

EGE ÜNİVERSİTESİ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

(DOKTORA TEZİ)

**T.C. YÜKSEKÖĞRETİM KURULU
DOKÜMANTASYON MERKEZİ**

**İZMİR (BORNOVA) KOŞULLARINDA
ŞEBEKEYE BAĞLI BİR FOTOVOLTAİK ENERJİ
SİSTEMİNİN TASARIMI VE DENENMESİ**

Mutlu BOZTEPE

120406

Güneş Enerjisi Anabilim Dalı

Bilim Dalı Kodu : 625.05.04

Sunuş Tarihi : 28.08.2002

Tez Danışmanı : Prof.Dr.Metin ÇOLAK

**T.C. YÜKSEKÖĞRETİM KURULU
DOKÜMANTASYON MERKEZİ**

Bornova-İZMİR

Sayın Mutlu BOZTEPE tarafından Doktora Tezi olarak sunulan “İzmir (Bornova) Koşullarında Şebekeye Bağlı Bir Fotovoltaik Enerji Sisteminin Tasarımı ve Denenmesi” adlı bu çalışma, “Lisansüstü Eğitim ve Öğretim Yönetmeliği’nin” ve Enstitü yönergesinin ilgili hükümleri dikkate alınarak

Jüri Başkanı ; Prof.Dr.Metin ÇOLAK

Raportör Üye ; Prof.Dr.Eyüp AKPINAR

Üye ; Prof.Dr.Necdet ÖZBALTA

Mer. In
E. Akpinar
N. Özbalta

tarafından değerlendirilmiş olup, yapılan Tez Savunma Sınavında aday oy birliği/oy çokluğu ile başarılı bulunmuştur.

ÖZET

İZMİR (BORNOVA) KOŞULLARINDA ŞEBEKEYE BAĞLI BİR FOTOVOLTAİK ENERJİ SİSTEMİNİN TASARIMI VE DENENMESİ

BOZTEPE, Mutlu

Doktora Tezi, Güneş Enerjisi Enstitüsü

Tez Yöneticisi: Prof.Dr.Metin ÇOLAK

Ağustos 2002, 150 sayfa

Bu tezde, enerji kesintilerinde dahi yükü besleyebilen, hem şebekeye bağlı hem de şebekeden bağımsız çalışan yeni bir PV sistem geliştirilmiş ve klasik şebekeye bağlı PV sistemlerle karşılaştırılmıştır. Elektrik faturasını sıfırlayan bir boyutlandırma yöntemi önerilerek, Elektrik tarifelerine ve konutun güç profiline göre incelenmiş ve İzmir koşullarında ortalama bir ev için hesaplama yapılmıştır.

Sistemdeki tüm elemanların matematiksel modelleri elde edilmiş ve Visual Basic 5.0 programlama dilini kullanarak bir simulasyon paket programı hazırlanmıştır. Maksimum güç noktası izleme, optimum modül eğimi, kayıplar, sistemin kurulumu, performans oranı, direkt tüketim, ekonomik analiz ve boyutlandırma bakımından ayrıntılı olarak incelenen sistemde geliştirilen inverterin tasarım ayrıntıları da verilmiştir. E.Ü. Güneş Enerjisi Enstitüsü'nde 530Wp'lik bir sistem kurularak ölçümler alınmış ve simulasyon sonuçlarıyla karşılaştırılmıştır.

Anahtar sözcükler: Güneş Pili, inverter, şebekeye bağlı fotovoltaiik sistem, simulasyon, modelleme, Visual Basic

ABSTRACT**DESIGN AND TEST OF A GRID CONNECTED
PHOTOVOLTAIC ENERGY SYSTEM AT IZMIR (BORNOVA)****BOZTEPE, Mutlu****PhD in Solar Energy Institute****Supervisor: Prof.Dr.Metin ÇOLAK****August 2002, 150 pages**

In this thesis, a new grid-connected PV system which supplies power to the load even if the utility power fails and which operates both in stand-alone and grid-connected mode has been developed and compared with conventional PV systems. A sizing method which removes the electricity bill is proposed and investigated from the point of view of the electricity tariffs and power profile of a home, a sample calculation for a standart home in Izmir is presented.

All of the components in the system are modelled and a PC software is developed for system simulation using Visual Basic 5.0. Maximum power point, optimum module slope, losses, construction, performance ratio, direct consumption, economics, sizing and inverter design are studied in detail. A 530 Wp PV system is installed at E.Ü. Solar Energy Institute and the measurements obtained from the system are compared with the simulation results.

Keywords: Solar cell, inverter, grid-connected photovoltaic system, simulation, modelling, Visual Basic

TEŞEKKÜR

Bütün tez çalışmalarım boyunca bilgi ve deneyimleriyle beni yönlendiren ve yüreklendiren tez danışmanım Prof.Dr.Metin ÇOLAK'a, maddi ve manevi desteğiyle hep yanımda olan değerli dostum Çetin KAVURT'a, tezin yazımındaki büyük katkılarından dolayı Arş.Gör Engin KARATEPE'ye, datalogger tasarımındaki yardımlarından dolayı Öğr.Gör.Mustafa ENGİN'e, ölçümlerin alınmasında yardımını esirgemeyen Arş.Gör.Rüştü EKE'ye, sistemin montajı sırasındaki yardımlarından dolayı teknisyenler Ali ARVALLI ve Ahmet AKPINAR'a, E.Ü.Güneş Enerjisi Enstitüsü ve E.Ü.Müh.Fak.Elektrik-Elektronik Müh. Böl. personeline teşekkürü bir borç bilirim.

Ayrıca benim bu günlere ulaşmamda en fazla emeği geçen, annem Fikriye BOZTEPE, babam Ali BOZTEPE ve kardeşim Evrim (BOZTEPE) BOŞGELMEZ'e, tez çalışmalarım boyunca beni hep destekleyen ve her yaptığımı hoşgören, sevgili eşim Manolya BOZTEPE'ye sonsuz teşekkürleri bir borç bilirim.

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
ÖZET.....	V
ABSTRACT	VII
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	XIV
ÇİZELGELER DİZİNİ.....	XVII
1. GİRİŞ	1
2. ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR.....	8
3. SİSTEM ELEMANLARI.....	17
3.1. Güneş Pilleri.....	17
3.2. DC İletim Hattı.....	21
3.3. Batarya	22
3.3.1. Batarya kapasitesinin seçimi	23
3.3.2. Şarj regülatörü	24
3.4. DC/AC İnverter	26
3.4.1. Kontrol algoritması	31
3.4.2. Maksimum güç noktası kontrolü.....	35
3.4.3. Şebekeye paralel bağlantı.....	40
3.4.4. İnverterin dalga şekilleri ve verimi	43

İÇİNDEKİLER (devamı)

	<u>Sayfa</u>
3.4.5. Adalama (İslanding)	45
3.5. Yükler	50
3.6. Şebeke.....	50
4. MODELLEME	51
4.1. Gelen Güneş Enerjisi	51
4.1.1. Eğimli yüzeyde güneş radyasyonu hesabı.....	52
4.1.2. Optimum modül eğiminin seçilmesi.....	56
4.2. Güneş Pilleri	59
4.2.1. Modül sıcaklığının tahminlenmesi.....	62
4.3. İnverterin modellenmesi	64
4.4. Batarya modeli.....	66
5. SIMULASYON	67
5.1. Simulasyon yöntemi	69
6. ŞEBEKEYE BAĞLI SİSTEMİN KURULMASI.....	79
7. ÖLÇME VE DEĞERLENDİRME.....	84
7.1. Ölçüm sonuçları.....	87
7.2. Ekonomik Analiz	94

İÇİNDEKİLER (devamı)

	<u>Sayfa</u>
7.3. Enerji Kesintileri	96
8. BOYUTLANDIRMA.....	99
8.1. Direkt Tüketim Analizi	100
8.2. Optimum PV gücünün hesaplanması	104
9. SONUÇLAR	112
KAYNAKLAR DİZİNİ.....	115
EKLER.....	120
ÖZGEÇMİŞ.....	130

ŞEKİLLER DİZİNİ

<u>Şekil</u>	<u>Sayfa</u>
1.1 Şebekeye bağlantı blok şemaları a- klasik sistem b,c- tasarlanan sistem.....	5
2.1 Dağıtılmış PV sistemlerde (a) toplam üretim ve (b) enerji değişimi (Wiemken ve arkadaşları, 2001).	11
3.1 PV örgü elektriksel bağlantı şeması.....	19
3.2 M55 güneş pilinin STC'deki I-V karakteristiği	20
3.3 800 W/m ² ışınlam ve 47°C sıcaklık için PV örgünün I-V eğrisi	20
3.4 Deşarj akımı ve kapasitenin deşarj süresine göre değişimi.....	23
3.5 Kurşun-asit akünün (2.5Ah) tipik şarj karakteristiği (Linden, 1995)	25
3.6 Kare, düzeltilmiş kare ve sinüs dalga şekilleri.....	27
3.7 DC/AC dönüştürücü.....	28
3.8 PWM anahtarlama durumları	29
3.9 İnverter giriş akımı.....	31
3.10 İnverter çalışma modları, şebekeye bağlı (a), şebekeden bağımsız (b) ve bekleme (c)	32
3.11 İnverter çalışma modu seçme algoritması.....	33
3.12 Şebekeden bağımsız (a) ve şebekeye bağlı (b) çalışma kontrol blok şemaları	34
3.13 MPP algoritmasının grafiksel gösterimi.....	37
3.14 MPP algoritması.....	37
3.15 MPP algoritmasının $V_{birim}=1V$ (a) ve $V_{birim}=0.25V$ (b) için simülasyon sonuçları.....	39
3.16 MPP kontrol sistemi blok şeması	40
3.17 Şebekeye bağlantı modeli (a) ve fazör diyagramı (b).....	42
3.18 Şebekeye bağlı çalışma durumunda inverterin 250W yükte çıkış akım ve gerilimi	43
3.19 Şebekeden bağımsız çalışma durumunda inverterin (a)yüksüz ve (b)100W yükteki çıkış gerilimi ve akımı	44

ŞEKİLLER DİZİNİ (Devamı)

<u>Şekil</u>	<u>Sayfa</u>
3.20 Şebekeye bağlantı şeması	46
3.21 Şebekeye senkron referans üreten PLL blok şeması	47
3.22 İnverterin kontrol ve güç katının fotoğrafı	48
3.23 Sistem blok şeması	49
4.1 Sistemin prensip blok şeması.....	51
4.2 30° eğimli yüzeye ve yatay yüzeye gelen günlük güneş radyasyonunun aylık ortalamaları.....	58
4.3 Güneş pilinin tek diyot modeli	59
4.4 İnverterin sürekli-halde lineerleştirilmiş verim grafiği.....	65
5.1 Simulasyon programı ana formu	68
5.2 Simulasyon akış şeması.....	70
5.3 Simulasyon sonucunda aylık enerji bilançosu.....	71
5.4 Yıl boyunca elektrik üretiminin ışınlıma göre değişimi.....	74
5.5 Güneş radyasyonuna göre hat kaybının değişimi.....	75
5.6 Güneş radyasyonunun güce göre dağılımı ve enerji yoğunluğu.....	75
5.7 Güneş radyasyonu şiddetine göre PV örgü geriliminin değişimi.....	76
5.8 İnverter çıkışındaki enerjinin güce göre dağılımı.....	77
6.1 PV örgünün yerleşim fotoğrafı.....	83
6.2 Sistemin genel görünümü	83
7.1 Ölçme sistemi blok diyagramı.....	85
7.2 Datalogger programının ana ekran görüntüsü	86
7.3 Güneş radyasyonuna göre performans oranının değişimi	89
7.4 Radyasyona göre yıllık ortalama üretimin değişimi.....	90
7.5 Güneş radyasyonuna göre inverter çıkışının değişimi.....	91
7.6 PV örgü geriliminin gün boyunca değişimi.....	91
7.7 22 ekim 2001 günü şebekeye verilen enerjinin değişimi.....	93
7.8 Mevsimlere göre günün saatlerinde toplam elektrik üretimi	97

ŞEKİLLER DİZİNİ (Devamı)

<u>Şekil</u>	<u>Sayfa</u>
8.1 Sabit (a), okul (b), konut1 (c), konut2 (d) ve konut3 (e) yük profilleri	101
8.2 PV gücüne göre direkt tüketim miktarının değişimi	102
8.3 Farklı yük tiplerinde direkt tüketimin değişimi.....	103
8.4 Aylara göre direkt tüketimin değişimi	104
8.5 Sistemlerin ortalama ilk yatırım maliyetleri.....	111
8.6 Klasik sisteme göre maliyet kazançları.....	111



ÇİZELGELER DİZİNİ

<u>Çizelge</u>	<u>Sayfa</u>
1.1 Enerji teknolojilerinin çevresel etkileri (Markvart, 1994)	1
2.1 Almanya PV programının yıllık ortalama üretimleri (Erge ve arkadaşları, 2001)	9
3.1 M55 güneş pilinin STC'deki katalog verileri	17
3.2 Modüllerin test sonuçları	18
3.3 PV örgü test sonuçları	19
3.4 Standart NYY kabloların özellikleri	21
3.5 Değişik yüklenmelerde inverter veriminin değişimi	45
4.1 Değişik yüzeylerin yansıtma katsayıları	53
4.2 Değişik iklim tipleri için düzeltme faktörleri	55
4.3 Bornova için oran faktörlerinin değişimi	57
4.4 Aylık, mevsimlik ve yıllık optimum eğimler ve kazanç değerleri	58
5.1 Meteoroloji dosyası veri formatı	67
7.1 Sayaç ölçüm değerleri	84
7.2 Ölçüm değişkenleri	87
7.3 Ölçüm sonuçlarına göre yıllık enerji bilançosu	88
7.4 Hibrid sistemin life-cycle maliyetinin hesaplanması.	95
8.1 Performans oranına ve yüke göre gerekli PV modül gücü (kWp)	99
8.2 PV gücüne göre direkt tüketim miktarları (kWh/yıl)	102
8.3 Elektrik enerjisi satış tarifi (Haz. 2002)	108
8.4 Yüklere göre optimum PV boyutları [Wp]	108
8.5 Yüklere göre gerekli batarya enerji kapasiteleri [kWh]	108
8.6 PV sistem bileşenlerinin birim maliyetleri	110
8.7 Sistem ilk yatırım maliyetleri [\$]	110

1. GİRİŞ

Dünya enerji üretiminin büyük bir bölümü fosil yakıtlardan elde edilmektedir. Çizelge 1.1'den de görülebileceği gibi fosil enerji teknolojilerinin çevreye verdikleri zararlar önemli boyuttadır ve yenilenebilir enerji teknolojilerinin kullanımı yaygınlaştırılarak fosil yakıt kullanımı azaltılıp, çevreye olan zararlar en aza indirilebilir. Dünya ortalamasının 5 katı fazla CO₂ emisyonu olan ABD'de, 2010 yılına kadar 1 milyon çatıya fotovoltaik (PV) sistem kurmakla bir yılda 850 000 aracın ürettiği karbon emisyonu kadar bir emisyon azalması sağlanacağı belirtilmektedir (Spiegel ve arkadaşları, 2000).

Çizelge 1.1 Enerji teknolojilerinin çevresel etkileri (Markvart, 1994)

	Asit kirlenmesi (SO ₂ , NO _x vs.)	Global Isınma		İnsan sağlığı ve güvenlik	Ağır metaller	Facia	Atık madde	Görüntü kirliliği	Gürültü	Yer gereksinimi
	CO ₂	CH ₄								
Pasif güneş enerjisi	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Fotovoltaik	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1
Rüzgar enerjisi	0	0	0	0	0	0	0	3	1	1
Biyokütle	1	0	3	1	1	0	1	1	1	3
Jeotermal	1	1	1	1	1	0	2	1	1	0
Hidroelektrik	0	0	0	0	0	2	0	3	0	3
Gelgit enerjisi	0	0	0	0	0	1	0	3	0	1
Dalga enerjisi	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0
Kömür	4	4	2	1	2	1	2	2	1	3
Petrol	3	4	1	1	1	2	1	1	0	1
Doğalgaz	1	4	1	1	1	2	1	1	0	1
Nükleer	1	1	0	1	0	3	3	2	0	1
0-İhmal	1-İhmal/Önemli	2-Önemli	3-Önemli/Büyük	4-Büyük						

Bir yılda dünya üzerine gelen güneş enerjisi miktarı, 0.814×10^{14} TEP (Ton Eşdeğeri Petrol) ile bilinen kömür rezervinin 50 katı ve bilinen petrol rezervinin 800 katı gibi görkemli boyuttadır (Gençoğlu ve Cebeci, 2000). Dünyada 8 ülke hampetrol rezervlerinin %81'ine, 6 ülke doğalgaz rezervlerinin %70'ine ve 8 ülke kömür rezervlerinin %89'una sahiptir (Sayigh, 1999). Buna karşın özellikle rüzgar ve fotovoltaiik enerji olmak üzere yenilenebilir enerjiler ise tüm yeryüzüne dağılmıştır ve petrol, kömür, doğalgaz gibi belirli ülkelerin tekelinde değildir.

Fotovoltaiik enerji 1954 yılından bu yana yükselen verimleri, düşen maliyeti ve artan güvenilirliği ile bugün kendini kabul ettirmiş durumdadır. Günümüzde dünya toplam güç ihtiyacının yalnızca %0.004'ü kadar PV kurulu gücü vardır. Bu payın 2010 yılında %0.13, 2020 yılında %1 ve 2030-50 yılları arasında %5-10 arasında bir değer alması beklenmektedir (Oktik, 2000). Halen 4\$/Wp olan modül fiyatlarının 1\$/Wp seviyesine düşmesiyle PV sistemlerin özellikle konutların enerjisini karşılamada çok önemli paya sahip olacağı öngörülmektedir.

PV sistemler, şebekeden bağımsız ve şebekeye bağlı olmak üzere iki temel gruba ayrılır. Şebekeden bağımsız (stand-alone) PV sistemlerde yükün gerektirdiği enerjinin tamamı güneş pillerince karşılanır ve kesintisiz enerji sağlayabilmek için ortalama 3-5 günlük enerjinin depolanmasına ihtiyaç vardır. Bu tür sistemlerde depolama maliyetleri sistem maliyetinin yaklaşık üçte birini oluşturmaktadır ve ancak elektrik şebekesinin ulaşmadığı yerlerde ekonomik olabilmektedirler. Son yıllarda güneş pillerinde üretilen enerjinin depolanmadan direkt enterkonnekte elektrik şebekesine aktarılması yöntemi yaygınlaşmış ve şebekeye bağlı (grid-connected) PV sistemler ortaya çıkmıştır. Şebekeye bağlı PV sistemler, şebekeden bağımsız olanlara göre depolama maliyetinin olmamasından dolayı daha ekonomik ve depolama

kayıplarının olmamasından dolayı da daha verimlidir. Şebekeye bağlı PV sistemler;

- Merkezi PV güç santralleri
- Dağıtılmış PV çatı sistemleri

olmak üzere iki gruba ayrılır. PV güç santralleri, enterkonnekte şebekenin tepe güç (peak load) gereksinimlerine destek olmak amacıyla kurulan büyük güçte (>MWp) santrallerdir. Şebekeye bağlı PV çatı sistemleri ise, evlerin çatılarına yerleştirilen 1-50 kWp gücünde, çift yönlü sayaç kullanımı ile net enerjinin faturalandırılabilirdiği sistemlerdir. Bu tür sistemlerde enerji depolanmamakta, PV örgüden alınan enerji direkt olarak elektrik şebekesine aktarılıp, en yakın noktadaki yüklerin bu enerjiyi kullanması sağlanmaktadır. Böylece enerji çok uzak noktalardan taşınmadığı için enterkonnekte şebekenin iletim ve dağıtım kayıpları da azaltılmış olmaktadır.

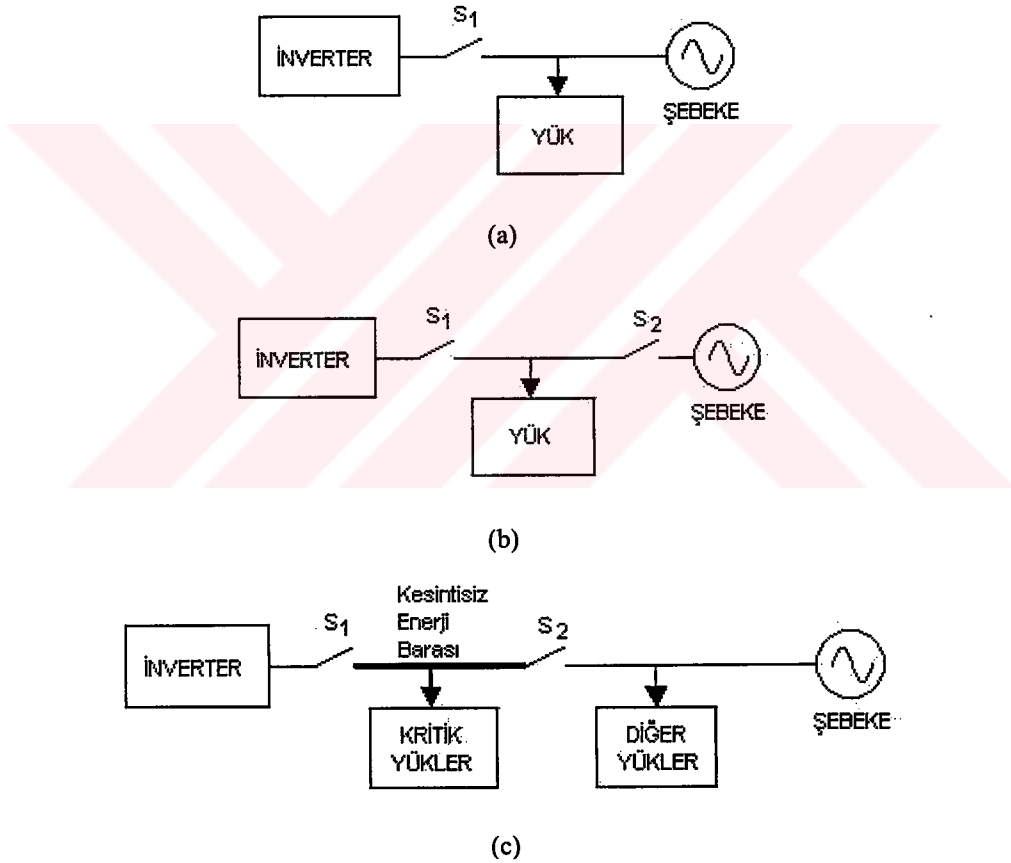
Şebekeye bağlı PV çatı sistemleri maliyet ve verim yönünden birçok avantaj sunduğu gibi, bağlı olduğu şebekenin yükünü hafifletip enerji taşıma kapasitesini artırdığı ve kayıpları azalttığı için yoğun araştırmalara konu olmaktadır. Dünya üzerindeki uygulamalarına baktığımızda son yıllarda binlerce çatıya monte 1-10kWp gücünde şebekeye bağlı PV çatı sisteminin kurulduğunu görüyoruz. Buradaki amaç hem tek tek sistemlerin çalışma karakteristiklerini incelemek ve işletme deneyimi kazanmak hem de aynı şehir şebekesine bağlı çok sayıda sistemin birbirine ve şebekeye olan etkilerini araştırmak ve fizibilite yapmaktır. Şebekeye bağlı PV sistemlerin inşa yeri olarak evlerin çatılarının seçilmesinin birinci nedeni çatılarda kullanılmayan alanları değerlendirmek, ikincisi ise üretilen elektriğin tüketicilere yakın olmasını sağlayarak iletim kayıplarını minimumda tutmaktır.

Şebekeye bağlı PV çatı sistemlerinde üretilen enerji doğrudan şebekeye aktarılmakta, yükler ise bu enerjiyi şebekeden alarak kullanmaktadırlar. Halihazırda var olan elektrik şebekesi burada enerji iletim ortamı görevi görmektedir. Şebekede bir enerji kesintisi meydana geldiğinde, güvenlik nedeniyle, sistemdeki inverter de şebeke ile enerji bağlantısını kesmek zorunda olduğundan PV sistemin yükü beslemesi mümkün olamamaktadır. Aynı nedenle güneş pillerinde üretilen enerji de değerlendirilememekte ve ülkemizde olduğu gibi, enerji kesintilerinin sıkça yaşandığı bölgelerde bu durum sistem performansının düşmesine neden olabilmektedir. Nitekim Didim’de kurulan sistemin bulunduğu yerde elektrik kesintilerine çok sık rastlandığı ve bu yüzden performansın düştüğü belirtilmektedir (Alaçakır,2000).

Bu tezde, enerji kesintilerinde dahi yükü besleyebilen ve hem şebekeye bağlı hem de şebekeden bağımsız çalışan yeni bir PV sistem geliştirilmiş, simülasyon ve saha testi ile performansı araştırılarak, klasik şebekeye bağlı PV sistemlerle karşılaştırması yapılmıştır. Elektrik tarifelerine ve yükün güç profiline bağlı olarak bir konut için boyutlandırma problemi incelenmiş ve İzmir koşullarında ortalama bir ev için hesaplama yapılmıştır.

Klasik şebekeye bağlı PV sistemlerde (Şekil 1.1 a) şebeke kesildiği anda, inverter şebeke ile bağlantısını S_1 anahtarı ile ayırır ve bu durumda inverterin yükle olan bağlantısı da kopar. Eğer sisteme S_2 anahtarı eklenir ve PV sistemin şebeke bağlantısını S_2 anahtarıyla ayırması sağlanırsa, yük ile bağlantı kopmamış olur ve yük beslenebilir (Şekil 1.1 b). Ancak bu durumda inverterin bütün yükleri besleyebilecek güçte olmasına dikkat edilmelidir. Şebekeye bağlı PV çatı sistemlerinin güçleri 1-50 kWp arasında değiştiğinden bu her zaman mümkün olmayabilir. Bu yüzden tasarlanan sistemde (Şekil 1.1 c), yükleri “kritik yükler” ve “diğer yükler” olmak üzere iki gruba ayırıp, kritik yüklerin enerjisinin

kesintisizliğinin amaçlanması daha uygun görülmüştür. Böylece yedekleme için gerekli batarya kapasitesi de küçük tutulabilmektedir. PV ve elektrik şebekesini hibrit olarak kullanıp bir kesintisiz enerji barası oluşturan bu sistemde buzdolabı, aydınlatmalar, bilgisayar, TV vs. gibi kesintisiz enerji barasına bağlanması gereken yükler “kritik yük” olarak, çamaşır makinası, bulaşık makinası, ütü, fırın vs. gibi yüksek güç gerektiren yüklerde “diğer yükler” olarak belirlenmiştir.



Şekil 1.1 Şebekeye bağlantı blok şemaları a- klasik sistem b,c- tasarlanan sistem

Şebekenin kesik olduğu süre boyunca yükün enerjisi tek başına güneş pilleri tarafından karşılanamayacağından (kesikli olmasından dolayı) sistemde bir batarya kullanılmıştır. Ancak kullanılan bataryanın kapasitesi şebekeden bağımsız çalışan PV sistemlerdeki bataryalarla karşılaştırıldığında çok düşük olmaktadır. Çünkü şebekeden bağımsız çalışan PV sistemlerde batarya kapasitesi, güneş enerjisinin ardarda yetersiz olduğu 3-5 gün göz önüne alınarak belirlenmektedir. Tasarlanan sistemde ise şebekenin kesik olduğu 1-2 saatlik süreye göre kapasite seçmek yeterlidir. Üstelik yükün tamamı değil sadece kritik yükler beslenmektedir. Böylece az bir maliyet artışıyla kritik yüklerin kesintisiz enerji alma olasılığı büyük oranda arttırılmış ve kesintisiz enerji sunduğu için PV çatı sistemleri klasik sisteme göre daha cazip hale getirilmiştir. Öte yandan boyutlandırma ile ilgili bölümde ayrıntılı olarak incelendiği gibi, şebeke elektriğinin ucuz olduğu zamanlarda enerji bataryada depolanıp, pahalı olduğu zamanlarda yüke aktarıldığında, şebekeden alınan enerjinin maliyetinin düştüğü ve faturayı sıfırlamak için gerekli PV gücünün azaldığı belirlenmiştir.

Sisteme batarya eklendiği zaman, sistemin veriminin düşmesi beklenebilir. Ancak bu sistemde bataryanın verimi toplam sistem verimi içerisinde önemli bir paya sahip olmamaktadır. Şöyle ki; eğer batarya PV enerji ile şarj ediliyor olsa idi, PV modüller tarafından üretilen enerji batarya üzerinden geçeceği için sistem verimi direkt etkilenecekti. Zaten yüksek maliyetle üretilen bir enerjinin bu şekilde kayba uğramasına izin vermemek için sistemdeki bataryanın şebekeden şarj edilmesi daha uygun görülmüştür. Bu şekilde hem PV sistemde üretilen enerjinin verimi değişmemiş olacak hem de şebeke kesintilerinden dolayı kullanılamayan güneş enerjisi geri kazanıldığı için sistemin enerji üretimi ve dolayısıyla performansı artacaktır.

Sistemde E.Ü. Güneş Enerjisi Enstitüsü'nde (EÜGEE) mevcut olan SM55 güneş pilleri kullanılmıştır. Klasik şebekeye bağlı sistemlerde kullanılan ve ticari olan inverterler tasarlanan sisteme uygun olmadığından, şebeke kesildiğinde kritik yükleri besleyebilecek şekilde bir şebekeye bağlı inverter tasarlanmış ve tasarımın ayrıntıları sistemde kullanılan diğer elemanlarla birlikte Bölüm 3'te verilmiştir. Bölüm 4'te sistemdeki tüm elemanların matematiksel modelleri elde edilmiştir. Bu modeller ve EÜGEE'nde ölçülmüş meteorolojik veriler kullanılarak Visual Basic 5.0 programlama diliyle saatlik bazda simulasyon yapılmış ve sonuçlar Bölüm 5'te açıklanmıştır. Bölüm 7'de EÜGEE çatısında kurulan 530Wp'lik sistemden alınan ölçümler değerlendirilmiş ve simulasyon sonuçlarıyla karşılaştırılmıştır. Enerji kesintilerinin ve diğer faktörlerin sistem performansına etkisi incelenmiş ve sistemin tasarımı için kritik noktalar verilmiştir. Bölüm 8'de ise değişik yük senaryoları ve enerji tarifeleri için, elektrik faturasını sıfırlayacak PV boyutu araştırılmış ve klasik sistemlerle karşılaştırmalı olarak yorumlanmıştır.

2. ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR

1983'de Fraunhofer ISE¹, Almanya'nın Münih kentinde bir evin çatısına 4 kWp gücünde Avrupa'nın ilk şebekeye bağlı PV çatı sistemini kurmuştur (Erge ve arkadaşları, 2001). İlerleyen yıllarda Almanya'da "1000 Çatı", Japonya'da "70 000 çatı" ve ABD'de "1 milyon çatı" projeleri hayata geçirilmiş ve diğer bazı ülkelerde de buna benzer çalışmalar başlatılmıştır. Avrupa Birliği'nin 2010 yılına kadar 1 milyon küçük PV sistem kuracağı ve Hollanda'nın PV çatı sistemlerinde kur-ışlet-sahip ol programını başlattığı açıklanmıştır.

Erge ve arkadaşları'nın (2001) bir çalışmasına göre, 1990 yılında başlayan Almanya'daki "1000 Çatı" projesi kapsamında, farklı bölgelerde olmak üzere 1995 yılına kadar 2000'den fazla çatıya toplam 5 MWp şebekeye-bağlı PV sistem kurulmuştur. Bu projeyi finanse eden Federal ve Eyalet Hükümetlerinin hedefleri şunlardır; (i) Kurulum ve mimari yönden çatıları elektrik üretimi için uygun hale getirmek. (ii) Tüketicileri enerji tasarrufuna teşvik etmek ve enerji kullanımını güneş enerjisinin ritmine uydurmak (iii) Sistemdeki tüm elemanları optimize etmek (iv) Kurulum know-how kazanmak. Bu programın dışında Almanya'da okulların ve eğitim enstitülerinin çatılarına demonstrasyon amaçlı 1kWp'lik sistemler (1264 adet) ve bir kaç büyük güçlü merkezi PV güç santralleri de kurulmuştur. Yapılan çalışmalar neticesinde Çizelge 2.1'den de görüleceği üzere Almanya koşullarında yılda ortalama 700 kWh/kWp elektrik üretimi elde edilebileceği gösterilmiştir. Bu değer sistemler arasında 400 kWh/kWp ile 1000 kWh/kWp arasında dağılım göstermektedir. Bu farklılığın esas sebeplerinin; farklı ışıınım koşulları,

¹ Fraunhofer Institute of Solar Energy

PV modüllerin kısmi gölgelenmesi, sistem elemanlarındaki farklı verim ve kaliteler, sistem arızaları vs. olduğu belirtilmektedir.

Çizelge 2.1 Almanya PV programının yıllık ortalama üretimleri (Erge ve arkadaşları, 2001)

<i>Yıl</i>	<i>Sistem sayısı</i>	<i>Ortalama yıllık üretim (kWh/kWp.yıl)</i>
1992	68	700
1993	804	707
1994	1195	695
1995	1340	689
1996	1243	671
1997	950	723
1998	745	636
1999	353	684

Yine aynı çalışmada, Almanya şartlarında 2.5 kWp'lik bir PV sisteminin 4 kişilik bir evin ortalama elektrik tüketiminin (4000 kWh/yıl) yarısını karşılayabileceği, bunun yaklaşık yarısının direkt tüketim¹ olarak gerçekleşeceği ve PV sistem gücü arttırılırsa, direkt tüketimin azaldığı tespit edilmiştir. PV sistem kurulan evlerin elektrik tüketiminde bir değişiklik gözlenmemiştir. Performans oranı (PR)² ise 0.55 ile 0.80 arasında değişmekle beraber yarısından çoğu 0.70'den büyük olmuştur. Performans oranı 0.60'dan düşük çıkan sistemlerdeki temel problemler; inverter arızalarının uzun sürmesi ve kötü modül performansıdır. Araştırmalar $P_{\text{inverter}} / P_{\text{PVörgü}}$ oranıyla (0.8 ile 1.4 arasında değişiyor), performans oranı arasında bir ilişkinin olmadığını göstermiştir. PV elektriği konvansiyonel enerji fiyatlarını ve diğer yenilenebilir enerji

¹ Güneş pillerince üretilen enerjinin, şebekeye verilmeyip doğrudan yük üzerinde kullanılan kısmına direkt tüketim denir.

² Meteorolojik şartlara bağlı olmayan, sadece sistemin verimliliğini gösteren bir orandır.

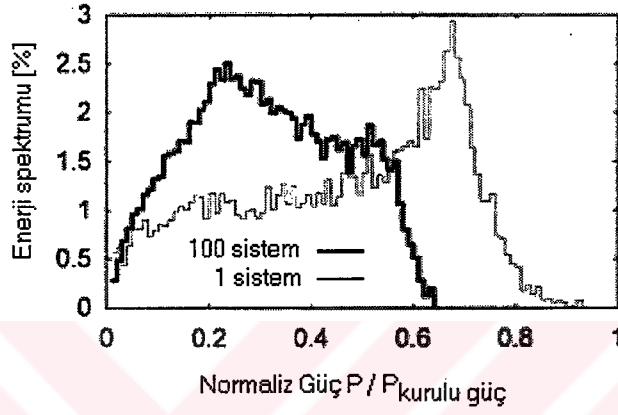
kaynakları fiyatlarını aşmaktadır. Bu temel olarak ilk yatırımın pahalı olmasından kaynaklanmaktadır.

Almanya'daki "1000 çatı" projesi içerisindeki 172 adet sistemin sonuçları da Decker ve Jahn (1997) tarafından yayınlanmıştır. Buna göre Almanya şartlarında iyi tasarlanmış bir çatı sisteminin yılda 750-850 kWh/kWp enerji üretebileceği belirtilmektedir. PR'nin 0.60 ile 0.79 arasında beklenebileceği ve bu değerin inverter verimine, sistem dizaynının kalitesine, modül katalog verileri ile gerçek değerler arasındaki farka bağlı olduğu açıklanmıştır. 42 adet sistemden alınan verilere göre, PR'nin esas olarak meteorolojik koşullara bağlı olduğu, kışın PR'nin düşük olması düşük ışıyım değerinden, düşük geliş açısından, inverterinin kısmi yüklenmesinden ve gölgelenmeden, mart, nisan ve ekim aylarındaki yüksek PR'nin ise düşük modül sıcaklığından kaynaklandığı belirtilmektedir.

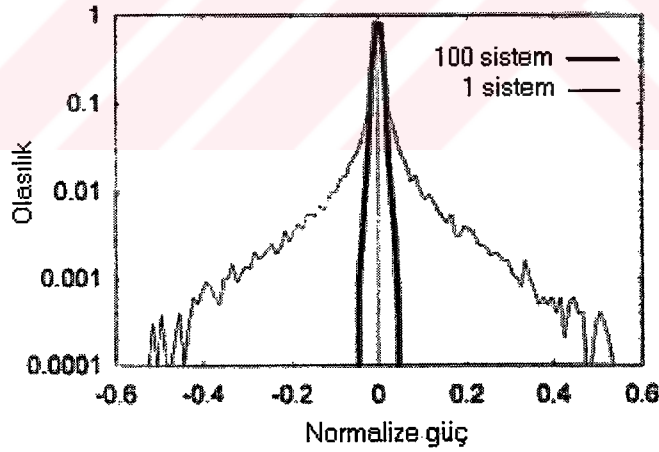
Wiemken ve arkadaşları (2001) tarafından Almanya'nın "1000 çatı" programı kapsamında coğrafya olarak Almanya genelinde dağıtılmış şebekeye bağlı PV sistemlerin toplam enerji üretimi ve enterkonnekte şebekeye etkileri üzerine bir çalışma yapılmıştır. Bu çalışmaya göre, PV sistemlerin toplam üretiminin hiçbir zaman toplam kurulu gücün %65'ini aşmadığı (Şekil 2.1-a) ve 100 adet sistemin üretimindeki güç dağılımının tek bir sistem üretiminde olduğu gibi geniş bir spektruma sahip olmadığı gözlenmiştir (Şekil 2.1-b).

