

**T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**LİSANSSIZ GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALLERİNDE ÜRETİM
KAYIPLARININ ANALİZİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Ecem ASLAN

Yenilenebilir Enerji Sistemleri Anabilim Dalı

ŞUBAT 2023

**T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**LİSANSIZ GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALLERİNDE ÜRETİM
KAYIPLARININ ANALİZİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Ecem ASLAN

Yenilenebilir Enerji Sistemleri Anabilim Dalı

Tez Danışmanı: Prof.Dr. Mehmet BAYRAK

ŞUBAT 2023

Ecem ASLAN tarafından hazırlanan “LİSANSSIZ GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALLERİNDE ÜRETİM KAYIPLARININ ANALİZİ” adlı tez çalışması 06.02.2023 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oy birliği ile Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yenilenebilir Enerji Sistemleri Anabilim Dalı’nda Yüksek Lisans tezi olarak kabul edilmiştir.

Tez Jürisi

Jüri Başkanı :	Prof.Dr. Yılmaz UYAROĞLU Sakarya Üniversitesi	
Jüri Üyesi :	Prof.Dr. Mehmet BAYRAK (Danışman) Sakarya Üniversitesi	
Jüri Üyesi :	Prof.Dr. İhsan PEHLİVAN Sakarya Uygulamalı Bilimler Üniversitesi	



ETİK İLKE VE KURALLARA UYGUNLUK BEYANNAMESİ

Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Lisansüstü Eğitim-Öğretim Yönetmeliğine ve Yükseköğretim Kurumları Bilimsel Araştırma ve Yayın Etiği Yönergesine uygun olarak hazırlamış olduğum “ LİSANSSIZ GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALLERİNDE ÜRETİM KAYIPLARININ ANALİZİ ” başlıklı tezin bana ait, özgün bir çalışma olduğunu; çalışmamın tüm aşamalarında yukarıda belirtilen yönetmelik ve yönergeye uygun davrandığımı, tezin içerdiği yenilik ve sonuçları başka bir yerden almadığımı, tezde kullandığım eserleri usulüne göre kaynak olarak gösterdiğimi, bu tezi başka bir bilim kuruluna akademik amaç ve unvan almak amacıyla vermediğimi ve 20.04.2016 tarihli Resmi Gazete’de yayımlanan Lisansüstü Eğitim ve Öğretim Yönetmeliğinin 9/2 ve 22/2 maddeleri gereğince Sakarya Üniversitesi’nin abonesi olduğu intihal yazılım programı kullanılarak Enstitü tarafından belirlenmiş ölçütlere uygun rapor alındığımı, etik kurul onay belgesi aldığımı, çalışmamla ilgili yaptığım bu beyana aykırı bir durumun ortaya çıkması halinde doğabilecek her türlü hukuki sorumluluğu kabul ettiğimi beyan ederim. (28/12/2022)

Ecem ASLAN



TEŞEKKÜR

Uzun zamandır ciddi bir emek ve titizlikle hazırladığım tezimde beni her zaman yüreklendiren, teze başlamama vesile olan her daim desteğini yürekten hissettiğim canım hocam Prof.Dr. Mehmet BAYRAK’a en büyük teşekkürü borç bilirim. Lisansüstü ders ve tez çalışmalarına zaman yaratmam için destek veren sevgili iş arkadaşım Cenk Bilgi’ye ve eğitimime her zaman destek veren aileme teşekkür ederim.

Ecem ASLAN



İÇİNDEKİLER

Sayfa

ETİK İLKE VE KURALLARA UYGUNLUK BEYANNAMESİ.....	v
TEŞEKKÜR	vii
İÇİNDEKİLER	ix
KISALTMALAR	xi
SİMGELER	xiii
TABLolar LİSTESİ.....	xv
ŞEKİLLER LİSTESİ.....	xvii
ÖZET.....	xix
SUMMARY	xxi
1. GİRİŞ.....	1
2. TEKNİK KAYIPLAR.....	3
2.1. Tozlanma.....	3
2.2. Yansıma.....	5
2.3. Gölgeleme Etkisi	6
2.4. Modül Eğimi.....	10
2.5. Modül Sıcaklığı.....	13
2.6. İnverter Kayıpları	15
2.7. Kablo Kayıpları.....	16
2.8. Modül Uyumsuzluk Kayıpları.....	16
2.9. Çift Yüzlü Modüllerin Enerji Üretimine Etkisi.....	17
2.10. Maksimum Güç Noktasında Çalıştırma	18
2.11. Rüzgar Hızı ve Nem	18
3. TEKNİK KAYIPLARIN HESAPLANMASI.....	19
3.1. Işıma Değerlerinin Hesaplanması.....	19
3.2. Modül Sıcaklığının Hesaplanması.....	20
3.3. Gölgeleme ve Diğer Kayıpların Hesaplanması	22
4. ÜRETİM KAYIPLARIN HESAPLANMASI.....	25
4.1. Modül Sayısının Hesaplanması.....	25
4.2. Modül Veriminin Hesaplanması.....	26
4.3. Üretim Hesabı.....	26
5. ÜRETİLEMEYEN ELEKTRİK ENERJİSİNİN HESAPLANMASI.....	27
6. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	61
KAYNAKLAR	63
ÖZGEÇMİŞ.....	67



KISALTMALAR

AC : Alternatif akım

DC : Doğru akım

EPDK : Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

GEPA : Güneş Enerjisi Potansiyeli atlası

IEA : Uluslararası Enerji Ajansı

kW : Kilowat

kWh : Kilowat saat

MPPT : Maksimum Güç Noktası İzleyicisi

MW : Megawat

MWh : Megawat saat



SİMGELER

δ	: Sapma açısı
ω	: Güneş saat açısı
α	: Güneş azimut açısı
β	: Optimum panel açısı
ϕ	: Enlem açısı
n	: Yılın kaçınıcı gün olduğu
t	: Güneş zamanı
y	: Yüzey azimut açısı
U	: Isıl kayıp katsayısı
V	: Rüzgar hızı
I	: Akım
V	: Gerilim
T	: Sıcaklık (Kelvin)
G	: Radyasyon ışıması
P	: Güç
R	: Direnç
H	: Verim



TABLO LİSTESİ

Sayfa

Tablo 3.1. Modül sıcaklığı kestirim yöntemlerinin karşılaştırılması	21
Tablo 3.2. Sıcaklık başına güçteki azalma yüzdesi	22
Tablo 5.1. Mayıs ayına ilişkin üretilemeyen enerji	51
Tablo 5.2. Haziran ayına ilişkin üretilemeyern enerji	53
Tablo 5.3. Temmuz ayına ilişkin üretilemeyern enerji	55
Tablo 5.4. Ağustos ayına ilişkin üretilemeyern enerji.....	57
Tablo 5.5. Toplam üretilemeyern enerjinin aylara göre değişimi	58





ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1. Tozlanmadan dolayı güç kayıplarının ülkelere göre değişimi	3
Şekil 2.2. Güneş enerjisi panellerinin yüzeyinde biriken tozun nedenleri	4
Şekil 2.3. Modül yüzeyine biriken toz ve kirleri gidermek için kullanılan yöntemler	5
Şekil 2.4. Modüller arasındaki mesafe ve gölgelenme	6
Şekil 2.5. Fotovoltaik hücrelerin seri bağlanması	6
Şekil 2.6. Gölgelenme durumunda seri sisteminakım-gerilim eğrileri	7
Şekil 2.7. Gölgelenme durumunda gerilim-güç eğrileri	8
Şekil 2.8. Fotovoltaik modülde Bypass diyodu bağlantısı	8
Şekil 2.9. Seri fotovoltaik modüllerde Bypass ve engelleme diyodu bağlantısı	9
Şekil 2.10. Eğim açısı	11
Şekil 2.11. Güneş açıları	12
Şekil 2.12. Güneş enerjisi hücresinin eşdeğer devresi	13
Şekil 2.13. İnverterin iç yapısı	16
Şekil 2.14. Çift yüzlü fotovoltaik hücre yapısı	17
Şekil 3.1. Güneş enerjisi Türkiye potansiyel atlası	20
Şekil 3.2. Sakarya ilindeki lisanssız santralin yerleşim planı	22
Şekil 3.3. Sakarya ilindeki lisanssız santralin gölgelenme kayıplarının değişimi	23
Şekil 3.4. Sakarya ilindeki lisanssız santralin kayıp diyagramı	24
Şekil 4.1. Hesaplarda kullanılan modülün ışıma-güç eğrileri	26
Şekil 5.1. Türkiye'deki güneş enerji santrallerinin illere göre yerleşimi	27
Şekil 5.2. Balıkesir ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	29
Şekil 5.3. Bilecik ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	30
Şekil 5.4. Bursa ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	31
Şekil 5.5. Afyon ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	32
Şekil 5.6. İzmir ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	33
Şekil 5.7. Manisa ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	34
Şekil 5.8. Kahramanmaraş ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	35
Şekil 5.9. Antalya ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	36
Şekil 5.10. Mersin ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	37
Şekil 5.11. Ankara ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	38
Şekil 5.12. Kayseri ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	39
Şekil 5.13. Konya ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	40
Şekil 5.14. Elazığ ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	41
Şekil 5.15. Malatya ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	42
Şekil 5.16. Van ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	43
Şekil 5.17. Adıyaman ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	44
Şekil 5.18. Gaziantep ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	45
Şekil 5.19. Şanlıurfa ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	46
Şekil 5.20. Amasya ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	47
Şekil 5.21. Çorum ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	48
Şekil 5.22. Samsun ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler	49



LİSANSSIZ GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALLERİNDE ÜRETİM KAYIPLARININ ANALİZİ

ÖZET

Dünyada elektrik enerjisi üretiminde sera gazlarının azaltılması yönünde alınan tedbirler sonucu yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanan elektrik santrallerinin kurulumu artmaktadır. Ülkemizde de özellikle güneş enerjisi santrallerinin kurulumunda son yıllarda büyük artış yaşanmaktadır. Fakat, lisanssız elektrik enerjisi üretimi için getirilen bazı yönetmeliklerde herhangi bir -değişiklik yapılmamıştır. Özellikle kurulu güçleri 1 MW'a yakın olan santraller herhangi bir anda sözleşme gücünden daha fazla bir gücü şebekeye verememektedir. Santral işletmecileri de cezaya girmemek, dolayısıyla maddi kayba uğramamak için üretecekleri güçte kısıtlama getirmektedir. Türkiye'de bulunan bütün lisanssız santrallerin benzer durumda olduğu düşünülürse, güç kısıtlamasından dolayı bir yılda önemli miktarda enerji kaybı yaşanmaktadır.

Lisanssız güneş enerjisi santrallerinde yönetmelikten kaynaklanan enerji kayıplarını hesaplayabilmek için ilk önce bütün santrallerin bir yıl boyunca ne kadar bir güç üretebileceğinin hesaplanması gerekir. Bunun için teknik kayıpların neler olduğu ve bunların miktarları bilinmelidir. Bu kayıpların bazılarının hesaplanması kolaydır. Fakat, gölgelenme ve modül sıcaklığı kayıpları santralin bulunduğu ile göre değişmektedir. Gölgeleme kayıplarının ve diğer kayıpların hangi derecede olduğunu hesaplamak için PVsyst programı kullanılacaktır. Modül sıcaklığından dolayı oluşan kayıplar çok fazla olabileceğinden bütün illerde modüllerin sıcaklıkları ısıma ve hava parametreleri kullanılarak bulunacaktır. Bunun için geliştirilen yöntemler gerçek ölçüm verileriyle karşılaştırılacak ve gerçeğe en yakın olan model kullanılacaktır.

Türkiye'deki bütün lisanssız güneş enerjisi santrallerinde gerçek ısıma değerleri ve oluşacak teknik kayıplar kullanılarak her saat için üretilebilecek güç miktarları hesaplanacaktır. Üretilen gücün sözleşme gücünden büyük olduğu her saat için üretilmeyen elektrik enerjisi hesaplanacaktır. Bütün santrallerde bir yıl boyunca hesaplanan üretilmeyen elektrik enerjisi aylık tablolar halinde verilecektir.



