ENERGIA KONWENCJONALNA I ODNAWIALNA I ICH WYKORZYSTANIE

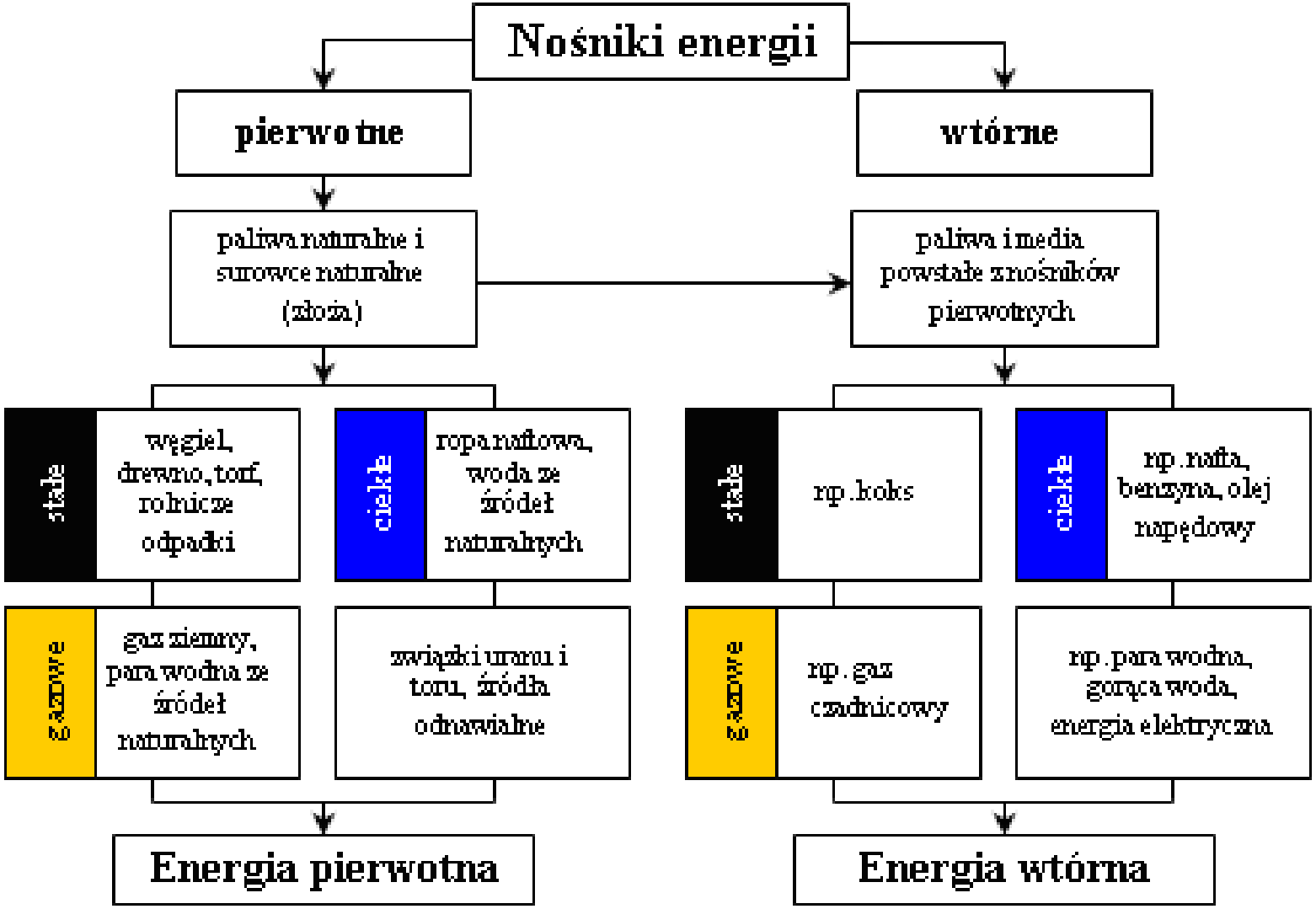
Konwencjonalne źródła energii		Niekonwencjonalne źródła energii	
Pierwotne	**Wtórne**	**Odnawialne**	**Nieodnawialne**
Węgiel kamienny	Koks	**Energia słoneczna**	**Energia jądrowa**
	Brykiety	**Energia wiatru**	**Geotermia**
	Woda gorąca	**Energia wodna**	**Pompy cieplne**
	Para wodna	**Biomasa**	
Węgiel brunatny	Brykiety	**Energia fal**	
	Woda gorąca	**Pływy morskie**	
	Para wodna		
Ropa naftowa	Olej opałowy		
	Olej napędowy		
	Etyliny		
	Benzyny		
Gaz ziemny	Woda gorąca		
	Para wodna		

Zestawienie krajowych zasobów bilansowych złóż surowców energetycznych kopalnych i realnego potencjału technicznego odnawialnych zasobów energii

Wyszczególnienie	Zasoby			Suma, PJ
	Zagospodarowane, PJ	Wykorzystanie, PJ/rok	Wystarczalność, lata	
Węgiel kamienny	329511	2004	30	933 573
Węgiel brunatny	16416	538	164	119 951
Gaz ziemny	4157	182	23	5 196
Ropa naftowa	784	35	23	915
OZE	1159^{10}	202	$> 10^{6}$	(x)

(x) - wg Instytutu Energetyki Odnawialnej, krajowy potencjał teoretyczny odnawialnych źródeł energii (dostępnych w cyklu rocznym) przekracza około 400-krotnie zasoby paliw kopalnych

Konwencjonalna produkcja energii pierwotnej i wtórnej

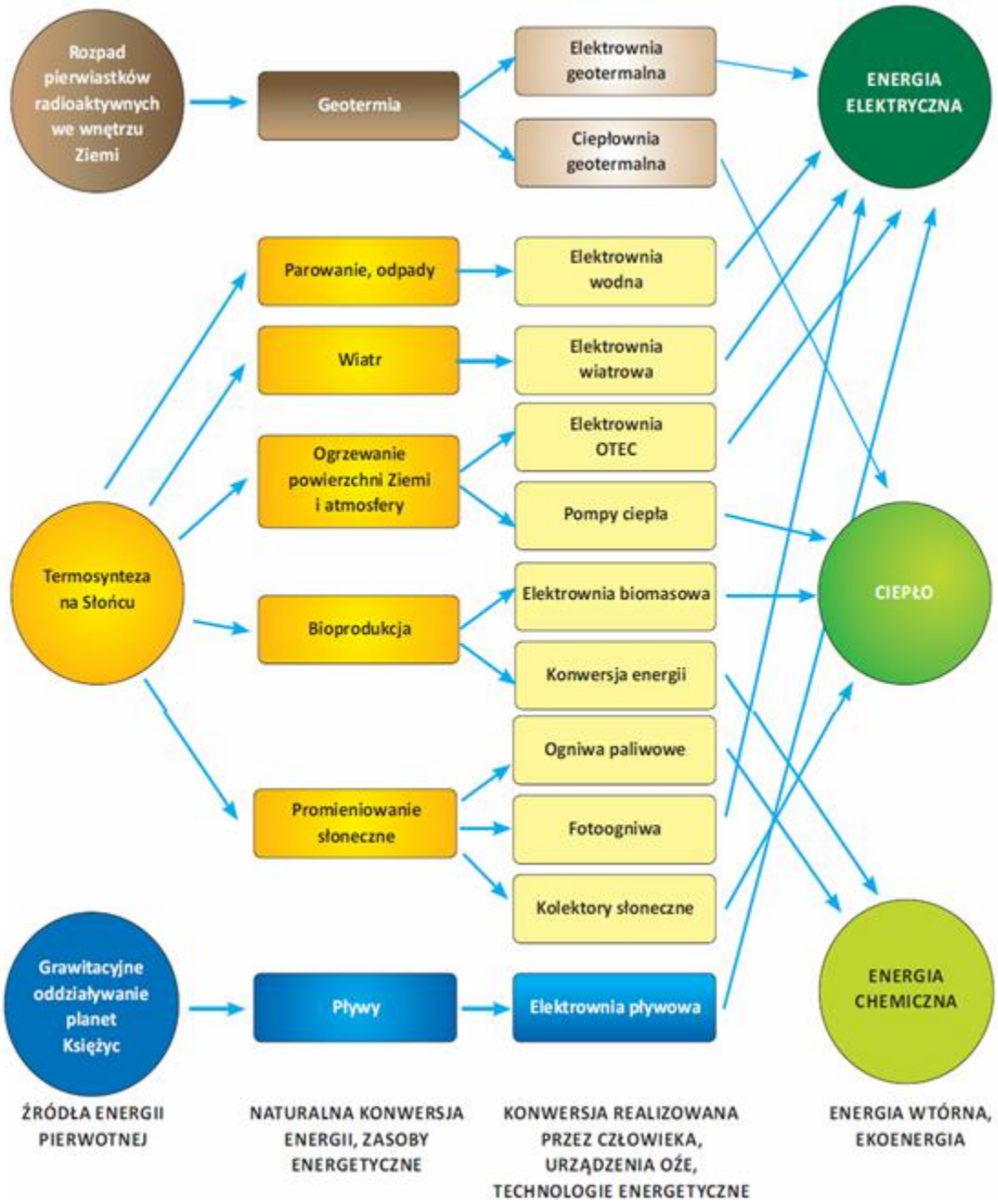


Niekonwencjonalne źródła energii

Źródła pierwotne		Procesy przemiany energii		Forma energii
		naturalne	techniczne	
Słońce	Woda	Parowanie, topnienie śniegu i lodu, opady	Elektrownie wodne	Energia elektryczna
	Wiatr	Ruch atmosfery	Elektrownie wiatrowe	Energia elektryczna, ciepło
		Energia fal	Elektrownie falowe	
	Promieniowanie słoneczne	Prądy oceaniczne	Elektrownie oceaniczne	Energia elektryczna
		Nagrzewanie atmosfery i powierzchni ziemi	Elektrownie wykorzystujące ciepło oceanów	Energia elektryczna
			Pompy cieplne	Ciepło
		Promieniowanie słoneczne	Kolektory i elektrownie słoneczne	Ciepło
			Fotoogniwa i elektrownie słoneczne	Energia elektryczna
			Fotoliza	Paliwa
	Biomasa	Produkcja biomasy	Ogrzewanie i elektrownie cieplne	Energia elektryczna, ciepło
			Urządzenia przetwarzające	Paliwa
Ziemia	Rozpad izotopów	Źródła geotermalne	Ogrzewanie i elektrownie geotermalne	Energia elektryczna, ciepło
Księżyc	Grawitacja	Pływy wód	Elektrownie pływowe	Energia elektryczna

Zaopatrzenie w energię na Ziemi w ponad 85% opiera się na kopalnych nośnikach energii. Tylko w ciągu roku ludzkość zużywa taką ilość energii, do wytworzenia której konieczne było 500 tys. lat (proces ten ma tendencję wzrostową!). Na całym świecie zużycie energii pierwotnej rośnie o 2÷3% rocznie. Według prognoz zużycie to podwoi się do 2035 r.

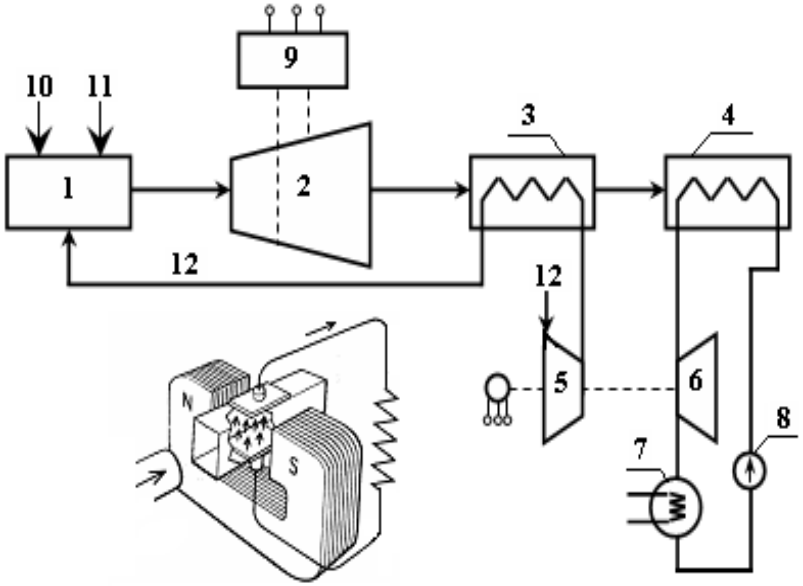
Definicja odnawialnych źródeł energii (Ustawa Prawo Energetyczne): „…są to źródła wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także z biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątek roślinnych i zwierzęcych …”



Podział odnawialnych źródeł i zasobów energii, technologie energetyki odnawialnej

Potencjał OZE	Potencjał, TJ	Wykorzystanie	
		TJ	%
Energetyka słoneczna, w tym:	**83312**	**150**	**0,18 (!!!)**
termiczna, w tym:	**83158**	**150**	**0,18**
✓przygotowanie ciepłej wody	**36492**	**150**	**0,41**
✓centralne ogrzewanie	**46661**	**0**	**0,00 (!!!)**
✓fotowoltaiczna	**159**	**0**	**0,11 (!!!)**
Energia geotermalna, w tym:	**12367**	**1535**	**12,4**
✓głęboka	**4200**	**535**	**12,7**
✓płytka	**8167**	**1000**	**12,2**
Biomasa, w tym:	**600168**	**192097**	**32,0**
✓odpady stałe suche	**165931**	**160976**	**97,0**
✓biogaz (odpady mokre)	**123066**	**2613**	**2,12 (!!!)**
✓drewno opałowe (lasy)	**24452**	**24452**	**100,0**
uprawy energetyczne, w tym:	**286719**	**4056**	**1,41**
✓celulozowe	**145600**	**0**	**0,00 (!!!)**
✓cukrowo – skrobiowe - bioetanol	**21501**	**2558**	**11,90**
✓rzepak - biodiesel	**37980**	**1498**	**3,94**
✓kiszonki kukurydzy-biogaz	**81638**	**0**	**0,00**
Energetyka wodna	**17974**	**7351**	**40,90**
Energetyka wiatrowa, w tym:	**444648**	**922**	**0,21 (!!!)**
✓na lądzie	**377243**	**922**	**0,24**
✓na morzu	**67405**	**0**	**0,00**
Suma	**1158469**	**202055**	**17%**

Niekonwencjonalna energia nieodnawialna

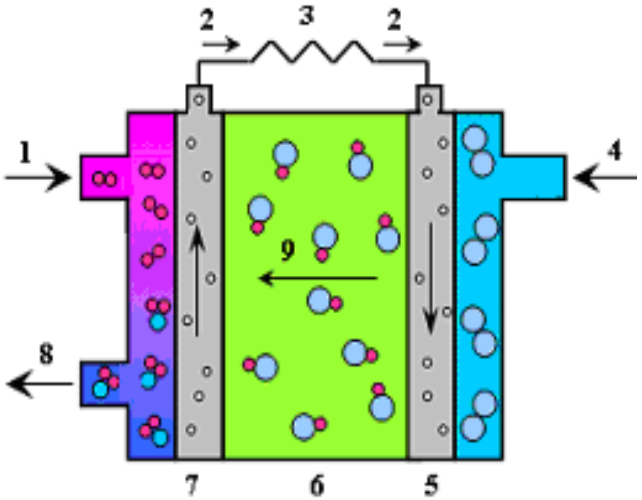


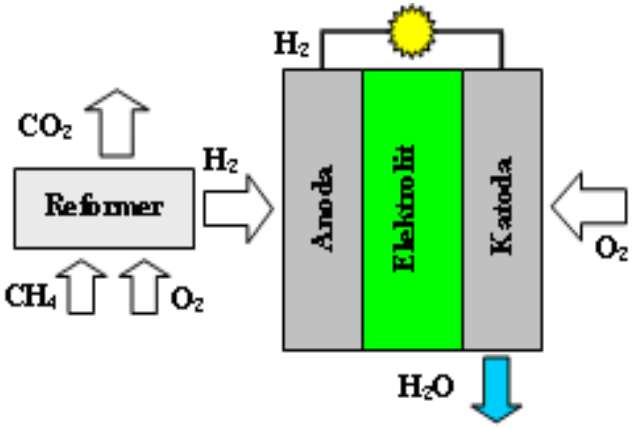
Generator MHD systemu otwartego współpracujący z turbiną parową: 1 – komora spalania, 2 – generator MHD (rysunek wewnętrzny przedstawia generator w trakcie pracy), 3 – wymiennik ciepła, 4 – wytwornica pary, 5 – sprężarka, 6 – turbina, 7 – skraplacz, 8 – pompa wody, 9 – przetwornica, 10 – dopływ paliwa, 11 – posiew, 12 – przepływ powietrza

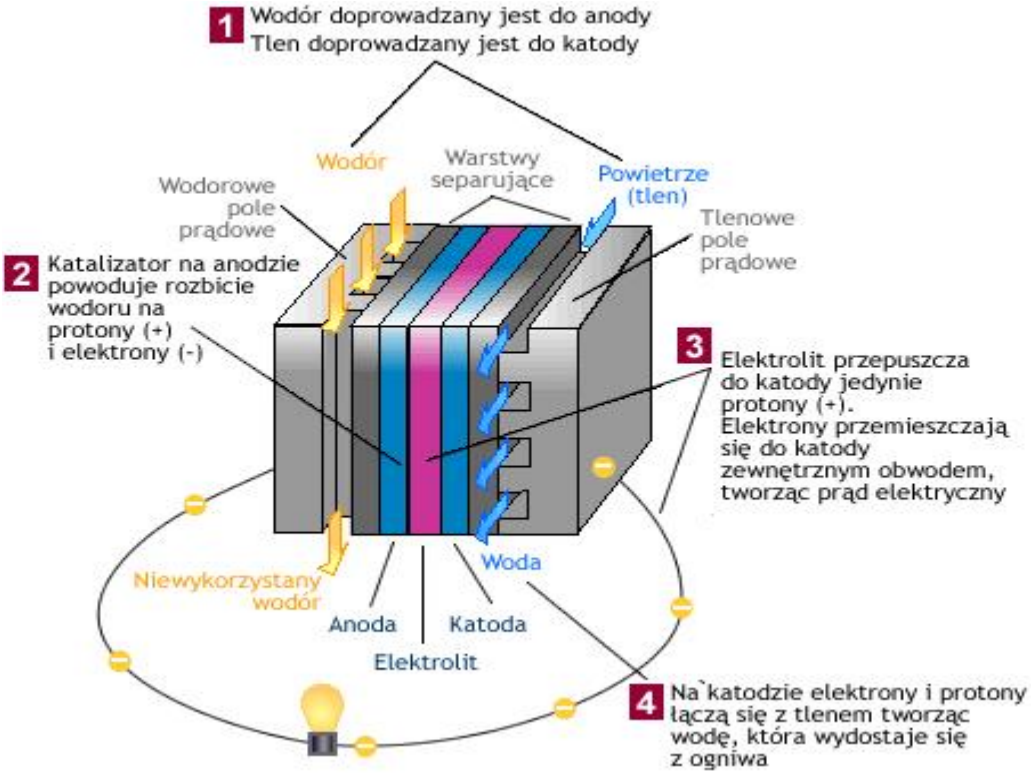
Generatory MHD to obecnie jedna z najbardziej zaawansowanych technologii uzyskiwania energii z węgla. Brak ruchomych elementów pozwala im na pracę przy znacznie wyższych temperaturach niż inne systemy generacji i dlatego możliwe jest osiąganie wyższych wydajności

Sprawność takich elektrowni jest o 15 ÷ 25% wyższa od sprawności elektrowni konwencjonalnych i sięga 50 ÷ 60%. Z uwagi na swoje parametry techniczne nadają się do zastosowania w dużych obiektach, przy czym nie stanowią konkurencji dla tradycyjnych elektrowni

Ogniwa paliwowe

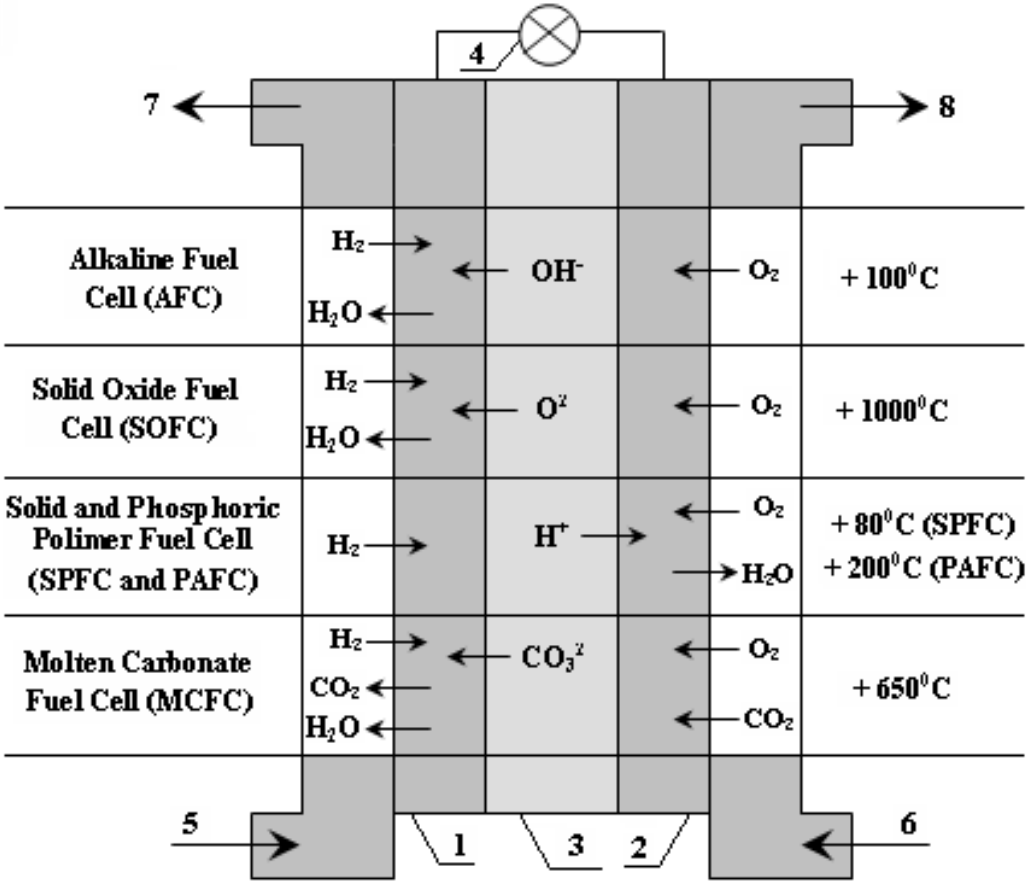






1 – wodór, 2 – przepływ elektronów, 3 – ładowanie (odbiornik energii elektrycznej), 4 – tlen (powietrze), 5 – katoda, 6 – elektrolit, 7 – anoda, 8 – woda, 9 – jony hydroksylowe

Systemy stacjonarne to generatory energii elektrycznej i ciepła CHP, elektrownie małej mocy. Systemy te to zarówno małe domowe jednostki produkujące prąd i ciepło (systemy CHP) lub pomocnicze źródła prądu o mocach rzędu kilowatów, jak i duże elektrownie o mocy kilku megawatów. Urządzenia takie są stosowane w miejscach, gdzie dostępność energii elektrycznej jest kwestią kluczową, a więc w szpitalach, bazach wojskowych, budynkach biurowych czy przemyśle



Schemat przepływu reagentów i jonów w różnych typach ogniw paliwowych: 1 – anoda, 2 – katoda, 3 – elektrolit, 4 – odbiornik energii elektrycznej, 5 – dopływ paliwa, 6 – dopływ utleniacza, 7 – odpływ zużytego paliwa i gazów odlotowych, 8 – odpływ zużytych utleniaczy i gazów odlotowych

Stacjonarne systemy ogniw paliwowych są stosowane jako dodatkowe instalacje generujące prąd, który jest oddawany do energetycznej sieci rozsyłowej, jako systemy awaryjne w szpitalach i innych budynkach, czy do zastosowań wymagających dużej niezawodności. Ogniwa paliwowe są znakomicie skalowalne i pozwalają na budowę elektrowni małej mocy, rzędu kilku MW.

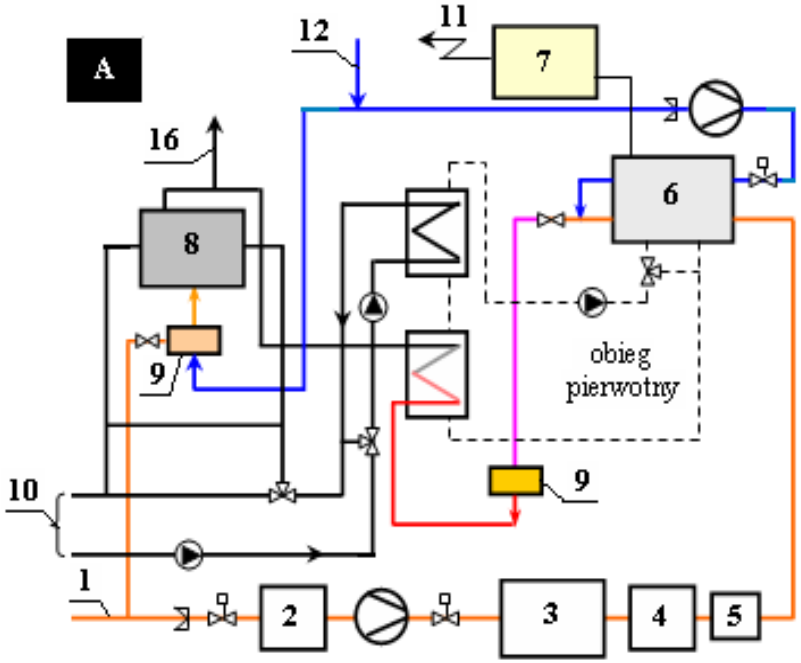
Zaawansowane są prace prowadzone są nad wdrożeniem generatorów energii CHP (ang. Combined Heat and Power), wykorzystujących zestaw ogniw paliwowych do generacji energii elektrycznej i ciepła

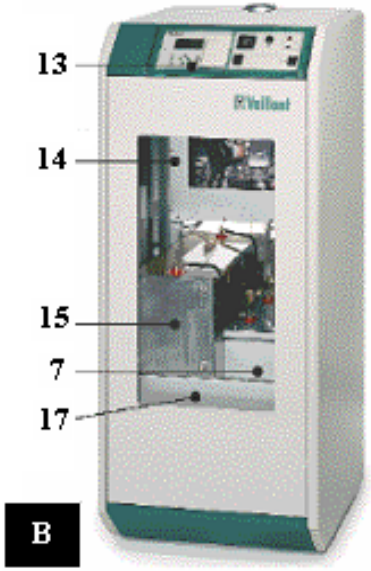
Generatory o mocy 1-10 kW są w stanie zaopatrzyć w energię elektryczną i ciepło domy mieszkalne, biura, budynki użyteczności publicznej. Generatory oparte o technologię ogniw paliwowych dostarczają energię elektryczną o precyzyjnych parametrach, nie posiadają ruchomych elementów i są w stanie zapewnić dostęp do energii dłużej niż stosowane obecnie generatory energii

Generatory z systemem ogniw paliwowych są zasilane wodorem lub związkami wodorowęglowymi. Technologia ta jest bardzo cicha, wydajna i produkująca minimalne ilości zanieczyszczeń. W chwili obecnej technologia ta wymaga dalszego rozwoju i badań nad nią, ze względu na niedostateczną wartość osiąganej mocy.