Kurokawa ve Ikki'nin (2001) yapmış olduğu bir çalışmaya göre; normal bir japon evi için 3-4kW'ın uygun bir boyut olduğu belirtilmektedir. Sayısı 1987'de 42 milyon olan Japonya'daki müstakil evlerin %22'sine 3kWp çatı sistemi kurulursa toplam enerji potansiyeli 27.6GW olacağı diğer çok dairesli evlerin potansiyeliyle birlikte Japonya'nın toplam çatı potansiyelinin 35.73GW olduğu tahmin edilmektedir. %12 kapasite faktörü ile bu enerjinin, Japonya'nın

758.4TWh olan toplam enerji tüketiminin %5'ine denk geldiği, 158 adet test sisteminin 3 yıllık izlenmesi ile performans oranının 0.70 civarında



(a)



(b)

Şekil 2.1 Dağıtılmış PV sistemlerde (a) toplam üretim ve (b) enerji değişimi (Wiemken ve arkadaşları, 2001).

olduğu, modüller arası uyumsuzluk kayıplarının¹ %4.3 ve gölgeleme kayıplarının %8.1 olduğu diğer kayıpların ise %7.9-10.9 (optik kayıplar vs.) arasında kaldığı tespit edilmiştir. Japonya'nın halen 400MW olan PV kapasitesini 2010 yılına kadar 5000MW'a çıkarmayı planladığı da açıklanmaktadır.

Avusturya'da PV çatı programı kapsamında 1991-1994 yılları arasında 100 adet küçük şebekeye bağlı PV sistem kurulmuştur. Toplam kapasite 203.6 kWp, ortalama sistem gücü 2.28kWp ve birim sistem fiyatı ise 15000\$ olarak gerçekleşmiştir. Programın ana hedefleri; (i) sistem elemanları hakkında araştırma geliştirme çalışmaları yapabilmek için detaylı bir ölçme sistemi kurmak (ii) küçük desantralize PV sistemlerinin uzun dönemli testini yapmak (iii) küçük PV sistemlerin bakım gereksinimlerini araştırmak (iv) şebekeye bağlı sistem dizaynını optimize etmek (v) PV pazarının gelişimini hızlandırmak olarak belirtilmektedir. Avusturya'da şebeke elektriği yaklaşık 17 cent'dir ve ortalama PV sistem maliyeti ise 79 cent olmuştur. Performans oranının Alman 100 çatı programındaki ile aynı değerlerde yani, 0.6-0.8 arasında olduğu ancak bugün Avusturya'da kurulan sistemlerde bu değer 0.8-0.9 arasında değiştiği belirtilmektedir. İncelemeler sonucunda ilk yatırımı düşük olan tüketicilerin elektrik tüketiminin arttığı, yüksek olanların ise düştüğü gözlenmiştir. (Haas ve arkadaşları, 1999)

Alajlan'ın (1999) Riyad'da kurduğu 6 kWp'lik bir PV sistemin sonuçlarına göre; yıllık sabit modül eğimi için en iyi değer, sistemin kurulduğu yerin enlem değeri olduğu belirtilmektedir. Bu sabit eğim üzerine tek ekseninde güneşi izleme eklenirse %22.2, ilave olarak modül eğimi de aylık olarak ayarlanırsa %25.8 fazla enerji üretililebileceği,

¹ Elektriksel olarak birbirine bağlanmış modüllerdeki verim farklılıklarından dolayı oluşan uyumsuzluk kayıplarıdır (Mismatch losses).

modüller uzun süre temizlenmezse toz yüzünden sistem çıkışında %21.05'lik bir azalma olacağı açıklanmıştır. Performans oranı 0.79-0.95 arasında gerçekleşmiş ve kurulum masrafları içerisinde en yüksek payın %71.6 ile PV modül maliyeti olduğu, Suudi Arabistan'da PV elektriği fiyatının 0.65 SR/kWh olacağı belirtilmiştir.

Cardona (1998)'nın Malaga'daki çalışmasının 1 yıllık ölçüm sonuçlarına göre; 2kWp'lik sistem şebekeye 2678 kWh enerji vermiş ve günde ortalama 7.4kWh elektrik üretilmiştir. Performans oranı 0.61 ile 0.80 arasında değişmiş ve yıllık ortalama ise 0.65 olmuştur. 1997 yılı için normalize edilmiş¹ üretim 1361 kWh/kWp'tir. En düşük üretim 2.2 kWh/kWp ile ocak ayında, en yüksek ise 4.8 kWh/kWp ile mart ayında olmuştur. İnverter güç eşiği kayıplarının² gelen güneş enerjisine bağımlı olduğu, günlük gelen güneş enerjisi 750Wh'in altında ise bu eşiği geçemediği, açık bir günde bu kaybın yaklaşık %3 olarak gerçekleştiği belirtilmiştir. Şebekeye bağlantı problemleri, devreye girip çıkma gibi nedenlerle oluşan kayıpların ışıma bağılı olmadığı ve ortalama %4.8 kayba neden olduğu belirlenmiştir.

Schoen'e (2001) göre Holanda'da 1990 yılında başlayan binaya entegre PV sistemleri, 1999 yılında 5MW'a ulaşmıştır. 1994 yılında kullanımına başlanan AC modüllerin³ testlerinde, verimlerin ve maliyetlerin aynı olduğu, boyutları küçük ve ac iletim hatlarıyla

¹ Dünyanın çeşitli yerlerinde kurulan PV sistemlerin üretimlerini karşılaştırmak için, üretilen yıllık toplam enerji, kWp biriminden kurulu güce bölünerek normalize edilir.

² İnverterin, çıkışında güç verebilmesi için ihtiyaç duyduğu minimum güç değeri (Threshold power).

³ İnverterin modül içerisine entegre edilmesiyle, doğrudan AC gerilim üreten modüllere AC modül denir.

kolaylıkla birbirine bağlanabilen bu modüllerin PV pazarına yeni bir canlılık katabileceği belirtilmektedir.

Malta'da kurulan 1.8 kWp'lik bir sistemde 22 aylık bir izleme ve ölçüm sonucunda, ortalama performans oranı 0.715 ve üretim 3.44 kWh/kWp.gün olarak ölçülmüştür. 565 gün boyunca 3536 kWh elektrik üretilmiş ve 6.25 kWh/gün ortalama üretim ile 4 kişilik bir ailenin 9 kWh olan günlük tüketiminin yaklaşık %70'inin karşılanabileceği tespit edilmiştir (Iskander ve Scerri, 1998).

Sandia National Laboratories'de yapılan bir çalışmada ise elektrik şebekesinin puvantları ile PV üretimin en büyük olduğu zamanların birbirine çakışmaması yüzünden, batarya kullanılarak bu iki enerjinin uyumlandırılması amaçlanmıştır (Palomino ve arkadaşları, 1997). Buna göre 2.4 kWp PV modül ve 25.2 kWh kapasiteli batarya içeren bir sistem kurulmuş ve 21 ay boyunca izlenmiştir. Şebeke elektriğinin 10-17 cent arasında olduğu zamanlarda güneş pillerinden gelen enerji bataryada depolanmakta, şebekenin puvant olduğu anlarda şebekeye aktarılmaktadır. Sonuç olarak böyle bir sistemin güvenilir bir şekilde kurulup işletilebileceği gösterilmiştir, ancak tüketicilerin, kullanımlarını şebekenin az kapasiteyle çalıştığı zamana kaydırmaları konusunda eğitilmesinin daha ekonomik olacağı sonucuna varılmıştır. Öte yandan sistemin çalışmasında yapılacak bir değişiklik, yani güneşten üretilen elektriği direkt şebekeye aktarıp, bataryayı da şebeke elektriğinin en ucuz olduğu 11PM-11AM arasında 4 cent'den doldurarak biraz daha ekonomik olabileceği ve bu yöntemle şebekenin kesildiği anlarda da bataryadaki mevcut enerjinin tüketici tarafından kullanılabileceği belirtilmektedir.

Giraud ve Salameh'in (2001) yapmış oldukları bir çalışmada şebekeye bağlı, rüzgar ve güneş enerjisi kullanan 4 kW'lık bir hibrit sisteminin performansı araştırılmıştır. Sistem tasarımı şebekenin enerjisiz

kalma olasılığı (loss of power supply probability) 10 yılda 1 gün alınarak yapılmıştır. Hibrit sistemin öğle saatlerinde yükün enerjisini karşılamakla kalmayıp batarya ve şebeke için de enerji sağladığı belirtilmektedir. Bu tür sistemlerin çevre kirliliğine neden olmadığı, enerji iletim ve dağıtım kayıplarını azalttığı, şebekenin yük yönetimine katkıda bulunduğu belirtilmektedir. 20 yıllık ömür ve bataryanın 5 yılda değiştirilmesi koşuluyla enerji maliyetinin 41 cent olduğu hesaplanmıştır. Daha fazla güneş radyasyonu ve rüzgar hızı ortalaması olan bir yerde, modül fiyatlarının da 1\$/W değerine düşmesiyle şebeke elektriğinin 12 cent olan fiyatına erişilebileceği açıklanmaktadır.

Bu tür sistemlerin yanında, şebekeye bağlı PV sistemlerin çalışma karakteristiklerine yeni yöntemler getiren araştırmalarda mevcuttur. Örneğin, Kim ve arkadaşları (2001), gelen güneş enerjisindeki süreksizliklerden ve ani değişimlerden dolayı değişen enerji üretiminin, şebekeye yansımalarını uygun bir kontrol yöntemi ve batarya kullanarak büyük ölçüde filtreleyen bir sistem geliştirmişlerdir. Yine Nayar ve arkadaşları (2000) tarafından yapılan bir çalışmada, PV, batarya ve dizel jeneratör kullanılarak bir kesintisiz güç kaynağı sistemi oluşturulmuş ve performans testleri yapılmıştır. Khouzam (1999) ise Avusturalya koşullarında bataryalı ve bataryasız şebekeye bağlı PV sistemlerin ekonomik analizini yapmış ve elektrik tarifesinin geri ödeme süresini (payback period) önemli ölçüde etkilediğini belirtmiştir. Hernandez ve arkadaşları (1998) ise direkt tüketimi dikkate alarak farklı elektrik tarifelerinde optimum boyutu belirlemeye çalışmışlar, şebekeye verilen enerji miktarı arttıkça PV sistemin karlılığının düştüğünü belirtmişlerdir. Giraud ve Salameh (1999) bulutların PV sistem üretimi üzerindeki etkisini azalmak amacıyla yapay sinir ağlarını kullanan bir PV sistemi incelemişlerdir.

Şebekeye bağlı PV enerji sistemleri tüm dünyada bu kadar ilgi görmesine ve gerek ilk kurulum maliyetlerinde gerekse de enerji satın alınması sırasında yapılan teşviklere karşın, Haziran 1998'de Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ) ve Ege Üniversite'sinin ortak projesi çerçevesinde Didim EİEİ Güneş ve Rüzgar Araştırma Merkezi'nde demonstrasyon amaçlı kurulan 3.8 kWp gücündeki ve Nisan 2002'de Muğla Üniversitesi'nde kurulan toplam 10 kWp'lik şebekeye bağlı PV sistem dışında ülkemizde bu yönde hiçbir çalışmaya rastlanmamıştır. İlk sistemin sonuçları Alaçakır (2000) tarafından yayınlanmıştır. Sistemin performans oranı hakkında bir bilgi verilmemekle birlikte yıllık üretimin 4400 kWh olduğu belirtilmiştir. Buna göre sistemin normalize edilmiş üretimi 1154 kWh/kWp olmaktadır. Elektrik kesintilerinin çok sık olması nedeniyle elektrik üretiminin düştüğünden bahsedilmiş ve elektriğin birim fiyatı 35 cent/kWh olarak bulunmuştur. %92 olan inverter kapasite kullanım oranının, %88 olması halinde bunun 26 cent/kWh civarına ineceği belirtilmiştir ki bu yorum Erge ve arkadaşlarının (2001) böyle bir ilişki olmadığı yönündeki yorumuna ters düşmektedir. Sadece gösteri amaçlı olan bu sistemde bilimsel açıdan tatmin edici bir inceleme yapılmamıştır. Örneğin performans oranı, kayıplar, boyutlandırma vs. hakkında bir inceleme yoktur.

3. SİSTEM ELEMANLARI

Tasarlanan sistem, PV modüller, dc iletim hattı, batarya, dc/ac inverter, yükler ve şebekeden meydana gelmektedir. Sistem elemanları içerisinde en önemli ve en kritik eleman inverterdir. Klasik şebekeye bağlı PV sistemlerde kullanılan inverterler şebekeden bağımsız çalışmadıkları için bu sistemde kullanılamazlar. Dolayısıyla hem şebekeye bağlı hem de şebekeden bağımsız modda çalışabilecek yeni bir inverter tasarlanmış ve tasarımın ayrıntıları açıklanmıştır.

3.1. Güneş Pilleri

Projenin parasal kaynakları yeterli olmadığı için yeni güneş pili alımı yapılamamıştır. Bu nedenle Güneş Enerjisi Enstitüsü'nde mevcut olan toplam 10 adet M55 güneş pili modülü kullanılmıştır. Standart test koşullarındaki (STC)¹ ölçüm sonuçları Çizelge 3.1'de verilen bu modüllerin her biri 53 Wp olduğundan, tasarlanan sistemin gücü 530 Wp olmaktadır.

Çizelge 3.1 M55 güneş pilinin STC'deki katalog verileri

Parametre	Değer	Birim
Açık devre gerilimi, V_{OC}	21.8	V
Kısa devre akımı, I_{SC}	3.27	A
Maksimum güç, $P_M (\pm \%10)$	53	W _p
Maksimum güç noktasındaki gerilim, V_M	17.4	V
Maksimum güç noktasındaki akım, I_M	3.05	A
Gerilim sıcaklık katsayısı, μV_{OC}	-0.0026	V/°K
Akım sıcaklık katsayısı, μI_{SC}	0.0004	A/°K
Seri bağlı hücre sayısı, N	36	-
Modül yüzey alanı, S	0.416	m ²

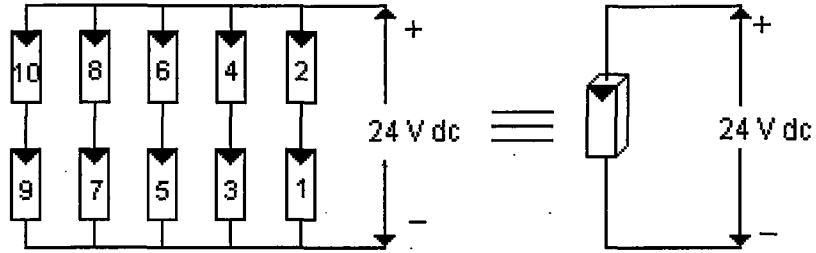
¹ 1000 W/m² ışınlım, 25 °C hücre sıcaklığı ve AM=1.5 koşullarına Standart Test Koşulları (Standart Test Conditions, STC) denir.

Modüllerin performanslarını belirleyebilmek amacıyla aynı güneş radyasyonu ve hava sıcaklığı koşullarında her bir modülün açık devre, kısa devre testleri yapılmış ve sonuçlar Çizelge 3.2’de listelenmiştir. Test sonuçlarından anlaşıldığı üzere Arco Solar üretimi olan M55 modüllerin modüllerin kısa devre akımları, Siemens üretimi olanlara göre yaklaşık %15 azalmıştır. Bunun nedeni Arco Solar üretimi olan güneş pillerinin çok eski olmasından kaynaklanan güneş pili yüzeyinde zamanla çatlama ve dökülmelerin oluşması ve modül yüzeyindeki cam tabakanın geçirgenliğinin (özellikle modül kenarından 1 cm içeriye doğru) azalmasıdır.

Çizelge 3.2 Modüllerin test sonuçları

Modül No	Üretici	Işınım [W/m ²]	T _{HAVA} [°C]	T _{MODÜL} [°C]	I _{sc} [A]	V _{oc} [V]
1	Siemens	825	15	34	2.49	20.0
2	Siemens	852	15	33	2.49	20.1
3	Siemens	825	15	33	2.47	20.2
4	Arco Solar	825	15	34	2.21	20.1
5	Arco Solar	825	15	32	2.09	20.2
6	Arco Solar	825	15	33	2.12	20.0
7	Arco Solar	825	15	34	2.06	20.0
8	Arco Solar	825	15	33	2.05	20.2
9	Arco Solar	825	15	32	2.08	20.1
10	Arco Solar	825	15	33	2.06	20.1

Modüller arasındaki farklılıklar uyumsuzluk kayıplarını (Mismatch losses) arttırmaktadır. Bu kaybı en aza indirmek için Cardona’nın (1999) önerdiği şekilde kısa devre akımları birbirine yakın olanlar aynı kolda seri bağlanmıştır. Böylece Şekil 3.1’de gösterilen bağlantı şekli oluşturulmuştur. Modül simgelerinin üzerindeki numaralar Çizelge 3.2’deki modül numaralarını temsil etmektedirler.



Şekil 3.1 PV örgü elektriksel bağlantı şeması

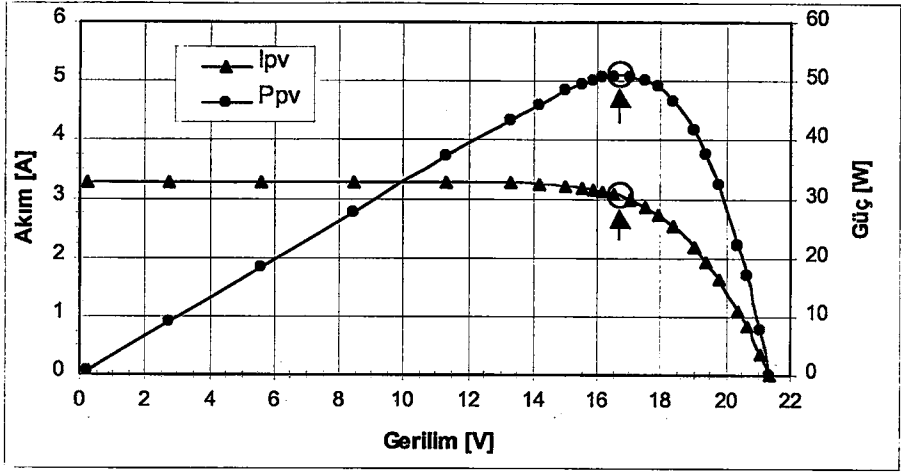
10 adet modülden oluşan PV örgütün açık devre, kısa devre ve maksimum güç koşullarındaki ölçümleri yapılmış ve aynı ışınlım ve sıcaklık koşullarında üretici katalog verilerinden hesaplanan değerlerle birlikte Çizelge 3.3'te verilmiştir. Görüldüğü üzere verimde, mismatch ve kötü modül performansından kaynaklanan, %16 oranında bir kayıp vardır

Çizelge 3.3 PV örgü test sonuçları

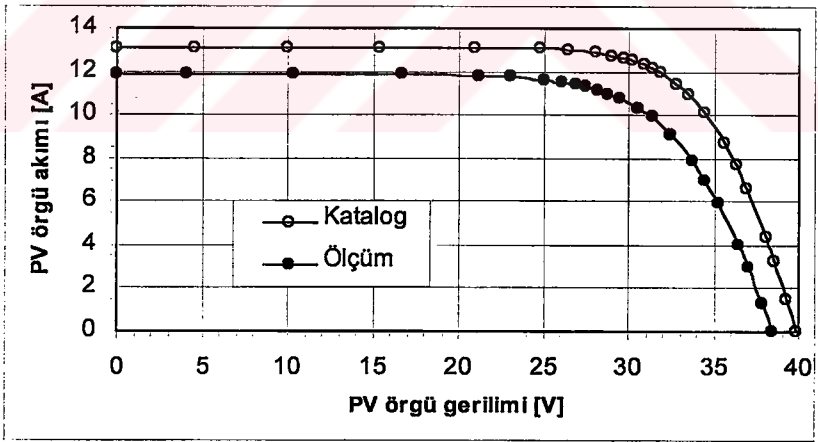
	İşınım [W/m ²]	T _{HAVA} [°C]	T _{MODÜL} [°C]	I _{SC} [A]	V _{OC} [V]	I _{MPP} [A]	V _{MPP} [V]	P _{MPP} [W]	Verim [%]
Ölçülen	899	14	37	13.3	40.4	12.2	31.0	378	10.1
Hesap	899	14	37	14.7	41.7	13.7	33.1	453	12.1

M55 güneş pilinin Çizelge 3.1'deki verileri kullanılarak elde edilen STC'deki I-V karakteristiği ve güç eğrisi Şekil 3.2'de verilmiştir ve şekil üzerinde maksimum güç noktaları işaretlenmiştir.

10 adet M55 güneş pilinin Şekil 3.1'deki gibi bağlanmasıyla elde edilen PV örgütün Çizelge 3.3'teki ölçüm değerleri kullanılarak elde edilen I-V eğrisi ise üretici katalog verilerinden elde edilen I-V eğrisi ile birlikte, 800W/m² ışınlım ve 47°C hücre sıcaklığı için Şekil 3.3'te çizilmiştir. Buradan modüllerdeki verim düşüklüğü açıkça görülmektedir.



Şekil 3.2 M55 güneş pilinin STC'deki I-V karakteristiği



Şekil 3.3 800 W/m² ışınlım ve 47°C sıcaklık için PV örgütün I-V eğrisi

3.2. DC İletim Hattı

Bütün PV sistemlerde olduğu gibi DC iletim hattı kesitinin seçimi, şebekeye bağlı sistemlerde de oldukça önemlidir. İletim hattı yalnızca hat kayıplarına sebep olmamakta, hat üzerinde meydana getirdiği gerilim düşümü nedeniyle PV örgü gerilimi inverterin min MPP gerilim sınırına yaklaştırarak MPP kayıplarına da yolaçabilmektedir.

Literatürde hat üzerindeki güç kaybının STC'de %3'den büyük olmaması genel kabul görmektedir. Buna göre STC'de PV örgü gücü 530Wp olduğuna göre hat kaybı 15.9W'ı geçmemelidir. STC'de PV örgü mpp akımı 15.25A olduğuna göre hat direnci $(15.9)/(15.25)^2=0.068$ ohmdan küçük olmalıdır.

PV örgünün inverter ile mesafesi 8 metredir. Gidiş geliş olarak 16 metre gerektiği için Çizelge 3.4'e göre 6 mm²'lik kablonun seçilmesi uygundur. Böylece DC iletim hattının eşdeğer direnci yaklaşık 48 mΩ olacaktır. Dolayısıyla en kötü durumda, yani ışınlam 1000W/m² ve 60°C hücre sıcaklığında $V_{MPP}=27.66V$, $I_{MPP}=13.29A$ olduğundan, inverter girişinden görülen PV örgü gerilimi $(27.66) - (13.29) \cdot (0.048) = 27.02$ V'un altına düşmeyecektir.

Çizelge 3.4 Standart NYY kabloların özellikleri

Kablo kesiti [mm ²]	Akım taşıma kapasitesi (havada) [A]	Direnç [mΩ/m]	R=68mΩ İçin uzunluk [m]
1.5	26	11.9	5.71
2.5	35	7.14	9.52
4	46	4.47	15.21
6	58	2.97	22.89
10	80	1.79	37.99
16	105	1.12	60.71
25	140	0.712	95.5

3.3. Batarya

PV sistemlerde kullanılan bataryalardan, yüksek şarj/deşarj verimi, derin boşalma, hızlı şarj, düşük maliyet ve yüksek devir ömrü gibi özellikler beklenir. Kurşun-asit starter aküleri, ucuz olmalarına karşın derin boşalmaya izin vermedikleri ve en önemlisi düşük devir ömrüne (200-700 devir) sahip oldukları için pek uygun değildirler. Çoğunlukla devir sayısı 1500'den fazla olan stasyonier tip kurşun-asit aküler tercih edilmektedir.

Bataryaların Amper-saat (Ah) kapasitesideşarj şiddetine bağlıdır. Yüksekdeşarj akımlarında bataryadan alınabilecek Ah kapasitesi de düşük olmaktadır. Eşitlik 3.1'de verilen Peukert denklemi iledeşarj akımı vedeşarj süresi arasındaki ilişki tanımlanmıştır (Linden, 1995).

$$I^n . T = sabit \quad (3.1)$$

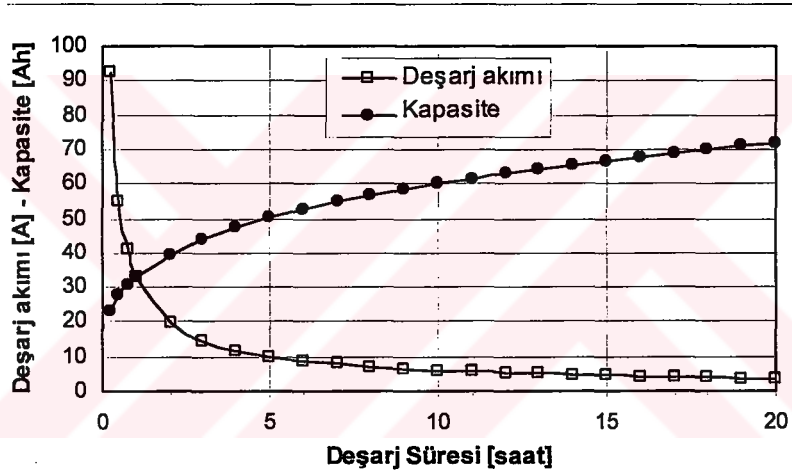
Burada Ideşarj akımı, Tdeşarj süresi ve n batarya sabitidir. Kurşun-asit aküler için $n=1.35$ alınmaktadır. Batarya Ah kapasitesi de;

$$C = I . T \quad (3.2)$$

eşitliği ile tanımlanmaktadır. Deşarj şiddetine göre akü kapasitesi değişik değerler aldığından, üreticiler 10 saatlikdeşarj süresinde elde edilen kapasiteyi kullanırlar ve bu C_{10} ile simgelenir. Şekil 3.4'te $C_{10}=60Ah$ olan bir kuşun-asit aktünün Peukert denklemi kullanılarak elde edilendeşarj akımı-deşarj süresi ve akü kapasitesi-deşarj süresi ilişkisi görülmektedir. 5 saatlik birdeşarj süresinde kapasitenin yine 60Ah olması beklenirken, 50Ah kapasite elde edilebilmekte ve yüksekdeşarj akımlarında bataryadan alınabilecek kapasitenin hızla düştüğü açıkça gözlenmektedir.

Deşarj ve şarj şiddetleride batarya kapasitesine göre göreceli olarak tanımlanırlar. Örneğin $C_{10}=60\text{Ah}$ olan bir akü 3A 'lık bir akım ile deşarj oluyorsa bu $0.05C_{10}$ ile veya $C_{10}/20$ ile gösterilir.

Tam dolu batarya boşta iken zamanla kapasitesinde azalmalar meydana gelir. Buna kendi kendine boşalma (self discharging) denir ve kurşun-asit aküler için %20-30/ay, bakımsız tipler için %2-3/ay olarak gerçekleşmektedir.



Şekil 3.4 Deşarj akımı ve kapasitenin deşarj süresine göre değişimi

3.3.1. Batarya kapasitesinin seçimi

Sistemde kullanılan inverterin gücü 500VA ve tam yükte verimi %65'tir. İnverter tam yükte çalışırken, güç faktörü 0.8 ve batarya gerilimi ortalama 24V olarak alınırsa giriş akımı;

$$I = \frac{(500)(0.8)}{(24)(0.65)} = 25.64\text{A} \quad (3.3)$$

olarak bulunur. Şebekede meydana gelebilecek elektrik kesintilerinin süresi 1 saat olarak alınır, bataryanın 1 saat süreyle Eşitlik 3.3'deki akımı temin edebilmesi gerekir. Bu durumda 1 saatlik deşarj süresi için gerekli kapasite $C_1=25.64Ah$ olmaktadır. Peukert bağıntısında deşarj süresi 10 alınarak C_{10} kapasitesindeki akım;

$$(25.64)^{1.35} \cdot 1 = (I)^{1.35} \cdot 10 \Rightarrow I = 4.657A \quad (3.4)$$

elde edilir. Akü kapasitesi ise; $C_{10}=I.T=(4.657)(10)=46.6 Ah$ bulunur.

Kurşun-asit akülerin derin boşalma yetenekleri zayıf olduğundan en fazla %80 derin boşalma önerilmektedir. Bulunan akü kapasitesi %80 boşalmaya göre düzeltilirse;

$$C_{10} = (46.6) / (0.8) = 58.25 Ah \quad (3.5)$$

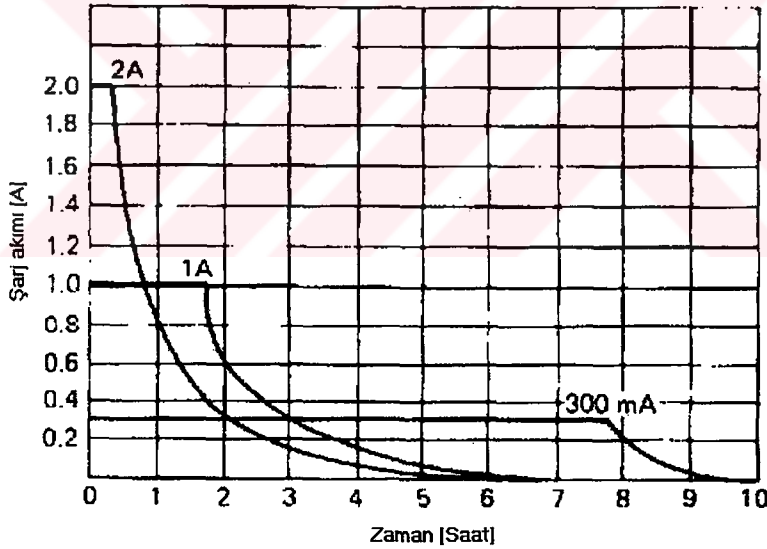
olarak gerekli akü kapasitesi elde edilir. Tasarlanan sistemde dc gerilim 24 volt olduğundan 2 adet 12V/60Ah kurşun-asit starter aküsü kullanılmıştır.

3.3.2. Şarj regülatörü

Kurşun-asit bataryayı şarj ederken dikkat edilmesi gereken en önemli nokta gazlanmadır. Hücre voltajı 2.4V'un üzerine çıktığında aküde gazlanma başlar ve hücre gerilimi hızla yükselir. Bu şekilde şarja devam edilirse aküde kalıcı kapasite kayıpları oluşacağından akü geriliminin gazlanma geriliminin üstüne çıkmasına izin verilmemelidir. 12V'luk bir aküde gazlanma 14 V'tan sonra başlamaktadır.

Şekil 3.5'te 2.5Ah'lık bir akünün 2.45V sabit gerilimde ve değişik şarj akımlarındaki şarj karakteristiği görülmektedir. Gazlanma gerilimine kadar sabit akımda şarj olan akü henüz tam şarja erişmediğinden, sabit gerilimde şarja devam edilmektedir. Şarj akımı küçüldükçe şarj süresi uzamaktadır.

Kullanılan akünün $0.05C_{10}$ şarj akımı (3A) ile şarj edilmesi üretici tarafından önerilmektedir. Bu nedenle 27.2V sabit gerilimde 3A akım sınırlı bir lineer voltaj regülatörü dizayn edilmiştir. Şarj regülatörü, akü gerilimi 27.2V'a ulaşana kadar sabit akımda, daha sonra sabit gerilimde olmak üzere akım-gerilim şarj yapmaktadır. 3A'lık şarj akımı $0.05C_{10}$ oranına denk geldiğinden (kurşun-asit akü verilerine göre) boş bir akünün tam şarj olma süresi yaklaşık 20-24 saat gibi bir süre alacaktır. Şebekedeki ardarda kesintilerin arasındaki sürenin 1 günden az olmayacağı varsayılmaktadır. Şarj akımının düşük tutulmasındaki amaç akünün uzun sürede şarj edilmesiyle servis ömrünün uzatılması ve şarj regülatörünün ucuza maledilebilmesidir.

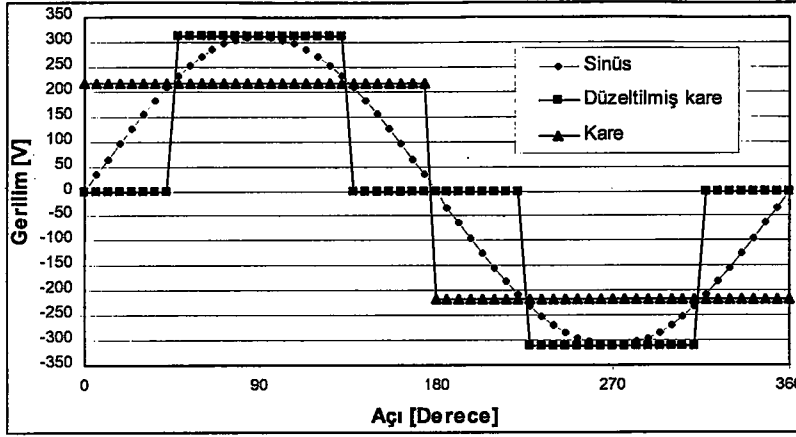


Şekil 3.5 Kurşun-asit akünün (2.5Ah) tipik şarj karakteristiği (Linden, 1995)

3.4. DC/AC İnverter

Güneş pilleri tarafından üretilen gerilim doğru akım karakterindedir. Bu sebeple alternatif gerilim üretmek için bir DC/AC gerilim eviricisine yani bir invertere gerek vardır. İnverterler ürettiği alternatif gerilimin dalga şekline göre kare dalga, düzeltilmiş kare dalga ve sinüs olmak üzere 3 ana gruba ayrılırlar. Şekil 3.6'da 220V etkin değere sahip kare, düzeltilmiş kare ve sinüs dalga şekilleri görülmektedir. Kare dalganın tepe değeri ile etkin değerinin birbirine eşit olmasından dolayı yük üzerindeki meydana gelen stresi ortadan kaldırmak için düzeltilmiş kare dalga geliştirilmiştir. Kare ve düzeltilmiş kare dalga çıkışa sahip inverterler şebekeye bağlanamazlar. Çünkü şebekeye bağlı inverterlerde aşırı yüksek sirkulasyon akımlarının oluşmaması için üretilen gerilimin mümkün olduğu kadar sinüse yakın olması gerekir. Sinüs çıkışa sahip inverterler ise hem şebekeye bağlı hem de şebekeden bağımsız olarak çalışabilirler, üstelik saf sinüs dalga çıkışa sahip oldukları için bütün yükleri problemsizce besleyebilirler.

Başka bir açıdan inverterler şebekeden bağımsız ve şebekeye bağlı inverterler olmak üzere iki gruba ayrılırlar. Şebekeden bağımsız inverterlerde üretilen alternatif gerilimin, 220V efektif değere ve 50 Hz frekansa sahip olması yeterlidir. Ancak şebekeye bağlı inverterlerin ek olarak şebekeye senkron olma, güneş pillerini maksimum güç noktasında çalıştırabilme ve şebekeye kontrollü olarak güç aktarabilme yeteneklerinin olması gerekir.

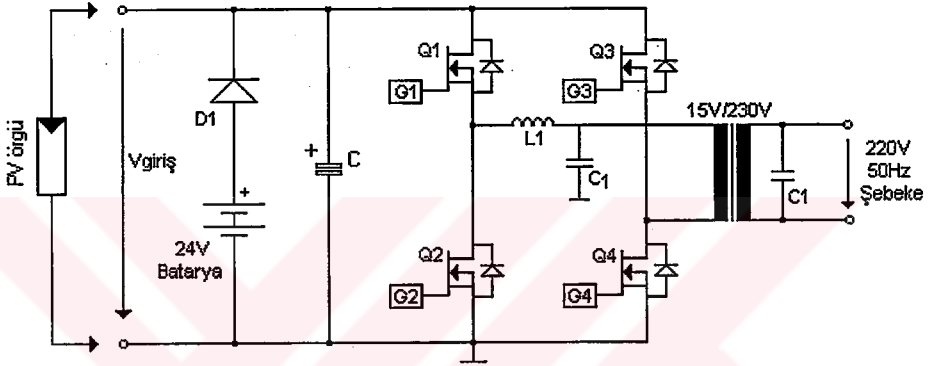


Şekil 3.6 Kare, düzeltilmiş kare ve sinüs dalga şekilleri

Literatürde birçok inverter topolojisi yayımlanmıştır. Bunlardan bir kısmı sadece şebekeye bağlı çalışma için uygundur, çünkü güç akışı tek yönlüdür ve yükün gerektirdiği reaktif enerjiyi karşılayamazlar. Bu tür topolojilerin bazılarında yüksek frekans trafosu kullanılır (Cocconi ve arkadaşları, 1983), bazıları ise verimi yüksek tutmak amacıyla trafosuz yapılır (Calais ve arkadaşları, 2001). Fakat trafosuz sistemlerde güvenlik sebebiyle bir izolasyon trafosuna mutlaka ihtiyaç olacaktır. Edelmöser ve Himmelstoss'un (1999) 50 Hz trafo kullanarak ve Yang ve Sen'in (1999) trafosuz olarak gerçekleştirdiği topolojiler ise hem şebekeye bağlı hem de şebekeden bağımsız modda çalışabilmektedirler.

Proje için tasarlanan inverterin hem şebekeye bağlı hem de şebekeden bağımsız modda çalışması gerektiğinden biraz farklı bir anahtarlama mantığıyla Edelmöser ve Himmelstoss'un (1999) önerdiği tam köprü devresine benzer bir yapı kullanılmıştır (Şekil 3.7). Bu devrede girişteki dc gerilim önce düşük genlikli sinüsoidal gerilime dönüştürülmekte ardından 50 Hz trafonun sarım oranından faydalanılarak şebeke gerilimine yükseltilmektedir. Bu yöntem hem güvenli bir galvanik

izolasyon sağlamak hem de C filtre kondansatörü sayesinde rezistif olmayan yüklerin kararsızlık yaşanmadan beslenmesine imkan vermektedir. Öte yandan 50 Hz trafo, şebeke ile inverter arasında bir endüktans görevi görerek akım sirkülasyonlarını azaltmakta ve şebekeye bağlantıyı kolaylaştırmaktadır.

