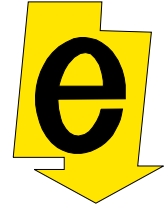




POLITECHNIKA WARSZAWSKA
WYDZIAŁ ELEKTRYCZNY
INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI

00-662 Warszawa, ul. Koszykowa 75 tel. (0-22) 629-49-85 fax: 825-94-44
NIP: 525-000-58-34
<http://www.ee.pw.edu.pl/en> Konto bankowe: PEKAO SA IV O/Warszawa
12401053-77777777-3000-401112-001



PRACA DYPLOMOWA MAGISTERSKA

Temat nr :

Dyplomanci: Kłos Mariusz
Krzysztof Urban

Studia dzienne: EP

Temat: Nowy regulator napięcia do ładowania baterii chemicznej z ogniw słonecznych, oraz ocena ekonomiczna elektrowni słonecznej.

Zakres pracy:

1. Ogólny zarys sytuacji energetyki słonecznej w Polsce i na świecie.
2. Przykłady zastosowań i tendencje rozwoju technologii słonecznej.
3. Projekt i zasada działania regulatora równoległego w elektrowni słonecznej.
4. Ocena ekonomiczna opłacalności zastosowania małej elektrowni słonecznej do zasilaniu obiektów oddalonych od sieci energetycznej.

Termin złożenia pracy: 10.XI.2001r.

Konsultant pracy:

Promotor

prof. dr hab. inż. Antoni Dmowski

SPIS TREŚCI:

1. WSTĘP	3
1.1. CEL PRACY.....	4
4 SPOSOBY WYKORZYSTANIA PROMIENIOWANIA SŁONECZNEGO DO WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	4
4.1 WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ METODĄ HELIOTERMICZNĄ.....	5
4.2 WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ METODĄ HELIOELEKTRYCZNĄ.....	7
2.2.1. Zjawisko konwersji fotowoltaicznej.....	7
2.2.2. Budowa i zasada działania ogniwa fotowoltaicznego.....	7
2.2.3. Charakterystyka ogniw słonecznych – technologia, rodzaje.....	8
2.2.4. Budowa modułów słonecznych.....	9
2.2.5. Czynniki determinujące możliwość wykorzystania energii promieniowania słonecznego.....	9
2.2.6. Systemy fotowoltaiczne.....	10
3. ENERGETYKA SŁONECZNA NA ŚWIECIE I W POLSCE.....	11
3.1. ENERGETYKA SŁONECZNA NA ŚWIECIE.....	11
3.2. ENERGETYKA SŁONECZNA W POLSCE.....	20
3.2.1. Warunki klimatyczne i meteorologiczne w Polsce jako czynniki determinujące możliwość wykorzystania energii promieniowania słonecznego do celów użytkowych.....	20
3.2.1. Zastosowania i tendencje w rozwoju technologii słonecznych w warunkach krajowych.....	22
4. PROJEKT UKŁADU REGULACYJNEGO DLA ELEKTROWNI SŁONECZNEJ.....	27
4.1 ZASADA DZIAŁANIA REGULATORA.....	28
4.1.1 Algorytm załączania oporników.....	30
4.1.2 Dobór i rola oporników w regulatorze.....	32
4.2 BUDOWA REGULATORA.....	37
4.2.1 Obwód mocy.....	39
4.2.2 Układ sterowania.....	42
4.2.3 Układ zabezpieczający.....	47
4.2.4 System automatycznego nadzoru.....	48
4.2.5 Zasilanie układu sterowania.....	49
5 STUDIA OPŁACALNOŚCI W POLSCE.....	51
5.1 KOSZT SYSTEMU PV	51
5.2 OCENA PIENIĘŻNA ODDZIAŁYWAŃ NA CZŁOWIEKA I ŚRODOWISKO.....	53
5.3 OPŁATY ZA PRZYŁĄCZENIE I DOSTARCZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z SEE.....	53
5.4 OCENA EKONOMICZNA PRZEDSIĘWZIĘCIA ZA POMOCĄ METODY PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH.....	56
5.5 OCENA EKONOMICZNA PRZEDSIĘWZIĘCIA PRZY UWZGLĘDNIENIU KONIECZNOŚCI WYBUDOWANIA DŁUGIEJ LINII ZASILAJĄCEJ.....	60
6 WNIOSKI.....	61
DODATKI.....	63
BIBLIOGRAFIA	65

1. Wstęp

Swobodny dostęp do energii jest podstawowym warunkiem rozwoju każdego społeczeństwa. Niestety światowa energetyka, pomimo ciągłego rozwoju, stanęła przed problemem związanym z powolnym, lecz nieuchronnym wyczerpywaniem się zasobów paliw kopalnych: gazu, węgla i ropy naftowej. Przyczynia się również do szybko postępującej degradacji naszego naturalnego środowiska. Od wielu lat obserwuje się ciągły przyrost zawartości dwutlenku węgla, dwutlenku siarki i tlenków azotu w atmosferze. Związki te, powstałe jako produkt uboczny w procesie wytwarzania energii, przyczyniają się do zwiększenia temperatury powietrza (efekt cieplarniany) i zaniku ozonu w górnych warstwach atmosfery. Zanieczyszczeniu ulegają także wody i gleba. Alternatywą, mogłaby tu być energetyka atomowa, ale tu również napotykamy na szereg problemów (np. utylizacja odpadów radioaktywnych), przez co nie uzyskała ona społecznej akceptacji. Sytuacja może ulec poprawie dzięki rozwojowi niekonwencjonalnych źródeł energii, do których zaliczamy: energię ruchów planetarnych (pływy), energię geotermalną (energia wnętrza ziemi), oraz energię słoneczną wraz z jej pochodnymi. Wykorzystanie energii pochodzących od tych źródeł w minimalnym stopniu wpływa na degradację ekologiczną środowiska i zapewnia równowagę termiczną w bilansie energetycznym Ziemi. Inną ich zaletą jest to, że dają się w sposób nieograniczony eksploatować. Nazwano je ODNAWIALNYMI ŹRÓDŁAMI ENERGII [14] [16] [3].

Wykorzystanie OZE przynosi korzyści w postaci:

- dywersyfikacji źródeł energii i zwiększenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię,
- zdecentralizowanego na ogół charakteru wytwarzania,
- zmniejszenia oddziaływania produkcji energii na środowisko.

Powyższe względy wpływają na rozwój technologii i zastosowań OZE na świecie. Bardzo dynamiczny rozwój przeżywają technologie wykorzystujące energię promieniowania słonecznego i jej pochodnych, do których należą [14]:

- energia wodna (małe elektrownie wodne),
- energia wiatru (generatory wiatrowe),

- energia biomasy (obejmuje substancje organiczne pochodzenia roślinnego, zwierzęcego, mogą ją stanowić odpady i ścieki np. słoma, trzcina, drewno energetyczne, papier z odzysku, odpady przemysłu papierniczego),
- energia otoczenia (energia powietrza, gruntu, wód powierzchniowych i gruntowych wykorzystana w systemach z pompami ciepła).

1.1. Cel pracy.

Nasza praca, na przykładzie zbudowanego przez nas systemu fotowoltaicznego, ma przybliżyć studentom zagadnienia związane z możliwością wykorzystania energii promieniowania słonecznego do produkcji energii elektrycznej. Praca zawiera również analizę ekonomiczną systemu o mocy 2kW, przeprowadzoną w celu uwiarygodnienia opłacalność przedsięwzięć energetycznych bazujących na małych, autonomicznych systemach fotowoltaicznych. Prezentowany układ w przyszłości może stać się obiektem wielu badań laboratoryjnych, dzięki którym studenci zapoznają się z budową i zasadami funkcjonowania tego typu instalacji, poszerzając tym samym swoją wiedzę i kwalifikacje.

4. Sposoby wykorzystania promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej.

Istnieją dwie metody wykorzystania promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej. Pierwszą jest metoda heli termiczna polegająca na przemianie energii promieniowania słonecznego w ciepło, umożliwiające wytworzenie pary doprowadzanej następnie do turbiny która napędza generator. Druga metoda zwana helioelektryczną wykorzystuje zjawisko konwersji fotowoltaicznej, która umożliwia bezpośrednie przekształcenie promieniowania słonecznego na energię elektryczną.

Zbudowany przez nas układ opiera swoje działanie na konwersji fotowoltaicznej i w związku z tym zagadnienia związane właśnie z tym zjawiskiem będą szerzej omawiane [14].

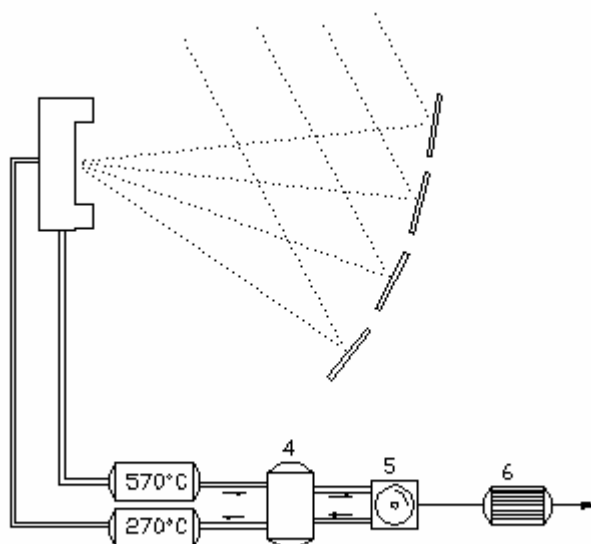
4.1 Wytwarzanie energii elektrycznej metodą heli termiczną.

Metoda heli termiczna jest metodą pośrednią. Polega na przemianie energii promieniowania słonecznego w energię ciepłą, wykorzystaną do wytworzenia pary pod odpowiednim ciśnieniem. Para ta jest następnie rozprężana na łopatkach turbiny, która napędza generator. W praktyce stosowane są dwa typy elektrowni heli termicznych:

- ✓ z wieżą centralną typu CRS (Central Receiver System) pokazana na rys.2.1,
- ✓ z liniowymi kolektorami słonecznymi typu SEGS (Solar Electric Generating System) pokazana na rys.2.2.

Głównymi elementami elektrowni heli termicznej typu CRS są:

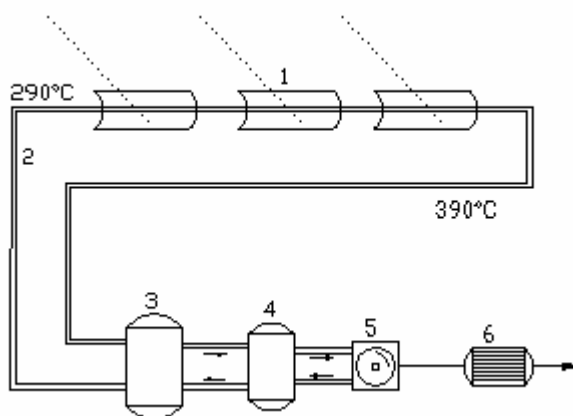
- ✓ zwierciadła odbijające promieniowanie słoneczne (heliostaty) i kierujące je na centralny punkt w wieży ,
- ✓ Wieża z punktem centralnym (absorberem), który składa się z rurek zawierający płyn roboczy (sód, lit, azotan potasu).



Rys.2.1. Ideowy schemat elektrowni heli termicznej typu CRS; 1-heliostaty, 2-absorber umieszczony na wieży, 3-zbiorniki nagrzanego i ochłodzonego czynnika roboczego, 4-wytwornica pary, 5-turbina parowa, 6-generator.

Ciepło promieniowania słonecznego, skoncentrowanego przez heliostaty, poprzez płyn roboczy, wytwarza parę napędzającą turbinę parową. W elektrowniach CRS osiągnięta jest temperatura rzędu 570-600°C. Heliostaty są wyposażone w urządzenia śledzące aktualną pozycję słońca, sterowane komputerowo. Największa elektrownia tego typu pracuje w Stanach Zjednoczonych, w Kalifornii. Jest zbudowana z 1818 heliostatów zajmujących 40 ha i daje moc wyjściową 10 MW.

Heliotermiczne elektrownie typu SEGS są rozwiązaniem tańszym i technicznie prostszym. Głównymi elementami elektrowni SEGS są kolektory liniowe słonecznych zwierciadeł paraboloidalnych wraz z umieszczonymi w nich absorberami wypełnionymi płynem roboczym (olejem). W elektrowniach SEGS, przy wyjściu z absorbera osiągnięta jest temperatura do 400°C. Chcąc zapewnić ciągłość pracy elektrowni wyposaża się je w rezerwowe podgrzewacze wody, uniezależniając się w ten sposób od warunków pogodowych. Pozostałe elementy konstrukcyjne są podobne do elektrowni CRS. Elektrownie SEGS budowane są coraz częściej w Stanach Zjednoczonych na terenach pustynnych o bardzo dobrym nasłonecznieniu [14].



Rys.2.2. Ideowy schemat elektrowni heliotermicznej typu SEGS ; 1-kolektory liniowe słonecznych zwierciadeł paraboloidalnych, 2-przewody doprowadzające czynnik roboczy, 3-rezerwowy podgrzewacz pary, 4-wytwornica pary, 5-turbina parowa, 6-generator.

4.2 Wytwarzanie energii elektrycznej metodą helioelektryczną.

2.2.1. Zjawisko konwersji fotowoltaicznej.

Konwersja fotowolticzna polega na polaryzacji złącza p-n półprzewodnika pod wpływem padającego promieniowania elektromagnetycznego, w naszym przypadku światła słonecznego, w skutek czego złącze staje się źródłem siły elektromotorycznej (powstaje bariera potencjału). Ze wszystkich półprzewodników najszerze zastosowanie (ze względu na swoje właściwości) znalazł dotychczas krzem [14] [15].

2.2.2. Budowa i zasada działania ogniwa fotowoltaicznego.

Podstawowy przyrząd elektronowy używany do zamiany energii słonecznej na elektryczną za pomocą efektu fotowoltaicznego, nazywany jest ogniwem fotowoltaicznym lub słonecznym. Uformowany jest on w materiale półprzewodnikowym, w którym pod wpływem absorpcji promieniowania powstaje napięcie na zaciskach przyrządu. Po dołączeniu obciążenia do tych zacisków płynie przez nie prąd elektryczny. Największe sprawności przetwarzania promieniowania słonecznego (do 30 %) uzyskuje się z ogniw wytworzonych z arsenku galu (GaAs), ale ogniwa te są najdroższe i dlatego są stosowane przede wszystkim w technologiach kosmicznych. Typowe ogniwo fotowoltaiczne jest to płytka półprzewodnikowa z krzemu krystalicznego lub polikrystalicznego, w której została uformowana bariera potencjału w postaci złącza p-n. Grubość płytek zawiera się w granicach 200 - 400 mikrometrów. Na przednią i tylną stronę płytki naniesione są metaliczne połączenia, będące kontaktami i pozwalające płytce działać jako ogniwo fotowoltaiczne. Moc pojedynczego ogniwa wynosi zazwyczaj 1 - 2 W [14] [9].

2.2.3. Charakterystyka ogniw słonecznych – technologia, rodzaje.

Ogniwa z krzemu monokrystalicznego wykonywane są z okrągłych płytek, a następnie przycinane na kwadraty dla zwiększenia upakowania na powierzchni modułu. Monokrystaliczne ogniwa fotowoltaiczne wykazują najwyższe sprawności konwersji, ale są najdroższe w produkcji. W badaniach laboratoryjnych pojedyncze ogniwa osiągają sprawności rzędu 24%. Ogniwa produkowane na skalę masową mają sprawności około 17%.

Polikrystaliczne ogniwa krzemowe wykonane są z dużych prostopadłościennych bloków krzemu, wytwarzanych w specjalnych piecach, które powoli oziębiają roztopiony krzem, aby zainicjować wzrost polikryształu o dużych ziarnach. Bloki te są cięte na prostokątne płytki, w których również formowana jest bariera potencjału. Polikrystaliczne ogniwa są trochę mniej wydajne niż monokrystaliczne, ale ich koszt produkcji jest niższy.

Ogniwa oparte na krzemie monokrystalicznym i polikrystalicznym nie są jednak idealnym rozwiązaniem. Są stosunkowo grube i zużywają dużo drogiego materiału, mają ograniczoną wielkość i muszą być łączone, a więc moduły nie są monolitycznie zintegrowane. Przewiduje się, że współczesna fotowoltaika będzie się opierać na technologiach znanych szeroko jako technologie "cienkowarstwowe". Dzięki stosowaniu jedynie bardzo cienkich warstw (grubości pojedynczych mikrometrów) drogiego materiału półprzewodnikowego na tanich podłożach o dużej powierzchni można znacznie zredukować całkowity koszt ogniwa fotowoltaicznego. Ogniwa cienkowarstwowe są mniej sprawne od najlepszych ogniw z krzemu krystalicznego, ale oczekuje się, że w przyszłości, przy produkcji na skalę masową, będą one znacznie tańsze. Obecnie, najbardziej zaawansowane ogniwa cienkowarstwowe wykonane są z krzemu polikrystalicznego (GaAS, CuInSe₂/(CdZn)S, lub CdTe/(CdZn)S) i amorficznego (a-Si) wraz z jego stopami (a-SiGe, a-SiC). Ogniwa z krzemu amorficznego są powszechnie używane w produktach wymagających małej mocy zasilania np. kalkulatory, zegarki, itp. Przykładowe propozycje producentów w zakresie modułów cienkowarstwowych przedstawia tabela 1.1.[14][9][1]

Tabela 2.1. Propozycje modułów cienkowarstwowych.

Firma	Absorber	Powierzchnia [cm ²]	Wydajność [%]	Moc [W]
Siemes Solar	Cu(In,Ga)Se ₂	3830	11,2	43,1
Siemes Solar	Cu(In,Ga)(Se,S) ₂	3859	10,1	39,7
ISET	CuInSe ₂	845	6,9	5,8
BP Solar	CdTe	686	10,1	7,1
Solar Cells Inc.	CdTe	2706	8,1	55,4
Matsushita	CdTe	1200	8,7	10,0

2.2.4. Budowa modułów słonecznych.

Dla uzyskania większych napięć lub prądów ogniwa łączone są szeregowo lub równolegle tworząc moduł fotowoltaiczny. Moc takich modułów (dostępne na rynku mają powierzchnię od 0,3 do 1 m²) wyrażana jest w watach mocy szczytowej (Wp - watt peak), zwykle kształtuje się pomiędzy 30 a 120 Wp. Moduły są hermetyzowane, aby uchronić je przed korozją, wilgocią, zanieczyszczeniami i wpływami atmosfery. Obudowy muszą być trwałe, ponieważ dla modułów fotowoltaicznych oczekuje się czasów eksploatacji około 20 - 30 lat.

W dzisiejszych czasach wytwarza się specjalne moduły, które są zintegrowane z dachami lub fasadami budynków. Produkowane są również moduły szczególnie odporne na korozję wywołaną słoną wodą morską. Znajdują one zastosowanie na łodziach żaglowych, znakach nawigacyjnych i latarniach morskich. Ostatnim osiągnięciem w tej dziedzinie jest wytworzenie półprzezroczystego modułu, który może być używany jako okno w budynkach [14] [25].

2.2.5. Czynniki determinujące możliwość wykorzystania energii promieniowania słonecznego.

Energia promieniowania słonecznego może być wykorzystana w poszczególnych krajach w bardzo różnym stopniu. Nie jest ona bowiem dostępna wszędzie w sposób jednakowy. W zależności od dostępności energii promieniowania słonecznego, co jest

przede wszystkim związane z warunkami klimatycznymi, możemy preferować różne formy wykorzystania tej energii i różne typy instalacji. Czynniki, które determinują możliwość wykorzystania energii promieniowania słonecznego, jak i wpływają na wybór konkretnych rozwiązań systemów słonecznych są [16] [2]:

- promieniowanie słoneczne całkowite [W/m^2], będące sumą promieniowania bezpośredniego (dochodzącego z widocznej tarczy słonecznej), rozproszonego i odbitego,
- napromieniowanie, zwane także nasłonecznieniem [J/m^2] przedstawiające energię padającą na jednostkę powierzchni w ciągu określonego czasu (godziny, dnia, miesiąca, roku),
- usłonecznienie [h] będące liczbą godzin z bezpośrednio widoczną operacją słoneczną (przewidywalna eksploatacja systemu słonecznego).