Porównanie wybranych ogniw paliwowych

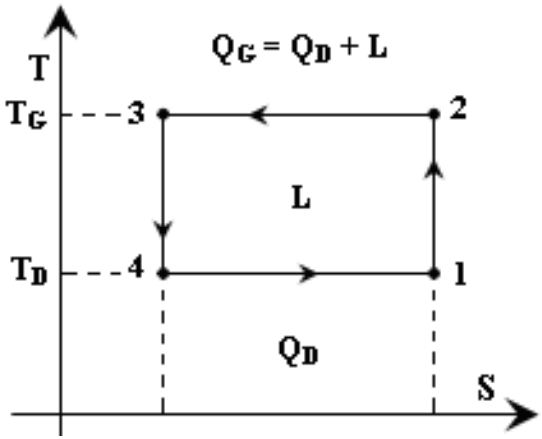
Elektrolit	membrana PEM	kwas fosforowy	ciekły węglan	stałe tlenki
Temperatura pracy	+80°C	około +200°C	+650°C	+800÷1000°C
Nośnik ładunku	jony wodoru		jony węglanu	jony tlenu
Reformer	zewnętrzny		wewnętrzny lub zewnętrzny	
Główne składniki	na bazie węgla	na bazie grafitu	stal nierdzewna	materiały ceramiczne
Katalizator	platyna		nikiel	metatynian wapnia
Sprawność , %	40 ÷ 50		ponad 60	
Stan opracowania	prototypowe	działające	prototypowe	prototypowe

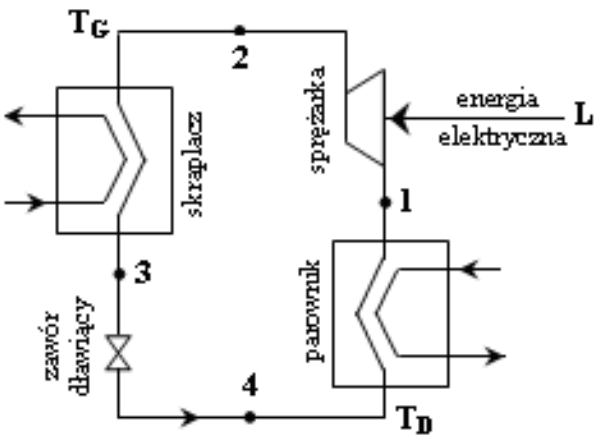




Urządzenie grzewcze o dużej mocy z baterią ogniw paliwowych (A) oraz kocioł grzewczy z ogniwami paliwowymi: 1 – dopływ gazu ziemnego, 2 – odsiarczanie, 3 – reformer, 4 – konwerter, 5 – przyrząd 00-Trap, 6 – ogniwa paliwowe, 7 – przemiennik częstotliwości, 8 – dodatkowe urządzenie grzewcze, 9 – dopalacze, 10 – obieg instalacji grzewczej, 11 – energia elektryczna, 12 – powietrze, 13 – pulpit sterowniczy, 14 – palenisko dodatkowe, 15 – ogniwa, 16 – spaliny

Pompy cieplne





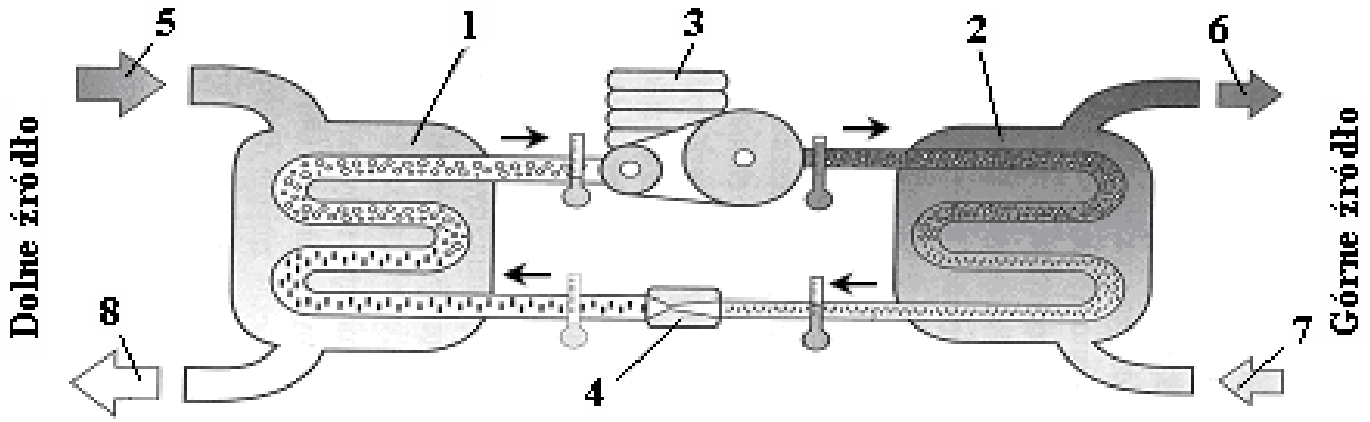
Zużycie energii pierwotnej (E) dla otrzymania pożądanej ilości ciepła przejmowanego przez podgrzewany czynnik (Q_G) w pompie ciepła o współczynniku wydajności (ε) przy założeniu, że wykorzystana zostanie energia elektryczna wyprodukowana w elektrowni węglowej

$$E = \frac{Q_G}{\varepsilon \times \eta_p \times \eta_e \times \eta_{tp}}$$

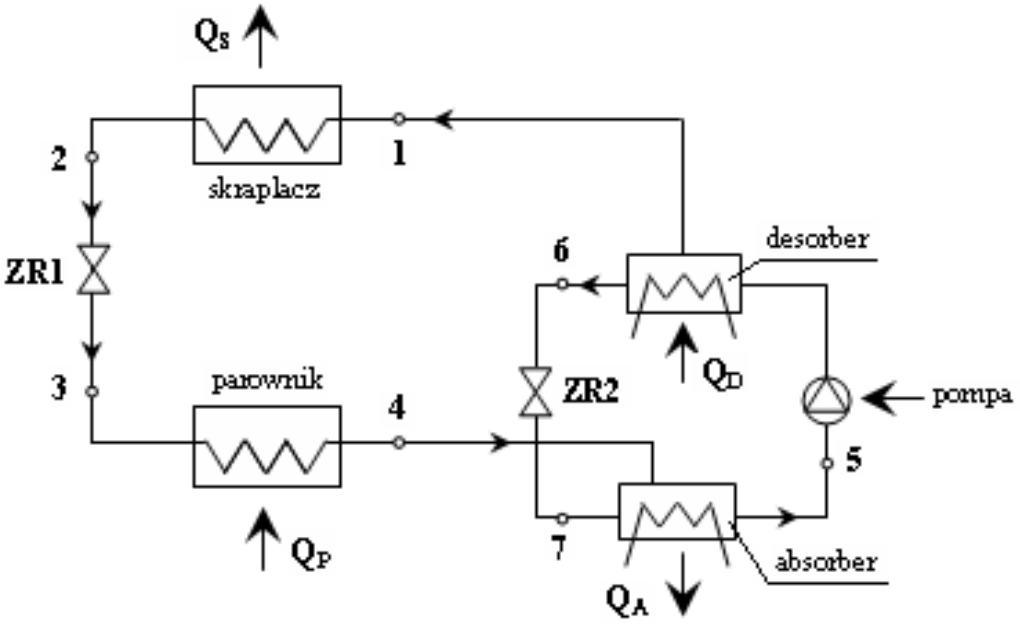
sprawności energetyczne pozyskiwania i dostarczania paliwa do elektrowni ($\eta_p \approx 0{,}88 \div 0{,}92$), sprawności energetycznej elektrowni ($\eta_e \approx 0{,}33 \div 0{,}40$) oraz sprawności transformacji i transportu energii elektrycznej ($\eta_{tp} \approx 0{,}90$)

Rodzaj instalacji grzewczej	Współczynnik ε
instalacja centralnego ogrzewania z grzejnikami płytowymi przy $t_z \leq +70^0C$	3,5÷4,5
jw. lecz instalacja niskotemperaturowa z grzejnikami płaszczyznowymi	4÷5
przygotowanie ciepłej wody użytkowej	2,5÷3,3

pompa sprężarkowa



1 – parownik, 2 – skraplacz, 3 –sprężarka, 4 – zawór rozprężny, 5 – zasilanie energią pobieraną ze środowiska, 6 – zasilanie źródła górnego (ciepła woda użytkowa, instalacja centralnego ogrzewania), 7 – powrót ze źródła górnego, 8 – powrót do źródła dolnego



W warunkach okresu grzewczego zewnętrznych temperaturach -5/+5^{0}C zastosowanie pompy absorpcyjnej jest korzystne, natomiast przy temperaturach +13 ÷ + 15^{0}C efektywniejsza jest pompa sprężarkowa

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 dobrej koherentności i łatwej dostępności. Charakteryzują się małymi zmianami temperatur w ciągu roku i dla warunków klimatycznych Polski wynoszą przeważnie 5 – 12^{0}C. Wody te mogą być kierowane bezpośrednio do parownika, a przy dużym zasoleniu może być zastosowany pośredni wymiennik ciepła. Wadę stanowi wysoki inwestycyjny i eksploatacyjny ujęcia

Grunt może być użyty jako dolne źródło tylko dla pomp ciepła o stosunkowo niewielkich wydajnościach cieplnych. Energia cieplna jest akumulowana w około 10-cio metrowej warstwie gruntu. Przyjmuje się, że na tej głębokości temperatura jest równa średniorocznej temperaturze powietrza i wynosi dla naszych warunków klimatycznych 7 – 8^{0}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 i wynosi ok. 11÷17^{0}C w lecie i -1/-5^{0}C w zimie. Wartości odchyleń temperatury od wartości średniorocznej zależą od właściwości fizycznych gleby i głębokości

Powietrze atmosferyczne charakteryzuje się dużą zmiennością temperatur zarówno w okresie dobowym, jak i w całym okresie grzewczym. W zakresie temperatur ujemnych występują poważne problemy z oszranianiem i odtajaniem urządzeń. Wyjątek stanowi możliwość pobierania ciepła z pomieszczeń w okresie międzygrzewczym poprzez nieczynną instalację centralnego ogrzewania i wykorzystanie ciepła np. do podgrzewu ciepłej wody użytkowej, jednak praca pompy ciepła jest tu ograniczona właśnie do okresu międzygrzewczego. Natomiast koszty inwestycji są pomniejszone o koszty wykonania wymiennika dolnego źródła ciepła oraz występują korzystne temperatury powietrza. Dolne źródła ciepła stanowić może również odpadowe ciepło technologiczne i komunalne (np. chłodnie kominowe i wentylatorowe, układy wentylacyjne itp.)

Nakłady inwestycyjne są zróżnicowane i zależą głównie od rodzaju dolnego źródła ciepła i sposobu jego ujęcia. Dla instalacji o mniejszych mocach koszt wykonania ujęcia dolnego źródła nierzadko przewyższa koszt zakupu samej pompy ciepła. Efektywność energetyczna zależna jest głównie od różnicy temperatur między dolnym i górnym źródłem ciepła.

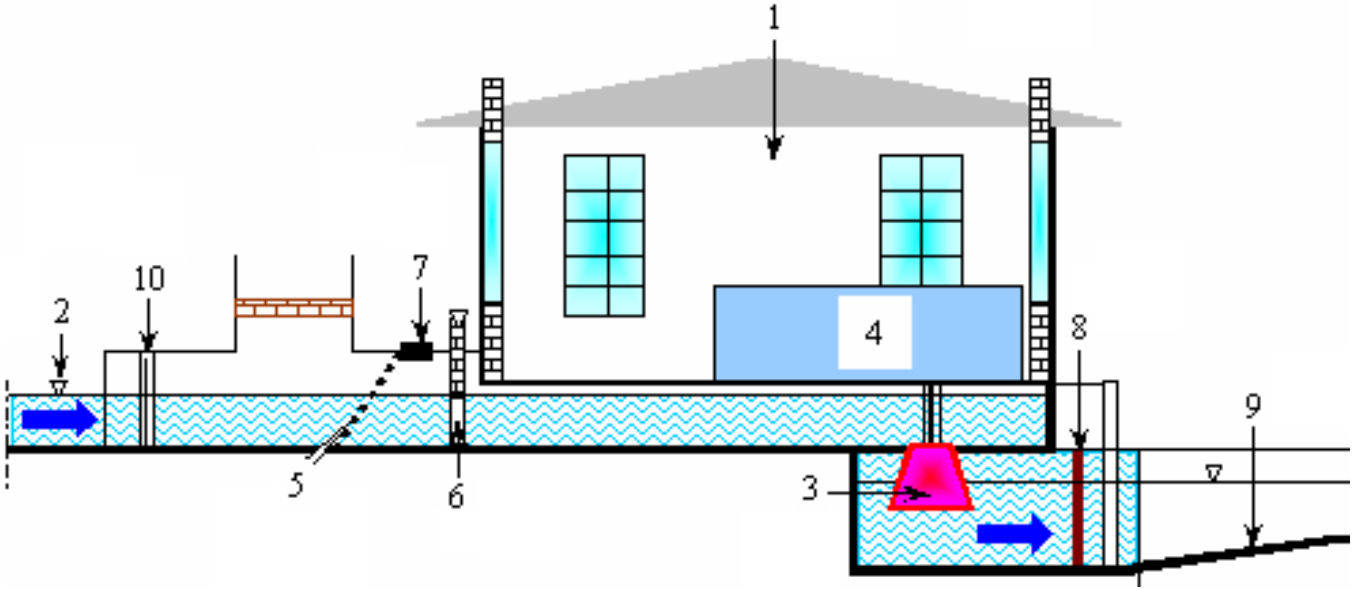
Efektywność energetyczna zależna jest głównie od różnicy temperatur między dolnym i górnym źródłem ciepła. Przesądza to o tym, że dla celów centralnego ogrzewania o parametrach zbliżonych do nominalnych (+ 90/70^{0}C), pompy ciepła są urządzeniami niekoherentnymi. W przypadku ciepłej wody użytkowej wymagających temperatury w granicach + 50/60^{0}C efektywność pompy ciepła jest trwale niska. Poza tym stosowanie pośrednich wymienników, zarówno na górnym jak i na dolnym źródle znacznie pogarsza efektywność energetyczną pomp ciepła

Koszt eksploatacji ograniczony jest praktycznie do kosztu energii elektrycznej. Dla odbiorców indywidualnych cena zakupu energii elektrycznej przy liczniku jednotaryfowym (taryfa G11) wynosi około 0,35 ÷ 0,38 zł/kWh brutto, a dla odbiorców przemysłowych kupujących energię średniego napięcia (taryfa B-23) wynosi około 0,20 ÷ 0,24 zł/kWh (netto)

Energia odnawialna

Energia wodna (potencjał w Polsce 43 PJ/rok). **Energia rzek to około 20 % światowej produkcji energii elektrycznej (96% w Norwegii, 98% w Szwajcarii)**

Elektrownie przepływowe – na rzekach nizinnych (nie mają możliwości magazynowania wody i regulacji mocy elektrycznej)



1 – budynek elektrowni. 2 – poziom wody w rzece, 3 – turbina, 4 – komplet urządzeń do zamiany energii mechanicznej na elektryczną, 5 – kraty wlotowe, 6 – zamknięcie, 7 – pomost obsługi krat, 8 – wnęki na zastawki remontowe, 9 – umocnienie dna rzeki na wylocie wody, 10 – wnęki na zastawki remontowe

Elektrownie regulacyjne – z dużymi zbiornikami – regulacja mocy w cyklu dobowym i tygodniowym (zabezpieczenie przeciw powodziowe)

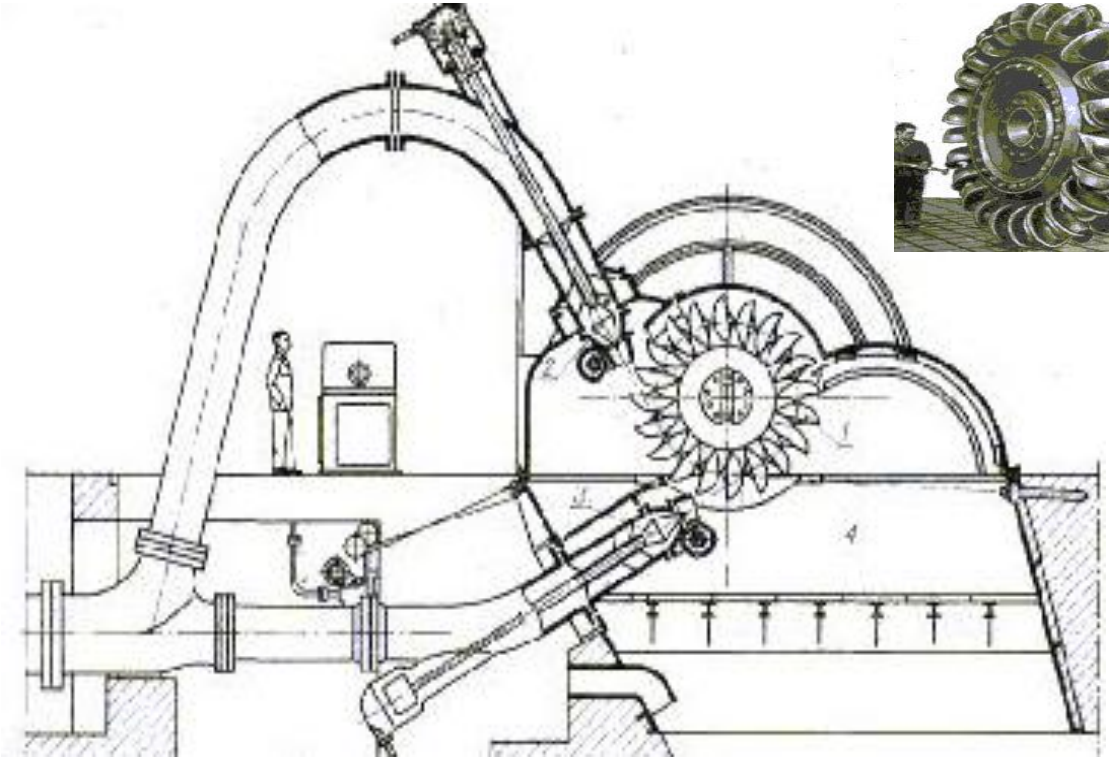
Elektrownie kaskadowe – szereg połączonych zbiorników (indywidualna i globalna regulacja i zabezpieczenie przeciwpowodziowe)

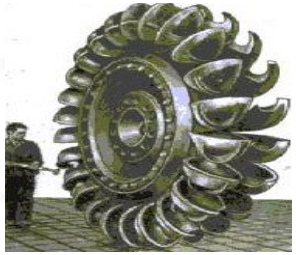
Elektrownie pompowo-szczytowe przetwarzają w okresie nocnym kłopotliwą w **magazynowaniu energię** elektryczną na energię potencjalną wody i zwracają ją do sieci w okresie szczytowego zapotrzebowania w ciągu dnia

Wykorzystuje się dwa połączone rurociągiem zbiorniki wodne położone na różnych poziomach – urządzenie umieszczone na rurociągu pracuje jako pompa przy napełnianiu zbiornika górnego i jako turbina przy jego opróżnianiu

Nie każda hydroelektrownia wyposażona jest w zaporę, ale częścią każdej jest sprzęgnięta z generatorem energii elektrycznej turbina wodna

Turbina wodna (silnik wodny rotodynamiczny bądź też turbina hydrauliczna) **przetwarza mechaniczną energię przepływającej przezeń wody na użyteczną pracę mechaniczną**



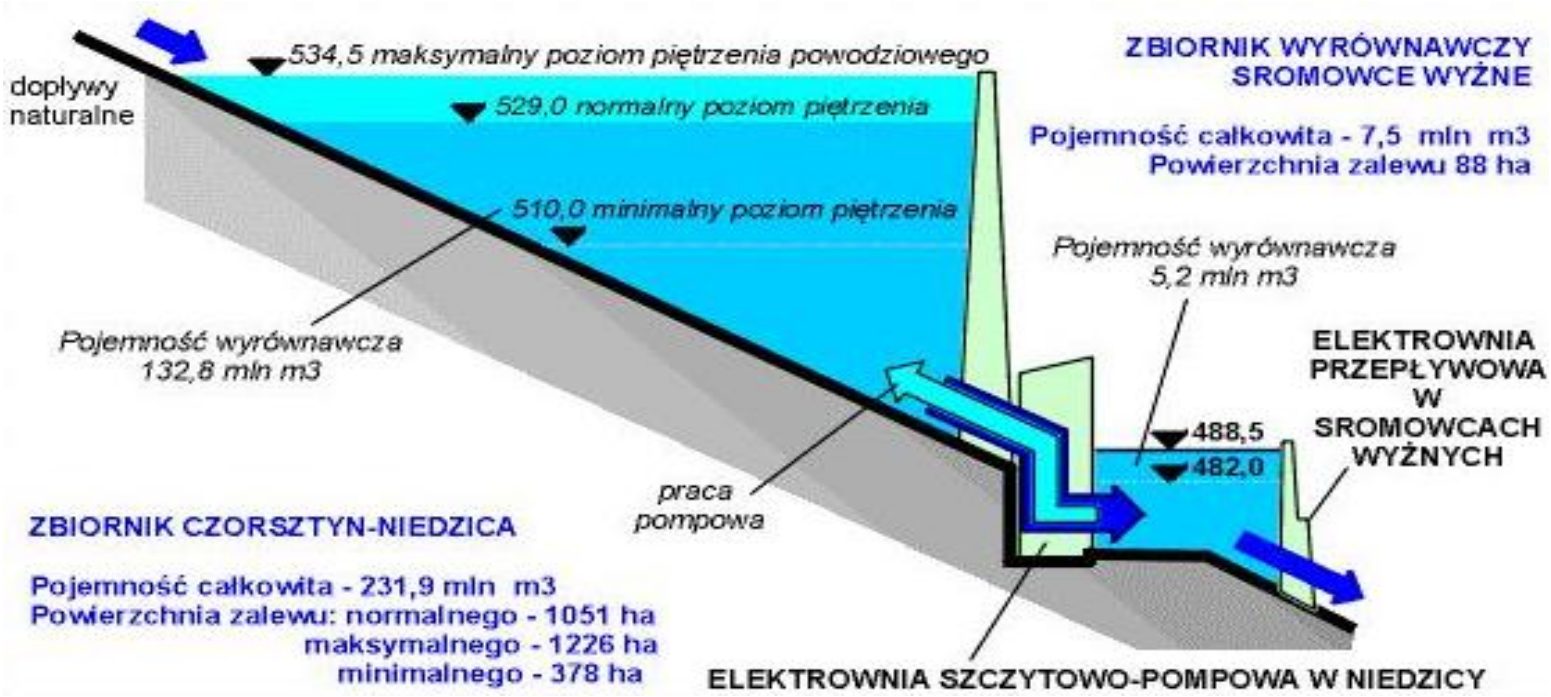


RODZAJ TURBINY	SPADY	WYRÓŻNIKI SZYBKOBIEŻNOŚCI
Pelton	300 ÷ 2000 m	2÷35
Francis	20 ÷ 600 m	50÷450
Deriaz	13 ÷ 300 m	250÷500
Kapłan i śmigłowe	3 ÷ 80 m	300÷1000
Bańki – Michella	1 ÷ 60 m	>1000

Woda doprowadzana jest do wirnika (1) dwiema dyszami (2 i 3), a struga wody uderza w *czarkę* wirnika (dzięki budowie czarek struga ulega podzieleniu). Każda część strugi zostaje odchylona w kierunku przeciwnym do prędkości obwodowej wirnika i oddaje energię kinetyczną i opada do komory wirnika (4)

Generator. Turbina wodna zamienia energię kinetyczną na mechaniczną, zaś połączony z turbiną generator z energii mechanicznej generuje energię elektryczną.

Linie przesyłowe. Wyprodukowaną w elektrowni energię elektryczną transmitują na miejsce odbioru linie przesyłowe. Uzyskany prąd ma niekiedy zbyt niskie napięcie, by można go było efektywnie przesyłać na dalekie dystanse. By zminimalizować straty energii, elektryczność kieruje się najpierw do stacji transformatorów, które odpowiednio zwiększają jej napięcie



Moc elektrowni wodnej (P) oszacować można z zależności:

$$P = 8 \times V_W \times H$$

V_W to przepływ wody rzecznej (m^3/s), zaś H jest wysokością spadu użytecznego strumienia wody (m), w zależności od tej wysokości elektrownie wodne dzieli się na niskospadowe (H = 2 ÷ 20 m), średniospadowe (H = 20 ÷ 150 m) i wysokospadowe (H > 150m)

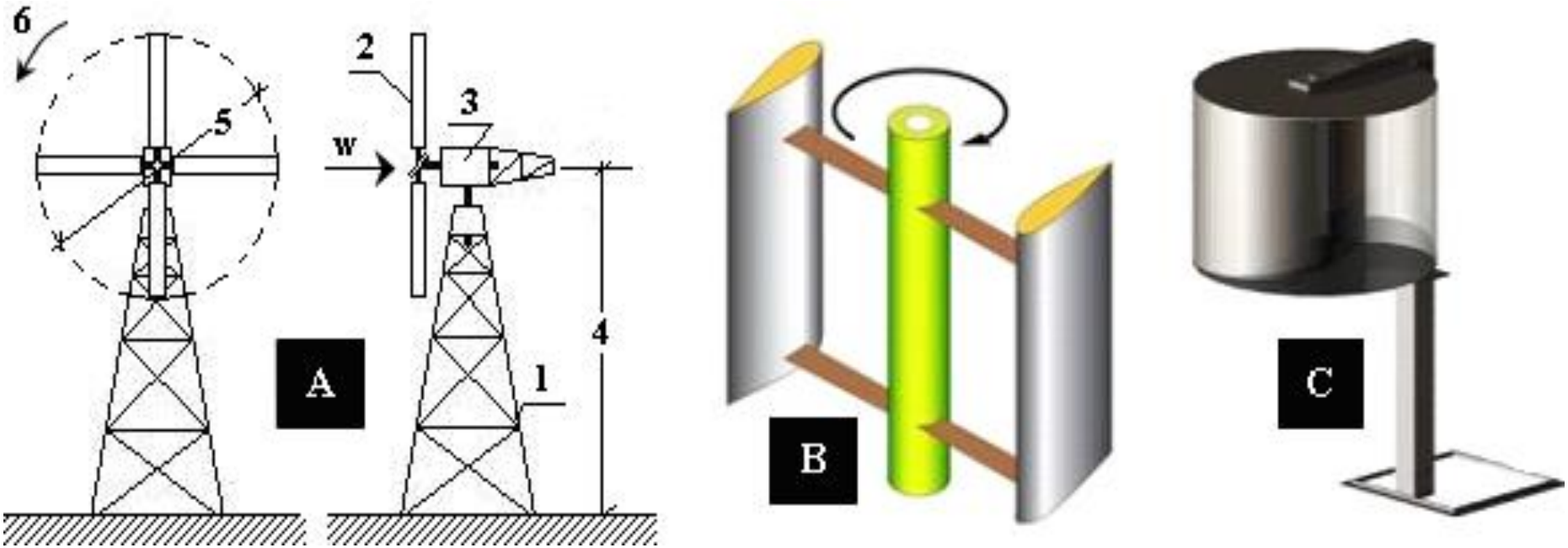
Rodzaj	Nazwa	Moc, MW
szczytowo-pompowa	**Żarnowiec**	**680**
szczytowo-pompowa	**Porąbka-Żar**	**500**
szczytowo-pompowa	**Żydowo**	**150**
przepływowa	**Włocławek**	**160**
przepływowa	**Solina**	**138**
przepływowa	**Dychów**	**80**
przepływowa	**Rożnów**	**50**

Energia wiatru (potencjał w Polsce 36 PJ/rok)

Energia wiatru pochodzi stąd, że około 1 ÷ 2% energii promieniowania słonecznego docierającego w czasie 1 sekundy do Ziemi przemienia się w energię kinetyczną prądów powietrza, która stanowi moc 1000 ÷ 2000 TW

Moce największych silników wiatrowych napędzających generatory prądu elektrycznego wynoszą kilka MGW, jednak najbardziej ekonomiczne są jednostki o mocy 200 ÷ 400 kW. Użyteczna prędkość wiatru wynosi 3-15 m/s

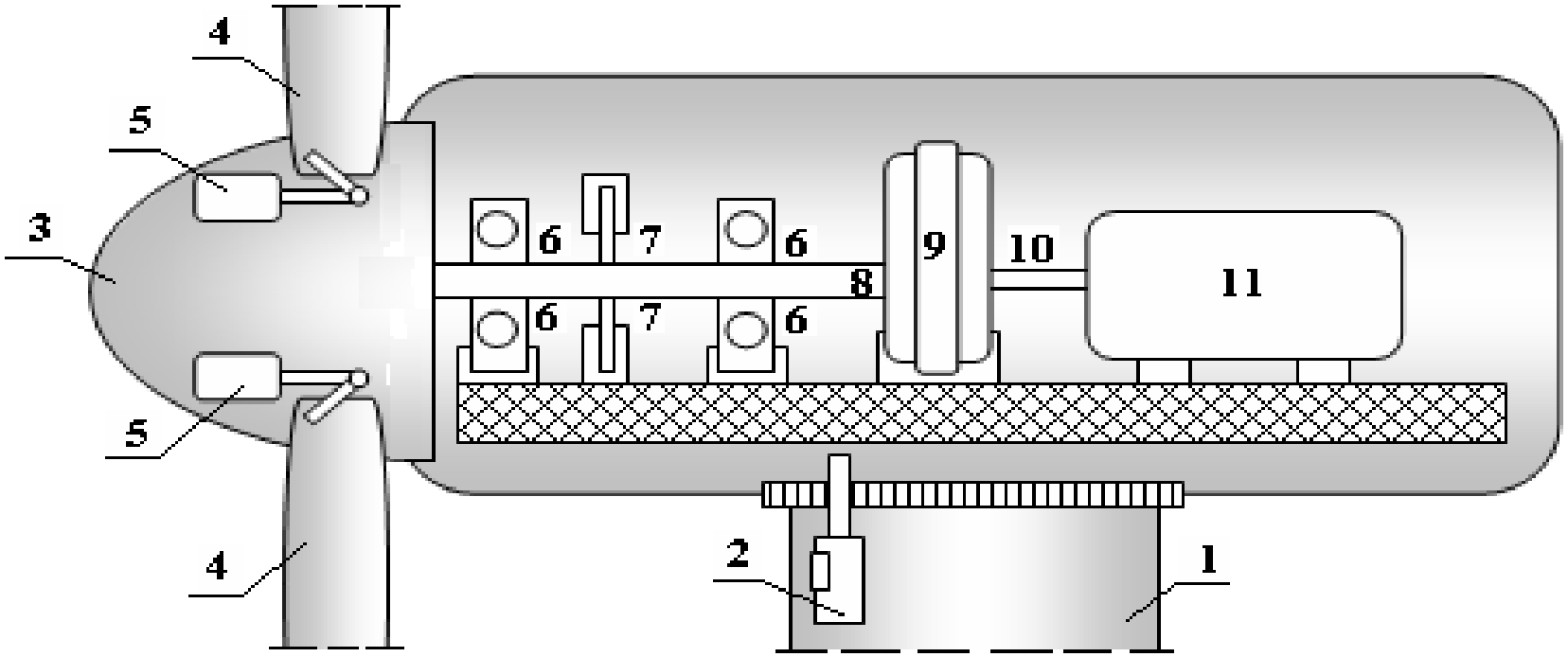
Podstawowym elementem elektrowni wiatrowych są turbiny wiatrowe (bębnowe, karuzelowe, rotorowe (Savoniusa), wielopłatowe, Darrierusa, śmigłowe itd.).