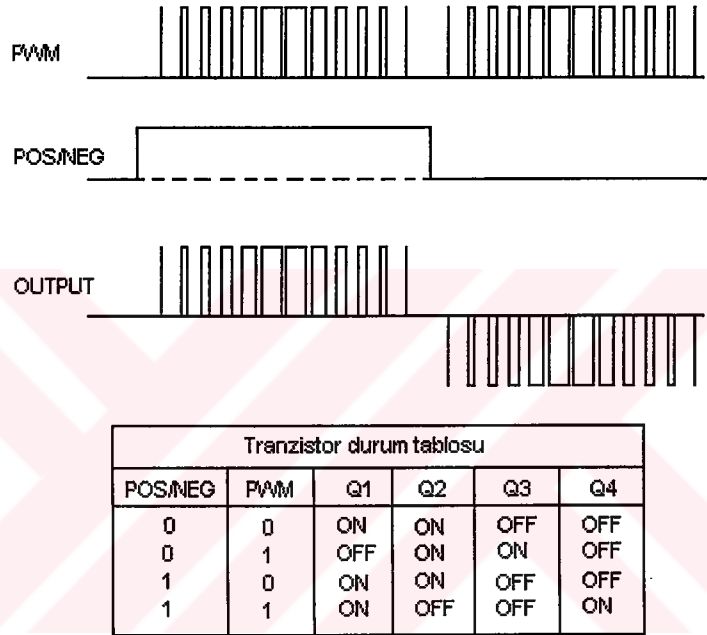


Şekil 3.7 DC/AC dönüştürücü

50 Hz trafo kullanmadan, girişteki 24V dc gerilim önce DC/DC dönüştürücü ile yaklaşık 400 Vdc'ye yükseltilip daha sonra tam köprü bir kıyıcı devresi ile sinüsoidal gerilime dönüştürülebilirdi. Bu yöntemde yüksek frekans trafosu kullanılacağı için inverter daha hafiftir, ancak anahtarlama elemanlarının sayısının artmasıyla kontrol edilecek eleman sayısında artacağından ve şebekeye bağlantı kontrolü diğer yönteme göre daha zor ve kritik olacağından tercih edilmemiştir.

Mosfetlerin anahtarlama gerilimleri mikroişlemci tarafından üretilmektedir. Mikroişlemci içerisinde bulunan bir PWM modülü kullanılarak, tam dalga doğrultulmuş sinüsoidal PWM anahtarlama sinyalleri üretilmekte, aynı zamanda POS/NEG sinyali ile pozitif veya negatif alternanslar belirlenmektedir. Daha sonra bir uyumlandırma

devresi ile PWM ve POS/NEG sinyalleri transistörlerin ON/OFF sinyallerine dönüştürülmekte ve bu şekilde bir anahtarlama ile çıkışta sinüsoidal PWM elde edilmektedir (Şekil 3.8).



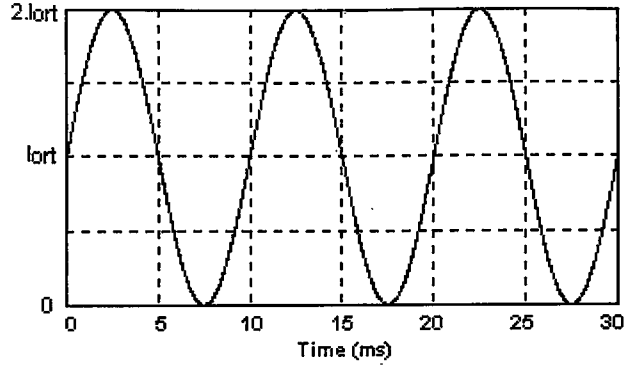
Şekil 3.8 PWM anahtarlama durumları

Devredeki batarya bir şarj regülatörüne bağlıdır ve 27.2V sabit gerilim altında tampon şarjda bekletilmektedir. D1 diyodu sayesinde, diyot eşik gerilimi 0.7 volt alınır, PV örgü gerilimi 26.5 V'dan büyük olduğu sürece bataryadan akım çekilmeyecektir ve tüm akım PV örgü tarafından karşılanacaktır. Eğer PV örgü gerilimi 26.5V'dan küçük ise batarya devreye girecek ve PV örgü ile ortak bir çalışma noktasında dengeye gelecektir.

Sistemdeki 10 adet M55 güneş pilinden oluşan PV örgünün MPP gerilimi, güneş ışınlamına ve sıcaklığa bağlı olarak 27.6 volt ile 33 volt arasında değişmektedir. Dolayısıyla tasarlanan inverterin giriş gerilimi ile tam bir uyum göstermektedir. Anahtarlama elemanları ise dc gerilim seviyesi düşük olduğu için, saturasyon gerilimleri BJT'lere göre düşük olan MOSFET transistörlerden seçilmiştir. İnverterin kontrol devre şeması EKLER bölümünde verilmiştir.

Tek fazlı şebekeye güç aktarımı yapılırken inverterin giriş akımı Şekil 3.9'da gösterildiği gibi sıfır ile ortalama değerin iki katı arasında değişmektedir. Dolayısıyla inverter giriş gücü de ortalama değerin iki katı ile sıfır arasında salınmaktadır. Devredeki C kondansatörü sayesinde bu akım filtrelenmekte ve PV örgüye yansımaları engellenmekte böylece PV örgüden sabit bir güç çekilmesi sağlanmaktadır. Böylece güneş pillerinin maksimum güç noktasında çalıştırılmaları mümkün olabilmektedir.

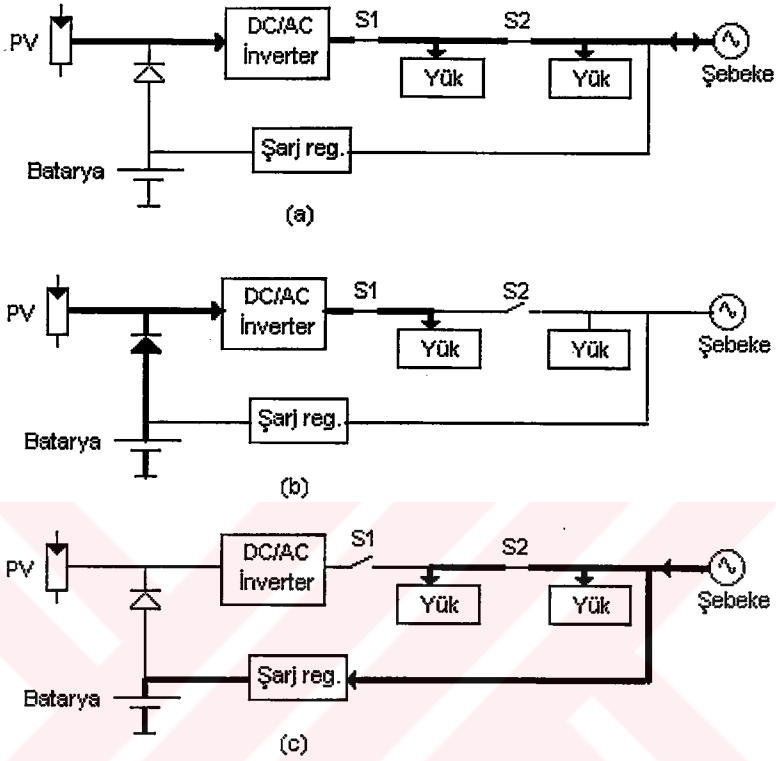
İnverterin kontrolünün analog elemanlar yerine mikroişlemci ile yapılmasının; maliyetleri azaltma, malzemedен tasarruf sağlama, donanımda değişiklik yapmadan yazılım ile kontrol algoritmasını değiştirme gibi avantajları vardır (Microchip, 1997). İnverterin şebekeye bağlı çalışma ile şebekeden bağımsız çalışma modları arasında hızlı geçiş yapabilmesi yazılım kontrolü ile kolaylıkla gerçekleştirilebilmektedir. Bu nedenle inverterin kontrolü PIC17C44 RISC mikroişlemci ile gerçekleştirilmiştir.



Şekil 3.9 İnverter giriş akımı

3.4.1. Kontrol algoritması

Tasarlanan inverterin şebekeden bağımsız, şebekeye senkron ve bekleme olmak üzere 3 farklı çalışma modu vardır (Şekil 3.10). Şebekeden bağımsız çalışma durumunda iken voltaj kontrol modunda çalışmakta ve çıkış gerilimini 220V rms ve frekansını 50 Hz'te sabit tutmaktadır. Şebekeye bağlı çalışmada ise çıkış gerilimi şebeke tarafından tayin edildiği için inverter otomatik olarak akım kontrol moduna geçmekte ve MPP algoritması sayesinde o anda güneş pillerinde üretilen maksimum gücü şebekeye transfer etmektedir. Bekleme modu ise şebeke enerjisi kesildiğinde veya PV örgüde güç üretildiğinde devreye girmek üzere inverteri hazır halde tutan çalışma modudur. İnverterden bağımsız olarak şebeke var olduğu müddetçe batarya şarj olabilmektedir.



Şekil 3.10 İnverter çalışma modları, şebekeye bağlı (a), şebekeden bağımsız (b) ve bekleme (c)

Bu modlar arasındaki geçiş Şekil 3.11’de gösterilen mod seçme algoritması ile sağlanmaktadır. Bu işlemin analog devre elemanları kullanarak gerçekleştirilmesi hem çok karmaşık hem de maliyetli olurdu. Bu algoritma sürekli olarak şebekeyi izlemektedir. Eğer şebeke var ve inverter şebekeye senkron olmuş ise PV modüllerden gelen güç kontrol edilmektedir. Güç yeterli ise şebekeye enerji transferine başlanmaktadır. Eğer güç yetersiz ise, örneğin geceleyin, bekleme modu seçilmektedir. Şebeke kesilmiş ise bataryanın şarj durumu kontrol edilmekte ve duruma göre şebekeden bağımsız ve bekleme modlarından birisi seçilmektedir.

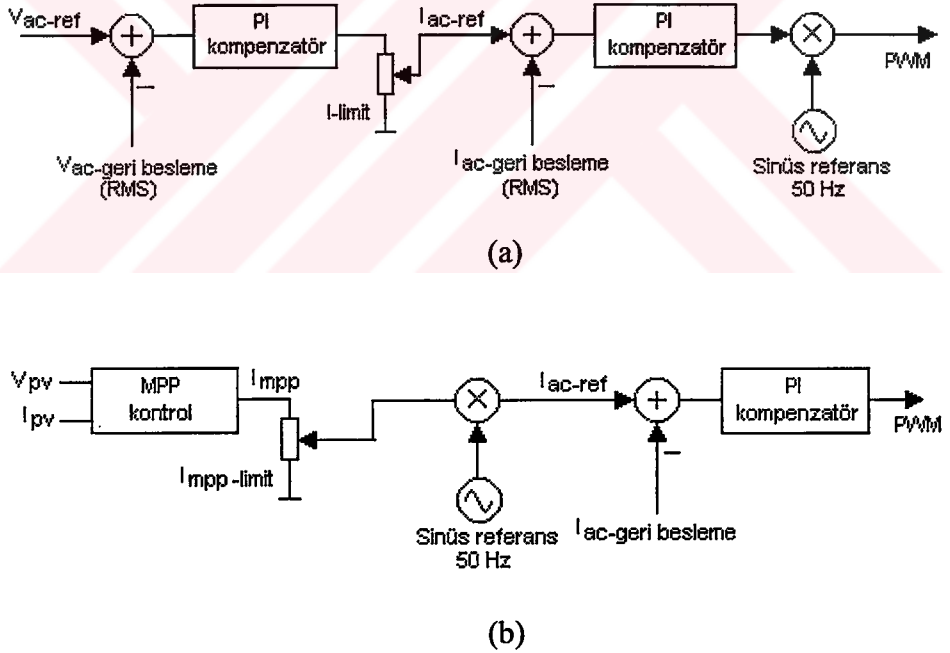
PV gücünün yeterli olup olmadığını anlamak için önce PV örgütün açık devre gerilimi ölçülmekte, eğer açık devre gerilimi 39V'dan büyükse, inverter boşa çalıştırılarak PV gerilimindeki düşüş gözlenmektedir. Eğer bu durumda PV gerilimi 35V'un üzerindeyse PV'de yeterli güç vardır. Bu değerler deneysel olarak bulunmuştur.

Aynı şekilde batarya şarj durumu da, kurşun-asit akülerin şarj durumu gerilim ile lineer ilişkiye sahip olduğundan, batarya gerilimi ölçülerek belirlenmektedir. Batarya gerilimi 22V'tan büyükse enerji çekilmektedir. Batarya gerilimi bir kez 22V'un altına düştüğünde inverter kendini kapatmakta ve batarya geriliminin 25V'un üzerine çıkmasını veya şebekenin tekrar enerjilenmesini beklemektedir. Bununla birlikte batarya boş olsa dahi, güneş pillerinde enerji üretiliyorsa şebekeye aktarılabilmektedir.



Şekil 3.11 İnverter çalışma modu seçme algoritması

İnverterin şebekeden bağımsız ve şebekeye bağlı çalışma modlarındaki kontrol blok şemaları Şekil 3.12’de verilmiştir. Şebekeden bağımsız çalışmada inverter çıkış voltajı kontrol edilmektedir. Bu modda akım ve gerilimin efektif (RMS) değeri geribeslenmekte ve dolayısıyla efektif değer kontrolü yapılmaktadır. İççe iki kontrol yapısıyla invertere aynı zamanda akım regülasyonu, dolayısıyla akım sınırı özelliği de eklenmiştir. Bu yapıda öncelikli olarak dıştaki gerilim kontrol katı çalışmakta, eğer akım değeri, referansın üzerine çıkar ise içteki akım kontrol katı devreye girerek akımı sınırlamaktadır. Bu kontrol yapısı kontrolün dinamik davranışını iyileştirmektedir (Mohan ve arkadaşları, 1995).



Şekil 3.12 Şebekeden bağımsız (a) ve şebekeye bağlı (b) çalışma kontrol blok şemaları

Şebekeye bağlı çalışmada ise gerilim şebeke tarafından tayin edildiği için MPP kontrol katından gelen akım referansı bir akım vektörüne dönüştürülerek sadece akım kontrolü yapılmaktadır. Akım kontrol yapısında dikkat edilmesi gereken nokta, akım referansının (voltaj modunda olduğu gibi) efektif değer değil vektörel olduğudur. Şebeke gerilimine senkron bir akım üretmek için bu gereklidir. Çünkü efektif değer, çıkış akımının dalga şekli hakkında bir bilgi içermez. Dolayısıyla akım geribeslemesinin de vektörel olması gereklidir.

Vektörel akım kontrolü için Tolerans band kontrol (Tolerance-band control) ve sabit-frekanslı kontrol (constant-frequency control) olmak üzere iki temel yöntem kullanılır (Mohan ve arkadaşları, 1995). Tolerans band kontrol diğerine göre daha basit olmasına karşın, gürültüye karşı duyarlılığı yüksek olmasından dolayı çok iyi bir akım ölçümü gerektirdiğinden tercih edilmemiştir. Şekil 3.12-b’de de görüleceği üzere PI-kompenzatörlü ve sabit frekanslı bir akım regülatörü kullanılmış, akım ise basitçe imal edilebilen bir hall-effect sensörüyle ölçülmüştür. Buradaki sinüs referansı, birim genlikte ve şebeke gerilimi ile aynı sıfır geçişlere sahip bir vektördür.

İnverterdeki tüm akım ve gerilim ölçümleri 10-bitlik ADC ile yapıldığı halde PWM çıkış için 8-bit çözünürlük yeterli gelmektedir (Microchip, 1997).

3.4.2. Maksimum güç noktası kontrolü

Dönüşüm verimleri çok düşük olduğundan güneş pillerinin maksimum güç noktasında çalıştırılması çok önemlidir. Güneş pillerinin akım-gerilim eğrisine bir göz attığımızda (bkz. Şekil 3.2), maksimum güç noktasında, gücün gerilime göre kısmi türevinin sıfır olduğunu görürüz. Bu türevi analitik olarak;

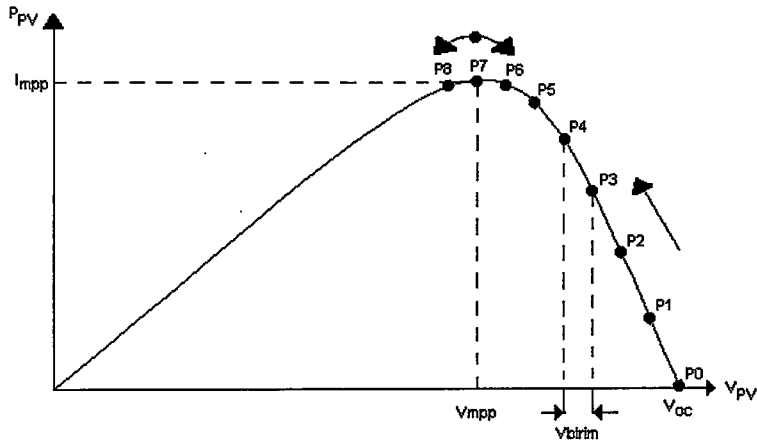
$$P = I.V \quad (3.6)$$

$$\frac{dP}{dV} = V \cdot \frac{dI}{dV} + I \Rightarrow dP = V \cdot dI + I \cdot dV \quad (3.7)$$

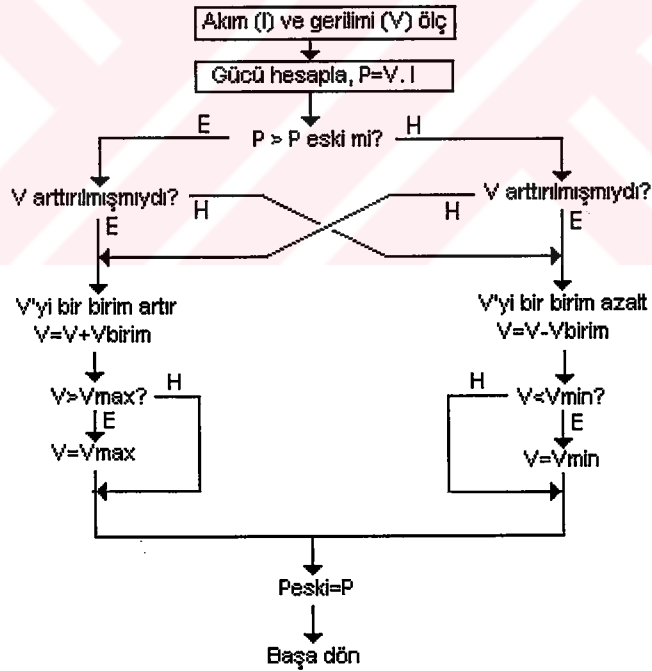
şeklinde ifade edebiliriz Maksimum güç noktasında çalışıldığı zaman $dP=0$ olur. Eğer $dP>0$ ise maksimum güç noktası daha düşük bir gerilim değerinde, $dP<0$ ise daha büyük bir gerilim değerindedir (Cocconi ve arkadaşları, 1983).

Maksimum güç noktasını tespit edebilmek için tek yöntem bu değildir. Yapay sinir ağlarının (Veerachary ve Yadaiah, 2000), Fuzzy lojik mantığının (Altaş ve Sharaf, 1994) kullanıldığı başka yöntemlerde mevcuttur. Ancak bu sistemler projede kullanılan mikroişlemcinin altından kalkamayacağı kadar karmaşık matematiksel hesaplamalar gerektirmektedirler. Daha basit, 8-bitlik bir mikroişlemcinin bile kolaylıkla yapabileceği, hızlı bir yöntem gerekmektedir. Altaş ve Sharaf (1996) ile Calais ve Hinz (1998)'in kullandığı gibi bir iterasyon yöntemi çok uygundur ve bu yöntemde gelen güneş ışınımının bilinmesine de gerek yoktur. Gerçek zamanda maksimum güç noktasının araştırıldığı bu yöntemde güneş pili gerilimi ve akımı sürekli ölçülüp, bir önceki değerlerle karşılaştırılarak maksimum güç noktasına yaklaşılmaya çalışılır (Şekil 3.13). İnverterde kullanılan MPP algoritması Şekil 3.14'te verilmiştir.

MPP araştırma algoritması, PV örgü gerilimini V_{birim} kadar arttırıp azaltarak maksimum güç noktasındaki PV örgü gerilimi bulmaya dayanmaktadır ve Calais ve Hinz (1998) ile Altaş ve Sharaf'ın (1996) kullandığı algoritmalarından daha az sayıda karşılaştırma içediğinden çok hızlı bir şekilde işletilebilmektedir. V_{birim} değişkeninin etkisini gözlemek ve optimum bir değer belirlemek için MATLAB programında simulasyon yapılmıştır.



Şekil 3.13 MPP algoritmasının grafiksel gösterimi

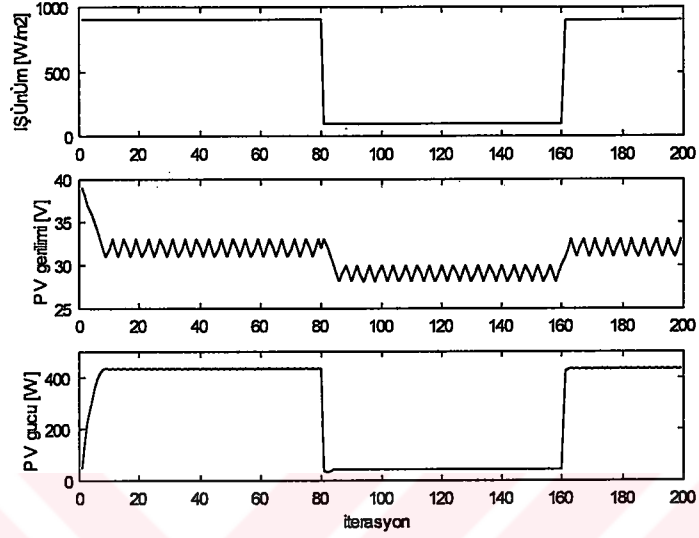


Şekil 3.14 MPP algoritması

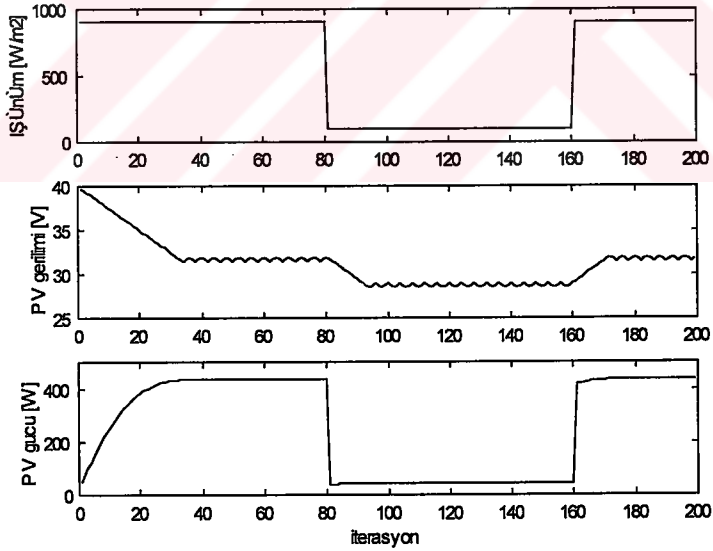
Simulasyon başlangıcında güneş ışınlamı 900 W/m^2 olarak alınmış ve 80. iterasyonda sonunda ışınlam değeri 100 W/m^2 ye indirilmiş 160. iterasyonda ise tekrar 800 W/m^2 'ye çıkarılmıştır. Bu şartlarda $V_{birim}=1\text{V}$ ve $V_{birim}=0.25\text{V}$ değerleri için algoritmanın davranışı Şekil 3.15'te görülmektedir. $V_{birim}=1\text{V}$ iken başlangıçta MPP noktasına ulaşmak 8 iterasyon sürmekte ancak MPP noktasındaki salınımların tepeden tepeye genliği 5 W olmaktadır. $V_{birim}=0.25\text{V}$ için ise 31 iterasyon gerekmekte ve salınının genliği 0.2 W olmaktadır. V_{birim} değeri büyüdükçe sistemin cevabı hızlanmakla beraber, mpp noktasındaki salınının genliği de büyümektedir. Bu bakımdan iyi bir seçim yapmak gereklidir. Radyasyon 100W/m^2 'den 900 W/m^2 'ye çok geniş bir aralıkta değiştiğinde bile mpp noktasını yakalamak $V_{birim}=0.25\text{V}$ için 10 iterasyon almaktadır. Algoritma saniyede 20 defa işletildiğinden 10 iterasyon 0.5s sürmektedir. Gelen güneş enerjisindeki değişimlere göre bu hız yeterli olduğundan $V_{birim}=0.25\text{V}$ seçilmiştir.

$V_{birim}=0.25\text{V}$ için başlangıçta MPP'yi yakalama süresinin uzun olması ise sadece ilk açılışta yaşanmaktadır ve 1.55 sn sürmektedir. Bunun nedeni ilk açılışta PV geriliminin açık devre geriliminden başlamasıdır. Mpp gerilimi ile açık devre gerilimi arasında 8 V gibi nispeten büyük bir fark vardır. Bu süreyi kısaltabilmek için ilk açılışta mpp gerilimi açık devre geriliminden değil kaba bir değer olarak açık devre geriliminin %80'inden, yani 32V 'tan başlatılmış, böylece başlangıç noktası gerçek mpp noktasına yakınlığı için gerçek mpp noktasına erişim hızlandırılmıştır.

MPP algoritması tarafından bulunan mpp gerilimi için bir alt ve üst sınır noktaları vardır. Yazılım ile kontrol edilen bu sınırlar, inverterin minimum (27V) ve maksimum (50V) mpp giriş gerilimlerinin temsil etmektedirler. Algoritma tarafından bulunan mpp gerilimi bu değerlerde sınırlandırılmaktadır.



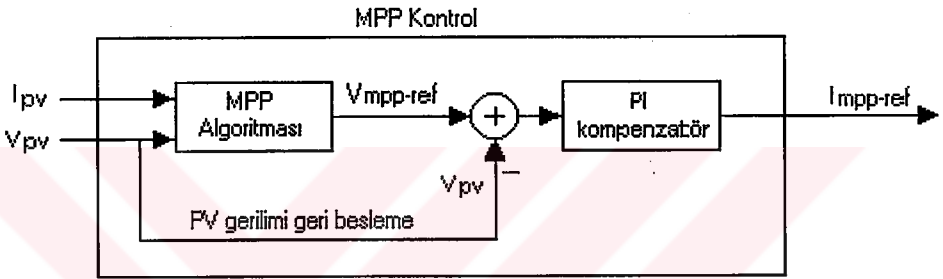
(a)



(b)

Şekil 3.15 MPP algoritmasının $V_{\text{birim}}=1V$ (a) ve $V_{\text{birim}}=0.25V$ (b) için simülasyon sonuçları

Algoritma sonucunda MPP noktasındaki PV örgü gerilimi tespit edilmektedir. Ancak MPP kontrolünün bir akım referansına ihtiyacı olduğundan (Bkz. Şekil 3.12-b) sisteme PV gerilimini kontrol eden bir otomatik kontrol çevrimi de eklenmiştir. Buna göre MPP kontrol sisteminin blok şeması Şekil 3.16'daki gibi olmaktadır. Bu kontrol çevrimi ile ani ışıınım değişikliklerinde, PV gerilimi o anda sabit tutulduğu için, MPP noktası çok hızlı bir şekilde takip edilebilmektedir.



Şekil 3.16 MPP kontrol sistemi blok şeması

3.4.3. Şebekeye paralel bağlantı

İnverter tarafından üretilen gerilimin direkt şebekeye bağlanabilmesi için aynen bir senkron alternatörün şebekeye bağlanması gibi bazı senkronizasyon şartlarının gerçekleşmesi gereklidir. İnverter kontrol sistemi tarafından sırasıyla uygulanan senkronizasyon şartları şunlardır;

- Şebeke gerilimi $220 \text{ V} \pm \%10$ sınırları içerisinde olmalı
- Şebeke frekansı $50 \text{ Hz} \pm \%1$ sınırları içerisinde olmalı
- İnverter çıkış gerilimi şebeke ile aynı frekansta olmalı
- İnverter çıkış gerilimi şebeke ile aynı fazda olmalı
- PV örgüde yeterli güç olmalı

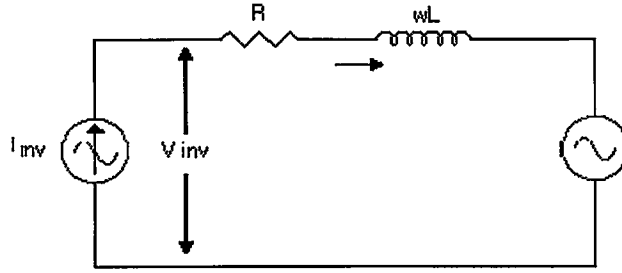
Bu şartlar sağlanınca şebekeye bağlantı gerçekleştirilebilir. Aksi takdirde ilk bağlantı sırasında büyük sirkulasyon akımları oluşacak veya inverter zarar görecektir. Şebekeye bağlandıktan sonra inverterin akım referansı sıfırdan ve yumuşak kalkış yaptığı için sirkulasyon akımları en düşük değerinde kalmaktadır.

Şebekeye bağlı çalışmada inverter akım kontrol modunda çalıştığından, inverter çıkışını bir alternatif akım kaynağı gibi düşünebiliriz, açısı da şebekeye senkron olduğundan şebekenin açısına eşit yani sıfırdır. Böylece Şekil 3.17-a'daki gibi bir eşdeğer devre ile şebekeye bağlantıyı modellememiz mümkündür (Fitzgerald ve arkadaşları, 1992). Buradaki R iletkenlerin eşdeğer dirençleri, L ise sirkulasyon akımlarının genliğini azaltmak ve akım kontrolünü mümkün kılmak için varolması gereken bir endüktanstır. Buradan inverter akımının, şebeke gerilimi ile aynı fazda olması için inverter geriliminin, fazör diyagramdan da görüleceği üzere;

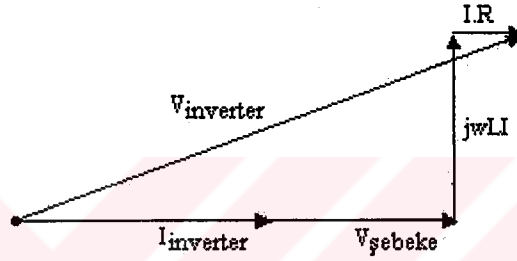
$$V_{inv} = V_{şebeke} + I.R + j\omega LI = \sqrt{(V_{şebeke} + I.R)^2 + (\omega LI)^2} \quad (3.8)$$

olduğu görülür. Kontrol algoritması, inverter çıkış akımı vektörü ile şebeke gerilimi vektörünün doğrultularını eşit tutmaya çalışırken, inverter gerilimi de Eşitlik 3.8 uyarınca bir vektöre sahip olmaktadır. (Şekil 3.17-b)

Burada dikkat edilmesi gereken nokta, endüktansta ve dirençte düşen gerilimlerin büyümesi halinde, aynı güç transferi için, inverterin daha büyük genlikli sinüs üretmesi gerektiğidir. Bu ise kullanılan transformatörün sarım oranını arttırmak anlamına gelir. Bu nedenle kaçak endüktansı küçük tutabilmek amacıyla inverterin trafosu hava aralıklı olarak özel sardırılmıştır. Böylece kaçak endüktansın değeri mümkün olduğunca küçük tutulmaya çalışılmıştır.



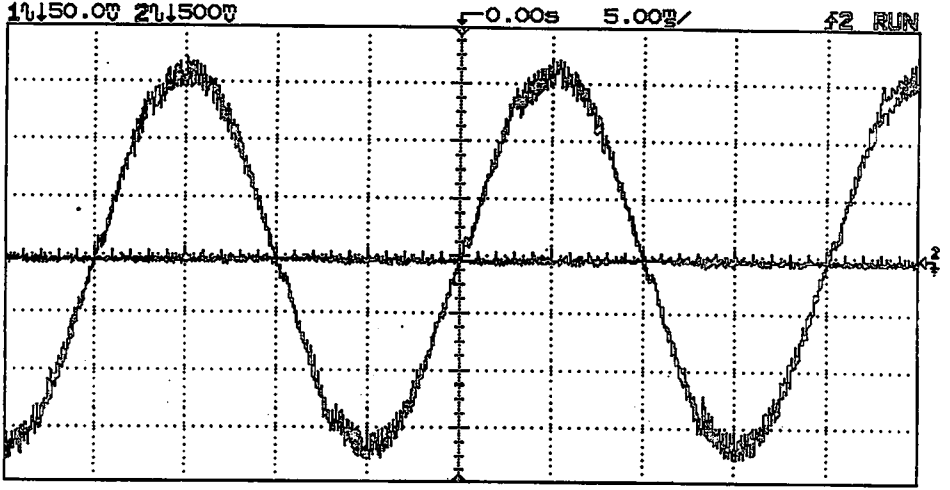
(a)



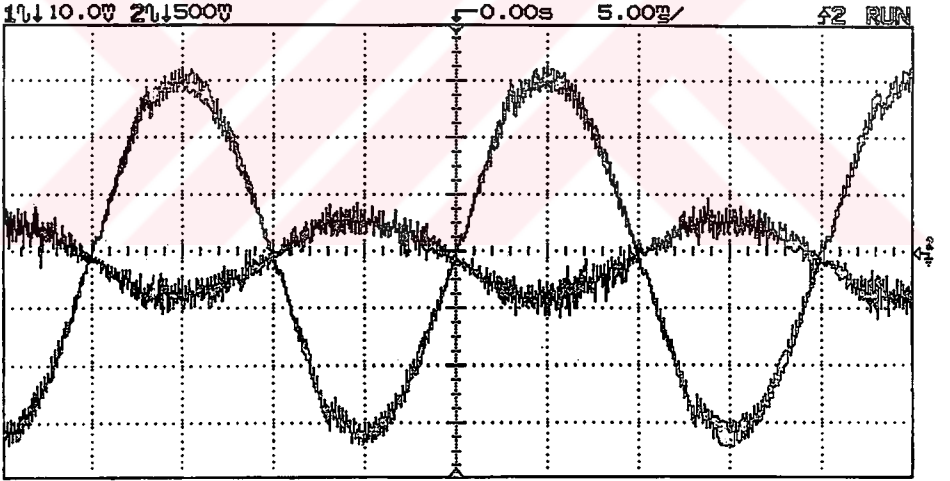
(b)

Şekil 3.17 Şebekeye bağlantı modeli (a) ve fazör diyagramı (b)

Şebekeye bağlı çalışılırken inverterin çıkış akımı şebeke gerilimi ile aynı fazda olduğu için güç faktörü $\cos\phi=1$ olmakta ve şebekeye sadece aktif güç aktarımı yapılmaktadır. Bu yüzden yükün gerektirdiği reaktif enerji şebeke tarafından karşılanmak zorundadır. Ama bunun şebekenin güç faktörünü kötüleştirici bir etkisi vardır. Örneğin 1kVA'lık bir yükün güç faktörü 0.8 ise; 800W aktif güce ve 600VAR reaktif güce ihtiyaç duyar. Bu yük şebekeye bağlandığında şebeke tarafından görülen güç faktörü yine 0.8 olacaktır. Ama şebekeye 500W'lık bir aktif enerji veren bir PV sistem eklenirse; yükün aktif enerjisinin 500W'ı PV sistem tarafından geri kalan 300W'ı ise şebeke tarafından karşılanacaktır. Bu durumda şebeke tarafından karşılanan reaktif güç değişmeden kaldığına göre, şebekenin güç faktörü;



(a)



(b)

Şekil 3.19 Şebekeden bağımsız çalışma durumunda inverterin (a)yüksüz ve (b)100W yükteki çıkış gerilimi ve akımı (Düşey eksen: ch1: terslenmiş çıkış akımı, 1A/birim, ch2: çıkış gerilimi, 100V/birim; yatay eksen: zaman, t: 5ms/birim)

Laboratuvar şartlarında yapılan testlerle elde edilen değişik yüklenmelerde inverter veriminin değişimi Çizelge 3.5'te verilmiştir. Hemen görüleceği üzere inverterin maksimum verimi %80 olarak gerçekleşmiştir ve %90-94 arasında verimi olan ticari inverterlerle karşılaştırıldığında çok düşük bir değerdedir. İnverter verimi çıkış gücü 50-220W arasında iken %70'in üzerinde, bunun dışındaki aralıkta ise altındadır. Özellikle yüksek güçlerde inverter veriminde büyük düşüşler görülmektedir. Bunun en önemli nedeni 50 Hz trafo üzerindeki kayıplardır. Çünkü özellikle yüksek akımlarda, yani yüksek güçlerde verimin düşmesi bakır kayıplarının etkisini göstermektedir. Trafodaki bakır kayıpları özellikle fuko kayıpları bu düşüşün en önemli nedenidir. İnverterin boştaki kayıpları 26 W olarak ölçülmüştür.

Çizelge 3.5 Değişik yüklenmelerde inverter veriminin değişimi

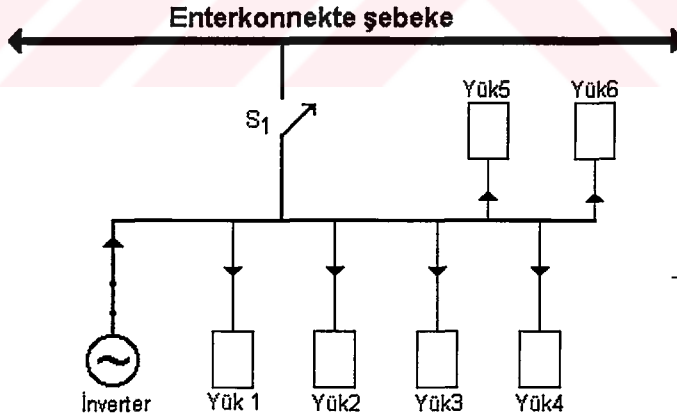
Yüklenme oranı [%]	Giriş gücü [W]	Çıkış gücü [W]	Verim [%]
%0	26	0	0
%5	53	25	47
%10	69	50	72
%20	128	100	78
%30	187	150	80
%50	362	250	73
%100	769	500	65

3.4.5. Adalama (İslanding)

Bir arıza, bakım vs. nedeniyle enerjisi kesilen şebekeye, inverterin herhangi bir noktadan enerji vermeye devam etmesi, şebeke üzerinde çalışan personelin can güvenliği açısından çok tehlikeli bir durum oluşturabilir. Bu nedenle şebekeye bağlı inverterlerin, şebeke enerjisinin kesildiğini anında algılayıp, kendisini şebekeden ayırması çok önemlidir. Buna literatürde adalama koruması ismi verilir.

