T.C.

TRAKYA ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ÇİFT TARAFLI FOTOVOLTAİK GÜÇ SANTRALLERİNİN EDİRNE İLİ İKLİM ŞARTLARI İÇİN SİMÜLASYONU VE EKONOMİK ANALİZİ

CÜNEYT ERKEN

YÜKSEK LİSANS TEZİ

UYGULAMALI BİLİMLER VE TEKNOLOJİ ANABİLİM DALI

Tez Danışmanı: Doç. Dr. DOĞAN ERYENER

EDİRNE-2022

CÜNEYT ERKEN'in hazırladığı "**ÇİFT TARAFLI FOTOVOLTAİK GÜÇ SANTRALLERİNİN EDİRNE İLİ İKLİM ŞARTLARI İÇİN SİMÜLASYONU VE EKONOMİK ANALİZİ**" başlıklı bu tez, tarafımızca okunmuş, kapsam ve niteliği açısından **Uygulamalı Bilimler ve Teknoloji** Anabilim Dalında bir **Yüksek Lisans Tezi** olarak kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri (Ünvan, Ad, Soyad):	İmza
Doç. Dr. Doğan ERYENER	……..
Doç. Dr. Berrin YILMAZ	……..
Dr. Öğretim Üyesi İsmet TIKIZ	..……

Tez Savunma Tarihi: 23/06/2022

Bu tezin Yüksek Lisans tezi olarak gerekli şartları sağladığını onaylarım.

İmza

Doç. Dr. Doğan ERYENER

Tez Danışmanı ..……

Trakya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü onayı

…..……

Prof. Dr. H. R. Ferhat KARABULUT

Fen Bilimleri Enstitü Müdürü

T.Ü. FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
UYGULAMALI BİLİMLER VE TEKNOLOJİ
YÜKSEK LİSANS PROGRAMI
DOĞRULUK BEYANI

Trakya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, tez yazım kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmasında, tüm verilerin bilimsel ve akademik kurallar çerçevesinde elde edildiğini, kullanılan verilerde tahrifat yapılmadığını, tezin akademik ve etik kurallara uygun olarak yazıldığını, kullanılan tüm literatür bilgilerinin bilimsel normlara uygun bir şekilde kaynak gösterilerek ilgili tezde yer aldığını ve bu tezin tamamı ya da herhangi bir bölümünün daha önceden Trakya Üniversitesi ya da farklı bir üniversitede tez çalışması olarak sunulmadığını beyan ederim.

23 / 06 / 2022
Cüneyt Erken
İmza

Yüksek Lisans Tezi

Çift Taraflı Fotovoltaik Güç Santrallerinin Edirne İli İklim Şartları İçin Simülasyonu Ve Ekonomik Analizi

T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü

Uygulamalı Bilimler Ve Teknoloji Ana Bilim Dalı

ÖZET

Yenilenebilir enerji kaynaklarının başında gelen güneş enerjisi uzun yıllardan beri geliştirilen ve çeşitlilik bakımından oldukça geniş kullanım imkânları sunan bir kaynaktır. Son yıllarda fotovoltaik modül teknolojisinde yaşanan gelişmeler neticesinde kristal silikon yapının izin verdiği teorik verim sınırına yaklaşıldığı için bilim insanları geçmişte keşfedilen fakat uzun yıllar üzerinde durulmayan çift taraflı panel teknolojisini maliyetlerin de azalması ile birlikte yeniden gündeme getirmiştir. Çift taraflı panellerden sağlanan arka yüzey kazancının üretilen enerji miktarını tek taraflı modüllere göre % 10-50 oranında arttırması bu teknolojinin yaygınlaşmasını ve 2020 yılında pazar payının % 30'unun çift taraflı modüllerden oluşmasını sağlamıştır. Bu tezde Edirne ili Keşan ilçesinde belirlenen bir konum için 1 MW DC kurulu güçteki bir sistem tek taraflı modül 33° eğime sahip, çift taraflı modül 33° eğime sahip, çift taraflı modül dikey kuruluma ve sırasıyla 6,25 ve 10 m dizi aralığına sahip olacak şekilde simüle edilmiştir. System Advisor Model ve Retscreen4 yazılımı ile performans ve ekonomik analizler yapılmıştır. Çift taraflı modüle sahip eğimli kurulumun yıllık enerji üretiminin tek taraflı modüle sahip eğimli kurulumdan % 5 oranında daha fazla olduğu; çift taraflı modüle, 6,25 ve 10 m dizi aralığına sahip dikey kurulumların enerji üretiminin tek taraflı modüle sahip eğimli kurulumun gerisinde kaldığı görülmüştür. Zemin albedo değerinin 0,5'e yükselmesi ile çift taraflı modüle sahip kurulumlardan eğimli, 6,25 m dizi aralığına sahip dikey ve 10 m dizi aralığına sahip dikey kurulumların enerji üretiminin sırasıyla % 8,15, % 20,11, % 22,46 oranında arttığı görülmüştür. Dizi aralığının 20 metreye arttırılması çift taraflı modül bulunan dikey ve eğimli kurulumun enerji üretimini sırasıyla % 9 ve % 3 oranında

arttırmıştır. Modül yüksekliğinin arttırılması eğimli kurulumda kayda değer bir etki yaratmazken dikey kurulumda % 0,14 oranında artış görülmüştür. Bu artışlar ile özellikle enerji üretiminin büyük kısmını arka yüzey kazancından sağlayan çift taraflı modüle sahip dikey kurulumların eğimli tek taraflı modüle sahip kurulum ile rekabet edebilir seviyeye geldiği görülmüştür. Yapılan ekonomik analizler neticesinde geri ödeme süresi 5,2 yıl, iç verimlilik oranı % 24,7 ve seviyelendirilmiş elektrik maliyeti 0,70 TL/kWh olan tek taraflı modüle sahip eğimli kurulum yatırım açısından en cazip kurulum olmuştur. Duyarlılık analizleri ile kurulumların net bugünkü değer ve öz sermaye geri ödeme süreleri farklı senaryolar açsından değerlendirilmiştir. Mevcut çalışmada tek taraflı modüle sahip eğimli kurulum ekonomik açıdan üstün gözükse de albedo değerinin yükseltilmesi, modül yüksekliğinin ve dizi aralığının arttırılması gibi verim arttırıcı uygulamalar ile performans gelişimine açık olması ve gelecekte panel maliyetinin azalma potansiyeli nedeniyle çift taraflı modüle sahip eğimli kurulumun performans ve ekonomik açıdan üstün geleceği öngörülmektedir.

Yıl : 2022

Sayfa Sayısı : 140

Anahtar Kelimeler : Güneş enerjisi, fotovoltaik, çift taraflı fotovoltaik, simülasyon, ekonomik analiz

Master Thesis

Simulation and Economic Analysis of Bifacial Photovoltaic Power Plants for Edirne Province Climate Conditions

Trakya University Institute of Natural Sciences

Department of Applied Science and Technology

ABSTRACT

Solar energy, which is leading renewable energy source, is a source that has been developed for many years and offers a wide range of usages in terms of diversity. As a result of the developments in photovoltaic module technology in recent years, since the theoretical efficiency limit allowed by the crystalline silicon structure has been approached, the bifacial panel technology has been come to the fore by scientists due to the decrease in costs, which was discovered in the past but not emphasized for many years. The increase in the amount of energy produced by the bifacial gain from bifacial panels by 10-50% compared to monofacial modules has enabled this technology to become widespread and 30% of the market share to be made up of bifacial modules in 2020. In this thesis, for a location determined in Keşan district of Edirne province, a system with an installed power of 1 MW DC which has monofacial modules with 33° tilt angle, bifacial modules with 33° tilt angle, and bifacial modules with vertical installations which have 6,25 and 10 meters row to row distance, respectively have been simulated. Performance and economic analyzes were made with System Advisor Model and Retscreen4 software tools. The annual energy yield of the inclined bifacial configuration was 5% more than the inclined monofacial configuration, vertical configurations lagged behind the inclined monofacial configuration in energy production. It was observed that when the albedo value increased to 0,5 energy productions of inclined bifacial, vertical bifacial with 6,25 and 10 meters configurations increased by 8.15%, 20.11% and 22.46%, respectively. Enhancing the row to row distance to 20 meters increased the energy productions of vertical and inclined bifacial configurations by 9% and 3%, respectively.

Increasing the height of the module did not have a significant effect on the tilted installation, while an increase of 0.14% was observed in the vertical installation. With these increases, it has been observed that vertical bifacial configuration, which provides most of the energy production from bifacial gain, can compete with the tilted monofacial configuration. As a result of the economic analysis the M33 configuration has been the most attractive configuration with equity payback is 5,2 years, internal rate of return is 24.7% and, levelized cost of electricity is 0.7 TL/kWh. Different net present value and equity payback of the configurations were evaluated by using sensitivity analysis. In the current study the monofacial inclined configuration economically better, but bifacial inclined configuration performance can be enhanced by efficiency-enhancing applications such as increasing the albedo value, increasing the module height and array sapacing. Due to its compatibilty with performance improvement and the potential to reduce panel cost in the future, it is predicted that the bifacial inclined configuration will outperform in terms of performance and economy.

Year : 2022

Number of Pages : 140

Keywords : Solar Energy, photovoltaic, bifacial photovoltaic, simulation, economic analysis

TEŞEKKÜR

Tezimin hazırlanmasında değerli zamanını bana ayıran, beni her anlamda yönlendiren ve karşılaştığım problemler konusunda benden desteğini hiçbir zaman esirgemeyen saygıdeğer danışman hocam Doç. Dr. Doğan ERYENER'e, hayatımın her alanında beni seven ve destekleyen aileme sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

İÇİNDEKİLER

ÖZET iv
ABSTRACT vi
TEŞEKKÜR viii
İÇİNDEKİLER ix
SİMGELER DİZİNİ xii
KISALTMALAR DİZİNİ xvi
ŞEKİLLLER DİZİNİ xviii
ÇİZELGELER DİZİNİ xxi
BÖLÜM 1 1
1. GİRİŞ VE AMAÇ 1
1.1 Literatür Taraması 8
BÖLÜM 2 16
2. FOTOVOLTAİK SİSTEMLER 16
2.1 Tarihçe 16
2.2 Fotovoltaik Hücre 19
2.2.1 Yarıiletkenlerin Yapısı 19
2.2.2 P-N Eklem Yapısı 21
2.2.3 Fotovoltaik Hücre Yapısı ve Çalışma Prensibi 23
2.2.4 Karakteristik Eğri ve Eşdeğer Devre 25
2.3 Fotovoltaik Hücre Teknolojileri 28
2.3.1 Kristal Silikon Fotovoltaik Hücre 28
2.3.2 İnce Film Fotovoltaik Hücre 29
2.3.2.1 Amorf Silikon Fotovoltaik Hücre 30

2.3.2.2 CdTe Fotovoltaik Hücre 31
2.3.2.3 CIGS Fotovoltaik Hücre 32
2.3.3 Boya Duyarlı Fotovoltaik Hücre 33
2.3.4 Organik Fotovoltaik Hücre 36
BÖLÜM 3 41
3. ÇİFT TARAFLI HÜCRE TEKNOLOJİSİ 41
3.1 Çift Taraflı Hücre Yapısı ve Çalışma Prensibi 42
3.2 Çift Taraflı Hücre Çeşitleri 44
3.2.1 Heteroeklem Fotovoltaik Hücreler 44
3.2.2 n-PERT Güneş Hücreleri 45
3.2.3 p-PERT Güneş Hücreleri 46
3.2.4 p-PERC+ Güneş Hücreleri 47
3.2.5 Arka Kontak Güneş Hücreleri 48
3.3 Çift Taraflı Güneş Panellerinin Uygulama Alanları 49
3.4 Işınım ve Güç Hesabı 51
3.4.1 Güneşin Konumu 51
3.4.2 Dizi Düzlemine Gelen Işınım 54
3.4.2.1 Doğrudan Işınım 54
3.4.2.2 Difüz Işınım 55
3.4.2.3 Yansıyan Işınım 56
3.4.3 Gölge Etkisi 58
3.4.4 Modül DC Güç Çıkışı 60
3.4.5 Sistem AC Güç Çıkışı 61
3.5 Verimi Etkileyen Faktörler 62
3.5.1 Sıcaklık 62
3.5.2 Modül Yüksekliği 63
3.5.3 Yüzey Güç Oranı (Bifaciality) 65
3.5.4 Albedo 66
3.5.5 Diziler Arası Mesafe 67
3.5.6 Kurulum Tipi 70
BÖLÜM 4 73
4. MATERYAL VE METOD 73

4.1 Keşan İlçesinin İklim Verileri ve Güneş Enerji Potansiyeli 73
4.2 Işınım Modeli 75
4.3 Sıcaklık Modeli 76
4.4 Simülasyon Programının Seçimi ve Gerçekleştirilen Simülasyonlar 77
4.5 Ekonomik Analiz 84
BÖLÜM 5 89
5. Karşılaştırmalı Analiz 89
5.1 Performans Analizi 89
5.2 Ekonomik Analiz 98
BÖLÜM 6 104
6. SONUÇLAR VE TARTIŞMA 104
7. KAYNAKLAR 107
ÖZGEÇMİŞ 119

SİMGELER DİZİNİ

a	: Sıcaklık katsayısı
A	: Hücre alanı
A_i	: Anizotropi indeksi
b	: Sıcaklık katsayısı
c	: Zenit açısına bağlı olarak değişen parametre
cm	: Santimetre
C_t	: ***t*** yılındaki proje giderleri ve nakit çıkışlarını
°C	: Santigrat derece
C_{Fi}	: Konfigürasyon faktörü
d	: Zenit açısına bağlı olarak değişen parametre
D_c	: Dizi düzlemine gelen difüz ışınımın güneş çevresinde yoğunlaşan bileşeni
D_h	: Dizi düzlemine gelen difüz ışınımın ufuk çizgisi yakınında yoğunlaşan bileşeni
D_i	: Dizi düzlemine gelen difüz ışınımın izotropik bileşeni
eV	: Elektronvolt
E	: Fotoakım meydana getiren olay ışınımı
E_{bh}	: Yatay düzleme gelen doğrudan ışınım
E_d	: Meteoroloji verilerinden elde edilen difüz ışınım değeri
f	: Modülasyon faktörü
F_t	: ***t*** yılındaki proje gelirleri ve nakit girişlerini

F_1 : Gökyüzü açıklık indeksine bağlı olarak değişen katsayılardan ilki

F_2 : Gökyüzü açıklık indeksine bağlı olarak değişen katsayılardan ikincisi

F_{1-2} : Görüş faktörü

F_b : Doğrudan ışınım geliş açısının düzeltme faktörü

F_i : i. bileşen için hesaplanan doğrudan ışınım geliş açısının düzeltme faktörü

G_{on} : Atmosfere gelen günlük ışınım değeri

G_{sc} : Güneş sabiti

G_T : Düzleme gelen toplam ışınım değeri

I_b : Dizi düzlemine gelen doğrudan ışınım

I_{cir} : Zemine gelen difüz ışınımın güneş çevresinde yoğunlaşan bileşeni

I_d : Dizi düzlemine gelen difüz ışınım

I_G : Işınım yansıtan yüzeye düşen toplam ışınım

I_i : i. açı parçası tarafından görülen ışınım değeri

I_{MPP} : Maksimum güç değerine karşılık gelen akım değeri

I_r : Dizi düzlemine gelen yansıyan ışınım

I_s : Diyotun doyma akımı

I_{sc} : Kısa devre akımı

I_{s1} : Çift diyotlu eşdeğer devrede birinci diyotun doyma akımı

I_{s2} : Çift diyotlu eşdeğer devrede ikinci diyotun doyma akımı

k : Stefan boltzman sabiti

L : Dizi boyu

m : metre

M_L : Birim uzunluk başına modül maliyetinin birim uzunluk başına arazi maliyetine oranı

P_{MPP} : Modülün ürettiği maksimum güç değeri

P_{OPT} : Optik güç

q : Elektronun sahip olduğu yük değeri

r : Sermaye maliyeti

R_b : Dizi düzlemine gelen doğrudan ışınımın yatay düzleme gelen doğrudan ışınıma oranı

R_s : Seri direnç değeri

R_{sh} : Paralel direnç değeri

s : Düzeltme faktörü

T : Kelvin cinsinden sıcaklık değeri

T_a : Ortam sıcaklığı

T_c : Hücre sıcaklığı

T_{NOCT} : Nominal çalışma koşullarındaki hücre sıcaklığı

U_L : Toplam ısı transfer katsayısı

V_{MPP} : Maksimum güç noktasına karşılık gelen gerilim değeri

V_{OC} : Açık devre gerilimi

V_T : Sıcaklığın etkisiyle oluşan gerilim

V_w : Rüzgâr hızı

ω_m : Kurulum katsayısı

Z : Zenit açısı

% : Yüzde

α : Güneş yükseklik açısı

γ : Azimut açısı

γ_s : Güneş azimut açısı

δ : Deklinasyon açısı

ϕ : Enlem değeri

β	: Düzlemin eğim açısı
θ	: Işınımın geliş açısı
ρ	: Albedo
ΔE	: Yasak bant aralığı
ΔT	: Mutlak sıcaklık farkı
τ	: Işınım geçirgenlik katsayısı
σ	: Işınım soğurma katsayısı
м	: İdealite faktörü
η_c	: Fotovoltaik hücre verimi
ω	: Saat açısı
μm	: Mikrometre

KISALTMALAR DİZİNİ

AUSTELA : Avustralya Güneş Termal Enerji Derneği

AC : Alternatif akım

AOI : Işınım geliş açısı

BP : British Petroleum

DA : Dizi aralığı

DC : Doğru akım

DNI : Yüzeye dik gelen doğrudan ışınım

DRS : Delayed Recovery Scenario

EÜ : t yılındaki elektrik üretimi

FF : Dolum faktörü

GCR : Sistemdeki toplam modül alanının toplam arazi alanına oranı

GÖS : Özsermaye geri ödeme süresi

GW : Gigawatt

HIT : Katkılanmamış İnce Tabakalı Heteroeklem Güneş Hücreleri

HSAT : Horizontal Single Axis Tracking

IBC : Arka Kontak Güneş Hücreleri

IEA : Uluslararası Enerji Ajansı

ITRPV : International Technology Roadmap for Photovoltaics

İVO : İç verimlilik oranı

MPPT : Maksimum güç noktası takibi

MW	: Megawatt
nm	: Nanometre
NBD	: Net bugünkü değer
NOCT	: Nominal çalışma koşullarındaki fotovoltaik hücre sıcaklığı
NREL	: Natioanal Renewable Energy Laboratory
NSRBD	: Amerikan Ulusal Güneş Radyasyonu Veri Tabanı
NZE2050	: Net Zero Emission by 2050
PERC	: Passivated Emitter Rear Contact
PERL	: Passivated Emitter Rear Locally Diffused
PERT	: Passivated Emitter Rear Totally Diffused
PVGIS	: Avrupa Komisyonu Fotovoltaik Coğrafi Bilgi Sistemi
SAM	: System Advisor Model
SDS	: Sustainable Development Scenario
STC	: Standart test koşulları
STEPS	: Stated Policies Scenario
TCO	: Şeffaf iletken oksit yapı
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TMY	: Tipik meteoroloji yılı

ŞEKİLLLER DİZİNİ

Şekil 1.1. 2019 yılı Dünya'nın birincil enerji talebinin karşılanmasında kullanılan enerji kaynakların payı ve farklı senaryolara göre gelecekte bu payların değişimi 2
Şekil 1.2. Türkiye'nin yenilenebilir kaynaklardan elektrik enerjisi üretiminin payı..... 3
Şekil 1.3.Türkiye Güneş Enerjisi Kurulu Gücünün Yıllara Göre Değişimi 4
Şekil 1.4. Dünya güneş enerjisi toplam kurulu gücünün yıllara göre değişimi..... 4
Şekil 1.5. Tek taraflı PERC ve çift taraflı PERC+ hücre yapısı..... 6
Şekil 1.6. 2020 yılı çift taraflı modül pazar payı ve sonraki yıllar için pazar payı tahmini 7
Şekil 2.1. Güneş modülü fiyatlarının ve toplam kurulu gücün zamanla değişimi 19
Şekil 2.2. Foton salınımı (solda) ve foton emilimi 19
Şekil 2.3. Çok sayıda atomun bir araya gelerek enerji bantlarını oluşturması..... 20
Şekil 2.4. Yarı iletkenlerde yüklerin hareketi..... 21
Şekil 2.5. Yarı iletken kristal yapıya doping uygulaması 22
Şekil 2.6. P-N eklem oluşumu..... 23
Şekil 2.7. Tipik Fotovoltaik Hücre Yapısı 23
Şekil 2.8. Farklı seviyelerde emilen fotonların oluşturduğu etki 24
Şekil 2.9. İdeal fotovoltaik hücrenin eşdeğer devresi..... 26
Şekil 2.10. Fotovoltaik hücre üzerine düşen ışık ile gerçekleşen akım kayması 26
Şekil 2.11. Fotovoltaik hücrenin tek (solda) ve çift diyotlu eşdeğer devre şeması 27
Şekil 2.12. Fotovoltaik hücre, modül, panel, dizi ilişkisi..... 29
Şekil 2.13. Amorf silikondan üretilen pin yapıdaki fotovoltaik hücre 31
Şekil 2.14. CdTe yapıdaki ince film fotovoltaik hücre..... 32
Şekil 2.15. CIGS yapıdaki ince film fotovoltaik hücre..... 33
Şekil 2.16. Boya duyarlı fotovoltaik hücrenin çalışma prensibi 34
Şekil 2.17. Perovskit malzemelerin kristal yapısı, gözenekli perovskit güneş hücrelerinin yapısı..... 35

Şekil 2.18. Organik fotovoltaik hücre çalışma prensibi 37
Şekil 2.19. İki katmanlı (solda) ve hacim heteroeklem yapı 37
Şekil 2.20. Farklı teknolojilerde ölçülen rekor verim değerleri 40
Şekil 3.1. Tek ve çift taraflı fotovoltaik hücre yapısı 43
Şekil 3.2. Almanya'nın Saarland eyaletinde, 2 MW kurulu güce sahip dikey çift taraflı modüllerden oluşan güneş enerji santrali 44
Şekil 3.3. Çift taraflı heteroeklem fotovoltaik hücre yapısı 45
Şekil 3.4. Tipik n-PERT çift taraflı fotovoltaik hücre yapısı 46
Şekil 3.5. Tipik p-PERT çift taraflı fotovoltaik hücrenin yapısı 47
Şekil 3.6. Tipik p-PERC+ hücre yapısı 48
Şekil 3.7. Tipik birleştirilmiş arka kontak çift taraflı fotovoltaik hücre yapısı 49
Şekil 3.8. Otoban kenarında gürültü bariyeri olarak ve tarım arazisinde kullanılan dikey çift taraflı güneş panelleri 49
Şekil 3.9. Arazi ve çatı üzerinde kurulu, otopark üzerine kurulu çift taraflı güneş modüllerinden oluşan sistemler 50
Şekil 3.10. HSAT sisteminin çalışma prensibi ve HSAT sitemine sahip çift taraflı modüllerden oluşan güneş enerji santrali 51
Şekil 3.11. Dünya'nın Güneş etrafında dönüşü esnasında meydana gelen deklinasyon açıları 52
Şekil 3.12. Doğrudan ışınım geliş açısının hesabında kullanılan güneş açıları 53
Şekil 3.13. İki yüzey arasındaki görüş faktörü ve fotovoltaik modüle uygulanması 57
Şekil 3.14. 1°'lik açıların zeminde gördükleri alan 58
Şekil 3.15. Sıcaklığın tipik amorf silikon hücrenin çıkış gücüne etkisi 63
Şekil 3.16. Farklı yüksekliklerde modülün arka yüzeyine gelen ışınımın formu 64
Şekil 3.17. Modül yüksekliği ile artan enerji (Yüzey güç oranı % 80) 64
Şekil 3.18. n-Pert hücrenin baz direnç değerine göre değişen yüzey güç oranı 66
Şekil 3.19. Farklı albedo değerlerine sahip zeminde kurulu 1 m yükseklikteki modülün arka yüzeyine gelen ışınım 67
Şekil 3.20. Dizi aralığına göre değişen arka yüzey kazancı 68
Şekil 3.21. Dizi aralığı hesap yöntemi 69
Şekil 3.22. 30° enlemdeki mevsimsel güneş pozisyonları 69
Şekil 3.23. Washington DC konumunda LCOE ve ML arasındaki ilişki 70

Şekil 3.24. Azimut açısına göre değişen yıllık enerji üretimi 71
Şekil 3.25. İki farklı kuruluma sahip modüllerin günlük enerji üretimi 72
Şekil 4.1. Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası 73
Şekil 4.2. Keşan'ın toplam ışınım değerleri ve sağda güneşlenme süreleri 74
Şekil 4.3. SAM ile elde edilen performans verileri örneği 79
Şekil 4.4. 15 kW güç üreten diziye 9 kW kapasiteli inverter bağlanması sonucu yaşanan üretilen AC güçteki kırpma olayı 81
Şekil 4.5. SAM programında gölge analizi için kullanılan arayüz ve girdiler 83
Şekil 4.6. Gölge analizi için 3D Shade Calculator aracıyla yapılan modellemelerden B33 ve V6,25 konfigürasyonu 84
Şekil 4.7. Retsreen4 başlangıç arayüz görünümü 85
Şekil 4.8. Retscreen4 yazılımında yapılan duyarlılık analizi örnekleri 88
Şekil 5.1. Ana kurulumların yıllık ortalama günlük güç üretimleri 90
Şekil 5.2. Dört temel kurulumun yıllık AC enerji üretiminin aylara göre dağılımı 91
Şekil 5.3. Ana kurulumların 3D Shade Calculator ile yapılan gölge analizleri 92
Şekil 5.4. Albedo değerinin kurulumların enerji üretimi üzerindeki etkisi 93
Şekil 5.5. Çift taraflı panellerin kullanıldığı dikey ve eğimli kurulumların dizi aralığı mesafelerine göre gerçekleşen enerji üretimindeki fark 94
Şekil 5.6. Modül yüksekliğinin V10 ve B33 kurulumlarının enerji üretimine etkisi 95
Şekil 5.7. M33, B33 ve dikey kuruluma sahip sistemlerde dizi yüksekliğinin enerji üretimi üzerindeki etkisi 96
Şekil 5.8. Yüzey güç oranındaki değişimin, dikey ve eğimli kuruluma sahip sistemlerin enerji üretimine etkisi 97
Şekil 5.9. 1 MW DC güce sahip güneş enerji santrali kurmak amacıyla ihtiyaç duyulan arazi miktarı 98
Şekil 5.10. Ana kurulumların elektrik birim fiyatları ve ilk yatırım maliyetinin % 20 oranında değiştiği farklı senaryolar için özsermaye geri ödeme süreleri 101
Şekil 5.11. Ana kurulumların elektrik birim fiyatları ve ilk yatırım maliyetinin % 20 oranında değiştiği farklı senaryolar için net bugünkü değerler 103

ÇİZELGELER DİZİNİ

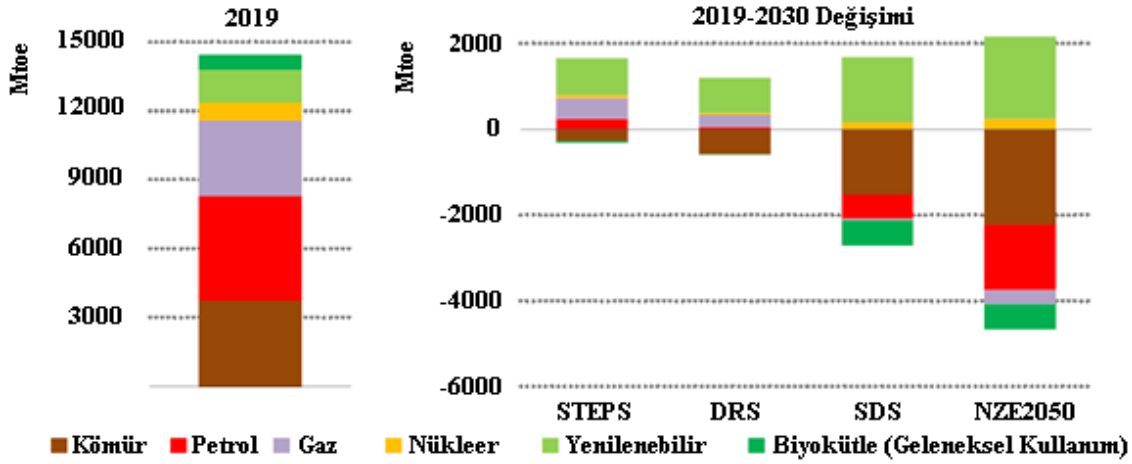
Çizelge 2.1. Farklı fotovoltaik teknolojilerin verim değerleri, avantaj ve dezavantajları 38
Çizelge 4.1. Prism Solar BHC 72-400 teknik özellikleri 80
Çizelge 4.2. Simülasyonları gerçekleştirilen sistemlerin kurulum parametreleri 82
Çizelge 4.3. Teknik ve finansal parametreler 87
Çizelge 5.1. Ana kurulumların proje ömrü boyunca sağlayacakları nakit akışları 99
Çizelge 5.2. Ana kurulumların ekonomik analiz parametreleri 100

BÖLÜM 1

1. GİRİŞ VE AMAÇ

Geçmişte salgın hastalıklar, çocuk ölümleri ve savaşlar nedeniyle az olan Dünya nüfusu, tıp alanında yaşanan gelişmeler, savaşların geçmişe nazaran daha az olması ve gelişen teknoloji ile birlikte günümüzde 8 milyara yaklaşmıştır. Geçmişe nazaran refah seviyesinin artması enerjiye ihtiyaç duyan ürünlere ulaşımı kolaylaştırmıştır. Bu ürünlere talebin artması sanayileşmenin artmasına neden olmaktadır. Alt yapının gelişmesi ile elektrik enerjisine ulaşımın, hayatımıza giren teknolojik aletlerin, sanayi tesislerinin artması ve artan Dünya nüfusu ile enerji ihtiyacı geçmiş yıllara göre sürekli olarak artmaktadır. Enerji talebinin büyük çoğunluğunun fosil yakıtlardan karşılanması kaynakların azalmasına ve bu kaynakların kullanımı sonucu atmosfere salınan CO_2 miktarının artmasına neden olmuştur. Atmosferde artan karbondioksit ve su buharı Dünya'da sera etkisine, küresel sıcaklığın artmasına, iklim değişikliğine, sel ve kuraklık gibi doğal afetlere, habitatı zarar gören canlıların soylarının tehlikeye girmesine neden olmaktadır. Dünyanın önde gelen hükümetleri küresel çevre sorunlarına çözüm bulmak amacıyla 1992'de Rio Yeryüzü Zirvesi, 1997 yılında Kyoto Protokolü ve 2015 yılında Paris İklim Anlaşması gibi adımlar atmıştır. Paris İklim Anlaşması ile ülkeler bu yüzyılda küresel sıcaklık artışının sanayileşme öncesi döneme göre 2°C' ile sınırlandırmak amacıyla sera gazı salınımlarını azaltmayı hedeflemekte ve artışı 1,5°C ile sınırlandırmanın yollarını aramaktadır. Bu amacın gerçekleşmesi için gereken uygulamalardan biri fosil yakıt kullanımını kısıtlayarak yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam enerji üretimindeki payını arttırıp temiz ve sürdürülebilir enerji kullanımını yaygınlaştırmaktır.

Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) ve REN21 gibi uluslararası kuruluşlar uzun bir süredir Dünya'nın enerji görünümünü yıllık olarak raporlayarak birkaç farklı senaryoda gerçekleşebilecek olan gelecekteki Dünya'nın enerji görünümünü simülasyonlar yardımıyla analiz eder. Burada amaç politika yapıcıları olan hükümetlere alınan kararların etkilerini göstermektir. 2020 yılında IEA tarafından yayınlanan raporda 2019 yılı Dünya toplam birincil enerji talebinin karşılandığı kaynaklar ve izlenen senaryolar sonucu 2030 yılı için yapılan tahminler görülmektedir (Şekil 1.1).

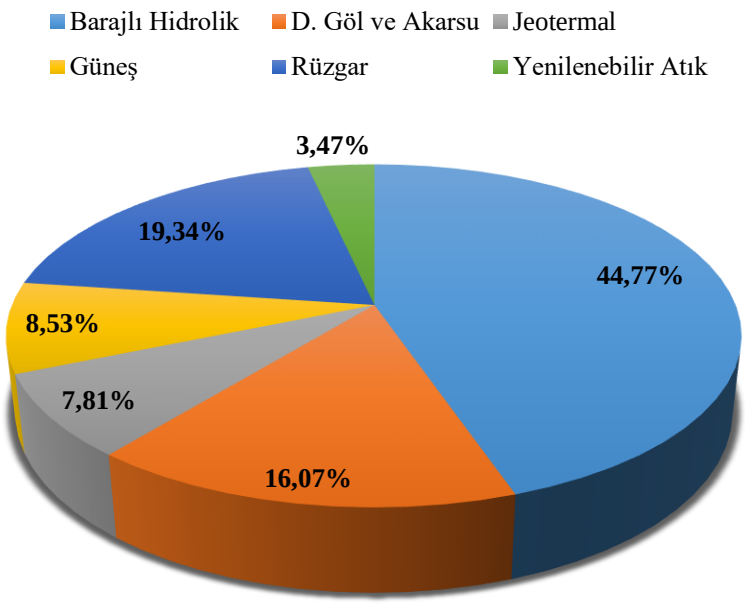


Şekil 1.1. 2019 yılı Dünya'nın birincil enerji talebinin karşılanmasında kullanılan enerji kaynakların payı ve farklı senaryolara göre gelecekte bu payların değişimi (IEA, 2020, s. 27)

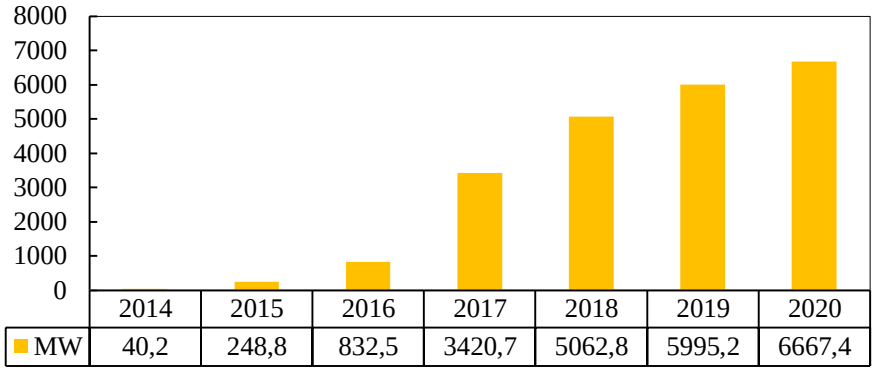
Şekil 1.1.'de yer alan STEPS senaryosu, hükümetlerin 2019 yılında var olan politikalarını uygulamaya devam ettiği ve pandeminin 2021 yılında kontrol altına alınacağının varsayıldığı durumdur. DRS senaryosu aynı politikaların uzayan pandemi nedeni ile farklı sonuçlar doğurduğu durumu göstermektedir. SDS senaryosu IEA'nın Sürdürülebilir İyileştirme Planı'ndan yararlanan yenilenebilir enerji sektörüne yapılan kısa vadeli yatırımların arttığı ve CO2 emisyonlarının 2019 yılında pik yaptığı durumu temel alır. Son olarak NZE2050 senaryosu 2050 yılında Dünya genelinde sıfır emisyonun gerçekleşmesi için gereken enerji sektöründeki dönüşüm ve yenilenebilir enerji yatırımlarını göstermektedir. Grafik incelendiğinde tüm senaryolarda yenilenebilir enerji kaynak kullanımı artarken fosil yakıtların kullanımı azalmaktadır (IEA, 2020, s. 27-28). 2019 yılı için birincil enerji talebine bakıldığında talebin büyük kısmının fosil yakıtlardan karşılandığı görülmektedir. Mevcut durumda yenilenebilir enerji kaynaklarının payı az olmasına rağmen yeni yatırımların büyük çoğunluğunu yenilenebilir enerji kaynakları

oluşturmaktadır. 2019 yılında toplam enerji kapasitesi artışında yenilenebilir enerji kaynaklarının payı % 73 seviyesindeyken bu oran 2020 yılında % 82'ye yükselmiştir (IRENA, 2021). Böylelikle Dünya'daki toplam yenilenebilir enerji kaynaklarının birincil enerji talebindeki payı % 29'a çıktığı tahmin edilmektedir (REN21, 2021). Buna rağmen sürdürülebilir bir gelecek için yenilenebilir enerjinin payı olması gereken değerden oldukça uzaktadır.

TEİAŞ 2020 verilerine göre Türkiye'de üretilen elektrik enerjisinin % 41,85'lik bölümü yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanmaktadır. Enerji üretimindeki payı oldukça yüksek olan yenilenebilir enerji kaynak bazında incelendiğinde güneş enerjisinin payı % 8,53 değerindedir (Şekil 1.2). Güneş enerji potansiyeli Avrupa ülkelerine göre nispeten yüksek olan ülkemizde bu oran düşüktür. Enerji üretiminde güneş enerjisinin payı az olmasına karşın güneş enerjisi kurulu gücü büyük bir ivmeyle artış göstermektedir (Şekil 1.3). Bu artışın stratejik plan doğrultusunda 2023 yılı hedefine uygun olarak 10000 MW güneş enerjisi kurulu gücünü sağlayacak şekilde sürmesi beklenmektedir (TEİAŞ, 2021).

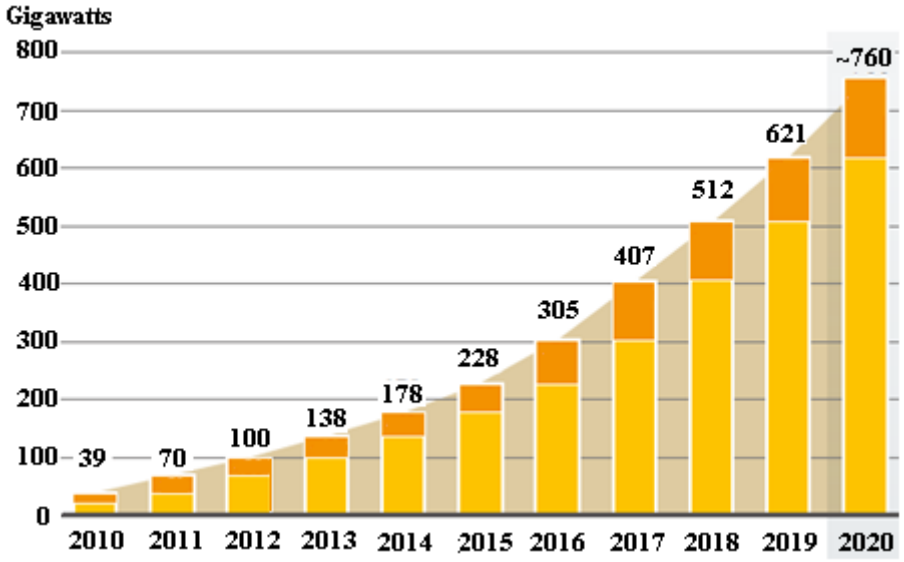


Şekil 1.2. Türkiye'nin yenilenebilir kaynaklardan elektrik enerjisi üretiminin payı (TEİAŞ, 2021)



Şekil 1.3.Türkiye Güneş Enerjisi Kurulu Gücünün Yıllara Göre Değişimi (TEİAŞ, 2021)

IEA'nın hazırladığı raporda 2020 yılı için toplam enerji talebinde %5 ve CO_2 salınımında % 7 düşüş beklenmiştir (IEA, 2020, s. 59). BP şirketinin 2021 yılında yayınladığı rapora göre toplam birincil enerji talebinde 2020 yılında bir önceki yıla göre %4,5 oranında düşüş yaşanmıştır. Covid-19 virüsünün neden olduğu pandemi ve küresel ekonomik kriz neticesinde enerji talebindeki düşüşün beraberinde CO_2 emisyonu % 6,3 azalarak 2011 seviyelerine gerilemiştir (BP, 2021). Enerji talebindeki düşüşe rağmen 2020 yılında güneş enerjisi kapasite artışı Şekil 1,4'de görüldüğü gibi rekor düzeyde (139 GW DC) gerçekleşerek toplamda 760 GW DC değerine ulaşmıştır (REN21, 2021, s. 117).

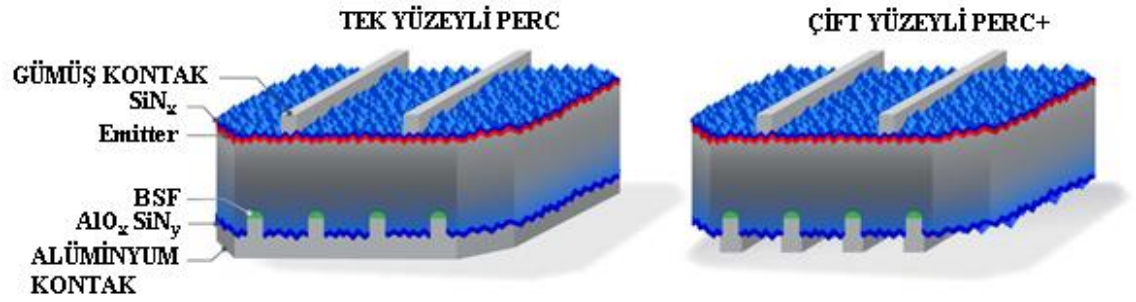


Şekil 1.4. Dünya güneş enerjisi toplam kurulu gücünün yıllara göre değişimi (REN21, 2021, s. 118)

Bedava, sınırsız, modüler yapıda, kolay kuruluma sahip, bakım maliyetleri düşük, çevreci, konuma bağlı olmadan neredeyse her yerde ve bolca bulunan güneş enerjisi aynı zamanda küresel krizlerden fosil kaynaklara nazaran daha az etkilendiğini 2020 yılında kanıtlamıştır. 2010-2020 yılları arasında yaşanan şebeke ölçeğindeki güneş enerji sistemi seviyelendirilmiş enerji maliyetinde % 85 oranındaki düşüş (0,381$-0,057$) ve gelişen teknoloji ile verimin artması, şebeke ölçeğindeki güneş enerji sisteminin toplam kurulum maliyetini bahsedilen on yılda %81 oranında düşürerek fosil yakıtlı sistemler ile rekabet edebilir düzeye getirmiştir. 2002 yılında üretim maliyeti monokristal hücre yapısından daha düşük olan bu sebeple güneş hücresi pazarında liderliği kazanan multikristal hücre yapısına sahip paneller zamanla gelişen üretim teknolojileri ile üretim maliyetlerinin azalması sonucu 2018 yılında liderliği verimi daha yüksek olan monokristal hücre yapısına bırakmıştır (REN21, 2021, s. 131-160). Seviyelendirilmiş enerji maliyetini düşürmek adına yapılan verim arttırıcı çalışmalar kristal silikon veriminin teorik sınırına yaklaşarak artmasına fakat bu artışı sağlamak adına yapılan üretim proseslerinin daha karmaşık ve maliyetli olmasına sebep olmaktadır (Kopecek & Libal, 2018b).

Kullanılan malzeme açısından teorik verimin sınırına yaklaşılması ile zorlaşan verim arttırma çalışmaları, araştırmacıları tasarım açısından geliştirmeler yapmaya itmiştir. 1980'lerde Sanyo firması tarafından mono veya polikristal yapıdaki fotovoltaik hücre katmanının alt ve üst kısmına kristal yapıdan daha ince amorf yapıdaki iki silikon katmanı eklenerek kristal yapının yakalayamadığı güneş enerjisini elektriğe dönüştüren ve hücre veriminin sıcaklıktan daha az etkilenmesine yardımcı olan hetero eklem güneş hücresi teknolojisi geliştirilmiştir. Bu sayede ince film yapıdaki hücrelerin verim değeri % 12 seviyesinden % 21 ve üzeri seviyeye çıkmıştır. Bir diğer geliştirme olan half cut (yarım hücre) teknolojisi ile modülde bulunan hücreler (genellikle 60 veya 72) ikiye bölünerek hücre sayısı arttırılmıştır. Böylelikle gölgelenme esnasında meydana gelen kayıplar büyük oranda azaltılmış ayrıca modülün belli noktasındaki gölgelenme kaynaklı aşırı sıcaklık artışı ile modülün zarar görmesi önlenmiştir. Bu teknoloji ile toplam panel verimi % 2-3 değerinde artmaktadır. Bir diğer tasarım açısından geliştirme olan çoklu eklem yapısı güneş ışığının farklı dalga boylarını yakalayabilen malzemelerden oluşan eklemlerin bir araya getirilmesi ile oluşturulmaktadır. Bu teknoloji ile hücre verimi laboratuvar ortamında % 45'in üzerine çıkmaktadır (Yacoubou, 2021). Son yıllarda, tasarıma yönelik geliştirmelerden biri olan hücrenin arka yüzeyinde gerçekleşen

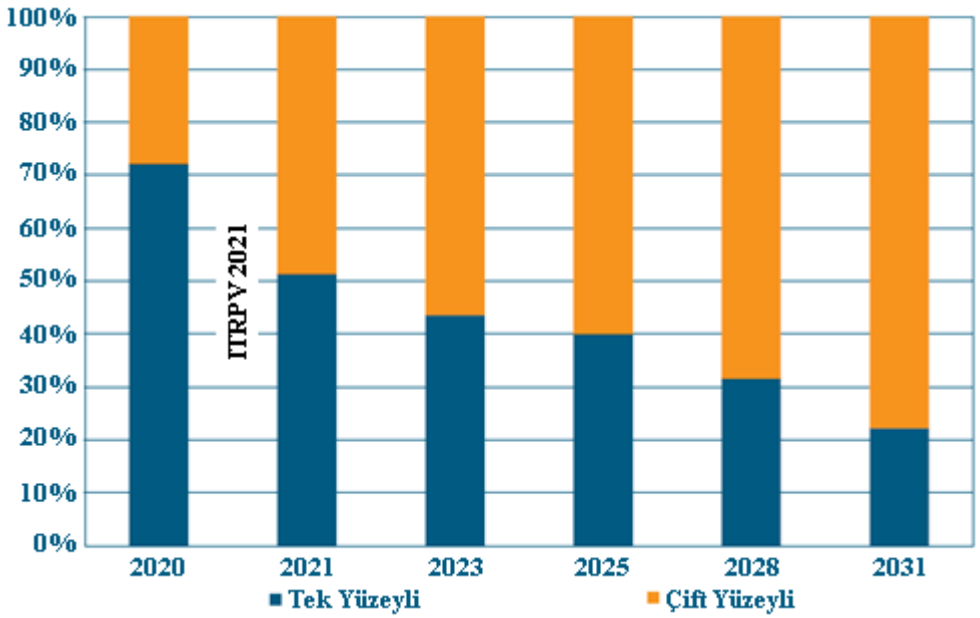
rekombinasyon olayını azaltan, güneş ışığı yakalama kapasitesini optimize ederek hücre verimini arttıran PERC teknolojisine yönelim gerçekleşmiştir. Aslında eski olan bu teknolojinin yakın zamana kadar uygulanmamasının nedeni silikon malzemenin verimini arttırmaya yönelik yapılan çalışmalarda elde edilen gelişmelerin üretimde ticari açıdan ekonomik olmamasıdır. PERC hücre yapısında geleneksel hücre yapısından farklı olarak üzerinde mikroskobik boyutta delikler bulunan yalıtkan ve yansıtıcı bir tabaka olmasıdır. Bu sayede elektron üretmeden arka yüzeye geçen ışığın bir kısmı yalıtkan yüzey tarafından yansıtılarak tekrar kullanılır ve üretim arttırılır ayrıca PERC teknolojisi dalga boyu yüksek olan ışınımın daha verimli şekilde kullanılmasını sağlar. Verimi arttırarak seviyelendirilmiş enerji maliyetini azaltmanın bir diğer yolu modülün ön ve arka yüzeyini enerji üretimi amaçlı kullanmaktır. PERC hücreleri ekstra bir ekipman ihtiyacı olmadan arka yüzeyin kontak yapısında yapılan küçük bir değişiklik ile çift taraflı olarak kullanılabilmektedir. PERC fotovoltaik hücrede arkada bulunan alüminyum kontak arka yüzeyin tamamını kaplamaz, genellikle ızgara şeklinde yapıya uygulanır. Böylelikle arka yüzeye yansıyan ışınım da enerji üretimi için kullanılabilir (REC, 2021). Ön ve arka yüzeyin enerji üretimi için kullanıldığı bu teknoloji PERC+ olarak adlandırılır (Şekil 1.5).



Şekil 1.5. Tek taraflı PERC ve çift taraflı PERC+ hücre yapısı (Deline, ve diğerleri, 2019)

Ön ve arka yüzeyden enerji üretimi gerçekleştiren fotovoltaik hücreler çift taraflı fotovoltaik hücreler olarak adlandırılır. Çift taraflı modüllerin performansının daha yüksek olması, hücre çalışma sıcaklıklarının tek taraflı modüle göre daha düşük olması, ön ve arka yüzeyden enerji elde edilebildiği özellikle difüz ışınımın bol olduğu enlemlerde sistemin kurulum parametrelerine olan bağlılığının azalması ve gelişen üretim teknolojileri sayesinde tek taraflı ve çift taraflı modül fiyatları arasındaki farkın giderek kapanması gibi avantajlarından dolayı çift taraflı modüllerin 2020 yılında %30 olan pazar payının 2031 yılında % 80 seviyelerine çıkacağı tahmin edilmektedir (Şekil 1.6).

Bahsedilen avantajlarına rağmen pazar payının bu seviyelere çıkabilmesi için çift taraflı modül teknolojisinin aşması gereken birtakım problemler bulunmaktadır. Bu problemler doğrulanmış performans modellerinin, sınıflandırma standartlarının, arka yüzey kazanımını doğru şekilde hesaplayan metotların geliştirilmesi ve saha çalışmaları ile arka yüzey kazanımlarının belgelenmesidir (Cameron, ve diğerleri, 2019, Fischer, Herritsch, Trube, & Woodhouse, 2021).



