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.

Sprawność przetwarzania energii słonecznej jest znacznie wyższa w przypadku kolektorów (sięga nawet 90%), podczas gdy dla paneli fotowoltaicznych wynosi obecnie tylko ok. 15-25%. Przepaść jest więc duża, choć perspektywa wzrostu wydajności fotopaneli, dzięki zastosowaniu nowych technologii, jest obiecująca. Jednak w tej chwili wysoki koszt inwestycyjny zastosowania ogniw fotowoltaicznych powoduje, że czas zwrotu takiej inwestycji wynosi ok. 30 lat, (podczas gdy żywotność tańszych paneli fotowoltaicznych to tylko kilkanaście lat). Odwrotnie jest w przypadku kolektorów słonecznych, które zwykle zwracają się w ciągu ok. 5-12 lat, a żywotność instalacji jest zwykle dwukrotnie dłuższa²¹⁷.



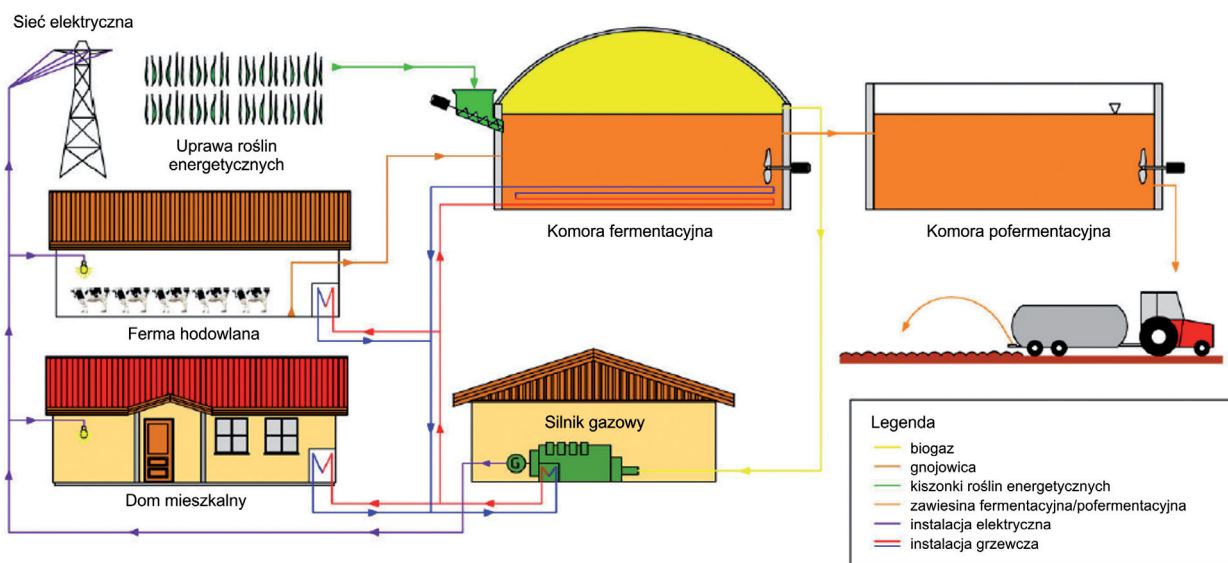
Rys. 150. Kolektory słoneczne zamontowane na dachu budynku

10.2.5. BIOGAZOWNIA ROLNICZA

Nakłady inwestycyjne

Wysokość nakładów związanych z budową biogazowni rolniczej zależy od lokalizacji, technologii, doboru substratów i przede wszystkim wielkości biogazowni. Dla celów szacunkowych można przyjąć, że nakład ten dla biogazowni rolniczej o mocy 300-500 kW wynosi ok. 2.500 – 3.000 EUR/1 kW. Nakład ten obejmuje koszt instalacji biogazowej (ok. 80% całkowitych nakładów) oraz koszty związane z przygotowaniem inwestycji, projektami, pozwoleniami, pracami ziemnymi, przyłączeniem do sieci energetycznej, budową laguny itp.

Wartość całkowitych nakładów inwestycyjnych dla prezentowanej biogazowni została oszacowana na ok. 5,6 mln zł, co oczywiście jak na realia polskiego rolnictwa jest wartością stosunkowo wysoką. Zmniejszenie tych nakładów można uzyskać, budując biogazownię metodą gospodarską, samodzielnie, jednak do czasu upowszechnienia tej technologii w polskich warunkach jest to wariant raczej teoretyczny.



Rys. 151. Koncepcja biogazowni rolniczej

Głównym składnikiem przychodów są przychody ze sprzedaży „zielonych” certyfikatów, a więc świadectw pochodzenia poświadczających wyprodukowanie energii z odnawialnego źródła. Cena „czarnej” energii elektrycznej została ustalona na poziomie rynkowym – zamiast sprzedawać ją do operatora sieci po ustalonej cenie urzędowej, można podpisać umowę i sprzedać ją do określonego odbiorcy. Podpisując taką umowę, obydwie strony odnoszą korzyść, ale trzeba przyznać, że jest to nowe zjawisko na polskim rynku energetycznym. Można też nie szukać odbiorcy na zewnątrz, tylko zużyć energię na potrzeby własnej przetwórci – o ile rolnik posiada taką.

Sprzedaż ciepła jest zagadnieniem trudnym – w praktyce rolniczej nieczęsto zdarza się, że biogazownia rolnicza ma odbiorcę ciepła. Oczywiście istnienie takiego odbiorcy, szczególnie kupującego ciepło przez cały rok, poprawia przychody instalacji. Zastanović się można nad efektywnym wykorzystaniem ciepła i zagospodarowaniem go na procesy zachodzące w gospodarstwie. Można np. zastanović się nad wykorzystaniem odpadowego ciepła do suszenia produktów rolnych.

Najwyższe są koszty zakupu/wyprodukowania biomasy. Te koszty biogazowni stanowią jednocześnie przychód dla rolnika będącego producentem biomasy na cele energetyczne, więc w ogólnym rozrachunku mają pozytywny wpływ na przychody gospodarstw rolnych. Niemniej jednak, kiedy patrzy się na biogazownię rolniczą jak na przedsięwzięcie gospodarcze, biomasa stanowi koszt. Jest to inna sytuacja niż w przypadku biogazowni utylizacyjnej, która przyjmując odpady do przetworzenia, nie tylko za nie płaci, ale uzyskuje określony przychód z tytułu utylizacji.

Koszt utylizacji obejmuje koszt wynajęcia ciągnika z odpowiednią cysterną i rozlania nawozu na polu. Jednak nawóz naturalny ma określoną wartość ekonomiczną (zastąpienie drogich nawozów sztucznych) i składa się z trzech elementów: azotu (N) potasu (K) i fosforu (P). Tylko wartość azotu to ok. 84 tys. zł została uwzględniona do kalkulacji. Koszt utrzymania generatora jest kosztem specjalistycznej usługi, którą się wykupuje w celu zagwarantowania ciągłej pracy układu kogeneracyjnego.

Natomiast gdybyśmy chcieli w pełni wykorzystać potencjał istniejący w zakresie budowy biogazowni rolniczych, należałoby rozważyć dodatkowe instrumenty finansowe wspomagające tę potencjalnie interesującą branżę OZE, podobnie jak to się dzieje, np. za zachodnią granicą (specjalne dopłaty do energii elektrycznej wytworzonej z roślin energetycznych).

Rentowność

Rentowność biogazowni rolniczej, uwzględniając koszty księgowo związane z amortyzowaniem inwestycji i koszty finansowe, nie jest wysoka. Wprowadzone tzw. „czerwone certyfikaty”, czyli świadectwa pochodzenia dla energii z kogeneracji, w rachunkach wyników dla biogazowni spowodowały pojawienie się dodatkowych dochodów (w 2010 r. około 22 zł za MWh).

Natomiast gdybyśmy chcieli w pełni wykorzystać potencjał istniejący w zakresie budowy biogazowni rolniczych, należałoby rozważyć dodatkowe instrumenty finansowe wspomagające tę potencjalnie interesującą branżę OZE, podobnie jak to się dzieje np. za zachodnią granicą (specjalne dopłaty do energii elektrycznej wytworzonej z roślin energetycznych).

10.2.6. OPŁACALNOŚĆ PRODUKCJI BIOMASY DLA WYBRANYCH ROŚLIN ENERGETYCZNYCH

Przedstawione kalkulacje wskazują na duże rozbieżności kosztów założenia plantacji, nawet w przypadku tego samego gatunku roślin. Obniżki kosztów uzyskuje się poprzez:

- zastąpienie robocizny pracą maszyn,
- zastosowanie nowoczesnych, wydajniejszych maszyn, np. zaoranie 1 ha pola,
- 2-skibowym pługiem zajmuje nawet 5 godzin, a ten sam zabieg wykonany zestawem dużych narzędzi zajmuje poniżej 1 godziny,
- uprawę danej rośliny na polach o większej powierzchni, co zwiększa wydajność pracy ludzi i maszyn.

Planując uprawę roślin na cele energetyczne, rolnik musi wiedzieć, że wilgotność zbieranej biomasy może wahać się w granicach od poniżej 20% nawet do 50-55%. W tej sytuacji zakłady energetyczne odbierające biomasę ustalają jej ceny po przeliczeniu na ilość energii (GJ – gigadżul) dostarczonej w tej masie. Zasada jest taka, że wraz ze spadkiem wilgotności wzrasta wartość energetyczna biomasy. W przypadku wierzby wartość energetyczna świeżo zebranej biomasy o wilgotności około 50% wynosi 7-9 GJ/t, a w odniesieniu do wierzby sezonowanej o wilgotności około 20% wartość ta wzrasta do 11-13 GJ/t, zaś w przeliczeniu na suchą masę (s.m.) osiąga 15-18 GJ/t. W dodatku koszty transportu wilgotnej biomasy są większe, bo „wozi się wodę”²¹⁸.

Przykład: Rolnik dostarcza do zakładu 100 ton świeżo zebranej wierzby. Pobrano próby. Określono wartość energetyczną na 8 GJ/. Przy cenie za GJ (16-18-20 zł/GJ) rolnik otrzymując za 1 tonę odstawionej świeżej masy, w zależności od ceny GJ: 128 zł, 144 zł, 160 zł.

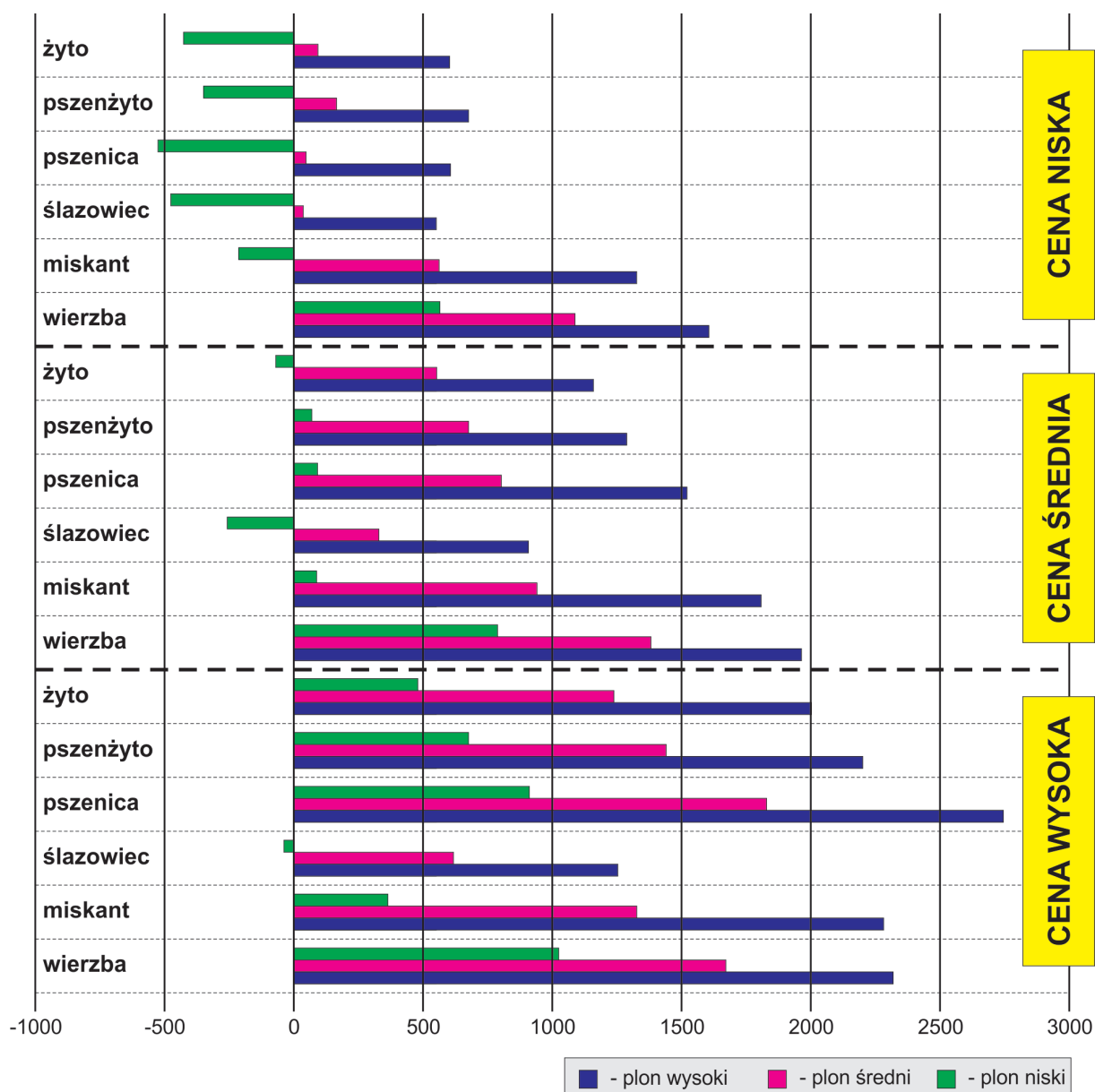
Przeprowadzona przy aktualnych uwarunkowaniach rynkowych analiza opłacalności upraw roślin na cele energetyczne wykazała, że produkcja wierzby w cyklu zbioru trzyletniego przynosi dochody przy każdym z założonych poziomów cen i plonów. Uprawa ślazuca i miskanta jest najbardziej opłacalna przy wysokich plonach i cenach, natomiast przy niskich plonach i cenach przynosi straty. Opłacalność uprawy wierzby i miskanta w stosunku do roślin rolniczych (pszenica, żyto, pszenżyto) jest na wyższym lub zbliżonym poziomie. Jedynie w przypadku uprawy ślazuca uzyskiwane dochody są niższe niż z uprawy zbóż. Spośród porównywanych gatunków najbardziej opłacalna jest uprawa pszenicy pod warunkiem, że rolnik uzyska wysokie plony, a ziarno sprzeda po atrakcyjnych cenach. Analizując opłacalność produkcji roślin energetycznych po roku 2009, wynik finansowy należy pomniejszyć o około 120 zł. Jest to spowodowane zniesieniem przez UE płatności do uprawy roślin na cele energetyczne. Na przedstawionym rysunku znajduje również potwierdzenie znana teoria mówiąca, że największe zyski można wygenerować, sprzedając po wysokich cenach duże plony o dobrej jakości. Ceny biomasy w Europie są bardzo zróżnicowane, i na ogół wyższe niż w Polsce.

Koszty założenia plantacji								
Gatunek		Wierzba krzewiasta		Miskant		Ślazuca pensylwańska		
Rodzaj materiału roślinnego		zręzy		sadzonki ukorzone		nasiona	sadzonki ukorzone	
Sposób zakładania plantacji		sadzenie ręczne	sadzenie sadzarką	sadzenie ręczne	sadzenie sadzarką	siew	sadzenie ręczne	sadzenie sadzarką
Koszty przygotowania pola	analiza gleby	20						
	koszty użycia maszyn i narzędzi	941				871	941	
	koszty materiałowe (nawozy, herbicydy)	832				729	832	
	wynagrodzenie za pracę	97				54	97	
Koszt zakupu (wyhodowania) sadzonek		1800	1.800	16.250	16.250	3.000	3.000	3.000
Koszty sadzenia	koszty użycia maszyn i narzędzi	60	420	60	420	120	60	420
	wynagrodzenie za pracę	1.156	205	1123	205	76	1728	205
Koszty pielęgnacyjne (do końca sezonu wegetacyjnego)	koszty użycia maszyn i narzędzi	340		200		340		
	koszty materiałowe (nawozy, herbicydy)	546	546	267	267	545	545	545
	wynagrodzenie za pracę	3564						
Razem koszty założenia plantacji zł/1ha/rok		9.355	8.764	23.354	22.796	9319	11.127	9964
Przeciętne koszty założenia plantacji zł/1ha/rok		9.060		23.075		10.137		
Koszty prowadzenia plantacji w trakcie eksploatacji (zł/ha/rok)								
Zabiegi pielęgnacyjne	koszty użycia maszyn i narzędzi	445*		305		445		
	koszty materiałowe (nawozy, herbicydy)	1.015*		740		1.015		
	wynagrodzenie za pracę	43*		43		43		
Zbiór	koszty użycia maszyn i narzędzi	2.292*		615		615		
	wynagrodzenie za pracę	119*		32		32		
Pozostałe koszty (OC rolników, podatek rolny)		86*		86		86		
Razem		4.000*		1.821		2.236		
Koszty likwidacji plantacji								
Koszty użycia maszyn i narzędzi		870		770		770		
Koszty materiałowe (nawozy, herbicydy)		154		154		154		
Wynagrodzenie za pracę		54		54		54		
Razem		1.078		978		978		
Razem koszty:								
zł/15 lat		25.838		44.168		40.575		
zł/rok		1.723		2.945		2.705		

Tab. 25. Kosztorys produkcji biomasy z różnych gatunków roślin
* w przypadku wierzby zbieranej w cyklu trzyletnim koszt ponoszony raz na 3 lata.

