



EGE ÜNİVERSİTESİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**SAM (SYSTEM ADVISOR MODEL) YAZILIMI İLE
ŞEBEKE BAĞLANTILI BİR FOTOVOLTAİK TESİSİN
20 YILLIK TEKNİK VE EKONOMİK ANALİZİ**

Burhan KIRAÇ

Tez Danışmanı : Yrd. Doç. Dr. Melih Soner Çeliktaş

Güneş Enerjisi Anabilim Dalı

Sunuş Tarihi : 01.03.2017

Bornova-İZMİR

2017

EÜ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

EGE ÜNİVERSİTESİ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

(YÜKSEK LİSANS TEZİ)

**SAM (SYSTEM ADVISOR MODEL) YAZILIMI İLE
ŞEBEKE BAĞLANTILI BİR FOTOVOLTAİK TESİSİN
20 YILLIK TEKNİK VE EKONOMİK ANALİZİ**

Burhan KIRAÇ

Tez Danışmanı : Yrd. Doç. Dr. Melih Soner Çeliktaş

Güneş Enerjisi Anabilim Dalı

Sunuş Tarihi : 01.03.2017

Bornova-İZMİR

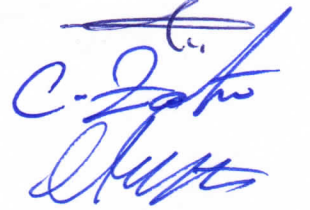
2017

Burhan Kır a tarafından yüksek lisans tezi olarak sunulan ‘‘SAM (System Advisory Model) Yazılımı İle Şebeke Bağlantılı Bir Fotovoltaik Tesisin 20 Yıllık Teknik Ve Ekonomik Analizi’’ başlıklı bu alıŐma E.Ő. Lisansüstü Eğitim ve Öğretim Yönetmeliği ile E.Ő. Fen Bilimleri Enstitüsü Eğitim ve Öğretim Yönergesi'nin ilgili hükümleri uyarınca tarafımızdan değerlendirilerek savunmaya değer bulunmuŐ ve 01.03.2017 tarihinde yapılan tez savunma sınavında aday oybirliği/oyçokluğu ile başarılı bulunmuştur.

Jüri Üyeleri:

İmza

Jüri BaŐkanı : Yard. Doç Dr. Melih Soner Çeliktas
Raportör Üye : Doç. Dr. Ceylan Zafer
Üye : Doç. Dr. Engin Karatepe



EGE ÜNİVERSİTESİ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ETİK KURALLARA UYGUNLUK BEYANI

EÜ Lisansüstü Eğitim ve Öğretim Yönetmeliğinin ilgili hükümleri uyarınca Yüksek Lisans Tezi olarak sunduğum “SAM (System Advisor Model) Yazılımı İle Şebeke Bağlantılı Bir Fotovoltaik Tesisin 20 Yıllık Teknik Ve Ekonomik Analizi” başlıklı bu tezin kendi çalışmam olduğunu, sunduğum tüm sonuç, doküman, bilgi ve belgeleri bizzat ve bu tez çalışması kapsamında elde ettiğimi, bu tez çalışmasıyla elde edilmeyen bütün bilgi ve yorumlara atıf yaptığımı ve bunları kaynaklar listesinde usulüne uygun olarak verdiğimi, tez çalışması ve yazımı sırasında patent ve telif haklarını ihlal edici bir davranışımın olmadığını, bu tezin herhangi bir bölümünü bu üniversite veya diğer bir üniversitede başka bir tez çalışması içinde sunmadığımı, bu tezin planlanmasından yazımına kadar bütün safhalarda bilimsel etik kurallarına uygun olarak davrandığımı ve aksinin ortaya çıkması durumunda her türlü yasal sonucu kabul edeceğimi beyan ederim.

05/03/2017

İmzası

Burhan Kırac

ÖZET**SAM (SYSTEM ADVISOR MODEL) YAZILIMI İLE ŞEBEKE BAĞLANTILI BİR FOTOVOLTAİK TESİSİN 20 YILLIK TEKNİK VE EKONOMİK ANALİZİ**

KIRAÇ, Burhan

Yüksek Lisans Tezi, Güneş Enerjisi Anabilim Dalı
Tez Danışmanı: Yrd. Doç. Dr. Melih Soner ÇELİKTAŞ
Ocak 2017, 85 sayfa

2015 sonu itibariyle dünya birincil enerji tüketiminin sadece % 2,8'i yenilenebilir teknolojilerden (hidro hariç) sağlanmıştır. Küresel ısınma etkilerini azaltmak için düşük CO₂ salınımı hedefi, fosil kaynakların tasfiyesi ile elde edilecek temiz hava ve çevre eldesi, yenilenebilir kaynakların dünya gelinde görece eşit dağılımı, yenilenebilir teknolojilerin yetkinliği ve maliyetlerde devam eden düşüşler, küresel ölçekteki yenilenebilir yanlısı toplumsal ve politik iradeler yenilenebilir enerji yatırımlarının devam edeceğini göstermektedir. Modern yenilenebilirlerden fotovoltaik (PV) teknolojileri ve santralleri gelecek on yıllarda bu değişimin gerçekleşmesinde önemli rol oynayacaktır. PV santral yatırımlarının sürdürülebilirliği için paydaşların PV santral yaşam döngüsü hakkında bilgilerinin olması ve düşük indirgenmiş elektrik maliyeti (LCOE) değerlerine ulaşabilmesi gerekmektedir. Bu tez çalışmasında PV santralleri hakkında teknik bilgiler verildikten sonra, Türkiye'de 6 nokta için System Advisor Model (SAM) yazılımı ile teknik ve ekonomik analiz yapılmıştır. Analizde kullanılan iklim verilerinin eldesi için, dört farklı kaynaktan temin edilen aylık çözünürlükteki ışınım verilerinin ortalaması alınmıştır. Elde edilen aylık ortalama değerler Meteonorm yazılımı ile SAM yazılımının okuyabileceği saatlik çözünürlükteki sentetik iklim verilerine dönüştürülmüştür. Seçilen 6 nokta için yapılan inceleme sonunda, en düşük LCOE değeri 4,74 ¢/kWh ile Mersin'de bulunmuştur.

Anahtar sözcükler: Yenilenebilirler, PV, fotovoltaik, SAM, System Advisor Model, Meteonorm, PV güneş santralleri



ABSTRACT
**TECHNICAL AND ECONOMICAL ANALYSIS OF A GRID TIED PV
PLANT WITH SAM (SYSTEM ADVISOR MODEL) SOFTWARE
OVER A COURSE OF 20 YEARS**

KIRAÇ, Burhan

MSc in Solar Energy

Supervisor: Assist. Prof. Dr. Melih Soner ÇELİKTAŞ

January 2017, 85 pages

By the end of 2015 only 2,8 % of the world primary energy consumption is provided from renewable energy technologies (excluding hydro). Low CO₂ emission targets to reduce global warming effects, clean air and environmental gain to be obtained by the elimination of fossil energy sources, relatively equal distribution of renewable resources throughout the world, continuing decline in the cost of renewable technologies and their competencies, existing pro-renewable social and political will on global scale indicate that investment in renewables will continue. Photovoltaic (PV) plants from modern renewable technologies will play an important role in the realization of this change in coming decades. For the sustainable growth of PV power plants, the lack of information about the life cycle of PV power plants among stakeholders must be reduced in order to minimize Levelized Cost of Electricity (LCOE). This thesis after giving technical information about PV power plants, conducts technical and economic analysis with System Advisor Model (SAM) software for 6 points in Turkey. To obtain the climate data needed for the analysis, averages of the monthly radiation data from four different sources were taken. The obtained monthly average values are synthetically converted to hourly climate data by Meteonorm software that can be read by SAM software. At the end of the study for the 6 selected points, the lowest LCOE value was found in Mersin with 4.74 ¢ / kWh.

Keywords: Renewables, PV, photovoltaics, SAM, System Advisor Model, Meteonorm, PV power plant

TEŞEKKÜR

Bu çalışma süresince kıymetli görüşlerinden yararlandığım, yakın ilgisini ve desteğini esirgemeyen tez danışmanım Sayın Yrd. Doç. Dr. Melih Soner ÇELİKTAŞ'a,

Yüksek lisans eğitimim boyunca bilgi ve deneyimleriyle bizlere yol gösteren, Ege Üniversitesi Güneş Enerjisi Enstitüsü'ndeki saygıdeğer hocalarıma,

Ve her zaman yanımda olan sevgili eşime ve aileme çok teşekkür ederim.



İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
ÖZET	VII
ABSTRACT	IX
TEŞEKKÜR	XI
ŞEKİLLER DİZİNİ	XVI
ÇİZELGELER DİZİNİ.....	XX
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ	XXii
1. GİRİŞ VE AMAÇ	1
1.1 PV Güneş Santralleri	4
1.2 System Advisor Model (SAM).....	5
1.3 Amaç.....	5
2. YÖNTEM	6
2.1 SAM Yazılımı ile Analiz.....	6
2.2 Meteorolojik Verilerin Oluşturulması	7
2.2.1 Meteonorm Yazılımı.....	10
2.3 Piyasa Verilerinin Araştırılması	11
3. PV GÜNEŞ SANTRALİ ANA BİLEŞENLERİ	12
3.1 Güneş Panelleri.....	12
3.1.1 Modül Degradasyonu.....	15

İÇİNDEKİLER (devam)

3.2 Taşıyıcı Sistemler.....	16
3.3 Eviriciler.....	19
3.4 Trafolar.....	21
3.5 Şebeke Bağlantısı.....	21
3.6 İzleme Sistemi.....	23
3.7 Tesis Performansının Ölçülmesi.....	24
3.7.1 Performans Oranı.....	24
3.7.2 Birim Enerji Eldesi.....	25
3.7.3 Kapasite Oranı.....	25
3.8 Güvenlik Sistemi.....	26
3.9 İşletme ve Bakım.....	28
3.10 Maliyetler.....	30
4. ÖRNEK PROJE ANALİZİ.....	34
4.1 Analiz İçin Santral Yerlerinin Seçilmesi.....	34
4.2 PV Santral Tasarımı.....	37
4.3 İklim Verilerinin Seçilmesi.....	39
4.4 Ufuk Gölge Kayıpları.....	47
4.5 SAM ile Analiz.....	49

İÇİNDEKİLER (devam)

5. BULGULAR.....	60
6. TARTIŞMA.....	74
7. SONUÇ.....	78
8. ÖNERİLER.....	80
KAYNAKLAR DİZİNİ.....	81
ÖZGEÇMİŞ.....	85

ŞEKİLLER DİZİNİ

<u>Şekil</u>	<u>Sayfa</u>
1.1 Dünya birincil enerji tüketiminin 1985-2015 yılları arasındaki değişimi	1
1.2 Küresel CO ₂ salınımının 1985-2015 yılları arasındaki değişimi	1
1.3 Dünya elektrik üretiminin 1985-2015 yılları arasındaki değişimi.....	2
1.4 Dünya yenilenebilir elektrik üretiminin 1985-2015 yılları arasındaki değişimi	2
1.5 Dünya nüfusunun 1985-2015 yılları arasındaki değişimi.....	2
1.6 Birincil enerji tüketiminin kaynaklara göre dağılımı.....	3
1.7 PV kurulu gücünün 2000-2015 yılları arasındaki değişimi	4
2.1 SAM arayüzü	6
2.2 SAM yazılımında konum ve iklim verisi ekleme seçenekleri.....	7
2.3 Yöntem iki ile görece iyi çözünürlükte iklim verisi temin edilebilecek alanlar: Renkli Tabaka	8
2.4 SAM'in okuyabileceği formatta iklim veri temin kaynakları.....	9
3.1 NREL laboratuvar ölçekli en yüksek hücre verimleri grafiği.....	13
3.2 Ticari PV teknolojilerinin sınıflandırılması.....	13
3.3 Modül teknolojilerinin yıllara göre üretim paylarının değişimi	14
3.4 Ticari olarak satılan modül verimlerinin kullanılan teknoloji ve markalara göre dağılımı	14
3.5 Sabit açılı ve güneş takip sistemli tesis üretim grafiklerinin karşılaştırılması	17

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam)

<u>Şekil</u>	<u>Sayfa</u>
3.6 Evirici veriminin giriş gücüne göre değişimi.....	20
3.7 Suyula yıkama ile modül temizliği.....	28
3.8 Toz fırçası ile susuz modül temizliği.....	29
3.9 Robot ile susuz modül temizliği	30
3.10 Büyük ölçekli şebeke bağlantılı PV santral maliyetlerinin ağırlıklı ortalamasının tarihi ve öngörülen değişimi	31
3.11 Önemli pazarlardaki PV elektrik satışı için verilen en düşük teklif bedelleri.....	32
4.1 Analiz için seçilen yerler	37
4.2 İzmir noktası için GHI ve DNI'nin 1991-2014 yılları arasındaki değişimi	41
4.3 Seçilen noktalar için ufuk gölge kesitleri.....	48
4.4 Seçilen noktalar için SAM başlangıç arayüzü.....	49
4.5 SAM solar modül arayüzü.....	50
4.6 PV kurulu gücünün 2000-2015 yılları arasındaki değişimi.....	51
4.7 SAM sistem tasarım arayüzü.....	52
4.8 SAM gölgelenme ve kar kayıpları arayüzü	53
4.9 SAM kayıplar arayüzü	54
4.10 SAM modül ömrü arayüzü	55

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam)

<u>Şekil</u>	<u>Sayfa</u>
4.11 SAM sistem maliyeti arayüzü	56
4.12 SAM finansal parametreler arayüzü-1	57
4.13 SAM finansal parametreler arayüzü-2	58
4.14 SAM teşvikler arayüzü.....	59
4.15 SAM amortisman arayüzü	59
5.1 SAM simülasyon sonuçları özet arayüzü (izmir)	60
5.2 İzmir için vergiler sonrası nakit akışının yıllara dağılımı	63
5.3 Sinop için vergiler sonrası nakit akışının yıllara dağılımı.....	63
5.4 Ankara için vergiler sonrası nakit akışının yıllara dağılımı.....	64
5.5 Mersin için vergiler sonrası nakit akışının yıllara dağılımı	64
5.6 Kars için vergiler sonrası nakit akışının yıllara dağılımı	65
5.7 Mardin için vergiler sonrası nakit akışının yıllara dağılımı	65
5.8 İzmir için beklenen üretim kayıpları dağılımı	66
5.9 Sinop için beklenen üretim kayıpları dağılımı.....	67
5.10 Ankara için beklenen üretim kayıpları dağılımı.....	68
5.11 Mersin için beklenen üretim kayıpları dağılımı	69
5.12 Kars için beklenen üretim kayıpları dağılımı	70

ŞEKİLLER DİZİNİ (devam)

<u>Şekil</u>	<u>Sayfa</u>
5.13 Mardin için beklenen üretim kayıpları dağılımı	71
5.14 Mersin için evirici kırpma kayıplarının saatlere/aylara göre değişimi ...	72
5.15 Mardin için evirici kırpma kayıplarının saatlere/aylara göre değişimi ..	72
5.16 İzmir için nakit akışının yıllara ve gelir/gider kalemlerine göre değişimi	73
5.17 Nakit akışının excel'e aktarılması	73

ÇİZELGELER DİZİNİ

<u>Çizelge</u>	<u>Sayfa</u>
2.1	Işınım verisi sağlanan 4 kaynak..... 10
3.1	Gerçek zamanlı ölçüm değerleri 24
3.2	2015 yılı PV santral maliyetleri ağırlıklı ortalamasının kilit pazarlardaki değişimi. 31
3.3	İndirgenmiş PV elektrik fiyatının bölgelere dağılımı 33
3.4	PV santral bedelinin kilit pazarlardaki değişimi..... 33
4.1	Ortalama GHI ve ortalamada kullanılan diğer kaynak değerleri 40
4.2	GHI'nin kaynaklara göre yüzdesel değişimi 40
4.3	İzmir noktası için GHI'nin kaynaklara göre değişimi 41
4.4	İzmir noktası için DHI'nin kaynaklara göre değişimi 42
4.5	Sinop noktası için GHI'nin kaynaklara göre değişimi..... 42
4.6	Sinop noktası için DHI'nin kaynaklara göre değişimi..... 43
4.7	Ankara noktası için GHI'nin kaynaklara göre değişimi 43
4.8	Ankara noktası için DHI'nin kaynaklara göre değişimi 44
4.9	Mersin noktası için GHI'nin kaynaklara göre değişimi..... 44
4.10	Mersin noktası için DHI'nin kaynaklara göre değişimi..... 45
4.11	Kars noktası için GHI'nin kaynaklara göre değişimi 45
4.12	Kars noktası için DHI'nin kaynaklara göre değişimi 46

ÇİZELGELER DİZİNİ (devam)

<u>Çizelge</u>	<u>Sayfa</u>
4.13 Mardin noktası için GHI'nin kaynaklara göre değişimi.....	46
4.14 Mardin noktası için DHI'nin kaynaklara göre değişimi.....	47
5.1 SAM simülasyon sonuçları arayüzü özet değerler	61



SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

Simgeler

Açıklama

¢	Amerika Birleşik Devletler Cent'i (1\$= 100¢)
\$	Amerika Birleşik Devletler Doları
kWh	Kilowatt Saat
kW_p	Kilowatt DC güç (kW peak)
TWh	Terawatt Saat (Tera= 10^{12})

Kısaltmalar

ABD	Amerika Birleşik Devletleri
AC	Alternatif Akım (İng. Alternating Current)
AG	Alçak Gerilim
CF	Kapasite Oranı (İng. Capacity Factor)
DC	Doğru Akım (İng. Direct Current)
DHI	Dağınık Yatay Işınım (İng. Diffuse Horizontal Irradiance)
DNI	Dik Normal Işınım (İng. Direct Normal Irradiance)
EL	Elektrolümünans (İng. Electro Luminescence)
ENH	Enerji Nakil Hattı
GCR	Toprak Kaplama Oranı (İng. Ground Coverage Ratio)

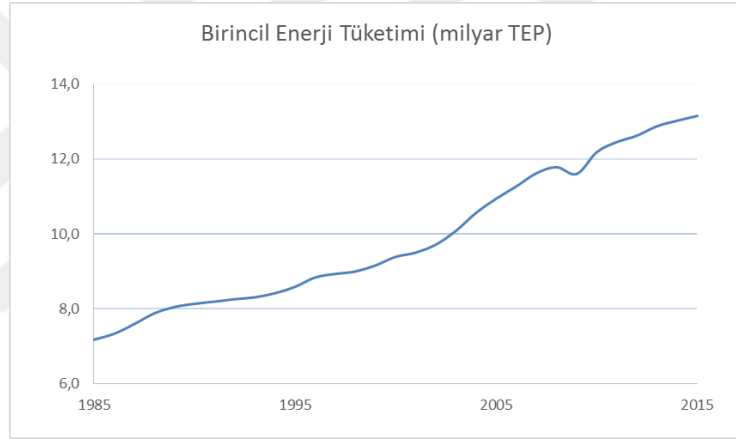
Kısaltmalar (devam)

GHI	Küresel Yatay Işınım (İng. Global Horizontal Irradiance)
HJT	Heterojunction Teknoloji (İng. Hetero Junction Technology)
IBC	Geri Kontaktlı Hücre (İng. Interdigitated Back Contact)
IRR	İç Çevrim Oranı (İng. Internal Rate of Return)
LCOE	İndirgenmiş Elektrik Maliyeti (İng. Levelised Cost Of Electricity)
LID	Işığa Bağlı Degredasyon (İng. Light Induced Degredation)
MPPT	Maksimum Güç Noktası Takibi (İng. Maximum Power Point Tracking)
NREL	Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (İng. National Renewable Energy Labarotary)
NSRDB	Ulusal Solar Işınım Veri Bankası (İng. National Solar Radiation Data Base)
PID	Gerilime Bağlı Degredasyon (İng. Potential Induced Degredation)
PR	Performans Oranı (İng. Performance Ratio)
PV	Fotovoltaik (İng. Photovoltaics)
SAM	System Advisor Model
SY	Birim Enerji Eldesi (İng. Specific Yield)
TEP	Ton Eşdeğer Petrol (İng. Tonnes of Oil Equivalent)
YG	Yüksek Gerilim

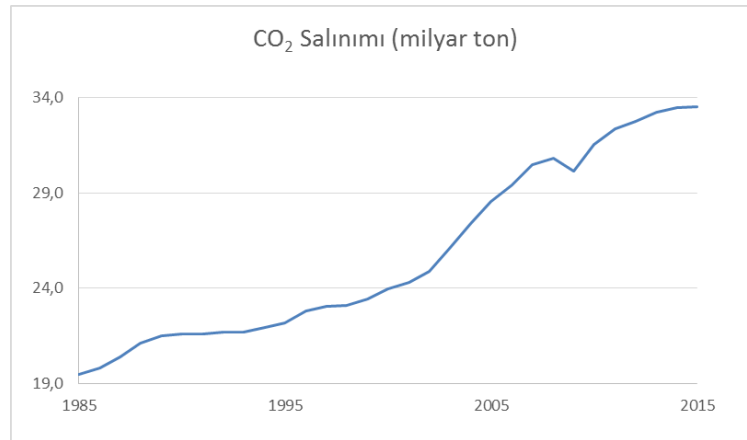


1. GİRİŞ VE AMAÇ

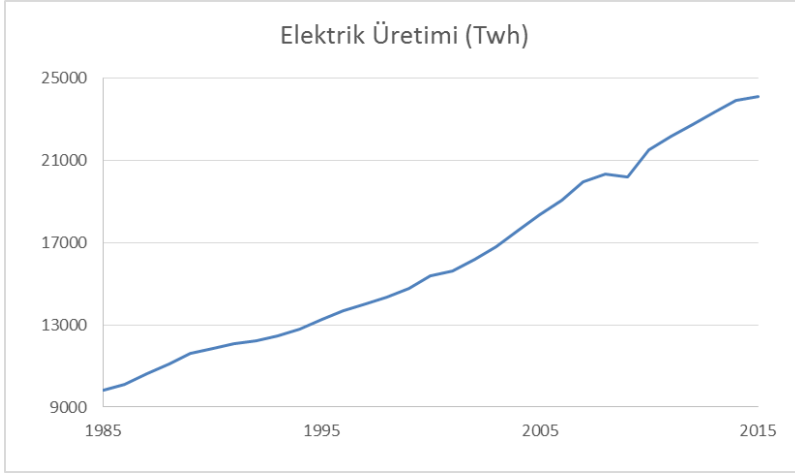
1985 yılı ölçü alınarak 2015 yılı sonu itibariyle, dünya birincil enerji tüketiminde % 83, CO₂ salınımı miktarında % 72, elektrik üretiminde % 145 oranında artış gözlenmiştir (BP, 2016). Aynı dönemde dünya nüfus artış oranı % 51 olarak gerçekleşmiştir (Worldometer, 2016). İnceleme dönemi içerisinde, 2008 yılı ekonomik krizinin birincil enerji tüketiminde (Şekil 1.1), CO₂ salınımında (Şekil 1.2) ve elektrik üretiminde (Şekil 1.3) geçici bir gerileme yarattığı görülmektedir. Benzer geçici gerileme etkisi dünya nüfusunda (Şekil 1.5) ve yenilenebilir elektrik üretiminde (Şekil 1.4) gerçekleşmemiştir. İncelenen zaman aralığında yenilenebilir elektrik üretiminin üssel (exponential) artışı ayrıca dikkat çekmektedir.



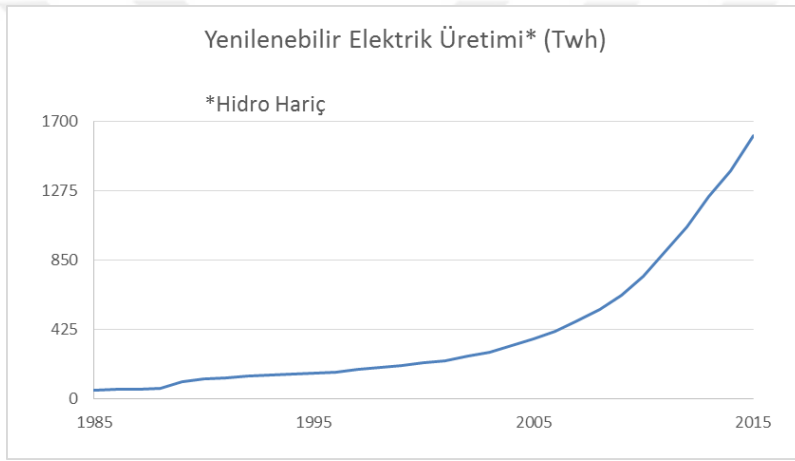
Şekil 1.1 Dünya birincil enerji tüketiminin 1985-2015 yılları arasındaki değişimi



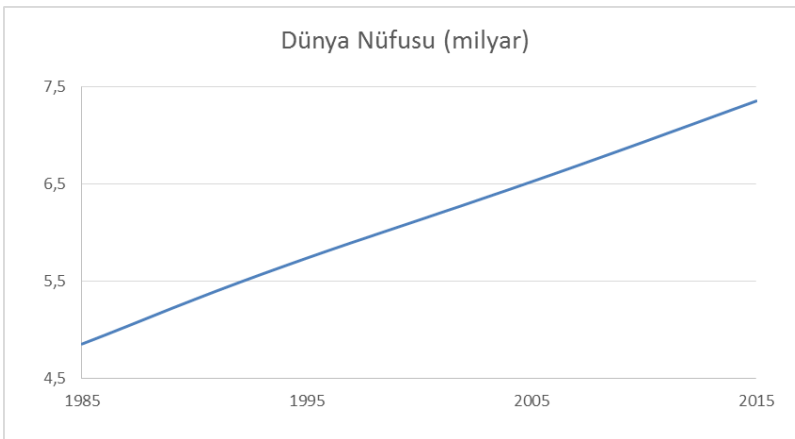
Şekil 1.2 Küresel CO₂ salınımının 1985-2015 yılları arasındaki değişimi



Şekil 1.3 Dünya elektrik üretiminin 1985-2015 yılları arasındaki değişimi

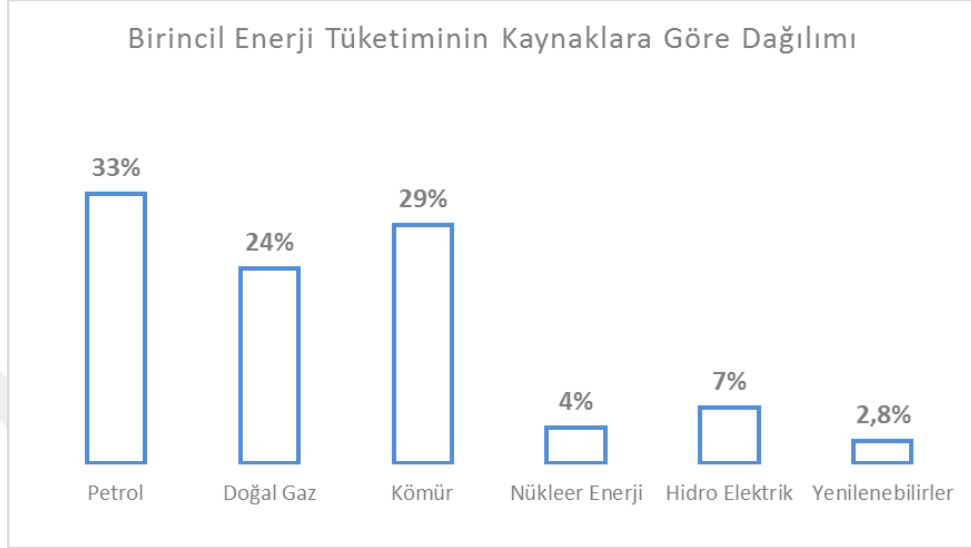


Şekil 1.4 Dünya yenilenebilir elektrik üretiminin 1985-2015 yılları arasındaki değişimi



Şekil 1.5 Dünya nüfusunun 1985-2015 yılları arasındaki değişimi

2015 yılı içerisinde birincil enerji tüketiminde kullanılan kaynakların dağılımına bakıldığında fosil yakıtlar % 86 ile talebin çoğunu karşılarken, yenilenebilirler (hidro hariç) % 2,8'te kalmıştır (BP, 2016). Buradan yenilenebilir enerjilerin genişlemesi için halen geniş alanlar olduğu sonucuna kolaylıkla varılabilmektedir.



Şekil 1.6 Birincil enerji tüketiminin kaynaklara göre dağılımı

1983-2012 yılları arası kuzey yarı küre için son 1400 yılın en sıcak 30 yılı olarak görülmektedir. 1880 yılından 2012 yılına gelinirken, deniz ve kara yüzey sıcaklıklarındaki artış 0.85 °C civarında gerçekleşirken, insan aktivitelerinin bu değişikliğin arkasındaki itici güç olduğu açıktır. Sıcaklıkların artması beraberinde, buzul ve kar miktarının azalması, ortalama deniz suyu seviyesinin ve asiditesinin artması, aşırı yağışların artması gibi etkileri getirmektedir. Bütün bu değişimler olurken gezegendeki doğal habitatların ve insan habitatlarının bundan birincil derecede etkilenecek olması kaçınılmazdır (IPCC, 2014).

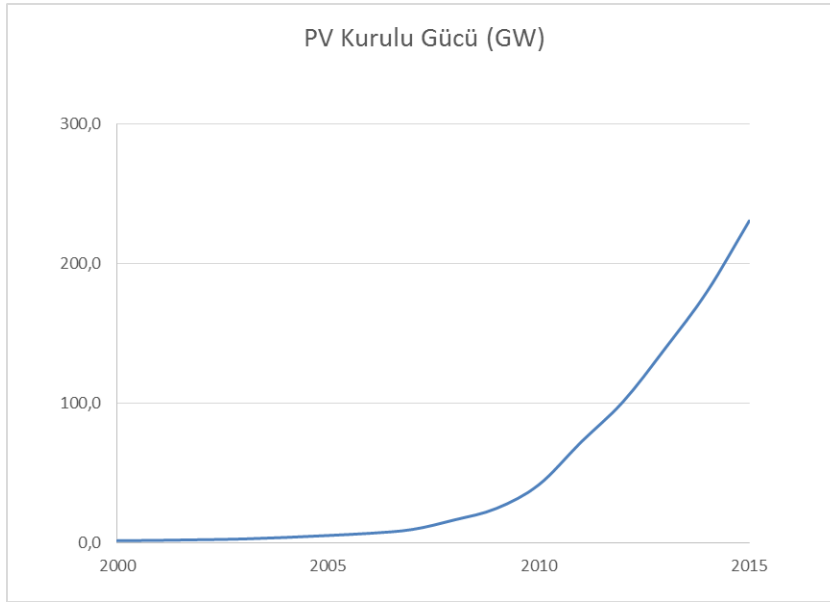
Gelecek on yıllarda dünya nüfusu ve ekonomik aktivitelerdeki artışın devam etmesi beklenmektedir. Küresel ısınmayı yavaşlatmak ve 1850-1900 yılları arası endüstriyel dönem baz alınarak 2100'lere yaklaşırken sıcaklık artışını 2°C'nin altında tutmak, riskleri minimize etmek için zorunlu görülmektedir (IPCC, 2014; Worldometer, 2016).

İçinde bulunduğumuz yüzyıl sonunda sıcaklık artış miktarını 2°C'nin altında tutmak için (endüstriyel dönem öncesine göre) her sektöre görevler düşmektedir. Birincil enerji tüketiminde kullandığımız karbon salınımı yoğun

enerji kaynaklarını, verimli, temiz, güvenli ve yenilenebilir kaynaklarla güncellemek enerji sektörünün atması gereken adımlardandır. Fotovoltaik (PV) güneş santralleri bu adımlardan biridir.

1.1 PV Güneş Santralleri

Fotovoltaik kurulu gücü 2000 yılı sonunda 1,3 GW iken, 2015 yılı sonunda 227-230 GW'a ulaşmıştır. PV kurulu gücü ilgili 16 yılda yıllık ortalama % 41 büyürken, aynı dönem içerisinde dünya elektrik enerjisi üretimindeki artış yıllık ortalama % 3 olarak gerçekleşmiştir (REN21, 2016; BP, 2016). 2016 yılında eklenmesi öngörülen 60 GW üstü ek kapasite ile 2017'ye girilirken toplam kurulu gücün 300 GW sınırını zorlaması beklenmektedir (IRENA, 2016a; IHS, 2016).



Şekil 1.7 PV kurulu gücünün 2000-2015 yılları arasındaki değişimi

2015 yılı içerisinde fotovoltaik güneşin dünya elektrik üretimindeki payı % 1 civarındadır. Öngörülerde 2050 yılına girilirken fotovoltaik güneşin payının % 16'lara ulaştığı gerçekleşmesi yüksekçe muhtemel senaryolar bulunmaktadır (IEA, 2014). 2050 yılında öngörülen kapasiteye (4675 GW) ulaşabilmek için yıllık ortalama 130 GW üzeri fotovoltaik kurulumlara ulaşılması gerekmektedir.

Son yıllarda watt başına fotovoltaik kurulum birim fiyatlarındaki düşüş eğiliminin ilerleyen yıllarda da devam etmesi beklenmektedir. Düşen birim kurulum fiyatları ile birlikte, fotovoltaik güneş daha çok nokta için yatırım yapılabilir olmaya adaydır. Anlamlı sürelerde proje geri dönüşü sağlamak için proje maliyetlerinin optimize edilebilmesi gerekmektedir. Bu nedenle güneş

santrali yatırım kararı almadan önce proje geliştirme, santral inşası, tesis işletmesi basamaklarının anlaşılması gerekmektedir.

PV santralleri modüler yapısı gereği çeşitli boyutlarda ve çeşitli kurulum noktalarında olabilirken, bu tez çalışmasında şebeke bağlantılı arazi kurulumları (>1 MW) üzerine yoğunlaşmıştır.

1.2 System Advisor Model (SAM)

Song and Choi (2016) Kore'de kullanılmayan maden ocağı göllerinin değerini arttırmak için yüzen fotovoltaik (PV) santraller önerdikleri çalışmalarında, teknik ve ekonomik analizleri yaparken SAM'den yararlanmışlar, iklim verilerini ise ayrıca SAM yazılımına tanıtmışlardır.

Song and Choi (2015) çatı tipi PV potansiyelini araştırdıkları kampüs örneğinde yine teknik ve ekonomik analizlerde SAM yazılımından yararlanmışlar, iklim verilerini yine harici olarak SAM'e tanıtmışlardır.

Navabi et al. (2015) PV santral üretim değeri tahmini için önerdikleri modelin doğrulamasını gerçek santral verilerine ek olarak SAM yazılımı ile de yapmışlardır.

1.3 Amaç

Bu tez çalışmasının amacı, gelecek (on) yıllarda kurulum miktarlarının artması beklenen PV güneş santralleri hakkında bilgiler vermek, SAM yazılımı kullanarak ilk değerlendirme aşamasında yeterli çözünürlükte olabilecek bir teknik/ekonomik analiz yöntemi önermektir.