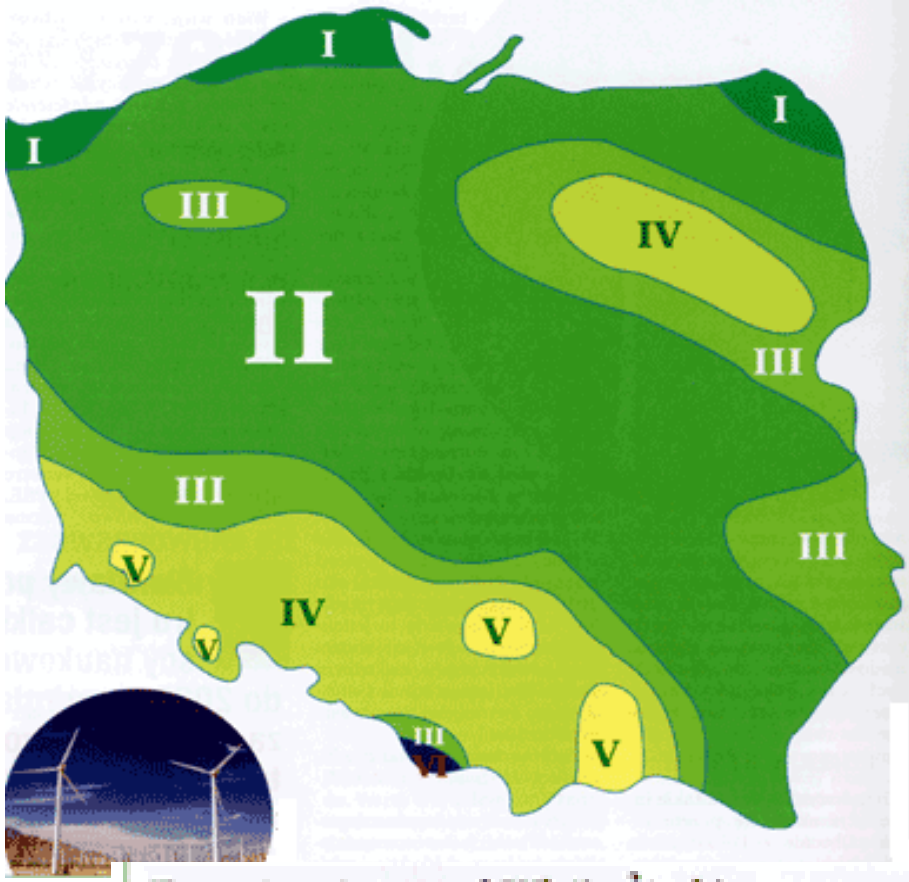
Przykłady silników wiatrowych o osi równoległej do kierunku naporu wiatru (A) i do niego prostopadłej (B – turbina Darrieusa C – Savoniusa nazywana także silnikiem rotorowym): 1 – wieża (maszt), 2 – skrzydło, 3 – gondola, 4 – piasta, 5 – średnica, 6 – obrót, w – kierunek wiatru

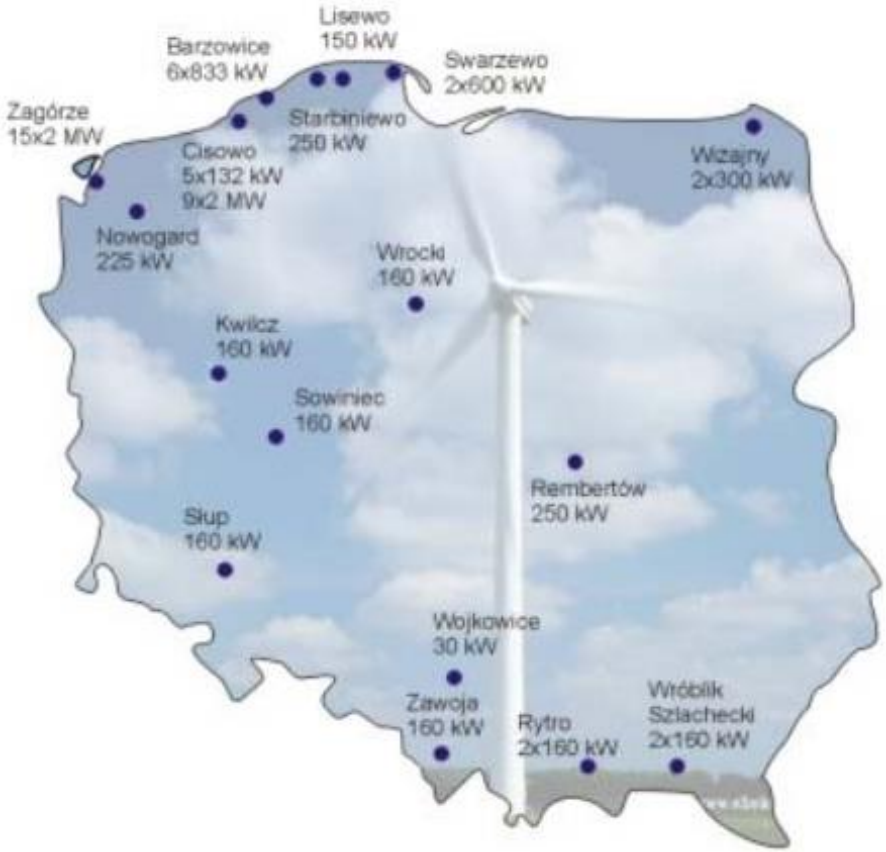
Niewielki procent wszystkich turbin wiatrowych stanowią turbiny o pionowej osi obrotu (Darrieusa i Savoniusa). Turbiny te nie powinny być jednak stosowane w rejonach o słabych warunkach wiatrowych, są one mniej wydajne niż turbina o poziomej osi obrotu i nie nadają się do produkcji energii elektrycznej

Najczęściej są stosowane turbiny śmigłowe



Turbina śmigłowa o poziomej osi obrotu: 1 – wieża, 2 – serwomechanizm kierunkowania, 3 – piasta, 4 – łopaty wirnika, 5 – serwomechanizm ustawiania łopat, 6 – łożyska, 7 – hamulec, 8 – wał wolnoobrotowy, 9 – skrzynia przekładniowa, 10 – wał szybkoobrotowy, 11 – generator





Energia wiatru w kWh/(m²/rok)

	Na wysokości 10 m	Na wysokości 30 m
Strefa I Bardzo korzystna	powyżej 1000	powyżej 1500
Strefa II Korzystna	750-1000	1000-1500
Strefa III Dość korzystna	500-750	750-1000
Strefa IV Niekorzystna	250-500	500-750
Strefa V Bardzo niekorzystna	mniej niż 250	mniej niż 500
Strefa VI Szczytowe partie gór	tereny wyłączone	

W celu zwiększenia uzyskiwanej mocy budowane są tzw. farmy wiatrowe, zespoły wielu ustawionych obok siebie elektrowni wiatrowych

Dla małych elektrowni o mocy od kilkunastu do kilkudziesięciu kW całkowity koszt budowy z podłączeniem do sieci szacuje się na 100÷150 tys. zł. Ilość uzyskanej energii, pozwala na całkowity zwrot kosztów w przeciągu 4÷5 lat (przy korzystnych warunkach wietrznych); w warunkach niekorzystnych może być on 3÷5 razy dłuższy, włączając w to koszty eksploatacyjne i zakładając żywotność urządzeń około 20 lat. W Polsce działa 42 elektrowni wiatrowych o mocy > 30kW przyłączonych do sieci publicznej(1)

---

(1) - w Europie aktualnie (2010 rok) zainstalowane jest około 40000 MW a w Polsce jedynie 280 MW (ponad 140 razy mniej). Światowy potencjał energii zawartej w wietrze którą jesteśmy w stanie wykorzystać technicznie stanowi równowartość 5,5 miliardów baryłek ropy naftowej

Inwestycje energetyki wiatrowej pochłaniają znaczne nakłady, dlatego konieczne jest wnikliwe opracowanie studiów wykonalności wraz ze szczegółowymi pomiarami zasobów energetycznych wiatru, które trwają zazwyczaj 3 ÷ 5 lat

W strukturze kosztów uwzględnia się nakłady inwestycyjne na środki trwałe, kapitałowe koszty przedprodukcyjne i koszty eksploatacyjne. Średni skład pierwszych z nich to: nakłady na zakup gruntów (2 ÷ 9 %), na budowę dróg dojazdowych (2 ÷ 3 %), na fundamenty (3 ÷ 5 %), na zakup siłowni wiatrowych (60 ÷ 70 %), transport siłowni wraz z montażem (około 5%) oraz podłączenie energetyczne wraz z linią kablową (10 ÷ 20%). Inwestycja w 1 MW energii z wiatru wynosi około 1,5 mln euro

Przedprodukcyjne koszty kapitałowe nie przekraczają 2 ÷ 3 % całkowitych nakładów, a składają się na nie projekty techniczne i studium wykonalności (około 72 %), badania zasobów energetycznych wiatru (około 12%), opłaty prawne i administracyjne (około 7 %) i badania geologiczne (około 9 %)

Specyfiką energii wiatrowej jest to, że wymaga ona wysokich nakładów inwestycyjnych, za to koszty eksploatacyjne są relatywnie niskie i sprowadzają się często do kosztów obsługi urządzeń i konserwacji (?). Przykładowo, roczne koszty eksploatacyjne elektrowni wiatrowych wynoszą zaledwie 2 ÷ 3% nakładów inwestycyjnych Koszty inwestycyjne budowy elektrowni wiatrowych utrzymują od wielu lat tendencje spadkową.

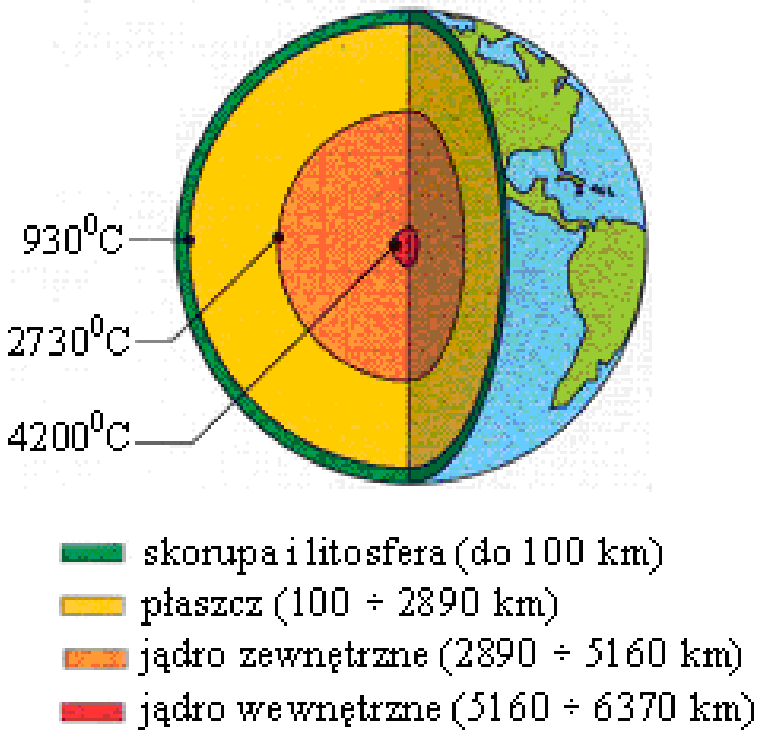
Koszty eksploatacyjne charakteryzują się relatywnie niskimi kosztami operacyjnymi. Wynoszą one 50 ÷ 60 % ceny siłowni w skali jej faktycznej żywotności. Jednak w strukturze kosztów eksploatacyjnych dominuje przede wszystkim amortyzacja oraz koszty finansowe wynikające z dużych nakładów na środki trwałe

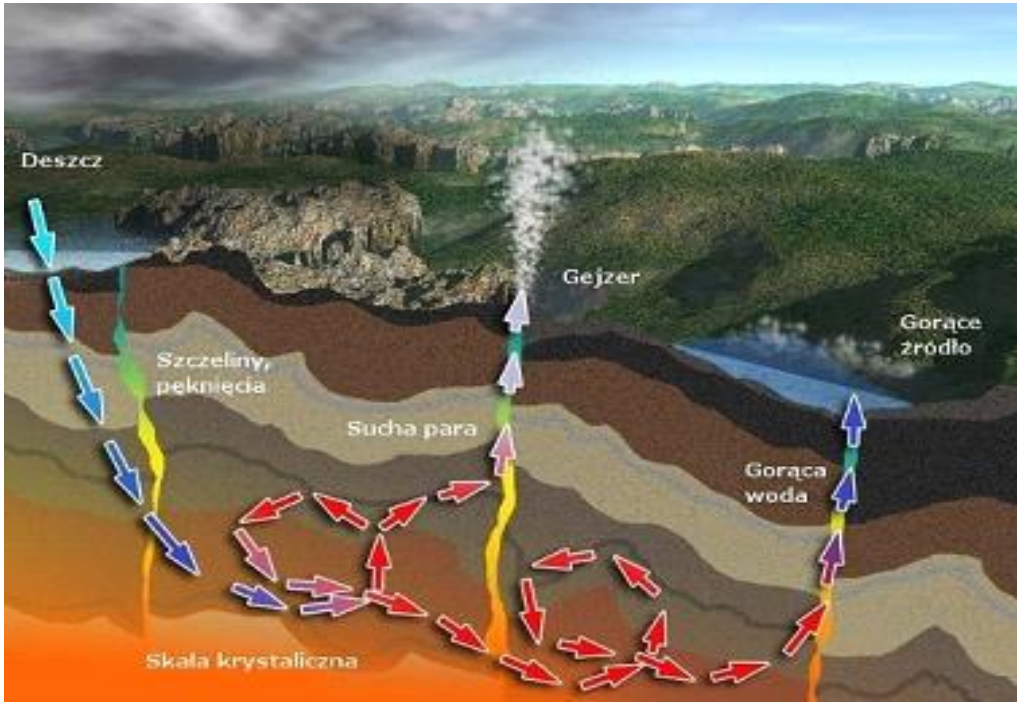
Ceny sprzedaży energii uzyskiwanej z turbin wiatrowych kształtują się od 0,15 do 0,50 zł/kWh(1)

---

(1) - w niektórych krajach europejskich ustalono cenę za energię wiatrową na 0,2 zł/kWh; przewiduje się, że koszt prądu elektrycznego wytworzonego z energii wiatru obniży się do 0,03 USD/kWh w 2013 roku do 0,0254 USD/kWh w 2020 roku

Energia geotermalna (potencjał w Polsce 1500 PJ/rok)



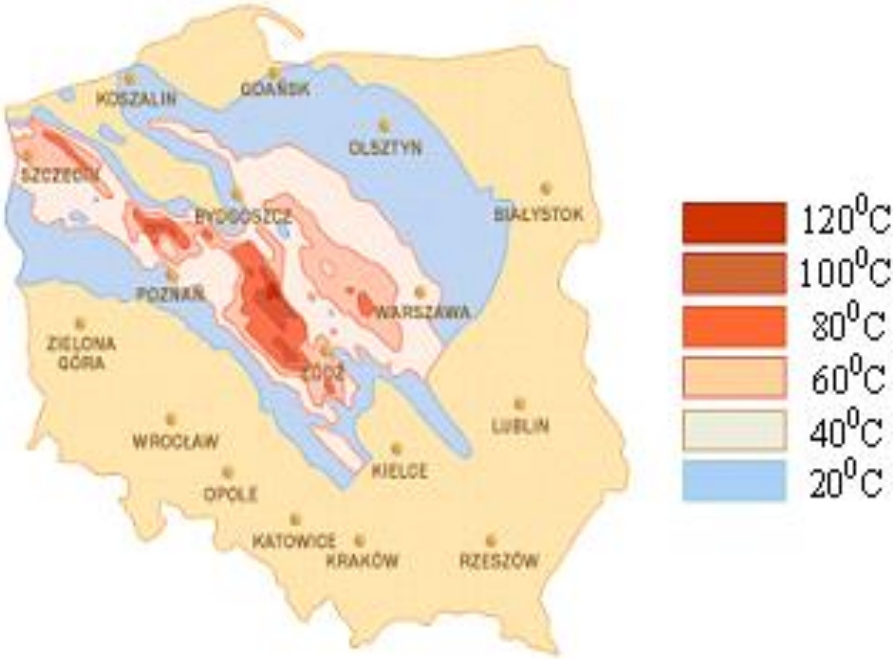


Energia geotermalna niskotemperaturowa występuje poniżej głębokości l ÷ 1,5 m w skalach i wodach je wypełniających

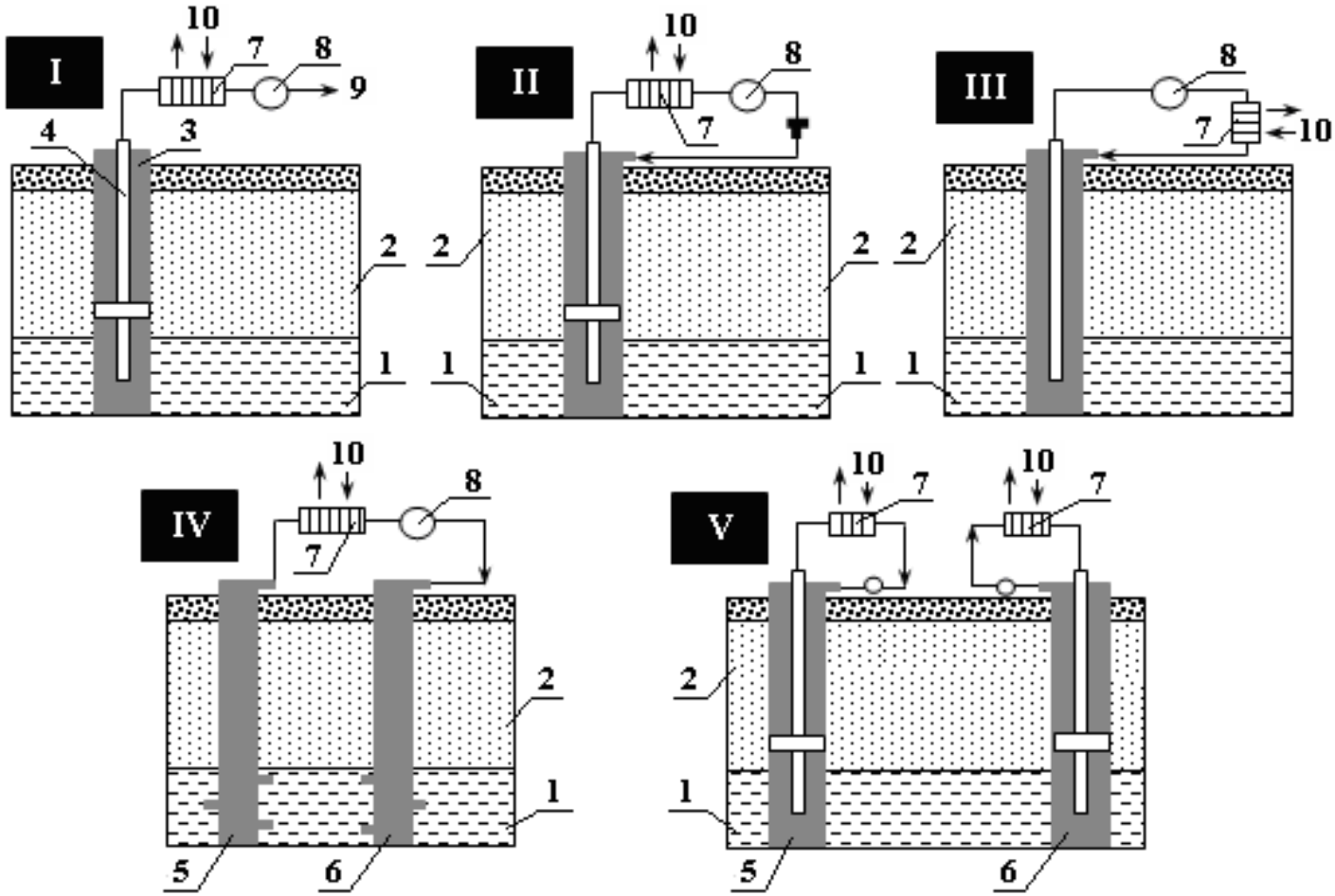
Źródłem ciepła geotermalnego jest rozpad pierwiastków promieniotwórczych w głębi Ziemi. Energię uzyskuje się przede wszystkim przy wykorzystaniu wód podziemnych

Energia geotermalna jest obecna praktycznie w każdym zakątku Ziemi. Potencjał geotermalny jest <u>380000 razy większy</u> niż całkowite roczne zużycie energii pierwotnej na Ziemi, jednak jej wykorzystanie nie zawsze jest możliwe ze względu na skład chemiczny wody oraz znaczne ceny odwiertów (zbliżone do kosztów wierceń szybów gazowych i naftowych)

Polska ma dobre warunki geotermalne; 60 ÷ 80 % powierzchni jest pokryte przez obszary geotermalne: centralno-europejskie, przed-karpackie i karpackie. Temperatura wody w tych obszarach waha się od + 30^{0}C do ponad + 120^{0}C (lokalnie nawet do + 200^{0}C), a głębokość występowania w skałach osadowych wynosi 1 ÷ 10 km



Naturalny wypływ zdarza się rzadko (w Sudetach)



I – jednootworowy, II – eksploatacyjno-chłonny, III – z wymiennikiem otworowym, IV – dwuotworowy, V – dwuotworowy układ eksploatacji i zatłaczania z zachowaniem warunków ciśnieniowych, 1 – warstwa wodonośna, 2 – warstwa skał, 3 – odwiert, 4 – przewód wydobywczy, 5 – odwiert eksploatacyjny, 6 – odwiert chłonny, 7 – wymiennik ciepła, 8 – pompa, 9 – zrzut wody (np. do utylizacji, 10 – obiór ciepła

System otwarty z jednym otworem (I) **jest rozwiązaniem tanim inwestycyjnie. Działanie takiego systemu jes rzadko stosowane i może prowadzić do szybkiego wyczerpania się zasobów, szkód w środowisku wodnym lub niszczenia urządzeń, szczególnie w przypadku wysokiej mineralizacji wód. Rozwiązanie to może by korzystne dla wód niezmineralizowanych (o stężeniu kamienia naturalnego poniżej 1 g/m^3), a utylizacja wykorzystanej wody może polegać na zbieraniu w zbiorniku retencyjnym**

Przy jednym otworze eksploatacyjnym można jednocześnie wydobywać i zatłaczać wodę geotermalną (II). **Eksploatacja odbywa się przez przewody wydobywcze, a zatłaczanie odbywa się np. przestrzenią pierścieniową, czyli między przewodami okładzinowymi i wydobywczymi. Układ taki nie wpływa jednak korzystnie na środowisko naturalne i powoduje szybką degradację wód wgłębnych**

Pozyskiwanie ciepła ze skał górotworu może być realizowane za pomocą jednego otworu wyposażonego w centrycznie ułożone przewody; utworzone zostaje źródło ciepła w postaci zamkniętego wymiennika (III). W przestrzeń między rurową doprowadzana jest zimna woda, która ogrzewana jest ciepłem górotworu. Po ogrzaniu może być kierowana do instalacji ciepłowniczych. Systemem zamkniętym jest także układ dubletowy (IV). Woda geotermalna wydobywana jest jednym otworem i przepływa przez wymiennik ciepła. Następnie po oddaniu ciepła wodzie obiegowej powraca do warstwy wodonośnej przewodem powrotnym. Stosowanie takiego zamkniętego rozwiązania jest korzystne, pozwala na utrzymanie parametrów złoża i zapobiega przedostawaniu się do środowiska wód wysokim stopniu mineralizacji. Modyfikacją tego rozwiązania jest układ dwóch otworów wykorzystywanych jako eksploatacyjno-chłonne (V) łączący zalety rozwiązań poprzednich. Do dyspozycji są dwa otwory, z których każdy wykorzystywany jest jako otwór eksploatacyjno-chłonny

Odbiór ciepła geotermalnego

Układ monowalentny

Ciepłownia geotermalna

Odbiorcy ciepła

Wzrost kosztów pozyskiwania ciepła, niska wartość rocznego wykorzystania dyspozycyjnej mocy źródła. Rozwiązanie wymaga wysokich temperatur wody i rzadko występuje w praktyce.

Układ biwalentny

Ciepłownia geotermalna

Źródło wspomagające

Odbiorcy ciepła

Źródło geotermalne wspomagane jest konwencjonalnymi kotłami. Pełniejsze jest wykorzystanie mocy źródła przez cały sezon grzewczy (jedynie w okresie szczytowego zapotrzebowania może nastąpić niewielki niedobór).

Układ kombinowany

Ciepłownia geotermalna

Odbiorcy ciepła (I)

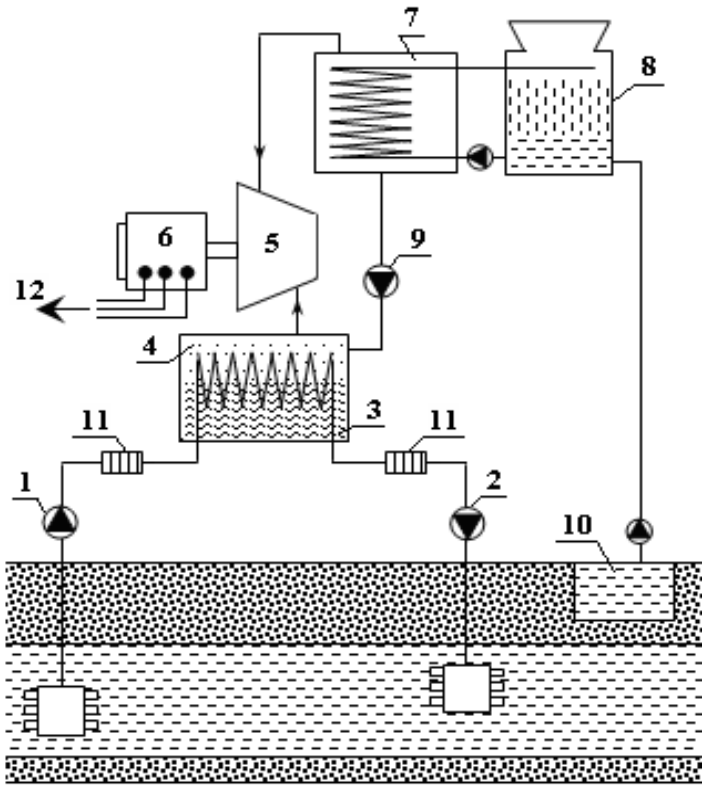
Wspomaganie (I)

Wspomaganie (II)

Odbiorcy ciepła (II)

Ciepło wytwarzane jest w części przez instalację geotermalną, a w części źródła tradycyjne. Takie powiązanie mocno zwiększa stopień wykorzystania mocy źródła geotermalnego.

Jednym z zastosowań ciepła Ziemi jest budowa elektrowni geotermalnej do produkcji prądu elektrycznego



Zasada produkcji energii elektrycznej z energii geotermalnej:

1 – pompa wydobywcza (umieszczona na odwiercie produkcyjnym), 2 – pompa zatłaczająca, 3 – czynnik roboczy, 4 – para, 5 – turbina, 6 – generator, 7 – skraplacz, 8 – chłodnia kominowa, 9 – pompa obiegowa, 10 – wody powierzchniowe, 11 – filtry, 12 – pobór energii elektrycznej

Woda geotermalna oddaje ciepło czynnikowi termodynamicznemu właściwego obiegu, a następnie jest zatłaczana z powrotem do złoża. Czynnik w postaci pary jest skierowany do turbiny wytwarzającej prąd elektryczny. Skroplony czynnik termodynamiczny w skraplaczu zawracany jest do wymiennika gdzie ulega ponownemu odparowaniu

Eksploatacja energii geotermalnej powoduje jednak poważne problemy ekologiczne, z których najważniejszy polega na kłopotach wiązanych z emisją szkodliwych gazów uwalniających się z geopłynu

Dotyczy to przede wszystkim siarkowodoru H_2S, który powinien być pochłaniany w odpowiednich instalacjach, co dość istotnie podnosi koszt produkcji energii elektrycznej

Inne potencjalne zagrożenie dla zdrowia powoduje radon, produkt rozpadu radioaktywnego uranu, wydobywający się wraz z parą ze studni geotermalnej

Działają 4 instalacje geotermalne: Bańska-Biały Dunajec, Pyrzyce, Mszczonów i Uniejów (o łącznej mocy około 75 MW)

Zaawansowane są prace nad uruchomieniem ujęć: Żyrardów, Skierniewice, Stargard Szczeciński

Eksploatacja wód geotermalnych jest opłacalna gdy ich wydobywanie nie przekracza głębokości 2000 m, temperatura wynosi około + 65^{0}C, a zasolenie jest mniejsze niż 30g/dm^3 (przy wykorzystaniu pomp ciepła opłacalne staje się korzystanie z wód o temperaturach około + 40^{0}C)

Budowa ciepłowni, elektrowni lub elektrociepłowni jest uzasadnione technicznie, natomiast ich opłacalność ekonomiczna jest nadal wątpliwa. Wątpliwość ta wynika głównie z faktu uwzględniania jedynie kosztów eksploatacji, przy pominięciu istotnych kosztów inwestycyjnych, a przede wszystkim ceny odwiertów, stanowiących średnio 30 ÷40 % kosztów całkowitych

Ze względu na te ceny budowa podobnej w swym parametrach ciepłowni opalanej węglem jest około o 25 % tańsza. Ale koszt otrzymania tej samej ilości ciepła z geotermii jest średnio ponad 50 % niższy od otrzymywanej z kotłowni węglowej i o 15 % niższy od opalanej gazem

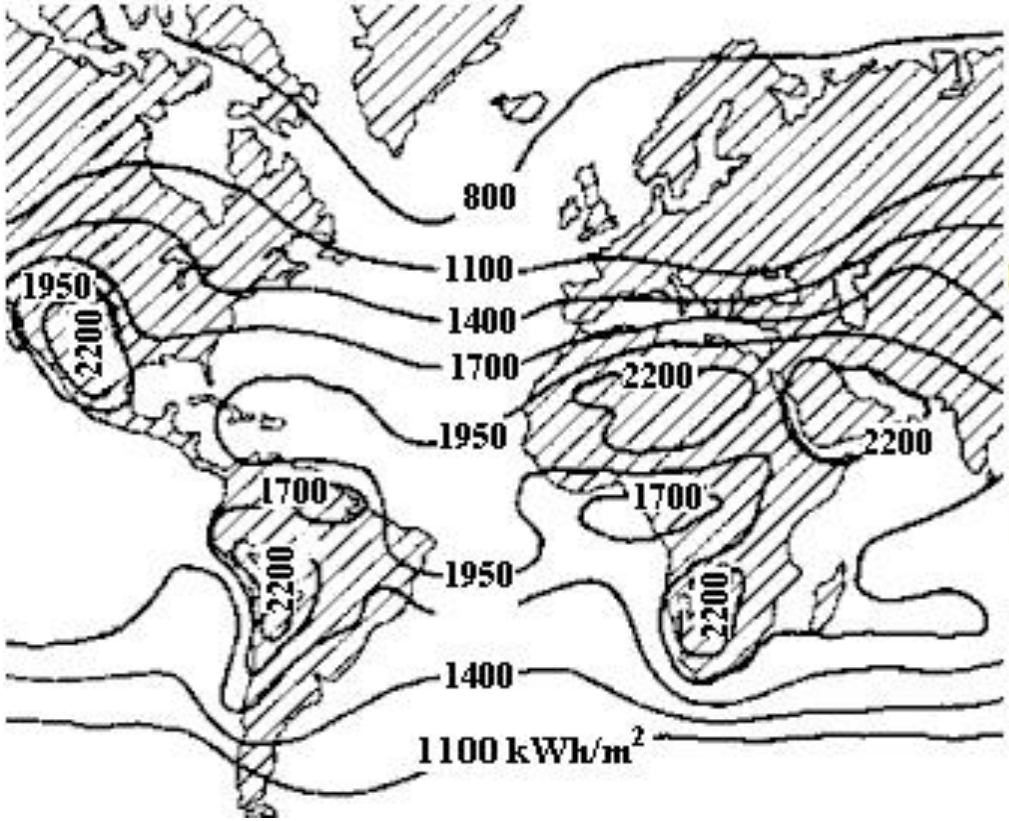
Koszt wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł geotermalnych w roku 2005 wynosił 50 ÷ 150 euro/MWh, a przewidywania wskazują na możliwość spadku tego kosztu do 40 ÷ 80 euro/MWh w roku 2020

Energia promieniowania słonecznego (potencjał w Polsce 1340 PJ/rok)

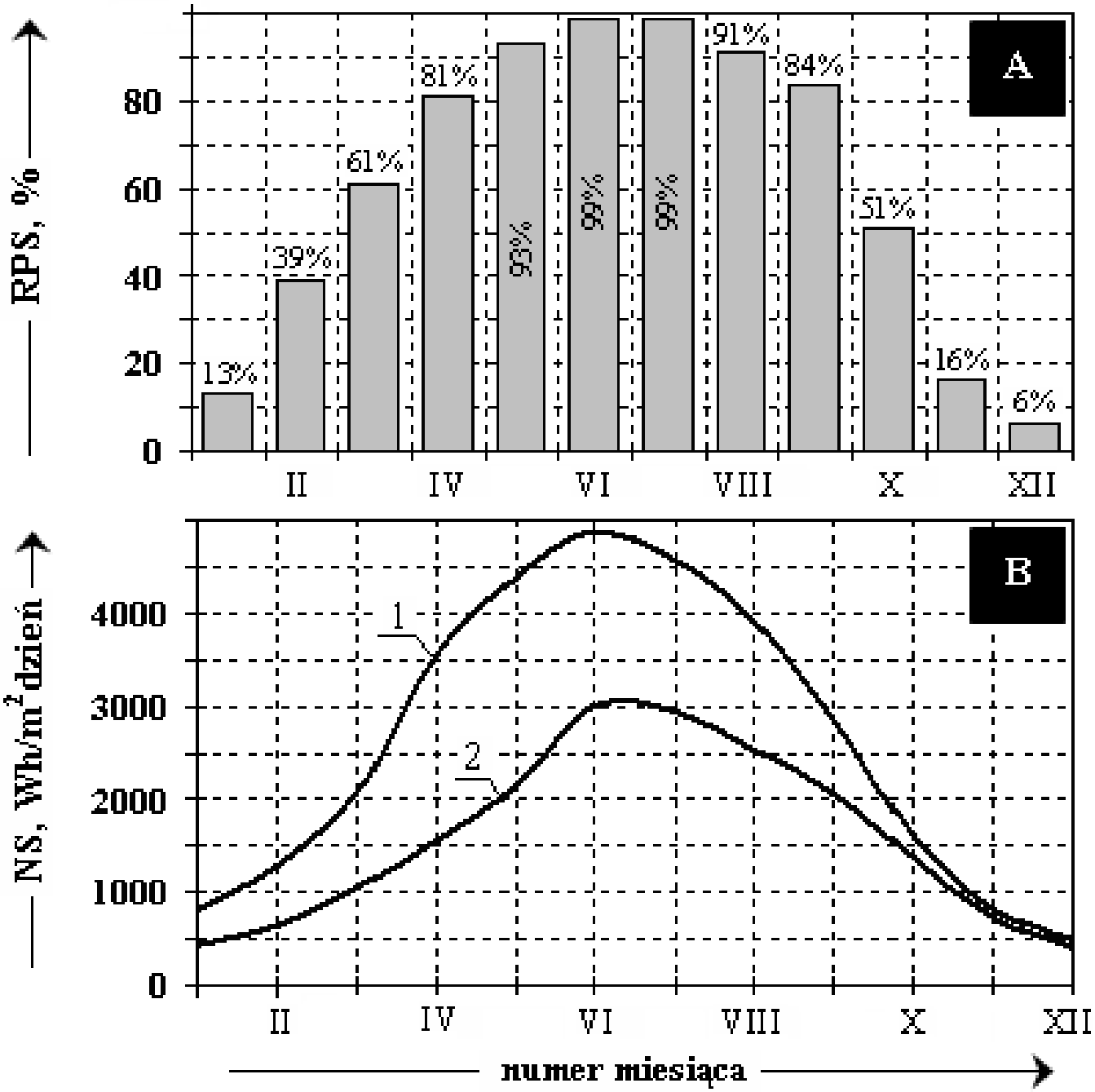
Ze względu na fizykochemiczną naturę przemian energetycznych promieniowania słonecznego wyróżnić można trzy rodzaje konwersji