INVESTIGATION OF PRODUCTION LOSSES IN UNLICENSED SOLAR POWER PLANTS

SUMMARY

As a result of the precaution taken to reduce greenhouse gases in electrical energy production in the world, the installation of power plants using renewable energy sources is increasing. In our country, there has been a great increase in the installation of solar power plants in recent years. However, some regulations for unlicensed electricity generation have not been modified. In particular, power plants with installed capacity close to 1 MW cannot supply more than the agreement power to the grid at any given time. Power plant operators also impose restrictions on the power they can produce in order not to be penalized and thus not to suffer financial loss. Considering that all unlicensed power plants in Turkey are in a similar situation, a significant amount of energy is lost in a year due to power constraints.

In order to calculate the energy losses caused by the regulation in unlicensed solar power plants, it must be calculated first how much power will be produced for all power plants for a year. For this, the technical losses and their amounts should be known. Electricity generation in grid-connected solar energy systems depends on the geographical location, system configuration, parameters affecting the radiation, thus module temperature and the layout of the modules.

Large solar power plants are installed in the countryside, and there are many sources of dust and dirt around them. These dusts accumulate on the modules over time and somewhat prevent the radiation coming into the cell. Although the amount of losses due to dusting is not known exactly, many studies have been done on this subject. In some of these studies, it was concluded that pollution losses vary greatly from country to country. Apart from dusting, bird droppings cause point pollution on module surfaces. Since cells are connected in series in the module, this affects the whole system negatively. For this reason, the performance of solar power plants due to radiation should be constantly monitored and instantaneous action should be taken against such negative effects.

Some of the solar radiation falling on the module surface is reflected back from the module surface before it can pass to the cell side. The losses that occur when the radiation is reflected back are called reflection losses. Radiation reaching a solid body usually performs the following three optical movements. These are the reflection, where the radiation returns, the transmission, where the radiation penetrates the body, and the absorption, which is the state where the radiation enters the body and is captured. The quality of the material depends on the optical reflection, low transmission losses, and excess of absorbed radiation. Crystalline silicon absorbs more radiation than amorphous silicon. Raw silicon in contact with air reflects back 33% of the light. Modules are produced from different layers to prevent reflections and maximize absorption.

In order to maximize the energy to be produced in a certain radiation in solar power systems, it is desired that the radiations on all module surfaces must be the same. But solar orbit, clouds, trees, structures, etc. since the effects cause shadowing, there may

be differences in the radiation incident on the modules. Since these differences negatively affect the entire system, the performance of the system can be significantly affected. By increasing the distances between the modules, the shading losses that will only occur due to the sun orbit in the morning and evening hours can be reduced. However, in this case, land costs will increase, as much more space will be needed for the placement of modules.

Special algorithms have been developed in inverters to reduce shading losses in solar power plants. While there is only one peak in the power-voltage curve in normal operation, more than one peak occurs depending on the number of serial modules in the case of shadowing. Finding the global peak in this curve is a complex situation, and it is desirable to find this point very quickly. To further reduce losses, inverters usually have multiple DC inputs. Another factor affecting the ghosting losses is the distance between the modules. If the distance between the modules decreases, especially between November and February, since the angle of incidence of the sun is low, the panels shade each other and the losses increase. In order to reduce these losses, more efficient modules are used in the same land and the distance between them is increased. Another option is to enlarge the area of the land to be established.

In order to obtain maximum power from the photovoltaic modules, the panels should be placed at a certain angle of inclination with the horizontal plane, so that the sun's rays can fall at a right angle. The level of radiation falling on the panels depends on the latitude and longitude of the place where the PV panels are placed. Sunlight falls at a steep angle at noon and at a low angle in the morning and afternoon. For this reason, the angle of inclination of the panels differs according to the regions and changes depending on the months.

Electricity generation in solar energy systems depends on solar radiation as well as ambient temperature, and thus module temperature and wind speed. In other words, the point at which the modules generate the maximum power varies depending on environmental factors. Temperature is the most important of these. As the module temperature increases, the module short-circuit current increases, and its voltage drops faster accordingly. As a result, the module output power is seriously reduced.

Inverters consist of DC input filter, converter that adjusts DC voltage, inverter that converts DC voltage to AC voltage with AC output filter. The boost converter adjusts the DC voltage to maximize the power taken from the modules and the losses in this unit are around 0.5%. Many algorithms have been developed to find the maximum power point. These algorithms can be constant voltage, increased conductivity, open circuit voltage monitoring, short circuit current monitoring. When inverters were first used in solar energy systems, they included IGBT switching components for low voltage networks. The direct voltage to alternating voltage conversion losses were as high as 2.5%. As a result of the developments in power electronics circuits, IGBT switching components were replaced by MOSFETs and switching losses were reduced.

In solar energy systems, DC cables are used between the modules and between the module and the inverter, and AC cables are used between the inverter and the grid connection point. The cross-sections of these cables are determined so that the voltage drops are usually less than 1.5%.

In solar energy systems, modules are connected in series and parallel to obtain the desired voltage and power. Although manufacturers comply with international standards when producing modules, there may be slight differences between modules.

During serial and parallel connection of modules, there may be differences in current and voltage due to these differences.

Inverters used in solar energy systems must have a maximum power point tracker unit (MPPT) in order to keep the power they will receive from the sun at maximum in variable radiation conditions. Many algorithms have been developed for this and their efficiency in finding the maximum power point in inverters is very high.

The parameter that affects the losses the most in solar energy systems is the module temperature. The module temperature is directly dependent on the altitude of the area where the modules are located relative to the sea level, the humidity of the air, the outdoor temperature and the wind speed. As the air temperature and the amount of radiation increase, the temperature in the modules will also increase, so the losses will also increase. The humidity in the air will prevent the radiation coming to the modules to some extent and will have a negative effect on the cooling of the modules. Wind has a positive effect on module efficiency.

Some of these losses are easy to calculate. However, shading and module temperature losses vary according to the location of the power plant. The PVsyst program will be used to calculate the degree of shadow losses and other losses. Since the losses due to the module temperature may be too high, the temperatures of the modules in all provinces will be found by using the radiation and air parameters. The methods developed for this will be compared with the actual measurement data and the model closest to the real measurements will be used.

All solar module manufacturers calculate the values given in their catalogs using 1000W/m^2 solar radiation and $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ module temperature. Module efficiencies change at values other than these values. Efficiency decreases for each value of module temperature more than $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ and this is given in the manufacturer's catalogues. The decrease in the power produced per temperature of the selected module is given in the table below. Many methods have been developed to find the module temperature from ambient conditions. Among these models, the wind speed is taken into account in the Faiman, King and Muzathik models. It should be known which of these methods gives a true value so that the temperature losses can be calculated correctly. Otherwise, if the module temperature, which affects the losses the most, is found incorrectly, the calculated output power values will also be incorrect. For this, the data of a photovoltaic system operating in real weather conditions at Kocaeli were used. All methods were compared using these data and air parameters. From these data, it was concluded that the closest value to the truth in estimating the module temperature was obtained by the Muzathik method. Therefore, in order to accurately calculate the power to be obtained from the solar power system, the temperature values that will be reached by the modules in that province for a year will be calculated by the Muzathik method, using the air parameters and radiation values of all cities.

According to the Energy Market Regulatory Authority in Turkey (EPDK) grid connection regulation, if the power supplied to the grid at any time exceeds the contract power, the electricity generation fee for that month is not paid. For this reason, companies are giving a little less power to the grid than the contracting power by reducing the power to be given by the inverters, as they suffer a great loss. This causes loss of income for companies and seriously affects the country's economy. In order to calculate this loss, the electrical energy that can be produced in all solar power plants in Turkey will be calculated.

The grid connection power of unlicensed solar power plants has been selected as 950 kW for each, and any power produced above this power is considered as non-produced power in accordance with the regulation. Since the production calculation is made hourly, the unproduced power is multiplied by 1 hour and the unproduced energy is calculated for each hour. In the calculations, hourly radiation data for Kocaeli city and the Turkey Energy Potential Atlas were used to find the annual approximate solar radiation values for each cities.

When the power produced by solar power plants in three cities selected for seven geographical regions in Turkey is examined, the power produced by some power plants, especially in May, did not exceed the contractual power. The reason for this is that the solar radiation values in those cities are lower than in other provinces. While the contract power was exceeded in May, especially in some cities in the Southeastern Anatolia region, the excess was less in Mersin, which is at the same latitude as these provinces. The reason for this is that this province is humid and the modules are warmer due to atmospheric conditions. As can be seen from the power calculated for each hour in a day, production differences have been observed between the provinces where the same solar radiation comes from. The reason for this is that the altitudes of the provinces are different according to the sea level and the wind conditions. Since the module temperature is lower in high and windy regions, it has been observed that there is a decrease in module losses. In all provinces where unlicensed solar power plants are located, the power produced for each hour of the year, hence the energies, has been calculated and the electrical energy that cannot be produced due to the contract power restriction is given in the tables.

As can be seen from the calculations, the total unproduced energy varies according to the months. The total energy that all unlicensed power plants in our country cannot produce due to EPDK regulation is 228010,90 MWh annually. Different tariffs are applied according to electricity energy prices, commercial, industrial and public institutions. If the price of electrical energy is assumed to be 3 TL/kWh on average, a financial loss of approximately 684.032.700 TL occurs for 2022 due to EPDK regulation.

1. GİRİŞ

Güneş ışığı mevcut en büyük yenilenebilir enerji kaynağı olması nedeniyle elektrik enerjisi üretimi için çok yüksek bir potansiyele sahiptir. Son yıllarda büyüyen fotovoltaik endüstrisi sayesinde modül üretim maliyetleri düşmüştür. Ayrıca güç elektroniği teknolojilerindeki gelişmelerle birlikte düşük maliyetli yüksek verimli eviriciler geliştirilmiştir. Günümüzde dünya elektrik enerjisi ihtiyacının önemli bir kısmı fosil yakıtlı kaynaklardan elde edilmektedir. Fakat, fosil yakıtların tükenme riski ile birlikte sera gazı etkisi ile çevreye verdiği olumsuz etkiler nedeniyle bu kaynakların yerini yenilenebilir enerji kaynakları almaktadır. Bunun sonucunda ülkelerin Paris Anlaşması [1] çerçevesinde çevreye verdiği CO₂ salınımları da azalmış olacaktır. Güneş enerjisi doğrudan veya dolaylı olarak kullanılabilir ve bunun için farklı teknolojiler geliştirilmiştir. Bunlar elektrik enerjisi üretimi, ısıtma ve soğutma sistemleri teknolojileridir.

Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) raporuna göre 2050 yılına kadar dünya enerji ihtiyacının %11'i güneş enerjisinden sağlanması beklenmektedir [2]. Bunun sonucunda 2050 yılına kadar atmosfere salınan CO₂ emisyonları 100 giga ton olacaktır. Ülkemizde de bu amaçlı son yıllarda birçok güneş enerji santralleri kurulmuş ve hala devam eden projeler bulunmaktadır. Ülkemiz, 3,6 kWh/m² -gün yıllık ortalama güneş radyasyonu ve 2640 saat yıllık ortalama güneşlenme süresi ile büyük bir güneş enerjisi potansiyeline sahiptir. Ülkemizin Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası'na (GEPA) göre, yıllık toplam güneşlenme süresinin 2.737 saat (günlük 7,5 saat), yıllık toplam gelen güneş enerjisinin 1.527 kWh/m², günlük en az 3,29 kWh/m² ve en fazla 5,48 kWh/m² olduğu tespit edilmiştir [3].

Fotovoltaik sistem geleneksel olmayan enerji kaynaklarından biri olup, zararlı gazlar ve CO₂ salınımları üretmez. Bir fotovoltaik (PV) hücrenin güneş ışığını elektriğe dönüştürdüğü fiziksel süreç fotovoltaik etki olarak bilinir ve bunun sonucunda görünür ışık doğru akıma dönüştürülür. Tek bir fotovoltaik hücre, yaklaşık 3 watt'a kadar güç üretebilir. Bu güç ancak hesap makineleri gibi çok küçük güçteki bir elektrikli cihazı

alıştırabilir. Bu nedenle, fotovoltaiik hücreler seri ve paralel olarak birbirine bağlanarak önce modül daha sonra panel ve dizi haline getirilirler.