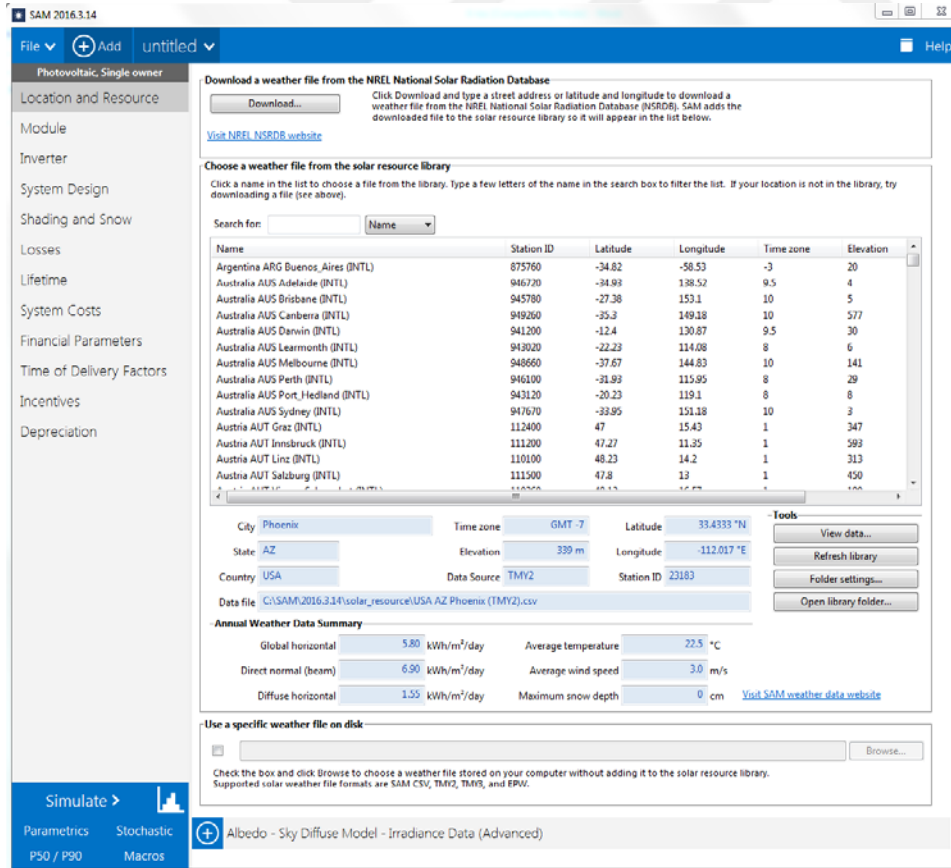
2. YÖNTEM

2.1 SAM Yazılımı ile Analiz

SAM kullanımı kolay, hızlı çalışan, kullanıcı arayüzü etkili, geniş yardım menüsü olan, National Renewable Energy Agency (NREL) tarafından güncellenen, ücretsiz ve etkili bir fizibilite analiz yazılımıdır (Blair et al., 2014).

PV üretim analizi için çeşitli yazılımlar mevcutken (SAM Roadmap, 2014), SAM ekonomik analiz araçlarıyla ön plana çıkmaktadır. Daha detaylı bir teknik analiz için piyasada kabul görmüş Pvsyst, belli bir kullanıcı kitlesi olan Pvsol veya bulut üstünden hizmet veren Helioscope yazılımları kullanılabilir (SAM Roadmap, 2014).

Genel olarak kolay anlaşılır bir arayüzü ve geniş bir yardım menüsü bulunmaktadır (Şekil 2.1). SAM'de kullanılan teknik ve finansal girdilerden sonraki bölümlerde bahsedilecektir.



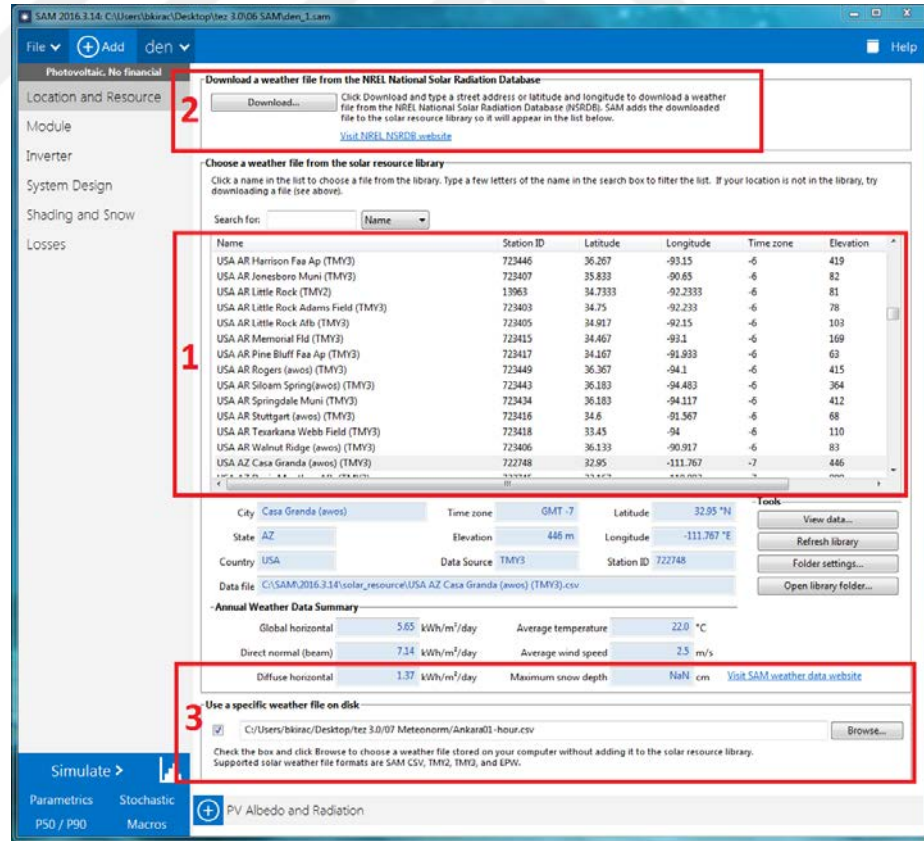
Şekil 2.1 SAM arayüzü

2.2 Meteorolojik Verilerin Oluşturulması

SAM içerisinde incelenen konum için iklim verisi üç farklı şekilde temin edilebilmektedir (Şekil 2.2).

Yöntem bir, SAM içerisinde gömülü olarak bulunan iklim verilerini kullanmaktır (Şekil 2.2'deki 1 numaralı kısım). Amerika Birleşik Devletleri (ABD) içerisindeki birçok nokta için bu veriler görece yeterli sayıda olsa da, diğer ülkeler için yeterli çözünürlükte değildir.

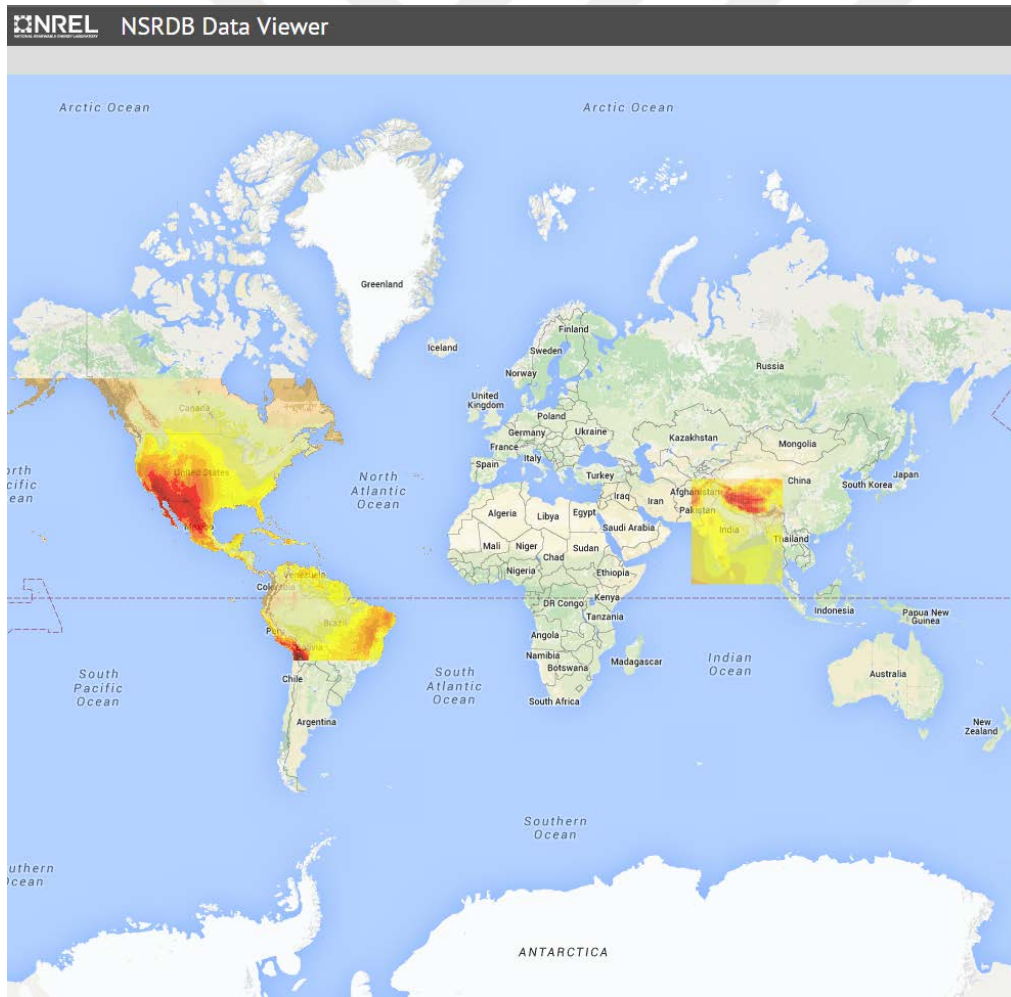
Yöntem iki, Şekil 2.2'de gösterilen "Download" butonu aracılığı ile açılan pencereye adres bilgisi veya koordinat yazarak iklim verisinin SAM tarafından okunabilir formatta otomatik olarak yazılım kütüphanesine indirilmesidir (Şekil 2.2'deki 2 numaralı kısım). Şekil 2.3'de renkli tabaka ile gösterilen alanlarda (ABD, Meksika, Orta Amerika, Güney Asya) bilgi çözünürlüğü iyi iken diğer alanlarda yetersizdir (NREL, 2016b). İlerleyen zamanlarda taranan alan miktarının artması ve bu metodun daha fazla nokta için anlamlı olması beklenmektedir.



Şekil 2.2 SAM yazılımında konum ve iklim verisi ekleme seçenekleri

Yöntem üç, Şekil 2.2’de gösterilen “Use a specific weather file on disk” opsiyonu ile önceden bilgisayara kaydedilmiş olan iklim verisini yazılıma tanıtmaktır (Şekil 2.2’deki 3 numaralı kısım). İklim verisi SAM CSV, TMY2, TMY3, EPW formatlarından biri ile kaydedilmiş olmalıdır.

Eğer SAM’in okuyabileceği formatta veri temin edilmek istenirse, Şekil 2.2’de gösterilen “Visit SAM weather data website” linkine tıklayarak (Şekil 2.2’deki 3 numaralı kısım) ulaşılan web sayfasındaki kaynaklar kullanılabilir (Weather Data, 2016). İlgili web sayfasında listelenen kaynaklar listesi Şekil 2.4’de gösterilmiştir. Benzer şekilde kaynaklar listesinin ilerleyen zamanlarda genişlemesi beklenebilir. Bu tez çalışmasında ilgili web sayfasında önerilen kaynaklardan Meteonorm yazılımı tercih edilmiştir. Meteonorm yazılımının seçilmesinin ana nedeni, yazılıma girilen aylık iklim verilerinden saatlik çözünürlükte yapay iklim verilerini oluşturabilmesidir.



Şekil 2.3 Yöntem iki ile görece iyi çözünürlükte iklim verisi temin edilebilecek alanlar: Renkli Tabaka

NREL System Advisor Model (SAM) Login | Register

HOME **DOWNLOAD** **SDK** **SUPPORT** **LEARNING** **RESOURCES** **CONTACT** **ACCOUNT** **ABOUT**

Weather Data

published by Paul Gilman on Fri, 2014-04-04 16:25

Where to find Solar Resource Data to Use with SAM
Some sources of weather files for the solar performance models are listed in the table below.

Source	Region	Description	Link
NSRDB 1998 - 2014 (Current)	North America, Central America, Caribbean, northern South America, India, Bangladesh, Sri Lanka and parts of Pakistan, Afghanistan, China, Myanmar and surrounding countries.	Single-year and typical-year hourly data (30-minute solar irradiance data available). 4 km grid cells. SAM CSV format. Free.	Link
NSRDB 1991 - 2010 Update (TMY3)	United States	Typical-year hourly data (TMY). 1,454 locations. SAM-ready TMY3 format. Free.	Link
NSRDB 1961 - 1990 (TMY2)	United States	Typical-year hourly data (TMY). 237 locations. SAM-ready TMY2 format. Included with SAM. Free.	Link
NSRDB 1961 - 1990 Historical	United States	Single-year hourly data. 237 locations. SAM-ready TMY3 format. Free.	Link
NREL Solar Prospector	Continental United States	Single-year and typical-year hourly data (TMY, TGY, TDY). Satellite-derived data. Approx. 10-km grid cells. SAM-ready TMY2 format. Also available in SAM by automatic download. Free.	Link
AUSTELA	Australia	Single-year hourly data (select years between 1996 and 2011). Twelve locations. SAM-ready TMY3 format. Free.	Link
U.S. DOE EnergyPlus	Global	Typical-year hourly data from various sources. Over 2,100 locations. SAM-ready EPW format. Free.	Link
Clean Power Research	North America	Single-year data (1998 -). Satellite-derived data. 10 km grid cells. SAM-ready TMY3 format. \$\$ (some free data).	Link
SolarGIS	Global	Single-year and typical-year data (1994 -). Satellite-derived data. 250 m grid cells. \$\$.	Link
Meteonorm	Global	Single-year and typical-year data. Model-generated data from various sources. Various formats. \$\$.	Link
White Box Technologies	Global	Single-year and typical-year data. Over 4,000 locations. Data from ASHRAE IWEC2, NSRDB, CWEC2, and CZ2010. \$\$.	Link
Deutscher Wetterdienst WebWerdis	Germany and other countries	Single-year data. Free and \$\$.	Link

Şekil 2.4 SAM'in okuyabileceği formatta iklim veri temin kaynakları

Temin edilen iklim verisi SAM'in okuyamayacağı bir formatta kaydedilmiş olabilir. Bazı yer ölçüm istasyonlarında kaydedilen veriler veya yüksek çözünürlükte ücretsiz veri temini de yapan Soda platformundaki bazı veriler buna örnek gösterilebilir (Soda, 2016). Böyle bir durumda mevcut veriyi okunabilir formata çevirmek kullanıcının sorumluluğundadır. SAM içerisinde bu amaçlı hazır bir arayüz yoktur. SAM yardım menüsü konu hakkında bilgi vermektedir, daha detaylı bilgi eldesi için yardım menüsü incelenebilir. Çevrim için çeşitli hazır yazılım ve kodlar kullanılabileceği gibi, Notepad++, MS Excel benzeri derleme ortamları da kullanılabilir.

SAM kütüphanesindeki mevcut iklim verilerinden yola çıkarak, yeni coğrafi koordinatlar için otomatik iklim tahminlemesi yapmak mümkün olmadığından (Aralık 2016 itibari ile), iklim veri eldesi için Şekil 2.2'de gösterilen üç metottan birinin kullanılması gerekmektedir.

Bu tez çalışmasında kullanılan yazılım sürümü SAM 2016.3.14'tür.

2.2.1 Meteonorm Yazılımı

Meteonorm yazılımı dünya genelinde 8325 üzeri yer ölçüm istasyonu ve 5 sabit uydudan temin ettiği verilerden yola çıkarak, dünya üzerinde istenen nokta için 35'ten farklı formatta iklim verisi temin etmektedir. Otuz yılı aşkın pazar varlığı ile güneş enerjisi sektörü içerisinde aktif kişi, kurum, firmalarca yaygın olarak kullanılmaktadır (Meteonorm, 2016).

Meteonorm yazılımı, yerküre üstünde istenen herhangi bir nokta için daha geniş çözünürlükteki değerlerden yola çıkarak interpolasyon yoluyla 1 dk çözünürlüğe kadar iklim verisi oluşturabilmektedir. Yazılım içerisindeki gömülü iklim verileri kullanılabilirliği gibi, yazılıma dışarıdan aylık iklim verisi girilerek düşük çözünürlükte iklim verisi temini sağlanabilmektedir. PV uygulamalarında yaygın olarak saatlik çözünürlükte veri kullanılmaktadır.

Bu tez çalışmasında küresel yatay ışınım (GHI) ve dağınık yatay ışınım (DHI) verileri Çizelge 2.1'de belirtilen dört farklı kaynaktan aylık çözünürlükte temin edilerek ortalamaları Meteonorm'a girilmiştir. Işınım verisi dışındaki iklim verileri Meteonorm kütüphanesinden otomatik olarak alınmıştır. Sonrasında Meteonorm aracılığı ile saatlik çözünürlükte SAM yazılımının okuyabileceği TMY3 formatında dosyalar oluşturulmuştur.

Çizelge 2.1 Işınım verisi sağlanan 4 kaynak

No	1	2	3	4
Firma/Kuruluş	Meteonorm	Soda CAMS	Climate-SAF Pvgis	SolarMed Atlas
Kullanılan Yöntem	Uydu ve Yer İstasyonları	Heliosat-4	Meteosat 5-7 ve MSG	SOLEMI ve Helioclim-3
Veri Aralığı	1991-2010	2005-2015	1998-2010	1991-2010
Kullanım Bedeli	Ücretli	Ücretsiz	Ücretsiz	Ücretsiz

Bu tez çalışmasında kullanılan yazılım versyonu Meteonorm V7.1.9.23785'tir.

2.3 Piyasa Verilerinin Araştırılması

İnceleme çözümlüğünü artırmak için güneş santrali maliyet kalemleri geliştirme, kurulum, işletme dönemleri dikkate alınarak, kırılımlara ayrılmıştır. İlgili maliyetlerin eldesi için, Nisan 2016'da İstanbul'da düzenlenen Solarex fuarı (Solarex, 2016) ziyaret edilerek ürün ve sistem tedarikçilerinden karşılıklı görüşmeler yoluyla fiyat aralığı alınmıştır. Benzer özellikteki her bir ana maliyet kalemi için birden fazla fiyat temin edilerek, bunların ortalaması alınmıştır ve analiz sırasında SAM yazılımının ilgili arayüzlerine girilmiştir. Ekonomik analiz yapılırken, Türkiye şartlarında güncel kurulum maliyetlerine sadık kalınmaya çalışılsa da, bu tez çalışmasının ana odağı en gerçekçi maliyet kalemlerini belirlemek değildir. Bir PV güneş santralinin geliştirilmesi, şebeke bağlantı izin haklarının alınması, finansman temini, inşaatı, işletme ve bakımı basamaklarında yapılacak farklı tercihlerle farklı maliyetlere ulaşılabilir.

3. PV GÜNEŞ SANTRALİ ANA BİLEŞENLERİ

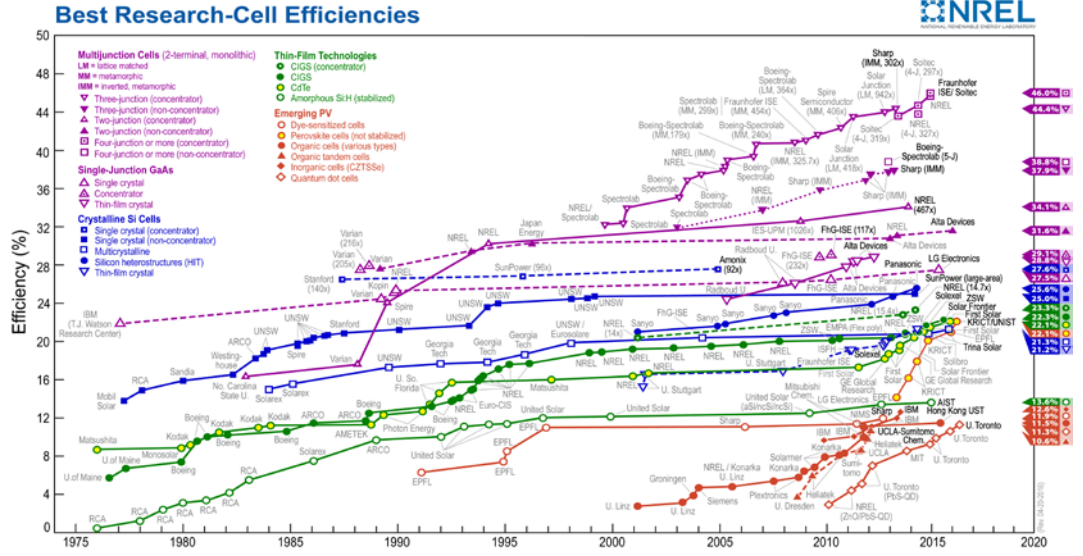
Güneş santrali kurulumları açık araziye yapılabileceği gibi, düz/eğimli çatılara, su üzeri yüzer yapılara, yapı cephelerine veya yaratıcı diğer yerlere de yapılabilmektedir (Mertens, 2014). Bu tez çalışmasında mevcut dünya PV kurulumlarının çoğunluğunu oluşturan (>1 MW) arazi kurulumları üzerine yoğunlaşmıştır.

3.1 Güneş Panelleri

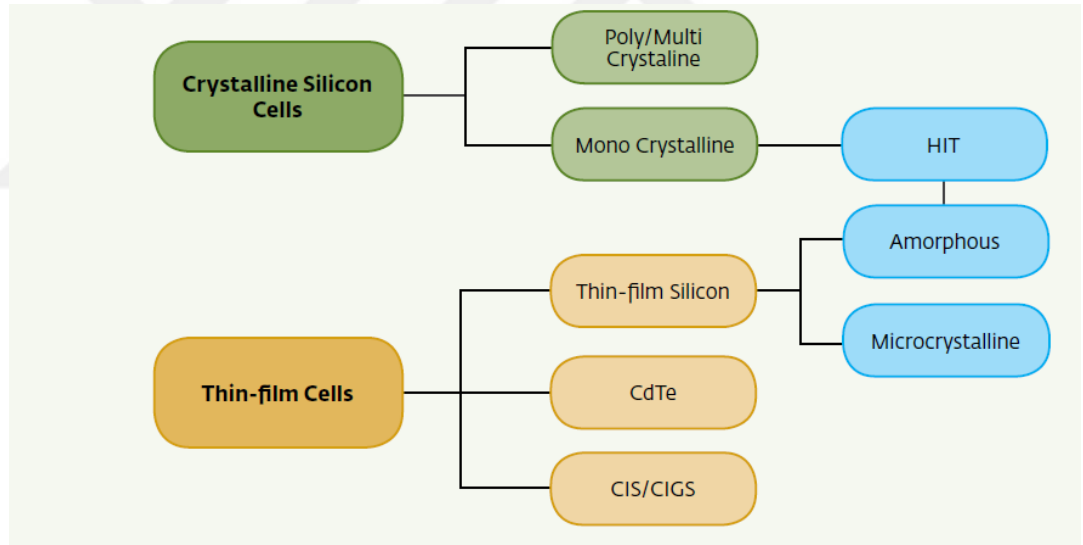
Güneş panellerini oluşturan hücreler fotoelektrik etki ile üzerlerine düşen güneş ışınlarından serbest elektron oluştururlar. Sessiz ve temiz bir şekilde gerçekleşen bu çevrimde çıkış gücü doğru akımdır (DC). Hücreler bir araya getirilerek paneller, paneller bir araya getirilerek güneş santralinde istenen güçte dizeler oluşturulur.

NREL tarafından düzenli aralıklarla güncellenen laboratuvar düzeyinde ulaşılan PV hücre verimlerinin gelişimini gösteren ünlü grafik Şekil 3.1'de gösterilmiştir (NREL, 2016a). Yoğunlaştırılmış güneş ışığı (300+ güneş) etkisi ve tandem (çok tabakalı, multi junction) teknoloji ile laboratuvar koşullarında % 46 verimlere ulaşılabilmektedir. Araştırılan alanlara bakılınca Gelişen PV başlığı altında yeni hücre teknolojilerinden bazılarının verimlerinin son bir iki yılda radikal bir şekilde arttığı görülebilir, özellikle perovskite teknoloji (NREL, 2016a). Mevcut ana akım güneş santrali kurulumlarında yer etmedikleri ve henüz ticari ürün olmadıkları için bu tez çalışmasında gelişen PV teknolojileri üzerinde detaylı olarak durulmamıştır.

Güneş santrallerindeki penetrasyonlarına bakıldığında (Şekil 3.3), kurulumlarda kristal ve ince film teknolojilerinin kullanıldığı söylenebilir. Kristal hücreler mono veya multi yapıda olabilmektedir. Hücre veriminde mono-kristal hücreler ilerideyken, üretim maliyeti açısından multi-kristal hücreler daha düşüktür. İnce film teknolojileri kristal teknolojiye göre daha düşük fiyat alternatifi sunarken, verimlilikleri düşüktür. CdTe (Kadmiyum Tellür), CIGS/CIS (Bakır İndiyum (Galyum) Di-Selenid), a-Si (Amorf Silikon) pazar payı olan ince film teknolojileri olarak karşımıza çıkmaktadır (IFC, 2015).

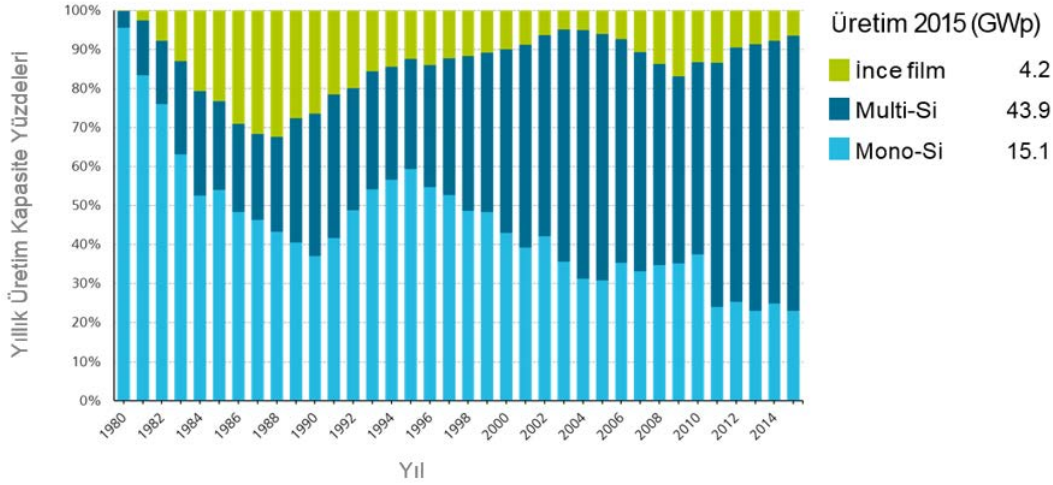


Şekil 3.1 NREL laboratuvar ölçekli en yüksek hücre verimleri grafiği (NREL, 2016a)

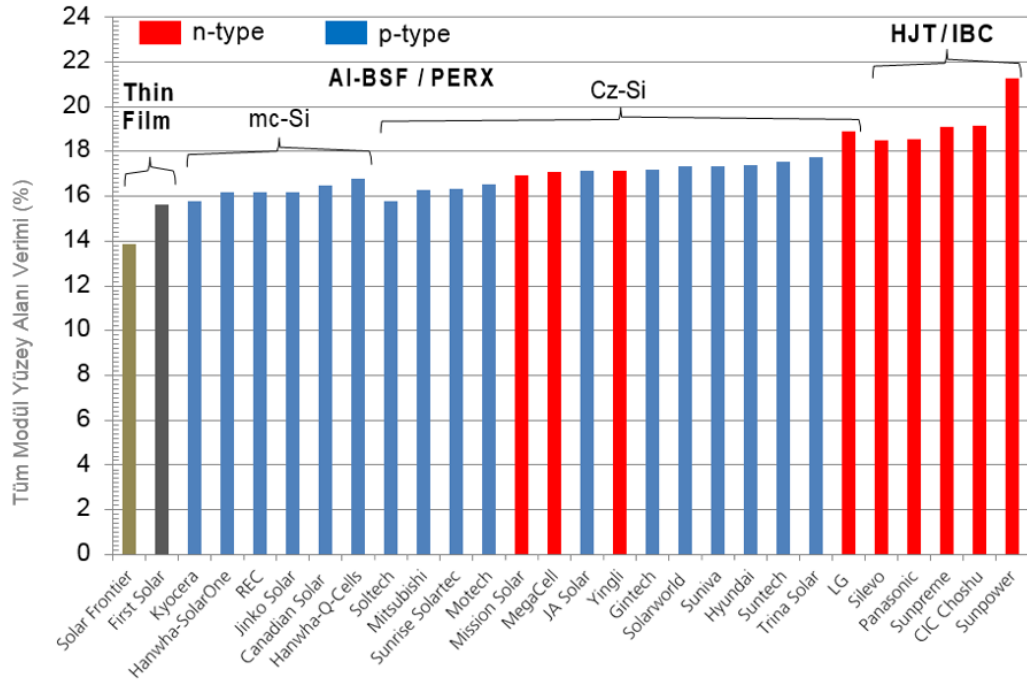


Şekil 3.2 Ticari PV teknolojilerinin sınıflandırılması (IFC, 2015)

2015 yılı modül üretim kapasitesilerine bakıldığında multi-kristal modül üretiminin % 69, mono-kristal modül üretiminin % 24, ince film modül üretiminin ise % 7 pazar payı oluşturduğu tahmin edilmektedir (Fraunhofer ISE, 2016). Şekil 3.3'ten üretim payının yıllara göre dağılımı incelenebilir. Burada mono-kristal teknolojinin son yıllarda pazar payını multi-kristal teknolojiye kaptırıldığı görülebilir. İnce film teknolojilerinin pazar payının yıllar içerisinde dalgalandığı, fakat payını multi-kristal modüller kadar genişlemediği görülmektedir.



Şekil 3.3 Modül teknolojilerinin yıllara göre üretim paylarının değişimi (Fraunhofer ISE, 2016)



Şekil 3.4 Ticari olarak satılan modül verimlerinin kullanılan teknoloji ve markalara göre dağılımı (Fraunhofer ISE, 2016)

Güneş santrali kurulumlarında yukarıda bahsedildiği gibi çokça tercih edilen 3 teknoloji bulunmaktadır. Ticari olarak alınabilecek modül verimlilikleri % 14–22 aralığındadır. Ama multi-kristal teknolojinin sunduğu fiyat avantajı ve market payı düşünüldüğünde ağırlıklı olarak kullanılan modül verimleri % 17 civarındadır (Şekil 3.4). Şekil 3.4’te ticari modüller arasında en yüksek verimin HJT/IBC modüllerde olduğu görülebilir. Heterojunction teknoloji (HJT) mono-kristal kesit üzerine amorf silikon ince film kaplama kullanırken (Roters et al., 2016), Geri kontaklı hücrelerde (IBC) mono-kristal hücre kullanılır (PV Education, 2016).

3.1.1 Modül Degredasyonu

Tüm güneş hücre teknolojileri farklı oranlarda ve hızlarda yapısal bozunmaya uğrayarak güç değerlerinin bir kısmını kaybederler. Degredasyon hızı kullanılan hücre teknolojisine, maruz kalınan iklim şartlarına ve elektriksel çalışma koşullarına göre değişiklik gösterecektir (IFC, 2015).

Kristal modül performansı 25-30 yıllık ömrü boyunca sabit değildir, performans zamanla azalmaktadır. Kullanımının ilk haftalarında ışığa maruz kaldığında güç değeri % 0,5-3 oranında kalıcı olarak degrade olmaktadır (Light Induced Degredation). LID etkisinden sonra kristal modül performansındaki düşüş miktarı stabil hale gelmektedir. Kristal modüller için LID sonrası yıllık % 0,3-1,0 oranında degradasyon beklenirken, % 0,4 degradasyon oranı genel anlamda kabul edilebilir bir miktardır. Fakat modül üretim teknolojisine, kalitesine, modül çalışma koşullarına bağlı olarak degradasyon miktarında farklılıklar olabilmektedir. Son yıllarda üretim payını arttıran cam-cam modüller ile modül üreticileri daha düşük degradasyon oranlarını garanti edebilmektedirler (IFC, 2015).

Kristal modüllerde özellikle son yıllarda sıkça karşılaşılan degradasyon çeşitlerinden bir tanesi gerilim kaynaklı olanıdır (Potential Induced Degredation). Ortaya çıkma zamanı hakkında net bir kestirim yoktur, fakat gerçekleştiğinde tesis üretimini % 30'lara varan oranlarda düşürebilmektedir. PID hücre, modül ya da sistem kurulumu sırasında alınabilecek önlemlerle engellenebilmektedir. Ortaya çıktıktan sonra PID etkisine maruz kalmış modül dizelerine ters gerilim uygulanarak degradasyon tersine çevrilebilmektedir. Bu şekilde PID başlamadan önceki güç değerlerinin % 2-5 altında bir değere ulaşmak mümkündür. Sıcak ve nemli iklim koşulları, yüksek dize gerilimleri PID olasılığını artırmaktadır (Berghold et al., 2016).

Amorf silikon (a-Si) hücreler ışığa maruz kaldıkları ilk 6 ay içerisinde Staebler-Wronski etkisi ile tanımlanan süreçle güçlerinin % 10-30 kadarını kaybederler. Kristal modüllerdeki LID etkisinden farklı olarak, a-Si hücrelerdeki Staebler-Wronski sürecinde sıcaklığın etkisiyle modül gücünde bir miktar iyileşme olmaktadır. Saha kurulumlarında, yaz aylarında modül gücünde bir miktar iyileşme olurken soğuk kış aylarında bu iyileşme geri kaybedilmektedir. Üreticiler a-Si modülleri ilk 6 aylık süre sonrasındaki istikrarlı güç değerini baz alarak satarlar. A-Si modül gücü istikrarlı olduktan sonra yıllık % 0,7-1,5 aralığında degrades olabilirken, % 0,7-1,0 aralığı genelde kabul edilebilir bir aralıktır (IFC, 2015).

CIGS modüllerde yılda % 0,7-1,5 degradasyon oranları görülürken, % 0,7-1,0 kabul edilebilir aralıktır. CdTe modüllerde ise yıllık % 0,4-0,6 degradasyon miktarı kabul edilebilir aralık olarak değerlendirilebilir (IFC, 2015).

3.2 Taşıyıcı Sistemler

Modül taşıyıcı sistemleri sene boyunca sabit açılı olabileceği gibi güneşi anlık olarak takip edebilecek şekilde de olabilirler. PV santrali konumuna bağlı olarak tek eksenli takip sistemleri ile üretim miktarı % 25, çift eksen takip sistemleri ile % 45 oranında artırılabilir. Takip sistemleri ile daha fazla üretim değerlerine ulaşılabilsede, ilk kurulum maliyetlerinin yüksek olması, hareketli parçalar bulundurması, gölge kayıplarını azaltmak için daha geniş alan ihtiyacı, yüksek rüzgârlarda güvenlik amaçlı kendini kapatması (>16-20 m/s), ek işletme ve bakım masrafları olması gibi karar verilirken dikkat edilmesi gereken noktalar bulunmaktadır. Özellikle tek eksen takip sistemlerinin son yıllarda pazar payını artırdığı söylenebilir (IFC, 2015).