Şekil 1.6. 2020 yılı çift taraflı modül pazar payı ve sonraki yıllar için pazar payı tahmini (Fischer, Herritsch, Trube, & Woodhouse, 2021, s. 30)

Bu çalışmada 1 MW DC kurulu güce sahip güneş enerji sistemi, tek veya çift taraflı modüller kullanılarak eğimli veya dikey kurulum tiplerine sahip olacak şekilde Edirne'nin Keşan ilçesinde seçilen bir konum için (K 40.841, D 26.677) System Advisor Model (SAM) yazılımı ile modellenerek performans analizleri yapılmıştır. Tek veya çift taraflı modül kullanılan bu santrallerin yıllık enerji üretimi üzerindeki albedo, modül yüksekliği, dizi aralığı, yüzey güç oranı, üst üste modül sayısı parametrelerinin etkisi araştırılmıştır. Son olarak her bir kurulum için Retscreen 4 yazılımı kullanılarak ekonomik analiz gerçekleştirilmiş bahsedilen konumda yatırıma en uygun olan kurulum tipinin seçimi yapılmıştır.

1.1 Literatür Taraması

Gelecekte tek taraflı panellerin yerini alması beklenen çift taraflı güneş panel teknolojisi üzerinde uzun yıllardan beri çalışmalar yapılmaktadır. Yazının devamında bu alanda yapılan deneysel ve teorik çalışmalar kronolojik olarak sunulmuştur.

Cueavas, del Alamo, Eguren ve Luque tarafından 1982'de tek taraflı ve bulunduğu zemin beyaz boyalı olan çift taraflı panel kurulumlarını deneysel olarak karşılaştırılmış ve çift taraflı panellerin tek taraflı panellerden %42-63 seviyelerinde daha fazla enerji ürettiği görülmüştür.

Araki vd., tarafından 2004 yılında dikey çift taraflı panelleri optimum eğim açısına sahip tek taraflı paneller ile karşılaştırmış, dikey panellerin azimut açısından bağımsız olarak yıllık enerji üretimlerinin tek taraflı paneller ile eşit olduğu görülmüştür.

Bıcan, Libra, Novotny ve Poulek tarafından 2008 yılında çift taraflı paneller yansıtıcılar ve tek eksenli güneş takip cihazları kullanılarak kurulan sistem ile tek taraflı paneller kıyaslanmış, tek taraflı panellere göre ilkbahar ve yaz aylarındaki güneşli günlerde %50 oranında daha fazla enerji üretildiği görülmüştür.

Bordin ve diğerleri tarafından 2010 yılında yapılan çalışmada Kudüs şehrinde kurulu çift taraflı panellerin performansına etki eden parametreler (farklı difüz ışınım yüzdeleri, mevsimsel güneş konumları, modülün kurulu zeminden yüksekliği, panel eğim açısı ve albedo) incelenmiştir. Bu parametrelerin performansa etkileri kullanılarak yüzeye gelen ışınım ile kısa devre akımı ve maksimum güç değerlerinin ilişkisini ortaya koyacak bir model üzerinde çalışılmıştır. Yapılan çalışmada çift taraflı panellerin arka yüzeyine gelen ışınımın uniform yapıda olup olmayışı ve modül yüksekliği ile performansın yüksek oranda ilişkili olduğu tespit edilmiştir.

Guo, Peters ve Walsh tarafından 2013 yılında dikey konfigürasyondaki çift taraflı paneller ile geleneksel tek taraflı panelleri aldıkları difüz ışınım değerine göre kıyaslanmış ve dünya haritasında bölgelerin ortalama albedo değerlerine göre hangi konfigürasyonun daha avantajlı olduğu gösterilmiştir.

Febras, Moehlecke ve Zanesco tarafından 2013 yılında yapılan çalışmada Brezilya'nın Porto Alegre şehrinde kurulu çift taraflı panele monte edilmiş alüminyum yansıtıcıdan oluşan sistem 18 ay boyunca deneysel olarak incelenmiştir. Yapılan

çalışmada yansıtıcılığı % 90 olan alüminyum yansıtıcıların performansı % 29'a kadar arttırdığı gözlemlenmiştir. Yansıtıcı üzerinde toz birikmesi sonucu tek taraflı panellerde de benzer şekilde olduğu gibi % 1-4 oranında performansta düşüş yaşanmıştır. Sıcaklık ölçümlerinde çift taraflı panel hücrelerinin aynı koşullardaki tek taraflı panellere göre 5-9 °C civarında daha yüksek sıcaklık değerlerine sahip olduğu görülmüştür.

Comparotto vd., tarafından 2014 yılında yapılan numerik çalışmada güney yönelimli çift taraflı panellerin modül yüksekliği ve albedo parametreleri göz önünde bulundurularak en uygun eğim açısının hesabı yapılmış ve albedo ile yıllık enerji üretiminin doğrusal ilişkisi gösterilmiştir.

Comparotto vd., tarafından 2015 yılında güney yönelimli çift taraflı panelin zıt iklim koşullarındaki albedo, yansıtıcı yüzey boyutu, modül yüksekliği ve eğim açısı parametrelerinin arka yüzey ışınımına tek tek ve birleşik etkileri incelenmiştir. Yıllık enerji üretiminin albedo ile doğru orantılı olarak arttığı fakat yansıtıcı yüzey alanı ve modül yüksekliği ile bir değerde doyuma ulaştığı gösterilmiştir. Ayrıca optimum koşullar altında çift taraflı panellerin tek taraflı panellere kıyasla %25'e kadar daha fazla enerji üretebileceği gösterilmiştir.

Lim, Lo ve Rahman tarafından 2015 yılında yatay şekilde konumlandırılmış, altına yansıtıcı yüzeyler yerleştirilmiş çift taraflı panellerin ön ve arka yüzeyine gelen ışınımı, hücre sıcaklıklarını hesaplayan bir simülayon geliştirilip deneysel olarak doğrulanmıştır. Sonuç olarak optimize edilmiş tasarım ayna-panel, panel-panel aralıklarının en kısa olduğu varyasyona göre %26 oranında daha fazla enerji üretmiştir.

Carr, Janssen, Mewe ve Van Aken tarafından 2015 yılında optik, elektrik ve termal yönler dâhil olmak üzere iki yüzeyli bir modülün dış mekân performansını hesaplayan bir model tanıtılmış ve kuzey-güney, doğu-batı yönelimli panellerin performansı albedo değerine bağlı olarak ölçülmüştür. Albedo değeri 0,2 için % 10 ve 0,5 için % 30 oranında yıllık enerji üretiminde artış görülmüştür.

Appelbaum tarfından 2016 yılında yapılan çalışmada optimum açıda güneye bakan ve dikey doğu-batı yönlerine bakan çift taraflı panellerden oluşan iki güneş tarlası aynı koşullarda kıyaslanmıştır. Güney yönelimli modüllerin ortalama % 32 oranında (Tel-Aviv konumu için) daha fazla enerji ürettikleri görülmüştür.

Asgharzadeh ve diğerleri tarafından 2016 yılında yapılan çalışmada çift taraflı panellerden ve iki adet diziden oluşan sistemin ölçülen arka yüzey ışınımı ve kısa devre akımını tahmin edebilecek görüş faktörü ve ışın takibi metotlarını baz alan modeller geliştirilmiştir. Yapılan çalışmada ışın takibi metodunu baz alan modellerin görüş faktörü metodunu baz alan modellere göre daha ayrıntılı şekilde modelleme gerçekleştirebildiği ve tasarım ve optimizasyon açısından kullanışlı olduğu görülmüştür. Öte yandan ışın takibi metodunun büyük ölçekli sistemlerde modelleme esnasında ihtiyaç duyulan uzun miktardaki süre sebebiyle kullanışlı olmadığı görülmüştür. Ayrıca hücre seviyesinde görüş faktörü ve ışın takibi metotlarının kullanıldığı modellerin % 5 oranında hatalı olmasına rağmen gelecek vadeden geliştirilebilir yöntemler olduğu görülmüştür.

Kopecek, Libal, Shoukry, Wefringhaus ve Werner tarafından 2016 yılında yapılan çalışmada güneye bakan eğimli sabit, dikey sabit ve eğimli tek eksende güneş takip sistemine sahip konfigürasyondaki üç sistemin farklı tasarım parametrelerinde (coğrafi konum, albedo, modül yüksekliği ve eğimi, difüz ışınım yüzdesi) arka yüzey kazançları hesaplanmış ve parametreler ile ilişkileri ortaya konmuştur. Ayrıca kurulu sistemlerin modellenmesi ayrı ayrı ve güneş enerji santrali oluşturacak şekilde yapılarak her bir konfigürasyonun güneş tarlası oluşturduğu durumda arka yüzey kazançları incelenmiştir. Güneye bakan kurulumun aynı albedo değerlerine sahip El Gouna ve Constance şehirleri için modellenmesi sonucu kuzeyde olmasından dolayı difüz ışınım değeri daha yüksek olan Constance şehrinde daha fazla arka yüzey kazancı olduğu görülmüştür. Aynı şekilde dikey kurulumun güneş ışınlarının daha dik geldiği El Gouna şehrinde özellikle öğlen gelen ışınımdan etkili şekilde yararlanamadığı görülmüştür. Modül dizileri arasındaki mesafenin artması ile arka yüzey kazancının bir seviyeye kadar arttığı ve sonradan doygunluğa ulaştığı ayrıca güneş tarlası içerisinde kenarlarda bulunan modüllerdeki arka yüzey kazancının merkezdeki modüllere göre daha yüksek olduğu görülmüştür.

Burnham, Lave ve Stein tarafından 2017'de yapılan çalışmada eğimli kuzey-güney ve dikey doğu-batı yönelimli modüllerin performansları bir yıl boyunca deneysel olarak birbiriyle kıyaslamış ve dikey olarak 15 derece eğimli batı yönüne bakan modüllerin en yüksek performansı sergiledikleri görülmüştür.

Asgharzadeh vd. tarafından 2017 yılında yapılan çalışmada yatay düzleme gelen doğrudan ve difüz ışınım, zemin albedo değeri ve sistem geometrisini kullanarak

fotovoltaik hücre arkasına gelen ışınımı; difüz ışınımı, yansıyan ve doğrudan ışınım şeklinde hesaplayan bir model geliştirmişlerdir. Modelleme ile referans hücre ölçümleri kıyaslanmış ve %10'luk bir hata payı gerçekleşmiştir.

Asgharzadeh vd., tarafından 2017 yılında yapılan çalışmada fotovoltaik modüllerin arka yüzeyindeki ışınım değerini aşağıdan yukarıya doğru her hücre için hesaplayıp dizi boyunca bu hesaplanan değerlerin değişmediğini varsayan yöntem geliştirilmiş böylelikle hesap süresinin önemli ölçüde azaldığı görülmüştür. Model, Perez modeli üzerinde yapılan modifikasyonlar ve kullanılan doğrulama faktörleri ile meydana getirilmiştir. Ölçülen ve modellenen veriler arasındaki hataların standart sapması % 6 olarak hesaplanmıştır.

Alam, Hanna, Khan ve Sun tarafından 2017 yılında dikey çift taraflı panellerin güneş tarlası şeklinde simüle edilerek karşılıklı gölgeleme kayıplarını hesaba katılmış ve sonuçları tek taraflı güneş tarlaları ile karşılaştırılmıştır. Dizi aralığının 2 m modül yüksekliğinin 1,2 m olduğu durumda konumdan bağımsız olarak çift taraflı panellerin %10-20 oranında daha fazla enerji üreteceği ve daha az kirlenen dikey panellerin sahada bu oranı arttıracağı ayrıca daha az kirlenmenin temizlik maliyetlerini düşüreceği ortaya konmuştur.

Alam, Deline, Khan ve Sun 2018 yılında yaptıkları çalışmada farklı modül yükseklikleri ve albedo değerleri için çift taraflı kuzey-güney ve doğu-batı yönelimli dikey modüllerin performansını dünya genelinde kıyaslamıştır. Ayrıca farklı albedo ve yükseklik ikilileri için kritik paralel değeri hesaplanmıştır. Kurulan sistemin enlem değeri bu kritik paralel değerinden düşük ise doğu-batı, yüksek ise kuzey-güney konfigürasyonunun üstün olduğu gösterilmiştir.

Bieri vd., tarafından 2018 yılında yapılan çalışmada Dünya üzerindeki 55 lokasyonda bulunduğu konuma göre optimum eğime sahip tek veya çift taraflı modüller ve dikey çift taraflı modüller seviyelendirilmiş enerji maliyeti üzerinden kıyaslanarak konumlar için uygun maliyetli olan tasarımlara karar verilmiştir. 40° üzerindeki enlemlerde çift taraflı eğimli kurulumun tek taraflı eğimli kurulumdan üstün olduğu ve tersi durumda düşük albedoya sahip bölgeler için tek taraflı eğimli kurulumun üstün olduğu görülmüştür. Konuma göre albedo değerinin 0,12-0,30 olduğu durumlarda yine 40° enlem altında çift taraflı eğimli kurulumun üstün olduğu görülmüştür. Eğimli tek

taraflı kurulum ile çift taraflı dikey kurulum kıyasında 65° üzerindeki enlemlerde dikey kurulumun diğer konumlarda ise eğimli kurulumun seviyelendirilmiş enerji maliyetinin daha düşük olduğu görülmüştür. Aynı şekilde 65° enlem altındaki konumlarda albedo değerinin konuma göre 0,29-0,57 aralığında seçilmesi ile dikey çift taraflı ile eğimli tek taraflı kurulumların seviyelendirilmiş enerji maliyetlerinin rekabet edebilir düzeyde olduğu görülmüştür.

Asgharzadeh vd., tarafından 2018 yılında yapılan çalışmada güneye bakan üç farklı sistem kurulum (tek modül, 5 modülden oluşan bir dizi, 5 modülden oluşan 5 dizi) performansının eğim açısı, modül yüksekliği ve albedo parametrelerinden nasıl etkilendiği araştırılmıştır. Mevsimsel optimum eğim açısının; modül yüksekliği, albedo, sistemin boyutu, hava koşulları ve yılın gününe göre değişim gösterdiği görülmüştür. Tek modül için optimum eğim açısı 5-65° aralığında değişim gösterirken daha büyük sistemler için optimum eğim açısı tek modül eğim açısından yıl içerisinde 20°'ye kadar daha yüksek değerde olduğu görülmüştür. Yüksek albedo değerlerinde optimum eğim açısının büyük boyutlu sistemlerde küçük boyutlu sistemlere göre daha yüksek olduğu görülmüştür. Ayrıca büyük boyutlu sistemde bulunan modüllerin küçük sistemlerdeki modüllere nazaran daha az güç ürettiği görülmüştür.

Alam, Khan, Patel ve Sun tarafından 2019 yılında yapılan çalışmada arazi ve modül fiyatlarının kıyaslamasını içeren yeni bir LCOE yaklaşımı ile dünyadaki herhangi bir konumda en uygun tasarım numerik olarak belirlenmiştir. Birim uzunluk başına modül fiyatının birim alan başına arazi fiyatı ile kıyaslandığı yeni bir parametre ile arazi fiyatlarının daha yüksek olduğu konumlarda modüllerin zemine yatay ve sıkışık biçimde, aksi durumda konuma göre optimum açı ile yerleştirilmesi gerektiği gösterilmiştir.

Alam, Bermel, Khan, Sakr ve Sun tarafından 2019 yılında yapılan çalışmada zemin şekillendirmesiyle dikey konfigürasyonlu doğu-batı yönelimli panellerin optimum eğimli tek taraflı panellere göre 0,5 zemin albedosu ve üçgen zemin tasarımında 40°, 60° enlemler için yıllık enerji üretiminde sırasıyla %50, %100 oranında artış gözlemlenmiştir.

Chudinzow, Eltrop, Ferran, Haas ve Leiva tarafından 2019 yılında yapılan çalışmada modüle gelen ışınım değerini hesaplamakta kullanılan yeni bir model ortaya konmuştur. Modele göre gelen ışınım önde ve arkada dörder bileşenden: doğrudan, difüz, doğrudan ışınım kaynaklı yansıyan ve difüz ışınım kaynaklı yansıyan ışınım,

oluşmaktadır. Yapılan hesaplamalarda soğurulan arka yüzey ışınımın yaz aylarında daha çok doğrudan ışınım kaynaklı yansıyan ışınımdan meydana geldiği, kış aylarında ise doğrudan ve difüz ışınım kaynaklı yansıyan ışınım oranlarının birbirine yakın olduğu saptanmıştır. Yansıtıcı zemin üzerine düşen gölgelemenin yıllık enerji üretimini varsayımsal hiç gölgenin düşmediği zemin durumuna göre % 4 oranında azalttığı görülmüştür. Son olarak zemin albedosunun 0,12 olduğu durumda üretilen elektrik enerjisinin % 6'sının, 0,70 olduğunda üretilen elektriğin %29'unun arka yüzey kazancından kaynaklandığı görülmüştür.

Carlos vd., tarafından 2020 yılında yapılan çalışmada sabit eğimli, tek veya çift eksen takip sistemine sahip, tek ve çift taraflı, yatay ve eğimli panellerin yıllık enerji üretimleri kıyaslanmıştır. Dünya üzerinde ekvator etrafındaki 5'er derecelik enlem bölgesi dışında takip sistemli eğimli konfigürasyonun yatay konfigürasyona göre üstün olduğu görülmüştür. Ayrıca tüm varyasyonların LCOE değeri karşılaştırıldığında dünya genelinde en düşük değer tek eksenli güneş takip sistemine sahip çift taraflı panel tarafından sağlanmıştır.

Chudinzow, Eltrop ve Klenk tarafından 2020 yılında yapılan çalışmada kurulum parametrelerinin sabit eğimli panel, güneşin yükseklik açısını takip eden (doğu-batı) ve azimut açısını takip eden sisteme (kuzey-güney) sahip üç konfigürasyonun performansına etkisi araştırmıştır. Sabit eğimli durumda dizi aralığının artması ile elde edilen enerji üretimindeki bağıl artış artan enlem değeriyle birlikte artmış, zemin aydınlatma işlemi tüm tasarımlarda verimi arttırmış, modül yüksekliğinin aşırı olduğu durumda toplam enerji üretimi azaldığı görülmüştür.

Gu, Li, Ma, Shen ve Zhang tarafından 2020 yılında yapılan çalışmada toplam ışınımın optik modelden, hücre sıcaklığının termal modelden ve güç çıkışının elektriksel modelden sağlandığı kapsamlı ve yeni bir model ortaya konmuştur. Doğrulamadan sonra günlük ve yıllık performans tahminleri için kullanılan modelde güneşli ve bulutlu günlerdeki günlük arka yüzey kazancı sırasıyla % 25,58 ve % 28,21 olarak hesaplanmış, ayrıca yıllık arka yüzey kazancının Hong Kong ve Shanghai şehirleri için % 22'nin üzerinde olduğu görülmüştür. Çalışmada takip sistemine sahip çift taraflı modüllerin düşük sıcaklıkta daha yüksek üretim gerçekleştireceği öngörülmesine rağmen, doğu

yönüne bakan çift taraflı modüller yüksek sıcaklıklarda daha fazla enerji üreteceği öngörülmüştür.

Akınoğlu, Durusoy ve Özden tarafından 2020 yılında çift taraflı panellerin arka yüzey ışınımını yüksek işlem gücü gerektirmeden hesaplamayı sağlayan bir metot geliştirilmiştir. Dağılım fonksiyonu kullanılarak düzeltme faktörü elde edilen metodun bağıl hata değeri % 1,4 olarak hesaplanmıştır.

Baumann ve diğerleri tarafından 2020 yılında yapılan çalışmada ölçülen ışınım verileri ile farklı eğim açılarındaki dizinin MoBİDİG, BIGEYE ve PVSyst simülasyon programları ile modellenmesi sonucu elde edilen ışınım verileri kıyaslanmıştır. Doğrudan ışınım payının toplam ışınımda yüksek olduğu durumda ölçülen ve modellenen veriler arasındaki sapmanın düşük olduğu görülmüştür. 30-45° eğim açılarında modelleme ile gerçek veriler arasındaki sapma % 2'den küçük genellikle %1 civarında, diğer eğim açılarında da sapma % 3'ün altında olduğu görülmüştür. Eğim açısı 0° ve 90°'ye yaklaştıkça % sapma artar. Difüz ışınımın daha yüksek oranda olduğu bulutlu hava koşullarında tüm programlar için sapma % 10 seviyelerindedir. Işınımın ve eğim koşullarının tamamının ortalaması alındığında üç simülasyon programı için de % 6 civarında modelleme ile gerçek veriler arasında sapma gözlemlenmiştir. Simülasyon programlarının benzer sonuçlar verdiği ve doğrudan ışınım oranının yüksek olduğu durumlarda modellenen verilerin doğruluk payının yüksek olduğu görülmüştür.

Bizzarri, Merlo, Scavo ve Tina tarafından 2021 yılında yapılan çalışmada Katanya'daki Enel İnovation Laboratuary'de kurulu bir tesisin deneysel verileri kullanılarak termal modellemeye imkân tanıyan ısı transfer katsayıları elde edilmiştir. Tek veya çift taraflı panellerden oluşan zemin üzerine kurulu veya yüzer sistemlerin performansları karşılaştırılmıştır. Ayrıca performansa etki eden eğim, dizi aralığı, su seviyesinden yükseklik gibi parametrelerin yıllık enerji üretimine etkileri incelenmiştir. Zemine ve su üzerine kurulu optimum çift ve tek taraflı sistemlerin enerji üretimi kıyaslandığında çift taraflı sistemlerin enerji üretiminin zeminde % 11 su üzerinde % 13,5 oranında daha fazla enerji ürettiği gözlemlenmiştir. Termal analiz için geliştirilen ticari yazılımların hata oranlarının % 0,43-1,10 aralığında olduğu görülmüştür. Yüzer sistemler ile zemine kurulu sistemlerin enerji üretimi arasındaki yüzdesel fark yüzen kazanç şeklinde tanımlanmıştır. Yapılan çalışmada enerji üretiminde yüzen kazanç değeri

Frankfurt için % 3,4 tek taraflı sistemlerde % 5,8 çift taraflı sistemlerde, Katanya için % 4,5 tek taraflı sistemlerde % 7,3 çift taraflı sistemlerde şeklinde olduğu görülmüştür. Ayrıca termal analizlerin yüzen sistemlerde sudan kaynaklı oluşan soğutma etkisinin hesaba katılmasıyla daha fazla geliştirilebileceği gösterilmiştir.

Isabella, Katsikogiannis ve Ziar tarafından 2022 yılında yapılan çalışmada güneş enerji sistemlerinin geleneksel kurulumun tarzının, kurulum bölgesinde tarıma elverişsiz bir ortam oluşturmasından dolayı hem tarım hem de enerji üretiminin yapılabileceği farklı kurulum tiplerinin enerji üretimi ve bulundukları zeminin tarım açısından potansiyeli incelenmiştir. Kuzey-güney yönlü 25° eğimli kurulum, doğu-batı yönlü kanat şeklinde 15° eğimli kurulum ve doğu batı yönlü dikey kurulumun enerji üretimleri tek taraflı modüller ile gerçekleştirilen geleneksel kuruluma göre sırasıyla % 39, % 18 ve % 13 daha fazla olduğu görülmüştür. Ayrıca sıralı ve dama şeklindeki kuzey-güney ve doğu-batı yönelimli kurulumlarda zemine ve modül arka yüzeyine gelen ışınım arttığı fakat elde edilen enerjinin azaldığı görülmüştür. Tarım için en uygun olan tasarımın doğu-batı yönelimli kanat şeklindeki kurulum olduğuna karar verilmiştir. Yapılan çalışmada kanat şeklindeki kurulumun elde edilen enerjiyi % 33 oranında azalttığı fakat tarımsal verimliliği % 50 oranında arttırdığı görülmüştür.

Asselineau, Conechado ve Ernst tarafından 2022 yılında yapılan çalışmada tek eksenli takip sistemine sahip bir fotovoltaik sisteme gelen ışınım üzerinde çevresel faktörlerin etkisi incelenerek birim sistem simülasyonuna kalibrasyon yapılır. Kalibre edilmiş birim sistem Monte Carlo yöntemi ile simüle edilmiş ve elde edilen ışınım verilerinin gerçek ölçümler ile kıyası yapılmıştır. Geliştirilen bu yöntem ile gereken hesaplama süresi % 90 oranında azalmıştır. Hesaplanan ve ölçülen ışınım değerleri sonucunda ön yüzey ışınımında hataların standart sapması % 7,9 arka yüzey ışınımında hataların standart sapması % 37,2 olarak hesaplanmıştır. Modül yüzeyinin bir kısmının karla kaplandığı ölçüm açısından şüpheli durumlar göz ardı edildiğinde arka yüzey ışınımında hesaplanan hataların standart sapmasının % 18,9 seviyesine düştüğü görülmüştür. Basitleştirilmiş modelin geliştirilebilmesi için büyük boyutlu simülasyonları gerçekleştirebilen süper bilgisayarlara ihtiyaç olduğu belirtilmiştir.

BÖLÜM 2

2. FOTOVOLTAİK SİSTEMLER

2.1 Tarihçe

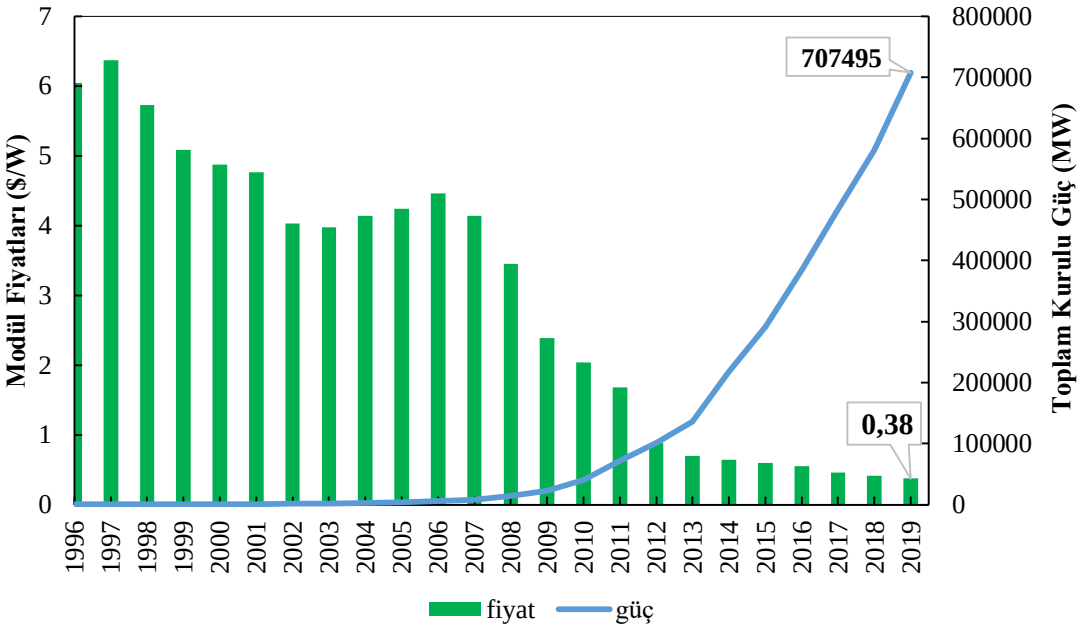
Neredeyse tüm enerji kaynaklarının kaynağı olan güneş enerjisinin doğrudan elektrik üretmek amacıyla kullanılmasını sağlayan teknolojinin gelişmesindeki ilk adım 1839 yılında Becquerel tarafından atılmıştır. Becquerel yaptığı deneyde ışığın asidik çözelti içerisindeki klorür kaplı platin elektrotlar arasında potansiyel fark oluşturduğunu keşfetmiş ve bu etkiye fotovoltaik etki adını vermiştir. Adams ve Day 1876 yılında herhangi bir taşıyıcı olmadan selenyum ve platinden oluşan bir eklem üzerine ışık düştüğünde fotovoltaik etkinin oluştuğunu keşfetmişlerdir. 1883 yılında bu fotovoltaik etkiyi kullanmak amacıyla Charles Fritts ilk fotovoltaik hücre tasarımını geliştirmiştir fakat selenyum levhalardan oluşan tasarım hiçbir zaman başarılı şekilde hayata geçirilememiştir. 1905 yılında Albert Einstein yaptığı çalışmalar ile üzerine ışık düşen metallerden elektronları ayırmayı keşfetmiştir. 1918 yılında Jan Czochralski tek kristalli silikon yapı üretme yöntemini bulmuştur. Modern güneş hücresi, geliştirilmesi için zemin hazırlayan bu iki gelişme neticesinde 1954 yılında Chapin, Fuller ve Pearson, Bell laboratuvarında ilk kez verimli (% 6 verim) bir şekilde kullanılabilen, tek kristalli silikon malzemeden üretilmiştir (Archer & Hill, 2001., Solect Energy, 2021).

Güneş enerjisini verimli şekilde elektriğe dönüştürülebilen ilk güneş hücreleri maliyetinin yüksek olması sebebiyle uzay uygulamaları dışında herhangi bir alanda kullanılmamıştır. İlk olarak Amerika ve Sovyetler Birliği'nin uzay programlarındaki uydularda kullanılan güneş hücrelerinin 1973 yılında yaşanan petrol krizi sonrasında insanlığın alternatif enerji kaynaklarına ihtiyacı olduğunun anlaşılması ile birlikte uzay

uygulamaları dışında da kullanılması için araştırmalar başlamıştır. Dr. Elliot Berman tarafından daha az maliyetli bir güneş pili tasarımı neticesinde 100 $/W olan maliyet değeri 20 $/W değerine kadar inmiştir. Bu gelişme ile birlikte güneş enerjisi, açık denizlerde bulunan petrol ve gaz platformlarında, deniz fenerlerinde, demir yolu geçitlerinde ve şebekeden uzak yapılarda mantıklı uygulamalar olarak görülmeye başlandı. 1973 yılında elektik ve ısı enerjisini güneş hücreleri ve termal kolektörlerden karşılayan Dünya'nın ilk konutu olan Solar One, Delaware Üniversitesi tarafından inşa edildi. 1978 yılında NASA tarafından Lewis Araştırma Merkezinde 3,5 kW kurulu güce sahip güneş enerji sistemi kuyulara su çekmek ve 15 adet evin elektrik ihtiyacını karşılamak amacıyla kurulmuştur. Yine Delaware Üniversitesi tarafından 1980 yılında bakır sülfit ve kadmiyum sülfit kullanılarak üretilen ince film güneş hücreleri % 10 verim değerini aşmıştır. 1982 yılında Arco Solar firması tarafından ilk 1 MW kurulu güce sahip sistem Kaliforniya'da kuruldu. 1985 yılında South Wales tarafından silikon tabanlı güneş hücreleri için % 20'lik verim değeri aşılmıştır. 1986 yılında ARCO Solar tarafından ilk ticari ince film güneş hücreleri üretilmiştir. 1994 yılında NREL tarafından galyum indiyum fosfit ve galyum arsenit kullanılarak üretilen güneş hücreleri ile ilk kez % 30 verim değerini aşılmıştır. 2006 yılında güneş hücrelerinde yoğunlaştırılmış ışık kullanılarak % 40 verim barajı aşılmış, 2016 yılında New South Wales Üniversitesi tarafından yoğunlaştırılmış ışık kullanılmadan dört eklemli hücre kullanılarak % 34,5 verim değeri yakalanmıştır. 2019 yılında yine çok eklemli güneş hücrelerinde yoğunlaştırılmış ışık kullanılarak % 47,1 verim değeri elde edilmiştir. Tüm bu verim arttırıcı çalışmalar ile farklı malzeme ve yapılarda üretilen güneş hücrelerinin çoğalması sonucunda güneş hücrelerinin kullanım alanları genişlemiştir. Teknik açıdan yaşanan gelişmelerin yanı sıra hükümetler, küresel ısınma ve iklim krizini önlemek adına uygulanan çözümlerden biri olarak yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelmiştir. Güneş enerjisi kullanımını yaygınlaştırmak ve güneş enerjisi projelerinin daha ekonomik ve uygulanabilir olması adına ulusal ve uluslararası teşvik sistemlerini devreye sokulmuştur. Fotovoltaik sistemlerde uygulanan teşvik ve politikalar arasında uzun süreli tarife garantisi, öz tüketim fazlasının şebekeye verilerek devlete satıldığı ve kullanım ile üretimin kıyaslandığı mahsuplaşma sistemi, tesislere uygulanan KDV istisnaları, teknoloji üretiminde araştırma ve geliştirme teşvikleri, kamu veya diğer kuruluşların tükettikleri elektriğin bir kısmını yenilenebilir enerjiden karşılamalarını sağlayan portföy

standardı sayılabilir. Teşvik mekanizmaları sayesinde ülkeler güneş enerjisi kurulu gücünü ve üretimini yüksek oranda arttırmıştır. Özellikle son kullanıcıyı üretici yapan evlerde çatı üzerine kurulu güneş enerji sistemleri sağlanan kredi ve teşvikler sayesinde ekonomik açıdan cazip hale gelmiş ve yaygınlaşmıştır. Örneğin Japonya'da 1994-2003 yılları arasında uygulanan teşvikler ile birlikte 2004 yılının sonunda ülkenin fotovoltaik kurulu gücü 1,1 GW değerine ulaşmıştır (Kekezoğlu & Kılıç, 2022., Financial incentives for photovoltaics, 2018).

Bilimsel çalışmalar ile yüksek verime sahip güneş hücrelerinin üretilmesi, güneş hücre ve modül çeşitlerinin artması ile kullanım alanının genişlemesi, üretim teknolojilerinin gelişmesi ve uygulanan teşvikler neticesinde 1976 yılında 106,4 $/W olan modül maliyeti 2019 yılında 0,377 $/W değerine kadar düşmüştür. (Şekil 2.1). Üretilen güneş hücresi teknolojileri temelde üç sınıfa ayrılır. Birinci jenerasyon güneş hücreleri verimi yüksek olan tek veya çoklu kristalli yapıya sahip olan hücrelerdir. Yüksek verime sahip olan ilk jenerasyon hücre teknolojisinin dezavantajı olan yüksek maliyetlere çözüm bulmak amacıyla ikinci jenerasyon hücre teknolojisi olarak sınıflandırılan ince film güneş hücreleri icat edilmiştir. Verim açısından ilk jenerasyona göre daha düşük değere sahip olan bu teknoloji yapısında daha az miktarda silikon kullanıldığı için maliyeti ilk jenerasyonun altındadır, metal ızgara bulunmadığı için daha esnek ve geniş bir uygulama alanına sahiptir fakat dezavantaj olarak ilk jenerasyon hücre verimliliğinin altında verim değerine sahiptir. Son olarak henüz yeni olan gelecek vadedip ticari kullanım açısından uygun olmayan hücre teknolojileri (boya duyarlı, konsantre vs.) üçüncü jenerasyonu oluşturmaktadır. Üçüncü jenerasyonun geliştirilmesindeki motivasyon kaynağı maliyeti düşük seviyede tutarak hücre verimliğinde ilk jenarsyona yakalamak ve hatta geçmektir. Araştırmalar neticesinde maliyetin azalması ve verimin yükselmesi ile birlikte güneş enerjisinden elektrik üretimi fosil yakıtlar ile rekabet edebilir seviyeye ulaşmıştır (IEA, 2020, s. 239., ODTÜ GÜNAM, 2021., Solect Energy, 2021)

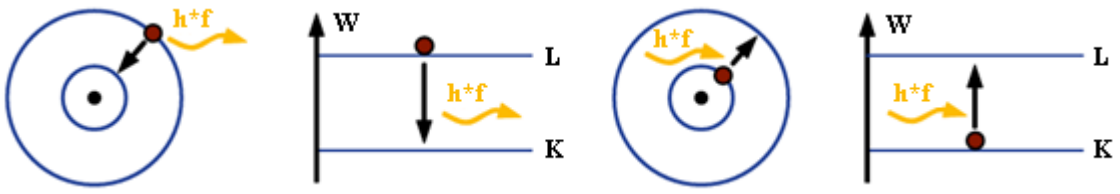


Şekil 2.1. Güneş modülü fiyatlarının ve toplam kurulu gücün zamanla değişimi (Solar PV Module Prices, 2020)

2.2 Fotovoltaik Hücre

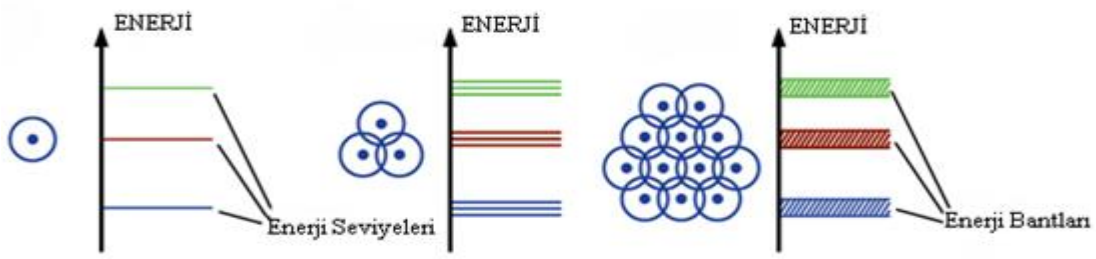
2.2.1 Yarıiletkenlerin Yapısı

Evrendeki tüm maddeler çekirdeğinde proton ve nötron bulunduran, yörüngelerinde elektronların döndüğü atomlardan meydana gelir. Atomların sahip oldukları elektronlar belli enerji seviyelerindeki iç içe geçmiş küresel katmanlarda bulunur. Bu küresel katmanlara orbital adı verilir ve elektronun bu katmanlar arasında yer değiştirmesi için elektromanyetik ışınım emilimi veya salınımı gerektirir. Elektromanyetik ışınıma kısaca foton diyebiliriz, aşağıdaki şekilde foton emilimi ve salınımı şematize edilmiştir (Şekil 2.2).



Şekil 2.2. Foton salınımı (solda) ve foton emilimi (Mertens, 2014, s. 45)

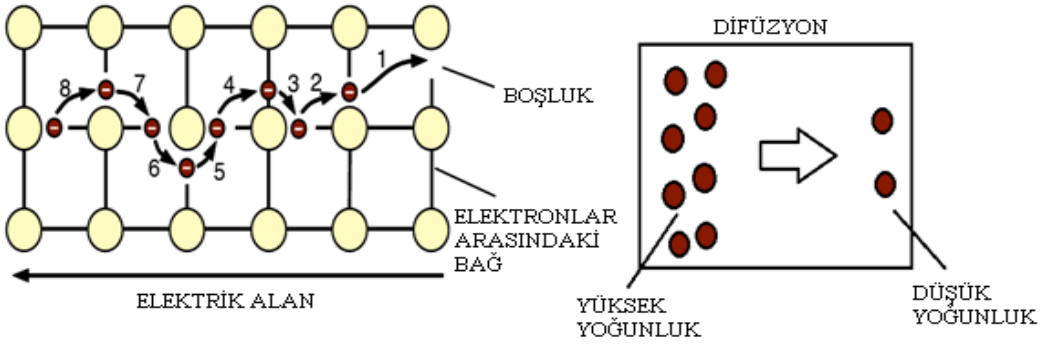
Atomların diğer atomlar ile bağ kurmasında belirleyici rol oynayan valans elektronları bir atomun en dış orbitalindeki elektron sayısıdır. Komşu atomların elektronları birbirleriyle bağ kurduklarında düzenli bir kafes yapısı oluştururlar ve buna kristal denir. Kristal yapıda pratikte sonsuz olan atomların her birinin enerji seviyeleri birleşerek enerji bantlarını oluşturur (Şekil 2.3). Bu enerji bantlarından elektronların bulunduğu en dış seviyedeki banda valans bandı adı verilir. Elektronların bulunmadığı ilk bant iletim bandı olarak adlandırılır ve bu banda geçebilmek için yasak bant aralığını (ΔE) aşmak gerekir. Elektronların yasak bant aralığını aşması için belirli bir enerjiye ihtiyacı vardır. Fotovoltaik hücre yapısında en çok kullanılan madde olan silikon için bu değer 1,12 eV'tur (Mertens, 2014, s. 48).



Şekil 2.3. Çok sayıda atomun bir araya gelerek enerji bantlarını oluşturması (Mertens, 2014, s. 47)

Maddeler iletkenlik açısından üç gruba ayrılır. İlk grup yasak bant aralığı 3eV seviyesinden yüksek olan yalıtkan maddelerdir. Bu maddeler elektronların enerji seviyelerinin arttığı yüksek sıcaklıklarda dahi iletim bandına geçemeyecekleri büyüklükte yasak bant aralığına sahiptir. İkinci grup düşük sıcaklıklarda yüzeyde gezinen serbest elektronlara sahiptir ve elektrik akımını iletir. Son olarak yarı normal koşullarda yalıtkan davranıp ısı, ışık, manyetik alan veya gerilime maruz kaldığında iletken özelliği gösteren maddelerdir ve yasak bant aralığı $0 \leq \Delta E \leq 3$ seviyesinde olan yarıiletkenlerdir. Metallerde yasak bant aralığı $\Delta E \leq 0$ şeklindedir ve yüzeyinde serbest halde dolanan elektronlara sahiptir. Kristal yapıdaki yarı iletkenlerde enerjisi olan elektronlar bağlarını koparak boşluklar oluştururlar bu elektron-boşluk çiftlerinin yoğunluğu malzemeye ve ortam sıcaklığına göre değişir. Elektron ve boşluğun bir araya gelerek birbirini yok etmesi olayına rekombinasyon denir. Elektron boşluk çiftinin oluşumu ve rekombinasyonu sürekli olarak gerçekleşir. Kristal yapıda gerçekleşen bu olay aynı zamanda yük taşıma konsantrasyonu olarak adlandırılır. Yarı iletkenlerde yüklerin hareketi elektrik alan

etkisiyle veya kafes yapıda meydana gelen konsantrasyon farklarının etkisiyle meydana gelir. Yarıiletken maddeye uçlarından bir gerilim uygulandığında oluşan elektrik alanın etkisiyle yapıdaki elektronlar elektrik alanın tersi yönde hareket eder, elektronların hareketi esnasında oluşan boşluk diğer elektronlar tarafından doldurulurken boşluk da hareket etmiş olur. Elektronların hareketi esnasında bir bölgede birikmesi sonucu yapıda konsantrasyon farkları meydana gelir ve Şekil 2.4'teki gibi yoğun bölgeden daha az yoğun olan bölgeye fark ortadan kalkana kadar elektron difüzyonu gerçekleşir (Mertens, 2014, s. 47).

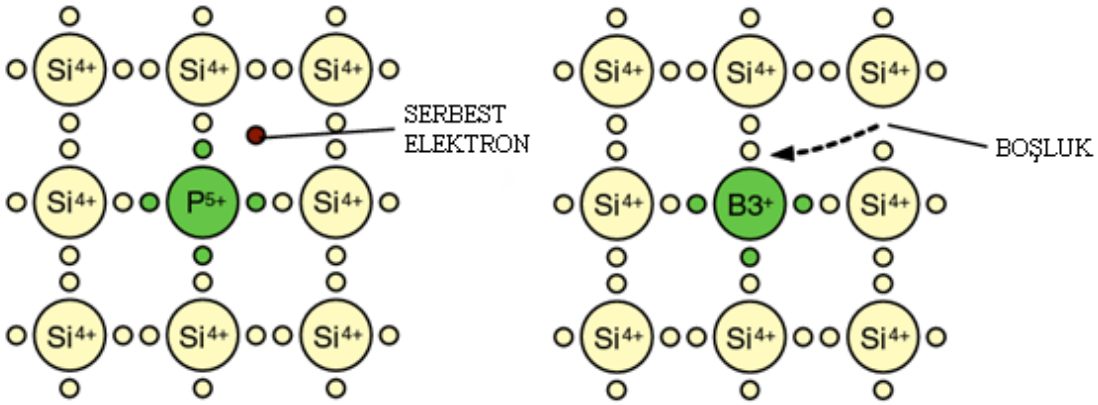


Şekil 2.4. Yarı iletkenlerde yüklerin hareketi (Mertens, 2014, s. 52)

2.2.2 P-N Eklem Yapısı

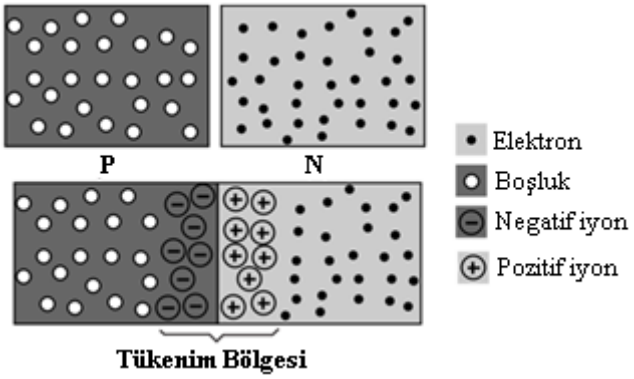
Yarı iletkenler zayıf elektrik iletkenliğine sahiplerdir ve iletkenliğin arttırılması için kristal yapı içerisine yabancı atomlar eklenerek doping (katkılama) yapılır. Doping işlemi iki şekilde yapılır. Periyodik tabloda yer alan 5A grubu elementlerinden seçilen bir elementin 5 valans elektronundan 4'ü ile silikonun 4 valans elektronu kovalent bağ yapar. 5A grubu elementi toplamda 4 elektron ile bağ yapar ancak çekirdeğinde 5 proton olduğu için kendisi +1 pozitif yüklenir. Katkılanan elementin kalan bir valans elektronu bağ yapamaz ve iletim bandının hemen altında çekirdeğe çok zayıf bir bağ ile bağlanır. Yapıdaki bu elektronları iletim bandına aktarmak için gerekli enerji yaklaşık olarak 1/50 eV seviyesindedir. Yapıda bağ kuramayan bu özgür elektronların yoğunluğu arttığı için neredeyse hiç boşluk bulunmaz. Oluşan bu yapıda elektronlar çoğunlukta olduğu için n tipi (negatif) eklem denir. Serbest elektronlar çoğunluk taşıyıcıları, az sayıdaki boşluklar da azınlık taşıyıcıları oluşturur. Böylece yarı iletken olan madde iletken özelliği kazanır. İkinci olarak p-doping uygulaması silikon kristal yapıya 3A grubu elementlerden biri ile

katkı yapmak şeklindedir. Böylelikle silikon ile katkı elementi 3 tamamlanmış bağ yaparlar ve bir adet tamamlanmamış bağ kalır. 3A grubu elementi toplamda 4 elektron ile bağ yapar ancak çekirdeğinde 3 proton olduğu için kendisi -1 negatif yüklenir. Bu tamamlanmamış bağ komşu atomdan alınan elektron ile tamamlanır fakat böylece komşu atomun bağlarından birinde bir boşluk oluşur. (Mertens, 2014, s. 47-48) Komşu bağlarda boşluğun sürekli hareketi ile iletkenlik sağlanır (Şekil 2.5).



Şekil 2.5. Yarı iletken kristal yapıya doping uygulaması (Mertens, 2014, s. 54)

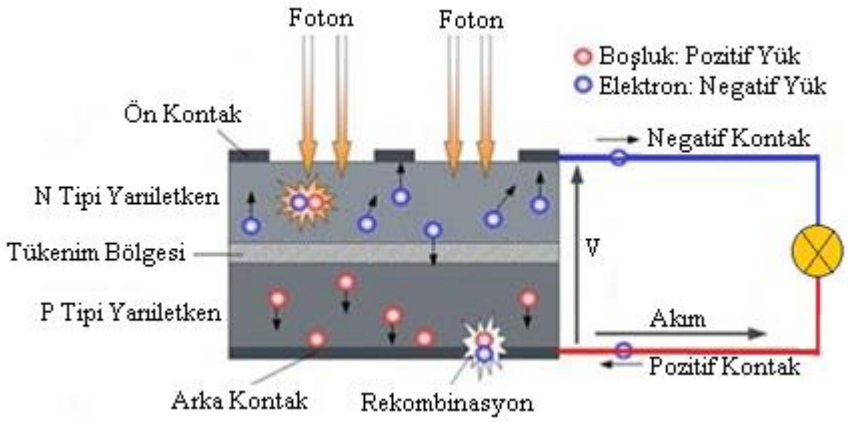
N-doping ve p-doping haldeki malzemelerin net yük yoğunluğu sıfırdır. Bu iki malzeme birleştirilirse n-doping bölgesindeki özgür elektronlar p-doping bölgesine aynı şekilde p-doping bölgesindeki boşluklar n-doping bölgesine birbirlerini sönümlemek için hareket ederler. Eklemlerin birleşim bölgesinde uygulanan gerilimle değişen ω genişliğinde bir bölgede elektron ve boşluklar birbirini sönümler. N bölgesinden p bölgesine hareket eden elektronlar arkalarında pozitif yüklü iyonlar, p bölgesinden n bölgesine hareket eden boşluklar arkalarında negatif yüklü iyonlar bırakır. Bu olaya tükenim, tükenimin gerçekleştiği hareketli yüklerden arınmış pozitif ve negatif iyonlardan oluşan bu bölgeye tükenim bölgesi denir. Tükenim olayı gerçekleştikten sonra n katkılı bölgede bulunan pozitif yüklü iyonlar ile p katkılı bölgede bulunan negatif yüklü iyonlar arasında potansiyel farktan dolayı elektrik alan meydana gelir. Bu elektrik alan sayesinde elektronlar boşluklar kendi bölgelerinde hapsolur. (Şekil 2.6). Sonuç olarak difüzyon ve elektrik alan kaynaklı akımlar birbirini sönümler.