Şekil 3.20’de şebekeye bağlı invertere sahip bir enterkonnekte elektrik şebekesinin prensip şeması görülmektedir. İnverterin bulunduğu yerde şebeke enerjisi kesilirse, örneğin S anahtarı açılırsa, inverter o anda şebekeye bağlı olan bütün yüklerin enerjisini karşılamak durumunda kalacaktır. Bu anda inverterin çalışma noktasında mutlaka bir değişme olacak ve şebekenin enerjisinin kesildiğini eleveren birkaç gösterge ortaya çıkacaktır. Bunları birer birer inceleyelim.

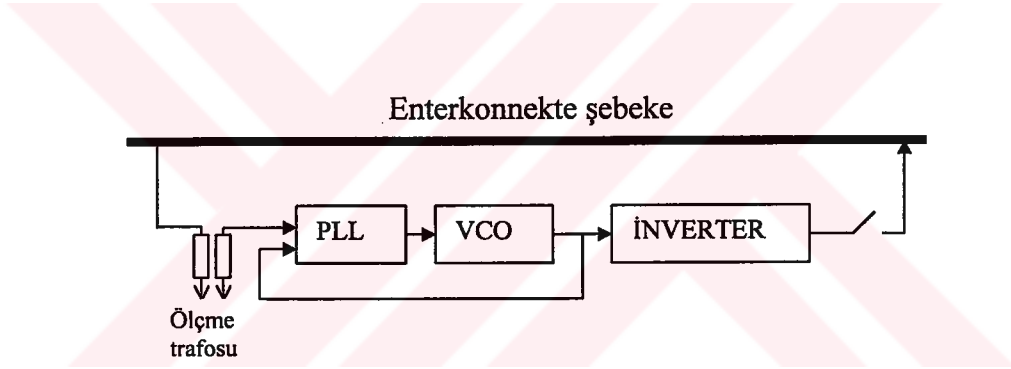
Eğer güneş pilinden gelen, bir başka deyişle inverterin şebekeye pompalaması gereken güç, yükün ihtiyacından fazla ise şebekede fazla güç oluşacak ve bunun sonucunda şebekenin gerilimi yükselecektir. Gerilimdeki bu yükselme limit değeri aştığı anda da inverter şebekeyle bağlantısını kesecektir. Benzer şekilde güneş pillerinden gelen enerji yükü beslemek için yetersiz kalırsa, çıkış gerilimi düşecek ve limit değer altına indiği anda inverter şebekeyle bağlantısını ayıracaktır.



Şekil 3.20 Şebekeye bağlantı şeması

Bu iki durum oluştuğunda inverterin şebekenin kesildiğini algılaması kolaydır. Bunlar pasif tespit yöntemleridir. Ancak güneş pili gücü ile yükün gücünün birbirine denk olduğu üçüncü bir durum daha vardır ki, bu durumda şebekenin kesik olduğu pasif yöntemlerle anlaşılamaz. Çünkü bu durumda gerilim limit değerler arasında kalacaktır.

Bu durumda başka yöntemler denenebilir. Örneğin şebeke kesildiğinde inverter reaktif gücüde karşılamak durumunda kaldığı için akım ile şebeke gerilim arasındaki faz farkına bakılabilir. Ancak yükün rezistif olması durumunda bu yöntem de işe yaramayacaktır.

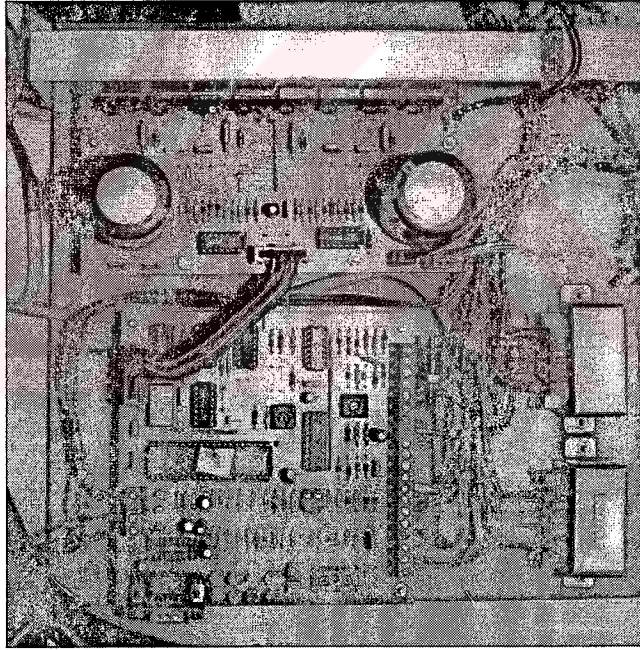


şekil 3.21 şebekeye senkron referans üreten PLL blok şeması

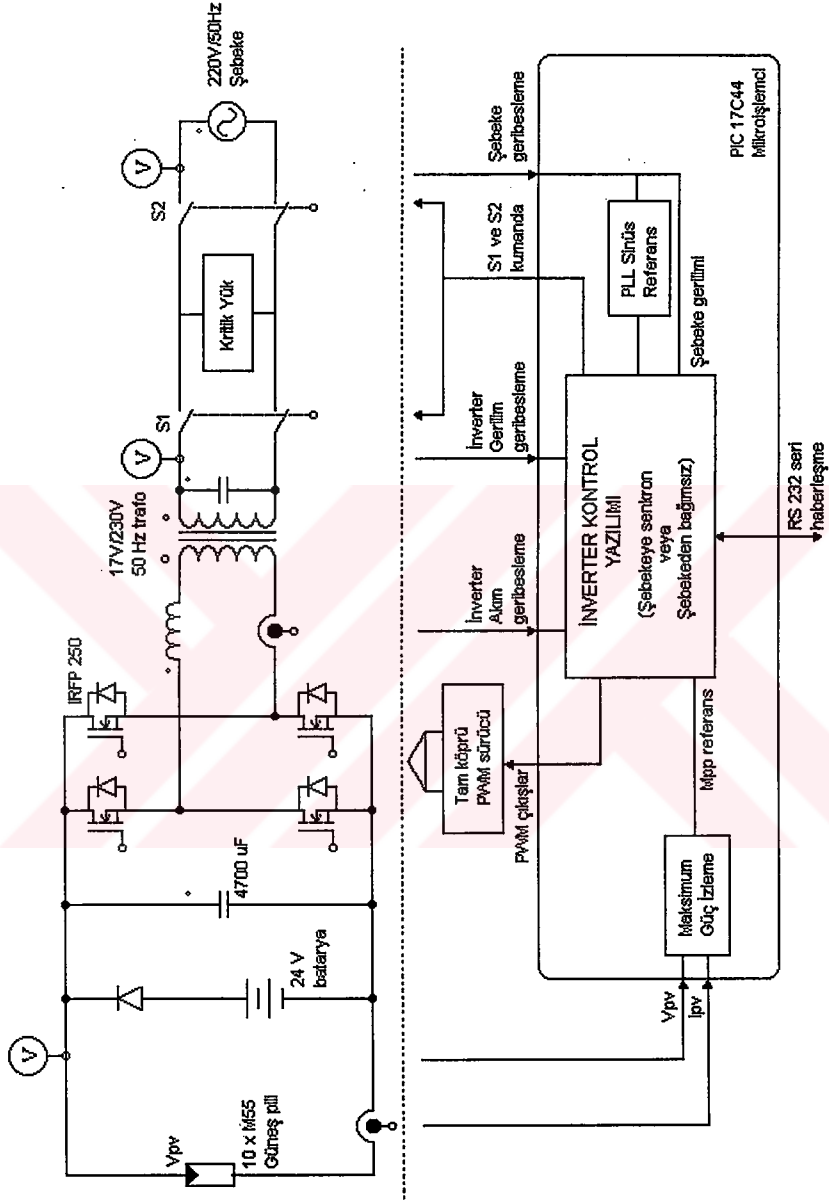
Normal şartlar altında şebekenin gerilim vektörü, yani frekansı ve faz açısı inverterden bağımsızdır ve inverter tarafından değiştirilebilmesi de mümkün değildir. Bu nedenle, şekil 3.21’de blok şeması gösterilen faz kitleme çevrimi (PLL) ile şebekeye senkron bir sinüs vektörü üretmek mümkündür ve çevrim kararlıdır. Eğer şebeke kesilir ise bu sabit referans ortadan kalkacak ve inverter kendi ürettiği çıkış gerilimini referans olarak görecektir. Bunun sonucunda inverter kendi ürettiği sinyale kilitlenmeye çalışacak ve çevrim kararsız hale gelecektir. Sonuç

olarak inverter çıkış frekansı ya sürekli artacak veya sürekli azalacaktır. Bu değişimin limit değeri aştığı ilgili sensörler tarafından algılandığı anda ise inverter şebekeden bağlantısını ayıracaktır. Frekans sürüklenmesi (frequency drift) olarak adlandırılan bu yöntem her koşulda doğru sonuç verdiğiinden inverterde başarıyla kullanılmıştır.

Gerçekleştirilen şebekeye bağlı inverterin kontrol ve güç devresinin bir fotoğrafı Şekil 3.22’de, blok şeması ise Şekil 3.23’te görülmektedir.



Şekil 3.22 İnverterin kontrol ve güç katının fotoğrafı



Şekil 3.23 Sistem blok şeması

3.5. Yükler

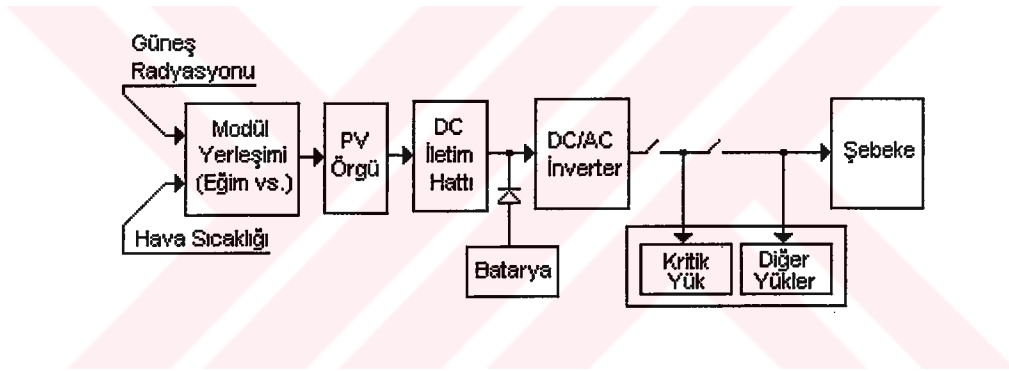
Sistemde yükler iki gruba ayrılmaktadır; Kritik yükler ve Diğer yükler. PV gücü 530W olduğundan, Kritik yük olarak 100W'lık akkor flamanlı bir lamba kullanılmıştır. Diğer yük olarak bir eleman kullanılmamıştır.

3.6. şebeke

Ülkemizdeki şebeke voltajı 220V ve frekansı 50Hz'tir. PV sistem tarafından üretilen enerji bu forma dönüştürülmektedir. Sistemin gücü düşük olduğu için şebekeye giriş noktası olarak, GEE binasındaki herhangi bir priz yeterli olmaktadır. Eğer daha gcl bir sistem olsaydı, üretilen gücü taşıyabilecek bir tesisata sahip bir noktadan şebekeye bağlantı gerçekleştirmek gerekecekti.

4. MODELLEME

Sistemin genel blok şeması Şekil 4.1’de görülmektedir. Simulasyon saatlik bazda yapılacağından, sistemde mevcut olan tüm elemanların sürekli-hal (Seady-state) matematiksel modellerinin çıkarılmasına ihtiyaç vardır. Modül yerleşimiyle doğrudan ilişkili olan, modül yüzeyine gelen güneş enerjisinin de mutlaka hesaplanması gereklidir. İzleyen bölümlerde simulasyonda kullanılan tüm matematiksel modeller elde edilirken aynı zamanda sistemde kullanılan elemanların model parametreleri ve nasıl belirlendiği de açıklanmaktadır.



Şekil 4.1 Sistemin prensip blok şeması

4.1. Gelen Güneş Enerjisi

Atmosfer tabakasının dışına gelen güneş radyasyonu literatürde çok iyi bir yaklaşıklıkla hesaplanabilmektedir. Ancak güneş radyasyonunun atmosfer içerisinde yeryüzüne doğru ilerlerken ne kadar zayıfladığını ve yeryüzüne ne kadarının ulaştığını tahminlemek oldukça karmaşıktır ve atmosfer olaylarına bağlı olduğu için istatistiksel bir karaktere sahiptir. Bu sebeple hesaplamalarda ölçülmüş değerlerin kullanılması gerçeğe en yakın sonuçları verecektir.

Ege Üniversitesi Güneş Enerjisi Enstitüsü (EÜGEE) binasının çatısındaki meteoroloji ölçme sistemi ile meteorolojik parametreler (Yataya gelen direkt ve diffuz güneş radyasyonu, hava ve toprak sıcaklığı, rüzgar hızı vs.) saatlik bazda sürekli ölçülüp kaydedilmektedir. Simulasyonda 1994-98 yılları arasındaki 5 yıllık ölçüm sonuçlarının ortalaması kullanılmıştır (Özbalta, 2000). Ölçülen güneş radyasyonu yatay düzlem için geçerli olduğundan, yatay düzleme belli bir açıyla (β) yerleştirilen modül düzlemine dönüştürülmesi gereklidir.

4.1.1. Eğimli yüzeyde güneş radyasyonu hesabı

Gelen güneş radyasyonu direkt ve difuz olmak üzere iki bileşen halinde incelenir. Direkt bileşen, güneşten tek bir doğrultu üzerinde gelen güneş radyasyonudur. Difuz bileşen ise bulutlardan, yerden, atmosferden, binalardan vs. yansıyıp yüzeye ulaşan güneş radyasyonudur. Toplam güneş radyasyonu ise bu iki bileşenin toplamıdır. Dolayısıyla eğimli yüzeye gelen toplam güneş radyasyonunda bu iki bileşenin katkısı ayrı ayrı hesaplanmalıdır.

Eğer yataya gelen direkt (I_b) ve difuz güneş radyasyonu (I_d) biliniyor ise β eğimli yüzeye gelen güneş radyasyonu Liu ve Jordan (1963)'a göre;

$$I_T = I_b R_b + I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + (I_b + I_d) R_u \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (4.1)$$

eşitliği ile hesaplanabilir (Duffie ve Beckman, 1991). Burada R_b direkt radyasyon için oran faktörüdür ve;

$$R_b = \frac{\text{Eğimli yüzeydeki direkt güneş radyasyonu}}{\text{Yatay yüzeydeki direkt güneş radyasyonu}} = \frac{I_{bT}}{I_b} \quad (4.2)$$

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (4.3)$$

şeklinde tanımlanır. Burada θ , eğimli yüzeyde güneş geliş açısı, θ_z ise yatay yüzeyde ($\beta=0$) güneş geliş açısıdır ve

$$\begin{aligned}\cos \theta = & \sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma \\ & + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega\end{aligned}\quad (4.4)$$

$$\cos \theta_z = \cos \delta \cos \phi \cos \omega + \sin \delta \sin \phi \quad (4.5)$$

eşitlikleriyle ile hesaplanabilmektedirler. Eşitliklerde δ deklinasyon, ϕ enlem, γ yüzey azimutu ve ω hesaplama yapılan saat ortası için güneş zamanı saat açısıdır. Deklinasyon;

$$\delta = 23.45 \sin \left(360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (4.6)$$

eşitliğiyle hesaplanabilir. Burada n hesaplama yapılacak günün yıl içindeki sayısıdır.

Eşitlik 4.1'de R_u yerin yansıtma katsayısıdır ve değişik yüzeyler için Çizelge 4.1'deki değerleri almaktadır. Simulasyonda yansıtma katsayısı 0.2 olarak kullanılmıştır.

Çizelge 4.1 Değişik yüzeylerin yansıtma katsayıları

Yüzey cinsi	Ortalama yansıtma katsayısı (R_u)
Kar (Yeni yağmış veya buz kaplı)	0.75
Su yüzeyleri	0.07
Topraklar (kil, balçık vs.)	0.14
Patika yolları	0.04
Çam ormanları (Kış)	0.07
Sonbahardaki ormanlar	0.26
Beton kaplı alan	0.22
Kuru çim	0.20
Yeşil çim	0.26

Eğer yatay yüzeye gelen difüz güneş radyasyonu (I_d) biliniyor ise yukarıda açıklandığı gibi hesap yapılmaktadır. Ancak (I_d) her zaman bilinemeyebilir. Eğer sadece yatay yüzeye gelen toplam güneş radyasyonu (I) biliniyorsa, difüz bileşen (I_d) tahminlenebilmektedir. Duffie ve Beckman (1991) tarafından bir saat içinde yatay yüzeye gelen toplam güneş radyasyonu ile difüz güneş radyasyonu arasında aşağıdaki bağıntı önerilmiştir;

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1.00 - 0.1 \frac{I}{I_c} & 0 \leq \frac{I}{I_c} < 0.48 \\ 1.11 + 0.0396 \left(\frac{I}{I_c} \right) - 0.789 \left(\frac{I}{I_c} \right)^2 & 0.48 \leq \frac{I}{I_c} < 1.10 \\ 0.20 & 1.10 \leq \frac{I}{I_c} \end{cases} \quad (4.7)$$

Burada I_c ile gösterilen açık gökyüzü (clear sky) güneş radyasyonudur. Açık gökyüzü güneş radyasyonunun hesaplanması için atmosferin geçirgenliğinin bilinmesi gerekir. Hottel (1976)'a göre açık bir gökyüzünde atmosferin geçirgenliği;

$$\tau_b = a_0 + a_1 e^{-k / \cos \theta_z} \quad (4.8)$$

eşitliğiyle tahminlenmektedir (Duffie ve Beckman, 1991). Burada a_0 , a_1 ve k sabitleri, 23 km görüş alanlı ve 2.5 km'den daha düşük rakımlı yerler için;

$$a_0 = r_0 a_0^* \quad (4.9)$$

$$a_1 = r_1 a_1^* \quad (4.10)$$

$$k = r_k k^* \quad (4.11)$$

eşitlikleri kullanılarak hesaplanabilirler. Eşitlik 4.9, 4.10 ve 4.11'deki, a_0^* , a_1^* ve k^* parametreleri ise, A bulunulan yerin rakımı olmak üzere;

$$a_0^* = 0.4237 - 0.00821(6 - A)^2 \quad (4.12)$$

$$a_1^* = 0.5055 + 0.00595(6.5 - A)^2 \quad (4.13)$$

$$k^* = 0.2711 + 0.01858(2.5 - A)^2 \quad (4.14)$$

bağıntılarıyla hesaplanabilirler. Yine aynı eşitliklerdeki R_0 , r_1 ve r_k düzeltme faktörleri ise Çizelge 4.2'den seçilmektedir. Ülkemiz orta enlem derecesinde bulunduğundan, yaz ve kış ayları için ayrı değerler kullanılmalıdır.

Çizelge 4.2 Değişik iklim tipleri için düzeltme faktörleri

İklim tipi	R_0	r_1	r_k
Tropik iklim	0.95	0.98	1.02
Orta enlem derecesi, yaz	0.97	0.99	1.02
Subarktik, yaz	0.99	0.99	1.01
Orta enlem derecesi, kış	1.03	1.01	1.00

Atmosfer dışına gelen extraterrestrial güneş radyasyonu ise;

$$G_0 = 1353 \left[1 + 0.033 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] \cos \theta_z \quad (4.15)$$

bağıntısıyla hesaplanabildiğinden yatay yüzeye gelen açık gökyüzü saatlik direkt güneş radyasyonu Eşitlik 4.8 ile hesaplanan τ_b geçirgenlik faktörü kullanılarak;

$$I_{cb} = G_0 \tau_b \quad (4.16)$$

şeklinde elde edilir. Açık gökyüzü difüz radyasyonu ise Liu ve Jordan (1960)'a göre;

$$I_{cd} = G_0 \tau_d = G_0 (0.2710 - 0.2939 \tau_b) \quad (4.17)$$

eşitliğiyle hesaplanabilmektedir (Duffie ve Beckman, 1991). Dolayısıyla yatay yüzeye gelen açık gökyüzü toplam güneş radyasyonu;

$$I_c = I_{cb} + I_{cd} \quad (4.18)$$

şeklinde direkt ve difüz bileşenlerin toplamı olmaktadır. Burada elde edilen I_c , Eşitlik 4.7’de kullanılarak toplam radyasyon direkt ve diffüz bileşenlere ayrılıp, daha sonra Eşitlik 4.1 ile eğimli yüzeyde toplam güneş radyasyonu hesaplanabilir.

4.1.2. Optimum modül eğiminin seçilmesi

Yıl boyunca güneşin yükseklik açısı ve güneş azimutu sürekli değişir. Dolayısıyla sabit eğimli modüllerde güneş ışınları her zaman modül yüzeyine dik olmaz. Çift eksenli güneşi izleyen sistemlerle sürekli güneşin modül düzlemine dik olması sağlanabilir ancak bu tür sistemlerin getirdiği ilave maliyet ile kazanılan ek enerjinin kıyaslanması sonucu pek tercih edilmemektedir. Keza doğu-batı ekseninde güneşi izleyen sistemler için de aynı şey söylenebilir. Bunun yerine çatıya monte sistemlerde hem maliyeti az olduğu hem de montaj kolaylığı sağladığı için yıllık sabit eğim uygulaması daha çok tercih edilmektedir.

Modüller güneye yönlenirse ve yatay ile yaptığı açı optimum ayalanırsa yıllık sabit eğimde en yüksek kazanç elde edilir. Eğer binaların çatıları da güneye yönlenmiş ve eğimi de optimum eğime eşit yapılmışsa modüllerin yerleşimi çok kolay olacak ve görüntü kirliliği yaratmayacaktır. Ancak yapılan hesaplamalarda estetik, maliyet ve güvenlik açısından çatıların optimum eğimde yapılmalarının pratik olmadığı belirtilmektedir (Yoo ve arkadaşları, 1998). Çizelge 4.3’te İzmir bölgesi için hesaplanan, eğimli yüzeye gelen güneş radyasyonu ile yataya gelen güneş radyasyonu arasındaki oran faktörleri değişik eğim ve yönelme açıları (Azimut) için listelenmiştir.

Çizelge 4.3 Bornova için oran faktörlerinin değişimi ¹

Bornova için oran faktörleri
Yataya gelen güneş radyasyonu = 1679 kWh/m².yıl

Azimet	-90°	-75°	-60°	-45°	-30°	-15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
Eğim													
90°	0.58	0.62	0.65	0.66	0.66	0.65	0.64	0.65	0.66	0.66	0.65	0.62	0.58
80°	0.65	0.70	0.73	0.75	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.73	0.70	0.65
70°	0.71	0.77	0.81	0.84	0.85	0.86	0.86	0.86	0.86	0.84	0.81	0.77	0.71
60°	0.78	0.83	0.88	0.91	0.94	0.95	0.95	0.95	0.94	0.92	0.88	0.84	0.78
50°	0.83	0.89	0.94	0.98	1.00	1.02	1.02	1.02	1.00	0.98	0.94	0.89	0.84
40°	0.89	0.94	0.98	1.02	1.04	1.06	1.07	1.06	1.05	1.02	0.99	0.94	0.89
30°	0.93	0.97	1.01	1.04	1.07	1.08	1.09	1.08	1.07	1.05	1.02	0.98	0.93
20°	0.96	1.00	1.03	1.05	1.07	1.08	1.08	1.08	1.07	1.05	1.03	1.00	0.97
10°	0.99	1.01	1.02	1.03	1.04	1.05	1.05	1.05	1.05	1.04	1.02	1.01	0.99
0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

İzleyici sistemler :

2 eksenli izleme : OF= 1.47 (Optimum eğimden % 135 fazla)

doğu-batı yatay ekseninde : OF= 1.16 (Optimum eğimden % 106 fazla)

Kuzey-güney ekseninde, eğim=boylam-10° : OF= 1.43 (Optimum eğimden % 132 fazla)

Kuzey-güney ekseninde, eğim=boylam : OF= 1.42 (Optimum eğimden % 131 fazla)

Görüldüğü üzere Bornova şartlarında yıllık sabit eğimde en fazla kazanç modülün güneye yönlenmesi (Azimet=0) ve eğiminin 30 ° olması durumunda elde edilmektedir. 30° açıyla güneye yönlenmiş modül yüzeyine, yataya gelenin %9 fazlası gelmektedir ve bu yıllık sabit eğimle elde edilebilecek en büyük değerdir. Yine aynı çizelgede iki eksenli güneş izlenirse, yani güneş geliş açısının her zaman sıfır olması sağlanırsa, kazancın 1.47 ile yıllık optimum eğime göre %35 fazla olduğu görülmektedir.

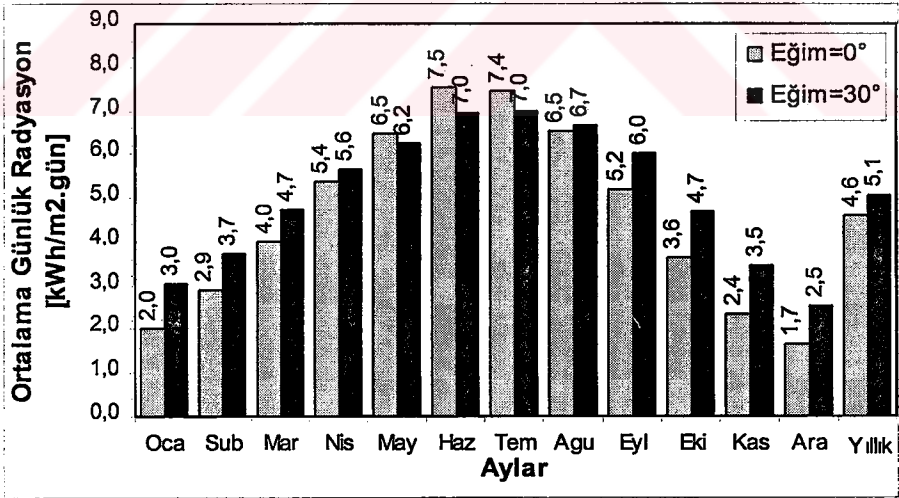
Karşılaştırma yapabilmek için EÜGEE binası için optimum aylık, mevsimlik ve yıllık eğimler Çizelge 4.4'te listelenmiştir. Hemen görüleceği gibi Aralık ayında modül eğimi 60° olursa gelen ışınyı %59 oranında kazanç sağlanabilmektedir. Yaz aylarında modülün düşük eğimlerde kış aylarında ise yüksek eğimlerde olması gerektiği açıkça görülmektedir.

¹ Bu değerler PVSYST 3.01 programı ile hesaplanmıştır

Çizelge 4.4 Aylık, mevsimlik ve yıllık optimum eğimler ve kazanç değerleri

	Ara	Oca	Sub	Mar	Nis	May	Haz	Tem	Agu	Eyl	Eki	Kas
Eğim	60	55	50	35	23	10	4	5	17	35	45	55
Kazanç	1,59	1,47	1,33	1,16	1,06	1,01	1,00	1,00	1,04	1,16	1,31	1,55
	KIŞ			ILKBAHAR			YAZ			SONBAHAR		
Eğim	55			21			10			45		
Kazanç	1,44			1,05			1,01			1,28		
YILLIK												
Eğim						30						
Kazanç						1,09						

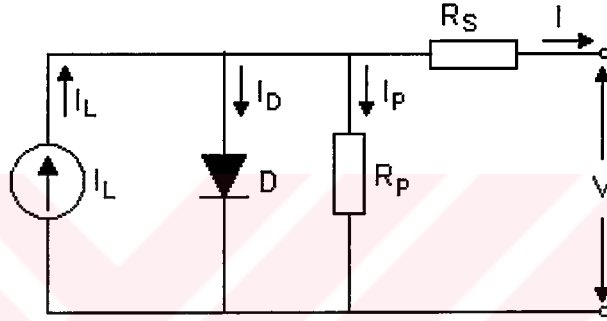
Şekil 4.2’de ise 30° eğimli modül yüzeyine gelen güneş radyasyonu ile yatay yüzeye gelen güneş radyasyonu birlikte gösterilmektedir. Yaz aylarında modül eğimi olması gerekenden fazla olduğundan bir enerji kaybı söz konusu olmaktadır.



Şekil 4.2 30° eğimli yüzeye ve yatay yüzeye gelen günlük güneş radyasyonunun aylık ortalamaları.

4.2. Güneş Pilleri

Güneş pili için birçok model geliştirilmesine karşın literatürde tek diyot modeli daha çok kullanılmaktadır. Şekil 4.3'te çizilen tek diyot modeli; ışık tarafından üretilen akım I_L , seri eşdeğer direnç R_S , paralel eşdeğer direnç R_P ve bir diyottan oluşmaktadır.



Şekil 4.3 Güneş pilinin tek diyot modeli

Tek diyot modeli kullanılarak bir güneş pilinin akımı ile gerilimi arasında aşağıdaki ilişki yazılabilir.

$$I = I_L - I_D - I_P \quad (4.19)$$

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + I.R_S)}{A.K.T} \right) - 1 \right] - \frac{V + I.R_S}{R_P} \quad (4.20)$$

Eşitlik 4.20'de q elektron yükü, K ise boltzman sabiti, T jonksiyon sıcaklığıdır. Modern güneş pillerinde paralel direncin değeri oldukça büyük olduğundan etkisi çok küçüktür ve Eşitlik 4.20'deki son terim ihmal edilebilir (Duffie ve Beckman, 1991). Böylece;

$$I = I_L - I_D = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + I.R_S)}{A.K.T} \right) - 1 \right] \quad (4.21)$$

elde edilir. Bu eşitlik sadece bir hücre için geçerlidir. N adet hücrenin seri bağlanmasıyla oluşturulan bir modül için;

$$I = I_L - I_D = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q \cdot \left(\frac{V}{N} + I \cdot R_s \right)}{A \cdot K \cdot T} \right) - 1 \right] \quad (4.22)$$

bağıntısı kullanılmalıdır. Güneş pili gücü ise akım ile gerilimin çarpımı olacaktır.

$$P = I \cdot V \quad (4.23)$$

Model de; ışık akımı I_L , diyot saturasyon akımı I_0 , seri direnç R_s ve diyot kalite faktörü A olmak üzere toplam 4 adet bilinmeyen parametre vardır. Üretici kataloglarında verilen veya testlerle elde edilen açık devre gerilimi (V_{OC}), kısa devre akımı (I_{SC}) ile maksimum güç noktasındaki gerilim (V_M) ve akım (I_M) değerleri kullanılarak bu parametreler aşağıdaki gibi belirlenebilirler.

Güneş pili modülünün uçları kısa devre edildiğinde diyot akımı ihmal edilebilecek kadar küçük olur ve dolayısıyla terminal uçlarında ölçülen kısa devre akımı ışık akımı olarak alınabilir.

$$I_L = I_{SC} \quad (4.24)$$

Modül açık devre bırakılırsa terminal akımı $I=0$ olur ve ölçülen açık devre gerilimi $V=V_{OC}$, Eşitlik 4.20'de yerine konup düzenlenirse;

$$I_0 = \frac{I_L}{\left[\exp \left(\frac{q \cdot \frac{V_{OC}}{N}}{A \cdot K \cdot T} \right) - 1 \right]} \quad (4.25)$$

diyot saturasyon akımı elde edilir.

Maksimum güç noktasında (MPP) veya ona yakın bir noktadaki güneş pili akımı I_M ve gerilimi V_M Eşitlik 4.20'de yerine konup R_S yalnız bırakılırsa;

$$R_S = \frac{\frac{N.A.K.T}{q} \ln \left(1 + \frac{I_L - I_M}{I_0} \right) - V_M}{I_M} \quad (4.26)$$

elde edilir. Eşitlik 4.26'da diyot kalite faktörü A 'da bilinmemektedir. Dolayısıyla R_S ve A 'nın kesin olarak hesaplanabilmesi için ilave bir denkleme daha ihtiyaç vardır. Bunun için maksimum güç noktasındaki gücün gerilime göre türevinin sıfır olması kullanılabilir. Ancak buna göre bulunan çözümlerde negatif değerler gibi fiziksel olmayan sonuçlar çıkabilmektedir (Duffie ve Beckman, 1991). Bu sebeple bu iki bilinmeyenden A 'yı seçip R_S 'nin Eşitlik 4.26'dan hesaplanması yöntemi seçilmiştir. A 'nın değeri ise model kullanılarak hesaplanan mpp noktası ile gerçek mpp noktası birbirine eşit olacak şekilde deneme yanılma yöntemi ile seçilecektir. Hazırlanan simulasyon programında bu işlem kolaylıkla yapılabilmektedir. Güneş pilinin MPP noktası ise aşağıdaki yöntemle hesaplanabilir.

Güneş pilinin gücü Eşitlik 4.23 ile verilmişti. Gücün akıma göre türevi alınıp sıfıra eşitlenirse;

$$\frac{dP}{dI} = \frac{NAKT}{q} \left[\ln \left(1 + \frac{I_L - I}{I_0} \right) - \frac{I}{I_L - I} \right] - 2IR = 0 \quad (4.27)$$

elde edilir. Bu eşitlikte tek bilinmeyen I parametresidir ve çözümden elde edilecek değer ise mpp noktasındaki güneş pili akımı olacaktır. Eşitlik 4.27'nin kökü, ortalama değer yöntemiyle 10 iterasyonda çok iyi bir yaklaşıklıkla bulunabilmektedir (Çağal, 1989).

Eşitlik 4.20 ile verilen bağıntı sadece tek bir modül için geçerlidir. Dolayısıyla N_s adet modül seri bağlandığı ve N_p adet paralel kolu olan bir PV örgü için;

$$V=V/N_s \quad (4.28)$$

$$I=I/N_p \quad (4.29)$$

dönüşümleri kullanılmalıdır. Böylece referans alınan ışıınım ve sıcaklık değerleri için güneş pilinin modeli tamamlanmış olmaktadır. Ancak değişen sıcaklık ve ışıınıma göre I_L ve I_0 parametreleri de değiştiğinden her defasında yeniden hesaplanmalıdır. Diğer parametreler sabit kalmaktadır. Townsend'in (1989) önerdiği bağıntılar (Eşitlik 4.30 ve 4.31) birçok güneş pili için çok iyi yaklaşım göstermektedir (Duffie ve Beckman, 1991).

$$I_L = \frac{G}{G_{ref}} \left[I_{L,ref} + \mu I_{sc} (T - T_{ref}) \right] \quad (4.30)$$

$$I_0 = I_{0,ref} \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \cdot \exp \left[\frac{\varepsilon q}{A.K} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (4.31)$$

Burada ε , silisyum elementinin bant aralığıdır ve değeri $\varepsilon=1.12$ 'dir. μI_{sc} parametresi ise kısa devre akımının sıcaklık katsayısıdır ve eğer bilinmiyor ise Eşitlik 4.32'den yola çıkarak iki farklı sıcaklıkta yapılacak ölçümle kolayca bulunabilir.

$$\mu I_{sc} = \frac{dI_{sc}}{dT} = \frac{I_{sc}(T_2) - I_{sc}(T_1)}{T_2 - T_1} \quad (4.32)$$

4.2.1. Modül sıcaklığının tahminlenmesi

Bir modülde jonksiyon sıcaklığını ölçmek pratik olarak mümkün değildir. Literatürde yapılan çalışmalarda jonksiyon sıcaklığı ile modülün arka yüzey sıcaklığı arasında $2-4^\circ\text{C}$ olduğu açıklanmaktadır. Eğer modül

arka yüzey sıcaklığı ölçülebilirse, jonksiyon sıcaklığı tahminlenebilir. Ancak simulasyon giriş parametreleri hava sıcaklığı ve modül yüzeyine gelen güneş radyasyonu değerleridir.

Enerjinin korunumu yasasına göre modülün ısı enerji dengesini yazarak hava sıcaklığı ile jonksiyon sıcaklığı arasında bir ilişki bulmak mümkündür (Duffie ve Beckman, 1991). Modül yüzeyine gelen enerjinin bir kısmı geri yansıtılır, bir kısmı elektrik akımına dönüştürülür ve geriye kalan enerji ise modül sıcaklığını yükseltir. Lineer bir ilişki öngörerek bunu

$$\tau \alpha G_T = \eta_C G_T + U_L (T_C - T_a) \quad (4.33)$$

şeklinde ifade edebiliriz. Burada τ , cam örtünün geçirgenliği α , absorpsiyon katsayısı, U_L ise ısı iletim katsayısıdır. Eşitlik 4.33'te parametrelerin bulunabilmesi için bir çalışma noktasını bilmemiz gerekir. Bunun için güneş radyasyonu 800 W/m², rüzgar hızı 1 m/s, hava sıcaklığı 20°C iken ve yüksüz durumda ölçülen (dolayısıyla verim $\eta_C=0$) NOCT¹ sıcaklığı kullanılabilir. Böylece;

$$\frac{\tau \alpha}{U_L} = \frac{(T_{NOCT} - 20)}{800} \quad (4.34)$$

elde edilir. Diğer bütün sıcaklıklarda $\tau \alpha / U_L$ katsayısının sabit olduğunu kabul ederek jonksiyon sıcaklığı;

$$T_C = T_a + G_T \frac{\tau \alpha}{U_L} \left(1 - \frac{\eta_C}{\tau \alpha}\right) \quad (4.35)$$

eşitliği ile hesaplanabilir. Eşitlik 4.35'te son terimde bulunan $\tau \alpha$ katsayısı bilinmemektedir ancak 0.9 olarak alınabilir. Çünkü $\eta_C / \tau \alpha$ terimi birden çok küçük olduğundan fazla bir hataya neden olmayacaktır (Duffie ve

¹ NOCT katsayısı üreticiler tarafından ölçülüp modül kataloglarında verilmektedir.