ROŚLINA	wierzba	miskant	ślazier
Koszty użycia maszyn i narzędzi, w tym:	2.104	19.94	2.104
przygotowanie pola	850	850	850
sadzenie	412	412	412
pielęgnacja	842	732	842
Koszty materiałowe, w tym:	3.177	17.352	4.377
materiał roślinny	1.800	16.250	3.000
nawozy mineralne	810	810	810
środki ochrony	567	292	567
Wynagrodzenia, w tym:	1.188	1.188	1.188
przygotowanie pola	184	184	184
sadzenie	248	248	248
pielęgnacja	756	756	756
Pozostałe:	106	106	106
ubezpieczenia + podatek gruntowy	86	86	86
analiza gleby	20	20	20
Razem koszt założenia 1 ha:	6.575	20.640	7.775

Tab. 26. Kosztorys zakładania większych plantacji na cele energetyczne przy zastosowaniu w pełni zmechanizowanej, wysoko wydajnej technologii



Rys. 152. Zróżnicowanie wyniku finansowego w produkcji wybranych roślin w warunkach zmienności plonów i cen

ROŚLINA	wierzba (zbierana w cyklu co 3 lata)	miskant	ślazier
Koszt produkcji zł/ha/rok	1723	2945	2705
Plon t*/ha/rok	9 (7-11)	12 (6-15)	9 (7-11)
Koszt produkcji zł/t*/rok	191 (246-157)	245 (327-196)	301 (386-246)
Cena zł/t	288 (256-320)		
Zysk/Strata zł/t*/rok	150 (79-207)	77 (-23-149)	35 (-67-111)
Zysk/Strata zł/ha/rok	1351 (551-2279)	924 (-205-2241)	317 (-467-1226)

Tab. 27. Porównanie opłacalności produkcji dla wybranych gatunków przy średniej cenie i plonie

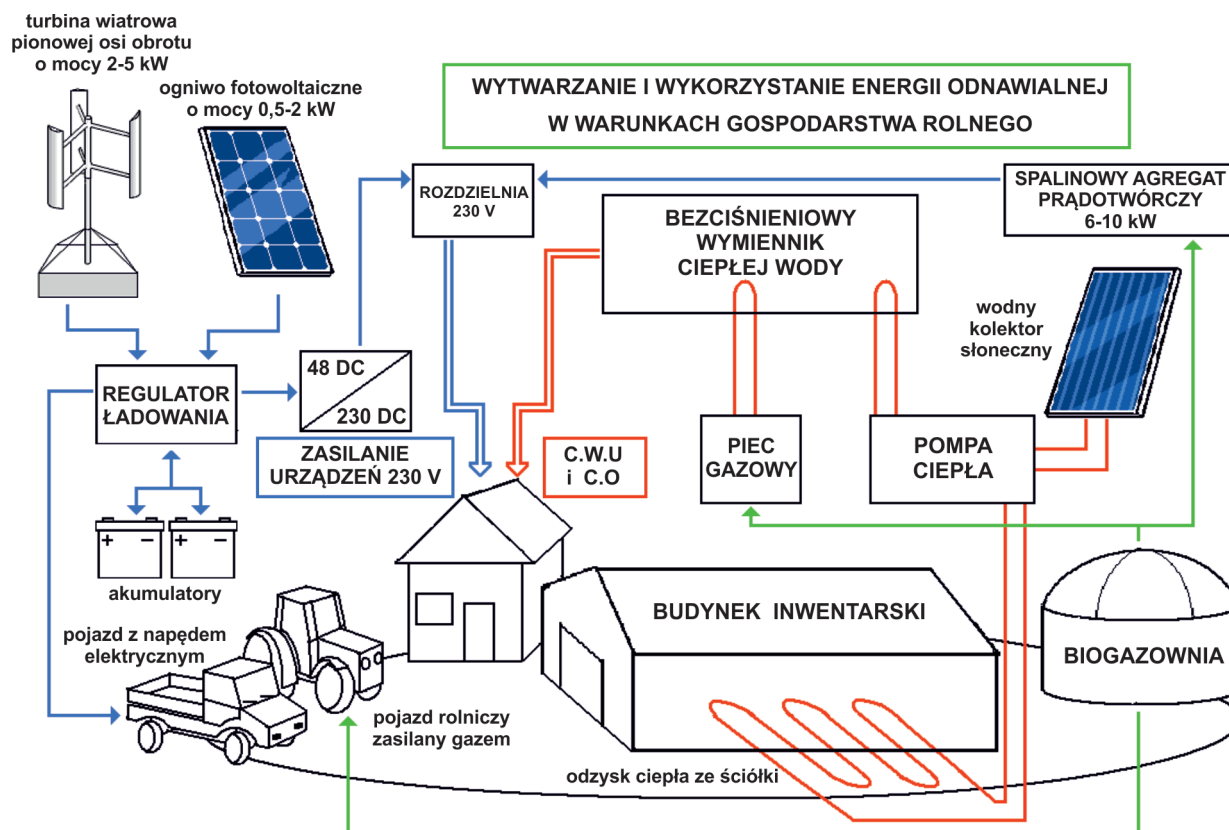
10.2.7. ENERGETYCZNE GOSPODARSTWO ROLNE

Aby uzyskać lepsze efekty ze stosowania odnawialnych źródeł energii w gospodarstwach rolnych, stosuje się hybrydowe systemy produkcji energii, czyli systemy zasilane z dwóch lub więcej odnawialnych źródeł energii.

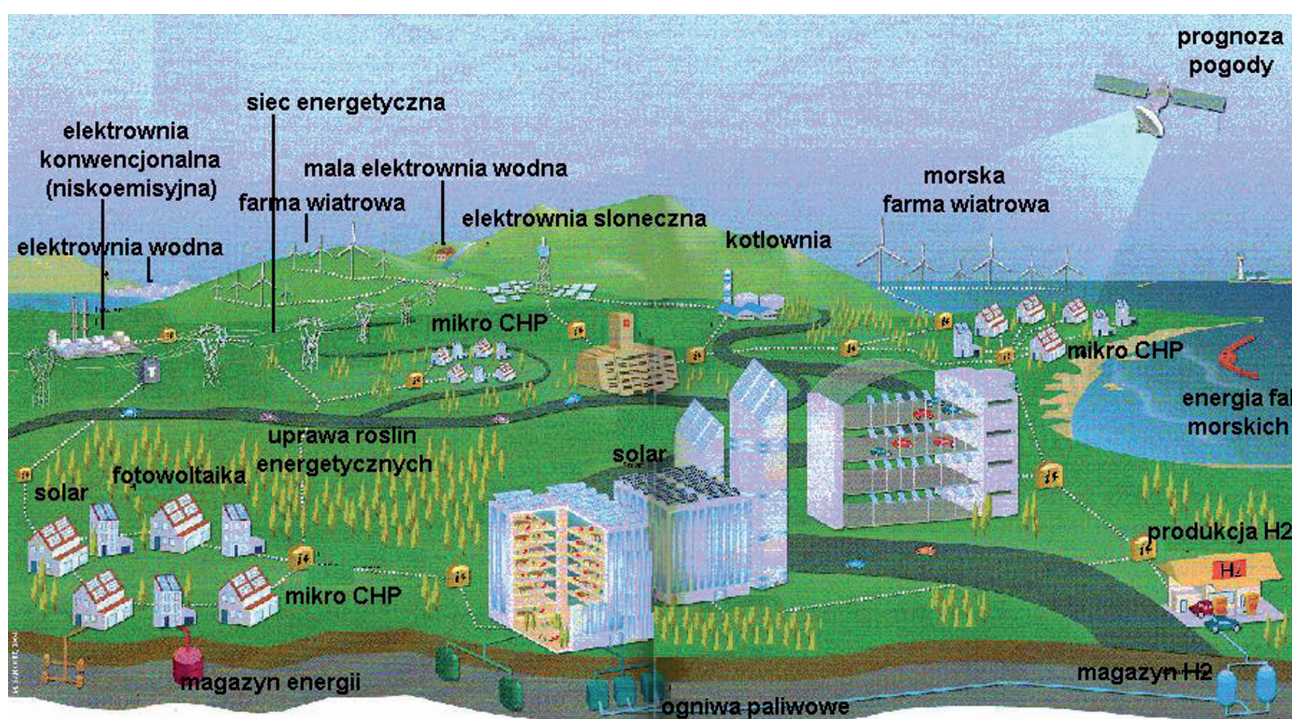
Korzyści płynące z łączenia systemów bioenergetycznych:

- kompensacja wad i zalet OZE,
- większa elastyczność systemu,
- dopasowanie produkcji energii do profilu obciążeń,
- możliwość tzw. pośredniej akumulacji (systemy zintegrowane z elektrowniami szczytowo-pompowymi),
- możliwość zrównoważonej, lokalnej produkcji energii,
- alternatywa dla systemów konwencjonalnych,
- ochrona środowiska.

Według środowisk naukowych, przyszłościowym kierunkiem rozwoju energetyki są rozproszone źródła energii oraz wykreowanie **rolnictwa energetycznego**. Gospodarstwa rolne, jako producenci znaczących ilości biomasy, stanowiłyby jedno z głównych ogniw rozproszonej energetyki.



Rys. 153. Wytwarzanie i wykorzystywanie energii odnawialnej w warunkach gospodarstwa rolnego

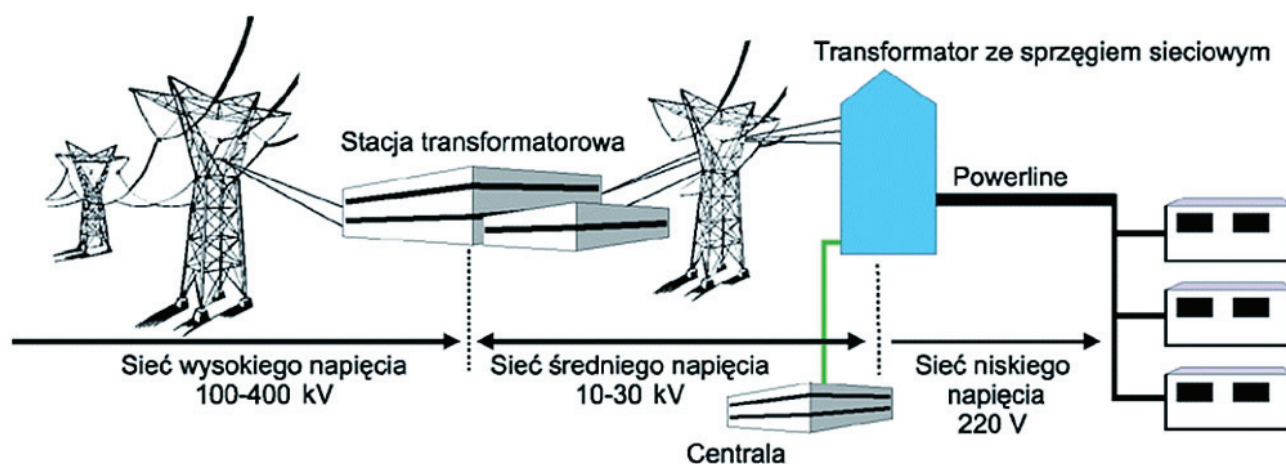


Rys. 154. Wirtualna elektrownia - lokalna energetyka rozproszona oparta na OZE i mikro sieci

10.3. GOSPODARKA ZASOBAMI ENERGII POCHODZĄCEJ Z ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII – SMART GRID

Rozwój sieci elektroenergetycznej w głównej mierze zależy od nowych rozwiązań technicznych. Na powszechnym wdrożeniu inteligentnych sieci zyskują indywidualni odbiorcy, krajowe gospodarki i środowisko naturalne. Smart Grid – inteligentna, wielofunkcyjna sieć przesyłowa przyszłości – to narzędzie efektywniejszego wykorzystania coraz droższych surowców energetycznych. W sieci inteligentnej większy nacisk kładzie się na aspekt zarządzania energią niż na samo jej wytwarzanie²¹⁹.

Europa dąży dziś do wzrostu efektywności energetycznej oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Smart Grid to wyzwanie, które dąży do tego ambitnego celu. Sieci inteligentne pomogą przedsiębiorstwom energetycznym w zwiększeniu niezawodności dostaw energii i wydajności operacyjnej, rozszerzeniu zakresu pomiarów i kontroli sieci energetycznych oraz w zarządzaniu nowymi technologiami nawet w najdalszych punktach sieci energetycznej.



Rys. 155. Podział na strefy wysokiego, średniego i niskiego napięcia

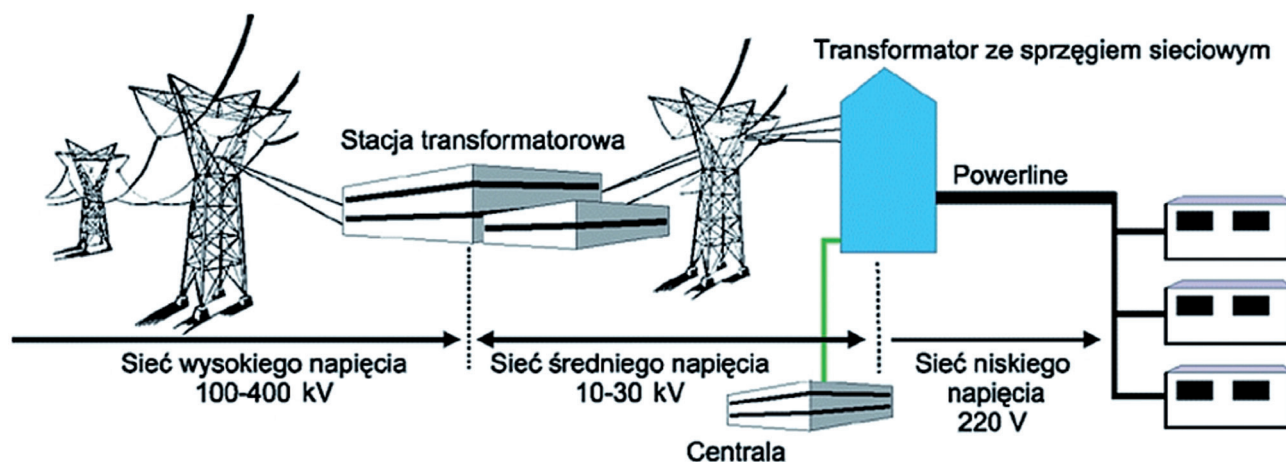
Coraz większe znaczenie w pokrywaniu zapotrzebowania na energię zyskują źródła odnawialne, takie jak elektrownie wodne, wiatrowe i słoneczne. Moce tych elektrowni, które pracują na sieć dystrybucyjną wysokich i średnich napięć, oscylują w granicach od kilkudziesięciu kilowatów do kilkuset megawatów. Zmiany te wymuszają konieczność skutecznego zarządzania pracą nie tylko sieci SN, ale również NN.

Źródła odnawialne, zwłaszcza wiatrowe i solarne, pracują jedynie w sprzyjających warunkach atmosferycznych (odpowiednia siła wiatru, nasłonecznienie) i choć pełnią coraz ważniejszą rolę w zastępowaniu elektrowni systemowych, nie są w pełni dyspozycyjne w tradycyjnym znaczeniu. Wymagają uruchamiania i efektywnego sterowania w czasie rzeczywistym źródeł rezerwujących w szczytach zapotrzebowania oraz możliwości sterowania poborem w dolinach zapotrzebowania na energię elektryczną. Dyrektywy Unii Europejskiej oraz działania rządów dotyczące zwiększenia niezawodności sieci energetycznych, przechodzenie na rozproszone wytwarzanie energii, jak również coraz szersze zastosowanie odnawialnych źródeł energii wpływają na zmiany dotyczące dynamiki generowania i konsumpcji energii elektrycznej. Dlatego przedsiębiorstwa wprowadzają nowoczesne technologie umożliwiające dynamiczne zarządzanie sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi za pomocą punktów pomiarowych i kontrolnych rozmieszczonych na wielu węzłach i łączach, które stanowią podstawę inteligentnych systemów, określanymi jako Smart Grid.

Smart Grid to inteligentna sieć elektroenergetyczna, która skutecznie reaguje na zachowania wszystkich przyłączonych podmiotów (wytwórca, odbiorca, operator sieci), a nawet kreuje te zachowania w celu zapewnienia niezawodnego i efektywnego ekonomicznie dostarczania energii. Smart Grid pozwala wykorzystywać wiele funkcji i technologii równocześnie. Zwiększa komfort korzystania z energii i przynosi oszczędności indywidualnemu odbiorcy oraz niesie korzyści ekologiczne i makroekonomiczne. Jest nowoczesną, w pełni dyspozycyjną siecią opłataną systemami zdalnego i dwukierunkowego odczytu, dzięki którym spółka dystrybucyjna może kontrolować dostawy energii, rozprawy w sieci, sprawniej zarządzać jej wyłączeniami, szybciej reagować na awarie, bilansować moce przyłączanych farm wiatrowych czy biogazu, a także lepiej współpracować z krajowym systemem elektroenergetycznym. Oprócz tego sieć ta obejmuje funkcje związane z ładowaniem samochodów elektrycznych w domu, na stacjach i parkingach.

Z drugiej strony, dla odbiorcy energii sieć inteligentna oznacza aktywne zarządzanie jego własnym zapotrzebowaniem na energię, co nie tylko obniży jego rachunek, ale w ważniejszym, społecznym wymiarze przyniesie także istotne korzyści ekologiczne, ponieważ wskutek racjonalniejszej gospodarki energetycznej zmniejszy się zapotrzebowanie na energię, a co za tym idzie, spadnie liczba nowo budowanych elektrowni konwencjonalnych. Inteligentna sieć wyczuwa, co dzieje się w całym systemie elektroenergetycznym – w generatorach, na liniach przesyłowych, u użytkowników końcowych – i kontroluje te aktywa w celu zapewnienia, w ekonomicznie wydajny sposób, czystej energii elektrycznej.