2.2.6. Systemy fotowoltaiczne.

Podstawowym problemem dotyczącym wykorzystania energii słonecznej do produkcji prądu elektrycznego, z uwagi na fakt, że natężenie promieniowania nieustannie się zmienia, jest zagwarantowanie ciągłości zasilania odbiornika. Należy więc akumulować wszelkie nadwyżki energii, aby zapewnić ciągłość zasilania w czasie nocy, złej pogody, szczytu energetycznego, bądź ewentualnej chwilowej awarii generatora słonecznego. Najprostszym rozwiązaniem jest niewątpliwie dołączenie systemu do sieci energetycznej. Sieć przyjmie każdą nadwyżkę energii oraz zapewni nieograniczony jej pobór w czasie pogorszenia warunków pogodowych. W tej sytuacji system staje się swoistą elektrownią słoneczną, przekazując wyprodukowaną energię do sieci za pomocą energoelektronicznych układów przetwarzania (falowników). Systemy te dzielą się na:

- **zdecentralizowane** montowane na dachach i elewacjach budynków, barierach dźwiękochłonnych przy autostradach itp. (on-grid distributed system),
- **zcentralizowane** zajmujące tereny o bardzo dużych powierzchniach, wyposażone często w urządzenia śledzące ruch słońca i koncentratory promieniowania. Dużym potencjałem wytwórczym charakteryzują się tu szczególnie elektrownie heliologiczne (on-grid centralised system).

W niektórych przypadkach podłączenie systemu do sieci jest niemożliwe lub po prostu się nie opłaca. Dzieje się tak w przypadku obiektów znajdujących się na terenach niezelektryfikowanych np. schroniska górskie. Tutaj jedynym rozwiązaniem jest akumulacja energii bądź przystosowanie systemu do współpracy z innymi źródłami energii elektrycznej, takimi jak: generatory spalinowe, generatory wiatrowe, turbiny wodne. Są to tzw. systemy **autonomiczne** często nazywane systemami wolnostojącymi lub wyspowymi (off-grid, 'stand alone' system). Akumulacja energii może zachodzić bezpośrednio lub pośrednio. Metoda bezpośrednia jest powszechnie stosowana i polega po prostu na ładowaniu baterii akumulatorów. System taki musi zawierać zespół urządzeń energoelektronicznych kontrolujący warunki ładowania baterii. Pośrednia metoda polega na wykorzystaniu wytwarzanej energii do elektrolizy wody. Wodór powstały podczas elektrolizy jest magazynowany a następnie wykorzystywany jako wysokokaloryczne paliwo stosowane np. w ogniach paliwowych będących kolejnym niekonwencjonalnym źródłem energii. Systemy autonomiczne mogą być wykorzystane do zasilania np. lamp ulicznych, domków letniskowych położonych z dala od sieci energetycznej, schronisk górskich, telekomunikacyjnych stacji przekaźnikowych, stacji meteorologicznych itp. [14] [25] [23].

3. ENERGETYKA SŁONECZNA NA ŚWIECIE I W POLSCE.

3.1. ENERGETYKA SŁONECZNA NA ŚWIECIE.

Zainteresowanie systemami fotowoltaicznymi szybko wzrasta na całym świecie. Dynamiczny rozwój tej technologii można wytłumaczyć tym, że jest to technologia czysta. Umożliwia wytwarzanie energii elektrycznej, bez ubocznej produkcji zanieczyszczeń, hałasu i innych czynników powodujących niekorzystne zmiany w naszym środowisku. Rozwojowi tej technologii towarzyszy systematyczny spadek cen produkowanej przez moduły energii, przez co technologia ta staje się coraz bardziej konkurencyjna w stosunku do konwencjonalnych źródeł energii. Produkcja modułów fotowoltaicznych w latach 1990 – 1998 zwiększała się średnio o 25% rocznie. W roku 1998 wyniosła ona 152 MWp, a w 1999 już 200 MWp [12].

Okolo 50% rynku światowego wykorzystywane jest w systemach niedołączonych do sieci elektroenergetycznej. Zasilają takie urządzenia jak telefony awaryjne, stacje

telekomunikacyjne, pompy wody. Kolejnych 20% przypada na zasilanie urządzeń powszechnego użytku jak zegarki, kalkulatory itp.. Jednakże obecny gwałtowny wzrost produkcji jest związany z zastosowaniem w budownictwie gdzie wykorzystywane jest pozostałe 30% światowej produkcji. Systemy fotowoltaiczne najlepiej sprawdzają się na obszarach niezelektryfikowanych (ok. 2 mld. ludzi na całym świecie nie ma dostępu do prądu elektrycznego). Fotowoltaika może dać szansę rozwoju krajom Trzeciego Świata.



Rys. 3.1. Panele fotowoltaiczne w Pargula Thanda - Indie



Rys. 3.2. Moduł fotowoltaiczny w wiosce w Kenii

Ocenia się, że około 500 tysięcy gospodarstw domowych na całym świecie korzysta z systemów fotowoltaicznych do pokrycia większości lub całości zapotrzebowania na energię elektryczną. W ostatnich latach duży nacisk, szczególnie w krajach wysoko uprzemysłowionych, kładziony jest na rozwój systemów fotowoltaicznych podłączonych do sieci elektroenergetycznej. Umożliwi to redukcję zużycia paliw kopalnych i zmniejszy emisję gazów cieplarnianych.

Specjaliści od energetyki solarnej i architektki z Europy, Japonii i Stanów Zjednoczonych prowadzą intensywne prace dotyczące możliwości wykorzystania fotowoltaiki w budownictwie, gdzie ogniwa fotowoltaiczne będą stanowić elementy budowlane tworząc zintegrowane systemy dachowe i ścienne.

W Europie kierowniczą rolę w propagowaniu solarnej technologii wzięły na siebie Niemcy. Jednym z pierwszych niemieckich przedsięwzięć w tej dziedzinie było uruchomienie w 1983 roku 300 kW elektrowni na wyspie Pellworm leżącej na morzu Północnym. W latach 1991-1995 realizowano w Niemczech program „1000 słonecznych dachów”. Program odniósł wielki sukces doprowadzając w rzeczywistości do zainstalowania 2200 małych systemów (1-5 kWp) o łącznej mocy 5,3 MWp. Pod koniec 1998 roku niemiecki rząd ogłosił ambitny program 100 tys. dachów. W Berlinie zainstalowano systemy fotowoltaiczne w Parlamencie, Ministerstwie Gospodarki, stacji kolejowej i budynkach mieszkalnych. W Monachium na dachu hali targowej zainstalowano system o mocy 1 MWp. Na rysunku nr 3.3 jest pokazana typowa instalacja solarna umieszczona na dachu w ramach programu „1000 słonecznych dachów”.



Rys. 3.3. Dom jednorodzinny w Helmstedt. Instalacja 4-kWp zbudowana z 80 standardowych modułów M-50 firmy Siemens.

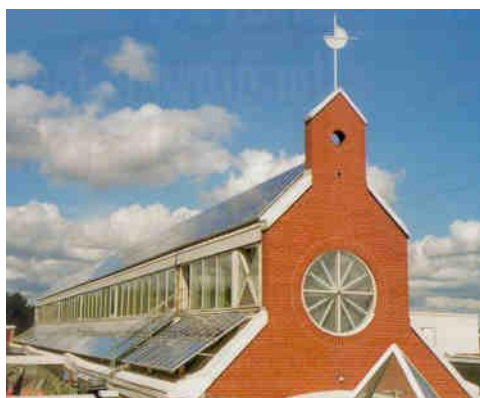
Rysunek nr 3.4 przedstawia siłownię fotowoltaiczną, która jednocześnie jest integralną częścią zewnętrznej elewacji budynku (building-integrated facade).



Rys. 3.4. Bawarskie Ministerstwo Ochrony Środowiska. Instalacja o mocy 53.4-kWp.

W tym roku w Niemczech rozpoczęto budowę największej krajowej elektrowni słonecznej w Bawarii o mocy szczytowej 3 MW. Moc systemów PV połączonych z siecią pod koniec 1999 roku w Niemczech wynosiła około 45 MWp.

Bardzo szybko podobne programy ogłosiły inne kraje europejskie jak np. Austria-„200 dachów”, Szwajcaria-„333 dachy”. Podobnie dzieje się w Wielkiej Brytanii i Holandii. Nawet w krajach skandynawskich (Szwecja, Norwegia, Finlandia), gdzie nasłonecznienie jest stosunkowo małe, fotowoltaika jest silnie rozwijana. Przykładowa instalacja jest pokazana na rysunku nr 3.5.

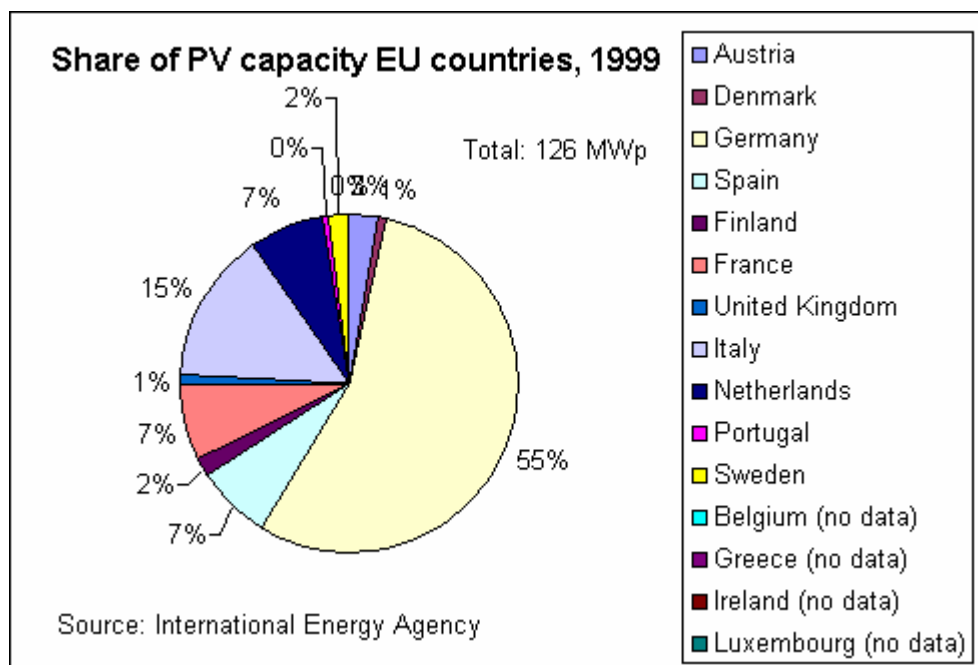


Rys. 3.5. System podłączony do sieci o mocy szczytowej 39kW (330m² powierzchni) w Finlandii.

Najbardziej znaczącym rynkiem dla fotowoltaiki w europejskiej wspólnocie stała się Hiszpania. W wyodrębnionych regionach tego kraju istnieje już wiele wolnostojących i współpracujących z siecią systemów fotowoltaicznych o łącznej mocy ponad 5 MWp, wliczając w to 1 MW elektrownię budowaną w Toledo. Największą instalacją fotowoltaiczną w Europie zbudowano w Serre we Włoszech. System ma moc szczytową 3,3 MW i jest podłączony do sieci. Produkuje on 4,5 mln kWh energii rocznie. Grecja buduje na Krecie największą elektrownię słoneczną na świecie, którą zamierza uruchomić w 2003 roku. Elektrownia będzie miała moc 50 MW i zaspokoi potrzeby energetyczne 100 tys. ludzi.

Łączna moc zainstalowana w systemach fotowoltaicznych w krajach Unii Europejskiej do końca 1999 roku wyniosła 126 MWp. Przy czym 48% łącznej mocy zainstalowanej przypada na systemy sieciowe zdecentralizowane (montowane na dachach, fasadach budynków itp.), 14% przypada na systemy scentralizowane (duże elektrownie słoneczne), 39% przypada na systemy wolnostojące nie przyłączone do

sieci. Procentową ilość mocy zainstalowaną w systemach PV w poszczególnych państwach UE przedstawia rysunek nr 3.6 [12][23][21][29][17].



Rys. 3.6. Procentowa ilość mocy zainstalowana w systemach PV w poszczególnych państwach UE [23].

Do 2010 roku planuje się zbudowanie w Europie instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 2 GW, w tym 900 MW jako pokrycia dachowe, 400 MW w elektrowniach sieciowych i 100 MW w budynkach oddalonych od sieci.

Największym jak dotąd przedsięwzięciem w dziedzinie fotowoltaiki jest, realizowany od 1997 roku w Stanach Zjednoczonych, „Program miliona słonecznych dachów”. Jego celem jest zainstalowanie na milionie dachów (domów mieszkalnych, biurów, kompleksów sportowych itp.) instalacji PV (60%) i kolektorów słonecznych (40%) do roku 2010. Została powołana do życia międzynarodowa organizacja UPVG (The Utility Photovoltaics Group) zrzeszająca ponad 90 zakładów energetycznych, które wspólnie zainicjowały program TEAM-UP UPVG (Technology Experience to Accelerate Markets in Utility Photovoltaics) zajmujący się rozwojem dużych i małych systemów podłączonych do sieci. W 1997 roku było ukończonych 229 niezależnych instalacji o łącznej mocy 1,6 MWp, z czego 85% było zainstalowanych na

dachach. Dzięki TEAM-UP zbudowano kolejnych 1300 systemów, co łącznie dało 8 MWp mocy. Przykładowe obiekty są pokazane na poniższych rysunkach.



Rys. 3.7. System zainstalowany na dachu kompleksu basenowego na terenie politechniki w Georgii. System jest dołączony do sieci, składa się z 2832 modułów firmy Solarex (3043 m² powierzchni), a moc szczytowa jest równa 340 kWp.



Rys. 3.8. Georgetown University. System jest dołączony do sieci i składa się z 4464 modułów firmy Solarex. Jego moc szczytowa wynosi 337 kWp.

W Stanach Zjednoczonych istnieją również systemy dużej mocy wykorzystujące koncentratory słoneczne i heliostaty. Jest to technologia wysokotemperaturowa wykorzystująca wcześniej wspomnianą metodę heliotermiczną pozyskiwania energii elektrycznej z promieni słonecznych (solar termal electric technology). Systemy oparte na tej metodzie rozwijają się w Stanach Zjednoczonych równie szybko, co systemy fotowoltaiczne. Na rysunku nr 3.9 przedstawiony został przykładowy system heliotermiczny o mocy 25 kW.



Rys. 3. 9. System 25 kW firmy McDonnell Douglas/Southern California Edison.

Stany Zjednoczone posiadają też duże fotowoltaiczne elektrownie systemowe. Jedną z większych jest 2 MWp elektrownia słoneczna w Sacramento w stanie California pokazana na rysunku nr 3.10.



Rys. 3.10. Elektrownia w Sacramento (California) o mocy szczytowej 2MWp.

Departament Energii USA bierze czynny udział w rozpowszechnianiu technologii fotowoltaicznych w krajach rozwijających się, czego przykładem jest projekt elektryfikacji 500 tys. domów na obszarach wiejskich Brazylii. Łączna moc zainstalowana w systemach PV wyniosła w 1999 roku ponad 117 MWp. Produkcja modułów w 2000 roku przekroczyła 88 MWp, z czego 68,4 MWp Stany Zjednoczone eksportowały do innych krajów na całym świecie. Przewiduje się, że w 2020 roku moc zainstalowana w systemach słonecznych w Stanach Zjednoczonych będzie wynosiła 15 GWp [2][13][23][24][29][18].

Prawdziwym potentatem na rynku zastosowań fotowoltaiki jest Japonia. Już w 1974 roku powstał tu długoterminowy program pod nazwą „Sunshine Project”, którego praktyczną realizację rozpoczęto w 1993 roku jako „New Sunshine Project”. Zakłada on podłączenie do sieci 70 tys. systemów zintegrowanych z budynkami do 2010 roku.

Już w roku 1995 wszystkie instalacje PV w Japonii osiągnęły moc prawie 50 MWp, z czego 13 MWp były to instalacje na budynkach. W 1997 roku zainstalowano tam około 9400 systemów, a w roku następnym zostało uruchomionych już 14000 systemów fotowoltaicznych. Firma Sanyo wprowadziła na japoński rynek moduły służące jako zewnętrzne poszycie oraz przezroczyste moduły które z powodzeniem zastąpiły okna. Znalazły one zastosowanie szczególnie w budownictwie przemysłowym (hale fabryczne, centra handlowe, biurowce). Przykładem jest budynek biurowy firmy Tsukasa Electric Indusry Company, pokazany na rysunku nr 3.11. Widać tu cały południowy front budynku, na którym zainstalowano system złożony z obu rodzajów modułów.



Rys. 3.11. Budynek firmy Tsukasa Electric Industry Company

Firma Misawa zbudowała eksperymentalny dom nazwany Eco Energy House, pokazany na rysunku nr 3.12. Wprowadzono tu nowatorskie rozwiązanie dachu, który w rzeczywistości jest fotowoltaiczną siłownią zaspokajającą energetyczne potrzeby całego domu.



Rys. 3.3. Eco Energy House.

W ciągu 7 ostatnich lat uruchomiono ponad 62 tys instalacji o łącznej mocy 205,3 MWp, a japońska produkcja modułów osiągnęła poziom 50 MWp rocznie [13][23][21][29].

Od 1988 roku wśród krajów rozwijających się Indonezja odgrywa wiodącą rolę w wykorzystywaniu technologii fotowoltaicznych. Kraj ten ma dziesiątki tysięcy wiosek rozrzuconych po tysiącach wysp, które nie mają dostępu do sieci energetycznej. W odleglejszych częściach kraju zainstalowano 8 tys. modułów fotowoltaicznych, służących m.in. do oświetlenia ulic, zasilania telewizji publicznej, telekomunikacji radiowej, pracy łodzi, do chłodzenia szczepionek, oświetlenia dróg wodnych oraz domów prywatnych. Ocenia się, że systemy fotowoltaiczne służą obecnie ponad 100 tys mieszkańców. Rząd Indonezji planuje nowe inwestycje w 27 prowincjach.

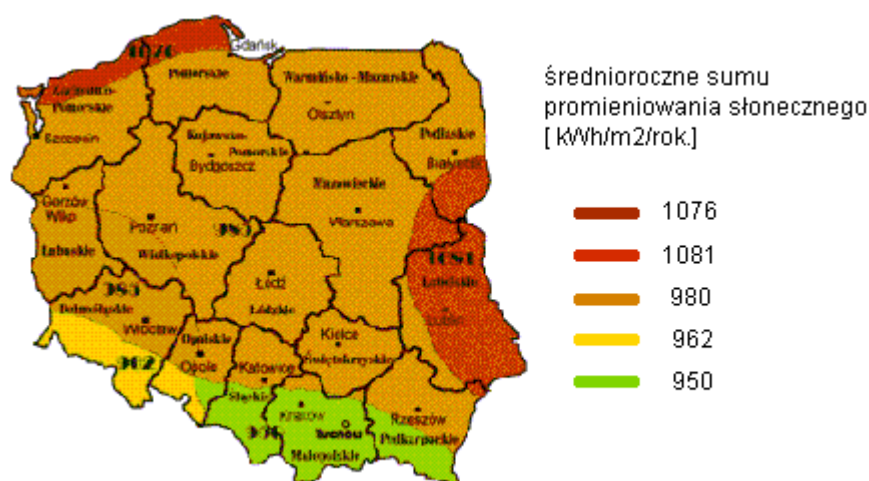
Na takich obszarach jak w Republice Dominikańskiej, Kenii, Sri Lance i Zimbabwie mieszka 100 tys rodzin, które wykorzystują technologię fotowoltaiczną do zasilania oświetlenia, radia i telewizji. Również w krajach arabskich fotowoltaika ma duże perspektywy rozwoju. W Arabii Saudyjskiej jest wykorzystywana od 1968 roku w przemyśle petrochemicznym. Wszystkie kraje arabskie również wykorzystują tę technologię do zasilania oświetlenia, pomp, w telekomunikacji itp. [25].