Fotovoltaiik sistemlerin planlanmasında yıllık olarak üretecekleri elektrik enerėisinin doğru olarak tahmin edilmesi yatırımın fizibilitesi açısından çok önemlidir. Bu fizibilitenin en doğru şekilde yapılabilmesi için oluşabilecek kayıpların iyi hesaplanması ve bunların en aza indirilmesi gerekmektedir. Kayıplar projelendirilmenin doğru yapılmamasından kaynaklı teknik sebepler, işletme sırasında ortaya çıkan arızalar ve üretilmeyen elektrik enerėisinden dolayı oluşan ekonomik kayıplar olmak üzere en temelde e ayrılır. Bir güneş enerėisi sisteminin performansını ölçmek için üç farklı yöntem kullanılmaktadır [4,5]. Fotovoltaiik sistemlerin performansının belirlenebilmesi için yapılan uluslararası çalışmalar sonucunda performans oranı tanımını ortaya konmuş ve bu tanım IEC 61724 nolu standartta belirtilmiştir [6].

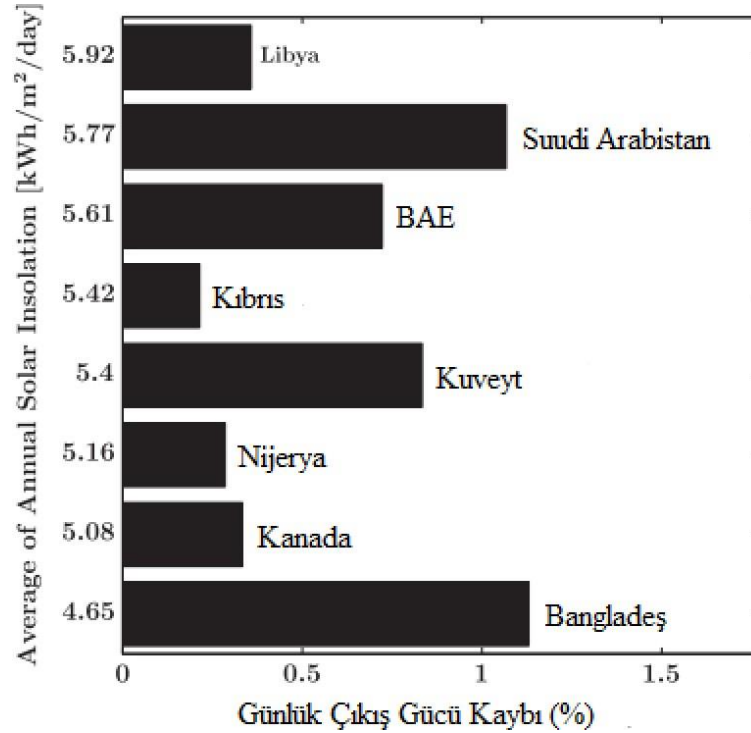
Güneş enerėi santrallerinde oluşan teknik kayıplar ışınım, sistem ve evirici kayıpları olmak üzere üç ana gruba ayrılır. Bunlarda kendi aralarında birçok alt gruba ayrılırlar. Bu kayıplardan bazıları projelendirme sırasında azaltılabilmekle birlikte, bazı kayıpların azaltılması çok zordur. Sonuç olarak güneş enerėi santrallerinde kayıplar, çevresel koşullardan tasarıma, kullanılan malzemeden işçiliğe kadar birçok faktöre bağlıdır.

2. TEKNİK KAYIPLAR

Şebeke bağlantılı güneş enerji sistemlerinde elektrik enerjisi üretimi coğrafi konuma, sistem konfigürasyonuna, ışıınımı etkileyen parametrelere dolayısıyla modül sıcaklığına ve modüllerin yerleşim biçimine bağlıdır. Bu kayıpların miktarları ve etkileri sırayla aşağıda açıklanacaktır.

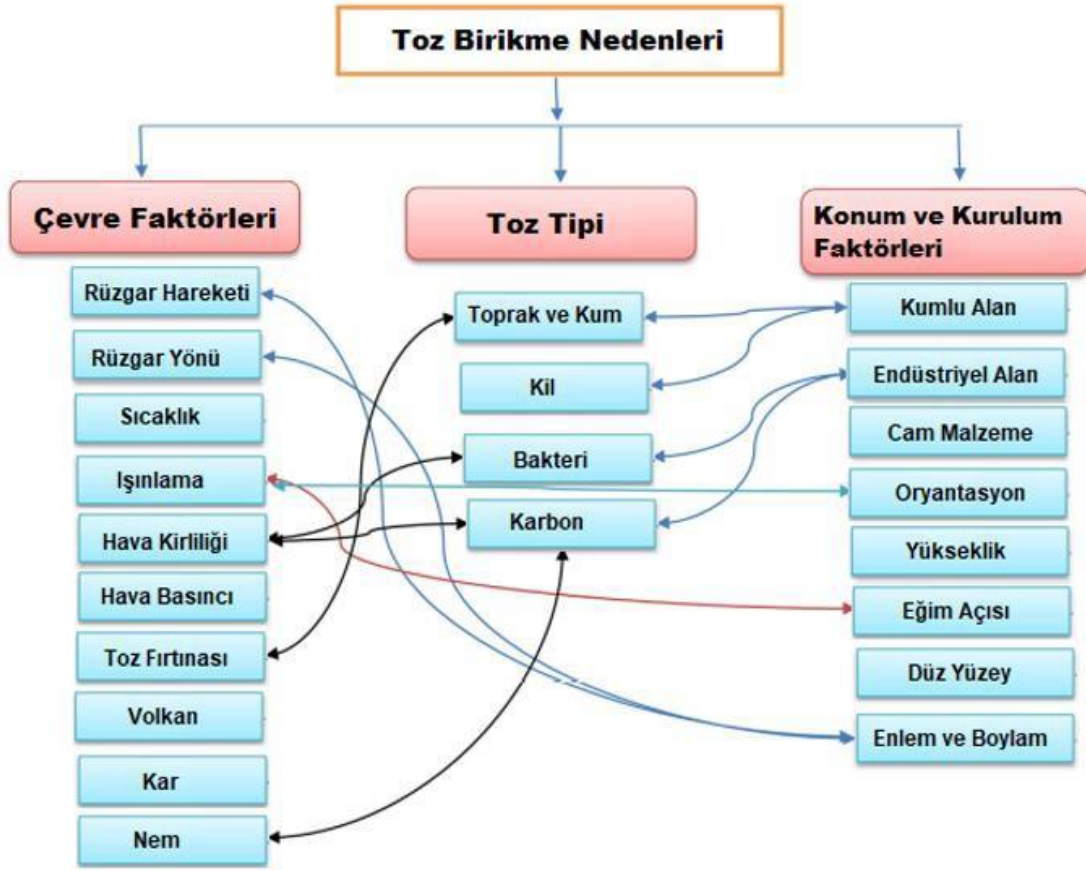
2.1. Tozlanma

Büyük güçlü güneş enerji santralleri kırsal alana kurulmakta olup, etraflarında birçok toz ve kir kaynağı bulunmaktadır. Bu tozlar zamanla modüllerin üzerine birikerek, hücreye gelen ışıınımı bir miktar engellemektedir. Tozlanmadan dolayı oluşan kayıpların miktarları tam olarak bilinmese de bu konuda birçok araştırma yapılmıştır [7-13]. Bu çalışmalardan bazılarında tozlanma kayıplarının ülkeden ülkeye çok değiştiği sonucuna varılmıştır. Şekil 2.1’de ülkelere bağlı olarak bu kayıpların miktarları görülmektedir [14].



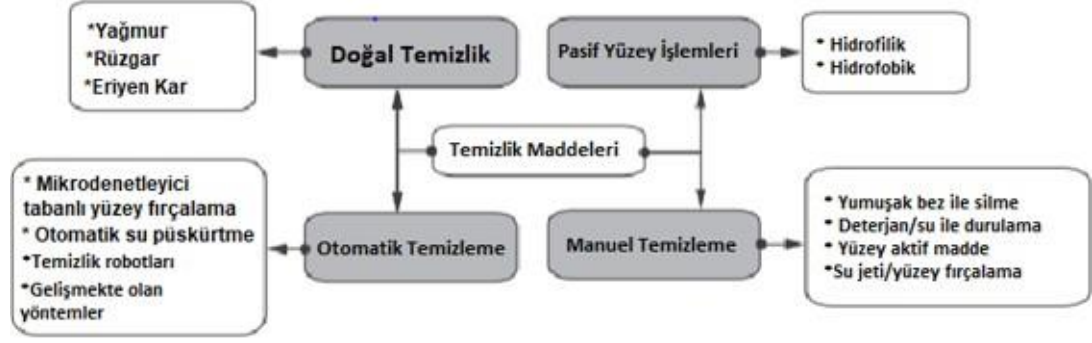
Şekil 2.1. Tozlanmadan dolayı güç kayıplarının ülkelere göre değişimi.

Toz zerreciklerinin fiziksel ve kimyasal özellikleri güneş ışınımını engellemede önemli rol oynamaktadır. Karbon ve çimento parçacıklarının kirlenmeye etkisi daha fazladır. Düşük eğim açılarında modül yüzeylerinde daha fazla toz birikmektedir. Havadaki nemin artması durumunda tozların birikme olasılığı artmaktadır. Özellikle deniz kenarlarına yakın yerlerde kurulmuş güneş enerji santrallerinde bu nem etkisi çok daha fazla görülmektedir. Bazı mevsimlerde ortaya çıkan sis de aynı etkiyi göstermektedir. Tozlanmaya neden olan etkenler ve etkileri Şekil 2.2’de verilmiştir [15].



Şekil 2.2. Güneş enerjisi panellerinin yüzeyinde biriken tozun nedenleri.

Tozlanmadan ayrı olarak, kuş dışkıları modül yüzeylerinde noktasal olarak kirlenmeye neden olmaktadır. Modülde hücreler seri bağlandığından bu durum bütün sistemi olumsuz etkilemektedir. Bu nedenle, güneş enerjisi santrallerinin ışımaya bağlı olarak performansları sürekli izlenmeli ve bu tür olumsuz etkilere karşı anlık müdahale edilmelidir. Uzun zaman sürecinde modül yüzeyine biriken toz ve kirleri gidermek için farklı uygulamalar vardır. Bu uygulamalar aşağıdaki şekilde verilmiştir [14].



Şekil 2.3. Modül yüzeyine biriken toz ve kirleri gidermek için kullanılan yöntemler.

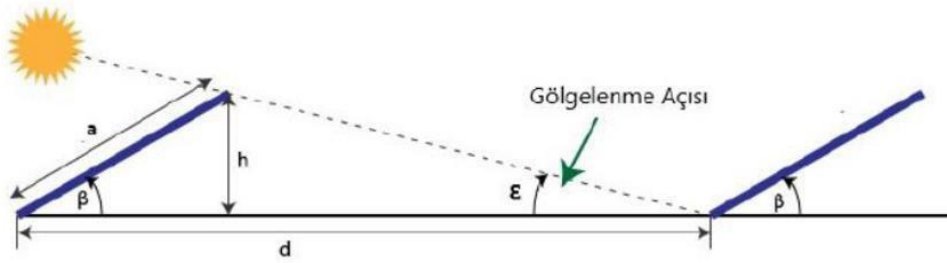
2.2. Yansımaya

Modül yüzeyine düşen güneş ışınımının bir kısmı hücre tarafına geçmeden modül yüzeyinden geri yansır. Işınımın geri yansması halinde oluşan kayıplara yansımaya kayıpları denir. Katı bir cisme ulaşan ışınım genellikle aşağıdaki üç optik hareketi yerine getirir. Bunlar ışınımın geri döndüğü yansımaya, ışınımın cisme nüfuz ettiği iletim ve ışınımın cismin içine girip yakalanma durumu olan emilmedir. Malzemenin kalitesi optik yansımaya, iletimdeki kayıpların düşüklüğüne, emilen ışınımın fazlalığına bağlıdır. Kristal silisyum, amorf silisyuma göre daha fazla miktarda ışınımı emmektedir. Hava ile temas halindeki ham silisyum ışığın %33'nü geri yansır. Yansımaların önlenmesi ve emilmenin maksimum seviyeye çıkartılması için modüller farklı katmanlardan üretilir. Fotovoltaik modüllerin üst camın yüzeyinde yapılan kaplamalar emilmeyi artırmakta ve yansımaya azaltmaktadır. Hücreler de aynı şekilde ışığın yansımalarını önleyen Yansımaya Önleyici Kaplama (Anti – reflective coating) malzeme ile kaplıdır. Yansıyan güneş ışınımının büyüklüğü güneş ve fotovoltaik modül arasındaki açıya ve modülün kırılma indeksine göre değişir. Normal bir ışınımında güneş modülleri gelen ışınımın %4'ünü yansıtırlar [16].