Güneş takip sistemlerinin avantaj olabilecek bir özelliği düşük DC/AC yüklemesi yapılmış sabit eksenli bir güneş santrali çan eğrisi şeklinde üretim grafiğine sahipken (Şekil 3.5 mavi alan), takip sistemleri ile daha yayvan ve geniş zaman dilimine yayılmış bir üretim grafiği elde edilebilir (Şekil 3.5 mavi + sarı alan). Şekilde görülen sarı alan, yani güneş takip sisteminin sabit açılı kurulumuna göre elde ettiği fazladan üretim miktarı, direk/diffüz ışınım oranının yüksek olduğu proje noktalarında daha geniş olacaktır, dolayısıyla böyle sahalarda güneş takip sistem kurulumları için daha cazip alanlardır.



Şekil 3.5 Sabit açılı ve güneş takip sistemli tesis üretim grafiklerinin karşılaştırılması (IFC, 2015)

İlk yatırım maliyetinin daha az olması, hareketli parça bulundurmaması, basit olması, bakımının kolay olması, üretici çeşitliliği, kolay ulaşılabirlik gibi nedenlerle sabit açılı taşıyıcı sistem kullanımının daha yaygın olduğu söylenebilir. Bazı ülkelerde mevsimsel panel açısı değiştirilen taşıyıcı sistem kurulumları yapılsa da, uzun vadede bu uygulamanın yaygınlaşması beklenmemektedir. Mevsimsel panel açısının elle değiştirilebildiği bu sistemlerde ciddi üretim artışı sağlanamazken, iş gücünün görece ucuz olduğu bazı ülkelerde sosyo-ekonomik gerekçelerle kullanılması değerlendirilmektedir.

Taşıyıcı sistemlerde yaygın olarak çelik veya alüminyum kullanılırken, nadir rastlanmakla birlikte ahşap kullanılan kurulumlar da bulunmaktadır.

Taşıyıcı sistemlerde zeminde destek noktası oluşturmak için metal ayaklar çakma makineleri ile zemine çakılabilceği gibi, büyük toprak vidaları ile zemine vidalama da yapılabilir. Her iki uygulamada da özel çakma/vidalama makinelerine ve eğitimli operatörlere ihtiyaç vardır. Hangi metodun seçileceğine yapılacak olan zemin etüt çalışmalarından ve arazi eğim dağılımına bakıldıktan sonra karar verilmelidir. Arazi yapısı uygun olduğu sürece, çakma sistemleri fiyat olarak ve çalışma hızı olarak vidalama sistemlerine göre daha avantajlı olabilmektedirler. Karar verilmeden önce proje özelinde değerlendirilmelidir. Her iki durumda da

toprak içinde kalacak metal aksamın (çelik kullanımı varsayılıyor) sıcak daldırma galvaniz ile korozyona karşı korunması gerekmektedir. Aşırı korozif toprak şartlarında ise, 25-30 senelik tesis ömrü göz önüne alınarak epoksi kaplama gibi ek önlemler düşünülmelidir.

Zeminde tutunma yüzeyi oluşturmak için beton yapılarla ayaklar oluşturulabileceği gibi, sert bir zeminde (eski havaalanı, asfalt vb) yere daha ufak vidalama yapılarak da taşıyıcı sistem kurulumuna başlanabilir. Beton ayaklarla zeminde destekler oluşturmak daha kapsamlı bir planlama ve ek maliyet getirebilse de kimi projelerde en uygun çözüm olabilmektedir.

Başarılı bir taşıyıcı sistemin aşağıdaki minimum özellikleri taşıması beklenmektedir (IFC, 2015):

- Kurulum yapılacak sahadaki tüm yüklerle (rüzgar, kar, modül, pano, vb) uygun olarak tasarlanmış olmalı, toprak altı ve toprak üstü paslanmalara karşı tesis ömrü boyunca dayanmalıdır. Deniz kenarı veya deniz kıyısından 3 km kadar içerideki kurulumlarda paslanmalara ayrıca dikkat edilmelidir.
- Kurulum yapılacak saha yapısal değerleri göz önüne alınarak tasarlamalı ve yapısal tasarım ölçütleri ve garanti belgeleri hesapları yapan firmadan temin edilmelidir.
- Arzulanan panel eğim (tilt) açısı bir kaç derece hassasiyetle sahada uygulanabilmelidir.
- Arazideki engebe ve eğim değişimlerini tolere ederek kurulum süresini kısaltabilmelidir.
- Kurulum sırasında uzman teknisyen ve çeşitli alet edevat kullanımını minimize edebilmelidir.
- Üreticinin beyan ettiği kullanıcı/kurulum kılavuzuna uygun olmalıdır.
- Termal genişlemeye izin vererek modüller üzerinde gereksiz stresler oluşmasını önleyebilmelidir.

3.3 Eviriciler

Eviriciler yarı iletken teknolojisini kullanarak PV panellerden gelen doğru akım (DC) elektriği şebeke ile uyumlu alternatif akıma (AC) çevirir. Eviriciler buldukları koruma elemanları ile buldukları bölgenin grid kodlarına uymakla birlikte, arıza anında tesisi şebekeden izole eder, düşük yalıtım dirençlerinde uyarı verir, gerekli durumlarda tesisi şebekeden ayırır. Ek olarak PV panellerden maksimum gücün çekilebilmesi için dizelere uygulanması gereken en uygun gerilim değerini sürekli ayarlayarak modüllerden maksimum gücün çekilmesini sağlar (mppt algoritması). İçerdikleri haberleşme modülleri ile dizelerdeki akım, gerilim bilgilerinin kaydedilmesini ve tesis işletmesinde kullanılmasını da sağlarlar (IFC, 2015).

Modül bazında kullanılan eviriciler mikro, genellikle 100 kVA güce kadar olan eviriciler dize, genellikle 100 kVA'dan büyük eviriciler merkezi evirici olarak isimlendirilirler. 2015 yılı içerisindeki pazar paylarına bakıldığında, merkezi eviriciler % 61, dize eviriciler % 37, mikro eviriciler % 2 oranında market penetrasyonu sağlamıştır. Evirici verimliliklerine bakıldığında merkezi evirici verimleri % 98,5, dize evirici verimleri % 98, mikro evirici verimleri % 90-95 aralığındadır (Fraunhofer ISE, 2016).

Mikro eviriciler daha çok farklı modül gölgelenmelerinin olduğu çatı kurulumlarında tercih edilirken, arazi kurulumlarında üstünde durulan iki ana evirici çeşidi dize ve merkezi eviricilerdir.

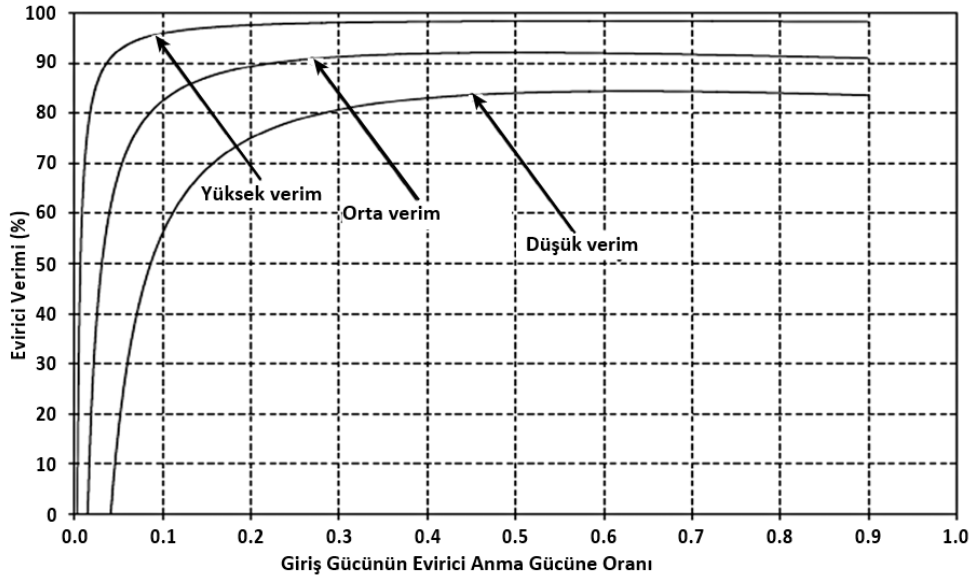
Merkezi eviriciler güvenilir ve kurulumu kolay olmasının yanında fiyat avantajı da sunmaktadır. Bazı merkezi eviriciler içerdiği asıl/köle (master/slave) evirici topolojisi sayesinde düşük ışınımın olduğu sabah ve akşam saatlerinde evirici modüllerinin bir kısmını uyku moduna alıp, eviricilerin daha yüksek güçlerde çalıştırılmasını sağlayarak yüksek verimlere ulaşır. Evirici modüllerinin sıralı çalıştırılması ile daha uzun evirici ömrü de sağlanmış olur. Işınımın yüksek olduğu öğlen saatlerinde ise modül gücü evirici modülleri arasında paylaşılır.

Bir PV santralinde merkezi evirici kullanıldığında, tüm modül dizeleri tek bir mppt gerilimi ile çalıştırılacağı için uyumsuzluk kayıpları (mismatch) önemli mertebelere çıkabilmektedir. Uyumsuzluk kayıplarını minimize etmek için aynı eviriciye bağlı modül güçleri, panel eğim açıları, azimut açıları, gölgelenme miktarları değerleri arasında önemli farklar olmaması gerekmektedir. Merkezi eviriciler genellikle servis-onarım anlaşması ile birlikte satılmaktadır (IFC, 2015).

Dize eviriciler merkezi eviricilerden farklı olarak daha düşük güçleri kontrol ederek farklı dizelere farklı dize gerilimi uygulayabilirler. Merkezi eviricilere oranla bir miktar pahalı olmalarının yanında özellikle uyumsuzluk kayıplarının yüksek olduğu durumlarda, dizelere uyguladığı farklı gerilimler ile daha yüksek üretim değerleri sağlayabilirler. Ek olarak servis ekibinin kolay ulaşamayağı noktalarda bulundurulabilecek yedek bir evirici ile üretim kayıpları minimize edilebilir. Dize evirici ömürleri merkezi eviricilerden daha kısadır (IFC, 2015).

Evirici verimleri sabit olmayıp, yüklenme gücüne göre değişmektedir. Maksimum evirici verimi için eviricilerin yüksek güçlerde çalışması gerekmektedir (Şekil 3.6). Evirici verimlerinin yüklenme gücüne göre değişmesinin yanında içerdiği yarı iletken parçaların yaşlanmasına, santralde yapılacak olan bakım onarım çalışmalarının sıklığı/kalitesine bağlı olarak çalışma ömrü boyunca bir miktar deprede olup verimliliğinde düşüş görülecektir (IFC, 2015).

Evirici topolojilerinde yeni eğilimler şebeke dengelemesine daha çok katılabilen, güç depolama sistemleri ile uyumlu, SiC veya GaN gibi daha verimli ve ufak evirici tasarımına izin veren inovatif yarı iletkenleri içeren evirici tasarımları sayılabilir (Franhofer ISE, 2016).



Şekil 3.6 Evirici veriminin giriş gücüne göre değişimi (IFC, 2015)

3.4 Trafolar

Birçok PV santrali şebeke bağlantısından önce yükseltici güç trafoları ile çıkış gerilimini şebeke seviyesine yükseltir. Çok büyük güneş santrallerinde ise fazladan ara gerilimler oluşturmak için yine güç trafolarından yararlanır. Fakat yaygın kullanımda güç trafoları eviricilerden sonra, şebeke bağlantısından önce bulunurlar.

Trafo seçimi yapılırken dikkat edilebilecek noktaları sıralamak gerekirse (IFC, 2015):

- Trafo verimi, yük altında ve düşük/boş yükteki kayıplar
- Garanti koşulları
- Vektör grubu
- Sistem gerilimi/gücü
- Saha koşulları
- Trafo gürültü seviyesi
- Gerilim düzenleyebilme kapasitesi
- Çalışma aralığı

Ek olarak güç trafolarında Buchholz rölesi, aşırı sıcaklık koruması, aşırı basınç tahliye valfi ve yağ seviyesi/sıcaklığı göstergesi (kuru tip değilse) olmalıdır.

Güç trafolarına üreticiler tarafından 12-24 ay arasında garanti süreleri verilirken, yapılacak servis anlaşmaları ile bu süreler 8-10 yıla kadar uzatılabilmektedir. Son yıllarda özellikle santralin çalışmadığı gece saatlerinde, boştaki trafo kayıplarını azaltmak için amorf çekirdekli trafo kullanımı gündeme gelmiştir, düşük kayıp değerleri için tercih edilebilirler.

3.5 Şebeke Bağlantısı

Şebeke bağlantısının yapılarak şebekeye elektrik verilebilmesi için bağlantı yapılacak bölgedeki şebeke operatörünün aradığı kıstasların yerine getirilmesi

gerekmektedir. Genellikle bağlantı noktası, bağlantı gerilimi, yapılması gereken enerji nakil hattı (ENH) bilgileri şebeke operatörü tarafından belirlenirken, seçenek olması durumunda bağlantı geriliminin seçiminin proje maliyetini önemli ölçüde etkileyeceği unutulmamalıdır. Kullanılacak ekipman fiyatları dayanım gerilimlerine göre değişecektir, fakat gerilim seviyesi arttıkça elektriksel kayıplarda azalma olacaktır.

Grid kodları projenin yapıldığı yere/ülkeye göre farklılık gösterse de aşağıdakilerden bazılarını içermesi muhtemeldir (IFC, 2015):

- Şebekeye verilen harmonik miktarı için bir üst değer
- Gerilim kırışmalarının miktarı için bir üst değer
- İzin verilen bir frekans değişim aralığı
- Şebekeye reaktif güç desteği sağlama
- Gerilim düzenleme desteği sağlama
- Çeşitli koruma ayarları

Şebekeye bağlantı noktasında şebeke operatörü ek isteklerde bulunabilir, ya da bağlantı sağlandıktan sonra yeni taleplerde bulunabilir. Şebeke bağlantısı sağlanırken bağlantı güzergâhındaki koruma rölelerinin PV santralinin bağlanması ile oluşabilecek yeni senaryolara uygun şekilde koruma yapabileceği teyit edilmeli, röle koruma ayarları güncellenmelidir.

Özellikle PV santrallerinin tüketim merkezlerinden uzak noktalara kurulduğu ve şebeke kalitesinin yüksek olmadığı durumlarda, PV üretimindeki dalgalanmalar şebeke elektriksel değerlerinde değişimlere yol açabilecektir. Örnek vermek gerekirse, tüketim noktalarına uzak bir noktaya kurulmuş bir güneş satralinde yüksek ışınım nedeniyle elektrik üretimi arttığında şebekedeki üretim artışından dolayı gerilim yükselmeleri veya bulutlanma dolayısıyla üretimde düşüş olduğunda bir önceki zamana göre şebeke geriliminde düşüşler gözlemlenebilecektir. PV santrallerinin bu değişken üretim karakteristiğini de göz önünde bulundurarak, şebekedeki tüm bu değişimlere uyum sağlayarak maksimum üretimi şebekeye transfer edebilecek yapıda ekipman seçimi

yapılmalıdır. Eviriciler vasıtasıyla gerilim düzenlemeye destek olmak, yük altında trafo gerilim kademelerinin değiştirilmesi, şebeke operatörünü ek önlemler almak yönünde ikna etmek gibi yollara başvurulabilir.

PV güneş santralının şebekeye bağlanabilmesi için gerekebilecek ve şebeke işletmecisinin desteği ile yapılabilecek/yenilenecek yeni trafo istasyonu, ENH gibi altyapı yatırımlarının hayata geçmesi zaman alabilir. Özellikle ENH güzergâhında çalışmalar planlanandan uzun sürebilir. Güneş santrali yatırımcısı bu gibi gecikmeleri önceden öngörüp, şebeke bağlantısı için gerekli izin ve inşaat çalışmalarına erkenden başlamalıdır.

Güneş panelleri, eviriciler, izleme sistemleri evrensel ve modüler yapılarından dolayı birden çok ülkede/bölgede satılmaktadır ve bu küresel anlamda PV santral fiyatlarının aşağı çekilmesine katkı sağlamıştır. Benzer genellemeyi şebeke bağlantı ekipmanları için söylemek doğru olmayacaktır. Bazı ortak grid bağlantı istekleri/ekipmanları olsa da, bu istekler şebeke işletmecisine göre değişmekte ve evrensel bir şebeke arayüzünün dolaşıma girmesini engellemektedir (Shaha et al., 2015).

3.6 İzleme Sistemi

İzleme sistemleri tesis enerji üretimini takip ederek olası bir tasarım hatasının veya operasyonel hatanın ortaya çıkarılmasını sağlarlar. Ufak kurulumlarda daha çok eviriciler içerisine gömülü hazır görüntüleme sistemleri tercih edilirken, büyük arazi kurulumlarında evirici üreticilerinin sağladığı basit görüntüleme/izleme sistemleri yeterli olmamaktadır. Santral işletmecisinin isteklerine göre görüntüleme, tespit, raporlama yapabilen gerçek zamanda izleme/müdahale/kayıt imkânı sunan sistemler mevcuttur. Santral performansının kayıt altına alınması, sözleşmeye bağlı doğabilecek anlaşmazlıkların çözümünde de gereklidir.

İyi bir izleme sistemi anlık olarak modül yüzeyi ışıınım bilgisi, çevre ve modül sıcaklığı, rüzgâr hızı, PV çıkış gücü-gerilimi-akımı, şebeke gerilimi, şebekeye verilen güç-akım değeri, şebeke kesinti süresi (Çizelge 3.1) değerlerini kayıt altında tutmalı, bu bilgileri uzak uç kullanıcıya anlaşılır formatta sunabilmeli, raporlayabilmelidir.

İzleme sistemi arayüzü anlaşılır olmalı, ayrıca kullanıcı kılavuzları tesis performansının doğru bir şekilde nasıl takip edileceği hakkında açık bilgiler içermelidir (IEA-PVPS T13, 2014).

Parametre	Sembol	Birim
Modül düzlemindeki ışınım	G_I	W/m^2
Ortam sıcaklığı	T_{amb}	$^{\circ}C$
Modül sıcaklığı	T_{mod}	$^{\circ}C$
Rüzgâr hızı	S_w	m/s
PV dize çıkış gerilimi	V_{DC}	V
PV dize çıkış akımı	I_{DC}	A
PV dize çıkış gücü	P_{DC}	kW
Şebeke gerilimi	V_{AC}	V
Şebekeye verilen akım	I_{AC}	A
Şebekeye verilen güç	P_{AC}	kW
Şebeke kesinti süreleri	t_{outage}	s

Çizelge 3.1 Gerçek zamanlı ölçüm değerleri (IEA-PVPS T13, 2014)

3.7 Tesis Performansının Ölçülmesi

Bir güneş santralinin performans değerlendirmesi yapılırken PR (Performans Oranı), Birim Enerji Eldesi (Specific Yield), Kapasite Oranı (Capacity Factor) sıkça kullanılmaktadır.

Tesis performansının ölçülmesinde dikkat edilmesi gereken noktalardan bir tanesi, hesaplama yapılırken kullanılan verilerin doğruluğudur. Özellikle ışınım değeri tespit edilirken kullanılan ölçüm cihazlarının inceleme dönemi boyunca uygun şekilde kalibre edilmiş olduğundan ve doğru ölçüm yapmasını engelleyebilecek etmenlere maruz kalmadığından emin olmak gerekir. Işınımölçerlerin tozlanması, gölge alması, konması gereken panel eğim açısından farklı bir açıda monte edilmesi örnek gösterilebilir. Tüm önlemlerin alındığı durumlarda, kullanılan ölçüm cihazlarının % 2-5 oranlarına varan miktarlarda hata paylarının olduğu göz önünde bulundurulmalıdır. Santral değerlendirmesi, karşılaştırılması yapılırken bu hususlar dikkate alınmalıdır. Santral kurulum noktasından elde edilen meteorolojik verilerin hassasiyetine güvenilmediği durumlarda, uydu verilerinden faydalanılabilir.

3.7.1 Performans Oranı

Performans Oranı IEC 61724 “PV sistemi performans izleme – veri ölçüm, aktarım ve analiz kılavuzu” içerisinde tanımlandığı şekliyle, incelenen modül grubunun çıkış gücündeki sıcaklık, ara ekipmanlardaki kayıplar ve modül

yüzeğine düşen ışınımın yetersiz kullanımından kaynaklanan kayıpları gösteren bir parametredir. Bu durumda PR şebekeye verilen AC gücün, modüllerin üzerine düşen ışınım ile üretebileceği teorik güce oranıdır. Tesisin PR oranının yüksek olması, o tesisin güneş ışınlarını daha verimli şekilde elektrik enerjine çevirdiğini göstermektedir.

PR sabah/akşam saatlerinde elektriğe çevrilemeyen ışınımı, gölge, tozlanma, sıcaklık kayıplarını, modüllerdeki, kablolardaki, eviricilerdeki kayıpları gösterip ölçülmesini sağlar. Simulasyon programları hesaplama yoluyla PR değeri öngürülebilir ya da alternatif olarak çalışan bir santralde şebekeye basılan AC güç bilgisi ve ölçülen ışınım bilgisi yoluyla hesaplanabilir.

Santral kayıpları değişen iklim şartlarına göre farklılık göstereceği için, bir tesiste PR değeri de sabit değildir. Örneğin panel çıkış gücü sıcaklıkla negatif olarak etkilenen kristal hücrelerin kullanıldığı tesislerde PR değeri sıcak yaz aylarında 0.77 değerlerine yaklaşabilirken, soğuk kış aylarında 0.86 değerlerine çıkabilmektedir. Yıl ortalamasında ise 0.82 PR değeri genellikle iyi bir tesis olduğunu gösterir ve verilen örnekteki tesis için ortalama tutturabileceği bir değerdir. Bir tesisteki PR değeri içindeki ekipmanların degrade olması ile birlikte takip eden yıllarda azalacaktır. Kristal modüllerden farklı olarak çıkış gücü sıcaklıkla artan a-Si modüllerde ise yaz aylarında yükselen bir PR gözlenirken, kış aylarında PR değerinin azaldığı görülebilir (IFC, 2015).

3.7.2 Birim Enerji Eldesi

Birim enerji eldesi kWh/kW_p oranıdır. Diğer bir deyişle yıl içinde üretilen AC enerji miktarının kurulu modül gücüne oranıdır ya da sahaya konulan her bir kW_p modül başına bir yıl boyunca elde edilen kWh enerji miktarıdır. Özellikle farklı modül teknolojilerinin seçili bölge için üretim miktarlarının karşılaştırılmasında faydalı bir parametredir. Tanım gereği ışınımın fazla olduğu sahalarda, ya da modül eğim açısının optimum olduğu durumlarda ve tesis kayıplarının düşük olduğu durumlarda yüksek enerji eldesi oranı elde edilir.

3.7.3 Kapasite Oranı

Kapasite oranı bir tesisin yıl boyunca ürettiği toplam kWh miktarının, tesisin tüm yıl boyunca nominal güçte çalışması durumunda üretebileceği kWh miktarına oranıdır, genellikle yüzde olarak belirtilir.

Kapasite oranı solar sektörde çok fazla kullanılmasa da tesis karşılaştırmalarında kullanılan bir parametredir. Sabit açılı tesislerde ışınımın düşük olduğu kuzey enlemlerde % 12-15 değerleri görülebilirken, Akdeniz kıyısındaki kurulumlarda % 15-22 oranlarına ulaşılabilir. Örnek vermek gerekirse, 10 MWp modül kurulu gücü olan bir tesisin % 20 kapasite faktörü ile çalışması durumunda, bu 2 MWp gücündeki bir tesisin tüm yıl boyunca maksimum güçte üretim yapmasına eş değerdir.

3.8 Güvenlik Sistemi

Güneş santralleri üretim noktaları olmalarının yanında finansal yatırımlardır. Güneş santrali içerisindeki ekipmanlar değerli olmalarının yanında modülerdir. Özellikle santrallerde kullanılan güneş panelleri ve bakır kablolar hırsızlık için hedef olabilmektedir. Bunun dışında, santral içerisine tesise zarar verebilecek hayvanların da girme ihtimali vardır. Mevcut riskleri azaltmak için alınabilecek önlemler vardır.

Tesis etrafına tel çit çekilmesi alınabilecek önlemlerdendir. Galvaniz tel çitler yaygın olarak kullanılmaktadır. Tel çit seçimi yapılırken eğer hırsızlık riski varsa tel çit boyu insanların tırmanmasını caydırabilecek yükseklikte ve şekilde seçilmesi riski azaltacaktır. Tesis etrafına çekilecek tel çit sistemi ile aynı zamanda, hayvanların saha içine girmesinin de önüne geçilir.

Özellikle insan yerleşimlerine uzak bölgelerde elektrikli tel çitlerin kullanılabilmesi durumları olabilir. Tel çitlerde yüksek elektrik gerilimi, düşük elektrik akımı bulunurken, temas halinde canlılara zarar vermeyecek şekilde seçilmelidir. Vahşi/evcil hayvanlar telde mevcut olan elektrik dolayısıyla tel çitlere fazla yaklaşmazken, bu tel çit dayanım ömrüne olumlu olarak yansıtacaktır. Ek olarak sistemin sağlıklı bir şekilde çalışabilmesi için elektrikli tel çit sınırı boyunca büyüyen otların düzenli olarak temizlenmesi gerekmektedir, işletme zamanı bu ek yük dikkate alınmalıdır, aksi takdirde elektrikli çite değen otlar yanlış alarm verecektir.

Sahada alınacak tek bir güvenlik önlemi tek başına genellikle yeterli olmazken, alınabilecek ek önlemlerle risk minimize edilebilir. Ek önlemlerden bir tanesi tesis sınırlarını (tel çit sınırı) güvenlik kamerası ile taramaktır. Gündüz/gece görüş kameralarının görüş alanları 50-100m aralığındadır ve gece görüş kamerasının görüntü alabilmesi için kızılötesi aydınlatma ile desteklenir (IR LED). Termal kameraların fiyatları daha pahalı olmasına rağmen görüş alanları 150m

dolaylarındadır (dolayısıyla daha az sayıda kamera kullanılabilir) ve iç tüketimleri daha azdır (IFC, 2015).

Özellikle büyük güneş santrallerinde elde edilen kamera kayıtlarının verimli bir şekilde değerlendirilebilmesi için, kamera kayıtlarındaki görüntülerin anlık olarak yazılımlarla taranarak alarmlar oluşturulması gerekmektedir. Görüntü işleme yazılımına eklenebilecek kodlarla, yağmur, yıldırım, hayvan hareketi, insan hareketi, ot-ağaç hareketi benzeri uyarılar otomatik olarak oluşturulabilir.

Saha sınırlarına, kapılarına sensörler koymak yoluyla da alarmlar oluşturulabilir. Hareket, basınç, elektromanyetik, kızılötesi ışınım sensörleri ve başka sensörler kullanılabilir. Bu sensörleri kullanırken oluşturabilecekleri yanlış alarmlara dikkat edilmelidir.

Sahada tam zamanlı güvenlik görevlisi bulundurma yoluna da gidilebilir. Özellikle hırsızlık riskinin yüksek olduğu veya yerel istihdam yaratmanın önemli olduğu projelerde seçilebilir. Sahada güvenlik görevlisi bulundurmak işletme giderlerine önemli miktarda katkı yapacaktır. Giderleri azaltmak için, tam zamanlı güvenlik personeli yerine, çeşitli aralıklarla santralin kontrol edilmesi yoluna da gidilebilir.

Güvenlik giderlerinin minimize edilebilmesi için, sahada toplanan güvenlik verilerinin ilk önce internet vasıtasıyla uzak bir izleme merkezine aktarılması sonrasında sahada bir güvenlik zaafiyeti var ise, anlaşmalı güvenlik firmasının sahaya yönelmesi yoluna gidilebilir. Paralı güvenlik görevlilerinin müdahale etme yetkisinin olmadığı durumlarda ise en yakın kolluk güçlerine haber verme yoluna gidilebilir.

Yukarıda sıralanan önlemlere ek olarak, hırsızlık/hasar sigortası yaptırmak, bakır kablo hırsızlığı riskini azaltmak için alüminyum kablo, galvaniz topraklama şeridi kullanımını değerlendirmek, modülleri sabitleyen civatalara ancak 300°C'de açılan sentetik reçineler sürmek, santralin uzaktan görünürlüğünü azaltmak için çevresine ağaçlar dikmek gibi yöntemler değerlendirilebilir (IFC, 2015).

Yukarıda sıralanan güvenlik önlemlerinden uygun olanları proje lokasyonunun içerdiği riske ve proje bütçesine göre seçilerek hayata geçirilebilir. Uygulanan yöntemlere ek olarak sahanın görünür noktalarına uyarı levhaları

koymak da faydalı olacaktır, bu levhalamalar birçok durumda yasal olarak da zorunludur.

3.9 İşletme ve Bakım

Güneş santralleri düşük işletme ve bakım maliyetleriyle ön plana çıkmış olsa da, solar modül tedarik basamağında yapılacak bir hatadan, yanlış mühendislik inşaat firmasının seçimine, santralin yanlış lokasyona kurulmasından doğru şekilde işletilmemesine varıncaya kadar bir çok noktada yanlış kararlar verilebilir. 25-30 yıllık uzun işletme hayatı boyunca bu ve benzeri kararların etkisi tesis gelir gider tabosuna yansiyacaktır. İyi bir işletme-bakım operasyonundan beklenen, minimum harcama ile en yüksek tesis üretim değerine ulaşılmasıdır. Kısacası birçok defa hedef en düşük indirgenmiş elektrik maliyeti (LCOE) değerini yakalamaktır.



Şekil 3.7 Suyla yıkama ile modül temizliği (IFC, 2015)

Tesis üretim değerini maksimumda tutabilmek için planlı ve plansız (arıza durumlarında) bakımlar yapılmalıdır. Kontrollü bir şekilde takip edilen bir PV tesiste arızaların kök nedenleri zamanında tespit edilerek, gelecek yıllarda oluşabilecek üretim kayıplarının önüne geçilebilir.



Şekil 3.8 Toz fırçası ile susuz modül temizliği (IFC, 2015)

Düzenli bakım faaliyetleri içinde yapılabilecek çalışmalardan uzman personel tarafından termal kamera ile modül, elektrik panoları ve elektrikselsel bağlantıların kontrol edilmesi, evirici ve diğer elektrik pano bakımları, modüllerin yıl içinde temizlenmesi, modüllere gölge yapabilecek otların temizlenmesi, görsel kontrol, ihtiyaç halinde modüllerin elektrolümünans (EL) kamera ile kontrol edilmesi, eğer dize bazında monitörleme yapılmıyorsa dize gerilimleri ve akımlarının ölçülmesi, yıpranan saha içi yolların düzeltilmesi sayılabilir.

Panel temizliğinin nasıl ve ne sıklıkta yapılacağına karar verilirken, modüllerin kirlilik derecesine, bölgedeki imkân ve kaynaklara, temizleme maliyetlerine, yıkama ile elde edilecek üretim artış miktarına da bakılmalıdır. İşletme zamanında araçlarla modül sıraları arasında temizlik yapılması düşünülüyor ise, modül sıraları arasında araç hareketi için yeterli boşluklar bırakıldığından emin olunmalıdır. Ayrıca su ile yıkama seçeneğinin değerlendirildiği durumlarda, suyun bölgenin yer altı kaynaklarından sağlanacağı akılda tutularak su sarfiyatına ayrıca dikkat edilmelidir. Su kıtlığının olduğu bir proje lokasyonunda sondaj ile bölge halkının kullanabileceği su kaynaklarını modül yıkamak için kullanmak akıllıca olmayabilir. Modül temizliği yapılmasına karar verilmişse, su kullanmadan temizleme seçenekleri düşünülmalıdır. Modül

temizliği yapılmadan önce, güneş paneli üreticisinin yayınladığı güvenlik önlemleri ve uyarıları dikkate alınmalıdır (IFC, 2015).



Şekil 3.9 Robot ile susuz modül temizliği (Ecovacs Robotics' RAYBOT)

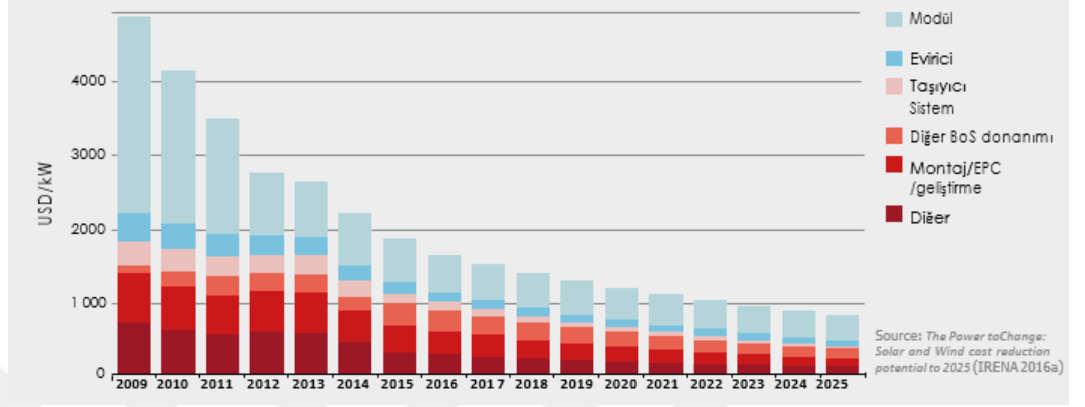
Arızalara hızlı müdahale etmek için santral yakınında ekip bulundurmak ya da arıza oluştuğunda servis hizmeti verebilecek bir firma ile çalışmak hızlı sonuç verecektir. Güneş santrallerinin yerleşim birimlerinden uzak noktalara yapıldığı durumlarda sahaya ulaşım yollarının kalitesine ayrıca dikkat etmek gerekir, özellikle yağışlı havalarda sahaya ulaşmak kolay olmayabilir.

3.10 Maliyetler

PV güneş santrali kurulum maliyetleri ülkelere, bölgelere göre farklılık göstermektedir. Kurulum maliyetleri Japonya'da yüksek iken, Hindistan, Çin, Almanya gibi diğer ülkelerde daha düşük olabilmektedir. Maliyet farklılıklarının nedenleri hakkında yapılan çalışmalarda gerekçeler irdelenmiştir. Konu hakkında araştırma yapılabilir fakat bu tez çalışması kapsamında maliyet farklılıklarının gerekçelerine değinilmeyecektir.

Kurulum maliyetleri kurulum yerine ve ülkesine göre değişebilirken, eğer küresel ölçekte ağırlıklı maliyet ortalamasına bakılmak istenirse Şekil 3.10'daki dağılım incelenebilir. İlgili şekilde 2016-2025 yılları arasındaki kurulum fiyatları öngörü maliyetler olup, yakalanması olasıdır. 2015 yılı için bakıldığında kurulum

maliyetlerinin ağırlıklı ortalamasının 1.8 \$/W civarında olduğu görülmektedir. Kurulum maliyetlerinin 6 yıl içinde 5 \$/W değerinden mevcut değerine düşmesindeki en büyük pay modül fiyatlarındaki düşüşe bağlı olsa da evirici, inşaat masrafları, taşıyıcı sistem, iş geliştirme gibi diğer kalemlerin de bu düşüşte payı bulunmaktadır.