Şekil 2.6. P-N eklem oluşumu (P-N Junction, 2006)

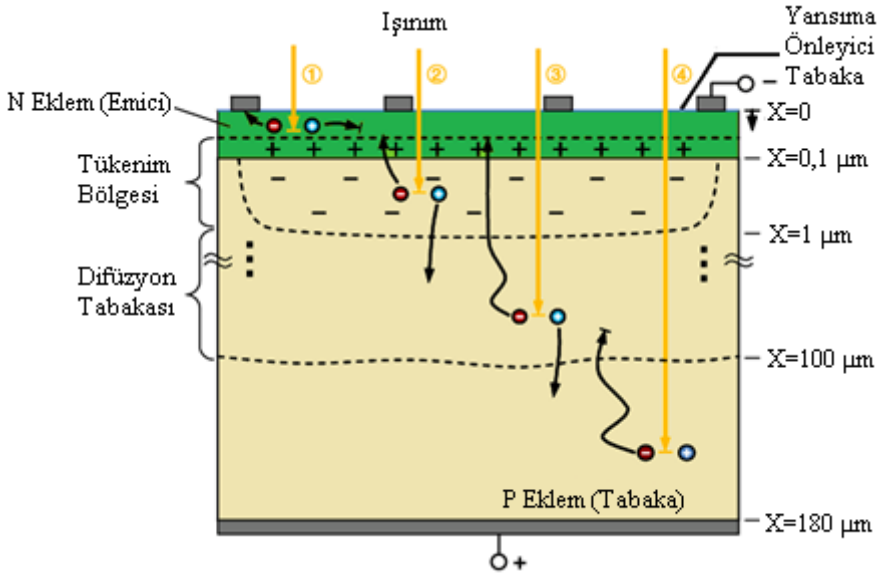
2.2.3 Fotovoltaik Hücre Yapısı ve Çalışma Prensibi

Geleneksel fotovoltaik hücre yapısında temel olarak asimetrik doping işlemi uygulanmış yarı iletken özelliğe sahip eklemler, hücrenin güneş ışığı gören kısmında yansıma önleyici kaplama, kaplama üzerinde elektronları toplamakla görevli ızgara şeklindeki üst kontak, eklemin alt kısmında ışığın etkisiyle harekete geçen boşlukların toplanacağı arka kontak bulunmaktadır. Enerji yüklü fotonlar n tipi eklemin üzerine düşer ve yarı iletken yapıda elektron-boşluk çiftleri oluşur. Tükenim bölgesindeki elektron-boşluk çiftlerinden elektron elektrik alanın etkisiyle n tipi ekleme, boşluk da p tipi ekleme doğru itilir. N ve p tipi eklemde bulunan kontaklara bir yük bağlandığında elektronlar dışarıdan devreyi tamamlar böylelikle eklemde üretilen gerilim faydalı şekilde kullanılmış olur. Foton kaynaklı bu elektrik akımına fotoakım denir (Şekil 2.7).



Şekil 2.7. Tipik Fotovoltaik Hücre Yapısı (Alihodžić, ve diğerleri, 2014)

Teorik olarak gelen her fotonun bir elektron boşluk çifti oluşturduğu doğru olmasına rağmen bu elektron boşluk çiftlerinin tamamı fotoakım oluşturmaz. Işığın farklı dalga boyları yarı iletkenlerin farklı derinlik seviyelerinde emilir. Örnek vermek gerekirse mavi ışık 1 µm seviyesinde emilirken kızılötesi ışık 100 µm'den daha derinde emilir. Gerçek fotovoltaik hücrenin çalışma prensibini anlamak için biraz daha detaylı bir inceleme gereklidir. Şekil 2.8'de farklı derinlik seviyelerinde emilen fotonlar gösterilmektedir. 1 numaralı foton n tipi eklem tarafından emilir ve elektron boşluk çifti oluşur fakat bu bölgede oluşan boşluk aşırı katkılamadan dolayı tükenim bölgesine ulaşamadan bir elektron ile rekombinasyon gerçekleştirir. Bunun sebebi yüzeyde bulunan atomların elektronları bağ yapacak başka elektron bulamadıkları için bu bölgede istenmeyen rekombinasyon gerçekleşir. Bu kısımda akım oluşmadığı için ölü katman olarak adlandırılır. 2 numaralı fotonun oluşturduğu elektron boşluk çifti uygun şekilde ayrılarak fotoakıma dönüşür. 3 numaralı elektron difüzyon mesafesinde azınlık taşıyıcı olarak bulunur ve bir şekilde tükenim bölgesinin sınırına gelirse elektrik alan yardımıyla hareketini tamamlar ve fotoakım oluşur. 4 numaralı foton p eklem bölgesinde emilir ve burada oluşan elektron boşluk çifti rekombinasyon gerçekleştirerek sadece kristalin ısınmasını sağlar. Isınan kristal yapı elektronların hareketini kolaylaştırır. Kristal yapı ne kadar kaliteli olursa gelen ışınımın dalga boylarının tamamını verimli bir şekilde kullanma oranı o kadar yüksek olur (Mertens, 2014).

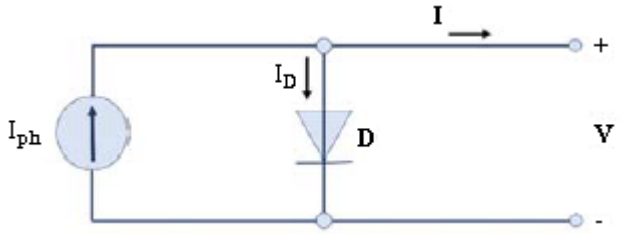


Şekil 2.8. Farklı seviyelerde emilen fotonların oluşturduğu etki (Mertens, 2014, s. 72)

Fotoakımın üretilebilmesi için öncelikle güneş hücresine gelen foton yarı iletken yapıda elektron boşluk çifti oluşturmaya yetecek seviyede enerjiye sahip olmalıdır. Elektron boşluk çiftleri azınlık taşıyıcıların ömrü kadar birbirinden ayrı kalır bu kısa süre içerisinde eklemdeki elektrik alan etkisiyle birbirinden ayrılmalıdır. Aksi durumda rekombinasyon gerçekleşir akım üretilemez. Güneş hücresine gelen fotonların bir kısmı yüzeyden yansır. Yansımaya uğramayan fotonlardan enerjisi bant aralığından düşük olanlar yapı içerisinden geçer ve emilim gerçekleşmez. Enerjisi yüksek olan fotonlar yapıda elektron boşluk çifti oluşturur fakat gereğinden fazla olan enerji, yapıda ısı enerjisi olarak açığa çıkar. Bant aralığı değerinde enerjiye sahip fotonlar yapıda elektron boşluk çiftleri oluşturur ve ısınma gerçekleşmez. Absorblanma (emilim) verimi belirli bir dalga boyuna sahip ışığın emilim gerçekleşmeden önce belirli bir malzemede ne kadar derine nüfuz edeceğini ifade eder. Elektron boşluk çifti ile ilgili olarak kuantum veriminden bahsedebiliriz. Dış ve iç olmak üzere iki tip kuantum verimi vardır. Dış kuantum verimi optik kayıpların (iletim, yansıma) hesaba katıldığı durumda foton emilimi ile oluşan yük taşıyıcı sayısının foton sayısına oranı şeklindedir. İç kuantum verimi yansıma ve iletim kayıplarının hesaba katılmadığı durumda oluşan yük taşıyıcılarının emilen foton sayısına oranını ifade eder. Kuantum verimini tamamlayıcı olarak hücrede üretilen akımın hücreye gelen ışınımın sahip olduğu toplam güce oranı şeklinde tanımlanan spektral verim kavramı bulunmaktadır. (Bowden & Honsberg, Solar Cell Operation, 2022)

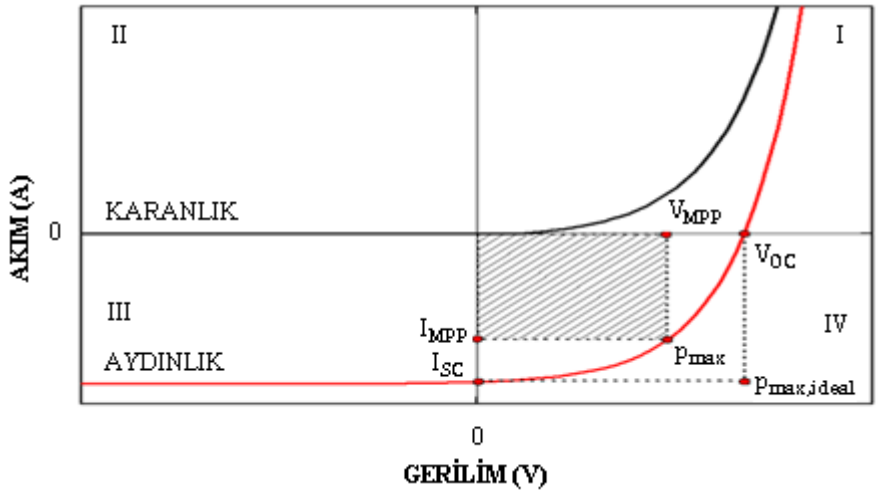
2.2.4 Karakteristik Eğri ve Eşdeğer Devre

Fotovoltaik hücrelerin uygun devre parametrelerinin bulunması ve doğru şekilde eşdeğer devrenin ortaya konması performans değerlendirmesi, kontrolü, verimlilik hesaplamaları ve maksimum güç noktası takibi konuları açısından oldukça önemlidir. Uzun yıllar araştırmacılar fotovoltaik hücrenin logaritmik akım gerilim grafiğini en doğru şekilde yansıtan eşdeğer devre tanımını yapmak için modeller geliştirmişlerdir. İdeal fotovoltaik hücrenin eşdeğer devresi bir adet diyota paralel şekilde bağlanmış bir akım kaynağı şeklinde gösterilir (Şekil 2.9).



Şekil 2.9. İdeal fotovoltaik hücrenin eşdeğer devresi (Araújo, Costa, & Sousa, 2020)

Karanlıkta büyük bir diyot gibi davranan fotovoltaik hücre üzerine ışığın düşmesi ile birlikte akım üretmeye başlar ve I-V grafiğinde görüldüğü üzere akım ters yönde akmaya başlar ve eğri I. bölgeden IV. bölgeye kayar (Şekil 2.10).



Şekil 2.10. Fotovoltaik hücre üzerine düşen ışık ile gerçekleşen akım kayması (Kutner, 2018)

İdeal fotovoltaik hücrede kontakların birbirine değdirildiği durumda ölçülen kısa devre akımı I_{sc} ile fotoakım I_{ph} birbirine eşittir. V_{oc} değeri akımın sıfır olduğu durumdaki açık devre gerilimini ifade etmektedir. Açık devre gerilimi aşağıdaki formül ile hesaplanır:

$$V_{OC} = \mu * V_T * \ln\left(\frac{I_{SC}}{I_S}\right) \quad (2.1)$$

$$V_T = k * T/q \quad (2.2)$$

Burada μ değeri modellemeye yardımcı olan 1-2 aralığındaki idealite faktörüdür. V_T P-N ekleminde sıcaklıktan dolayı oluşan gerilimi, k değeri stefan boltzman sabitini, T değeri Kelvin cinsinden mutlak sıcaklığı, q değeri elektronun yükünü temsil eder. I_s

diyotun doyma akımıdır. Maksimum güç değeri maksimum gücün sağlandığı gerilim ve akım değerlerinin kesişim noktasıdır. Ayrıca $I_{MPP} * V_{MPP}$ değerine eşittir. Fotovoltaik hücrenin kalitesini gösteren dolum faktörü (FF) aşağıdaki şekilde hesaplanır:

$$FF = \frac{V_{MPP} * I_{MPP}}{V_{oc} * I_{sc}} \tag{2.3}$$

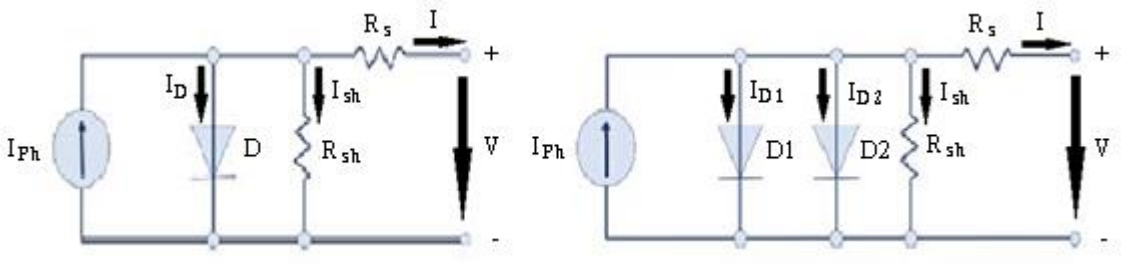
Hücre kalitesini gösteren bir diğer faktör olan verim değeri, maksimum güç değerinin (P_{MPP}) optik güce (P_{OPT}) oranı şeklinde aşağıdaki denklemde gösterilmiştir, burada E değeri olay ışınımını ve A değeri hücre alanını ifade etmektedir.

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{P_{OPT}} = \frac{FF * V_{oc} * I_{sc}}{E * A} \tag{2.4}$$

İdeal eşdeğer devre için akım aşağıdaki şekilde hesaplanır:

$$I = I_{Ph} - I_s * \left(e^{\frac{V}{\eta * V_T}} - 1 \right) \tag{2.5}$$

Gerçek çalışma koşullarında fotovoltaik hücrenin metal yarı iletken arayüzünde omik kayıplar ve hücre kenarlarında sızıntı akımlarından kaynaklı kayıplar yaşanmaktadır. Gerçek fotovoltaik hücrenin IV grafiği dolayısıyla eşdeğer devresi ideal fotovoltaik hücreden farklıdır. İdeal devreye seri ve paralel dirençlerin bir veya iki adet diyotun eklendiği birçok modelleme yaklaşımı bulunmaktadır. Bunlar arasında en yaygın kullanılan modeller tek ve çift diyotlu modellerdir (Şekil 2.11).



Şekil 2.11. Fotovoltaik hücrenin tek (solda) ve çift diyotlu eşdeğer devre şeması (Araújo, Costa, & Sousa, 2020)

Tek diyot modelinde akım değeri devredeki seri ve paralel dirençlerden etkilenir ve aşağıdaki denklem yardımıyla hesaplanır:

$$I = I_{Ph} - I_s * \left(e^{\frac{V+I*R_S}{ℕ*V_T}} - 1 \right) - \frac{V + I * R_S}{R_{Sh}} \quad (2.6)$$

Denklemden anlaşılacağı üzere seri direnç değerinin artması ve paralel direnç değerinin azalması akım değerini azalttığı için dolum faktörünü olumsuz yönde etkiler. Normal koşullarda tükenim bölgesinde rekombinasyonun olmadığı varsayımı yapılır fakat bu durum yasak bant aralığı yüksek olan yarı iletkenler için simülasyon ve gerçek değerler arasında uyuşmazlık yaşanmasına neden olur. Bu durumun yaşanmaması için çift diyotlu model yarı iletkenlerin eşdeğer devresinin oluşturulmasında kullanılır. Diyotlardan ilkinde idealite faktörü 1 alınarak difüzyon akımı modellenir, ikincisinde tükenim bölgesinde yaşanan rekombinasyonların oluşturduğu akım idealite faktörü 2 alınarak modellenir. Bu durumda akım aşağıdaki şekilde hesaplanır: (Mertens, 2014)

$$I = I_{Ph} - I_{S1} * \left(e^{\frac{V+I*R_S}{V_T}} - 1 \right) - I_{S2} * \left(e^{\frac{V+I*R_S}{2*V_T}} - 1 \right) - \frac{V + I * R_s}{R_{sh}} \quad (2.7)$$

2.3 Fotovoltaik Hücre Teknolojileri

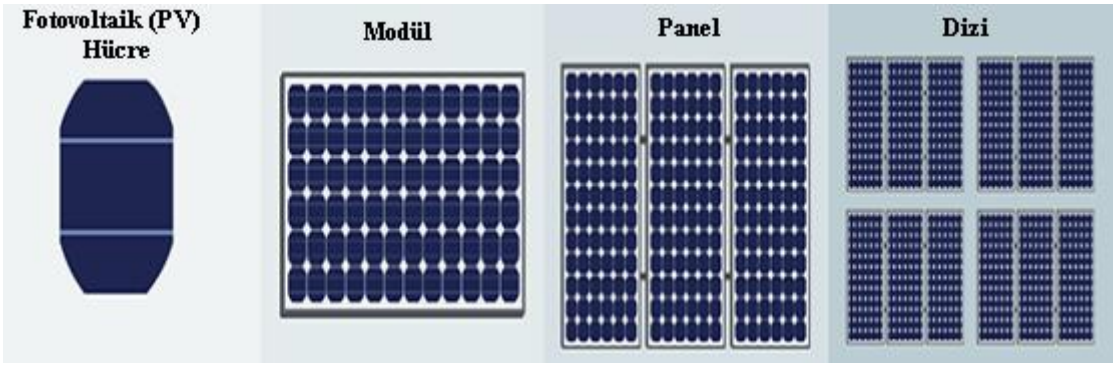
2.3.1 Kristal Silikon Fotovoltaik Hücre

Kayda değer miktarda verimli bir şekilde çalışan ilk fotovoltaik hücre silikon malzemeden geliştirilmiştir. Bu durum tesadüf olmamakla birlikte silikonun sahip olduğu özellikler ve endüstrinin gelişmişlik seviyesi ile alakalıdır. Silikon levha tabanlı fotovoltaik hücre üretiminin 2020 yılındaki payı % 95 civarındadır (Fischer, Herritsch, Trube, & Woodhouse, 2021). Fotovoltaik hücrelerde silikon kullanmanın avantajları:

- Bant aralığı yarı iletken malzeme için uygun değerde,
- Oksijenden sonra doğada en çok bulunan ikinci element,
- Kimyasal olarak stabil yapıda,
- Zehirsiz olması,
- Mikro elektronik endüstrisinde çokça kullanılan silikonun üretim ve saflaştırma proseslerinin gelişmiş olmasıdır (Chen, 2011, s. 201).

Bu sebeplerden dolayı silikon fotovoltaik hücre endüstrisinde en çok kullanılan malzemedir. Silikon kristal malzemelerden oluşan fotovoltaik hücreler üretim aşamasında tek kristal vasıtasıyla elde edilen monokristal ve birden fazla kristal yapının olduğu multikristal olmak üzere ikiye ayrılır.

Bir silikon güneş hücresi 25°C sıcaklık ve 1,5 hava kalınlığı (AM) koşullarında yaklaşık 0,5 V seviyesinde bir gerilim üretir. Hücrelerden elde edilen gerilimin yararlı şekilde kullanılabilmesi için hücreler seri ve paralel şekilde birbirine bağlanarak modülü oluşturur. Modül içerisindeki hücreler genellikle 12 V aküler ile uyumlu şekilde seri bağlanır. Standart test koşullarından farklı olan çalışma koşullarında meydana gelecek sıcaklık artışı ve ışınım azlığı sebebiyle gerçekleşebilecek verim kayıpları hesaba katılarak genellikle 36 adet hücrenin seri şekilde bağlandığı modüller üretilir. Ayrıca modül oluştururken uygulanan kapsülleme ile ince yapıda olan güneş hücrelerinin mekanik hasara karşı korunması ve hücre bağlantılarını sağlayan bakır iletkenlerin su ve su buharının etkisiyle aşınması önlenmiş olur (Bowden & Honsberg, Module Circuit Design, 2022). Güneş hücreleri seri ve paralel bağlı şekilde bir araya gelerek modülleri, birkaç adet modül bir araya gelerek panelleri, paneller bir araya gelerek dizileri ve diziler bir araya gelerek güneş tarlalarını oluşturur (Şekil 2.12).



Şekil 2.12. Fotovoltaik hücre, modül, panel, dizi ilişkisi (Cells, Modules & Arrays, 2022)

2.3.2 İnce Film Fotovoltaik Hücre

Yarı iletken malzemeler doğrudan ve dolaylı yarı iletkenler olmak üzere iki sınıfa ayrılır. Dolaylı yarı iletken malzemede iletim bandının en alt kısmı ile valans bandının en üst kısmı farklı kristal momentumlarına sahiptir ve bu durumda fotonun enerjisi hem elektron boşluk çifti oluşturmak hem de oluşan elektronun momentumunu iletim bandına

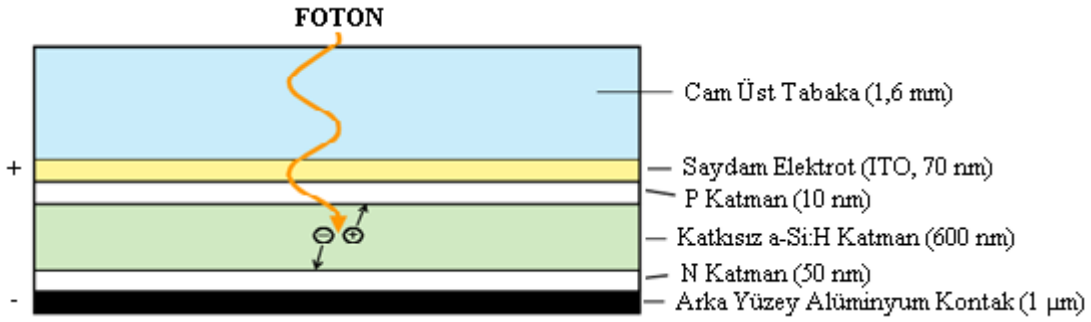
uyacak şekilde değiştirmek için harcanır. Doğrudan yarı iletken malzemede ise iletim bandının en alt kısmı ile valans bandının en üst kısmı aynı kristal momentumuna sahiptir ve bu durumda foton enerjisi sadece elektron boşluk çifti oluşturmak için harcanır. Doğrudan yarı iletkenlerin absorbsiyon verimi dolaylı yarı iletkenlere göre daha yüksektir. Bu yarı iletkenler için mikrometre incelikte foton emlimi gerçekleştirmek mümkündür. Malzeme tüketimini minimize ederek ekonomik açıdan daha avantajlı olan bu yarı iletkenlerin kullanıldığı hücre teknolojisine ince film fotovoltaik hücre teknolojisi adı verilir. İnce film fotovoltaik hücre teknolojisinde a-Si (amorf silikon), CdTe (kadmiyum tellur) ve CIGS (bakır indiyum galyum diselenid) olmak üzere üç ticarileşmiş sınıf bulunmaktadır (Ebong & Lee, 2017).

2.3.2.1 Amorf Silikon Fotovoltaik Hücre

1976 yılında Carlson ve Wronski tarafından silan gazından glow discharge yöntemi ile elde edilen amorf silikon malzemenin ilk kez kullanıldığı ince film güneş hücreleri üretilmiştir. Amorf silikonun absorbsiyon verimi yüksektir. Yasak bant aralığı (1,55 eV) tek tip eklem kullanılan yarı iletkenlerin optimum değerine yakın olması sebebiyle kullanıma uygun olduğuna karar verilmiştir. İndiyum kalay oksit (ITO) ile kaplanmış cam üzerine 250-400 °C aralığında tortu biriktirme yöntemi ile önce boron katkılanmış amorf silikon (p tipi eklem), sonra katkısız daha sonra fosfor katkılanmış amorf silikon (n tipi eklem) katmanları oluşturulur. En son n tipi eklem üzerine iletkenliği arttırmak amacıyla alüminyum biriktirme işlemi yapılır. Böylece p-i-n yapıdaki ilk amorf silikon (a-Si:H) güneş hücresi üretilmiş olur (Şekil 2.13). ITO kaplı yüzeyin direnci düşük olduğu için akım toplayan ızgara katmana ihtiyaç yoktur. İlk yapılan amorf silikon güneş hücrelerinin verim değeri % 2,4 değerindedir (Carlson & Wronski, 1976).

Amorf silikon güneş hücrelerinde fotonun yapıda bulunan zayıf bağları kırması sonucu oluşan açık bağlara üretilen elektronların yerleşmesi şeklinde gerçekleşen rekombinasyon kaynaklı verim düşüşü yaşanmaktadır. Çalışmaya başlayan amorf silikon hücrelerde ilk 3 haftada % 10-30 aralığında verim kaybına neden olan bu olaya Staebler-Wronski Etkisi denir. Amorf silikon yapıya germanyum veya karbon eklenerek yasak bant aralığı azaltılıp arttırılarak belirli seviyelerde ayarlanabilir. Staebler-Wronski Etkisi'ni önlemek amacıyla farklı katkılama işlemleri uygulanmış farklı yasak bant aralıklarına sahip ışığın farklı dalga boylarında elektron boşluk çiftleri üreten pin yapıları

birkaç eklem şeklinde oluşturulur. Bu çok eklemli yapıya sahip amorf güneş hücrelerinde verimlilik açısından daha yüksek bir kararlılık elde edilir (Häberlin, 2012).

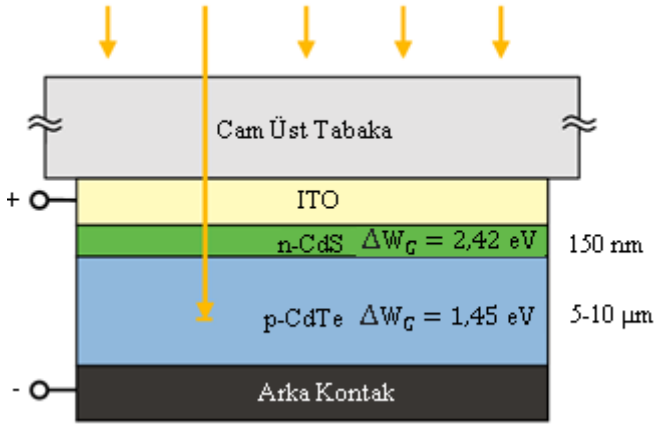


Şekil 2.13. Amorf silikondan üretilen pin yapıdaki fotovoltaik hücre (Häberlin, 2012, s. 116)

Düşük verime sahip olan bu teknoloji geçmişte kolay ve ucuza imal etmenin yanında az miktar silikonun kullanılmasından dolayı tercih edilmiştir. Verim değerleri çoklu eklem yapıdaki hücrelerin keşfine kadar %10 seviyelerinde iken, çoklu eklem yapıda farklı ışık dalga boylarında üretim yapacak olan eklemler ile ışık dalga boylarının neredeyse tamamından yararlanmak mümkün olduğu için %13,6 seviyelerine yükselmiştir (Ebong & Lee, 2017).

2.3.2.2 CdTe Fotovoltaik Hücre

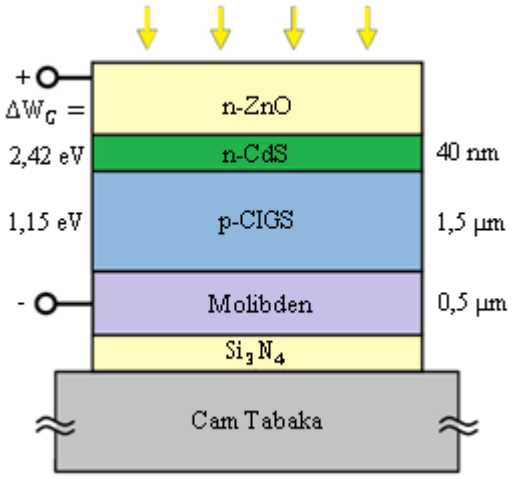
2A ve 6A grubu elementlerinden meydana gelen bileşik yapıdaki CdTe fotovoltaik hücrelerin yasak bant aralığı 1,45 eV civarında olup bu değer için teorik verim değeri %29,7 civarındadır. Bu malzemenin en büyük özellikleri çeşitli yollarla iyi kalitedeki ince film fotovoltaik hücrelerin üretilebilmesidir. Yapıda n tipi eklem CdS (kadmiyum sülfit) ve p tipi eklem $CdCl_2$ (kadmiyum klorid) ile katkılama yapılmış CdTe'den meydana gelmektedir. Eklemleri oluşturmak amacıyla farklı malzemelerin kullanıldığı bu yapıya heteroeklem yapı denir. Aşağıda CdTe ince film fotovoltaik hücre yapısı görülmektedir (Şekil 2.14). Burada göze çarpan bir nokta CdTe malzemenin yüksek ışınım absorblama verimine rağmen yine de kalın yapıda olmasıdır. Bunun sebebi geniş yüzeylerde yüksek kristal kalitesine sahip ince filmlerin üretilmesindeki zorluktur. Laboratuvar şartlarında % 21 değerinde verime sahip CdTe fotovoltaik hücrelerin üretimi gerçekleştirilebilmiştir (Ebong & Lee, 2017., Mertens, 2014).



Şekil 2.14. CdTe yapıdaki ince film fotovoltaik hücre (Mertens, 2014, s. 116)

2.3.2.3 CIGS Fotovoltaik Hücre

İnce film teknolojilerinden bir diğeri olan CIGS hücreler yapısında bakır prit ($CuFeS_2$) bulunan fotovoltaik hücrelerdir. Bu hücre teknolojisinde en fazla gelecek vadeden malzeme $CuIn_xGa_{1-x}Se_2$ 'dir. Bu denklemde x değeri 0 iken oluşan bileşiğin ($CuGaSe_2$) yasak bant aralığı 1 eV iken, x değeri 1 olduğunda oluşan bileşiğin ($CuInSe_2$) yasak bant aralığı 1,7 eV değerindedir. Formüldeki x değerinin farklı varyasyonları ile yasak bant aralığı dolayısıyla verim değeri optimize edilebilir. Bu yapıda en altta destek amaçlı kullanılan cam tabaka bulunur. Bir üst katmanda silikon nitrit (Si_3N_4) bulunmaktadır ve silikon nitridin görevi yabancı atomların üretim esnasında absrorber (emici) katmana geçmesini önlemektir. Bir üst katmanda arka kontak olarak molibden bulunmaktadır. P tipi eklem CIGS malzemesinden oluşturulurken n tipi eklem CdTe'de olduğu gibi CdS katmanından meydana gelmektedir (Şekil 2.15). Laboratuvar şartlarında %22,3 değerinde verime sahip CIGS fotovoltaik hücrelerin üretimi gerçekleştirilebilmiştir (Ebong & Lee, 2017., Mertens, 2014).



Şekil 2.15. CIGS yapıdaki ince film fotovoltaik hücre (Mertens, 2014, s. 117)

2.3.3 Boya Duyarlı Fotovoltaik Hücre

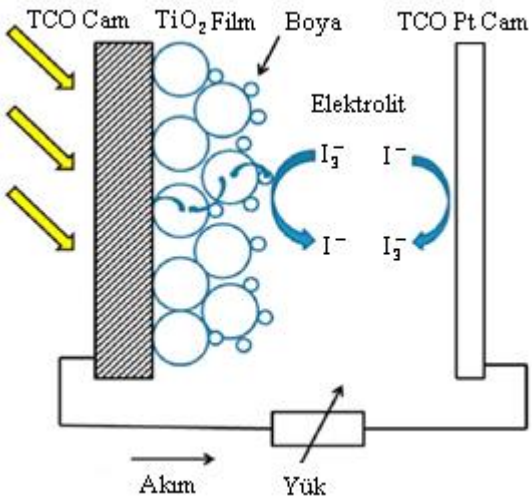
Bilim adamlarının klorofil pigmenti ile gerçekleşen fotosentezi taklit etmek amacıyla yaptıkları çalışmalar sonucunda boya duyarlı fotovoltaik hücreler keşfedilmiştir. Bu sebeple boya duyarlı güneş pilleri şimdiye kadar bahsedilen güneş pillerinden farklı olarak elektrokimyasal bir pildir. Boya duyarlı fotovoltaik hücrelerin birçok avantajı vardır:

- Üretim maliyetleri ucuz,
- Yapısında zehirli maddeler bulunmaz,
- Dolaylı ışınım ve yüksek sıcaklık koşullarında daha iyi performans gösterir.

Boya duyarlı fotovoltaik hücrelerin yapısı dört ana bileşenden oluşmaktadır;

- Şeffaf iletken cam tabaka üzerine kaplanmış gözenekli oksit katmandan oluşan bir fotoanot (genellikle TiO_2)
- Şeffaf cam tabaka üzerine kovalent bağ ile bağlı fotonla uyarılmış elektron üreten ışığa duyarlı katman
- Karşı elektrotta elektronları toplamak amacıyla kullanılan organik bir çözücü içinde redoks çifti
- Platin kaplı şeffaf iletken cam tabakadan meydana gelen karşı elektrot

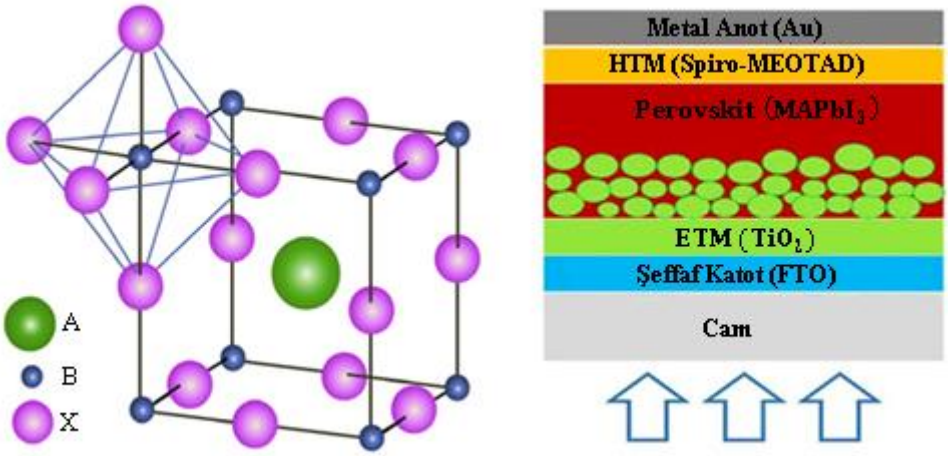
Yapıya gelen ışınım ile TiO_2 filminin yüzeyindeki boya duyarlılaştırıcılar uyarılır ve elektronlar iletim bandına ilerler. TiO_2 filminin gözenekli yapısı boyunca seyahat eden elektronlar anoda ulaşıp harici yükte akım oluşturarak katoda gelir. Şekil 2.16'da görüldüğü üzere elektrolitte gerçekleşen redoks tepkimesi ile bu elektronlar katottan elektrolite geçer, elektronlar daha sonra boya duyarlaştırıcı oluşturmak amacıyla TiO_2 film tarafından emilir ve böylece döngü tamamlanmış olur (Gong, Sumathy, Qiao, & Zhou, 2017).



Şekil 2.16. Boya duyarlı fotovoltaik hücrenin çalışma prensibi (Gong, Sumathy, Qiao, & Zhou, 2017)

Boya duyarlı güneş hücrelerinden türetilen bir başka fotovoltaik hücre çeşidi perovskit hücrelerdir. Perovskit kimyasal formülü ABX_3 şeklinde olan kristal yapıya sahip malzemelere verilen ortak bir addır. Formülde A ve B harfleri katyonları X harfi de anyonu temsil etmektedir. Daha büyük olan A katyonunun X anyonu ile 12, küçük olan B katyonunun X anyonu ile 6 bağ yaptığı perovskitler kendilerine has bir kristal yapıya sahiptir (Şekil 2.17). İlk olarak Kojima, Miyasaka, Shirai ve Teshima tarafından 2009 yılında perovskit malzeme ($CH_3NH_3PbI_3$) güneş hücrelerinde fotoaktif malzeme olarak kullanılmıştır. Yapılan çalışmada % 3,81'lik bir verim yakalanmış fakat yapılan dayanıklılık çalışmalarında sürekli ışınım ve açık havaya maruz kalan hücrelerin ürettiği fotoakımda bozulmalar gerçekleşmiştir. Bu sorunlardan dolayı perovskit hücreler üzerinde ilgi azalmış fakat iki yıl sonra Im, Lee, Lee, Park ve Park tarafından nanokristal TiO_2 üzerine biriktirilen $CH_3NH_3PbI_3$ kuantum noktaları ile verim değeri % 6,54'e çıkmıştır. Bu çalışmayla ilgiyi üzerine çeken perovskit hücreler üzerinde yapılan

araştırmalar neticesinde 2009 yılında % 3,81 olan verim değeri % 26,1 seviyesine perovskit-Si tandem hücre teknolojisi % 29,8 seviyesine ulaşmıştır. (Ansari, Nazeeruddin, & Qurashi, 2018., NREL, 2022)



Şekil 2.17. Perovskit malzemelerin kristal yapısı (Park, 2015), gözenekli perovskit güneş hücrelerinin yapısı (Ansari, Nazeeruddin, & Qurashi, 2018)

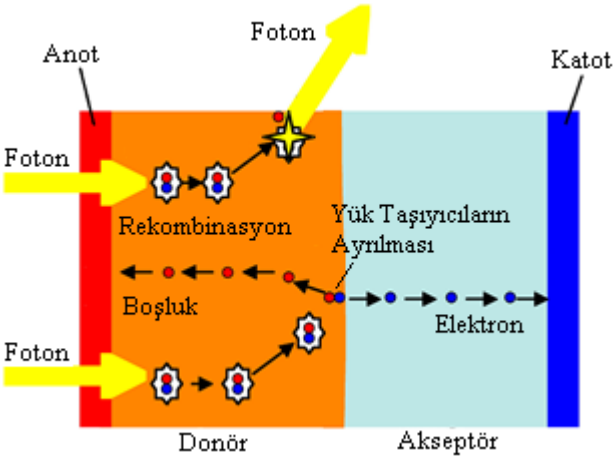
Şekil 2.17'de perovskit güneş hücreleri arasında en yaygın olarak kullanılan mezogözenekli perovskit hücre yapısı görülmektedir. TiO_2 üzerinde gözenekli yapı oluşturmak amacıyla nanopartiküllerin sinterleme işlemi yapılır daha sonra gözenekli yapı üzerine eklenen perovskit katmanı kendiğinden gözenekleri doldurur. Bu mezogözenekli yapı perovskit ile flor katkılı kalay oksit (FTO) arasındaki elektron transferini destekler. Üzerine foton düşen perovskit malzeme içerisinde oluşan elektron boşluk çiftlerinden elektronlar elektron transfer katmanı (ETM) ve boşluklar boşluk transfer katmanı (HTM) tarafından toplanır ve anot ile katoda iletilir. Dışarıdan bir yük hücrenin anot ve katoduna bağlandığında üretilen elektrik enerjisi kullanılmış olur. Perovskitler, malzeme bileşimini değiştirerek güneş spektrumundaki farklı renklere yanıt verecek şekilde ayarlanabilir. Bu bant aralığı esnekliği, % 30'un üzerindeki yüksek performanslı tandem yapılarında perovskit güneş pilleri için başka bir uygulama alanı açar. Bu yapılarda, perovskitler daha fazla güç sağlamak için farklı şekilde ayarlanmış başka bir emici malzeme ile birleştirilir. Belirli bileşimlerdeki perovskit güneş pilleri kızılötesi ışığı verimli bir şekilde dönüştüren kristal silikon gibi malzemeler ile kullanıldığında ultraviyole ve görünür ışığı çok verimli bir şekilde elektriğe dönüştürebilir. Daha yüksek verimlilik ve daha uygun maliyet yakalamak için sadece

farklı bileşimdeki iki perovskit güneş pilini birleştirerek perovskit tandem üretmek mümkündür (Ansari, Nazeeruddin, & Qurashi, 2018., Perovskite Solar Cells, 2022).

2.3.4 Organik Fotovoltaik Hücre

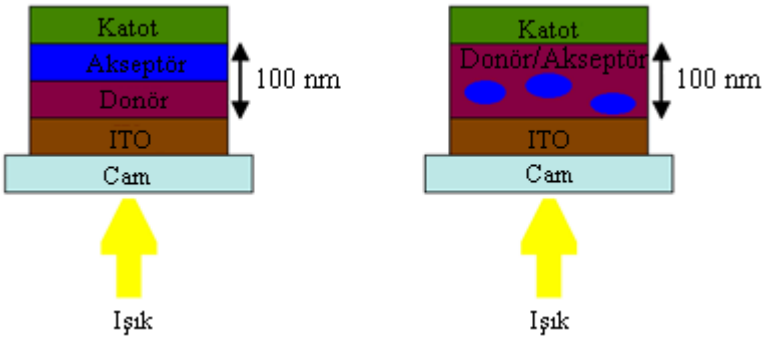
İnorganik (silikon) malzemelerden üretilen fotovoltaik hücrelerin yüksek verimlerinin yanında üretim maliyetleri de yüksektir. Üretimi zor olan bu teknolojinin aynı zamanda silikonun yapısından dolayı kullanım alanı da kısıtlıdır. Maliyet düşürmek ve kullanım alanını genişletmek amacıyla alternatif malzeme arayışı sonucu polimer tabanlı organik fotovoltaik hücreler keşfedilmiştir. Organik güneş hücrelerinin düşük maliyete sahip, esnek yüzeylere uygulanabilir, yapısının kolay değiştirilebilir (polimer) olmasından dolayı istenilen dalga boyuna göre üretimi kolay gibi avantajları ve bünyesindeki yük taşıyıcılarının hareket kabiliyetinin düşük olması, optik verimlerinin düşük olması gibi dezavantajları vardır (Ajayan, ve diğerleri, 2020).

Organik fotovoltaik hücrelerde fotoakım sadece heteroeklemlerde farklı eklemlerin enerji seviyelerinin farkından dolayı elektron-çekirdek arasındaki bağın kopmasını sağlaması ile meydana gelir. Elektron veren (donör) elektron kabul eden (akseptör) malzemelerin sahip oldukları enerji sırasıyla en yüksek işgal edilen orbital seviyesi ve en düşük işgal edilemeyen orbital seviyesi olarak adlandırılır. Heteroeklem yapıdaki malzemeler sayesinde elektron-boşluk çiftleri farklı moleküllerde meydana gelerek rekombinasyon ihtimali azalır. Daha sonra oluşan elektron boşluk çiftleri Şekil 2.18'de gösterildiği gibi akım üretecekleri anot-katoda ulaşana kadar yapıda difüzyon gerçekleştirirler (Akın, Karanfil, Sönmezoğlu, & Ünver, 2013).



Şekil 2.18. Organik fotovoltaik hücre çalışma prensibi (CNX, 2021)

İdeal organik fotovoltaik hücre yapısı elektron boşluk çifti oluşabilecek kadar ince aynı zamanda oluşan elektron boşluk çiftlerinin uygun şekilde ayrılmasını sağlayacak kadar kalın olmalıdır. Genel olarak iki katmanlı heteroeklem ve hacim heteroeklem olmak üzere iki çeşit organik fotovoltaik hücre bulunmaktadır. İki katmanlı heteroeklem yapıda elektron boşluk çifti farklı malzemelerde oluştuğu için rekombinasyon riski azdır fakat sadece donör akseptör yüzeyinde gerçekleştiği için verimleri kısıtlıdır. Şekil 2.19'de hacim heteroeklem yapıda donör ve akseptör yapıların iç içe olduğu ve elektron boşluk çiftinin oluştuğu alanın iki katmanlı heteroeklem yapıya göre daha uzun olduğu görülmektedir.



Şekil 2.19. İki katmanlı (solda) ve hacim heteroeklem yapı (CNX, 2021)

Çizelge 2.1. Farklı fotovoltaik teknolojilerin verim değerleri, avantaj ve dezavantajları (Adam, Adu-Manu, Ayatollahi, Heinzelman, & Tapparello, 2018., Deshpande, 2021., Goyal & Sharma, 2020., Kant & Singh, 2021., NREL, 2022)

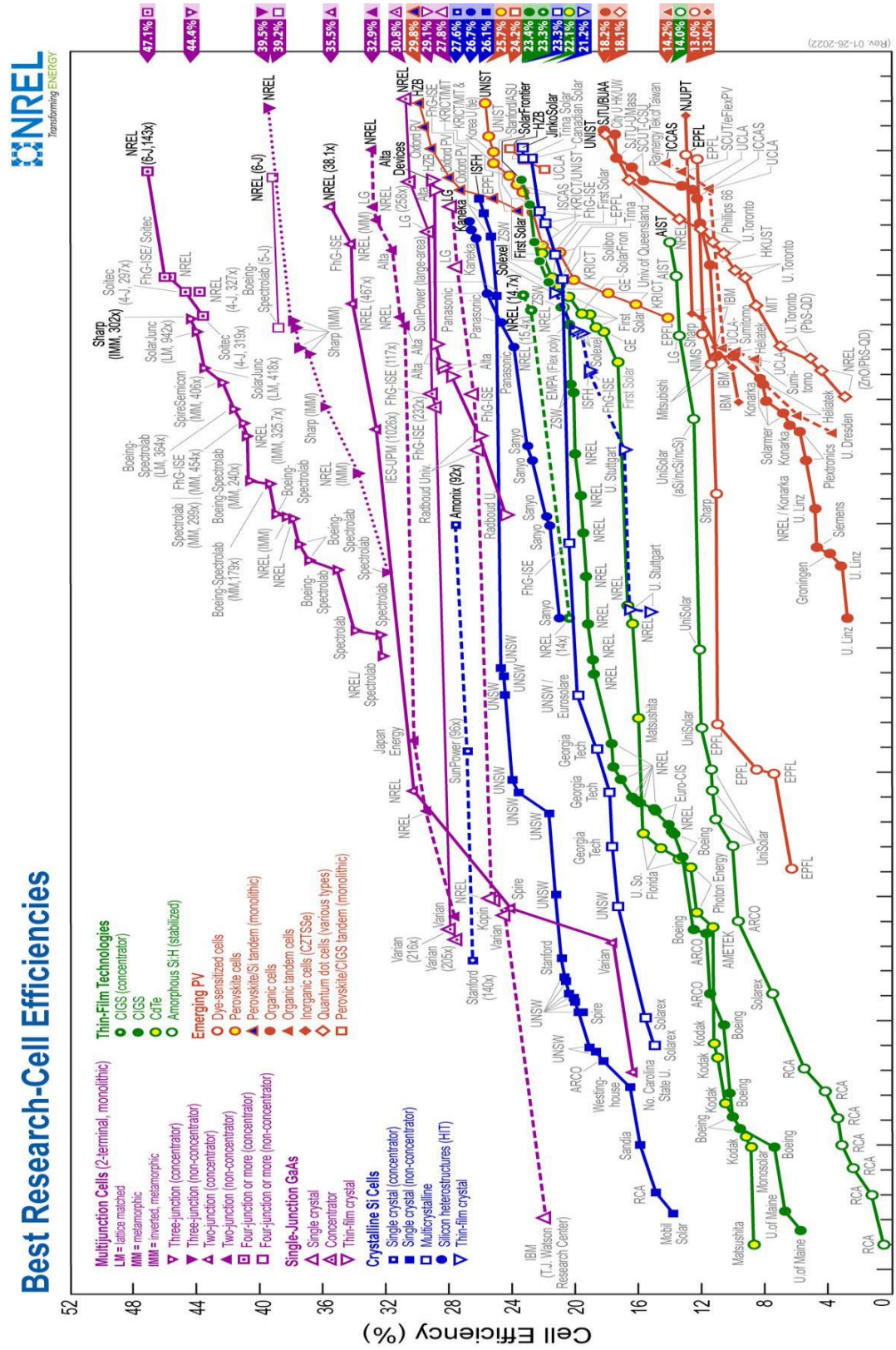
Teknoloji	Verim	Avantaj	Dezavantaj
Monokristal	>26	Yüksek verim, düşük alan ihtiyacı, uzun ömür (25 yıl) ve garanti süresi, düşük ışınımda (bulutlu koşul) daha iyi performans, kullanılan malzeme bol ve zehirsiz	Üretim prosesleri pahalı, yüksek oranda saf malzeme ihtiyacı, üretim esnasında önemli miktardı atık malzeme oluşumu, sıcaklığın verime negatif etkisi yüksek
Polikristal	>23	Üretim prosesleri daha ucuz, bol ve zehirsiz, absorbsiyon verimi monokristale göre yüksek, üretim esnasında daha az atık malzeme oluşumu	Nispeten daha düşük verim değeri, daha fazla alan ihtiyacı, daha kısa kullanım (14 yıl) ve garanti ömrü, sıcaklığın verime negatif etkisi monokristalden yüksek
Amorf	>14	Kristal silikon yapıya göre daha ucuz, daha yüksek absorbsiyon verimi, kullanılan malzeme bol ve zehirsiz, Yapıda daha az malzeme kullanılır, sıcaklığın verime negatif etkisi monokristalden düşük	Düşük verime sahip, kristal hücrelere göre daha yüksek alan ihtiyacı, kısa kullanım (15 yıl) ve garanti ömrü azınlık yük taşıyıcıların ömürleri kısa
CdTe/CdS	>22	Yüksek absorbsiyon verimi, hücre üretimi için gerekli malzeme miktarı az, ortalama kullanım ve çalışma ömrü (20 yıl), basit yapıda üretim maliyetleri düşük, ideal yasak bant enerjisi (1,45 eV)	Ortalama verim, Cd zehirli ve Te doğada az miktarda, sıcaklığın verim üzerindeki negatif etkisi oldukça yüksek
CIGS	>23	Ortalama verim, hücre üretimi için gerekli malzeme miktarı az, maliyeti düşük, kararlı yapı, zayıf ışınım koşullarında iyi performans, ayarlanabilir yasak bant aralığı	Oldukça pahalı bir teknoloji, kararsız yapıda, sıcaklığın verim üzerindeki olumsuz etkisi yüksek, düşük kullanım (12 yıl) ve garanti ömrü
DSSC	>13	Düşük maliyet, zayıf ışınım koşullarında iyi performans, aynı koşullarda diğer hücre çeşitlerine göre daha az ısınma, sağlam ve ortalama ömür (20 yıl)	Düşük verime sahip, daha fazla alan ihtiyacı, zehirli ve uçucu bileşime sahip
Perovskit	>25	Hafif, esnek, yapısı basit, düşük üretim maliyetine sahip, yüksek verim değerine sahip	Kararsız yapı, suya, oksijene ve güneş ışığına uzun süreli maruz kaldığında yapıda bozulma meydana gelir
Organik	>18	Düşük üretim maliyeti, esnek, hafif, termal olarak kararlı yapı,	Düşük verim değeri
Multijunction (Çoklu eklem)	>39	Yapıda oluşturulan farklı yasak bant aralıklarına sahip eklemler sayesinde ışık spektrumunun büyük bir kısmından enerji üretilebilir (teorik verim %86,3), yüksek sıcaklıkta çalışma performansı yüksek	Üretim prosesleri teknolojinin ticari olamayacak kadar pahalı olmasına neden olmaktadır.