- **konwersję fotochemiczną energii promieniowania słonecznego prowadzącą dzięki fotosyntezie do wiązania energii w związkach chemicznych budowanych przez rośliny w procesach asymilacji,**
- **konwersję fototermiczną prowadzącą do przetworzenia energii promieniowania słonecznego na ciepło,**
- **konwersję fotowoltaiczną prowadzącą do przetworzenia energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną**

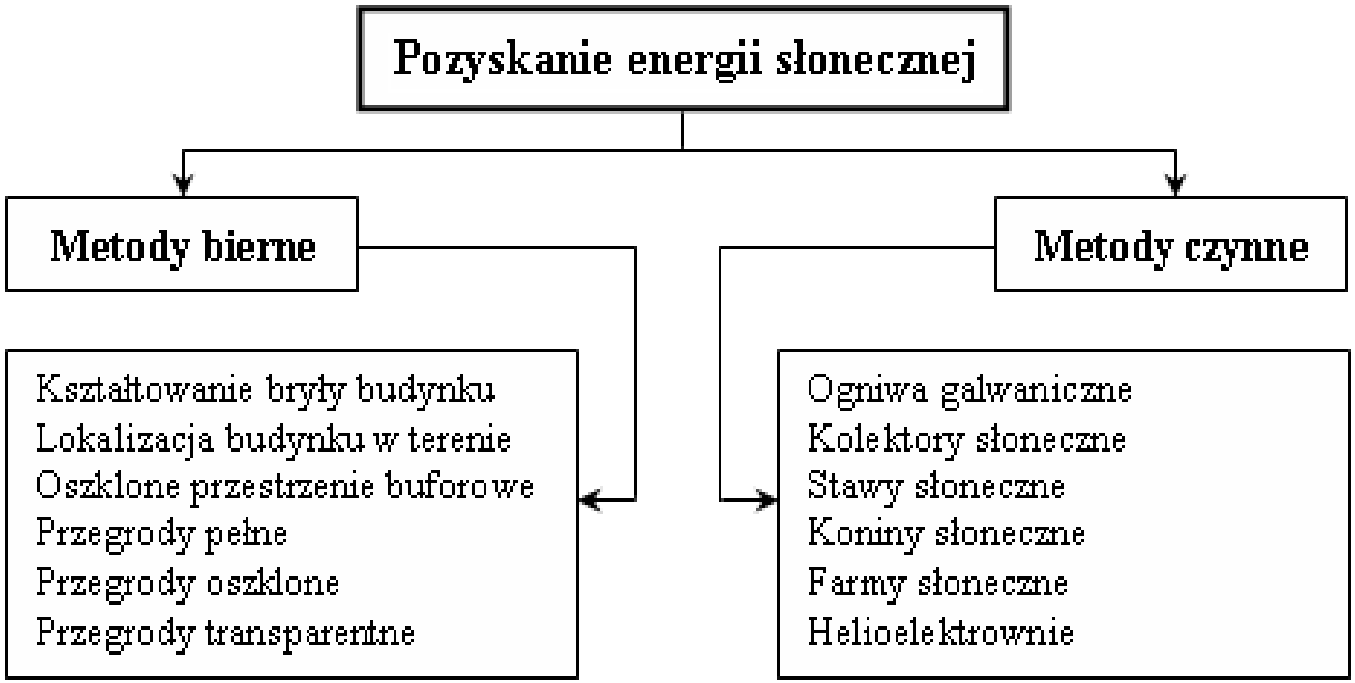
Blisko połowa dochodzącej do Ziemi energii ulega odbiciu, rozproszeniu i pochłonięciu w atmosferze. Każdy metr kwadratowy powierzchni słonecznej wypromieniowuje w ciągu sekundy w przestrzeń $62{,}86\times10^{6}$J (cała powierzchnia Słońca daje $3{,}826\times10^{26}$J0. Z tej energii do Ziemi dociera w każdej sekundzie 2×10^{17}J, co odpowiada 200×10^{12} W



Rozkład natężenia promieniowania słonecznego



1 – promieniowanie całkowite, 2 – promieniowanie bezpośrednie

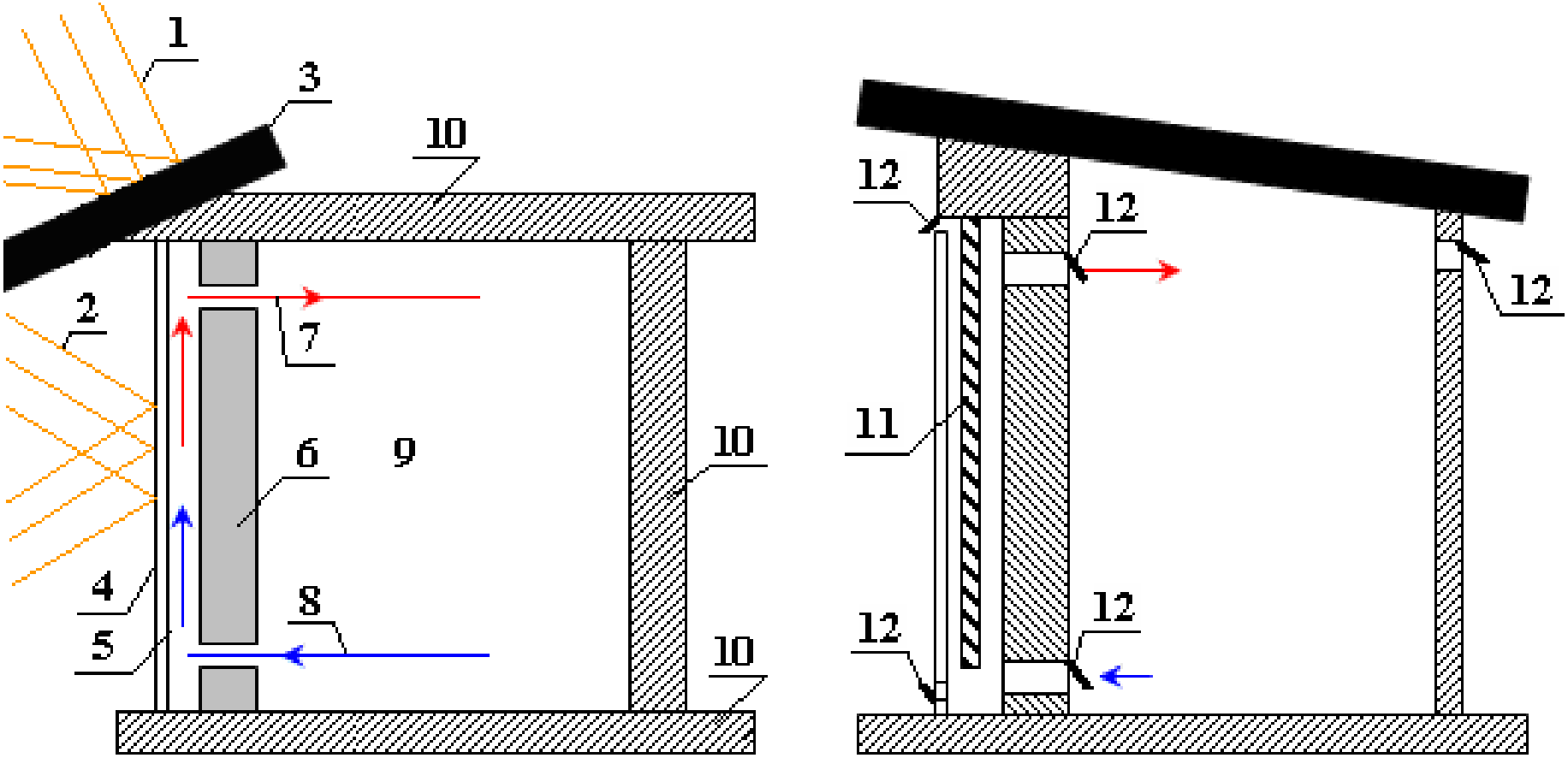


Energia słoneczna może i powinna być wykorzystana do biernego ogrzewania budynków. Rozwiązania te polegają na takim kształtowaniu bryły budynku i doborze składu materiałowego przegród, aby możliwe było pozyskiwanie energii słonecznej oraz właściwe nią gospodarowanie

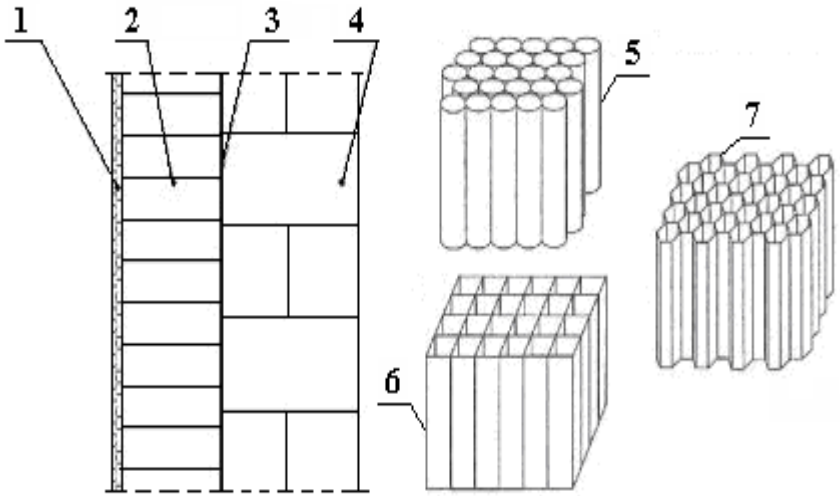
Prowadzą one do dopasowania struktury oraz bryły budynku do otoczenia, a następnie do wykorzystania energii zawartej w środowisku

Bryła budynku powinna być zwarta, a dach jednospadowy o prostej konstrukcji, wyposażona w poddasze użytkowe (mały współczynnik kształtu). Umieszczając budynek w terenie należy rozważyć także jego lokalizację w stosunku do stron świata, odległości od innych zabudowań, roślinności itp. Podstawowe działania w tym zakresie realizowane są przez tzw. architekturę słoneczną, zmierzającą do wykorzystania całej struktury budynków lub jej elementów jako kolektorów ciepła z zastosowaniem jedynie środków techniki budowlanej

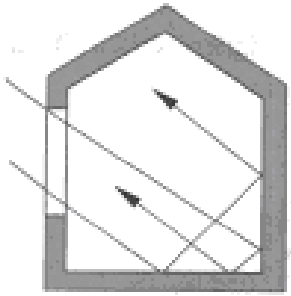
Do integralnych składników bezpośrednich zysków ciepła należą elementy helioaktywne, jakimi są: klimatyczne strefy buforowe (szklarnie, ogrody zimowe oraz elementy zacieniające takie jak okapy, zadaszenia, osłony), okna słoneczne i przegrody kolektorowo-akumulacyjne. Ponadto, pomieszczenia o niższej temperaturze powinny być umieszczane przy przegrodach skierowanych na północ, a pomieszczenia o temperaturze wyższej lokalizowane po stronie południowej lub południowo-zachodniej



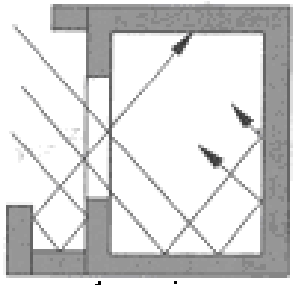
Zasada działania ściany Trombe'a: 1 – promienie słoneczne (lato), 2 – jw., lecz zima, 3 – dach, 4 – szyba, 5 – przestrzeń powietrzna, 6 – ścianka akumulacyjna 7 – napływ nagrzanego powietrza do pomieszczenia, 8 – wypływ ochłodzonego powietrza z pomieszczenia, 9 – pomieszczenie, 10 – przegrody izolacyjne, 11 – żaluzja, 12 – klapy regulacyjne



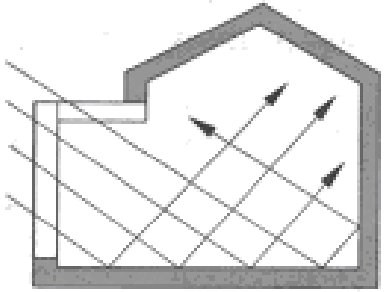
Budowa ściany kolektorowo-akumulacyjnej z przezroczystą izolacją transparentną oraz komórkowe płyty transparentne: 1 – zewnętrzna szyba osłonowa, 2 – płytowa izolacja komórkowa, 3 – absorber, 4 – warstwa akumulacyjna, 5 – jw., lecz kapilarna, 6 – jw., lecz ulowa o przekroju kwadratowym, 7 – jw., lecz o przekroju heksagonalnym



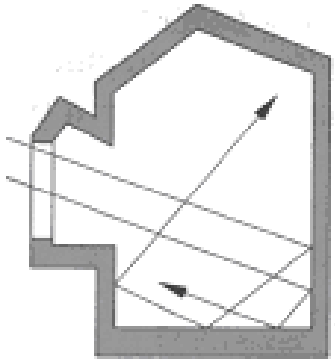
okna



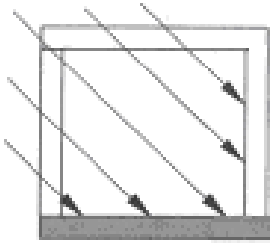
loggie



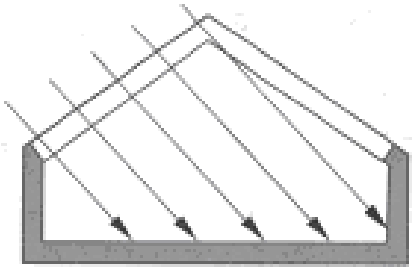
werandy



wykusze

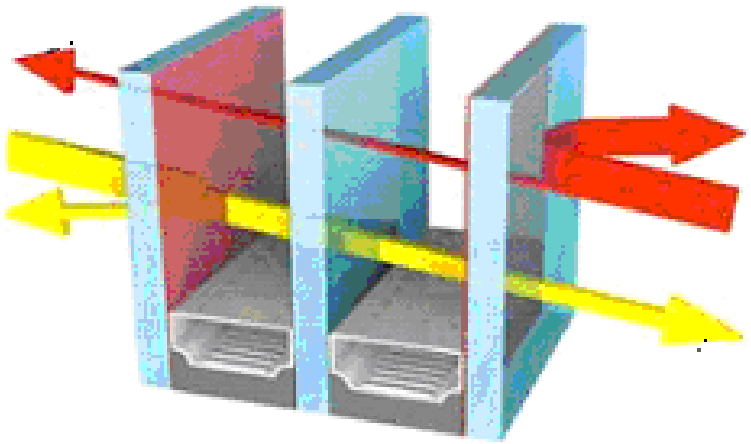


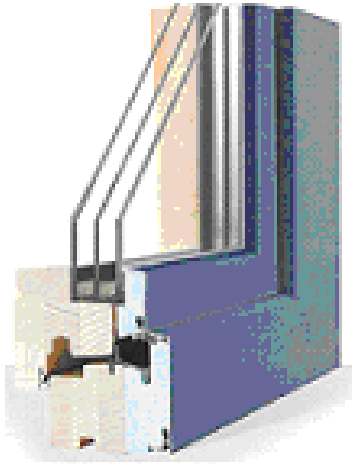
szklarnie

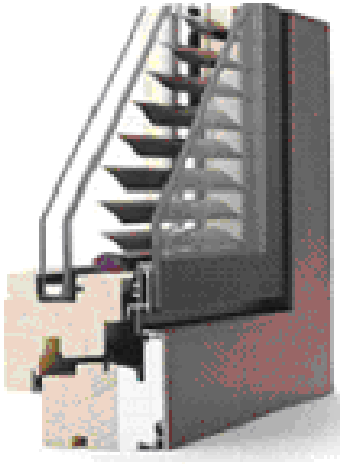


oranżerie

Dla biernego pozyskiwania tego promieniowania najistotniejszym jest rodzaj oszklenia; jednym z rozwiązań jest szyba Solar, której całkowita przepuszczalność energii, przy zastosowaniu w zestawie trójszybowym jest o 20 % wyższa







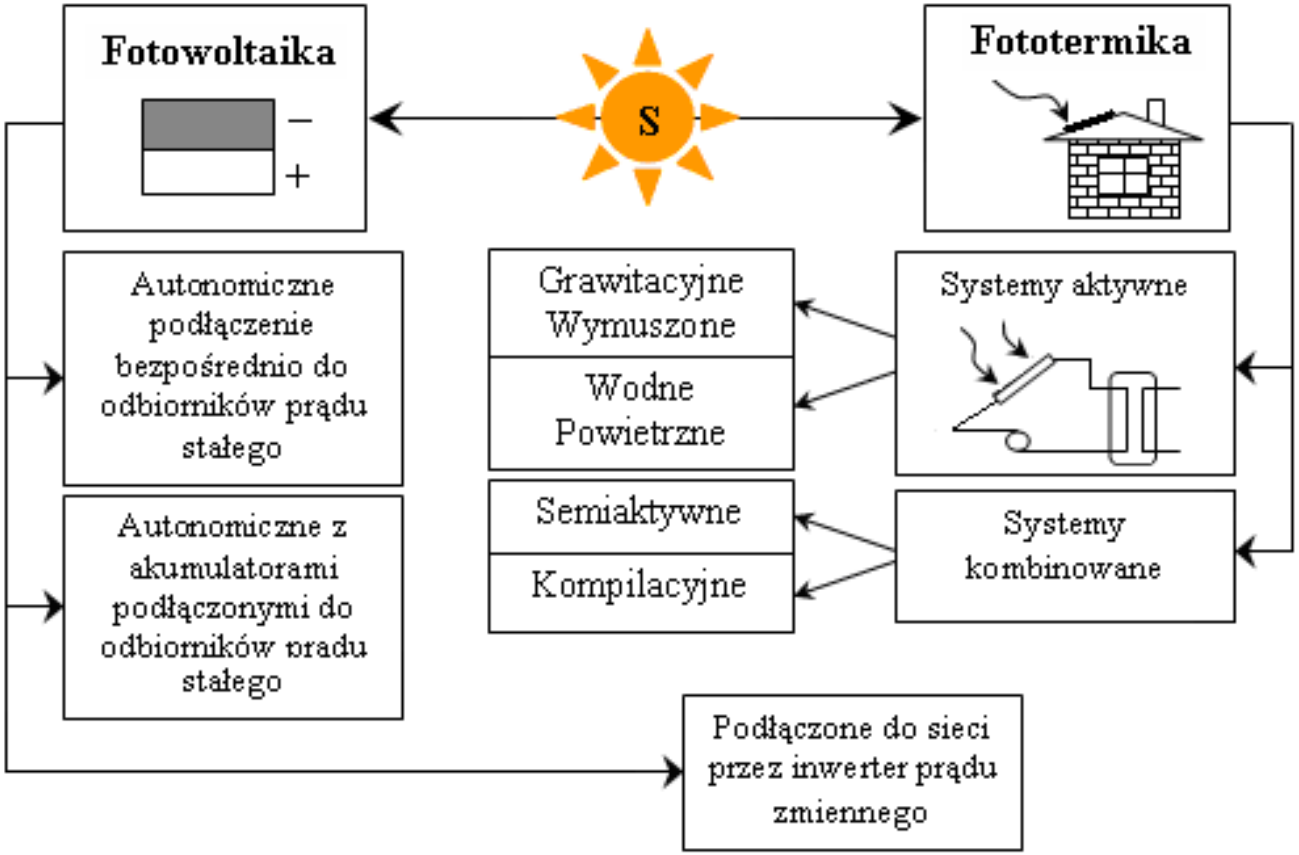
Sprawność systemu biernego wyrazić może zależność

$$\eta_{SB} = \frac{Q_{SB}}{Q_{PS}} 100\% \quad \text{oraz} \quad \varphi = \frac{(Q_{PC} - Q_{CO})}{Q_{PC}} 100\%$$

Q_{SB} i Q_{PS} to odpowiednio strumień całkowitego promieniowania słonecznego padający na określoną przegrodę i strumienie ciepła pochłaniane przez przegrody wewnętrzne, kolektorowe, kolektorowo-akumulacyjne (kWh), Q_{PC} są potrzebami cieplnymi pomieszczenia ogrzewanego, a Q_{CO} to ilość ciepła doprowadzonego do pomieszczenia (kWh)

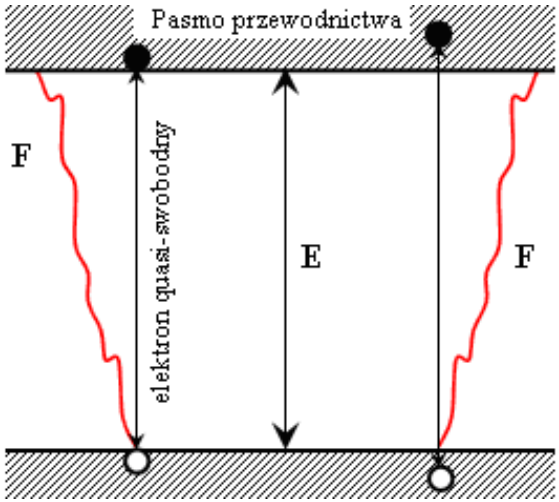
Sprawność systemów bezpośrednich i pośrednich z przestrzenią buforową w krajowych warunkach klimatycznych sięga 25 %. Dzięki biernemu pozyskiwaniu ciepła słonecznego przez dobór odpowiednich materiałów budowlanych, kształtowanie bryły budynku i jego lokalizacji w terenie możliwe jest ograniczenie zużycia energii (ciepła) o 15 ÷ 25 %

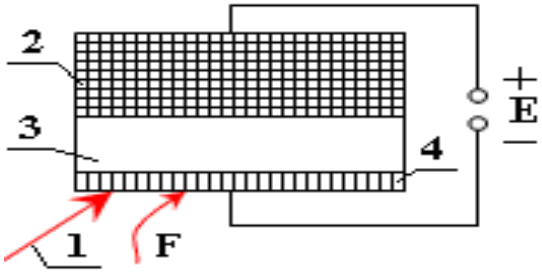
Większe możliwości mają metody aktywne

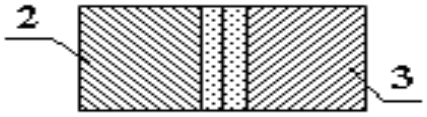


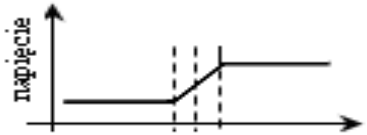
Ogniwo fotowoltaiczne składa się z płytki wykonanej z półprzewodników tworzących złącze P–N, które uzyskiwane są przez wprowadzenie do struktury kryształów atomów dodatkowych pierwiastków, na skutek czego w jednym z nich występuje niedobór, a w drugim nadmiar elektronów. Domieszka elektronów prowadzi do powstania półprzewodnika typu N (negative), a domieszka akceptorowa współtworzy półprzewodnik typu P (positive). Płytka „N” cechuje się przewodnictwem elektronowym, a płytka „P” przewodnictwem „dziurawym”. Płytki przed połączeniem są elektrycznie obojętne, a po złączeniem w wyniku różnicy koncentracji swobodnych nośników ładunków, następuje przemieszczanie elektronów od „N” do „P”, a dziury od „P” do „N”

W chwili, gdy na ogniwo pada światło słoneczne, powstaje para nośników o przeciwnych ładunkach elektrycznych, elektron w paśmie przewodnictwa i dziura w paśmie walencyjnym, które następnie zostają rozdzielone przez pole elektryczne









1 – promieniowanie słoneczne, F – foton, 2 – półprzewodnik „P”, 3 – półprzewodnik „N”, 4 – warstwa przeciwodblaskowa, F –foton, E – siła elektromotoryczna

Sprawność konwersji energii słonecznej na elektryczną (η_{OF}) oszacować można z następujących zależności

$$\eta_{OF} = \frac{I \times U}{E_F \times A} 100\% = \frac{I \times U}{Q_C} 100\%$$

I oraz U to odpowiednio natężenie i napięcie elementu fotoelektrycznego (A i V), a QC to strumień promieniowania słonecznego padającego na powierzchnię ogniwa A (W)

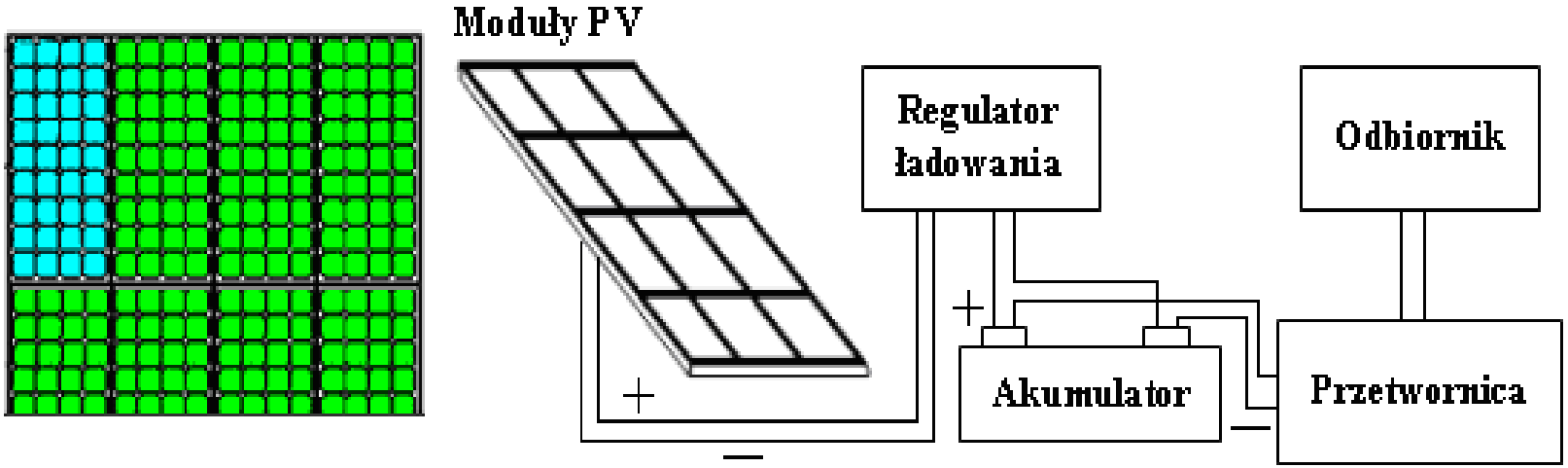
Najdroższe ogniwa monokrystaliczne wykonane są z jednego kryształu krzemu o ciemnym kolorze i stosunkowo wysokiej sprawności (18 ÷ 22 %). Ogniwa polikrystaliczne są najczęściej wykonywane z wykrystalizowanego krzemu i mają sprawność 14 ÷ 18 % oraz umiarkowaną cenę. Zazwyczaj charakteryzują się niebieskim kolorem i wyraźnie zarysowanymi kryształami krzemu. Ogniwa amorficzne, tanie i o sprawności 6 ÷ 10 %, wykonywane są z bezpostaciowego krzemu (amorficznego). Zazwyczaj posiadają charakterystyczny lekko bordowy kolor i brak widocznych kryształów krzemu. Największe sprawności przetwarzania promieniowania słonecznego (do 30 %) uzyskuje się z ogniw wytworzonych z arsenku galu (GaAs), ale ogniwa te są najdroższe i dlatego stosowane przede wszystkim w zastosowaniach w kosmosie

Pojedyncze ogniwo produkuje 1 ÷ 2 W, co jest niewystarczające dla większości zastosowań. Dla uzyskania większych wartości ogniwa łączone są szeregowo lub równolegle i tworzą moduły fotowoltaiczne. Ich moc (iloczyn napięcia i natężenia prądu) wyrażana jest w watach mocy szczytowej dostarczanej przez moduł w warunkach standardowych, tzn. przy promieniowaniu słonecznym o natężeniu 1000 W/m^2 i temperaturze + 25^{0}C. Moduły mają powierzchnię 0,3 ÷ 2 m^2, a ich moc to 30 ÷ 180 Wp

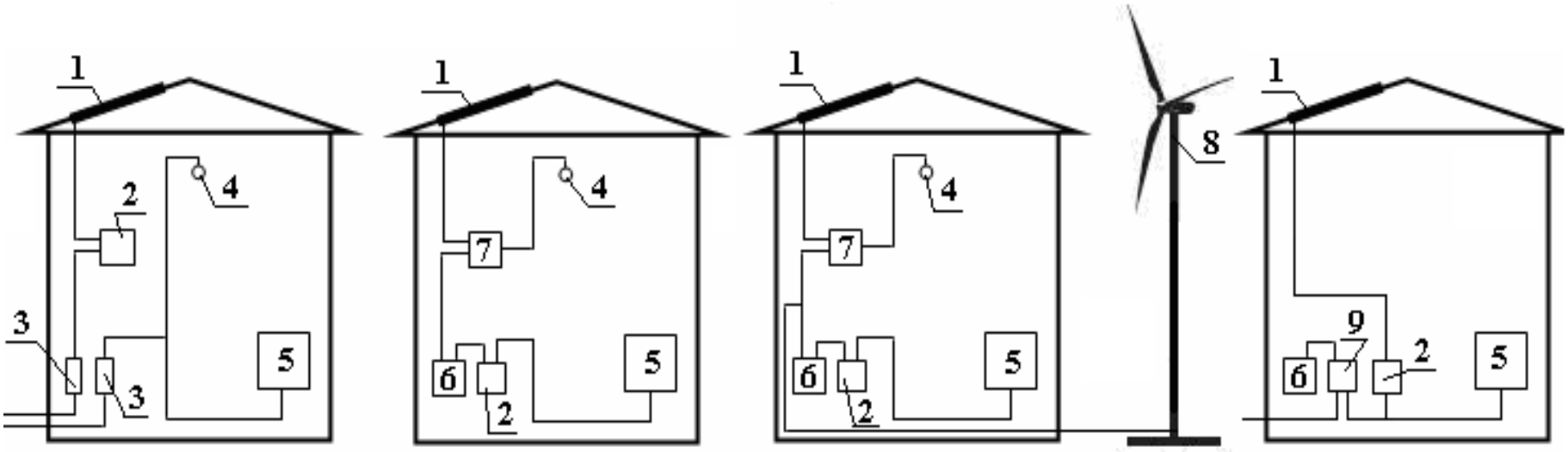
Moduły można zestawiać w układy fotowoltaiczne, umieszczane na dachach budynków lub stanowi pokrycie dachowe.