Beckman, 1991). Rüzgar hızı ise modül sıcaklığını çok fazla etkilemediğinden çoğunlukla ihmal edilebilmektedir. M55 modülünün üretici tarafından verilen NOCT sıcaklığı 45 °C olduğundan;

$$\frac{\tau \alpha}{U_L} = \frac{(45 - 20)}{800} = 0,03125 \quad (4.36)$$

olarak elde edilir ve dolayısıyla modül sıcaklığı;

$$T_c = T_a + G_T (0.03125) \left(1 - \frac{0.1}{0.9} \right) \quad (4.37)$$

eşitliği kullanılarak tahminlenebilir.

4.3. İnverterin modellenmesi

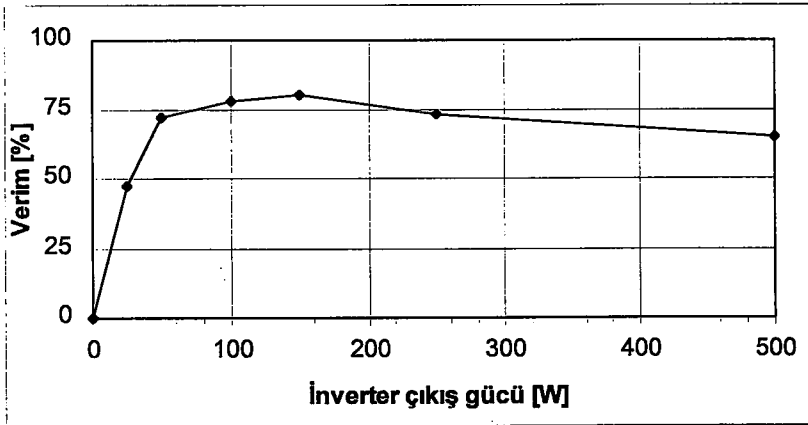
Sistemin simülasyonu saatlik bazda olacağından, sürekli-halde inverter giriş gücü ile çıkış gücü arasındaki ilişkinin inverter modeli olarak kullanılması yeterli olacaktır. İnverter veriminin geniş bir sahada yüksek değerde olmaması, maksimum verim baz alarak yapılan hesaplamalarda büyük hatalara yolaçacaktır. Bu nedenle inverterlerde Avrupa verimi (European efficiency) tanımlanmıştır. Avrupa verimi (AV), değişik yüklenmelerdeki veriminin ağırlıklı olarak hesaplanmasıdır ve;

$$AV = 0.03\eta_5 + 0.06\eta_{10} + 0.13\eta_{20} + 0.1\eta_{30} + 0.48\eta_{50} + 0.2\eta_{100} \quad (4.38)$$

şeklinde tanımlanmaktadır. Burada η_n , %n yüklenmedeki verim, yani η_{10} , %10 yüklenmedeki verimdir. Buna göre tasarlanan inverterin Avrupa verimi %71.9 olmaktadır. İnverterin sürekli-hal matematiksel modeli de Avrupa verimi baz alınarak Eşitlik 4.39'daki gibi belirlenmiştir. Eşitlikte η_5 değişkeni, nominal gücün %5'indeki verimi, P_5 değişkeni ise nominal gücün %5'ini temsil etmektedir. Diğer değişkenler de buna benzer şekilde tanımlanmıştır.

$$\eta = \left\{ \begin{array}{ll} 0 & 0 \leq P_{giriş} < P_{esik} \\ \frac{\eta_5}{P_5} (P_{giriş} - P_{esik}) & P_{esik} \leq P_{giriş} < P_5 \\ \frac{\eta_{10} - \eta_5}{P_{10} - P_5} (P_{giriş} - P_5) + \eta_5 & P_5 \leq P_{giriş} < P_{10} \\ \frac{\eta_{20} - \eta_{10}}{P_{20} - P_{10}} (P_{giriş} - P_{10}) + \eta_{10} & P_{10} \leq P_{giriş} < P_{20} \\ \frac{\eta_{30} - \eta_{20}}{P_{30} - P_{20}} (P_{giriş} - P_{20}) + \eta_{20} & P_{20} \leq P_{giriş} < P_{30} \\ \frac{\eta_{50} - \eta_{30}}{P_{50} - P_{30}} (P_{giriş} - P_{30}) + \eta_{30} & P_{30} \leq P_{giriş} < P_{50} \\ \frac{\eta_{100} - \eta_{50}}{P_{100} - P_{50}} (P_{giriş} - P_{50}) + \eta_{50} & P_{50} \leq P_{giriş} < P_{100} \end{array} \right\} \quad (4.39)$$

Çizelge 3.5'teki ölçüm sonuçlarını kullanarak inverterin parça parça lineerleştirilmiş modeli Şekil 4.4'te grafiklendirilmiştir.



Şekil 4.4 İnverterin sürekli-halde lineerleştirilmiş verim grafiği

4.4. Batarya modeli

Şebeke enerjisi var olduğu müddetçe batarya devre dışı kalmakta, sadece enerji kesintilerinde devreye girmektedir. Bu nedenle simülasyonda batarya için bir model geliştirilmemiş, sadece Peukert eşitliğini kullanarak yüke uygun kapasite seçimi yapılmıştır. Tüm sistemin simülasyonu bir yıllık bir süredir ve bu süre içerisinde bataryanın devrede olduğu zamanlar ihmal edilebilecek kadar küçük olduğundan bu yöntem fazla bir hataya yol açmayacaktır.



5. SIMULASYON

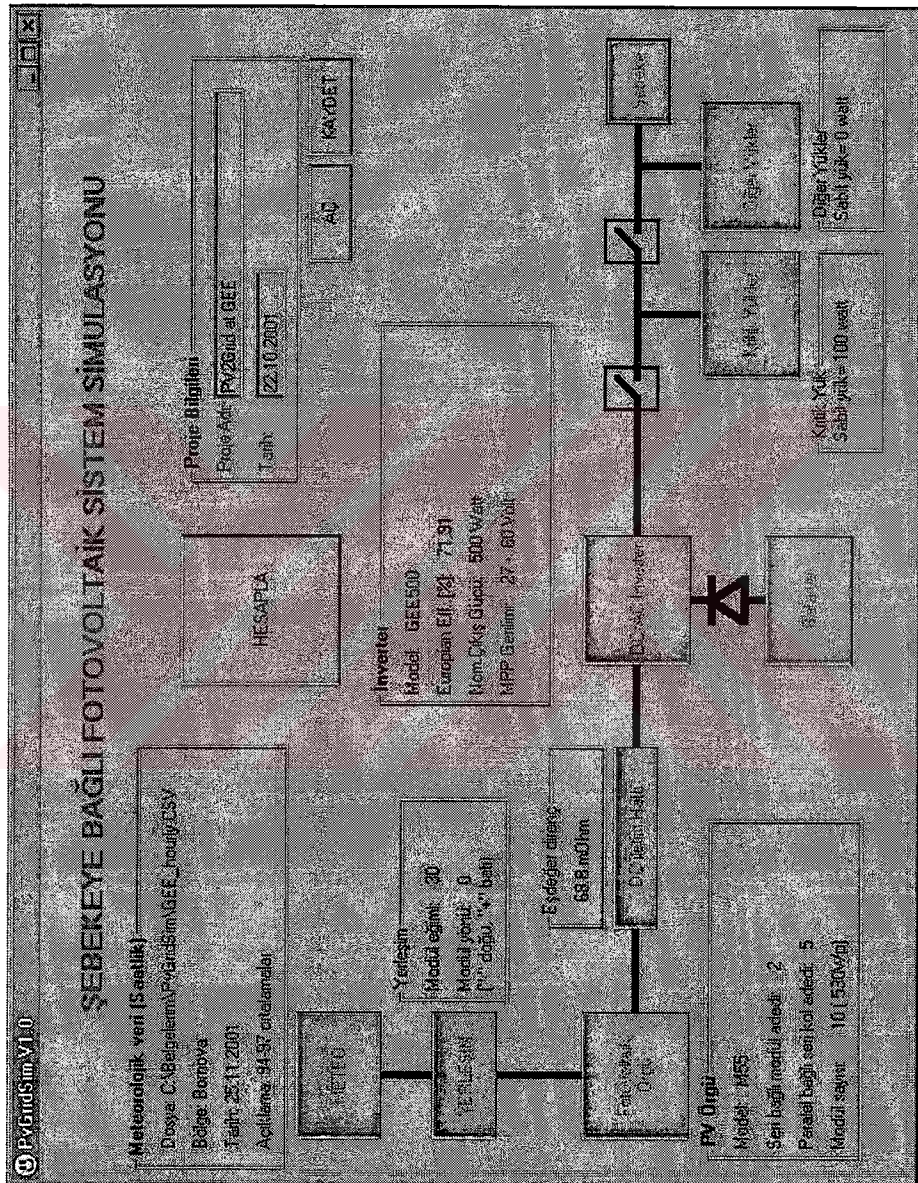
Sistemin simülasyonu Visual Basic 5.0 programlama diliyle gerçekleştirilmiştir. Simülasyon programı 1 yıl boyunca sistemdeki tüm parametreleri her saat için hesaplamakta ve aylık bazda raporlandırmaktadır. Eğer istenirse tüm değişkenlerin saatlik değerleri (*.csv) formatında bir dosyaya kaydedildikten sonra otomatik olarak Excel ortamına aktarılabilir.

Programda ana form üzerinde blok şema tarzında bütün sistem elemanları belirtilmektedir (Şekil 5.1). Blokların üzerine tıklandığında model parametrelerinin girilebileceği yeni formlar açılmaktadır. Meteorolojik parametreler Çizelge 5.1’de verilen formata sahip “*.csv” uzantılı dosyalardan alınmaktadır.

Çizelge 5.1 Meteoroloji dosyası veri formatı

Satır	Dosya içeriği	Açıklama
1	Bölge: Bornova	Bilgi satırı 1
2	Tarih: 25.11.2001	Bilgi satırı 2
3	Açıklama: GEE ölçümleri	Bilgi satırı 3
4	gün;saat;Ithb;Ta	Gün, saat, radyasyonu (W/m ²), hava sıc. (°C)
5	1;0;0;17,2	1.gün ve 0.saat için veri satırı
6	1;1;0;17,2	1.gün ve 1.saat için veri satırı
7	1;2;0;17,2	1.gün ve 2.saat için veri satırı
8	1;3;0;17,2	1.gün ve 3.saat için veri satırı
...	...	...
...	...	...

Güneş Enerji Enstitüsü’nde 1994-1998 yılları arasında ölçülen yataya gelen güneş radyasyonu ve hava sıcaklığının 5 yıllık ortalaması yukarıda belirtilen formata dönüştürülerek simülasyonda kullanılmıştır (Özbalta, 2000).



Şekil 5.1 Simulasyon programı ana formu

5.1. Simulasyon yöntemi

Sistemin simulasyonu yapılırken, tüm elemanların daha önce ayrıntılarıyla bahsedilen matematiksel modelleri kullanılmaktadır. Burada tek bir saat için hesaplamaların nasıl yapıldığı açıklanmıştır. Diğer saatler için de aynı işlemler tekrarlanmaktadır.

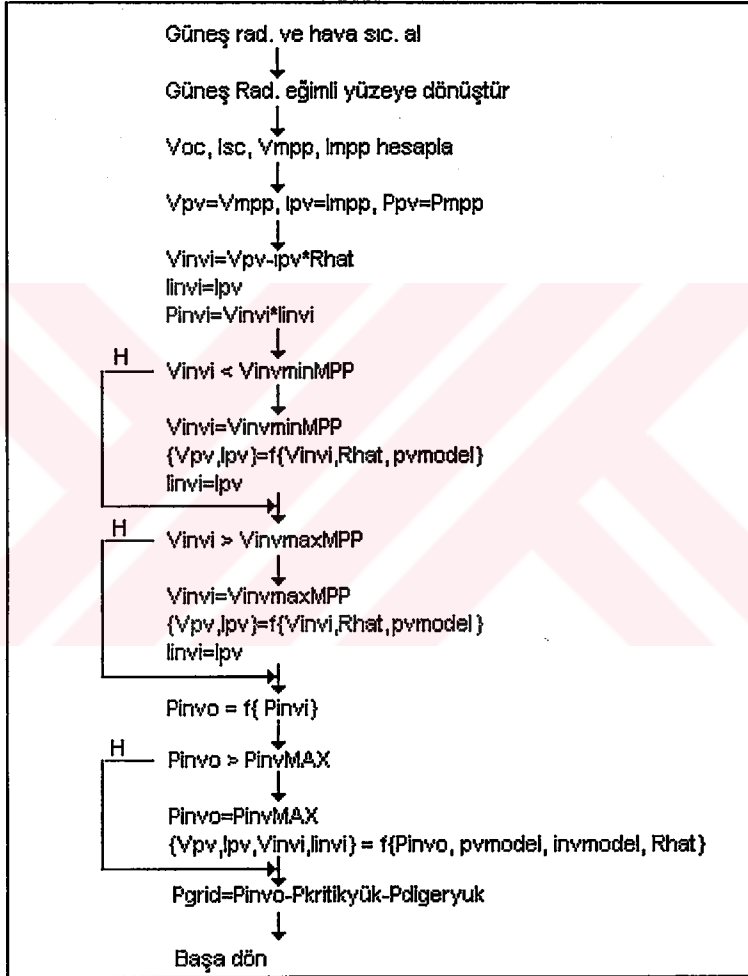
Öncelikle yatay yüzeye gelen güneş radyasyonu, Eşitlik 4.1 aracılığıyla, modül eğimi ve azimutu kullanılarak eğimli yüzeye dönüştürülür. Bulunan radyasyon değeri ve o saat için verilen ortalama hava sıcaklığı kullanılarak Eşitlik 4.22 ile verilen güneş pili modeli işletilip, kısa devre akımı, açık devre gerilimi, maksimum güç noktasındaki akım ve gerilim hesaplanır. İletim hattında düşen gerilim düşümü dikkate alınarak inverter girişindeki akım, gerilim ve güç değerleri elde edilir. Eşitlik 4.39'de verilen inverterin modeliyle inverter çıkışında oluşacak ac akım, gerilim ve güç bulunur. Daha sonra bulunan güç değeri, kritik yük, diğer yükler ve şebeke arasında cebirsel olarak paylaşılır.

Güneş pili geriliminin inverterin minimum/maksimum mpp geriliminden küçük/büyük olma veya PV gücünün inverter maksimum gücünden büyük olma durumlarında PV modeline tekrar dönülerek, sözkonusu problemi ortadan kaldıracak bir çalışma noktası aranır ve işleme öyle devam edilir. Kısaca bahsedilen simulasyon yönteminin bir blok şeması Şekil 5.2'de verilmiştir.

Simulasyon programı sistem elemanlarının Bölüm 4'te verilen modelleri girilerek 100W'lık sabit yük için çalıştırılmıştır. Simulasyon sonucunda elde edilen aylık enerji bilançosu Şekil 5.3'te görülmektedir.

Simulasyon sonucunda modül düzlemine yıllık $1783.6 \text{ W/m}^2 \cdot \text{yıl}$ güneş radyasyonu gelmektedir. Modül alanı 0.416 m^2 olduğundan 10 adet modülün yüzeyine toplam 7419.7 kWh/yıl enerji düşmektedir. Buna

karşılık sistem çıkışında toplam 528.8 kWh/yıl elektrik enerjisi üretildiğinden yıllık ortalama sistem verimi %7.1 olmaktadır.



Şekil 5.2 Simulasyon akış şeması

Aylık Enerji Bilançosu

Ay	İltis	Wpv	Wbat	Winv	Wtre	Wlin	Wmax	Winv	Wky	Wkys	Wkyg	Wdyg	Wdy	Wkys	Wkys	PR	
Ocak	593	85,0	37,3	0,3	37,0	0,2	0,0	0,0	28,1	74,4	21,6	52,8	0,0	0,0	0,0	46,3	62,3
Şubat	81,1	99,7	43,0	0,4	42,5	0,5	0,0	0,0	32,2	67,2	22,0	45,2	0,0	0,0	0,0	35,0	60,9
Mart	123,6	138,8	59,3	0,7	58,6	0,5	0,0	0,0	43,7	74,4	27,5	46,9	0,0	0,0	0,0	30,7	59,5
Nisan	160,6	163,7	68,1	0,9	67,2	0,4	0,0	0,0	50,2	72,0	29,7	42,3	0,0	0,0	0,0	21,8	57,8
Mayıs	200,5	191,8	76,2	1,1	75,1	0,9	0,0	0,0	56,0	74,4	33,0	41,4	0,0	0,0	0,0	18,4	55,1
Haziran	226,3	209,1	80,1	1,3	78,5	1,3	0,0	0,0	58,0	72,0	32,8	39,2	0,0	0,0	0,0	14,0	52,3
Temmuz	230,3	216,5	82,2	1,3	80,4	1,1	0,0	0,0	59,5	74,4	33,4	41,0	0,0	0,0	0,0	14,9	51,8
Ağustos	202,5	203,6	77,7	1,2	76,2	0,4	0,0	0,0	56,8	74,4	32,1	42,3	0,0	0,0	0,0	17,6	52,6
Eylül	156,1	172,7	67,4	1,0	66,3	0,6	0,0	0,0	49,4	72,0	28,7	43,3	0,0	0,0	0,0	22,6	54,0
Ekim	112,6	139,9	57,3	0,7	56,6	0,3	0,0	0,0	42,8	74,4	26,9	47,5	0,0	0,0	0,0	31,6	57,7
Kasım	70,9	95,2	40,4	0,4	40,0	0,4	0,0	0,0	30,3	72,0	21,5	50,5	0,0	0,0	0,0	41,7	60,0
Aralık	51,4	67,7	29,6	0,2	29,4	0,5	0,0	0,0	21,9	74,4	18,2	56,2	0,0	0,0	0,0	52,5	61,2
Toplam	1679,2	1783,6	718,6	9,6	707,7	7,2	0,0	0,0	528,8	876,0	327,2	548,8	0,0	0,0	0,0	347,2	55,9

İltis: Yatay gelen güneş radyasyonu, KWh/m^2

İltis: Modülüzlemi güneş radyasyonu, KWh/m^2

Wpv: PV torpu üretimi, KWh

Wbat: Batı kayışı, KWh

Winv: İnvertöre gelen enerji, KWh

Wtre: İnvertör çıkış gücü/kayıpları, KWh

Wlin: Min WPP gerilimi/kayıpları, KWh

Wmax: Max WPP gerilimi/kayıpları, KWh

Winv: İnvertörden çıkan enerji, KWh

Wky: Kritik günün harcadığı enerji, KWh

Wkys: Kritik güneş PV örgü tarafından verilen enerji, KWh

Wkyg: Kritik güneş şebekesi tarafından verilen enerji, KWh

Wdyg: Diğer yükler tarafından tüketilen enerji, KWh

Wdy: Diğer yüklerle PV örgü tarafından verilen enerji, KWh

Wdyg: Diğer yüklerle şebekesi tarafından verilen enerji, KWh

Wgrid: Şebekesi net enerjisi, şebekeden verdiği enerji (+)dır, KWh

PR: Performans oranı, %

Tabloyu Kaydet

Dışarıya Kaydet

KAPAT

Şekil 5.3 Simulasyon sonucunda aylık enerji bilançosu

PV örgü ile inverter arasındaki DC iletim hattında oluşan kayıplar, iletkenin geçen akımın karesi ile doğru orantılıdır. En yüksek ışıyım yaz aylarında gerçekleştiğinden ve yaz aylarında gün uzunluğu da büyük olduğundan bu aylarda hat kayıplarında yüksek olmaktadır. Hat kaybının toplam 9.6 kWh/yıl olması beklenmektedir. Bu yıllık üretimin % 1.8'ine karşılık gelmektedir.

Inverter eşik gücü yüzünden değerlendirilemeyen güç gün uzunluğunun büyük olmasından dolayı yaz aylarında artmakta ve yıllık 7.2 kWh olarak gerçekleşmektedir. Inverter dönüşüm kayıpları ise $707.7 - 528.8 = 178.9$ kWh/yıl ile en büyük kaybı oluşturmaktadır. Min MPP ve max MPP gerilim sınırları yüzünden bir kayıp beklenmediğine göre, inverterde oluşacak toplam kayıp 195kWh/yıl olarak beklenmektedir. Yaz aylarındaki yüksek radyasyondan dolayı inverter nispeten veriminin düşük olduğu bölgede çalıştığından inverter kayıpları da artmaktadır.

Şebekeye bağlı PV sistemlerde performans oranı;

$$\%PR = \frac{\text{Üretilen net enerji}(kWh).1000Wp}{PVgücü(Wp).Gelen güneş enerjisi(kWh / m^2)} .100 \quad (5.1)$$

eşitliği ile tanımlanmıştır ve meteorolojik koşullardan bağımsız olarak dünya üzerindeki sistemleri karşılaştırmakta kullanılmaktadır.

Sistemdeki performans katsayısı %51.8 ile %62.3 arasında değişmekle birlikte yıllık ortalaması %55.9 olarak gerçekleşmektedir. PR'nin yaz aylarında düşük olması birçok nedene bağlıdır. Yaz aylarında gelen güneş radyasyonu büyük olduğundan hava sıcaklığı da yükselmekte ve artan sıcaklık modül verimini önemli ölçüde düşürmektedir. Yüksek güçlerde inverterin verimi de düşüktür ve hat

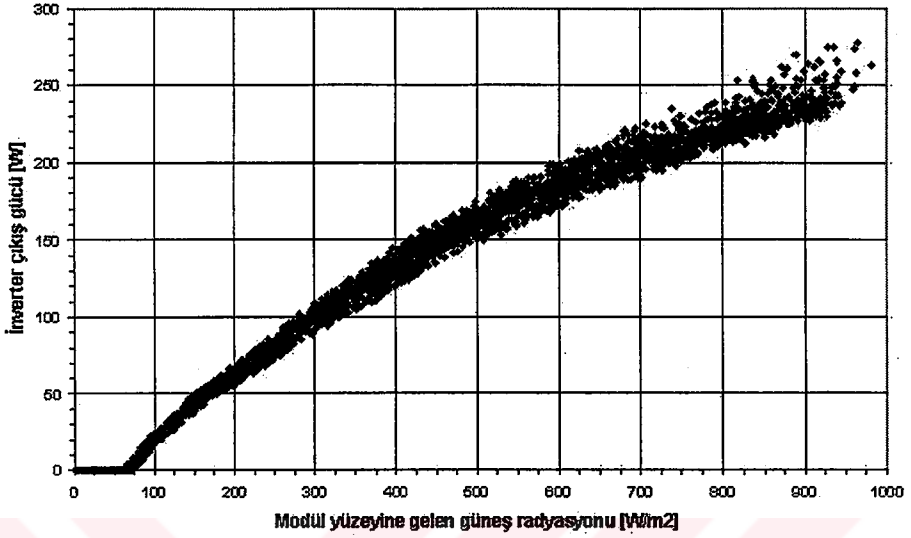
kayıpları artmaktadır. Bütün bunların sonucunda yaz aylarında performans katsayısı düşük gerçekleşmektedir. Kış aylarında hava sıcaklığına bağlı olarak modül sıcaklığı da düşük ve dolayısıyla modül verimi yüksek olmaktadır. Bu da performans katsayısını yükseltmektedir.

Sistemin normalize edilmiş üretimi;

$$\frac{(528.8kWh/yıl)(1000Wp)}{(530Wp)} = 997.7kWh/kWp.yıl \quad (5.2)$$

olarak elde edilir. Performans oranı bakımından daha kötü olmasına karşın Almanya'daki 1000 çatı programında elde edilen 750-850 kWh/kWp.yıl değerinden daha fazla enerji üretilmesi beklenmektedir. Bunun nedeni Türkiye şartlarında gelen güneş enerjisi miktarının daha fazla olmasındandır. Günlük üretimin normalize değeri ise 2.73 kWh/kWp.gün olarak gerçekleşmektedir.

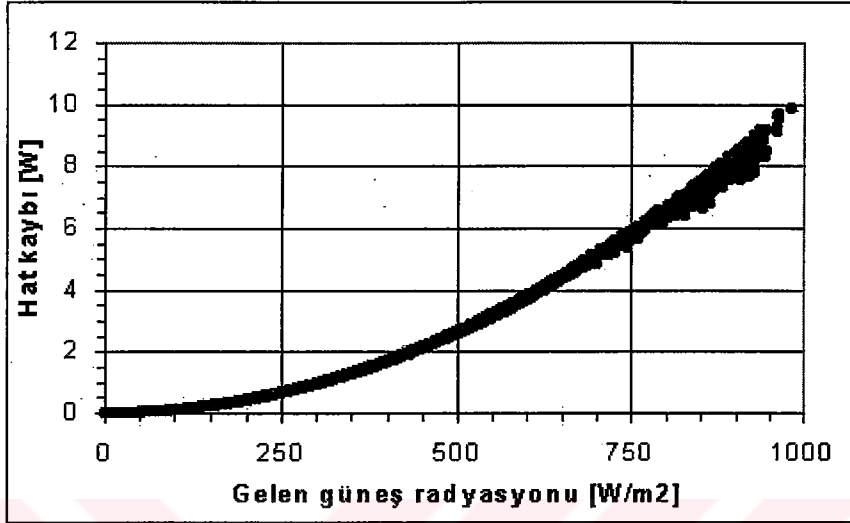
Modül düzlemine gelen güneş radyasyonuna göre inverter çıkış gücünün değişimi Şekil 5.4'te bütün yıl için verilmiştir. İnverterin eşik güç değerinin etkisi açıkça gözlenmektedir. Gelen güneş radyasyonu yaklaşık 75 W/m² değerini geçemediği sürece kullanılamamaktadır. Sistemde maksimum güç üretimi yaklaşık 250 Watt civarında gerçekleşmesi beklenmektedir. Yüksek ışıınım değerlerinde inverter çıkışındaki farklılığın nedeni modül sıcaklığının farklı olmasından kaynaklanmaktadır.



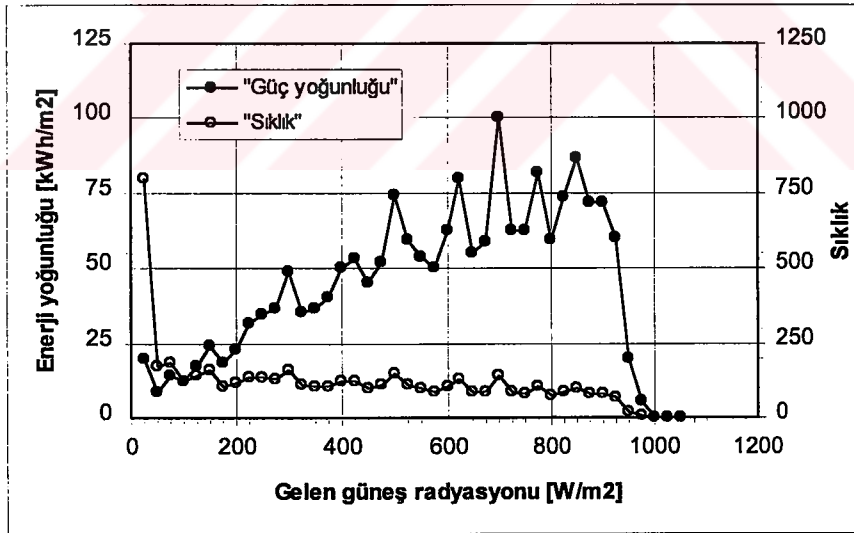
Şekil 5.4 Yıl boyunca elektrik üretiminin ısınıma göre değişimi

Şekil 5.5'te gelen güneş radyasyonuna göre hat kaybının değişimi görülmektedir. Yüksek radyasyon değerlerinde PV örgü akımı da yüksek olduğundan hat kayıpları exponansiyel olarak artmaktadır. En büyük hat kaybının 10W civarında olması beklenmektedir.

Şekil 5.6'da ise modül düzlemine gelen güneş radyasyonunun güç dağılımı ve güç yoğunluğu gösterilmiştir. Modül yüzeyine 1000 W/m²'den büyük güneş radyasyonu gelmemekte ve enerji yoğunluğu bakımından 150 – 950 W/m² arasındaki radyasyonların etkili olduğu görülmektedir. Modül eğiminin 30° olmasından dolayı, yaz aylarında yatay yüzeyde güneş radyasyonu 1000 W/m²'den büyük olsa bile modül düzleminde daha düşük değer almaktadır.

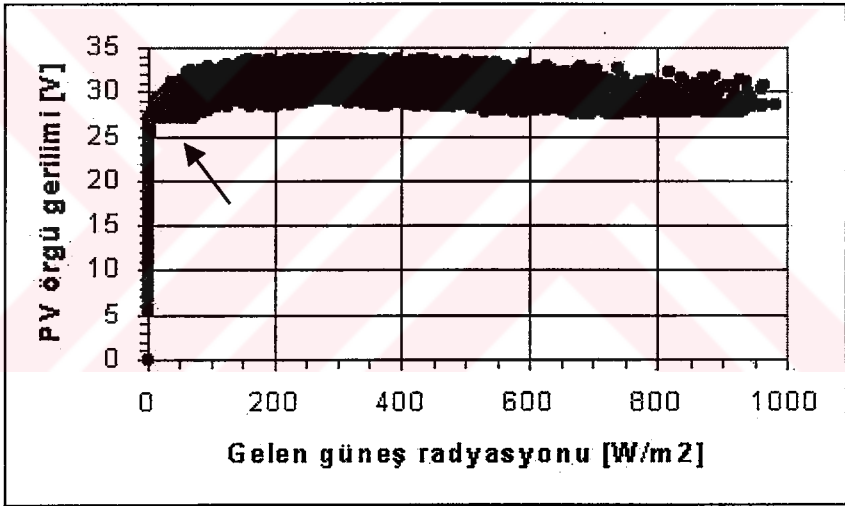


Şekil 5.5 Güneş radyasyonuna göre hat kaybının değişimi



Şekil 5.6 Güneş radyasyonunun güce göre dağılımı ve enerji yoğunluğu

Yıl boyunca güneş radyasyonu ile PV örgü gerilimi arasındaki ilişkiden (Şekil 5.7) yüksek ısıtım değerlerinde PV örgü geriliminin düştüğü görülmektedir. Oysa güneş pili modeline göre radyasyon şiddeti arttırılırsa PV örgü geriliminin artması gerekmektedir. Burada düşmesinin nedeni ise artan radyasyon şiddeti ile modül sıcaklığının da artmasıdır. Nitekim yaklaşık 300 W/m^2 'ye kadar örgü geriliminin arttığı, daha büyük değerlerde ise düştüğü gözlenmektedir. Artan radyasyon şiddetinin modüller üzerindeki bu etkisi performans oranına da yansımakta ve yaz aylarında performans oranını düşürmektedir.

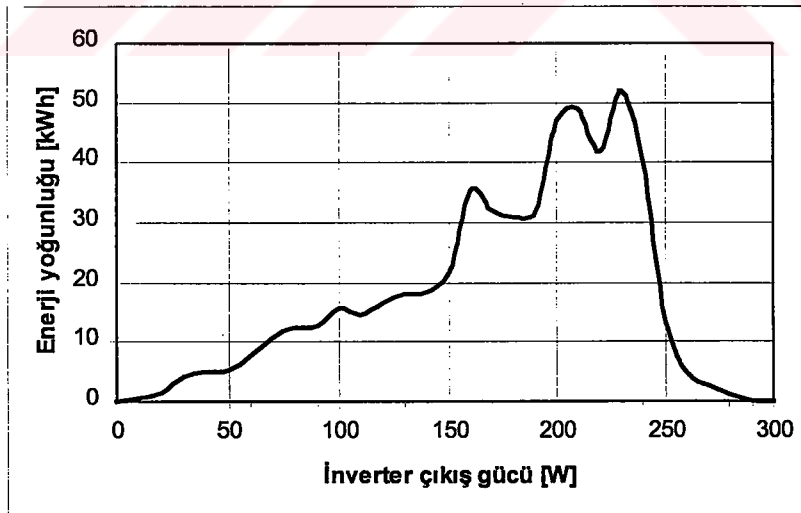


Şekil 5.7 Güneş radyasyonu şiddetine göre PV örgü geriliminin değişimi

Şekil 5.7'de ok işaretiyle gösterildiği gibi düşük radyasyon değerlerinde mpp algoritmasının minimum mpp geriliminden dolayı bir sınırlama meydana gelmektedir. Bu noktalar gelen güneş radyasyonunun çok düşük olduğu güneşin doğuş ve batış anlarına denk gelmektedir. İnverter eşik gücünden küçük veya ona yakın güç değerlerinde

gerçekleşmesi sebebiyle önemli bir enerji kaybına neden olmamaktadır. Yüksek radyasyon değerlerinde ise böyle bir durumun oluşmadığı görülmektedir.

Şekil 5.8’de ise inverter çıkışındaki enerjinin güce göre dağılımı verilmiştir. Görüldüğü üzere 250W’dan büyük güçlerin toplam enerji içerisindeki payı düşüktür. Dolayısıyla kullanılan inverterin 250W’dan büyük güçlerdeki verim düşüklüğü sistem çıkışında fazla bir etkiye neden olmamaktadır. Nitekim Şekil 5.3’teki aylık enerji bilançosuna göre inverter girişine gelen yıllık toplam enerji 707.7 kWh, inverter çıkışındaki toplam enerji 528.8 kW’dır. Böylece yıllık ortalama inverter verimi %74.7 olarak gerçekleşmektedir. İnverterin maksimum güçte verimi %65’lere kadar düşmesine karşın, yıllık ortalama verimin %74 civarında olması, inverterin yüksek güçlerde fazla çalışmadığının bir göstergesidir. İnverter seçimi yaparken bu güç dağılımının göz önüne alınması sistem performansını artırıcı rol oynayacaktır.



Şekil 5.8 İnverter çıkışındaki enerjinin güce göre dağılımı

Simulasyonda kritik yük olarak, yıl boyunca değişmeyen 100W'lık akkor lamba kullanılmış, diğer yük olmadığı varsayılmıştır. Simulasyon sonucuna göre kritik yükün yıllık toplam enerji gereksinimi 876 kWh/yıl olmaktadır. Bu enerji ihtiyacının 528.8 kWh/yıl ile % 60.4'ü güneş pilleri tarafından karşılanmaktadır. Güneş pillerinin karşıladığı bu miktarın 327.2 kWh/yıl'ı direkt tüketim olarak gerçekleşmekte (%61.9), 201.6kWh/yıl'ı ise şebekeye aktarılıp daha sonra şebekeden tekrar alınmaktadır.



6. ŞEBEKEYE BAĞLI SİSTEMİN KURULMASI

Fotovoltaik güç sistemleri çalışma karakteristikleri ve binalara uygulama biçimleri bakımından diğer enerji sistemlerinden farklıdır. Bu nedenle enterkonnekte şebeke için var olan standartların benzerine şebekeye bağlı PV sistemler için de ihtiyaç vardır. Birçok ülke tarafından şebekeye bağlı PV sistemlerin binaya entegrasyonu, DC ve AC bakımından kurulumu için standartlar geliştirilmesi, çatıya monte şebekeye bağlı PV sistemlerin geleceğinin parlak olduğunu gösteren önemli bir işarettir.

PV sistemlerin özelliklerini şöyle sıralayabiliriz (Spooner ve Harbidge, 2001).

- PV sistem çıkışı kolaylıkla kapatılamaz çünkü güneş olduğu müddetçe enerji üretilmektedir.
- Enterkonnekte elektrik şebekesinin aksine, PV sistemlerde arıza oluşma riski düşüktür.
- Sıva altında gizli yapılan elektrik tesisatının aksine, PV sistemler binaların dışına monte edilir ve birbirine bağlı modüllerde yüksek voltaj tehlikesi vardır.
- Şebekeye bağlı PV sistemler dağıtılmış elektrik üretim sistemleridir ve klasik merkezi elektromekanik üretim sistemlerine göre farklı karakteristiklere sahiptirler.

Bu bakımdan PV sistemlerin kurulma ve işletilmeleri sırasında göz önünde bulundurulması gereken özellikleri DC ve AC tarafta ayrı ayrı olmak üzere aşağıdaki gibi sıralayabiliriz.

1. DC taraf standartları

- *İnsanları elektrik şoku tehlikesinden korumak:* İzolasyon tipi, topraklama, tehlike uyarı işaretleri, montaj kuralları, sistemin bulunduğu sahaya sınırlı erişim.

- *Elektriksel bağlantı sistemi:* DC bağlantı deneyimi, izolasyon, içinde bulunduğu ortamın kabloları etkileri, örneğin güneş.
- Yangın tehlikelerine karşı önlemler.
- DC akım için dizayn edilmiş, klemens, bağlantı kutusu, kesiciler vs.

2. AC taraf standartları

- *İslanding koruması:* Pasif (düşük/yüksek V&f), aktif (frekans sürüklenmesi, empedans gibi).
- *Elektriğin kalitesi:* Harmonikler, yıldırımdan dolayı veya başka bir sebeple şebekede oluşabilecek yüksek/düşük voltajlara karşı koruma, şebekeye DC akım verilmemeli, Elektromanyetik gürültüsü standartların altında olmalı.
- PV sistem bağlandığı şebekenin kapasitesini aşmamalı, ölçme sistemi, üretilen elektriğin satılabilmesi.
- Kısa devre kapasitesi
- Bir hatadan sonra otomatik tekrar bağlanma
- İnverteri şebekeden ayıran bir anahtar

Bu maddelerin içerisinde en önemlisi güvenlikle ilgili olanlardır. Bu nedenle, dc tarafta uyarı sinyalleri, sınırlı erişim, izolasyon ve topraklama, Ac tarafta ise islanding asla ihmal edilmemelidir.,

Sistem veriminin artırılması ve performans katsayısının yükseltilmesi için dikkat edilmesi gerekli noktalar aşağıda maddeler halinde incelenmiştir.