Çeşitli fotovoltaik teknolojiler üzerinde uzun yıllardan beri çalışmalar yapılmaktadır. İlk nesil fotovoltaik hücrelerin veriminin yüksek olması fakat üretim

süreçlerinin zorluğundan dolayı maliyetin de yüksek olması daha az malzeme kullanılan ikinci nesil ince film güneş hücreleri teknolojisinin doğmasına neden olmuştur. İnce film teknolojisinin verim değerinin ilk nesil teknolojiye göre düşük olması, düşük maliyeti koruyarak yüksek verim eldesini amaçlayan üçüncü nesil teknolojilerin gelişmesine neden olmuştur. İcat edilen ve üzerlerinde akademik araştırmaların devam ettiği bu teknolojiler kıyaslandığında avantaj ve dezavantajlara sahiptirler. Çizelge 2.1'de fotovoltaik hücre teknolojilerinin yoğunlaştırılmış güneş ışığı kullanılmadığı 25°C sıcaklığa sahip ortamda ölçülen verim değerleri ile avantaj ve dezavantajları sunulmuştur.

Tabloda multijunction teknolojisi dışındaki teknolojiler için heteroeklem yapıların oluşturulmasıyla elde edilen hücre teknolojilerinin verim değerleri dikkate alınmamıştır. Czochralski metodunun keşfi ile saflık derecesi yüksek kristal silikon eldesi mümkün hale gelmiştir. Doğada bol miktarda bulunan silikon aynı zamanda geçmiş dönemde sahip olunan gelişmiş mikroelektronik endüstrisi ve sahip olduğu birçok avantaj sayesinde fotovoltaik güneş hücreler için temel malzeme olarak kullanılmıştır. Gelişmiş endüstriye rağmen yüksek saflık derecesinde silikon kristali üretmenin zor ve maliyetli oluşu sebebiyle araştırmacılar amorf silikon ve ince film teknolojisini geliştirmişlerdir. Zamanla üretim teknolojilerinde gerçekleşen gelişmeler ile maliyetler yüksek oranda düşmüş ve ilgi tekrardan verimi daha yüksek olan kristal silikon hücrelere kaymıştır. Yapılan çalışmalar neticesinde verim değerleri teorik verim sınırına yaklaşmış fakat bu teknolojiyi pazarda kullanıma sunmanın ekonomik açıdan uygulanabilir olmadığı görülmüştür.

NREL 1976 yılından itibaren her yıl kabul görmüş bağımsız test laboratuvarlarında verim değeri ölçülen fotovoltaik teknolojilerden kendi sınıfında en yüksek verim değerine sahip olan firma ve ölçülen değeri grafik şeklinde paylaşmaktadır (Şekil 2.20). 2022 yılı için paylaşılan grafik incelendiğinde kristal hücre veriminin teorik sınıra oldukça yaklaştığı görülmektedir. Multijunction güneş hücrelerinde 4 ve üzeri ekleme sahip hücrelerin yoğunlaştırılmış güneş ışığı altında grafikteki en yüksek verim değerine (% 47,1) sahip olduğu görülmektedir. Bunun yanında teorik verim limiti % 86,3 olan bu teknolojinin hala gelişim açısından oldukça büyük bir potansiyeli bulunmaktadır. Nispeten yeni denebilecek teknolojilerden boya duyarlı fotovoltaik hücrelerin bir türevi olan perovskit hücrelerin hızlı gelişimi göze çarpmaktadır.



Şekil 2.20. Farklı teknolojilerde ölçülen rekor verim değerleri (NREL, 2022)

BÖLÜM 3

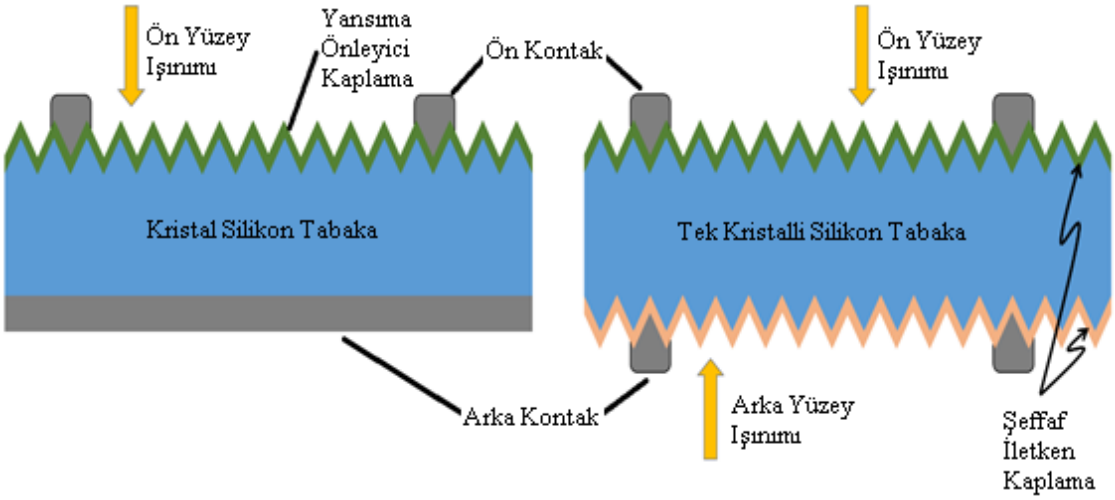
3. ÇİFT TARAFLI HÜCRE TEKNOLOJİSİ

Fotovoltaik hücrelerin geliştirildiği ilk zamanlarda kristal silikon hücrenin kullanımıyla birlikte birtakım sorunlar ile karşılaşılmıştır. Silikon yapıdaki azınlık yük taşıyıcılarının sınırlı difüzyon mesafesi sebebiyle uzun dalga boylu fotonların absorbe edilmemesi ve kristal yapı yüzeyinde rekombinasyon meydana gelmesi gibi sorunlar kristal silikon güneş hücrelerinin icat edildikleri ilk zamanlarda ticarileşmesine engel olmuştur. Bu engelleri ortadan kaldırmak amacıyla çift taraflı fotovoltaik hücre teknolojisi üzerinde çalışılmış ve ilk çift taraflı fotovoltaik hücre 1960 yılında H. Mori tarafından p^+np^+ yapıda geliştirilmiştir. Bu teknolojinin üretim maliyetlerinin geçmişte yüksek olması sebebiyle pek ilgi görmemiştir. 1960-1980 yılları arasında karasal uygulamalarının görülmediği bu teknoloji Rusya tarafından uydularda Dünya'dan yansıyan ışığı kullanarak elektrik üretmek amacıyla kullanılmıştır. 1980 yılında ilk kez albedo kavramı ve albedosu yüksek olan ortamda kıyaslanan çift taraflı modüllerin tek taraflı modüllere göre % 50 oranında daha fazla güç ürettiği görülmüştür. Back Surface Field teknolojisinin (güneş hücresinin arka yüzeyine yakın bölgede aşırı katkılanmış bir yapı ile azınlık taşıyıcıların arka yüzeyde rekombinasyonunu engelleyen bir bariyer oluşturmak) eklem yapısındaki ana malzeme ile aynı katkılama tipine sahip olduğunda rekombinasyonu düşürdüğü ve gerilimi arttırdığı fark edilmiştir. Bu sayede 1981 yılında ilk kez yüksek verim değerine sahip (% 15,7) p^+nn^+ yapıdaki hücreler geliştirilmiştir. Bu gelişmeler neticesinde çift taraflı güneş hücreleri yine ilgiyi üzerine çekmiştir. Ayrıca kristal silikon hücrelerin seviyelendirilmiş enerji maliyetinin sadece ince film veya yoğunlaştırıcı güneş ışığı uygulamaları ile düşürülebileceği mantalitesi yavaş yavaş değişim göstermiştir. 1990'lı yıllarda çift taraflı fotovoltaik hücrelerin karasal uygulamaları ticarileşmiş ve gürültü bariyerleri, gölgelikler, dikey kurulum şeklinde

kullanılmaya başlanmıştır. Ayrıca arka yüzeyde meydana gelen rekombinasyonu önleme çabası yüzey pasifleştirme mekanizmalarının daha iyi anlaşılmasına ve birçok yeni güneş hücresi yapısının geliştirilmesine olanak sağlamıştır. 2010 yılında n-PERT teknolojisi ticarileşmiş ve ilk üretildiğinde çift taraflı potansiyele sahip bu hücre teknolojisi tek taraflı modüllerde kullanılmıştır. 2011 yılında PVGS firması tarafından n-PERT hücre teknolojisine sahip çift taraflı modüller ticari olarak piyasaya sürülmüştür. Şirketin yayınlarındaki performans artışı dikkat çekmiş ve diğer firmaların araştırma ve geliştirme departmanlarının farklı tipte çift taraflı güneş modülleri geliştirmesini sağlamıştır. Farklı kurulum tiplerinde kullanımı ve elde edilen yüksek seviyedeki arka yüzey kazançlarının yayınlarda sunulması bu teknolojinin fotovoltaik pazarı tarafından giderek benimsenmesini sağlamıştır. Ayrıca performansın arttığını ispatlayan yayınlar çift taraflı modüllerden oluşan güneş enerji santrallerine bankalar tarafından kredi verilmesini sağlamış böylelikle yatırımları gerçekleştirmek kolaylaşmıştır. 2020 yılında yaklaşık % 30 olan çift taraflı fotovoltaik hücre pazar payının 2030 yılında % 80 civarına yükseleceği tahmin edilmektedir. (Cueavas, del Alamo, Eguren, & Luque, 1982., Fischer, Herritsch, Trube, & Woodhouse, 2021., Kopecek & Libal, 2021)

3.1 Çift Taraflı Hücre Yapısı ve Çalışma Prensibi

Çift taraflı fotovoltaik hücreler arka yüzeyde ızgara biçiminde metal kontak bulundururlar. Arka yüzeyi tamamen kaplamak yerine bu şekilde bir yapı oluşturmak üretim sürecini bir miktar zorlaştırır fakat bu yapı sayesinde artan performans üretim sürecinden kaynaklı maliyet artışını kat kat tolere etmektedir. Arka yüzeyinde alüminyum kaplama bulunanlar dışındaki tüm fotovoltaik hücreler ya çift taraflıdır ya da maliyeti düşük operasyonlar ile kolayca çift taraflı duruma getirilebilir. Bu sebeple modüllerin çift taraflı kullanılmasının verimi arttırarak seviyelendirilmiş enerji maliyetini düşüreceği fikri tüm pazar tarafından kabul görmektedir. Tek taraflı ve çift taraflı fotovoltaik hücrelerin yapısı aşağıdaki şekilde görülmektedir (Şekil 3.1). İki hücre yapısı arasındaki fark çift taraflı modülde arka yüzeyin tamamının kaplanmaması, ızgara şeklinde bir kaplama kullanılmasıdır. Tek taraflı ve çift taraflı fotovoltaik hücrelerin çalışma prensibi benzerdir farklı olarak çift taraflı modül ön ve arka yüzeyden gelen ışınımı kullanarak daha fazla enerji üretir (Electric Power Research Institute (EPRI), 2021).



Şekil 3.1. Tek ve çift taraflı fotovoltaik hücre yapısı (Electric Power Research Institute (EPRI), 2021)

Çift taraflı fotovoltaik hücreler aynı hücre alanından daha fazla güç üretimine imkân tanır ve bu sayede seviyelendirilmiş enerji maliyetini geleneksel yapıya göre azaltır. Arka yüzeyde bulunan ızgara yapı sayesinde bünyesinde daha az miktarda metal ihtiva eden çift taraflı modüllerde kızılötesi ışınımların soğurulma miktarı azaldığı için hücrenin çalışma sıcaklığı tek taraflı fotovoltaik hücreye göre daha düşüktür. Çift taraflı modüllerin performansı difüz ve yansıyan ışınımı kullandıkları için azimut açısından çok az etkilenir. Ön ve arka yüzeyde cam kullanılması dolu yağışı gibi fiziksel darbelere karşı dayanıklılığı, ısıl performansı arttırır ayrıca neme karşı hücreyi koruduğu için verimde yaşanan bozunma kaynaklı yıllık azalma miktarı tek taraflı hücrelere göre daha azdır. Ayrıca farklı kurulum tiplerinin farklı avantajları mevcuttur. Dikey kuruluma sahip çift taraflı modüllerde toz ve kar birikmesinden kaynaklı performans kayıpları daha azdır (Şekil 3.2). Kirlenmenin daha az olması dikey modüllerde temizlik giderlerini dolayısıyla yıllık işletme ve bakım giderlerini azaltır. Günlük enerji üretimine bakıldığında dikey çift taraflı panellerde sabah ve akşam saatlerinde olmak üzere 2 adet pik bulunmaktadır ve bu üretim enerji talebiyle gayet uyumludur (Ahmed, Gu, Ma, Peng, & Zhang, 2020., Amin, Butt, Saleem, & Ullah, 2020., Gali, ve diğerleri, 2018., Guo, Peters, & Walsh, 2013).

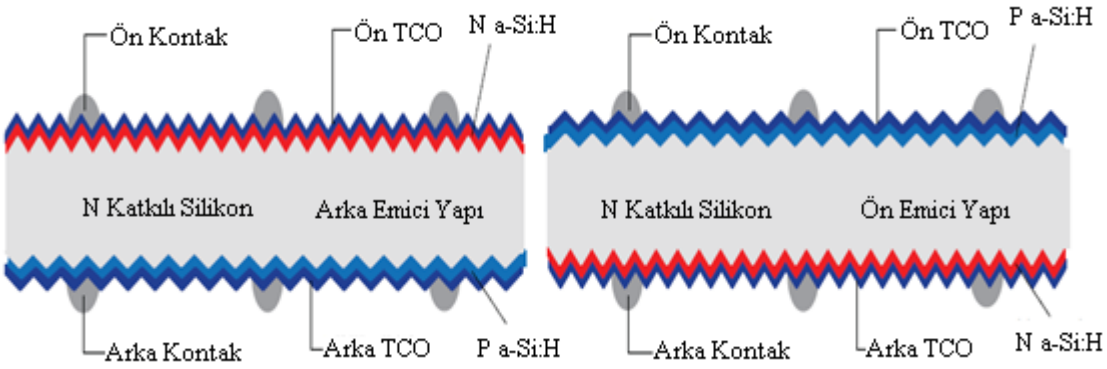


Şekil 3.2. Almanya'nın Saarland eyaletinde, 2 MW kurulu güce sahip dikey çift taraflı modüllerden oluşan güneş enerji santrali (News & Media, 2018)

3.2 Çift Taraflı Hücre Çeşitleri

3.2.1 Heteroeklem Fotovoltaik Hücreler

Heteroeklem fotovoltaik hücrelerin çift taraflı olarak kullanılması avantajlı bir yapı meydana getirmektedir. Heteroeklem hücreler yüksek verim değerlerine, yüksek bifaciality (yüzey güç oranı) ve yüksek ısıl verim değerlerine sahiptir. Heteroeklem fotovoltaik hücreler kristal silikon katman üzerine ince filmler şeklinde hidrojen katkılı amorf silikon malzeme, şeffaf iletken oksit ve son olarak seçilmiş yüzeylerde seçici yük taşıyıcı kontakların biriktirilmesiyle meydana gelir. Katkılı amorf silikon katman yük taşıyıcıların bir kısmını kendine doğru çekerken diğerlerinin geçmesini engeller. Bir tarafta p tipi katkılanmış amorf silikona boşluklar ve diğer tarafta n tipi katkılanmış amorf silikona elektronlar hareket eder. Daha sonra bu katkılı amorf silikon yapı üzerine biriktirilen şeffaf iletken oksit malzeme ile kontaklar ve amorf yapı arasındaki elektrik iletimi sağlanmış olur. Heteroeklem fotovoltaik hücreler güneşli yöne gelecek olan katkılı amorf silikon katmanın katkı türüne göre ön emici (p tipi katkılı) veya arka emici (n tipi katkılı) yapı şeklinde adlandırılır. Aşağıdaki şekilde her iki tipteki heteroeklem çift taraflı fotovoltaik hücre yapısı görülmektedir (Şekil 3.3).

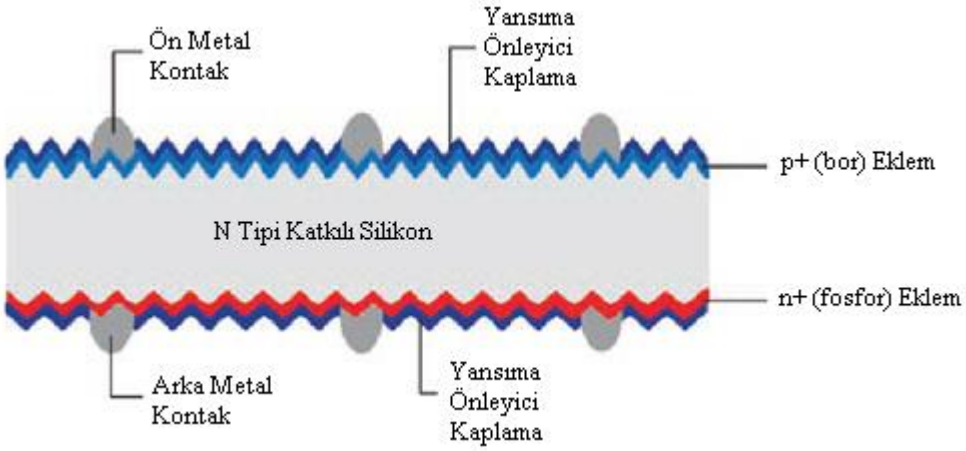


Şekil 3.3. Çift taraflı heteroeklem fotovoltaik hücre yapısı (Kopecek & Libal, 2018a, s. 34)

Bu teknoloji yüksek miktarda gerilim üretmeyi olanaklı kılar ayrıca arka yüzey kazancının %92'nin üzerinde olması hücre verimini %25'in üzerine çıkarır. Bu üstün özelliklere rağmen gerek üretim proseslerinde geleneksel silikon hücre üretiminde kullanılmayan özel ekipmanlara olan ihtiyaç gerekse işletme esnasında ileri seviyede mühendislik bilgisine ihtiyaç duyulması sebebiyle günümüz pazarında tercih edilmemektedir. (Kopecek & Libal, 2018a)

3.2.2 n-PERT Güneş Hücreleri

N-PERT fotovoltaik hücreler ana malzeme olarak n tipi katkılı silikon kullanmaktadırlar. N tipi katkılı silikon malzeme daha uzun yük taşıyıcı ömrüne ve yapısında bor elementinin olmaması sayesinde ışınım kaynaklı bozulmalarla meydana gelen performans kayıpları daha azdır. Bu sebeple p tipi katkılı silikon malzemeye göre daha yüksek enerji dönüşüm verimlerine sahiptirler. Hücre yapısının ön yüzeyinde bor katkılı p tipi eklem arka yüzeyinde fosfor katkılı n tipi eklem bulunmaktadır. Ön yüzeyde kimyasal pasifleştirmeyi sağlamak ve yansımayı önlemek amacıyla Al_2O_3/SiN_x veya SiO_x/SiN_x ince film şeklinde tabaka bulunmaktadır. Arka yüzeyde bulunan fosfor katkılı n tipi eklem tüm yüzeyi kaplayarak azınlık yük taşıyıcıların geçişini engeller. Arka yüzey kaplama n tipi eklem yapısındaki direnç çeşitliğinden kaynaklı performans düşüşlerine karşı hücreye koruma sağlar. Arka yüzeyde alüminyum kaplama olmadığı için bu tip hücreler doğal çift taraflı fotovoltaik hücrelerdir (Şekil 3.4).

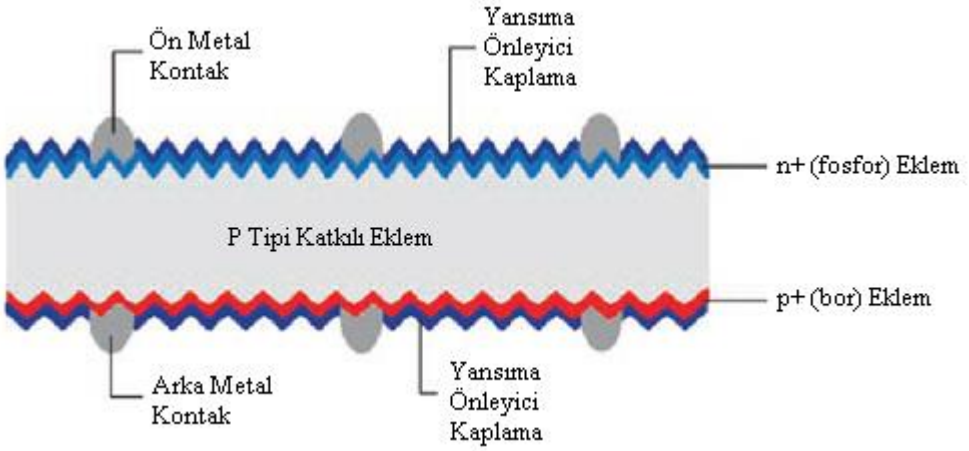


Şekil 3.4. Tipik n-PERT çift taraflı fotovoltaik hücre yapısı (Kopecek & Libal, 2018a, s. 36)

N-PERT fotovoltaik hücreler % 90 civarında arka yüzey kazancına ve % 24 değerinde ön yüzey performansına sahiptirler. Uzay uygulamalarında ilk olarak p katkılı yapıdaki silikon ana malzeme olarak kullanıldığı için bu yönde gelişmiş bir endüstri ve üretim prosesleri bulunmaktadır. Bu sebeple var olan üretim proseslerinde yapılacak küçük değişiklikler ile üretim kolaylıkla gerçekleştirilebilir. Ayrıca pazarda hâlihazırda bu teknolojinin üretimi gerçekleştirilmektedir (Boss, 2021., Kopecek & Libal, 2018a).

3.2.3 p-PERT Güneş Hücreleri

Uzay uygulamalarında uzayda bulunan yüksek enerjili ışınıma karşı daha dayanıklı olan p katkılı silikonun kullanılması nedeniyle bu yönde gelişen endüstriden dolayı karasal uygulamalarda da bu malzemenin kullanılması benimsenmiştir. Bu teknolojinin en büyük avantajı diğer çift taraflı fotovoltaik hücrelerden daha basit bir üretim prosesinin olmasıdır. Tipik p-PERT hücre yapısında kimyasal pasifleştirmenin SiN_x katmanı ile sağlandığı fosfor katkılı n tipi eklem ön yüzeyde bulunmaktadır. Az miktarda parlaklık veya doku verilmiş bor katkılı yüzey kaplaması p tipi eklem şeklinde arka yüzeyde bulunmaktadır. Arka yüzeyde kimyasal pasifleştirme ve yansıma önleyici özelliğin kazandırılması amacıyla Al_2O_3/SiN_x veya SiO_x/SiN_x bileşiklerinden oluşan ince film şeklinde katman bulunmaktadır (Şekil 3.5).

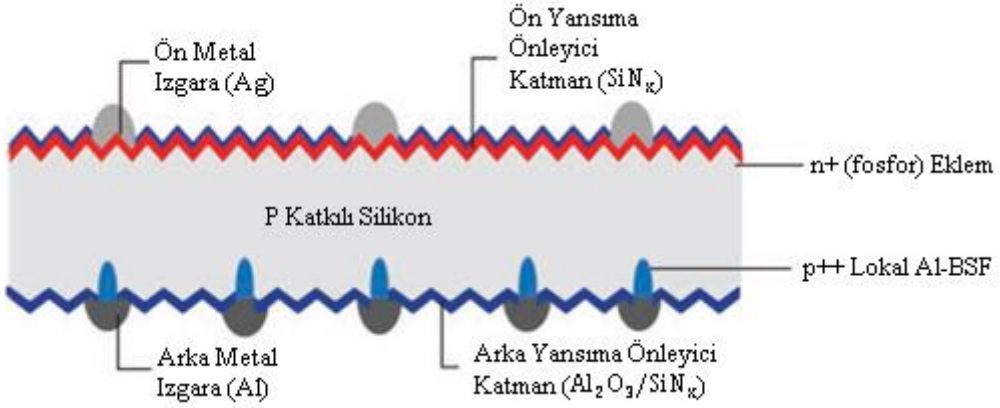


Şekil 3.5. Tipik p-PERT çift taraflı fotovoltaik hücrenin yapısı (Kopecek & Libal, 2018a, s. 41)

Arka yüzey kazanç oranı % 85-90 civarında olan bu hücrelerin ön yüzeyinden elde edilen verim değeri % 20 civarındadır. Önceki yüzyılda daha çok tek kristalli silikon yapı üzerinde yapılan verim arttırıcı çalışmalar yakın zamanda çoklu kristal yapı üzerinde yoğunlaşmıştır. (Kopecek & Libal, 2018a)

3.2.4 p-PERC+ Güneş Hücreleri

P-PERC+ hücrelerin üretim prosesi tek taraflı PERC hücreler ile benzerdir. Tek taraflı PERC hücreyi çift taraflı yapmak için arka yüzeyin tamamını kaplayan alüminyum katmanın ızgara şeklinde olması ve kimyasal pasifleştirme sağlayan katmanın aynı zamanda yansımayı önleyecek özelliğe sahip olması gerekir. Tek taraflı PERC üretim proseslerinde kullanılan ekipmanlar ile çift taraflı PERC+ hücreler üretmek mümkündür, ek bir yatırım gerekmez. Tek taraflı PERC hücrelerde arka yüzeydeki SiNy katmanı yansımayı arttırıp hücre içerisinde difüzyon ile hareket eden fotonu geri yansıtması için kalın yapılır. PERC+ hücrelerde ise bu katman yansımayı önlemesi açısından daha ince tutulur (Şekil 3.6). Ayrıca alüminyum ızgara yapının hücrenin verimini düşürmeyecek şekilde tasarlanması gerekir. Bunun sağlanması için alüminyum ızgaranın seri dirence katkısı 0,05 Ω/cm^2 değerinin altında olması gerekir (Kopecek & Libal, 2018a).



Şekil 3.6. Tipik p-PERC+ hücre yapısı (Kopecek & Libal, 2018a, s. 49)

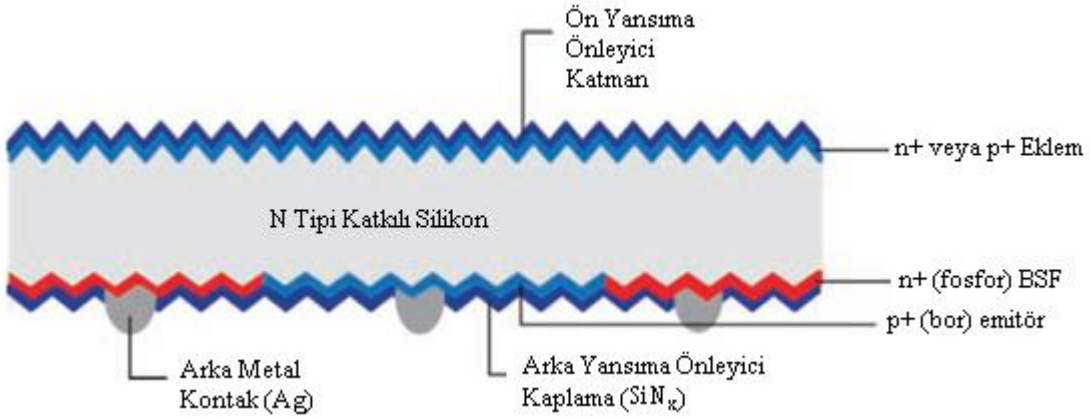
Endüstriyel olarak güncel verim rekoru %22,8'dir. PERC+ fotovoltaik modül verim değerinin, modül tasarımındaki gelişmeler ve yük kapasitesindeki iyileştirmeler ile birlikte %24'ü aşacağı düşünülmektedir (Verma, 2020).

3.2.5 Arka Kontak Güneş Hücreleri

Birleşik arka kontak silikon hücreler iki kutbu da arka yüzeyde bulundururlar. Bu hücrelerde ön yüzeyde ızgara olmadığı için gölge kayıpları açısından daha avantajlı bir yapı mevcuttur. Bu sebeple bu hücreler daha çok ön yüzeyden gelen ışınımın asıl enerji kaynağı olduğu durumlar için kullanılır. Laboratuvar ortamında % 25,2 olan hücre verimi ticari olarak üretilen hücrelerde % 24,1'dir. Genellikle p-n eklem yapısında olan hücrelerin heteroeklem güneş hücreleri ile birleştirilmiş arka kontak teknolojisi içeren bir versiyonları da mevcuttur. Heteroeklem tasarım yüksek verimine rağmen (% 26,7) yüksek maliyetinden dolayı pazar açısından henüz rekabetçi değildir.

Eklem oluşturma esnasında katkılama amacıyla iyon ekleme prosesi veya difüzyon uygulanabilir. Genellikle tercih edilen iyon ekleme işleminden sonra proses esnasında oluşan hasarı gidermek ve yapıdaki iyonlara elektriksel özellik kazandırmak amacıyla ısıl tavlama işlemi yapılır. Arka yüzeyde bulunan p+ ve n+ katmanlarının kalınlığı ucuz maliyetli üretim proseslerinin kullanılabilmesi açısından yüzlerce mikron veya milimetre kalınlığındadır. Bu durum azınlık taşıyıcıların emici tabakaya ulaşmalarını zorlaştırır. Bu olumsuzluğu gidermek için ön yüzeyde p+ eklem kullanılır, böylece yığın içerisinde arka yüzeye yakın olan yerlerde üretilen azınlık yük taşıyıcıları

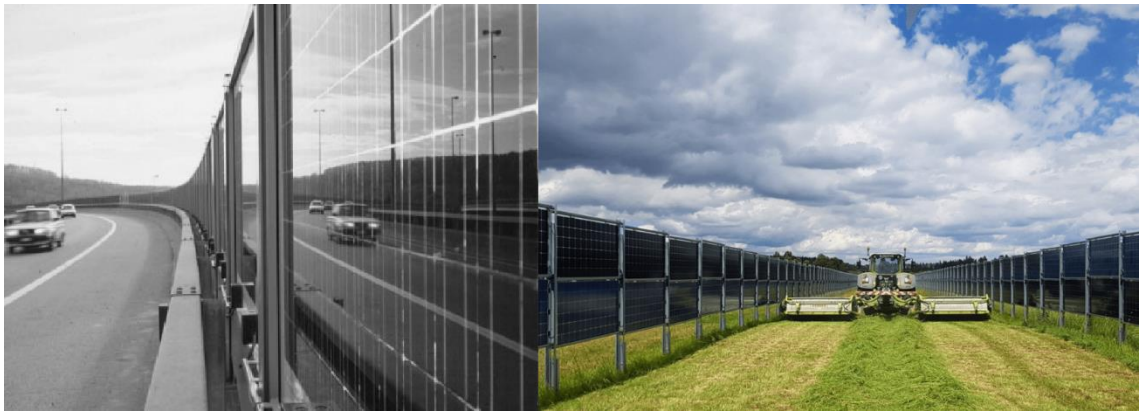
ön kısımdaki emitter (yayıcı) katmana ulaşır. Şekil 3.7'de tipik birleştirilmiş arka kontak çift taraflı fotovoltaik hücrelerin yapısı görülmektedir (Kopecek & Libal, 2018a).



Şekil 3.7. Tipik birleştirilmiş arka kontak çift taraflı fotovoltaik hücre yapısı (Kopecek & Libal, 2018a, s. 55)

3.3 Çift Taraflı Güneş Panellerinin Uygulama Alanları

Çift taraflı fotovoltaik modüller kullanım amaçlarına ve kullanıldığı bölgenin şartlarına göre birçok farklı kurulum tipine sahiptir. Gürültü bariyeri olarak, çit veya tarım alanının efektif olarak kullanılması için modüller dikey şekilde konumlandırılır (Şekil 3.8). Bu kurulum tipinde çift taraflı modüllerin ön ve arka yüzeyleri doğu-batı yönlerine bakmaktadır. Dikey kuruluma sahip çift taraflı modüllerin gün içerisindeki enerji üretim değerlerine bakıldığında sabah ve öğleden sonra olmak üzere 2 adet pik değer bulunur.



Şekil 3.8. Otoban kenarında gürültü bariyeri olarak (Clavadetscher & Nordmann, 2004) ve tarım arazisinde kullanılan dikey çift taraflı güneş panelleri (Our Agro-Photovoltaic Concept, 2022)

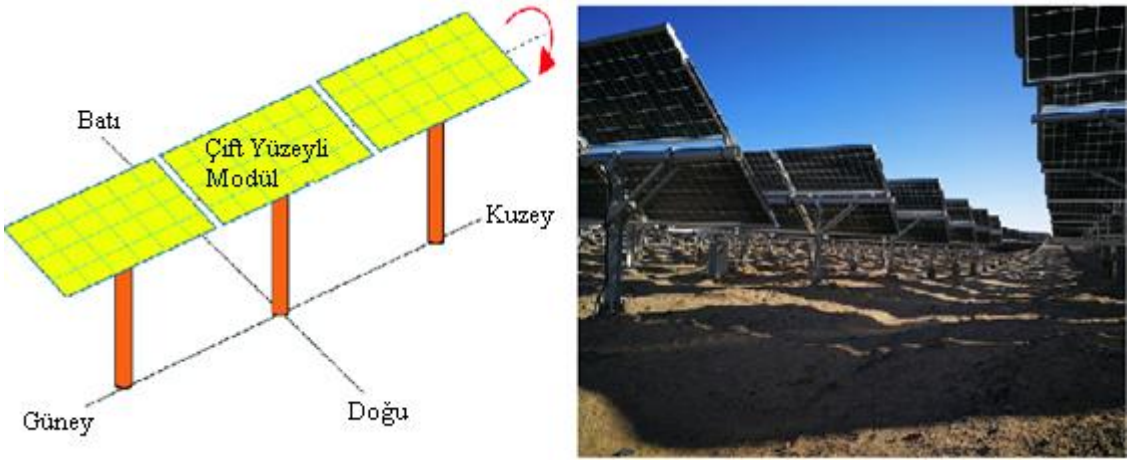
Çift taraflı güneş panelleri arazi maliyetinin modül maliyetinden oldukça yüksek olduğu bölgelerde araziyi en etkili şekilde kullanmak amacıyla veya yanları açık garaj üzerine ya da alan miktarının kısıtlı olduğu bir fabrika çatısı üzerine kurulum gibi durumlarda optimum eğimde veya yatay şekilde konumlandırılır (Şekil 3.9). Konum neticesinde gelen ışınımın doğrudan ve difüz bileşenlerinin oranı kurulum tipini etkilemektedir. Doğrudan ışınımın yoğun olduğu ekvatora yakın bölgelerde kurulan sistemler genellikle öğle saatlerinde gelen ışınımı maksimum seviyede kullanmak amacıyla yatay şekilde olmasına rağmen kutuplara yaklaşıldıkça difüz ışınımın artması ile kurulum tipleri optimum eğim veya dikey kuruluma doğru kaymaktadır.



Şekil 3.9. Arazi ve çatı üzerinde kurulu (Uygulamalar, 2022), otopark üzerine kurulu çift taraflı güneş modüllerinden oluşan sistemler (Bifacial Carport Performance, 2022)

Bir diğer kurulum tipi güneş takip sistemine sahip modüllerin kullanıldığı sistemlerdir. Seviyelendirilmiş enerji maliyetinin enerji sistemleri açısından önem kazanması neticesinde fotovoltaik modüller için en uygun olan kurulumun belirlenmesine yönelik çalışmalar gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmalardan birinde yatay tek eksenli izleme (HSAT) sistemine sahip olan çift taraflı modülün yıllık arka yüzey kazancının % 12'nin üzerinde olduğu görülmüştür (La Silla: Where innovation makes the sun more efficient, 2017). HSAT sisteminde dizi kuzey-güney boyunca uzanır ve takip sistemi yatay eksende hareket ederek güneşi doğu yönünden batı yönüne kadar takip eder (Şekil 3.10). Carlos, ve diğerleri, tarafından 2020 yılında yapılan bir diğer çalışmada tek ve çift taraflı modüllerin sırasıyla sabit eğimli, tek veya çift eksenli güneş takip sistemlerine sahip olduğu durumda sistemlerin ekstra enerji kazanımları ve güneş takip sistemlerinin seviyelendirilmiş enerji maliyetlerine olan etkisi incelenmiştir. Bu çalışmada Dünya üzerindeki konumların % 93'ü için HSAT sistemine sahip çift taraflı modüllerin en düşük

seviyelendirilmiş enerji maliyetine sahip olduğu görülmüştür. Bunlar gibi çalışmaların pazarı yönlendirmesi ile takip sistemine sahip modüllerin yerden yüksek ve daha fazla diziler arası mesafe ihtiyacından dolayı tek taraflı modül kullanımının mantıklı olmaması fikri 2018 yılından sonra kurulan sistemlerde çift yüzeli modüllerin HSAT sistemleri ile birlikte kullanımı trendini ortaya çıkarmıştır (Kopecek & Libal, 2021).



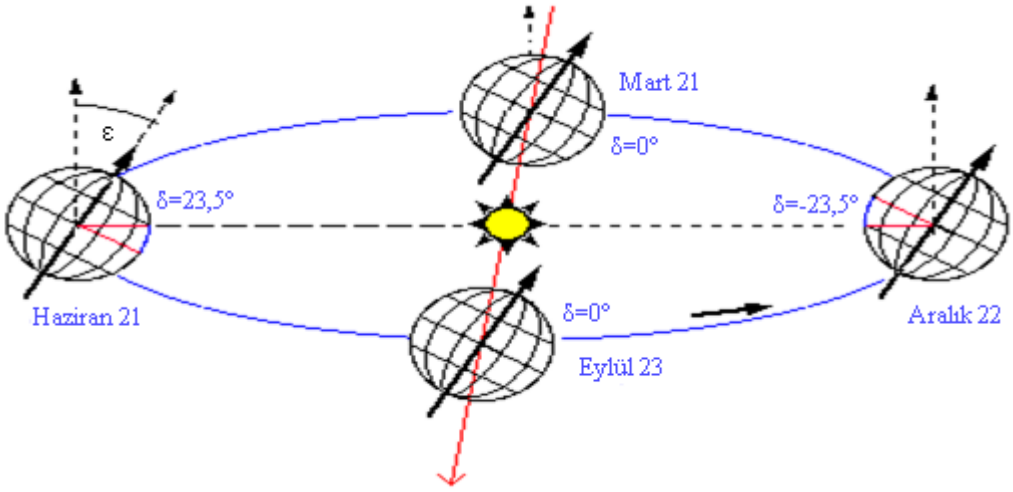
Şekil 3.10. HSAT sisteminin çalışma prensibi (Arbelle, ve diğerleri, 2019) ve HSAT sitemine sahip çift taraflı modüllerden oluşan güneş enerji santrali (World's largest Bifacial Solar Power Project Installed in China's Qinghai Province, 2018)

3.4 Işınım ve Güç Hesabı

3.4.1 Güneşin Konumu

Dünya, kuzey ve güney kutuplarından geçen bir eksende ekvatora dik biçimde kendi etrafında döner. Bu dönüş ekseni, Güneş'in etrafında döndüğü yörüngenin düzlemine dik değildir. Dünya ekseni 23,45°'lik bir eğikliğe sahiptir. Bu eğik olma durumu Dünya'nın Güneş çevresinde dönüşü esnasında mevsimlerin oluşmasına neden olur. Güneş'in konumunun hesaplanmasında ihtiyaç duyulan açılardan biri deklinasyon açısıdır. Deklinasyon açısı basitçe Güneş ışınlarının doğrultusunun ekvator ekseni ile yaptığı açıdır. Deklinasyon açısı Dünya'nın eksen eğikliğinden kaynaklanan ve Güneş etrafındaki yörüngesindeki hareketi sonucu değişerek, $-23{,}45° \leq \delta \leq 23{,}45°$ aralığında değer alan bir açıdır (Şekil 3.11). Kuzey yarımküre için yaz gündönümü olan 21 Haziran tarihinde 23,45°, kış gündönümü olan 21 Aralık tarihinde -23,45° değerini alır. Ekinoks

dönemlerinde (21 Mart, 23 Eylül) değeri 0'dır (Bowden & Hansen, Declination Angle, 2022).



Şekil 3.11. Dünya'nın Güneş etrafında dönüşü esnasında meydana gelen deklinasyon açıları (Giesen, 2019)

Atmosfer dışına gelen ışınım miktarı uydular, roketler, güneş teleskopları gibi teçhizatlar kullanılarak ölçülür. Bu değere aynı zamanda güneş sabiti ($\boldsymbol{G_{sc}}$) denir ve 2000 yılında ASTM (Amerikan Test ve Malzeme Kurumu) tarafından bu değer 1366,1 W/m^2 olarak kabul edilmiştir (NREL, 2022). Her ne kadar güneş sabiti olarak adlandırılsa da değer yıl içerisinde çeşitlilik gösterir. Bu çeşitliliğin başlıca iki nedeni güneşin yaydığı ışınım miktarındaki farklılık ve Güneş-Dünya arasındaki mesafenin yıl içerisinde farklılık göstermesidir. Güneş'te meydana gelen güneş lekeleri yaydığı ışınımın farklı olmasına yıl içerisinde değişen mesafe ise kuzey yarımküreye göre kış aylarında güneş sabiti değerinin daha yüksek yaz aylarında daha düşük olmasına neden olur. Bu çeşitlilikten dolayı atmosfere gelen günlük ışınım değerinin tahmin edilmesine yönelik modeller geliştirilmiştir. Spencer tarafından 1971 yılında çoğu mühendislik uygulamaları için doğru kabul edilebilir sonuçlar veren bir model (Denklem 3.1) geliştirilmiştir. Daha sonra Iqbal tarafından 1983 yılında hata payı daha düşük olan (% 0,01) başka bir denklem (Denklem 3.2) geliştirilmiştir.

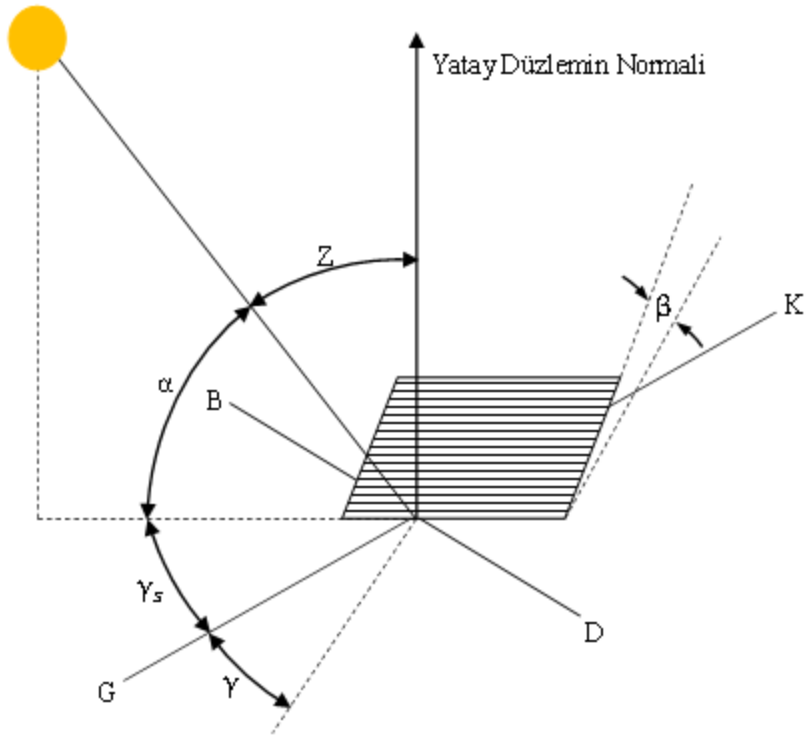
$$G_{on} = G_{sc} * \left(1 + 0{,}033 * cos\frac{360 * n}{365}\right) \tag{3.1}$$

$$G_{on} = G_{sc} * (1{,}000110 + 0{,}034421 cosB + 0{,}001280 sinB + 0{,}000719\, cos2B + 0{,}000077 sin2B) \quad (3.2)$$

$$B = (n-1) * \frac{360}{365} \quad (3.3)$$

Burada **n** değeri yılın n. gününü ifade etmektedir.

Güneş enerjisinden optimum düzeyde faydalanabilmek için panel yüzeyi ile güneş geliş açısının birbirine dik olması gerekir. Güneş geliş açısı konuma ve zamana bağlı olarak sürekli değişiklik gösterdiği için sistem kurulumundan önce birtakım mühendislik hesaplarının yapılması elzemdir. Herhangi bir anda ve herhangi bir oryantasyona sahip (sabit, tek eksenli güneş takibi vs.) bir düzlem ile güneşten gelen doğrudan ışınım arasındaki geometri birkaç açı yardımıyla açıklanabilir. Şekil 3.12'de eğik düzleme gelen doğrudan ışınım geliş açısının hesabında kullanılan açılar gösterilmiştir.



Şekil 3.12. Doğrudan ışınım geliş açısının hesabında kullanılan güneş açıları

Burada:

- ***Z***, güneş ışınımı ile yatay düzlemin normali arasındaki zenit açısını

- $\boldsymbol{\alpha}$, zenit açısının tümleyeni olan güneş yükseklik açısını
- $\boldsymbol{\gamma_s}$, gelen ışınımın yatay düzlem üzerindeki izdüşümünün güney yönü ile arasındaki açı olan güneş azimut açısını
- $\boldsymbol{\gamma}$, yüzey normalinin yatay düzlem üzerindeki izdüşümü ile güney yönü arasındaki açı azimut açısını
- $\boldsymbol{\beta}$, düzlemin eğim açısını temsil etmektedir (Beckman & Duffie, 2013, s. 13).

SAM, Michalsky (1988) ve Iqbal (1983) tarafından yayınlanan metotlardan yararlanarak güneşin konumunu coğrafi konum ve zamana bağlı olarak 2000 ila 6000 yılları arasında hesaplayabilen ekliptik koordinatları içerisinde barındıran ayrıntılı denklemlerin kullanıldığı $\pm 0{,}0003°$ gibi küçük bir hata payına sahip kendi algoritmasını geliştirmiştir (Andreas & Reda, 2008).

3.4.2 Dizi Düzlemine Gelen Işınım

3.4.2.1 Doğrudan Işınım

Doğrudan ışınım Güneş diski üzerinde ortalanmış küçük bir katı açıdan alınan ışınımın, alıcı yüzey alanına bölümü şeklindedir. Güneş'ten dikey bir hat üzerinde Dünya'ya ulaşan ve atmosferden geçiş esnasında dağılma göstermeyen ışınımdır. Atmosfer dışına gelen ışınım Yatay düzleme gelen doğrudan ışınım radyometre tarafından ölçülebilir. Yatay düzleme gelen doğrudan ışınım kullanılarak herhangi bir eğime sahip düzleme gelen doğrudan ışınım güneş açılarının da bilinmesi ile birlikte hesaplanabilir. Modül düzlemine gelen doğrudan ışınım:

$$I_b = E_{bh}\frac{cos\theta}{cosZ} \tag{3.4}$$

Yukarıdaki denklemde θ değeri ışınımın geliş açışını Z değeri zenit açısını temsil etmektedir. Eğimli bir yüzeyde ışınımın geliş açısı aşağıdaki denklem yardımıyla hesaplanır:

$$\begin{aligned} cos\theta = {} & sin\delta\, sin\varphi\, cos\beta - sin\delta\, cos\varphi\, sin\beta\, cos\omega + cos\delta\, cos\beta\, cos\varphi\, cos\omega \\ & + cos\delta\, sin\varphi\, sin\beta\, cos\gamma\, cos\omega + +cos\delta\, sin\beta\, sin\gamma\, sin\omega \end{aligned} \tag{3.5}$$

Yukarıdaki denklemde

- δ, deklinasyon açısını

- φ, konumun enlem değerini
- ω, saat açısını temsil etmektedir (Beckman & Duffie, 2013, s. 24).

3.4.2.2 Difüz Işınım

Atmosfere giren toplam ışınımın bir kısmı atmosferdeki partiküllere çarparak dağınık şekilde yollarına devam ederler. Dağınık şekilde hareket eden bu ışınıma difüz ışınım adı verilir. Difüz ışınım hesabı için geliştirilen farklı modeller bulunmaktadır. Bunlardan biri olan ve deneysel veriler yardımıyla geliştirilen izotropik modelde, difüz ışınımın uniform yapıda olduğu varsayılır. Dizi düzlemine gelen difüz ışınım, yatay düzleme gelen difüz ışınımın (E_d) bir fraksiyonu olarak hesaplanmaktadır: (Diorio, ve diğerleri, 2018)

$$I_d = E_d \frac{1 + cos\beta}{2} \tag{3.6}$$

Bir diğer model olan Hay, Davies, Klucher, Reindl (HDKR) modelinde difüz ışınım izotropik model formülüne eklenen katsayılar ile geliştirilmiştir:

$$I_d = E_d(1 - A_i)\frac{1 + cos\beta}{2}(1 + fs) + E_d A_i R_b \tag{3.7}$$

denklemde $\boldsymbol{f}$ değeri modülasyon faktörü, $\boldsymbol{s}$ değeri difüz ışınımın ufuk çizgisi etrafında yoğunlaşan bileşeninin dizi eğimine ($\boldsymbol{\beta}$) bağlı düzeltme faktörünü, $\boldsymbol{A_i}$ değeri atmosfere giren doğrudan ışınımın atmosfer dışındaki toplam ışınıma oranı şeklinde hesaplanan anizotropi endeksini, $\boldsymbol{R_b}$ değeri dizi düzlemine gelen doğudan ışınımın yatay düzleme gelen doğrudan ışınıma oranını temsil etmektedir (Beckman & Duffie, 2013, s. 94).

Son olarak tezdeki difüz ışınım hesabında kullanılan Perez modeli, difüz ışınım bileşenlerinin daha detaylı şekilde analizinin yapıldığı, Dünya üzerindeki çoğu Amerika'da olan 13 farklı konumun verileri ile yapılan doğrulamalar sonucu geliştirilen bir modeldir. Bu yöntemde zenit açısına göre difüz ışınım izotropik veya anizotropik şekilde değerlendirilir ve iki durum için farklı şekillerde hesaplanır. Anizotropik durumda difüz ışınımın üç bileşenini hesaplamak için deneysel veriler ile elde edilmiş katsayılardan yararlanılır. Model ile alakalı ayrıntılı bilgi bölüm 4.4'de verilmiştir (Ineichen, Michalsky, Perez, Seals, & Stewart, 1990).