Moc maksymalna, W	50
Napięcie nominalne, V	6
Napięcie maksymalne (jałowe), V	8,5
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej, V	6,59
Prąd zwarcia, A	8,05
Prąd w punkcie mocy maksymalnej, A	7,58
Wymiary/waga, mm/kg	1225 × 420 × 30/5,5
Napięcie maksymalne, V	600
Złącza	w standardzie MC3
Długość/przekrój przewodów, m/mm^2	0,7/4,0
Cena pojedynczej dachówki, zł	600÷850
Ogniwa	poli- i monokrystaliczne

W połączeniu szeregowym napięcie całej instalacji to suma poszczególnych napięć modułów, a natężenie prądu jest stałe. W połączeniu równoległym stałe jest napięcie, a natężenie prądu jest sumą wszystkich prądów paneli



Poza modułami fotowoltaicznymi w skład instalacji wchodzą inwertery prądu stałego na prąd zmienny (tzw. falowniki), baterie akumulatorów, regulatory ładowania itp., co oznacza, że nakłady inwestycyjne na realizację systemu są relatywnie wysokie Udział tych składowych w kosztach 1 kWp systemu dachowego: moduł stanowi około 53 % nakładów, falownik to około 22 %, urządzenia mocujące około 12 %, a reszta to 13 %



Struktura systemów fotowoltaicznych: 1 – moduł fotowoltaiczny, 2 – przetwornik, 3 – liczniki energii elektrycznej, 4 – oświetlenie, 5 – sprzęt domowy, 6 – akumulator, 7 – regulator ładowania, 8 – turbina wiatrowa, 9 – przetwornik dwukierunkowy

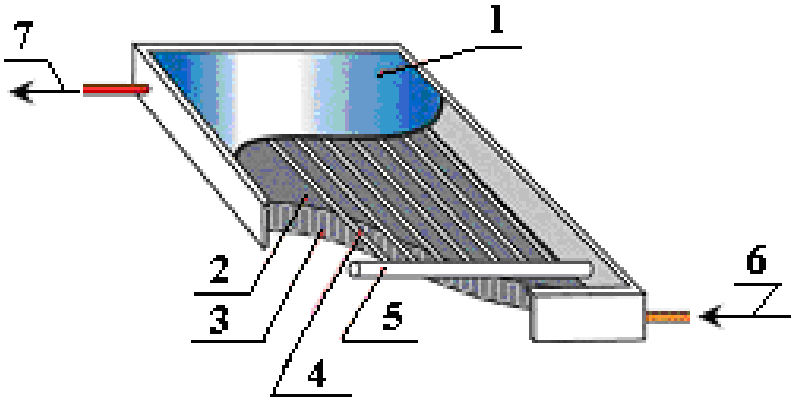
Główną zaletą <u>systemu 1</u> (podłączonego do sieci) jest fakt, że sprzedaż prądu następuje każdego dnia i niskie ceny (około 2000 zł). <u>System 2</u> wykorzystuje akumulator, niesie za sobą duże nakłady finansowe (3000 ÷ 3500 zł), ale pomimo tego jest opłacalna dla obiektów bardzo oddalonych od sieci publicznej. Droższy (5000 ÷ 6000 zł) jest <u>system 3</u> wspomagany turbiną wiatrową. Najdroższa (10000 ÷ 40000 zł), jest realizacja <u>systemu 4</u>

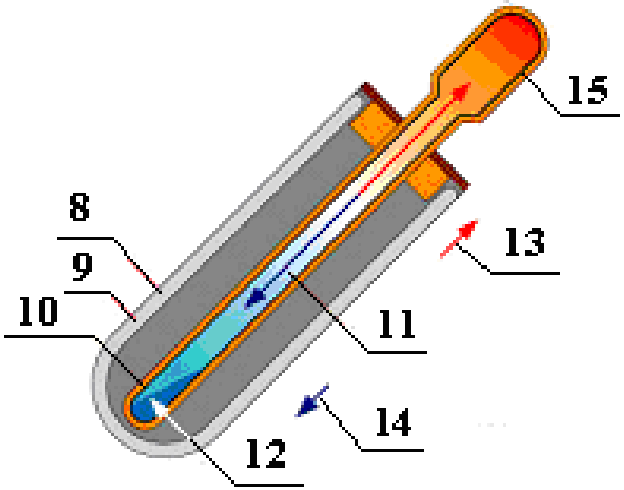
W okresie ostatnich 20 lat cena modułów spadła do 8 USD/Wp (w dużych systemach do 5,5 USD/Wp). Obecnie koszt energii elektrycznej z tych systemów waha się w granicach 15 ÷ 25 centów/kWh i jest kilkakrotnie wyższy od średniej ceny l kWh z sieci elektroenergetycznej

Ceny modułów systematycznie maleją. Niedawno za 1 kWp trzeba było zapłacić 40000 zł (za same moduły), obecnie można go kupić za mniej niż połowę tej ceny, a zwrot kosztów waha się od 2 do ponad 6 lat w zależności od potrzeb oraz regionu i klimatu

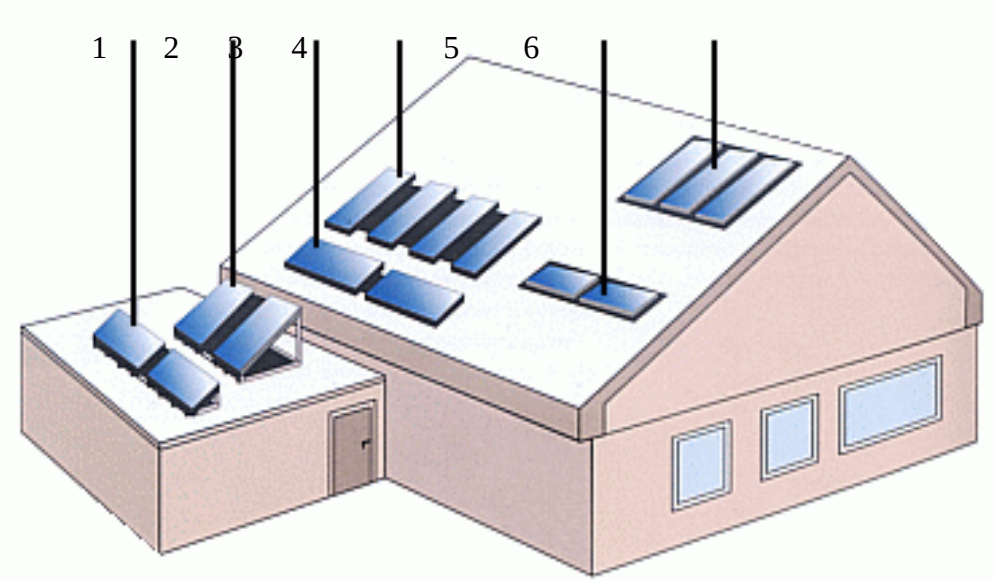
Znaną od dawna i najlepiej opanowaną techniką pozyskiwania energii słonecznej jest jej konwersja termiczna. Głównym elementem tych systemów są kolektory słoneczne

Do dyspozycji są kolektory płaskie (gazowe, cieczowe, dwufazowe), rurowe (próżniowe), skupiające (cieczowe), a także specjalne (np. okna termiczne, izolacje transparentne)





1 – szyba, 2 – płyta absorbera, 3 – izolacja cieplna, 4 – rurki z cieczą grzewczą, 5 – rura zbiorcza, 6 – odpływ, 7 – dopływ, 8 – rura szklana, 9 – próżnia, 10 – rurka miedziana, 11 – substancja parująca w temperaturze około 25^{0}C, 12 – kondensat, 13 – gorąca para, 14 – schłodzona para, 15 – ciepło przekazywane do instalacji

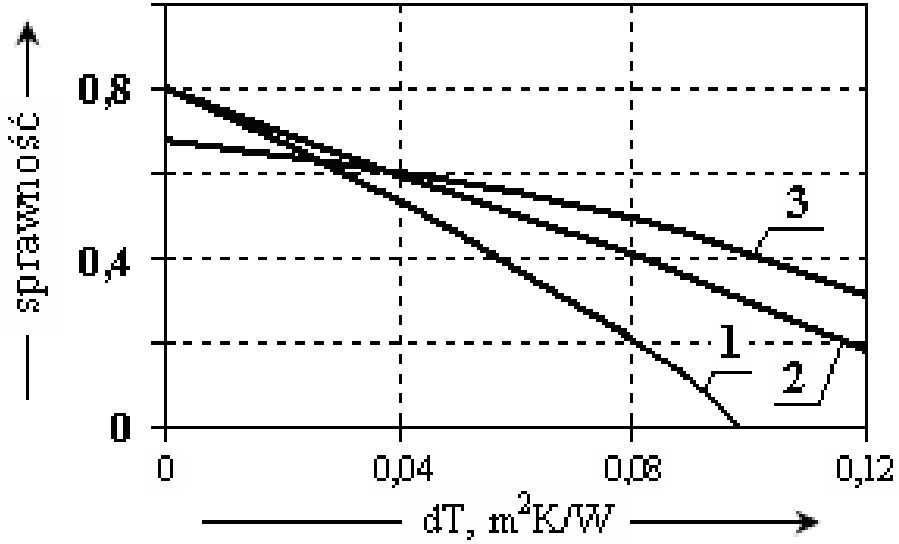


1. **na płaskim dachu w poziomie**
2. **na płaskim dachu w pionie**
3. **na dachu skośnym w poziomie**
4. **na dachu skośnym w pionie**
5. **zintegrowane z dachem w poziomie**
6. **zintegrowane z dachem w pionie**

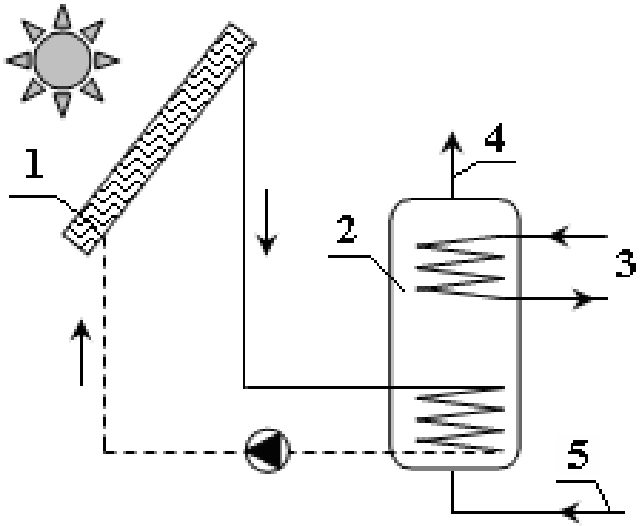
Sprawność energetyczna kolektorów słonecznych (η_{KS}) jest określana przez stosunek ciepła wyprowadzanego przez czynnik roboczy do sumy całkowitego promieniowania słonecznego padającego na powierzchnię przykrycia przeźroczystego

$$\eta_{KS} = \frac{Q_{KS}}{A_{KS} \times q_{KS}} 100\% \qquad \eta_{KS} = \eta_0 - a_1 \times \frac{t_{KS,1} - t_{e,śr}}{q_{KS}} - a_2 \frac{\left(t_{KS,1} - t_{e,śr}\right)}{q_{KS}}$$

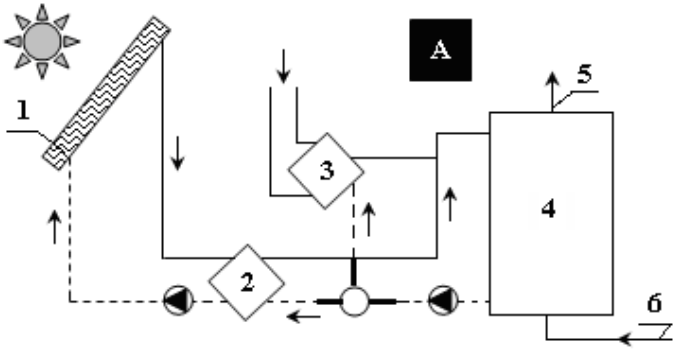
A_{KS} jest powierzchnią apretury kolektora (m^2), a q_{KS} to suma całkowitego promieniowania słonecznego (kW/m^2), $t_{KS,1}$ to średnia temperatura czynnika roboczego napływającego do kolektora (^0C), $t_{e,śr}$ jest średnią temperaturą otoczenia (0C), a_1 i a_2 to współczynniki aproksymacji (W/m^2K)

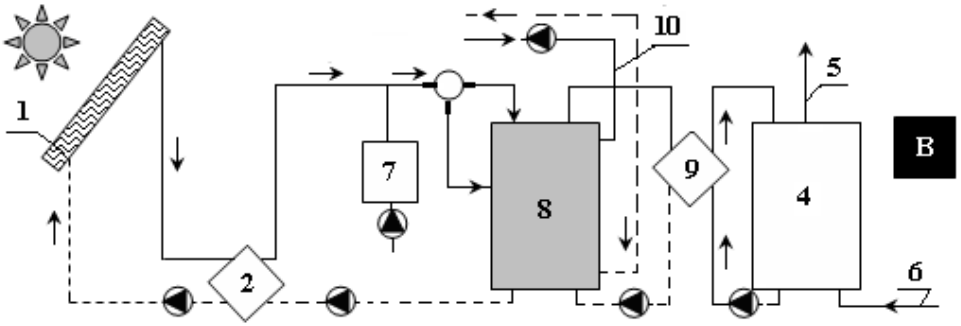


Zależność sprawności pozyskiwania energii słonecznej od zredukowanej różnicy temperatur: 1 – kolektor płaski z nieselektywnym absorberem, 2 – jw., lecz z absorberem selektywnym, 3 – rurowy kolektor próżniowy

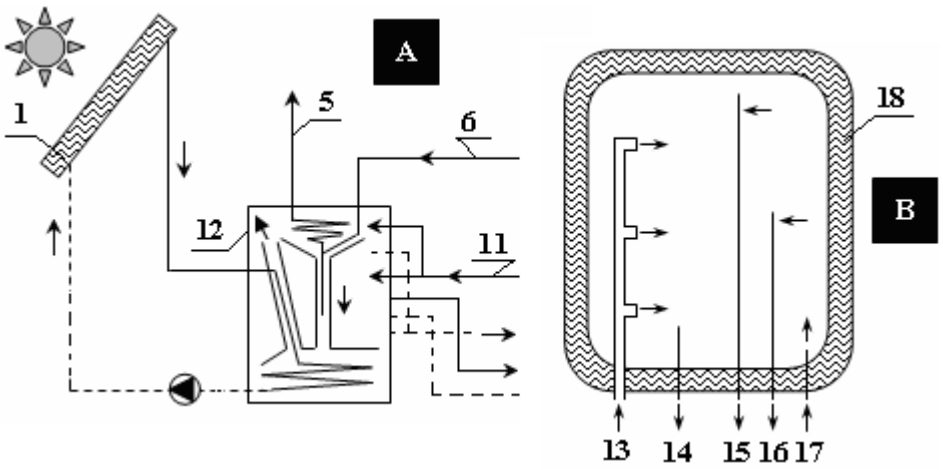


Schemat instalacji wykorzystującej energię promieniowania słonecznego wyposażonej w pojemnościowy podgrzewacz wody: 1 – kolektor słoneczny (absorber), 2 – podgrzewacz pojemnościowy (lub zbiornik akumulacyjny), 3 – dopływ ciepła z dodatkowego źródła, 4 – pobór wody grzewczej, 5 – dopływ wody zimnej

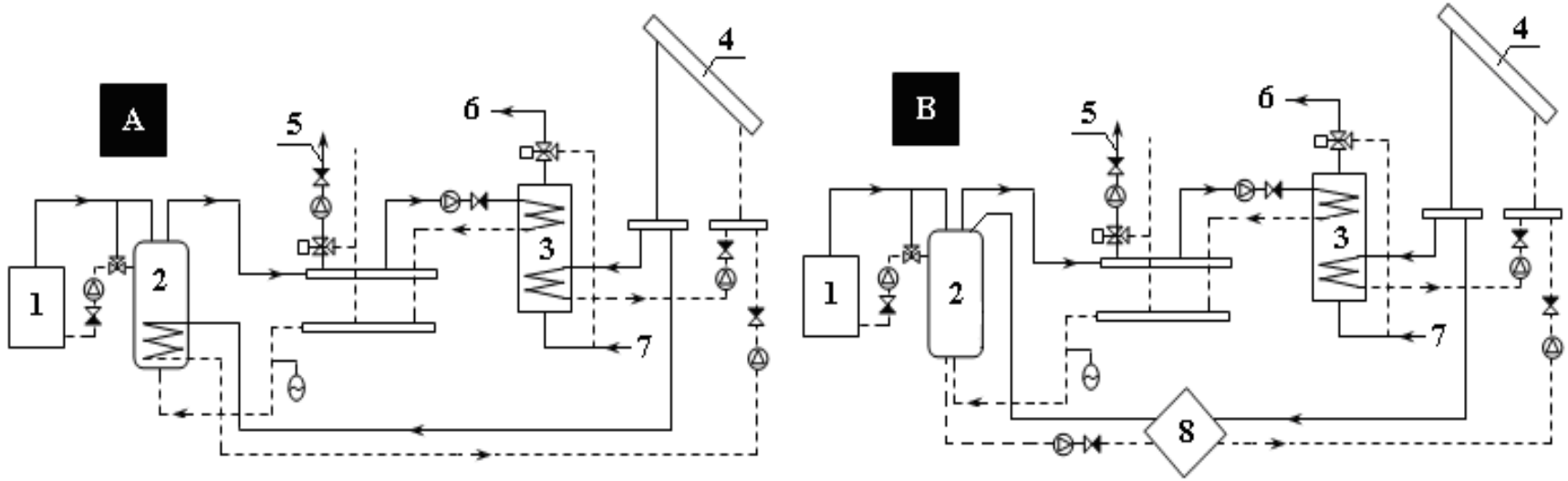




Instalacje z zewnętrznym wymiennikiem ciepła i zasobnikiem ciepłej wody (A) oraz zasobnikiem buforowym (B): 1 – kolektor słoneczny, 2 – wymiennik słoneczny, 3 – wymiennik (z dodatkowego źródła ciepła), 4 – podgrzewacz ciepłej wody, 5 – pobór wody użytkowej, 6 – dopływ wody zimnej, 7 – dodatkowe źródło ciepła, 8 – zbiornik buforowy, 9 – wymiennik, 10 – do instalacji centralnego ogrzewania



Instalacja z przepływowym zasobnikiem ciepłej wody (A) i schemat warstwowego zbiornika buforowego (B): 11 – dopływ z dodatkowego źródła ciepła, 12 – zasobnik przepływowy, 13 – dopływ z systemu słonecznego, 14 – odpływ do systemu słonecznego, 14, 15 – dopływ do obiegów grzewczych, 17 – odpływ z obiegów grzewczych, 18 – izolacja cieplna



Instalacje z buforem ciepła i zasobnikiem ciepłej wody (A) oraz z buforem i wymiennikiem ciepła: 1 – dodatkowe źródło ciepła (kocioł), 2 – zbiornik buforowy, 3 – podgrzewacz, 4 – kolektory słoneczne, 5 – do instalacji centralnego ogrzewania, 6 – do instalacji ciepłej wody, 7 – dopływ wody zimnej, 8 – wymiennik ciepła

Realizacja instalacji wykorzystującej promieniowanie słoneczne wiąże się z dużymi nakładami, a składają się na nie przede wszystkim: koszt kolektorów, zasobnika, ewentualnie dodatkowego źródła ciepła, pompy cyrkulacyjnej (lub grupy pompowej), przewodów, zaworów oraz automatyki. Najistotniejsze są ceny kolektorów i zasobników

Ceny kolektorów zależne są od ich wielkości; np. dla kolektorów rurowo próżniowych typu Vario wahają się one od około 2500 zł (10 rur) do około 11200 zł (50 rur). Cena pogrzewaczy to średnio 3000 ÷ 4000 zł w zależności od liczby wężownic, a ceny zasobników buforowych zmieniają się od 4000 zł do nawet ponad 10000 zł moc dostarczana przez kolektory w sezonie grzewczym jest mniejsza od mocy suszarki do włosów

Cena zestawu Hewalex 4SLP-400 W do przygotowania ciepłej wody dla 4 ÷ 6 osób sięga prawie 11000 zł (a zastosowanie kolektorów próżniowych powoduje wzrost ceny o 1500 ÷ 2000 zł)

W cenie tej mieszczą się 4 kolektory płaskie, zestaw przyłączeniowy kolektora, 3 profile maskujące, zespół pompowo-sterowniczy, zespół naczynia przeponowego, pompa ręczna do napełniania instalacji kolektora czynnikiem roboczym wraz z tym czynnikiem (30 kg), podgrzewacz z zestawem przyłączeniowym i przyłącza elastyczne. Znacznie droższe są zestawy mieszczące kotły przeznaczone także do celów centralnego ogrzewania

Koszty ponoszone z tytułu zakupu i użytkowania instalacji słonecznych do celów przygotowania ciepłej wody obejmują nakłady inwestycyjne wynoszące średnio 2000 zł/m^2 powierzchni kolektora oraz niskie koszty eksploatacyjne, związane z pracą pompy (około 40 zł/rok), okresowe przeglądy (serwis), wymiany czynnika roboczego (raz na kilka lat)

Przy ogrzewaniu wody użytkowej kolektory w ciągu roku pokrywają zapotrzebowanie na ciepło na poziomie 5 ÷ 60 %, to przy wspomaganiu centralnego ogrzewania pokrycie sięga 3 %

Najbardziej opłacalny finansowo jest montaż kolektorów przy ogrzewaniu wody energią elektryczną. Dla budynku użytkowanego przez 5 osób ogrzewających wodę elektrycznością roczne oszczędności mogą przekroczyć 1500 zł., a koszt inwestycji zrealizowanej z dopłatą NF powinien zwrócić się po 5 ÷ 6 latach. Przy ogrzewaniu olejem opałowym lub gazem, okres zwrotu będzie dłuższy i wynosić będzie około 10 lat

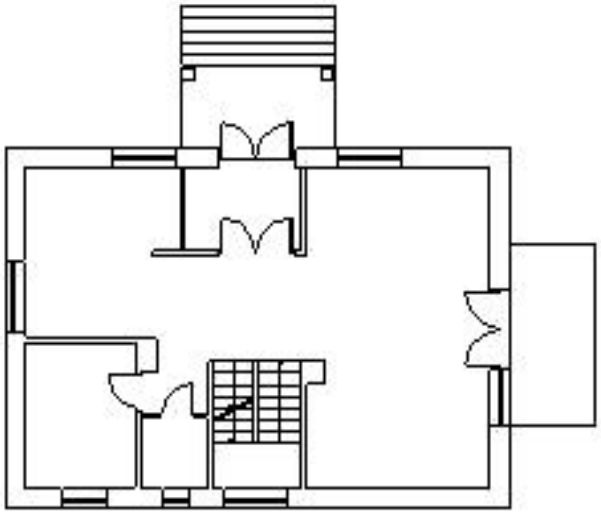
Generalnie inwestycja w ogrzewanie wody za pomocą kolektorów może być opłacalna w perspektywie 15 lat dla gospodarstwa domowego zużywającego około 280 dm3 wody na dobę. Przy mniejszym zużyciu (np. 200 dm3 na dobę) okres zwrotu może wydłużyć się nawet do 25 lat, przy czym zależy to oczywiście od poprzednio wykorzystywanej energii(1)

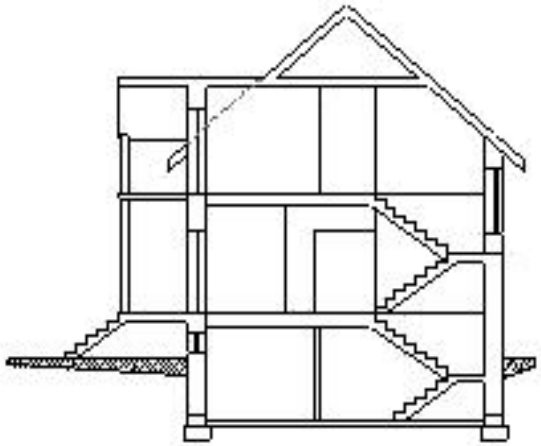
---

(1) - w budynkach z niskotemperaturowym systemem grzewczym, coraz częściej wykorzystuje się instalację solarną do wspomagania centralnego ogrzewania, dobierając zazwyczaj 0,8 ÷ 1,1 m^2 kolektora płaskiego lub 0,5 ÷ 0,8 m^2 kolektora próżniowo-rurowego na każde 10 m^2 powierzchni budynku

Przykłady analiz

Przykład





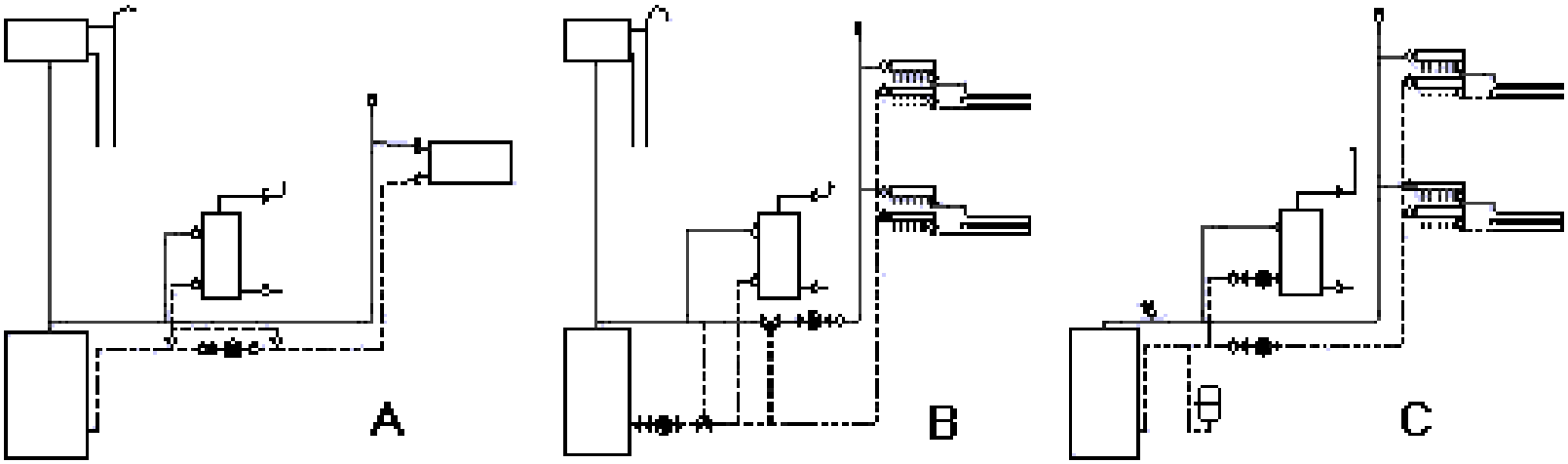
Rzut piętra i przekrój badanego budynku

Opis wersji rozwiązania przegród budynku

Wersja	Materiały użyte do budowy	E, kWh/m^{2}a
I	Pustaki *Thermopor*	111,7
II	Pustaki typu *Porotherm* 44+10 cm warstwa wełny mineralnej	70,9
III	Kształtki styropianowe wypełnione betonem (*Thermomur-300*)	70,9
IV	Pustaki *Porotherm* 44 z 20 cm warstwą wełną mineralnej	45.8
V	Jak wersja II + 10 cm warstwa wełną mineralną	19,7

Uwaga: wersję I nazwano rozwiązaniem standardowym, zaś wersję IV odrzucono ze względu na konieczność zastosowania ścian o grubości około 80cm.

Badany budynek alternatywnie wyposażano w trzy rozwiązania źródeł ciepła współpracujące z instalacjami ogrzewania zgodnie ze schematami zamieszczonymi na rysunku poniżej

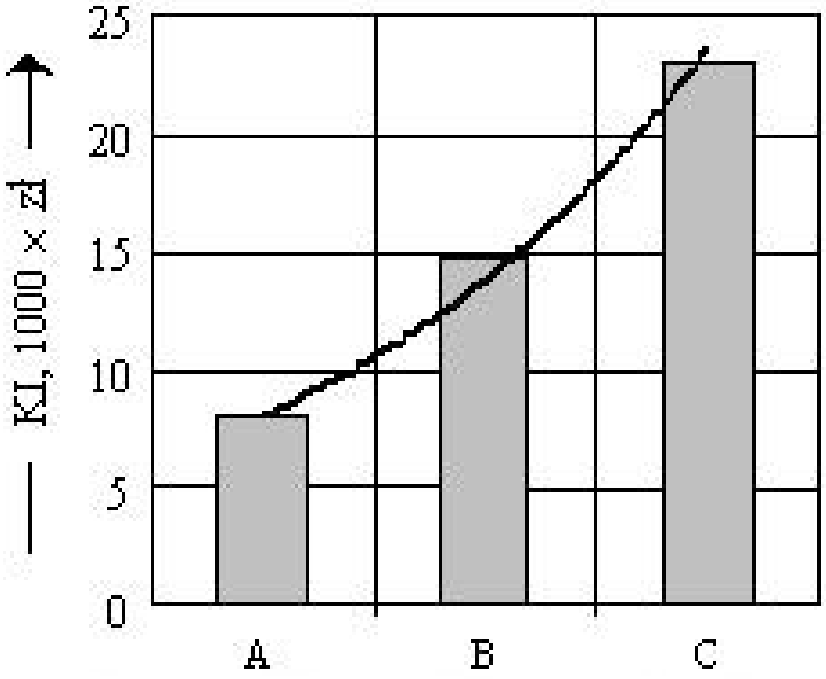


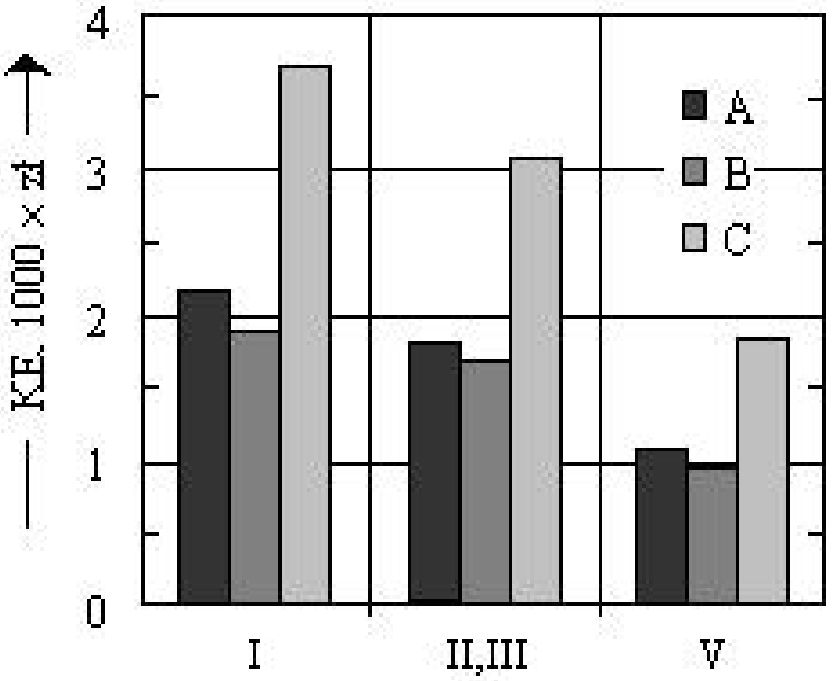
W rozwiązaniu A zastosowano nowoczesny kocioł węglowy ($\eta \cong 0{,}75$) zasilający tradycyjną instalację ogrzewania oraz zasobnik ciepłej wody.

Rozwiązanie B posiada kocioł na biomasę ($\eta \cong 0{,}8$) i instalację z otwartym naczyniem wzbiorczym, przy czym zastosowano tutaj ogrzewanie podłogowe.

Podobną instalację centralnego ogrzewania ma rozwiązanie C, zasilane kotłem gazowym kondensacyjnym ($\eta \cong 0{,}97$) i zamkniętym naczyniem wzbiorczym.