Güneş enerjisi modüllerinde yansıyan ışınımın da yararlanmak için son yıllarda yeni bir ürün geliştirilmiştir. Bifacial olarak da adlandırılan bu modüllerle yeryüzünden veya cisimlerden yansıyan ışık modül altına çarpmakta ve verimliliği artırmaktadır.

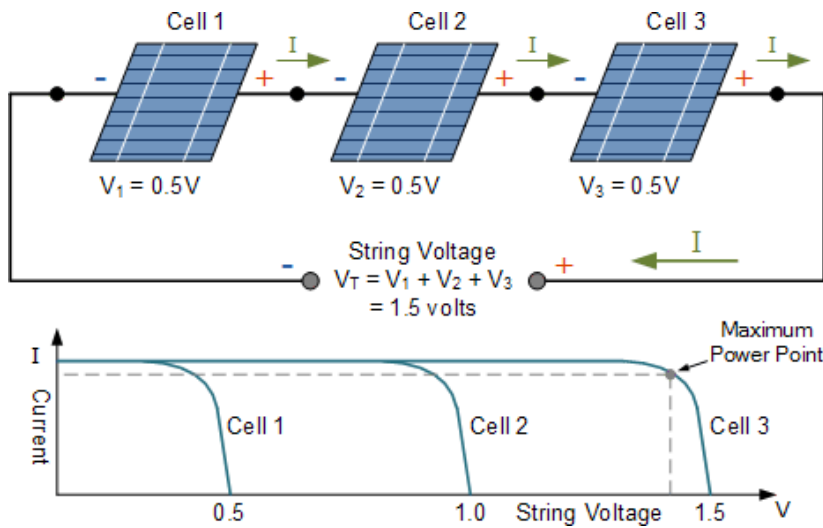
2.3. Gölgeleme Etkisi

Güneş enerji sistemlerinde belirli bir ışımda üretilecek enerjinin maksimum olması için bütün modül yüzeylerindeki ışımların aynı olması istenir. Fakat güneş yörüngesi, bulutlar, ağaçlar, yapılar vb. etkiler gölgelemeye neden olduğundan modüller üzerine gelen ışımlarda farklılıklar olabilir. Bu farklılıklar bütün sistemi olumsuz etkilediğinden sistemin performansı önemli derecede etkilenebilir. Modüller arasındaki mesafeler artırılarak sabah ve akşam saatlerinde güneş yörüngesinden dolayı oluşacak gölgeleme kayıpları azaltılabilir. Fakat, bu durumda modüllerin yerleştirimi için çok daha fazla alana ihtiyaç olacağı için arazi maliyetleri artacaktır. Şekil 2.4'te modüller arasındaki mesafenin gölgelemeye etkisi görülmektedir.

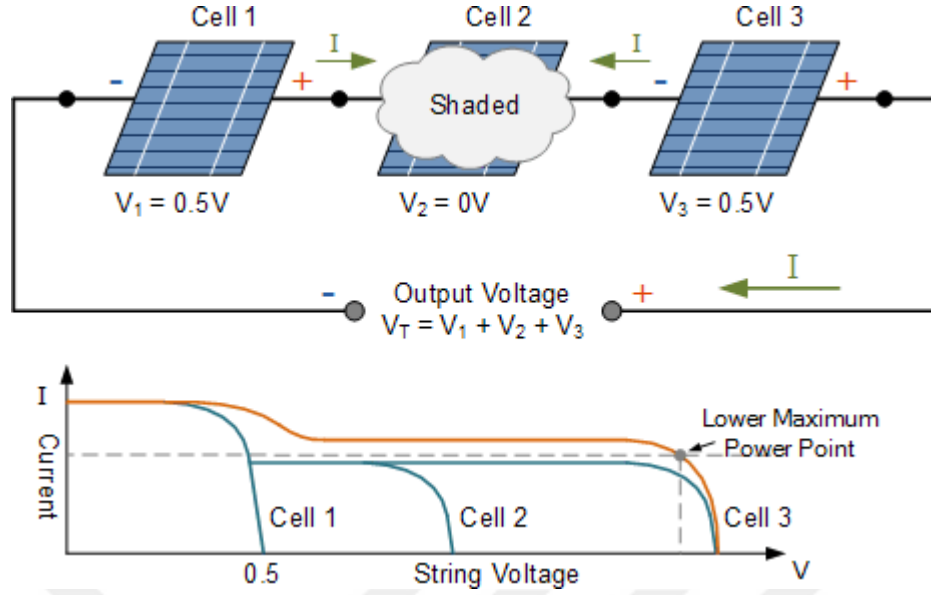


Şekil 2.4. Modüller arasındaki mesafe ve gölgeleme.

Güneş santrallerinde modüller seri ve paralel bağlanarak gruplandırılır ve invertere bağlanır. Seri sistemde akım aynı olduğundan (Şekil 2.5) herhangi bir modülün gölgelemesi durumunda bu akım düşer ve üretilen güç azalır. Gölgeleme durumundaki akım ve gerilim grafikleri ise Şekil 2.6'da verilmiştir.



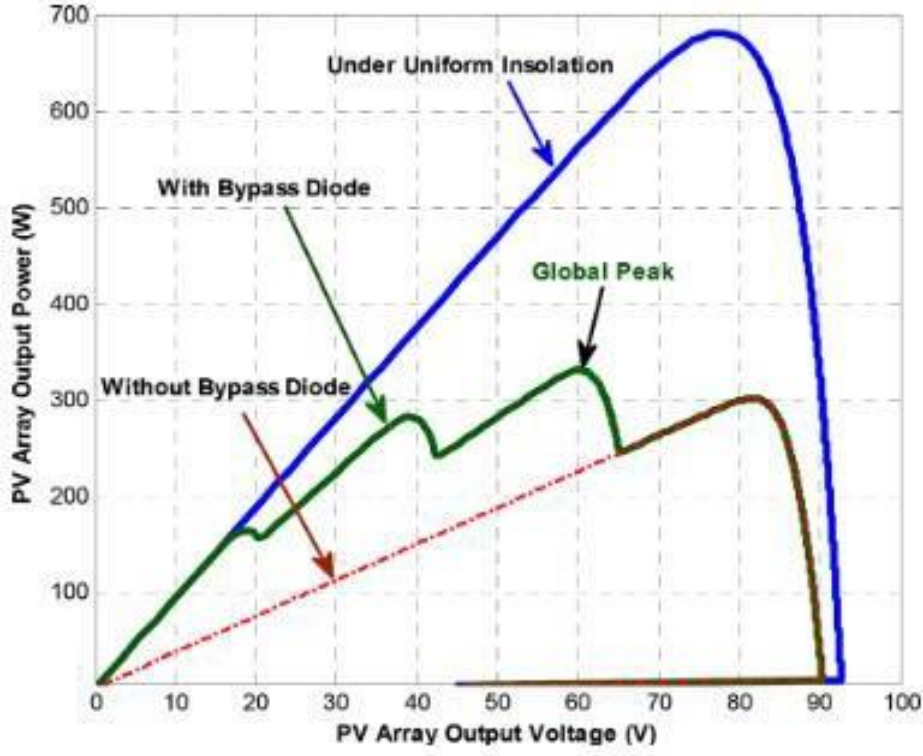
Şekil 2.5. Fotovoltaik hücrelerin seri bağlanması.



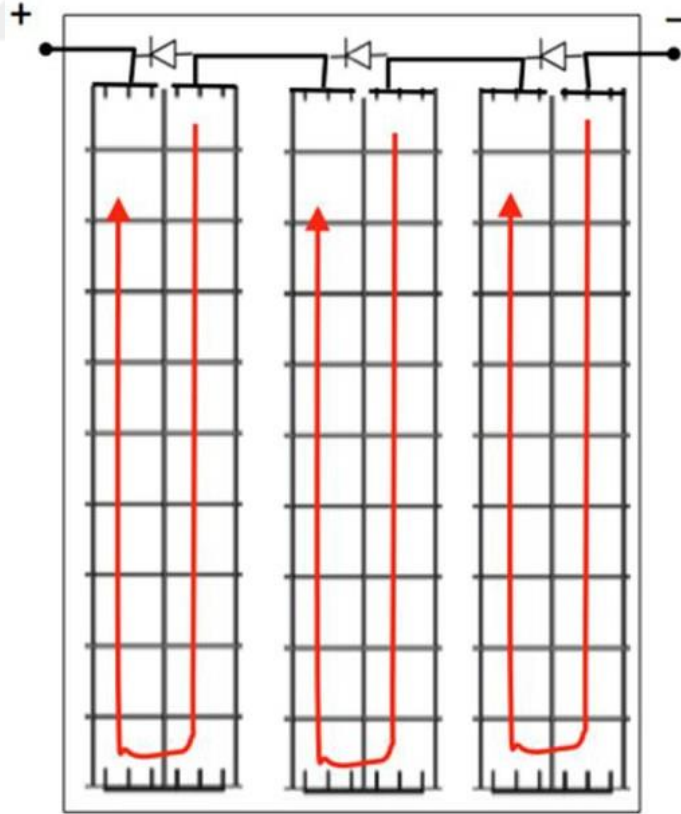
Şekil 2.6. Gölgeleme durumunda seri sistemin akım-gerilim eğrileri.

Gölgeleme durumunda bir modülden alınabilecek toplam güç gerilime göre değişkenlik göstermektedir. (Şekil 2.7). Günümüzde üretilen bütün modüller hücrelerin seri bağlandığı üç parçadan oluşmaktadır. Modüllerde gölgelenen hücreleri devre dışı bırakmak ve oluşan kayıpları azaltmak için Bypass diyotları kullanılmaktadır. Bypass diyodu gölgeli kısımları kısa devre yaparak seri sistemden maksimum akımın geçmesini sağlar. Bu kayıpları azaltmak için her bir hücreye Bypass diyodu bağlanabilir. Fakat bu durumda modül maliyeti çok fazla artar. Bu nedenle modüllerde hücreler üç gruba ayrılır ve bu gruplar arasında üç adet Bypass diyodu bağlanır. (Şekil 2.7).