3.4.2.3 Yansıyan Işınım

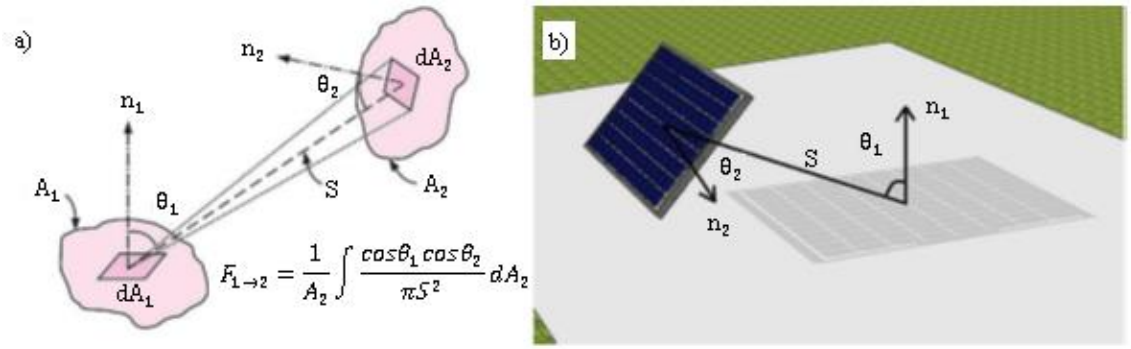
Yansıyan ışınım zeminden yansıdıktan sonra panel yüzeyine ulaşan difüz ışınımdır. Yansıyan ışınımın miktarı yansımanın gerçekleştiği yüzeyin albedo değeri ile doğru orantılıdır. Yansıyan ışınımın hesaplanmasına yönelik modeller üç kategoriye ayrılır. Bunlar arka yüzeye gelen ışınların hücre skalasında simüle edilerek ışınımın emilen kısmını hesaplamaya yönelik geliştirilen ışın takibi (ray tracing) modeli, zeminden yansıyan, modül arka yüzeyinin gökyüzünü gördüğü kısımdan gelen difüz ışınım ve arka dizideki modülden yansıyan ışınımların tamamını izotropik kabul ederek hesaplayan görüş faktörü (view factor) modeli ve ölçümlere dayalı doğrudan, difüz ve arka yüzey ışınımı arasındaki ilişkiyi açıklamaya çalışan deneysel modeller olmak üzere üç gruba ayrılır. Bunlar arasından en çok kullanılan modeller ışın takibi ve görüş faktörü modelleridir.

Işın takibi (ray tracing) modelleri görünür (300-750 nm) dalga boyuna sahip elektromanyetik dalgaların; dalgaların en küçük geometrik ayrıntılardan daha küçük olduğu durumlarda; fotovoltaik dizi ile etkileşiminde yayılımlarını simüle eder. Dalga boyları homojen veya kademeli ortamlarda yayılabilen ışınlar olarak ele alınır. Işınlar farklı iki ortam arasındaki sınırı geçerken yansıyabilir veya kırılabilir. Işın takibi yöntemlerinde görüş faktörü yöntemleri ile kolayca hesaplanamayan iki hücre veya modüller arasındaki boşlukların arka yüzey ışınımına etkisi hesaplanabilir (Asgharzadeh A. , ve diğerleri, 2017). Bu modellerden biri yaygın olarak kullanılan açık kaynak kodlu Radiance adlı modeldir. Bu simülasyon aracı, fiziksel olarak gerçekçi görüntü oluşturma ve konumların aydınlanma özelliklerini haritalamayı sağlamak amacıyla mimari uygulamalar için Gregory J. Ward tarafından geliştirilmiştir. Modelin ışınım hesabı, Perez doğrudan ve difüz ışınım modeline benzer, albedo ve pürüzlülüğü tanımlanmış yüzeylerden yansımaları hesaplar (Asgharzadeh, ve diğerleri, 2016). NREL tarafından Radiance yazılımı çift taraflı modüllerin performans değerlendirmesinde kullanılmaktadır. Radiance ters ışın takibi yöntemi kullanarak simülasyon süresinin büyük oranda azalmasını sağlamıştır (Pelaez, 2019).

Görüş faktörü bir yüzeyden (A_1) yayılıp diğer bir yüzeye (A_2) ulaşan ışınımın, yayılan toplam ışınıma oranı şeklinde hesaplanır. Görüş faktörü metodunda arka yüzeye yansıyan ışınım aşağıdaki denklem yardımıyla hesaplanır:

$$I_r = I_G * \rho * F_{1-2} \tag{3.8}$$

Bu denklemde I_G ışınım yansıtan yüzeye düşen toplam ışınımı, ρ değeri zeminin albedo değerini, F_{1-2} ise birimsiz görüş faktörü katsayısını ifade eder (Asgharzadeh, ve diğerleri, 2017). F_{1-2} formülü ve formülün fotovoltaik modüller için kullanımı aşağıdaki şekilde gösterilmiştir.



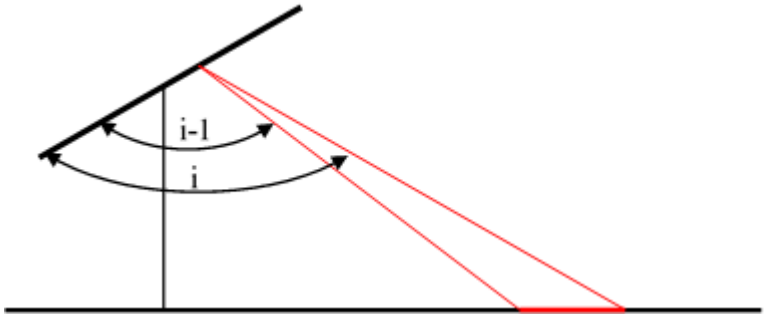
Şekil 3.13. İki yüzey arasındaki görüş faktörü ve fotovoltaik modüle uygulanması (Comparotto, ve diğerleri, 2014)

Şekil 3.13'de gösterildiği üzere kullanılan bu formül arka arkaya birçok dizinin olduğu ve dizilerin uzun olduğu durumlar açısından uygun değildir. Araştırmacılar gerçek sistemlerdeki modüllerin arka yüzeyine düşen ışınımın modellenmesi açısından görüş faktörü metodunda değişiklikler yaparak geliştirmişlerdir. Işın takibi yöntemi ile modüllerin arka yüzeyine düşen ışınımın başarılı şekilde modellenmesi mümkün olmasına rağmen çok uzun süren işlem süreleri sebebiyle yaygın olarak kullanmak için uygun değildir. Asgharzadeh A. ve arkadaşları 2017 yılında yaptıkları çalışmada, modülün arka yüzeyinin gördüğü alanı dereceler halinde bölen ve her derece için gelen ışınımı ayrı ayrı hesaplayıp daha sonra tüm derecelerin hesaplanan ışınım değerini toplayarak arka yüzeye gelen toplam ışınım değerini bulan bir yöntem geliştirmişlerdir (Şekil 3.14). Bu yöntemde arka yüzeye gelen ışınımın izotropik olduğu ve aynı açı için dizi uzunluğu boyunca değişmediği kabul edilir. Hesap üç adımda gerçekleşir; öncelikle 180 adet 1°'lik parçalara bölünen alanın dizi tarafından gölgelenip gölgelenmediği hesaplanır, gölgeleme ve kısıtlı biçimde gökyüzünü görme durumu hesaba katılarak zemine gelen ışınım hesaplanır ve son olarak arka yüzeye gelen ışınım hesaplanır. Aşağıdaki denklem yardımıyla hesap yapılır:

$$BSI = b * F_b * (DNI + I_{cir}) + \sum_{i=1}^{180} CF_i * F_i * I_i \quad (3.9)$$

Bu denklemde b değeri 0 ile doğrudan ışınımın geliş açısının kosinüsü değerlerinden büyük olanı, F_b değeri doğrudan ışınımının geliş açısının düzeltme faktörü, CF_i i'nci bileşen için hesapanan konfigürasyon faktörü, F_i i'nci bileşen için hesaplanan ışınım geliş açısının düzeltme faktörü ve I_i i'nci açı parçası tarafından görülen ışınım değerini temsil etmektedir. Konfigürasyon faktörü aşağıdaki şekilde hesaplanır: (Asgharzadeh A. , ve diğerleri, 2017)

$$CF_i = {}^{1}/_{2} * [\cos(i-1) - \cos(i)] \quad (3.10)$$



Şekil 3.14. 1°'lik açıların zeminde gördükleri alan (Asgharzadeh A. , ve diğerleri, 2017)

3.4.3 Gölge Etkisi

Fotovoltaik sistemlerde gölge etkisi iki gruba ayrılır. Bunlardan ilki sistem dışında bulunan bina, ağaç, direk gibi yapı ve bitkilerin sebep olduğu gölge ve dizilerin birbirleri üzerine uyguladıkları gölge etkisidir. Gölge kayıplarının bir kısmı gölge etkisinden kaynaklı akım uyumsuzluğu sebebiyle gerçekleşmektedir. Seri bağlı olan modüllerde gölgeye maruz kalan modülün akım değeri düşük olur ve bu durum seri bağlı modüller arasında akım uyuşmazlığına sebep olur. Seri bağlı olan modüllerden gölgede kalanlar daha az akım üretir ve modüllerin tamamının akım değerini kendi ürettiği akım değerine çekerek sınırlar. Çok sayıda seri bağlı hücreden biri gölgelendiği durumda serinin çalışma akımı gölgeli hücrenin kısa devre akımına yaklaştığında serinin akımı gölgeli hücre tarafından sınırlanır. Normal çalışan hücreler tarafından üretilen gerilim ileri yöndedir ve seride gerçekleşebilecek kısa devre durumunda bu gerilim ters yönde gölgeli çalışan

hücrenin üzerinden geçer ve çok sayıdaki hücrenin toplam gerilimi bu gölgeli çalışan hücrenin üzerinden geçerken hücrenin ısınmasına neden olur. Kimi zaman bu durum hücrenin veya modül camının kırılmasına, yapıda erimelere sebep olur. Sistemin bu şekilde zarar görmesini engellemek amacıyla sistemde paralel bağlı by-pass diyotları kullanılır. By-pass diyotları hücre ile ters polaritededir ve ters gerilimde çalışır. Normal koşullarda çalışan hücre için by-pass diyotları açık devre görevi görürken gölgeli çalışma durumunda düzgün çalışan diğer hücrelerin ürettiği gerilimin kusurlu çalışan hücre üzerinden geçmesini engeller ve ısınmayı önler. Hücrelerin paralel bağlanmasında ortalama akım değerini düşüren gölgeli hücrelerden dolayı yine güç kaybı yaşanır (Ahn, ve diğerleri, 2019., Heat Generation in PV Modules, 2021).

Modül maliyetlerinin giderek azaldığı günümüzde toplam maliyetin önemli bir kısmını arazi maliyetleri oluşturmaktadır. Arazi maliyetlerinde belirleyici olan diziler arası mesafenin miktarı diziler arasında gerçekleşen gölgeleme kaybını etkiler. Gölgelemeyi tamamen ortadan kaldıracak seviyede yeterli araziye sahip olamadığımız için kısıtlı arazi koşullarında sistemlerin gölge analizini doğru şekilde yapmak önem kazanmıştır. NREL hücre seviyesinde gölge analizi yaparak yüksek doğruluk seviyesinde çalışan modelleme programları geliştirmiştir. Yüksek doğruluk derecesine rağmen bu modellerin analizleri çok uzun sürmektedir. Pratik kullanıma uygun olmayan bu durum SAM programında dış etkilerden kaynaklı gölgeleme için önceden yapılmış çok kapsamlı analiz sonuçlarını tablolar halinde bünyesinde barındıran ve kullanıcı girdileri ile bahsedilen analiz sonuçlarından faydalanarak makul doğrulukta kısa sürede kullanıcıya gölge analizi sunan bir metot ile aşılmıştır (Deline & MacAlpine, 2015). Dizilerin birbiri üzerinde oluşturdukları gölgeleme Bishop tarafından 1988 yılında geliştirilen by-pass diyotları yardımıyla hücre, alt modül, modül, dizi ve sistem seviyesindeki I-V grafiklerinin detaylı şekilde hesabına dayanan analitik yöntemin, hesap süresini kısaltması amacıyla SAM tarafından birkaç varsayım sayesinde basitleştirilmiş haliyle hesaplanmaktadır (Deline, Dobos, Donovan, Janzou, & Meydbray, 2013). SAM aynı zamanda bünyesinde kurulmak istenen sistem ve çevresinin 3 boyutlu şekilde simülasyona aktarılmasına olanak sağlayan, dış etken kaynaklı gölgeleme etkisini sistem üzerine düşen doğrudan ve difüz ışınımda meydana gelen azalma şeklinde hesaplayan bir eklentiye sahiptir.

3.4.4 Modül DC Güç Çıkışı

Fotovoltaik modülden elde edilen güç, gelen ışınıma, ışınımın geliş açısına, hücre sıcaklığına ve yük direncine bağlıdır. Modül üreticileri açık devre gerilimi, kısa devre akımı, maksimum güç seviyesindeki akım ve gerilimi, açık devre gerilimi ve kısa devre akımındaki sıcaklık katsayılarını ve nominal çalışma koşullarındaki hücre sıcaklığı (NOCT) gibi verileri kullanıcıya sunarlar. NOCT değeri dışında sunulan diğer veriler standart test koşulları (1000 W/m2 ve 25 °C) altında elde edilir. Gerçek çalışma koşullarında modüller genellikle daha az ışınıma maruz kalır bu sebeple standart test koşullarındaki performanslarını sergileyemezler. Fotovoltaik sistemin performansının doğru hesaplanması için PV modül güç çıkışını doğru şekilde hesaplayan modellere ihtiyaç vardır. Uzun yıllardır geliştirilen birçok model 3 ana grupta sınıflandırılır. Bunlardan ilki fotovoltaik modülün performansını eşdeğer devre yardımıyla gösterilebileceğini savunan modellerdir. Bu tipte geliştirilmiş birçok model bulunmaktadır, bu modeller arasından en yaygın kullanılanı 5 parametreye dayalı şekilde modülde üretilen akımı sabit hücre sıcaklığında hesaplayan tek diyot modelidir. Bu modelde akım hesabı için bilinmesi gereken parametreler fotoakım I_{ph}, diyodun doyma akımı I_s, seri direnç değeri R_s, paralel direnç değeri R_{sh} ve modifiye edilmiş idealite faktörü γ şeklindedir. Bu parametrelerden I_{ph}, I_s, γ hücre sıcaklığına göre değişen parametrelerdir. Bir diğer sınıf olan nokta modelleri modülün genellikle maksimum performans ile çalışması esnasında elde edilen P_{mp}, I_{mp}, V_{mp}, I_{sc}, V_{oc} parametrelerini çevresel değişkenlerin fonksiyonu olarak tahmin etmeye dayalı modellerdir. Son sınıf olan veri modelleri elde edilen gerçek çalışma verileri üzerinden parametreleri interpolasyon ve ekstrapolasyon yöntemleri ile elde etmeyi gösteren modellerdir (Beckman, Klein, & Soto, 2006., Stein, 2017).

Her modül performans modeli hücre sıcaklığını hesaplayan bir sıcaklık modeli kullanmaktadır. Literatürde yer alan hücre sıcaklığı hesaplama yöntemleri ampirik, teorik ve yarı ampirik olmak üzere üç gruba ayrılır. Ampirik modeller doğrudan deneysel veriler yardımıyla geliştirilen modellerdir. Herhangi bir kabul yapılmasına gerek duyulmayan bu modeller deneysel verilere dayandığı için oldukça yüksek doğruluk oranına sahiptir. Bu modellerin kötü yanı veriye ihtiyaç duydukları için kurulumdan önce model performansını tahmin etmek zordur (Neises, 2011). Bu model tipine Boyson, King ve

Kratochvill tarafından 2004 yılında geliştirilen Sandia modeli örnek verilebilir. Bu modelde hücrenin sıcaklık değeri sıcaklık katsayıları (a,b), yerden 10 metre yükseklikte ölçülen rüzgâr hızı (V_w), toplam ışınım miktarı (G_T) ve kuruluma göre değişen mutlak sıcaklık farkı (ΔT) ve ortam sıcaklığı (T_a) parametrelerine göre hesaplanır:

$$T_c = G_T e^{a+bV_w} + T_a + \frac{G_T}{1000} * \Delta T \tag{3.11}$$

Teorik modeller modül sıcaklığını hesaplamak için belirlenmiş ısı transferi korelasyonlarını kullanırlar ve deneysel verilere ihtiyaç duymazlar. Bu tip modellerden biri olan NOCT modelinin gelişmiş versiyonu 4.5. bölümde açıklanmıştır. Son olarak yarı ampirik modeller elde edilen deneysel veriler üzerinde ufak değişiklikler yaparak geliştirilen modellerdir. Boudovuis, Palyvos, ve Skoplaki tarafından 2008 yılında geliştirilen sıcaklık modeli bu gruba girer. Bu modelde hücre sıcaklığı tahmini için V_w, kurulum tipine göre değişen kurulum katsayısı (ω_m), ortam sıcaklığı (T_a) ve toplam ışınım miktarına (G_T) ihtiyaç vardır:

$$T_c = T_a + \omega_m \left(\frac{0{,}32}{8{,}91 + 2V_w}\right) * G_T \tag{3.12}$$

Dış etkenlerin haricinde modül çalışma performansı zamanla sıcaklık ve su buharının etkisiyle yapıda gerçekleşen bozulmalar sonucunda seri ve paralel direnç değerlerinin değişmesi ve dış yüzeyde bulunan yansıtıcı kaplamanın bozulması sebebiyle düşmektedir. Performansta gerçekleşen bu bozulma sebepli düşüş bilgisi genellikle üretici tarafından kullanıcıya sunulur. Ayrıca üreticiler performansın belirli bir süreye kadar belirli bir değerin altına düşmeyeceğine dair garanti vermektedirler.

3.4.5 Sistem AC Güç Çıkışı

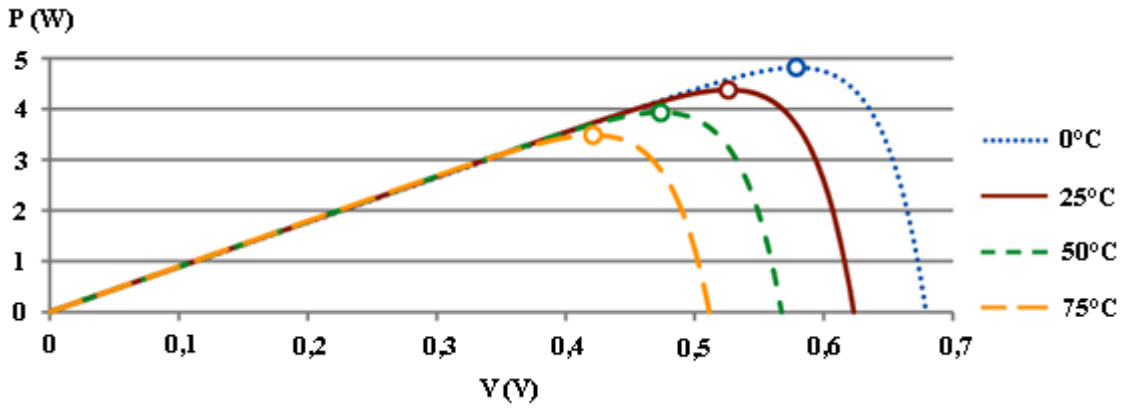
Modül güç çıkışı hesabından sonra birtakım kayıplar (kar kaybı, elektriksel kayıplar) hesaplanır ve daha sonra tüm modüllerden üretilen DC güç toplanarak sistemin DC gücü hesaplanmış olur. Şebeke elektriği alternatif akım özelliğine sahip olduğu için diziden üretilen elektriğin inverterler yardımıyla doğru akımdan alternatif akıma dönüştürülmesi gereklidir. İnverterler bize istenilen düzeyde frekans, akım ve gerilim üretme imkânı sunar. İnverterin sahip olduğu direnç nedeniyle gücün bir kısmı kaybedilir

fakat endüstriyel olarak kullanılan inverterlerin verim değeri %95'in üzerindedir. Fotovoltaik sistemlerde bir inverter çok sayıda modül besler böylelikle maliyet ve dönüşüm kayıpları azaltılmış olur. Modern inverterlerde diziden anlık maksimum gücü elde etmeyi sağlayan MPPT (maksimum güç noktası takibi) sistemleri bulunmaktadır. MPPT sistemi birçok faktöre göre değişen fotovoltaik dizi tarafından üretilen akım ve gerilimi istenilen seviyeye çıkarmakla görevlidir. Bu sistemler belirli bir gerilim aralığında etkili şekilde çalışabilirler dizi tarafından üretilen gerilimin inverter çalışma aralığının dışına çıkması durumunda üretilen gücün bir kısmı kaybolur. Fotovoltaik sistemden elde edilen DC güç inverter verimi ile çarpılıp daha sonra kayıpların (elektriksel, kar, bozulma vb.) hesaplanarak çarpımdan düşülmesi ile sistemin AC güç değeri elde edilir (Bowden & Honsberg, Degradation and Failure Modes, 2021).

3.5 Verimi Etkileyen Faktörler

3.5.1 Sıcaklık

Fotovoltaik hücrelerin verimine sıcaklığın iki şekilde etkisi vardır. İlk olarak artan sıcaklık yarı iletken yapıdaki elektronların enerjisini arttırarak valans bandından iletim bandına geçişi kolaylaştırır. Böylelikle içsel yük taşıyıcı konsantrasyonu artar. Artan yük taşıyıcı konsantrasyonu doyma akımının artmasına bu da açık devre geriliminin azalmasına neden olur. Diğer taraftan ısınan hücre yapısının kristalleri genişler ve atomlar arasındaki mesafe artar. Artan mesafe atomların elektronlar üzerindeki çekim gücünün azalmasına neden olur. Azalan çekim gücünün karşılığı elektronları yasak enerji bant aralığının azalmasını sağlar. Bu durum enerjisi az olan fotonların da elektron-boşluk çifti oluşturmasına imkân sağlar. Bu sebeple kısa devre akımı artan sıcaklık ile birlikte az miktarda artar. Artan hücre sıcaklığı ile açık devre geriliminin kısa devre akımının artış seviyesinin kat kat üstünde azalmasından dolayı artan sıcaklık hücre güç çıkışını azaltır. Akım gerilim grafiği altında kalan alan fotovoltaik hücrenin güç değerini vermektedir. Şekil 3.15'de sıcaklığın hücre çıkış gücüne etkisi görülmektedir (Mertens, 2014, s. 80-83).

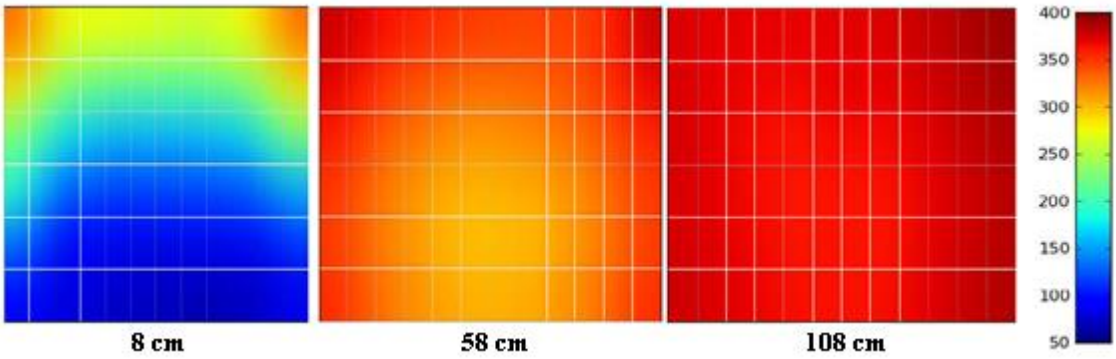


Şekil 3.15. Sıcaklığın tipik amorf silikon hücrenin çıkış gücüne etkisi (Mertens, 2014, s. 82)

Çift taraflı fotovoltaik hücreler tek taraflı fotovoltaik hücrelerden farklı olarak ön ve arka yüzeye gelen ışınımı kullandıkları için hücre yapısında bulunan materyaller daha fazla ışınıma maruz kalır. Arka yüzeye yansıyan ışınımın ön yüzeye gelen ışınıma oranının % 15'i geçtiği durumlarda çift taraflı fotovoltaik hücreler tek taraflı fotovoltaik hücrelere göre daha fazla ısınır. Daha yüksek çalışma sıcaklığına sahip fotovoltaik hücrenin güç çıkışı olumsuz etkilenir fakat arka yüzey kazancı sayesinde yaşanan güç artışı sıcaklık sebebiyle yaşanan düşüşten çok daha fazladır (Gali, ve diğerleri, 2018).

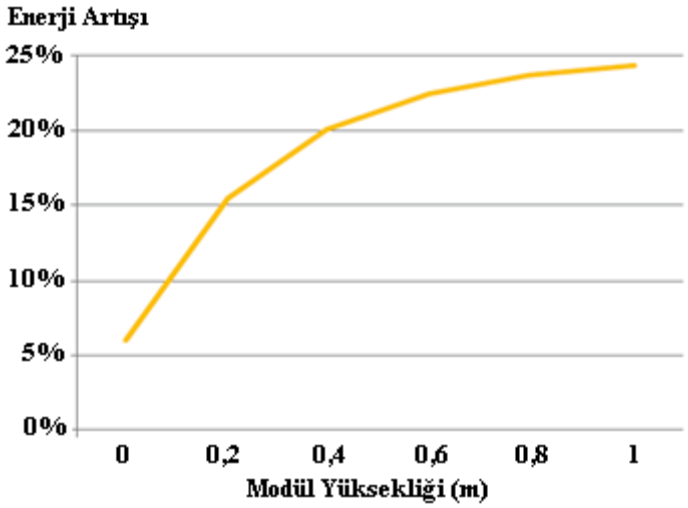
3.5.2 Modül Yüksekliği

Çift taraflı fotovoltaik hücrelerin güç üretiminin bir kısmı arka yüzey kazancından gelmekte dolayısıyla arka yüzeye ulaşan yansıyan ışınımın yapısı çıkış gücünü etkilemektedir. Yansıyan ışınımın yapısı homojen olduğu takdirde üretilen güç artmaktadır. Yapılan çalışmalarda modülün alt kenarının yerden yüksekliği arttıkça arka yüzeye gelen ışınım yapısının daha homojen olduğu görülmüştür. Ayrıca zemine yakın yüksekliklerde modülün kendi gölgesi yansıma gerçekleştirecek yüzeye düştüğü için yansıyan ışınım miktarı azalmakta ve homojenliği bozulmaktadır. Arka yüzeye gelen ışınımın az olduğu bölgeler arka yüzey kazancını sınırlar. Şekil 3.16'da üç farklı yükseklikte kurulan modüllerin arka yüzeyine gelen ışınım (Wh/m^2) görülmektedir (Bordin, ve diğerleri, 2010).



Şekil 3.16. Farklı yüksekliklerde modülün arka yüzeyine gelen ışınımın formu (Bordin, ve diğerleri, 2010)

Artan modül yüksekliği ile birlikte yansıma gerçekleştiren yüzey artar fakat yansıtıcı yüzey ile modülün arka yüzeyi arasındaki mesafe açıldıkça gelen ışınımın arka yüzeye katkısı azalır. Bu davranışın sonucu olarak artan modül yüksekliği ile arka yüzey kazancı arasında bir dereceden sonra doygunluğa ulaşacak biçimde artan bir eğri elde edilir (Şekil 3.17). Yapılan çalışmalarda bu doygunluk yüksekliğinin konuma bağlı olarak değiştiği ve 1-2 m aralığında olduğu görülmüştür. Ayrıca yüzey güç oranı yüksek olan durumlarda modül yüksekliği arka yüzey kazancını daha fazla etkiler (Comparotto, ve diğerleri, 2015., Solaren, 2021).



Şekil 3.17. Modül yüksekliği ile artan enerji (Yüzey güç oranı % 80) (Solaren, 2021)

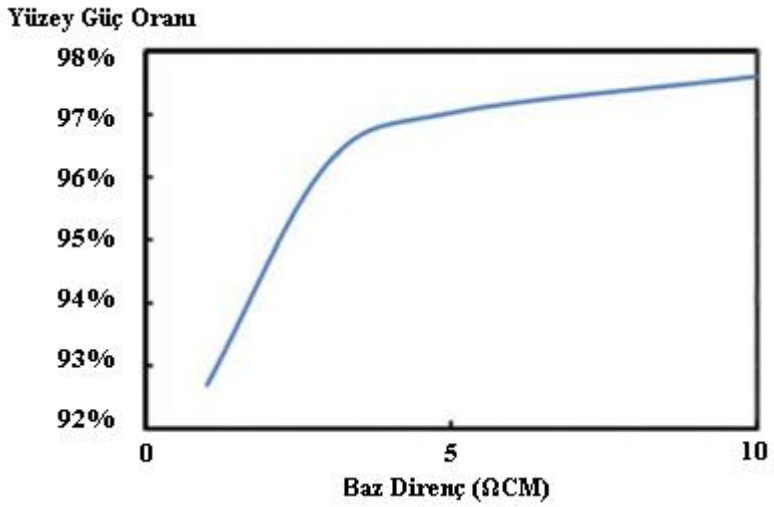
3.5.3 Yüzey Güç Oranı (Bifaciality)

Çift taraflı fotovoltaik hücrelerin verimine etki eden bir başka faktör yüzey güç oranıdır (bifaciality). Yüzey güç oranı, aynı ortam koşulları altında aynı miktarda ışınımın etkisi ile arka yüzeyden elde edilen gücün ön yüzeyden elde edilen güce oranı şeklinde tanımlanır. Genellikle çift taraflı fotovoltaik hücrelerin ön ve arka yüzeylerinin tasarımları birbirinden farklıdır. Ön yüzey ışınım geçişine izin veren ızgara yapıdayken arka yüzeye gelen ışınım miktarı daha az olduğu için arka yüzeyde ışınıma daha az müsaade eden fakat direnç kayıpları daha az olan bir desen bulunmaktadır. Ön ve arka yüzeylerin yapısının farklı olması arka yüzey kazancını etkiler. Yüzey güç oranını etkileyen faktörler:

- Arka yüzey dokusu ve yansıma önleyici kaplama çeşidi
- Arka yüzeydeki metal kaplama
- Arka yüzey alanı (BSF) katkılama ve pasivasyon
- Baz direnç ve yük taşıyıcıların yaşam ömrü

Yüzey güç oranını optimize etmek ve arka yüzeyden elde edilen akımı arttırmak için yüzey dokusu ve yansıma önleyici kaplama düşük yansıtıcılığa ve optimum ışık yakalama özelliğine sahip olmalıdır. Optimizasyonun sonucu olarak ön ve arka yüzeyler farklı dokulara sahip olur. Yüksek oranda benzerlik gösteren doku ve yansıma önleyici kaplama arasındaki fark metal kaplama farklılığından kaynaklanmaktadır. Daha yoğun bir kaplama daha yüksek miktarda yansımaya neden olur. Arka yüzeye uygulanan metal kaplama kontaklardaki rekombinasyon kayıplarını, arka yüzey ışınımını azaltan gölge kayıplarını, direnç kayıplarını ve maliyeti dengeleyecek şekilde olmalıdır. Eğer kısmi metal kaplama yapısındaki boşluklar büyük ise daha uzun bir yük taşıyıcı ömrü için katkılama seviyesi artan iletkenliği dengeleyecek şekilde yüksek olmalıdır. Yüksek seviyede uygulanan katkılama aynı zamanda serbest yük taşıyıcı absorpsiyonunu arttırdığı için arka ve ön yüzeyden elde edilen akım miktarını azaltır. Bu sebeple metal kaplama arka yüzey alanı hücre tipine göre birlikte optimize edilmelidir. Baz direncin azalması özellikle 3Ω.cm'nin altına düşmesi ile dolum faktörü büyük oranda artar. Baz direncinin düşmesi ön yüzey verimin az miktarda arttırırken arka yüzey verimini büyük

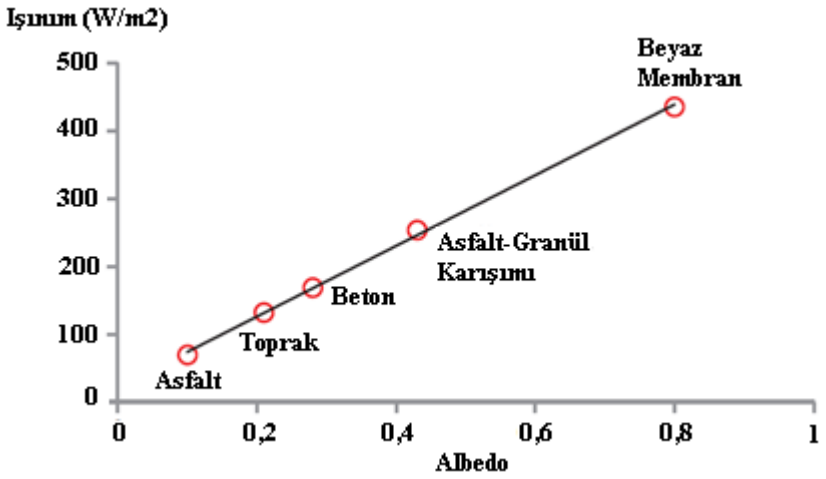
oranda düşürür. Şekil 3.18'de görüldüğü gibi baz direncin artması yüzey güç oranını arttırır (Carr, ve diğerleri, 2017).



Şekil 3.18. n-Pert hücrenin baz direnç değerine göre değişen yüzey güç oranı (Carr, ve diğerleri, 2017)

3.5.4 Albedo

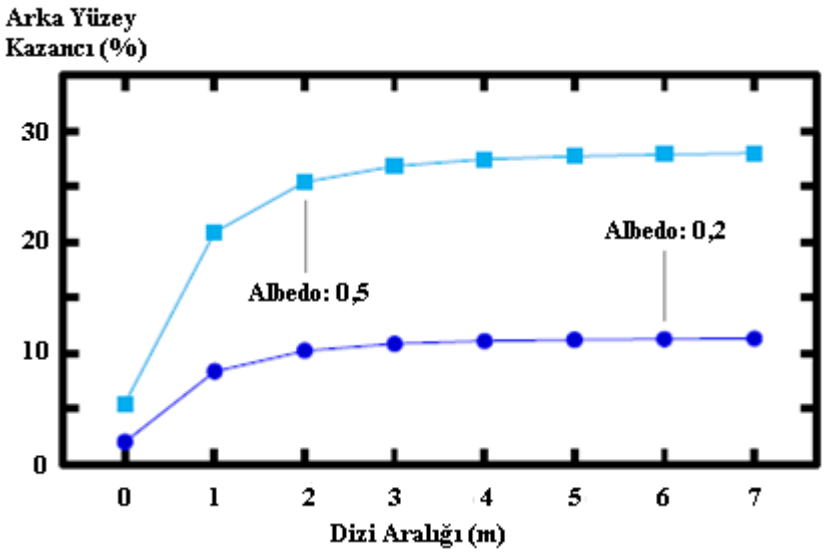
Bir yüzeye gelen ışınımın ne kadarını yansıttığını gösteren değer o yüzeyin albedo değeridir. Zemin üzerine montaj yapılan kurulumlarda eğer zemine bir işlem yapılmadıysa yazın ve kışın albedo değeri farklılık gösterir. Bitki, kar, kum vs. ile kaplı olan zemin farklı albedo değerlerine sahiptir. Sıcak iklimlerde binaları serin tutmak amacıyla çatılar beyaz boya ile kaplanır. Bu şekilde gelen ışınımın bir kısmı yansıtılarak binaya gelen ısıl kazanç düşer. Bu beyaz kaplama yüksek seviyede yansıtıcı özelliğe sahiptir (%55-85) ve çift taraflı güneş panellerinin kurulumu için avantaj niteliğindedir. Zeminde albedo değeri yüksek olan bir kaplamanın olması arka yüzey kazancını arttırır. Özellikle doğrudan gelen ışınımın az olduğu yüksek enlemlerde arka yüzey kazancı performans için daha belirleyicidir. Bu sebeple arka yüzey kazancını arttırmak amacıyla zemine beyaz renkli çakıl veya beyaza boyanmış bir kaplama uygulanır. Kaplama zamanla kirlenip rengi soluklaştığı için yansıtıcı özelliği azalır. Bu sebeple belirli zaman aralıkları ile yüzey kaplamasının temizlik ve bakım işlemleri yapılmalıdır. Arka yüzeye gelen ışınım ile albedo arasındaki doğrusal ilişki Şekil 3.19'da gösterilmiştir (Kopecek & Libal, 2018a, s. 269-272).



Şekil 3.19. Farklı albedo değerlerine sahip zeminde kurulu 1 m yükseklikteki modülün arka yüzeyine gelen ışınım (Kopecek & Libal, 2018a, s. 271)

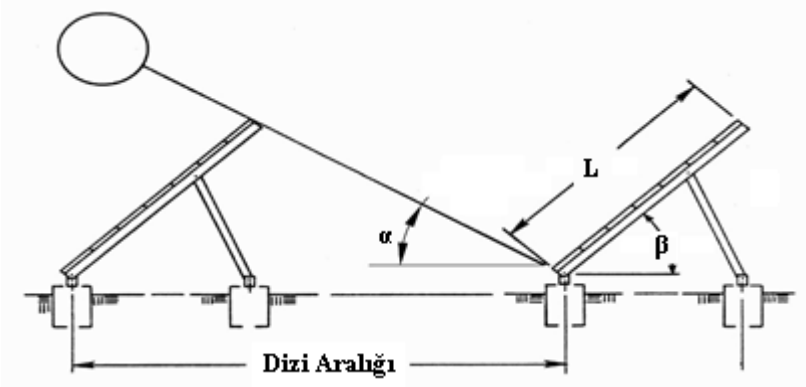
3.5.5 Diziler Arası Mesafe

İstenilen miktarda gerilim ve akım değerine sahip güç elde etmek için fotovoltaik modüller aralarında seri ve paralel bağlantılar yapılarak birlikte çalıştırılır. Çalışma esnasında modüllerden biri üzerine düşen gölge ile gelen ışınımın homojen yapısı bozulur ise bu modüllerde üretilen akım değeri düşmüş olur. Seri bağlı olan modüllerin tamamı üzerinden aynı miktarda akım geçtiği için gölgeleme etkisiyle yaşanan bu düşük akım sınırlaması güç çıkışını olumsuz etkiler. Aynı şekilde arka yüzeye yansıyan ışınımın homojen yapısında diziler arası mesafenin az olmasından kaynaklı yaşanan bozulma ve diziler arası gölgelemeden kaynaklı kayıplar meydana gelmektedir. Bu kayıpları engellemek için diziler arası mesafe yüksek olmalıdır. Diziler arası mesafe arttıkça arka yüzey kazancı bir noktadan sonra doygunluğa ulaşacak şekilde artar. Kopecek, Libal, Shoukry, Wefringhaus ve Werner tarafından 2016 yılında optimum arka yüzey kazancı sağlamak için gerekli olan tasarım parametrelerini veren bir simülasyon modeli geliştirmişlerdir. Yapılan çalışmada her dizide 11 adet modül bulunan 3 adet dizi, farklı aralık ve albedo değerlerinde tasarlanarak ortadaki dizinin merkezinde bulunan modülün arka yüzey kazancı ölçülmüştür. Aşağıda ölçüm değerleri incelendiğinde dizi aralığını arttırmanın bir değerden sonra anlamsız olduğu ayrıca albedo değeri yüksek zeminlerde arka yüzey kazancının dizi aralığından daha fazla etkilendiği görülmektedir (Şekil 3.20).



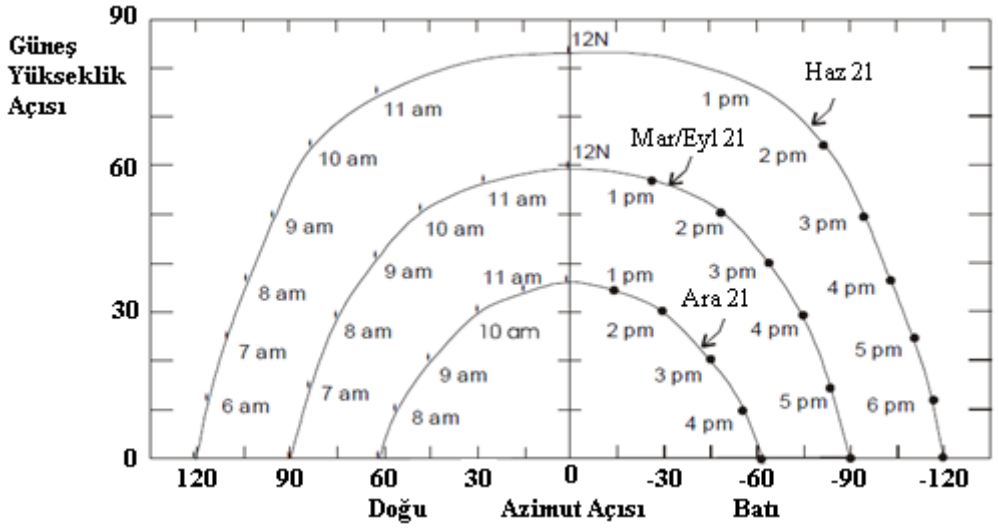
Şekil 3.20. Dizi aralığına göre değişen arka yüzey kazancı (Kopecek, Libal, Shoukry, Wefringhaus, & Werner, 2016)

Dizi aralığını arttırmak gölgelenme kayıplarını önlemek için çözüm gibi gözükse de gölgelemeyi tamamen engellemek için dizi aralıkları çok geniş olmalıdır. Böyle bir uygulama yapılması durumunda yüksek miktarda arazi giderlerinden ötürü proje yatırıma uygun olmayacaktır. Bu sebeple arazi giderlerini ve diziler arası gölgelemeden kaynaklı kayıpları göz önünde bulunduran optimum bir aralık seçilmelidir. Optimum aralık seçiminde pek çok farklı yöntem kullanılmaktadır. Bunlar arasında yaygın olarak kullanılan dizi yüksekliğinin üç katı mesafeyi diziler arası mesafe olarak bırakmak şeklinde bir uygulama vardır. Bu yöntem daha az bilimsel olduğu için güneşin daha dik açılarla vurduğu konumlardaki kurulumlarda gereksiz mesafe bırakılmasına neden olmaktadır. Başka bir yöntemde, dizi üzerine düşen doğrudan ışınımın % 90'ının güneş yükseklik açısının kış dönümünde ölçülen güneş yükseklik açısından %50 daha fazla olduğu durumda gerçekleştiği görülmüş ve bu mantığa göre aşağıdaki minimum dizi aralığını veren formül geliştirilmiştir. Şekil 3.21'de belirtilen ***L*** değeri dizinin yüksekliği değildir. (U.S. Department of Energy & Sandia National Laboratories, 2005)



Şekil 3.21. Dizi aralığı hesap yöntemi (Arizona Solar Center, 2021)

$$DA = L * (\cos(\beta) + \left(\sin(\beta) * \tan\left(\varphi + 23{,}5 + \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right)\right) \tag{3.13}$$

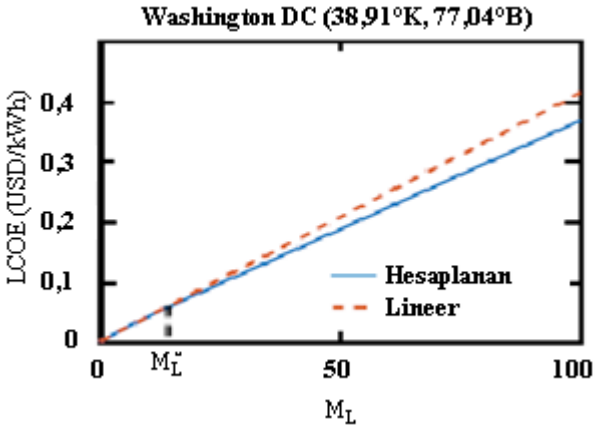


Şekil 3.22. 30° enlemdeki mevsimsel güneş pozisyonları (U.S. Department of Energy & Sandia National Laboratories, 2005, s. 12)

Daha ayrıntılı bir metot sistemin kurulacağı konumun 21 Aralık tarihinde seçilen saatler arasında güneş alması için gerekli olan mesafeyi hesaplar. Öncelikle grafik üzerinde yapılan çizimler yardımıyla 21 Aralık tarihindeki istenilen saat aralığında güneş ışınlarının sistem üzerine düşmesi için gereken güneş yükseklik açısı hesaplanır (Şekil 3.22). Daha sonra dizi yüksekliği bu açının tanjantına bölünür, son olarak bölümden elde edilen değer yine grafikten elde edilen azimut düzeltme açısının kosinüsü ile çarpılır ve iki dizi arasında bırakılması gereken minimum mesafe hesaplanmış olur (U.S. Department of Energy & Sandia National Laboratories, 2005).

3.5.6 Kurulum Tipi

Çift taraflı fotovoltaik modüller sabit (yatay, eğimli, dikey) veya güneş takip sistemine sahip (tek eksenli, çift eksenli) sistemler şeklinde kurulabilir. Bu kurulumlar arasında genellikle konuma, arazi yapısı ve fiyatına göre üstün olan tipler bulunmaktadır.

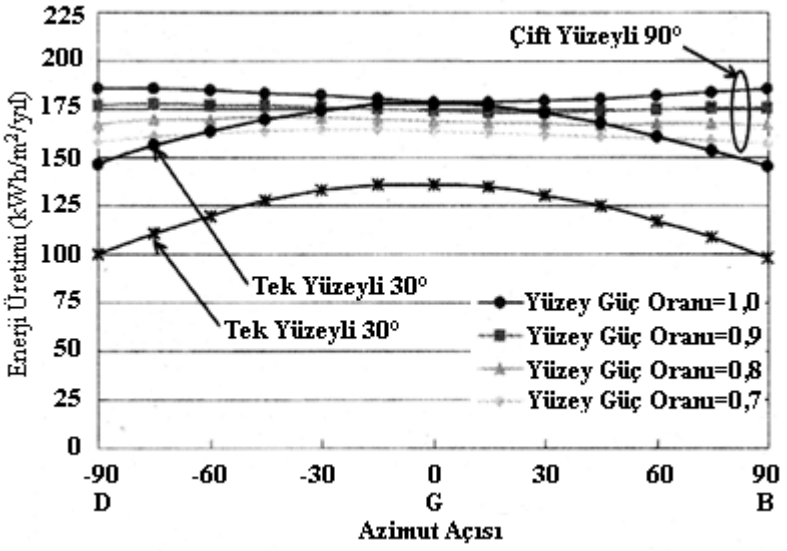


Şekil 3.23. Washington DC konumunda LCOE ve M_L arasındaki ilişki (Alam, Khan, Patel, & Sun, 2019)

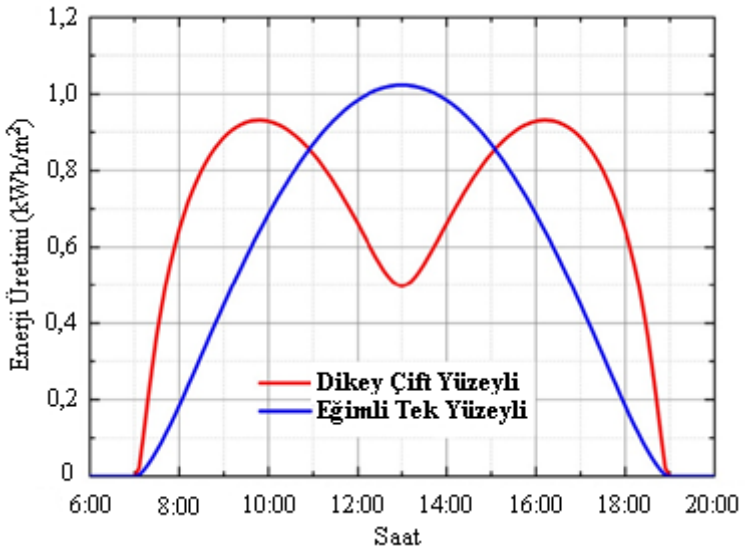
Patel ve ark. (2019) tarafından arazi ve modül fiyatlarını göz önünde bulundurarak seviyelendirilmiş enerji maliyetini yeni bir yaklaşıma göre hesaplayan çalışmada arazi fiyatlarının modül fiyatlarına göre çok yüksek olduğu durumda araziden en yüksek seviyede faydalanmak için modüllerin yere paralel şekilde dizilmesi gerektiğine karar verilmiştir. Geliştirilen model tam tersi durumda modül kullanımını azaltmak ve az sayıda modülden en yüksek seviyede enerji eldesini sağlamak amacıyla modüllerin enerji üretimi açısından en uygun eğimde ve dizi aralığında yerleştirilmesi gerektiğini göstermiştir. Arazi fiyatları ve modül fiyatlarının kıyaslanabilir olduğu durumlarda, modelde birim uzunluk başına modül maliyetinin birim uzunluk (iki dizi arası) başına arazi maliyetine oranı şeklinde hesaplanan bir parametre (M_L) yardımıyla karar verilir. Bu parametrenin artışı ile seviyelendirilmiş enerji maliyeti de artar. İki parametre arasında grafiğin doğrusal artıştan üstel artışa geçtiği nokta belirlenir. Şekil 3.23'de bulunan grafik konuma göre farklılık gösteren bu noktanın altındaki (Örneğin: M_L<8) arazi maliyetlerinin daha yüksek olduğu ve optimum eğimli kurulumun seviyelendirilmiş maliyet açısından dezavantajlı olduğunu anlatır (Alam, Khan, Patel, & Sun, 2019).