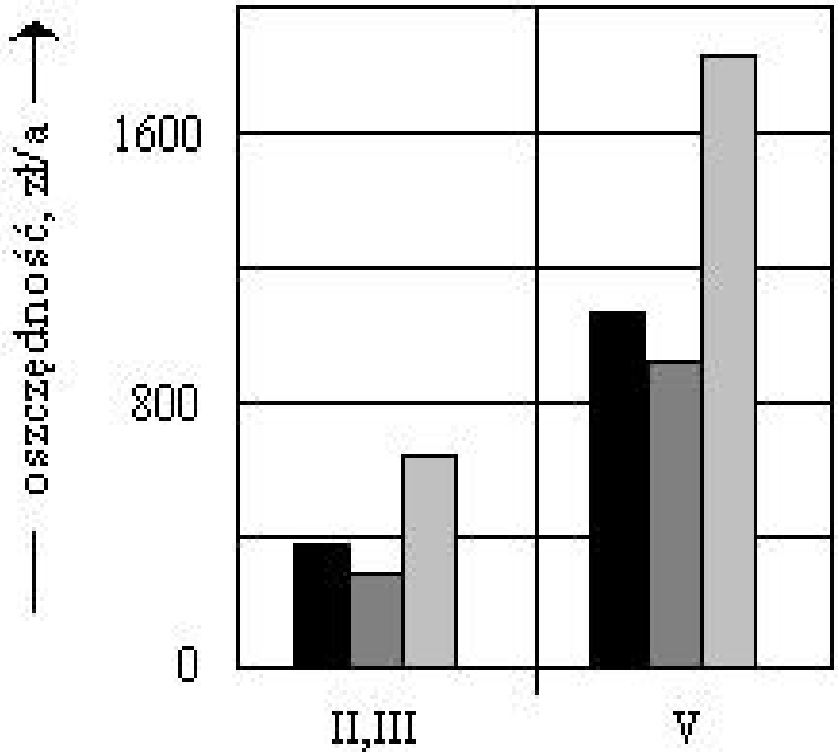
W budynku energooszczędnym zastosowano układy z nowoczesnym kotłem na drewno i kotłem gazowym (wersje II, III). Z uwagi na małe zapotrzebowanie ciepła do ogrzewania pomieszczeń oraz dynamiczne jego zmiany wynikające z pracy urządzeń domowych, operowania słońca przez okna, itp. W wersji V budynku zastosowano kocioł na gaz ziemny. Dla wszystkich koncepcji oszacowano nakłady inwestycyjne (patrz rysunek)

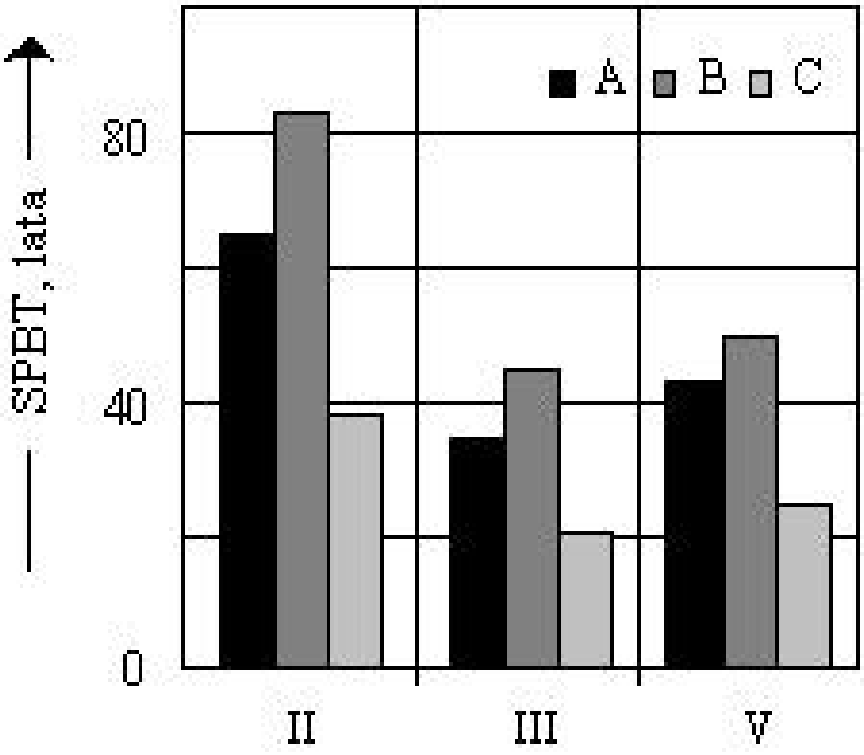




Nakłady inwestycyjne na realizację analizowanych rozwiązań instalacji grzewczych: A – węgiel kamienny (0,4 zł/kg), B – biomasa (0,2 zł/kg), C – gaz (1,2 zł/m^3).

Mając do dyspozycji roczne oszczędności wynikające ze zmniejszenia ciepła zużywanego w proponowanych rozwiązaniach i wzrost nakładów inwestycyjnych, wyznaczono prosty czas zwrotu nakładów, jako stosunek wzrostu kosztów inwestycyjnych do rocznych oszczędności



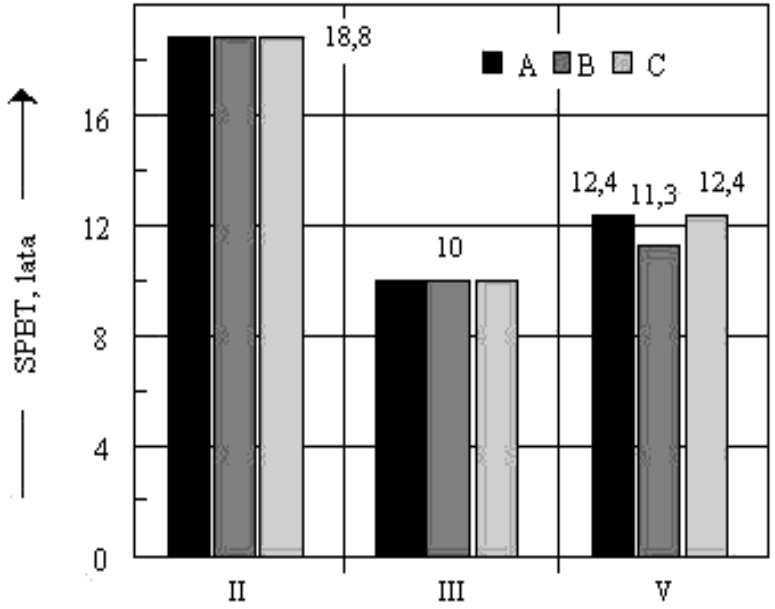


Roczne oszczędności eksploatacyjne oraz prosty czas zwrotu (SPBT) w zależności od wersji budynku i rozwiązania źródła ciepła

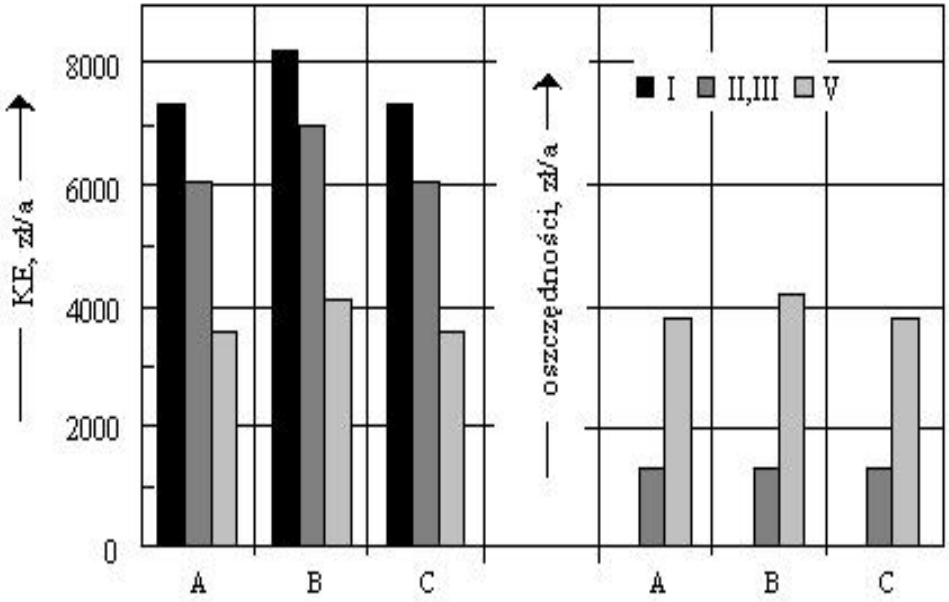
Inwestowanie w energooszczędne rozwiązania jest tym bardziej opłacalne im droższe jest paliwo. Przy obecnych cenach nośników energii opłacalność ekonomiczna inwestowania w budownictwo o niskich potrzebach cieplnych, zwłaszcza przy niektórych rozwiązaniach jest wątpliwa (jak przykładowo wersja II)

Najbardziej optymalnym (ekonomicznie) rozwiązaniem wydaje się budynek wykonany w wersji V, dla którego odnotowano 12% wzrost kosztów inwestycyjnych w stosunku do wersji standardowej. Dodatkowym atutem takiego rozwiązania może być zastosowanie biomasy. Pomimo że prosty czas zwrotu jest w tym przypadku najdłuższy (około 50 lat), to paliwo to ma wiele zalet z punktu widzenia ekonomii, techniki i ochrony środowiska, takich jak: niski koszt źródła, stosunkowo małe wahania cen, mała emisja szkodliwych gazów, a emisja dwutlenku węgla jest równa ilości CO_2 zaabsorbowanego w czasie życia roślin

<u>Przyjmując III wersję budynku jako podstawową</u>, wyznaczono nowe ceny rozpatrywanych paliw, tak aby <u>prosty czas zwrotu</u> nakładów inwestycyjnych <u>nie przekraczał 10 lat</u>. Przy tak określonych cenach paliw zgodnych roczne koszty ogrzewania i wytwarzania ciepłej wody i uzyskiwane oszczędności się zmieniają

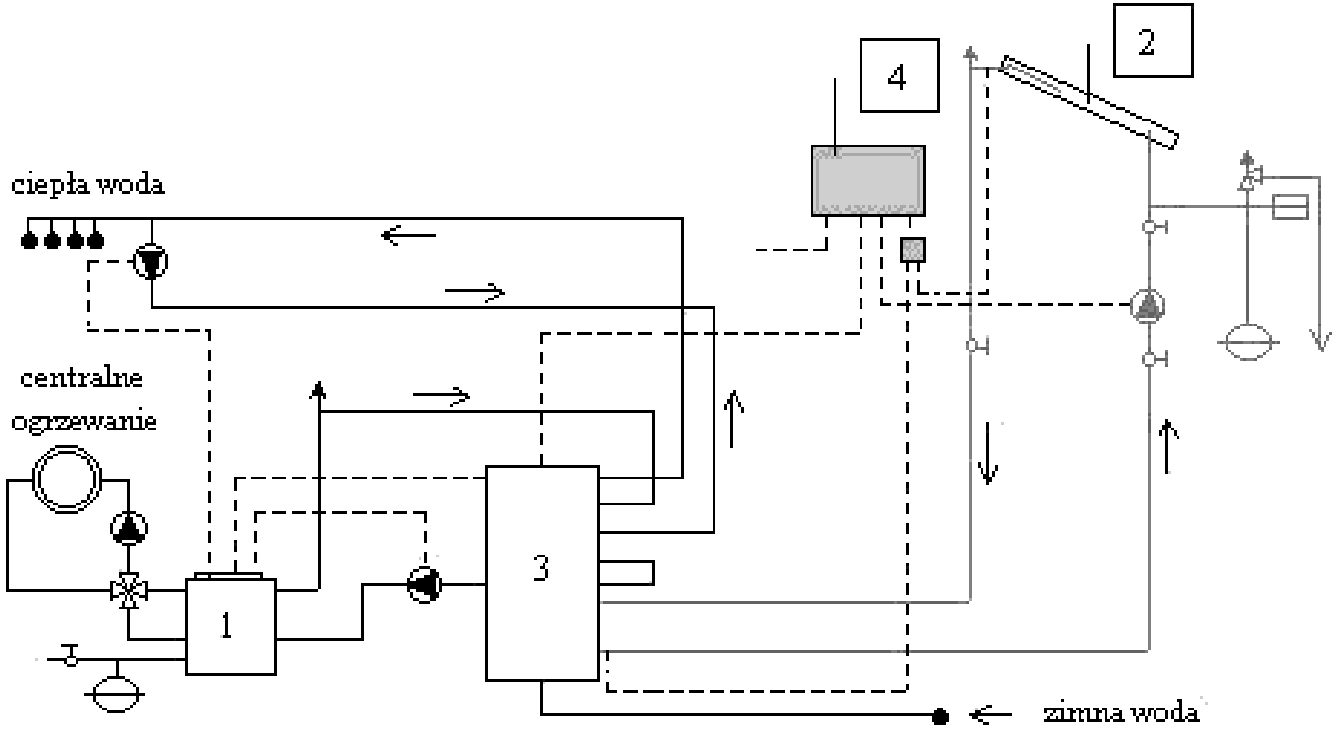


Proste czasy zwrotu inwestycji z uwzględnieniem wersji budynku i wprowadzonych cen paliwa: A – węgiel kamienny (1,39 zł/kg), B – biomasa (0,9 zł/kg), C – gaz ziemny (2,42 zł/m^3)



Roczne koszty eksploatacji związane z zastosowanymi paliwami w analizowanych wersjach budynku (KE) i oszczędności (w stosunku do wersji standardowej)

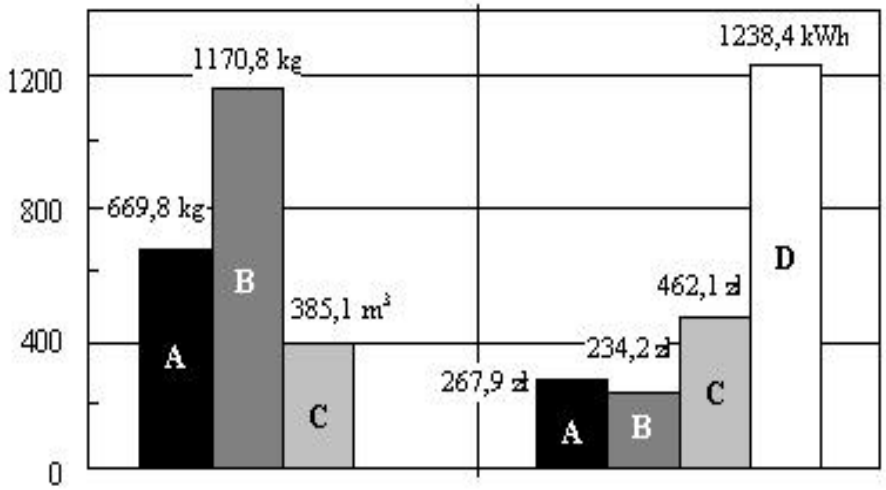
Najlepiej opanowanym technologicznie wydaje się pozyskiwanie ciepła promieniowania słonecznego przy pomocy kolektorów Dlatego też postanowiono przeanalizować ekonomiczną opłacalność inwestycji związanej z kupnem i eksploatacją kolektorów (wersja V).



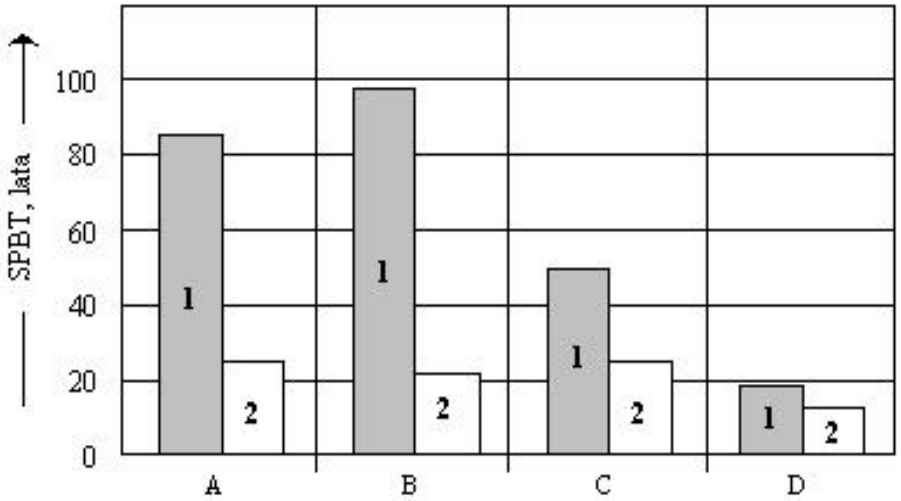
Schemat źródła ciepła z kotłem kondensacyjnym i kolektorami słonecznymi.

w zestawie znajdują się oprócz kotła (1), trzy kolektory o łącznej powierzchni 7,5 m^2 (2), z których uzyskać można 3870 kWh/a (około 13,932 GJ/a); podgrzewacz (3 - o pojemności 500 l), pompy, zamknięte naczynie wzbiorcze (o pojemności 40 l) i regulator elektroniczny (4)

Koszty zakupu wybranego jako najprostszego zestawu solarnego typu przekraczają 23 tys. zł. Podobne rozwiązania zaprojektowano dla pozostałych struktur źródła ciepła i kotłów na węgiel i biomasę. Uwzględniono także dodatkowo energię elektryczną. Poniżej zestawiono uzyskane oszczędności zarówno paliwa jak i oszczędności ekonomiczne związane z wykorzystaniem takich biwalentnych źródeł ciepła w badanym budynku zarówno dla obecnych cen paliw (rysunek po lewej)) jak i ich wartości zmienionych (rysunek po prawej)



Roczne oszczędności wynikające z tytułu zastosowania wspomagania solarnego: A, B i C – jak wyżej, D – energia elektryczna (0,32 zł/kWh)



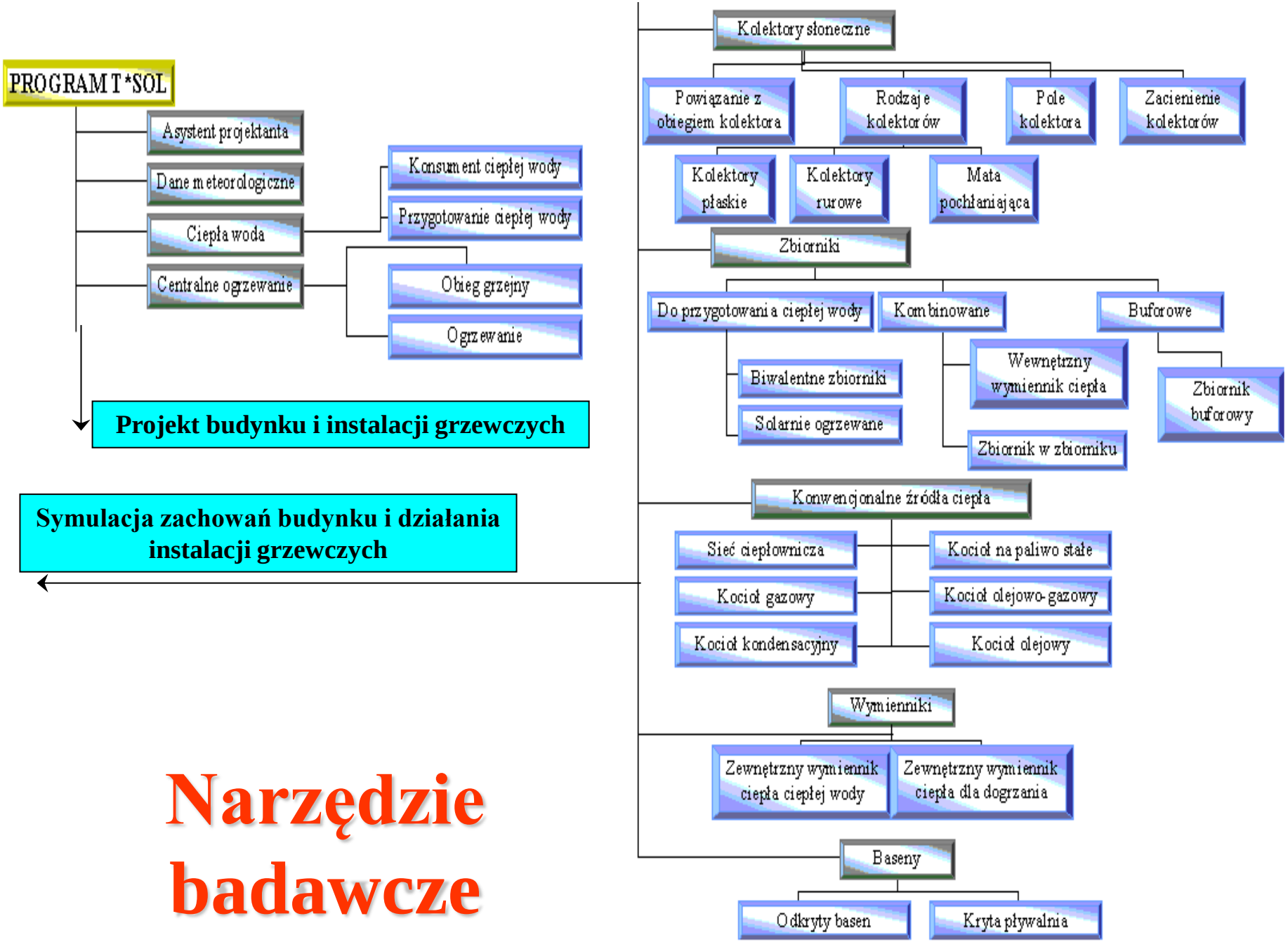
Proste czasy zwrotu inwestycji z wspomaganiem solarnym przy obecnych cenach (1) i przy założonej ich zamianie (2).

Na podstawie przeprowadzonych analiz można stwierdzić, że:

- ✓ **ciekawą alternatywą dla paliw kopalnych (głównie taniego węgla kamiennego) jest biomasa; kocioł opalany drewnem nie wymaga specjalnych zmian, paliwo to jest tanie, łatwo dostępne i mało podatne na zmiany cen paliw, a obsługa kotła nie wymaga specjalnych umiejętności,**
- ✓ **biorąc pod uwagę tylko obecne ceny nośników paliw i energii, inwestowanie w budownictwo niskoenergetyczne, z ekonomicznego punktu widzenia nie jest w pełni uzasadnione (co znajduje zresztą odbicie w rzeczywistych działaniach),**
- ✓ **zastosowanie tylko biwaletnych źródeł ciepła, będących w praktyce rozwiązaniem hybrydowym z udziałem aktywnych układów pozyskiwania energii słonecznej, pogłębia brak opłacalności ekonomicznej takich rozwiązań,**
- ✓ **wzrost cen węgla kamiennego i biomasy wynoszący od 3,5 do 4,5 razy jest mało prawdopodobny w najbliższym okresie czasu, natomiast wzrost cen gazu ziemnego do poziomu 2 razy większego może nastąpić już w niedługiej przyszłości**

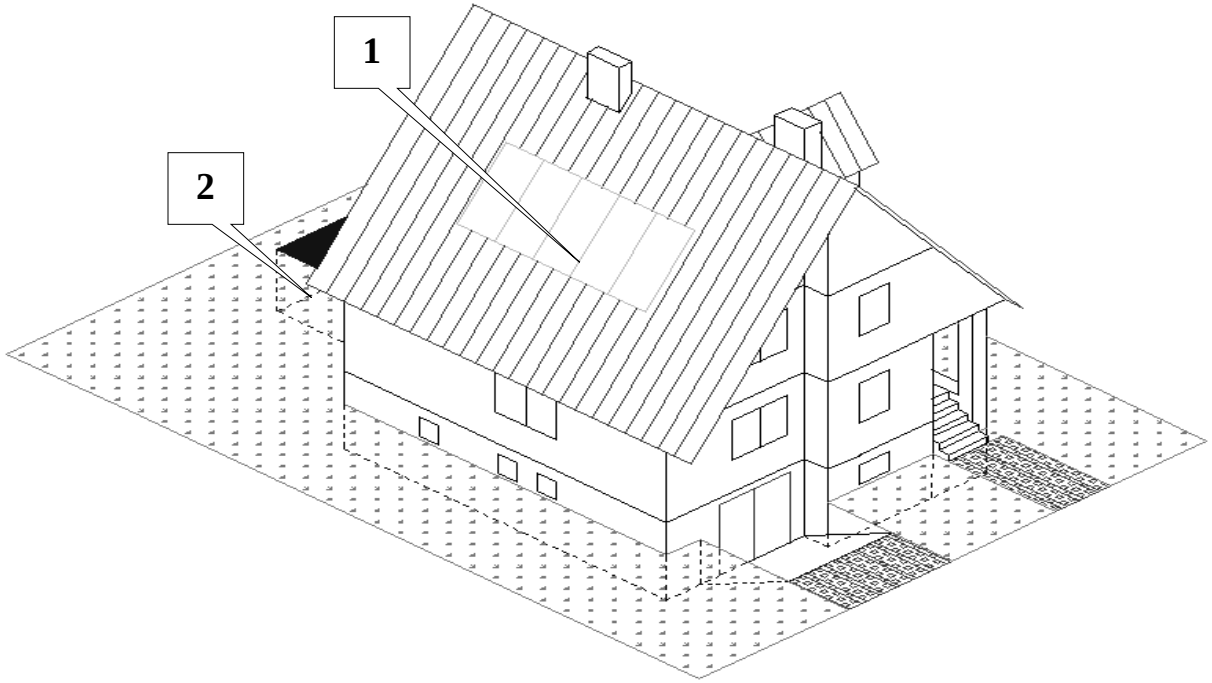
Aby chętnie stosowane określenie *budownictwo niskoenergetyczne* było czymś więcej niż modnym hasłem, powinny zostać uruchomione programy pozwalające na znaczne dotowanie takich przedsięwzięć. Działanie takie jest jeszcze bardziej istotne w przypadku występowania tendencji do wyposażanie budynków w urządzenia umożliwiające sprawne pozyskiwanie ciepła ze źródeł odnawialnych.

Chcąc się przekonać czy wnioski te mogą ulec zmianie przebadano także inne możliwości i opłacalność wykorzystania energii słonecznej w budynkach wyposażonych w baseny lub nawet duże obiekty basenowe. Badania te wykonano za pomocą programu o nazwie T*SOL, posiadającego tzw. *asystenta projektanta*, co pozwala na dokonywanie obliczeń potrzeb cieplnych na wybrane cele dla dowolnych budynków oraz automatyczną optymalizację dobieranych (projektowanych) systemów grzewczych.

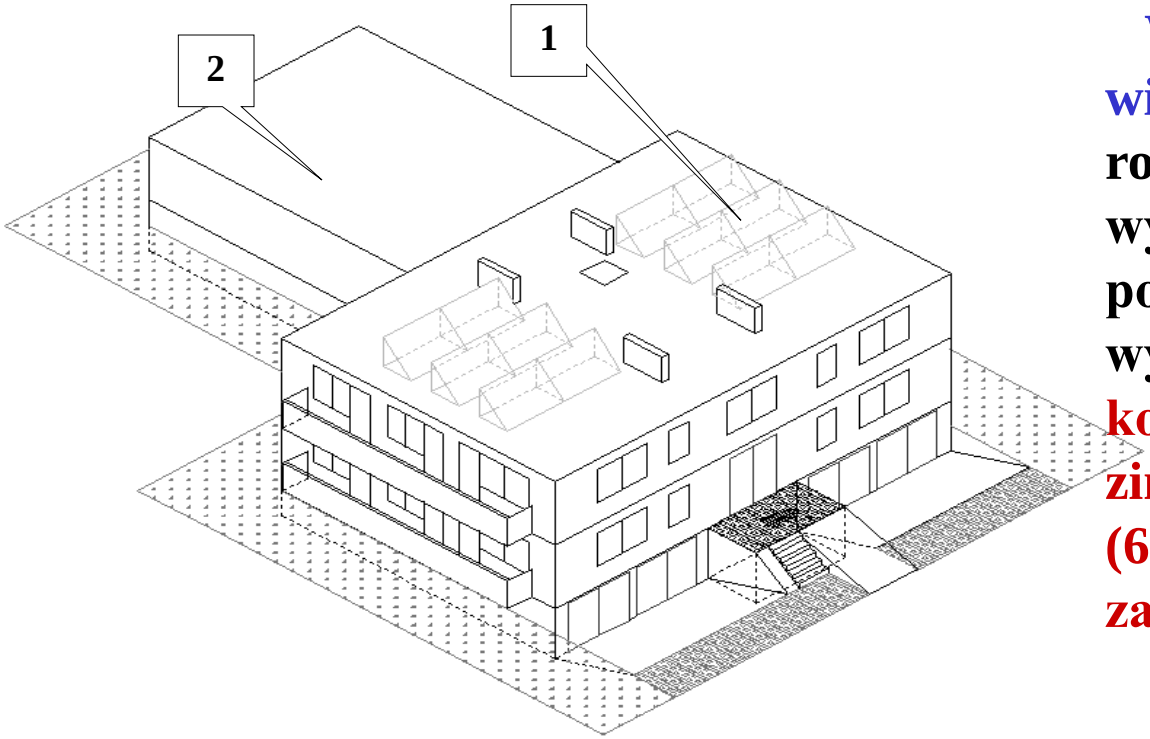


Narzędzie badawcze

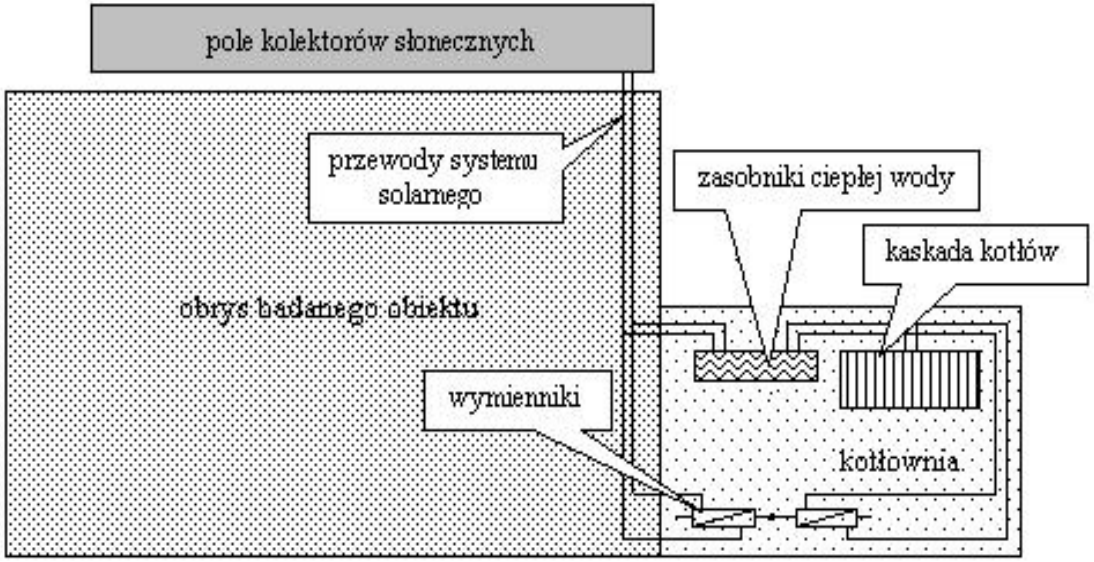
Źródła ciepła wspomagane aktywnymi układami pozyskiwania ciepła słonecznego zastosowano dla dwóch różnych budynków istniejących, a mianowicie dla obiektu jednorodzinnego i wielorodzinnego, wykonanych jako niskoenergetyczne (wysoka izolacyjność cieplna i szczelność przegród). Budynki te położone są w I (Gdańsk) oraz III strefie klimatycznej (Warszawa). Dla budynków wykonano projekty układów grzewczych



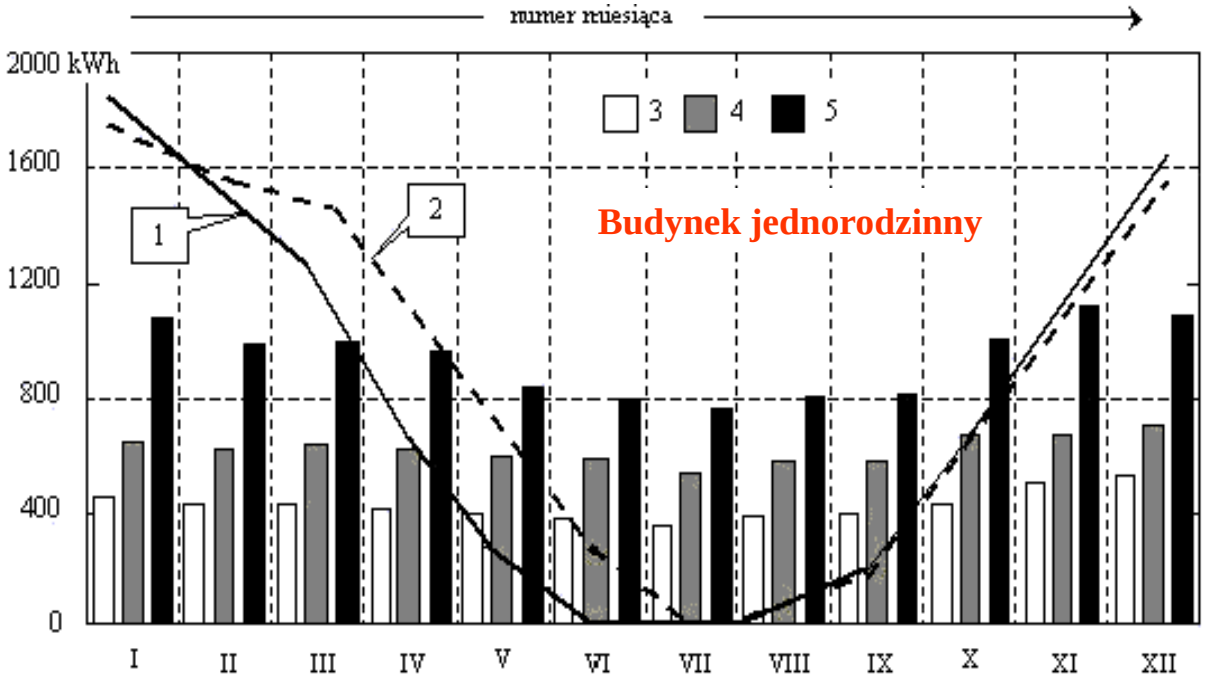
Widok budynku jednorodzinnego (4÷5 osób, podpiwniczony, o konstrukcji lekkiej oraz powierzchni mieszkalnej równej około 130m^2): 1 – kolektory zintegrowane z dachem o powierzchni 5×2 = 10 m^2), 2 – zewnętrzny (otwarty) basen kąpielowy.