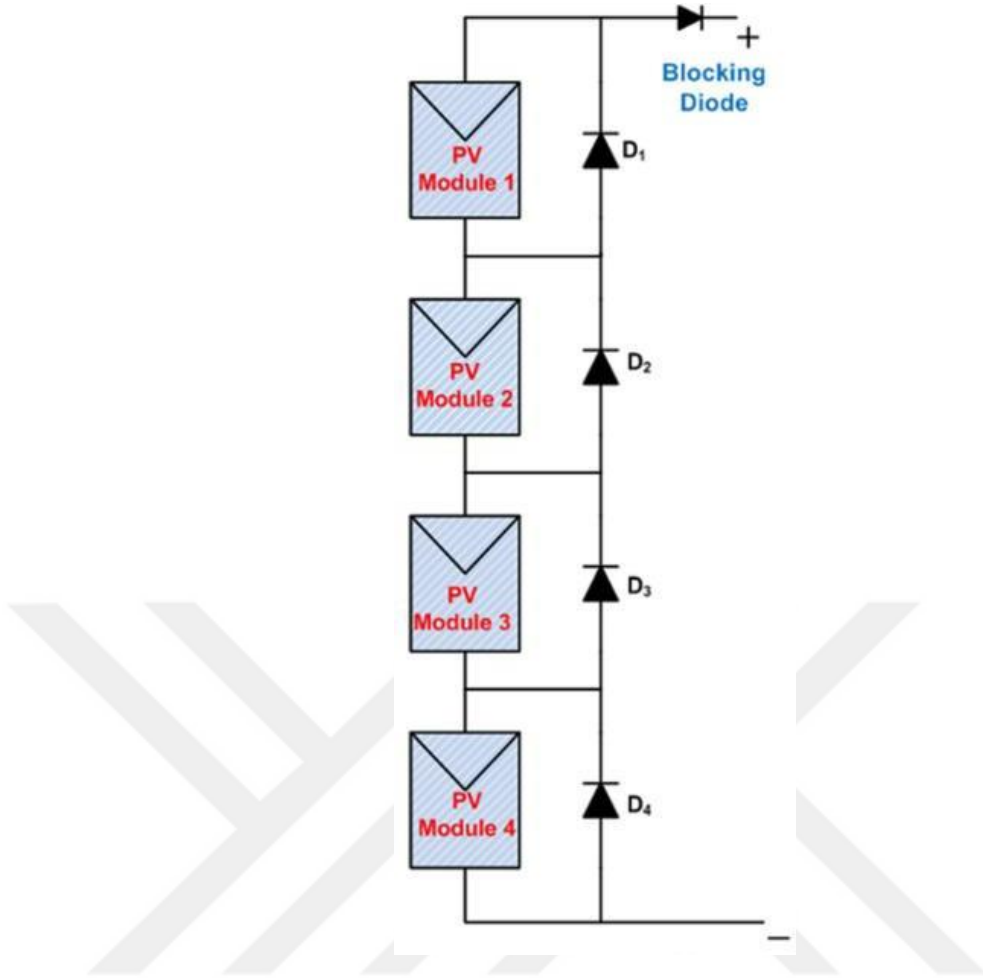
Güneş enerji santrallerinde gölgelenme kayıplarını azaltmak için inverterlerde özel algoritmalar geliştirilmiştir. Normal çalışma durumunda güç-gerilim eğrisinde yalnızca bir tane tepe noktası varken, gölgelenme durumunda seri modül sayısına bağlı olarak birden fazla tepe noktası oluşmaktadır (Şekil 2.7). Bu eğrideki global tepe noktasını bulmak karmaşık bir durum olup, bu noktanın çok hızlı bir şekilde bulunması istenir. Kayıpları daha da azaltmak için inverterlerde çok sayıda DC giriş bulunmaktadır. Her bir giriş için ayrı maksimum güç bulunur ve Şekil 2.9'da görüldüğü gibi seri diyot bağlanarak sirkülasyon akımının akması engellenir.



Şekil 2.7. Gölgeleme durumunda gerilim-güç eğrileri.



Şekil 2.8. Fotovoltaik modülde Bypass diyodu bağlantısı.



Şekil 2.9. Seri fotovoltaik modüllerde Bypass ve engelleme diyodu bağlantısı.

Gölgeleme kayıplarını azaltmak için her bir modüle veya iki modüle bir bağlanan DC optimizörler geliştirilmiştir. Bu cihazlar her bir modüle üretilen gücü maksimum yapmaya çalışır. Optimizörler DC gerilime ayarladıklarından, alternatif akıma dönüştürmek için ayrıca bir eviriciye ihtiyaç duyarlar.

Diğer bir yöntemde mikro eviricilerin kullanılmasıdır. Burada her bir modülün çıkışındaki DC güç mikroeviriciler yardımıyla AC'ye dönüştürülür. Bu sistemin maliyeti çok yüksektir ve arızalanma olasılığı da fazladır. Dolayısıyla çok fazla tercih edilmezler.

Gölgeleme kayıplarını etkileyen diğer bir etken modüller arasındaki mesafedir. Modüller arasındaki mesafe azalırsa özellikle Kasım-Şubat ayları arasında güneşin gelme açısı düşük olduğundan paneller birbirine gölge oluşturur ve kayıplar artar. Bu kayıpları azaltmak için aynı arazi içine verimi daha yüksek modüller kullanılıp aralarındaki mesafe açılır. Bir başka seçenek ise kurulacak arazinin alanının büyütülmesidir.

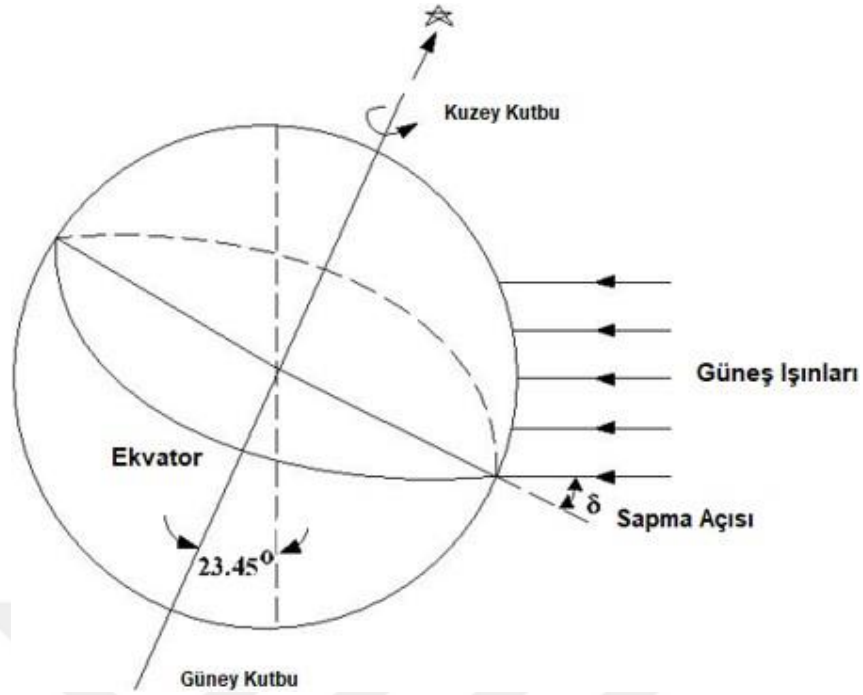
2.4. Modül Eğimi

Fotovoltaik modülllerden maksimum güç elde etmek için paneller yatay düzlem ile belirli eğim açısı oluşturacak şekilde yerleştirilmelidir ve böylece güneş ışınları dik açıyla düşebilir. Panellerin üzerine düşen radyasyon seviyesi, PV panellerin yerleştirildiği yerin enlem ve boylamına bağlıdır. Güneş ışıkları öğle saatlerinde dik bir açıyla düşerken, sabahları ve öğleden sonra düşük bir açıyla düşer. Bu nedenle panellerin eğim açısı bölgelere göre farklılık göstermekte ve aylara bağlı olarak değişmektedir.

Dış atmosferde metrekaresine ulaşan güneş ışınımı 1367 W/m^2 'dir. Ancak yeryüzüne düşen güneş ışıklarının bir kısmı atmosfer ve bulutlar tarafından emilir ve geri yansıtılır. Yere düşen güneş ışınları ile yüzeyler arasında bazı açılar oluşur. Güneşin farklı dönemlerdeki konumu, güneş açıları tarafından belirlenir. Ayrıca, güneşin bir gün içindeki hareketini izlemek için güneş açıları kullanılır. Güneşin dönüşü, bulunduğu yerin enlem ve boylamına bağlı olarak değişir. Bu nedenle, aynı dönemde farklı enlem ve boylamdaki konumlar için güneş açıları farklı olacaktır. Dolayısıyla güneşin konumunu belirlemek için güneş açılarının bilinmesi gerekir.

Enlem açısı (ϕ), ekvator merkezine göre oluşan açıdır. Ekvatorun kuzeyi pozitif, güneyi negatif olup $-90^\circ < \phi < +90^\circ$ arasında değişmektedir. Boylam ve enlem açıları, dünya yüzeyindeki herhangi bir konumu tanımlamak için kullanılır. Türkiye 36° - 42° kuzey enlemlerinde ve 26° - 45° doğu boylamlarında yer almaktadır [17, 18].

Sapma açısı (δ), güneş ışınları ile ekvator düzlemi arasındaki açıdır. Eğim açısı, dünyanın dönme açısı ile yörünge düzlemi arasındaki $23,45$ derecelik açı nedeniyle oluşur. 21 Haziran'da ($23,45^\circ$) en yüksek noktasına, kışın ise en düşük noktasına 22 Aralık'ta ($-23,45^\circ$) ulaşır. Güneş ışıkları ekvator üzerine yılda iki kez dik açıyla düşer ve bu duruma ekinoks denir. İlkbahar ekinoksu 20 Mart'ta ve sonbahar ekinoksu 23 Eylül'dedir. Ekinoks tarihlerinde gündüz ve gece süreleri eşittir ve sapma açısı 0° 'dir. Dünyanın eğim açısı Şekil 2,10'da gösterilmiştir.



Şekil 2.10. Eğim açısı.

Sapma açısı aşağıdaki denklem ile hesaplanır.

$$\delta = 23.45 \sin \left[360 \times \frac{(284+n)}{365} \right] \quad (2.1)$$

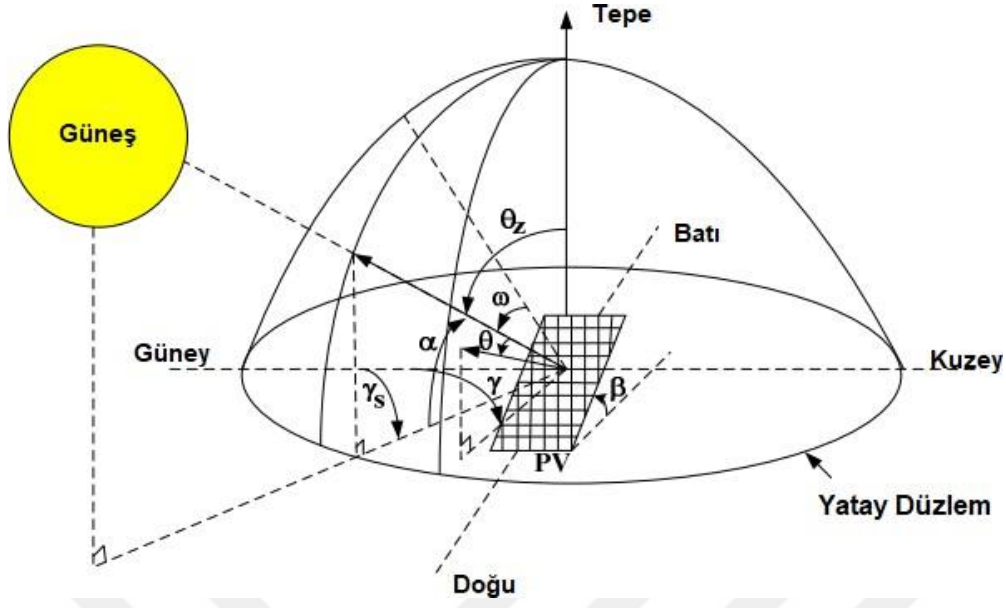
Burada n, yılın gününü temsil eder ve 1 Ocak başlangıç olarak kabul edilir [21].

Saat açısı (ω), güneş ışıklarının boylamı ile konumun boylamı arasındaki açıdır. Öğleden önceki ve öğleden sonraki açı sırasıyla (-) ve (+) olarak alınır. Bu açı öğlen 0'dır. Saat açısı, öğlen ile günün istenilen saati arasındaki fark olarak tanımlanır. Bu açı, bu farkı 15 sabit sayı ile çarparak hesaplanır. Bu sabit sayı, dünyanın Güneş etrafındaki 1 saatlik dönüş açısıdır. Güneş zamanında saat açısı, aşağıdaki denklem ile hesaplanır.

$$\omega = 15(t_s - 12) \quad (2.2)$$

burada t_s , saat cinsinden güneş zamanıdır.

Tepe açısı (z) güneşe doğru olan çizgi ile dikey eksen arasındaki açıdır. Dünya yüzeyinde var olan temel güneş açıları Şekil 2.11'de gösterilmiştir.



Şekil 2.11. Güneş açıları.