Opublikowana przez Komisję Europejską Biała Księga "Energia dla przyszłości: odnawialne źródła energii" przewiduje wyprodukowanie 1 miliona systemów fotowoltaicznych do roku 2010, z czego połowa ma być zainstalowana w krajach Unii Europejskiej. Według tego opracowania fotowoltaika będzie najbardziej dynamicznie rozwijającą się dziedziną odnawialnych źródeł energii. Raport Komisji Europejskiej "Photovoltaics 2010 - PV 2010" przewiduje się, że w roku 2010 głównym zastosowaniem fotowoltaiki będą systemy domowe (23%), systemy małej skali podłączone do sieci (17%) oraz telekomunikacja (11%). Do roku 2020 całkowita moc zainstalowana w systemach PV może osiągnąć 195 GWp, przy czym na kraje rozwijające się przypadnie około 30 GWp. Przyczyni się to do zmniejszenia rocznej emisji dwutlenku węgla o 168 milionów ton w 2020 roku. Przewidywany udział fotowoltaiki w globalnej produkcji energii ma osiągnąć poziom 21% do 2040 roku [21][27].

3.2. ENERGETYKA SŁONECZNA W POLSCE

3.2.1. Warunki klimatyczne i meteorologiczne w Polsce jako czynniki determinujące możliwość wykorzystania energii promieniowania słonecznego do celów użytkowych.

Energetyka słoneczna praktycznie jest najmniej znaną formą energii w Polsce. Możliwość wykorzystania energii promieniowania słonecznego w warunkach krajowych jest bardzo zróżnicowana. Może być w znacznym stopniu ograniczona, lub też zapewnić bardzo korzystne efekty. Warunki klimatyczne w Polsce, ze względu na mające tu miejsce ścieranie się dwóch frontów atmosferycznych: Atlantyckiego i Kontynentalnego, są bardzo specyficzne. Polska położona jest w strefie klimatu umiarkowanego między 49 a 54.5^o szerokości geograficznej północnej. Średnie roczne nasłonecznienie dla obszaru Polski, będące funkcją wzniesienia terenu ponad poziom morza i zależne od regionu, waha się w granicach 950-1250 kWh/m². Wieloletnie badania IMiGW dowiodły, że największe nasłonecznienie występuje nad morzem. Najbardziej niekorzystne warunki panują w Górnośląskim Okręgu Przemysłowym, gdzie występuje największe zanieczyszczenie atmosfery. Średnioroczne wielkości nasłonecznienia dla wskazanych rejonów kraju są pokazane na rysunku nr 3.12 i w tabeli 3.1.



Rys. 3.12. Rejonizacja średniorocznych sum promieniowania słonecznego całkowitego padającego na jednostkę powierzchni poziomej w kWh/m²/rok.

Tabela 3.1. Potencjalna energia użyteczna w kWh/m²/rok w wyróżnionych rejonach Polski.

Rejon	Rok (I-XII)	Półrocze letnie (IV-IX)	Sezon letni (VI-VIII)	Półrocze zimowe (X-III)
Pas nadmorski	1076	881	497	195
Wschodnia część Polski	1081	821	461	260
Centralna część Polski	985	785	449	200
Zachodnia część Polski z górnym dorzeczem Odry	985	785	438	204
Południowa część polski	962	682	373	280
Południowo-zachodnia część polski obejmująca obszar Sudetów z Tuchowem	950	712	393	238

Wskutek lokalnego zanieczyszczenia atmosfery i struktury terenu, rzeczywiste warunki nasłonecznienia w niektórych rejonach kraju mogą się różnić od danych zamieszczonych w tabeli 3.1.

Dla porównania w tabeli nr 3.2 pokazano poziom nasłonecznienia w wybranych miejscach na świecie.

Tabela 3.2. Nasłonecznienie w kilku wybranych miejscach na świecie.

Miasto	Nasłonecznienie- natężenie promieniowania (kWh/m ²)
Sahara	2250
Marsylia	1860
Paryż	1500
Lugano	1500
Freiburg	1270
Zurich	1160
Berlin	1000
Braunschweig	936
Hamburg	930
Londyn	927

Zdecydowana część rocznego nasłonecznienia w Polsce przypada na sześć miesięcy letnich (kwiecień-wrzesień), przy czym czas operacji słonecznej w lecie wydłuża się do 16 godzin dziennie, natomiast w zimie skraca się do 8 godzin dziennie.

Usłonecznienie, zależne od długości dnia, a także od zachmurzenia i przejrzystości atmosfery, jest także zależne od lokalizacji. Średnie usłonecznienie dla Polski wynosi 1600 godzin. Maksymalna liczba godzin słonecznych w roku występuje w Gdyni i wynosi 1671godzin/rok, dla Warszawy 1579 godzin/rok, a wartość

minimalna występuje w Katowicach i jest równa 1234 godziny/rok. Średnioroczne sumy usłonecznienia dla różnych rejonów Polski przedstawione są na rysunku nr 3.13.



Rys. 3.13. Średnioroczne sumy usłonecznienia, godz./rok dla reprezentatywnych rejonów Polski.

Jeszcze jedną istotną cechą promieniowania słonecznego, decydującą o możliwości wykorzystania tej energii i o typie urządzeń słonecznych stosowanych do jej odbioru, jest struktura tego promieniowania. Struktura promieniowania słonecznego w Polsce charakteryzuje się dużym udziałem składowej dyfuzyjnej (promieniowania rozproszonego) w promieniowaniu całkowitym. Średnio w skali rocznej przekracza ono 50%, a w okresie zimowym (listopad-luty) osiąga wartości maksymalne i wynosi około 77%. Promieniowanie bezpośrednie waha się w zakresie 25-50%, co wpływa niekorzystnie na możliwość wykorzystania urządzeń solarnych, bazujących na tej składowej. Budowa słonecznych systemów z koncentratorami słonecznymi oraz systemów dużej mocy wykorzystujących heliostaty (urządzenia te wykorzystują jedynie promieniowanie bezpośrednie) jest w Polsce nieuzasadniona.

3.2.1. Zastosowania i tendencje w rozwoju technologii słonecznych w warunkach krajowych.

Według danych EC BREC/IBMER (Europejskie Centrum Energii Odnawialnej/Instytut Budownictwa, Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa) uzyskanych od producentów i dostawców, w Polsce jest zainstalowanych około 10 tys. m² cieczowych kolektorów słonecznych i kilka tys. m² instalacji słonecznych powietrznych, zbudowanych w ostatnich latach (brak ścisłej inwentaryzacji tych

systemów). Kolektory powietrzne mają najczęściej zastosowanie w rolnictwie do suszenia płodów rolnych. Budowane są przeważnie systemem gospodarczym jako proste, nie oszklone konstrukcje na dachach budynków. Stosunkowo niska sprawność przemiany w tego typu konstrukcjach jest kompensowana niewielkimi nakładami inwestycyjnymi i możliwością wykonania ich we własnym zakresie. Kolektory cieczowe znajdują zastosowanie przede wszystkim do podgrzewania wody w mieszkaniach, domkach kempingowych, letniskowych obiektach sportowych i rekreacyjnych, w budynkach inwentarskich, paszarniach, a także do podgrzewania wody w zbiornikach, basenach oraz wody technologicznej w małych zakładach przemysłowych. Obecnie instaluje się około 1 tys. m² powierzchni kolektorów wodnych, płaskich w instalacjach rocznie. Przeważnie są to systemy o powierzchni kolektorów do kilku m² każdy, aczkolwiek istnieje kilkanaście instalacji o powierzchni przekraczającej 100 m². Jedną z najbardziej obiecujących i przyszłościowych technologii solarnych, jaką jest fotowoltaika, rozwija się w Polsce z wielkimi trudnościami. Choć pierwsze praktyczne zastosowania fotowoltaiki w naszym kraju pojawiły się już w drugiej połowie lat 80-tych to jednak od tego czasu nie udało się wdrożyć znaczącej ilości inwestycji. Zbudowano zaledwie kilka instalacji pokazowych niewielkiej mocy 10-200 W, służących do zasilania urządzeń powszechnego użytku oraz urządzeń grzewczych i wentylacyjnych w rolnictwie. W latach 90-tych powstało kilka niewielkich obiektów wykorzystujących systemy fotowoltaiczne. Zademonstrowano m.in. możliwość wykorzystania małych systemów do zasilania urządzeń produkcji rolniczej, takich jak miodarka w przewoźnej pasiece czy też wentylator przewoźnej suszarki z kolektorem słonecznym do runa leśnego. Wolno stojący systemy fotowoltaiczne, zainstalowany na trasie nr 2, wykorzystano do zasilenia sygnalizacji świetlnej na przejściu dla pieszych.

Na terenie kraju funkcjonują również systemy podłączone do sieci energetycznej. Przykładowy system został zainstalowany w Falenicy, na dachu Szkoły Podstawowej nr 76 przy ul. Poezji 5, pokazany na rysunku nr 3.14.



Rys. 3.14. System fotowoltaiczny zainstalowany na dachu Szkoły Podstawowej w Falenicy.

System ma moc 1kWp i składa się z:

- 20 modułów Millennia MST 50-MV o łącznej powierzchni 16,3 m² wyprodukowanych przez BP Solar,
- Falownika Sunny Boy GCI 1200 produkcji SMA.

Energia produkowana przez moduły pokrywa część potrzeb energetycznych szkoły. Ewentualne nadwyżki energii (głównie latem, kiedy system wytwarza jej najwięcej) mogą być sprzedawane do miejskiej sieci energetycznej. Razem z systemem fotowoltaicznym pracuje system monitorowania gromadzący dane meteorologiczne oraz dane dotyczące pracy systemu. System został zainstalowany przez Politechnikę Warszawską (zespół dr S. M. Pietruszko) przy współpracy z Gminą Warszawa - Wawer.

Nasze warunki pogodowe sprzyjają projektowaniu i instalacji systemów słoneczno-wiatrowych. Jedna z pierwszych tego typu elektrownianych hybryd, pokazana na rysunku nr 2.16, została uruchomiona w podradomskim Makowcu i służy do rezerwowania zasilania centrali telekomunikacyjnej (układ gwarantowanego zasilania).

W skład elektrowni wchodzi:

- Zestaw paneli słonecznych połączonych w 9 równoległych łańcuchów złożonych z dwóch modułów (18 modułów typu GPV 110ME), moc maksymalna zestawu 1980 Wp,
- Turbina wiatrowa o mocy maksymalnej 750 W,
- Zestaw czterech szeregowo połączonych baterii Sonnenchein dryfit solar o napięciu 12 V każda i współczynniku C100 230Ah,

- Przetwornica AC/DC1 do przetwarzania prądu generatora na prąd stały,
- Przetwornica DC/DC do kontroli warunków ładowania baterii,
- Przetwornica AC/DC2 do rezerwowego zasilania odbiornika i ładowania baterii akumulatorów,
- Mikroprocesorowy system nadzoru SAN. Celem działania tego systemu jest kontrola pracy i sterowanie całym układem, zdalny odczyt parametrów i pomiar stanu instalacji.

System ten również został zaprojektowany i zainstalowany przez naukowców Politechniki Warszawskiej (zespół prof. dr hab. Antoniego Dmowskiego z Zakładu Elektryki i Gospodarki Elektroenergetycznej oraz Instytutu Sterowania i Elektroniki Przemysłowej) przy współpracy z Telekomunikacją Polską S.A.



Rys.3.15. Elektrownia słoneczno-wiatrowa w Makowcu.

Ogniwa fotowoltaiczne znalazły zastosowanie w polskiej gospodarce morskiej do zasilania znaków i świateł nawigacyjnych. W latach 1991-1998 uruchomiono w tym sektorze 156 instalacji o łącznej mocy 12,5 kW. Przykładowe instalacje ukazane są na poniższych rysunkach.



Rys.3.16. Boje sygnalizacyjne na Bałtyku.



Rys. 3.17. System zasilający platformę na Bałtyku.

Niestety jak dotychczas Polska pozostała na uboczu gwałtownego w latach 90-tych rozwoju fotowoltaiki, mającego miejsce głównie w Stanach Zjednoczonych, Japonii i krajach Unii Europejskiej. Podyktowane jest to przede wszystkim względami ekonomicznymi. Rozwój tej technologii (i innych Odnawialnych Źródeł Energii) musi być poprzedzony nowoczesną analizą techniczno-ekonomiczną, która uwzględni nie tylko ochronę środowiska, ale również problemy społeczne (zatrudnienie, zdrowie), oszczędność krajowych zasobów paliw, surowców i wody a także rozwój słabo

uprzemysłowionych regionów. Im szybciej Polska poczyni kroki w kierunku rozwoju Odnawialnych Źródeł Energii, tym szybciej krajowy przemysł energetyki odnawialnej, a w szczególności małe i średnie przedsiębiorstwa staną się równorzędnymi uczestnikami światowego rynku tych technologii. Tym bardziej, że przyszłościowym rozwiązaniem w naszych warunkach krajowych wydają się być zintegrowane systemy energetyczne. System taki będzie wykorzystywał wszystkie rodzaje konwersji (fototermiczną, fotochemiczną i fotowoltaiczną) i inne źródła energii odnawialnej, a także źródła energii konwencjonalnej, do wytwarzania energii elektrycznej. Posiadany w kraju potencjał techniczny odnawialnych źródeł energii powinien sprzyjać ich rozwojowi, lecz bez wsparcia ze strony organów państwowych nie jest możliwy.

4. Projekt układu regulacyjnego dla elektrowni słonecznej.

Elektrownia słoneczna, w której zastosowany będzie układ regulacji może być wykorzystana do zasilania wielu współczesnych urządzeń informatycznych, telekomunikacyjnych i technicznych wymagających stałego zasilania. Elektrownia taka doskonale spełnia zadania stawiane przed układem gwarantowanego zasilania. Sercem takiego układu jest bateria chemiczna. Służy ona jako magazyn energii wykorzystywanej w okresach braku dostaw z paneli słonecznych.

Jak widać bateria chemiczna jest sercem takiego układu. Wadliwe działanie, a w szczególności utrata pojemności, uniemożliwiają funkcjonowanie instalacji zgodnie z przeznaczeniem. Z drugiej strony bateria jest urządzeniem drogim, nieprawidłowa zaś eksploatacja poważnie skraca żywotność i w konsekwencji powoduje znaczny wzrost kosztów stosowania układu.

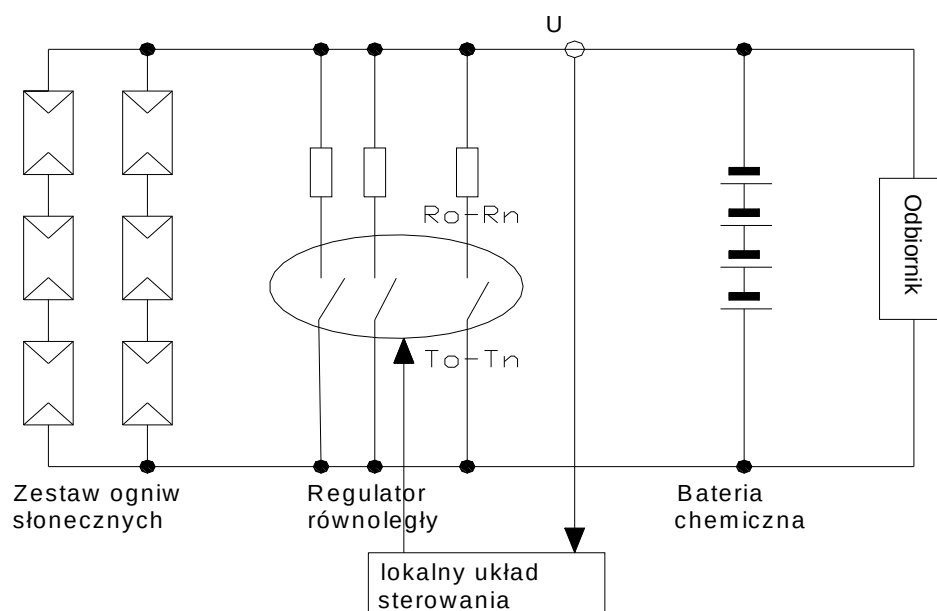
Poza spełnieniem wymagań dotyczących bezprzerwowego zasilania, zainstalowanie tutaj baterii, jako magazynu energii jest konieczne ze względu na charakter źródła. Siła nasłonecznienia powierzchni ziemi, ma charakter losowy i odznacza się częstymi okresami zaniku i dużej intensywności. Użytkowników interesuje zaś stały dopływ energii do odbiorników.

Widzimy więc, że niezwykle ważne jest skonstruowanie odpowiedniego regulatora, który zapewni baterii odpowiednie warunki eksploatacji a tym samym długi i bezawaryjny okres żywotności. Bardzo ważna jest też kwestia strat, które to, regulator taki mógłby wnosić. W celu ich całkowitego wyeliminowania układ regulacyjny

zbudowany jest jako równoległy. Znaczy to, że nie ma żadnych elementów wpiętych szeregowo w obwód ogniwo słoneczne – bateria chemiczna, mogących powodować straty.

4.1 Zasada działania regulatora.

Rys. 4.1. prezentuje schemat ideowo-blokowy układu elektrowni z regulatorem równoległym, który wyjaśnia zasadę działania układu.

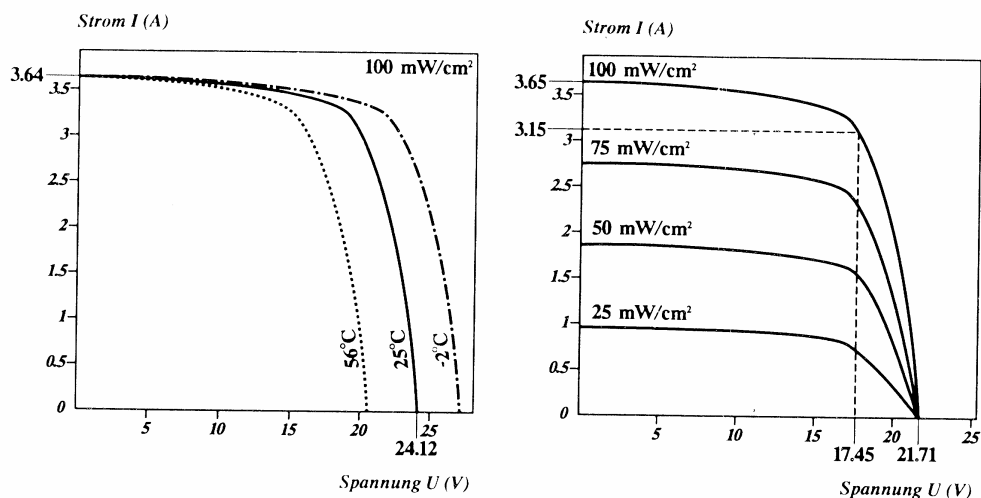


Rys. 4.1. Schemat blokowo-ideowy regulatora.

Podstawową funkcją regulatora równoległego jest regulacja napięcia ładowania baterii chemicznej. Elektrownia słoneczna charakteryzuje się nierównomierną wartością mocy oddawanej wynikającej ze zmienności nasłonecznienia w ciągu doby. W czasie godzin południowych mamy do czynienia z ogromnymi nadwyżkami energii. Nadwyżki te mogą powodować wzrost napięcia do wartości niebezpiecznej dla akumulatorów. Regulator, włączając odpowiednią liczbę równoległych rezystorów (rys. 4.1), powoduje obniżenie napięcia poprzez wytracenie pojawiającej się nadwyżki energii.