Widok budynku wielorodzinnego (dwie rodziny 5 i 4 osobowe, wykonanie średnio-ciężkie, powierzchnia użytkowa wynosi około 415m^2: 1 – kolektory słoneczne zintegrowane z dachem (6×2×2 = 24 m^2), 2 – zamknięty basen kąpielowy

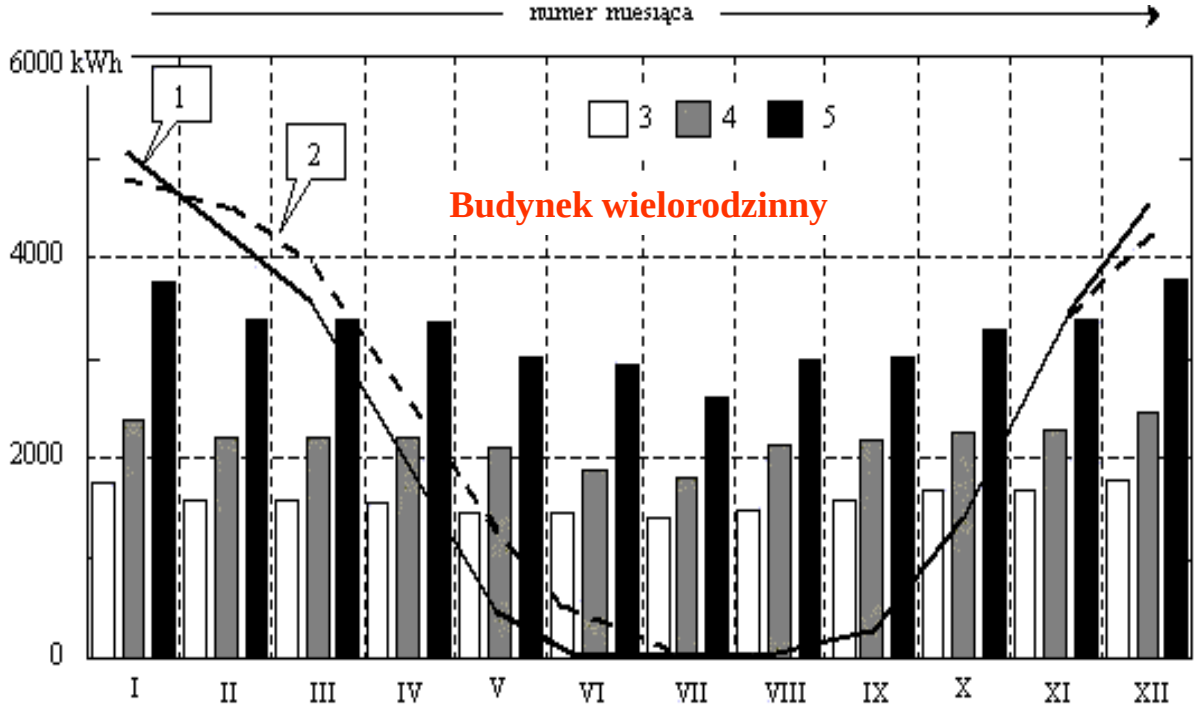


Trzeci obiekt to tzw. park wodny, którego schemat ogólnych rozwiązań grzewczych wraz z zewnętrznym polem kolektorów słonecznych pokazano na rysunku obok

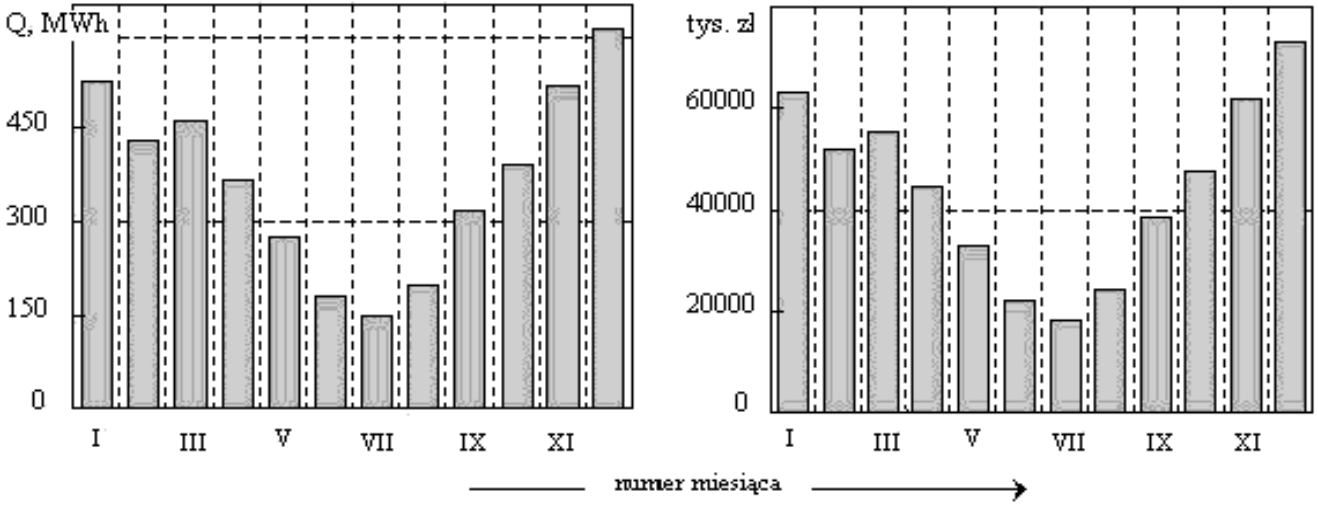


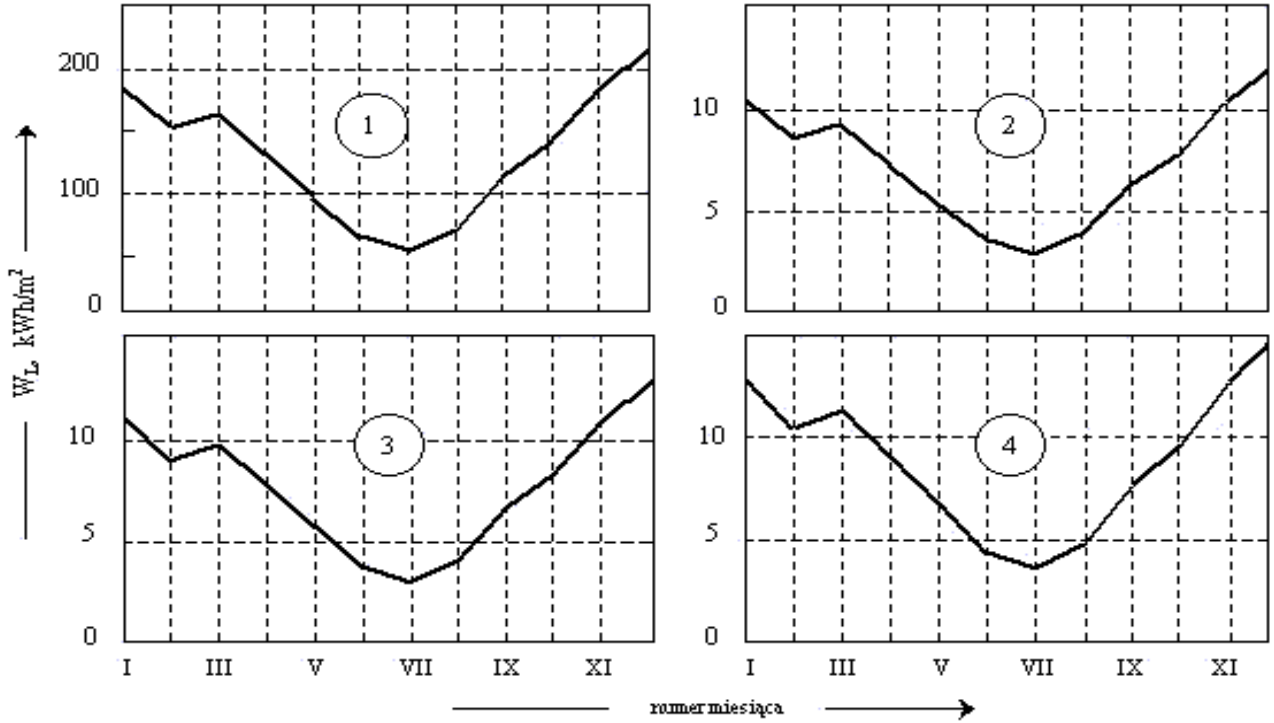
1 – ogrzewanie/III – 8751 kWh); 2 – jw./I - 9781 kWh); 3 – przygotowanie ciepłej wody w ilości 250 dm^3 (4780 kWh); 4 – jw. lecz dla 350 dm^3 (6692 kWh); 5 - jw. lecz dla 550 dm^3 (10515 kWh)

1 – ogrzewanie/III – 23228 kWh; 2 – jw./I - 26129 kWh); 3 – przygotowanie ciepłej wody w ilości 900 dm^3 (17207 kWh); 4 – jw. lecz dla 1260 dm^3 (24090 kWh); 5 - jw. lecz dla 1980dm^3 (37855 kWh)



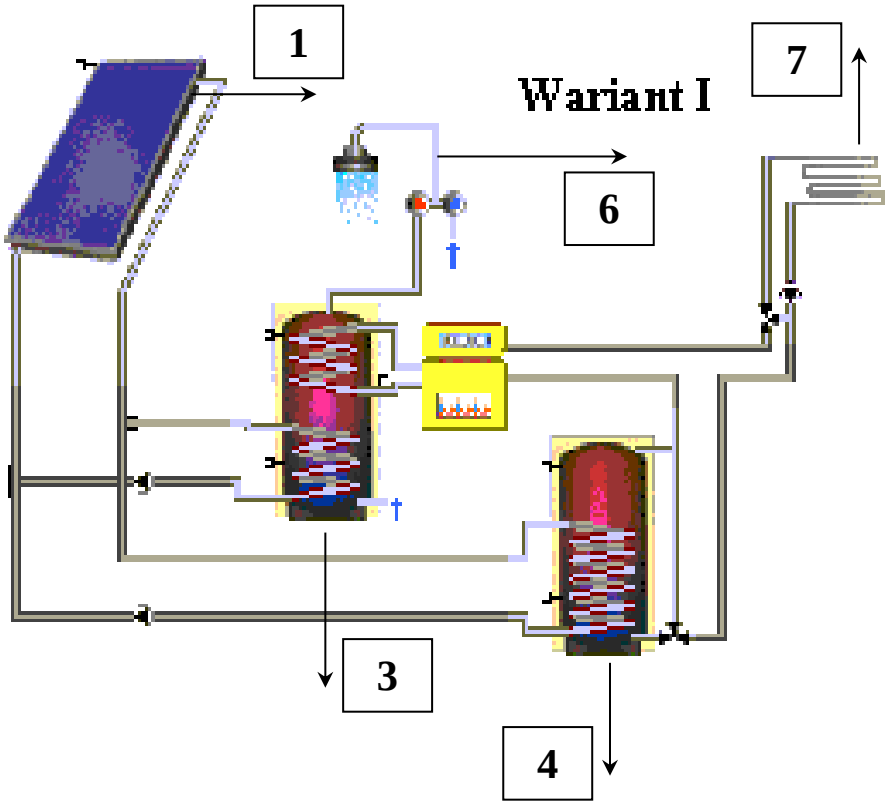
W stosunku do obiektu basenowego dysponowano pełnymi danymi odnośnie miesięcznego zużycia ciepła i opłat z nimi związanymi.



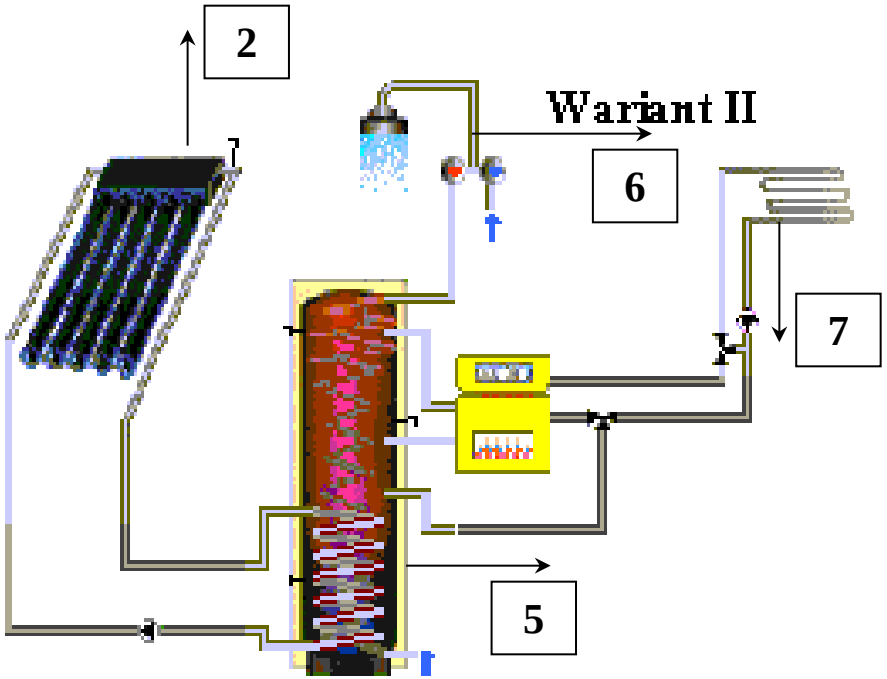


Dla obiektu tego określono wskaźnik zużycia ciepła w stosunku do lustra wody basenu (W_L) i w odniesieniu do potrzeb na podgrzewanie wody basenowej (1), ciepłej wody (2), ogrzewania (3) i wentylacji (4)

Badano ponad 30 struktur systemu wspomagania solarnego

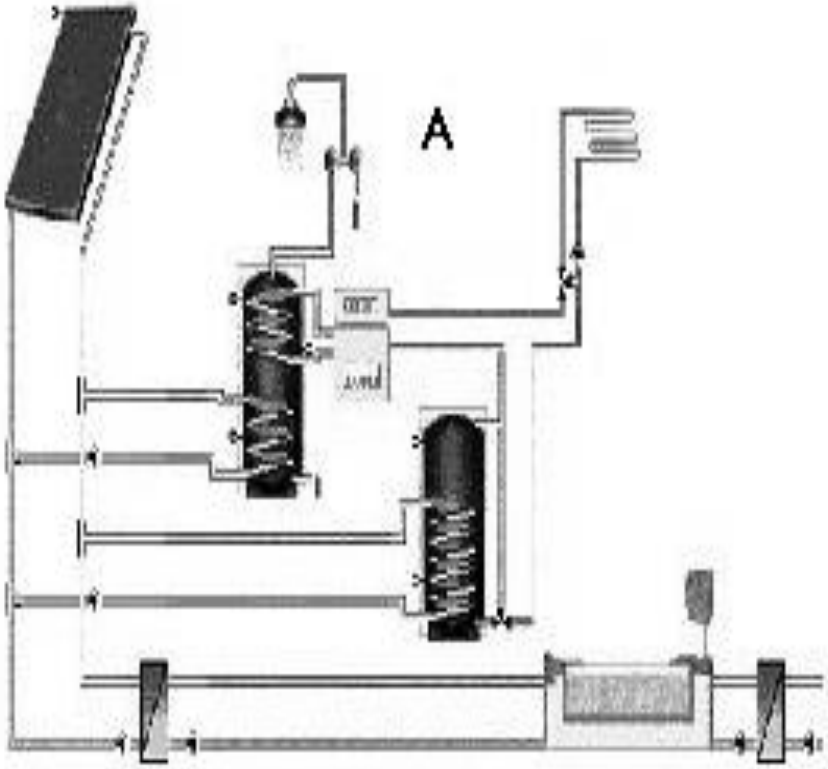


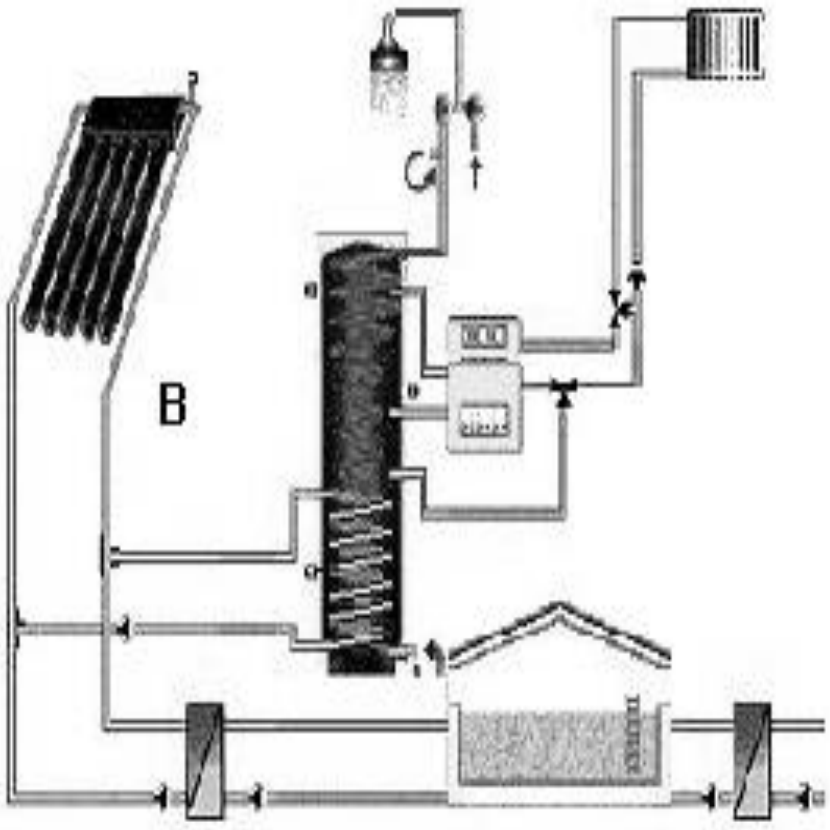
1 – kolektory płaskie, 2 – kolektory rurowe (próżniowe), 3 – zasobnik ciepłej wody (biwalentny), 4 – zbiornik buforowy



5 – zbiornik kombinowany, 6 – pobór ciepłej wody, 7 – ogrzewanie podłogowe

Wybrane rozwiązania systemu wspomagania solarnego (z basenami kąpielowymi)





A - z kolektorami płaskimi, biwalentnym zasobnikiem ciepłej wody, zbiornikiem buforowym centralnego ogrzewania i podgrzewaniem wody w basenie zewnętrznym, B - z kolektorami rurowymi, zbiornikiem kombinowanym i podgrzewaniem wody w basenie zadaszonym

Zestawienie elementów instalacji dla budynku jednorodzinnego

Firma/ kolektory	Zbiorniki (oznaczenie i ilość)	Kotły (kW)	Wymienniki basenowe
Buderus/ Logasol SKN 2.0-s	zbiornik biwalentny Logalux SM (300÷500) zbiornik buforowy c.o. Logalux SU (200,300)	Logano G124 (16, 20, 24)	Logasol SWT6
	zb. biw. ład. warstwowo Logalux SL(300/2÷500/2) zbiornik buforowy c.o. Logalux SU(200, 300)		
Viessmann/ Vitosol 100 s2,5	zbiornik biwalentny Vitocell B-100(300, 500) zbiornik buforowy c.o. Vitocell-V 100 (200, 300)	Vitogas 100 (18, 22, 29)	Vitotrans 200
	zbiornik biwalentny Vitocell B-300(350) zbiornik buforowy c.o. Vitocell-V 100 (200, 300)		
	zbiornik kombinowany Vitocell 333(1x, 2x)		
Viessmann/ Vitosol 300 H 20	zbiornik biwalentny Vitocell B-100(300, 500) zbiornik buforowy c.o. Vitocell-V 100 (200, 300)		
	zbiornik biwalentny Vitocell B-300(350) zbiornik buforowy c.o. Vitocell-V 100 (200, 300)		
	zbiornik kombinowany Vitocell 333(1x, 2x)		

Zestawienie elementów instalacji dla budynku czterorodzinnego

Firma/ kolektory	Zbiorniki (oznaczenie i ilość)	Kotły (kW)	Wymienniki basenowe
Buderus/ Logasol SKN 2.0-s	zbiornik biwalentny Logalux SM(2x300÷3x500) zbiornik buforowy c.o. Logalux SU(200, 300)	Logano G234 (44, 50)	Logasol SWT10
	zb. biw. ład. war. Logalux SL (2x300/2÷3x500-2) zbiornik buforowy c.o. Logalux SU (200, 300)		
Viessmann/ Vitosol 100 w2,5	zbiornik biwalentny Vitocell B-100(2x300÷3x500) zbiornik buforowy c.o. Vitocell-V 100 (200,300)	Vitogas 100 (42, 48)	Vitotrans 200
	zbiornik kombinowany Vitocell 333 (1x÷4x)		
Viessmann/ Vitosol 300 H 20	zbiornik biw. Vitocell B-100 (2x300÷ 3x500) zbiornik buforowy c.o. Vitocell-V 100 (200,300)		
	zbiornik kombinowany Vitocell 333 (2x, 3x)		

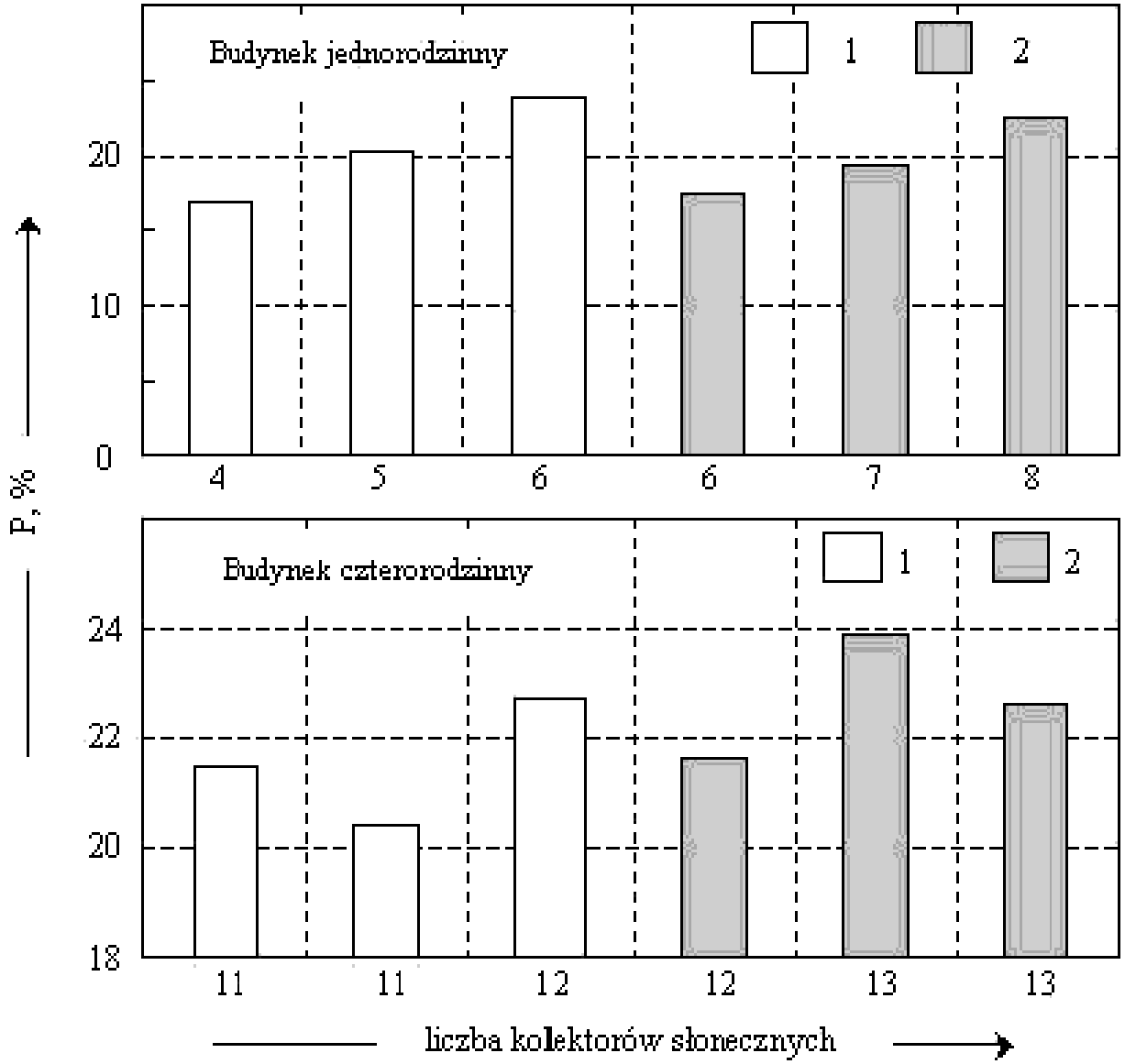
Zestaw danych do obliczeń obiektu basenowego

Ciepła woda użytkowa	
Roczne zapotrzebowanie na ciepłą wodę, m^3	85,2
Wymagana temperatura ciepłej /zimnej wody, °C	55/8 (12)
Rodzaj obiektu/profil rozbioru wody	własny
Czas pracy/długość przerwy cyrkulacji ciepłej wody , h/minuty	$6^{00} \div 22^{00}$/150
Czas pracy instalacji, miesiące	cały rok
Woda basenowa	
Ilość świeżej wody doprowadzanej do basenu/dzień, dm^3	98400
Temperatura zimnej wody (wodociągowej), °C	8 (12)
Czas eksploatacji basenu	cały rok
Kształt/powierzchnia niecki basenowej, -/m^2	dowolny/1159
Wymagana temperatura wody/ maksymalna, °C	28/30
Temperatura/wilgotność powietrza, °C/%	30/60

Zasobnik ciepłej wody użytkowej (*biwalentne*)	
Ilość zasobników/pojemność zasobników, -/dm^3	6/500
Kocioł gazowy (gaz ziemny)	
Moc/sprawność znormalizowana, kW/%	2335/94
Kolektory słoneczne (*Viessmann*)	
Typ - płaskie/ilość	Vitosol 100 s/w 2,5/30
Sumaryczna powierzchnia absorbera/zacienienie, m^2/—	75/brak
Azymut (odchylenie od kierunku PD)/pochylenie,°/—	0/0
Długości przewodów układu w budynku/ na zewnątrz/ pomiędzy kolektorami, m/m/mm	30/10/32
Prędkość czynnika w przewodach/grubość izolacji cieplnej przewodów, (m/s)/ % średnicy nominalnej	0,5/100

Obieg pierwotny (solarny)	
Zawartość glikolu w czynniku/ przepływ objętości czynnika, %/ $l/(h \cdot m^2_{powierzchni\ kolektora})$	40/40
Różnica temperatur włączenia /wyłączenia pompy obiegowej, K	8/6
Wymiennik - podgrzewanie wody basenowej	
Przyrost temperatury wody basenowej (obieg wtórny), K	5
Obieg wtórny (woda basenowa)	
Przepływ obj. wody, $l/(h \cdot m^2_{powierzchni\ kolektora})$	35
Regulacja	
W pierwszej kolejności jest realizowane podgrzewanie ciepłej wody, a nadwyżki ciepła są przekazywane dla podgrzewania wody basenowej.	