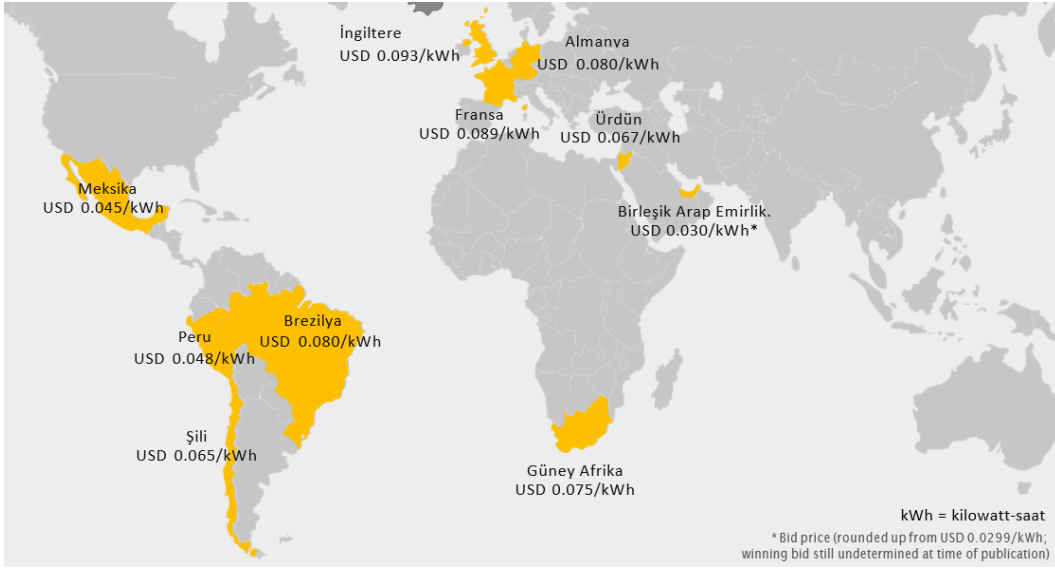
Şekil 3.10 Büyük ölçekli şebeke bağlantılı PV santral maliyetlerinin ağırlıklı ortalamasının tarihi ve öngörülen değişimi (IRENA, 2016b)

Kurulum maliyetlerine ülkeler bazında bakmak gerekirse Çizelge 3.2'den kurulum maliyetlerinin PV sektörünün iyice yerleşmiş olduğu Almanya'da 1.2 \$/W, Hindistan ve Çin'de ise 1.4 – 1.44 \$/W bandında olduğu görülmektedir. Bu kurulum maliyetleri Türkiye şartları için de gerçekçi kabul edilebilir rakamlar olup bir sonraki bölümde ekonomik analiz yapılırken PV santral maliyetleri 1.4 – 1.44 \$/W bandı referans alınarak yapılacaktır.

ÜLKE	KONUT ÖLÇEĞİNDE (\$/kW _p)	ŞEBEKE BAĞLANTILI (\$/kW _p)
Brezilya	3,210	2,022
Çin	1,550	1,439
Almanya	1,632	1,200
Hindistan	1,500	1,403
Japonya	3,200	2,130
ABD	3,571-4,603	2,336

Çizelge 3.2 2015 yılı PV santral maliyetleri ağırlıklı ortalamasının kilit pazarlardaki değişimi (IRENA, 2016b)

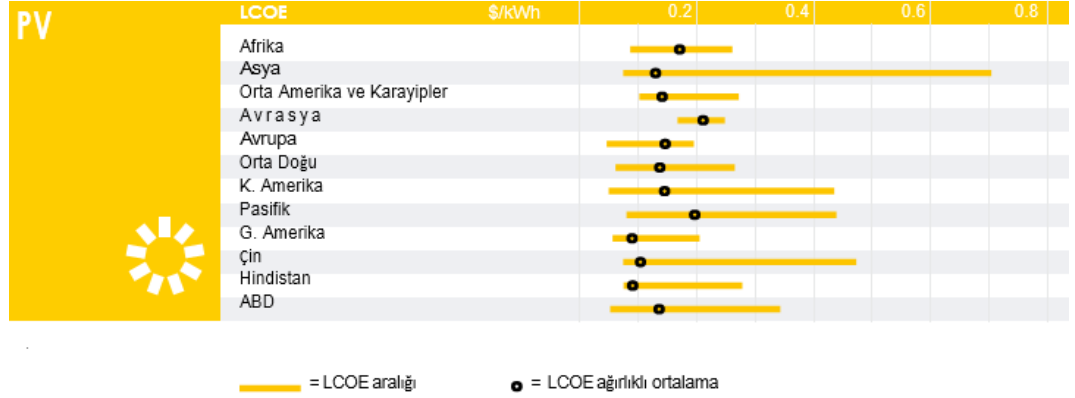
Şekil 3.11’de 2015-2016’da farklı ülkelerde yapılan uzun vadeli (20-25 yıl) PV elektrik satış ihalelerinde kazanan en düşük teklif bedelleri görülmektedir. Verilen tekliflerden en dikkat çekicisi 2016 Mayıs’da Dubai’deki 800 MW’lık ihalede verilen 0.03 \$/kWh’dır. Yakın zamanda bu kadar düşük fiyatların verilmesi belenmese de, PV elektrik üretim maliyetlerindeki aşağı yönlü yönelimin gelecek yıllarda da devam etmesi beklenmektedir. İlgili şekilde kazanan tekliflerin 0.03 – 0.093 \$/kWh aralığında olduğu görülürken, teklifler arasındaki farklılıklar için ilk olarak farklı ışınım bölgelerinde olmaları, kurulum maliyetleri, bölgesel riskler, santral büyüklükleri vb sebepler gösterilebilir.



Şekil 3.11 Önemli pazarlardaki PV elektrik satışı için verilen en düşük teklif bedelleri (IRENA, 2016b)

Benzer şekilde indirgenmiş PV elektrik fiyatlarının kurulum bölgesine göre değişimini 2016 yılında yayınlanan REN21 Küresel Enerji Görünümü’nde belirtildiği şekliyle incelersek (Çizelge 3.3), LCOE değerleri arasında ciddi farklılıklar olduğunu fakat ağırlıklı ortalamanın 0.08 – 0.14 bandında olduğunu söyleyebiliriz. Başarılı bir güneş santralinde dikkat edilmesi gereken noktaların çokluğu, santral büyüklüklerindeki farklılıklar, kullanılan teknolojiler, yerel yönetmelik ve kurallar, kurulum bölgesindeki deneyim ve benzeri etmenler dikkate alındığında, LCOE değerinin geniş bir aralığa oturması daha anlaşılır olacaktır.

Çizelge 3.3 İndirgenmiş PV elektrik fiyatının bölgelere dağılımı (REN21, 2016)



REN21 Küresel Görünüm Raporu'na bakarak (Çizelge 3.4) farklı ülke ve bölgelere göre PV güneş santrali kurulum fiyatlarında ciddi oynamalar olduğunu söyleyebiliriz. Kurulum maliyetlerinin ağırlıklı ortalamasına bakıldığında Avrupa, Çin ve Hindistan için kurulum maliyetlerinin 1.4 – 1.44 \$/W aralığında olduğu görülmektedir. 1 \$/W altı bildirilen kurulum maliyetlerine ek olarak 7 \$/W üzeri bildirilen maliyetler de vardır.

Çizelge 3.4 PV santral bedelinin kilit pazarlardaki değişimi (REN21, 2016)

Yatırım Bedeli \$	min	max	Ao	Kapasite Faktörü %	min	max	Ao
Afrika	944	4110	● 2649		0.016	0.278	● 0.199
Asya	819	7997	● 1624		0.101	0.247	● 0.166
Orta Amerika ve Karayipler	1600	4000	● 2076		0.155	0.227	● 0.198
Avrasya	1545	3697	● 2775		0.117	0.127	● 0.119
Avrupa	944	2827	● 1408		0.098	0.30	● 0.123
Orta Doğu	1311	4000	● 2553		0.174	0.347	● 0.256
K. Amerika	800	5900	● 2365		0.095	0.336	● 0.196
Pasifik	1180	7539	● 2857		0.114	0.271	● 0.191
G. Amerika	1132	4326	● 2249		0.130	0.404	● 0.320
Çin	998	7780	● 1439		0.101	0.184	● 0.170
Hindistan	833	4916	● 1403		0.159	0.247	● 0.206
ABD	965	5900	● 2336		0.095	0.336	● 0.197

PV santral maliyetleri incelenirken, dikkat edilmesi gereken önemli gider kalemlerinden biri kullanılan finansmanın maliyetidir. Özellikle risklerin yüksek olduğu projelerde finansman maliyeti ciddi oranlara yaklaşmaktadır ve finansman bedelinin yatırımın yapılabilirliği üstünde ciddi etkisi vardır. Özellikle kazanılan şebeke bağlantı hakkının devam ettirilebilmesi için kimi projelerde % 100 öz kaynak kullanımı tercih edilebilir. Fakat genel yaklaşım projenin bulunan finansman ile hayata geçirilmesidir. Proje hayata geçirildikten sonra eğer önceden başvurulmamışsa sonradan finansman arayışına gidilebilir ya da alınan finansmanın daha uygun koşullarda yapılandırılması sağlanabilir.

4. ÖRNEK PROJE ANALİZİ

4.1 Analiz İçin Santral Yerlerinin Seçilmesi

Güneş santrali yatırımı için yer seçimi yaparken birçok ölçüt gözden geçirilir. Lokasyon seçiminde şebeke bağlantı hakkı özellikle ön plana çıkmaktadır.

Sahanın ışınım karakteristiği önemlidir. Saha ne kadar fazla ışınım alıyorsa, üretimi de o derece yüksek olacaktır. Benzer şekilde yer seçimi yapılırken, arazi eğer çevredeki binalardan, ağaçlardan ya da ufuktaki dağlardan dolayı gölgeye maruz kalıyorsa, üretiminde kayıplar olacaktır.

Kurulum için düşünülen yerin bölgesel iklimi de seçim yaparken göz önünde bulundurulmalıdır. Sahanın sel baskınlarına maruz kalıp kalmayacağı, sahanın deneyimleyeceği maksimum rüzgâr gücü, sıcaklık seviyesi, kar kalınlığı, yağış rejimi, hava kirliliği PV santral tasarımını ve işletmeye girdikten sonra da işletme ve bakım giderlerini etkileyecektir. Modül eğim açıları arttırılarak maruz kalacakları kar yükü azaltılabilecekken, alacakları rüzgâr yükü artacaktır. Ayrıca, kar yüksekliği ve modüller arasında büyüyen ot boyları dikkate alınarak en düşük kottaki panel ile zemin arasındaki yükseklik ayarlanmalıdır. Genel uygulamada en alçaktaki panel ile zemin arasında 60-80 cm yükseklik farkı kullanılmaktadır. Hava kirliliğine ayrıca dikkat edilmelidir. Özellikle kirliliği oluşturan toz parçacıklarının içeriğine göre farklı PV santrallerinde farklı etkiler gözlemlenebilir. Örneğin içerisinde metal tozları bulunan bir kirli hava kütlesi modüllerdeki güç kaybına ek olarak PV santrali panolarında kısa devrelere, modüllerde çeşitli arıza modlarına ve nihayetinde ciddi üretim kayıplarına neden olabilirler. Benzer şekilde, deniz kenarı veya sahilden 3 km kadar içeriye yapılan kurulumlarda, deniz ikliminin yıprandırıcı/paslandırıcı etkisi dikkate alınmalıdır.

Arazinin büyüklüğü ve geometrisi de önemlidir. Sabit açılı % 17 verimli kristal panel kullanımının yapıldığı sahalarda Türkiye şartlarında, 1 MW_p'lik güneş santrali için 12.000-18.000 m² arazi kullanımı gerekmektedir. Arazi kullanım miktarı belirlenirken (teknik ölçütlerden) modül eğim-azimut açlarına ve kabul edilebilecek gölgelenme kayıplarına bakılır. Bu değerlerle oynanarak yukarıda belirtilen m² aralığı dışında kurulumlar yapmak da mümkündür. Arazinin dikdörtgen veya benzeri başka bir düzgün geometrik şekilde olması sahada daha basit ve ucuz bir tasarımın yapılmasının önünü açacaktır.

Arazinin topoğrafik yapısına da bakılmalıdır. Düz, içerisinde su tahliye yollarının olmadığı yerler tercih edilse de, hafif bir eğimle güneye bakan araziler de tercih edilebilir. Saha içerisinde keskin eğimlerin olmaması, basit bir arazi olması inşaatla başlamadan önce yapılacak hazırlıkları azaltarak maliyetlerin aşağı çekilmesine katkı sağlar. Aynı zamanda arazinin basit olması, santral tasarımını da kolaylaştıracaktır.

Arazinin önceden hangi amaçla kullanıldığı ve arazinin değeri saha seçiminde etkili olmaktadır. Düşük yatırım maliyeti için arazi fiyatlarının görece ucuz olduğu yerler tercih edilmektedir. Kimi arazi çeşitleri yerel yasalar gereği kullanımdışı olabilirler. Türkiye’de tarım arazilerinde PV santral kurulumuna izin verilmemesi ya da Hollanda’da arazi kurulumuna artık izin verilmemesi örnek gösterilebilir. Ek olarak arazinin önceki kullanım durumu hakkında da bilgi sahibi olunmalı, PV santral inşaatına uygunluğu kontrol edilmelidir. Başarılı arazi seçimi için yerel kurallara, teşviklere dikkat edilmelidir (IFC, 2015).

Arazi seçimi yapılırken, PV santralinin kurulması durumunda bölgede yaşayan insanlara ve bölgenin biyoçeşitliliğine nasıl bir etki yapacağı hakkında fikir sahibi olunmalıdır. Benzer şekilde çevredeki biyoçeşitliliğin santrale nasıl bir etki yapacağı da dikkate alınmalıdır. Örnek vermek gerekirse, arazi yakınlarındaki bir tatlı su kaynağı kuş habitatına hayat veriyorsa, santralde kuş dışkılaması nedeniyle oluşabilecek etkilere de hazır olunmalıdır. Ek olarak kurulacak PV santralinin bulunduğu çevre ile ne kadar uyumlu olacağı da önemlidir. Yıllardır korunan kültürel bir alana, ya da yerel halk için öneme sahip bir alana kurulum yapmak akıllıca değildir. Negatif etkilerin ağır bastığı bir durumda yatırım kararı almanın faydası olmayacaktır (IFC, 2015).

Arazi seçiminde önemli ölçütlerden bir tanesi sahanın jeolojik yapısıdır. Taşıyıcı sistem tasarımı, saha içi yollar, temeller ve binaların (varsa) tasarımlarını optimize edebilmek için gereklidir. Saha karakteristiğini anlamak için yapılabilecek testlerin detayı değişebilse de genel yaklaşım belirli aralıklarla 2.5-3m derinliğinde deneme çukurları ve 6-8m derinliğinde delikler açılması ve toprak örnekleri alınmasıdır. Yapılacak olan incelemede toprak altı su seviyesi, toprak direnci, toprağın sıkışma kapasitesi, kayalık olup olmaması, toprağın kimyasal yapısı ve pH değeri gibi birçok değerli bilgiye ulaşılır (IFC, 2015).

Şebeke bağlantı noktasının özelliği en önemli ölçütlerden biridir. Çoğu zaman şebeke bağlantı hakları alınmadığı için PV santral yatırımından

vazgeçilmektedir. Şebeke kullanım hakkı tahsis edilmiş veya edilebilecekse, bağlantı noktasına yakın olmak, bağlantı noktasının yüksek emreamadeliğe sahip olması ve kapasitesi gibi kıstaslar göz önünde bulundurulmalıdır.

İnşaat yapılacak sahanın ulaşılabilir olması ve kamyon ve tır trafiği için uygun olup olmaması da önemlidir. Sahaya yol gitmiyor ise, proje büyüklüğüne göre yeni yol yapılması değerlendirilebilir, fakat yeni yapılacak yolun inşaat zamanı dışında 25-30 yıllık işletme hayatı boyunca da kullanılacağı dikkate alınarak yapılmalıdır. Yeni yollar yapılması durumunda, önceden planlanmayan yerel izinler, arazi satın almaları veya kiralamaları devreye girebileceği için santral takvimini geciktirmeyeceğinden emin olunmalıdır.

Saha seçimi yapılırken, potansiyel santral alanının modüller üzerinde nasıl bir tozlanma etkisi yaratacağına dikkat edilmelidir. Araç trafiğinden kaynaklı trafik tozları, çevredeki endüstriyel dumanlar, bitki polenleri, yapraklar, kuşlar dikkate alınmalıdır. Tozlanma beklenmesi durumunda, bunun etkilerini azaltmak için panel temizleme seçenekleri üstünde durulabilir. Eğer su ile yıkama düşünülecekse, yakın çevrede kullanılabilir su kaynağı varlığı hakkında bilgi toplanmalıdır. Modüllerin su ile temizlenmesi durumunda, yerelde yaşayan insanların görüşlerine dikkat edilmelidir. Su eksikliğinin hissedildiği bir bölgede, su kuyularından su çekerek panelleri yıkamak akıllıca olmayacaktır. Panelleri yıkamak için 1.6 l/m²'ye varan miktarlarda su gereksinimi olabilir (IFC, 2015).

Saha seçiminde belirleyici etmenlerden bir diğeri yerel yönetimlerin bazı bölgeler için teşvikler çıkarmaları, ya da santral kurulumu için yer göstermeleri olabilir. Benzer şekilde, politik nedenlerden dolayı bazı bölgelere yatırım yapılmak istenmeyebilir.

Arazi seçiminde yukarıda bahsedilmeyen başka ölçütler de dikkate alınabilir. Bu tez çalışmasında analiz yapılacak saha seçimi yapılırken yukarıda bahsedilen ölçütler dikkate alınmadan Türkiye içerisinde birbirlerine uzak farklı 6 nokta rastgele seçilmiştir. İlgili noktalar Şekil 4.1'de gösterilen İzmir, Sinop, Ankara, Mersin, Kars ve Mardin'dir. Seçilen noktalar içinde kaldıkları il sınırlarının isimleriyle etiketlenmiştir.



Şekil 4.1 Analiz için seçilen yerler

4.2 PV Santral Tasarımı

PV santral tasarımı yapılırken birçok defa üretilen elektriğin maliyetinin yani indirgenmiş elektrik maliyetinin minimumda olmasına dikkat edilir. Düşük LCOE değerini tutturmak için, bir yandan santral kurulum maliyetlerini azaltırken diğer yandan işletme giderlerinin artmaması için kaliteyi gözeterek seçimler yapmak gerekir. Doğru tasarım bu ikisi arasındaki dengeyi tutturabilmelidir.

Santral tasarımına karar verilirken bazı genel geçer kurallar olmasına rağmen, proje özelinde değerlendirilmesi gereken detaylar bulunmaktadır.

Karar verilmesi gereken noktalardan biri genel yerleşimdir. Yerleşim yapılırken, santral içi tır-kamyon dolaşımına uygun şekilde ulaşım yolları ve evirici-trafo merkezi gibi yapılara çevresindeki panellere gölge yapmayacak kadar yeterli alanlar bırakılmalıdır. Özellikle alçak gerilim (AG) ve yüksek gerilim (YG) panoları daha az kablo kullanımı ve daha düşük elektriksel kayıplar için modüllerin yakınına-merkezine konulması tercih edildiği için, gölge konusunda dikkatli olunmalıdır. Yerleşim yapılırken gölge yapabilecek ağaç, ot, tel çit, bina gibi yapılardan da kaçınmak gerekir. Yerleşim yapılacak alanda geçmiş zamanlardan kalmış su tahliye yolları varsa, bu güzergâhlara dikkat edilmeli, eğer bu su yollarının aktif olmasından şüpheleniliyorsa bu güzergâhların açık kalması tercih edilmelidir.

Modüllerin yönelimleri eğer en yüksek üretim miktarı hedeflenecekse güneşe bakacak şekilde yerleştirilmelidir (kuzey yarım kürede). Elektrik

fiyatlarına bağılı olarak bazı proje bölgelerinde farklı yönelimler de denenebilir. Örnek vermek gerekirse, öğlen saatlerinde elektrik fiyatlarının düşük olması nedeniyle doğu-batı yönlerinde modül yönelimleri tercih edilebilir.

Modül eğitim açısına karar verilirken, eğer maksimum üretim hedeflenecekse ilgili yazılımlardan (Pvsyst, Pvsol, Helioscope, vb) hangi modül eğitim açısından maksimum üretim elde edilebileceği bulunabilir. Benzer şekilde eğer yılın belli aylarında daha fazla üretim eldesi istenirse o mevsime uygun eğitim açısı seçilebilir. Modüller bir miktar boşlukla arka arkaya dizilecekleri için arka sıralarda gölgelenme kayıpları olacaktır, düşük eğitim açısı bu kayıpları azaltacaktır. Modül eğitim açısına karar verirken dikkat edilmesi gereken bir diğer nokta tozlanma kayıplarına olan etkileridir. Düşük modül eğitim açılarında tozlanma kayıpları daha fazla olacaktır.

Yerleşim yaparken modüller arasında bırakılacak mesafelere karar vermek gerekir. Modüller arası mesafeye karar verirken, gölgelenme kayıpları için % 1'in altını hedeflemek iyi bir yaklaşımken, kimi durumlarda daha yüksek gölgelenme kayıpları tercih edilebilir. Ek olarak özellikle işletme dönemi sırasında modüller arasından araç geçisi planlanıyorsa modüller arası mesafeye karar verirken bu nokta göz önünde bulundurulmalıdır. Santral içerisinde kullanılan modüllerin yüzey alanının kullanılan araziye oranına toprak kaplama alanı (GCR) adı verilir ve sıkça kullanılan terimlerden bir tanesidir. Sabit açılı kurulumlarda genel yaklaşım 0.3 -0.5 arası GCR oranlarının kullanılmasıdır. Güneş takip sisteminin kullanıldığı kurulumlarda daha küçük GCR oranı kullanarak üretim miktarı artırılabilir. Güneş takip sistemi kullanılan projelerde GCR oranı arttıkça taranan güneş alanı daralacağı için üretim miktarı azalacaktır.

Kristal modül tercihi yapılan projelerde karar verilmesi gereken noktalardan bir tanesi modüllerin taşıyıcı sistem üzerine dikine ya da yatay yerleştirilmeleri seçimidir. Modüller içerisindeki by-pass diyotların yerleşiminden dolayı gölgelenme sırasında (paneller arası mesafeden dolayı olacak gölgelenme) elektriksel kayıpları azaltmak için yatay yerleşim yapmak tercih edilebilir. Doğubatı yönünden gölgelenme beklendiği durumlarda da benzer düşünceyle dikine yerleşim tercih edilebilir. Yatay yerleşim yapıldığı durumlarda fiziksel dize uzunlukları normalden daha uzun olacağı için, eğimli arazilerde dalgalanmalardan kaynaklanan uyumsuzluk kayıpları ve modüller üzerindeki mekanik gerilmeler daha fazla olabilecektir. Seçilen yerleşim türüne bağılı olarak taşıyıcı sistem maliyetinin değişimi de göz önünde bulundurulmalıdır.

Modül seçiminde fiyatla birlikte garanti koşullarına ve performansına da dikkat edilmelidir. Modül performans garantisinde doğrusal güç çıkışı olmasının ve düşük degridasyon değeri taşımasına dikkat edilmelidir. Satın alınan modüllerin tamamının fabrikada EL testinden geçirilmiş olması gerekmektedir. Tercih edilecek modül markası ve tipinin kurulum yapılacak saha koşullarına uygunluğu kontrol edilmelidir. Bu tez çalışmasında yapılacak olan analizde pazar payı en yüksek olan multi-kristal modüller tercih edilmiştir.

Evirici seçimi yaparken, santral elektriksel çalışma koşullarıyla uyumlu bir model seçilmelidir. Seçilecek olan eviricinin şebeke ile bağlantı uyumu dikkate alınmalıdır. Yerel ve uluslararası standartlara uygun korumaları içerdiği kontrol edilmelidir. Eviricilerde reaktif güç desteği, düşük harmonik bozulma, yüksek DC/AC çevrim verimi, servis ağı, fiyatı, marka bilinirliği tercihte yönlendirici olmaktadır. PV santral tasarımında karar verilmesi gereken noktalardan bir tanesi de modül gücünün evirici gücüne oranıdır (DC/AC oranı). DC/AC oranında genel yaklaşım 1,0 -1,2 aralığıdır. Fakat evirici üreticisinden alınan teknik görüş ile bu oran arttırılabilir. Proje yerine ve dinamiklerine bağlı olarak % 130 - % 140 veya daha fazla yüklenen sahalar vardır. Evirici üreticisinden onay alındıktan sonra, finansal tabloya bakılarak bu orana karar verilebilir. Bu tez çalışmasında yapılacak olan analizde pazar payı en yüksek olan merkezi eviriciler tercih edilmiştir.

Sahada kullanılacak kablo seçimleri tesisin 25-30 yıllık ömrü düşünülerek yapılmalıdır. Fiyat avantajı sağlamak için bakır kablolarla alternatif olarak alüminyum kablo kullanımı tercih edilebilir. Üretim kayıplarını azaltmak için uygun kablo kesitleri seçilmelidir. Güneşe maruz kalacak kabloların uv korumalı olduğundan emin olunmalıdır. Saha içerisinde kabloların mekanik hareketini önlemek için sabitlenmeleri gerekir. Yeraltı kablolarının toprak altına seriminde ise yerel normlar ve kurallar dikkate alınmalıdır. Kabloların boru içerisinde taşınacağı durumlarda, borunun açık uçları (kablo çıkışları) genişleyen köpük veya silikon benzeri yalıtım ürünleriyle kemirgenlere ve neme karşı korunmalıdır.

4.3 İklim Verilerinin Seçilmesi

Küresel ve dağınık yatay ışınım değerleri dört farklı kaynağın ortalaması alınarak hesaplanmış, diğer iklim verileri ise Meteonorm'dan alınmıştır. Kullanılan kaynaklar Çizelge 4.1'de listelenen Meteonorm, Soda CAMS, Climate-SAF Pvgis ve SolarMed Atlas'tır. Çizelgede belirtilen GHI ilgili kaynağın ölçüm yaptığı yıllar için ortalama değerlerdir. Meteonorm ve SolarMed

Atlas 20, Soda CAMS 11, Climate-SAF Pvgis 12 yıllık veri ortalaması sunmaktadır. Her bir kaynağın kullandığı uydu/istasyon türü ve sayısı farklılık göstermektedir. Veri çözünürlükleri ve değerleri farklı olmakla birlikte çözünürlük 1x1 - 3x3 km² aralığındadır.

Çizelge 4.1 Ortalama GHI ve ortalama kullanılan diğer kaynak değerleri

kWh/m ²	GHI - Ortalama Meteonorm Soda CAMS Climate-SAF Pvgis SolarMed Atlas	Uydu ve Yer	Heliosat-4	Meteosat 5-7 ve	SOLEMI ve
		İstasyonları		MSG	Helioclim-3
		1991-2010	2005-2015	1998-2010	1991-2010
		GHI - Meteonorm	GHI - Soda CAMS	GHI - Climate-SAF Pvgis	GHI - SolarMed Atlas
izmir	1774	1594	1903	1841	1756
sinop	1495	1387	1553	1519	1521
ankara	1670	1565	1714	1691	1708
mersin	1935	1752	2041	1936	2013
kars	1560	1537	1563	1481	1657
mardin	1829	1743	1859	1907	1809

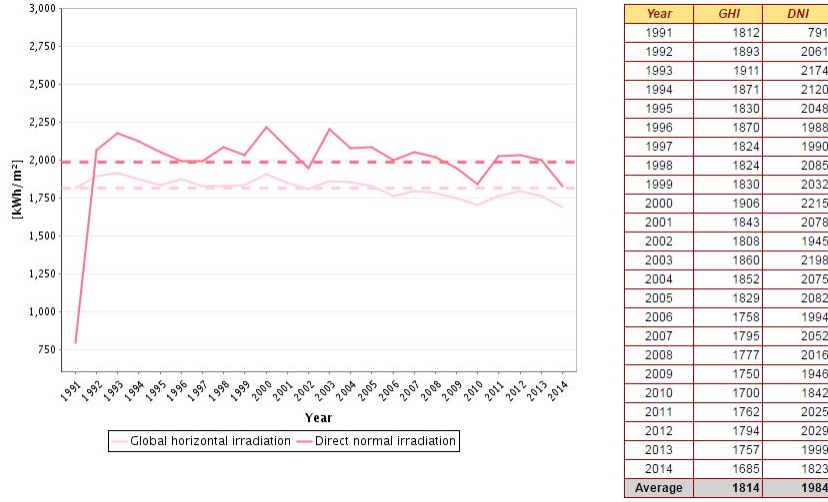
Dört farklı kaynak ışınımının ortalama ışınımına göre farklılıklarının yüzdesel dağılımı Çizelge 4.2’de görülebilir. Buradan Meteonorm ışınım değerlerinin (Kars noktası dışında) diğer üç istasyondan daha tutucu ve düşük olduğu görülmektedir.

Çizelge 4.2 GHI’nin kaynaklara göre yüzdesel değişimi

kWh/m ²	GHI - Ortalama Meteonorm Soda CAMS Climate-SAF Pvgis SolarMed Atlas	Uydu ve Yer	Heliosat-4	Meteosat 5-7 ve	SOLEMI ve
		İstasyonları		MSG	Helioclim-3
		1991-2010	2005-2015	1998-2010	1991-2010
		GHI - Meteonorm	GHI - Soda CAMS	GHI - Climate-SAF Pvgis	GHI - SolarMed Atlas
izmir	1774	-10%	7%	4%	-1%
sinop	1495	-7%	4%	2%	2%
ankara	1670	-6%	3%	1%	2%
mersin	1935	-9%	5%	0%	4%
kars	1560	-1%	0%	-5%	6%
mardin	1829	-5%	2%	4%	-1%

Yukarıda belirtildiği şekliyle, ortalamalar olarak analizde kullanmak ilk fizibilite incelemesi sırasında kötü bir yaklaşım olmamakla birlikte, gerçek bir yatırım öncesinde daha titiz bir ışınım verisi irdelemesi yapılmasının faydası olacaktır. Işınım değerlerinin ve yıl içerisindeki dağılımının her yıl aynı olmayacağı açık olup, devam eden on yıllarda olabilecek dalgalanmalara ek olarak ışınım değerinin aşağı ve yukarı yönde hareket edeceği bilinmelidir. SolarMed Atlas verilerinden yola çıkarak, İzmir için GHI değeri 1993 ve 2000 yıllarında 1900 kWh/m² değerinin üzerindeyken, 2005 sonrasındaki yıllarda 1800

kWh/m²'in ve 2014 yılında 1700 kWh/m²'in altındadır (Şekil 4.2). Işınım değerindeki değişiklik yüzdesi İzmir için incelenen dönemde maksimumda % 7 civarında görülmektedir. Işınım değeri ile PV üretimi doğrusal bir grafik izlediği için ışınımdaki % 7 lik bir düşüş, üretimde de yakın oranlarda düşüşe neden olacaktır.



Şekil 4.2 İzmir noktası için GHI ve DNI'nin 1991-2014 yılları arasındaki değişimi

Çizelge 4.3 İzmir noktası için GHI'nin kaynaklara göre değişimi

kWh/m ²	GHI - Ortalama Meteonorm Soda CAMS Climate-SAF Pvgis SolarMed Atlas	Uydu ve Yer İstasyonları	Heliosat-4	Meteosat 5-7 ve MSG	SOLEMI ve Helioclim-3
		1991-2010	2005-2015	1998-2010	1991-2010
		GHI - Meteonorm	GHI - Soda CAMS	GHI - Climate-SAF Pvgis	GHI - SolarMed Atlas
Ocak	68	-14%	10%	3%	1%
Şubat	81	-20%	13%	4%	3%
Mart	134	-15%	10%	9%	-4%
Nisan	169	-9%	11%	3%	-5%
Mayıs	211	-9%	8%	4%	-3%
Haziran	231	-9%	5%	5%	-1%
Temmuz	240	-6%	5%	-2%	3%
Ağustos	214	-6%	4%	1%	1%
Eylül	167	-9%	5%	6%	-2%
Ekim	120	-13%	6%	8%	-2%
Kasım	79	-14%	8%	6%	0%
Aralık	59	-19%	12%	5%	1%
Yıl	1774	-10%	7%	4%	-1%

Kullanılan ışınım değerinin aylara dağılımında da değişiklikler olacaktır. Çizelge 4.3'te GHI değerinin aylar arasındaki dağılımına bakıldığında, Meteonorm değerlerinin ortalamanın altında olduğu görülmektedir. İzmir için özellikle kış aylarında bu fark -% 20'lere kadar ulaşmaktadır. Benzer şekilde SolarMed Atlas verilerinin sene boyunca ortalamaya en yakın tahminlemeyi yaptığı söylenebilir.

İzmir DHI verilerine bakıldığında (Çizelge 4.4) yaz aylarında Meteororm verilerinin ortalamanın üstünde olduğu fakat her üç veri kaynağında da dağılık ışınım değerlerinde ortalamaya kıyasla ciddi farklılıklar olduğu söylenebilir.

Çizelge 4.4 İzmir noktası için DHI'nin kaynaklara göre değişimi

kWh/m ²	DHI - Ortalama Meteororm Soda CAMS Climate-SAF Pvgis	Uydu ve Yer İstasyonları	Heliosat-4	Meteosat 5-7 ve MSG
		1991-2010	2005-2015	1998-2010
		DHI - Meteororm	DHI - Soda CAMS	DHI - Climate-SAF Pvgis
Ocak	33	-7%	15%	-7%
Şubat	41	-5%	15%	-10%
Mart	61	-11%	10%	1%
Nisan	71	-3%	13%	-10%
Mayıs	77	4%	7%	-11%
Haziran	69	21%	-6%	-15%
Temmuz	58	31%	-16%	-15%
Ağustos	55	28%	-14%	-13%
Eylül	49	14%	-4%	-10%
Ekim	47	8%	0%	-9%
Kasım	35	1%	7%	-8%
Aralık	31	3%	5%	-8%
Yıl	627	8%	2%	-10%

Çizelge 4.5 Sinop noktası için GHI'nin kaynaklara göre değişimi

kWh/m ²	GHI - Ortalama Meteororm Soda CAMS Climate-SAF Pvgis Solarmed Atlas	Uydu ve Yer İstasyonları	Heliosat-4	Meteosat 5-7 ve MSG	SOLEMI ve Helioclim-3
		1991-2010	2005-2015	1998-2010	1991-2010
		GHI - Meteororm	GHI - Soda CAMS	GHI - Climate-SAF Pvgis	GHI - SolarMed Atlas
Ocak	52	-7%	-5%	-2%	14%
Şubat	70	-8%	0%	-1%	9%
Mart	112	-8%	2%	3%	3%
Nisan	143	-10%	9%	0%	1%
Mayıs	183	-9%	9%	2%	-1%
Haziran	196	-8%	6%	3%	-1%
Temmuz	208	-6%	5%	2%	0%
Ağustos	191	-6%	4%	2%	0%
Eylül	138	-4%	3%	1%	0%
Ekim	95	-4%	-2%	4%	2%
Kasım	62	-9%	0%	2%	6%
Aralık	45	-7%	-3%	-3%	13%
Yıl	1495	-7%	4%	2%	2%

Sinop'ta (Çizelge 4.5 ve Çizelge 4.6) küresel yatay ve dağılık ışınım değerleri için en başarılı tahminlemenin Climate-SAF Pvgis tarafından yapıldığı söylenebilir. Meteororm değerleri genel olarak ortalamanın altında kalmakla birlikte, DHI değerleri ile ortalama değerler yaz ve sonbahar aylarında yakındır.