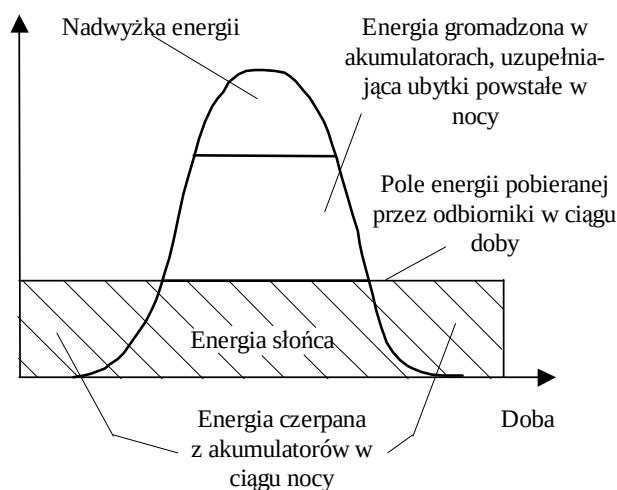
Budowa regulatora oparta została na zestawie równoległych rezystorów R_0-R_n załączanych tranzystorami T_0-T_n oraz z kontrolera mikroprocesorowego do sterowania załączaniem tranzystorów. Zastosowany układ wykorzystuje właściwości baterii i ogniwa słonecznego. Ilość energii elektrycznej, jaką w danej chwili jest w stanie dostarczyć ogniwo fotowoltaiczne zależy od kilku czynników, z których

najważniejszymi są temperatura i stopień nasłonecznienia. Obrazują to rodziny charakterystyk zewnętrznych typowego modułu fotowoltaicznego na rys. 4.2.



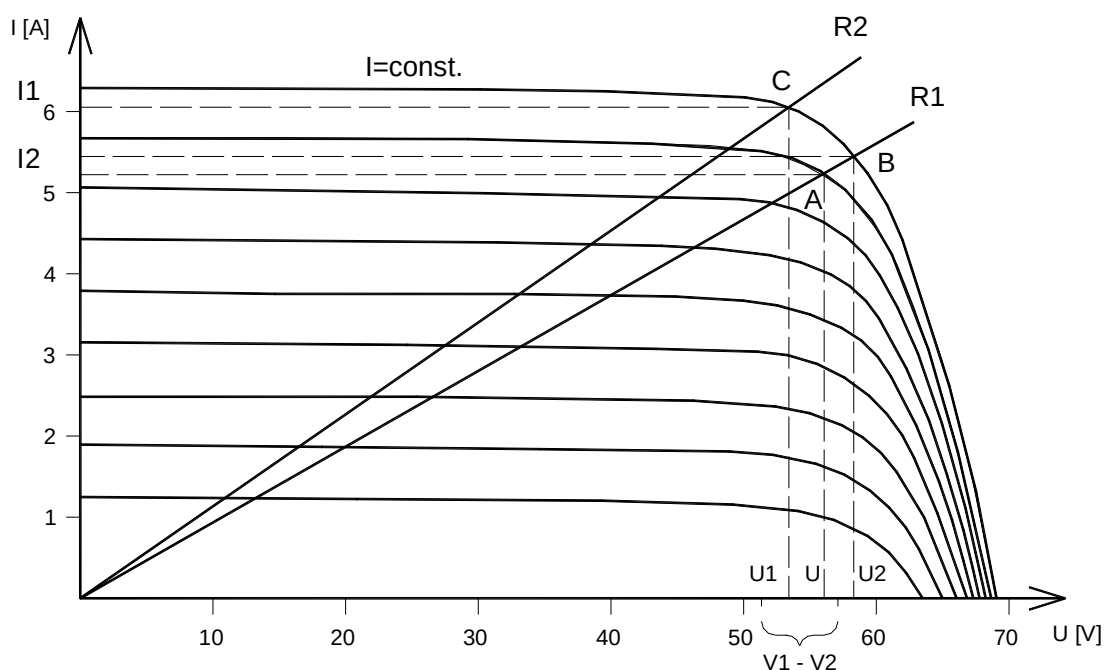
Rys. 4.2. Parametry baterii słonecznej GPV 55 ME w różnych warunkach otoczenia, lewy rysunek - różne temperatury,] prawy - różne parametry oświetlenia.

Bateria chemiczna jest ładowana prądem wynikającym z napięcia baterii i aktualnego położenia punktu pracy na charakterystyce ogniwa (rys. 4.2.). Położenie to zależy od ilości energii słonecznej, stopnia naładowania baterii i od rezystancji obwodu widzianej z zacisków paneli słonecznych. Bezpośrednie połączenie do ogniwa powoduje, że bateria jest ładowana tak dużym prądem, jaki tylko można uzyskać ze słońca przy danym napięciu. Nierównomierny rozkład nasłonecznienia w ciągu doby (rys. 4.3.) charakteryzujący się dużymi nadwyżkami mocy w ciągu dnia mógłby spowodować przeładowanie baterii i jej zniszczenie.



Rys. 4.3. Typowy dobowy rozkład mocy szczytowej silowni.

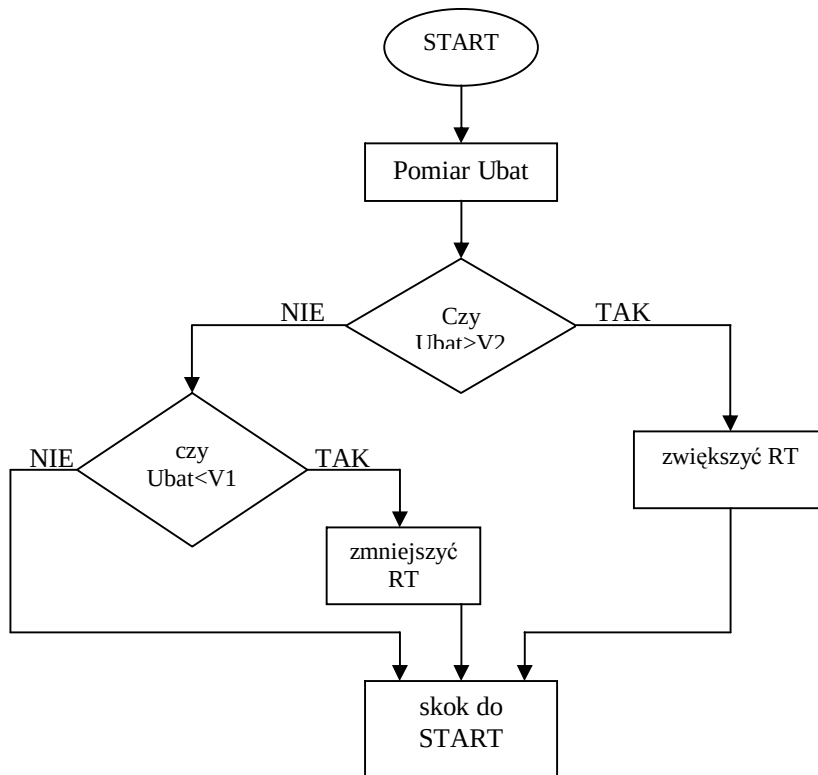
W momentach, kiedy pojawia się nadwyżka mocy ponad zapotrzebowanie baterii i odbioru punkt pracy układu, o którym była mowa powyżej, może przemieścić się z punktu A do punktu B wzdłuż linii obciążenia o rezystancji R_1 (rys. 4.4). Spowoduje to wzrost napięcia ładowania baterii do wartości U_2 ponad górną granicę wartości dopuszczalnej. W takim momencie zaczyna działać regulator. Włącza on dodatkowy rezystor równoległy powodując zmniejszenie wartości rezystancji zastępczej do wartości R_2 , czyli zwiększenie obciążenia paneli słonecznych. Powoduje to zwiększenie poboru prądu i przesunięcie punktu pracy ogniwa w kierunku charakterystyki $I = \text{const.}$ z punktu B do punktu C po krzywej nasłonecznienia. W związku z tym nastąpi spadek napięcia do wartości U_1 mieszczącej się w zakładanym zakresie napięcia ładowania V_1 - V_2 .



Rys. 4.4. Charakterystyka ogniw słonecznych z prostymi obciążeniami.

4.1.1 Algorytm załączania oporników.

Załączenie rezystora polega na podaniu sygnału binarnego na bramki odpowiednich tranzystorów $T_0 - T_5$. Bramki te są sterowane z wyjść binarnych procesora poprzez wzmacniacze separujące. Zatem tranzystory są widziane przez procesor jako rejestr sześciobitowy RT. Inkrementacja tego rejestru odpowiada zwiększeniu obciążenia ogniw słonecznych o krok regulacji, dekrementacja zaś zmniejszeniu. Rezystory są sterowane według algorytmu pokazanego na rys. 4.5. W ten sposób napięcie baterii jest utrzymywane w założonym przedziale $V_2 - V_1$.



Rys. 4.5. Algorytm załączania tranzystorów $T_0 - T_5$. [5]

Algorytm ten jest realizowany przez program, który steruje pracą regulatora. Na początku program załącza wszystkie tranzystory, aby przy każdorazowym starcie urządzenia napięcie miało najmniejszą wartość. Jest to konieczne ze względu na to, że załączenie układu może nastąpić w różnych warunkach nasłonecznienia i poziomu naładowania baterii. Najbardziej niekorzystne jest, gdy załączenie nastąpi w chwili maksymalnego nasłonecznienia i całkowitego naładowania baterii, wówczas cała energia jest wytracona w załączonych opornikach. Gdyby na początku programu wszystkie tranzystory były wyłączone, bateria chemiczna ładowałaby się maksymalnym prądem do czasu ustalenia się napięcia na odpowiednim poziomie. Co mogłoby doprowadzić do uszkodzenia baterii.

Program w pierwszym kroku mierzy napięcie na baterii U_{bat} i przyrównuje tę wartość do zadanej wcześniej górnej dopuszczalnej wartości napięcia ładowania akumulatorów V_2 . Jeżeli $U_{bat} < V_2$ to dodatkowo sprawdza czy $U_{bat} < V_1$ dolnej dopuszczalnej wartości napięcia ładowania akumulatorów. Jeżeli tak, to następuje zmniejszenie rejestru, czyli wyłączenie któregoś z oporników, czyli w konsekwencji zwiększenie napięcia ładowania. Następnie program wykonuje skok do początku, gdzie następuje ponowny pomiar. Zmniejszanie rejestru następuje do momentu, gdy napięcie

Ubat zmieści się w przedziale dopuszczalnej wartości napięcia ($V_2 > U_{bat} > V_1$). Wtedy to program nie wykona żadnej operacji i nastąpi skok do początku. Jeżeli natomiast napięcie baterii będzie wyższe od V_2 nastąpi zwiększenie rejestru i załączenie kolejnego opornika.

Algorytm ten realizowany jest przez program umieszczony w dodatku A.

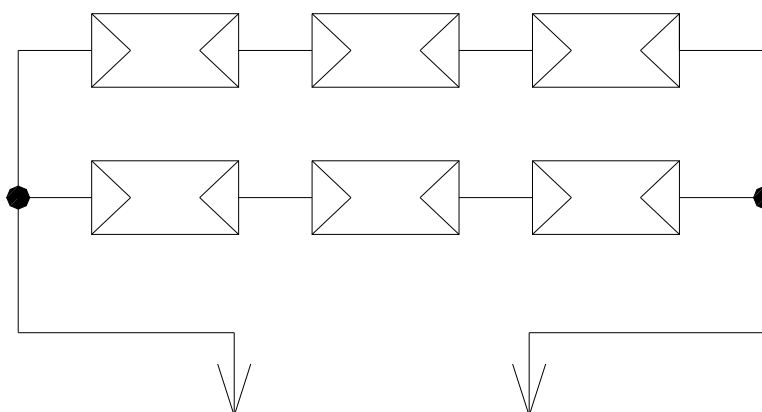
4.1.2 Dobór i rola oporników w regulatorze.

W układzie zastosowano zastaw n rezystorów. Do projektu przyjęto osiem rezystorów o rezystancjach pozostających w zależności jak w tabeli 4.1.

Tab. 4.1. Szereg wartości rezystorów równoległych.

R7	R6	R5	R4	R3	R2	R1	R0
R	2R	4R	8R	16R	32R	64R	128R

Aby obliczyć rezystancję zastępczą sześciu równoległych rezystorów, czyli rezystancję potrzebną do wytracenia całości wyprodukowanej energii przez ogniwo w czasie najsilniejszego nasłonecznienia, należy obliczyć tę energię na podstawie danych dostarczonych przed producenta.



Do regulatora równoległego

Rys. 4.6. Sposób połączenia modułów GPV 55 ME w baterii słonecznej.

Na podstawie charakterystyk prądowo napięciowych (rys. 4.2.) jednego modułu i na podstawie sposobu połączenia modułów (rys. 4.6.) w baterii możemy określić maksymalną moc możliwą do uzyskania. Dla jednego modułu maksymalna moc będzie uzyskiwana przy napięciu $U_{mpp} = 17,45 \text{ V}$ i przy prądzie $I_{mpp} = 3,15 \text{ A}$. Dla całej

baterii wartości te odpowiednio wyniosą: $U = 3 \cdot U_{mpp} = 3 \cdot 17,45 \text{ V} \approx 52 \text{ V}$;
 $I = 2 \cdot I_{mpp} = 2 \cdot 3,15 \text{ A} = 6,3 \text{ A}$.

Aby obliczyć wartość R najmniejszego rezystora należy wyznaczyć rezystancję zastępczą $R_{z_{min}}$ wszystkich równoległych gałęzi. Jest to rezystancja potrzebna do wytracenia maksymalnej mocy uzyskanej z ogniwa. Wynosi ona:

$$R_{z_{min}} = \frac{1}{R_0} + \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_4} + \frac{1}{R_5} + \frac{1}{R_6} + \frac{1}{R_7}$$

Podstawiając dane z tabeli 4.1 uzyskujemy zależność:

$$R_{z_{min}} = 0,501961 R \quad (1)$$

Maksymalną moc z paneli uzyskamy przy napięciu $U = 52 \text{ V}$ i prądzie $I = 6,3 \text{ A}$. Rezystancję $R_{z_{min}}$ potrzebną do wytracenia tej mocy uzyskamy z zależności:

$$R_{eq} = \frac{U}{I} = \frac{52V}{6,3A} = 8,254 \Omega \quad (2)$$

Porównanie (1) i (2) pozwala wyznaczyć R :

$$0,501961 R = 8,254$$

Zatem wartość R najmniejszego opornika wynosi:

$$R = \frac{8,254}{0,501961} = 16,44 \Omega$$

Wstawiając wartość R do tabeli 4.1. otrzymujemy wartości kolejnych oporników.

Tab. 4.2. Wartości kolejnych rezystorów.

Numer rezystora	Rezystancja poszczególnych oporników [Ω]	Prąd płynący przez oporniki [A]	Moc wydzielona w opornikach [W]
R_7	16,44	3,16	164,44
R_6	32,89	1,58	82,22
R_5	65,77	0,79	41,11
R_4	131,55	0,40	20,56
R_3	263,10	0,20	10,28
R_2	526,19	0,10	5,14
R_1	1052,38	0,05	2,57
R_0	2104,76	0,02	1,28

Łącząc przedstawione osiem oporników równolegle, otrzymujemy 255 różnych kombinacji połączenia rezystorów. Pozwala to uzyskać 255 poziomów regulacji napięcia a najmniejsza wartość prądu regulacyjnego wynosi 20 mA. Dlatego okazuje się, że osiem oporników jest to za wiele, gdyż tak dokładna regulacja jest niepotrzebna i dodatkowo mogłaby to niepotrzebnie zwiększyć koszty wytworzenia. Dlatego zmniejszamy liczbą oporników do sześciu, co umożliwia uzyskanie 63 poziomów regulacji:

Tab. 4.3. Szereg wartości dla sześciu rezystorów.

R5	R4	R3	R2	R1	R0
R	2R	4R	8R	16R	32R

Rezystancję $R_{z_{min}}$ obliczamy ze wzoru:

$$R_{z_{min}} = \frac{1}{R_0} + \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_4} + \frac{1}{R_5}$$

Z przeprowadzonych obliczeń wartość najmniejszego opornika wynosi:

$$R = 16,25\Omega$$

Wstawiając wartość R do tabeli 4.1. otrzymujemy wartości kolejnych oporników.

Tab. 4.4. Wartości kolejnych rezystorów, prądów przez nie płynących i mocy wydzielanej.

Numer rezystora	Rezystancja poszczególnych oporników [Ω]	Prąd płynący przez oporniki [A]	Moc wydzielona w opornikach [W]
R ₅	16,25	3,2	166,4
R ₄	32,5	1,6	83,2
R ₃	65	0,8	41,6
R ₂	130	0,4	20,8
R ₁	260	0,2	10,4
R ₀	520	0,1	5,2

Ze względu na niedostępność przedstawionych oporników z tab.4.4.należało przyjąć oporniki o wartości rezystancji katalogowej, zbliżonej do wyliczeń teoretycznych.

Tab. 4.5. Wartości rezystorów zastosowanych w regulatorze, prądów przez nie płynących i mocy wydzielanej.

Numer rezystora	Rezystancja poszczególnych oporników [Ω]	Prąd płynący przez oporniki [A]	Moc wydzielona w opornikach [W]
R ₅	16,5	3,15	163,9
R ₄	33	1,57	81,9
R ₃	66	0,78	40,9
R ₂	110	0,47	24,6
R ₁	255	0,2	10,6
R ₀	540	0,09	5

Zastosowane oporniki zapewniają bardzo płynną regulację prądu ładowania baterii, gdyż największy opornik ma stosunkowo dużą rezystancję, a więc prąd przez niego płynący jest mały. Zatem najmniejszy stopień regulacji wynosi około 0,1 A. Co pozwala na zmianę napięcia o około 0,3 V. W tabeli 4.6. umieszczono:

- kolejne liczby binarne mówiące o tym, które z szeregu oporników są załączone,
- rezystancja zastępczą załączonej grupy oporników,
- prąd przepływający przez nie,
- moc jaką wytracamy w tychże opornikach.

Tab. 4.6. Możliwe do przeprowadzenia stopnie regulacji.

$R_z[\Omega]$ – rezystancja zastępcza kolejnych kombinacji połączeń rezystorów.

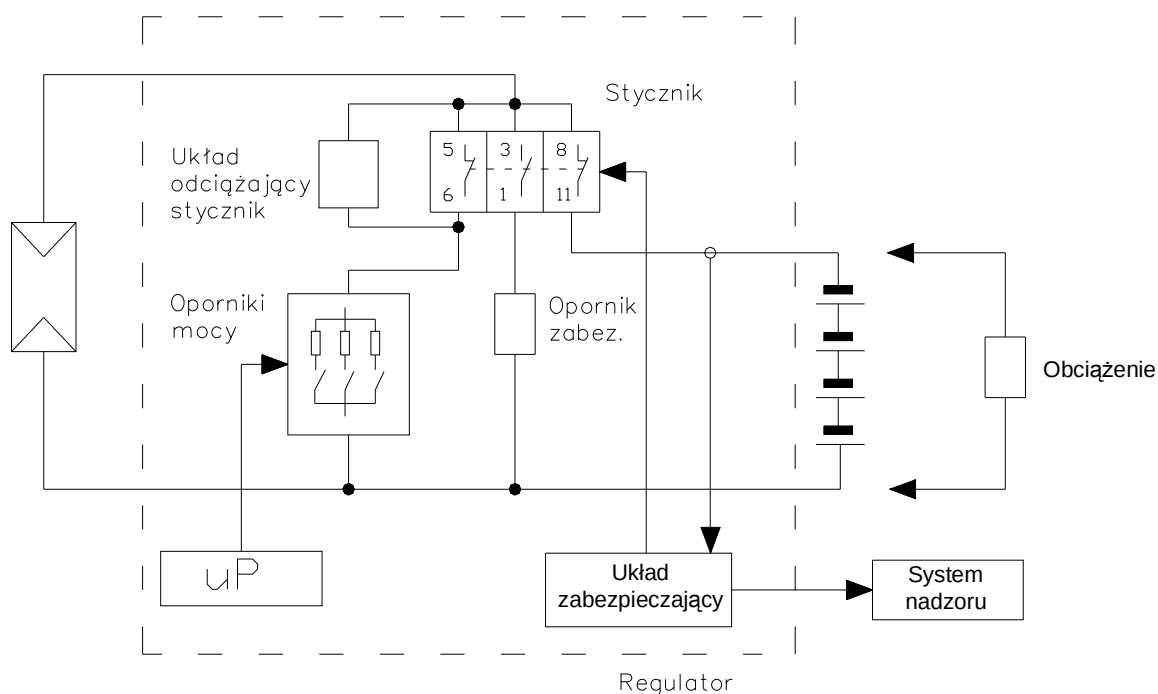
$I[A]$ – prąd płynący przez grupę oporników.