1. PV Modül üreticileri katalog verileri ile gerçek modül değerleri arasında $\pm 10\%$ 'luk tolerans öngörmektedirler. Yani 53W olduğu

söylenen bir modülün gücü 47.7W ile 58.3W arasında değişebilmektedir. Bu nedenle modülleri birbirine bağlarken seri ve paralel kollarındaki uyumsuzlukları en aza indirmek için (mismatch losses) modüllerin tek tek kısa devre akımları ve açık devre gerilimleri ölçülmelidir. Seri bağlanacak modüllerin kısa devre akımlarının birbirine yakın olmasına ve seri bağlanmış gruplarında birbirine paralel bağlanırken açık devre gerilim toplamalarının birbirine yakın olmasına dikkat edilirse uyumsuzluk kayıpları en aza inecektir.

2. Modüllerin yatayla yaptığı açı, modül yüzeyine gelen güneş enerjisini etkileyen en önemli faktördür. Modüllerin kurulacağı yerin durumuna göre yıllık veya mevsimlik sabit eğimden birisi tercih edilmelidir. Yıllık sabit eğim için en uygun eğim değeri yaklaşık olarak bulunan yerin enlem açısından 10° küçük alınabilir.
3. Modül performansını etkileyen önemli parametrelerden birisi de gölgelenmedir. Eğer bir PV örgüde modüllerden biri gölgelenirse, gölgelenen modül bir yük gibi davranıp enerji tüketmeye başlamaktadır. Bu durumun modüle zarar vermesini engellemek amacıyla bypass diyodu kullanılmaktadır. Eğer modül içerisinde standart olarak bypass diyodu yoksa mutlaka dışarıdan eklenmelidir. Modüllerin yeri gölgelenme olmayacak şekilde seçilmeli, eğer mümkün değil ise en az gölge alacak pozisyona getirilmelidir.
4. Güneş pillerinden elde edilen dc elektriği inverttere taşıyan iletim hattının uzunluğu ve kesiti çok önemlidir. Bu iletkenin direnci üzerinde düşen bakır kayıpları akımın karesi ile orantılı olarak artmaktadır. Literatürde hat kayıplarının STC'deki modül gücünün %3'ünü aşmaması genel kabul görmektedir. İletken seçiminin bu kriter göre yapılması kaybı kabul edilebilir seviyede tutacaktır.

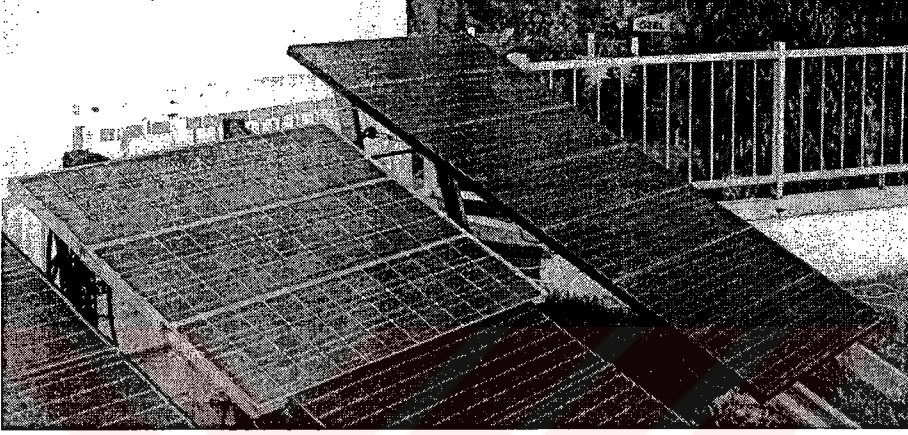
İnverterin mümkün olduğu kadar modüllere yakın olması da iletim hattı seçimini kolaylaştıracaktır.

5. En önemli sistem elemanı olan inverterin seçimi çok önemlidir. Seçimde dikkat edilmesi gereken iki önemli nokta vardır. Birincisi inverterin güç eşiği, ikincisi ise verimidir. Maksimum verimine göre inverter seçimi yapmak doğru değildir. Bütün çalışma sahası boyunca verimi yüksek olan inverterler kullanılmalıdır. Bu nedenle Avrupa verimi (European Efficiency) yüksek ve güç eşiği düşük olan inverter tercih edilmelidir.
6. Şebekeye bağlı çalışan inverterlerin Bölüm 6'da bahsedilen standartları sağlaması gerekir. Özellikle islanding koruması aktif yöntemlerle yapılmış olmalıdır. İnverter her koşulda şebeke elektriğinin kesildiğini algılayıp kendisini şebekeden ayırabilmelidir. Bu hem inverterin kendisi hem de şebekede çalışan personelin güvenliği için çok önemlidir.

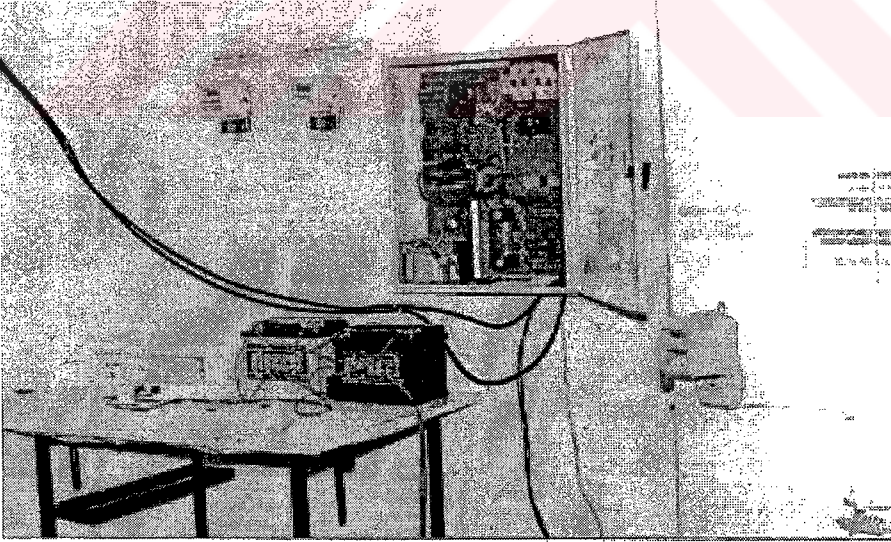
Fotovoltaik sistemlerde elektrik üretimi esnasında hareketli parça olmadığından ve herhangi bir gürültü çıkarmadığından sistemdeki tehlikeli voltajların olduğu yerlere uyarı işaretlerinin konulması ihmal edilmemeli ve modüllere erişim kısıtlanmalıdır. Modül şasileri mutlaka topraklanmalıdır.

Sistem kurulurken modülleri yıldırımdan koruyan bir düzenek kullanılmamıştır, çünkü EÜGEE çatısında tüm bina için bir paratoner mevcuttur. Ayrıca sistemdeki dc gerilim maksimum 40V olduğundan elektrik çarpma riski yoktur, ancak yine de gerekli yalıtımlar yapılmış ve önlemler alınmıştır. Modüllerin yerleşimi Şekil 6.1'de görülmektedir. Şekil 6.2'den de görüleceği üzere inverter ve ölçme sistemi bir elektrik panosu içine yerleştirilmiş ve pano topraklanmıştır. Gerekli yerlere de

tehlike uyarı işaretleri yerleştirilmiş ve kesintisiz enerji prizinin iki ayrı kaynaktan beslendiği özellikle belirtilmiştir.



Şekil 6.1 PV örgünün yerleşim fotoğrafı



Şekil 6.2 Sistemin genel görünümü

7. ÖLÇME VE DEĞERLENDİRME

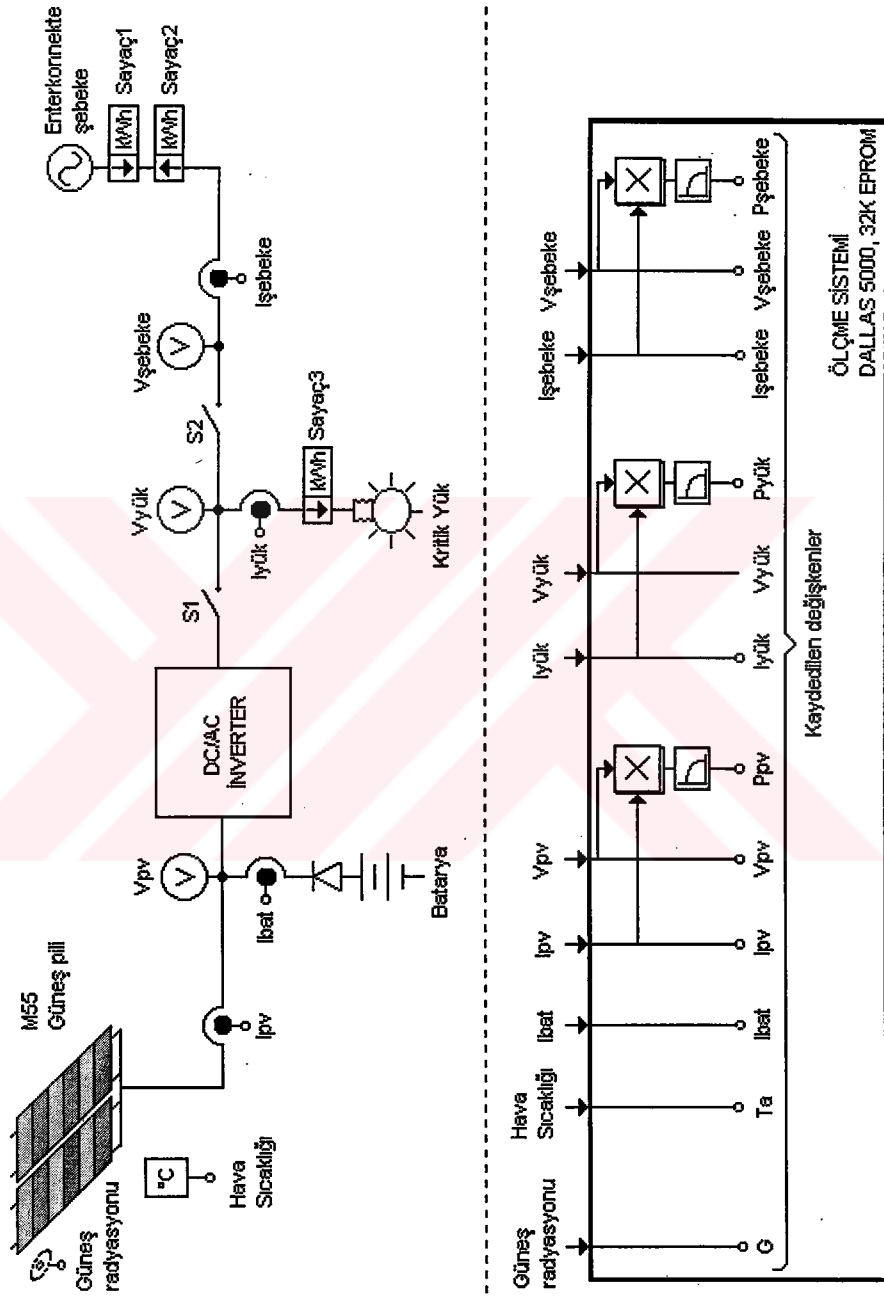
Ölçüm sisteminin blok diyagramı Şekil 7.1’de görülmektedir. Sistemde bulunan 3 adet elektrik sayacı ile sistemdeki enerji değerleri Çizelge 7.1’deki gibi belirlenebilmektedir.

Çizelge 7.1 Sayaç ölçüm değerleri

İşlem	Açıklama
Sayaç 1	: Şebekeden alınan enerji miktarı
Sayaç 2	: Şebekeye verilen enerji miktarı
Sayaç 3	: Yüke verilen enerji miktarı
Sayaç3 – Sayaç 1	: Direkt tüketim
Sayaç3 – Sayaç 1 + Sayaç 2	: İnverter çıkışında üretilen enerji

Elektrik sayaçlarından başka mikroişlemci kontrollü bir datalogger tasarlanmış ve kullanılmıştır. DALLAS 5000 mikroişlemcisiyle gerçekleştirilen datalogger 32Kbyte hafızaya sahiptir ve 12 kanaldan 5 dk aralıklarla 4 gün 12 saat veri kaydedebilmektedir. Dataloggerin programlanması ve alınan ölçümlerin bilgisayara aktarılması için Turbo C dilinde bir arayüz programı yazılmıştır. Şekil 7.2’de görüldüğü gibi bu programın ana sayfasında bütün ölçme kanallarının bilgileri görülmekte ve kanal adı, kazanç, ofset, tarih, saat, kayıt aralığı vs. gibi parametreler bu ekrandan kolaylıkla ayarlanabilmektedir. Ayrıca sensörlerden alınan bilgilerde gerçek zamanlı olarak bu ekrandan takip edilebilmektedirler.

Ölçme sistemindeki tüm sensörlerin çıkış voltajı 0-5V aralığındadır. DC akımlar 25A/60 mV şönt üzerinden, 50 Hz’lik ac akımlar akım trafosu üzerinden, DC gerilimler doğrudan gerilim bölücü kullanılarak, 50 Hz ac gerilimler ise gerilim trafosu ile ölçülmüşlerdir. Akım ve gerilimin etkin değeri;



Şekil 7.1 Ölçme sistemi blok diyagramı

$$V(t)_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^{2\pi} V(t)^2 dt} \quad (7.1)$$

formülü kullanılarak, DC güç ve AC aktif güç ölçümü ise;

$$P(t) = \frac{1}{T} \int_0^{2\pi} V(t).I(t).dt \quad (7.2)$$

bağıntısı uyarınca datalogger tarafından hesaplanmıştır.

Modül düzlemine gelen güneş radyasyonunu ölçümü KIPP&ZONEN marka CM11 tipi bir Pyranometre ile yapılmıştır. Bu sensorün en son kalibre edildiği tarih 29 haziran 1993'tür ve 4.69 $\mu V / (W/m^2)$ doğrusal çıkışa sahiptir.

DATA LOGGER 2001 Ver 2.0									
Record interval: 300 second (0h 5m 0s)				Logger: 12:16:19 - 06/03/2002					
Free RAM: 7591 record (x53.5)				PC: 12:16:19 - 06/03/2002					
Time left: 2 day 9 hour 30 min. 27 sec.				Start time: 64000:68:00					
CH	PR	NAME	MEASURED	M	S	GAIN	OFFSET	RESULT	UNIT
0	0	Uload	1616 mV	AC	*	113.000	0.000	231.088	V
1	1	Iload	444 mV	AC	*	1.000	0.000	0.444	A
2	2	Pload	719 mW	AC	*	113.000	0.000	102.817	W
3	3	Ugrid	1616 mV	AC	*	113.000	0.000	231.088	V
4	4	Igrid	512 mV	AC	*	1.050	0.000	0.538	A
5	5	Pgrid	716 mW	AC	*	150.150	0.000	107.507	W
6	6	Upv	2807 mV	DC	*	10.000	0.000	28.070	V
7	7	Ipv	2343 mV	DC	*	4.137	0.000	10.396	A
8	8	Ppv	6586 mW	DC	*	14.370	0.000	292.221	W
9	9	Ibat	24 mV	DC	*	5.000	0.000	0.120	A
10	10	Isinim	3901 mV	DC	*	200.000	0.000	780.200	W/m2
11	11	-	98 mW	DC	*	0.000	0.000	0.000	
12	12	-	1176 mV	AC	*	0.000	0.000	0.000	
13	13	-	1904 mV	DC	*	0.000	0.000	0.000	
14	14	-	2206 mW	DC	*	0.000	0.000	-0.000	
COMMAND:>>									
Select channel N-Name U-Unit M-Mode S-Save O-Offset G-Gain R-Record time W-Graph X-Restart D-Download T-Settime Esc-Exit									

Şekil 7.2 Datalogger programının ana ekran görüntüsü

Literatürdeki çalışmalarda PV sistemlerde ölçme aralığı genellikle 15 dk olarak seçilmekte olup, saatlik ortalamalar kaydedilmektedir. Sistemde ölçümlerin daha hassas olması için 5 dakika bir ölçüm yapıлып kaydedilmiştir. Daha sonra EXCEL paket programı ile bu veriler saatlik

ortalamalara dönüştürülebilmektedir. Şekil 7.2'den de görülebileceği gibi, sistemde 12 parametre ölçülmüştür. Çizelge 7.2'de ölçülen parametreler hakkında bazı bilgiler verilmektedir.

Çizelge 7.2 Ölçüm değişkenleri

Ölçüm Değişkeni	Birimi	Çözünürlük	Maksimum Skala	Doğruluk
Vyük	Volt, rms	0.4 V	250V	± %1
Iyük	Amper, rms	0.1A	2A	± %5
Pyük	Watt	0.2W	500W	± %5
Vşebeke	Volt, rms	0.4 V	250V	± %1
Işebeke	Amper, rms	0.1A	2A	± %5
Pşebeke	Watt	0.2W	500W	± %5
Vpv	Volt	0.05V	50V	± %1
Ipv	Amper	0.02A	22A	± %1
Ppv	Watt	0.2W	1100W	± %1
Radyasyon	W/m2	0.8W/m2	1000W/m2	± %1
Hava sıcaklığı	°C	0.1°C	50°C	± %1

7.1. Ölçüm sonuçları

Kurulan sistem 1 Aralık 2000 tarihinden itibaren devreye alınmış, 100W'lık bir lamba yükü ile 15 Ağustos 2001 tarihine kadar aralıksız ve arıza durumu oluşmadan çalışmıştır. Güneş Enerjisi Enstitüsünün çatısında yapılan tadilat dolayısıyla modüllerin taşınması gerektiğinden 15 Ağustos - 1 Eylül 2001 tarihleri arasında 16 gün sistem zorunlu olarak durdurulmuştur. 1 Eylül 2001 tarihinde yeniden devreye alınan sistem halen çalışmasına devam etmektedir. 15 Ekim 2001 tarihinde inverterde bir arıza meydana gelmiş ve güç transistörlerinden ikisi yanmıştır. 1 gün içerisinde tamiri yapılmış ve 16 Ekim 2001'de sistem tekrar devreye alınmıştır.

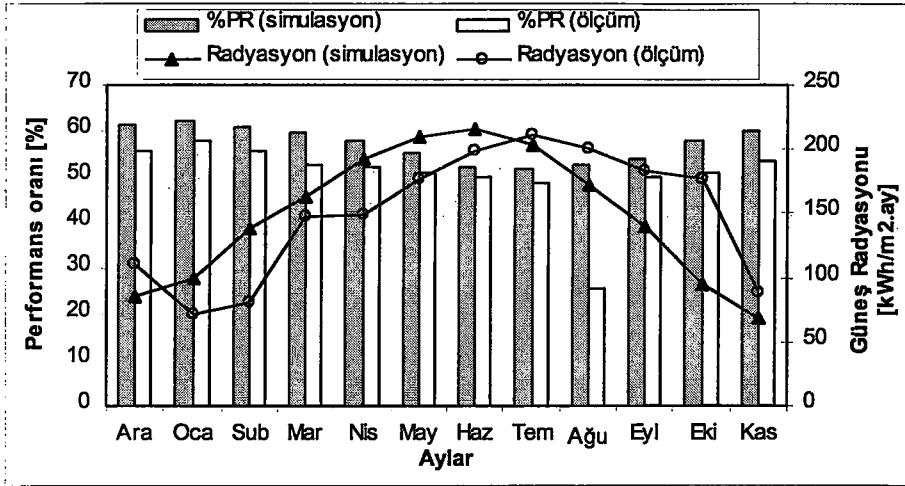
Ölçüm sonuçlarından elde edilen sistemin yıllık enerji bilançosu Çizelge 7.3'te gösterilmiştir. 1 Aralık 2000 – 30 Kasım 2001 tarihleri arasındaki 1 yıllık sürede sistemde toplam 463.5 kWh elektrik

üretilmiştir. Aylık performans oranı en düşük değerini %48.5 ile Temmuz ayında almıştır. (Ağustos ayındaki düşük performans oranı sistemin çalışmamasından kaynaklandığı için dikkate alınmamıştır.) En yüksek değer ise %57.7 ile ocak ayındadır.

Çizelge 7.3 Ölçüm sonuçlarına göre yıllık enerji bilançosu

	Radyasyon, yatay yüzey [kWh/m ²]	Radyasyon, eğimli yüzey [kWh/m ²]	Ort. hava sic. [°C]	PV üretim [kWh]	Kritik yük [kWh]	Direkt tüketim [%]	Performans oranı, PR [%]
Aralık	64.8	110.2	10.0	32.5	72.9	59.2	55.6
Ocak	53.1	72.2	9.9	22.1	65.1	52.5	57.7
Subat	65.7	80.8	9.5	23.9	68.6	57.3	55.8
Mart	125.1	147.7	15.8	41.4	57.8	45.7	52.8
Nisan	141.6	148.3	15.5	41.0	69.5	55.1	52.1
Mayıs	183.0	177.2	20.5	47.7	71.3	55.4	50.8
Haziran	215.0	198.2	25.9	52.1	70.7	53.8	49.8
Temmuz	224.2	210.9	29.6	54.2	72.4	54.3	48.5
Ağustos	195.7	200.2	28.7	27.1	71.9	55.9	25.5
Eylül	157.6	182.6	23.6	48.6	69.6	56.1	50.2
Ekim	129.9	176.9	19.1	47.8	71.7	56.2	51.0
Kasım	63.4	88.8	14.8	25.1	68.2	57.4	53.3
Yıllık	1619.1	1794.0	18.6	463.5	829.7	54.7	48.7

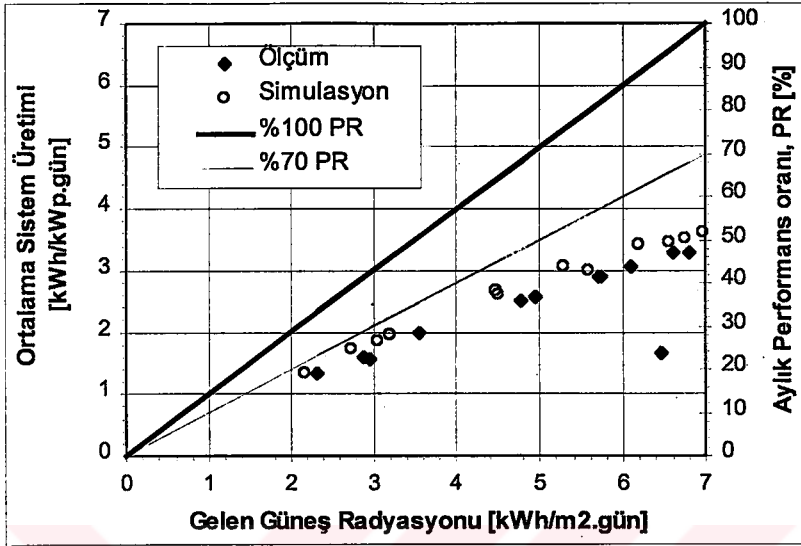
Şekil 7.3'te modül düzlemine gelen güneş radyasyonu ile performans oranının aylara göre değişimi simülasyon sonuçlarıyla birlikte çizilmiştir. Yüksek radyasyon değerlerinde performans oranı düşmektedir. Ölçüm sonucunda elde edilen güneş radyasyonunda, 5 yıllık ortalamaların kullanıldığı simülasyon sonuçlarına göre daha büyük değişimler gözlenmiştir. Yıl boyunca performans oranının değişimi, simülasyon ve ölçüm sonuçları arasında uyum gösterirken yaz aylarında performans oranı düşük gerçekleşmiş, kış aylarında ise yükselmiştir.



Şekil 7.3 Güneş radyasyonuna göre performans oranının değişimi

Yıllık ortalama performans oranı simülasyon sonucunda % 55.9 olarak beklenirken %48.7 olarak gerçekleşmiştir. Ağustos ayındaki sistem durması olmasaydı performans oranı yaklaşık olarak %51.4 olarak gerçekleşecek yıllık sistem üretimi ise 488.8 kWh/yıl ile simülasyon sonucunda beklenen 528.8 kWh/yıl değerinden 40 kWh düşük olacaktı. Simulasyondaki ve gerçekteki meteorolojik koşulların farklı olmasına rağmen simülasyon programı sistemde üretilen enerjiyi %7.56'lık bir hata ile hesaplayabilmiştir.

Şekil 7.4'te simülasyon ve ölçüm sonuçlarından elde edilen aylık performans oranları ve aylık ortalama üretimler gelen güneş enerjisine göre grafiklendirilmiştir. Sistemin aylık performans oranları simülasyon değerlerinden bir miktar düşük gerçekleşmiştir. Bunun en önemli nedeni simulasyondaki ve gerçekteki meteorolojik koşulların birbirinden farklı olmasıdır. Ayrıca sistem elemanları modellenirken yapılan yaklaşımlar ve gerçek sistem ile model arasındaki farklılıklar da bunda etkili olmaktadır.

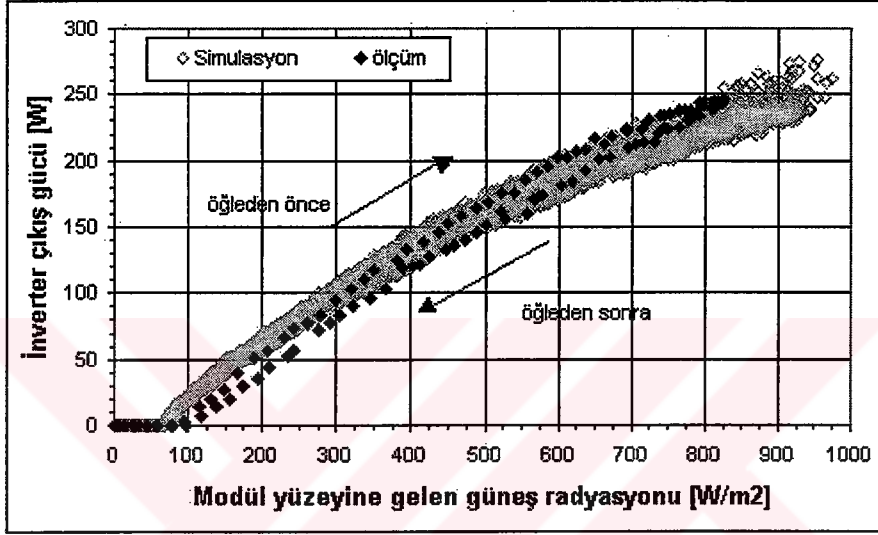


Şekil 7.4 Radyasyona göre yıllık ortalama üretimin değişimi

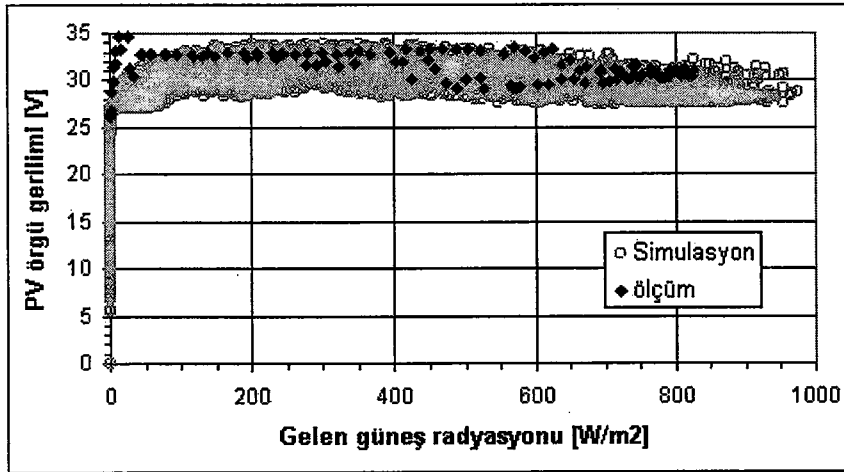
Gelen güneş radyasyonu ile inverter çıkış gücü arasında şubat ayındaki bir günlük ilişki, simulasyon sonucuyla birlikte Şekil 7.5'te verilmiştir. Simulasyonda elde edilen sonuçlarla gerçek sistemden alınan sonuçların uyum içerisinde olduğu ve yüksek radyasyon değerlerinde daha iyi yaklaşım gösterdiği görülmektedir. Hava sıcaklığının güne başlarken nispeten düşük değerli ve güneş radyasyonuna göre 1-2 saatlik bir faz gecikmesine sahip olması nedeniyle -grafik üzerinde de gösterildiği gibi- çıkış gücü öğleden önce ve sonraki değişimlerde aynı yolu izlememektedir.

Şekil 7.6'da ise PV örgü geriliminin gelen güneş radyasyonuna göre şubat ayındaki 1 günlük değişimi, simulasyon ile birlikte verilmiştir. Bu ayda hava sıcaklığı düşük olduğu için pv gerilimi yüksek olmaktadır ve ölçüm değerleri simulasyon sonuçlarını çok iyi bir şekilde doğrulamaktadır. İnverter çıkış gücünde olduğu gibi burada da pv örgü

gerilimi gün boyunca değişirken aynı yolu izlememekte, hava sıcaklığına bağlı olarak iki ayrı yol takip etmektedir.



Şekil 7.5 Güneş radyasyonuna göre inverter çıkışının değişimi

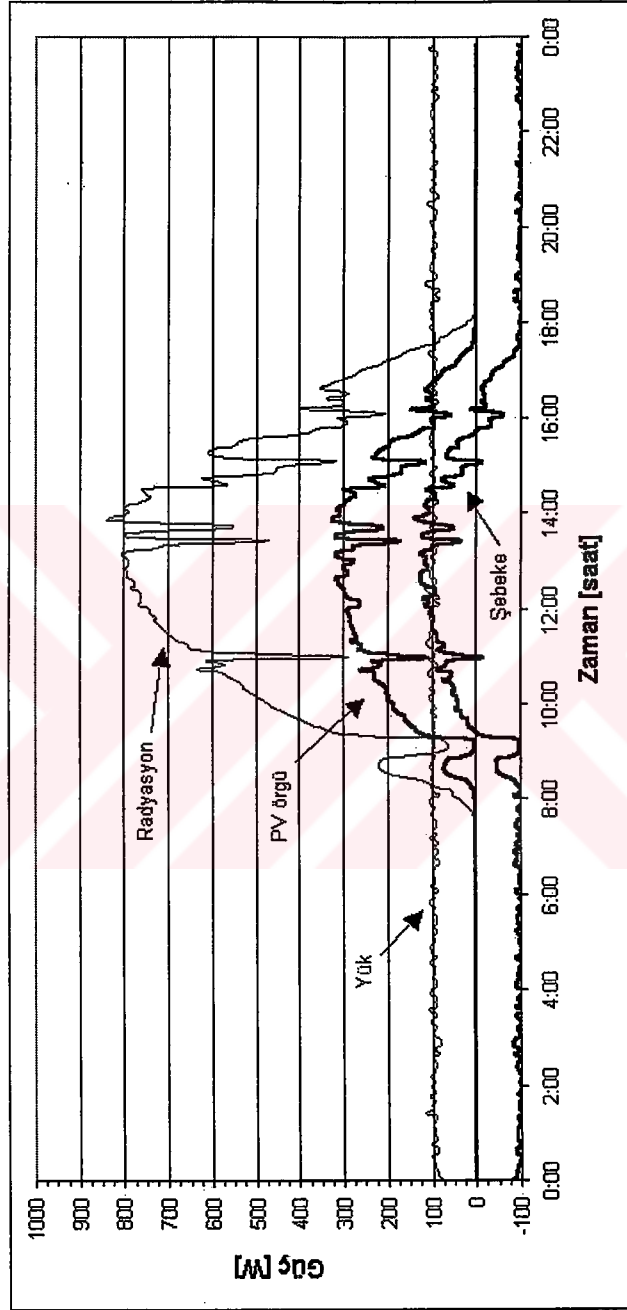


Şekil 7.6 PV örgü geriliminin gün boyunca değişimi

Şekil 7.7’de gelen güneş enerjisine göre PV örgü, yük ve şebeke gücünün ekim ayında gün boyunca değişimi görülmektedir. Ani olarak değişen güneş radyasyonunu inverterin mpp izleme algoritmasının başarıyla izlediği açıkça görülmektedir. İnverter çıkışında üretilen güç öncelikle kritik yük tarafından kullanılmakta, yeterli değil ise şebekeden alınan enerjiyle tamamlanmaktadır. Fazla enerji var ise şebekeye aktarılmaktadır. Sistemde üretilen güç kritik yük ile şebeke arasında cebirsel olarak dağıtılmaktadır.

GEE binasında elektrik kesintisine çok rastlanılmamıştır. Var olan kesintiler daha çok hava şartlarının çok kötü olduğu yağmurlu günlerde 15-20 dk, en fazla 1 saat gibi sürelerde gerçekleşmiştir. Bu süre içerisinde 100W lambanın ve dataloggerin enerjisi sistem tarafından karşılanmıştır. Sistemde bulunan 2 adet 12V/60 Ah’lik akü elektrik kesintilerinde kritik yükleri beslemekte yeterli gelmiştir. Bu kesintiler esnasında çoğunlukla hava da kapalı olduğundan veya gece olduğundan güneş enerjisinden yararlanılamamıştır. .

Ölçüm sonuçlarına göre en yüksek üretimin 54.2 kWh ile Temmuz ayında olduğunu ancak en yüksek performans oranının %57.7 ile ocak ayında gerçekleştiğini görmekteyiz. Bunun iki nedeni vardır. Birincisi güneş pili üretiminin sıcaklığa çok bağımlı olmasıdır. Yaz aylarında gelen güneş enerjisi yüksek olmasına karşın, hava sıcaklığı da yüksek olduğundan jonksiyon sıcaklığı 55-60°C gibi çok yüksek değerlere çıkabilmektedir. Bunun sonucunda modül verimi düşmekte ve bu da performans katsayısını düşürmektedir. İkinci neden ise inverterin yaz aylarında yüksek güçlerde daha uzun süre çalışmasıdır. Yüksek güçlerde inverter verimi düşük olduğundan performans katsayısı da düşük gerçekleşmektedir. Ocak ayında ise güneş radyasyonu nispeten düşük olmasına rağmen, hava sıcaklığının ve jonksiyon sıcaklığının düşük olmasından dolayı en yüksek performans oranı gerçekleşmiştir.



Şekil 7.7 22 ekim 2001 günü şebekeye verilen enerjinin değişimi

7.2. Ekonomik Analiz

Sadece ilk yatırım maliyetini değil, sistemin tüm ömrü boyunca gerektirdiği işletme, bakım vs gibi harcamaları da dikkate aldığı için Devir Ömrü Maliyeti (Life Cycle Cost, LLC) yöntemi yenilenebilir enerji sistemlerinin maliyet hesabında çok tercih edilmektedir. Bu yöntemde gelecekte yapılan harcamalar indirim oranı dikkate alınarak bugünkü değere indirgenmektedir. Örneğin bir yıl sonra yapılacak 100\$'lık bir harcama %10 indirim oranı ile bugün yapılan 110\$'lık harcamaya eşittir.

LCC yönteminde bugünkü değeri hesaplarken farklı harcamalar için farklı hesaplama yöntemleri kullanılır. Örneğin N nci yılda yapılacak olan tek bir harcamanın (örneğin akü değişimi) bugünkü değerinin bulunması için ;

$$P_r = \left(\frac{1+i}{1+d} \right)^N \quad (7.3)$$

eşitliği ile bulunan P_r çarpanı kullanılır. Sistemin ömrü boyunca her yıl düzenli olarak yapılacak harcamalar için ise (örneğin bakım ve işletme masrafları)

$$P_a = \frac{\left(\frac{1+i}{1+d} \right) \left(\left| \frac{1+i}{1+d} \right|^N - 1 \right)}{\left(\frac{1+i}{1+d} - 1 \right)} \quad (7.4)$$

eşitliği ile bulunan P_a çarpanı kullanılır. Eşitlik 7.3 ve 7.4'de, i enflasyon oranı, d indirim oranı, N ise ekonomik analizin yapıldığı süredir. Yapılan harcamalar ilgili çarpanla çarpılarak bugünkü değeri bulunur ve ilk yatırım maliyeti ile toplandıktan sonra tüm sistemin maliyeti elde edilir. Buna göre Çizelge 7.4'te kullanım süresi (N)=20, enflasyon (i)=0 ve indirim oranı (d)=%10 için sistemin LCC yöntemine göre maliyeti görülmektedir.

Çizelge 7.4 Hibrid sistemin life-cycle maliyetinin hesaplanması.

İlk yatırım maliyeti				
Güneş pilleri		\$		2500
İnverter		\$		250
Batarya		\$		75
Diğer		\$		50
Toplam		\$		2875
İşletme ve tamir giderleri				
Yıllık tamir ve işletme giderleri		\$		20
İndirim çarpanı (Pa)			8.51	
Bugünkü değeri (PW)		\$		170.2
Yenileme giderleri				
Elemanın adı	Yıl	Tutarı	Pr	PW
Batarya	5	\$75	0.62	46.5
Batarya	10	\$75	0.39	29.3
Batarya	15	\$75	0.24	18
Toplam yenileme			\$	93.8
Toplam devir ömrü maliyeti (LLC)			\$	3139

Enerji maliyetini bulabilmek için sistem maliyetinin yıllık değerinin bilinmesi gerekir. Bunun için LCC maliyeti, sistemin kullanım süresine değil, P_a parametresine bölünmesi gerekir. Sistemin kullanım süresi (N) 20 yıl, enflasyon oranı (i) dolar bazında 0, indirim oranı (d) %10 kabul edildiğinde $P_a=8,51$ olarak elde edilir. Böylece yıllık sistem maliyeti;

$$ALLC = \frac{LLC}{P_a} = \frac{3139}{8.51} = \$368.9 \quad (7.5)$$

elde edilir. Sistemde yıllık olarak üretilen enerji miktarı 463.5 kWh/yıl olduğundan birim enerji maliyeti hesaplanabilir:

$$\text{Birim enerji maliyeti} = 368.9 / 463.5 = 0.79 \$/kWh \quad (7.6)$$

Klasik şebekeye bağlı sistemde olduğu gibi batarya kullanılmadığı durumda birim enerji maliyeti 0.75 \$/kWh olarak elde edilir. Dolayısıyla kritik yükleri 1 saat süreyle enerjileyecek bir batarya eklemekle

sistem enerji maliyeti %5.7 artmaktadır. Az bir maliyet artışı ile yüke verilen enerjinin kalitesinde büyük bir iyileşme elde edilmekte 1 saate kadar varan enerji kesintilerinin yüke yansımaması sağlanmaktadır.