Sabit kurulum, tek eksenli ve çift eksenli güneş takip sistemi kurulumuna sahip tek ve çift taraflı sistemlerin karşılaştırıldığı bir çalışmada enerji üretimi açısından en yüksek değerler çift eksenli güneş takip sistemine sahip olan çift taraflı modüllerde elde edilmesine rağmen çift eksenli takip sisteminin yüksek maliyetinden dolayı seviyelendirilmiş enerji maliyeti yüksektir. Seviyelendirilmiş enerji maliyeti açısından tek taraflı modüle ve sabit kuruluma sahip sistem ile kıyaslama yapıldığında ise tek eksenli takip sistemine sahip çift taraflı modüllerin en düşük değerlere sahip olduğu görülmektedir (Carlos, ve diğerleri, 2020).

Çift taraflı fotovoltaik modüller dikey şekilde de kurulum gerçekleştirebilir. Enerji üretimi açısından optimum eğimli kurulumun gerisinde kalan bu kurulum tipi birtakım avantajlara sahiptir. İlk olarak dikey olarak kurulan modüller kar ve kirlenme kayıplarından eğimli modüllere nazaran daha az etkilenir. Dikey tipte kuruluma sahip modüllerin gün içerisinde gerçekleştirdikleri enerji üretimi sabah ve öğleden sonra olacak şekilde 2 adet pik yaptığı için talebin yüksek olduğu saatlerde enerji arzı sağlamaktadır (Şekil 3.24). Ayrıca Şekil 3.25'de azimut açısının dikey kuruluma sahip çift taraflı sistemlerde günlük enerji üretimine etkisinin çok az olduğu görülmüştür (Araki, ve diğerleri, 2004., Guo, Peters, & Walsh, 2013).



Şekil 3.24. Azimut açısına göre değişen yıllık enerji üretimi (Araki, ve diğerleri, 2004)



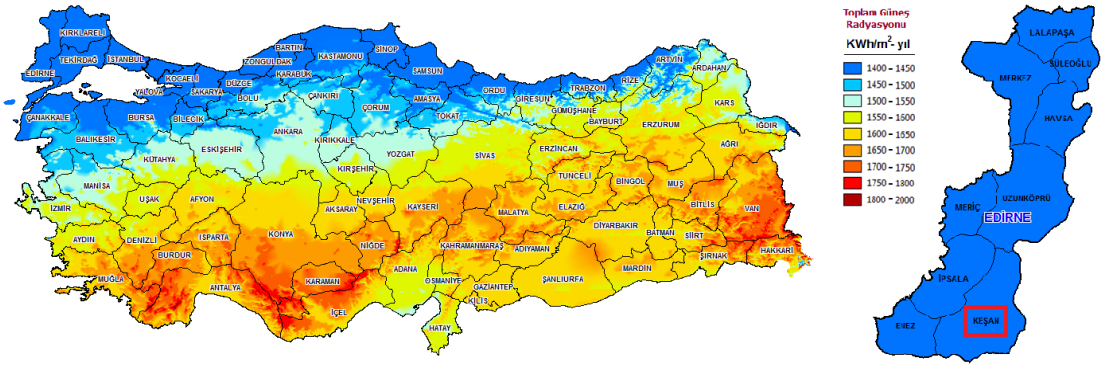
Şekil 3.25. İki farklı kuruluma sahip modüllerin günlük enerji üretimi (Guo, Peters, & Walsh, 2013)

BÖLÜM 4

4. MATERYAL VE METOD

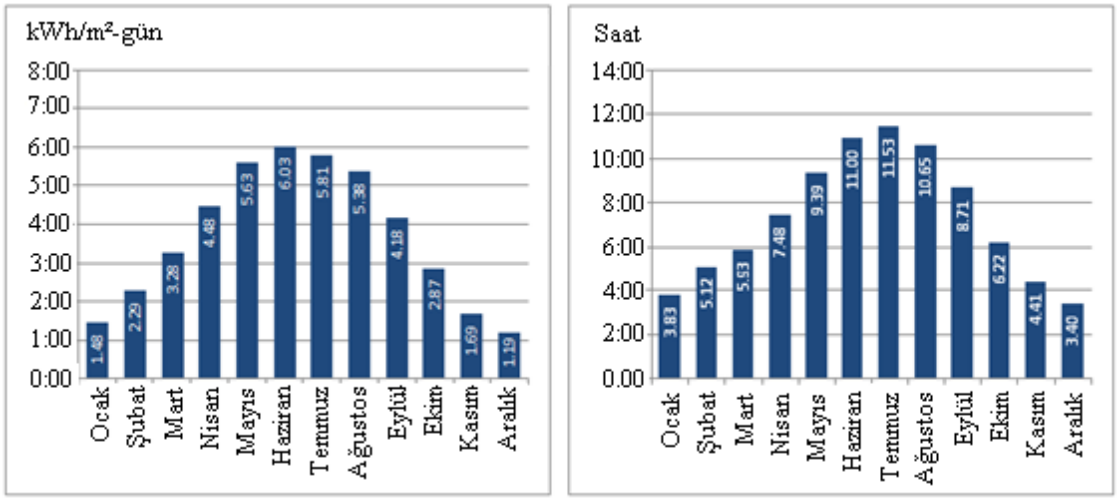
4.1 Keşan İlçesinin İklim Verileri ve Güneş Enerji Potansiyeli

Karasal ve Akdeniz iklim özellikleri gösteren ilçede Akdeniz ikliminin Marmara tipi egemendir. Kış ve sonbahar ayları yağışlı yaz ayları kuraktır. Yumuşak bir deniz iklimine sahip olan ilçede yıllık yağış miktarı 550-600 mm aralığındadır. Yıllık ortalama hava sıcaklığı 15,3 °C'dir (Coğrafi Yapı, 2022., Global Solar Atlas, 2022). Türkiye güneş enerji potansiyeli atlasında Keşan'ın yeri aşağıda görülmektedir (Şekil 4.1). Türkiye'nin güneş enerji potansiyelinin yoğun olduğu bölgeler kuzey yarım kürede olmasından dolayı güneyde bulunmaktadır. Ülkenin kuzeyinde yıllık radyasyon değerleri 1400-1500 kWh/m^2-gün iken, İç Anadolu Bölgesi ve Kuzey Ege'de 1500-1650 kWh/m^2-gün, Güney Doğu Anadolu ve Doğu Anadolu'nun büyük bir kısmında 1600-1750 kWh/m^2-gün ve Akdeniz Bölgesinde 1750-2000 kWh/m^2-gün aralığındadır. Keşan için bu değer Türkiye ortalamasının altında 1400-1450 kWh/m^2-gün değerindedir (GEPA, 2022).



Şekil 4.1. Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası (GEPA, 2022)

Güneş enerji santrali kurulumu öncesinde yapılan değerlendirmelerden biri fizibilite raporudur ve santralin kurulacağı bölgenin ışınım değerinin yanında günlük güneşlenme süresi de enerji üretim potansiyelinin hesaplanmasında kullanılan önemli bir parametredir. Işınım değerleri ve günlük güneşlenme süresi gibi veriler uluslararası güvenilirlik kazanmış veri tabanlarından elde edilebileceği gibi daha kesin analizler yapma imkânının oluşması açısından bölgeye kurulacak ölçüm cihazları ile de elde edilebilir. Keşan'ın aylık ortalama günlük güneşlenme süresi ve metrekareye düşen aylık ortalama günlük toplam ışınım miktarı aşağıdaki şekilde görülmektedir (Şekil 4.2).



Şekil 4.2. Keşan'ın toplam ışınım değerleri ve sağda güneşlenme süreleri (GEPA, 2022)

SAM birçok kaynaktan meteoroloji verilerini indirmeye, kendi meteoroloji veri dosyamızı oluşturup kullanmamıza imkân tanır. Meteoroloji veri kaynakları arasında Amerikan Ulusal Güneş Radyasyonu Veri Tabanı (NSRBD), Avrupa Komisyonu Fotovoltaik Coğrafi Bilgi Sistemi (PVGIS), Avustralya Güneş Termal Enerji Derneği (AUSTELA) gibi ücretsiz ve SolarGIS, Solcast gibi ücretli birçok veri tabanı bulunmaktadır. Meteoroloji verileri seçilen konumun enlem-boylam bilgileri, deniz seviyesinden yüksekliği, yatay düzleme gelen doğrudan ve difüz ışınım değerleri, albedo değeri, ortam sıcaklığı, rüzgâr hızı gibi verileri içinde barındırır. Elde edilen veri tabanına ve kullanılacak simülasyon modeline göre verilerin ihtiyaç duyulan kısmı kullanılır (System Advisor Model Download, 2022). Simülasyonlarda PVGIS veri tabanından Keşan ilçesinde seçilen (Kuzey 40,841 ve Doğu 26,677) konumun 2007-2016 yılları

arasındaki meteoroloji verilerini temsil eden tipik meteoroloji yıl (TMY) verileri kullanılmıştır (PVGIS, 2016)

4.2 Işınım Modeli

Dizi düzlemine gelen toplam ışınım üç bileşenden oluşmaktadır. Bunlar doğrudan yüzeye ulaşan doğrudan ışınım (I_b), atmosferdeki partikül ve moleküllere çarparak dağılan difüz ışınım (I_d), ve yerden yansıyarak modül yüzeyine ulaşan yansıyan (I_r) ışınımdır. Yüzeye ulaşan doğrudan ışınım, meteoroloji verilerindeki doğrudan ışınım (E_b) değerinin, ışınımın yüzeye geliş açısının (AOI) kosinüsü ile çarpımı şeklinde hesaplanır:

$$I_b = E_b cosAOI \tag{4.1}$$

Difüz ışınım modeli olarak SAM kullanıcısına İzotropik, HDKR ve Perez olmak üzere üç seçenek sunmaktadır. Bu çalışmada difüz ışınım hesabında kullanılması amacıyla Perez ışınım modeli tercih edilmiştir. Bu modelde difüz ışınım üç ana bileşenden oluşmaktadır. Bu bileşenler gökyüzünde uniform şekilde olan izotropik (D_i) ışınım, güneşin çevresinde yoğunlaşan circumsolar (D_c) ışınım ve ufuk çizgisinin yakınında yoğunlaşan horizon brightening (D_h) difüz ışınımlarıdır. Perez modeli 10 Amerika ve 3 Avrupa bölgesinde gerçekleştirilen 3 yıllık bir geliştirme/doğrulama yöntemi ile oluşturulmuştur. Yöntemde difüz ışınım bileşenleri türetilmiş deneysel katsayılar yardımı ile hesaplanır. Zenit açısının değerine göre difüz ışınım sadece izotropik (87,5°< Z < 90°) veya yukarıda bahsedilen diğer iki bileşeni de kapsayacak şekilde (0°< Z <87,5°) hesaplanır. Difüz ışınımın bileşenleri (87,5°< Z < 90°) durumunda aşağıdaki formülle hesaplanır: (Diorio, ve diğerleri, 2018, s. 25-29)

$$D_i = E_d(1 - F_1)\frac{1 + cos\beta}{2} \tag{4.2}$$

$$D_c = E_d F_1 \frac{c}{d} \tag{4.3}$$

$$D_h = E_d F_2 sin\beta \tag{4.4}$$

$$I_d = D_i + D_c + D_h \tag{4.5}$$

(0°< Z <87,5°) durumunda ise difüz ışınım aşağıdaki formülle hesaplanır:

$$I_d = D_i = E_d \frac{1 + cos\beta}{2} \tag{4.6}$$

Formüllerde bulunan E_d meteoroloji verilerindeki difüz ışınım değerini, F_1 ve F_2 değerleri gökyüzü açıklık indeksi ve bu indeksin değerine bağlı olarak değişen katsayılar yardımıyla hesaplanan parametrelerdir. β değeri modülün eğim açısıdır. c ve d değerleri ışınımın geliş açısına ve zenit açısına bağlı olarak hesaplanan parametrelerdir.

Yansıyan ışınımda yerden yansıyan ışınım hesaplanır ve bu ışınım difüz ışınım formundadır. Doğrudan ışınım, difüz ışınım, zenit açısı, modülün eğim açısı ve zeminin albedo değerinin fonksiyonu şeklinde hesaplanır:

$$I_r = \rho(E_b cosZ + E_d) \frac{(1 - cos\beta)}{2} \tag{4.7}$$

4.3 Sıcaklık Modeli

Güneş tarafından gönderilen ışınım enerjisinin bir kısmı modül tarafından elektrik enerjisine dönüştürülürken bir kısmı da ısıl enerjiye dönüşür. Hücre çalışma sıcaklığı arttıkça verim azaldığı için modüllerin mümkün olan en düşük sıcaklıkta çalışması gerekir. Modülün birim alanındaki enerji dengesi aşağıdaki denklem ile ifade edilebilir:

$$(\tau\sigma)G_T = \eta_c G_T + U_L(T_c - T_a) \tag{4.8}$$

Burada G_T değeri toplam ışınımı, τ ışınım geçirgenlik katsayısı, σ ışınım soğurma katsayısı, η_c panelin verimi, T_c hücre sıcaklığı ve T_a ortam sıcaklığını, U_L iletim, taşınım ve ışınımı içeren ısı transfer katsayısını temsil eder. Modüller standart test koşulları olarak adlandırılan hücre sıcaklığının 25°C ışınım değerinin 1000 W/m2 ve hava kalınlığının 1,5 AM değerlerinde olduğu durumda test edilir. Bu koşullar gerçek hayattan farklı olduğu için laboratuvar ortamında gerçekleştirilen testlerde elde edilen performans değerleri sahadaki uygulama ile örtüşmez. Bu sebeple NOCT metodu ile gerçek hücre sıcaklığı 800 W/m2 ışınım 20°C hava sıcaklığı ve 1 m/s rüzgâr hızı ve yük olmadığı durumda hücrenin çalışma sıcaklığı hesaplanır ve gerçeğe daha yakın bir verim değeri elde edilir. Yukarıdaki denklem NOCT durumunda aşağıdaki hali almaktadır: (Beckman & Duffie, 2013, s. 777)

$$(\tau\alpha)G_{T,NOCT} = U_{L,NOCT}(T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \quad (4.9)$$

Burada yükün olmadığı durum koşulundan dolayı ışınımın elektriğe dönüştüğü kısım denklemden çıkarılmıştır. System Advisor Model birtakım kabuller ve algoritmalar yardımı ile hücre sıcaklığını aşağıdaki denklem yardımı ile hesaplar:

$$T_c = T_a + \frac{G_T}{800}(T_{NOCT} - 20)\left(1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha}\right)\frac{9{,}5}{5{,}7 + 3{,}8 * V_w} \quad (4.10)$$

Burada T_{NOCT} değeri modüllerin teknik bilgilerinde yer alan nominal çalışma koşullarındaki hücre sıcaklık değeridir. Programda bu değer kurulumun yerden yüksekliğine göre farklı şekillerde hesaplanır ve yere yakınlaştıkça değer artar. V_w değeri rüzgâr hızını ifade etmektedir ve yine dizinin yükseklik girdisine göre hesaplanır. Bu şekilde hesaplanan hücre sıcaklığı ile 25°C arasındaki sıcaklık farkı bulunur ve bu fark sıcaklık katsayısı ile çarpılır ve çarpım yüzdelik olarak katalog veriminden çıkarılır (Diorio, ve diğerleri, 2018, s. 58). Sonuç olarak hesaplanan hücre sıcaklığındaki gerçek verim bulunmuş olur. Simülasyonlar gerçekleştirilirken bu modelden faydalanılmıştır.

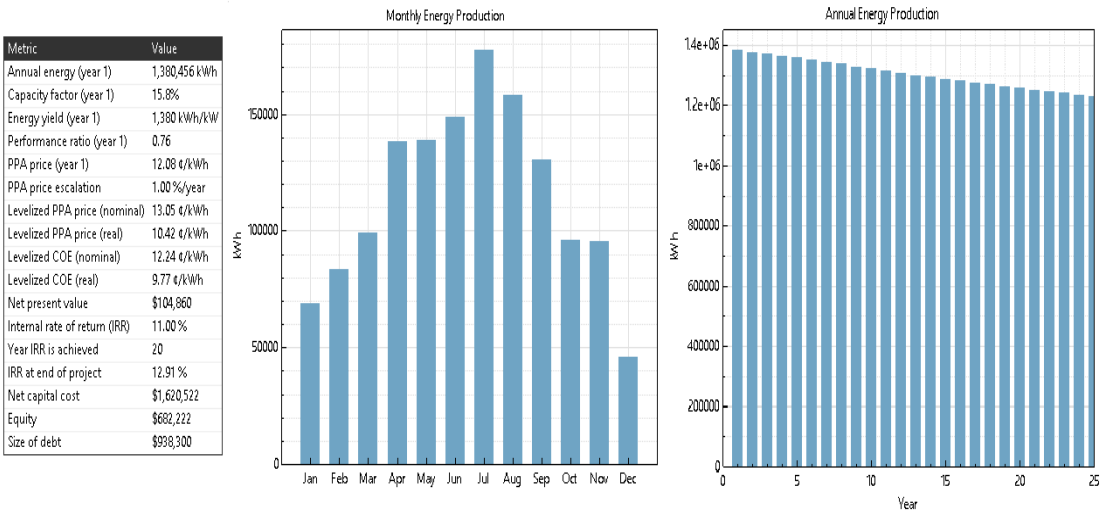
4.4 Simülasyon Programının Seçimi ve Gerçekleştirilen Simülasyonlar

Günümüzde geçmişe nazaran karmaşık mühendislik problemlerini çözmek kolaylaşmıştır. Çözülmesi zor ve vakit alan denklemler yazılım ve simülasyon programları yardımıyla kısa sürede az bir çabayla çözülmektedir. Teorik ve deneysel bilgileri, tecrübeleri bir araya getirerek ihtiyaçlara yönelik hazırlanan fotovoltaik sistem simülasyonlarının pek çok avantajı bulunmaktadır. Bunlar;

- Fotovoltaik sistemi oluşturan farklı bileşenlerin (panel sayısı, inverter ihtiyacı, enerji depolama sistemi vs.) boyutlarına karar verilebilir
- Kayıpları göz önünde bulundurarak farklı aylar için farklı kurulum ve eğimde kurulan sistemlerin performansımı kıyaslar
- Enerji üretimini yılın her saati için kolayca hesaplar
- Maliyet analizi yaparak kurulacak sistemin yatırıma uygun olup olmadığını analiz eder
- Elde edilen çıktılar yardımıyla kolaylıkla rapor hazırlanabilir (Khan, 2021)

Enerji sektöründe çalışanlar, öğrenciler ve araştırmacılar tarafından kullanılan birçok simülasyon programı bulunmaktadır. Bu programlar araştırmacılar tarafından kullanım kolaylığı, gerçek ile uyuşma oranı, işletim sistemleri ile uyumluluk, sistem tasarımında esneklik gibi kriterler açısından değerlendirilir. Değerlendirmeler, simülasyonlar arasında var olan artı ve eksileri göstererek yapılabilecek iyileştirmeler ile alakalı fikir vermektedir. Bir çalışmada var olan 1 MW kurulu güce sahip şebekeye bağlı fotovoltaik enerji sistemi on farklı simülasyon programı tarafından simüle edilmiş ve programların sunduğu performans verileri ile gerçek veriler kıyaslanmıştır. SAM, Homer, Solaris PV, PV F-Chart ve SOLARGIS programlarında gerçekleştirilen simülasyon sonuçları gerçeğe en yakın değerleri sunmuştur. Bu çalışmada SAM programının eksi yönleri üç boyutlu gölgeleme analizinin olmaması ve dünyadaki konumların bir kısmı için uygun meteoroloji verilerinin olmaması gösterilmiştir. SAM programının artıları kullanıcı dostu olması ve veri tabanlarında bulunmayan inverter ve modüllerin özelliklerini programa tanıtmamıza izin vermesi ve kolay anlaşılır grafikler sunması şeklindedir (Banerjee, Bora, Najibhamisu, & Panwar, 2018). Bu değerlendirme SAM programının 2017 versiyonu için yapılmıştır. Yukarıda sayılan eksi yönler daha sonraki sürümlerde farklı veri tabanlarından meteoroloji verilerini kullanmamızı sağlayan yenilik ve üç boyutlu gölge analizi yapmamızı sağlayan simülatörün eklenmesi ile ortadan kaldırılmıştır.

İspanya'da var olan üç adet, birbirinden farklı kuruluma sahip (sabit, tek eksenli takip ve iki eksenli takip) sistem 12 yıl boyunca işletilmiş ve ücretsiz simülasyonlar (RETScreen, SAM, PVGIS, PVSyst, PV*SOL) ile simüle edilmiştir. Simülasyon sonuçlarında elde edilen aylık enerji üretim değerleri genellikle soğuk aylarda gerçek değerlerin üstünde sıcak aylarda ise altında kalmıştır. Kurulum basitleştikçe (sabit sistem) gerçek ve simülasyon verileri arasındaki sapma daha az gerçekleşmiştir. Değerlendirmeler sonucunda gerçek verilere en yakın sonuçları % 10'un altında sapma ile SAM ve RETScreen programlarının verdiği tespit edilmiştir (Mediavilla, Pena, Ruiz, Tristan, & Velasco, 2021). Her ne kadar bu çalışmada bahse konu olan simülasyon programları ücretsiz olarak değerlendirilse de, RETScreen programının expert sürümünde simülasyon yapılabilir fakat elde edilen sonuçlar kopyalanamaz bu sebeple tam manasıyla ücretsiz denemez.



Şekil 4.3. SAM ile elde edilen performans verileri örneği

Yapılan araştırmalar neticesinde SAM programında fotovoltaik sistemler ile ilgili gerçekleştirilen simülasyon çalışmalarının doğruluk payının yüksek olması, programın tam sürümünün ücretsiz olması, Dünya'nın birçok ülkesi için ücretsiz şekilde meteoroloji verileri paylaşan platformlar ile uyumlu şekilde çalışabilmesi, geniş modül ve inverter veri tabanına sahip olmasının yanında sisteme manuel olarak da verilerin girilebilmesi, çok sayıda ışınım ve sıcaklık modellerinin kullanılabilmesi sayesinde kıyaslamanın daha kapsamlı yapılabilmesi, üç boyutlu gölge analizi sayesinde var olan sistemi gerçeğe çok yakın bir biçimde simüle ederek daha doğru analizlere imkân sunması gibi avantajlarından dolayı bu çalışmada System Advisor Model (SAM) programı kullanılmıştır. SAM, Amerika Enerji Bakanlığı ve Sandia Enerji Laboratuvarları tarafından ortak şekilde geliştirilen, proje yöneticileri, mühendisler ve araştırmacılar için karar vermeyi kolaylaştıran bir ekonomi ve performans modelidir. SAM yazılımını doğru ve etkin şekilde kullanabilmek için çalışma yapılan konu hakkında belli bir seviyede bilgi sahibi olunması gerekir. Aksi takdirde simülasyon için gerekli olan çok sayıda girdi yetersiz bilgiye sahip olan kullanıcının hata yapmasına yol açar. Çok sayıda girdinin olması konu hakkında bilgi sahibi olan araştırmacılara daha kesin analizler yapma olanağı sunar. SAM ile güneş, rüzgâr, biyokütle, jeotermal, deniz kaynaklı dalga, gelgit enerjilerini kaynak olarak kullanan sistemlerin performans ve ekonomik analizini kullanıcı dostu bir arayüz ile gerçekleştirmeye ve farklı sistemlerin performansını kıyaslamaya olanak tanır. Performans modelleri modellenen sistemin saatlik enerji

üretimini modelleyerek yıllık enerji üretimini hesaplar ve elde edilen sonuçları tablo halinde kullanıcıya sunar (Şekil 4.3). İstenilen zaman aralıklarında enerji üretimi ile kapasite faktörü, sistem kayıpları, net bugünkü değer gibi parametrelerin hesaplanmasına ve elde edilen sonuçların farklı formatlarda raporlanmasına imkân tanır. Konum, kurulum ve işletme maliyetleri, finansman türü, geçerli teşvik ve krediler gibi girdiler ile diğer sistem tanımlamalarını göz önünde bulundurarak projenin elektrik üretim maliyetini hesaplayabilir. Yine dağıtım firmaları ile gerçekleştirilen enerji tedarik anlaşmaları ile uyumlu olarak nakit akış modelleri oluşturmaya imkân tanır.

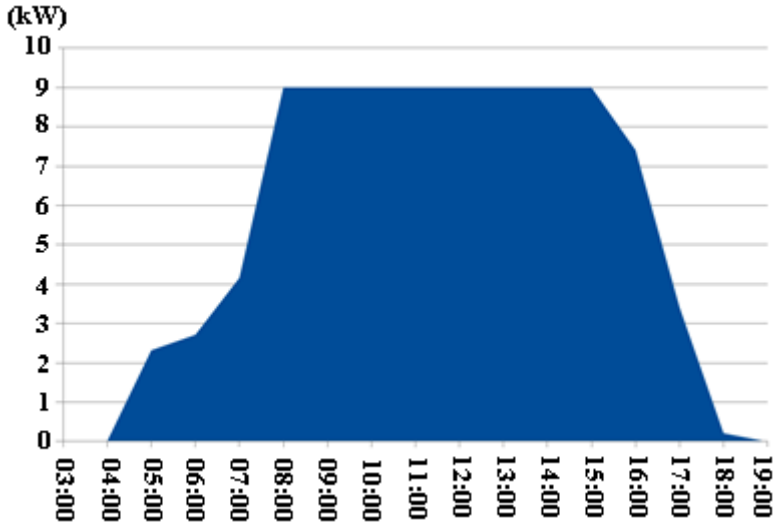
Analizde 1 MW DC kurulu güce sahip olacak şekilde fotovoltaik enerji sistemi kurulmuştur. Modelleme esnasında Prism Solar BHC 72-400 model 400 W DC güce sahip çift taraflı monokristal fotovoltaik panelden 2500 adet kullanılmıştır. Kullanılan modülün teknik özellikleri aşağıdaki tabloda verilmiştir (Çizelge 4.1).

Çizelge 4.1. Prism Solar BHC 72-400 teknik özellikleri (Prism Solar, 2021)

PARAMETRE	ÖN YÜZEY (STC)	ÇİFT YÜZEY (STC)
Maksimum Güç (W)	400	450
Maksimum Gerilim (V)	40,01	-
Maksimum Akım (A)	10	11,24
Açık Devre Gerilim (V)	48,35	-
Kısa Devre Akımı (A)	10,32	11,60
Verim (%)	19,88	22,37
Güç Toleransı (%)	∓ 3	∓ 4
Güç Sıcaklık Katsayısı (%/°C)	-0,36	-
Gerilim Sıcaklık Katsayısı (%/°C)	-0,277	-
Akım Sıcaklık Katsayısı (%/°C)	+0,0388	-
NOCT (°C)	45 ∓ 2	-

Kurulan sistemlerde 28 adet AEG Power Solutions: Protect MPV.030.01 [480 V] marka inverterlerden kullanılmıştır. 2500 adet modül onarlı şekilde seri bağlandı ve onarlı gruplar birbirine paralel bağlandı. Seçilen inverterin maksimum ve minimum MPPT gerilimleri sırasıyla 595 ve 305 V'tur. MPPT maksimum güç noktası takibi şeklinde

tanımlanır. Modüllerin, ışınım ve sıcaklıktaki değişimlerden kaynaklı ürettikleri gerilim değerleri sürekli olarak farklılık gösterir. Modüllerin en yüksek performansta çalıştıkları maksimum güç noktası olarak adlandırılan ve bir gerilim ile akım değerine karşılık gelen çalışma noktaları vardır. İnverterde bulunan MPPT güç elektroniği devreleri ve karmaşık algoritmaları kullanarak bu gerilim değerini hesaplar ve inverter girişindeki direnci değiştirerek modülün sürekli bu voltajda üretim gerçekleştirmesini sağlar. Modüllerin onarlı gruplar halinde seri bağlanarak oluşturdukları dizilerin açık devre gerilimi 484 V olmakta ve inverterin kapasitesini aşmamaktadır. Böylelikle inverter, modül ve dizide seri olarak birbirine bağlı modül sayısı birlikte uyumlu şekilde çalışır ve kayıpların önüne geçilmiş olur. Aksi durumda dizilerde üretilen gerilim değeri inverter limitlerini aşarsa üretilen gücün bir kısmı inverterin limit koymasından dolayı kaybolur (Şekil 4.4).



Şekil 4.4. 15 kW güç üreten diziye 9 kW kapasiteli inverter bağlanması sonucu yaşanan üretilen AC güçteki kırpma olayı (Partlin, 2021)

Bu tezde yapılan simülasyon çalışmasında dikey veya eğimli kurulumlara sahip olan çift taraflı veya tek taraflı modüllerden oluşan sistemlerin performansı kıyaslanmıştır. Dikey kuruluma sahip sistemlerde panellerin ön yüzeyi doğu yönüne bakmaktadır. Zemine albedo ile alakalı herhangi bir işlem yapılmadığı düşünülerek albedo değeri 0,2 alınmıştır. Dizilerin yerden yüksekliği 1 metre olacak şekilde modelleme yapılmıştır. Yapılan simülasyon çalışmalarındaki sistemlerin kurulum parametreleri tablo halinde aşağıda özetlenmiştir (Çizelge 4.2).

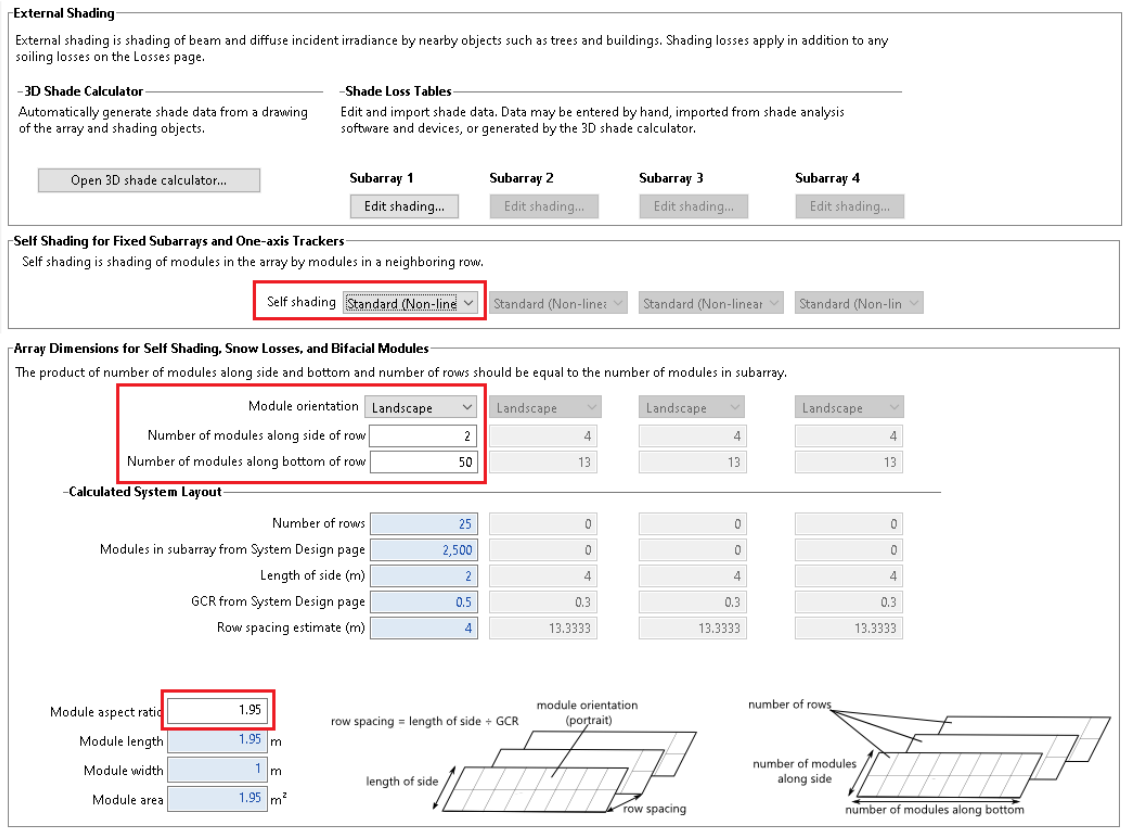
Çizelge 4.2. Simülasyonları gerçekleştirilen sistemlerin kurulum parametreleri

Parametre/Kurulum	Tek taraflı (M33)	Çift taraflı (B33)	Dikey 6,25 (V6,25)	Dikey 10 (V10)
Panel Eğim Açısı	33°	33°	90°	90°
Azimut Açısı	180°	180°	90°	90°
GCR	0,5	0,5	0,32	0,2
Dizi Aralığı (m)	4	4	6,25	10

Modüller üzerinde iki tip gölge oluşmaktadır. Bunlar sıralı modül dizilerinin birbiri üzerinde oluşturdukları gölge ve mekânda bulunan bina, ağaç, direk vs. gibi yapıların diziler üzerinde oluşturdukları gölgedir. SAM'de dizilerin birbirini gölgelemesi ile oluşan gölge kayıplarını hesaplamak için kullanılan iki seçenek bulunmaktadır. Bunlardan ilki Standart (Non linear) diğeri Thin Film (Linear) şeklindedir. Seçilen modül kristal yapıda olduğu için gölge analizinde kullanılan hesaplama yöntemi Standart yöntemdir (Şekil 4.5). Standart seçenek kristal yapıdaki güneş hücreleri için kullanılır. Bu yöntem gölge analizini yaparken girdilerin azaltılması amacıyla birtakım kabuller yapar. Bunlar:

- Modül boyutları modül alanı ve en boy oranı girdileri kullanılarak hesaplanır
- Her modülde üç adet bypass diyotu vardır
- Bypass diyotları ile ayrılan alt modüller kısmen gölgelendiğinde tamamen gölgelenmiş olduğu varsayılır
- Alt dizideki paralel diziler eşit olarak gölgelenir. (Diorio, ve diğerleri, 2018)

Seçilen Standart (Non linear) algoritması yukarıdaki kabulleri esas alarak yaptığı analize göre modül düzlemine gelen doğrudan, difüz ve yansıyan ışınım için üç ayrı parametre hesaplayarak bu parametreler ile ışınım değerlerini çarpar ve gölge kayıplarının düşüldüğü ışınım değerlerini elde eder.

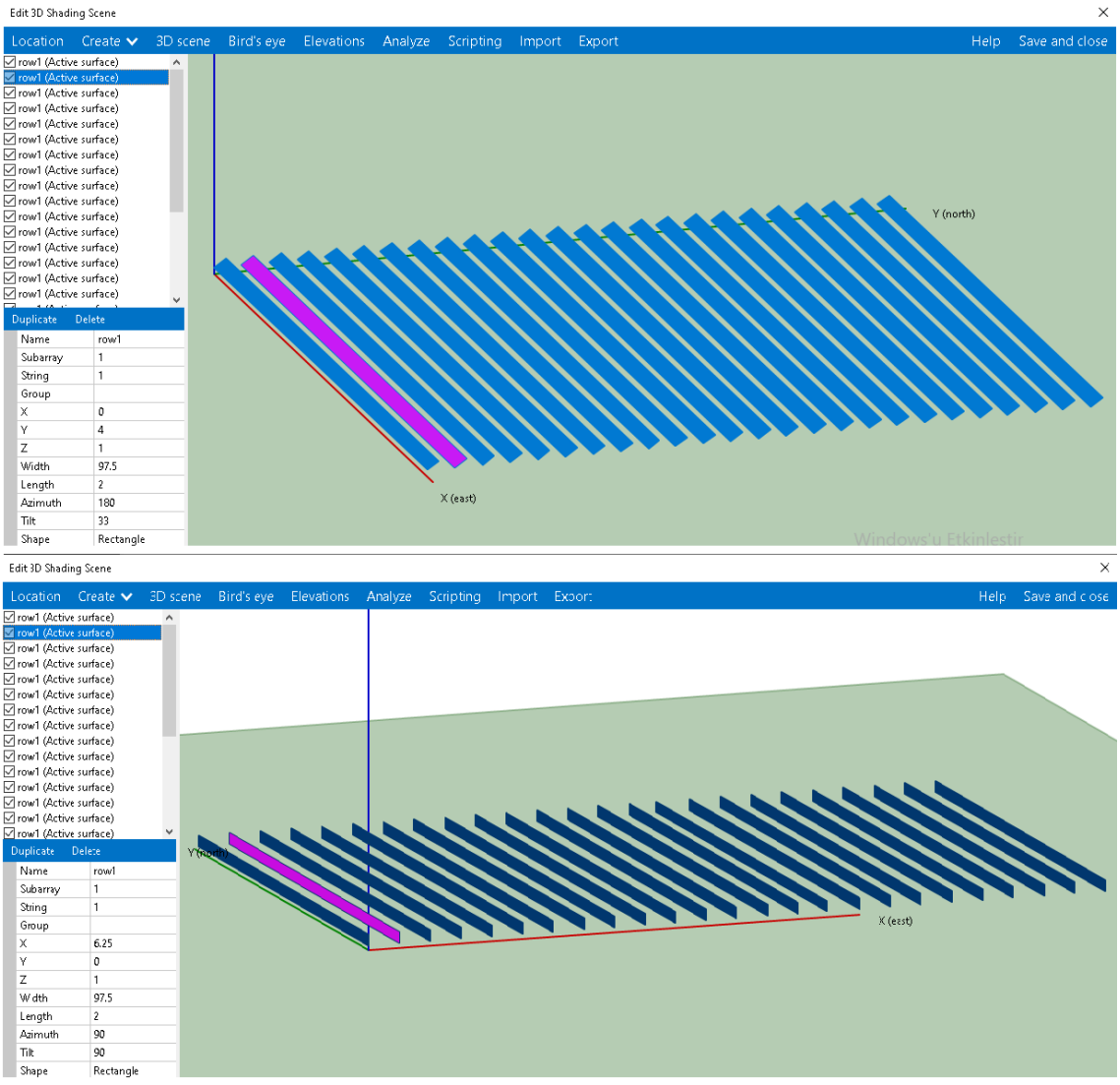


Şekil 4.5. SAM programında gölge analizi için kullanılan arayüz ve girdiler

SAM'in bünyesinde bulunan 3D Shade Calculator aracı sayesinde sistemler gerçeğe yakın şekilde etrafında gölgelemeye neden olacak ağaç, bina vs. gibi objelerin modellenmesini sağlar. Bu tezde seçilen konum etrafında herhangi bir yapı veya ağaç bulunmamaktadır. Tez bünyesinde gerçekleştirilen hesaplar ve kıyaslar esnasında ana simülasyonlarda; parametrelerin kıyaslandığı yan simülasyonların tamamında 3D Shade Calculator aracı ile gölge analizi yapılmıştır (Şekil 4.6). 3D Shade Calculator öncelikle dizi üzerine düşen gölge alanının dizi alanına olan oranını hesaplar. Daha sonra hesaplanan oran ile dizi düzlemi üzerine düşen doğrudan ışınımı çarparak gölge kayıplarını hesaplar.

SAM'in kayıplar arayüzündeki kirlenme (soiling) kayıpları % 5, DC ve AC kablolama kayıpları sırasıyla % 2 ve % 1; modül uyumsuzluk (mismatch) kayıpları % 2 ve blok diyotlarında, bağlantılarda meydana gelen kayıplar % 0,5 olacak şekilde default değerler kullanılmıştır. Modüldeki kristal yapının zamanla bozulmasından kaynaklı yıllık verim kaybı (degradation rate) yıllık % 0,5 olarak alınmıştır. Dört ana kurulum tipinin performans ve ekonomik analizi dışında farklı kurulum tiplerinin verimi etkileyen

parametrelerden ne şekilde etkilendiğini göstermek amacıyla yapılan ek simülasyonlar ve elde edilen sonuçlar bölüm 5'te sunulmuştur.

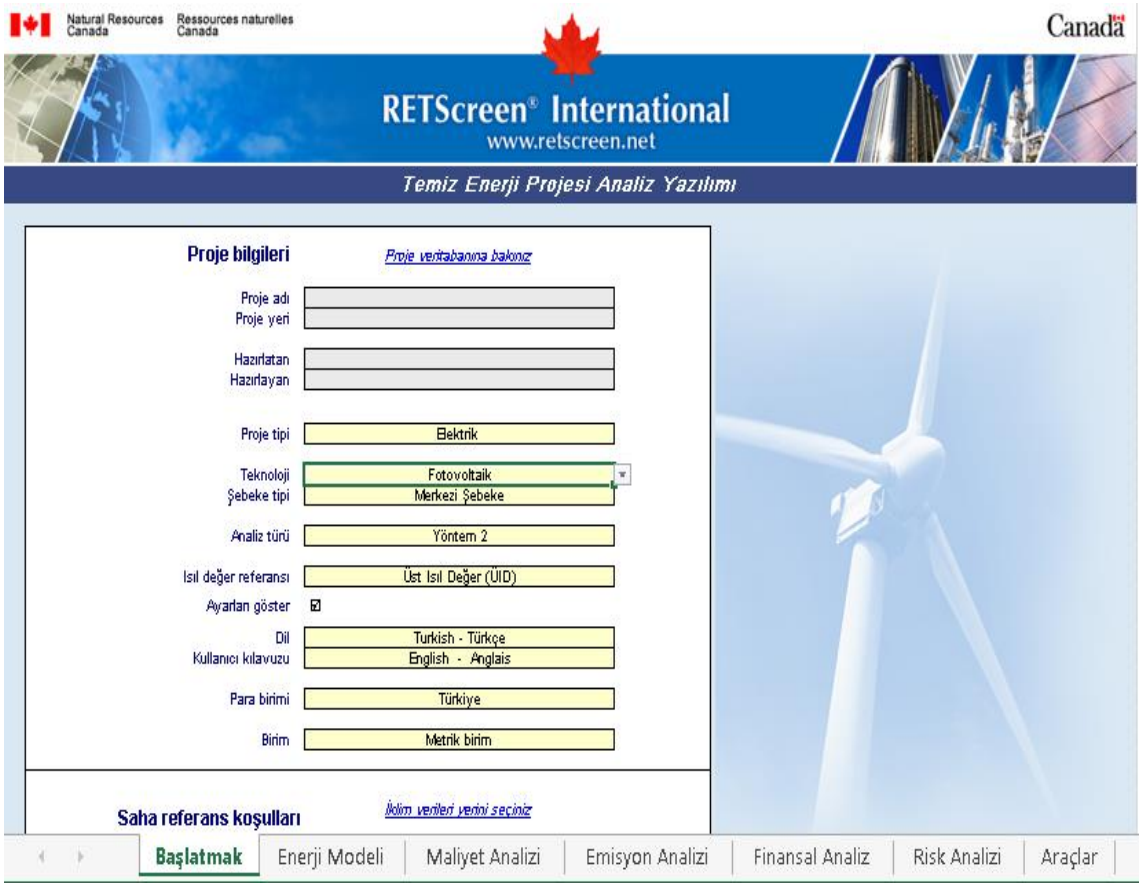


Şekil 4.6. Gölge analizi için 3D Shade Calculator aracıyla yapılan modellemelerden B33 ve V6,25 konfigürasyonu

4.5 Ekonomik Analiz

Ana kurulumların performansının yanında ekonomik olarak yatırıma uygun olup olmadığı da değerlendirildi. Ekonomik analiz esnasında Uluslararası Temiz Enerji Proje Analiz yazılımı Retscreen4 kullanıldı. Retscreen4 yenilenebilir enerji projelerinin fizibilite ve ön fizibilite çalışmalarını kolaylaştırmak amacıyla kullanılan, enerji üretimi,

maliyet analizi, sera gazı emisyon azaltımları, risk analizi gibi analizleri gerçekleştirme imkânı sunan ve ücretsiz şekilde kullanılabilen bir yazılımdır (Şekil 4.7).



Şekil 4.7. Retsreen4 başlangıç arayüz görünümü

Kurulumların ekonomik olarak değerlendirilmesi, net bugünkü değer (NBD) ve iç verimlilik oranlarının (İVO) kıyaslanması şeklinde yapılmıştır. NBD proje ömrü süresince oluşan nakit giriş-çıkışlarının sermaye maliyeti göz önünde bulundurularak bugünkü değere çekilmesi şeklinde hesaplanır:

$$NBD = \sum_{t=0}^{n} \frac{F_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^t} \tag{4.11}$$

Yukarıdaki denklemde $\boldsymbol{C_t}$ değeri $\boldsymbol{t}$ yılındaki proje giderleri ve nakit çıkışlarını, $\mathbf{F_t}$ değeri **t** yılındaki proje gelirleri ve nakit girişlerini, **r** değeri sermaye maliyetini temsil etmektedir. Hesaplanan NBD değeri 0'dan büyük ise proje yatırıma uygundur. Birkaç proje arasında kıyas yapılıyor ise NBD değeri en yüksek olan ekonomik açıdan yatırıma

daha uygundur. İVO bir projenin net bugünkü değerini 0'a eşitleyen iskonto oranı şeklinde tanımlanır. İVO hesaplanırken projenin net bugünkü değerini pozitif ve negatif çıkaracak iki sermaye maliyeti değeri seçilir. Daha sonra seçilen sermaye maliyetleri arasındaki NBD değerini 0'a eşitleyen değer interpolasyon yöntemi kullanılarak elde edilir (Okka, 2014). Aşağıda iç verimlilik oranı formülle ifade edilmiştir:

$$\text{İ}VO = \left(\sum_{t=0}^{n} \frac{F_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^t} \right) \tag{4.12}$$

Son yıllarda projelerin değerlendirilmesinde kullanılan bir diğer parametre proje ömrü boyunca üretilmesi öngörülen elektrik enerjisi toplamının, proje ömrü boyunca gerçekleşeceği öngörülen maliyetlerin toplamına bölümü şeklinde hesaplanan elektriğin seviyelendirilmiş enerji maliyetidir (LCOE):

$$LCOE = \frac{C_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E\text{Ü}}{(1+r)^t}} \tag{4.13}$$

yukarıda $\boldsymbol{C_0}$ projenin ilk yatırım maliyetini, $\boldsymbol{E\ddot{U}}$ t yılında üretilen elektrik enerjisi miktarını ifade etmektedir.

Retscreen 4 yazılımında gerçekleştirilen analizlerde öncelikle her bir kurulum için SAM'den elde edilen kapasite faktörleri kullanılarak enerji üretim değerleri hesaplanmıştır. 1 MW tek taraflı panel kullanılan güneş enerji sistemi ilk yatırım maliyetinin 800.000 $ olduğu kabulü yapılmıştır (Barutçu, Duman, Gönül, & Güler, 2022). İlk yatırım maliyeti hesaplarının tamamında 1$ = 16 TL kabul edilmiştir. Çift taraflı modüllerin kullanıldığı güneş enerji santrallerinin ilk yatırım maliyetinin tek taraflı modüllere göre ortalama % 30 daha fazla olduğu kabul edilmiştir. Santralin işletme gideri olarak 1 adet işçinin asgari ücret ile çalıştırıldığı düşünülerek işverene yıllık toplam maliyeti 70556,4 TL olarak hesaplanmış, öngörülemeyen diğer giderler ve temizlik maliyetleri göz önünde bulundurularak yıllık işletme ve bakım giderinin 100.000 TL olduğu kabul edilmiştir. 2005-2022 yılları arasındaki enflasyon değerleri incelenerek ekonomik krizin olmadığı ekonominin stabil seyrettiği dönemlerde enflasyon değerinin % 10 civarında olduğu görülmüş ve bu değer projede kullanılacak enflasyon değeri olarak

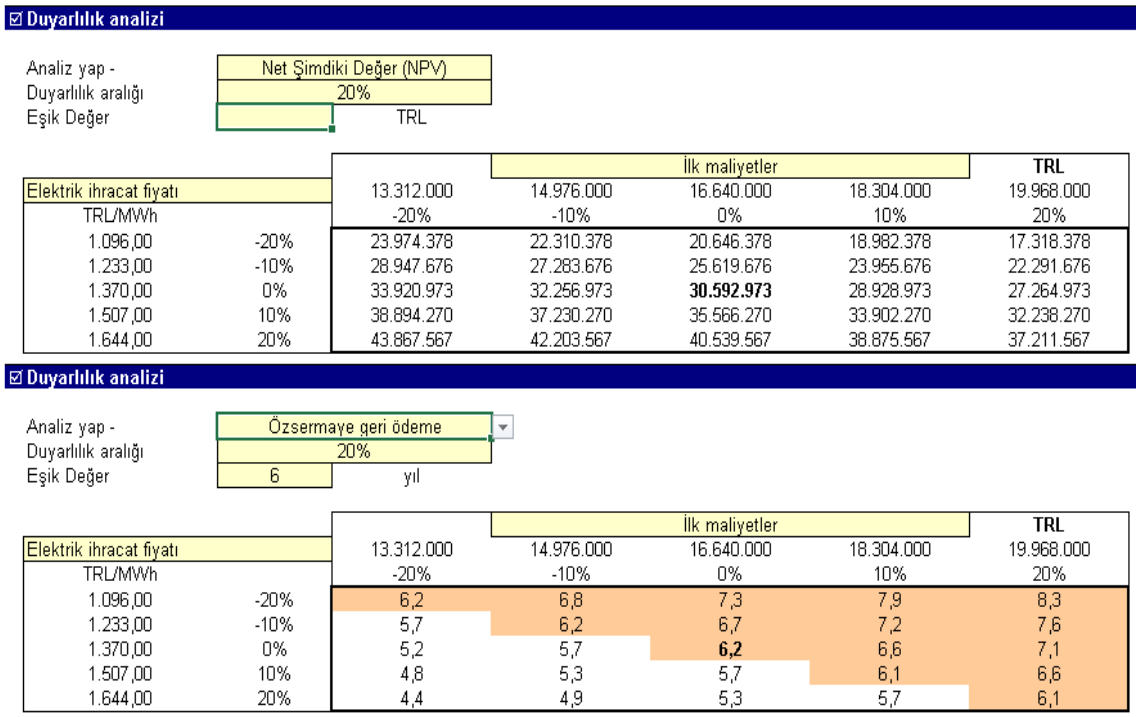
kabul edilmiştir (Tüketici Fiyatları, 2022). Türkiye'de krizin olmadığı dönemler baz alınarak iskonto oranı % 10 kabul edilmiştir (Rediscount and Advance Interest Rates, 2022). Elektrik satış fiyatı olarak 1.01.2022 tarihinde konut aboneleri için elektrik fiyatı 1,37 TL/kWh kabul edilmiştir. Elektrik birim fiyatı eskalasyon oranı % 10 kabul edilmiştir. Seviyelendirilmiş enerji maliyeti, modülde zamanla gerçekleşen bozunmalar sonucu yaşanan verim kayıpları dikkate alınarak hesaplanmıştır. Elektriğin seviyelendirilmiş enerji maliyeti (LCOE) hesaplanırken modüllerde yıllık % 0,5 seviyesinde verim kaybı yaşandığı, yıllık işletme giderinin başlangıç olarak 100.000 TL olduğu ve her yıl % 10 seviyesinde arttığı kabul edilmiştir. Aşağıda Retscreen4 yazılımda ekonomik analiz esnasında kullanılan teknik ve finansal parametreler görülmektedir (Çizelge 4.3).