Tepe açısı gün doğumu ve gün batımı sırasında 90° iken öğle saatlerinde 0° 'dir. açısı diğer açılara bağlı olarak hesaplanır [20].

$$\cos\theta_z = \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(\omega) + \sin(\delta)\sin(\varphi) \quad (2.3)$$

Güneş yükselme açısı (α), güneşe olan doğru ile yatay düzlem arasındaki açıdır. Bu açı, 90° tepe açısının tümleyenidir. Yükseklik açısı aşağıdaki denklem ile hesaplanır.

$$\alpha = 90 - \theta_z \quad (2.4)$$

Güneş azimut açısı (s) güneşin kuzey veya güney konumu ile doğrudan güneş radyasyonu arasındaki açıdır. Bu açının güneyden doğuya (-) ve güneyden batıya (+) olduğu varsayılır. (s) öğlen 180° 'dir. Azimut açısı aşağıdaki denklem ile hesaplanır.

$$y = \cos - 1 - [(\sin(\alpha) \cdot \sin(\varphi) - \sin(\delta)) \cdot \cos(\alpha) \sin(\varphi)] \quad (2.5)$$

Yüzey azimut açısı (y), normalin yatay bir düzlemde yüzeye izdüşümü ile güneşe doğru olan çizgi arasındaki açıdır. Bu açı güneyde 0, doğuda negatif (-), batıya doğru ise pozitif (+). -180° ile 180° arasında değişir.

Güneş enerjisi panellerinden bir yılda elde edilecek enerjinin maksimum olması için modül eğimlerinin sürekli olarak değiştirilmesi gerekir. Fakat bu sistemin maliyeti yüksek olduğundan modüller mevsimsel veya yıllık olarak sabit açıyla monte edilirler.

Aylık en uygun panel açısının belirlenmesi için seçilen konumun enlemi ve güneşin sapma açısı değeri gerekmektedir. Güneşin sapma açısı,

$$\delta = 23,5 \sin\left(\frac{360}{365}(J + 284)\right) \quad (2.6)$$

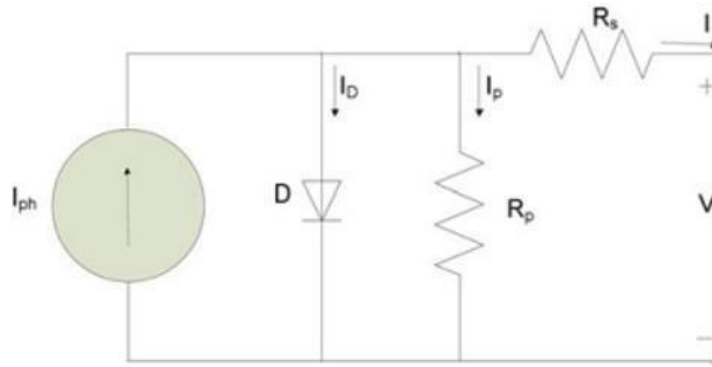
denklemleri ile bulunur. Burada, J değeri 1 ile 365 arasında değer alarak yılın günlerini ifade etmektedir. Aylık en uygun panel açısı,

$$\beta_{optimum} = \phi - \delta \quad (2.7)$$

ile bulunur. Burada ϕ enlem derecesini ve δ güneşin sapma açısını gösterir. Sapma açısının hesaplanmasında kullanılan J değeri için her ayın 15. günü kabul edilebilir [21].

2.5. Modül Sıcaklığı

Güneş enerji sistemlerinde elektrik enerjisi üretimi güneş radyasyonuna bağlı olduğu gibi, ortam sıcaklığına ve dolayısıyla modül sıcaklığı ve rüzgar hızına da bağlıdır. Diğer bir ifadeyle modüllerin maksimum gücü ürettiği nokta çevresel faktörlere bağlı olarak değişmektedir. Sıcaklıkta bunlardan en önemli olanıdır. Modül sıcaklığı arttıkça modül kısa devre akımı artmakta, gerilimi de buna göre daha hızlı düşmektedir. Bunun sonucunda modül çıkış gücü ciddi derecede azalmaktadır. Modüllerin sıcaklığa bağlı olarak kısa devre akımları aşağıda verilmiştir [22]:



Şekil 2.12. Güneş enerjisi hücresinin eşdeğer devresi.

$$I = I_{ph} - I_s \left[e^{\frac{V}{\alpha V_t}} - 1 \right] \quad (2.8)$$

Burada V çıkış gerilimini, I çıkış akımını, I_{ph} fotonun ürettiği akımı, α diyot ideallik katsayısını ve V_t jonksiyon termal gerilimini gösterir. Termal gerilim ise,

$$V_t = \frac{kT}{q} \quad (2.9)$$

İle ifade edilir. Burada T jonksiyon sıcaklığını, k Boltzman sabitini ve q elektron yükünü gösterir. Yukarıdaki fotovoltaiik modülün eşdeğer devresindeki R_s seri direnci ile R_p yalıtım direnci de hesaba katılırsa,

$$I = I_{ph} - I_s \left[e^{\frac{V + R_s I}{\alpha V_t}} - 1 \right] - \frac{V + R I}{R_p} \quad (2.10)$$

Bu denklemlere göre modül sıcaklığı arttıkça akım artmakta gerilim ise düşmektedir. Akımdaki bu artış ile gerilimdeki yüksek düşüş gücün sıcaklıkla çok fazla azalmasına sebebiyet vermektedir. Eğer modül sıcaklığı ölçülebilirse güçteki azalma da kolaylıkla hesaplanabilir. Modül sıcaklığının ölçülmesinin zor olduğu durumlarda dış ortam sıcaklığına göre modül sıcaklığının kestirilmesi gerekir. Bu amaçla birçok bilimsel çalışmalar yapılmıştır [23-25]. Nominal hücre çalışma sıcaklığı modeli, Faiman modeli, Ross modeli, King modeli, Muzzathik modeli [26] ve sonlu farklar yöntemi bunlardan bazılarıdır.

Nominal çalışma sıcaklığı modeli (NOCT) IEC standartları tarafından tanımlanmıştır [27,28]. Bu model, 45° güney enlemi, 800 W/m² radyasyon ışımasına, 20°C ortam sıcaklığına ve 1m/s rüzgar hızına göre karakterize edilmiştir. Nominal sıcaklık ile modül sıcaklığı arasındaki bağıntı,

$$T_{pv} = T_a + (NOCT - 20) \frac{G}{800} \quad (2.11)$$

ile ifade edilir. Burada T_{pv} modül sıcaklığını T_a ortam sıcaklığını, G global radyasyonu ve NOCT tip ve üretimdeki değişikliği gösterir. Monokristal için bu katsayı 45, polikristal için de 46 alınabilir [29].

Yukarıdaki modelde rüzgarın etkisi dikkate alınmadığından doğru sonuçları kestirmek zordur. Faiman modelinde ise aşağıdaki denklemde görüldüğü gibi rüzgarın etkisi dikkate alınmaktadır.

$$T_{pv} = T_a + \frac{G}{U_0 + U_1 v} \quad (2.12)$$

Burada U_0 ve U_1 ısı kayıp katsayılarını v rüzgar hızını gösterir. Isıl kayıp katsayıları

sırasıyla 25 ve 6,84 alınabilir [30].

Ross modelinde modül sıcaklığını kestirmek için aşağıdaki denklemde görüldüğü gibi ortam sıcaklığı ile güneş radyasyonu kullanılır.



$$T_{pv}=T_a +kG \quad (2.13)$$

Burada T_a ortam sıcaklığını, G radyasyon ışımasını ve k ise katsayıyı gösterir. Bazı durumlarda bu katsayı $0,3 \text{ cm}^2\text{C/mW}$ olarak alınır [31].

King modeli Sandia Ulusal Laboratuvarında çalışan bir grup araştırmacı tarafından geliştirilmiştir [32]. Bu model daha önceden bulunan nominal çalışma sıcaklığı modelinin geliştirilmiş halidir. Aşağıdaki denklemde ifade edilen bu modelde rüzgarın etkisi dikkate alınmıştır.

$$T_{pv}=T_a +G^{a+bv} \quad (2.14)$$

Burada T_a ortam sıcaklığını, G radyasyon ışımasını, v rüzgar hızını, a ve b katsayıları gösterir. Bu katsayılar genellikle 3,47 ve -0,0594 alınır.

Muzathik modelinde modül sıcaklığı üç çevresel faktöre bağlıdır [26]. Bu çevresel faktörler,

$$T_{pv}=0,3529+0,943T_a +0,0195G-1,528v \quad (2.15)$$

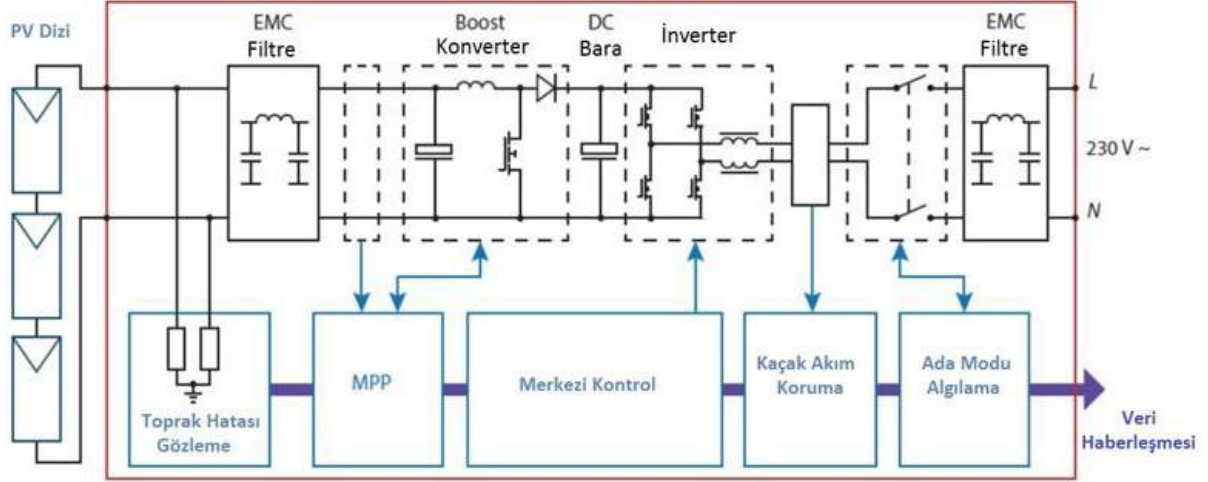
ile gösterilir. Bu denklemden de görüldüğü gibi, modül sıcaklığının kesitirilmesinde v rüzgar hızı hesaba katılmaktadır.

2.6. İnverter Kayıpları

İnverterler DC giriş filtresi, DC gerilimi ayarlayan konverter, DC gerilimi AC gerilime çeviren inverter ve AC çıkış filtresinden oluşmaktadır. Bu kısımların bağlantıları aşağıdaki şekilde verilmiştir. Boost konverter modüllerden alınan gücü maksimum yapmak için DC gerilimi ayarlar ve bu birimde meydana gelen kayıplar % 0,5 civarındadır. Maksimum güç noktasını bulmak için birçok algoritma geliştirilmiştir. Bu algoritmalar sabit gerilim, değiştir-gözle, artan iletkenlik, açık devre geriliminin izlenmesi, kısa devre akımının izlenmesi şeklinde olabilir [33-50]. Çalışmamızın amacı doğrudan eviricilerle ilgili olmadığından bu algoritmalara değinilmeyecektir.

Maksimum gücü verecek DC gerilim ayarlandıktan sonra inverter birimi DC gerilimi Şekil 2.13’de görüldüğü gibi AC ye dönüştürür. Bu dönüştürme sırasında yarı iletken anahtarlama elemanları farklı zaman aralıklarında açılıp kapatılır. Bu anahtarlama elemanlarına bağlı olarak dönüştürme kayıpları da değişir. Piyasada satılan en kaliteli ürünler de bu dönüştürme kayıpları % 1,5 civarındadır. Dolayısıyla inverterlerin toplam kayıpları % 2,0 civarında olmaktadır.