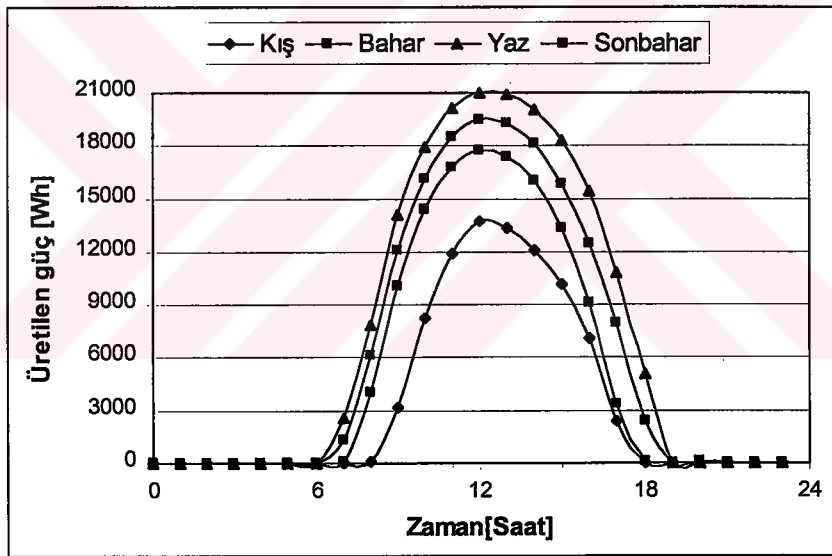
Sistemin yıllık ortalama performans oranı %48.7 olarak gerçekleştiğinden nispeten düşük miktarda enerji üretilmiş, dolayısıyla birim enerji maliyeti yüksek çıkmıştır. İnverter veriminin %90-95 arasında ve PV modüllerin daha verimli olması durumunda sistemin yıllık performans oranı %70 ile %90 arasında beklenmelidir. Bu durumda birim enerji maliyetleri ise sırasıyla 0.55 \$/kWh (665.6 kWh/yıl) ile 0.43 \$/kWh (855.7 kWh/yıl) arasında bir değer alacaktır. Ancak yinede konvansiyonel enerji kaynaklarına göre pahalı olan maliyetler, güneş pili fiyatlarının 1\$/W seviyesine düşmesiyle konvansiyonel rakipleriyle aynı seviyeye gelebileceklerdir.

7.3. Enerji Kesintileri

Şebekedeki enerji kesintilerinin ne zaman ve ne kadar süreyle meydana geleceği modellenemediği için şebekedeki enerji kesintilerinden dolayı değerlendirilemeyecek olan gücü tam olarak hesaplamak mümkün değildir. Ülkemizde enerji iletimi ve dağıtımından sorumlu TEDAŞ kurumunun kesinti süresi ve karakteristiğini belirleyecek bir çalışması da yoktur. Kurum tarafından arıza kayıtları yapılmakta ancak bu arızalar tek tek abonelerin arızaları gibi her türlü kaydı kapsamaktadır. Ayrıca enerji kesintileri için amaçlanan bir hedef veya standart belirlenmemiştir. Bu yüzden enerji kesintileri ile kayıplar arasında bir ilişki bulunmaya çalışılmış, bu kaybın sistem kayıpları arasındaki yeri araştırılmıştır.

Şekil 7.8'de simulasyon sonucuna göre farklı mevsimler için günün saatlerinde şebekeye verilen toplam enerjinin değişimi görülmektedir. Ortalama %1 enerji kesintisi olacağı (1 yılda 87.60 saat) varsayılırsa

kayıp güç en kötü durumda, yani kesintiler üretilen enerjinin en fazla olduğu anlara denk geldiğinde 3.3 kWh (Kış) ile 5.0 kWh (yaz) arasında değişecektir. Sistemde yıllık toplam 528.8 kWh enerji üretildiğine göre kayıp oranı % 0.62 - % 0.95 arasında gerçekleşecektir. Bu değer 9.6 kWh olarak gerçekleşen hat kayıplarından daha küçüktür. Kesintilerin %2 oranında gerçekleşmesi durumunda ise en fazla %2 kayıp oluşacaktır. Buradan şebeke kesintisi yüzünden oluşabilecek kayıpların en kötü durumda bile şebeke enerjisinin kesilme yüzdesi oranında gerçekleşeceğini söyleyebiliriz.



Şekil 7.8 Mevsimlere göre günün saatlerinde toplam elektrik üretimi

Tasarlanan sistem de enerji kesintilerinde PV örgü ve bataryadan alınan enerjiyle kritik yükler beslenebildiğinden, kesinti yüzdesine bağlı olmaksızın enerji kaybı oluşmamakta, sadece şebekeden bağımsız

Çalışma durumunda mpp izleme olmadığından mpp kayıpları meydana gelmektedir.

Enerji kesintilerinin diğer bir etkisi ise yükün enerjisiz kalmasıdır. %1-2 gibi çok fazla enerji kesintisinin yařandđđ şebekelerde enerjinin kalitesinden sözedilemez. Tasarlanan sistemin en önemli özelliği ise yüke verilen enerjinin kalitesini artırması ve kritik yükler için kesintisiz enerji sağlamasıdır. Böylece klasik şebekeye bağlı sistemlere göre daha cazip duruma gelmektedir.



8. BOYUTLANDIRMA

Ölçüm sonuçlarına göre tasarlanan sistemin yıllık normalize edilmiş enerji üretimi 874.5 kWh/kWp.yıl olarak elde edilmiş ve performans oranı %48.7 değeriyle çok düşük gerçekleşmiştir. Ancak daha verimli elemanlar kullanarak performans oranını ve dolayısıyla üretilen enerji miktarını yükseltmek mümkündür. Nitekim Alman “1000 çatı” programı kapsamında kurulan sistemlerde performans oranı %60-79 arasında değişmektedir. Performans oranı (PR) ile üretilen enerji arasında lineer bir ilişki olduğundan (bkz. Şekil 7.4) %75 performans oranı ile İzmir şartlarında yılda ortalama 1346 kWh/kWp.yıl enerji üretilmesi mümkündür.

Türkiye koşullarında 4 kişinin yaşadığı bir evin yıllık ortalama enerji tüketimi 1500-4000 kWh arasında kabul edilirse, bu enerjinin tamamının PV sistem tarafından üretilebilmesi için gerekli PV modül gücü, Bornova’daki ışınım değerlerine göre farklı performans oranları için Çizelge 8.1’de verilmiştir.

Çizelge 8.1 Performans oranına ve yüke göre gerekli PV modül gücü (kWp)

PR (%)	Yükün ortalama enerji ihtiyacı (kWh/yıl)					
	1500	2000	2500	3000	3500	4000
60	1,40	1,87	2,34	2,80	3,27	3,74
65	1,29	1,73	2,16	2,59	3,02	3,45
70	1,20	1,60	2,00	2,40	2,80	3,20
75	1,12	1,50	1,87	2,24	2,62	2,99
80	1,05	1,40	1,75	2,10	2,45	2,80
85	0,99	1,32	1,65	1,98	2,31	2,64

PV sistem tarafından üretilen enerjinin, üretildiği anda direkt olarak yük üzerinde tüketilen kısmına ***direkt tüketim*** denir ve PV sistemlerde üretilen enerjinin tümü direkt tüketim olamamaktadır. Yükün gün

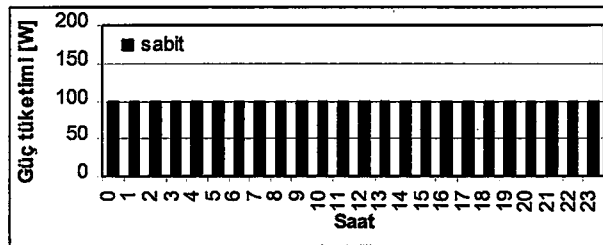
içerisindeki profiline bağlı olarak enerjinin bir kısmı şebekeye aktarılıp daha sonra şebekeden geriye alınmakta, bir anlamda şebekeye enerji depolanmaktadır. Şebekeye verilen enerji ile alınan enerji fiyatları farklı ise direkt tüketim miktarı ve elektrik satın alma tarifesi önem kazanmaktadır.

8.1. Direkt Tüketim Analizi

Değişik yük profillerinin direkt tüketime olan etkisini incelemek amacıyla 5 farklı yük profili belirlenmiştir:

- *Sabit yük:* Yıl boyunca hiç değişmeyen yük tipidir.
- *Okullar ve Resmi daireler:* Mesai saatlerinde elektrik tüketimi yüksek olan yük tipidir.
- *Konut 1:* Gece tüketimi gündüz tüketiminden daha büyük bir yük tipidir.
- *Konut 2:* Gündüz tüketimi gece tüketiminden daha büyük yük tipidir.
- *Konut 3:* Gündüz enerji tüketimi çok az olan sadece sabah ve gece tüketimi olan yük tipidir.

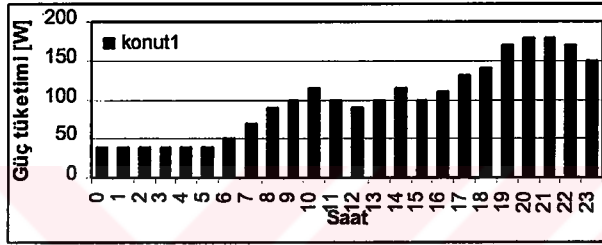
Şekil 8.1'de bütün yük profilleri 100W ortalama güç için grafiklendirilmiştir



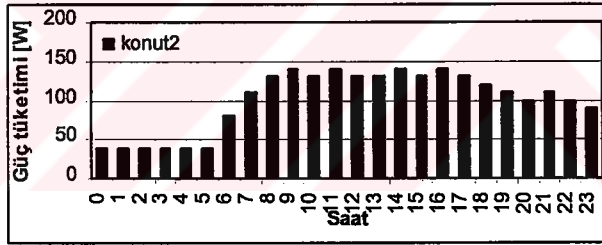
(a)



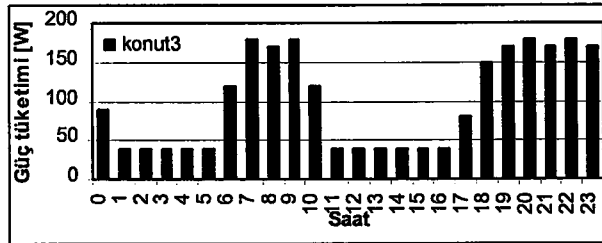
(b)



(c)



(d)



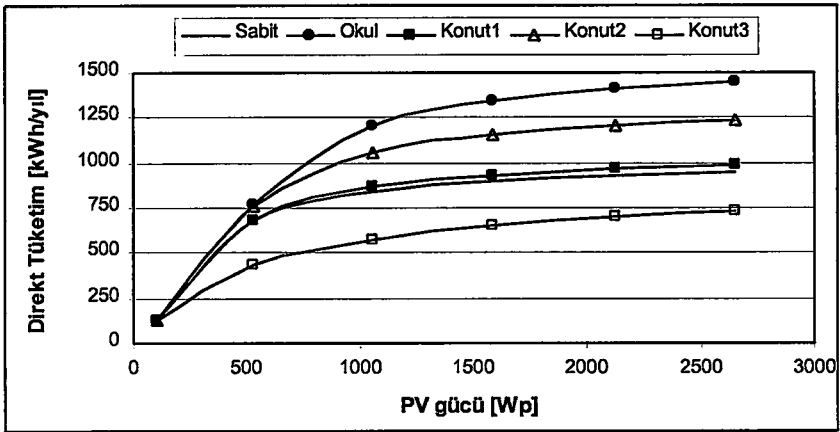
(e)

Şekil 8.1 Sabit (a), okul (b), konut1 (c), konut2 (d) ve konut3 (e) yük profilleri

Simulasyon programı ile yükün yıllık toplam enerji gereksinimi 6 kWh/gün değerinde sabit tutulup (2190 kWh/yıl) PV kurulu gücü değiştirilerek, farklı yük profilleri için direkt tüketimin değişimi incelenmiş ve sonuçlar Çizelge 8.2’de ve Şekil 8.2’de verilmiştir. Sonuç olarak direkt tüketim miktarlarının yükler arasında büyük farklılıklar gösterdiği belirlenmiştir. Direkt tüketim miktarı okul ve resmi daireler de en yüksek, konut3’te en az olarak gerçekleşmektedir. Hemen anlaşılabileceği üzere yükün güç profili gelen güneş radyasyonunun profiline yaklaştığı oranda direkt tüketim artmaktadır.

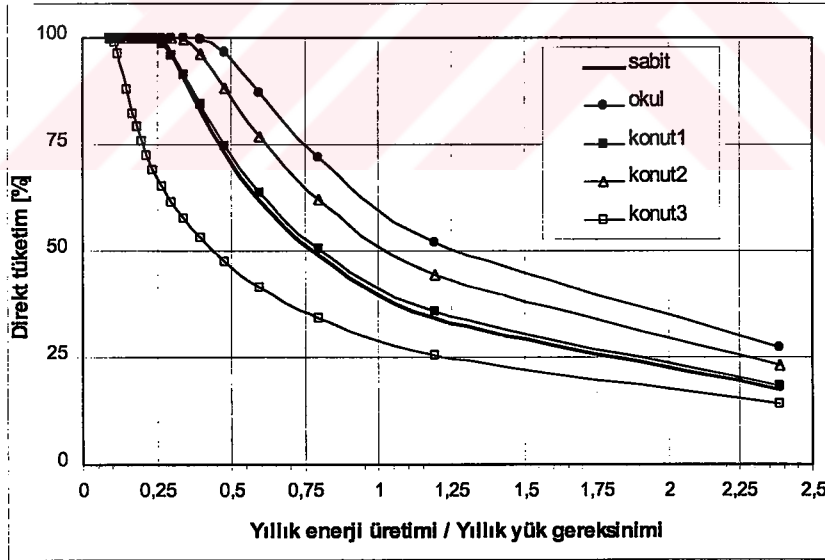
Çizelge 8.2 PV gücüne göre direkt tüketim miktarları (kWh/yıl)

PV gücü (Wp)	Sabit	Okul	Konut1	Konut2	Konut3
106	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6
530	676,8	769,1	683,5	756,1	429,7
1060	843	1202,1	869	1054,4	569,9
1590	898,3	1344,5	932,2	1155,6	646,5
2120	926,5	1412,9	967	1202,6	697,1
2650	944,3	1448,5	987,3	1230,8	727,2

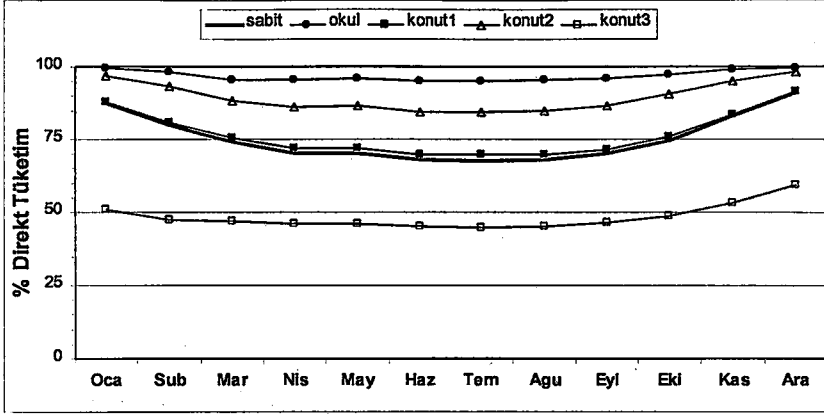


Şekil 8.2 PV gücüne göre direkt tüketim miktarının değişimi

Şekil 8.3'te ise PV sistem tarafından üretilen enerjinin direkt tüketilen kısmının yüzdesi, PV sistemin yükün enerji gereksinimini karşılama oranına göre grafikleştirilmiştir. PV sistemin yükün enerjisini karşılama oranı arttıkça direkt tüketim yüzdesi azalmaktadır. Bir başka deyişle PV örgü gücünü artırmak direkt tüketimi yüzdesini artırmamakta aksine azaltmaktadır. Yükün gerektirdiği enerjinin yarısının PV ile karşılanması durumunda bütün yüklerde direkt tüketimin %50'nin üstünde veya ona yakın olduğu görülmektedir. Yükün enerjisinin tamamının karşılanması durumunda ise okullar dışında tüm yüklerde direkt tüketim %50'nin altındadır. Yükün enerjisinin yarısının PV sistem tarafından karşılandığı durumda aylara göre direkt tüketimin değişimi de Şekil 8.4'te verilmiştir. Görüldüğü gibi yaz aylarında sistem üretilen enerji arttığından direkt tüketim yüzdesi de azalmaktadır.



Şekil 8.3 Farklı yük tiplerinde direkt tüketimin değişimi



Şekil 8.4 Aylara göre direkt tüketimin değişimi

8.2. Optimum PV gücünün hesaplanması

Günümüzde şebekeye bağlı PV çatı sistemlerinde üretilen elektriğin maliyeti, elektrik şebekesinden alınan enerjiye göre oldukça pahalıdır. Dolayısıyla en düşük birim enerji fiyatı PV sistemin kullanılmadığı yani tüm enerjinin şebekeden karşılandığı durumda elde edilebilir. Burada bir konut için elektrik faturasını sıfırlayacak optimum PV örgü gücü araştırılmıştır.

Bağlı olduğu şebekenin kapasitesini aşmamak koşuluyla çatıya monte PV sistemlerin gücü açısından, teorik olarak, bir sınırlama yoktur. Ancak PV gücü artırmakla yükün enerji gereksiniminin tamamı direkt tüketimle karşılanamamaktadır. Direkt tüketim analizi sonuçlarından da görüleceği üzere, yük profiline göre farklılık göstermekle birlikte, PV gücü artırmakla yükün enerji ihtiyacının direkt tüketim ile karşılanan miktarının lineer artmadığı, bir doyuma yaklaştığı görülmektedir. Bu yüzden üretilen enerjinin bir kısmının şebekeye depolanıp, ihtiyaç olduğunda şebekeden tekrar alınması ihtiyacı doğmaktadır. Bu durum da konutlar için elektrik enerjisi satış tarifesi önemlidir. Çünkü şebekeye

verilen enerji, alınan enerjiden daha düşük bir fiyatla ücretlendirildiğinde PV sistemin birim enerji maliyeti yükselecektir.

Her ülke şebekeye bağlı PV çatı sistemlerinde üretilen enerjiyi satın alırken farklı tarifeler uygulamaktadır. Ülkemizde yenilenebilir enerji konusunda özel bir yönetmelik olmayıp bu konu, 16.08.1985 tarih ve 85/9799 sayılı “*Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. ile Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. dışındaki kuruluşlara elektrik enerjisi üretim tesisi kurma ve işletme izni verilmesi esaslarını belirleyen yönetmelik*” kapsamında belirlenmektedir (Perinçek, 2002). Bu yönetmeliğe göre toplam kurulu gücü 1500 kW ve daha az olan elektrik üretim tesislerinden enerji satın alınmamaktadır. 1500kW üzerindeki otoprodüktörler ise ihtiyaç fazlası enerjilerini, “...satış fiyatı, ülke genelinde enerji dağıtımı yapan kuruluşların nihai tüketiciye uyguladıkları ortalama enerji satış fiyatından fonlar ve paylar düşüldükten sonra kalan kısmının %85’ini geçmeyecek şekilde bakanlıkça belirlenir” hükmüne göre bağlı olduğu kuruluşa satabilmektedirler. Bununla birlikte enerji ihtiyacının tamamının veya bir bölümünün rüzgar ve güneş vs. gibi enerji kaynaklarıyla karşılanmasına, bakanlıkla sözleşme yapmak koşuluyla, izin verilmiştir.

Görüldüğü gibi ülkemizde şebekeye bağlı PV çatı sistemlerinde üretilen elektriğin şebekeye satılması - henüz - mümkün değildir. Oysa ki PV çatı sistemlerinin konutların tüm enerjisini karşılayabilmesi için şebekeye enerji satması gerekmektedir. Bu yüzden bugünkü koşullarda sadece direkt tüketim miktarı kadar enerjinin PV sistem ile karşılanabileceği görülmektedir. Bu durumda gerekli PV gücü, yükün enerji gereksiniminin güneş enerjisinin olduğu saatlere denk gelen kısmını karşılayacak şekilde boyutlandırılmalıdır.

Ancak tasarlanan sistemin avantajlarını ortaya koymak amacıyla, Klasik şebekeye bağlı PV çatı sistemi ile bu tezde gerçekleştirilen bataryalı PV çatı sistemi için uygun PV gücü aşağıdaki senaryolar için ayrı ayrı incelenmiştir.

Tarife grubuna göre;

- Normal tarife
- Puvant tarife

Batarya kullanımına göre;

- Batarya kullanılmıyor (klasik sistem)
- Batarya, 1kWh kapasiteli, sadece enerji kesintilerini kompanze etmek amacıyla kullanılıyor. (Batarya-1 sistem)
- Batarya, Puvant tarifesinde, enerjinin en ucuz olduğu zamanlarda enerjiyi bataryada depolayıp, en pahalı olduğu zamanlarda şebekeye aktarmak ve aynı zamanda enerji kesintilerini de kompanze etmek amacıyla kullanılıyor. (Batarya-2 sistem)

Hesaplamalar yapılırken dikkate alınan kısıtlamalar ise şunlardır:

- Elektrik faturası sıfırdan küçük olmayacaktır.
- Batarya şarj/deşarj verimi %80 vedeşarj oranı %75 olarak alınacaktır.
- Yükün ihtiyacından fazla elektrik üretilmeyecektir.
- Fazla enerji, ortalama enerji satış fiyatının %85'i üzerinden şebekeye satılacaktır.

Visual Basic'te yazılan simulasyon programını kullanarak farklı PV güçlerinde, direkt tüketim analizinde bahsedilen yük tipleri için, şebekeye verilen ve şebekeden alınan enerji miktarları ayrı ayrı elde edilmiş ve yukarıdaki senaryolar dikkate alınarak elektrik faturasını sıfır yapacak PV gücü araştırılmıştır. Elektrik faturaları aşağıdaki gibi hesaplanmıştır.

Normal tarife için;

$$F_N = E_{fg} \cdot F_{fg} - E_{tg} \cdot F_{fg} \quad (8.1)$$

Puvant tarife için;

$$F_P = E_{fg1} \cdot F_{fg1} + E_{fg2} \cdot F_{fg2} + E_{fg3} \cdot F_{fg3} - E_{tg} \cdot F_{fg} \quad (8.2)$$

Eşitliklerde, E_{fg} , şebekeden alınan enerji miktarı, E_{tg} , şebekeye verilen enerji miktarı, F_{fg} , şebekeden alınan enerji fiyatı, F_{tg} , ise şebekeye verilen enerji fiyatıdır. “1”, “2” ve “3” indisleri ise puvant elektrik tarifesindeki tarife dilimlerini temsil etmektedir. Görüldüğü gibi elektrik faturasının sıfır olabilmesi için şebekeden alınan enerjinin fiyatı kadar şebekeye enerji satılması gereklidir. Şebekeye elektrik satılamıyor ise eşitliklerdeki negatif terim olmayacağından fatura hiçbir zaman sıfır olamayacaktır. Batarya-2 sistemde, puvant tarifesinin enerjinin en pahalı olduğu 3.diliminde yüke verilmesi gereken enerji, 1.dilimde bataryaya depolanıp 3.dilimde kullanılmaktadır. Böylece 3.dilimde şebekeden enerji alınmamaktadır.

Ülkemizde meskenler için uygulanan sabit ve puvant elektrik enerjisi satış tarifesini Çizelge 8.3'te verilmiştir. Ortalama elektrik fiyatı 0.01 \$/kWh alınmış, %85 oranı üzerinden elektriğin alış fiyatı 0.085 \$/kWh olarak kullanılmıştır.

Çizelge 8.3 Elektrik enerjisi satış tarifesı (Haz. 2002)

	Alış fiyatı (\$/kWh)	Sabit tarife (\$/kWh)	Puvant tarifesı (\$/kWh)		
			17/22	22/06	06/17
Meskenler	0.085	0,10	0,129	0,040	0,074

Hesaplamalar sonucunda elde edilen optimum PV örgü boyutları Çizelge 8.4'te, gerekli batarya boyutları ise Çizelge 8.5'te görülmektedir.

Çizelge 8.4 Yüklere göre optimum PV boyutları [Wp]

	NORMAL TARİFE			PUVANT TARİFE		
	Klasik	Batarya-1	Batarya-2	Klasik	Batarya-1	Batarya-2
Sabit	1683	1683	Uygun değil	1362	1362	1151
Okul	1628	1628		1456	1456	1351
Konut1	1679	1679		1544	1544	1162
Konut2	1651	1651		1502	1502	1263
Konut3	1714	1714		1487	1487	1112
ORT.	1671	1671		1470	1470	1208

Çizelge 8.5 Yüklere göre gerekli batarya enerji kapasiteleri [kWh]

	NORMAL TARİFE			PUVANT TARİFE		
	Klasik	Batarya-1	Batarya-2	Klasik	Batarya-1	Batarya-2
Sabit	-	1.00	Uygun değil	-	1.00	1.25
Okul	-	1.00		-	1.00	0.90
Konut1	-	1.00		-	1.00	2.00
Konut2	-	1.00		-	1.00	1.42
Konut3	-	1.00		-	1.00	1.88
ORT.	-	1.00		-	1.00	1.49

Batarya-1 sisteminde, batarya dolu vaziyette beklediğinden ve enerji kesintileri dışında dikkate alınacak bir etkisi olmadığından elde edilen sonuçlar klasik sistemdekine eşdeğer kabul edilmiştir. Batarya-2 sistemini kullanmak normal tarifiede uygun olmamakla beraber puvant tarifiede önemli ölçüde fayda sağlamakta ve faturayı sıfırlamak için gerekli PV örgü gücünü aynı tarifiedeki diğer sistemlere göre ortalama %17.8 oranında küçültmektedir.

Normal tarifiede PV örgü gücü yükler arasında önemli fark göstermemesine karşın, puvant tarifiede daha belirgin farklılıklar oluşmaktadır. Bunun nedeni ise puvant tarifesinde yükün güç profilinin direkt olarak faturaya yansımastır. Ayrıca puvant tarife kullanıldığında bütün yüklerde gerekli PV örgü gücünün düştüğü, Batarya-2 sisteminde bu düşüşün daha da fazla olduğu görülmektedir.

Normal tarifiede en düşük PV örgü gücünün Okul tipi yükte olduğu, puvant tarifiede ise konut3 tipi yükte olduğu tespit edilmiştir. Normal tarifiede okul tipi yükün en düşük PV örgü gücünü vermesinin nedeni direkt tüketiminin yüksek oluşundandır. Puvant tarifiede ise konut3'te en düşük PV örgü gücünün elde edilmesinin nedeni ise enerjinin en pahalı olduğu 3.dilimdeki enerji tüketiminin fazla oluşundandır. Dolayısıyla, normal tarifenin uygulanacağı sistemlerde direkt tüketimin fazla, puvant tarifenin uygulanacağı sistemlerde ise direkt tüketimin az olması avantaj teşkil etmektedir. Çünkü puvant tarifiede şebekeye satılan enerjinin fiyatı, 1.dilimde şebekeden alınan enerji fiyatından daha yüksek olmaktadır.

Eşitlik 8.3'teki LCC maliyet denklemini ve Çizelge 8.6'daki birim maliyetleri kullanarak her bir sistemin ilk yatırım maliyeti hesaplanmış ve Çizelge 8.7'deki sonuçlar elde edilmiştir.

$$LCC = P_{PV} \cdot 5\$/W_p + P_{INV} \cdot 1\$/W + E_{BAT} \cdot (1 + 0.62 + 0.39 + 0.24) \cdot 70\$/kWh \quad (8.3)$$

Çizelge 8.6 PV sistem bileşenlerinin birim maliyetleri

Bileşen	Birim fiyatı
PV modül & montaj & ekipman	5\$/Wp
Inverter	1\$/W (Min. 1000W)
Batarya	70\$/kWh
Bakım ve işletme giderleri	İhmal

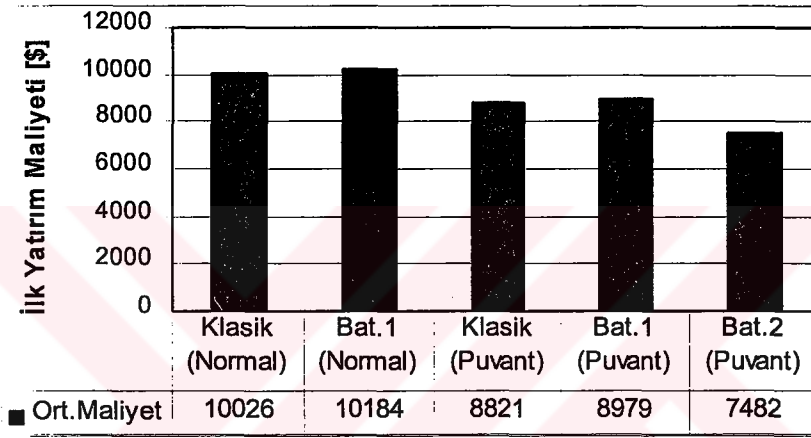
Çizelge 8.7 Sistem ilk yatırım maliyetleri [\$]

	NORMAL TARİFE			PUVANT TARİFE		
	Klasik	Batarya-1	Batarya-2	Klasik	Batarya-1	Batarya-2
Sabit	10098	10256	Uygun değil	8172	8330	7104
Okul	9768	9926		8736	8894	8248
Konut1	10074	10232		9264	9422	7288
Konut2	9906	10064		9012	9170	7802
Konut3	10284	10442		8922	9080	6969
ORT.	10026	10184		8821	8979	7482

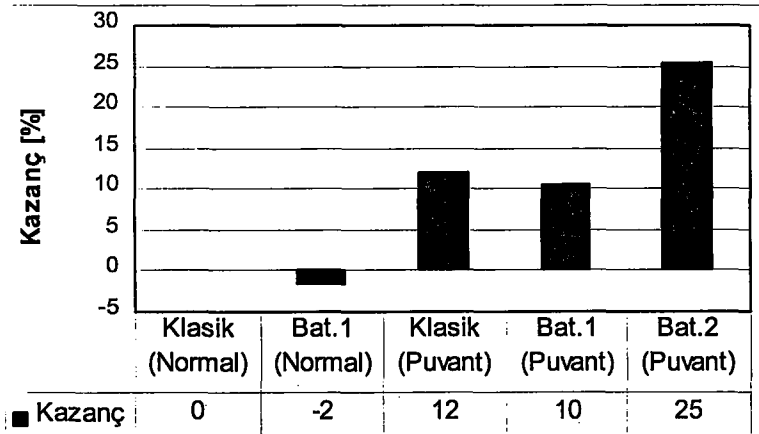
İlk yatırım maliyetleri Şekil 8.5'te grafiklendirilmiştir. Batarya-1 sistemi gerekli PV örgü gücünü değiştirmemekte ve ilk yatırım maliyetini %1.8 oranında arttırmaktadır. Batarya-2 sistemi ise gerekli PV örgü gücünü ortalama %17.8 oranında azaltmakla kalmayıp ilk yatırım maliyetini de %15 oranında düşürmektedir. Bu düşüş normal tarifiedeki klasik sistemle karşılaştırıldığında %25'lere ulaşmaktadır.

Sonuç olarak, İzmir meteorolojik koşullarında, yıllık enerji gereksinimi 2190 kWh olan 4 kişilik bir konutun elektrik faturasını sıfırlamak için gerekli PV modül gücü, normal tarifiede ortalama 1.7 kWp, puvant tarifiede ise ortalama 1.5 kWp olarak belirlenmiştir. Klasik

sisteme göre batarya-1 sisteminin ilk yatırım maliyeti ortalama %2 oranında artmaktadır. Ancak sistemdeki batarya, batarya-2 sistemindeki gibi kullanılırsa ortalama 1.2 kWp PV gücü yeterli olmaktadır ve aynı zamanda ilk yatırım maliyeti de %17.8 oranında azalmaktadır. Batarya-2 sisteminde yükün şebeke tarafından görülen profili değiştiğinden şebekenin güç profiline pozitif yönde katkıda bulunmaktadır.



Şekil 8.5 Sistemlerin ortalama ilk yatırım maliyetleri



Şekil 8.6 Klasik sisteme göre maliyet kazançları

9. SONUÇLAR

Bu tezde şebekeye bağlı PV sistemlere şebekeden bağımsız çalışma yeteneği ekleyerek yüke verilen enerjinin kesintisizliğini arttırmayı hedefleyen bir PV sistem tasarlanmış, simulasyon ve saha testi yapılarak klasik sistemlerle karşılaştırması yapılmıştır. Klasik şebekeye bağlı sistemler için tasarlanan inverterler bu sistemde kullanılamadığından hem şebekeye bağlı hem de şebekeden bağımsız çalışabilecek yeni bir inverter tasarlanmış ve kullanılmıştır. PV modüllerdeki ve inverterdeki verim düşüklüğü nedeniyle yıllık performans oranı %48.7 olarak gerçekleşmiştir. Buna rağmen yıllık üretilen toplam enerji 463.5 kWh/yıl, normalize edilmiş üretim ise 874.5 kWh/kWp.yıl değeri ile Alman 1000 çatı programında elde edilen 750-850 kWh/kWp.yıl değerinin üzerinde gerçekleşmiştir. Bu sonuç Türkiye şartlarında gelen güneş enerjisi miktarının Almanya'ya göre çok yüksek oluşundan kaynaklanmaktadır. Dolayısıyla şebekeye bağlı PV sistemlerinin enerji potansiyeli ülkemizde daha fazladır ve mutlaka teşvik edilmelidir. Performans oranı %85 olan bir sistem ile yaklaşık 1500 kWh/kWp.yıl enerji üretilmesi mümkündür.

Sistemde performans oranı yaz aylarında düşük, kış aylarında yüksek seyretmiş ve en büyük değerini ocak ayında elde etmiştir. Bunun nedeni modül performansının meteorolojik koşullardan etkilenmesidir. Kış aylarında hava sıcaklığına bağlı olarak modül sıcaklığı da düşük gerçekleştiğinden verim yüksek olmakta, dolayısıyla sistem performansı artmaktadır. Yaz aylarında ise aynı nedenle düşmektedir.

Şebekede meydana gelen enerji kesintileri yüzünden PV sistemde kullanılamayan güç, maksimum şebekedeki enerji kesintilerinin yüzdesi oranında gerçekleşebilmektedir. Ancak sistemin kurulduğu EUGEE binasında fazla enerji kesintisi meydana gelmemiş, olan kesintiler ise çoğunlukla ya gece ya da kapalı günlerde olmuştur. Dolayısıyla önemli bir enerji kaybı yaşanmamıştır.

Şebekedeki enerji kesintilerinin en önemli etkisi yüke verilen enerjinin kalitesinde kendini göstermektedir. Tasarlanan sistem kritik yüklerin enerjisini karşılayabilmekte ve enerji kesintilerini 1 saat süreyle kompanze edebilmektedir. Batarya kapasitesi artırılarak bu süre uzatılabilir. Böylece şebekeye bağlı PV sistemler daha cazip hale getirilmiştir. Her 1 saatlik depolama için, üretilen enerji maliyetinin yaklaşık %5, ilk yatırım maliyetinin %2 arttığı belirlenmiştir.

Tasarlanan sistemde batarya sisteme off-line olarak entegre edilmiştir ve dolayısıyla sistem verimi bundan etkilenmemektedir. Bir başka deyişle normal şartlarda klasik sisteme göre üretilen enerji miktarı değişmemektedir. Bununla birlikte enerji kesintilerinde, klasik sistemlerin aksine, PV örgüdeki güç değerlendirilebildiğinden üretilen enerji miktarı artmakta ve dolayısıyla performans yükselmektedir.

Sistemde birim enerji maliyeti batarya kullanılmadığı durumda 0.75 \$/kWh, 60 Ah batarya kullanıldığında ise 0.79 \$/kWh olarak elde edilmiştir. Maliyetin yüksek olmasının en büyük nedeni sistem performansındaki göreceli düşüklüktür. İnverter veriminin %90-95 arasında ve PV modüllerin daha verimli olması durumunda performans oranı %70-90 arasında gerçekleşecek, birim enerji maliyetleri ise sırasıyla 0.55-0.43 \$/kWh arasında bir değer alacaktır. Konvansiyonel enerji kaynaklarına göre pahalı olan maliyetler ise ancak güneş pili fiyatlarının 1\$/W seviyesine düşmesiyle konvansiyonel rakipleriyle aynı seviyeye gelebilecektir.

Geliştirilen sistemde, günlük enerji tüketimi 6 kWh/gün olan 4 kişilik bir evin elektrik faturasının sıfırlanabilmesi için gerekli PV kapasitesinin normal tarifiede ortalama 1.7 kWp, puvant tarifiede ise ortalama 1.5 kWp olması gerektiği ve ilk yatırım maliyetlerinin ise sırasıyla 10 184\$ ve 8 979\$ olduğu belirlenmiştir. Bununla birlikte, sistemde kullanılan bataryanın işlevi farklılaştırıldığında, yani şebeke

elektriğinin ucuz olduğu zamanlarda enerjiyi bataryada depolayıp, pahalı olduğu zamanlarda yük üzerinde kullanarak sistemin daha kazançlı olabileceği görülmüştür. Bu şekilde bir çalışmada gerekli PV kapasitesinin 1.2 kWp seviyesine düştüğü ve aynı zamanda ilk yatırım maliyetinin de %17.8 oranında azalarak 7482\$'a düştüğü tespit edilmiştir. İlk yatırım maliyetindeki azalma, normal tarifiede çalışan sistemlerle karşılaştırıldığında %25'lere ulaşmaktadır.