Polska będzie musiała sprostać Dyrektywie Unii Europejskiej, która wymaga, aby do 2020 roku 20% naszej energii pochodziło z odnawialnych źródeł. Inteligentna sieć jest w stanie zarządzać zmiennymi i nieciągłymi źródłami energii, np. turbinami wiatrowymi. Ta funkcja jest niezbędna w przypadku nowych obciążeń sieci. Wiatr i biomasa są najbardziej obiecującymi źródłami polskiej zielonej energii. Obsługa energii z odnawialnych źródeł stanowi jednak duże wyzwanie dla sieci energetycznej. Wiatr nie jest źródłem stałym, raz wieje silniej raz słabiej,



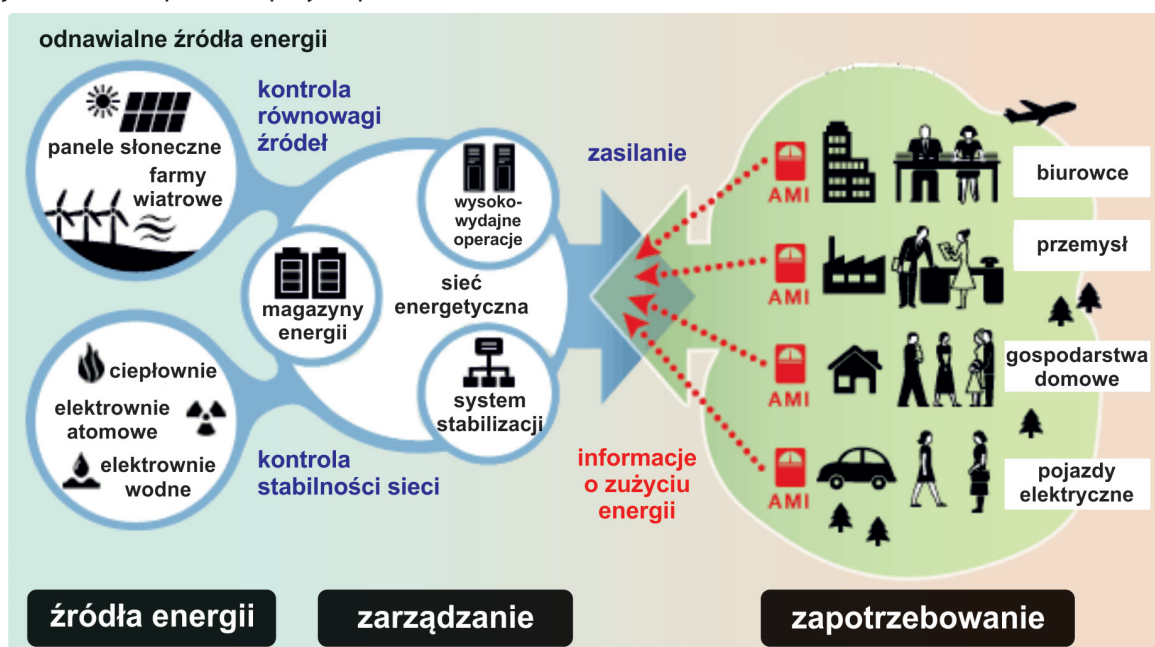
Rys. 156. Sieci obecne a sieć inteligentna

a ponadto zarówno wiatr, jak i biomasa to źródła rozproszone (energia produkowana jest w mniejszych ilościach w wielu różnych miejscach), które wymagają wielu połączeń do sieci, w przeciwieństwie do węgla, który może być spalany centralnie. Innym przykładem działania inteligentnej sieci jest sytuacja, w której zakład energetyczny może prognozować czas szczytowego zapotrzebowania na energię i „przykręcić” lub wyłączyć sprzęt mniej istotny, aby obniżyć moc szczytową. Zakład może również za pomocą inteligentnego opomiarowania wysłać do konsumentów sygnał dotyczący cen energii, aby pomóc im w wyborze, kiedy i jak najefektywniej korzystać z energii elektrycznej. Konsumenty będą mogli na przykład grzać wodę w nocy, używać sprzętu AGD poza godzinami szczytu lub naładować akumulator pojazdu elektrycznego w czasie, gdy sieć nie jest mocno obciążona.

System ten jest także w stanie samodzielnie dokonywać podobnych wyborów. Inteligentne sieci pomogą zmniejszyć liczbę przerw w zasilaniu. W przypadku linii elektrycznej zerwanej w czasie burzy inteligentna sieć może „przekierować” energię, podczas gdy uszkodzone części sieci są w naprawie. Inteligentne sieci mogą wesprzeć zrównoważoną produkcję energii z konwencjonalnych elektrowni węglowych, dostarczając energię ze źródeł odnawialnych. Inteligentna sieć może również „odroczyć w czasie” zasilanie mniej istotnego sprzętu, do momentu, gdy ekologiczna i tania energia dotrze do odbiorcy.

Pomysły na rozwój technologicznej strony sieci przesyłowych pojawiały się już 20 lat temu, w postaci pilotażowych projektów systemów zdalnego odczytu liczników energii elektrycznej. Proponowano także wzbogacanie infrastruktury sieciowej o telemechanikę, z różnymi pomysłami na jej wykorzystanie. Fachowcy – energetycy mówią, że wszystkie ówczesne wdrożenia były raczej testami, a nie rozwiązaniami mającymi szansę na powszechne zastosowanie. Dziś jednak, w ślad za potężnym rozwojem telekomunikacji, informatyki i elektroniki, marzenia sprzed kilku dekad zaczynają przybierać postać realnych, kompleksowych rozwiązań. Pierwszym krokiem w kierunku inteligentnej sieci wydaje się być wdrożenie zaawansowanej infrastruktury pomiarowej AMI (Advanced Metering Infrastructure) oraz inteligentnych liczników, które umożliwiają mierzenie zużycia prądu, napięcia i mocy w różnych obszarach sieci i w różnych celach. AMI daje operatorom energetycznym możliwość pomiaru jakości energii na zewnętrznych obszarach sieci, co z kolei ułatwia przewidywanie zapotrzebowania na energię z dużą dokładnością czasową i geograficzną, zarządzanie rozproszonym wytwarzaniem energii odnawialnej (słonecznej lub wiatrowej) oraz weryfikację statusu operacyjnego sieci przez wysyłanie zapytań do liczników. System ten pozwala również reagować na zmiany zapotrzebowania tam, gdzie w okresach szczytu ogranicza się pobór energii lub wyłącza urządzenia.

Rola operatora sieci dystrybucyjnej zazwyczaj polega na gromadzeniu w czasie rzeczywistym dokładnych i aktualnych danych pomiarowych oraz na udostępnianiu ich różnym podmiotom. Ponadto, niektórzy detaliczni dostawcy energii instalują w domach dodatkowe liczniki w celu gromadzenia i przechowywania danych niezależnie od operatora sieci dystrybucji. Dziś wszyscy dostawcy oferują lekkie, nowoczesne liczniki elektroniczne, wzbogacane o różne funkcje pomiarowe. Co więcej, transmisja danych o poborze w dowolnej konfiguracji jest dzisiaj stosunkowo prosta, a przy odpowiednich warunkach także mało zawodna.



Rys. 157. Idea sieci inteligentnej. Opracowanie własne na podstawie

Początkowo termin Smart Grid dotyczył jedynie smart meteringu, czyli inteligentnych pomiarów. Jednak w krótkim czasie termin ten nabrał nowego znaczenia i dotyczy teraz znacznie większego zakresu działań, takich jak sterownie mocą czynną i bierną, automatyzacja, możliwość integracji z siecią ogniw fotowoltaicznych oraz samochodów elektrycznych. Przedsiębiorstwa energetyczne muszą zatem dużo inwestować w swoje sieci, aby zwiększyć ich niezawodność. Inwestycje te dotyczą następujących obszarów:

- infrastruktura AMI dla sieci SN i NN: urządzenia pomiarowe (czujniki, inteligentne liczniki) i kontrolne (wyłączniki z samoczynnym ponownym zamykaniem, bezpieczniki), także na poziomie urządzeń domowych,
- automatyzacja podstacji: systemy zarządzania energią i systemy w podstacjach, które monitorują zdarzenia i jakość dostaw energii, a także przełączniki kontrolne przepływu energii,
- automatyzacja dystrybucji: komponenty i aplikacje sieci Smart Grid, zwiększające niezawodność sieci dystrybucyjnej,
- aplikacje Smart Grid (rozszerzone funkcje zarządzania awariami, systemy zarządzania aktywami itp.) w połączeniu ze sztuczną inteligencją ułatwiające eksploatację i utrzymanie sieci energetycznej.

Wizjonerskie pomysły zaczynają się zmieniać w rzeczywistość, głównie w krajach starej Europy, Ameryce Północnej i Japonii. Tam już wdrożono na skalę przemysłową systemy zdalnego odczytu liczników energii elektrycznej, a przy okazji także innych mediów: gazu, wody i ciepła. Największe jak dotąd wdrożenia odnotowano m.in. we Włoszech. Było to rozwiązanie typu AMM (Automatic Meter Management), obejmujące niemal kompletną infrastrukturę (30 mln liczników), czyli urządzenia, sieci transmisji danych, systemy komputerowe, protokoły komunikacyjne i systemy informowania odbiorcy o stanie licznika. Niedługo po tym podobne projekty przeprowadzono w Szwecji, Finlandii, Danii, Norwegii oraz Francji. W Polsce proces ten rozpoczął się w tym samym mniej więcej czasie, a dziś działa już kilkanaście instalacji zdalnego odczytu liczników odbiorców indywidualnych, obsługujących od kilkudziesięciu do tysiąca i więcej liczników. Wdrożenia te zastępują obsługę inkasencką, obniżając tym samym koszt energii elektrycznej dla odbiorcy.

Przedsiębiorstwa energetyczne, a w szczególności operatorzy systemów dystrybucyjnych, mogą zastosować inteligentne narzędzia i technologie, aby poprawić ogólną jakość usług energetycznych (np. automatyzacja kontroli przepływów energii oraz przywracanie sprawności sieci energetycznej po awarii). Systematycznie rośnie zapotrzebowanie na energię elektryczną, któremu obecna infrastruktura generacyjna i dystrybucyjna nie jest w stanie sprostać. Zwiększa się zagrożenie „blackoutami”. Brak zachęt prawnych i fiskalnych utrudnia nowe inwestycje w sektor generacji rozproszonej. Unijny Pakiet Klimatyczno-Energetyczny 20/20/20 nakłada na Polskę wymogi, którym będziemy mogli sprostać tylko przy wytężonej pracy według przemyślanej i długoterminowej strategii.

Korzyści z rozpoczęcia procesu wprowadzania inteligentnych sieci są dla państwa znaczące i obejmują poprawę efektywności zagospodarowania zasobów naturalnych, poprawę niezależności energetycznej państwa bez pogłębiania problemów związanych z wykorzystaniem węgla. Stanowią one podstawę proefektywnościowej edukacji społeczeństwa i ograniczają ryzyko kar, jakie Komisja Europejska może nakładać za przekraczanie limitów emisji. Odpowiednie połączenie zachęt finansowych i dobrze zaprojektowanych prawnych mechanizmów implementacyjnych pomoże w modernizacji sektora elektroenergetycznego i wzmocni polską gospodarkę. Po pierwsze, poprawa jakości energii elektrycznej i niezawodność sieci przesyłowych spowoduje zwiększenie wydajności przemysłu. Po drugie, konsumenci będą mogli monitorować swoje zużycie energii i aktywnie obniżyć koszty swoich rachunków. Po trzecie, funkcje inteligentnych sieci ułatwią operatorom sprzedaż polskiej energii na zagranicznych rynkach. Ponadto Polska podejmie w ten sposób działania zgodne z dyrektywą UE, która skupia uwagę na możliwościach wprowadzenia inteligentnych systemów pomiarowych do 2020r. Polska gospodarka może jedynie skorzystać na modernizacji sieci energetycznej w procesie przechodzenia do gospodarki niskoemisyjnej.

Przejsie do technologii tak zaawansowanej jak Smart Grid, niesie z sobą wiele trudności. Przekształcenie sieci w inteligentną to w pierwszym rzędzie zmiana infrastruktury przesyłowej na wytrzymałą większe przeciążenia, np. poprzez budowę sieci o większych przekrojach czy tych produkowanych w nowszej technologii, cyrkonowych. Ale to także masowa przebudowa instalacji w starych budynkach, rozwiązanie nurtujące już dziś spółki dystrybucyjne problemy z przyłączaniem odnawialnych źródeł energii i bilansowaniem energii wytwarzanej przez źródła rozproszone, kwestia zbliżenia generacji rozproszonej do punktów poboru i dużej elastyczności z przechodzeniem do pracy wyspowej. Widać więc jasno, że pierwszą i największą przeszkodą dla rozwoju sieci energetycznych są koszty modernizacji. Przykładowo, aby wdrożyć w polskich spółkach dystrybucyjnych

tylko jedno z narzędzi, czyli smart metering (zdalny odczyt), trzeba wymienić liczniki na te z odpowiednią aparaturą i ponieść znaczne nakłady na centralne systemy akwizycji i przetwarzania pozyskiwanych danych. Ekspertcy oceniają, że koszt takiej operacji to około 100 EUR dla każdego z 13,5 mln liczników. Zatem w sumie to koszt potężny. Ponadto wdrażanie inteligentnych sieci w Polsce utrudnione jest strukturą własności państwowej. Wieże przesyłowe i linie wysokiego napięcia są własnością spółki skarbu państwa PSE Operator S.A.

Inwestycje w inteligentne sieci powodowane są szeregiem czynników ekonomicznych, społecznych i politycznych. Polska, jako członek UE, jest zobowiązana do unowocześnienia sieci energetycznej zgodnie z dyrektywami unijnymi. Nie można pominąć tu także kwestii bezpieczeństwa energetycznego kraju. Inteligentne sieci mogłyby w znacznym stopniu przyczynić się do poprawy odporności sieci na wandalizm i usprawnić dywersyfikację źródeł energii.

Przy modernizacji sektora energetycznego na skalę krajową, żadna nowa technologia nie zastąpi adekwatnej polityki. Polska postawa regulacyjna w stosunku do inteligentnych sieci powinna wspierać innowację i kompatybilność technologii. Głównymi celami wprowadzenia Smart Grid są bezpieczeństwo, pewność zasilania, lepsza jakość energii, ochrona środowiska oraz ograniczenie kosztów.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska zadeklarował możliwość wykorzystania środków pobieranych w ramach opłat za emisję CO₂. Prace nad analizami korzyści w stosunku do kosztów wdrożenia smart metering rozpoczęło także PTPIREE, co należy uznać za dobrą prognozę na przyszłość.

System Smart Grid jest zbudowany z urządzeń i czujników, a także aplikacji, które wspomagają eksploatację i utrzymanie sieci energetycznej oraz zarządzanie nią. Aplikacje te wspierają takie procesy, jak planowanie przerw w dostawie prądu i rozszerzeń sieci, monitorowanie sieci, a także konserwacja i usuwanie awarii sieci. Niezawodność sieci energetycznej zależy w dużym stopniu od sprawnego systemu komunikacyjnego dla pracowników mobilnych i klientów. Biorąc pod uwagę stały rozwój teorii sztucznej inteligencji i jej praktycznych zastosowań, można przypuszczać, iż aplikacje inteligentnych sieci będą oparte właśnie na tej technologii. Narzędzia sztucznej inteligencji (sieci neuronowe, logika rozmyta, algorytmy genetyczne) okazały się wygodnym narzędziem, przydatnym przy realizacji bardzo wielu różnych praktycznych zadań. Wszędzie tam, gdzie pojawiają się problemy związane z przetwarzaniem i analizą danych, z ich predykcją, klasyfikacją czy sterowaniem, mogą być zastosowane sieci neuronowe.

Smart Grid – inteligentna, wielofunkcyjna sieć przesyłowa przyszłości – to narzędzie efektywniejszego wykorzystania coraz droższych surowców energetycznych. Na powszechnym wdrożeniu inteligentnych sieci zyskają indywidualni odbiorcy, krajowe gospodarki i środowisko naturalne. Europa dąży dziś do wzrostu efektywności energetycznej oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Idea Smart Grid może być bodźcem dla rozwoju gospodarki oraz zwiększenia efektywności i bezpieczeństwa elektro-energetycznego.

10.4. ŹRÓDŁA FINANSOWANIA INWESTYCJI Z ZAKRESU OZE







Ze względu na fakt, że rozwój sektora odnawialnych źródeł energii, wpisuje się w politykę energetyczną Polski i jest konieczny z punktu widzenia realizacji zobowiązań międzynarodowych, istnieje szereg instrumentów finansowego wsparcia inwestycji w OZE. Fundusze na te cele to zarówno środki krajowe, jak i unijne. Instrumenty wsparcia dotyczą zarówno większych inwestycji, jak i małych realizowanych przez osoby fizyczne czy małe przedsiębiorstwa, w tym producentów rolnych. Ze względu na charakter niniejszego opracowania, poniżej przedstawione zostały możliwości finansowania małych inwestycji.

OSOBY FIZYCZNE



Inwestorzy indywidualni mieli dotychczas ograniczone możliwości uzyskania finansowego wsparcia inwestycji w kolektor słoneczny, pompę ciepła lub inną instalację OZE.

- Linię kredytową na takie inwestycje oferuje Bank Ochrony Środowiska.
- BGK oferuje właścicielom budynków tzw. premię termomodernizacyjną, w postaci dotacji na realizację przedsięwzięcia termomodernizacyjnego, mogącego obejmować zamianę źródeł energii na OZE.
- Osoby fizyczne działające w formule ESCO, mogą też ubiegać się w BGK o poręczenie od 50% do 70% wysokości kredytu zaciągniętego w banku komercyjnym na inwestycję energooszczędną oraz o dotację na wykonanie niezbędnego audytu energetycznego, w ramach Projektu Efektywności Energetycznej (Fundusz GEF).