Güneş enerji sistemlerinde inverterler ilk kullanılmaya başladığı zamanlarda alçak gerilim şebekeleri için IGBT anahtarlama elemanlarını içermekteydi. Doğru gerilimden alternatif gerilime dönüştürme kayıpları % 2,5 gibi yüksek değerdeydi. Güç elektroniği devrelerindeki gelişmeler sonucunda IGBT anahtarlama elemanları yerini MOSFET'lere bıraktı ve anahtarlama kayıpları azaldı.



Şekil 2.13. İnverterin iç yapısı.

2.7. Kablo Kayıpları

Güneş enerji sistemlerinde, modüller arasında ve modül ile inverter arasında DC kablolar, inverter ile şebeke bağlantı noktası arasında AC kablolar kullanılmaktadır. Bu kabloların kesitleri gerilim düşümleri genellikle % 1,5 tan küçük olacak şekilde belirlenir. Bu kabloların küçükte olsa iç dirençleri olduğundan oluşan kayıplar

$$P_{kablo} = R_{kablo} \cdot I^2 \quad (2.16)$$

bağıntısı ile bulunur. Birçok uygulamada toplam kablo kayıpları en fazla % 2 civarında olmaktadır.

2.8. Modül Uyumsuzluk Kayıpları

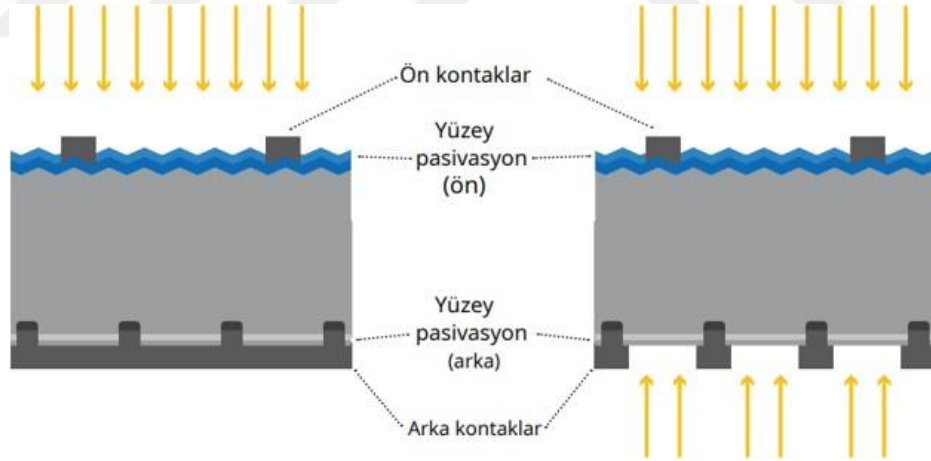
Güneş enerji sistemlerinde istenilen gerilim ve gücü elde etmek için modüller seri ve paralel bağlanırlar. Her ne kadar üreticiler modülleri üretirken uluslararası standartlara uysa da, modüller arasında çok az da olsa farklılıklar olabilir. Modüllerin seri ve paralel bağlanması sırasında bu farklılıklardan dolayı akım ve gerilimde de farklılıklar olabilir [51-54]. Bunun sonucunda uyumsuzluk kayıpları oluşmaktadır. Kurulan

birçok santralde her bir modülün akım ve geriliminin ölçümü çok pahalı olduğundan bu kayıplar ölçülmemektedir.

2.9. Çift Yüzlü Modüllerin Enerji Üretimine Etkisi

Çift yüzlü solar modüller güneş ışığını sadece ön taraftan değil arka taraftan da toplayabilir. Çift yüzeyli güneş pillerinin gelişimi 1970'lere kadar gitse de, mevcut teknoloji hala pahalı hücre yapılarına dayanmaktadır. 2015 yılında Solar World AG ve Hamelin Güneş Enerjisi Araştırma Enstitüsü (ISFH), yüksek performanslı PERC (pasifleştirilmiş emitörlü güneş pilleri) hücre teknolojisine dayalı iki yüzeyli hücreleri tanıtmıştır [55, 56].

Tek yüzeyli hücrelerin aksine, iki yüzeyli güneş panelleri, modülün altındaki yüzeyden ve ortamdan yansıyan ışığı yakaladıkları için sadece ön tarafından değil arka tarafında da güneş ışığını toplarlar. Mevcut çift yüzeyli gelişmelerin çoğu, n-tipi silikon substratlar veya hetero-bağlantılı güneş pilleri temelinde, karmaşık güneş pili mimarilerine dayanmaktadır. Bu durum, pahalı gümüş macun tüketiminden dolayı yüksek üretim maliyetlerine neden olmaktadır.



Şekil 2.14. Çift yüzlü fotovoltaik hücre yapısı.

Çift yüzeyli bir modülün, ilave enerji verimi modülün altındaki yüzeyin ışık yansıması ve modülün kurulum yüksekliğine bağlıdır: Doğrudan veya dağınık ışık zeminden yansırken, bir kısmı modülün arka hücresine saçılır (Şekil 2.14). İki yüzeyli bir modül yaklaşık 0,5 metre yüksekliğe (modülün alt kenarı ile zemin arasındaki mesafe) monte edildiğinde, örneğin yüksek yansıtma özelliğine sahip beyaz bir TPO çatı membranının üzerine, yüzde 25'e kadar ek verim üretilebilir.

2.10. Maksimum Güç Noktasında Çalıştırma

Güneş enerjisi sistemlerinde kullanılan inverterlerde değişken ışıma koşullarında güneşten alacakları enerjiyi maksimumda tutmak için maksimum güç noktası izleyicisi birimi (MPPT) olmak zorundadır. Bunun için birçok algoritma geliştirilmiştir ve inverterlerdeki maksimum güç noktasını bulmadaki verimleri çok yüksektir. Bunun için inverterler Şekil 2.13'te görüldüğü gibi modül gruplarının çıkışından aldıkları doğru gerilimi artırır veya azaltır. Tezin ana konusu olmadığı ve piyasada satılan inverterlerin % 99 civarında maksimum gücü yakaladığı için geliştirilen algoritmalara değinilmeyecektir.

2.11. Rüzgar Hızı ve Nem

Güneş enerji sistemlerinde kayıplara en fazla etki eden parametre modül sıcaklığıdır. Modül sıcaklığı ise modüllerin bulunduğu alanın deniz seviyesine göre yüksekliği, havanın nemi, dış ortam sıcaklığı ve rüzgar hızına doğrudan bağlıdır. Hava sıcaklığı ve ışıma miktarı arttıkça modüllerdeki sıcaklık da artacak, dolayısıyla kayıplar da artacaktır. Havadaki nem ise modüllere gelen ışınmı bir miktar engelleyecek ve modüllerin soğumasına olumsuz etki edecektir. Rüzgar ise modül verimine olumlu etki etmektedir. Rüzgar hızı arttıkça modül sıcaklığı, dolayısıyla oluşturduğu kayıplar azalacaktır. Sonraki bölümlerde modül sıcaklığı ayrıntılı biçimde incelenecektir.

3. TEKNİK KAYIPLARIN HESAPLANMASI

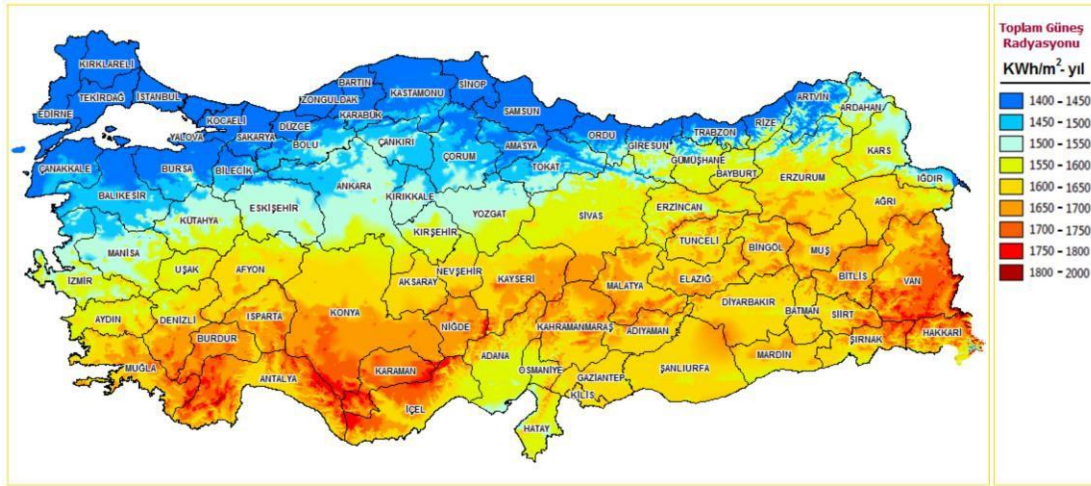
Lisanssız kurulan güneş enerjisi santrallerinin üretebileceği elektrik enerjisini hesaplayabilmek için santralin kurulduğu ildeki güneş ışıması değerleri, modül sıcaklığı ve ışımaya bağlı olarak modül verimleri gerekmektedir. Bunun yanında, santralde oluşabilecek teknik kayıpların da doğru olarak bilinmesi gerekir. Yukarıdaki bölümde de anlatıldığı gibi, bu kayıplar tozlanma, gölgelenme, yansıma, modül eğimi, modül sıcaklığı, uyumsuzluk, inverter ve kablo kayıpları biçiminde sıralanabilir. Bunların içinde en önemlisi modül sıcaklığının artmasından dolayı oluşan kayıplardır. Bunun için de öncelikle bütün santrallerde ısıma değerlerinin bilinmesi ve modül sıcaklığının hesaplanması gerekir. Kocaeli ili için ölçülmüş ısıma değerleri ve modül sıcaklıkları mevcuttur. Fakat, diğer illerde ölçülmüş değerler bulunmadığından, Kocaeli ilindeki ölçülmüş gerçek ısıma verileri kullanılarak diğer illerdeki saatlik ısıma verileri gerçeğe yakın olacak biçimde hesaplanacaktır. Üretilen elektrik enerjisine etki eden parametrelerden en önemlisi ısıma ve modül sıcaklığı olduğundan, modül sıcaklığını kestirebilmek için yukarıdaki bölümde anlatılan yöntemler karşılaştırılacak ve en doğru sonucu veren yöntem kullanılacaktır.

3.1. Işıma Değerlerinin Hesaplanması

Bilindiği gibi bütün illerde m² başına düşen yıllık ısıma enerjisi Enerji İşleri Genel Müdürlüğü tarafından hazırlanan Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası'nda (GEPA) verilmektedir [57]. Kocaeli ili dışındaki saatlik güneş enerjisi ısıma değerlerini yaklaşık olarak bulabilmek için aşağıdaki güneş enerjisi atlasındaki veriler kullanılarak,

$$I_{\text{ışma}}_{\text{diğer il}} = I_{\text{ışma}}_{\text{Kocaeli}} * \frac{\text{Diğer ilin Yıllık Işıma Enerjisi}}{\text{Kocaeli ilinin Yıllık Işıma Enerjisi}} \quad (3.1)$$

bağıntısı ile istenilen il için ısıma değerleri bulunmuştur.



Şekil 3.1. Güneş enerjisi Türkiye potansiyel atlası.

3.2. Modül Sıcaklığının Hesaplanması

Bütün güneş enerjisi modülü üreticileri kataloglarında verdikleri değerleri 1000W/m^2 güneş ışınması ve $25\text{ }^\circ\text{C}$ modül sıcaklığı değerini kullanarak hesaplamaktadırlar. Bu değerlerin dışındaki değerlerde modül verimleri değişmektedir. Modül sıcaklığı $25\text{ }^\circ\text{C}$ den fazla her bir değer için verim düşmektedir ve bu da üretici kataloglarında verilmektedir. Seçilen modülün sıcaklık başına üretilen güçteki azalma değeri aşağıdaki tabloda verilmiştir. Modül sıcaklığını ortam koşullarından bulmak için birçok yöntem geliştirilmiştir. Bu modellerden Faiman, King ve Muzathik modellerinde rüzgar hızı dikkate alınmıştır. Bu yöntemlerden hangisinin gerçeğe yakın değer verdiği bilinmeli ki sıcaklık kayıpları doğru biçimde hesaplansın. Aksi durumda, kayıplara en fazla etki eden modül sıcaklığı yanlış bulunursa hesaplanan çıkış gücü değerleri de yanlış olacaktır. Bunun için Kocaeli Üniversitesinde gerçek hava koşullarında çalışan bir fotovoltaiik sistemin verileri [58] kullanılmıştır. Bu veriler ile hava parametreleri de kullanılarak bütün yöntemler karşılaştırılmış ve sonuçlar Tablo 3.1’de verilmiştir.