Şebekeye bağlı PV çatı sistemleri konutların enerjisini karşılamak için büyük bir potansiyele sahiptir. Ama günümüz koşullarında ekonomik olamadıkları için yaygınlaşamamaktadırlar. Modül fiyatlarının 1\$/Wp seviyesine düşmesiyle ve konvansiyonel enerji üretim yöntemlerinin çevreye verdikleri zararın bilincine varılmasıyla bu engel aşılabacaktır. Bu tezde geliştirilen sistemde olduğu gibi, tüketicinin enerji konforunu artıran, kesintisiz enerji sağlayan ve elektrik faturasıodemeyi sona erdirerek daha cazip hale gelen PV sistemlerle bu engelin daha kolay aşılabacağı inancındayım.

KAYNAKLAR DİZİNİ

Alaçakır, F.B., 2000. EİE şebeke bağlantılı güneş pili sisteminin işletilmesi ve alınan sonuçlar, *Türkiye 8. Enerji Kongresi*, 75-85

Alajlan, S.A., 1999. Photovoltaic grid-connection system as load-shaving tool in Riyadh, Saudi Arabia, *Applied Energy*, 63:91-99

Altaş, İ.H., Sharaf, A.M., 1996. A Novel On-line MPP Search Algorithm for PV Arrays, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 11(4):748-754

Altaş, İ.H., Sharaf, A.M., 1994. A Novel Fuzzy Logic Controller for Maximum Power Extraction from a PV Array Driving a Three-phase Induction Motor, *7th Mediterranean Electrotechnical Conference Proceedings*, 2:853-856

Calais, M., Hinz, H., 1998. A Ripple-Based Maximum Power Point Tracking Algorithm for a Single-Phase, Grid-Connected Photovoltaic System, *Solar Energy*, 63(5):277-282

Calais, M., Agelidis, V.G., Dymond, M.S., 2001. A cascaded inverter for transformerless single-phase grid-connected photovoltaic systems, *Renewable Energy*, 22:255-262

Cardona, M.S., Lopez, L.M., 1998. Evaluation of a grid-connected photovoltaic system in southern Spain, *Renewable Energy*, 15:527-530

Cardona, M.S., Lopez, L.M., 1999. Performance analysis of a grid-connected photovoltaic system, *Energy*, 24:93-102

Cocconi, A., Cuk, S., Middlebrook, R.D., 1983. High-Frequency Isolated 4kW Photovoltaic Inverter for Utility Interface, *Proceedings of the Seventh International PCI'83 Conference*, Switzerland.

Çağal, B., 1989. Sayısal Analiz, *Seç Yayın Dağıtım*.

Decker, B., Jahn, U., 1997. Performance of 170 grid connected PV plants in northern Germany – Analysis of yields and optimization potentials, *Solar Energy*, 59(4-6):127-133

Duffie, J.A., Beckman, W.A., 1991. Solar Engineering and Thermal Processes, *John Wiley&Sons Ltd*.

Edelmoser, K.H., Himmelstoss, F.A., 1999. Analysis of a New High-Efficiency DC-to-AC Inverter, *IEEE Transactions on Power Electronics*, 14(3):454-460

Erge, T., Hoffmann, V.U. and Kiefer, K., 2001. The German experience with grid-connected PV-systems, *Solar Energy*, 70(6):479-487

Fitzgerald, A.E., Kingsley, C., Umans, S.D., 1992. Electric Machinery, *McGraw-Hill International Limited*, Fifth edition, UK, 600p

Gençoğlu, M.T., Cebeci, M., 2000. Türkiye'nin Enerji Kaynakları Arasında Güneş Enerjisinin Yeri ve Önemi, *Türkiye 8.Enerji Kongresi*, 63-73

Giraud, F., Salameh, Z.M., 2001. Steady-State Performance of a Grid-Connected Rooftop Hybrid Wind-Photovoltaic Power System with Battery Storage, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 16(1):1-7

Giraud, F., Salameh, Z.M., 1999. Analysis of the Effects of a Passing Cloud on a Grid-Interactive Photovoltaic System with Battery Storage using Neural Networks, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 14(4):1572-1577

Haas, R., Ornetzeder, M., Hametner, K., Wroblewski, A., Hübner, M., 1999. Socio-economic aspects of the Austrian 200 kWp photovoltaic-rooftop programme, *Solar Energy*, 66(3):183-191

Hernandez, J.C., Vidal, P.G., Almonacid, G., 1998. Photovoltaic in Grid-Connected Buildings. Sizing and Economic Analysis, *Renewable Energy*, 15:562-565

Iskander, C., Scerri, E., 1998. Interfacing a solar photovoltaic system with the national electricity grid in Malta, *Renewable Energy*, 15:577-580

Khouzam, K.Y., 1999. Technical and Economic Assessment of Utility Interactive PV Systems for Domestic Applications in South East Queensland, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 14(4):1544-1550

Kim, H., Naotaka, O., Takigawa, K., 2001. Advanced grid connected PV system with functions to suppress disturbance by PV output variation and customer load change, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 67, 604-609

Kurokawa, K., Ikki, O., 2001. The Japanese experiences with national Pv system programmes, *Solar Energy*, 70(6):457-466

Linden, D., 1995. Handbook of Batteries, 2nd edition, McGraw-Hill

Markvart, T., 1994. Solar Electricity, *John Wiley&Sons*, 219

Microchip Technology Inc., 1997. Uninterruptible Power Supply Reference Design, *PICREF1*, 60p

Mohan, N., Undeland, T.M., Robbins, W.P., 1995. Power Electronics- Converters, Applications and Design, *John Wiley & Sons*, Second Edition, USA, 802p.

Nayar, C.V., Ashari, M., Keerthipala, W.W.L., 2000. A Grid-Interactive Photovoltaic Uninterruptible Power Supply System Using

Battery Storage and a Back Up Diesel Generator, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 15(3):348-353

Oktik, Ş., 2000. Fotovoltaik Güneş Pilleri ve Güç Sistemleri Dünyü Bugünü ve Yarını, *Türkiye 8.Enerji Kongresi*, 47-62

Özbalta, N., 2000. İzmir Bornova'daki Güneş Radyasyonu Verilerinin Analizi, *E.Ü. Araştırma Fon Projesi*, 93/GEE/004

Palomino, G.E., Wiles, J., Stevens, J., Goodman, F., 1997. Performance of a grid connected residential photovoltaic system with energy storage, *26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, September 29- October 3, Anaheim, California

Perinçek, O., 2002. Yenilenebilir Enerjide Ülkemizde Uygulanan Yasal ve Teknik Kriterler, *E.Ü., Seminer Notları*, 23,

Sayigh, A., 1999. Renewable energy – the way forward, *Applied Energy*, 64:15-30.

Schoen, T.J.N., 2001. Building-integrated Pv installations in the Netherlands: Examples and operational experiences, *Solar Energy*, 70(6):467-477

Spiegel, R.J., Greenberg, D.L., Kern, E.C., House, D.E., 2000. Emissions Reduction Data for Grid-Connected Photovoltaic Power Systems, *Solar Energy*, 68(5):475-485

Spooner, E.D., Harbidge, G., 2001. Review of international standarts for grid connected photovoltaic systems, *Renewable Energy*, 22:235-239

Veerachary, M., Yadaiah, N., 2000. ANN Based Peak Power Tracking for PV Supplied DC Motors, *Solar Energy*, 69(4):343-350

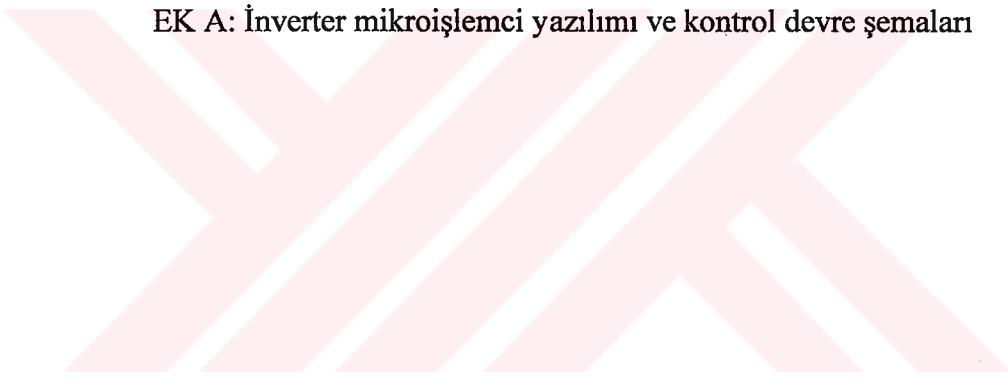
Yang, A., Sen, P.C., 1999. Bidirectional DC-to-AC Inverter with Improved Performance, *IEEE Transactions on Aerospace and Electronics Systems*, 35(2):533-542

Yoo, S.H., Lee, E.T., Lee, J.K., 1998. Building Integrated Photovoltaics: A Korean Case Study, *Solar Energy*, 64(4-6):151-156

Wiemken, E., Beyer, H.G., Heydenreich, W., Kiefer, K., 2001. Power characteristics of PV ensembles: Experiences from the combined power production of 100 grid connected PV systems distributed over the area of Germany, *Solar Energy*, 70(6):513-518

EKLER

EK A: İnverter mikroişlemci yazılımı ve kontrol devre şemaları



EK A: İnverter mikroişlemci yazılımı ve kontrol devre şemaları

```

//*****
//  GRID CONNECTED INVERTER SOFTWARE
//
// Author      : Mutlu BOZTEPE
// Company     : E.U. Solar Energy Institute
// Date        : 3-4-1999
//
// Last update  : 01-10-2000
// Compiled using MPLAB-C17 (ver2.30) demo software
//*****

#include "P17C44.H"
#include "serial.h"

//-----
// Prototype for functions
//-----
void _TMR0(void);           // TMR0 interrupt handler
void _INT(void);           // INT interrupt handler
void _PIV(void);           // TMR3 interupt handler
void read_adc(void);       // ADC read function.
void send_id(void);
void send_param();
void send_param1();
extern void doPV(void);    // Select mode
extern void SelMode(void); // Select mode
extern void doVoltageLoop(void); // Voltage control loop
extern void doCurrentLoop(void); // Current control loop
extern void doMPPCurrentLoop(void); // MPP Current control loop
extern void doMPP(void);   // MPP control loop
extern void doAVERAGE(void); // Average Vac, Vdc and Idc
extern void doAVERAGE1(void); // Average Vac, Vdc and Idc
void main(void);          // Main function

//-----
// Definitions
//-----
#define POS_NEG      PORTBbits.RB0 // 1-POSITIVE 0-NEGATIVE CYCLE
#define ENABLE       PORTBbits.RB1 // 1-ENABLE PWM 0-DISABLE PWM
#define SD           PORTCbits.RC7 // 1-DISABLE 0-ENABLE IR2113
#define AuxRelay     PORTCbits.RC6 // 1-RELAY CLOSED 0-RELAY OPEN
#define InvRelay     PORTBbits.RB6 // 1-RELAY CLOSED 0-RELAY OPEN
#define GridRelay    PORTBbits.RB7 // 1-RELAY CLOSED 0-RELAY OPEN
#define GRID_LED     PORTDbits.RD0 // Grid Ok indicator
#define GRIDMODE_LED PORTDbits.RD1 // Grid connected mode ind.
#define SENCRON_LED  PORTDbits.RD2 // Synchron indicator
#define FREEMODE_LED PORTDbits.RD3 // Stand alone mode ind.
#define VOLTOK_LED   PORTDbits.RD4 // Volt ok indicator
#define FREQOK_LED   PORTDbits.RD5 // Frequency ok indicator
#define BAT_OK       PORTDbits.RD6 // Battery indicator
#define SIGN_LED     PORTDbits.RD7 // sinus ref sign indicator
#define TEST_PIN1    PORTEbits.RE0 // time measurement for _TMR0

```

```

#define TEST_PIN2  PORTEbits.RE1 // time measurement for _INT
#define TEST_PIN3  PORTEbits.RE2 // time measurement for _PIV
#define FreeMode   flag0.b0      // 1-Stand-Alone operation
#define GridMode   flag0.b1      // 1-Grid-connected operation
#define ZC         flag0.b2      // Zero cross flag
#define LineOk     flag0.b3      // Grid status
#define VoltOk     flag0.b4      // Out of voltage flag
#define FreqOk     flag0.b5      // Out of frequency flag
#define PhaseOk    flag0.b6      // Out of phase flag
#define SIGN       flag0.b7      // Sin_ref polarity
#define FLAG_VAC   flag1.b0      // 1- Sample 0- no sample Vac
#define FLAG_VDC   flag1.b1      // 1- Sample 0- no sample Vdc
#define SATFLAG_v   flag1.b2      //
#define SATFLAG_i   flag1.b3      //
#define SATFLAG_mpp flag1.b4      //
#define SATFLAG_pv  flag1.b5      //
#define mpp_on      flag1.b6      // dompp on flag
#define pv_on       flag1.b7      // doPV on flag
#define BatOk       flag2.b0
#define EveryOk     flag2.b1
#define FLAG_Vmpp   flag2.b2
#define selmode_on  flag2.b3
#define PvOk        flag2.b4
#define N           96          // Sample number in one semiperiod
#define CYCLE_NUMBER 0x7F      // required cycle number to
                                // synchronization establish (32 period)

// ADC pin connections
#define Dout        PORTC,2      // ADC Dout pin
#define Din         PORTC,1      // ADC Din pin
#define SCLK        PORTC,0      // ADC SCLK pin
#define EOF         PORTCbits.RC4 // ADC EOF pin
#define AN0         0           // Channel 0
#define AN1         1           // Channel 1
#define AN2         2           // Channel 2
#define AN3         3           // Channel 3
#define AN4         4           // Channel 4
#define AN5         5           // Channel 5

//-----
// Sinus reference ROM data
//-----

const rom intwm_ref[96]={0,8,17,25,33,42,50,58,66,74,82,90,98,
105,113,120,128,135,142,149,155,161,168,174,180,186,
192,197,202,207,212,217,221,225,229,232,236,239,242,244,
246,248,250,252,253,254,254,255,255,255,254,254,253,252,
250,248,246,244,242,239,236,232,229,225,221,217,212,207,
202,197,192,186,180,174,168,161,155,149,142,135,128,120,
113,105,98,90,82,74,66,58,50,42,33,25,17,8};

```

```

//-----
// Variables
//-----
char  cmd_buffer[10];
char *cmd_buf_ptr;
unsigned char index, i_lim;
unsigned char AARG0,AARG1,BARG0,BARG1;
unsigned char RSLT0,RSLT1,RSLT2,RSLT3;
unsigned char y,y1,y2,y3;
unsigned char channel, synchron;
unsigned char step, P, P1, P2, Pold, Pold1, Pold2;
unsigned char MppCycle, SolCount, GridCount, VocCount;
int  ac_voltage, ac_current, dc_voltage, dc_current;
int  grid_voltage;
int  Vac, Vdc, Idc, Vgrid;
int  sin_ref, Vmpp_ref, i_mpp, v_ref, i_ref, e, adc_zero;
int  Kp_v, integral_v, Ki_v;      // Voltage loop pid variables
int  Kp_i, integral_i, Ki_i;      // Current loop pid variables
int  Kp_mpp, integral_mpp, Ki_mpp; // MPP loop pid variables
int  Kp_pv, integral_pv, Ki_pv;   // PV loop pid variables
int  TMR0_MAX, TMR0_MIN, TMR0_PR;
int  VgridMin, VgridMax, VgridHys, VocLoad, VocMin, VdcMin;
int  VbatHigh, VbatLow, result;

//*****
void main(void)
//*****
{
    Install_INT(_INT);      // Install _INT interrupt handler
    Install_TMR0(_TMR0);    // Install _TMR0 interrupt handler
    Install_PIV(_PIV);      // Install _PIV(TMR3) interrupt handler

    ClrWdt();

// PORT settings
    PORTB=0;      //
    PORTC=0; // Initialize the port latches for settings
    PORTD=0;      //
    DDRB=0b00110000;    // Port B data direction
    DDRC=0b00010100;    // Port C data direction
    DDRD=0b00000000;    // Port D data direction
    DDRE=0b00000000;    // Port E data direction
    CPUSTAbits.GLINTD = 1; // Global interrupts disable

// USART settings
    TXSTA = 0x20;      // TX enabled, 8-bit, Async.
    RCSTA = 0x90;      // Serial Port enabled
    SPBRG = 0x35;      // 0x35 - for 9600 Baud (33 MHz)

// TIMER0 settings
#define TMR0_FIX 0xFCB3    // 50Hz
TOSTA=0x80;      // Ext. clk (stop timer0), prescale=1
    INTSTAbits.T0IE=1;    // Enable Timer0 interrupt

```

```

    TMR0=TMR0_PR;

// TIMER1 and TIMER2 settings
    TCON1bits.T16 = 0;    // TMR1 and TMR2 are two 8-bit timers
    TCON1bits.TMR1CS = 0; // internal clock
    TCON1bits.TMR2CS = 0; // internal clock

// TIMER3 settings
    TCON1bits.TMR3CS=1;   // Use external clock
    TCON2bits.CA1=0;      // One capture one period register
    TMR3=0;               // zero at the beginning
#define PR3_FIX 0xEC54   //
    PR3=PR3_FIX;          // 22ms int. req. (33MHz @ PR2=0x02)
    TCON2bits.TMR3ON = 0; // Stop Timer3
    INTSTAbits.PEIE=1;    // Peripheral int. enable (for tmr3)
    PIEbits.TMR3IE=1;     // Enable timer3 interrupt

// PWM1 settings
    PR1=0xFF;             // 32.2kHz&33MHz clock
    PW1DCL = 0;
    PW1DCH = 0;           // Init PWM duty cycle to 0

// PWM2 settings
    PR2=0x02;             // freq. 2750000 Hz (33 MHz)
    PW2DCL=0x00;
    PW2DCH=0x01;
    PW2DCLbits.TM2PW2=1; // time base timer2

// External Interrupt settings
    PIE=0b01000000;      // Enable only TMR3 peripheral int
    INTSTAbits.TOCKIE=0;  // Ext TOCKI pin int. disable
    INTSTAbits.INTE=1;    // Ext INT pin int. enable
    TOSTAbits.INTEDG=1;   // INT pin edge select

// Startup

    synchron=Cycle_Number;
    ENABLE=1;             // steering logic is enable
    SD=1;                 // Disable inverter before settings
    index=0; SIGN_LED=1;  // Positive cycle first
    PW1DCL=0; PW1DCH=0;

// Flag0 bits
    FreeMode=0;   GridMode=0;   ZC=0;           LineOk=0;
    VoltOk=1;     FreqOk=0;     PhaseOk=0;     SIGN=0;

// Flag1 bits
    FLAG_VAC=1;   FLAG_VDC=1;   SATFLAG_v=0; SATFLAG_i=0;
    SATFLAG_mpp=0; SATFLAG_pv=0; mpp_on=0;   pv_on=0;

// Flag2 bits
    BatOk=1; EveryOk=0;   FLAG_Vmpp=1; selmode_on=0; PvOk=0;
    GridCount=100; SolCount=100; VocCount=255; MppCycle=10;
    TMR0_PR=0xFCB3;      TMR0_MAX=0xFCF0; TMR0_MIN=0xFC00;
    v_ref=1000; i_lim=200;   Vmpp_ref=800; i_mpp=1;
    adc_zero=525; step=20;   VgridMin=743; VgridMax=1010;
VgridHys=40; VocLoad=896; VocMin=945; VdcMin=716;
    VbatHigh=650; VbatLow=560; e=0; Pold=0; Pold1=0;

```

```

integral_v=0; Kp_v=20000; Ki_v=1000;    // Voltage loop
integral_i=0; Kp_i=2000; Ki_i=500;      // Current loop
integral_pv=0; Kp_pv=2500; Ki_pv=1000;  // Input voltage control
integral_mpp=0; Kp_mpp=40; Ki_mpp=50;   // MPP loop variables
    PIRbits.TMR3IF=0;    // Clear TMR3 int. flag
    TOSTAbits.TOCS=1;    // Start timer0
    TCON2bits.TMR1ON = 1; // Start timer1
    TCON2bits.TMR2ON = 1; // Start timer2
    TCON2bits.TMR3ON = 1; // Start Timer3
    TCON2bits.PWM1ON = 1; // Start PWM1
    TCON2bits.PWM2ON = 1; // Start PWM2

    CPUSTAbits.GLINTD = 0;    // Unmask the interrupts

    while (1)
    {
// Perform Serial communication routines
    }

//*****
void _TMR0(void)
//*****
{
    ClrWdt();
    TMRO=TMRO_PR;    // Reload Timer0
    TEST_PIN1=1;    // Set pin to measure service time
    sin_ref=pwm_ref[index++];    // Sinus reference

// *** Zero cross and synconization ***-----
    if (index == N)
    {
        index=0;
        SIGN = !SIGN;    // Toggle sign at every zero cross
        SIGN_LED=!SIGN_LED;
        if (SIGN)    // if positive cycle
        {
            if (GridCount) GridCount--;
            if (SolCount) SolCount--;
            if (VocCount) VocCount--;
            if (LineOk)
            {
                if (ZC)    TMRO_PR++;
                else {TMRO_PR--; TOSTAbits.TOCS=0;}}
            else TMRO_PR= TMRO_FIX;
            }
        ZC=0;
    }

// *** Safety & protection & Mode selection section ***-----
    if (selmode_on)    SelMode();

// *** GRID CONNECTED MODE SECTION ***-----

```

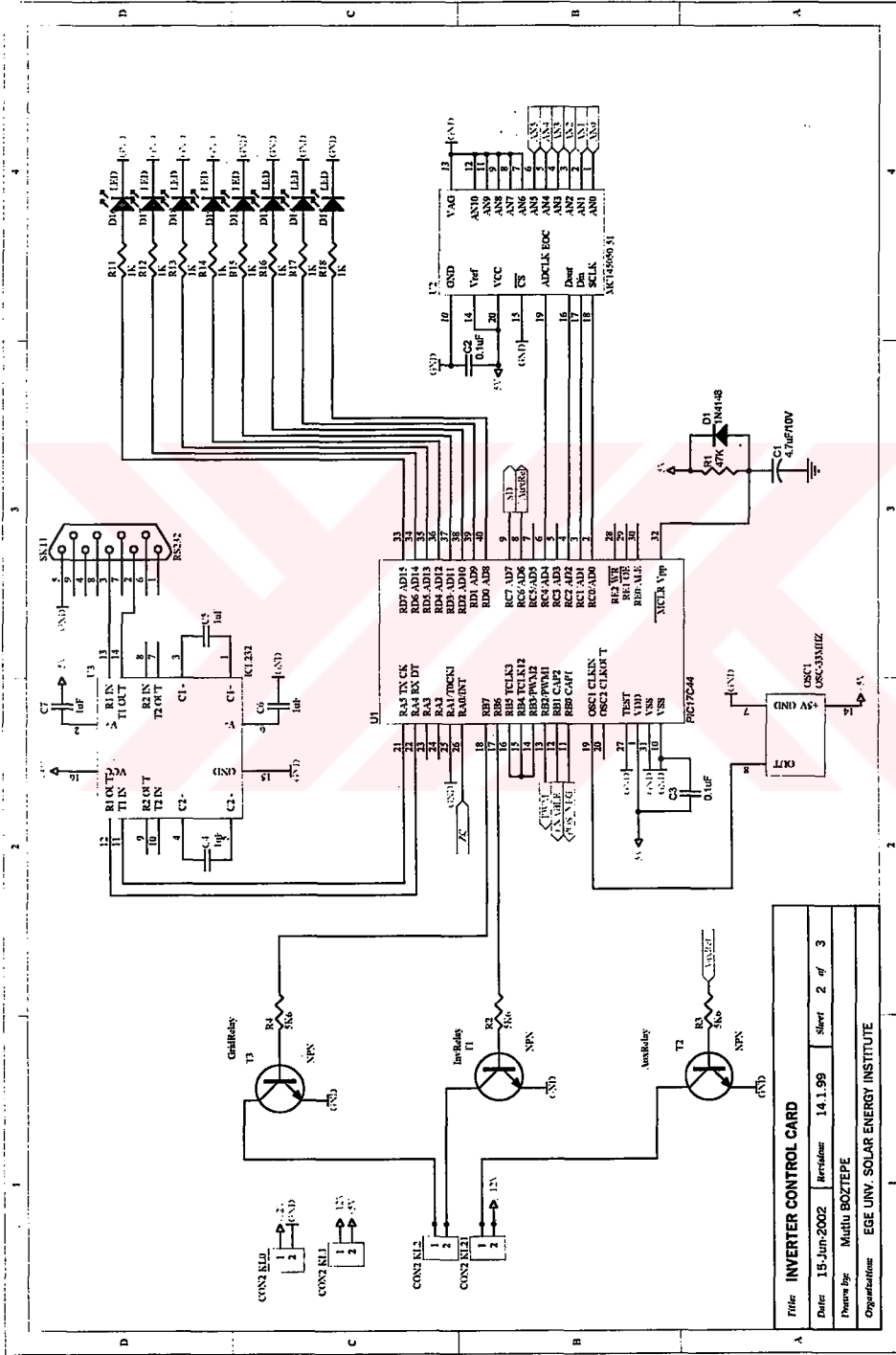
```

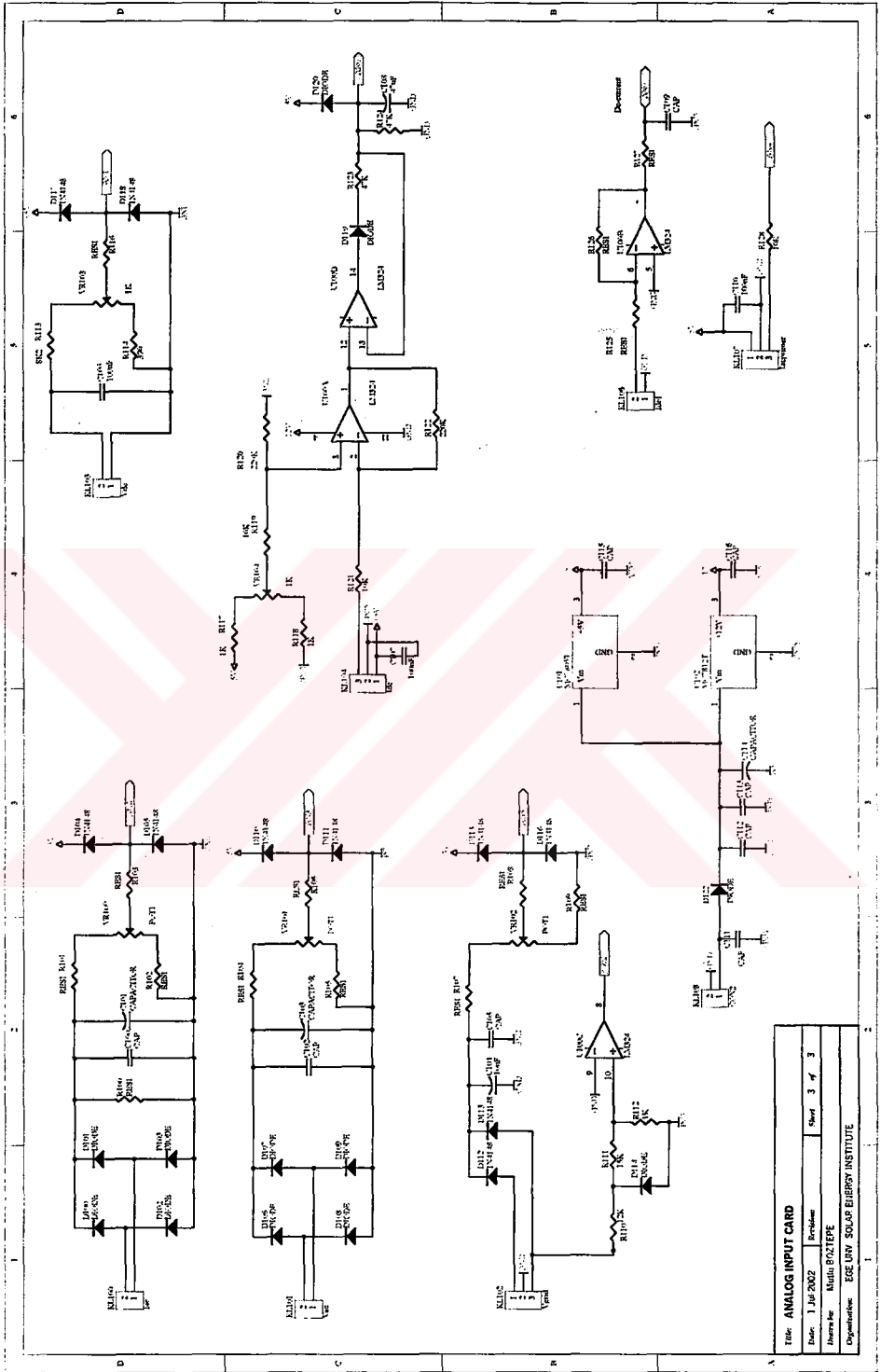
if (GridMode)
{
    channel=AN4; read_adc();    // start ac_current conversion
    GRIDMODE_LED=1;
    if (!index && SIGN)    // if positive zero cross occurs,
    {
        doAVERAGE(); //do average Vac, Idc and Vdc. Extract Vpv
        if ((!MppCycle) && (mpp_on))
        { MppCycle=10;doMPP();} //run doMPP loop every 0.1s
        MppCycle--;
        if (pv_on) {doPV();}    // run doPV loop
    }

    if (FLAG_VAC) {grid_voltage=grid_voltage+result; FLAG_VAC=0;}
    else if (FLAG_VDC) {dc_voltage=dc_voltage+result; FLAG_VDC=0;}
    else {dc_current=dc_current+result; FLAG_VAC=1; FLAG_VDC=1;}
    if (FLAG_VAC) channel=AN5;    // sample ac voltage
        else if (FLAG_VDC) channel=AN1; // sample dc voltage
            else channel=AN0;    // sample dc current
    read_adc();
    ac_current = result;    // reads ac current
    doMPPCurrentLoop();    // Do current loop
}

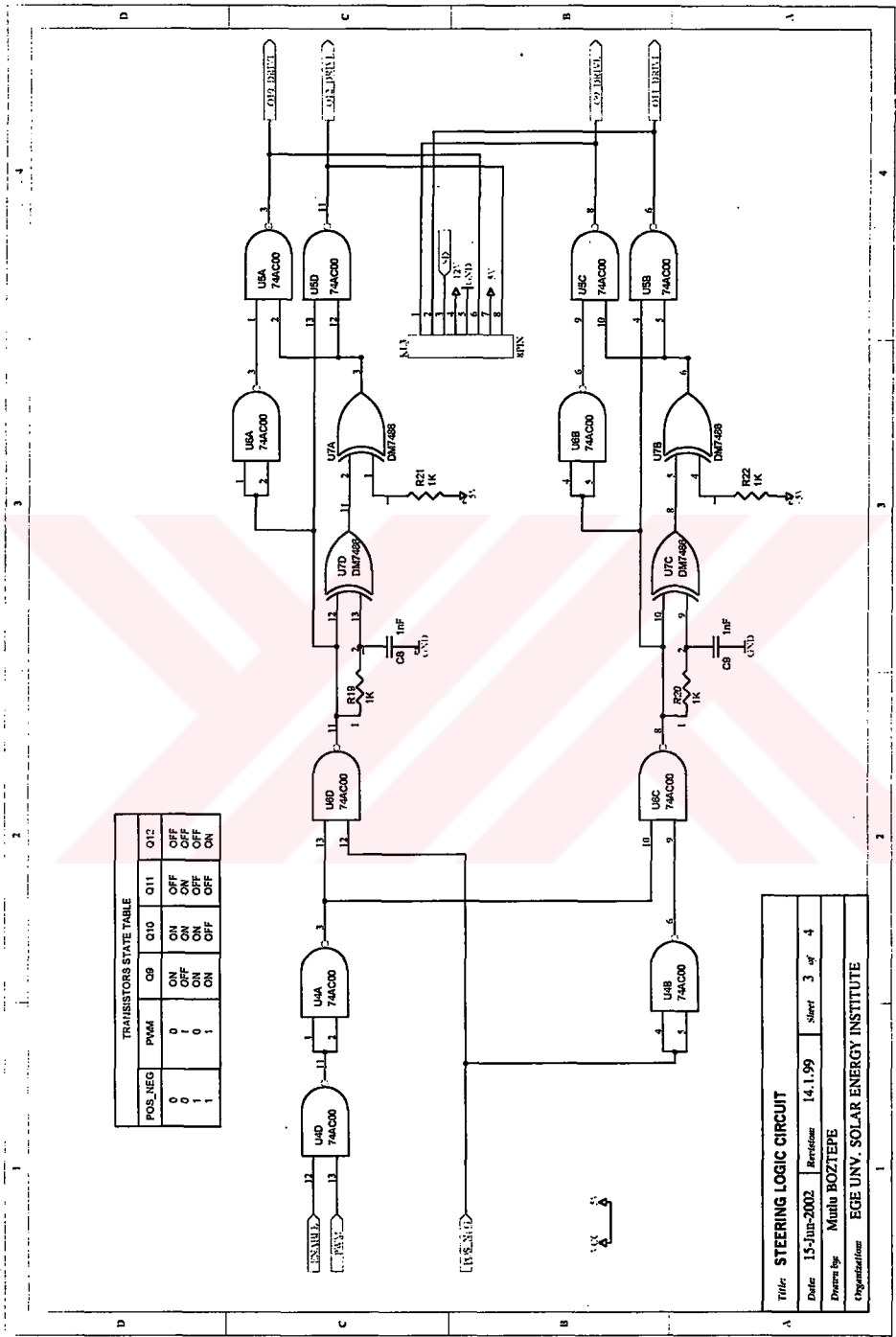
// *** STAND ALONE MODE SECTION ***-----
if (FreeMode)
{
    channel=AN2; read_adc();    // start ac_current conversion
    FREEMODE_LED=1;
    // if positive zero cross occurs
    if (!index && SIGN) doAVERAGE1();
    if (FLAG_VAC) {ac_voltage=result; doVoltageLoop(); FLAG_VAC=0;}
    else if (FLAG_VDC) {dc_voltage=dc_voltage+result; FLAG_VDC=0;}
    else {grid_voltage=grid_voltage+result; FLAG_VAC=1; FLAG_VDC=1;}
    if (FLAG_VAC) channel=AN3;    // sample ac voltage
        else if (FLAG_VDC) channel=AN1; // sample dc voltage
            else channel=AN5; // sample dc current
    read_adc();
    ac_current = result;    // reads ac current
    doCurrentLoop();    // Do current loop.
}
TEST_PIN1=0;    // Clear bit to measure service time
}
//*****

```





Title: ANALOG INPUT CARD			
Date: 1 Jul 2002	Revision:	Sheet: 3 of 3	
Drawn by: Muthu RAO/TEPE			
Organization: EGE UNV SOLAR ENERGY INSTITUTE			



ÖZGEÇMİŞ

Adı Soyadı : Mutlu Boztepe
Doğum Yeri ve Tarihi : Yıldızeli, 11.05.1971
Baba Adı : Ali
Anne Adı : Fikriye
Medeni Durumu : Evli
Askerlik Durumu : Tamamladı
Adresi : E.Ü.Müh.Fak.
Elektrik-Elektronik Müh.Böl.
35100 Bornova-İZMİR
Tel (iş) : 0-232-388 60 24
Fax (iş) : 0-232-388 60 24
E-mail : boztepe@bornova.ege.edu.tr
URL : <http://bornova.ege.edu.tr/~boztepe>

EĞİTİM

İlkokul : Avcıpınarı Köyü İlkokulu, Yıldızeli, SİVAS (1976-1981)
Ortaokul : Behrampaşa Ortaokulu, Sivas (1981-1984)
Lise : Sivas Lisesi, Sivas (1984-1987)

Lisans : Dokuz Eylül Üniv., Mühendislik-Mimarlık Fakültesi,
Elektrik-Elektronik Müh.Böl., İzmir (1987-1991)

Tez Konusu : *Mikroişlemci Kontrollü Otomatik Çamaşır Makinası*

Y.Lisans : Ege Üniversitesi Güneş Enerjisi Enstitüsü
İzmir (1993-1995)

Tez Konusu : *Güneş Pilleri ile Çalışan Peltier Elemanlı Bir Soğutucu Sistemin Tasarımı ve Denenmesi*

MESLEKİ İLGİ ALANLARI

Yenilenebilir enerji kaynakları ve uygulamaları, Fotovoltaik ve rüzgar enerjisi sistemleri, Güç Elektronik, Mikroişlemci kontrollü endüstriyel sistemler, Bilgisayar programlama.

ÇALIŞTIĞI GÖREVLER

1. 1992-1995 yılları arasında EPSIS ELEKTRONİK firmasında arıza-bakım mühendisliği
2. 1995 yılından beri E.Ü. Müh.Fak. Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümünde Araştırma Görevliliği

ÜYE OLDUĞU KURULUŞLAR

TMMOB-Elektrik Mühendisleri Odası

YAYIN LİSTESİ

- 1- Çolak, M., Boztepe, M., **Güneş Pilleri ile Çalışan Peltier Elemanlı bir Soğutucu Sistemin Tasarımı**, II.Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi ve Sergisi, 10-14 Ekim 1995
- 2- Çolak,M., Boztepe, M., **Güneş Pilleri ile Çalışan Peltier Elemanlı Bir Soğutucu Sistem**,Termodinamik Aylık Dergi, sayfa 44-48, Kasım 1995
- 3- Boztepe,M., Çolak M., **Design and Test of a PV Energised Peltier Cooling-Box**, Proceeding of World Renewable Energy Congress V, pp.1759-1762, 1998
- 4- Engin M., Boztepe M., Çolak, M., **Fotovoltaik Enerjinin Ölçümü Amaçlı Bilgisayara Bağlanabilir bir Datalogger Sisteminin Tasarımı**, Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, İzmir, 18-20 Ocak 2001