Çizelge 4.3. Teknik ve finansal parametreler

	Birim	M33	B33	V6,25	V10
Kurulu Güç	kW	1000	1000	1000	1000
Kapasite Faktörü	%	15,758	16,576	12,648	13,335
Üretilen Elektrik Enerjisi	kWh/yıl	1.380.400	1.452.100	1.108.000	1.168.100
Modüllerin Verim Kaybı	%/yıl	0,5	0,5	0,5	0,5
İlk Yıl Elektrik Birim Fiyatı	TL/kWh	1,37	1,37	1,37	1,37
Elektrik Birim Fiyatı Eskalasyon Oranı	%/yıl	10	10	10	10
Enflasyon Oranı	%/yıl	10	10	10	10
İlk Yatırım Maliyeti	TL	12.800.000	16.640.000	16.640.000	16.640.000
İlk Yıl İşletme Ve Bakım Giderleri	TL/yıl	100.000	100.000	100.000	100.000
İşletme Ve Bakım Giderleri Eskalasyon Oranı	%/yıl	10	10	10	10
İskonto Oranı	%/yıl	10	10	10	10
Proje Ömrü	yıl	25	25	25	25

Retscreen4 yazılımında duyarlılık analizi yaparak elektrik birim fiyatlarının azalıp arttığı senaryolar için projelerin özsermaye geri ödeme süresi (GÖS) ve net bugünkü değer parametreleri karşılaştırıldı (Şekil 4.8). Özsermaye geri ödeme süresinin eşik değeri

olarak 6 yıl seçildi ve farklı senaryolar için kurulum tiplerinin yatırıma uygun olup olmadığı bu değere bakılarak değerlendirildi.



☑ Duyarlılık analizi

Analiz yap -	Net Şimdiki Değer (NPV)
Duyarlılık aralığı	20%
Eşik Değer	TRL

Elektrik ihracat fiyatı		İlk maliyetler				TRL
		13.312.000	14.976.000	16.640.000	18.304.000	19.968.000
TRL/MWh		-20%	-10%	0%	10%	20%
1.096,00	-20%	23.974.378	22.310.378	20.646.378	18.982.378	17.318.378
1.233,00	-10%	28.947.676	27.283.676	25.619.676	23.955.676	22.291.676
1.370,00	0%	33.920.973	32.256.973	**30.592.973**	28.928.973	27.264.973
1.507,00	10%	38.894.270	37.230.270	35.566.270	33.902.270	32.238.270
1.644,00	20%	43.867.567	42.203.567	40.539.567	38.875.567	37.211.567

☑ Duyarlılık analizi

Analiz yap -	Özsermaye geri ödeme
Duyarlılık aralığı	20%
Eşik Değer	6 yıl

Elektrik ihracat fiyatı		İlk maliyetler				TRL
		13.312.000	14.976.000	16.640.000	18.304.000	19.968.000
TRL/MWh		-20%	-10%	0%	10%	20%
1.096,00	-20%	6,2	6,8	7,3	7,9	8,3
1.233,00	-10%	5,7	6,2	6,7	7,2	7,6
1.370,00	0%	5,2	5,7	**6,2**	6,6	7,1
1.507,00	10%	4,8	5,3	5,7	6,1	6,6
1.644,00	20%	4,4	4,9	5,3	5,7	6,1

Şekil 4.8. Retscreen4 yazılımında yapılan duyarlılık analizi örnekleri

BÖLÜM 5

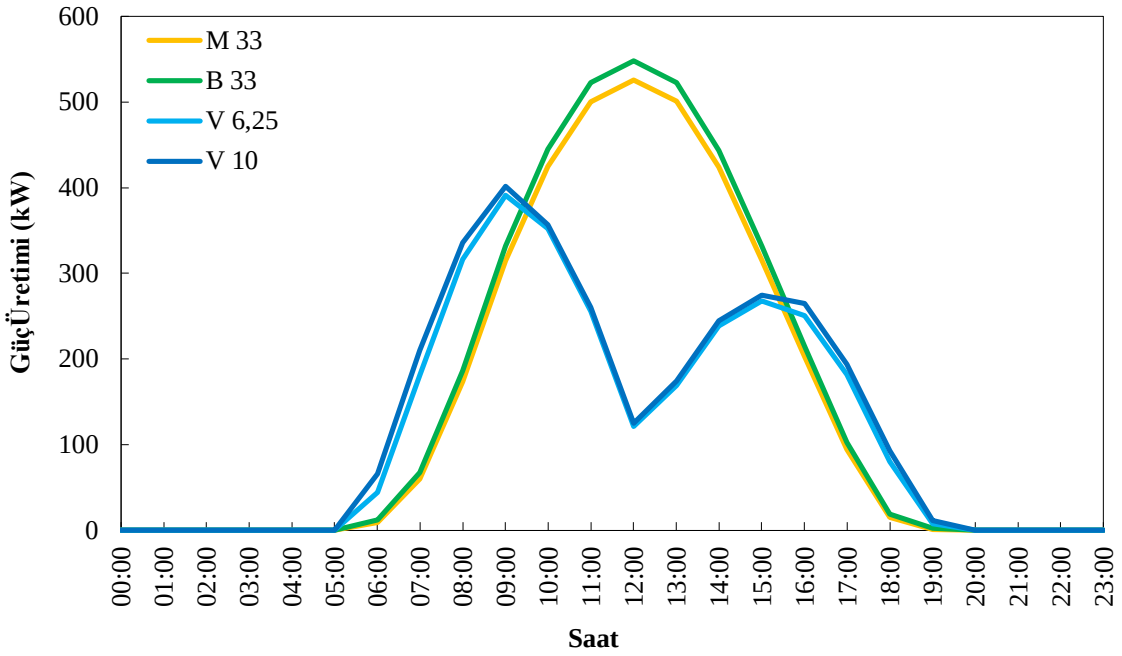
5. Karşılaştırmalı Analiz

Bu bölümde Tablo 4.2'de özetlenen kurulum tiplerinde 1 MW DC kurulu güce sahip santrallerin SAM simülasyon programı aracılığıyla Edirne ili Keşan ilçesinde 1 yıllık işletilmeleri sonucu elde edilen elektrik üretimi değerlendirilmiştir. Çift taraflı modül kullanılan dikey ve eğimli kurulum performanslarının dizi aralığı, albedo, modül yüksekliği, üst üste modül sayısı, yüzey güç oranı parametrelerinden nasıl etkilendiği ve 1 MW santral kurulumu için ihtiyaç duyulan arazi miktarının kurulum tipine göre değişimi değerlendirilmiştir. Ayrıca ana kurulumların net bugünkü değer ve iç verimlilik oranlarını içeren ekonomik analiz sonuçları kıyaslanmış, duyarlılık analizleri ile elektrik birim fiyatının değiştiği farklı senaryolar yorumlanmıştır. Kurulumların seviyelendirilmiş elektrik maliyetleri kıyaslanmıştır.

5.1 Performans Analizi

İlk olarak 33° derece eğime sahip tek taraflı modüllerden oluşan (M33), 33° eğime sahip çift taraflı modüllerden oluşan (B33), dikey şekilde konumlandırılmış dizi aralığı 6,25 metre olan çift taraflı modüllerden oluşan (V6,25) ve yine dikey şekilde konumlandırılmış dizi aralığı 10 metre olan çift taraflı modüllerden oluşan (V10) kurulumlarının yıllık ortalama günlük güç üretimleri karşılaştırılmıştır. B33 kurulumunun yıllık ortalama günlük güç üretimleri M33 kurulumuna göre yaklaşık % 5oranında daha fazla gerçekleşmiştir. Dikey kurulumlar beklenildiği üzere sabah ve öğleden sonraki saatlerde iki adet pik üretim gerçekleşmiştir. V6,25 ve V10 kurulumlarının yıllık ortalama günlük güç üretimi değerleri M33 kurulumunda sırasıyla % 20 ve % 15 oranında daha az gerçekleşmiştir. Dikey kurulumların öğle saatlerindeki ışınımdan verimli şekilde

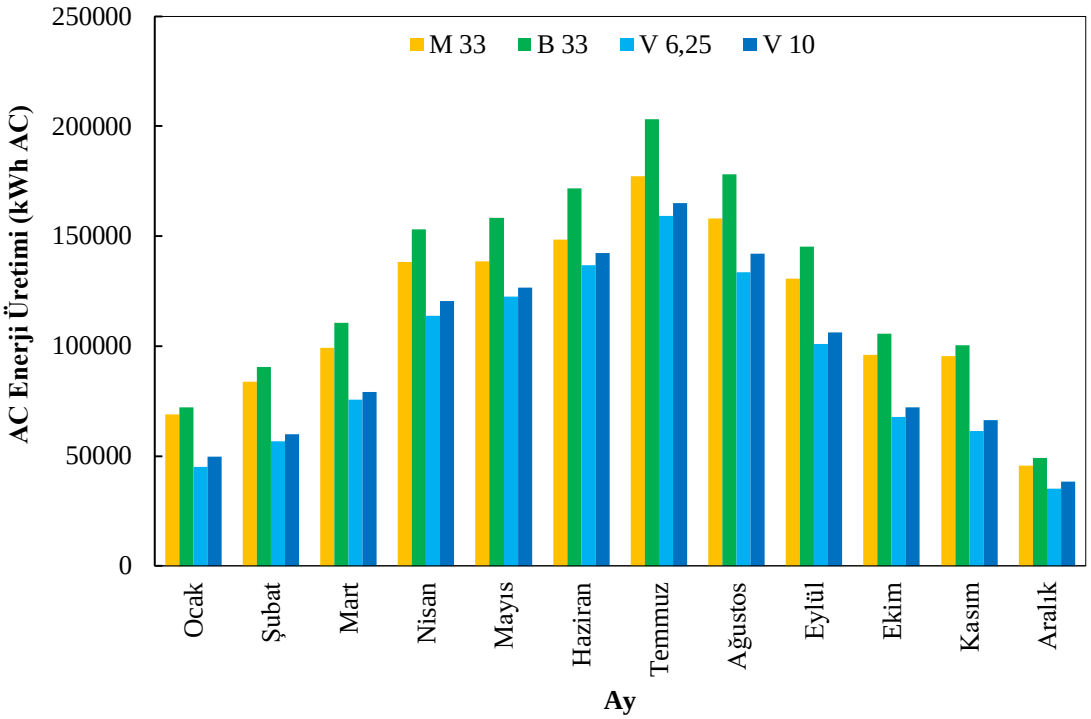
faydalanamaması, albedo değerinin düşük olması (0,2) enerji üretimlerinin eğimli kurulumların gerisinde kalmasına neden olmuştur (Şekil 5.1).



Şekil 5.1. Ana kurulumların yıllık ortalama günlük güç üretimleri

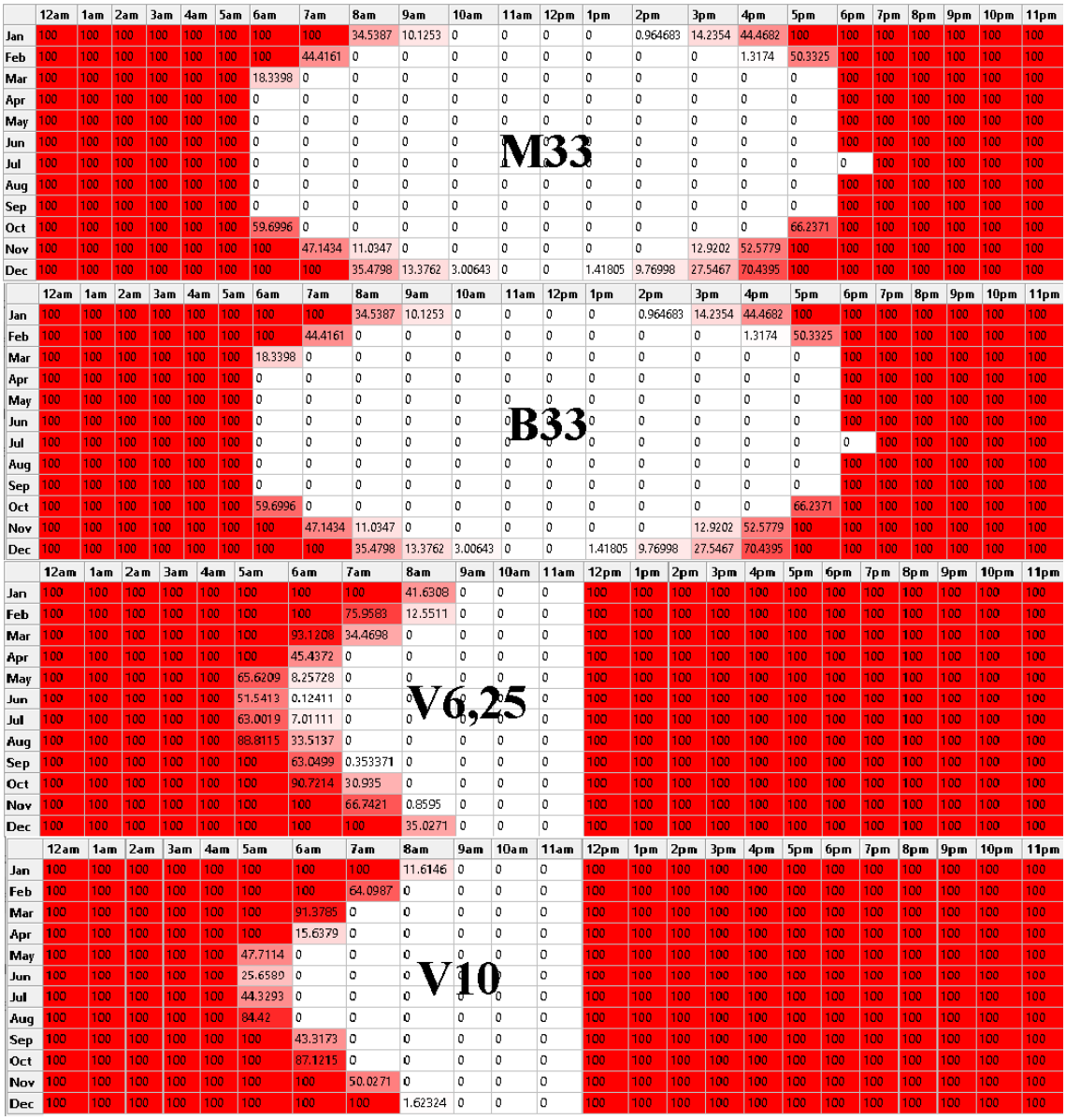
Şekil 5.2'de B33 kurulumunun enerji üretiminin diğer kurulumlardan yıl boyunca yüksek olduğu görülmektedir. Kurulum yapılacak santralin konumuna göre düzleme gelen ışınımın bileşenlerinin toplam ışınım değerindeki payı değişkenlik göstermektedir. Kutuplara yaklaşıldığı durumda ışınımın geliş açısı daha yatay olmakta bu sebeple modüllerin optimum eğim açısı artmaktadır. Daha dik şekilde kurulan modüle gelen toplam ışınımda arka yüzeye yansıyan difüz ışınımın payı artmaktadır. Doğrudan ışınımın enerji üretimindeki payının dolaylı ışınımdan fazla olması eğimli konfigürasyonların daha fazla üretim gerçekleştirmesine sebep olmuştur. Gün içerisinde öğle saatlerinde dik düşen ışınımdan dikey panellerin verimli olarak faydalanamaması enerji üretiminde büyük bir fark oluşturmaktadır. Bu nedenle dikey konfigürasyon enerji üretimi eğimli konfigürasyonun gerisindedir. Dikey ve eğimli kuruluma sahip bireysel modüllerin karşılaştırıldığı durumda öğle saatlerinde açılan bu fark dikey modüllerin öğleden önce ve öğleden sonra yapacakları iki adet enerji piki ile bir miktar dengelenir. Simülasyon 1 MW güç kapasitesi üzerinden yapıldığı için dikey modüllerin komşu dizi üzerinde oluşturdukları gölgelenme sabah ve öğleden sonra artmakta bu sebeple enerji üretiminde

eğimli kurulum ile fark açılmaktadır. Ayrıca dizi aralığı ve albedo değerlerinin düşük olduğu göz önünde bulundurulmalıdır. Dikey modüller üretimlerinin önemli bir kısmını zeminden yansıyan ışınım ile arka yüzeyden elde etmektedir. Albedo değerinin düşük olması arka yüzey kazanımını olumsuz yönde etkilemektedir.



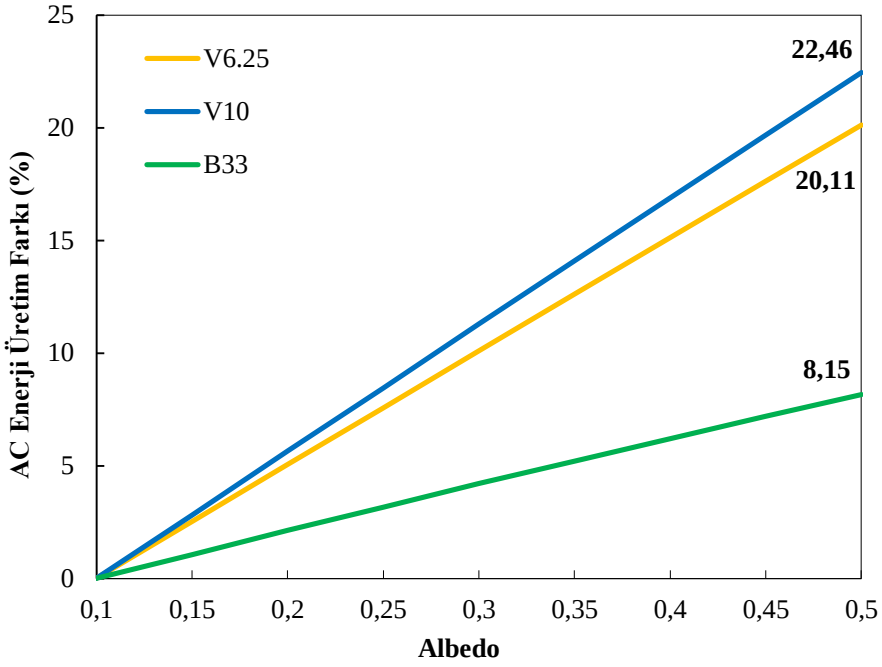
Şekil 5.2. Dört temel kurulumun yıllık AC enerji üretiminin aylara göre dağılımı

Dört ana simülasyonun 3D Shade Calculator aracı kullanılarak elde edilen gölgeleme analizleri aylık olarak Şekil 5.3'te görülmektedir. M33 ve B33 kurulumlarının Aralık ayı dışında kayda değer bir gölgeleme kaybı yaşamadıkları göze çarpmaktadır. Burada M33 ve B33 gölge analizinin birebir aynı olduğu görülmektedir. İki sistemin enerji üretimine etki eden gölge kaybı aynı olmakta fakat B 33 simülasyonunun enerji üretimine arka yüzeyden elde edilen enerji kazancı eklenmektedir. Dikey kurulumlarda ise öğleden sonra modüllerin tamamen gölgeli olduğu görülmektedir. Modüllerin sadece ön yüzeylerini baz alan analiz gölgeleme analizi tablolarını hatalı olarak gösterse dahi sonuçlar kısmına bu hata yansımamaktadır. Dikey modüller çift taraflı olduğu için enerji üretimlerinin öğleden sonraki büyük bir kısmını arka yüzey kazancı şeklinde elde ederler. V6,25 simülasyonu için arka yüzey kazancı % 87,52 iken V10 simülasyonu için bu değer % 94,35 şeklindedir. Bu durum açılan dizi aralığı ile sabah ve öğleden sonra gerçekleşen gölgeleme kayıplarının azalması ve sonuç olarak üretimin artması şeklinde açıklanabilir.



Şekil 5.3. Ana kurulumların 3D Shade Calculator ile yapılan gölge analizleri

Enerji üretimleri incelendikten sonra 33B, V6,25 ve V10 konfigürasyonları için albedonun % 10 olduğu durum baz alınarak artan albedonun etkisiyle enerji üretimindeki artış kıyaslanmıştır. Doğal olarak albedonun artışı ile beraber üç sistemde de yıllık AC enerji üretimi doğrusal olarak artmıştır. Albedonun 0,5 olduğu durumda 33B, V6,25 ve V10 konfigürasyonlarının enerji üretimindeki artış sırasıyla % 8,15, % 20,11 ve % 22,46 olarak gerçekleşmiştir (Şekil 5.4).

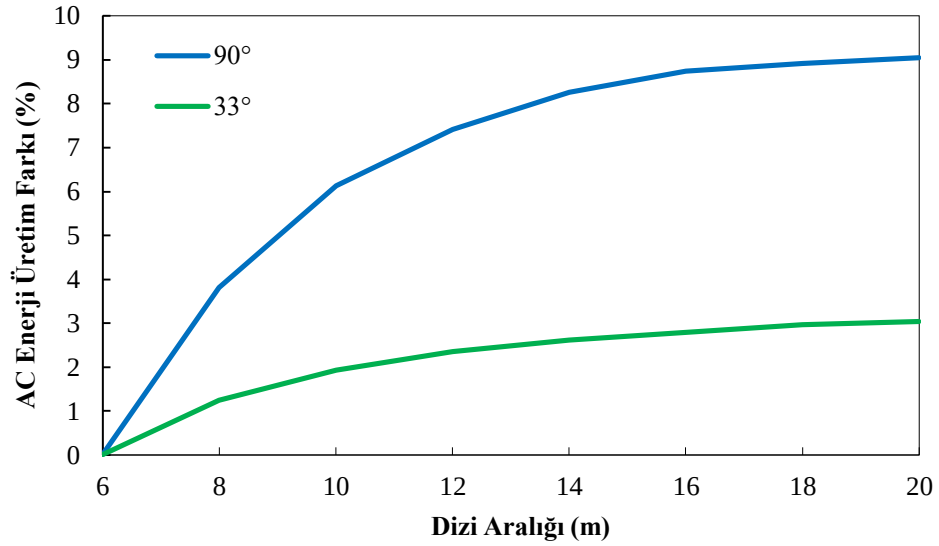


Şekil 5.4. Albedo değerinin kurulumların enerji üretimi üzerindeki etkisi

Eğimli panelin gölgesi ışınımın yansıdığı zemine düştüğü için albedonun artması sonucu meydana gelen enerji üretimindeki farkın dikey panellere göre az olmasına neden olmaktadır. Ayrıca dikey kurulumda görüş faktörü formülünden de bilineceği üzere ışınım yansıtan yüzeyin daha fazla olması ön ve arka yüzeye yansıyan ışınım miktarının eğimli kuruluma göre daha fazla olmasını sağlamaktadır. Dikey panellerde dizi aralığının artması sonucu dizilerin birbiri üzerinde oluşturdukları gölgelenmenin azalması ayrıca zeminden yansıyan ışınımın da panelin kendi gölgesinden daha az etkilenmesi sonucu enerji üretimindeki fark artmıştır.

Bir sonraki adımda çift taraflı modüllerin kullanıldığı dikey ve eğimli konfigürasyonlar için dizi aralığı ile değişen enerji üretimindeki artış incelenmiştir. Dizi aralığının 6 metre olduğu durum temel olarak alınmıştır. Şekil 5.5.'te her iki durumda da dizi aralığının artması ile enerji üretimindeki farkın arttığı görülmektedir. Dikey kurulumda artışın daha fazla olması difüz ve yansıyan ışınımların enerji üretimindeki payının eğimli kuruluma göre daha fazla olmasıdır. Ayrıca dikey kurulumda modülün üst noktasının yerden yüksekliği arttığı için gölge boyu eğimli kuruluma göre daha fazla olmakta ve gölgeleme kayıpları dikey kurulumda daha fazla yaşanmaktadır. Bu sebeple dizi aralığının artması gölge kayıplarını dikey kurulumda daha fazla azaltmıştır. Dizi aralığı ile enerji artışı arasındaki ilişki lineer değildir, aralığın artması ile AC enerji

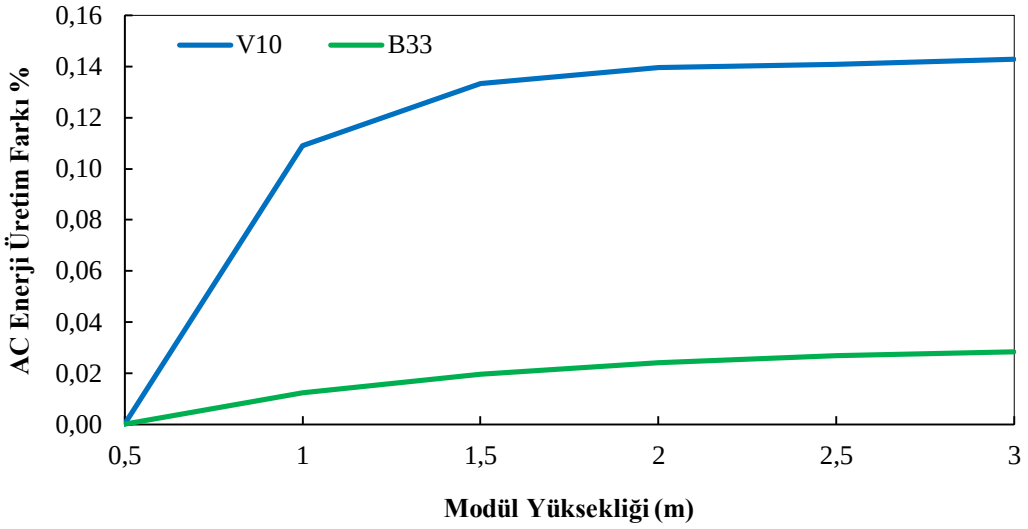
üretimi farkı azalan bir ivme ile artış göstermiştir. Bu sebeple bir değerden sonra dizi aralığını arttırmanın kayda değer faydalı bir sonucu olmayacaktır. Her iki durumda da grafiğin doğrusuna bakıldığında 20 m değerinde doğrunun eğiminin çok düşük olduğu gözle görülmektedir. Pratikte bu kadar mesafe bırakmak ticari açıdan uygun değildir. Arazi maliyetleri ve enerji üretimindeki artış göz önünde bulundurularak optimum bir aralık bırakılabilir. Genellikle uygulanan yöntem, dizilerin birbiri arasında yaptığı gölgelenme kayıplarını % 5'in altına indirecek kadar mesafe bırakmaktır.



Şekil 5.5. Çift taraflı panellerin kullanıldığı dikey ve eğimli kurulumların dizi aralığı mesafelerine göre gerçekleşen enerji üretimindeki fark

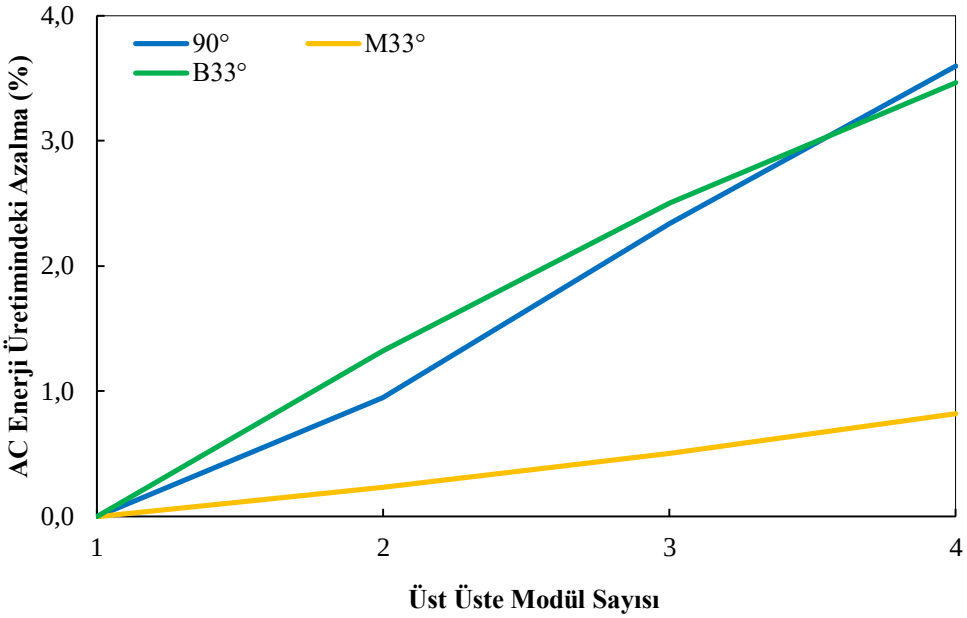
Dizi aralığının 10 metre olduğu durumda yıllık AC enerji üretimindeki farkın modül yüksekliği ile değişimini gözlemlemek için simülasyonlar yapıldı. Dizi aralığında da olduğu gibi modül yüksekliği ile elde edilen kazancın arasında doğrusal bir ilişki olmadığı görüldü. Modül yüksekliğinin artması ile elde edilen yıllık AC enerji üretimindeki artış azalan bir ivme ile gerçekleşmektedir. Modülün yere yakın olması yansıtıcı yüzey üzerinde yoğun bir gölgeleme oluşturacağından dolayı yansıyan ışınım büyük ölçüde düşer. Modülün yerden yükseltilmesi esnasında modülün yansıtıcı yüzey üzerindeki gölgeleme etkisi azaldığı için enerji üretimi bir noktaya kadar artar fakat yüksekliğin artışı ile bir noktadan sonra görüş faktörü azalır. Görüş faktörünün azalması ile birlikte arka yüzeyden üretilen enerji azalır. Bu sebeple modül yüksekliği ile enerji artışı grafiğinde bir noktaya kadar artış yaşanır fakat daha sonra eğri doygunluğa ulaşır. Şekil 5.6. incelendiğinde modül yüksekliğini 2 metrenin üzerine çıkarmanın iki kurulum

için de anlamlı olmayacağı görülmektedir. Modül yüksekliğinin artması kurulum maliyetini arttırdığı gibi karşılaşılan rüzgâr direnci artacağı için sistemin zarar görme riski de artmaktadır.



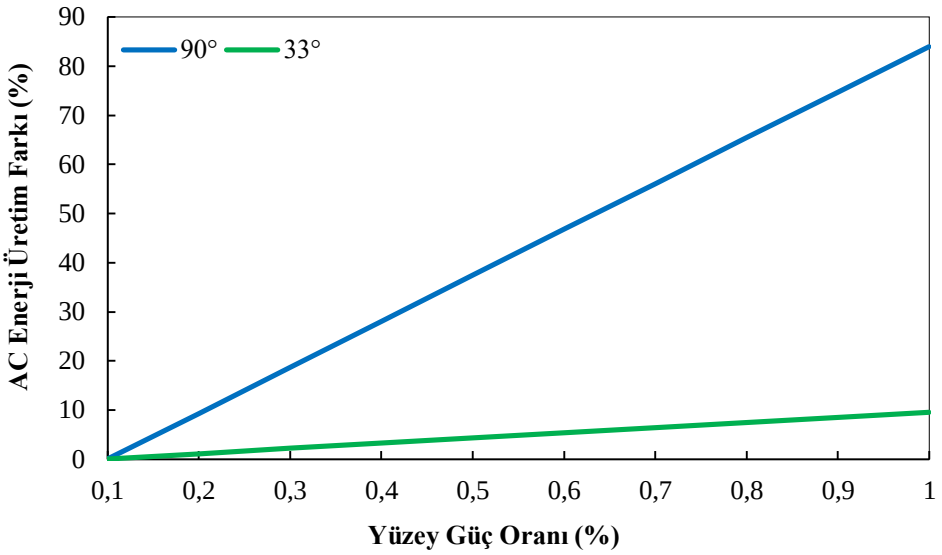
Şekil 5.6. Modül yüksekliğinin V10 ve B33 kurulumlarının enerji üretimine etkisi

Dizi aralığının 20 metre olarak alındığı dikey ve 33° eğimli kurulumda dizi yüksekliğinin yıllık enerji üretimine etkisi Şekil 5.7.'de görülmektedir. Üst üste gelen modül sayısı 1-4 aralığında olacak şekilde sabit kapasitede (1 MW) simülasyonlar yapılmıştır. Yapılan simülasyonlar sonucunda üst üste gelen modül sayısı arttıkça dizi yüksekliğinin arttığı dolayısıyla tüm kurulumların yıllık enerji üretiminde düşüş yaşandığı görülmektedir. Çift taraflı panellerin kullanıldığı B33 ve dikey kurulumlarda düşüş tek taraflı panelin kullanıldığı M33 konfigürasyonuna göre daha yüksektir. Dizilerin boyu arttıkça yere uygulanan gölgeleme etkisinin büyümesi ve yansıyan ışınım değerinin düşmesinden dolayı enerji üretimlerinin önemli bir kısmını arka yüzey kazanımından elde eden bu panellerin enerji üretiminin azalmasına neden olmuştur. M33 konfigürasyonu için üst üste modül sayısındaki artış sadece komşu dizilerde gölgelemeye neden olmuştur. Bu sebeple enerji üretiminin sadece ön yüzeyden gerçekleştiği tek taraflı modüllerin olduğu kurulumda bu negatif etki daha az görülmektedir. Bu da tek taraflı modüller ile kurulan bir sistemde üst üste modül sayısı arttırılarak, arazi maliyetlerinin yüksek olduğu bir konumda alan ihtiyacından tasarruf edilebileceğini göstermektedir.



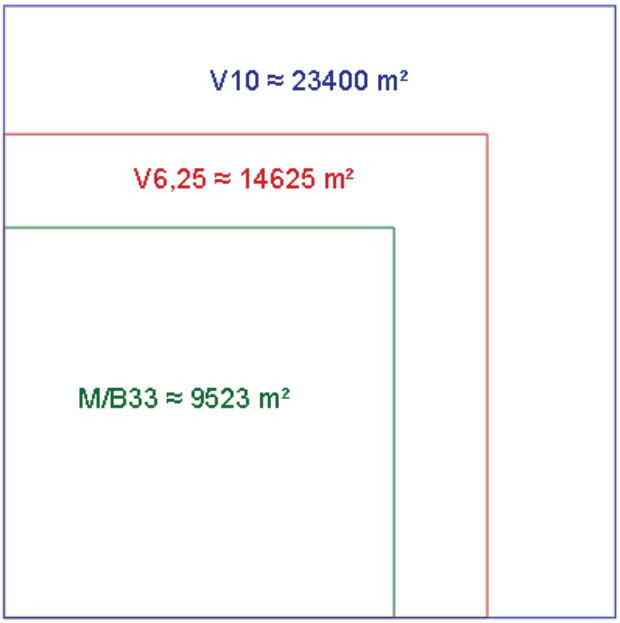
Şekil 5.7. M33, B33 ve dikey kuruluma sahip sistemlerde dizi yüksekliğinin enerji üretimi üzerindeki etkisi

Şekil 5,8'de üretilen enerji ile yüzey güç oranının doğru orantılı olduğu görülmektedir. Yüzey güç oranı değişiminin dikey konfigürasyonun enerji üretimine etkisi eğimli konfigürasyona göre daha fazladır. Dikey kuruluma sahip olan sistem enerji üretiminin büyük bir kısmını arka yüzeyden karşıladığı için elde edilen sonuç literatüre uygundur. Ana simülasyonlarda kullanılan modülün yüzey güç oranı değeri % 65 olarak alınmıştır. Farklı teknolojideki modüllerin yüzey güç oranı değerleri farklılık göstermektedir. Bu modül teknolojilerine örnek olarak % 70-80 aralığında (PERC, IBC), % 80-85 (PERL, PERT), % 95-100 (HIT) aralığında yüzey güç oranı değerlerine sahip olan türlerden biri seçildiği takdirde aynı koşullarda elde edilen enerji üretimi daha yüksek olacak ve iki kurulum arasındaki enerji üretim farkı azalacaktır.



Şekil 5.8. Yüzey güç oranındaki değişimin, dikey ve eğimli kuruluma sahip sistemlerin enerji üretimine etkisi

Son olarak 1 MW DC kapasiteye sahip olan 4 ana kurulumun (B33, M33, V10, V6,25) kapladıkları alan Şekil 5.9.'de görülmektedir. Eğim açısının artması ile dizilerin uzayan gölge boyları komşu diziler üzerinde gölgeleme kayıplarını arttırmaktadır. Özellikle enerji üretiminin büyük bir kısmını sabah ve öğleden sonraki saatlerde gerçekleştiren dikey kurulumlar için diziler arası mesafenin yetersiz seviyede olması enerji üretiminin büyük oranda azalmasına sebep olur. Bu kayıpların önüne geçmek amacıyla eğim açısı yüksek olan kurulumlarda dizi aralığı daha geniş bırakılmalıdır. Bu durum da aynı kapasite için dikey kurulumun daha fazla alana ihtiyaç duymasına neden olur. Aksi durumda diziler arası gölgelenme dizi düzlemine gelen doğrudan ışınım miktarını azaltacak dolayısıyla enerji üretimi azalacaktır. Alandaki artış kaynaklı maliyetin bir kısmı zemine yapılacak olan albedo arttırma işlemi ile performansın arttırılması, kirlenmeye karşı daha dirençli yapı sayesinde temizlik maliyetlerinin azalması, arazinin tarım faaliyetlerinde de kullanılması ile telafi edilebilir.



Şekil 5.9. 1 MW DC güce sahip güneş enerji santrali kurmak amacıyla ihtiyaç duyulan arazi miktarı

5.2 Ekonomik Analiz

Retscreen4 yazılımda yapılan ekonomik analizler sonucunda M33, B33, V6,25 ve V10 kurulumlarına sahip sistemlerin 25 yıllık kümülatif nakit akış diyagramları elde edilmiştir. Kümülatif nakit akış diyagramında sistemler için öz sermaye geri ödeme süreleri görülmektedir. En kısa sürede öz sermayesini karşılayıp yatırımcıyı kâra geçiren sistem 5,2 yıl ile M33 olmuştur. Çizelge 5.1 incelendiğinde yıllık elektrik satış geliri en yüksek olan sistemin B33 kurulumuna sahip olan sistem olduğu görülmektedir. Yıllık enerji üretimi dolayısıyla yıllık elektrik satış geliri en yüksek olan B33 kurulumunun öz sermaye geri ödeme süresine bakıldığında M33 kurulumundan 1 yıl daha fazla olduğu görülmektedir. Bunun sebebi ilk yatırım maliyetlerinde kabul edilen % 30 seviyesindeki farktır. İlk yatırım maliyeti yüksek olan B33 kurulumu kümülatif toplamda en yüksek gelir getirisini sunmaktadır. Dikey kurulumlarda ise öz sermaye geri ödeme süreleri eğimli kurulumların epey gerisinde kalmıştır. B33 kurulumu yüksek olan ilk yatırım maliyetini enerji üretimindeki artış sayesinde elde ettiği ekstra elektrik satış geliri ile nispeten karşılasa da dikey kurulumlar mevcut durumda hem yüksek ilk yatırım maliyeti hem de M33 kurulumundan daha az elektrik üretimi sebebiyle yatırıma uygun değildir. Dikey kurulumların tarım arazilerinde az miktar alan kaplayacak şekilde kurulması ve

aynı araziden elde edilen elektrik üretimi ile ekstradan gelir elde edilmesi daha mantıklı olacaktır. Ayrıca dikey kurulumların ihtiyacı olan yüksek miktardaki arazi miktarı ilk yatırım maliyetlerini oldukça arttırmaktadır. Bu çalışma kapsamında ilk yatırım maliyetinde arazi miktarının etkisi göz ardı edilmiştir. Buna rağmen dikey kurulumlar yatay kurulumlar ile rekabet edemez.

Çizelge 5.1. Ana kurulumların proje ömrü boyunca sağlayacakları nakit akışları

	M33		B33		V6,25		V10	
Yıl	Nakit Akışı (TL)	Kümülatif Toplam (TL)	Nakit Akışı (TL)	Kümülatif Toplam (TL)	Nakit Akışı (TL)	Kümülatif Toplam (TL)	Nakit Akışı (TL)	Kümülatif Toplam (TL)
0	-12.800.000	-12.800.000	-16.640.000	-16.640.000	-16.640.000	-16.640.000	-16.640.000	-16.640.000
1	1.970.264	-10.829.736	2.078.251	-14.561.749	1.559.703	-15.080.297	1.650.396	-14.989.604
2	2.167.290	-8.662.446	2.286.076	-12.275.673	1.715.673	-13.364.624	1.815.436	-13.174.168
3	2.384.019	-6.278.426	2.514.683	-9.760.990	1.887.241	-11.477.383	1.996.979	-11.177.189
4	2.622.421	-3.656.005	2.766.152	-6.994.838	2.075.965	-9.401.419	2.196.677	-8.980.512
5	2.884.664	-771.341	3.042.767	-3.952.071	2.283.561	-7.117.857	2.416.345	-6.564.167
6	3.173.130	2.401.789	3.347.044	-605.027	2.511.917	-4.605.940	2.657.979	-3.906.188
7	3.490.443	5.892.232	3.681.748	3.076.721	2.763.109	-1.842.831	2.923.777	-982.411
8	3.839.487	9.731.719	4.049.923	7.126.644	3.039.420	1.196.588	3.216.155	2.233.744
9	4.223.436	13.955.155	4.454.915	11.581.559	3.343.362	4.539.950	3.537.770	5.771.515
10	4.645.779	18.600.934	4.900.407	16.481.965	3.677.698	8.217.648	3.891.547	9.663.062
11	5.110.357	23.711.291	5.390.447	21.872.413	4.045.468	12.263.116	4.280.702	13.943.764
12	5.621.393	29.332.685	5.929.492	27.801.905	4.450.015	16.713.131	4.708.772	18.652.537
13	6.183.532	35.516.217	6.522.441	34.324.346	4.895.016	21.608.147	5.179.650	23.832.187
14	6.801.886	42.318.103	7.174.685	41.499.032	5.384.518	26.992.664	5.697.615	29.529.801
15	7.482.074	49.800.177	7.892.154	49.391.186	5.922.969	32.915.634	6.267.376	35.797.177
16	8.230.282	58.030.459	8.681.369	58.072.555	6.515.266	39.430.900	6.894.114	42.691.291
17	9.053.310	67.083.769	9.549.506	67.622.061	7.166.793	46.597.693	7.583.525	50.274.816
18	9.958.641	77.042.410	10.504.457	78.126.518	7.883.472	54.481.165	8.341.878	58.616.694
19	10.954.505	87.996.914	11.554.903	89.681.421	8.671.819	63.152.984	9.176.065	67.792.759
20	12.049.955	100.046.870	12.710.393	102.391.814	9.539.001	72.691.986	10.093.672	77.886.431
21	13.254.951	113.301.821	13.981.432	116.373.246	10.492.902	83.184.887	11.103.039	88.989.470
22	14.580.446	127.882.267	15.379.575	131.752.821	11.542.192	94.727.079	12.213.343	101.202.814
23	16.038.491	143.920.758	16.917.533	148.670.354	12.696.411	107.423.490	13.434.677	114.637.491
24	17.642.340	161.563.098	18.609.286	167.279.640	13.966.052	121.389.542	14.778.145	129.415.636
25	19.406.574	180.969.671	20.470.215	187.749.855	15.362.657	136.752.199	16.255.960	145.671.596

Ana kurulumların ekonomik açıdan yatırıma uygun olup olmadığını gösteren özsermaye geri ödeme süreleri, iç verimlilik oranları ve net bügünkü değerleri aşağıdaki çizelgede özetlenmiştir (Çizelge 5.2). Tablo incelendiğinde dolar kurunun 16 TL olduğu günümüzde M33 ve B33 kurulumlarının özsermaye geri ödeme süreleri yatırıma elverişlidir. Devlet teşvikleri, uygun faiz oranı ve vade ile borçlanma gibi parametreler

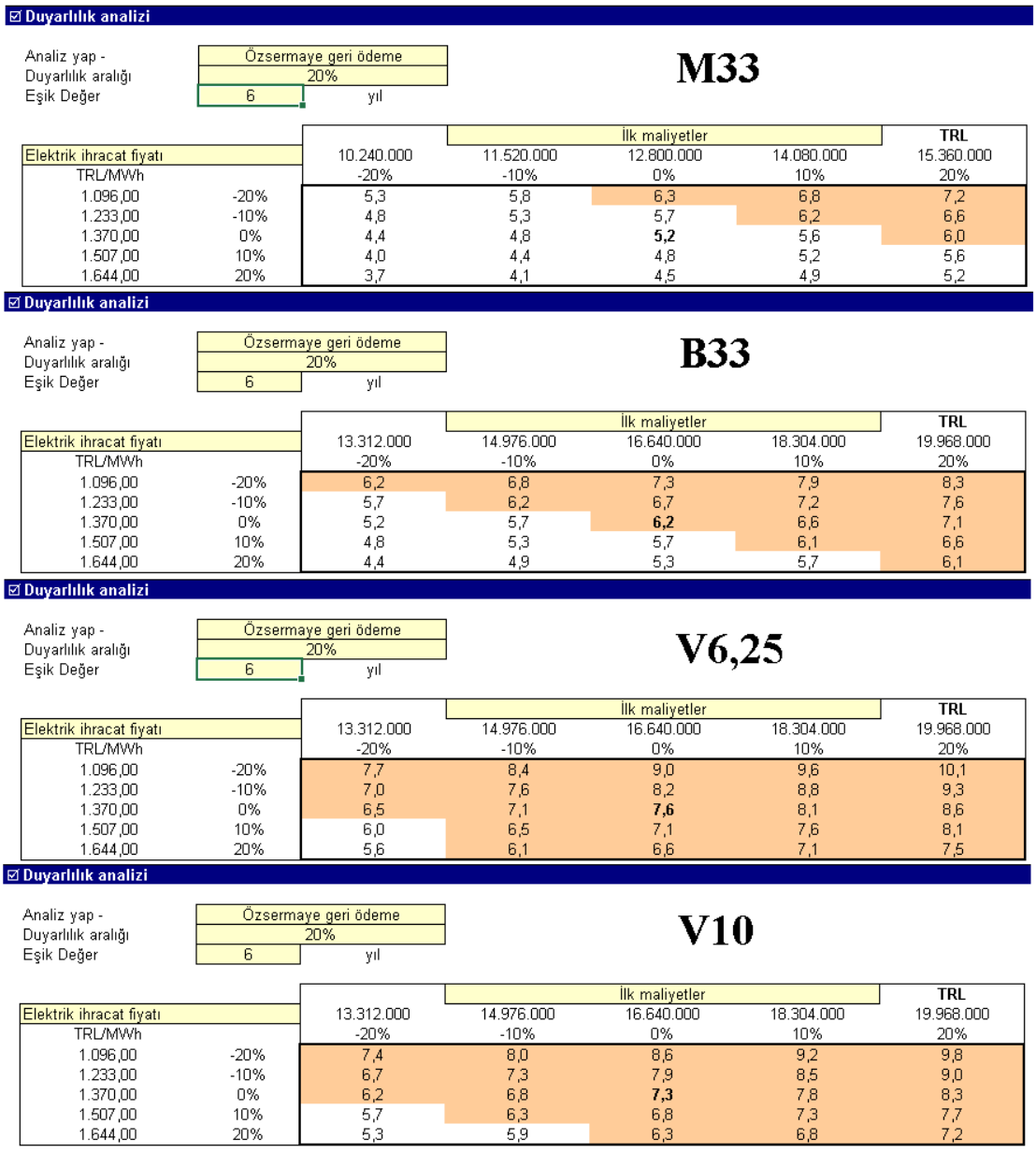
ekonomik analize dahil edildiğinde bu geri ödeme süreleri oldukça kısalacaktır. M33 kurulumunda en yüksek iç verimlilik oranı elde edilmiştir. M33 ve B33 kurulumlarının sahip olduğu % 24,7 ve % 21,4 değerindeki iç verimlilik oranları yatırım açısından caziptir. Bu değerler her yıl yatırımın iç verimlilik oranı kadarınca gelir elde edildiğini ifade eder. B33 kurulumu kümülatif nakit akışları toplamında M33 kurulumundan daha fazla para kazandırsa da M33 kurulumunun NBD'si daha yüksek hesaplanmıştır. Kurulumların net bugünkü değerleri pozitif olduğu için tamamı yatırıma uygundur. Kurulum tipleri seviyelendirilmiş elektrik maliyeti açısından kıyaslandığında en düşük fiyat 0,70 TL/kWh ile M33 kurulumundan sağlanmıştır. B33, V6,25, V10 kurulumları M33 kurulumundan sırasıyla % 10, % 37 ve % 44 oranında daha yüksek seviyelendirilmiş elektrik maliyeti elde edilmiştir.