Çizelge 4.6 Sinop noktası için DHI'nin kaynaklara göre değişimi

kWh/m ²	DHI - Ortalama Meteonorm Soda CAMS Climate-SAF Pvgis	Uydu ve Yer İstasyonları	Heliosat-4	Meteosat 5-7 ve MSG
		1991-2010	2005-2015	1998-2010
		DHI - Meteonorm	DHI - Soda CAMS	DHI - Climate-SAF Pvgis
Ocak	32	-17%	21%	-4%
Şubat	37	-28%	28%	-1%
Mart	63	-14%	15%	-1%
Nisan	75	-10%	17%	-7%
Mayıs	81	-14%	17%	-3%
Haziran	80	1%	6%	-7%
Temmuz	75	5%	-1%	-4%
Ağustos	65	-1%	-2%	3%
Eylül	56	1%	3%	-4%
Ekim	47	-3%	6%	-4%
Kasım	31	-5%	9%	-4%
Aralık	27	-12%	15%	-3%
Yıl	670	-7%	10%	-3%

Ankara'da ışınımın değişimine bakıldığında (Çizelge 4.7 ve Çizelge 4.8), Climate-SAF Pvgis verilerinin ortalamaya en yakın değerleri verdiği görülmektedir. GHI değerlerinde tüm veri kaynakları sene içerisindeki bir kaç ay dışında başarılı görülmektedir. DHI'nin aylara dağılımına bakıldığında farklılıkların küresel yatay ışınımlara göre daha fazla olduğu görülmektedir. DHI dağılımında Climate-SAF Pvgis değerlerinin ortalamaya en yakın olduğu görülmekle birlikte, Meteonorm verileri sonbahar ve kış ayları dışında ortalamaya yakın görülmektedir.

Çizelge 4.7 Ankara noktası için GHI'nin kaynaklara göre değişimi

kWh/m ²	GHI - Ortalama Meteonorm Soda CAMS Climate-SAF Pvgis Solarmed Atlas	Uydu ve Yer İstasyonları	Heliosat-4	Meteosat 5-7 ve MSG	SOLEMI ve Helioclim-3
		1991-2010	2005-2015	1998-2010	1991-2010
		GHI - Meteonorm	GHI - Soda CAMS	GHI - Climate-SAF Pvgis	GHI - SolarMed Atlas
Ocak	55	-4%	-1%	-8%	14%
Şubat	76	-1%	-1%	-5%	7%
Mart	126	-6%	1%	2%	3%
Nisan	158	-7%	9%	-3%	2%
Mayıs	199	-9%	8%	1%	0%
Haziran	214	-7%	3%	4%	0%
Temmuz	230	-9%	4%	4%	0%
Ağustos	212	-4%	2%	3%	-1%
Eylül	161	-6%	1%	3%	2%
Ekim	111	-4%	-3%	3%	5%
Kasım	74	-4%	-3%	1%	5%
Aralık	54	-2%	-4%	-7%	13%
Yıl	1670	-6%	3%	1%	2%

Çizelge 4.8 Ankara noktası için DHI'nin kaynaklara göre değişimi

kWh/m ²	DHI - Ortalama Meteonorm Soda CAMS Climate-SAF Pvgis	Uydu ve Yer İstasyonları	Heliosat-4	Meteosat 5-7 ve MSG
		1991-2010	2005-2015	1998-2010
		DHI - Meteonorm	DHI - Soda CAMS	DHI - Climate-SAF Pvgis
Ocak	33	-16%	26%	-10%
Şubat	42	-15%	25%	-11%
Mart	63	-18%	19%	-1%
Nisan	78	-8%	16%	-8%
Mayıs	82	-4%	11%	-7%
Haziran	77	4%	1%	-5%
Temmuz	67	11%	-8%	-3%
Ağustos	57	6%	-6%	0%
Eylül	49	0%	2%	-2%
Ekim	43	-24%	18%	6%
Kasım	34	-12%	20%	-8%
Aralık	32	-5%	18%	-13%
Yıl	658	-5%	10%	-5%

Mersin noktası için ışınımın aylık değişimlerine bakıldığında (Çizelge 4.9 ve Çizelge 4.10), Climate-SAF Pvgis'in ortalamaya en yakın tahminlemeyi yaptığı görülmektedir. Meteonorm değerleri ortalamanın altında kalmaktadır. Tüm veri kaynaklarının yaz ve kış aylarındaki dağınık yatay ışınım değerlerinde yüksek farklılıklar olduğu söylenebilir.

Çizelge 4.9 Mersin noktası için GHI'nin kaynaklara göre değişimi

kWh/m ²	GHI - Ortalama Meteonorm Soda CAMS Climate-SAF Pvgis Solarmed Atlas	Uydu ve Yer İstasyonları	Heliosat-4	Meteosat 5-7 ve MSG	SOLEMI ve Helioclim-3
		1991-2010	2005-2015	1998-2010	1991-2010
		GHI - Meteonorm	GHI - Soda CAMS	GHI - Climate-SAF Pvgis	GHI - SolarMed Atlas
Ocak	78	-7%	1%	-5%	11%
Şubat	93	-8%	2%	-5%	10%
Mart	155	-11%	3%	4%	4%
Nisan	181	-8%	9%	-3%	3%
Mayıs	219	-10%	7%	-1%	4%
Haziran	242	-12%	7%	2%	3%
Temmuz	251	-13%	7%	3%	4%
Ağustos	233	-5%	5%	0%	1%
Eylül	180	-11%	6%	2%	3%
Ekim	135	-8%	4%	0%	4%
Kasım	94	-6%	3%	-2%	5%
Aralık	75	-5%	3%	-5%	8%
Yıl	1936	-9%	5%	0%	4%

Çizelge 4.10 Mersin noktası için DHI'nin kaynaklara göre değişimi

kWh/m ²	DHI - Ortalama Meteonorm Soda CAMS Climate-SAF Pvgis	Uydu ve Yer İstasyonları	Heliosat-4	Meteosat 5-7 ve MSG
		1991-2010	2005-2015	1998-2010
		DHI - Meteonorm	DHI - Soda CAMS	DHI - Climate-SAF Pvgis
Ocak	38	-4%	16%	-12%
Şubat	44	-11%	22%	-11%
Mart	64	-16%	13%	3%
Nisan	71	-11%	16%	-4%
Mayıs	75	-2%	6%	-5%
Haziran	61	14%	-11%	-3%
Temmuz	56	39%	-30%	-9%
Ağustos	46	12%	-22%	10%
Eylül	46	13%	-12%	-1%
Ekim	46	-6%	5%	1%
Kasım	34	0%	3%	-3%
Aralık	30	-10%	11%	-1%
Yıl	612	2%	1%	-3%

Kars noktası için aylık ışınım değerlerine bakıldığında (Çizelge 4.11 ve Çizelge 4.12), küresel yatay ışınım dağılımında Meteonorm ve Soda CAMS verilerinin ortalamaya yakın olduğu görülmektedir. Küresel ışınımında Mayıs-Eylül arası tüm veri kaynaklarının ortalamaya yakın veri içerdiği fakat yılın diğer aylarında değerler arasında ortalamaya göre ciddi farklılıklar olduğu söylenebilir. Dağınık yatay ışınım değerlerinde ise Nisan-Ekim arası Climate-SAF Pvgis değerlerinin ortalamaya yakın olduğu söylenebilir. Dağınık yatay ışınım dağılımında Soda CAMS değerlerinin bazı aylarda ortalamanın % 35 kadar üzerinde olduğu görülmektedir.

Çizelge 4.11 Kars noktası için GHI'nin kaynaklara göre değişimi

kWh/m ²	GHI - Ortalama Meteonorm Soda CAMS Climate-SAF Pvgis Solarmed Atlas	Uydu ve Yer İstasyonları	Heliosat-4	Meteosat 5-7 ve MSG	SOLEMI ve Helioclim-3
		1991-2010	2005-2015	1998-2010	1991-2010
		GHI - Meteonorm	GHI - Soda CAMS	GHI - Climate-SAF Pvgis	GHI - SolarMed Atlas
Ocak	57	1%	-13%	-30%	42%
Şubat	74	1%	-10%	-30%	40%
Mart	109	11%	2%	-16%	3%
Nisan	140	6%	-6%	-11%	11%
Mayıs	179	-5%	1%	0%	4%
Haziran	214	-8%	8%	0%	1%
Temmuz	216	-5%	5%	0%	0%
Ağustos	198	-1%	0%	1%	1%
Eylül	154	-2%	0%	2%	1%
Ekim	106	0%	-7%	1%	6%
Kasım	69	-4%	-2%	-5%	11%
Aralık	45	6%	11%	-18%	0%
Yıl	1560	-1%	0%	-5%	6%

Çizelge 4.12 Kars noktası için DHI'nin kaynaklara göre değişimi

kWh/m ²	DHI - Ortalama Meteonorm Soda CAMS Climate-SAF Pvgis	Uydu ve Yer İstasyonları		Heliosat-4	Meteosat 5-7 ve MSG
		1991-2010		2005-2015	1998-2010
		DHI - Meteonorm	DHI - Soda CAMS	DHI - Climate-SAF Pvgis	
Ocak	30	-20%	36%	-16%	
Şubat	39	-15%	35%	-20%	
Mart	67	-15%	30%	-15%	
Nisan	76	-18%	22%	-4%	
Mayıs	91	-9%	14%	-5%	
Haziran	78	-12%	13%	-1%	
Temmuz	82	2%	6%	-7%	
Ağustos	68	-8%	9%	-1%	
Eylül	55	-4%	7%	-3%	
Ekim	46	-13%	15%	-2%	
Kasım	34	-2%	15%	-13%	
Aralık	27	-4%	26%	-22%	
Yıl	691	-10%	17%	-7%	

Mardin noktası için ışınımın aylık değişimlerine bakıldığında (Çizelge 4.13 ve Çizelge 4.14), küresel yatay ışınım dağılımında kaynaklar arasında önemli miktarda farklılıklar bulunmakla birlikte, Meteonorm değerleri ortalamanın altında, Climate-SAF Pvgis değerleri ise ortalamanın üstündedir. Sene içerisindeki bir kaç ay dışında Soda CAMS ve SolarMed Atlas değerlerinin ortalamaya çok yakın olduğu söylenebilir. Dağılık yatay ışınım değerlerinde ise Metenorm değerlerinin sene içerisindeki bazı aylar dışında ortalamaya en yakın değerler olduğu görülmektedir. Dağılık yatay ışınım dağılımında Soda CAMS değerleri ile aylık ortalamalar arasında % 16'lara varan ciddi farklılıklar vardır.

Çizelge 4.13 Mardin noktası için GHI'nin kaynaklara göre değişimi

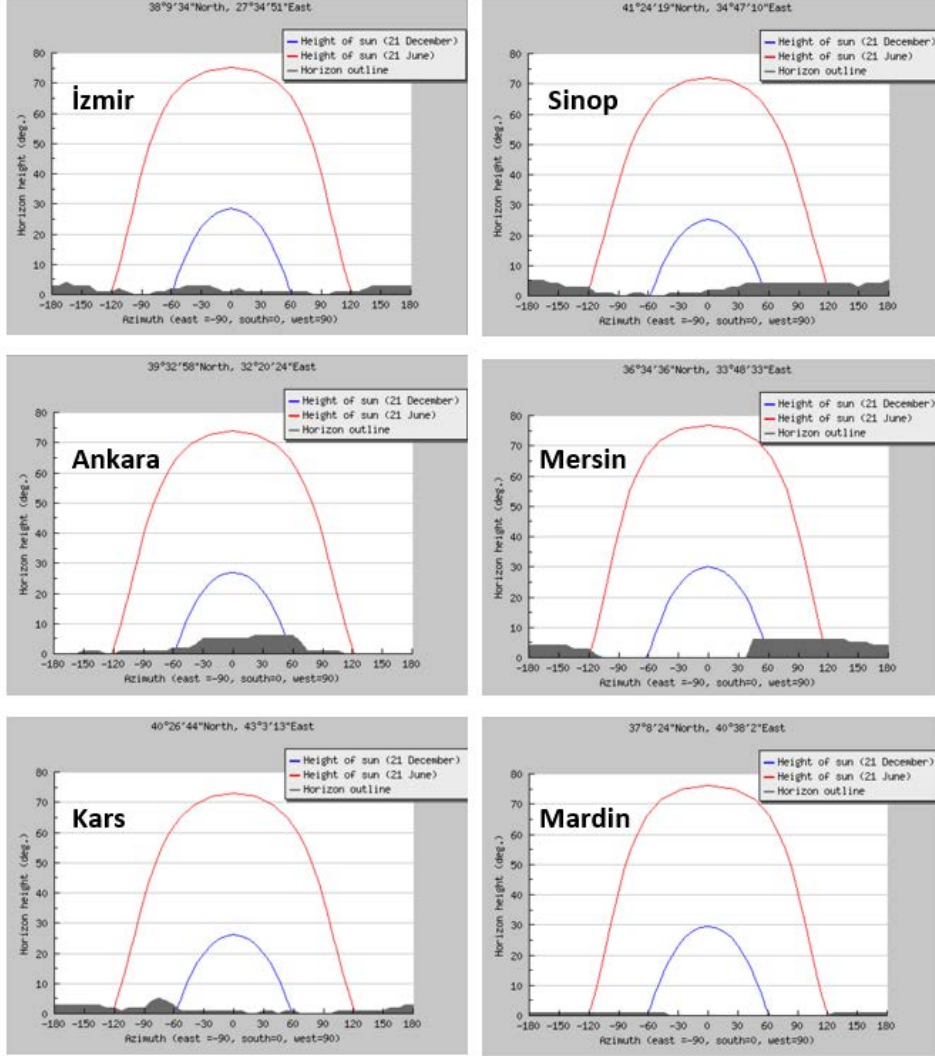
kWh/m ²	GHI - Ortalama Meteonorm Soda CAMS Climate-SAF Pvgis Solarmed Atlas	Uydu ve Yer İstasyonları		Heliosat-4	Meteosat 5-7 ve MSG	SOLEMI ve Helioclim-3
		1991-2010		2005-2015	1998-2010	1991-2010
		GHI - Meteonorm	GHI - Soda CAMS	GHI - Climate-SAF Pvgis	GHI - SolarMed Atlas	
Ocak	71	-6%	-3%	3%	6%	
Şubat	86	-6%	0%	2%	4%	
Mart	142	-10%	5%	3%	1%	
Nisan	170	-7%	10%	0%	-3%	
Mayıs	215	-5%	5%	4%	-4%	
Haziran	235	-4%	1%	6%	-3%	
Temmuz	241	-5%	1%	5%	-1%	
Ağustos	220	1%	-1%	4%	-4%	
Eylül	173	-6%	1%	6%	-1%	
Ekim	126	-5%	-2%	8%	0%	
Kasım	85	-4%	-2%	5%	1%	
Aralık	66	-2%	-3%	1%	4%	
Yıl	1830	-5%	2%	4%	-1%	

Çizelge 4.14 Mardin noktası için DHI'nin kaynaklara göre değişimi

kWh/m ²	DHI - Ortalama Meteonorm Soda CAMS Climate-SAF Pvgis	Uydu ve Yer İstasyonları	Heliosat-4	Meteosat 5-7 ve MSG
		1991-2010	2005-2015	1998-2010
		DHI - Meteonorm	DHI - Soda CAMS	DHI - Climate-SAF Pvgis
Ocak	34	-7%	12%	-5%
Şubat	42	-10%	16%	-6%
Mart	63	-13%	13%	0%
Nisan	78	-1%	12%	-10%
Mayıs	76	-3%	12%	-9%
Haziran	66	10%	0%	-10%
Temmuz	64	15%	-3%	-13%
Ağustos	55	-3%	7%	-4%
Eylül	48	0%	6%	-5%
Ekim	47	-3%	11%	-8%
Kasım	35	-3%	12%	-9%
Aralık	31	-5%	11%	-6%
Yıl	640	-1%	9%	-7%

4.4 Ufuk Gölge Kayıpları

Gerçekleştirilen tez çalışmasında ufuk gölgelenmelerinin (horizon shading) etkisi SAM'de yapılan analizde dikkate alınmamıştır, fakat hassas üretim tahminlemesinin yapılacağı durumlarda hesaba katılması gerekmektedir. Proje yeri seçiminde imkânlar doğrultusunda bu gölgelenmelerden kaçılmalıdır. Ufuk gölgelenme kayıpları hesaba katılmak istendiğinde, Metenorm yazılımında iklim verilerinin modifiye edildiği arayüz sayfasında proje koordinatına özel ufuk gölge bilgileri girilebilir. En hassas gölge kesiti için saha çalışmasına ihtiyaç duyulsa da, fizibilite çalışmasında koordinata özel ufuk gölge kesitini Climate-SAF Pvgis veya SolarMed Atlas'tan (veya benzeri başka sitelerden) indirerek ilgili şekli yazılım programına tanıtmak yeterlidir. Benzer gölge kesiti bilgilerini Pvsyst, Pvsol benzeri piyasada genel kabul görmüş PV simülasyon yazılımlarına girmek de mümkündür. Analizde seçilen 6 nokta için ufuk gölge kesitleri Şekil 4.3'deki gibidir. İlgili şekilde kırmızı eğri güneşin 21 Haziran'da takip ettiği en geniş yolu, mavi eğri ise 21 Aralık'ta gökyüzünde katettiği en kısa yolu göstermektedir. 21 Haziran ve 21 Aralık iki sınır koşul olup, sene boyunca gökyüzündeki güneş hareketi kırmızı ve mavi eğriler arasında hareket eden, mavi egriden daha büyük fakat kırmızı egriden daha küçük başka bir egridir. Dolayısı ile ufuk gölge kesitinde kırmızı ve mavi eğriler arasındaki cisimler (dağlar, tepeler, binalar, ağaçlar) güneşin ilgili gündeki yoluyla keşiştiği zaman gölgelenmeye neden olacaktır.



Şekil 4.3 Seçilen noktalar için ufuk gölge kesitleri (Climate-SAF Pvgis)

Seçilen noktaların nasıl bir ufuk gölgelenme etkisine maruz kalacağını anlamak için Şekil 4.3'ü incelersek, İzmir'deki noktanın sabah erken ve akşam geç saatlerde az miktarda gölgelenme alacağı söylenebilir. Sinop'taki nokta sabah erken saatlerde az miktarda gölgelenme olsa da akşam saatlerinde daha fazla gölgelenme alacaktır. Ankara sabah erken saatlerde çok az, kış aylarında ise geç akşam saatlerinde gölge alacaktır. Mersin yaz aylarında erken sabah gölgesi alırken, incelenen noktalar arasında en fazla akşam gölgelenmesine maruz kalacak nokta olarak görülmektedir. Kars sabah saatlerinde gölge alırken, akşam saatlerinde az miktarda gölge almaktadır. Mardin sabah saatlerinde çok az miktarda gölge alırken akşam saatlerinde gölge almamaktadır. Bu tez çalışmasında ufuk gölge kayıpları dikkate alınmasa da yukarıda gösterilen ufuk gölge kesitlerine bakarak ufuk gölge kayıplarının fazlalığına göre Mersin, Sinop, Kars, Ankara, İzmir, Mardin şeklinde bir sıralama yapılabilir. Daha gerçekçi bir

üretim izdüşümü için ufuk gölge grafiği kullanılan yazılımlar aracılığı ile hesaplamaya katılmalıdır. Kurulacak olan PV santral boyutu geniş alanlara yayıldıkça, ilgili ufuk gölge kesiti analizinin aynı santral içerisindeki birden çok nokta için yapılması gerekebilir.

4.5 SAM ile Analiz

Seçilen 6 nokta için inceleme tek bir SAM oturumunda yapılmıştır (Şekil 4.4). İzmir için örnek tasarım/finans bilgileri girildikten sonra, iklim verileri her bir nokta için güncellenmek kaydıyla diğer 5 nokta için kopyalanmıştır. Dolayısıyla iklim verisi dışındaki tüm tasarım değerleri 6 nokta için aynı seçilmiştir. Uygulamada her bir projenin girdileri farklı olacağı için yatırım öncesinde dikkatli bir şekilde irdelenmelidir. Bu tez çalışmasında projeler arasındaki maliyet farklılıklarına ya da tasarımda yapılabilecek değişikliklere odaklanılmamıştır. Genel geçer bir tasarım ve fiyatlandırma tüm proje noktalarına uygulanmıştır. Şekil 4.4'deki SAM başlangıç arayüzünde her bir nokta için önceden Metenorm ile oluşturulan 1 yıllık saatlik çözünürlükteki TMY3 dosyası her bir proje noktası için SAM'e tanıtılmıştır.

The screenshot shows the SAM 2016.3.14 software interface. The main workspace displays a table of location data for six different locations. The 'izmir_ort-hour' row is highlighted. Below the table, there are input fields for location details (City, State, Country, Elevation, Time zone, Latitude, Longitude, Station ID) and a section for 'Annual Weather Data Summary' showing values for Global horizontal, Direct normal (beam), and Diffuse horizontal irradiance, along with Average temperature, Average wind speed, and Maximum snow depth. There is also a section for 'Use a specific weather file on disk' with a checkbox and a 'Browse...' button. At the bottom, there are options for 'Albedo' and 'Sky Diffuse Model'.

Location	Lat (°N)	Long (°E)	Elev (m)	Time Zone	Station ID
Italy ITA Naples (INTL)	162890	40.85	14.3	1	72
Italy ITA Palermo (INTL)	164050	38.18	13.1	1	34
Italy ITA Pisa (INTL)	161580	43.68	10.38	1	1
Italy ITA Torino (INTL)	160590	45.22	7.65	1	287
Italy ITA Venice (INTL)	161050	45.5	12.33	1	6
izmir-hour	999	38.16	27.581	2	24
izmir_ort-hour	999	38.16	27.581	2	24

Annual Weather Data Summary

Global horizontal	4.86 kWh/m ² /day	Average temperature	17.7 °C
Direct normal (beam)	5.25 kWh/m ² /day	Average wind speed	2.9 m/s
Diffuse horizontal	1.71 kWh/m ² /day	Maximum snow depth	NaN cm

Use a specific weather file on disk

C:\Users\bkirac\Desktop\tez.3.0\07 Metenorm\ort\izmir_ort-hour.csv

Check the box and click Browse to choose a weather file stored on your computer without adding it to the solar resource library. Supported solar weather file formats are SAM CSV, TMY2, TMY3, and EPW.

Albedo - Sky Diffuse Model - Irradiance Data (Advanced)

Monthly albedo Use albedo from weather file if available

Sky Diffuse Model

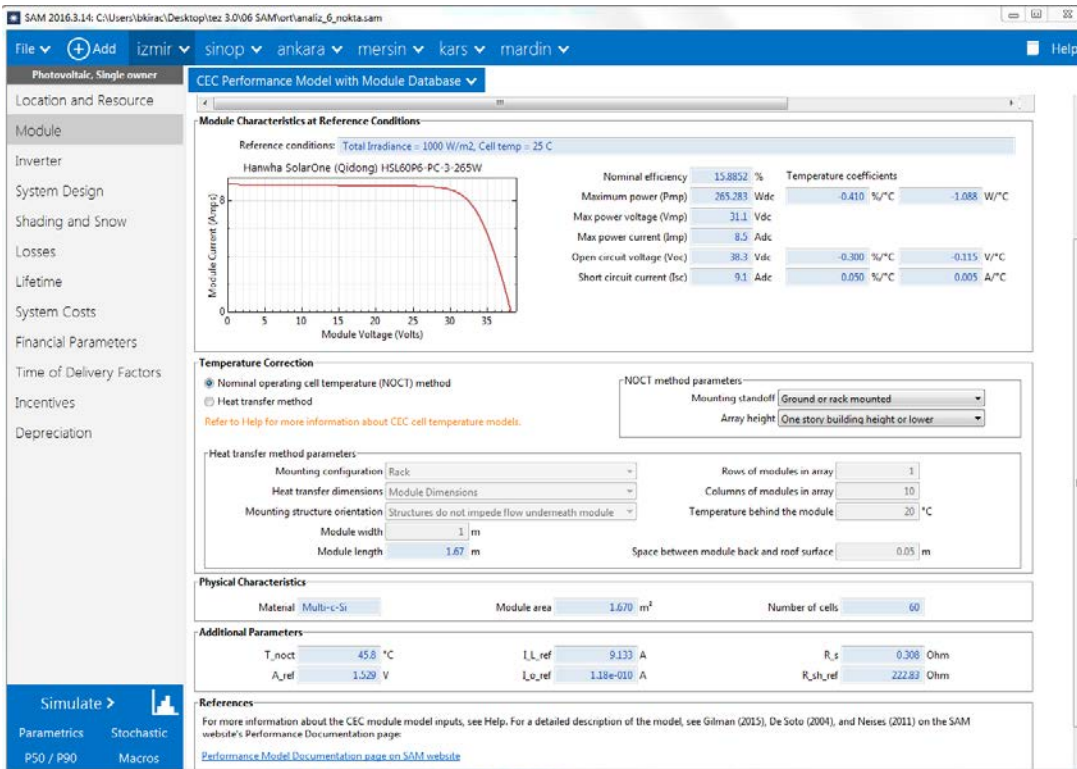
Isotropic
 HDKR
 Perez

Weather File Irradiance Data

DNI and DHI
 DNI and GHI
 GHI and DHI
 POA from reference cell
 POA from pyranometer

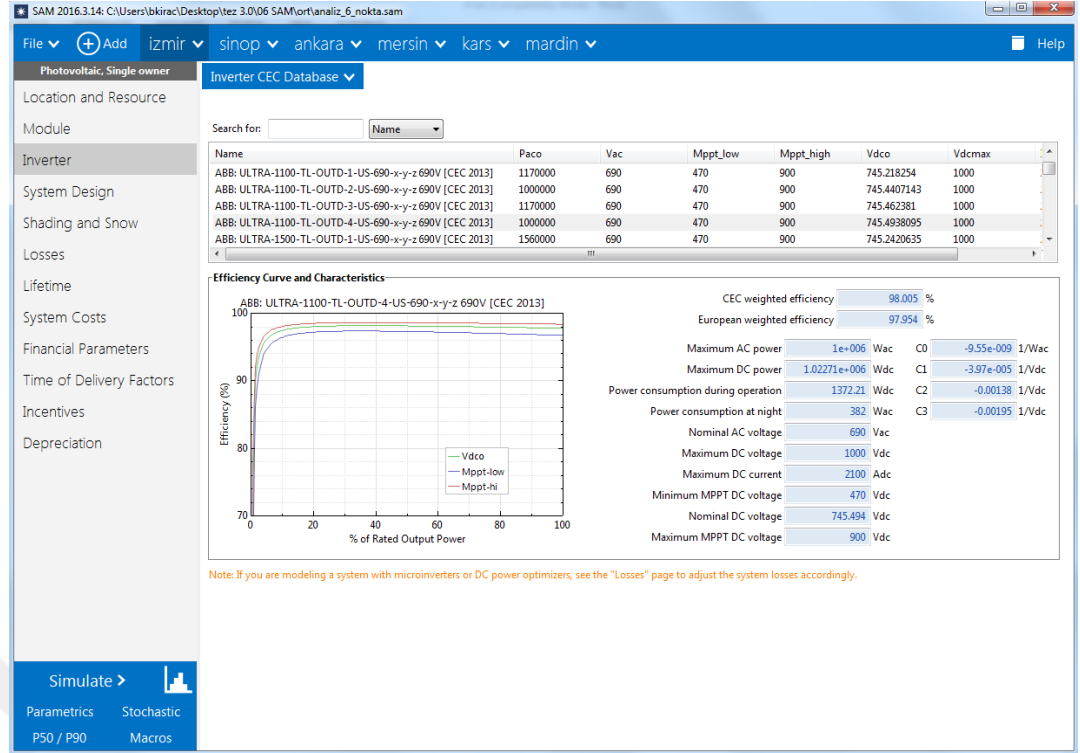
Şekil 4.4 Seçilen noktalar için SAM başlangıç arayüzü

Yazılım kütüphanesinde bulunan modül bilgileri, Pvsyst veya Pvsol benzeri detaylı üretim analizi yapan solar ürünlerdeki kadar geniş ve güncel olma da SAM kütüphanesinde belli başlı modül üreticilerinin ürünleri bulunmaktadır (Şekil 4.5). Geçtiğimiz yıllar içerisinde Türkiye’de pazar payı bulunan marka ve modellerden bir tanesi seçilmiştir. Seçilen modül gücü 265 watt’tır. Önceki bölümlerde belirtildiği gibi, fiyat avantajından dolayı multi-kristal modül seçimi yapılmıştır. Kullanılmak istenen modül bilgilerinin kütüphanede bulunmaması durumunda, kullanılan modül bilgileri için elle girilerek SAM’e tanıtılabilmektedir. Modül arayüzünde yapılan seçimlerden bir tanesi de kurulumun araziye yapılacağı girdisidir (Ground or rack mounted).



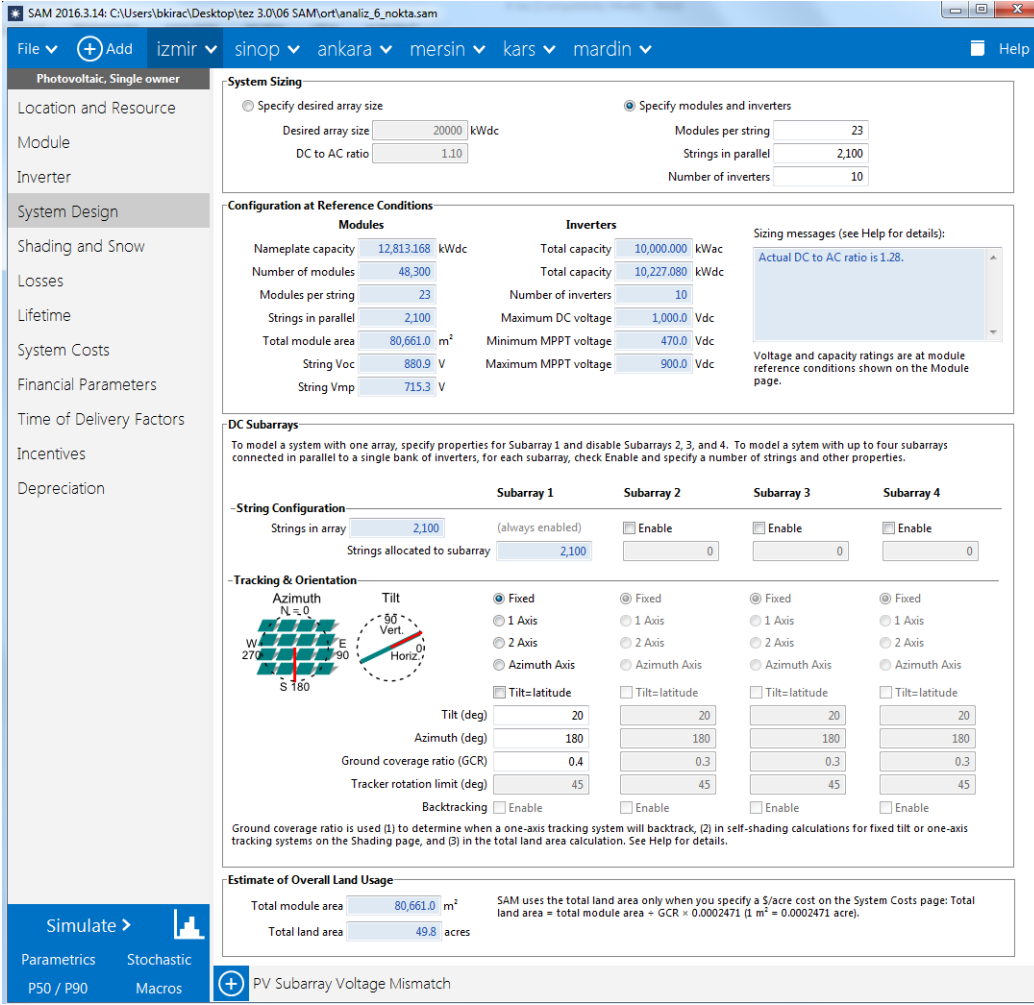
Şekil 4.5 SAM solar modül arayüzü

Evirici seçimi yapılırken (Şekil 4.6) yine Türkiye’de pazar payı olan evirici marka ve modellerinden bir tanesi seçilmiştir. Seçilen merkezi eviricinin AC çıkış gücü 1000 kVA’dır. Kullanılmak istenen evirici bilgilerinin SAM kütüphanesinde olmadığı durumlarda, ilgili evirici bilgilerini SAM’e tanıtmak mümkündür.



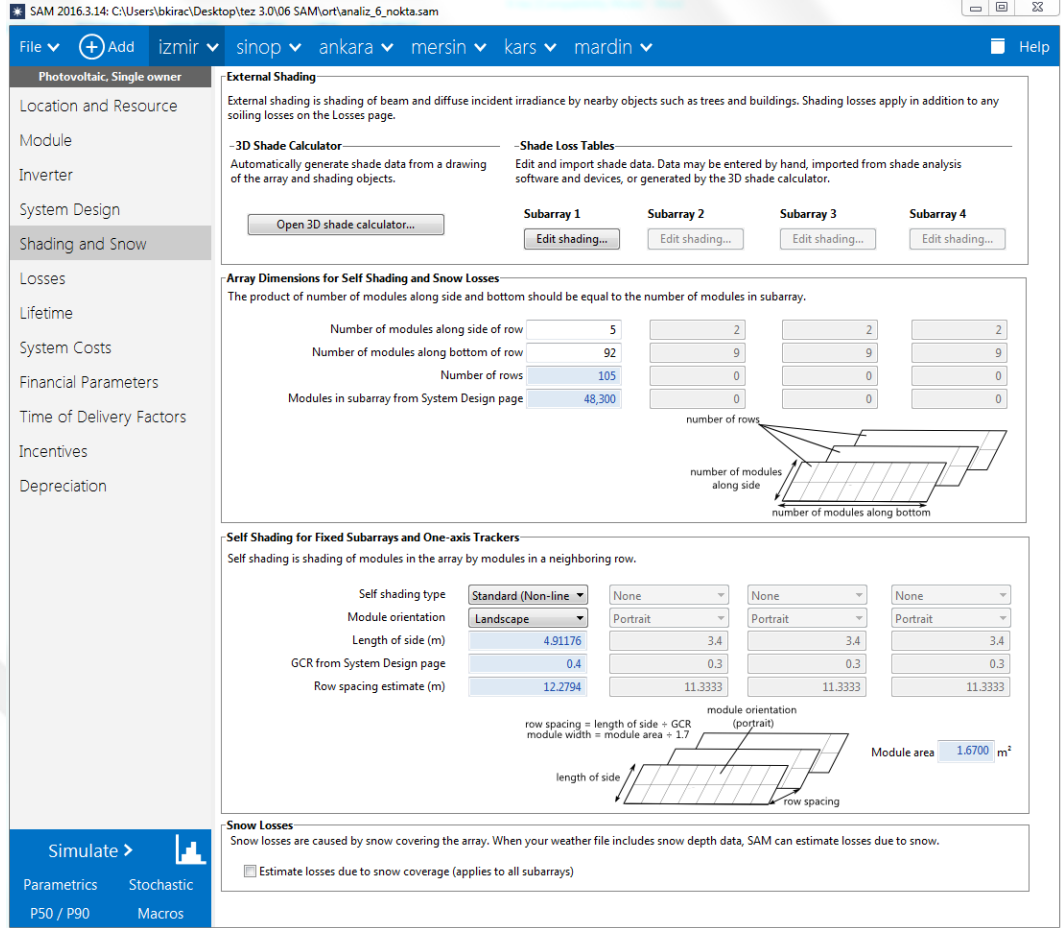
Şekil 4.6 SAM evirici arayüzü

Sistem tasarım arayüzünde (Şekil 4.7) yaklaşık olarak 12.813 kW_p modül gücüne karşılık 10.000 kW_{ac} evirici gücü seçilmiştir. Bu seçimle birlikte kullanılan evirici yükleme oranı 1,28 olarak alınmıştır. Yine aynı arayüzde, panel azimut açısı güneye bakacak şekilde (180°) ve modül eğim açısı 20° seçilmiştir. Birden farklı modül yönelimi veya eğimi kullanılması da mümkündür (Subarray1-2-3-4). Eğim açısı seçimi yapılırken önceki bölümlerde değinildiği gibi birden çok etmen vardır, burada ayrıca değinilmeyecektir. Bu arayüzde yapılan seçimlerden biri de 0,4 olarak seçilen toprak kaplama oranıdır (GCR). Bunun anlamı santralde kullanılan modül yüzey alanının kullanılan toprak alanının % 40'ı kadar olduğudur. Ayrıca, güneş takip sistemli bir analiz yapılmak istendiğinde, eğer takip sisteminde negatif takip (backtracking) özelliği varsa, seçim bu arayüzden yapılmaktadır.