- W niektórych regionach kraju (szczególnie na południu) mogą istnieć możliwości sięgnięcia po środki przeznaczone na te cele w budżetach regionalnych – wojewódzkich funduszy ochrony środowiska i gospodarki wodnej lub w Regionalnych Programach Operacyjnych.
- Rolnicy mogą szukać wsparcia finansowego w ramach regionalnych Programów Rozwoju Obszarów Wiejskich, ale wyłącznie na inwestycje służące poprawie efektywności produkcji rolnej.
Rośnie potrzeba stworzenia systemowego rozwiązania dla wsparcia tego rodzaju beneficjentów.

INSTYTUCJA	ŚRODKI KRAJOWE	ŚRODKI ZAGRANICZNE
	<p>Program OZE 1 15-letnie niskoprocentowane pożyczki w wysokości do 75% kosztów kwalifikowanych inwestycji, których koszt przekracza 10 mln zł.</p>	<p>PO liŚ - Działanie 9.1 Dotacje do 75% kosztów kwalifikowanych inwestycji spełniających wymogi wysokosprawnej kogeneracji m.in. biogazownie.</p>
	<p>Program priorytetowy "Energetyczne wykorzystanie zasobów geoter-malnych" Dotacje dla przedsiębiorstw (ew. należących do samorządów) do 70% kosztów kwalifikowanych (nie więcej niż 12 mln) odwiertów badawczych.</p>	<p>PO liŚ - Działanie 4.5 Dotacje do 30% kosztów modernizacji (nie więcej niż 20 mln zł) już istniejących instalacji spalania paliw. Jeśli projekt zakłada instalację OZE, to ona również może zostać objęta dofinansowaniem.</p> <p>Fundusze Norweskie W ramach 2 bliźniaczych instrumentów – NMF i EOG – udzielono dotacji m.in. na liczne instalacje solarne. Trwa nowa perspektywa finansowej 2009-2014</p> <p>System Zielonych Inwestycji GIS Dotacje i/lub pożyczki na termomodernizację budynków użyteczności publicznej (w tym instalację OZE), budowę biogazowni rolniczych, budowę elektrociepłowni i ciepłowni na biomasę.</p>
 <p>Ministerstwo Gospodarki</p>		<p>Działanie 9.4 Dotacje na inwestycje w OZE obejmujące wykorzystanie energii wiatrowej, słonecznej, wodnej oraz wytwarzanej z biomasy. Projekty powyżej 10 mln zł.</p>
		<p>Działanie 9.5 Dotacje na inwestycje w instalacje do wytwarzania biopaliw ze źródeł odnawialnych.</p>
		<p>Działanie 10.3 Dotacje na budowę linii technologicznych wytwarzających urządzenia do pozyskiwania energii z OZE oraz produkcji biopaliw i biokomponentów.</p>
		<p>Program wsparcia inwestycji mających na celu budowę lub modernizację przedsiębiorstw zorientowanych na rynki bioenergii, które przetwarzają produkty rolne na cele energetyczne. Dotacje dla przedsiębiorców chcących inwestować w produkcję biomasy na potrzeby energetyczne.</p>
		<p>Program Rozwoju Obszarów Wiejskich Dotacje na różnego rodzaju działania inwestycyjne obniżające koszty produkcji rolnej, OZE wymienione są szczególnie w Działaniu 3.2 „Podstawowe usługi dla gospodarki i ludności wiejskiej”, ale elementy OZE mogą znaleźć się we wszystkich rodzajach działań inwestycyjnych dofinansowywanych w ramach I i III osi priorytetowej PROW.</p>
	<p>Cała gama produktów finansowych adresowanych do przedsiębiorstw i mikroprzedsiębiorstw oraz specjalna oferta kredytów proekologicznych.</p>	
	<p>Premia termomodernizacyjna BGK oferuje dotacje do 16% kosztów poniesionych na realizację przedsięwzięcia termomodernizacyjnego, mogącego obejmować zamianę źródeł energii na OZE.</p>	<p>Projekt efektywności energetycznej - Fundusz GEF Program poręczeń od 50% do 70% wysokości kredytu zaciągniętego w banku komercyjnym, na inwestycje energooszczędne.</p>

Tab. 28. *Możliwości dofinansowania na poziomie ogólnokrajowym*

INSTYTUCJA	ŚRODKI KRAJOWE	ŚRODKI ZAGRANICZNE
WOJEWÓDZKI FUNDUSZ OCHRONY ŚRODOWISKA I GOSPODARKI WODNEJ	Program OZE 2 10 wojewódzkich funduszy, które podpisały umowy z NFOŚiGW, będzie oferować 10-letnie pożyczki o stałym (3%) oprocentowaniu do 75% kosztów kwalifikowanych inwestycji, których koszt wynosi od 0,5 do 10 mln zł.	
Instytucja wdrażająca Regionalny Program Operacyjny w danym województwie 		Regionalne Programy Operacyjne W każdym regionie istnieją odrębnie uchwalane programy dofinansowania przedsięwzięć w ramach RPO.
Urzędy marszałkowskie / placówki ARiMR wdrażające działania Program Rozwoju Obszarów Wiejskich 		Program Rozwoju Obszarów Wiejskich Niektóre działania PROW koordynowane są na szczeblu centralnym przez ARiMR, a część wdrażana przez poszczególne urzędy marszałkowskie.

Tab. 29. Możliwości dofinansowania na poziomie regionalnym

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej 17 czerwca 2010 r. uruchomił ogólnokrajowy program skierowany do właścicieli domów oraz do wspólnot mieszkaniowych chcących zainwestować w instalację kolektorów słonecznych. Fundusz, za pośrednictwem banków komercyjnych, oferuje dopłaty do kredytów (45% brutto) na zakup i montaż kolektorów słonecznych do ogrzewania wody użytkowej.

PYTANIA KONTROLNE

- 1) Ile ha uprawy rzepaku pozwoli rolnikowi na uniezależnienie się od dostaw oleju napędowego?
- 2) Jaka średnia prędkość wiatru wystarcza do rozruchu małych elektrowni wiatrowych?
- 3) Dlaczego instalacja części turbin wiatrowych dostępnych na rynku wymaga pozwolenia na budowę, a część nie? Z czego wynika ta różnica?
- 4) Jaka jest średnio sprawność przetwarzania energii słonecznej dla kolektorów oraz ogniw fotowoltaicznych?
- 5) Co to są hybrydowe systemy produkcji energii? Wymień ich zalety?
- 6) Zdefiniuj pojęcie SMART GRID.
- 7) Jakie na polskim rynku energii funkcjonują świadectwa pochodzenia energii? Wymień, krótko opis i podaj zastosowany skrót?
- 8) Z jakiego źródła możliwe jest pozyskanie aktualnych informacji dotyczących cen energii i świadectw pochodzenia? Podaj źródło i notowania za ostatnie trzy kwartały: cena energii elektrycznej, cena „zielonego” i „czerwonego” świadectwa pochodzenia?
- 9) Znajdź definicję i wzór wskaźnika IRR? Jak na podstawie IRR obliczyć okres zwrotu inwestycji?

11.1. POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI

Najważniejszym dokumentem określającym ramy polityki energetycznej Polski jest *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* opracowana przez Ministerstwo Gospodarki oraz *Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*.

Polska, jako kraj członkowski Unii Europejskiej, czynnie uczestniczy w tworzeniu wspólnotowej polityki energetycznej, a także dokonuje implementacji jej głównych celów w specyficznych warunkach krajowych, biorąc pod uwagę ochronę interesów odbiorców, posiadane zasoby energetyczne oraz uwarunkowania technologiczne wytwarzania i przesyłu energii. Zgodnie z dokumentem *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* podstawowe kierunki polityki energetycznej to:

- poprawa efektywności energetycznej,
- wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,
- dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej,
- rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,
- rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

Przyjęte kierunki polityki energetycznej są w znacznym stopniu współzależne.

Poprawa efektywności energetycznej ogranicza wzrost zapotrzebowania na paliwa i energię, przyczyniając się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego, na skutek zmniejszenia uzależnienia od importu, a także działa na rzecz ograniczenia wpływu energetyki na środowisko poprzez redukcję emisji. Podobne efekty przynosi rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym zastosowanie biopaliw, wykorzystanie czystych technologii węglowych oraz wprowadzenie energetyki jądrowej. Realizując działania zgodnie z tymi kierunkami, polityka energetyczna będzie dążyła do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego kraju przy zachowaniu zasady zrównoważonego rozwoju.

Polityka energetyczna wpisuje się w priorytety *Strategii rozwoju kraju 2007-2015* przyjętej przez Radę Ministrów w dniu 29 listopada 2006 roku. W szczególności cele i działania określone w niniejszym dokumencie przyczynią się do realizacji priorytetu dotyczącego poprawy stanu infrastruktury technicznej. Cele Polityki energetycznej są także zbieżne z celami *Odnowionej Strategii Lizbońskiej* i *Odnowionej Strategii Zrównoważonego Rozwoju UE*. Polityka energetyczna będzie zmierzać do realizacji zobowiązania, wyrażonego w powyższych strategiach UE, o przekształceniu Europy w gospodarkę o niskiej emisji dwutlenku węgla oraz pewnym, zrównoważonym i konkurencyjnym zaopatrzeniu w energię.

W ramach realizacji polityki energetycznej zostanie dokonana dogłębna reforma prawa energetycznego, skutkująca stworzeniem pakietu nowych regulacji prawnych. W jej rezultacie zostaną stworzone stabilne, przejrzyste warunki funkcjonowania podmiotów w obszarze gospodarki paliwowo-energetycznej. W dużej mierze działania określone w polityce energetycznej będą realizowane przez komercyjne firmy energetyczne, działające w warunkach konkurencyjnych rynków paliw i energii lub rynków regulowanych. Wobec powyższego, interwencjonizm państwa w funkcjonowanie sektora musi mieć ograniczony charakter i jasno określony cel: zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz wypełnienie międzynarodowych zobowiązań Polski, szczególnie w zakresie ochrony środowiska oraz bezpieczeństwa jądrowego. Tylko w takim zakresie i w zgodzie z prawem UE stosowana będzie interwencja państwa w sektorze energetycznym²²⁰.

11.2. REGULACJE PRAWNE UE

Problematyka wykorzystania odnawialnych źródeł energii jest w ostatnich kilku latach szczególnie szeroko podejmowana w ujęciu systemowym na szczeblu politycznym Unii Europejskiej. Zagadnienia te były omawiane przede wszystkim w kontekście ochrony środowiska i chęci zapewnienia warunków trwałego rozwoju regionalnego i lokalnego (rozwój małych i średnich przedsiębiorstw, tworzenie miejsc pracy itp.). Ochrona środowiska stała się ważnym elementem polityki globalnej, w której Unia Europejska aktywnie uczestniczy (*Konwencja Klimatyczna, Protokół z Kioto, mechanizmy Joint Implementation i inne wspierające energetykę odnawialną*). W obliczu rosnącej zależności EU od importu paliw, także kwestie bezpieczeństwa energetycznego nabierają coraz większego znaczenia w kolejnych przyjmowanych dokumentach. Poniżej w ujęciu chronologicznym przedstawione są najważniejsze dokumenty w tym zakresie przyjęte w UE w ciągu ostatnich kilku lat.²²¹

W marcu 1994 r. przyjęta została **Deklaracja Madrycka**. Przyjęto ją w obecności członków rządów krajów członkowskich UE na konferencji w Madrycie, będącej efektem wcześniejszych prac grup roboczych w ramach Komisji Europejskiej. Stwierdza ona, że państwa UE przyjmują jako polityczny cel strategiczny osiągnięcie 15% udziału energii odnawialnej w bilansie paliwowo-energetycznym w roku 2010 i proponuje Plan Działań w tym zakresie. Deklaracja Madrycka stała się podstawą dalszych prac w UE. Tezy zostały potwierdzone i uzupełnione na następnych konferencjach europejskich w postaci uchwał podejmowanych z udziałem przedstawicieli UE i krajów członkowskich. Była to m.in. *Umowa Ateńska* z listopada 1995 r., odnosząca się do krajów rejonu Morza Śródziemnego. Podobna inicjatywa dla Państw Regionu Morza Bałtyckiego podjęta została z inicjatywy Komisji Europejskiej w 1997 r. w ramach Programu SYNERGY i zaowocowała opracowaniem z udziałem wszystkich państw regionu dokumentu roboczego w sprawie wzrostu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w Regionie Bałtyckim. Tezy tego dokumentu zostały zaakceptowane na Konferencji Ministerialnej w Helsinkach nt. współpracy w sektorze energetycznym w Regionie Bałtyckim w dniach 24-25 października 1999 r. Stroną tej konferencji z ramienia Rady Państw Bałtyckich z Polski był Minister Gospodarki. W styczniu 1996 r. przyjęto Białą Księgę Komisji Europejskiej *Polityka energetyczna w Unii Europejskiej*. W kwestii odnawialnych źródeł energii, na poziomie państw członkowskich i w ujęciu regionalnym, Biała Księga stwierdza, że w UE postępować będzie proces decentralizacji wytwarzania energii i w istotny sposób wzrośnie udział paliw odnawialnych (głównie biomasy) w wytwarzaniu ciepła i elektryczności.

W listopadzie 1997 roku została przyjęta analogiczna **Biała Księga Komisji Europejskiej – Energia dla przyszłości odnawialne źródła energii**. Potwierdza ona ostatecznie, że kluczową korzyścią z wykorzystania OZE w UE jest wzrost bezpieczeństwa energetycznego. Jest to w tej chwili kluczowy dokument o charakterze strategicznym i politycznym, który wyznacza kierunki polityki długookresowej i wytycza cel ilościowy w postaci podwojenia udziału OZE z 6 do 12% w okresie lat 1998-2010. Dokument ten jest omówiony w następnym podrozdziale. W okresie półtora roku od przyjęcia tego dokumentu, na forum Komisji Europejskiej, Parlamentu Europejskiego oraz rządów państw członkowskich Unii dyskutowane były niezbędne działania i mechanizmy, które zapewnić mają osiągnięcie postawionych w Białej Księdze celów. Efektem tych prac, konsultacji i uzgodnień, było przyjęcie w kwietniu 1999 r. przez Komisję Europejską krótkookresowej strategii wdrażania Białej Księgi, tzw. *Kampanii Wdrożeniowej*. Kampania ta obejmuje wykaz niezbędnych działań Komisji Europejskiej i państw członkowskich w poszczególnych sektorach energetyki odnawialnej prowadzących do uzyskania takiego poziomu inwestycji ze środków prywatnych i publicznych w latach 1999-2003, aby zagwarantowane było osiągnięcie do roku 2010 ostatecznego celu zawartego w Białej Księdze. Kampania Wdrożeniowa przewiduje, że postawione w Białej Księdze dla poszczególnych sektorów cele zostaną zrealizowane do roku 2003 w ok. 20%, przy całkowitych nakładach inwestycyjnych przekraczających 30 mld EURO, w tym w wydatkach ze środków publicznych sięgających 7 mld EURO. W związku z procesami liberalizacji sektora elektroenergetycznego w Unii Europejskiej, pojawiły się nowe inicjatywy Komisji Europejskiej związane z zapewnieniem rozwoju produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Od stycznia 1997 r. obowiązuje w Unii *Dyrektywa o jednolitym rynku energii elektrycznej*, która zawiera zapisy dające priorytet produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. W kwietniu 1999 r. Komisja Europejska przygotowała dokument roboczy *Odnawialne źródła energii a wewnętrzny rynek energii elektrycznej*. Dokument ten podkreślał konieczność podjęcia efektywnych działań prawnych i finansowych, aby zapewnić konkurencyjność produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Jednocześnie, w grudniu 1998 r. Komisja Europejska rozpoczęła formalne prace nad przygotowaniem *Dyrektywy o promocji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych na europejskim rynku energii elektrycznej* i zakończyła je we wrześniu 2001 roku.

Doskonalenie i dostosowanie polityki wykorzystania OZE w Unii Europejskiej do zmieniających się warunków jest procesem ciągłym. Jego siłą są działania państw członkowskich, wsparte poprzez wyspecjalizowane struktury Unii Europejskiej oraz rosnący potencjał przemysłu i organizacji pozarządowych w tym sektorze. Sektor energetyki odnawialnej w Unii Europejskiej osiągnął swoją masę krytyczną do dalszego rozwoju, stoi za nim odpowiednia struktura instytucjonalna dająca mu samodzielną pozycję w procesie rozwoju polityki energetycznej i innych polityk szczegółowych. W miarę postępów procesu integracji europejskiej, działania podejmowane w Unii Europejskiej w coraz większym stopniu dotyczą także Polski. Poniżej omówiono wybrane z powyższych dokumentów, które zdaniem autorów mogą mieć największy wpływ na przyszły rozwój sektora energetyki odnawialnej w Polsce. Dokumenty te mogą być pomocne przy opracowywaniu krajowej polityki energetycznej i ekologicznej oraz strategii wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce.

Biała Księga Unii Europejskiej. Energia dla przyszłości – odnawialne źródła energii

Biała Księga zawiera dwa kluczowe elementy: strategię wykorzystania OZE w Unii Europejskiej i plan działań. Stwierdza, że odnawialne źródła energii nie będą znacząco uzupełniały bilansu energetycznego Europy, jeśli nie zostaną wprowadzone odpowiednie bodźce. Proponowana przez Białą Księgę strategia i związany z nią *Plan Działań* są skierowane na osiągnięcie do 2010 r. celu minimum, tj. 12% udziału energii odnawialnej w Unii Europejskiej, przy obecnym wkładzie poniżej 6%. Rada Europy, przyjmując Białą Księgę stwierdziła, że jest to ambitne lecz realne zadanie, równocześnie uznając je za zobowiązanie polityczne a nie prawne. Biała Księga stwierdza także, że każdy z Krajów Członkowskich powinien:

- określić własną strategię zwiększenia wykorzystania energii odnawialnej,
- zaproponować własny wkład do celu ogólnego,
- opisać sposób, w jaki zamierza wykorzystać różne technologie w bilansie energetycznym,
- wskazać, jakie instrumenty zamierza wprowadzić, aby osiągnąć założony cel i jak chce wykorzystywać instrumenty już istniejące.