$P[W]$ – moc wytracana w opornikach.

Stopnie regulacji	Kolejne liczby binarne	$R_z[\Omega]$	$I[A]$	$P[W]$
1	000001	540,00	0,096	5,01
2	000010	255,00	0,204	10,60
3	000011	173,21	0,300	15,61
4	000100	110,00	0,473	24,58
5	000101	91,38	0,569	29,59
6	000110	76,85	0,677	35,19
7	000111	67,28	0,773	40,19
8	001000	66,00	0,788	40,97
9	001001	58,81	0,884	45,98
10	001010	52,43	0,992	51,57
11	001011	47,79	1,088	56,58
12	001100	41,25	1,261	65,55
13	001101	38,32	1,357	70,56
14	001110	35,51	1,465	76,16
15	001111	33,32	1,561	81,16
16	010000	33,00	1,576	81,94
17	010001	31,10	1,672	86,95
18	010010	29,22	1,780	92,54
19	010011	27,72	1,876	97,55
20	010100	25,38	2,048	106,52
21	010101	24,24	2,145	111,53
22	010110	23,09	2,252	117,13
23	010111	22,14	2,349	122,13
24	011000	22,00	2,364	122,91
25	011001	21,14	2,460	127,92
26	011010	20,25	2,568	133,51
27	011011	19,52	2,664	138,52
28	011100	18,33	2,836	147,49
29	011101	17,73	2,933	152,50
30	011110	17,10	3,040	158,09
31	011111	16,58	3,137	163,10
32	100000	16,50	3,152	163,88
33	100001	16,01	3,248	168,89
34	100010	15,50	3,355	174,48
35	100011	15,06	3,452	179,49
36	100100	14,35	3,624	188,46
37	100101	13,98	3,721	193,47
38	100110	13,58	3,828	199,06
39	100111	13,25	3,924	204,07
40	101000	13,20	3,939	204,85
41	101001	12,89	4,036	209,86
42	101010	12,55	4,143	215,45
43	101011	12,27	4,240	220,46
44	101100	11,79	4,412	229,43
45	101101	11,53	4,508	234,44
46	101110	11,27	4,616	240,03
47	101111	11,03	4,712	245,04
48	110000	11,00	4,727	245,82
49	110001	10,78	4,824	250,83
50	110010	10,55	4,931	256,42
51	110011	10,34	5,027	261,43
52	110100	10,00	5,200	270,40
53	110101	9,82	5,296	275,41
54	110110	9,62	5,404	281,00
55	110111	9,45	5,500	286,01
56	111000	9,43	5,515	286,79
57	111001	9,27	5,611	291,80
58	111010	9,09	5,719	297,39
59	111011	8,94	5,815	302,40
60	111100	8,68	5,988	311,37
61	111101	8,55	6,084	316,38
62	111110	8,40	6,192	321,97
63	111111	8,27	6,288	326,98

4.2 Budowa regulatora.

Rys. 4.7. przedstawia schemat blokowy regulatora. Schemat ten pokazuje główne części regulatora i przedstawia zasadę działania i rolę poszczególnych elementów w całym układzie regulacji.



Rys. 4.7. Schemat blokowy regulatora.

Stycznik odpowiedzialny jest za załączanie całego układu do pracy. Stycznik zbudowany jest z trzech zestawów: dwóch normalnie zamkniętych (zestyki 5, 6 i zestyki 8, 11) oraz jednego normalnie otwartego (zestyki 3, 1). W czasie normalnej pracy układu, cewka stycznika pozostaje w stanie nie pobudzonym a styki przekaźnika włączają obciążenie i oporniki mocy równolegle do zestawu paneli słonecznych. W przypadku niekontrolowanego wzrostu napięcia ładowania baterii akumulatorów na przykład z powodu awarii którejś z części regulatora następuje pobudzenie cewki stycznika, poprzez układ zabezpieczający (rozdział 3.3.3.). Baterie chemiczne zostają odłączone (styk 8, 11 otwarty) a panele są zwarte (styk 3,1 zamknięty) przez rezystor o dużej rezystancji, który ograniczy dość wysokie napięcie stanu jałowego paneli.

Obwód mocy stanowi właściwy układ regulacji napięcia ładowania baterii. Złożony on jest z szeregu odpowiednio dobranych oporników załączanych

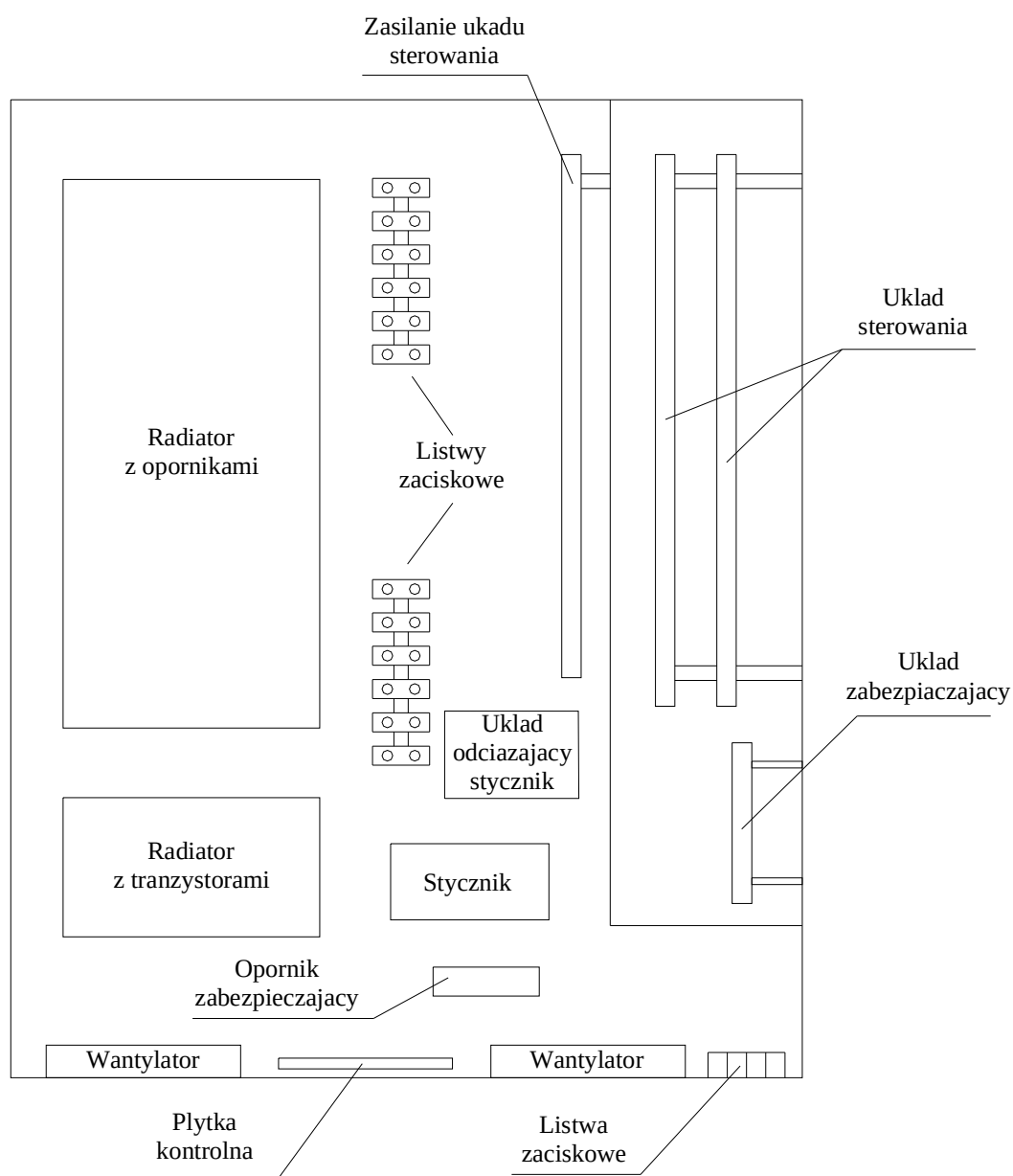
tranzystorami sterowanymi z układu mikroprocesorowego (patrz 4.2.2. Układ sterowania.).

Opornik zabezpieczający jest opornikiem załączanym w momencie odłączenia obwodu mocy jako zabezpieczenie przed jałową pracą ogniw słonecznych.

Układ odciążający stycznik ogranicza przepięcia powstające w układzie w wyniku przerywania dość dużych prądów stałych płynących przez zestyk 5,6 wyłączający obwód mocy.

Układ zabezpieczający ma za zadanie odłączyć baterie chemiczne w przypadku przekroczenia dopuszczalnego napięcia na zaciskach baterii.

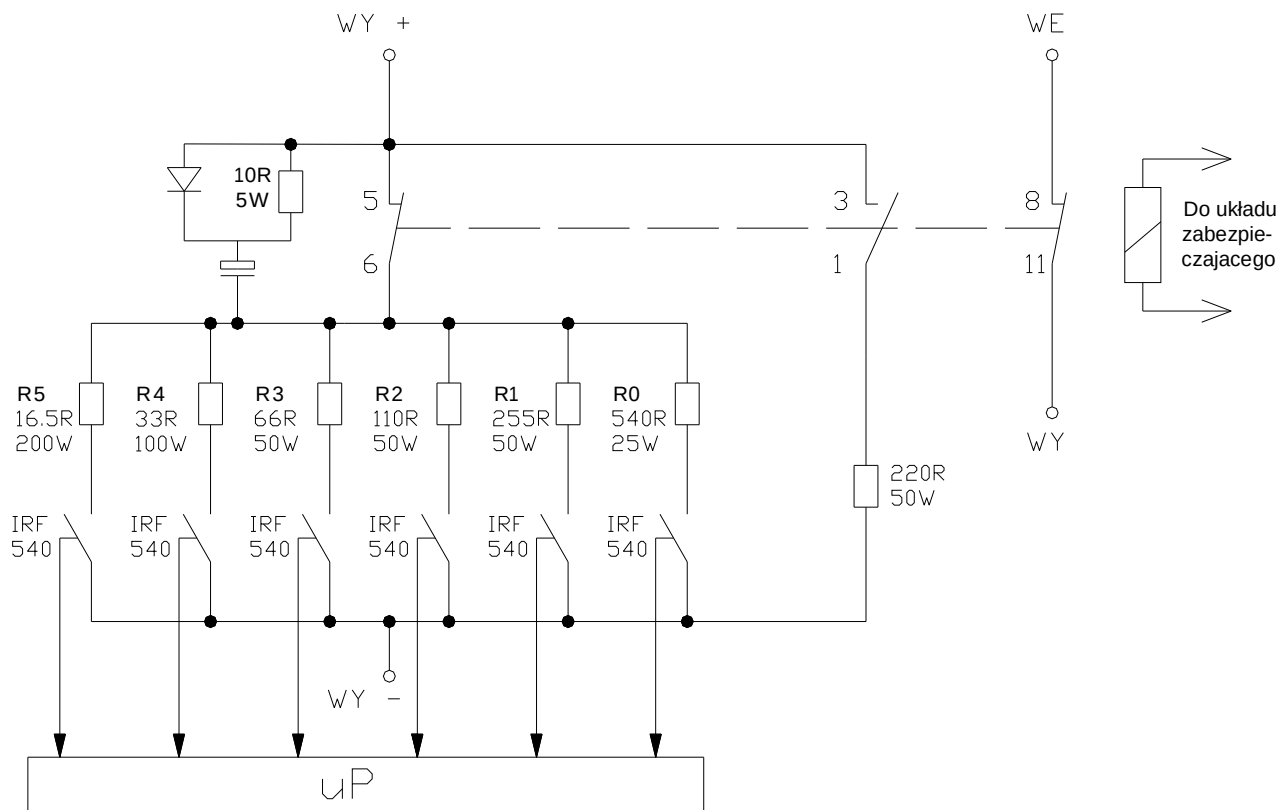
Rozmieszczenie tych układów pokazane jest na rysunku 4.8. przedstawionym poniżej.



Rys.4.8. Sposób rozmieszczenia układów we wsuwce.

4.2.1 Obwód mocy.

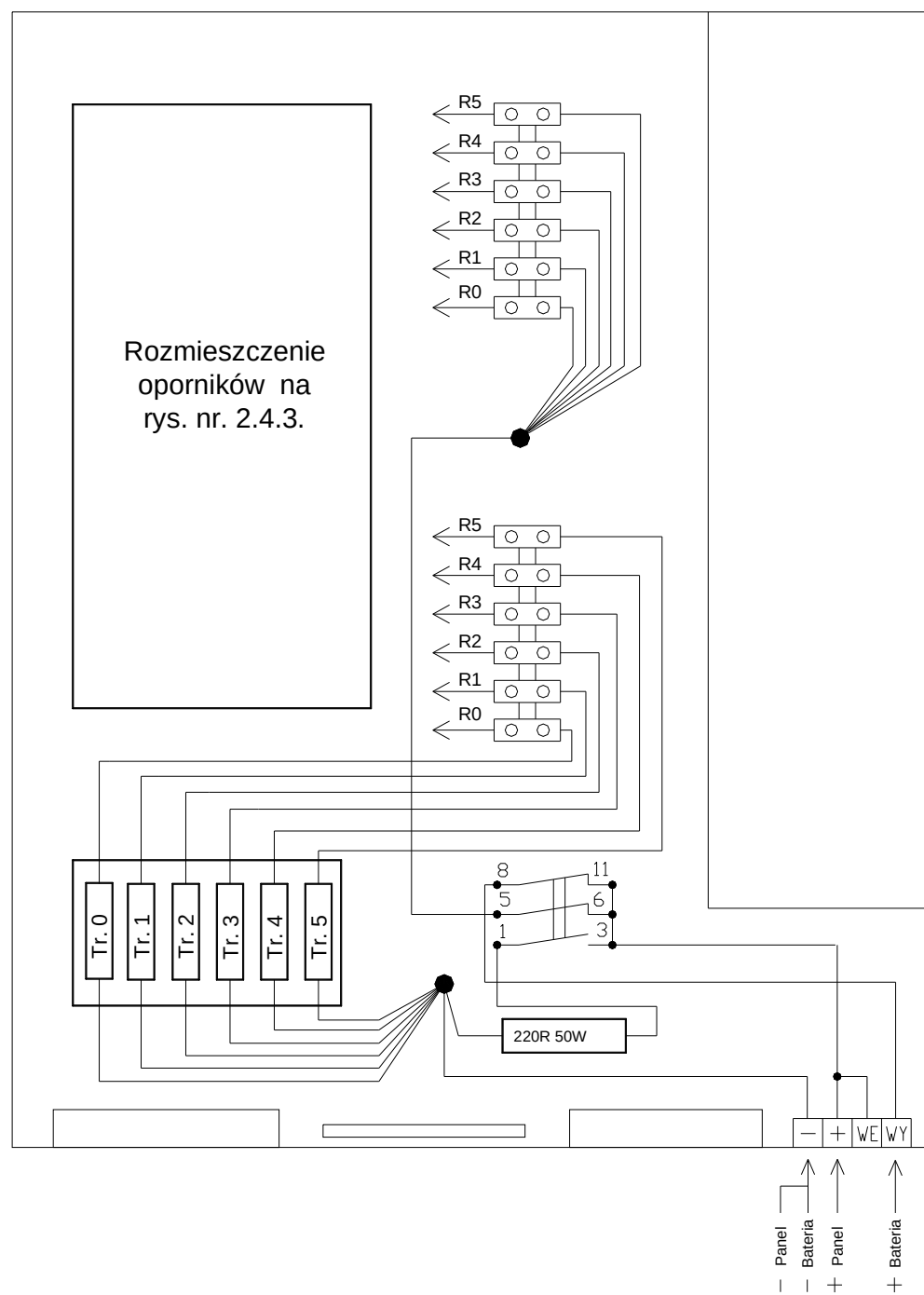
Rys. 4.9. Przedstawia obwód mocy wytracający nadmiar energii pojawiającej się w obwodzie.



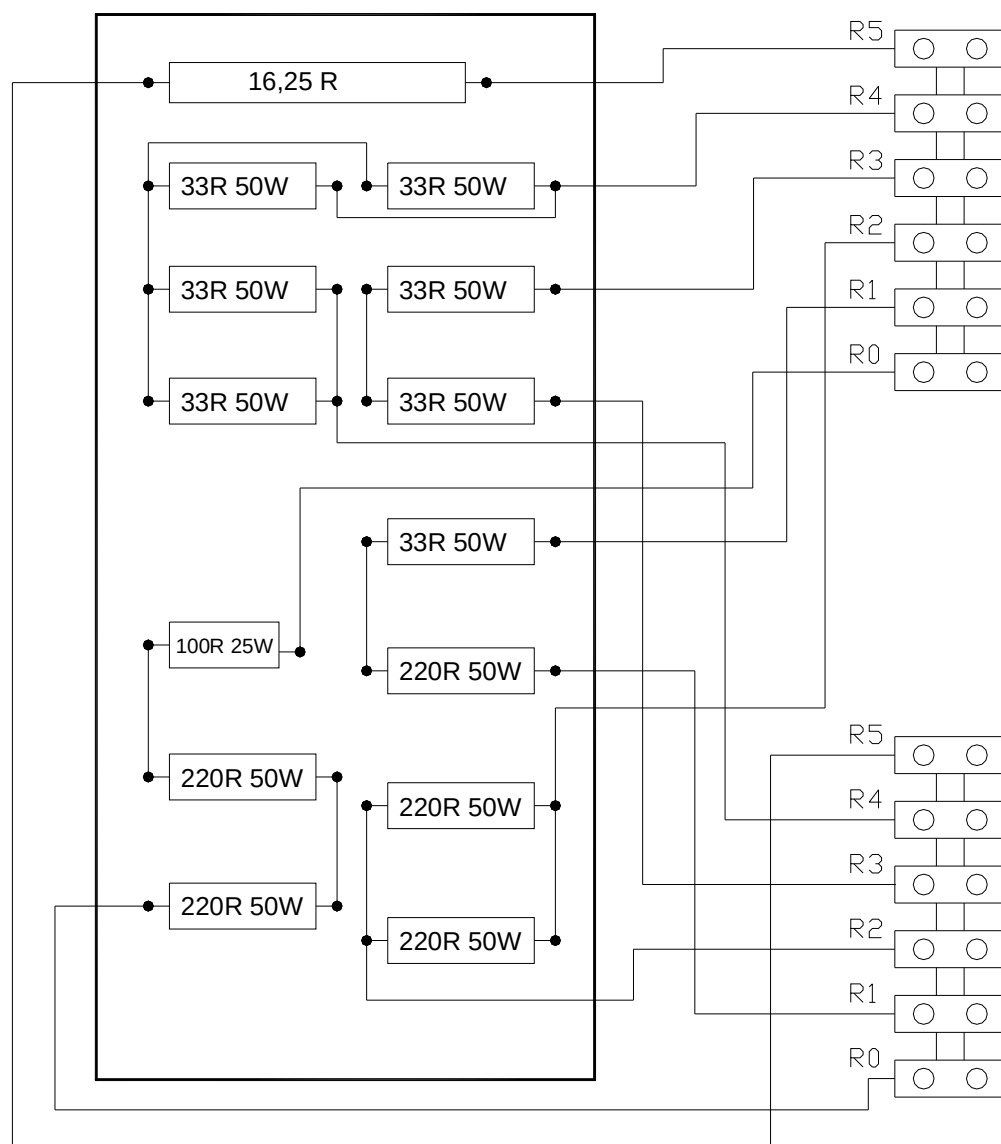
Rys. 4.9. Schemat ideowy obwodu mocy regulatora.