Şekil 4.7 SAM sistem tasarım arayüzü

Gölgeleme ve kar kayıpları arayüzünde (Şekil 4.8), istendiği takdirde SAM içerisine gömülü olan 3 boyutlu çizim programı ile tesis şekli ve yakın çevresinde gölge yapabilecek cisimler çizilip, gölgeleme kayıpları otomatik olarak hesaplanabilmektedir. Bu çalışmada yakın mesafede gölge yapabilecek cisimler olmayacağı düşünülerek bu özellik kullanılmamıştır. Burada muhakkak girilmesi gereken bilgi, tercih edilecek olan modül diziliş sıralamasıdır. İlk yapılan tercih modüllerin taşıma sehplarına yatay konulmasıdır. Alternatif olarak dikine yerleşim de seçilebilirdi. Tek bir taşıma sehpasında üstüste gelecek modül sayısı 5 olarak seçilmiştir. Modül sehpasında yan yana gelecek modül sayısı 92 olarak seçilmiştir ($23 \text{ modül/dize} \times 4 \text{ sehpa} = 92$). Burada yazılımın hata vermemesi için dizide bulunan modül sayısının tam sayı katını girmek yeterlidir. Ek olarak eğer kullanılan iklim dosyasında kar kalınlığı bilgisi var ise, bu arayüzde kar kayıpları (snow losses) kutucuğu seçilerek hesaplamalara katılabilir. Bu çalışmada iklim dosyasında kar yüksekliği bilgisi olmadığı için, seçilen 6 nokta için kar kayıpları dikkate alınmamıştır.



Şekil 4.8 SAM gölgeleme ve kar kayıpları arayüzü

Kayıplar arayüzünde (Şekil 4.9) en üst kısımda yıllık tozlanma kayıpları miktarı % 3 olarak seçilmiştir. Tozlanma kayıpları miktarını rakamsal bir orana indirmek kolay değildir. Proje sahalarının kendine has tozlanma karakterleri olabilmektedir. Genel yaklaşım olarak % 2-4 arası bir tozlanma kayıp miktarı alınabilir. Burada yıllık ortalama değer girilebileceği gibi tozlanma miktarlarına aylık değerler atamak da mümkündür. Modüller arasındaki uyumsuzluk kayıpları % 1,5 alınmıştır. Uygulamada bu miktar bir miktar daha yüksek olabileceken, bu çalışmada uyumsuzluk kayıplarının alınabilecek önlemlerle bu değerde tutulabileceği kabul edilmiştir. Diyot ve bağlantılar nedeniyle oluşabilecek kayıplar % 0,25, DC kablo kayıpları % 1,5, AC kablo kayıpları % 0,5, trafo kayıpları % 1,5 alınmıştır. Diyot kayıpları % 0,25 - % 0,5 arasında bir değer alınabileceken, yapılacak düzenli bakımlarla % 0,25 oranının yakalanacağı öngörülmüştür. DC kayıpları merkezi evirici kullanılacağı için bir miktar daha yüksek alınabilirdi fakat yine uygun kablo kesit seçimleriyle % 1,5 kolaylıkla yakalanabilecek bir orandır. Son yıllarda özellikle modül fiyatlarının düşmesiyle kablo maliyetlerinin proje kalemleri içerisindeki payı artmıştır. Kimi santrallerde,

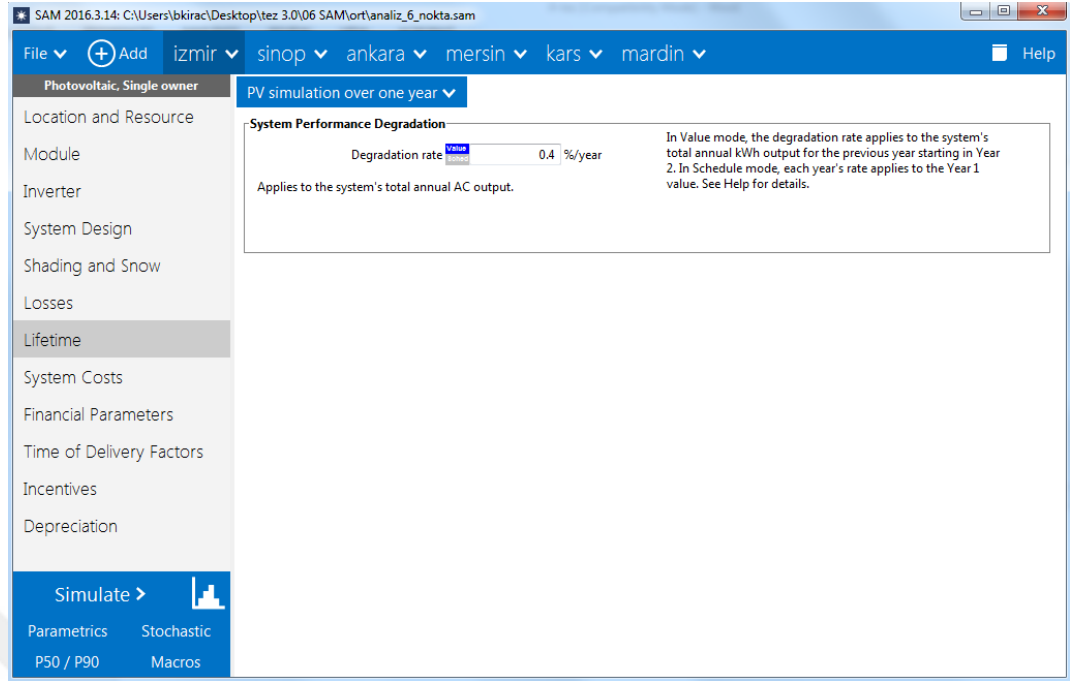
ilk yatırım maliyetini düşürebilmek için % 3-4 oranında DC kablo kayıpları seçimi yapılabilir. AC kablo kayıpları merkezi evirici kullanılması gerekçesiyle düşük tutulmuştur, benzer şekilde AC kablo kayıpları % 1-2 oranlarında tutularak ilk yatırım maliyetleri bir miktar azaltılabilir. Trafo kayıpları için kabul edilen % 1,5 yakalanabilecek bir orandır, fakat kayıpları yüksek bir trafo düşünülürse oran bir miktar daha arttırılabilir. Işığa bağlı modül degradasyon miktarı % 2 olarak kayıplar arayüzünde Nameplate (%) kısmına girilmiştir. Modül üreticileri LID kayıpları için genelde % 2,5 üst limitini verseler de, alınan % 2 değeri uygulamada karşılaşılabilecek normal bir değerdir, hatta bir miktar daha düşük alınabileceği durumlar olabilir. Arayüzün en alt kısmından şebeke uygunsuzlukları/kesintileri nedeniyle oluşabilecek kayıp miktarı % 1 olarak girilmiştir. Burada toplam kayıp miktarı girilebileceği gibi sene içerisinde seçilen dönemler arası kesinti aralıkları tercihi de yapılabilir.

The screenshot displays the SAM 2016.3.14 software interface, specifically the 'Losses' tab. The interface is organized into several sections:

- Irradiance Losses:** This section includes a table for 'Soiling losses' across four subarrays. The 'Average annual soiling loss' is set to 3 for Subarray 1 and 5 for Subarrays 2, 3, and 4.
- DC Losses:** This section includes a table for 'DC losses' across four subarrays. The 'Total DC power loss (%)' is 5.156 for Subarray 1 and 4.440 for Subarrays 2, 3, and 4. The table also shows individual loss components like Module mismatch, Diodes and connections, DC wiring, Tracking error, Nameplate, and DC power optimizer loss.
- AC Losses:** This section includes a table for 'AC losses' with values for AC wiring (0.5%) and Step-up transformer (1.5%), resulting in a Total AC power loss of 1.9925%.
- Curtailment and Availability:** This section includes a table for 'Curtailment and availability losses' with values for Constant loss (1.0%), Hourly losses (None), and Custom periods (None).

Şekil 4.9 SAM kayıplar arayüzü

Modül ömrü (Şekil 4.10) arayüzünden yıllık modül yıpranma miktarı % 0,4 olarak seçilmiştir. Stresli iklim şartlarının olduğu durumlarda daha yüksek bir oran seçilebilir.



Şekil 4.10 SAM modül ömrü arayüzü

Sistem maliyeti arayüzünde (Şekil 4.11), maliyetler doğrudan (Direct) yatırım giderleri, dolaylı (Indirect) yatırım giderleri ve işletme-bakım (Operations and Maintenance) giderleri olarak üç gruba ayrılmıştır. Doğrudan giderler başlığı altında modüller için 0,5 $\$/W_{dc}$, evriciler için 0,1 $\$/W_{dc}$, kullanılan diğer ekipmanlar için 0,2 $\$/W_{dc}$, işçilik için 0,1 $\$/W_{dc}$, kurulum kârı ve yönetim giderleri için 0,1 $\$/W_{dc}$ alınmıştır. Beklenmedik olaylar/harcamalar için de % 3 seçilmiştir. Proje risklerinin görece yüksek olduğu durumlarda beklenmedik olaylar için daha yüksek bir oran tercih edilebilir. Beklenmedik olaylar için % 3 eklenmesi ile birlikte doğrudan yatırım giderleri miktarı \$ 12.907.807 olarak hesaplanmıştır. Bu miktar yaklaşık olarak 1 $\$/W$ değerine karşılık gelmektedir.

Dolaylı giderler başlığı altında (Şekil 4.11) izinler ve çevresel çalışmalar için 0,2 $\$/W_{dc}$, mühendislik ve iş geliştirme giderleri için 0,02 $\$/W_{dc}$, şebeke bağlantısı için 0,08 $\$/W_{dc}$, arazi satın alımı için 0,04 $\$/W_{dc}$, saha düzenleme için 0,02 $\$/W_{dc}$ alınmıştır. Ayrıca doğrudan giderlerin % 20'si için vergi ödeneceği öngörülmüştür (kalan % 80'lik kısım için yatırım teşvik belgesi ile vergi muafiyeti alınacağı kabul edilmiştir). Bu şekilde dolaylı maliyetler \$ 5.077.421 olarak bulunmuştur. Toplam kurulum birim maliyeti ise 1,4 $\$/W_{dc}$ olarak hesaplanmıştır.

İşletme ve bakım giderleri başlığında (Şekil 4.11), yıllık sabit gider belirlemek yerine, ilk 5 yıl için 15 \$/kW-yıl, devam eden 10 yıl için 10 \$/kW-yıl, geriye kalan 5 yıl için de 15 \$/kW-yıl değeri alınmıştır. İşletme ve bakım giderleri başlangıç yıllarda biraz yüksek olsa da, santralde ilerleyen yıllarda ciddi sıkıntılar olmaz ise bir miktar azalması beklenebilir. Burada yıllık giderlerin enflasyon ile artması veya yıllık enflasyonun da üzerinde bir miktarda artması istenirse, işletme giderleri arayüzünden bunu seçmek mümkündür.

The screenshot displays the SAM 2016.3.14 software interface for a Photovoltaic, Single owner system. The main window shows the System Costs section, which is divided into several panels:

- Direct Capital Costs:** This panel shows the costs for the system components. The total direct cost is \$12,907,807.00. The components and their costs are:

Component	Units	Cost per Unit	Total Cost
Module	48,300 units	0.3 kWdc/unit	\$6,406,584.00
Inverter	10 units	1,000.0 kWac/unit	\$1,000,000.00
Balance of system equipment		\$0.20 /Wdc	\$2,562,633.75
Installation labor		\$0.10 /Wdc	\$1,281,316.88
Installer margin and overhead		\$0.10 /Wdc	\$1,281,316.88
Subtotal			\$12,531,852.00
-Contingency		3 % of subtotal	\$375,955.53
Total direct cost			\$12,907,807.00
- Indirect Capital Costs:** This panel shows the costs for the system components that are not directly related to the system. The total indirect cost is \$5,077,421.50. The components and their costs are:

Component	Cost
Permitting and environmental studies	\$2,562,633.75
Engineering and developer overhead	\$256,263.36
Grid interconnection	\$1,025,053.44
-Land Costs	
Land purchase	\$512,526.72
Land prep. & transmission	\$256,263.36
-Sales Tax	
Sales tax basis, percent of direct cost	20 %
Sales tax rate	18.0 %
Total indirect cost	\$5,077,421.50
- Total Installed Cost:** This panel shows the total installed cost, which is the sum of the direct and indirect costs. The total installed cost is \$17,985,228.00. The total installed cost per capacity is \$1.40/Wdc.
- Operation and Maintenance Costs:** This panel shows the costs for the system components that are not directly related to the system. The total operation and maintenance cost is \$0. The components and their costs are:

Component	Cost
Fixed annual cost	0 \$/yr
Fixed cost by capacity	0 \$/kW-yr
Variable cost by generation	0 \$/MWh

Şekil 4.11 SAM sistem maliyeti arayüzü

Finansal parametreler arayüzü-1'de (Şekil 4.12), elektrik satışından 20 yıl boyunca 0.05 \$/kWh sabit birim fiyatın alınacağı seçilmiştir. İnceleme dönemi içerisinde enflasyon % 2, iskonto oranı (discount rate) % 6, gelir vergisi % 20, katma değer vergisi % 18, tesis sigortalama bedeli oranı % 0,25 alınmıştır. Yirminci yılın sonundaki santral değeri, ilk kurulum değerinin % 10'u kabul edilmiştir.

Finansal parametreler içerisinde (Şekil 4.12) yatırımın % 80 proje finansmanı ve % 20 özkaynak ile yapılacağı öngörülmüştür. Banka kredi geri ödeme süresi 12 yıl, yıllık faiz % 7, kredi açılış harcı ise % 3 alınmıştır.

The screenshot displays the SAM 2016.3.14 software interface for a photovoltaic project. The interface is organized into several sections:

- Solution Mode:** Options include "Specify IRR target" (IRR target: 11%, IRR target year: 20) and "Specify PPA price" (PPA price: 0.05 \$/kWh). The "Escalation Rate" section shows "PPA price escalation" at 0%/year and a note that "Inflation does not apply to the PPA price."
- Analysis Parameters:** Includes "Analysis period" (20 years), "Inflation rate" (2%/year), "Real discount rate" (6%/year), and "Nominal discount rate" (8.12%/year).
- Tax and Insurance Rates:** Includes "Federal income tax rate" (0%/year), "State income tax rate" (20%/year), "Sales tax" (18% of total direct cost), "Insurance rate (annual)" (0.25% of installed cost), "Property Tax" (Assessed percentage: 0% of installed cost, Assessed value: \$ 0.00, Annual decline: 0%/year, Property tax rate: 0%/year).
- Salvage Value:** Includes "Net salvage value" (10% of installed cost) and "End of analysis period value" (\$ 1,798,523).
- Project Term Debt:** Currently selected, showing "Debt percent" (80% of total cap. cost), "DSCR" (1.3), "Tenor" (12 years), "Annual interest rate" (7%), "Debt closing costs" (0.00 \$), "Up-front fee" (3% of total debt), and "WACC" (6.10%).

The bottom of the interface features a "Simulate" button and a list of financing options: "Cost of Acquiring Financing", "Construction Financing", and "Reserve Accounts".

Şekil 4.12 SAM finansal parametreler arayüzü-1

Finansal parametreler arayüzü-2'de (Şekil 4.13) inşaat dönemi boyunca ödenecek faiz miktarı % 6 olarak seçilmiştir. Burada bankadan kredi çekimlerinin sekiz ay içerisinde parça parça yapılacağı öngörülmüştür. Proje başlangıcında % 10, iki ay sonra % 20, dört ay sonra % 40, altı ay sonra % 20 ve yedi ay sonra % 10 şeklinde. Kredi çekim takvimi yapılacak olan ödemeler netleştirildikten sonra kolaylıkla belirlenebilir. Burada seçilen oranlar yaklaşık, gerçekleşmesi muhtemel oranlardır. Bu takvimi ciddi anlamda değiştirebilecek en önemli kalem modüller için ödemelerin ne zaman yapılacağıdır. İnşaat dönemi finansman maliyeti, proje inşaat takvimi kısaltılarak veya yapılacak olan ödemeler ötelenerek (dolayısıyla kredi bankadan daha geç çekilecek) azaltılabilir.

Finansal parametreler arayüzü-2’de (Şekil 4.13), yedek hesaplar hakkındaki bilgiler de girilmiştir. Yedek hesaplardaki tüm nakitler için % 2 faiz işleyeceği kabul edilmiştir. Oluşturulan ilk yedek hesap miktarı 6 aylık işletme giderleri kadar, ikinci yedek hesap miktarı 6 aylık banka kredisi geri ödeme miktarı kadardır. İkinci yedek hesaptaki nakit, banka kredisi geri ödemesi tamamlandığında kapatılıp, gelir olarak ana hesaba aktarılacaktır. PV santral gelirlerindeki risk miktarının daha yüksek olması bekleniyorsa, yedek hesapta tutulan nakit miktarı arttırılabilir. Tutulan üçüncü yedek hesap, santralde ana parça değişimleri için ayrılan 0,02 \$/W miktarıdır ve birikimin beş sene sonunda harcanacağı öngörülmüştür. İşletme ömrü boyunca yapılması beklenen başka harcamalar varsa onlar için de ayrı yedek hesaplar bu arayüzde tanımlanabilir.

Construction Period Debt

Specify the terms of up to five optional short-term construction loans. SAM calculates the total financing cost and adds it to the project's investment cost. The sum of percentages in the Percent of Installed Costs column must equal 100%.

Construction loans	Percent of installed costs	Up-front fee (% of principal)	Months prior to operation	Annual interest rate (%)	Principal (\$)	Interest (\$)	Total construction financing cost (\$)
Loan 1	10	1	8	6	1,798,522.75	35,970.46	53,955.68
Loan 2	20	1	6	6	3,597,045.50	53,955.68	89,926.14
Loan 3	40	1	4	6	7,194,091.00	71,940.91	143,881.83
Loan 4	20	1	2	6	3,597,045.50	17,985.23	53,955.68
Loan 5	10	1	1	6	1,798,522.75	4,496.31	22,481.54
Totals:	100				17,985,228.00	184,348.59	364,200.88

Reserve Accounts

Reserve Accounts

Interest on reserves: 2 %/year
 Working capital reserve: 6 months of operating costs
 Debt service reserve account: 6 months of principal and interest (P&I) payments

Interest on Reserves applies to all reserve accounts, including debt, working capital, and replacement reserves.

Major Equipment Replacement Reserve Accounts

	Replacement cost (\$/W)	Year 1 dollars (\$)	Replacement frequency (years)	Depreciation treatment (applies to all major equipment expenditures)
Replacement Reserve 1	0.02	256,263.36	5	Federal: Custom State: Custom
Replacement Reserve 2	0	0.00	0	
Replacement Reserve 3	0	0.00	0	

Şekil 4.13 SAM finansal parametreler arayüzü-2

Teşvikler arayüzünde (Şekil 4.14) tesisin çalışacağı ilk 10 yıl için 0.083\$/kWh ek teşvik ödemesi alacağı arayüzün en altındaki üretim bazlı teşvikler başlığı altına girilmiştir. Bir önceki finansal parametreler arayüzünde elektrik satış bedelinin 20 yıl boyunca 0,05\$/kWh olacağı belirtilmişti. Dolayısıyla alınacak teşvikle birlikte, elektrik satışından ilk 10 yıl boyunca 0,133\$/kWh, sonraki 10 yıl boyunca 0,05\$/kWh gelir elde edileceği kabulü yapılmıştır.

Investment Tax Credit (ITC)

	Amount (\$)	Reduces Depreciation Basis	
		Federal	State
Federal	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Percentage (%)	Maximum (\$)	
		Federal	State
Federal	0	1e+038	<input type="checkbox"/>
State	0	1e+038	<input type="checkbox"/>

Production Tax Credit (PTC)

	Amount (\$/kWh)	Term (years)	Escalation (%/yr)
State	0	0	0.00

Investment Based Incentive (IBI)

	Amount (\$)	Taxable Incentive		Reduces Depreciation and ITC Bases	
		Federal	State	Federal	State
Federal	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	0.00	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Percentage (%)	Maximum (\$)			
		Federal	State	Federal	State
Federal	0	1e+038	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0	1e+038	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	0	1e+038	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	0	1e+038	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Capacity Based Incentive (CBI)

	Amount (\$/W)	Maximum (\$)	Taxable Incentive		Reduces Depreciation and ITC Bases	
			Federal	State	Federal	State
Federal	0	1e+038	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0	1e+038	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	0	1e+038	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	0	1e+038	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Production Based Incentive (PBI)

	Amount (\$/kWh)	Term (years)	Escalation (%/yr)	Taxable Incentive		
				Federal	State	PBI available for debt service
Federal	0	0	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
State	0.083	10	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Utility	0	0	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Other	0	0	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Şekil 4.14 SAM teşvikler arayüzü

Depreciation

Classes	Allocations	Bonus Depreciation		ITC Qualification	
		Federal	State	Federal	State
5-yr MACRS	0 %	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15-yr MACRS	0 %	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5-yr Straight Line	0 %	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15-yr Straight Line	0 %	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
20-yr Straight Line	0 %	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
39-yr Straight Line	0 %	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Custom	70 %	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Non-depreciable assets	30 %	Bonus: 0 %	0 %		

The allocation for each depreciation class is a percentage of the total capital cost. Allocations are based on depreciation.

Total capital cost includes the total installed cost from the System Costs page and other financial parameters from the Financial Parameters page. SAM displays the value in the Metrics table on the Results page.

Check the box for each asset class that qualifies for federal or state bonus depreciation, and enter the total qualifying allocations.

Check the box for each asset class that qualifies for the investment tax credit (ITC). This determines the amount.

Edit Schedule

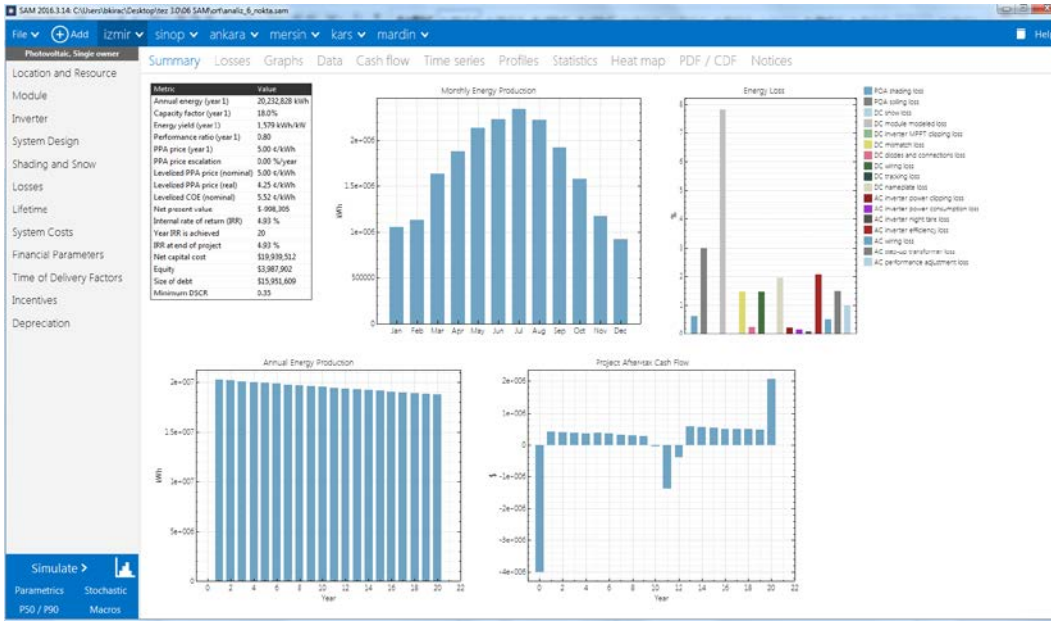
	Value	Number of values:
1	10	10
2	10	
3	10	
4	10	
5	10	
6	10	
7	10	
8	10	
9	10	
10	10	

Şekil 4.15 SAM amortisman arayüzü

Amortisman arayüzünde (Şekil 4.15), doğrudan ve dolaylı tüm yatırım harcamalarının % 70'lik kısmının 10 yıl boyunca doğrusal amortismanına (aşınma payı) tabi olacağı kabul edilmiştir.

5. BULGULAR

Seçilen 6 nokta için Şekil 5.1'deki sol alt köşedeki "Simulate" düğmesine basılarak girilen bilgilerle simülasyon yapılmıştır. Şekil 5.1'de İzmir için özet (Summary) bilgiler sayfası görülmektedir. Bu sayfada önemli proje bilgilerinin özetlendiği bir tabloya ek olarak, üretimin aylara dağılımı, kayıplar (sağ üst köşe), 20 yıl boyunca yıllık kWh üretim miktarı (sol alt köşe) ve son olarak da sağ alt köşede vergilerden sonraki proje nakit akışı tablosu görüntülenebilmektedir.



Şekil 5.1 SAM simülasyon sonuçları özet arayüzü (izmir)

Özet sayfasına bakılarak ana değerler hakkında bilgiler elde edilebilir, çoğu zaman bu yeterli gelmektedir. Derinlemesine bir inceleme için sonuçlar sayfasında kullanılabilir 9 tane daha yan pencere bulunmaktadır. Şekil 5.1'da bunlar özet (Summary) penceresinin sağ tarafında gri tonda sıralı olarak görülmektedir. İlerleyen bölümlerde sonuç sayfası arayüzünün diğer yan pencerelerinden bazıları hakkında yeri geldikçe bahsedilecektir.

Önceki kısımlarda belirtilen değerlerin seçilen 6 nokta için girilmesi ile elde edilen sonuçlardan önemli değerler Çizelge 5.1'de sıralanmıştır.

Çizelge 5.1 SAM simülasyon sonuçları arayüzü özet değerler

Metric	İzmir	Sinop	Ankara	Mersin	Kars	Mardin
Annual energy (year 1)	20,232,828 kWh	17,280,322 kWh	19,180,288 kWh	22,133,944 kWh	18,199,592 kWh	20,404,390 kWh
Capacity factor (year 1)	18.0%	15.4%	17.1%	19.7%	16.2%	18.2%
Energy yield (year 1)	1,579 kWh/kW	1,349 kWh/kW	1,497 kWh/kW	1,727 kWh/kW	1,420 kWh/kW	1,592 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.80	0.81	0.80	0.80	0.82	0.78
Levelized COE (nominal)	5.52 ¢/kWh	7.08 ¢/kWh	6.02 ¢/kWh	4.74 ¢/kWh	6.54 ¢/kWh	5.44 ¢/kWh
Net present value	\$-998,305	\$-3,404,381	\$-1,856,048	\$550,963	\$-2,655,243	\$-858,496
Internal rate of return (IRR)	4.93 %	-1.57 %	2.43 %	9.99 %	0.28 %	5.36 %
Year IRR is achieved	20	20	20	20	20	20
IRR at end of project	4.93 %	-1.57 %	2.43 %	9.99 %	0.28 %	5.36 %
Net capital cost	\$19,939,512	\$19,939,512	\$19,939,512	\$19,939,512	\$19,939,512	\$19,939,512
Equity	\$3,987,902	\$3,987,902	\$3,987,902	\$3,987,902	\$3,987,902	\$3,987,902
Size of debt	\$15,951,609	\$15,951,609	\$15,951,609	\$15,951,609	\$15,951,609	\$15,951,609
Minimum DSCR	0.35	0.28	0.32	0.39	0.30	0.35

Birinci yıl kWh üretim miktarı Çizelge 5.1’de “Annual energy (year 1)” olarak gösterilmektedir. En yüksek birinci yıl üretimi yaklaşık 22,13 milyon kWh ile Mersin’de görülürken, en düşük birinci yıl üretimi yaklaşık 17,28 milyon kWh ile Sinop’da görülmektedir.

Birinci yıl kapasite oranı Çizelge 5.1’de “Capacity factor (year 1)” olarak gösterilmiştir. En yüksek değer % 19,7 ile Mersin’de beklenirken, en düşük değer % 15,4 ile Sinop’da beklenmektedir. Seçilen 6 nokta için birinci yıl kapasite oranı ortalaması yaklaşık % 17,4 olarak görülmektedir.

Birinci yıl birim enerji eldesi miktarı Çizelge 5.1’de “Energy yeild (year 1)” olarak gösterilmiştir. En yüksek değer 1.727 kWh/kW_p ile Mersin’de görülürken, en düşük değer 1349 kWh/kW_p ile Sinop’da görülmektedir.

Birinci yıl performans oranları Çizelge 5.1’de “Performance ratio (year 1)” olarak gösterilmiştir. En yüksek oran 0,82 ile Kars’da görülürken, en düşük değer 0,78 ile Mardin’de beklenmektedir.

İnceleme dönemi boyunca bugünkü LCOE değeri Çizelge 5.1’de “Levelized COE (nominal)” olarak gösterilmiştir. Seçilen noktalar arasında Mersin 4,74 ¢/kWh ile en düşük elektrik üretim maliyeti sunarken, en pahalı PV elektriği 7,08 ¢/kWh ile Sinop’da üretilmektedir.

İnceleme dönemindeki iç çevrim oranları Çizelge 5.1’de “Internal Rate of Return (IRR)” olarak gösterilmiştir. Yine LCOE sıralaması ile uyumlu olacak şekilde en yüksek IRR değeri % 9,99 ile Mersin’de beklenirken, Mardin’de %

5,36, İzmir’de % 4,93, Ankara’da % 2,43, Kars’da % 0,28 ve en düşük değer Sinop’da sıfırın altında -% 1,57 olarak görülmektedir.

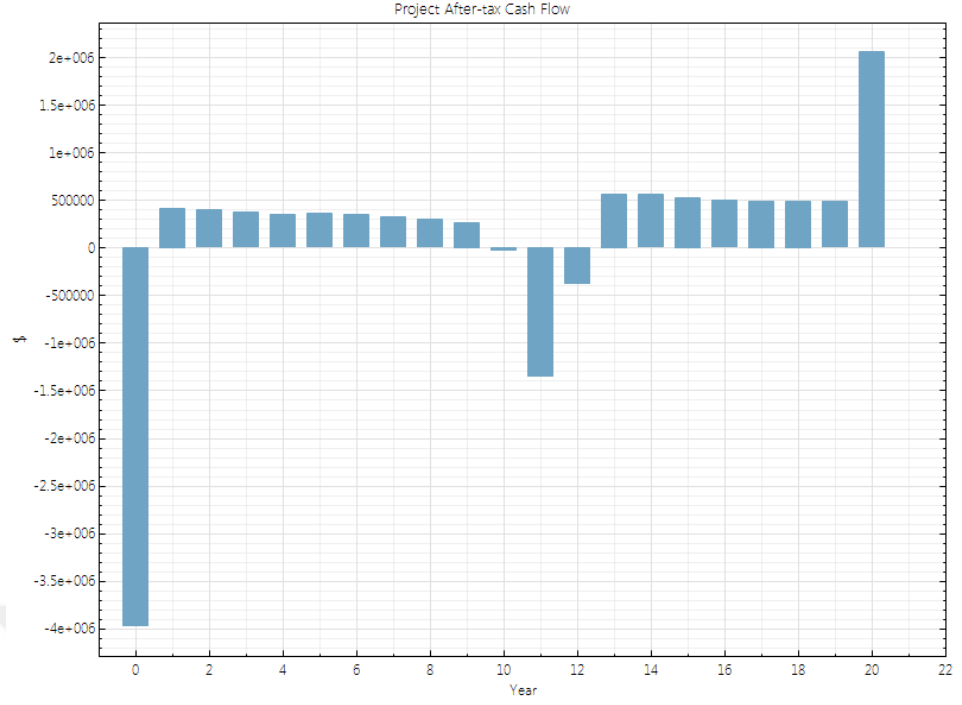
Proje başlangıcında ihtiyaç duyulan net sermaye miktarı “Net capital cost” ile özkaynak miktarı “Equity” ile alınan kredi miktarı “Size of debt” ile Çizelge 5.1’de gösterilmiştir. Finansal girdiler 6 nokta için de aynı olduğu için değerler seçilen tüm noktalar için aynıdır. Herhangi bir projenin hayata geçmesi için yaklaşık 20 milyon \$’a yakın yatırım gerekirken, bunun yaklaşık 4 milyon \$’ı özkaynak geri kalan yaklaşık 16 milyon \$’ı borçlanma (banka kredisi) yoluyla temin edilmektedir.

Bahsedilmesi gereken önemli noktalardan bir tanesi borç geri ödemesi sırasında, elde edilecek gelirler ile borç ödemelerinin zamanında yapılıp yapılamayacağıdır. Proje gelirleriyle karşılanabilecek en düşük borç miktarı Çizelge 5.1’de “Minimum DSCR” ile gösterilmiştir. En düşük değer 0,28 ile Sinop’da görülürken, en yüksek değer 0,39 ile Mersin’de görülmektedir. Sinop’da görülen 0,28 değerinin anlamı, 20 yıllık proje ömrü boyunca yıllık değerlendirmede herhangi bir sene içerisinde ödenmesi gereken borçların sadece % 28’inin o yılki gelirlerden karşılanabileceğidir. İlgili yıldaki geri kalan % 72’lik nakit ihtiyacı yatırımcı tarafından karşılanmalıdır.