Biała Księga stwierdza, iż odnawialne źródła energii są obecnie wykorzystywane w Unii Europejskiej w stopniu niejednakowym i niezadowalającym. Niezbędne są połączone wysiłki Unii i krajów członkowskich, które pomogłyby znacząco zwiększyć udział energii odnawialnej w następnym dziesięcioleciu oraz pozwoliłyby Unii wypełnić międzynarodowe zobowiązania w zakresie ochrony środowiska (zwłaszcza te związane z redukcją emisji dwutlenku węgla). Określa także kluczowe korzyści wynikające z wykorzystania energii odnawialnej, tj.:

- wzrost bezpieczeństwa energetycznego (szacuje się, że import energii stanowi obecnie 50% całkowitego zapotrzebowania na energię w Unii Europejskiej),
- tworzenie miejsc pracy, zwłaszcza w przedsiębiorstwach małej i średniej wielkości,
- promocja regionalnego rozwoju gospodarczego.

Potrzeba wprowadzenia specjalnych instrumentów dla zwiększenia zakresu wykorzystania energii odnawialnej wynika z następujących względów:

- niezależnie od postępu technicznego, malejących kosztów i rozwoju przemysłu produkującego urządzenia dla energetyki odnawialnej, napotyka ona wciąż na problemy przy wchodzeniu na rynek; szczególnie energia biomasy, wiatru i słońca mają wielki niewykorzystany potencjał techniczny,
- liberalizacja sektora energetycznego, choć niekoniecznie prowadzi do wyboru rozwiązań technologicznych optymalnych ze względu na cele społeczne i środowiskowe, to jednak otwiera nowe, obiecujące i konkurencyjne pod względem ceny możliwości dla energii odnawialnej,
- wykorzystanie odnawialnych źródeł energii związane jest z wyższymi początkowymi kosztami inwestycyjnymi niż w przypadku źródeł konwencjonalnych, ponieważ koszty związane z instalacją i wykorzystaniem konwencjonalnych źródeł energii nie obejmują szkód w środowisku,
- niedostateczna znajomość technologii energetyki odnawialnej powoduje, że władze, inwestorzy i użytkownicy nie mają do niej zaufania.

11.3. POLSKIE PRZEPISY DOTYCZĄCE OZE I GOSPODARKI ENERGETYCZNEJ

Sprawy polskiego sektora energetycznego reguluje wiele aktów prawnych, w tym ustawy: *Ustawa Prawo Energetyczne*, *Ustawa o ochronie i kształtowaniu środowiska*, *Ustawa o zagospodarowaniu przestrzennym*, *Ustawa Prawo Budowlane*, *Ustawa o wspieraniu przedsięwzięć termomodernizacyjnych*. Najważniejsza z nich to *Ustawa*

Prawo Energetyczne z 10 kwietnia 1997 r. z późniejszymi zmianami. To od chwili jej wejścia w życie można mówić o rynku energii elektrycznej w Polsce. Określa ona m.in. zasady kształtowania polityki energetycznej Polski, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania energii i paliw, zasady funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych, określa organy właściwe dla wymienionych spraw²²². Ustawa ta, a także wszystkie rozporządzenia, do których się odwołuje, stanowiły regulacyjne podwaliny liberalizacji rynku energii w Polsce.

Do najważniejszych rozwiązań wprowadzonych niniejszą ustawą należą²²³:

- powołanie oraz określenie zakresu kompetencji Urzędu Regulacji Energetyki (nadzorowanie funkcjonowania podmiotów energetycznych oraz promowanie konkurencyjności w tym sektorze),
- koncesjonowanie przez URE działalności w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej (dla producentów o mocy przyłączeniowej na poziomie 5 MWe – zmiana w 2000 r. z 1 MWe),
- URE jako urząd zatwierdzający taryfy na energię, możliwość zwolnienia producentów energii z tego obowiązku w przypadku stwierdzenia, że producent działa na rynku konkurencyjnym,
- obowiązek przedsiębiorstw działających w sektorze energetycznym opracowywania i uzgadniania z URE planów rozwoju związanych z prognozowanym przyszłym zapotrzebowaniem na energię,
- możliwość korzystania z usług przesyłowych przez grupy odbiorców (w zależności od poziomu rocznych zakupów energii).

Pozostałe akty prawne, tj. rozporządzenia, do których odwołuje się *Ustawa Prawo Energetyczne*, regulują kwestie m.in. przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznej, związanych z tym obowiązków i kosztów, obrotu energią, świadczenia usług przesyłowych, standardów jakościowych dotyczących energii elektrycznej, kształtowania taryf na energię elektryczną.

W kontekście odnawialnych źródeł energii, niezwykle ważne jest *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r., w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych oraz zakresu tego obowiązku*. Rozporządzenie to miało fundamentalne znaczenie dla zabezpieczenia rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce. Nałożyło ono na przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się obrotem energią elektryczną lub energią cieplną, obowiązek zakupu energii elektrycznej, albo ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych, przyłączonych do sieci, niezależnie od wielkości mocy zainstalowanej w źródle, a w szczególności pochodzących z²²⁴:

- elektrowni wodnych,
- elektrowni wiatrowych,
- biomasy,
- biopaliw,
- solarnych ogniw fotowoltaicznych,
- solarnych kolektorów do produkcji ciepła,
- ciepła geotermalnego,
- biogazu pozyskanego w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych, z oczyszczalni ścieków, ze składowisk odpadów komunalnych.

Mimo wprowadzenia wymienionych regulacji prawnych dot. rynku energii, konieczne było opracowanie zasad jego funkcjonowania. Ich autorami były Ministerstwo Gospodarki oraz Urząd Regulacji Energetyki, a zawarto je w trzech dokumentach, zawierających kolejno:

- główne cele rynku energetycznego oraz sposoby ich realizacji,
- podstawowe mechanizmy działania rynku,
- szczegółowe mechanizmy działania rynku w 2000 roku oraz wytyczne dot. jego rozwoju w kolejnych latach.

Do podstawowych priorytetów rynku energii zaliczone zostały:

- stabilność systemu elektroenergetycznego,
- integralność sieci zasilającej,
- niezawodność i jakość dostawy energii elektrycznej.

11.4. BARIERY ROZWOJU ENERGETYKI ODNAWIALNEJ

Istnieje szereg barier utrudniających rozwój energetyki odnawialnej. Stanowią one zespół czynników o charakterze społecznym, instytucjonalnym, prawnym i ekonomicznym.

W Polsce stosowanie systemów wykorzystujących OZE jest jeszcze w wielu przypadkach nieefektywne ekonomicznie. Wieloletnia tradycja stosowania węgla jako głównego paliwa energetycznego, stosowane w przeszłości dotacje do energetyki konwencjonalnej i niskie ceny tradycyjnych nośników energii znacznie utrudniają wprowadzenie w szerokim zakresie energetyki odnawialnej.

Bariery ekonomiczno-finansowe są tylko jednym z czynników hamujących rozwój energetyki odnawialnej. Pozostałe bariery mają charakter psychologiczny, edukacyjny, instytucjonalny bądź prawny.

Do podstawowych barier ograniczających rozwój energetyki odnawialnej należą:

- brak stosownych unormowań prawnych określających w sposób jednoznaczny programową politykę w zakresie stosowania OZE,
- niewystarczające mechanizmy ekonomiczne, w tym w szczególności fiskalne, które umożliwiałyby uzyskiwanie odpowiednich korzyści finansowych w stosunku do wysokości ponoszonych nakładów inwestycyjnych na obiekty, instalacje i urządzenia przeznaczone do wytwarzania energii z OZE,
- relatywnie wysokie koszty inwestycyjne technologii wykorzystujących energię z OZE, jak również wysokie koszty prac przygotowawczych (np. geologicznych) niezbędnych do uzyskania energii z tych źródeł.

Bariery informacyjne:

- brak powszechnego dostępu do informacji o rozmieszczeniu potencjału energetycznego poszczególnych rodzajów OZE, możliwego do technicznego wykorzystania,
- brak informacji o firmach produkcyjnych i projektowych oraz o firmach konsultacyjnych zajmujących się tą problematyką,
- brak powszechnie dostępnych informacji o procedurach postępowania przy podejmowaniu realizacji tego typu inwestycji oraz standardowych kosztach procesu inwestycyjnego oraz korzyściach ekonomicznych, społecznych i ekologicznych związanych z realizacją inwestycji z wykorzystaniem OZE,
- brak informacji o producentach, dostawcach i wykonawcach systemów wykorzystujących energię ze źródeł odnawialnych.

Bariery dostępności do urządzeń i nowych technologii:

- niedostateczna ilość krajowych organizacji gospodarczych zajmujących się na skalę przemysłową produkcją urządzeń wykorzystujących odnawialne źródła energii,
- brak preferencji podatkowych w zakresie importu i eksportu urządzeń przeznaczonych dla systemów wykorzystujących OZE.

Bariery edukacyjne:

- niedostateczny zakres programów nauczania uwzględniających odnawialne źródła energii, w szkolnictwie podstawowym i ponadpodstawowym, a także wyższym,
- brak programów edukacyjno-szkoleniowych dotyczących OZE, adresowanych do inżynierów, projektantów, architektów, przedstawicieli sektora energetycznego, bankowości i decydentów.

Bariery wynikające z potrzeby ochrony krajobrazu:

- brak wypracowanych metod uniknięcia konfliktów z ochroną przyrody i krajobrazu.

Procesy restrukturyzacji gospodarki energetycznej i przystosowanie jej do reguł gospodarki rynkowej i wymogów rynku wewnętrznego przebiegają w szeroko pojętym otoczeniu ekonomicznym. Otoczenie to można stymulować, pobudzać, spowalniać, ale także opóźniać procesy realnych przemian.

Wśród elementów determinujących sytuację w polskiej energetyce można wymienić politykę przemysłową w okresie transformacji, która miała wyraźnie sektorowy charakter. Polityka energetyczna Polski kładzie główny nacisk na pomoc finansową dla energetyki konwencjonalnej, pomijając lub niedostatecznie wspomagając rozwój odnawialnych źródeł energii. Wynika to w pewnym stopniu ze specyfiki inwestycji w zakresie energetyki odnawialnej.

Jak podano poprzednio, energetyka odnawialna stoi przed licznymi barierami utrudniającymi jej szybki i prowadzący do zmian strukturalnych rozwój. Najpoważniejszą barierą jest niewątpliwie bariera ekonomiczno-finansowa. Istnieje co najmniej kilka powodów, dla których zagadnienia finansowania inwestycji w energetyce odnawialnej mają większe znaczenie, niż w typowych przedsięwzięciach inwestycyjnych w energetyce konwencjonalnej. Decydują o tym także specyficzne cechy projektów inwestycyjnych z zakresu energetyki odnawialnej, takie jak:

- nowe na rynku lub wręcz demonstracyjne technologie o wysokim stopniu ryzyka,
- mała i często bardzo mała skala produkcji, co zwiększa koszty jednostkowe,
- małe początkowo zapotrzebowania na urządzenia technologiczne i związane z tym podwyższone koszty pierwszych zamówień,

- wysokie nakłady inwestycyjne przy niskich kosztach eksploatacji,
- zwiększone nakłady inwestycyjne ze względu na brak odpowiedniej infrastruktury technicznej,
- wysokie koszty opracowania projektu i przygotowania inwestycji w stosunku do jej całkowitej wartości,
- brak finansowego uwzględnienia kosztów zewnętrznych (związanych np. z ochroną środowiska) dla konkurencyjnych technologii konwencjonalnych i brak możliwości pełnej finansowej wyceny dodatkowych korzyści wynikających z tytułu stosowania technologii OZE,
- mała konkurencyjność cenowa energetyki odnawialnej w porównaniu z cenami paliw kopalnych,
- niewielcy i rozproszeni inwestorzy, zazwyczaj osoby fizyczne, samorządowcy oraz małe i średnie przedsiębiorstwa o niskich zasobach kapitałowych, braku nadwyżek finansowych i z trudnościami z uzyskaniem wkładu własnego (niska zdolność kredytowa inwestorów).

11.5. PROMOCJA STOSOWANIA ENERGII ODNAWIALNEJ

Konieczne jest podjęcie szeregu działań formalno-prawnych mających na celu ułatwienie dostępu do odnawialnych źródeł energii oraz zwiększenie ich konkurencyjności. Można tu wymienić następujące działania:

- w *Prawie energetycznym* powinien zostać wprowadzony obowiązek dokonywania w bilansach energetycznych gmin oceny lokalnych zasobów odnawialnych źródeł energii i opłacalności ich wykorzystania. Możliwości wynikające z *Ustawy Prawo energetyczne* oraz przepisów wykonawczych powinny skłonić gminy do takiego przygotowania planu zaopatrzenia w energię, który uwzględniłby ich własny potencjał techniczny odnawialnych źródeł energii,
- konieczne jest zapewnienie szerokiego przepływu informacji oraz pomocy samorządom lokalnym w przygotowaniu planów zaopatrzenia w energię oraz w racjonalnym wykorzystaniu energii z uwzględnieniem odnawialnych źródeł energii przy minimalnych kosztach z punktu widzenia ochrony środowiska,
- należy określić warunki zobowiązujące zakłady energetyczne do zawierania długoterminowych kontraktów na sprzedaż energii ze źródeł odnawialnych,
- powinny zostać uproszczone procedury uzyskiwania koncesji na produkcję biopaliw i procedury uzyskiwania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii,
- należy rozwiązać problem związany ze zróżnicowaniem cen energii elektrycznej poszczególnych zakładów energetycznych, wynikający z obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych i z nierównomiernego rozmieszczenia potencjału technicznego tych źródeł na terenie kraju,
- należy stworzyć system wspierania odnawialnych źródeł energii wykorzystujący takie instrumenty, jak certyfikaty, konkursy lub przetargi,
- potrzebne jest stworzenie rozwiązań prawnych, które zapewniłyby pogodzenie wymagań ochrony krajobrazu z rozwojem energetyki odnawialnej.

W początkowym okresie realizacji *Strategii Rozwoju Energetyki Odnawialnej* przedsięwzięcia z tego zakresu powinny być wspierane przede wszystkim z funduszy celowych, funduszy strukturalnych Unii Europejskiej oraz innych środków pomocy zagranicznej, zgodnie z obowiązującymi uregulowaniami dotyczącymi warunków udzielania pomocy publicznej dla przedsiębiorców oraz rozwoju regionalnego. Należy utrzymać przysługującą ulgę inwestycyjną z tytułu wydatków poniesionych na zakup i zainstalowanie urządzeń do wykorzystywania na cele produkcyjne naturalnych źródeł energii (wiatru, biogazu, słońca, spadku wód) zgodnie z art. 13 *Ustawy z listopada 1984 r. o podatku rolnym* (Dz.U. Nr 94 z 1993 i poz. 431 z późn. zm.). Biorąc pod uwagę możliwości budżetu państwa, rozważyć należy wsparcie tych przedsięwzięć ze środków budżetowych w postaci dotacji bezpośredniej, poprzez szersze wykorzystanie dopłat do kredytów, gwarancje poręczeń kredytowych. Instrumenty te powinny funkcjonować do chwili uczynienia energetyki odnawialnej w pełni konkurencyjną w warunkach rynkowych.

Działania wspierające rozwój nowych technik i technologii odnawialnych źródeł energii. Wspieranie programów badawczych i demonstracyjnych mających na celu wdrażanie nowych technik i technologii, szczególnie w zakresie udziału polskich przedsiębiorców w Programie Ramowym Badań, Rozwoju Technicznego i Prezentacji Unii Europejskiej.

Działania z zakresu edukacji i promowania odnawialnych źródeł energii

- Należy w większym zakresie wprowadzić do programów nauczania na wszystkich poziomach szkolnictwa informacje dotyczące odnawialnych źródeł energii w porównaniu z innymi źródłami.

- Konieczne jest prowadzenie akcji uświadamiających o korzyściach wynikających z wykorzystania odnawialnych źródeł energii, a także informujących o możliwościach skorzystania z pomocy finansowej i technicznej.
- Należy przygotować program informacyjny wraz z propozycjami harmonogramu jego wdrażania i związanymi z tym zadaniami dla rolników dotyczący możliwości i korzyści z energii ze źródeł odnawialnych.
- Należy również przygotować program informacyjny dotyczący odnawialnych źródeł energii z propozycjami harmonogramu jego wdrażania i związanymi z tym zadaniami dla służb ochrony środowiska i przyrody na wszystkich szczeblach samorządowych.

Działania z zakresu współpracy międzynarodowej

- W ramach współpracy z Unią Europejską należy korzystać z doświadczeń w zakresie odnawialnych źródeł energii, a także uczestniczyć w programach pomocowych Unii Europejskiej, w tym także w *5 Programie Ramowym Badań Rozwoju Technicznego i Prezentacji Europejskiej*.
- Należy określić zasady działań podejmowanych w ramach wspólnych projektów dotyczących odnawialnych źródeł energii w ramach mechanizmów ograniczania emisji gazów szklarniowych objętych *Protokołem z Kioto*.

Realizacja projektów związanych z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii napotyka na problemy finansowe. Są one związane z wysokimi nakładami inwestycyjnymi na technologie wykorzystujące odnawialne źródła energii przy stosunkowo niskich nakładach eksploatacyjnych. Taki układ kosztów przy obecnym poziomie cen paliw kopalnych jest przyczyną długich okresów zwrotów ponoszonych nakładów inwestycyjnych. Dodatkowym problemem jest również to, że produkcją urządzeń z zakresu odnawialnych źródeł energii zajmują się zazwyczaj niewielkie przedsiębiorstwa, z niskim poziomem kapitalizacji, które przy obecnym systemie kredytowym nie są w stanie przetrwać przy zbyt długo zamrożonych środkach finansowych, innym problemem jest brak niezbędnej wiedzy i doświadczenia w formułowaniu projektów uruchamiania właściwych źródeł ich finansowania.