Układ mikroprocesorowy stale monitoruje stan naładowania baterii mierząc napięcie na ich zaciskach. Jeżeli mikroprocesor zanotuje wyższe napięcie od wcześniej ustalonego, wtedy uruchamia procedurę zawartą w algorytmie opisanym w punkcie 4.1.1. Mikroprocesor wysyła sygnał do odpowiednich tranzystorów (rys.4.10), które włączają odpowiednią liczbę oporników (rys.4.11) tak, aby zapewnić wartość rezystancji koniecznej do obniżenia napięcia ładowania baterii do żadanego poziomu.

Rysunki pokazujące sposób połączenia obwodów mocy we wsuwce (rys.4.10), oraz rozmieszczenie i połączenie rezystorów na radiatorze (rys.4.11) pokazane są poniżej.



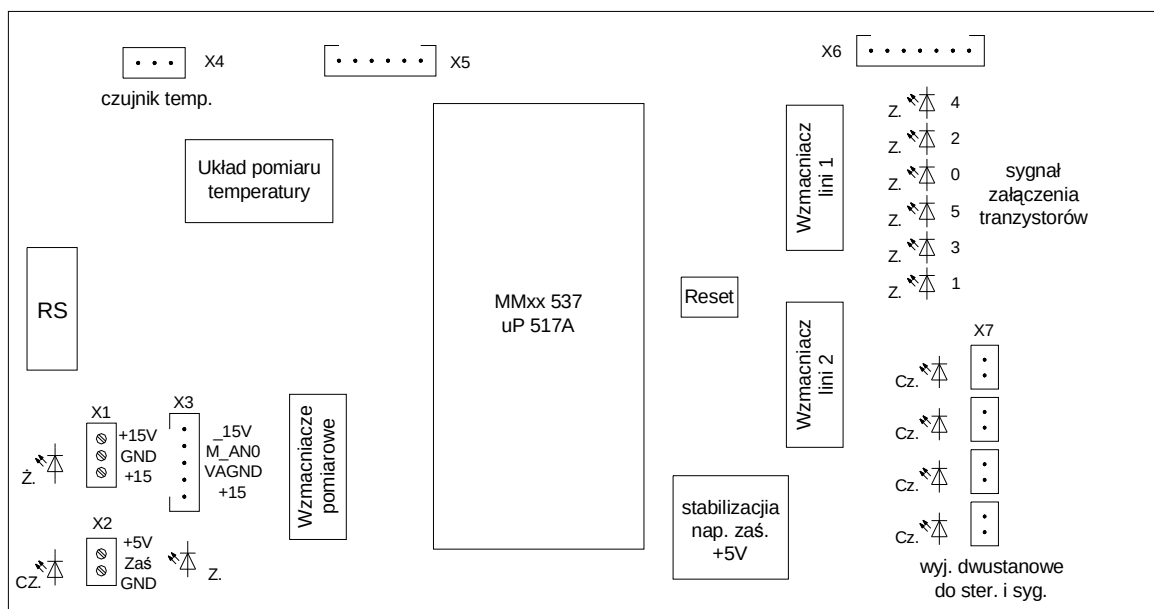
Rys.4.10. Sposób połączenia obwodów mocy we wsuwce.



Rys. 4.11. Rozmieszczenie i połączenie rezystorów na radiatorze.

4.2.2 Układ sterowania.

Układ sterowania został zbudowany na dwóch płytkach drukowanych. Płytki, na której umieszczono mikroprocesor (rys. 4.12.), oraz płytki ze wzmacniaczami i wyjściem do tranzystorów (rys. 4.13.). Rysunki przedstawiono poniżej.



Rys. 4.12. Widok płytki z mikroprocesorem.

Złącza:

RS – łączy RS do komputera

X1 – zasilanie 15V.0

X2 – zasilanie 5V.

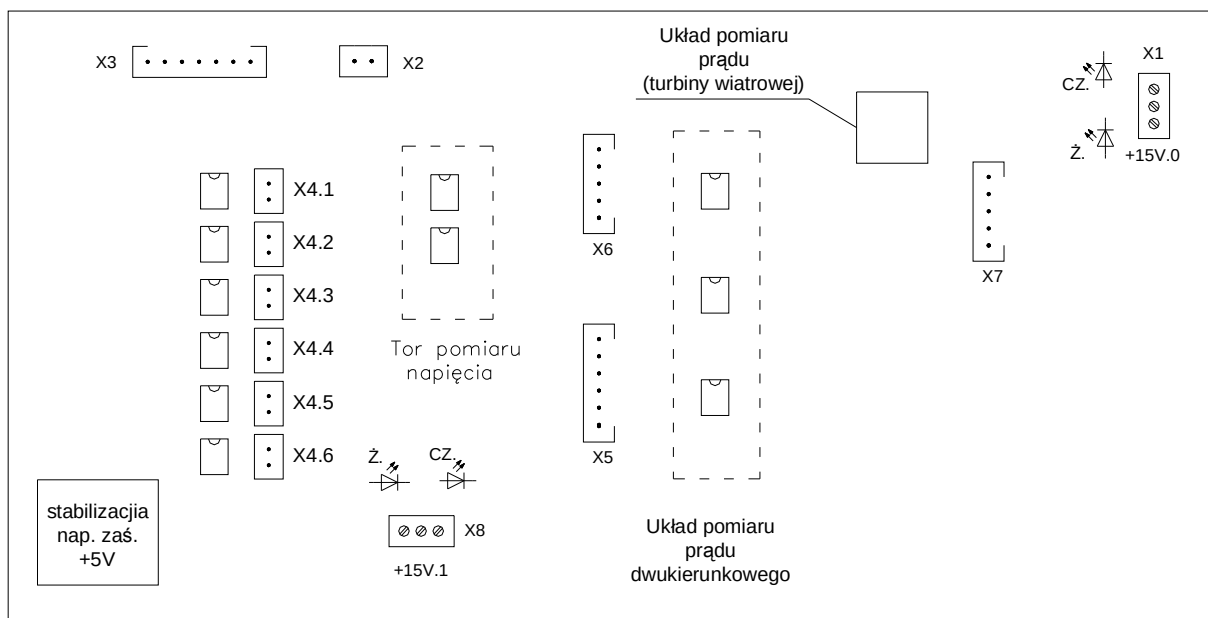
X3 – podłączenie LEM'a do pomiaru prądu jednokierunkowego.

X4 – podłączenie czujnika temperatury.

X5 – do płytki wzmacniaczy – tory pomiarowe.

X6 – do płytki wzmacniaczy – sterowanie tranzystorami.

X7 – wyj. dwustanowe bez izolacji galwanicznej.



Rys.4.13. Widok płytki ze wzmacniaczami i wyjściem do tranzystorów.

Złącza:

X1 – zasilanie $\pm 15V.0$, wspólna masa z zasilaniem płytki μP .

X2 – wejście pomiaru napięcia.

X3 – wejście sygn. ster. tranz. z płytki μP .

X4 – wyjścia do sterowania tranzystorów.

X5 – wyjścia wzmacniaczy do płytki μP .

X6 – podłączenie LEM'a do pomiaru prądu dwukierunkowego ($I_{BAT.}$).

X7 – podłączenie LEM'a do pomiaru prądu jednokierunkowego.

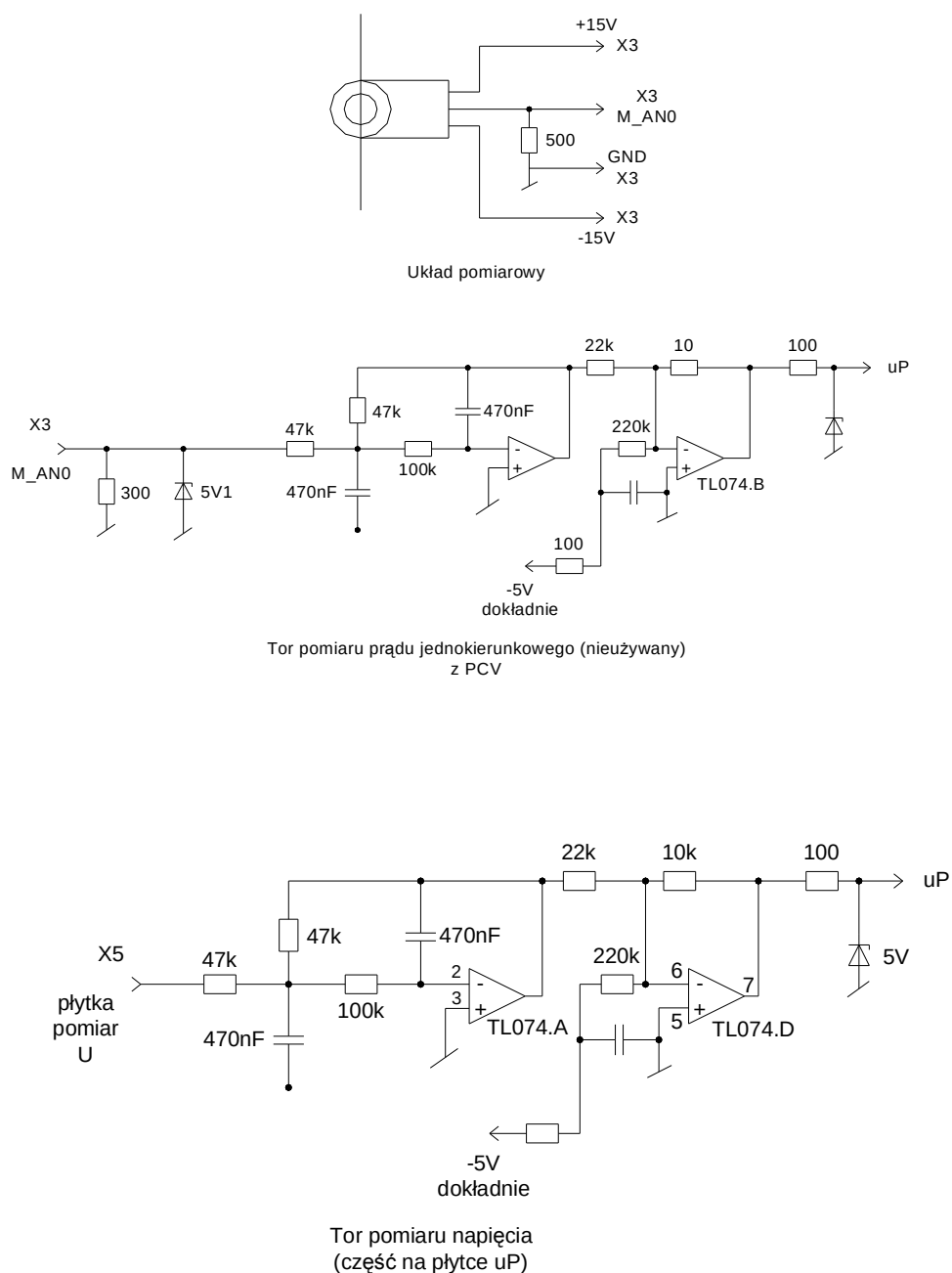
X8 – zasilanie $\pm 15V.1$, izolowane od $\pm 15V.0$.

Układ sterowania został zbudowany z minimodułu MM-517A firmy WG, z mikrokontrolerem jednoukładowym 80C-517A. Minimoduły MM-517A są uniwersalnymi systemami mikroprocesorowymi bazującymi na procesorach rodziny Intel 8051 wykonanymi w postaci pakietów o wymiarach zbliżonych do karty kredytowej. Minimoduły MM-517A są przeznaczone do stosowania w układach kontrolno-pomiarowych jako samodzielne sterowniki. Minimoduły MM-517A gwarantują prawidłowe działanie systemu mikroprocesorowego, umożliwiają szybką realizację prototypowych mikroprocesorowych układów sterowania, a w fazie produkcji skracają czas testowania.

Minimoduły zawierają mikrokontroler rodziny 80C517A, pamięć EPROM o pojemności 64 kB, pamięć RAM o pojemności 128kB, programowany dekodery adresowy zbudowany na układzie GAL, zegar czasu rzeczywistego, interfejs szeregowy Rs 232C, układ detekcji i baterijnego podtrzymywania zasilania oraz układ watch-dog timer'a.

Minimoduł zasilany jest napięciem stabilizowanym $5V \pm 200mV$. Pobór prądu nie przekracza 200mA [2].

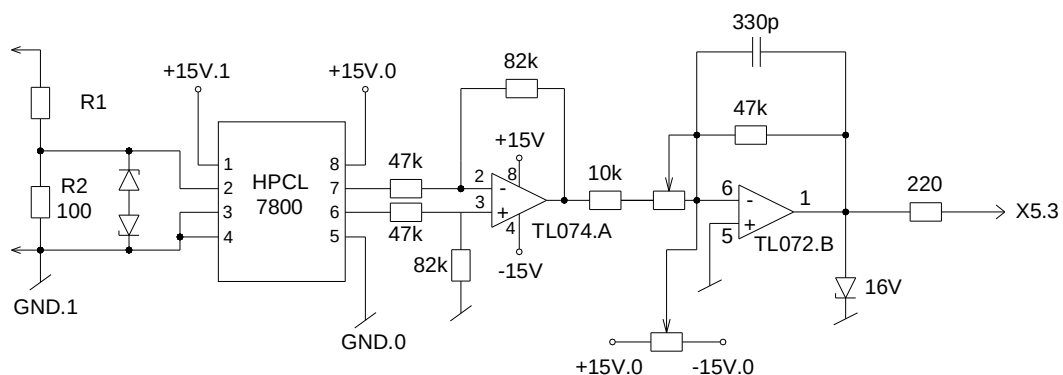
Schematy ideowe torów pomiarowych umieszczonych na płycie z mikroprocesorem przedstawiają poniższe rysunki:



Rys. 4.15. Wzmacniacze pomiarowe (układ pomiaru prądu i napięcia).



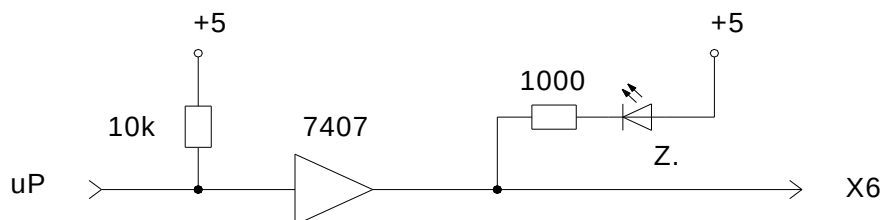
Schematy ideowe torów pomiarowych umieszczonych na płycie ze wzmacniaczami i wyjściem do tranzystorów przedstawiają poniższe rysunki:



Rys. 4.17. Tor pomiaru napięcia.

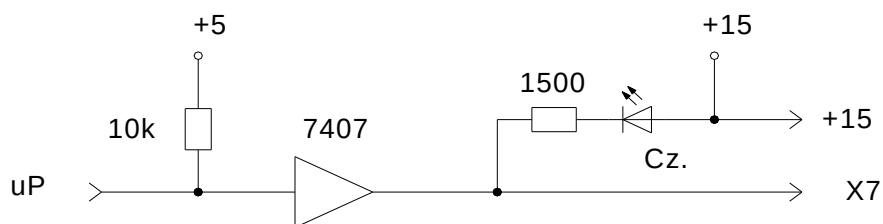
1. Wzmacniacze lini do sterowania tranzystorów.

6x:

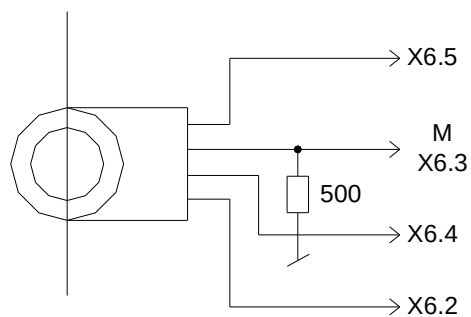


2. Wzmacniacze lini wyjści dwustanowych.
(dedykowane przekaźnikom)

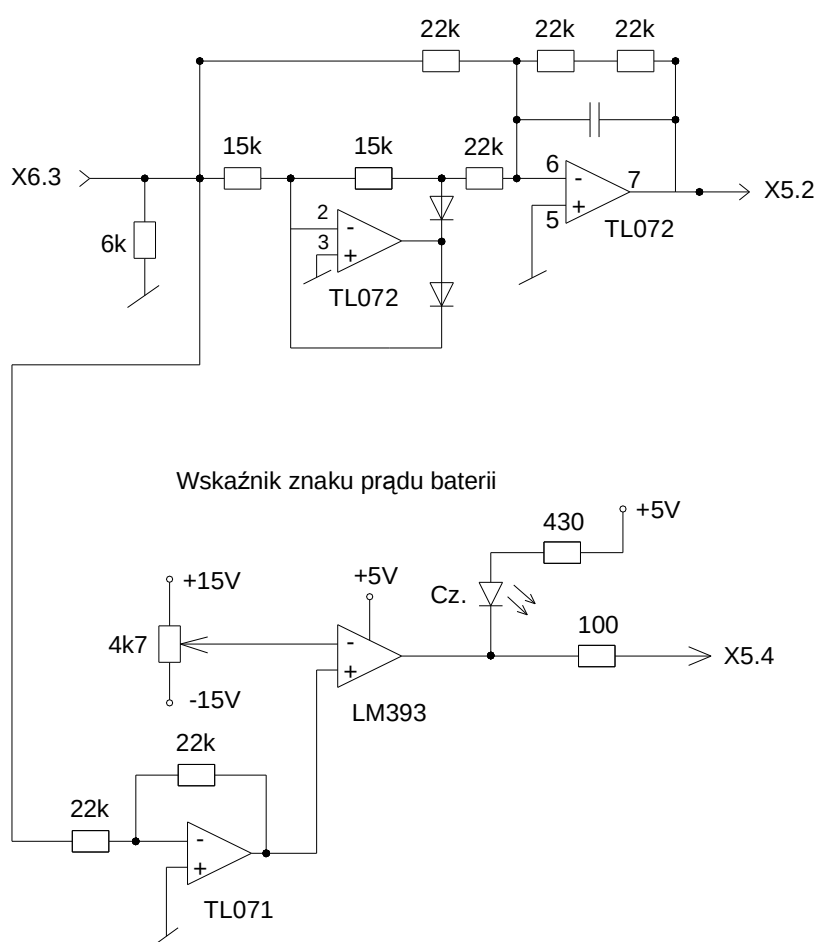
4x:



Rys. 4.18. Wzmacniacze pomiarowe.



Układ pomiarowy



Rys. 4.19. Układ pomiaru prądu dwukierunkowego.

4.2.3 Układ zabezpieczający.

Układ zabezpieczający monitoruje napięcie na zaciskach baterii chemicznej. Jeżeli napięcie to wzrośnie do niebezpiecznej wartości na przykład z powodu awarii

regulatora układ zabezpieczający pobudza cewkę stycznika, który odłącza akumulatory od układu w ten sposób chroniąc je przed przeładowaniem. Posiada możliwość ponownego załączenia poprzez system nadzoru po obniżeniu się napięcia.

4.2.4 System automatycznego nadzoru.

Projektowana elektrownia musi spełniać zadania postawione przed elektrownią pracującą w instalacjach wolnostojących, w których kontrola parametrów pracy układów jest utrudniona. Aby umożliwić zdalną obsługę takiej instalacji konieczne było zainstalowanie w urządzeniu zdalnego, automatycznego nadzoru. System ten składa się z następujących podsystemów:

1. Jednostka centralna oparta na układzie mikroprocesora lub mikrokontrolera.
2. Podsystem pomiarów analogowych.
3. Podsystem wejść i wyjść cyfrowych.
4. Pamięć wewnętrzna i w razie konieczności zewnętrzna.
5. Złącza szeregowe umożliwiające połączenie z komputerem i/lub modemem.

Jednostka centralna oparta jest na układzie mikroprocesorowym, co umożliwia realizację zaawansowanych algorytmów kontroli i oceny stanu instalacji. Jednostka taka zbiera dane pomiarowe z nadzorowanych obiektów, magazynuje je i na ich podstawie potrafi wyciągnąć wiarygodne wnioski o stanie obiektu, oraz w razie konieczności, korzystając z systemów komunikacyjnych powiadomić obsługę o konieczności interwencji. Komunikacja systemu nadzoru z otoczeniem, a więc przesyłanie danych pomiarowych, komunikatów o alarmach i poleceń odbywa się przy pomocy łącza szeregowego lub przez modem i dalej łącza telekomunikacyjne. Podsystem wejść i wyjść cyfrowych umożliwia kontrolę sygnałów dwustanowych obiektu nadzorowanego takich, jak: sygnałów określających stan bezpieczników, styczników itp.