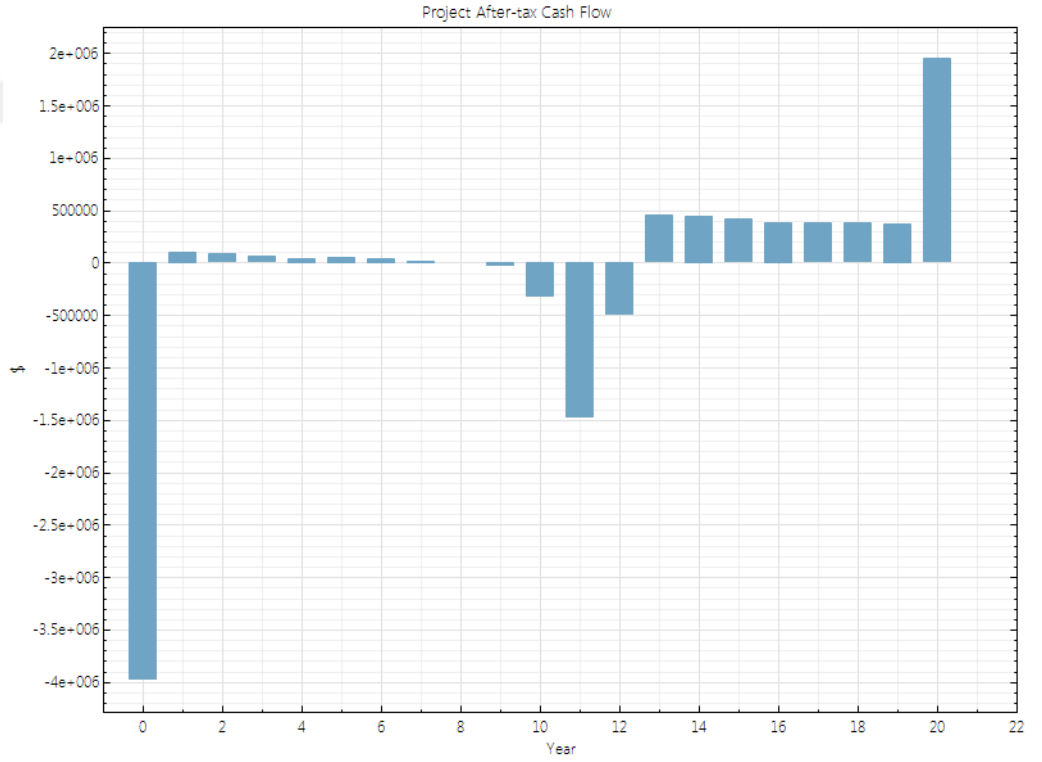
İzmir (Şekil 5.2), Ankara (Şekil 5.4) ve Kars (Şekil 5.5) için vergiler sonrası nakit akışına bakıldığında 10, 11 ve 12 dışındaki yıllarda pozitif yıl sonu bilançosu yakalandığı görülmektedir. Yılsonu nakit akışının 11. yılında yaklaşık eksi 1,5 milyon \$ değerine yaklaştığı görülmektedir.

Sinop (Şekil 5.3) için vergiler sonrası nakit akışına bakıldığında ilk 8 sene boyunca pozitif yıl sonu bilançosunun sağlandığı fakat anlamlı miktarlarda pozitif gelirlerin 13. yıldan sonra başladığı görülmektedir.

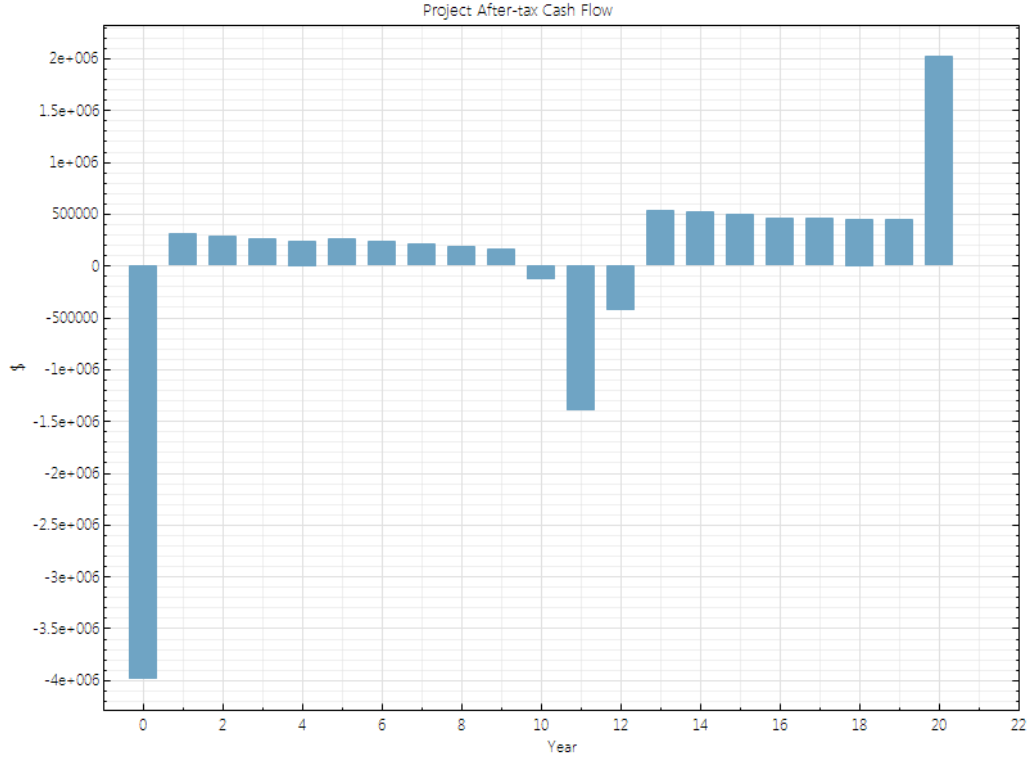
Mersin (Şekil 5.6) ve Mardin (Şekil 5.7) için vergiler sonrası nakit akışına bakıldığında 11 ve 12 dışındaki yıllarda negatif yıl sonu bilançosunu görülmemektedir.



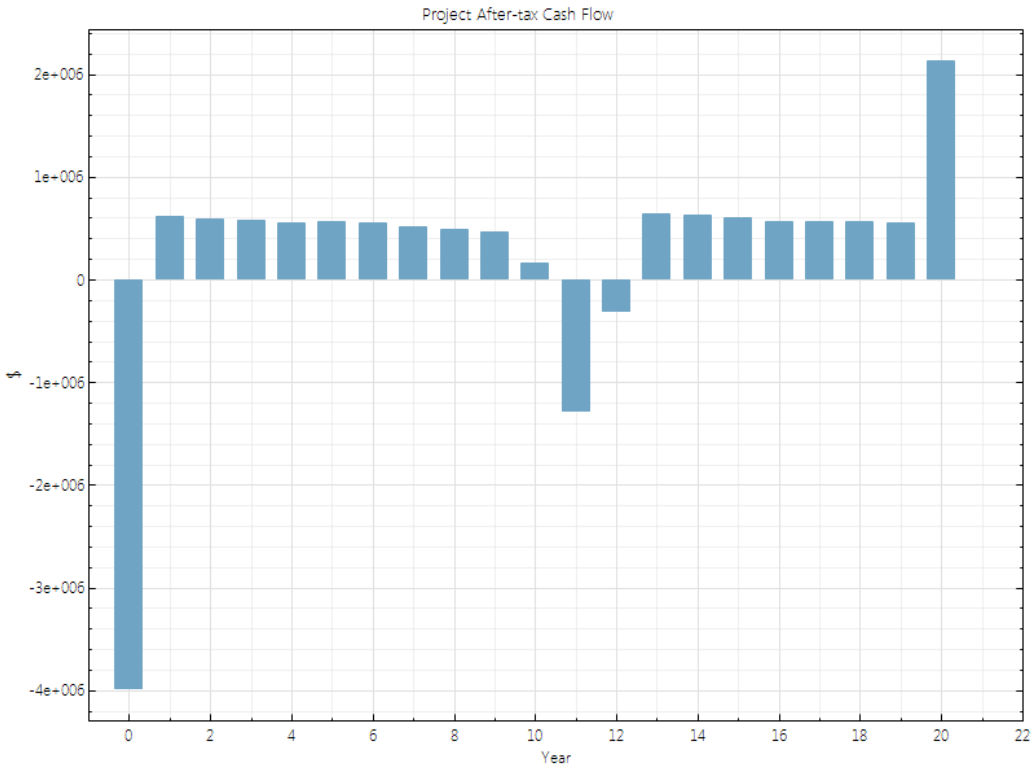
Şekil 5.2 İzmir için vergiler sonrası nakit akışının yıllara dağılımı



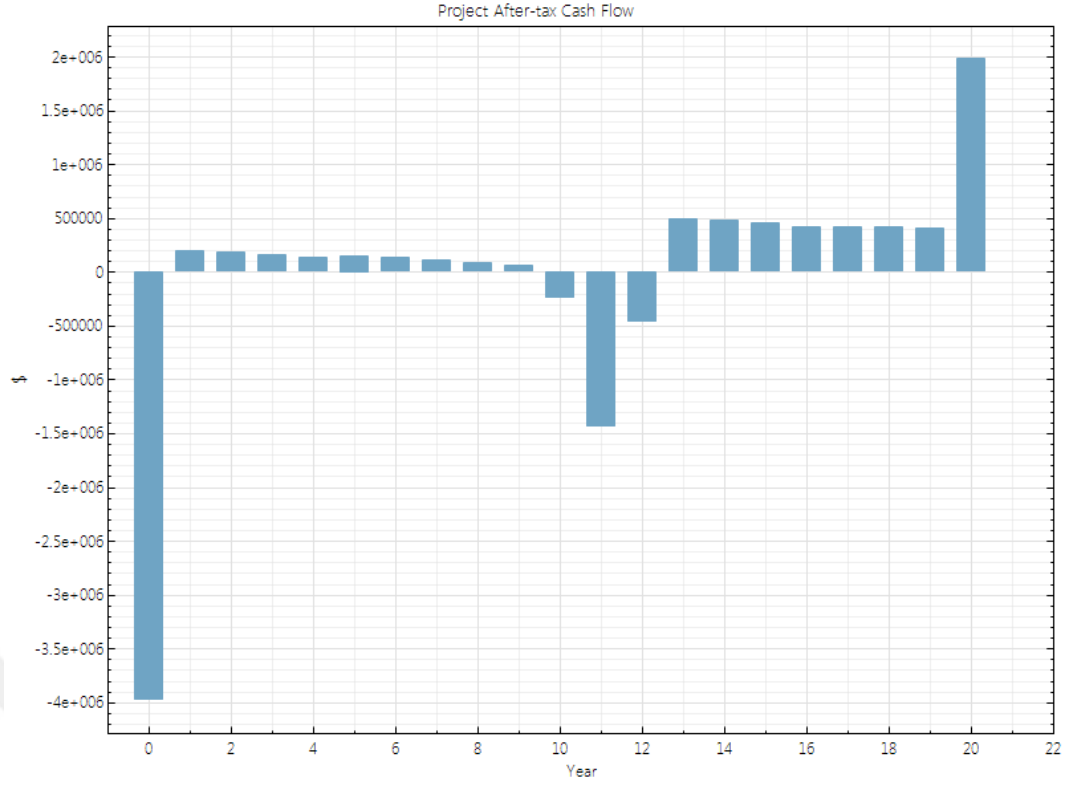
Şekil 5.3 Sinop için vergiler sonrası nakit akışının yıllara dağılımı



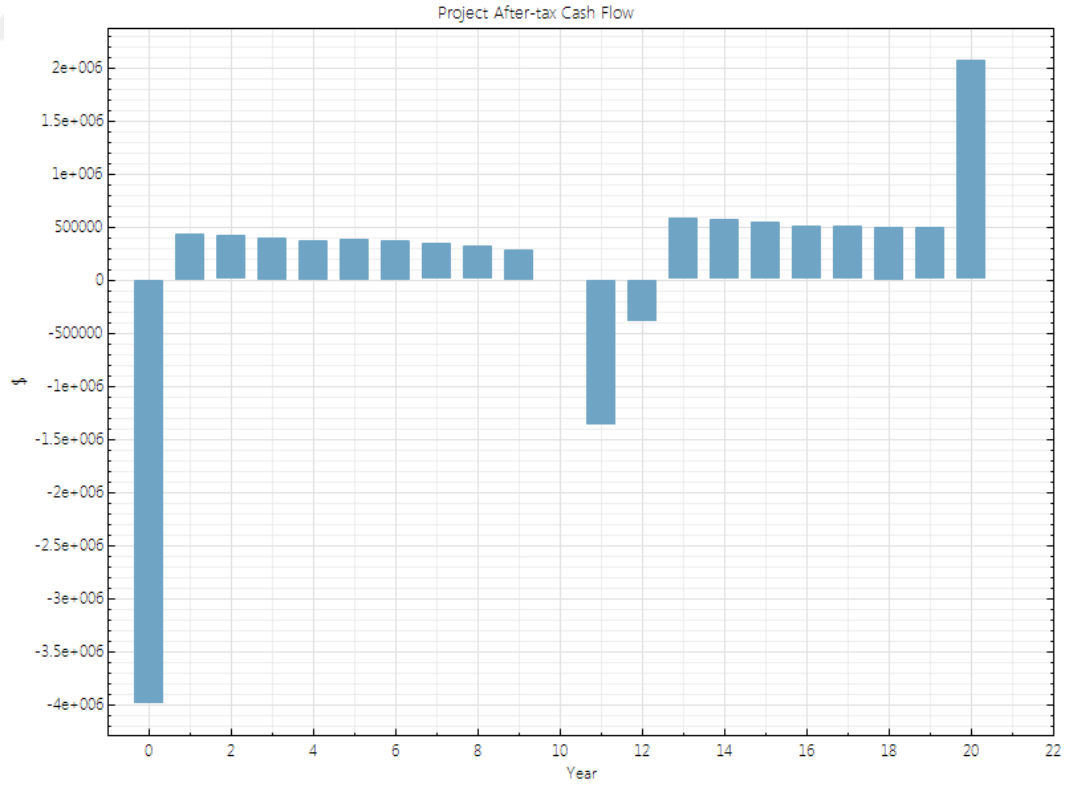
Şekil 5.4 Ankara için vergiler sonrası nakit akışının yıllara dağılımı



Şekil 5.5 Mersin için vergiler sonrası nakit akışının yıllara dağılımı

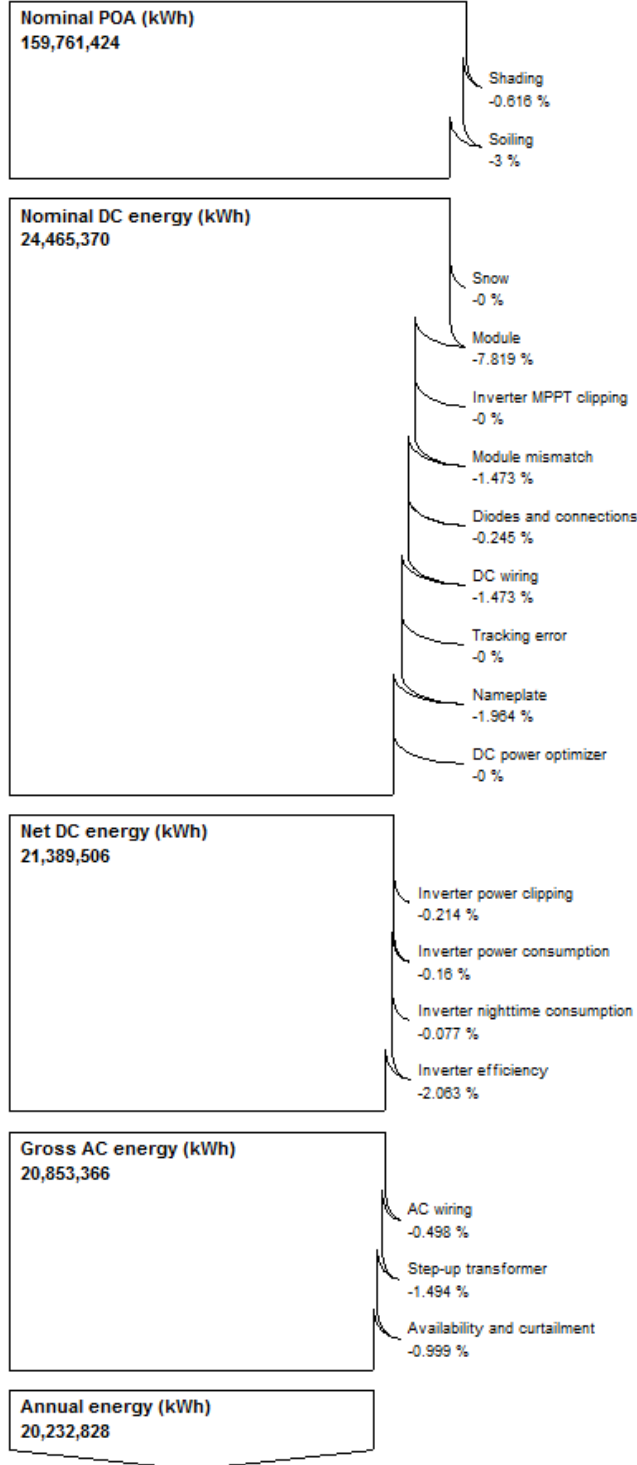


Şekil 5.6 Kars için vergiler sonrası nakit akışının yıllara dağılımı



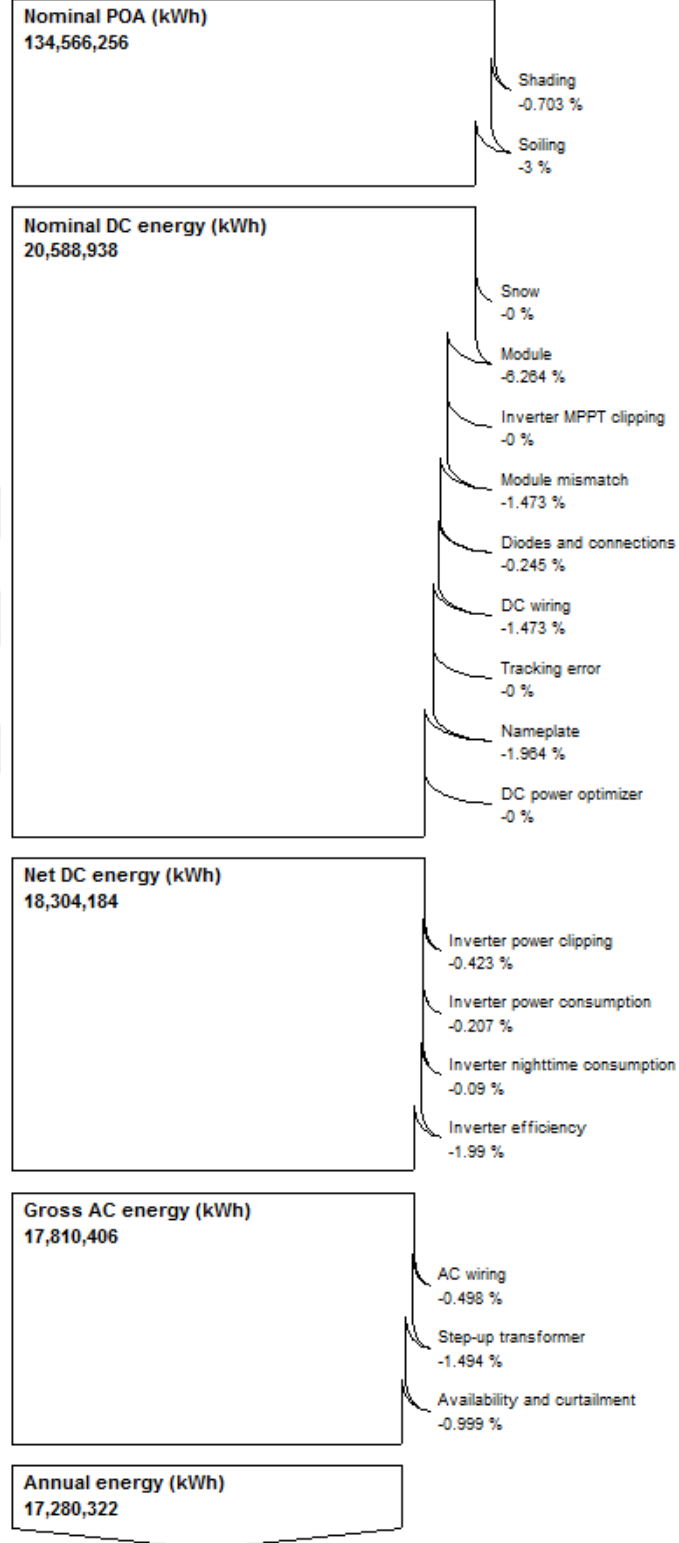
Şekil 5.7 Mardin için vergiler sonrası nakit akışının yıllara dağılımı

İzmir için beklenen üretim kayıplarının dağılımı Şekil 5.8’de görülebilir. Bu dağılıma bakılarak gölgelenme kayıplarının % 0,6, modül kayıplarının % 7,8, evirici kırpmaya kayıplarının % 0,2 civarında olduğu görülmektedir.



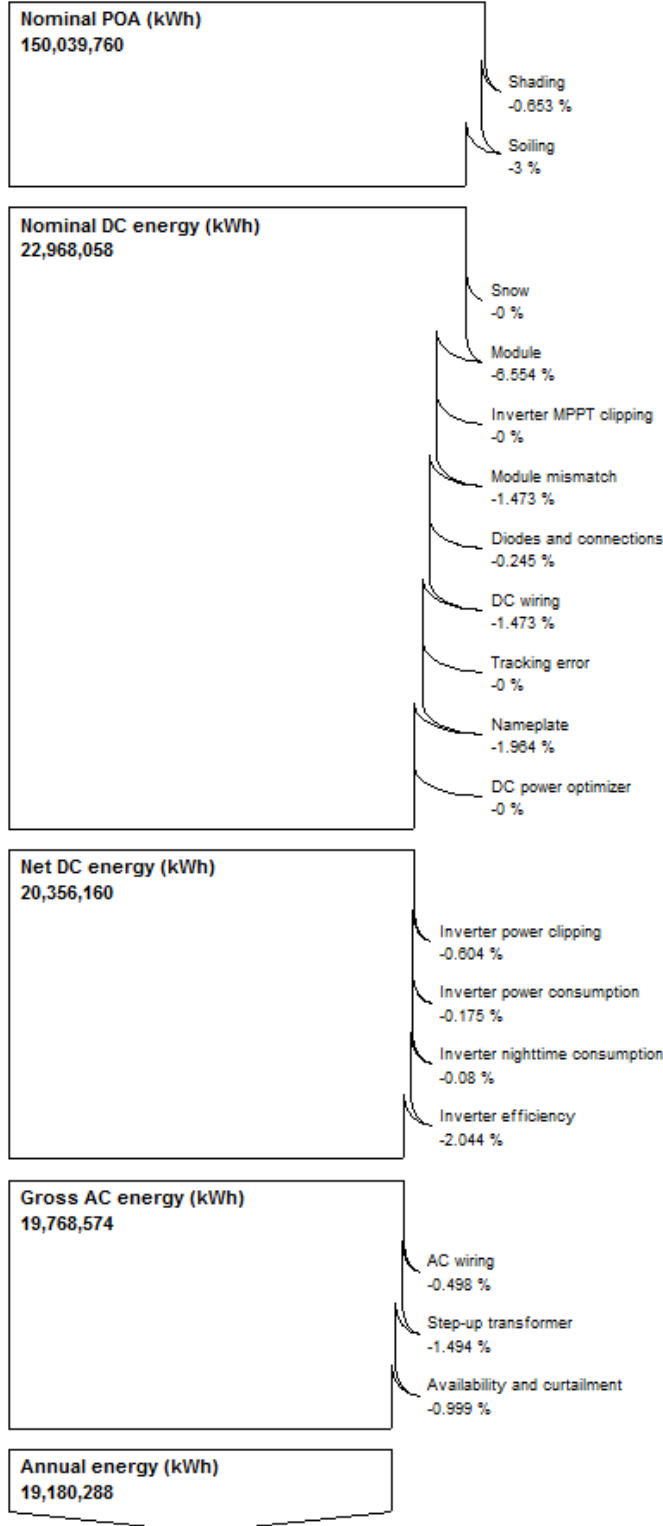
Şekil 5.8 İzmir için beklenen üretim kayıpları dağılımı

Sinop için beklenen üretim kayıplarının dağılımı Şekil 5.9'de görülebilir. Bu dağılıma bakılarak gölgelenme kayıplarının % 0,7, modül kayıplarının % 6,3, evirici kırpma kayıplarının % 0,4 civarında olduğu görülmektedir.



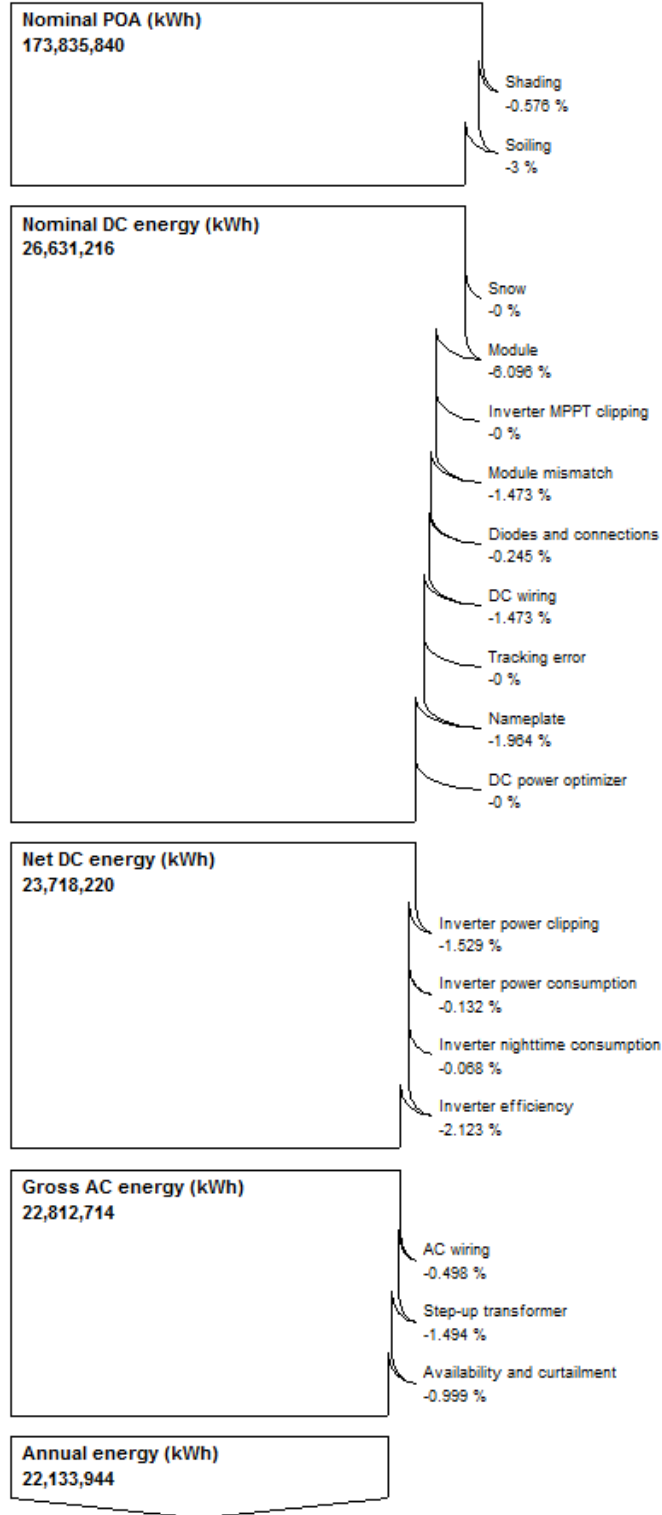
Şekil 5.9 Sinop için beklenen üretim kayıpları dağılımı

Ankara için beklenen üretim kayıplarının dağılımı Şekil 5.10'de görülebilir. Bu dağılıma bakılarak gölgelenme kayıplarının % 0,7, modül kayıplarının % 6,6, evirici kırırma kayıplarının % 0,6 civarında olduğu görülmektedir.



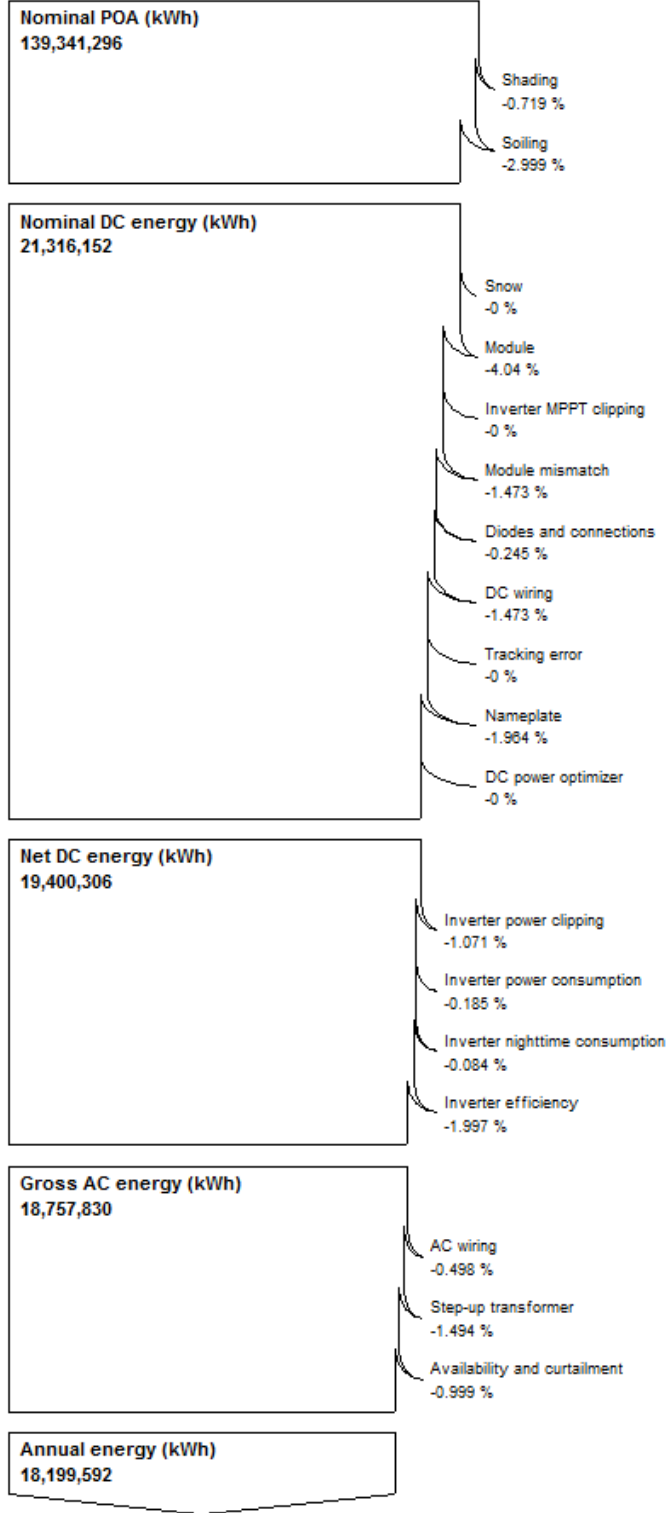
Şekil 5.10 Ankara için beklenen üretim kayıpları dağılımı

Mersin için beklenen üretim kayıplarının dağılımı Şekil 5.11’de görülebilir. Bu dağılıma bakılarak gölgelenme kayıplarının % 0,6, modül kayıplarının % 6,1, evirici kırpmaya kayıplarının % 1,5 civarında olduğu görülmektedir.



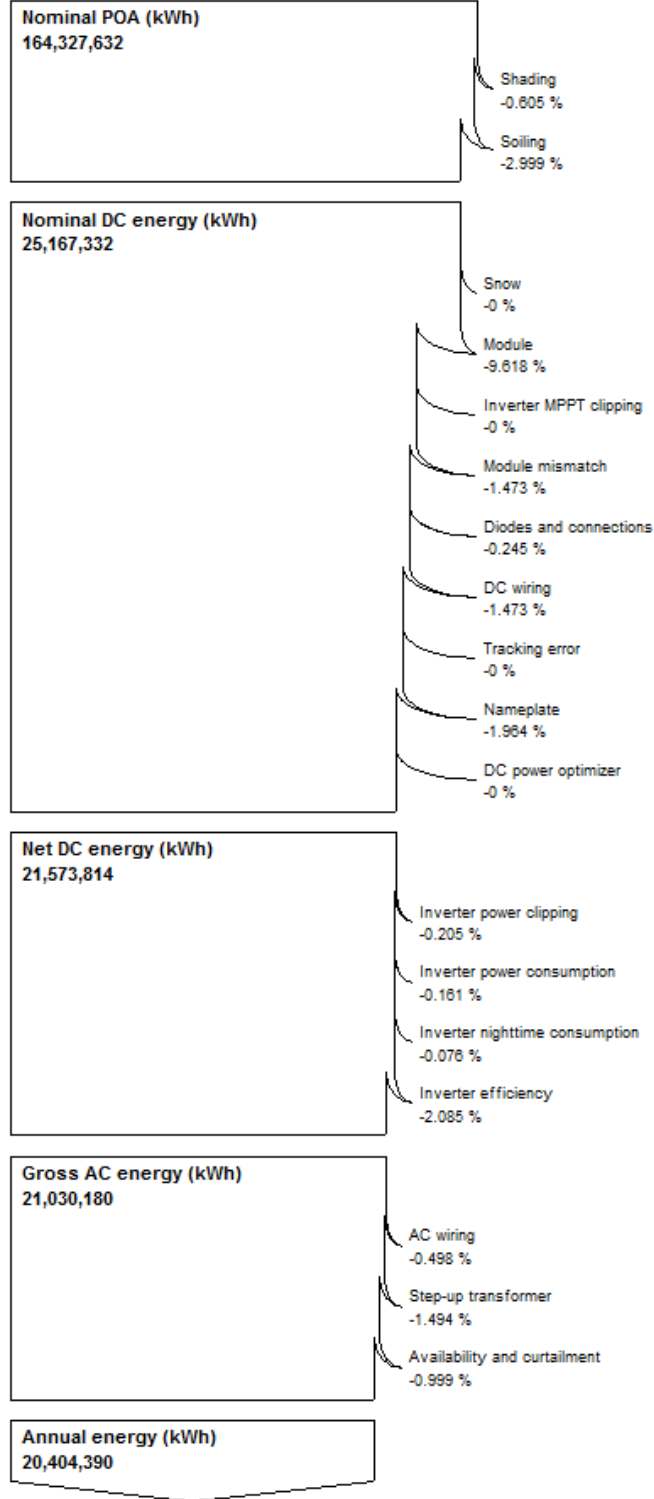
Şekil 5.11 Mersin için beklenen üretim kayıpları dağılımı

Kars için beklenen üretim kayıplarının dağılımı Şekil 5.12’de görülebilir. Bu dağılıma bakılarak gölgeleme kayıplarının % 0,7, modül kayıplarının % 4,0, evirici kırılma kayıplarının % 1,1 civarında olduğu görülmektedir.