Obecnie działa w kraju kilka instytucji finansowych wspierających odnawialne źródła energii, należą do nich: Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, wojewódzkie fundusze ochrony środowiska i gospodarki wodnej. Istnieją też organizacje finansowe, które mogą udzielać wsparcia dla projektów wykorzystujących odnawialne źródła energii. Instytucje te udzielają preferencyjnych pożyczek oraz dotacji, wynoszących zazwyczaj nie więcej niż 50% kosztów projektu. Niezależnie od środków na rozwój energetyki odnawialnej dostępnych w kraju, rosną możliwości wykorzystania pomocy zagranicznej w tym zakresie.

Rozwój odnawialnych źródeł energii stwarza szansę szczególnie dla lokalnych społeczności na utrzymanie niezależności energetycznej, rozwoju regionalnego i nowych miejsc pracy, a także na proekologiczną modernizację, dywersyfikację i decentralizację krajowego sektora energetycznego. Szacuje się, że realizacja celów zawartych w strategii rozwojowej pozwoli na zredukowanie emisji gazów cieplarnianych oraz stworzenie dodatkowych 30-40 tys. miejsc pracy (wzrost zatrudnienia bezpośredniego). Należy pamiętać, że im szybciej Polska zaangażuje się w rozwój wykorzystania OZE, tym szybciej krajowy przemysł energetyki odnawialnej, a w szczególności małe i średnie przedsiębiorstwa staną się równorzędnym uczestnikiem światowego rynku technologii odnawialnych źródeł energii. Posiadany w kraju potencjał techniczny OZE zobowiązuje do realizacji zadań mających na celu jak najlepsze jego wykorzystanie na obecnym etapie, bez wsparcia ze strony państwa, szybki rozwój energetyki odnawialnej nie jest możliwy. Z podanych wyżej rozważań można wyprowadzić następujące konkluzje:

- Krajowy potencjał techniczny odnawialnych źródeł energii jest porównywalny z innymi krajami Unii Europejskiej. Różnić mogą się potencjały techniczne poszczególnych rodzajów energii w Polsce i w państwach członkowskich.
- W związku z dużym opóźnieniem we wprowadzaniu w Polsce mechanizmów wspierających odnawialne źródła energii, pierwszy okres (do 2010 roku) realizacji strategii należy traktować jako czas wprowadzania zaproponowanych rozwiązań, oceny tych rozwiązań oraz ich weryfikacji.
- Podjęte działania powinny doprowadzić do udziału energii odnawialnej w bilansie paliwowo-energetycznym Polski w perspektywie 2020 roku co najmniej do poziomu 14%.

PYTANIA KONTROLNE

- 1) W Internetowym Systemie Aktów Prawnych Sejmu RP wyszukaj aktualne rozporządzenie zawierające Narodowe Cele Wskaźnikowe. Co to są cele wskaźnikowe? Opisz cele wskaźnikowe na najbliższe trzy lata.
- 2) Wyszukaj informacje: co to jest i czym się zajmuje Urząd Regulacji Energetyki?
- 3) Jakie Ministerstwa w Polsce zajmują się sektorem energetycznym? Wymień je i podaj adresy ich stron internetowych.
- 4) Wymień trzy dokumenty krajowe regulujące politykę dotyczącą sektora energetycznego w Polsce?
- 5) Wymień i krótko scharakteryzuj trzy wybrane kierunki polityki energetycznej w Polsce?
- 6) Wymień co najmniej trzy akty prawne dotyczące biogazowni rolniczych.
- 7) Wyszukaj odpowiedni akt prawny a następnie zacytuj z podaniem źródła definicję biogazu rolniczego.
- 8) Wyszukaj odpowiedni akt prawny a następnie wyjaśnij, jakie są prawne uwarunkowania zastosowania masy pofermentacyjnej z biogazowni jako nawozu na pola uprawne.

SŁOWNICZEK

12.1. WYKAZ JEDNOSTEK

Jednostki mocy:

kW = kilowat (1.000 watów)
MW = megawat (1.000 kW)
GW = gigawat (1.000.000 kW)
TW = terawat (1.000.000.000 kW)

MWe = megawat elektryczny
MWt = megawat termiczny

Wielokrotności jednostek energii cieplnej:

kilodżul (kJ) = 1.000 J
megadżul (MJ) = 1.000.000 J
gigadżul (GJ) = 1 000.000.000 J
teradżul (TJ) = 1.000.000.000.000 J
petadżul (PJ) = 1.000.000.000.000.000 J

Jednostki energii elektrycznej:

kWh = kilowatogodzina
MWh = megawatogodzina (1.000 kWh)
GWh = gigawatogodzina (1.000.000 kWh)
TWh = terawatogodzina (1.000.000.000 kWh)

Przeliczniki jednostek energetycznych:

1 kcal = 4,1868 kJ
1 J = 1 W × s
1 MW = 1 MJ/s
1 kWh = 3600 kJ
1 cal = 41,868 J
1 J = 0,2389 cal
1 tpu = 29308 kJ
Ekwiwalent ropy = paliwo o kaloryczności 10 000 kcal/kg
Ekwiwalent węgla = paliwo o kaloryczności 7 000 kcal/kg
1 toe = 41,87 GJ/Mg
1 PJ petadżul) = 23 890 toe
1 kWh = 3,6 MJ = 0,1 l ropy naftowej
1 GJ (gigadżul) = 2,778 kWh
1 PJ (petadżul) = 34121 tpu (tony paliwa umownego)
1 Mtoe = 11,63 TWh (ekwiwalent miliona ton ropy naftowej)

12.2. SŁOWNICZEK

algorytmy genetyczne – rodzaj algorytmu przeszukującego przestrzeń alternatywnych rozwiązań problemu w celu wyszukania rozwiązań najlepszych.

AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) – odnosi się do systemów pomiaru i analizy zużycia energii, gazu, ciepła i wody, poprzez różnorodne media komunikacyjne, pomiar odbywa się na żądanie lub zgodnie z zaplanowaną częstotliwością. Zawiera nie tylko urządzenie, ale i oprogramowanie, system zarządzania oraz sieć komunikacji.

benchmarking – badania porównawcze lub analiza porównawcza – praktyka stosowana w zarządzaniu, polegająca na porównywaniu procesów i praktyk stosowanych przez własne przedsiębiorstwo, ze stosowanymi w przedsiębiorstwach uważanych za najlepsze w analizowanej dziedzinie. Wynik takiej analizy służy jako podstawa doskonalenia. Jest to praktyczną realizacją przysłowia: „trzeba się uczyć na błędach, ale lepiej uczyć się na cudzych błędach, niż na swoich”.

blackout – awaria systemu energetycznego i nagły spadek mocy.

ciepło spalania – jest to ilość ciepła uzyskana podczas spalania jednostki masy paliwa stałego w atmosferze tlenu.

DNA – wielkocząsteczkowy organiczny związek chemiczny należący do kwasów nukleinowych. Występuje w chromosomach i pełni rolę nośnika informacji genetycznej organizmów żywych.

efekt cieplarniany – zjawisko podwyższenia temperatury planety powodowane obecnością gazów cieplarnianych w atmosferze. Zmiany powodujące wzrost roli efektu cieplarnianego mogą być jedną z przyczyn globalnego ocieplenia.

energia pierwotna – jest to energia zawarta w pierwotnych nośnikach energii pozyskiwanych bezpośrednio z zasobów naturalnych odnawialnych i nieodnawialnych.

energia pierwotna odnawialna – jest to energia uzyskana z naturalnych, stale powtarzających się procesów przyrodniczych.

gaz piroliczny – powstaje w procesie zgazowania drewna, zwanego pirolizą. Podczas procesu pirolizy biomasa ulega termicznemu przekształceniu przy braku dostępu tlenu. W zależności od warunków przebiegu tego procesu można wyróżnić pirolizę konwencjonalną, szybką i błyskawiczną.

indukcja elektromagnetyczna – zjawisko powstawania siły elektromotorycznej w przewodniku na skutek zmian strumienia pola magnetycznego. Zmiana ta może być spowodowana zmianami pola magnetycznego lub względnym ruchem przewodnika i źródła pola magnetycznego. Zjawisko to zostało odkryte w 1831 roku przez angielskiego fizyka Michała Faradaya.

kanały (elektrownie) derywacyjne – element infrastruktury technicznej derywacyjnej elektrowni wodnej. Jest sztucznym korytem przecinającym rzekę i biegnącym najkrótszą drogą w celu wykorzystania naturalnego spadku rzeki. Kanały derywacyjne mogą być otwarte, gdzie woda płynie przy normalnym ciśnieniu, otwartym korytem lub zamknięty gdzie wykorzystuje się rury derywacyjne. W takich kanałach woda płynie pod ciśnieniem, są one stosowane w elektrowniach o dużych spadach.

kawitacja – jest zjawiskiem polegającym na gwałtownej przemianie fazowej z fazy ciekłej w fazę gazową pod wpływem zmiany ciśnienia. Jeżeli ciecz gwałtownie przyspiesza zgodnie z zasadą zachowania energii, ciśnienie statyczne cieczy zmaleje.

kogeneracja – równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego.

kompatybilność – współlistnienie w sposób harmonijny.

logika rozmyta – (ang. fuzzy logic), jedna z logik wielowartościowych (ang. multivalued logic), stanowi uogólnienie klasycznej dwuwartościowej logiki. Została zaproponowana przez Lotfi Zadeha, jest ściśle powiązana z jego teorią zbiorów rozmytych. W logice rozmytej między stanem 0 (fałsz) a stanem 1 (prawda) rozciąga się szereg wartości pośrednich, które określają stopień przynależności elementu do zbioru.

NN – sieć niskiego napięcia.

OZE – Odnawialne Źródła Energii.

peak oil – (dosł. „szczyt wydobywania ropy naftowej”) – dotyczy długoterminowego tempa wydobywania i wyczerpania złóż ropy naftowej oraz innych paliw kopalnych. Teoria nazwana została nazwiskiem amerykańskiego geofizyka Mariona Kinga Hubberta, który sporządził model rezerw paliw i w roku 1956 zaprezentował

wał go na spotkaniu Amerykańskiego Instytutu Naftowego. Model przewidywał szczyt wydobycia ropy w Stanach Zjednoczonych na lata między 1965 a 1970, oraz głosił, że produkcja światowa osiągnie szczyt w roku 2000.

polutant – odpadek zawierający szkodliwe substancje i powodujący zanieczyszczenie środowiska.

promieniowanie nadfioletowe – (UV, promieniowanie ultrafioletowe, nadfiolet) promieniowanie elektromagnetyczne o długości fali krótszej niż światło widzialne i dłuższej niż promieniowanie rentgenowskie (ang. X-rays). Oznacza to zakres długości fali od 10 nm do 400 nm (niektóre źródła za ultrafiolet przyjmują zakres 100-400 nm). Słowo „ultrafiolet” oznacza „powyżej fioletu” i utworzone jest z łacińskiego słowa „ultra” (ponad) i słowa „fiolet” oznaczającego barwę o najmniejszej długości fali w świetle widzialnym. Dawniej było nazywane promieniowaniem „pozafioletowym”.

PTPiREE – Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.

sztuczne sieci neuronowe – ogólna nazwa struktur matematycznych i ich programowych lub sprzętowych modeli, realizujących obliczenia lub przetwarzanie sygnałów poprzez rzędy elementów, zwanych sztucznymi neuronami, wykonujących pewną podstawową operację na swoim wejściu. Oryginalną inspiracją takiej struktury była budowa naturalnych neuronów oraz układów nerwowych, w szczególności mózgu.

silnik Otto – wynalazł go w 1876 roku Nikolaus Otto. Jest to silnik czterosuwowy ze sprężoną mieszanką paliwową. Ten typ silników do dzisiejszego dnia jest podwaliną pod budowę silników spalinowych o zapłonie iskrowym.

SN – sieć średniego napięcia.

sprawność kotła – jest to stosunek energii wykorzystanej do energii włożonej. Zgodnie z tą definicją żadne urządzenie nie uzyska sprawności wyższej niż 100%.

straty rezystancyjne – reprezentującą straty między innymi energii cieplnej.

wartość opałowa – jest to ciepło spalania pomniejszone o ciepło parowania wody wydzielonej z paliwa podczas jego spalania.

współspalanie – wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o współspalanie, jednoczesnego, przeprowadzonego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami.

PRZYPISY

1. Leksykon naukowo-techniczny, WNT 1984, str. 200.
2. *Perspektywy rozwoju elektroenergetyki w świecie i w Polsce*, Seria wydawnicza „Biblioteka Regulatora”, URE.
3. A. Chochowski, F. Krawiec, *Zarządzanie w energetyce*, Difin, Warszawa 2008.
4. Dane URE.
5. EWEA Annual Report 2009, European Wind Energy Association.
6. P. Frąszczak, *Elektrownie wiatrowe – opłacalność inwestycji*, <http://www.greenstream.info.pl/repozytorium/energetyka-wiatrowa/elektrownie-wiatrowe-oplaczalnosc-inwestycji.html> (31.03.2010).
7. R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, OWG Warszawa 2010.
8. J. Zimny, Materiały z konferencji OZE – Grudziądz 2006.
9. W. Jabłoński, J. Wnuk, *Zarządzanie odnawialnymi źródłami energii*, WSH, Sosnowiec 2009.
10. W. Jabłoński, J. Wnuk, *Zarządzanie odnawialnymi źródłami energii*, WSH, Sosnowiec 2009.
11. R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, OWG Warszawa 2010.
12. R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, OWG Warszawa 2010.
13. R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, OWG Warszawa 2010.
14. http://www.muratorplus.pl/technika/ogrzewanie/energetyka-soneczna-w-polsce_58324.html (29.05.2007)
15. W. Jabłoński, J. Wnuk, *Zarządzanie odnawialnymi źródłami energii*, WSH, Sosnowiec 2009.
16. Ryszard Tytko, *Odnawialne źródła energii*, OWG Warszawa 2010.
17. *Ekonomiczne i prawne aspekty wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce*, Europejskie Centrum Energii Odnawialnej, IBMER, Warszawa 2000.
18. *Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*, Ministerstwo Gospodarki (21.05. 2010).
19. W. Szmulewicz, *Szansa rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce z perspektywy dokonania inwestycji przez rolników indywidualnych*, Prezes Krajowej Rady Izby Rolniczych, Warszawa (26.01.2010).
20. W. Jabłoński, J. Wnuk, *Zarządzanie odnawialnymi źródłami energii*, WSH, Sosnowiec 2009, str. 61.7
21. W. Lewandowski, *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2007, str. 323.
22. R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, Warszawa 2010, str. 405.
23. <http://www.biomasa.org> (21.01.2011).
24. <http://www.metalg.pl> (21.01.2011).
25. R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, Warszawa 2010, str. 349.
26. <http://www.cibet.com.pl> (21.01.2011).
27. <http://www.ozee.kape.gov.pl> (21.01.2011).
28. R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, Warszawa 2010, str. 365.
29. R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, Warszawa 2010, str. 372.
30. A. Faber, J. Kus, *Uprawa roślin na potrzeby energetyki*, Instytut Upraw Nawożenia i Gleboznawstwa Puławy, Warszawa 2009.
31. A. Grzybek, *Słoma – energetyczne paliwo*, Warszawa 2011.
32. E. Wach, Materiały konferencyjne, *Przegląd projektów z zastosowaniem biomasy w ciepłownictwie polskim*, Jachranka 2004.
33. J. Janota Bzowski, *Ocena strategii rozwoju energetyki odnawialnej oraz kierunki rozwoju energetycznego wykorzystania biomasy rolniczej wraz z propozycją działań*, Warszawa 2005.
34. R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, Wydawnictwo OWG, Warszawa 2010, str. 35.
35. Materiały szkoleniowe, *Dodatkowe działalności na obszarach wiejskich*, Koszalin 2006.
36. S. Zabielski, *Plantacyjna uprawa drzew i krzewów szybko rosnących*, Wydawnictwo AR, Poznań 1998.
37. K. Zajączkowski, K. Kwiecień, *Produkcyjne możliwości wybranych odmian topoli i wierzby w plantacjach o skróconym cyklu*, Wydawnictwo IBL, Warszawa 2001.
38. Materiały reklamowe, *Burak cukrowy wydajny substrat energetyczny do produkcji biogazu*, KWS.
39. <http://www.uprawyekologiczne.pl> (17.01.2011).
40. P. Pasyniuk, *Ekspertyza – Prawne, technologiczne, środowiskowe i ekonomiczne uwarunkowania rozwoju produkcji OZE w Polsce opartych na biomase pochodzenia rolniczego*, Warszawa 2008, str. 29.
41. <http://www.uprawawierzby.webpark.pl> (18.02.2010).
42. K. Jabłoński, *Technologie pozyskiwania zrębków energetycznych z cięć rębnych drzewostanów sosnowych*, Energetyka, z. 4.
43. Materiały szkoleniowe, Program Operacyjny Kapitał Ludzki, Odnawialne Źródła Energii, Koszalin 2009, str. 143.
44. R. Hejfi, S. Obidziński, *Produkcja granulatu i brykietów w aspekcie cech jakościowych*, Czysta Energia, 2006.