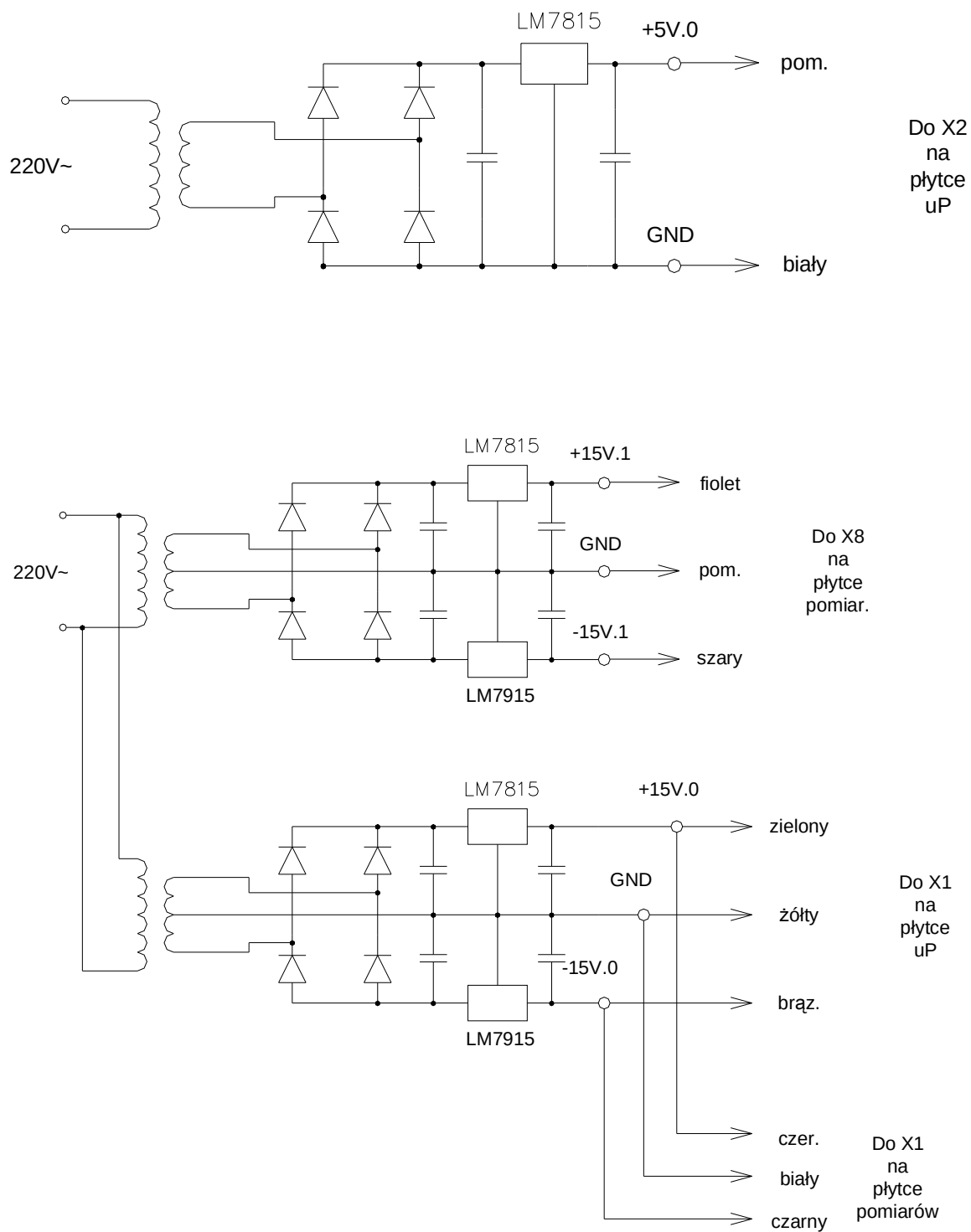
Monitorowaniem i nadzorem objęto:

1. Prądy i napięcia baterii słonecznej.
2. Napięcie całkowite i prąd baterii chemicznej.
3. Napięcie poszczególnych monobloków baterii chemicznej.
4. Napięcie i prąd przekazywany do odbiorników.

Wymienione wyżej wartości prądów i napięć są przez system mierzone, mogą być archiwizowane i przekazywane przez modem (telefon) do komputera nadrzędnego.

4.2.5 Zasilenie układu sterowania.

Układ sterowania zasilany jest z trzech oddzielnych transformatorów. Rozwiązanie takie daje nam do dyspozycji trzy odseparowane od siebie galwanicznie napięcia. Pierwszy transformator obniża napięcie do wartości 5V i poprzez układ prostowniczy i stabilizator LM7815 zasila mikroprocesor. Pozostałe odseparowane od siebie napięcia 15V.0 i 15V.1 zasilają część pomiarową i mikroprocesorową. Uzyskujemy w ten sposób całkowicie odseparowane od siebie układy pomiarowe odporne na wszelkie zakłócenia. Układy takie zapewniają uzyskanie dokładnego pomiaru dzięki posiadanej stałej i nie zakłócanej masy będącej odniesieniem dla układowego pomiaru.



Rys. 4.20. Zasilanie układu sterowania.

5. Studia opłacalności w Polsce.

Tak jak w przypadku większości technologii odnawialnych źródeł energii, użycie systemów fotowoltaicznych wymaga dużych inwestycji, ale późniejsze koszty eksploatacji są bardzo niskie. W naszych obliczeniach wzięliśmy pod uwagę konkretne rozwiązanie techniczne elektrowni mogącej zasilić obiekt znajdujący się z dala od istniejącego systemu elektroenergetycznego. Takim obiektem może być np. schronisko górskie, stacja nadawcza lub domek na działce. Wykorzystanie fotoogniw do wytwarzania energii w rejonach, gdzie jest dostęp do sieci elektrycznej, nie jest ekonomicznie uzasadnione. Moduły fotoelektryczne stosuje się do takich celów jak:

- a) elektryfikacja terenów trudno dostępnych;
- b) przemysłowe – ochrona katodowa, wentylacja, oświetlenie, w telekomunikacji, do podświetlania reklam;
- c) rolnictwo – systemy nawadniania, suszarki, systemy odsalania, produkcja lodu, świetlne pułapki na owady;
- d) zastosowania specjalne – podświetlane znaki drogowe, zasilanie telefonów alarmowych, systemy ostrzegawcze, boje nawigacyjne, zasilanie urządzeń na łodziach i inne;

5.1 KOSZT SYSTEMU PV

Do naszych obliczeń przyjmujemy elektrownię słoneczną o mocy $P = 2\text{kWp}$. Na cenę zakupu systemu fotowoltaicznego składają się zazwyczaj trzy podstawowe koszty:

- 1. modułów fotowoltaicznych,
- 2. regulatora ładowania akumulatorów,
- 3. akumulatorów,

Ad.1. Aby uzyskać zakładaną moc elektrowni użyjemy 18 paneli słonecznych. Będzie to zestaw modułów monokrystalicznych SF 115 firmy SUNFLOWER FARM o mocy $P=115\text{Wp}$ każdy[26]. Cena modułu wynosi około 2000 złotych z vatem. Koszt całości wyniesie więc około 36000 zł.

$C_m = 36000 \text{ zł}$.

Ad.2. Koszt wyprodukowania regulatora, spełniającego nasze wymagania, w jednej z krajowych firm wyniósłby około 10000 zł.

$$C_r = 10000 \text{ zł.}$$

Ad.3. Do naszych obliczeń zakładamy zastosowanie baterii akumulatorów wykonanych w technologii żelowej, w których elektrolit uwieczony jest w strukturze żelu krzemowego. Takie rozwiązanie gwarantuje wysoką niezawodność i bezpieczeństwo eksploatacji. Akumulatory charakteryzują się dużą trwałością użytkową i niskimi kosztami eksploatacji. Wykorzystane będą cztery akumulatory dryfit A200 firmy Sonnenschein o pojemności 200Ah każdy[19]. Cena jednego akumulatora wynosi około 1200zł.

$$C_a = 4800 \text{ zł.}$$

Całkowity koszt systemu PV wyniósłby około:

$$C_{PV} = C_m + C_r + C_a = 50000 \text{ zł.}$$

Efektywny koszt modułów może być obniżany poprzez stosowanie modułów, które mogą spełniać kilka zadań. Na przykład, wytwarzane są moduły do integracji z fasadami lub dachami budynków. Moduły są również używane do innych zastosowań architektonicznych, włączając w to półprzezroczyste szklenie lub bariery pochłaniające dźwięk na autostradach. Takie wielofunkcyjne zastosowania mogą w znacznej mierze obniżyć efektywne koszty systemów fotowoltaicznych i dlatego też spodziewany jest dalszy ich rozwój w przyszłości. Koszty transportu i instalacji są szczególnie duże w odległych i górzystych terenach. Jednakże firmy, które zakładają instalacje w takich regionach przyzwyczajone są do takich kosztów i są zachęcane modułową strukturą generatorów fotowoltaicznych, które mogą być łatwo transportowane. Koszty projektowania i kierowania projektem spadają wraz ze wzrostem doświadczenia firm, a projekty zaczynają być standardowe. Dla przykładu, "zestawy fotowoltaiczne do oświetlenia" są obecnie dostępne dla wiejskiej elektryfikacji, a zasilane energią fotowoltaiczną pompy wodne sprzedawane są jako "pakiety".

5.2 Ocena pieniężna oddziaływań na człowieka i środowisko.

Podczas porównywania dwóch wariantów wytwarzania i dostaw energii elektrycznej nie bez znaczenia pozostaje aspekt ekologiczny. Należy uwzględnić tutaj wszelkie szkody, jakie zostały wyrządzone środowisku w fazie budowy (pozyskanie materiałów) i eksploatacji (zatrucia środowiska). Ocena ta została przedstawiona jako szkody pieniężne poniesione na każdą zużytą kilowatogodzinę energii[10].

Zakładamy, że elektrownie naszą eksploatować będziemy przez 5 lat bez żadnych większych kosztów eksploatacyjnych. Moc średnią, którą będzie można pobierać w ciągu doby to 400 W. Energia pobrana przez 5 lat eksploatacji wyniesie 17,5 MWh.

Tabela 4.1. Ocena pieniężna oddziaływań na człowieka i środowisko[10]:

Szkody w zł/kWh	Szkody			Prewencja		Razem
	Zdrowotne	Materiałowe	Rośliny użytkowe	Ekosystem	Efekt cieplarniany	
Elektrownia konwencjonalna	0,03832	0,00068	0,00068	0,01148	0,07956	0,1307 2
Słoneczna	0,02084	0,00032	0,00004	0,00528	0,02	0,0464 8

Przy założeniu, że przez cały okres eksploatacji zużyjemy 17500 kWh szkody wyniosą:

- dla elektrowni konwencjonalnej $17500 \text{ kWh} * 0,13072 \text{ zł} \cong \textbf{2400 zł}$.
- dla elektrowni słonecznej $17500 \text{ kWh} * 0,04648 \text{ zł} \cong \textbf{800 zł}$.

Zyski z zainstalowanie systemu PV za względu na środowisko wyniosą: 1600 zł.

5.3 Opłaty za przyłączenie i dostarczanie energii elektrycznej z SEE.

Rozpatrujemy opłaty, jakie byłyby poniesione na podłączenie obiektu do sieci elektrycznej i opłaty za pobieraną energię według taryfy STOEN S.A. Obiekt nasz będzie posiadał parametry przyłączeniowe:

- grupa przyłączeniowa nr V,

- grupa taryfowa C11,
- moc przyłączeniowa 2 kW.

grupa V - podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A,

taryfa C11 – gdzie **C** oznacza grupę taryfową dla napięcia niskiego (nn), **1** – grupy taryfowe dla odbiorców o mocy umownej równej lub niższej od 40kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63A, **1** - grupa taryfowa z rozliczeniem jednostrefowym

Tabela 4.2. Stawki opłat za przyłączenie do sieci:

Grupa Przyłączeniowa	Wysokość stawki opłaty
V	90 zł/kW

Stawka opłaty dla mocy przyłączeniowej 2 kW wyniesie: **180 zł.**

Opłatę za usługę przesyłową oblicza się według następującej zależności:

$$O_{pg} = S_{sg} \times P + S_{zg} \times E$$

gdzie :

O_{pg} – opłata za usługę przesyłową, wyrażona w złotych

S_{sg} – składnik stały stawki opłaty sieciowej, wyrażony w złotych za jednostkę mocy czynnej,

P – moc umowna określona w umowie, wyrażona w jednostkach mocy czynnej,

S_{zg} – składnik zmienny stawki opłaty przesyłowej, stanowiący sumę składnika zmiennego składnika opłaty sieciowej i stawki opłaty systemowej, wyrażony w złotych za jednostkę energii,

E – ilość energii objęta daną usługą przesyłową, wyrażona w jednostkach energii.

Tabela 4.2. Opłata za przesył, dystrybucję i obrót.

CENA LUB STAWKA	GRUPA TARYFOWA		
	C11	C12a	C12b
Obrót			
Cena za energię elektryczną czynną w zł/kWh			
- całodobową	0,1600		
Stawka opłaty abonamentowej w zł/m-c	2,44		
Przesyłanie i dystrybucja			
Stawka systemowa opłaty przesyłowej w zł/kWh	0,0492		
Składnik zmienny stawki sieciowej w zł/kWh	0,1300	0,0910	0,0900
Składnik stały stawki sieciowej w zł/kW/m-c	3,22		

Dla naszego obiektu parametry te wyniosą:

$$S_{sg} = 3,22 \text{ zł/kW/m-c} = 38,64 \text{ zł/kW/rok}$$

$$P = 2 \text{ kW}$$

$$S_{zg} = 0,0492 + 0,13 = 0,1792 \text{ zł/kWh}$$

$$E = 3500 \text{ kWh/rok}$$

$$O_{pg} = 38,64 * 2 + 0,1792 * 3500 = 77,28 + 627,2 = 704,48 \text{ zł/rok}$$

Tabela 4.3. Opłaty za pobraną energię w kolejnych lat eksploatacji:

Opłaty w złotych	1 rok	2 rok	3 rok	4 rok	5 rok	Razem
Obrót	589,28	589,28	589,28	589,28	589,28	2946,4
Przesył i dystrybucja	704,48	704,48	704,48	704,48	704,48	3522,4
Suma	1293,8	1293,8	1293,8	1293,8	1293,8	6468,8

Opłaty za przyłączenie i pobór energii elektrycznej przez nasz obiekt przez 5 lat eksploatacji wyniosłyby **6648,8 zł**.

Zestawienie nakładów i zysków:

Nakłady inwestycyjne:

- koszt inwestycji: 50000 zł.

Zyski i oszczędności:

- oszczędności na uniknięciu przyłączenia do SEE i zakupie energii: 6648 zł.
- zmniejszenie zanieczyszczenia środowiska przeliczone na zyski materialne: 1600 zł.

Jak widać z przeprowadzonych prostych obliczeń, inwestycja polegająca na wybudowaniu elektrowni słonecznej w bezpośrednim sąsiedztwie istniejącej linii elektrycznej, gdzie zasilenie obiektu polegałoby jedynie na wykonaniu krótkiego przyłącza, jest ekonomicznie nie uzasadniona. Wynika to z tego, że koszt systemu PV wielokrotnie przewyższa zyski, które mogłyby wynikać z tytułu oszczędności na budowie przyłącza i zakupu energii z zakładu energetycznego. Również przy uwzględnieniu szkód wyrządzonych człowiekowi i środowisku naturalnemu przez produkcję energii w elektrowni konwencjonalnej i przeliczeniu je na pieniądze, które należałoby wydać na usuwanie zniszczeń, inwestycja taka jest nieopłacalna.

Inaczej wygląda sytuacji, jeżeli obiekt nasz znajduje się daleko od istniejących linii zasilających. W takim przypadku jesteśmy zmuszeni budować bardzo kosztowną linię. Jeżeli odległość przekraczałaby jeden kilometr to, wiązałoby się z koniecznością budowania linii średniego napięcia i stawianiu dodatkowego transformatora[30].

5.4 Ocena ekonomiczna przedsięwzięcia za pomocą metody przepływów pieniężnych.

Przy ocenie projektu wykorzystujemy metodę wartości zaktualizowanej netto. Wartość zaktualizowana netto jest to zdyskontowana na rok rozpoczęcia realizacji inwestycji wartość wszystkich wydatków i wpływów pieniężnych, związanych z daną inwestycją, ponoszonych i uzyskiwanych przez cały okres jej realizacji i eksploatacji. Wydatki są ponoszone podczas realizacji inwestycji i podczas jej eksploatacji, wpływy zaś są uzyskiwane przez oszczędności, które są możliwe dzięki tejże inwestycji[4].

Wartość zaktualizowaną netto oblicza się ze wzoru:

$$NPV = \sum_{t=0}^{t=N} NCF(t) \cdot a(t)$$

gdzie:

N – kolejne lata okresu obliczeniowego;

a(t) – współczynnik dyskontujący dla roku t zależny od stopy dyskonta p;

$$a = (1 + p)^{-t}$$

NCF(t) – przepływ pieniężny w roku t;

$$NCF(t) = CI(t) - CO(t)$$

CI(t) – wpływy pieniężne w roku t;

CO(t) – wydatki pieniężne w roku t;

Dane charakteryzujące przedsięwzięcie inwestycyjne:

- łączne nakłady inwestycyjne 50 000 zł;
- roczne zmniejszenie wydatków poniesionych na likwidację szkodliwego oddziaływania na człowieka i środowisko 320 zł;
- koszty uniknięte związane z wydatkami na zakup energii elektrycznej: 1293,8 zł rocznie;
- rozkład parametrów ekonomicznych zawiera tablica.

Tabela 4.4. Rozkład parametrów ekonomicznych[8].

Wyszczególnienie	Lata eksploatacji										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11-20
Stopa inflacji	0,11	0,1	0,09	0,07	0,06	0,055	0,04	0,035	0,025	0,02	0,02
Nominalna stopa procentowa kapitału	0,23	0,22	0,2	0,18	0,16	0,14	0,13	0,12	0,11	0,1	0,1

W metodzie tej zakładamy dość długi okres eksploatacji, aby teoretycznie wyliczyć długość okresu zwrotu środków poniesionych na tą inwestycję.

1. Wyznaczenie wpływów pieniężnych $CI(t)$ w poszczególnych latach:

Do wpływów pieniężnych należą korzyść z likwidacji wydatków na zakup energii elektrycznej, oraz zmniejszenie wydatków poniesionych na likwidację szkodliwego oddziaływania na człowieka i środowisko;

a) Obliczenie kosztów uniknięte związanych z zakupem energii elektrycznej dla kolejnych lat:

$$\Delta K_{ak} = \prod_{t=1}^k \Delta K_{a0} (1 + i_t) = \Delta K_{a0} (1 + i_1)(1 + i_2).....(1 + i_k)$$

$$k = 1 \div 20$$

gdzie:

ΔK_{a0} – roczne koszty uniknione w roku bazowym = 1293,8 PLN

i_t - stopa inflacji w roku t

Zmniejszenie wydatków na energię elektryczną w poszczególnych latach:

ΔK_{a1}	ΔK_{a2}	ΔK_{a3}	ΔK_{a4}	ΔK_{a5}	ΔK_{a6}	ΔK_{a7}	ΔK_{a8}	ΔK_{a9}	ΔK_{a10}
1436,12	1579,73	1721,91	1842,44	1952,99	2060,40	2142,82	2217,81	2273,26	2318,72

ΔK_{a11}	ΔK_{a12}	ΔK_{a13}	ΔK_{a14}	ΔK_{a15}	ΔK_{a16}	ΔK_{a17}	ΔK_{a18}	ΔK_{a19}	ΔK_{a20}
2365,10	2412,40	2460,65	2509,86	2560,06	2611,26	2663,49	2716,76	2771,09	2826,51

b) Obliczenie zmniejszenia wydatków poniesionych na likwidację szkodliwego oddziaływania na człowieka i środowisko.