Çizelge 5.2. Ana kurulumların ekonomik analiz parametreleri

	M33	B33	V6,25	V10
GÖS (yıl)	5,2	6,2	7,6	7,3
İVO (%)	24,7	21,4	17,6	18,3
NBD (TL)	31.978.727	30.592.973	18.807.794	20.869.001
LCOE (TL/kWh)	0,70	0,77	1,01	0,96

Türkiye'nin ekonomik açıdan sorunlu dönemlerden geçmesi yatırım maliyetlerini, enflasyon oranlarını, elektrik birim fiyatlarını oldukça etkilemekte ve geleceğe yönelik tahminleri zorlaştırmaktadır. İlk yatırım maliyeti ve elektrik birim fiyatının % 20'ye kadar artıp azaldığı durumda kurulumların geri ödeme sürelerindeki değişimler aşağıda görülmektedir (Şekil 5.10). Proje kabulü için geri ödeme süresi sınırı 6 yıl seçilmiştir. M33 kurulumunda ilk maliyetlerin aynı kaldığı fakat elektrik birim fiyatının % 20 azaldığı durumda proje kabul edilmez. Elektrik birim fiyatlarında en azından yakın zamanda bu miktarda bir indirimin gerçekleşmeyeceği öngörülmektedir. Aksine elektrik birim fiyatlarının her yıl % 10 arttığı durumda ilk yatırım maliyetinde dolar kurunun artması ile % 20 oranında bir artış yaşansa dahi hâlâ özsermaye geri ödeme süresi eşik değerin altındadır. B33 kurulumu için elektrik birim fiyatı ile ilk yatırım maliyetinin aynı kaldığı durumda özsermaye geri ödeme süresi 6 yılı aşmaktadır. Elektrik birim fiyatlarının arttığı senaryolarda kabul edilebilir özsermaye geri ödeme süreleri elde edilmiştir. Diğer taraftan dikey kuruluma sahip projelerin kabul edilmesi için elektrik birim fiyatlarının % 20 arttığı ilk yatırım maliyetlerinin % 20 azaldığı ekstrem durumların

yaşanması gerekmektedir. Bu durumda dahi eğimli kurulumların net bugünkü değerleri dikey kurulumların yaklaşık 1,5 katı olmasından dolayı sadece elektrik üretip satmak amacıyla dikey kurulumların ekonomik açıdan eğimli kurulumlar ile rekabet edemeyeceği açıktır.



☑ Duyarlılık analizi

Analiz yap - Özsermaye geri ödeme
Duyarlılık aralığı 20%
Eşik Değer 6 yıl

M33

Elektrik ihracat fiyatı		İlk maliyetler				TRL
		10.240.000	11.520.000	12.800.000	14.080.000	15.360.000
TRL/MWh		-20%	-10%	0%	10%	20%
1.096,00	-20%	5,3	5,8	6,3	6,8	7,2
1.233,00	-10%	4,8	5,3	5,7	6,2	6,6
1.370,00	0%	4,4	4,8	**5,2**	5,6	6,0
1.507,00	10%	4,0	4,4	4,8	5,2	5,6
1.644,00	20%	3,7	4,1	4,5	4,9	5,2

☑ Duyarlılık analizi

Analiz yap - Özsermaye geri ödeme
Duyarlılık aralığı 20%
Eşik Değer 6 yıl

B33

Elektrik ihracat fiyatı		İlk maliyetler				TRL
		13.312.000	14.976.000	16.640.000	18.304.000	19.968.000
TRL/MWh		-20%	-10%	0%	10%	20%
1.096,00	-20%	6,2	6,8	7,3	7,9	8,3
1.233,00	-10%	5,7	6,2	6,7	7,2	7,6
1.370,00	0%	5,2	5,7	**6,2**	6,6	7,1
1.507,00	10%	4,8	5,3	5,7	6,1	6,6
1.644,00	20%	4,4	4,9	5,3	5,7	6,1

☑ Duyarlılık analizi

Analiz yap - Özsermaye geri ödeme
Duyarlılık aralığı 20%
Eşik Değer 6 yıl

V6,25

Elektrik ihracat fiyatı		İlk maliyetler				TRL
		13.312.000	14.976.000	16.640.000	18.304.000	19.968.000
TRL/MWh		-20%	-10%	0%	10%	20%
1.096,00	-20%	7,7	8,4	9,0	9,6	10,1
1.233,00	-10%	7,0	7,6	8,2	8,8	9,3
1.370,00	0%	6,5	7,1	**7,6**	8,1	8,6
1.507,00	10%	6,0	6,5	7,1	7,6	8,1
1.644,00	20%	5,6	6,1	6,6	7,1	7,5

☑ Duyarlılık analizi

Analiz yap - Özsermaye geri ödeme
Duyarlılık aralığı 20%
Eşik Değer 6 yıl

V10

Elektrik ihracat fiyatı		İlk maliyetler				TRL
		13.312.000	14.976.000	16.640.000	18.304.000	19.968.000
TRL/MWh		-20%	-10%	0%	10%	20%
1.096,00	-20%	7,4	8,0	8,6	9,2	9,8
1.233,00	-10%	6,7	7,3	7,9	8,5	9,0
1.370,00	0%	6,2	6,8	**7,3**	7,8	8,3
1.507,00	10%	5,7	6,3	6,8	7,3	7,7
1.644,00	20%	5,3	5,9	6,3	6,8	7,2

Şekil 5.10. Ana kurulumların elektrik birim fiyatları ve ilk yatırım maliyetinin % 20 oranında değiştiği farklı senaryolar için özsermaye geri ödeme süreleri

Duyarlılık analizinin yapıldığı diğer bir durum elektrik birim fiyatları ile ilk yatırım maliyetlerinin değişimi neticesinde NBD değerinde gerçekleşebilecek senaryolardır. Şekil 5.11 incelendiğinde elektrik birim fiyatının arttığı ilk yatırım maliyetinin aynı kaldığı olumlu koşullar altında M33 ve B33 kurulumlarının NBD'leri arasındaki fark azalmaktadır. Döviz kurunun daha fazla yükselmesi durumunda ilk yatırım maliyetleri artacağı için santral kurulumları mümkün olduğu kadar yerli üretimden karşılanmalıdır. Yerli üretim ekipmanlar kullanıldığı takdirde devlet tarafından sağlanacak destek ve hibeler sayesinde ilk yatırım maliyetleri azalacak ve elektrik birim fiyatları artacaktır. Bu durumda projelerin net bugünkü değerleri daha yüksek olacak ve projeler ekonomik açıdan daha cazip hale gelecektir.

☑ Duyarlılık analizi

Analiz yap - Net Şimdiki Değer (NPV)
Duyarlılık aralığı 20%
Eşik Değer TRL

M33

Elektrik ihracat fiyatı		İlk maliyetler				TRL
		10.240.000	11.520.000	12.800.000	14.080.000	15.360.000
TRL/MWh		-20%	-10%	0%	10%	20%
1.096,00	-20%	25.082.982	23.802.982	22.522.982	21.242.982	19.962.982
1.233,00	-10%	29.810.855	28.530.855	27.250.855	25.970.855	24.690.855
1.370,00	0%	34.538.727	33.258.727	**31.978.727**	30.698.727	29.418.727
1.507,00	10%	39.266.600	37.986.600	36.706.600	35.426.600	34.146.600
1.644,00	20%	43.994.473	42.714.473	41.434.473	40.154.473	38.874.473

☑ Duyarlılık analizi

Analiz yap - Net Şimdiki Değer (NPV)
Duyarlılık aralığı 20%
Eşik Değer TRL

B33

Elektrik ihracat fiyatı		İlk maliyetler				TRL
		13.312.000	14.976.000	16.640.000	18.304.000	19.968.000
TRL/MWh		-20%	-10%	0%	10%	20%
1.096,00	-20%	23.974.378	22.310.378	20.646.378	18.982.378	17.318.378
1.233,00	-10%	28.947.676	27.283.676	25.619.676	23.955.676	22.291.676
1.370,00	0%	33.920.973	32.256.973	**30.592.973**	28.928.973	27.264.973
1.507,00	10%	38.894.270	37.230.270	35.566.270	33.902.270	32.238.270
1.644,00	20%	43.867.567	42.203.567	40.539.567	38.875.567	37.211.567

☑ Duyarlılık analizi

Analiz yap - Net Şimdiki Değer (NPV)
Duyarlılık aralığı 20%
Eşik Değer TRL

V6,25

Elektrik ihracat fiyatı		İlk maliyetler				TRL
		13.312.000	14.976.000	16.640.000	18.304.000	19.968.000
TRL/MWh		-20%	-10%	0%	10%	20%
1.096,00	-20%	14.546.236	12.882.236	11.218.236	9.554.236	7.890.236
1.233,00	-10%	18.341.015	16.677.015	15.013.015	13.349.015	11.685.015
1.370,00	0%	22.135.794	20.471.794	**18.807.794**	17.143.794	15.479.794
1.507,00	10%	25.930.574	24.266.574	22.602.574	20.938.574	19.274.574
1.644,00	20%	29.725.353	28.061.353	26.397.353	24.733.353	23.069.353

☑ Duyarlılık analizi

Analiz yap - Net Şimdiki Değer (NPV)
Duyarlılık aralığı 20%
Eşik Değer TRL

V10

Elektrik ihracat fiyatı		İlk maliyetler				TRL
		13.312.000	14.976.000	16.640.000	18.304.000	19.968.000
TRL/MWh		-20%	-10%	0%	10%	20%
1.096,00	-20%	16.195.200	14.531.200	12.867.200	11.203.200	9.539.200
1.233,00	-10%	20.196.100	18.532.100	16.868.100	15.204.100	13.540.100
1.370,00	0%	24.197.001	22.533.001	**20.869.001**	19.205.001	17.541.001
1.507,00	10%	28.197.901	26.533.901	24.869.901	23.205.901	21.541.901
1.644,00	20%	32.198.801	30.534.801	28.870.801	27.206.801	25.542.801

Şekil 5.11. Ana kurulumların elektrik birim fiyatları ve ilk yatırım maliyetinin % 20 oranında değiştiği farklı senaryolar için net bugünkü değerler

BÖLÜM 6

6. SONUÇLAR VE TARTIŞMA

Bu çalışmada System Advisor Model simülasyon programı ile 1 MW DC güç kapasiteli eğimli ve dikey kuruluma sahip M33, B33, V6,25, V10 güneş enerji santrallerinin Edirne'nin Keşan ilçesinde belirlenen bir konum için performans ve ekonomik analizleri yapılarak sistemler arasında kıyas yapılmıştır. Albedo, dizi aralığı, modül yüksekliği, üst üste modül sayısı, yüzey güç oranı parametrelerinin farklı kurulumlar üzerindeki bireysel etkileri incelenmiştir.

Yapılan simülasyon çalışmaları sonucunda düşük albedo ve dizi aralığının olduğu durumda yıllık enerji üretiminde büyükten küçüğe sıralama B33, M33, V10, V6,25 şeklinde gerçekleşmiştir. B33 kurulumu M33 kurulumundan arka yüzey kazancı sayesinde daha yüksek bir üretim sergilemiştir. M33 kurulumun V10 kuruluma göre daha fazla enerji ürettiği görülmüştür. Bunun sebebi albedo değerinin 0,2 seviyesinde olmasıdır. Zemininin albedo değerini yükselten işlemler ile dikey kurulumun enerji üretimi arttırılabilir böylece V10 kurulumu M33 kurulumu ile rekabet edebilir. Yapılan simülasyonlar sonucunda albedo değeri 0,55'i geçtiğinde V10 kurulumunun M33 kurulumundan daha fazla enerji ürettiği görülmüştür.

Dizi aralığı, albedo, modül yüksekliği, üst üste modül sayısı, yüzey güç oranı parametrelerinin bahsedilen kurulumların performansına etkileri incelenmiştir. Dizi aralığı, modül yüksekliği ile enerji üretimi arasında logaritmik bir ilişki olduğu ve bir noktadan sonra eğrinin doygunluğa ulaştığı görülmektedir. Dikey modüller gölge boylarının uzun olmasından dolayı komşu diziler üzerinde gölgeleme kayıplarının yüksek olmasına sebep olmaktadır. Bu sebeple dizi aralığının artması gölgeleme kayıplarını azalttığı için dikey kurulumun enerji üretim değerini eğimli kuruluma göre daha fazla

arttırmıştır. Modül yüksekliğini arttırmak belirli bir seviyeye kadar arka yüzeyin görüş faktörünü dolayısıyla enerji üretimini arttırır. Yapılan simülasyonlardan modül yüksekliğini arttırmanın enerji üretimine katkısının çok düşük seviyelerde olduğu sonucuna varılmaktadır.

Albedo ve yüzey güç oranı parametreleri ile performansın doğru orantılı olduğu görülmüştür. Ayrıca albedo değerinin artmasından dizi aralığı daha büyük olan (10 m) dikey kurulumun daha fazla etkilendiği görülmüştür. Bunun sebebi olarak gölgelenme etkilerinin diğer dikey kuruluma nazaran daha az olduğu bu sebeple yansıyan ışınımdan daha fazla yararlanıldığı söylenebilir. Yüzey güç oranının artması ile dikey kurulumun enerji üretimindeki artışın eğimli kuruluma göre daha fazla olduğu görülmüştür. Bunun sebebi difüz ışınımın dikey kurulum enerji üretimindeki payının eğimli kuruluma göre daha fazla olmasıdır. Albedo değerinin artışından B33 kurulumunun V6,25 ve V10 kurulumlarına göre daha az etkilenmesinin nedeni üzerine düşen toplam ışınımın büyük bir kısmını doğrudan ışınımın oluşturması, eğimli yapısının yansıtıcı zemin üzerine gölgeleme yapması bu sebeple arka yüzeye düşen ışınım miktarının az olması gösterilebilir.

1 MW DC kurulu güce sahip bir santrali dört ana kurulum tipinde kurmak için gerekli arazi miktarına bakıldığında; V6,25 ve V10 kurulumlarının yüksek miktarda arazi ihtiyacına karşın enerji üretimlerinin M33 ve B33 kurulumlarının gerisinde kaldığı, zemine albedo arttırıcı işlem uygulanması durumunda dahi arazi maliyetlerinin kurulum maliyetlerinin önemli bir kısmını oluşturmasından dolayı dikey kurulumların tercih edilmeyeceği görülmektedir.

Ekonomik analiz sonucundan net bugünkü değerler kıyaslandığında M33 ve B33 kurulumları dikey kurulumların 1,5 katı olacak şekilde net bugünkü değere sahip olduğu görülmektedir. Projelerin ekonomik açıdan değerlendirilmesinde temel alınan geri ödeme süresi, net bugünkü değer ve iç verimlilik oranı açısından kıyaslanan kurulumlardan yatırıma en elverişli kurulumun M33 kurulumu olduğu görülmüştür. M33 kurulumu B33 kurulumundan daha az miktarda ürettiği elektrik enerjisi sebebiyle daha az elektrik satış gelirine sahip olsa da ilk yatırım maliyetinin az olmasından dolayı hesaplanan gerek NBD gerekse İVO değerleri ekonomik açıdan M33 kurulumunun daha elverişli olduğu görülmüştür. B33 kurulumu ile M33 kurulumu arasındaki net bugünkü değer farkı B33

kurulumunda albedo değerinin arttırılmasına yönelik zemin uygulamaları yapılması durumunda elde edilecek ekstra enerji üretimi ile kapanacağı hatta B33'ün daha karlı bir yatırım olacağı tahmin edilmektedir. Dikey kurulumların özsermaye geri ödeme süresi ve diğer ekonomik parametreler açısından eğimli kurulumların gerisinde kaldığı bu sebeple dikey kurulumların tarım arazilerinden enerji üretimi ile ekstra gelir elde edilmesi amacıyla kullanılması daha uygun olacaktır. Yapılan duyarlılık analizinde eşik değeri olarak seçilen 6 yıllık özsermaye geri ödeme süresi, elektrik birim fiyatı veya ilk yatırım maliyetinde yaşanan olumsuz koşullarda dikey kurulumlar tarafından sağlanamamıştır. Ekonomik açıdan zorlu dönemlerden geçen ülkemizde elektrik birim fiyatlarının artabileceği muhtemel olan günümüzde kurulumların net şimdiki değerinin artacağı düşünülmektedir. En düşük seviyelendirilmiş elektrik maliyeti 0,7 TL/kWh olacak şekilde M33 kurulumundan elde edilmiştir.

Sonuç olarak B33 kurulumu her ne kadar temel durumda yapılan ekonomik analizde ekonomik parametreler açısından M33 kurulumunun gerisinde kalsa da gerek enerji üretimi açısından gerekse albedo, dizi aralığı, dizi yüksekliği gibi parametreler yardımıyla performansının önemli ölçüde geliştirilebilir olması açısından diğer kurulumlardan üstün olduğunu ispatlamıştır. Devletin yenilenebilir enerji sistemleri için geliştirdiği hibe, düşük faizli kredi gibi destek mekanizmaları ve yerli ekipman kullanımı ile ilk yatırım maliyetinin düşürülmesi durumunda B33 kurulumu performans ve ekonomik açıdan en cazip kurulum haline gelecektir.

7. KAYNAKLAR

Adam, N., Adu-Manu, K. S., Ayatollahi, H., Heinzelman, W., & Tapparello, C. (2018). Energy-harvesting wireless sensor networks (EH-WSNs) A review. *ACM Transactions on Sensor Networks (TOSN), 14*(2), 1-50. doi:10.1145/3183338

Ahmed, S., Gu, W., Ma, T., Peng, J., & Zhang, Y. (2020). A comprehensive review and outlook of bifacial photovoltaic (bPV) technology. *Energy Conversion and Management, 223*. doi:10.1016/j.enconman.2020.113283

Ahn, H. -K., Bhang, B. G., Choi, J. H., Kim, G. G., Lee, W., & Park, S. Y. (2019). Power Performance of Bifacial c-Si PV Modules With Different Shading Ratios. *IEEE Journal of Photovoltaics, 9*(5), 1413-1420. doi:10.1109/JPHOTOV.2019.2928461

Ajayan, J., Arivazhagan, L., Jagadesh, M., Mohankumar, P., Nirmal, D., & Saravanan, M. (2020). A review of photovoltaic performance of organic/inorganic solar cells for future renewable and sustainable energy technologies. *Superlattices and Microstructures, 143*. doi:10.1016/j.spmi.2020.106549

Akın, S., Karanfil, G., Sönmezoğlu, S., & Ünver, E. (2013). Organik Güneş Pilleri. *Trakya Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi, 14*(1), 1-30. Kasım 20, 2021 tarihinde https://dergipark.org.tr/tr/download/issue-file/37789 adresinden alındı

Akınoğlu, B. G., Durusoy, B., & Özden, T. (2020). Solar irradiation on the rear surface of bifacial solar modules: a modeling approach. *Scientific Reports, 10, 13300*. doi:10.1038/s41598-020-70235-3

Alam, M. A., Bermel, P., Khan, M. R., Sakr, E., & Sun, X. (2019). Ground sculpting to enhance energy yield of vertical bifacial solar farms. *Applied Energy, 241*, 592-598. doi:10.1016/j.apenergy.2019.01.168

Alam, M. A., Deline, C., Khan, M. R., & Sun, X. (2018). Optimization and performance of bifacial solar modules: A global perspective. *Applied Energy, 212*, 1601-1610. doi:10.1016/j.apenergy.2017.12.041

Alam, M. A., Hanna, A., Khan, M. R., & Sun, X. (2017). Vertical bifacial solar farms: Physics, design, and global optimization. *Applied Energy, 206*, 240-248. doi:10.1016/j.apenergy.2017.08.042

Alam, M. A., Khan, M. R., Patel, M. T., & Sun, X. (2019). A worldwide cost-based design and optimization of tilted bifacial solar farms. *Applied Energy, 247*, 467-479. doi:10.1016/j.apenergy.2019.03.150

Alihodžić, E., Curevac, S., Dervišević, K., Đozić, N., Hodžić, S., Hubana, T., . . . Tanković, H. (2014). Solar Tree Project. *6th Student project conference. 978.*

Niš, Serbia: IEEESTEC. Nisan 6, 2022 tarihinde https://www.researchgate.net/publication/322628682_Solar_Tree_Project adresinden alındı

Amin, A., Butt, N. Z., Saleem, M., & Ullah, A. (2020). Investigation of soiling effects, dust chemistry and optimum cleaning schedule for PV modules in Lahore, Pakistan. *Renewable Energy, 150,* 456-468. doi:10.1016/j.renene.2019.12.090

Andreas, A., & Reda, İ. (2008). *Solar Position Algorithm for Solar Radiation Applications.* Springfield: NREL. Mayıs 10, 2021 tarihinde https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/34302.pdf adresinden alındı

Ansari, M. I., Nazeeruddin, M. K., & Qurashi, A. (2018). Frontiers, opportunities, and challenges in perovskite solar cells: A critical review. *Journal of Photochemistry and Photobiology C: Photochemistry Reviews, 35*, 1-24. doi:10.1016/j.jphotochemrev.2017.11.002

Appelbaum, J. (2016). Bifacial photovoltaic panels field. *Renewable Energy, 85*, 338-343. doi:10.1016/j.renene.2015.06.050

Araki, I., Eguchi, Y., Imazu, Y., Joge, T., Matsukuma, K., & Uematsu, T. (2004). Basic application technologies of bifacial photovoltaic solar modules. *Electrical Engineering in Japan, 149*(3), 32-42. 10.1002/eej.10370 adresinden alındı

Araújo, N., Costa, F., & Sousa, F. (2020). Equivalent Models for Photovoltaic Cell–A Review. *Revista de Engenharia Térmica, 19*(2), 77-98. doi:10.5380/reterm.v19i2.78625

Arbelle, A. G., Deline, C., Khoo, Y. S., Kopecek, R., Liang, T. S., Luo, W., . . . Wang, Y. (2019). A review of crystalline silicon bifacial photovoltaic performance characterisation and simulation. *Energy & Environmental Science, 12*(1), 116-148. doi:10.1039/C8EE02184H

Archer, M. D., & Hill, R. (2001). *Clean Electricity from Photovoltaics* (1. b.). [Adobe Digitial Edition]. doi:10.1142/p139

Arizona Solar Center. (2021). Aralık 3, 2021 tarihinde https://azsolarcenter.org/pv-row-to-row-spacing adresinden alındı

Asgharzadeh, A., Deline, C., Hansen, C. W., Macalpine, S., Marion, B., Stein, J. S., & Toor, F. (2016). Analysis of irradiance models for bifacial PV modules. *2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC).* Portland: IEEE. doi:10.1109/PVSC.2016.7749564

Asgharzadeh, A., Deline, C., Hansen, C., MacAlpine, S., Marion, B., Riley, D., . . . Toor, F. (2017). A Practical Irradiance Model for Bifacial PV Modules. *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC).* Washington, DC: IEEE. doi:10.1109/PVSC.2017.8366263

Asgharzadeh, A., Deline, C., Hansen, C., Marion, B., Stein, J. S., & Toor, F. (2018). A Sensitivity Study of the Impact of Installation Parameters and System Configuration on the Performance of Bifacial PV Arrays. *IEEE Journal of Photovoltaics, 8*(3), 798-805. doi:10.1109/JPHOTOV.2018.2819676

Asgharzadeh, A., Deline, C., MacAlpine, S., Marion, B., Stein, J. S., & Toor, F. (2016). Evaluation and Field Assessment of Bifacial Photovoltaic Module Power Rating Methodologies. *2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC).* Portland: IEEE. doi:10.1109/PVSC.2016.7750367

Asgharzadeh, A., Ellibee, D., Gooding, R., Guay, N., Hansen, C. W., Kallickal, J., . . . Toor, F. (2017). A Detailed Model of Rear-Side Irradiance for Bifacial PV Modules. *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC).* Washington, DC: IEEE. doi:10.1109/PVSC.2017.8366707

Asselineau, C.-A., Conechado, G. E., & Ernst, M. (2022). Accelerating the simulation of annual bifacial illumination of real photovoltaic systems with ray tracing. *iScience, 25*(1). doi:10.1016/j.isci.2021.103698

Banerjee, C., Bora, B., Najibhamisu, U., & Panwar, B. S. (2018). Comparison of different PV power simulation softwares: case study on performance analysis of 1 MW grid-connected PV solar power plant. *International Journal of Engineering Science Invention, 7*(7), 11-24. Aralık 13, 2021 tarihinde https://www.researchgate.net/publication/326919529_Comparison_of_different_PV_power_simulation_softwares_case_study_on_performance_analysis_of_1_MW_grid-connected_PV_solar_power_plant adresinden alındı

Barutçu, B., Duman, A. C., Gönül, Ö., & Güler, Ö. (2022). Techno-economic analysis of PV systems with manually adjustable tilt mechanism. *Engineering Science and Technology, an International Journey, 35*(101116). doi:10.1016/j.jestch.2022.101116

Baumann, T., Baumgartner, F., Berrian, D., Burgers, A., Janssen, G., Klenk, M., . . . Wittmer, B. (2020). Accuracy of simulated data for bifacial systems with varying tilt angles and share of diffuse radiation. *Solar Energy, 197*, 6-21. doi:10.1016/j.solener.2019.12.071

Beckman, W. A., & Duffie, J. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* (4. b.). John Wiley & Sons, Incorporated. Ocak 6, 2021 tarihinde https://www.sku.ac.ir/Datafiles/BookLibrary/45/John%20A.%20Duffie,%20William%20A.%20Beckman(auth.)-Solar%20Engineering%20of%20Thermal%20Processes,%20Fourth%20Edition%20(2013).pdf adresinden alındı

Beckman, W. A., Klein, S. A., & Soto, W. D. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy, 80*(1), 78-88. doi:10.1016/j.solener.2005.06.010

Bıcan, P., Libra, M., Novotny, R., & Poulek, V. (2008). New Photovoltaic System with Higher Effectivity. *Tarım Makinaları Bilimi Dergisi, 4*(3), 231-236. Ekim 14, 2021 tarihinde https://dergipark.org.tr/tr/pub/tarmak/issue/11553/137663 adresinden alındı

Bieri, M., Gandhi, O., Panda, S. K., Reindl, T., Rodríguez-Gallegos, C. D., & Singh, J. P. (2018). Monofacial vs bifacial Si-based PV modules: Which one is more cost-effective? *Solar Energy, 176*, 412-438. doi:10.1016/j.solener.2018.10.012

Bifacial Carport Performance. (2022). Mayıs 10, 2022 tarihinde PrismSolar: https://www.prismsolar.com/carport-case-study adresinden alındı

Bizzarri, F., Merlo, L., Scavo, F. B., & Tina, G. M. (2021). Comparative analysis of monofacial and bifacial photovoltaic modules for floating power plants. *Applied Energy, 281*. doi:10.1016/j.apenergy.2020.116084

Bordin, N., Drori, A., Eisenberg, N., Grobgeld, D., Karsenty, A., & Kreinin, L. (2010). PV module power gain due to bifacial design. Preliminary experimental and simulation data. *2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference.* Honolulu: IEEE. doi:10.1109/PVSC.2010.5615874

Boss, M. d. (2021). *POSITIF: op weg naar marktdoorbraak bifacial n-PERT zonnepanelen met 24 procent efficiency*. Kasım 27, 2021 tarihinde https://solarmagazine.nl/nieuws-zonne-energie/i25301/positif-op-weg-naar-marktdoorbraak-bifacial-n-pert-zonnepanelen-met-24-procent-efficiency adresinden alındı

Boudovuis, A. G., Palyvos, J. A., & Skoplaki, E. (2008). A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 1393-1402. doi:10.1016/j.solmat.2008.05.016

Bowden, S., & Hansen, C. (2022). *Declination Angle*. Nisan 30, 2022 tarihinde Pveducation: https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/declination-angle adresinden alındı

Bowden, S., & Honsberg, C. (2021). *Degradation and Failure Modes.* Aralık 29, 2021 tarihinde Pveducation: https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/degradation-and-failure-modes adresinden alındı

Bowden, S., & Honsberg, C. (2021). *Heat Generation in PV Modules.* Aralık 25, 2021 tarihinde Pveducation: https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/heat-generation-in-pv-modules adresinden alındı

Bowden, S., & Honsberg, C. (2022). *Module Circuit Design*. Nisan 4, 2022 tarihinde PVEducation: https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/module-circuit-design adresinden alındı

Bowden, S., & Honsberg, C. (2022). *Solar Cell Operation*. Nisan 7, 2022 tarihinde Pveducation: https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/collection-probability adresinden alındı

Boyson, W. E., King, D. L., & Kratochvill, J. A. (2004). *Photovoltaic Array Performance Model.* New Mexico: Sandia National Laboratories. Kasım 7, 2021 tarihinde https://www.osti.gov/servlets/purl/919131sca5ep/ adresinden alındı

BP. (2021). *Statistical Review of World Energy 2021* . London: Statistical Review of World Energy . Nisan 4, 2021 tarihinde https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf adresinden alındı

Burnham, L., Lave, M., & Stein, J. S. (2017). *One Year Performance Results for the Prism Solar Installation at the New Mexico Regional Test Center: Field Data from February 15, 2016 - February 14, 2017.* New Mexico: Sandia National Laboratories. Nisan 16, 2021 tarihinde https://static1.squarespace.com/static/57a12f5729687f4a21ab938d/t/594d3da6e110eb91127e6f08/1498234283284/Prism_NM_Year1_SAND2017-5872.pdf adresinden alındı

Cameron, S., Deline, C. A., Marion, W. F., Muller, M., Silvana, A. P., & Stein, J. S. (2019). The Subtle Art of Bifacial Performance Modeling. *12th PV Performance Modeling and Monitoring Workshop Konferans.* New Mexico. Mayıs 3, 2021 tarihinde https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74009.pdf adresinden alındı

Carlos, D., Gandhi, O., Krishnamurthy, V., Kumar, A., Li, L., Liu, H., . . . Wang, S. (2020). Global Techno-Economic Performance of Bifacial and Tracking Photovoltaic Systems. *Joule, 4*(7), 1514-1541. doi:10.1016/j.joule.2020.05.005

Carlson, D. E., & Wronski, C. E. (1976). Amorphous silicon solar cell. *Applied Physics Letters, 28*(11), 671-673. doi:10.1063/1.88617

Carr, A. J., Janssen, G. J., Kossen, E. J., Romjin, I. G., Tool, K. C., & Van Aken, B. B. (2017). Aspects of bifacial cell efficiency. *Energy Procedia, 124*, 76-83. doi:10.1016/j.egypro.2017.09.334

Carr, A. J., Janssen, G. J., Mewe, A. A., & Van Aken, B. B. (2015). Outdoor Performance of Bifacial Modules by Measurements and Modelling. *Energy Procedia, 77*, 364-373. doi:10.1016/j.egypro.2015.07.051

Cells, Modules & Arrays. (2022). Nisan 4, 2022 tarihinde Florida Solar Energy Center: http://www.fsec.ucf.edu/en/consumer/solar_Electricity/basics/cells_modules_arrays.htm adresinden alındı

Chen, C. J. (2011). *Physics of Solar Energy.* John Wiley & Sons, Incorporated. Ocak 5, 2021 tarihinde https://www.proquest.com/docview/2132080591/783E15502AB04E36PQ/1/thumbnail?accountid=17170 adresinden alındı

Chudinzow, D., Eltrop, L., & Klenk, M. (2020). Impact of field design and location on the techno-economic performance of fixed-tilt and single-axis tracked bifacial

photovoltaic power plants. *Solar Energy, 207*, 564-578. doi:10.1016/j.solener.2020.06.096

Chudinzow, D., Eltrop, L., Ferran, G. D., Haas, J., & Leiva, S. M. (2019). Simulating the energy yield of a bifacial photovoltaic power plant. *Solar Energy, 183*, 812-822. doi:10.1016/j.solener.2019.03.071

Clavadetscher, L., & Nordmann, T. (2004). PV on noise barriers. *Progress in Photovoltaics: research and applications, 12*(6), 485-495. doi:10.1002/pip.566

CNX. (2021). Kasım 23, 2021 tarihinde https://cnx.org/contents/3QU3ovtd@1/An-Introduction-to-Solar-Cell-Technology adresinden alındı

Coğrafi Yapı. (2022, Şubat 12). Mayıs 11, 2022 tarihinde Edirne Keşan İlçe Milli Eğitim Müdürlüğü: https://kesan.meb.gov.tr/www/cografi-yapi/icerik/1579 adresinden alındı

Comparotto, C., Halm, A., Koduvelikulathu, L. J., Kopecek, R., Kurz, H., Lee, T. H., . . . Yusufoğlu, U. A. (2014). Simulation of Energy Production by Bifacial Modules with Revision of Ground Reflection. *Energy Procedia, 55*, 389-395. doi:10.1016/j.egypro.2014.08.111

Comparotto, C., Koduvelikulathu, L. J., Kopecek, R., Kurz, H., Pletzer, T. M., & Yusufoğlu, U. A. (2015). Analysis of the Annual Performance of Bifacial Modules and Optimization Methods. *Journal of Photovoltaics, 5*(1), 320-328. doi:10.1109/JPHOTOV.2014.2364406

Cueavas, A., del Alamo, J., Eguren, J., & Luque, A. (1982). 50 Percent more output power from an albedo-collecting flat panel using bifacial solar cells. *Solar Energy, 29*(5), 419-420. doi:10.1016/0038-092X(82)90078-0

Deline, C. A., Marion, W. F., Pelaez, S. A., Sekulic, W. R., Stein, J. S., & Woodhouse, M. A. (2019). Bifacial PV System Performance: Separating Fact from Fiction. *IEEE 46th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC).* Chicago. Mayıs 8, 2021 tarihinde https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74090.pdf adresinden alındı

Deline, C., & MacAlpine, S. (2015). Simplified method for modeling the impact of arbitrary partial shading conditions on PV array performance. *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC).* New Orleans: IEEE. doi:10.1109/PVSC.2015.7355938

Deline, C., Dobos, A., Donovan, M., Janzou, S., & Meydbray, J. (2013). A simplified model of uniform shading in large photovoltaic arrays. *Solar Energy, 96*, 274-282. doi:10.1016/j.solener.2013.07.008

Deshpande, R. A. (2021). Advances in Solar Cell Technology: An Overview. *Journal of Scientific Research, 65*(2), 72-75. doi:10.37398/JSR.2021.650214

Diorio, N., Dobos, A., Freeman, J., Gilman, P., Janzou, S., & Ryberg, D. (2018). *SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update.* Denver: NREL. Mayıs 13, 2021 tarihinde https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/67399.pdf adresinden alındı

Ebong, A. U., & Lee, T. D. (2017). A review of thin film solar cell technologies and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 70,* 1286-1297. doi:10.1016/j.rser.2016.12.028

Electric Power Research Institute (EPRI). (2021). *Bifacial Solar Photovoltaic Modules*. Mayıs 5, 2021 tarihinde https://static1.squarespace.com/static/57a12f5729687f4a21ab938d/t/5903c8f9d482e95dce5900f3/1493420284912/EPRI.pdf adresinden alındı

Febras, F. S., Moehlecke, A., & Zanesco, I. (2013). Electrical performance analysis of PV modules with bifacial silicon solar cells and white diffuse reflector. *Solar Energy, 96,* 253-262. doi:10.1016/j.solener.2013.07.028

Financial incentives for photovoltaics. (2018, Ocak). Nisan 4, 2022 tarihinde Wikipedia: https://en.wikipedia.org/wiki/Financial_incentives_for_photovoltaics#Turkey adresinden alındı

Fischer, M., Herritsch, S., Trube, J., & Woodhouse, M. (2021). *International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV).* Frankfurt: VDMA. Mayıs 3, 2021 tarihinde https://itrpv.vdma.org/en/ adresinden alındı

Friedrich, J. (2016). Methods for Bulk Growth of Inorganic Crystals: Crystal Growth. *Reference Module in Materials Science and Materials Engineering*. doi:10.1016/B978-0-12-803581-8.01010-9

Gali, R. S., Janssen, G. J., Lamers, M. W., Özkalay, E., Romijn, I. G., Weeber, A. W., & Van Aken, B. B. (2018). Temperature effects of bifacial modules: Hotter or cooler? *Solar Energy Materials and Solar Cells, 185*, 192-197. doi:10.1016/j.solmat.2018.05.033

GEPA. (2022). Mayıs 11, 2022 tarihinde Güneş Enerji Potansiyel Atlası: https://gepa.enerji.gov.tr/MyCalculator/Default.aspx adresinden alındı

Giesen, J. (2019). *Basics of Positional Astronomy*. Nisan 30, 2022 tarihinde Geoastro Applets: http://www.geoastro.de/elevaz/basics/index.htm#top adresinden alındı

Global Solar Atlas. (2022). Mayıs 11, 2022 tarihinde Global Solar Atlas: https://globalsolaratlas.info/detail?c=40.847986,26.672788,16&s=40.841882,26.677079&m=site adresinden alındı

Gong, J., Sumathy, K., Qiao, Q., & Zhou, Z. (2017). Review on dye-sensitized solar cells (DSSCs): Advanced techniques and research trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 68*(1), 234-246. doi:10.1016/j.rser.2016.09.097

Goyal, P., & Sharma, P. (2020). Evolution of PV technology from conventional to nano-materials. *Materials Today: Proceedings, 28*, 1593-1597. doi:10.1016/j.matpr.2020.04.846

Gu, W., Li, M., Ma, T., Shen, L., & Zhang, Y. (2020). A coupled optical-electrical-thermal model of the bifacial photovoltaic module. *Applied Energy, 258 114075*. doi:10.1016/j.apenergy.2019.114075

Guo, S., Peters, M., & Walsh, T. M. (2013). Vertically mounted bifacial photovoltaic modules: A global analysis. *Energy, 61*, 447-454. doi:10.1016/j.energy.2013.08.040

Häberlin, H. (2012). *Photovoltaics : System Design and Practice.* New York: John Wiley & Sons, Incorporated. Nisan 9, 2022 tarihinde https://www.proquest.com/docview/2131436890/A8DA9B85ED364ABCPQ/1/thumbnail?accountid=17170 adresinden alındı

IEA. (2020). *World Energy Outlook 2020.* Paris: IEA. Mayıs 4, 2021 tarihinde https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020 adresinden alındı

Im, J. H., Lee, C. R., Lee, J. W., Park, N. G., & Park, S. W. (2011). 6.5% efficient perovskite quantum-dot-sensitized solar cell. *Nanoscale, 3*(10), 4088-4093. doi:10.1039/C1NR10867K

Ineichen, P., Michalsky, J., Perez, R., Seals, R., & Stewart, R. (1990). Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy, 44*(15), 271-289. doi:10.1016/0038-092X(90)90055-H

Iqbal, M. (1983). *An Introduction to Solar Radiation.* Academic Press. doi:10.1016/B978-0-12-373750-2.X5001-0

IRENA. (2021). *Renewable capacity Highlighs.* Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA). Mart 31, 2021 tarihinde https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Apr/IRENA_-RE_Capacity_Highlights_2021.pdf?la=en&hash=1E133689564BC40C2392E85026F71A0D7A9C0B91 adresinden alındı

Isabella, O., Katsikogiannis, O. A., & Ziar, H. (2022). Integration of bifacial photovoltaics in agrivoltaic systems: A synergistic design approach. *Applied Energy, 309*. doi:10.1016/j.apenergy.2021.118475

Jordan, R. C., & Liu, B. Y. (1963). The long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors: With design data for the U.S., its outlying possessions and Canada. *Solar Energy, 7*(2), 53-74. doi:10.1016/0038-092X(63)90006-9

Kant, N., & Singh, P. (2021). Review of next generation photovoltaic solar cell technology and comparative materialistic development. *Materials Today: Proceedings*. doi:10.1016/j.matpr.2021.11.116

Kaya, H. E. (2020). Kyoto'dan Paris'e Küresel İklim Politikaları. *Meriç Uluslararası Sosyal ve Stratejik Araştırmalar Dergisi, 4*(10), 165-191. Mart 30, 2021 tarihinde https://dergipark.org.tr/tr/pub/meric/issue/56346/767509 adresinden alındı

Kekezoğlu, B., & Kılıç, U. (2022). A review of solar photovoltaic incentives and Policy: Selected countries and Turkey. *Ain Shams Engineering Journal, 13*(5). doi:10.1016/j.asej.2021.101669

Khan, A. (2021). *Best Free Solar PV System Design & Simulation Software*. Aralık 12, 2021 tarihinde https://www.engineeringpassion.com/best-free-solar-pv-system-simulation-design-software/ adresinden alındı

Kojima, A., Miyasaka, T., Shirai, Y., & Teshima, K. (2009). Organometal halide perovskites as visible-light sensitizers for photovoltaic cells. *Journal of the american chemical society, 131*(17), 6050-6051. doi:10.1021/ja809598r

Kopecek, R., & Libal, J. (2018). *Bifacial Photovoltaics : technology, applications and economics.* London: Institution of Engineering and Technology. doi:10.1049/PBPO107E

Kopecek, R., & Libal, J. (2018). Towards large-scale deployment of bifacial photovoltaics. *Nature Energy, 3*(6), 443-446. doi:10.1038/s41560-018-0178-0

Kopecek, R., & Libal, J. (2021). Bifacial Photovoltaics 2021: Status, Opportunities and Challenges. *Energies, 14*(8). doi:10.3390/EN14082076

Kopecek, R., Libal, J., Shoukry, I., Wefringhaus, E., & Werner, J. (2016). Modelling of Bifacial Gain for Stand-alone and in-field Installed Bifacial PV Modules. *Energy Procedia, 92*, 600-608. doi:10.1016/j.egypro.2016.07.025

Kutner, W. (2018). *Group of molecular films research*. Nisan 9, 2022 tarihinde Kutner Group: http://groups.ichf.edu.pl/kutner/research/view?id=20&name=Organic+semiconducting+materials+for+solar+energy+conversion adresinden alındı

La Silla: Where innovation makes the sun more efficient. (2017, Nisan 28). Mayıs 10, 2022 tarihinde Enel Green Power: https://www.enelgreenpower.com/stories/articles/2017/04/la-silla-where-innovation-makes-the-sun-more-efficient adresinden alındı

Lim, Y. S., Lo, C. K., & Rahman, F. A. (2015). New integrated simulation tool for the optimum design of bifacial solar panel with reflectors on a specific site. *Renewable Energy, 81*, 293-307. doi:10.1016/j.renene.2015.03.047

Lopez-Romero, S., Lorenzo, E., Luque, A., & Sala, G. (1985). Diffusing reflectors for bifacial photovoltaic panels. *Solar Cells, 13*(3), 277-292. doi:10.1016/0379-6787(85)90021-3

Mediavilla, M. D., Pena, D. G., Ruiz, I. G., Tristan, C. A., & Velasco, M. I. (2021). Photovoltaic Prediction Software: Evaluation with Real Data from Northern Spain. *Applied Science, 11*(11). doi:10.3390/app11115025

Mertens, K. (2014). *Photovoltaics : Fundamentals, Technology and Practice.* John Wiley & Sons, Incorporated. Nisan 11, 2021 tarihinde https://www.proquest.com/docview/2131379035/A6C7AAA90A694F94PQ/1/thumbnail?accountid=17170 adresinden alındı

Neises, T. W. (2011). *Development and Validation of a Model to Predict the Temperature of a Photovoltaic Cell.* Yüksek Lisans Tezi, University of Wisconsin, Department of Mechanical Engineering, Madison.

News & Media. (2018). Nisan 25, 2022 tarihinde Next2Sun: https://www.next2sun.de/en/news-media-2/#pictures adresinden alındı

NREL. (2022). *2000 ASTM Standard Extraterrestrial Spectrum Reference E-490-00.* Nisan 30, 2022 tarihinde NREL: https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/spectra-astm-e490.html adresinden alındı

NREL. (2022). *Best Research-Cell Efficiency Chart*. Nisan 12, 2022 tarihinde NREL: https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html adresinden alındı

ODTÜ GÜNAM. (2021). Mart 30, 2021 tarihinde http://gunam.metu.edu.tr/solar-tech/pv-cell-types/ adresinden alındı

Okka, O. (2014). *Mühendislik Ekonomisi Prensipler ve Uygulamalar* (5. b.). Ankara: Nobel Akademik Yayıncılık.

Ospina, E. O., Ritchie, H., & Roser, M. (2013). *World Population Growth.* Mart 30, 2021 tarihinde Our World in Data: https://ourworldindata.org/world-population-growth adresinden alındı

Our Agro-Photovoltaic Concept. (2022). Mayıs 10, 2022 tarihinde Next2Sun: https://www.next2sun.de/en/our-concept/ adresinden alındı

Park, N.-G. (2015). Perovskite solar cells: an emerging photovoltaic technology. *Materials Today, 18*(2), 65-72. doi:10.1016/j.mattod.2014.07.007

Partlin, S. (2021). *7 Reasons Why You Should Oversize Your PV Array*. Aralık 21, 2021 tarihinde SMA: https://www.sma-sunny.com/us/7-reasons-why-you-should-oversize-your-pv-array/ adresinden alındı

Pelaez, S. A. (2019). *Bifacial Solar Panels System Design, Modeling, and Performance.* The University of Arizona, Department of Electrical and Computer Engineering. Arizona: ProQuest Dissertations. Mart 2, 2021 tarihinde https://www.proquest.com/docview/2166890580/C0CDCAF3A51F457DPQ/1?accountid=17170 adresinden alındı

Perovskite Solar Cells. (2022). Nisan 12, 2022 tarihinde U.S. Department of Energy: https://www.energy.gov/eere/solar/perovskite-solar-cells adresinden alındı

Philipps, S., & Warmuth, W. (2021). *Photovoltaics Report.* Freiburg: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. Ağustos 12, 2021 tarihinde https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf adresinden alındı

Photovoltaic Geographical Information System. (2021). Aralık 27, 2021 tarihinde https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html adresinden alındı

P-N Junction. (2006). Nisan 7, 2022 tarihinde HyperPhysics: http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/Solids/pnjun.html adresinden alındı

Podlowski, L. (2021). *Bifacial Pv Technology Ready for Mass Deployment.* Aralık 3, 2021 tarihinde PI-Berlin: https://www.pi-berlin.com/wp-content/uploads/2019/10/White-Paper-Bifacial-PV-Technology-PI-Berlin.pdf adresinden alındı

Prism Solar. (2021). *BHC72 Bifacial Modules*. Ocak 3, 2021 tarihinde https://static1.squarespace.com/static/57a12f5729687f4a21ab938d/t/5e50a044643db018c8591e56/1582342213220/Prism+Solar+-+BHC72+-+390-400W+-+v1.1.pdf adresinden alındı

PVGIS. (2016). Ekim 20, 2021 tarihinde PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html# adresinden alındı

REC. (2021). *Product Downloads*. Mayıs 8, 2021 tarihinde Rec Group: https://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/whitepaper_perc.pdf?t=1643841690 adresinden alındı

Rediscount and Advance Interest Rates. (2022). Mayıs 25, 2022 tarihinde Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası: https://www.tcmb.gov.tr/wps/wcm/connect/EN/TCMB+EN/Main+Menu/Core+Functions/Monetary+Policy/Rediscount+and+Advance+Interest+Rates adresinden alındı

REN21. (2021). *Renewables 2021 Global Status Report.* Paris: REN21 Secretariat. Nisan 1, 2021 tarihinde https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf adresinden alındı

Solar PV Module Prices. (2020). Kasım 11, 2021 tarihinde Our World in Data: https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices adresinden alındı

Solaren. (2021). *Calculatıng The Addıtıonal Energy Yıeld Of Bıfacıal Solar Modules*. Aralık 1, 2021 tarihinde https://solaren-power.com/basic-information-bifacial-modules/ adresinden alındı

Spencer, J. W. (1971). Fourier Series Representation of the Position of the Sun. *Search, 2*(5), 172.

Stein, J. S. (2017). Overview of Photovoltaic Module Performance Modeling Approaches. *7th PV Performance Modeling Workshop.* Lugano: PVPMC. Ekim 10, 2021 tarihinde https://www.osti.gov/servlets/purl/1431602 adresinden alındı

System Advisor Model Download. (2022). Eylül 8, 2021 tarihinde National Renewable Energy Laboratory: https://sam.nrel.gov/images/web_page_files/sam-help-2021-12-02r1.pdf adresinden alındı

TEİAŞ. (2021). Mart 30, 2021 tarihinde https://www.teias.gov.tr/tr-TR/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri adresinden alındı

The History Of Solar Energy: Let's Geek Out. (2021). Kasım 9, 2021 tarihinde Solect Energy: https://solect.com/history-solar-energy/ adresinden alındı

Tüketici Fiyatları. (2022). Mayıs 25, 2022 tarihinde Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası: https://www.tcmb.gov.tr/wps/wcm/connect/TR/TCMB+TR/Main+Menu/Istatistikler/Enflasyon+Verileri/Tuketici+Fiyatlari adresinden alındı

U.S. Department of Energy & Sandia National Laboratories. (2005). *Study Guide For Photovoltaic System Installers And Sample Examination Questions*. Aralık 3, 2021 tarihinde http://www.brooksolar.com/files/NABCEP_Study_Guide-Revised_Version_3_-_08_05-FINAL.pdf adresinden alındı

Uygulamalar. (2022). Mayıs 10, 2022 tarihinde GTC: http://gtctrade.com/tr/uygulamalar/#konut-cati adresinden alındı

Verma, A. (2020, Mayıs 25). *500W Modules and Higher Efficiency, India Falling Behind*. Kasım 27, 2021 tarihinde https://www.saurenergy.com/solar-energy-news/500-w-modules-and-higher-efficiency-india-falling-behind adresinden alındı

Willoughby, A. (2014). *Solar Cell Materials: Developing Technologies.* John Wiley & Sons, Incorporated. Ocak 5, 2021 tarihinde https://www.proquest.com/docview/2131726442/F7CA46A924664757PQ/1/thumbnail?accountid=17170&segment=DefBooks adresinden alındı

World's largest Bifacial Solar Power Project Installed in China's Qinghai Province. (2018, Ocak 15). Mayıs 10, 2022 tarihinde LONGi: https://www.longi.com/en/news/6930/ adresinden alındı

Yacoubou, J. (2021, Mayıs 19). *8 Solar Panel Developments to Get Excited About*. Mart 7, 2022 tarihinde Green Coast: https://greencoast.org/solar-panel-technologies/ adresinden alındı

ÖZGEÇMİŞ

İlköğretim ve liseyi Edirne'nin Keşan ilçesinde tamamladı. 2011 yılında Yalova Üniversitesi Enerji Sistemleri Mühendisliği bölümünde lisans eğitimine başladı. 2016 yılında lisans eğitimini tamamladıktan sonra 2017-2018 yılları arasında Jandarma Bakım Komutanlığı'nda asteğmen rütbesi ile Veri Hazırlama Kontrol İşletmeni olarak görev yaptı. 2018 yılında Trakya Üniversitesi Uygulamalı Bilimler ve Teknoloji Ana Bilim dalında yüksek lisans programına başladı. 2019-2020 yılları arasında H-Ege Otomotiv Isuzu Yetkili Servisi'nde Yedek Parça Sorumlusu olarak çalıştı.