45. Materiały szkoleniowe, *Dodatkowe działalności na obszarach wiejskich*, Koszalin 2006, str. 76.
46. <http://www.hamer.net.pl> (24.01.2010).
47. A. Meyer-Aurich, *Cost efficient rotation and tillage options to sequester carbon and mitigate GHG emissions from agriculture in Eastern Canada, Agriculture, Ecosystems and Environment*, 2006, str. 117.
48. H. Hellebrand, V. Scholz, J. Kern, Kavdir Y, *N2O Release during Cultivation of Energy Crops*, 2005.
49. P. Crutzen, Mosier A.R., Smith K.A., *N2O release from agro-biofuel production negates global warming reduction by replacing biomass fuels*, 2008.
50. P. Pasyniuk, *Ekspertyza – Prawne, technologiczne, środowiskowe i ekonomiczne uwarunkowania rozwoju produkcji OZE w Polsce opartej na biomase pochodzenia rolniczego*, Warszawa 2008.
51. F. Makeschin, *Hfccc of energy forestry on soils*, Biomass and Bioenergy, 1993.
52. J. Mortensen, K. Nielsen, *Nitrate leaching during establishment of willow (salix viminalis) on two soil types and at two fertilization levels*, Biomass and Bioenergy vol 15, 1998.
53. R. Hall, *Grasses for energy production hydrological guidelines*, 2003.
54. W. Wójcik, *Nowe kierunki wytwarzania i wykorzystania energii. Zrównoważone systemy energetyczne*, Lubelskie Towarzystwo Naukowe, Lublin 2005, str. 116, 117.
55. <http://postcarbon.pl/2008/02/biopaliwa-plynnne>
56. <http://www.biomasa.org> (29.01.2010).
57. <http://www.biomasa.org/index.php?d=artykul&kat=63&art=60>
58. <http://www.kib.pl/?i=biopaliwa&page=biodiesel>
59. http://www.globenergia.pl/strona,33,199,CNG_i_biogaz_paliwa_na_dzis.pl.htm
60. <http://3miastomoto.pl/28,17433,Biogaz-paliwem-przyszlosci.html>
61. W. Lewandowski, *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, WNT, Warszawa, 2000, str. 343.
62. <http://www.dobaku.pl>
63. <http://xlabs.pl/energia/nietypowe-gromadzenie-energii/metanol>
64. W. Lewandowski, *Proekologiczne odnawialne... op.cit*, str. 355.
65. <http://egje.pl/konwersatorium/agroenergetyka/biodiesel-lac-czy-nie-lac>
66. Tytko R., *Odnawialne źródła energii*, OWG, Warszawa 2010, str. 397.
67. <http://www.reflex.com.pl/page.php?id=1904>
68. <http://www.reflex.com.pl/page.php?id=1904>
69. <http://www.kib.pl/?i=biopaliwa&page=bioetanol>
70. <http://wiadomosci.gazeta.pl> (29.01.2011).
71. http://energia.biz.pl/energia-biopaliwa-informacje/energia-biopaliwainformacje/spaliny_z_biopaliw_zagrozeniem_dla_srodowiska_.html (29.01.2011).
72. http://www.biodiesel.pl/baza_wiedzy/co_to_jest_biodiesel (29.01.2011).
73. J. Pabis, *Rolnictwo dla energetyki*, „Czysta energia”, 10(36)/2004, str. 40.
74. J. Pabis, *Możliwości wykorzystania energii słońca w rolnictwie, współdziałanie kolektorów słonecznych z innymi źródłami ciepła*, „Czysta energia”, 10(26)/2003, str. 17.
75. <http://www.instalacje-solarne.com.pl> (25.01.2011).
76. U. Gołębiewska, W. Gostomczyk, W. Krużewski, R. Mas, W. Mikulski, *Odnawialne źródła energii*, Koszalin 2009 r., str. 70-71.
77. <http://www.proterm.pl>, (6.02.2011).
78. <http://www.solaryopole.pl/budowa-kolektor-solarny>, (24.01.2011).
79. <http://agroenergetyka.pl/?a=article&id=264>, (1.02.2011).
80. <http://www.instalacje-solarne.com.pl>, (20.01.2011).
81. <http://www.instalacje-solarne.com.pl>, (20.01.2011).
82. <http://www.kolektory-sloneczne.net/montaz-kolektorow-slonecznych.html>, (20.01.2011).
83. M. Zawadzki, *Kolektory słoneczne, pompy ciepła – na tak*, wyd. Polska Ekologia, 2003, str. 63
84. R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, wyd. OWG, Warszawa, 2010, str. 121.
85. <http://ogrzewanie.drewnozamiastbenzyny.pl>, (19.01.2011).
86. <http://wentylacja.com.pl>, (23.01.2011).
87. <http://ogrzewanie.drewnozamiastbenzyny.pl>, (22.01.2011).
88. W. Jabłoński, J. Wnuk, *Zarządzanie odnawialnymi źródłami energii*, Oficyna Wydawnicza „Humanitas”, Sosnowie 2009, str. 232.
89. M. Duraczyński, *Fotowoltaika – czysta forma produkcji energii*, „GlobEnergia”, 3/2009, str. 38.

90. <http://www.kolektorek.pl>, (12.01.2011).
91. <http://www.muratorplus.pl>, (24.01.2011).
92. A. Więcka, *Stan i rozwój rynku energetyki słonecznej w Polsce*, „Czysta energia”, 12(100) /2009, str. 18.
93. <http://www.ieo.pl/>, (28.01.2011).
94. <http://www.ekoenergia.pl>, (22.01.2011).
95. K. Kalandyk, *Energetyka słoneczna fototermiczna - raport i perspektywy rozwoju*, „GlobEnergia”, 4/2010, str. 39.
96. Witold M. Lewandowski, *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, wyd. Naukowo-Techniczne, Warszawa, 2007, str. 351.
97. A. Grzybek, *Możliwości i technologia produkcji biogazu rolniczego*, „Czysta energia”, 10(36)/2004, str. 36.
98. *Biogaz – produkcja i wykorzystanie*, Instytut für Energetyk und Umwelt GmbH, str. 5.
99. <http://agroenergetyka.pl>, (1.02.2011).
100. *Biogaz - produkcja i wykorzystanie*, Instytut für Energetyk und Umwelt GmbH, str. 11.
101. <http://agroenergetyka.pl>, (2.02.2011).
102. <http://www.biogazownie.com.pl>, (4.02.2011).
103. A. Curkowski, A. Oniszk-Popławska, *Surowce do produkcji biogazu*, „Czysta energia”, 1(101)/2010, str. 25.
104. A. Curkowski, P. Mroczkowski, G. Wiśniewski, *Biogaz rolniczy – produkcja i wykorzystanie*, wyd. Mazowiecka Agencja Energetyczna, Warszawa, 2009, str. 24.
105. A. Curkowski, A. Oniszk-Popławska, *Surowce do produkcji biogazu*, „Czysta energia”, 1(101)/2010, str. 25-26.
106. R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, OWG, Warszawa, 2010, str. 376.
107. <http://www.oze.opole.pl>, (4.02.2011).
108. O. Kujawski, J. Kujawski, *Przegląd technologii produkcji biogazu*, „Czysta energia”, 2(102) /2010, str. 26-29.
109. <http://www.peosa.pl>, (5.02.2011).
110. D. Nowicka, *Wykorzystanie biogazu do produkcji energii w Polsce*, „GlobEnergia”, nr 3/2010, str. 54-56
111. <http://www.peosa.pl>, (5.02.2011).
112. <http://agroenergetyka.pl/>, (4.02.2011).
113. R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, wyd. OWG, Warszawa, 2010, str. 374-377.
114. <http://www.ineko.pl>, (2.02.2011).
115. A. Kowalczyk-Juško, *Z biomasy i odpadów*, „Agroenergetyka”, nr 2(24), 2008, str. 34.
116. <http://www.stallkamp.pl>, (7.02.2011).
117. <http://www.oze.opole.pl>, (4.02.2011).
118. <http://www.ieo.pl> (5.02.2011).
119. U. Gołębiowska, W. Gostomczyk, W. Krużewski, Roman Mas, W. Mikulski, *Odnawialne źródła energii*, Feniks, Koszalin 2009 str. 51.
120. <http://www.kwe.pl>, (4.02.2011).
121. <http://www.ogrzewnictwo.pl>, (05. 02. 2011).
122. Paweł Grzejszczak, *Zmiany prawne w zakresie systemów wsparcia OZE i kogeneracji*, Czysta Energia, nr 2(102)/2010, str. 23.
123. <http://www.ogrzewnictwo.pl>, (7.02.2011).
124. <http://emeagateway.eu/emea/pl>, (2.02.2011).
125. <http://emeagateway.eu/emea/pl>, (5.02.2011).
126. U. Gołębiowska, W. Gostomczyk, W. Krużewski, R. Mas, W. Mikulski, *Odnawialne źródła energii*, Feniks, Koszalin 2009 str. 43.
127. M. Bylinka, J. Paszkiewicz, A. Kupczyk, A. Mojzesowicz-Pawłowska, *Biogazowe zachęty*, „Aeroenergetyka”, nr 1(35) 2011, str. 11-13.
128. *Cała prawda o biogazowniach*, „Agroenergetyka”, 3(33)/2010, str. 40.
129. *Biogaz – produkcja i wykorzystanie*, Instytut für Energetyk und Umwelt GmbH, str. 174-176.
130. *Wskazówki dla użytkownika, bezpieczeństwo instalacji*, UTS Biogastechnik Sp z o.o., Zeppelinstraße, str. 6.
131. W. M. Lewandowski, *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, str. 114-115.
132. <http://chwytamyslonce.pl> (29.01.2011).
133. <http://www.elektrownie-wiatrowe.org.pl>, (29.01.2011).
134. Rodacki T., Latko A.: *Modelowanie układu sterowania mocy w elektrowni wiatrowej*. Przegląd Elektrotechniczny. 2003, Nr 2.
135. Materiały reklamowe firmy Vestas, <http://www.vestas.com>, (29.01.2011).
136. <http://www.mae.com.pl/odnawialne-zrodla-energii-energia-wiatru.html>, (29.01.2011).
137. A. Chochołowski, F. Krawiec: *Zarządzanie w energetyce*, Warszawa 2008, str. 262-263.
138. K. Nalepa, *Możliwości wykorzystania energii wiatru*.
139. M. Utkin, *Turbiny wiatrowe* Czasopismo Młody Technik, wydanie 2/2005.

- ^{140.} M. Augustyn, J. Ryś, *Kinematyka i moment napędowy turbiny wiatrowej o pionowej osi obrotu wirnika*, Czasopismo techniczne z.1-M/2007, Wyd. Politechniki Krakowskiej.
- ^{141.} *Raport „Wizja rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce do 2020”*, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, styczeń 2010.
- ^{142.} Baza Danych Odnawialnych Źródeł Energii Województwa Podkarpackiego, <http://www.baza-oze.pl>, (29.01.2011).
- ^{143.} *ABC energetyki wiatrowej*, <http://www.premicz.com> (29.01.2011).
- ^{144.} <http://www.biomasa.org>, (29.01.2011).
- ^{145.} <http://www.vestas.com>, (29.01.2011).
- ^{146.} G. Barzyk, *Sposób na własny prąd*, Czasopismo ŁADNY DOM, sierpień 2006.
- ^{147.} Encyklopedia internetowa: <http://www.encyklopedia.pwn.pl> (29.01.2011).
- ^{148.} <http://www.sunnylife.pl> (29.01.2011).
- ^{149.} <http://postcarbon.pl> (29.01.2011).
- ^{150.} R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, Warszawa 2010, str. 287.
- ^{151.} Katalog małych turbin wiatrowych firmy Sunny Life Technologies.
- ^{152.} K. Piotrowski, T. Wiltowski, K. Mondal, *Nowoczesne systemy energetyczne słońce-wiatr-woda*, Czysta Energia, styczeń 2007.
- ^{153.} M. Duraczyński, *Małe elektrownie wiatrowe szansą na częściową niezależność energetyczną gospodarstw domowych*, GLOBEnergia 2/2010.
- ^{154.} *Wykorzystanie energii wiatru do produkcji energii elektrycznej w Kamienicy Śląskiej – Studium celowości*, Kraków 2005r., str. 3.
- ^{155.} S. Gumuła, A. Woźniak, *Jak określić stopień wykorzystania mocy elektrowni wiatrowej?*, Czysta Energia, 1/2008.
- ^{156.} W. Radziejewicz, *Współpraca elektrowni wiatrowej z układem magazynowania energii CAES*, Prezentacja z Konwersatorium Inteligentna Energetyka, Gliwice, 22 czerwiec 2010.
- ^{157.} <http://www.greenstream.info.pl> (29.01.2011).
- ^{158.} H. Markiewicz, A. Klajn, *Metody i sposoby zapewniające pożądaną niezawodność zasilania energią elektryczną*, Materiały konferencyjne – Jakość i użytkowanie energii elektrycznej, Tarnów 2003.
- ^{159.} J. Iwaszkiewicz, *Superkondensator – nowy element w układach energoelektronicznych*, Prezentacja IEL Gdańsk.
- ^{160.} B. Płaneta, K. Sobótka, *Magazynowanie lub komplementarne wykorzystywanie energii elektrowni wiatrowych*, <http://www.energetyka.xtech.pl> (29.01.2011).
- ^{161.} J. Milewski, K. Badyda, *Elektrownie CAES jako magazyny energii dla źródeł odnawialnych*, Czysta Energia 4/2010.
- ^{162.} B. Soliński, *Analiza procesu inwestycyjnego dla inwestycji z zakresu energetyki wiatrowej*, Baza Danych Odnawialnych Źródeł Energii Województwa Podkarpackiego, <http://www.baza-oze.pl> (29.01.2011).
- ^{163.} R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, Warszawa 2010, str. 255-256.
- ^{164.} Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, <http://www.elektrownie-wiatrowe.org.pl> (29.01.2011).
- ^{165.} <http://www.dzienwiatru.eu> (29.01.2011).
- ^{166.} British Wind Energy Association (2006). The impact of wind farms on the tourist industry in the UK.
- ^{167.} EDR. (2009). Shadow Flicker Modeling Report.
- ^{168.} British Epilepsy Association. (2009). Photosensitive Epilepsy.
- ^{169.} M. Szuby, *Linie i stacje elektroenergetyczne w środowisku człowieka*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Warszawa, 2005.
- ^{170.} The Electromagnetic Compatibility and Electromagnetic Field Implications for Wind Farm I Australia, Australian Government - Australian Greenhouse Office, maj 2004.
- ^{171.} <http://www.oddziaływaniawiatrakow.pl> (29.01.2011).
- ^{172.} G. Jastrzębska, *Odnawialne źródła energii i pojazdy proekologiczne*, WNT, Warszawa, 2007, str. 45.
- ^{173.} Z. Ciok, *Ochrona środowiska w elektroenergetyce. Podstawowe Problemy Współczesnej Techniki*, PWN, Warszawa, 2001.
- ^{174.} R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, OWG, Warszawa, 2010, str. 306.
- ^{175.} W. Lewandowski, *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, WNT, Warszawa, 2007, str. 92.
- ^{176.} R. Tytko, *Odnawialne źródła...* op.cit, str. 305.
- ^{177.} J. Bogdanienko, *Odnawialne źródła energii*, PWN, Warszawa, 1989.
- ^{178.} Jastrzębska G., *Odnawialne źródła...* op. cit., str. 47.
- ^{179.} P. Kowalik, *Energia przepływa obok nas*, *Energia*. 1998, 9, str. 35-37.
- ^{180.} W. Lewandowski, *Proekologiczne odnawialne...* op. Cit., str. 83.
- ^{181.} Z. Ciok, *Ochrona środowiska...* op.cit.
- ^{182.} M. Grzybowski, *Biała Energia*, *Murator*, Z. 9, nr 137, 1995, str. 94-98.
- ^{183.} W. Lewandowski, *Proekologiczne odnawialne...* op.cit., str. 100.
- ^{184.} <http://agroenergetyka.pl/?a=article&id=119> (fragmenty) (29.01.2012).

185. <http://www.baza-oze.pl/enodn.php?action=show&id=20> (29.01.2012).
186. <http://portfel.pl> (29.01.2011).
187. P. W. Czyżewski, *Wykorzystanie energii geotermalnej w Polsce - dziś i w niedalekiej przyszłości*, <http://www.nowa-energia.com.pl>
188. J. Zimny, *Elektrownie geotermalne*, *Energetyka Ciepła i Zawodowa* 4/2010.
189. K. Nita, *Energia geotermalna w Polsce*, <http://www.greenstream.info.pl> (29.01.2011).
190. <http://www.viessmann.pl> (29.01.2011).
191. A. Chocholski, F. Krawiec, *Zarządzanie w energetyce*, Warszawa 2008, str. 294.
192. <http://skrzypczak.pl> (29.01.2011).
193. <http://www.sokeip.pl> (29.01.2011).
194. <http://www.slonecznastrona.pl> (29.01.2011).
195. A. Chocholski, F. Krawiec, *Zarządzanie w energetyce*, Warszawa 2008, str.297-298.
196. *Zeszyty fachowe-pompy ciepła*. <http://www.viessmann.pl> (29.01.2011).
197. M. Zawadzki, *Kolektory słoneczne, pompy ciepła na tak*, *Polska Ekologia* 2003, str. 129.
198. <http://www.ogrzewnictwo.pl> (29.01.2011).
199. <http://www.euronom.pl> (29.01.2011).
200. <http://www.budujemydom.pl> (29.01.2011).
201. M. Zawadzki, *Kolektory słoneczne, pompy ciepła na tak*, *Polska Ekologia* 2003, str. 143.
202. <http://www.pompyciepła.com.pl> (29.01.2011).
203. R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, Warszawa 2010, str. 239-240
204. S. Kurpasa, *Ekspertyza: Wykorzystanie niskotemperaturowego ciepła za pomocą pomp grzewczych w rolnictwie – stan obecny i perspektywy*, Kraków 2009, <http://www.agengpol.pl> (29.01.2011).
205. *Raport Bezpieczeństwo energetyczne Polski*, str. 15-27.
206. *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, Ministerstwo Gospodarki, str. 7-14.
207. *Raport Bezpieczeństwo...*, opr. cit., str. 26-27.
208. *Polityka energetyczna...*, opr. cit. str. 18.
209. Witold M. Lewandowski, *Proekologiczne...*, op.cit., str. 344.
210. <http://www.pimr.poznan.pl/paliwo.html> (29.01.2011).
211. <http://www.farmer.pl/energia/oze/paliwa-i-biopaliwa/biodiesel-spoecznie,12505.html> (29.01.2011).
212. Władysław Jabłoński, Jan Wnuk, *Zarządzanie...*, opr. cit., str. 389-390.
213. <http://www.farmer.pl/energia/oze/bioenergetyka/artykuly/zagroda-z-wiatrakiem,12653,1.html> (29.01.2011).
214. <http://www.farmer.pl/energia/oze/bioenergetyka/artykuly/zagroda-z-wiatrakiem,12653,1.html> (29.01.2011).
215. <http://www.powiat.zgorzelec.pl/cms/?id=4521> (29.01.2011).
216. *Energia Słońca z dopłatą, OZE dla domów jednorodzinnych i wspólnot mieszkaniowych*, NFOŚiGW, Warszawa 2010.
217. <http://www.rp.pl/artykul/484765.html> (29.01.2011).
218. A. Faber, J. Kuś, M. Matyka, *Uprawa roślin na potrzeby energetyki*, W&B Wiesław Drzewiński, Warszawa 2009.
219. W. Kopterski, *Smart Grid – sieć przyszłości*, <http://www.par.pl/aplikacje/energetyka/383-smart-grid-siec-przyszlosci.html> (29.01.2011).
220. *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, listopad 2009.
221. Europejskie Centrum Energii Odnawialnej, Instytut Budownictwa, Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa, *Ekonomiczne i prawne aspekty wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce*, Warszawa 2000
222. W. Jabłoński, J. Wnuk, *Zarządzanie...*, opr. cit. 114.
223. A. Chochowski, F. Krawiec, *Zarządzanie...*, opr. cit., str.54-55.
224. W. Jabłoński, J. Wnuk, *Zarządzanie...*, opr. cit., str. 116.