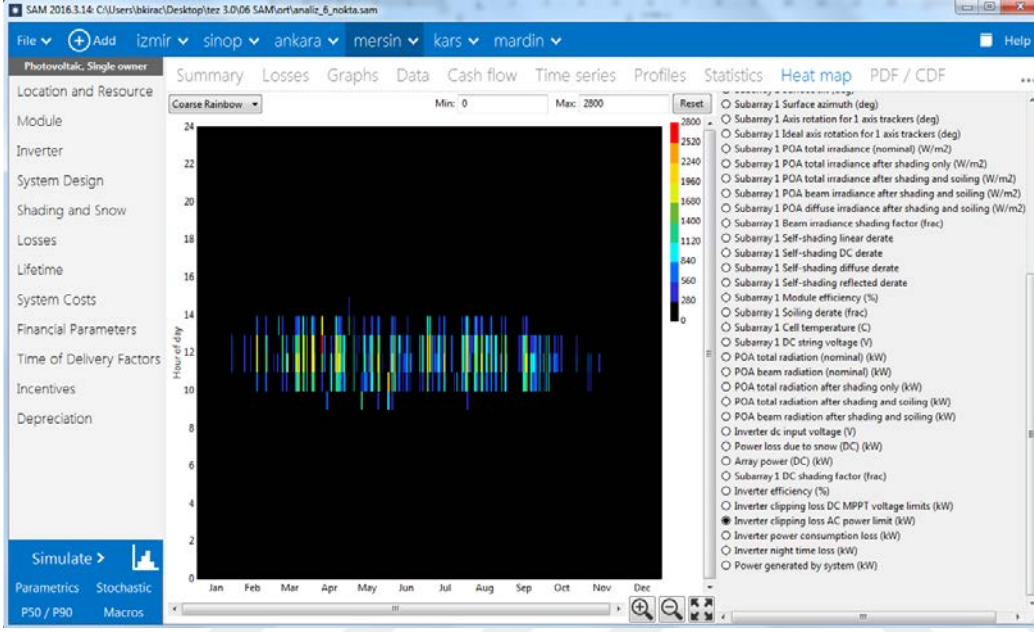
Şekil 5.12 Kars için beklenen üretim kayıpları dağılımı

Mardin için beklenen üretim kayıplarının dağılımı Şekil 5.13’de görülebilir. Bu dağılıma bakılarak gölgelenme kayıplarının % 0,7, modül kayıplarının % 9,6, evirici kırpma kayıplarının % 0,2 civarında olduğu görülmektedir.

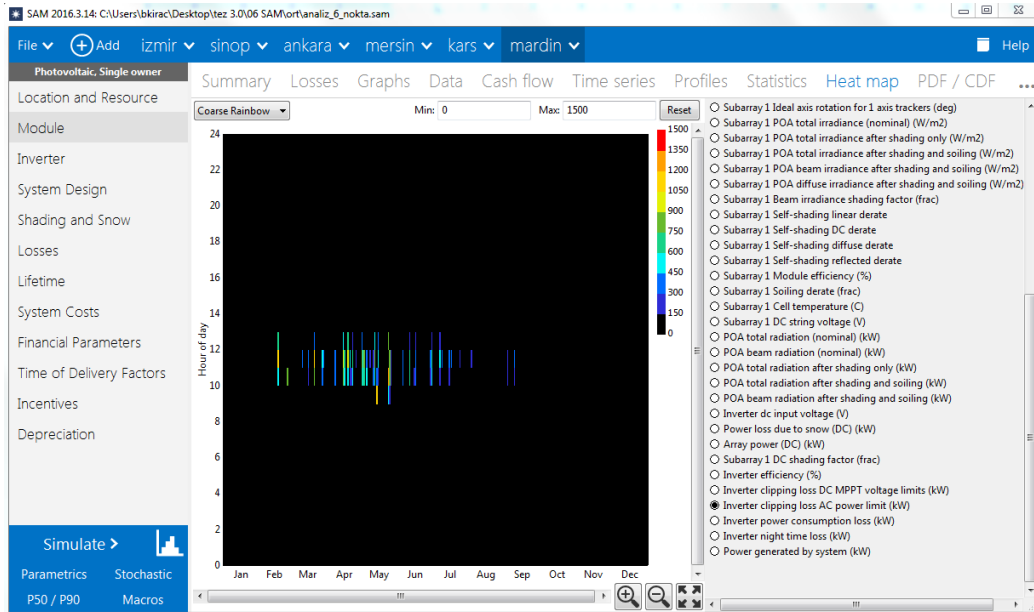


Şekil 5.13 Mardin için beklenen üretim kayıpları dağılımı

Evirici kırpma kayıplarının yaklaşık % 1,5 ile en yüksek olduğu Mersin (Şekil 5.14) ve % 0,2 ile en düşük olduğu Mardin (Şekil 5.15) için kayıpların sene içerisinde günün saatlerine ve aylara göre dağılımına daha yakından bakılabilir. Mersin’de kış ayları dışında bu kayıpların olmadığı ve geri kalan aylarda saat 10 ile 14 arasında yoğunlaştığı söylenebilir. Kırpma kayıplarının bahar aylarında saat 11 ile 13 arası yoğunlaştığı söylenebilir.



Şekil 5.14 Mersin için evirici kırpma kayıplarının saatlere/aylara göre değişimi



Şekil 5.15 Mardin için evirici kırpma kayıplarının saatlere/aylara göre değişimi

İncelenen nokta için nakit akışının yıllara ve gelir/gider kalemlerine göre değişiminin özizlemesi İzmir için Şekil 5.16’de görülebilir. Sonuçlar arayüzü içerisindeki nakit akışı yan penceresi (Cash Flow) aracılığı ile nakit akışı takip edilebilir. Bu tez çalışmasında nakit akışı hakkında daha fazla detaya girilmeyecektir. Fakat yapılacak olan SAM analizlerinde nakit akışı satırları dikkatli şekilde incelenmeli, yapılan yanlış bir kabul varsa burada etkileri görüleceği için geri dönülerek düzeltilmelidir. Nakit akışı SAM üzerinden incelenebileceği gibi, “Send to Excel (with Equations)” seçilerek otomatik olarak excele aktarılabilir (Şekil 5.17).

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
PRODUCTION (AC KWH)														
Energy (kWh)	0	20,232,828	20,151,898	20,071,290	19,991,004	19,911,040	19,831,096	19,752,070	19,673,062	19,594,370	19,515,990	19,437,928	19,360,170	19,282,710
REVENUES														
PPA price (cents/kWh)	0	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
PPA revenue (\$)	0	1,011,641	1,007,595	1,003,565	999,550	995,552	991,570	987,604	983,653	979,719	975,800	971,896	968,000	964,137
plus PBI if available for debt service:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total revenue (\$)	0	1,011,641	1,007,595	1,003,565	999,550	995,552	991,570	987,604	983,653	979,719	975,800	971,896	968,000	964,137
Property tax net assessed value (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPERATING EXPENSES														
O&M fixed expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M capacity based expense (\$)	0	192,198	192,198	192,198	192,198	192,198	128,132	128,132	128,132	128,132	128,132	128,132	128,132	128,132
O&M production based expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Property tax expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Insurance expense (\$)	0	44,963	45,862	46,780	47,715	48,669	49,643	50,636	51,648	52,681	53,735	54,810	55,906	57,024
Total operating expenses (\$)	0	237,161	238,060	238,977	239,913	240,867	177,775	179,780	180,813	181,867	182,941	184,038	185,156	
EBITDA (\$)	0	774,481	769,535	764,587	759,638	754,685	813,795	808,836	803,873	798,905	793,933	788,955	783,971	778,981
CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES														
EBITDA (\$)	0	774,481	769,535	764,587	759,638	754,685	813,795	808,836	803,873	798,905	793,933	788,955	783,971	778,981
Interest earned on reserve accounts (\$)	0	22,455	21,574	24,652	25,811	26,930	21,861	23,096	24,331	25,567	26,802	28,037	29,272	30,507
plus PBI if not available for debt service:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal PBI income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State PBI income (\$)	0	1,679,325	1,672,007	1,665,017	1,658,253	1,651,616	1,645,096	1,638,722	1,632,394	1,626,113	1,619,877	1,613,685	1,607,537	1,601,433
Utility PBI income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEPRECIATION AND ITC STATE														
MACRS 5-yr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MACRS 15-yr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Straight Line 5-yr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Straight Line 15-yr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Straight Line 20-yr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Straight Line 39-yr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Şekil 5.16 İzmir için nakit akışının yıllara ve gelir/gider kalemlerine göre değişimi

	0	1	2	3
PRODUCTION (AC KWH)				
Energy (kWh)	0	20,232,828	20,151,898	20,071,290
REVENUES				
PPA price (cents/kWh)	0	5.00	5.00	5.00
PPA revenue (\$)	0	1,011,641	1,007,595	1,003,565
plus PBI if available for debt service:	0	0	0	0

Şekil 5.17 Nakit akışının excel'e aktarılması

6. TARTIŞMA

Üretim değerleri arasındaki farklılıkların en önemli nedeni seçilen noktalar arasındaki güneş ışınımı miktarlarıdır. Üretilen enerji miktarı, kullanılan iklim verilerindeki GHI ile (Bkz. Çizelge 4.1) orantılı olarak artmaktadır. Bu çalışmada iklim verisi dışındaki diğer parametreler seçilen tüm noktalar için aynı alındığı için birinci yıl üretimlerindeki bu sıralamanın diğer birçok değerde de görülmesi beklenen bir sonuçtur.

Çağlayan et al. (2014) Türkiye'nin 135 farklı noktası için 1985-2006 arasındaki 22 yıllık iklim verisi ile 0,2 – 10 MW_p arasındaki farklı güçlerdeki PV santrali üretim değerlerini incelemiş, 10 MW_p gücündeki PV tesis üretim değerini 12,7 – 19,0 milyon kWh arasında bulmuşlardır. Bu tez çalışmasında PV tesis gücü 12,8 MW_p seçildiği için bulunan üretim değerlerinin (Bkz. Çizelge 5.1) Çağlayan et al. (2014)'un Türkiye'nin farklı noktaları için bulunduğu minimum ve maksimum aralığa yakın olduğu söylenebilir.

Abbasoğlu et al. (2011) Türkiye'nin 20 farklı noktasında kurulabilecek 10 MW_p gücündeki PV santrali için yaptıkları analizde, PV tesis üretim değerini 13,0 – 16,7 milyon kWh arasında bulmuşlardır. Bu tez çalışmasında PV tesis gücü 12,8 MW_p seçildiği için bulunan üretim değerlerinin (Bkz. Çizelge 5.1) Abbasoğlu et al. (2011)'un Türkiye'nin farklı noktaları için bulunduğu minimum ve maksimum aralığa yakın olduğu söylenebilir.

Birim enerji eldelerinin seçilen noktaların GHI değerleriyle (Bkz. Çizelge 4.1) benzer doğrultuda olduğu görülmektedir.

Kapasite oranı Türkiye'nin bulunduğu enlemlerde beklenen aralık içerisinde, yaklaşık % 15-20 aralığındadır (Bkz. Çizelge 5.1). Kapasite oranlarında belirleyici olan etmenlerden biri kullanılan 1,28 DC/AC yükleme oranıdır. Daha düşük yükleme oranları ile daha düşük üretimlere ve daha düşük kapasite oranlarına ulaşıldı. Eğer daha yüksek kapasite oranlarına ulaşmak istenirse, evirici topolojisinin izin verdiği ölçüde yüksek DC/AC yükleme oranları fizibilite çalışmasında denenebilir. Ekonomik olarak anlamlı olan en yüksek DC/AC yükleme oranını seçmek mantıklı olacaktır. Sabit açılı kurulum yerine güneş takip sistemi kullanımı ile de kapasite oranı yükseltilebilir.

Kristal panel kullanımı nedeniyle, sıcaklığın yüksek olduğu noktalarda daha yüksek kayıplar olacağı için en düşük performans oranının Mardin’de görülmesi beklenen bir durumdur (Bkz. Çizelge 5.1). Benzer şekilde en yüksek performans oranı sıcaklık değerlerinin en düşük olduğu Kars’da görülmektedir (Bkz. Çizelge 5.1). Yine düşük sıcaklık kayıpları nedeniyle Sinop performans oranı sıralamasında Kars’tan sonra gelmektedir (Bkz. Çizelge 5.1). Performans oranları arasındaki farklılıkların en önemli nedeni seçilen 6 noktanın yıl boyu sıcaklık değerleridir. Gerçek bir saha uygulamasında şebeke kesintileri, tozlanma, karlanma, gölgelenme, iletken kayıpları, teknik arızalar gibi üretim kaybına yol açabilecek birçok sebep performans oranı değerini etkileyebilecektir.

İncirlik Adana’da yapılan başka bir çalışmada (Dağtekin et al., 2014) 0,1 MW boyutunda kristal panel kullanılan bir PV tesis için bulunan performans oranı yaklaşık olarak 0,80’dir, bu tez çalışmasında bulunan 0,78 – 0,82 performans oranı aralığı içindedir (Bkz. Çizelge 5.1).

Yatırım yapılabilirliğe iç çevrim oranı (IRR) değerlerine bakılarak hızlıca karar verilebilir. Seçilen PV üretim noktası IRR değeri yatırımcı için kabul edilebilir değerin üzerinde kalıyorsa ilgili proje noktası ekonomik pencereden bakıldığında yatırım yapılabilir. Uygulamada % 10 ve üzeri iç çevrim oranı yatırım yapmak için yeterli oranlardır. Fakat hedeflenen IRR oranı yatırımcıya göre değişebileceği için kabul edilebilir iç çevrim oranı değişebilecektir. En yüksek IRR değerinin en yüksek üretim noktası ile (Mersin) uyumlu olması beklenen bir durumdur (Bkz. Çizelge 5.1).

Ayakları üstünde duran bir proje için minimum DSCR oranı 1,1 – 1,3 aralığında seçilmelidir. DSCR oranlarının düşük olduğu yıllar belirlenerek o yıllar için nakit temini yoluna gidilmeli, ya da düşük DSCR yıllarındaki giderler gelirlerin daha iyi olduğu yıllara aktarılmalıdır.

Vergiler sonrası nakit akışına bakıldığında (Şekil 5.2 ile 5.7 arası) tüm projeler için başlangıçta yani sıfıncı yılda 4 milyon \$ harcama yapıldığı görülmektedir. Ayrıca tüm projelerde 9, 10, 11, 12 dışındaki yıllarda pozitif bilanço yakalandığı görülmektedir. Yılsonu bilançosunda 9 - 12 yılları arasında dalgalanma olmasının en önemli nedeni 0,133 \$/kWh olan elektrik satış fiyatının on birinci yıldan itibaren 0,05\$/kWh’e düşmesidir. Diğer bir nedeni ise son banka kredi geri ödemesinin 12. yılda tamamlanması ile giderlerdeki düşüştür. Yılsonu oluşan negatif bilançoyu değiştirmek için kredi geri ödeme süreleri gözden

geçirilebileceği gibi, özkaynak arttırımı da düşünülebilir. İnceleme dönemi sonunda, yani 20. yılsonundaki gelir artışının nedeni santral demontesi sırasındaki tesis değerinden kaynaklanmaktadır. Çizelge 5.1’de tüm proje noktaları için düşük minimum DSCR oranı görülmesinin sebebi proje nakit akışlarının 11. yılında görülen negatifliktir. İncelenen noktalar arasında sıralama yapmak gerekirse Mersin en avantajlı proje noktası olarak öne çıkarken, mevcut seçimlerle Sinop nakit akışında en çok zorlanacak proje noktası olarak görülmektedir.

Seçilen tüm noktalar için yılsonu nakit akışları bazı yıllarda eksiye düşmektedir. Özellikle 11. yılda görülen keskin düşüşler için önlem alınmalıdır. Alınabilecek önlemlerle proje IRR değerlerinde ve LCOE değerlerinde bir miktar değişimler olabileceksede, projenin sürdürülebilirliği için yapılmalıdır. Bu tez çalışmasında ayrıca bu düzeltmeler yapılarak SAM analizi tekrarlanmamıştır, fakat yazılımda geriye gidilerek istenen değişiklikler hızlıca yapılabilmektedir. Yapılabilecek tüm değişiklikler yapıldıktan sonra istenen değerlerin eldesi sağlanamıyorsa, daha yüksek getirisi olan proje noktaları aranmalıdır.

Bir PV projesinin yüksek IRR veya düşük LCOE değerlerine ulaşabilmesi için projenin, giderlerini kısarken, gelirlerini de arttırabilmesi gerekmektedir. Yüksek ışınım değerli, sıcaklık kayıpları görece az yer seçimi ile IRR yükseltilebilir. Benzer şekilde inşaat için uygun arazi bulunması ve ekipman üreticileri ile yapılacak pazarlıklarla ilk kurulum maliyetleri azaltılabilir. Benzer şekilde işletme-bakım giderlerinde ve özellikle saha güvenliği harcamalarında yapılacak iyileştirmelerle yine IRR değerinin yukarı çekilmesi sağlanabilir. Tüm bu iyileştirmeler yapılırken proje risklerinin farkında olunmalıdır. Burada tüm sonuçların üstüne kurulduğu iklim verilerine dikkat edilmelidir. İklim verilerindeki % 5’lik bir hata projenin yatırım yapılabilirliğini etkileyebilecektir. Bu tez çalışmasında 4 farklı kaynaktan iklim verisi temin edilerek ortalamaları kullanılmıştır. Tüm bu verilere ek olarak, daha düşük çözünürlüklerde iklim verisi temin eden kaynaklardan veri satın alınabilir, ya da yatırımcı kendi güneş ölçüm istasyonunu kurma yoluna giderek, ölçülen verileri uzun süreli uydu verileri ile karşılaştırabilir.

Proje IRR değerini ciddi anlamda etkileyen diğer etmenler grubu finansal girdilerdir. Kullanılan borçlanma kredisinin geri ödeme süresi, faiz miktarı, mevcut enflasyon oranı gibi finansal parametreler projenin yatırım yapılabilirliğini ciddi anlamda etkileyecektir. Başarılı bir yatırım için uygun borçlanma oranlarının ve sürelerinin elde edilmesi gerekmektedir.

Bu tez çalışmasında yapılan analizde seçilen 6 farklı nokta için tek değişken iklim verileri olduğu için, ışıınımı en yüksek olan nokta (Mersin) en fazla yatırım yapılabilir ve ışıınımı en düşük olan nokta (Sinop) en az yatırım yapılabilir nokta olarak öne çıkmaktadır. Gerçek bir uygulamada seçilen 6 farklı nokta için ışıınım verilerinin farklı olması gibi, borçlanma, proje geliştirme, santral kurulum, işletme ve bakım maliyetleri de farklı olacaktır. ışıınım değeri açısından en iyi nokta eldesi sağlanamasa da, şebeke bağlantı hakları daha uygun bir bedelle elde edilmiş, arazi fiyatları daha ekonomik, santral kurulum maliyetleri görece daha ucuz, işletme ve bakım dönemi giderleri daha ekonomik, güvenlik riski düşük bir nokta pekâlâ yatırım yapılabilirlik konusunda ön plana çıkacaktır. Ek olarak ilgili noktada hayata geçirilecek bir projede, ince film, mono-kristal paneller, güneş takip sistemleri, dize eviriciler ve diğer teknik seçimlerin proje finansallarını pozitif yönde etkileyip etkilemeyeceği kontrol edilmelidir. Yapılacak hassas irdelemeler ile seçilen proje noktasının ışıınım değeri diğer proje noktalarından daha düşük olsa da, bu yatırım yapılabilirlik açısından diğer noktalardan daha cazip olamayacağı anlamına gelmeyecektir.

Bu tez çalışmasında tozlanma kayıpları tüm noktalar için eşit ve %3 alınmış olsa da, uygulamada farklı proje noktalarında farklı kayıp miktarları gözlemlenebilecektir. Tozlanma kayıpları hakkında projelendirme aşamasında başarılı bir kestirim yapmak her zaman mümkün olmayabilir. Sık yağışların görüldüğü Sinop'da tozlanma kayıplarının daha az olması beklense de, emin olmak için seçilen proje noktasında ek incelemeler yapmak gerekebilir.

Bu tez çalışmasında kar yağışı nedeniyle yaşanabilecek üretim kayıpları dikkate alınmamışsa da, Kars bölgesinin karlanmadan daha fazla etkileneceği açıktır. Kar yerde kaldığı sürece zeminin yansıtma yüzdesini artırarak üretime katkı sağlayacakken, güneş panellerinin üzerinde biriktikçe ve kaldıkça üretimde düşüşlere neden olacaktır.

7. SONUÇ

Deniz ve kara yüzey sıcaklıklarında 1850-1900 yılları arası endüstriyel dönem ölçü alınarak 0.85°C civarında artış olmuştur. Sıcaklıklardaki artış buzul ve kar miktarının azalması, ortalama deniz suyu seviyesinin ve asiditesinin artması, aşırı yağışların sıklaşması gibi birçok etkiyi beraberinde getirmektedir. Sera gazı salınımları sıcaklık artışının itici gücü olmaya devam etmektedir. 2100'lü yıllara yaklaşıırken, sıcaklık artışını 2°C 'nin altında tutabilmek için insan aktivitelerinde köklü değişikliklere gidilmesi gerekmektedir (IPCC, 2014).

Sıcaklık artış miktarını 2°C 'nin altında tutabilmek için birçok sektöre görevler düşmektedir. Eneji üretiminde karbon salınımı yüksek kaynakların verimli, temiz, güvenli ve yenilenebilir kaynaklarla güncellenmesi enerji sektörünün atması gereken adımlardandır. PV teknolojileri fosil kaynaklardan modern yenilenebilirlerle geçişin gerçekleşmesinde diğer yenilenebilirlerle birlikte önemli rol oynayacaktır. Fotovoltaik kurulu gücü 2000-2015 yılları arasında yıllık ortalama % 41 büyüyerek son yıllarda 50-60 GW/yıl hacimlerine ulaşmıştır (REN21, 2016). Önümüzdeki 35 sene içerisinde kurulacak PV kapasitesinin yıllık ortalama 130 GW değerine ulaşarak 2050 yılına girilirken toplam elektrik ihtiyacının yaklaşık % 16'sını karşılayabilmesi için düşük PV LCOE değerlerinin yakalanabilmesi gerekmektedir (IEA, 2014). Bu amaçla PV santral yaşam döngüsü hakkında paydaşların bilgilendirilmesi gerekmektedir.

Bu tez çalışmasında PV santralleri hakkında (>1 MW) bilgiler verildikten sonra, yenilenebilir fizibilite yazılımı olan SAM ile Türkiye'deki 6 nokta için teknik ve ekonomik analiz yapılmıştır. Kullanımı kolay, etkili, hızlı ve ücretsiz olarak dağıtılan SAM yazılımı fizibilite analizi için güçlü bir arayüz sunmaktadır. Benzer analizler PV santraller ile düşük indirgenmiş elektrik fiyatlarının yakalanması için yatırım kararı alınmadan önce PV paydaşları tarafından da yapılmalıdır.

SAM kullanımı kolay olmasına rağmen, ürettiği sonuçların doğru analiz edilebilmesi için kullanıcı tarafından yazılıma girilen değerlerin farkında olunmalıdır.

Önemli girdilerden bir tanesi kullanılan iklim verileridir. Bu çalışmada 4 farklı kaynaktan aylık çözünürlükte küresel ve dağınık yatay ışınım verileri temin

edilmiştir. Kaynaklardan elde edilen ışınım değerlerinin ortalaması alındıktan sonra elde edilen değerler Meteororm yazılımı ile sentetik olarak saatlik çözünürlüğe düşürülmüştür.

Dünya'daki PV santral kurulum maliyetlerine bakıldığında maliyetler kullanılan teknoloji, tasarım, şebeke bağlantı şartları, kurulum büyüklüğü, coğrafya, politik riskler, finansman gibi nedenlerle farklılık gösterebilmektedir. Bu çalışmada kurulum maliyetleri için 1,4 \$/W kabulü yapılırken, % 20 özkaynak ve % 7 faizli 12 yıllık borçlanma öngörülmüştür. Enflasyon oranı % 2, iskonto oranı (discount rate) % 6 alınmıştır. Üretilen elektriğin ilk 10 yıl 0,133 \$/kWh, sonraki 10 yıl 0,05 \$/kWh birim fiyatıyla % 99 emre amadelikle şebekeye satılabileceği varsayılmıştır. Ayrıca yapılmış olan analizde en düşük DSCR oranı dikkate alınmadan borç geri ödemelerinin zamanında yapılabileceği varsayılmıştır.

20 yıllık tesis ömrü dikkate alınarak, LCOE değerlerine bakıldığında yapılan kabullerle birlikte LCOE değeri incelenen 6 nokta için Mersin'de 4,74 ¢/kWh ile en düşük değere ulaşırken, Sinop'da 7,08 ¢/kWh ile en yüksek değerde kalmaktadır. IRR oranı Mersin için % 9,99, Sinop için -% 1,57 olarak görülmektedir.

Seçilen 6 nokta için elde edilen LCOE ve IRR değerlerini ilgili şehirler için ve gelecek yıllardaki kurulumlar için genelleştirmek hatalı olacaktır. Fakat düşük LCOE değeri eldesi için dikkat edilebilecek etmenler vardır. Yüksek ışınım ve yüksek PR değeri sağlayabilecek proje noktalarının seçilmesi, uzun tesis ömrü dikkate alınarak ve düşük işletme maliyetleri hedefi gözetilerek projelendirme yapılması sayılabilir. Ayrıca PV santral kurulum noktası seçimi yapılırken, arazi maliyeti, şebeke bağlantı maliyeti ve izinleri, ulaşım ve nakliye giderleri, güvenlik giderleri gibi maliyet kalemleri dikkate alınmalıdır. PV santrallerinin elektrik üreten tesisler olmalarının yanı sıra, finansal birer yatırım oldukları da unutulmamalıdır. Düşük LCOE değeri eldesi için, temin edilebilecek uzun vadeli ve düşük faizli borçlanmalar etkili olacaktır.

Son yıllarda PV santral maliyetlerinde gözlemlenen düşüşün gelecek yıllarda da devam edeceği unutulmamalıdır. Multi-kristal panel, merkezi evirici, sabit açılı taşıyıcı sistem, evirici yükleme oranları, DC/AC iletken kayıpları, tozlanma ve gölgelenme kayıpları ve benzeri diğer kabuller değişen malzeme ve işçilik maliyetleri, elektrik satış gelirleri ile yeniden gözden geçirilmelidir.

8. ÖNERİLER

Yapılacak olan PV santral yatırımı ile üretilebilecek PV elektrik indirgenmiş fiyatı iş geliştirme, tasarım, finansman, inşaat ve işletme/bakım dönemlerinde alınabilecek farklı kararlarla farklı değerlerde olabilecektir. Bir PV santralının hayata geçirilmesi ve işletilmesi süresindeki değişkenlerin ve maliyetlerin paydaşlarca öngörülebilmesi gerekmektedir, sürdürülebilir PV kurulumları için bu farkındalıkla ilerlenmelidir.

Proje belirsizliklerini ve risklerini azaltmak PV LCOE değerini düşürerek fotovoltaik projelerin daha rekabetçi olmasını sağlayacaktır. Elde edilen iklim verilerinin zemin ölçüleriyle onaylanması, benzer santral kurulumlarından performans verilerinin eldesi, projenin yapılabilirliğini önemli oranda etkileyen finans maliyetlerinin daha detaylı araştırılması, bölgesel vergilerin-harçların ekonomik analize daha detaylı bir şekilde katılması, gelecek yıllarda gerçekleşecek olan elektrik satış fiyatı öngörüsünün yapılması ve benzeri yaklaşımlarla inceleme genişletilebilir.

Bu çalışmada dikkate alınmasa da, üretilen PV elektriğinin depolanarak günün farklı saatlerinde değişen elektrik fiyatları ile şebekeye satılması üzerinde çalışmalar yapılarak teknik ve ekonomik analiz genişletilebilir.

Yapılacak olan incelemede önemli proje girdileri için duyarlılık analizinin yapılması veya analiz çıktılarının olasılık dağılımlarına (P50/P70/P90) bakılması yine izlenebilecek yöntemler arasındadır.

KAYNAKLAR DİZİNİ

- Abbasoglu, S., Nakipoglu, E. and Kelesoglu, B.**, 2011, Viability analysis of 10 MW PV plant in Turkey, *Energy Education Science and Technology Part A: Energy Science and Research*, 27(2): 435-446 pp.
- Blair, N., Dobos, A.P., Freeman, J., Neises, T. and Wagner, M.**, NREL, 2014, “System Advisor Model, SAM 2014.1.14: General Discription”, <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61019.pdf>, (Erişim Tarihi: 13 Şubat 2016).
- Berghold, J., Frank, O., Hoehne, H., Pingel, S., Richardson, B. and Winkler M.**, Solon, Potential induced degradation of solar cells and panels, [http://www.solon.com/export/sites/default/solonse.com/downloads/global/article-pid/Berghold et al PID of Solar Cells and Panels.pdf](http://www.solon.com/export/sites/default/solonse.com/downloads/global/article-pid/Berghold%20et%20al%20PID%20of%20Solar%20Cells%20and%20Panels.pdf), (Erişim Tarihi: 04 Temmuz 2016).
- BP**, 2016, “Bp Statistical Review Of World Energy 2016 Workbook”, <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>, (Erişim Tarihi: 02 Temmuz 2016).
- Caglayan, N., Ertekin, C. and Evrendilek, F.**, 2014, Spatial viability analysis of grid-connected photovoltaic power systems for Turkey, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 56: 270-278 pp.
- Dağtekin, M., Kaya, D., Öztürk, H.H. and Kiliç, F.Ç.**, 2014, A study of techno-economic feasibility analysis of solar photovoltaic (PV) power generation in the province of Adana in Turkey, *Energy Exploration & Exploitation*, 32(4): 719-736 pp.
- Fraunhofer ISE**, 2016, “Photovoltaics Report”, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>, (Erişim Tarihi: 04 Temmuz 2016).
- IEA**, 2014, “Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy”, https://www.iea.org/media/freepublications/technologyroadmaps/solar/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf, (Erişim Tarihi: 27 Mart 2016).

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- IEA-PVPS T13**, 2014, “Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems”, [http://www.iea-pvps.org/index.php?id=9&id=9&tx_damfrontend_pi1\[catPlus\]=&tx_damfrontend_pi1\[catEquals\]=&tx_damfrontend_pi1\[catMinus\]=&tx_damfrontend_pi1\[catPlus_Rec\]=190&tx_damfrontend_pi1\[catMinus_Rec\]=&tx_damfrontend_pi1\[treeID\]=59&tx_damfrontend_pi1\[id\]=9](http://www.iea-pvps.org/index.php?id=9&id=9&tx_damfrontend_pi1[catPlus]=&tx_damfrontend_pi1[catEquals]=&tx_damfrontend_pi1[catMinus]=&tx_damfrontend_pi1[catPlus_Rec]=190&tx_damfrontend_pi1[catMinus_Rec]=&tx_damfrontend_pi1[treeID]=59&tx_damfrontend_pi1[id]=9), (Erişim Tarihi: 05 Temmuz 2016).
- IFC**, 2015, “Utility Scale Solar Photovoltaic Power Plants: A Project Developer’s Guide”, <http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/b46619004b5e398cb8b5fd08bc54e20b/IFC++Solar+Developer%27s+Guide++Web.pdf?MOD=AJPERES>, (Erişim Tarihi: 02 Temmuz 2016).
- IHS**, 2016, “IHS forecasts global solar market to top 69GW in 2016”, <http://www.pv-tech.org/news/ihs-forecasts-global-solar-market-to-top-69gw-in-2016>, (Erişim Tarihi: 27 Mart 2016).
- IPCC**, 2014, “Climate Change 2014 Synthesis Report Summary for Policymakers”, https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/AR5_SYR_FINAL_SPM.pdf, (Erişim Tarihi: 27 Mart 2016).
- IRENA**, 2016, “Renewable Capacity Statistics 2016”, http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2016.pdf, (Erişim Tarihi: 10 Nisan 2016).
- IRENA**, 2016, “Letting In The Sun: How Solar Photovoltaics Will Revolutionize The Electricity System”, http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Letting_in_the_Light_2016.pdf, (Erişim Tarihi: 06 Temmuz 2016).
- Mertens, K.**, 2014, Photovoltaics Fundamentals, Technology and Practice, John Wiley & Sons Ltd, İngiltere, 153–159 pp.
- Meteonorm**, <http://www.meteonorm.com>, (Erişim Tarihi: 03 Nisan 2016).
- Navabi, R., Abedi, S., Hosseinian, S.H. and Pal, R.**, 2015, On the fast convergence modeling and accurate calculation of PV output energy for operation and planning studies, *Energy Conversion and Management*, 89: 497–506 pp.

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- NREL**, “Research Cell Efficiency Records”, http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg, (Erişim Tarihi: 04 Temmuz 2016).
- NREL**, “National Solar Radiation Database Data Viewer”, <https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/#/?aL=UdPEX9%255Bv%255D%3Dt%268VWYIh%255Bv%255D%3Dt%268VWYIh%255Bd%255D%3D1&bL=groad&cE=0&IR=0&mC=31.653381399664%2C-3.1640625&zL=2>, (Erişim Tarihi: 03 Nisan 2016).
- PV Education**, “Interdigitated back contact solar cells (IBC)”, <http://www.pveducation.org/pvcdrom/manufacturing/rear-contact>, (Erişim Tarihi: 04 Temmuz 2016).
- REN21**, 2016, “Renewables 2016 Global Status Report”, http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report_REN21.pdf, (Erişim Tarihi: 02 Temmuz 2016).
- Roters, G., Krause J., Leu S., Richter, A. and Strahm, B.**, “White Paper: Heterojunction Technology”, Meyer Burger http://www.meyerburger.com/fileadmin/user_upload/meyerburger.com/Downloads/Publikationen/Dokumente/WhitePaper_HJT_140217a.pdf, (Erişim Tarihi: 04 Temmuz 2016).
- SAM Roadmap**, 2014, “SAM Five Year Solar Technologies Roadmap”, NREL, https://sam.nrel.gov/sites/default/files/sam-roadmap-v4_0.pdf, (Erişim Tarihi: 02 Temmuz 2016).
- Shaha, R., Mithulananthana, N., Bansalb, R.C. and Ramachandaramurthyc, V.K.**, 2015, A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41:1423-1436 pp.
- Soda**, “Solar Energy Services for Professionals”, <http://www.soda-pro.com>, (Erişim Tarihi: 03 Temmuz 2016).
- Solarex**, <http://eng.solarexistanbul.com/exhibitor-list/>, (Erişim Tarihi: 22 Mayıs 2016).

KAYNAKLAR DİZİNİ (devam)

- Song, J. and Choi, Y.**, 2015, Evaluation of Rooftop Photovoltaic Electricity Generation System for Establishing a Green Campus, *Geosystem Engineering*, 18:1, 51-60 pp.
- Song, J. and Choi, Y.**, 2016, Analysis of the Potential for Use of Floating Photovoltaic Systems on Mine Pit Lakes: Case Study at the Ssangyong Open-Pit Limestone Mine in Korea, *Energies*, 9(2):102 pp.
- Weather Data**, “Where to find Solar Resource Data to Use with SAM”, NREL, <https://sam.nrel.gov/weather>, (Erişim Tarihi: 03 Nisan 2016).
- Worldometer**, “World Population: Past, Present, and Future”, <http://www.worldometers.info/world-population/>, (Erişim Tarihi: 27 Mart 2016).

ÖZGEÇMİŞ

Burhan Kır a 01.03.1983 tarihinde Türkiye’de doğmuş ve Türkiye Cumhuriyeti vatandaşıdır. İlk, orta ve lise öğrenimini İzmir’de tamamladıktan sonra, 2006 yılında Orta Doğu Teknik Üniversitesi Elektrik ve Elektronik Mühendisliği bölümünü tamamlamıştır. Çeşitli mühendislik firmalarında çalışmasının ardından, 2010 yılından bu yana yenilenebilir enerji alanında çalışmaktadır (fotovoltaik ve rüzgâr). Çalışma hayatına PV santrali mühendislik, müşavirlik, inşaatı ve işletmesi yapan bir firmada (İstanbul) devam etmektedir.