Wpływ warunków klimatycznych na liczbę kolektorów stosowanych w budynku jedno- i czterorodzinnym przedstawiono poniżej



Średnie pokrycie całkowitych potrzeb cieplnych budynku jednorodzinnego przez instalację o podstawowej strukturze źródła ze wspomaganiem solarnym: 1 – budynek położony w Warszawie (III); 2 – budynek położony w Gdańsku (I)

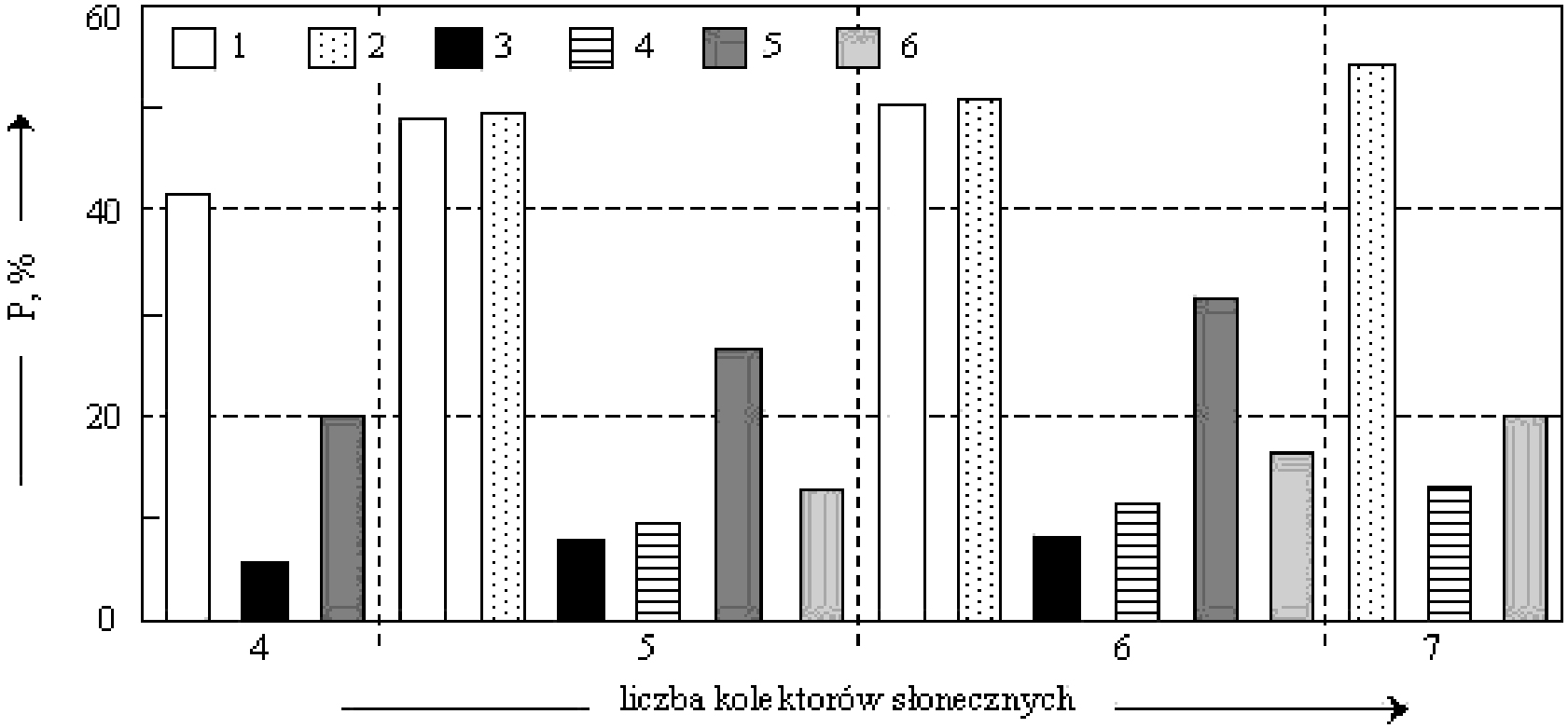
- ✓ **w przypadku budynku położonego Gdańsku (I), w celu otrzymania średniego pokrycia potrzeb cieplnych budynku przez instalację solarną, na poziomie porównywalnym z Warszawą III), należy zwiększyć liczbę kolektorów słonecznych w instalacji**

- ✓ **dla mniejszej instalacji w budynku jednorodzinnym jest to od 1 do 3 kolektorów zależnie od ich typu i rodzaju instalacji (20÷33% przyrost powierzchni pola kolektorów)**

- ✓ **w budynku czterorodzinnym liczbę kolektorów należy zwiększyć o 1, co daje 5÷8% przyrost powierzchni kolektorów.**

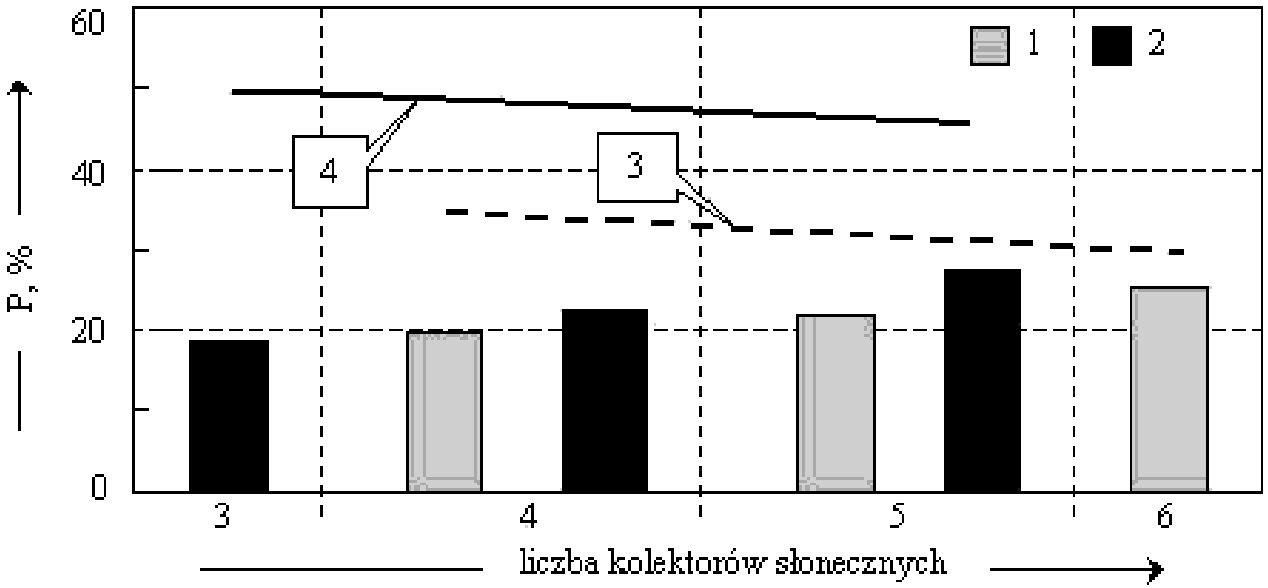
Można też nie zmieniając liczby kolektorów liczyć się z mniejszym średnim pokryciem potrzeb cieplnych budynku przez instalację solarną. W obu strefach klimatycznych pokrycie potrzeb ciepłej wody przez dany rodzaj instalacji solarnej jest podobne lub różni się nieznacznie (1÷2%)

W Gdańsku występuje o około 50% mniejsze pokrycie potrzeb basenu przez wybraną instalację solarną, ale za to większe jest pokrycie potrzeb centralnego ogrzewania (zależnie od instalacji jest to od 0,5 do 4 %), co przedstawiono poniżej



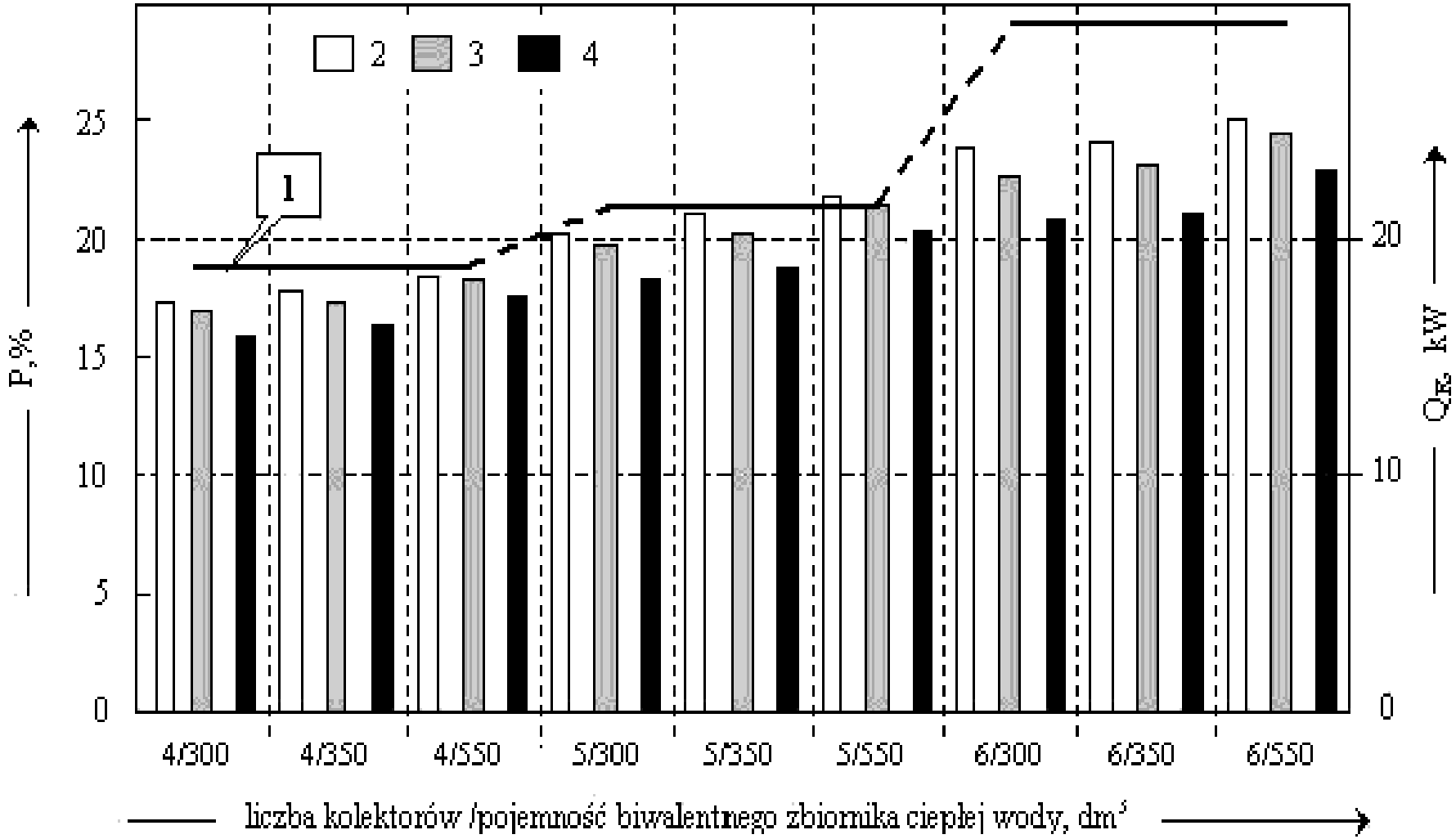
Pokrycie potrzeb grzewczych w budynku jednorodzinnym przez instalację solarną: 1 – ciepła woda (Warszawa); 2 – jw. lecz Gdańsk; 3 – ogrzewanie (Warszawa); 4 – jw. lecz Gdańsk; 5 – podgrzewanie wody w basenie (Warszawa); 6 – jw. lecz Gdańsk

Instalacje z kolektorami rurowymi próżniowymi (rurowymi) zapewniają o kilka procent większe pokrycie potrzeb cieplnych budynku i o kilkanaście procent wyższą sprawność od instalacji z tą samą ilością kolektorów płaskich



Pokrycie potrzeb cieplnych przez kolektory płaskie (1) oraz rurowe (2): 3 – sprawność systemu z kolektorami płaskimi; 4 – jw. lecz z kolektorami rurowymi.

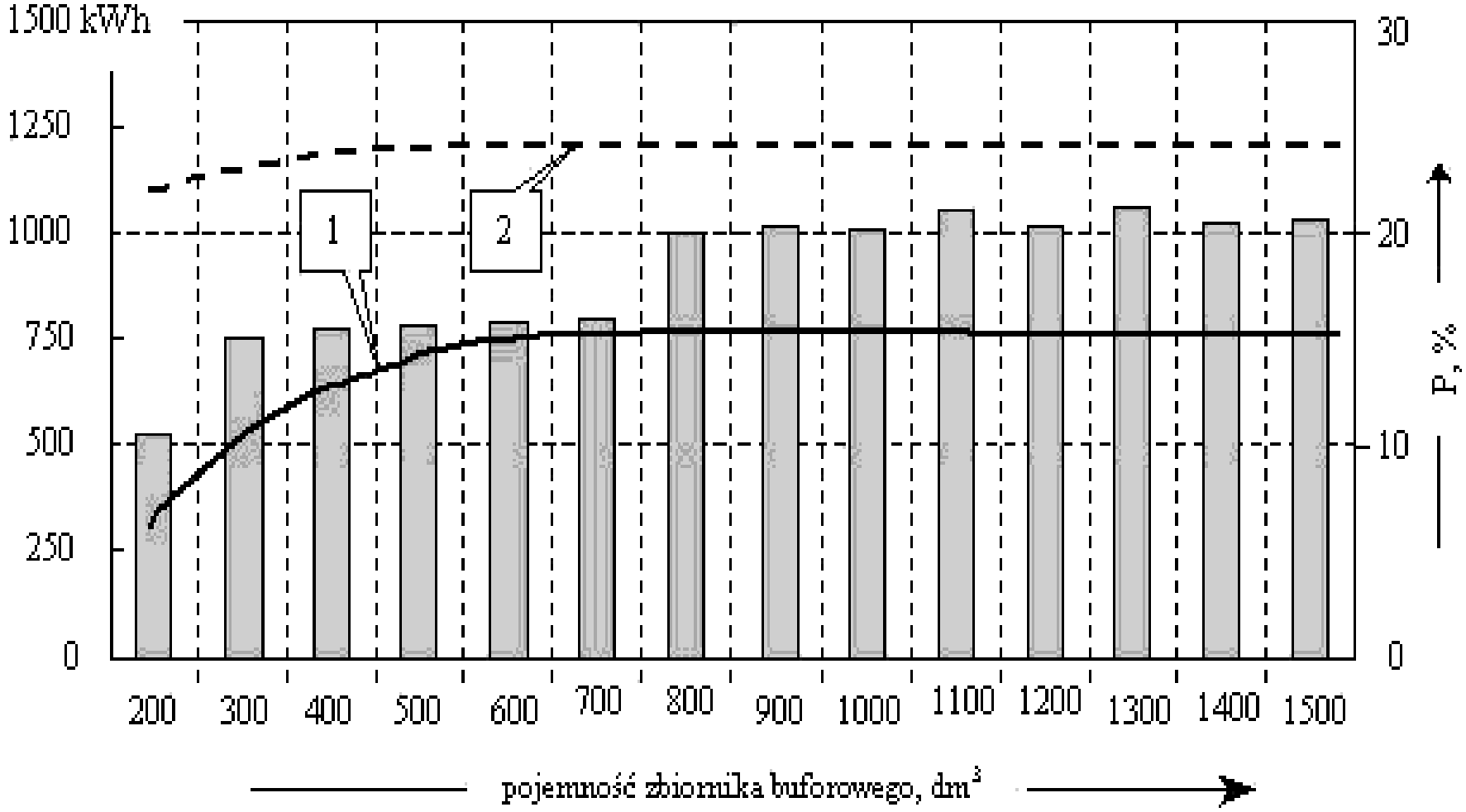
Powiększenie dobowego zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową prowadzi do konieczności zwiększenia mocy kotła. Aby utrzymać pokrycie potrzeb cieplnych budynku na takim samym poziomie należy zwiększyć liczbę kolektorów słonecznych lub liczbę i pojemność biwalentnych podgrzewaczy ciepłej wody



Zmiana stopnia pokrycia potrzeb cieplnych budynku jednorodzinnego (Warszawa) i wymaganej mocy kotła Q_K (1) w zależności od zapotrzebowania ciepłej wody użytkowej: 2 – przygotowanie ciepłej wody w ilości 250 dm³/doba; 3 – jw. lecz dla 3500 dm³/doba; 4 - jw. lecz dla 550 dm³/doba.

Zwiększenie pojemności biwalentnego zbiornika ciepłej wody powoduje, oprócz oczywistego zwiększenia pokrycia jej potrzeb i całkowitego pokrycia potrzeb cieplnych budynku przez instalację solarną, **także zwiększenie sprawności systemu oraz zmniejszenie pokrycia potrzeb centralnego ogrzewania przez instalację solarną**. Zastosowanie biwalentnego zbiornika ładowanego warstwowo, zamiast zbiornika standardowego o tej samej pojemności, powoduje kilkuprocentowe zwiększenie całkowitego pokrycia potrzeb cieplnych budynku przez instalację solarną (6÷8%) i kilkuprocentowe zwiększenie sprawności systemu, przy tej samej ilości kolektorów słonecznych.

Zwiększenie pojemności zbiornika buforowego ogrzewania nie ma większego wpływu na zwiększenie całkowitego pokrycia potrzeb centralnego ogrzewania, aż do jego ustalenia, po przekroczeniu granicznej wartości pojemności zbiornika buforowego (patrz rysunek poniżej)

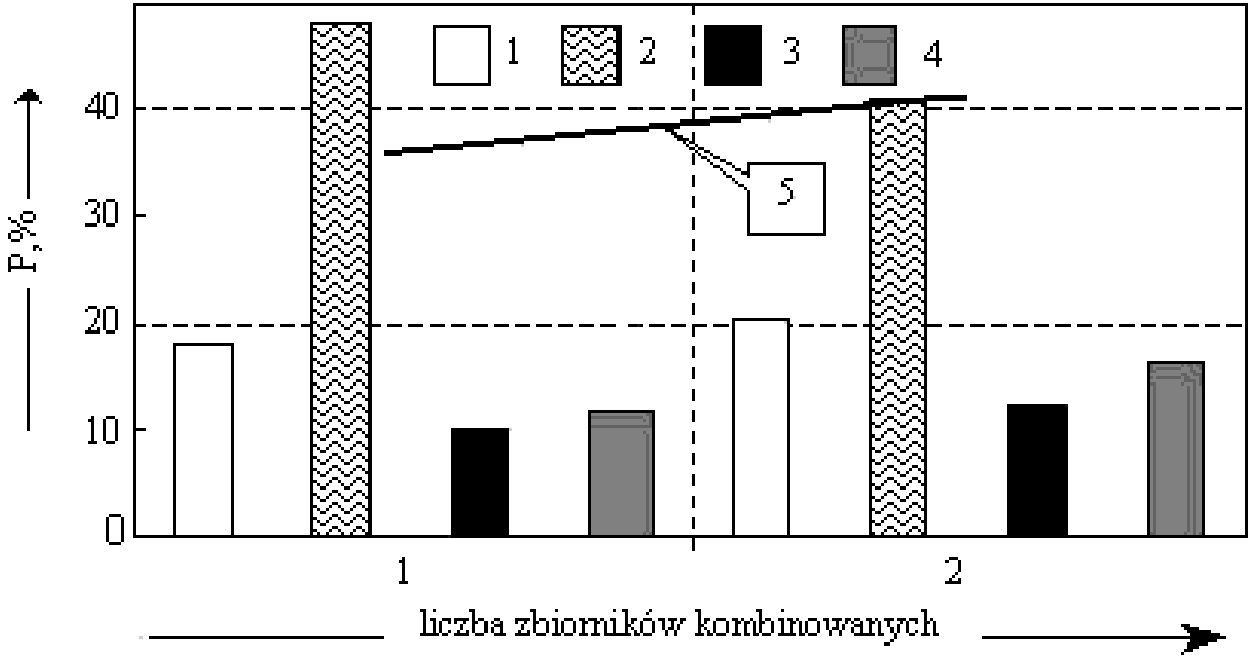


Wpływ pojemności zbiornika buforowego centralnego ogrzewania w budynku czterorodzinnym (Gdańsk): 1 – średnie pokrycie potrzeb ogrzewania; 2 – jw. lecz sumarycznych potrzeb

Wspomaganie instalacji centralnego ogrzewania z tradycyjnymi grzejnikami konwekcyjnymi o parametrach 60/40ºC w budynku wielorodzinnym przez instalację solarną nie przekracza 2%

W przypadku budynku jednorodzinnego, w którym zastosowano ogrzewanie podłogowe o parametrach 40/25ºC, pokrycie tych potrzeb przez instalację solarną jest większe zaledwie o kilka procent. Pokrycie omawianych potrzeb wzrasta do kilkunastu procent dla instalacji ze zbiornikiem kombinowanym w budynku jednorodzinnym położonym w Gdańsku, co można wyjaśnić specyfiką pracy takiego zbiornika.

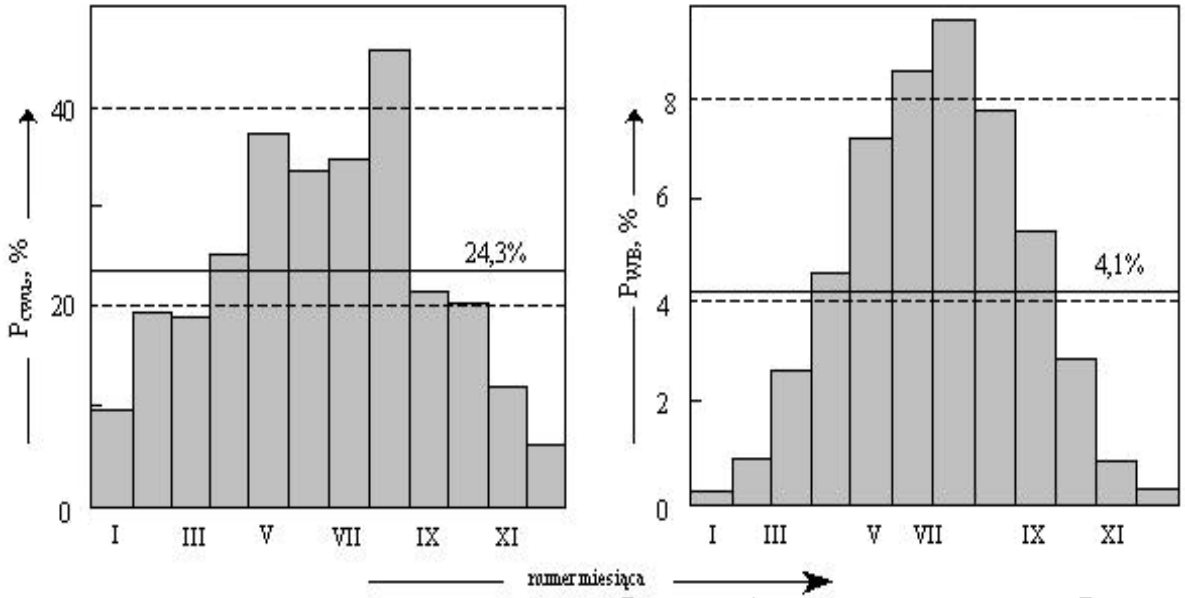
Wzrost liczby zbiorników kombinowanych powoduje, oprócz niewielkiego zwiększenia pokrycia potrzeb centralnego ogrzewania i nieomal całkowitego pokrycia potrzeb cieplnych budynku przez instalację solarną, także niewielkie zwiększenie sprawności systemu oraz zwiększenie pokrycia potrzeb basenu kąpielowego, ale za to zmniejszenie pokrycia potrzeb ciepłej wody przez instalację solarną (rysunek poniżej)



Wpływ liczby zbiorników kombinowanych (Gdańsk – budynek jednorodzinny): 1 – średnie pokrycie całkowitych potrzeb cieplnych przez instalację solarną, 2 – jw. lecz potrzeb ciepłej wody, 3 – jw. lecz potrzeb centralnego ogrzewania, 4 – jw. lecz dla basenu, 5 – sprawność systemu

Badania dużego obiektu basenowego przeprowadzono przy uwzględnieniu danych klimatycznych opisanych średnią temperaturą zewnętrzną równą 7,9^{0}C, sumarycznego promieniowania słonecznego w okresie rocznym, wynoszącego 1042,7 kWh/m^2 (przy promieniowaniu rozproszonym równym 58,3%). Określone zostały również niezbędne do obliczeń wartości dziennego i maksymalnego zużycia ciepłej wody wynoszące odpowiednio 233,4dm^3 i 319,4dm^3 oraz roczne zapotrzebowanie na ciepło równe niewiele ponad 4,4MWh

Procentowe pokrycie wybranych potrzeb cieplnych dla tego obiektu w odniesieniu do poszczególnych miesięcy przedstawiono poniżej

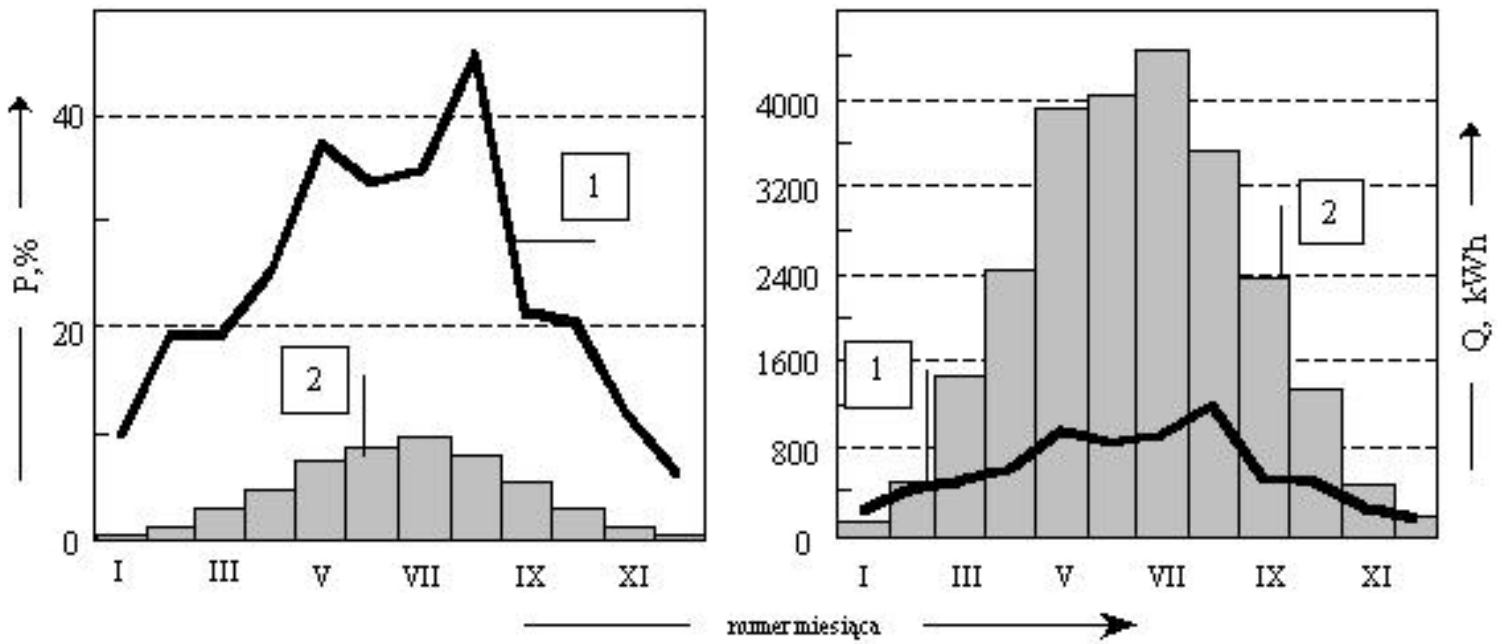


Pokrycie potrzeb na przygotowanie ciepłej wody użytkowej (P_{cwu}) oraz podgrzewanie wody basenowej (P_{WB}) przez płaskie kolektory (o powierzchni 75 m^2) w kolejnych miesiącach roku

Można uzyskać pokrycie zapotrzebowania ciepła na cele przygotowania ciepłej wody - P_{cwu} (przy jednoczesnym wspomaganiu podgrzewania wody basenowej) na poziomie ponad 45% w sierpniu i około 5% w grudniu. Jednak już w lutym porycie to wzrasta do poziomu około 20%. Procent ten jest mniejszy w przypadku pokrycia potrzeb cieplnych na potrzeby podgrzewania wody basenowej (P_{WB})

Zysk z tytułu zastosowania wspomagania słonecznego jest pozornie nieduży, ponieważ pojemność niecki basenowej jest olbrzymia, a pomimo to w lipcu (VI) pokrycie dochodzi on do poziomu 10%, ale w miesiącach zimowych nie przekracza 1%. Uwzględniając procentowe pokrycie zapotrzebowania na ciepło na cele ciepłej wody i wody basenowej, można dojść do błędnego wniosku, że pokrycie ciepła na potrzeby wody basenowej jest niewielkie. Nie wydaje się to jednak wnioskiem poprawnym, gdyż dopiero porównanie faktycznej ilości ciepła dostarczanego na poszczególne potrzeby ukazuje wartości zysków osiągnięte dzięki wspomaganiu solarnemu.

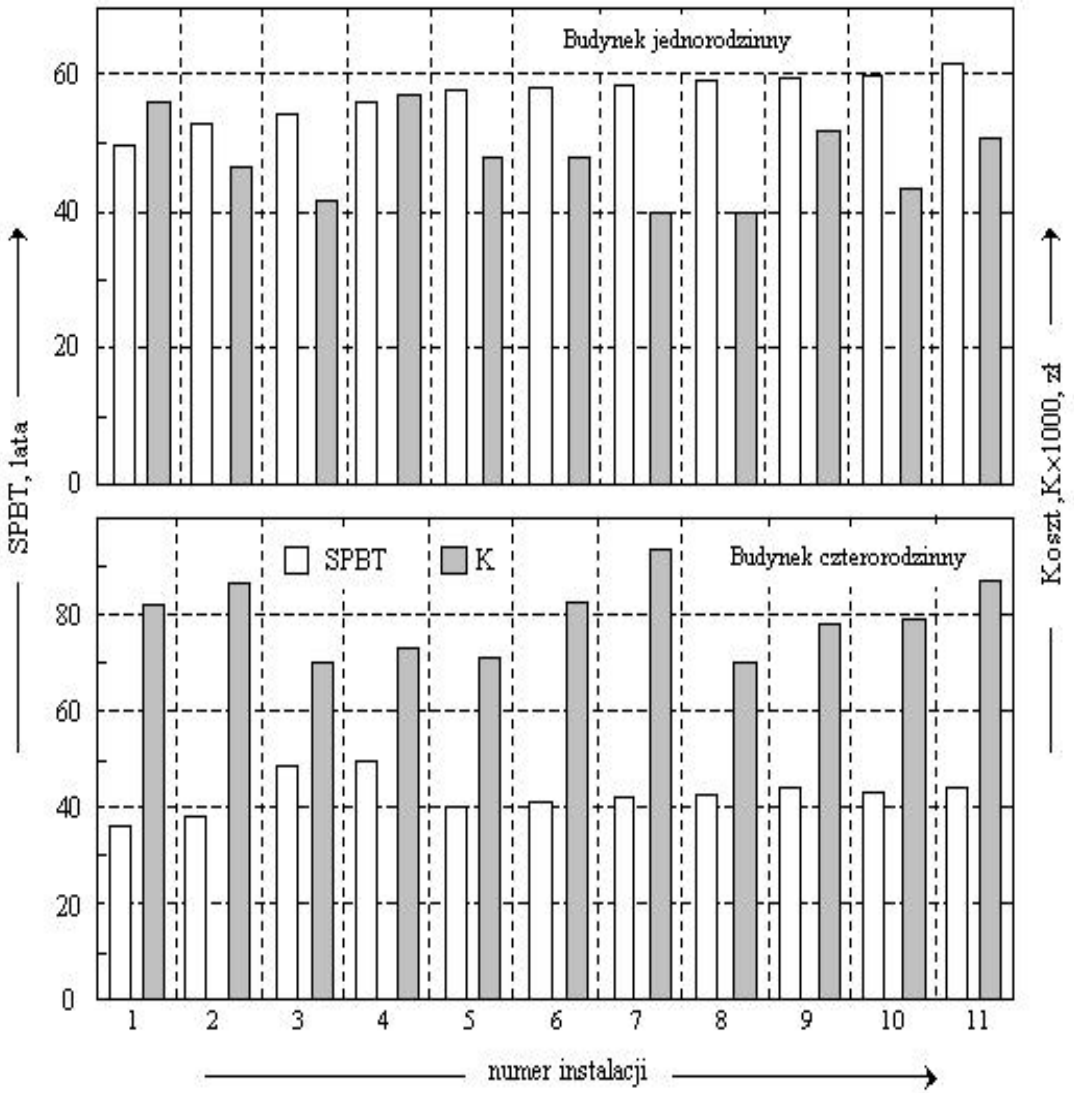
Jak widać na rysunku poniżej pomimo, że pokrycie zapotrzebowania ciepła na cele ciepłej wody użytkowej znacznie przewyższa jego pokrycie na cele podgrzewania wody basenowej, to rzeczywista ilość ciepła dostarczonego na podgrzewanie wody basenowej jest znacznie większa od ilości ciepła na cele ciepłej wody.



Porównanie potrzeb na przygotowanie ciepłej wody (1) oraz podgrzanie wody basenowej (2) przez płaskie kolektory w kolejnych miesiącach roku

Uzupełnieniem dokonanych badań były analizy ekonomiczne. Przyjęto żywotność instalacji równą 20 lat, stopę dyskonta 4%, stopę wzrostu cen energii elektrycznej oszacowaną na 3% oraz stopę wzrostu kosztów eksploatacji założoną w granicach 2%. Przyjęto także jednostkowe koszty energii elektrycznej wynoszące 0,32 zł/kWh (taryfa całodobowa) oraz gazu ziemnego 1,05 zł/m^3 (wraz ze zmienną opłatą przesyłową)

Pozostałe opłaty takie jak: abonament za gaz i energię elektryczną oraz opłaty przesyłowe stałe nie zostały uwzględnione. Koszty inwestycyjne uwzględniają koszty elementów instalacji solarnej z pominięciem elementów, które występowałyby w instalacji konwencjonalnej. Do kosztów inwestycyjnych wliczono także koszty montażu instalacji solarnych



Najkrótsze czasy zwrotu występują dla instalacji w budynku czterorodzinnym; mimo dużych kosztów inwestycyjnych przy jego eksploatacji występuje małe zużycie gazu. Jednakże wartości te (SPBT), z których najmniejsza wynosi około 36 lat, są dużo większe od przyjętej żywotności instalacji. W przypadku dużego budynku basenowego zwrot kosztów nastąpi w czasie dwa razy krótszym, co ma już pewne znamiona opłacalności ekonomicznej

- ✓ **niezależnie od położenia budynku oraz struktury jego źródła ciepła żadne z analizowanych jego rozwiązań z trzema odbiorami ciepła nie jest w pełni opłacalne,**
- ✓ **pewne znamiona opłacalności dotyczą jedynie dużych obiektów basenowych,**
- ✓ **realizacja wspomagania solarnego w krajowym budownictwie wymaga traktowania tych inwestycji jako proekologicznych i dofinansowania przez władze regionalne lub krajowe,**