Roczne zmniejszenie wydatków poniesionych na likwidację szkodliwego oddziaływania na człowieka i środowisko wynosi 320 zł;

$$\Delta K_{ek} = \prod_{t=1}^k \Delta K_{e0} (1 + i_t) = \Delta K_{e0} (1 + i_1)(1 + i_2) \dots (1 + i_k)$$

$$k = 1 \div 20$$

gdzie:

ΔK_{e0} – roczne zmniejszenie wydatków w roku bazowym $\Delta K_{e0} = 320$ PLN

i_t – stopa inflacji w roku t

Zmniejszenie wydatków dla poszczególnych lat :

ΔK_{e1}	ΔK_{e2}	ΔK_{e3}	ΔK_{e4}	ΔK_{e5}	ΔK_{e6}	ΔK_{e7}	ΔK_{e8}	ΔK_{e9}	ΔK_{e10}
355,20	390,72	425,88	455,70	483,04	509,61	529,99	548,54	562,25	573,50

ΔK_{e11}	ΔK_{e12}	ΔK_{e13}	ΔK_{e14}	ΔK_{e15}	ΔK_{e16}	ΔK_{e17}	ΔK_{e18}	ΔK_{e19}	ΔK_{e20}
584,97	596,67	608,60	620,77	633,19	645,85	658,77	671,94	685,38	699,09

2. Wyznaczenie wydatków pieniężnych CO(t) w poszczególnych latach:

a) Nakłady inwestycyjne ze środków własnych.

Nakłady inwestycyjne ze środków własnych :

I_1	I_2	I_3	I_4	I_5	I_6	I_7	I_8	I_9	$I_{10} - I_{20}$
50 000	-	-	-	-	-	-	-	-	-

3. Wyznaczenie przepływu pieniężnego w poszczególnych latach :

$$NCF(t) = CI(t) - CO(t)$$

Przepływ pieniężny w kolejnych latach:

NCF_1	NCF_2	NCF_3	NCF_4	NCF_5	NCF_6	NCF_7	NCF_8	NCF_9	NCF_{10}
-48208,7	1970,4	2147,8	2298,1	2436,0	2570,0	2672,8	2766,4	2835,5	2892,2

NCF_{11}	NCF_{12}	NCF_{13}	NCF_{14}	NCF_{15}	NCF_{16}	NCF_{17}	NCF_{18}	NCF_{19}	NCF_{20}
2950,1	3009,1	3069,2	3130,6	3193,2	3257,1	3322,3	3388,7	3456,5	3525,6

4. Obliczenie nominalnych przepływów skumulowanych.

$$NCF_k = \sum_{t=1}^k NCF_t$$

$$k = 1, \dots, 20$$

NCF_k – nominalny przepływ skumulowany w roku k.

NCF_t – przepływ pieniężny w roku t obliczamy jako sumę algebraiczną przepływów cząstkowych w danym roku.

Nominalny przepływ skumulowany w kolejnych latach wynosi:

NCFk1	NCFk2	NCFk3	NCFk4	NCFk5	NCFk6	NCFk7	NCFk8	NCFk9	NCFk10
-48208,7	-46238,2	-44090,4	-41792,3	-39356,3	-36786,3	-34113,5	-31347,1	-28511,6	-25619,4

NCFk11	NCFk12	NCFk13	NCFk14	NCFk15	NCFk16	NCFk17	NCFk18	NCFk19	NCFk20
-22669,3	-19660,2	-16591,0	-13460,4	-10267,1	-7010,0	-3687,8	-299,1	3157,4	6683,0

5. Określenie zdyskontowanych przepływów pieniężnych w kolejnych latach:

a) Obliczenie stopy dyskonta w kolejnych latach:

$$a_t = \prod_{t=1}^k \left(\frac{1}{1 + p_t} \right) = \frac{1}{1 + p_1} \cdot \frac{1}{1 + p_2} \cdot \dots \cdot \frac{1}{1 + p_k}$$

$$k = 1, \dots, 20$$

gdzie:

p_t – nominalna stopa procentowa kapitału w roku t .

Stopy dyskonta w kolejnych latach:

a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	a_8	a_9	a_{10}
0,813	0,666	0,555	0,471	0,406	0,356	0,315	0,281	0,253	0,230

a_{11}	a_{12}	a_{13}	a_{14}	a_{15}	a_{16}	a_{17}	a_{18}	a_{19}	a_{20}
0,209	0,190	0,173	0,157	0,143	0,130	0,118	0,107	0,098	0,089

b) Obliczenie zdyskontowanych przepływów pieniężnych w roku t :

$$NCF_{zt} = NCF_t \cdot a_t$$

Zdyskontowane przepływy pieniężne w roku t :

NCF_{z1}	NCF_{z2}	NCF_{z3}	NCF_{z4}	NCF_{z5}	NCF_{z6}	NCF_{z7}	NCF_{z8}	NCF_{z9}	NCF_{z10}
-39194,1	1313,1	1192,7	1081,6	988,3	914,6	841,8	777,9	718,3	666,1

NCF_{z11}	NCF_{z12}	NCF_{z13}	NCF_{z14}	NCF_{z15}	NCF_{z16}	NCF_{z17}	NCF_{z18}	NCF_{z19}	NCF_{z20}
617,6	572,7	531,1	492,4	456,6	423,4	392,6	364,1	337,6	313,0

6. Określenie wartości NPV w kolejnych latach na rok 0:

$$NPV_k = \sum_{t=1}^k NCF_t \cdot a_t = \sum_{t=1}^k NCF_{zt}$$

NPV_1	NPV_2	NPV_3	NPV_4	NPV_5	NPV_6	NPV_7	NPV_8	NPV_9	NPV_{10}
-39194,1	-37880,9	-36688,2	-35606,7	-34618,3	-33703,7	-32861,9	-32084,0	-31365,7	-30699,6

NPV_{11}	NPV_{12}	NPV_{13}	NPV_{14}	NPV_{15}	NPV_{16}	NPV_{17}	NPV_{18}	NPV_{19}	NPV_{20}
-30082,0	-29509,3	-28978,2	-28485,8	-28029,1	-27605,7	-27213,1	-26849,0	-26511,4	-26198,4

Z obliczeń wykonanych metodą wartości zaktualizowanej netto wynika, że inwestycja nie zwróciłaby się w zakładanym pięcioletnim okresie użytkowania.

5.5 Ocena ekonomiczna przedsięwzięcia przy uwzględnieniu konieczności wybudowania długiej linii zasilającej.

Zupełnie inaczej wygląda sytuacja, gdy w obliczeniach ekonomicznych uwzględnimy wysokie koszty podłączenia do systemu energetycznego, czyli wydatki poniesione na wykonanie przyłącza i wybudowania kosztownej linii zasilającej.

Tabela 4.5. Stawki opłat za budowę standardowych elementów przyłączy według taryfy ZEWT S.A[30].

Elementy przyłącza	Rodzaj (typ)	Jedn. miary	Cena jedn. (zł)
Linia kablowa 0,4 kV	YAKY 4x25	km	28 000,-
Złącze kablowe (bez fundamentu)	ZK-1	szt.	400,-
Szafka licznikowa (bez fundamentu)		szt.	450,-
Fundament pod złącze kablowe typu ZK-1		szt.	70,-
Linia napowietrzna 0,4 kV	4 x AL25	km	32 500
Słup rozgałęźny w linii niskiego napięcia		szt.	1 700
Podpora do słupa rozgałęźnego		szt.	400

Obliczenie nominalnych przepływów skumulowanych.

Nominalny przepływ skumulowany w kolejnych latach w tym przypadku wynosi:

NCFk1	NCFk2	NCFk3	NCFk4	NCFk5	NCFk6	NCFk7	NCFk8	NCFk9	NCFk10
-5288,7	-3318,2	-1170,4	1127,7	3563,7	6133,7	8806,5	11572,9	14408,4	17300,6

NCFk11	NCFk12	NCFk13	NCFk14	NCFk15	NCFk16	NCFk17	NCFk18	NCFk19	NCFk20
20250,7	23259,8	26329,0	29459,6	32652,9	35910,0	39232,2	42620,9	46077,4	49603,0

Określenie wartości NPV w kolejnych latach na rok 0:

Wartość NPV w kolejnych latach zdyskontowana na rok 0 wynosi:

NPVK1	NPVK2	NPVK3	NPVK4	NPVK5	NPVK6	NPVK7	NPVK8	NPVK9	NPVK10
-4299,7	-2986,6	-1793,9	-712,3	276,0	1190,6	2032,4	2810,3	3528,6	4194,7

NPVK11	NPVK12	NPVK13	NPVK14	NPVK15	NPVK16	NPVK17	NPVK18	NPVK19	NPVK20
4812,3	5385,0	5916,1	6408,6	6865,2	7288,6	7681,2	8045,3	8382,9	8695,9

Z obliczeń wykonanych metodą wartości zaktualizowanej netto, przy uwzględnieniu kosztów wybudowania odcinka linii zasilającej wynika, że inwestycja zaczyna się zwracać w piątym roku eksploatacji, już po 1,5 kilometrowym odcinku linii. Inaczej wygląda sytuacja, jeżeli jesteśmy zmuszeni podłączyć się do linii Sn. Wtedy należy uwzględnić koszty wybudowania linii zasilającej Sn i stacji transformatorowej 15/0,4

kV. W takim przypadku koszty wybudowania przyłącza wielokrotnie przewyższyłyby koszty elektrowni słonecznej. Wynika z tego, że zainstalowanie paneli słonecznych na obiekcie oddalonym od SEE jest bardzo dobra inwestycją, dającą realne korzyści.

6. Wnioski.

Najważniejszym celem badań i rozwoju techniki fotowoltaicznej jest doprowadzenie do sytuacji, w której energia wyprodukowana w elektrowniach słonecznych będzie mogła konkurować pod względem cenowym z energią wytworzoną w konwencjonalnych elektrowniach. Proponowane rozwiązanie problemu regulacji napięcia ładowania baterii chemicznej, polegające na zastosowaniu regulatora w wykonaniu równoległym w znacznym stopniu pozwala ograniczyć straty powstałe w procesie sterowania elektrownią. Możliwe jest to dzięki temu, że odbiornik i bateria chemiczna jest połączona bezpośrednio do ogniwa bez żadnych dodatkowych elementów włączonych szeregowo, a regulator jest jedynie swoistego rodzaju zabezpieczeniem i działa jedynie w okresach nadwyżek energii. Pozwala to podnieść sprawność produkcji energii w elektrowni słonecznej. Małe gabaryty i prostota budowy urządzenia powodują, że koszt wykonania tego urządzenia jest niski, a brak pracy impulsowej tranzystorów mocy nie wnosi zakłóceń wysokiej częstotliwości.

Inną bardzo ważną zaletą jest fakt, że wytwarzanie energii przez panele słoneczne i proces produkcji ogniw słonecznych odbywa się przy znikomych ubocznych skutkach dla środowiska naturalnego w porównaniu z energetyką konwencjonalną. Natomiast problem związany z utylizacją elementów wyeksploatowanych, z punktu widzenia ochrony środowiska powoduje, że energetyka słoneczna w porównaniu z konwencjonalną jest rozwiązaniem prawie idealnym. Niestety z obliczeń przez nas wykonanych, porównujących zasilanie z systemu PV z zasilaniem z SEE wynika, że energetyka słoneczna nie może jeszcze konkurować z konwencjonalną, nawet po uwzględnieniu kosztów zanieczyszczenia środowiska, gdyż energia wyprodukowana przez elektrownie słoneczne jest wciąż droga. Spowodowane jest to:

- wysokimi kosztami produkcji paneli fotowoltaicznych,
- wciąż niską sprawnością produkowanych paneli.

Istnieje jednak pytanie, czy można w jakiś sposób szacować wartość materialną środowiska naturalnego, czy jest to skarb bezcenny.

Z przeprowadzonych obliczeń wynika, że istnieje jednak dość szeroki zakres zastosowań techniki słonecznej już dzisiaj ekonomicznie uzasadnionych. Można tu wymienić odbiorców odległych od sieci elektroenergetycznej, jak na przykład: schroniska górskie, odległe gospodarstwa rolne, telekomunikacyjne stacje przekaźnikowe, stacje meteorologiczne itp. Zastosowanie elektrowni słonecznej w takich obiektach staje się już opłacalne, gdy odległość od sieci zasilającej jest większa niż 1,5 km. Jednak, nie można budować linii zasilającej nn. dłuższej niż 1 km. Dlatego przy położeniu obiektu większym niż 1 km jesteśmy zmuszeni do budowania linii Sn i zastosowania trafo. Sn, co znacznie zwiększa koszty. Fakt ten, czyni opłacalnym budowanie elektrowni słonecznej w obiekcie znajdującym się już w odległość 1 km. od istniejącej linii zasilającej. Dlatego, istnieje duża szansa na rozwój systemów fotowoltaicznych w Polsce, chociażby ze względu na planowaną budowę autostrad, gdzie moduły słoneczne można instalować na barierach dźwiękochłonnych a energię wykorzystać do zasilania sygnalizacji świetlnej lub telefonów alarmowych.

Dodatki.

Dodatek A.

Listing programu realizującego algorytm załączania oporników z punktu 4.1.1.

```
#pragma CODE

#include <reg517a.h>

// ***** definicje stałych *****
#define WEUB 0x16
    //stała określająca używanie wejścia przetwornika do pomiaru napięcia
    baterii, dzielnik
#define prog10xde
    //stała określająca wartość progu pierwszego - 54.75V
#define prog20xe6
    //stała określająca wartość progu drugiego - 55.25V

typedef unsigned int word;
typedef unsigned char unch;

/* ***** deklaracje zmiennych bitowych ***** */
sbit show = P1^3; //pokazuje czy układ działa

/* ***** deklaracje zmiennych bajtowych ***** */
unch ub;          //bieżące napięcie baterii

/***** funkcje wybitnie lokalne *****/

unch regulacja(void)
{
    if(ub<=prog1)    //czy napięcie jest mniejsze niż 54.75V
    { //TAK
        if(P4!=0xff) //jeżeli są załączone jakieś tranzystory to
            P4++;    //wylacz odpowiednio
        return(0);
    }
    else
        if((ub>prog1)&&(ub<prog2))    //czy napięcie jest większe niż 54.75V i
        //mniejsze niż 55.25V
        { //TAK - nic nie zmieniaj
            return(0);
        }
    else
        if(ub>=prog2)    //czy napięcie jest większe niż 55.25V
        {
            if(P4>0xc0) //jeżeli są wylaczone jakieś tranzystory (0xc0 oznacza
            //załączenie wszystkich) to
            P4--;    //załącz odpowiednio
            return(0);
        }
    }
}

unch pomiar(unch param)
+{
    unch i=16;

    word ww=0;

    ADCON1=param;    //wybor wejścia przetwornika

    while(i--)
    {
```

```

        ADDATL=0;    //start przetwarzania

        while(BSY==1)//oczekiwanie na przetworzenie danej
        {
        }

        ww+=ADDATH;
    }

    return(ww>4)); //zwrot wyniku
}

void opzn1(void)
{
    word i=0x0002, j=0x00ff;

    do
    {
        show=0;

        do
        {
            WDT=1;
            SWDT=1;
        }
        while(j--);
        show=1;
        do
        {
            WDT=1;
            SWDT=1;
        }
        while(j--);
    }
    while(i--);
}

/*****
/* ***** CZESC GLOWNA PROGRAMU ***** */
*****/

void main(void)
{
    WDTREL=0x00;    //ustawienie licznika watchdog na 1.1s
    ADEX=0;         //wyzwalanie programowe konwersji
    ADM=0; //przetwornik zatrzymuje sie po przetworzeniu
    P4=0xc0;        //zalaczenie na poczatek wszystkich tranzystorow
                    //tak musi bys aby napiecie na starcie mialo najmniejsza wartosc

    while(1)
    {
        show=0;    //oznaczenie, ze program dziala

        /* ***** pomiar poczatkowy pradu, napiecia baterii i pradu z panelu ***** */
        ub = pomiar(WEUB);    //pomiar biezacego napiecia baterii

        /* ***** sprawdzenie czy bateria jest ladowana, czy rozladowywana ***** */
        regulacja();    //sam algorytm regulacji

        opzn1();    //oczekiwanie na nastepny cykl
    }
}

```


Bibliografia

- [1].Bacewicz Rajmund: Cienkowarstwowe polikrystaliczne ogniwa słoneczne. XII Szkoła optoelektroniki „Fotowoltaika – ogniwa słoneczne i detektory podczerwieni”, Kazimierz Dolny 1997.
- [2].Chwieduk Dorota: Energetyka słoneczna w Polsce i na świecie. XII Szkoła optoelektroniki „Fotowoltaika – ogniwa słoneczne i detektory podczerwieni”, Kazimierz Dolny 1997.
- [3].Ciach Ryszard: Perspektywy rozwoju fotowoltaiki w Polsce. XII Szkoła optoelektroniki „Fotowoltaika – ogniwa słoneczne i detektory podczerwieni”, Kazimierz Dolny 1997.
- [4].Damazy Laudyn: Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1997
- [5].Dmowski Antoni, Biczek Piotr, Drązkiewicz Jacek: Zastosowanie regulatora równoległego do kontroli napięcia ładowania baterii chemicznej z ogniwa słonecznego.
- [6].Dmowski Antoni, Szupak Marcin: Systemy sterowania i nadzoru w elektrowni słonecznej. XII Szkoła optoelektroniki „Fotowoltaika – ogniwa słoneczne i detektory podczerwieni”, Kazimierz Dolny 1997.
- [7].Dmowski Antoni: Ergoelektroniczne układy zasilania prądem stałym w telekomunikacji i energetyce. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 1998.
- [8].Gospodarka Paliwami i Energią- Czasopismo Stowarzyszenia energetyków polskich. Artykuł A. Pawlega.
- [9].Lipiński Marek: Ogniwa słoneczne z krzemu krystalicznego. XII Szkoła optoelektroniki „Fotowoltaika – ogniwa słoneczne i detektory podczerwieni”, Kazimierz Dolny 1997.
- [10]. Marheineke T., Krewitt W., Neubarth J., Friedrich R., Voss A.: Ganzheitliche Bilanzierung der Energie – und Stoffströme von Energieversorgungstechniken. Projekt gefördert von der Stiftung

Energieforschung Baden- Wurttemberg. Universitat Stuttgart. Institut fur Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

- [11]. Minimoduły z mikrokontrolerami jednoukładowymi MM-xx. Instrukcja obsługi. WG-elektronik.
- [12]. Pietruszko Stanisław: Energia dla przyszłości – odnawialne źródła energii w bilansie energetycznym krajów Unii Europejskiej i USA. Warszawa 1999.
- [13]. Pietruszko Stanisław: Światowe programy rozwoju fotowoltaiki. Ogólnopolskie forum odnawialnych źródeł energii, Serock Jadwisin 1999.
- [14]. Rodacki Tadeusz, Kandyba Andrzej: Przetwarzanie energii w elektrowniach słonecznych. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2000.
- [15]. Trykozko Rajmund: Podstawy fotowoltaicznej konwersji energii promieniowania słonecznego. XII Szkoła optoelektroniki „Fotowoltaika – ogniwa słoneczne i detektory podczerwieni”, Kazimierz Dolny 1997.
- [16]. Wnuk Ryszard: Energetyka odnawialna – szanse i bariery jej rozwoju w Polsce w najbliższych latach. Forum „Energetyka rozproszona – szanse i bariery”, Warszawa 20 marca 2000.
- [17]. www.comenius.i-lo.tarnow.pl
- [18]. www.eia.doe.gov
- [19]. www.etc.com.pl
- [20]. www.ibmer.waw.pl
- [21]. www.jxj.com
- [22]. www.mos.gov.pl
- [23]. www.mysolar.pl
- [24]. www.nrel.gov
- [25]. www.pv.pl
- [26]. www.sfo.pl/
- [27]. www.solstice.crest.org
- [28]. www.stoen.waw.pl
- [29]. www.vase.org
- [30]. www.zewt.com.pl