ŹRÓDŁA RYSUNKÓW

- Rys. 1. <http://www.tiki-toki.com/timeline/entry/58558/The-History-of-Computers>
- Rys. 2. Opracowanie własne na podstawie *Key World Energy Statistics*, 2010.
- Rys. 3. H.L.Gabryś, *Elektroenergetyka polska 2009*. Pytania na czasie.
- Rys. 4. Konferencja Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, Warszawa, 4.11.2010 r.
- Rys. 5. Association for the Study of Peak Oil&Gas, 2007.
- Rys. 6. <http://ziemianarozdrozu.pl>
- Rys. 7. Opracowanie własne na podstawie W. Nowak, A. Stachel, *Ciepłownie geotermalne w Polsce – stan obecny i planowany*
- Rys. 8. <http://g.forsal.pl>

- Rys. 9. Opracowanie własne.
- Rys. 10. <http://www.zielonetechnologie.pl>
- Rys. 11. Gerald Herbert/AP Photo/Canadian Press.
- Rys. 12. <http://www.polskieradio.pl/5/3/Artykul/450415,Rekordowy-ubytek-ozonu-nad-Arktyka>
- Rys. 13. Opracowanie własne na podstawie: Mirosław Zawadzki, *Kolektory słoneczne, pompy ciepła na tak*, Polska Ekologia 2003
- Rys. 14. <http://energetykon.pl>
- Rys. 15. <http://australianmuseum.net.au>
- Rys. 16. Opracowanie własne.
- Rys. 17. www.biomasa.org
- Rys. 18. www.biomasa.org
- Rys. 19. *Energia ze źródeł odnawialnych w 2010 r.*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2011.
- Rys. 20. R. Gajewski, *Potencjał rynkowy biomasy z przeznaczeniem na cele energetyczne*, „Czysta Energia” 2011, nr 1, s. 22
- Rys. 21. R. Gajewski, *Potencjał rynkowy biomasy z przeznaczeniem na cele energetyczne*, „Czysta Energia” 2011, nr 1, s. 23
- Rys. 22. R. Gajewski, *Potencjał rynkowy biomasy z przeznaczeniem na cele energetyczne*, „Czysta Energia” 2011, nr 1, s. 22
- Rys. 23. R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, OWG Warszawa 2010.
- Rys. 24. <http://www.ogrzewnictwo.pl/produkty/kociol-na-drewno-ekopal-d>
- Rys. 25. <http://konkursben.fpegda.pl/ben/>
- Rys. 26. <http://www.kotly.pl>
- Rys. 27. <http://poradnikrolniczy.pl>
- Rys. 28. <http://www.agraria.org>
- Rys. 29. <http://www.farmer.pl>
- Rys. 30. www.biomasa.org
- Rys. 31. http://de.123rf.com/photo_12005859_topinambur.html
- Rys. 32. <http://www.cbr.edu.pl>
- Rys. 33. <http://reichel.pl/bdp/photo/view/606/622>
- Rys. 34. <http://www.roslinywodne.home.pl>
- Rys. 35. <http://www.nauka.gov.pl>
- Rys. 36. <http://ojczyzna.blox.pl>
- Rys. 37. <http://www.khbc.pl>
- Rys. 38. A.Trojanowska, *Technologie wykorzystania biopaliw stałych*, prezentacja.
- Rys. 39. <http://www.kango.pl>
- Rys. 40. <http://sklep.elemax.com.pl>
- Rys. 41. <http://www.ze.strefa.pl>
- Rys. 42. <http://www.claas.pl>
- Rys. 43. <http://www.rolnicze24.pl>
- Rys. 44. <http://www.drewno.fordaq.com/fordaq/srvAuctionView.html?AucTlid=17847609>
- Rys. 45. http://www.bydgoszczcity.pl/files/pict/2012-10-29/gzin-dolny-brykiet-drzewny-od-producenta-3zl1MTY0OT_o.jpg
- Rys. 46. <http://www.drewno.fordaq.com/fordaq/srvAuctionView.html?AucTlid=17896946>
- Rys. 47. <http://stuk-kopyt.blog.onet.pl/2010/08/13/zywienie/>
- Rys. 48. A.Trojanowska, *Technologie wykorzystania biopaliw stałych*, prezentacja
- Rys. 49. A.Trojanowska, *Technologie wykorzystania biopaliw stałych*, prezentacja
- Rys. 50. A.Trojanowska, *Technologie wykorzystania biopaliw stałych*, prezentacja
- Rys. 51. Opracowanie własne.
- Rys. 52. <http://domesticfuel.com>
- Rys. 53. <http://www.kib.pl>
- Rys. 54. <http://www.kib.pl>
- Rys. 55. <http://www.marketeo.pl>
- Rys. 56. U. Gołębiowska, W. Gostomczyk, W. Krużewski, R. Mas, W. Mikulski, *Odnawialne źródła energii*, wyd. FENIKS, Koszalin 2009
- Rys. 57. R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, OWG, Warszawa 2010
- Rys. 58. U. Gołębiowska, W. Gostomczyk, W. Krużewski, R. Mas, W. Mikulski, *Odnawialne źródła energii*, wyd. FENIKS, Koszalin, 2009 r. oraz <http://www.apricus-solar.com>
- Rys. 59. Opracowanie własne na podstawie R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, wyd. OWG, Warszawa, 2010.
- Rys. 60. <http://www.instalacje-solarne.com.pl>
- Rys. 61. <http://www.sanitech.kol.pl>
- Rys. 62. <http://www.rotero.pl>
- Rys. 63. <http://www.hewalex.pl>
- Rys. 64. <http://ogrzewanie.drewnozamiastbenzyny.pl>
- Rys. 65. <http://www.globeko.pl>
- Rys. 66. Opracowanie własne na podst. A. Więcka, *Stan i rozwój rynku energetyki słonecznej w Polsce*, „Czysta energia”, 12(100)/2009
- Rys. 67. U. Gołębiowska, W. Gostomczyk, W. Krużewski, Roman Mas, W. Mikulski, *Odnawialne źródła energii*, wyd. Feniks, Koszalin, 2009
- Rys. 68. A. Curkowski, P. Mroczkowski, G. Wiśniewski, *Biogaz rolniczy- produkcja i wykorzystanie*, wyd. Mazowiecka Agencja Energetyczna, Warszawa 2009
- Rys. 69. Opracowanie własne.
- Rys. 70. <http://agroenergetyka.pl/>

- Rys. 71. R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, OWG Warszawa 2010
- Rys. 72. <http://www.mae.com.pl>
- Rys. 73. <http://www.ineko.pl>
- Rys. 74. <http://www.stallkamp.pl>
- Rys. 75. <http://www.stallkamp.pl>
- Rys. 76. <http://www.stallkamp.pl>
- Rys. 77. <http://www.stallkamp.pl>
- Rys. 78. <http://www.kwe.pl>
- Rys. 79. <http://www.kwe.pl>
- Rys. 80. R. Myczko, T. Kołodziejczyk, *Standaryzacja ocen substratów*, Seminarium naukowe „Popularyzacja prac badawczo- rozwojowych z zakresu odnawialnych źródeł energii”.
- Rys. 81. Wacław Romaniuk, *Zastosowanie instalacji biogazowych w gospodarstwach rodzinnych i farmerskich z obróbką substratu pofermentacyjnego*, Seminarium naukowe „Popularyzacja prac badawczo- rozwojowych z zakresu odnawialnych źródeł energii”.
- Rys. 82. www.ieo.pl
- Rys. 83. <http://www.mzrider.republika.pl>
- Rys. 84. Opracowanie własne.
- Rys. 85. IMGW.
- Rys. 86. <http://www.blogi.szkolazklasa.pl/?blog=1366&alias=showPosts&kat=465>
- Rys. 87. <http://www.elektrownie.tanio.net>
- Rys. 88. <http://www.miramare.pl>
- Rys. 89. <http://www.neg-micon.dk>
- Rys. 90. www.elektrownie-wiatrowe.pl
- Rys. 91. *Zeszyty problemowe*, Maszyny Elektryczne Nr 74/2006.
- Rys. 92. Czasopismo „Młody Technik” wydanie 2/2005.
- Rys. 93. <http://www.postcarbon.pl>
- Rys. 94. <http://salientwhiteelephant.wordpress.com/2009/03/29/eye-of-the-cat/>
- Rys. 95. Opracowanie własne.
- Rys. 96. Raport: „Wind In Poland” opr. przez Biznes Polska Media sp. z o.o. na podst. danych z PSEW. Stan na 31.06.2010.
- Rys. 97. <http://www.elektrownie.tanio.net>
- Rys. 98. <http://www.sunnylifetechnologies.com>
- Rys. 99. <http://www.generatory-wiatrowe.pl>
- Rys. 100. Katalog małych turbin wiatrowych firmy Sunny Life Technologies
- Rys. 101. Czasopismo „ŁADNY DOM”, sierpień 2006.
- Rys. 102. <http://www.klonu.pl>
- Rys. 103. Opracowanie własne.
- Rys. 104. *Czysta energia*, 1/2008
- Rys. 105. IEL Gdańsk
- Rys. 106. IEL Gdańsk
- Rys. 107. P. Jasiński „Ogniwa paliwowe – rozwój i stan obecny”, <http://www.ozewortal.pl>
- Rys. 108. Prezentacja: W. Radziejewicz, *Współpraca elektrowni wiatrowej z układem magazynowania energii CAES*
- Rys. 109. Opracowanie własne
- Rys. 110. <http://en.leitwind.com>
- Rys. 111. <http://www.erenovable.net/blog>
- Rys. 112. <http://www.uwm.edu.pl>
- Rys. 113. <http://www.ekoenergia.pl>
- Rys. 114. <http://www.voith.pl>
- Rys. 115. <http://www.voith.pl>
- Rys. 116. <http://www.feredayisland.co.nz>
- Rys. 117. <http://www.ise.pl>
- Rys. 118. <http://www.uwm.edu.pl>
- Rys. 119. <http://www.uwm.edu.pl>
- Rys. 120. G. Jastrzębska, *Odnawialne źródła...* op.cit., str. 51
- Rys. 121. G. Jastrzębska, *Odnawialne źródła...* op.cit., str. 51
- Rys. 122. <http://www.wavedragon.net>
- Rys. 123. <http://www.fotografia.slupsk.pl>
- Rys. 124. <http://www.kocierz.pl>
- Rys. 125. <http://www.pga.org.pl>
- Rys. 126. <http://www.energetyka.xtech.pl>
- Rys. 127. *Energetyka cieplna i zawodowa* 4/2010.
- Rys. 128. <http://www.pig.gov.pl> (J. Szewczyk, D. Gientka, PIG 2009)
- Rys. 129. <http://www.pnec.org.pl>
- Rys. 130. <http://www.pga.org.pl>

- Rys. 131. <http://www.viessmann.pl>
 Rys. 132. <http://www.sokeep.pl>
 Rys. 133. <http://www.pompy-ivt.pl>
 Rys. 134. J. Doroszkiewicz, *Absorpcyjne pompy ciepła w nowoczesnych systemach grzewczych*
 Rys. 135. <http://www.viessmann.pl>
 Rys. 136. <http://www.viessmann.pl>
 Rys. 137. <http://www.viessmann.pl>
 Rys. 138. <http://www.geetech.pl>
 Rys. 139. <http://www.geetech.pl>
 Rys. 140. <http://www.geetech.pl>
 Rys. 141. <http://ladnydom.pl>
 Rys. 142. <http://www.solis.pl>
 Rys. 143. <http://ladnydom.pl>
 Rys. 144. <http://www.viessmann.pl>
 Rys. 145. <http://www.sofath.pl>
 Rys. 146. <http://www.pompyciepla.com.pl>
 Rys. 147. <http://www.agengpol.pl>
 Rys. 148. <http://www.ogrzewnictwo.pl>
 Rys. 149. <http://www.turystycznapolska.pl>
 Rys. 150. <http://www.ogrzewanie.xzx.pl>
 Rys. 151. <http://www.biogaz.com.pl>
 Rys. 152. Opracowanie własne
 Rys. 153. Opracowanie: A. Myczko, J. Karłowski, J. Lenarczyk, IBMER O/Poznań
 Rys. 154. Bogdan Sedler, Wirtualna Elektrownia, Materiały seminarium naukowego *Popularyzacja prac badawczo-rozwojowych z zakresu OZE*, Gdańsk, 2010 r.
 Rys. 155. <http://www.par.pl>
 Rys. 156. Seminarium naukowe, *Upowszechnienie badań na temat odnawialnych źródeł energii oraz wsparcie ochrony własności intelektualnej*, Gdańsk 2010
 Rys. 157. Opracowanie własne na podstawie http://www.hitachi.com/csr/csr_images/highlight/act1003_01.gif

ŹRÓDŁA TABEL

- Tab. 1. Opracowanie własne
 Tab. 2. *Energetyka wiatrowa w Polsce*, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej
 Tab. 3. A.Grzybek i inni, *Słoma – energetyczne paliwo*, Warszawa 2011
 Tab. 4. Opracowanie własne
 Tab. 5. <http://www.jero.pl>
 Tab. 6. <http://www.biomasa.org>
 Tab. 7. Opracowanie własne
 Tab. 8. J.Tys i inni, *Technologiczne i ekonomiczne uwarunkowania produkcji biopaliwa*, PAN Lublin, 2003
 Tab. 9. Opracowanie własne na podstawie R. Tytko, *Odnawialne źródła energii*, Warszawa 2010,
 Tab. 10. A. Więcka, Stan i rozwój rynku energetyki słonecznej w Polsce, „Czysta energia”, 12(100) /2009
 Tab. 11. <http://www.oze.opole.pl>
 Tab. 12. A. Curkowski, P. Mroczkowski, G. Wiśniewski, *Biogaz rolniczy – produkcja i wykorzystanie*, wyd. Mazowiecka Agencja Energetyczna, Warszawa, 2009
 Tab. 13. A. Curkowski, A. Oniszk- Popławska, *Surowce do produkcji biogazu*, „Czysta energia”, 1(101)/2010
 Tab. 14. A. Curkowski, A. Oniszk- Popławska, *Surowce do produkcji biogazu*, „Czysta energia”, 1(101)/2010
 Tab. 15. A. Curkowski, A. Oniszk- Popławska, *Surowce do produkcji biogazu*, „Czysta energia”, 1(101)/2010
 Tab. 16. A. Curkowski, A. Oniszk- Popławska, *Surowce do produkcji biogazu*, „Czysta energia”, 1(101)/2010
 Tab. 17. A. Curkowski, A. Oniszk- Popławska, *Surowce do produkcji biogazu*, „Czysta energia”, 1(101)/2010
 Tab. 18. A. Curkowski, A. Oniszk- Popławska, *Surowce do produkcji biogazu*, „Czysta energia”, 1(101)/2010
 Tab. 19. H. Lorenc, *Mapa wietrzności*, IMGW, Warszawa 2005
 Tab. 20. Opracowanie własne
 Tab. 21. Opracowanie własne
 Tab. 22. Opracowanie własne
 Tab. 23. Opracowanie własne
 Tab. 24. *Energia słońca z dopłatą, OZE dla domków jednorodzinnych i wspólnot mieszkaniowych*, NFOŚiGW, Warszawa 2010
 Tab. 25. Opracowanie własne
 Tab. 26. Opracowanie własne
 Tab. 27. Opracowanie własne
 Tab. 28. Opracowanie własne
 Tab. 29. Opracowanie własne

ISBN: 978-83-62621-08-8



EKSPERT-SITR
Spółka z o.o. w Koszalinie

WYŻSZA SZKOŁA
INFRASTRUKTURY
I ZARZĄDZANIA
W WARSZAWIE



Lider Projektu

EKSPERT-SITR Spółka z o.o.
75-204 Koszalin, ul. Jana z Kolna 38
tel./fax: 94 342-25-81, 94 342-39-13
www.ekspert-sitr.pl

Partner Projektu

Wyższa Szkoła Infrastruktury i Zarządzania
02-593 Warszawa, ul. Rostafińskich 4
tel./fax: 22 646-20-60
<http://www.wsiiz.pl/>