Tablo 3.1. Modül sıcaklığı kestirim yöntemlerinin karşılaştırılması.

Saat	Işıma (W/m ²)	Ortam Sıcaklığı (°C)	Modül Sıcaklığı (°C) Ölçülen	Modül Sıcaklığı (°C) Faimann	Modül Sıcaklığı (°C) Muzathik	Modül Sıcaklığı (°C) Ross	Modül Sıcaklığı (°C) King
01:00	0	21	25	25	22	21	22
02:00	0	20	24	24	21	20	21
03:00	0	19	24	24	20	19	20
04:00	0	18	24	24	20	18	19
05:00	0	16	25	25	22	16	18
06:00	0	15	26	26	23	15	17
07:00	0	16	27	27	23	16	18
08:00	57	17	28	29	24	17	20
09:00	193	18	29	34	26	27	24
10:00	330	20	31	41	28	36	29
11:00	455	22	34	48	31	38	37
12:00	592	24	37	56	35	42	45
13:00	706	26	42	64	39	50	47
14:00	774	28	44	75	42	52	55
15:00	706	30	45	73	43	55	51
16:00	603	30	43	67	41	52	48
17:00	467	29	40	59	39	48	44
18:00	330	28	36	49	34	42	39
19:00	199	27	30	36	28	37	34
20:00	57	26	28	30	25	32	27
21:00	0	25	27	27	24	25	25
22:00	0	24	26	26	24	24	23
23:00	0	23	25	25	22	23	22
24:00	0	22	25	25	21	22	23

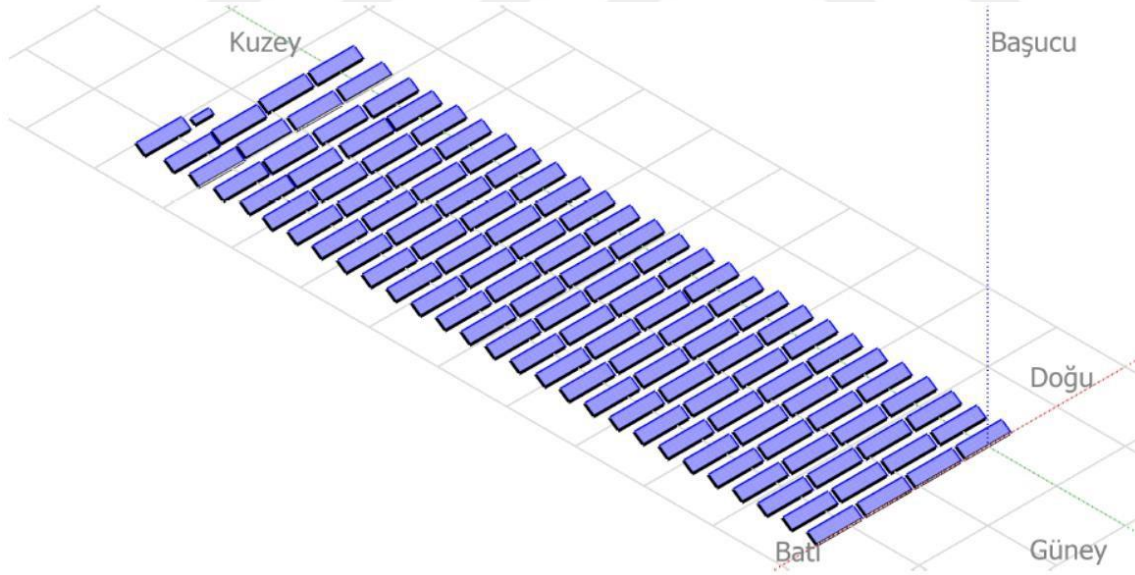
Yukarıdaki tabloda gerçek hava parametreleri ve ısıma değerleri kullanılarak farklı yöntemlerle elde edilen modül sıcaklığı değerleri görülmektedir. Bu verilerden modül sıcaklığı kestiriminde gerçeğe en yakın değer Muzathik yöntemi ile elde edildiği sonucuna varılmıştır. Dolayısıyla, güneş enerjisi sisteminden elde edilecek gücü doğru olarak hesaplamak için bütün illere ait hava parametreleri ve ısıma değerleri kullanılarak o ildeki modüllerin bir yıl boyunca erişeceği sıcaklık değerleri Muzathik yöntemiyle hesaplanacaktır. Ardından lisanssız güneş enerjisi santrallerinde kullanılan modüllerde sıcaklıkla ne kadar enerji kaybının olacağı için Tablo 3.2'deki veriler kullanılacaktır.

Tablo 3.2. Sıcaklık başına güçteki azalma yüzdesi.

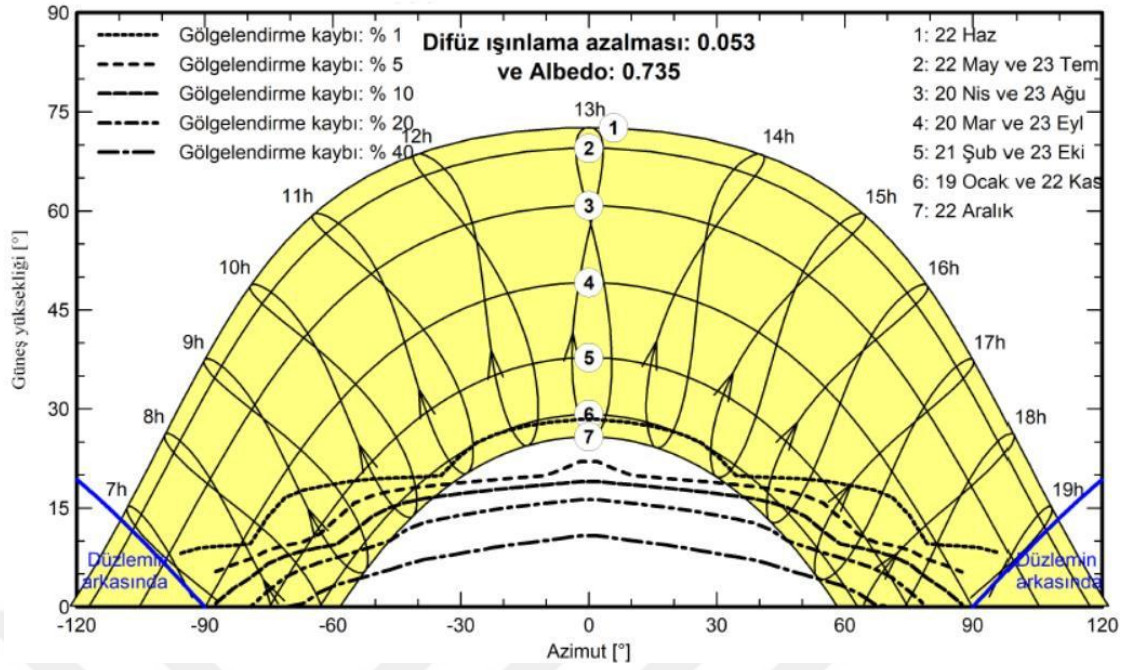
Nominal Hücre Sıcaklığı	25 °C $\pm$ 2 °C
Gerilim Sıcaklık Katsayısı	-0.288%/°C
Akım Sıcaklık Katsayısı	+0.247%/°C
Güç Sıcaklık Katsayısı	-0.398%/°C

3.3. Gölgeleme ve Diğer Kayıpların Hesaplanması

Güneş enerjisi santrallerinde özellikle gölgeleme kayıplarının hesaplanması çok karmaşıktır. Bu kayıplara güneşin günlere bağlı olan yörüngesi, bulutlanma, çevredeki ağaçlar ve cisimler v.b. etkili olmaktadır. Tozlanma kayıpları ise santralin bulunduğu bölgenin hava kalitesine çok bağlıdır. Kablo ve inverter kayıpları ise büyük doğrulukla bulunabilir. Lisanssız santrallerdeki sıcaklığın oluşturduğu kayıpların dışındaki kayıpların derecesini doğru olarak bulmak için Sakarya ilinde bulunduğu kabul edilen ve yerleşim planı Şekil 3,2’de verilen bir santralin bilgisayarla analizi PVsyst programı yardımıyla yapılmıştır. Bu analiz sonuçlarındaki kayıplar diğer illerdeki santraller için de yaklaşık olarak kabul edilebilir.

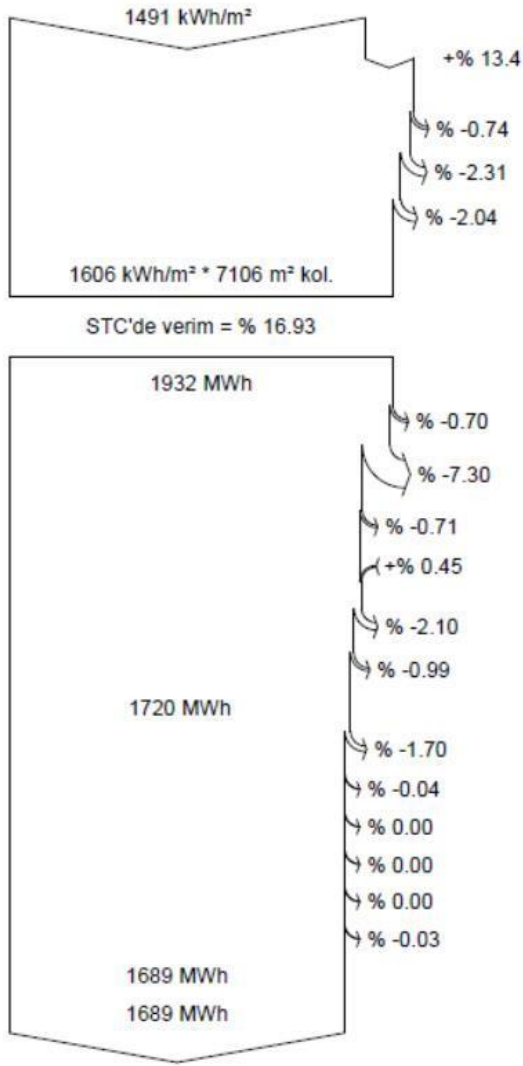


Şekil 3.2. Sakarya ilindeki lisanssız santralin yerleşim planı.



Şekil 3.3. Sakarya ilindeki lisanssız santralin gölgelenme kayıplarının değişimi.

Yukarıdaki şekilden de görüldüğü gibi, gölgelenme kayıpları en fazla aralık ayında meydana gelmektedir. Bunun dışındaki aylarda güneşin yörüngesine bağlı olarak sabah ve akşam saatlerinde oluşmaktadır. Bunun nedeni ise bu saatlerde güneşin yeryüzüne göre açısının düşük olması ve güneş ışınlarının modüllere arka taraftan gelmesidir. Şekil 3.4'teki analizlerden de görüldüğü gibi, Sakarya ili için kurulan satralde bir yıl boyunca gölgelenme kayıpları % 0,71 olarak bulunmuştur. Uyumsuzluk kayıpları % 2,1 ve kablo kayıpları % 0,99 biçimindedir. Özellikle gölgelenme kayıplarını azaltmak için modüller arasındaki mesafe açılabilir, fakat bu durumda arazi maliyeti aşırı artmaktadır.



Global yatay ışınlama

Kolektöre yansıyan global

Uzak gölgelemeler / ufuk

Yakın gölgelemeler: ışınlım kaybı

Global'e göre IAM faktörü

Kolektöre isabet eden etkin ışınlama

PV dönüştürme

Nominal dize enerjisi (STC veriminde)

İşinım seviyesi nedeniyle PV kaybı

Sıcaklık nedeniyle PV kaybı

Gölgeleme: elektrik kayıp modül detaylı hesaplama

Modül kalite kaybı

Uyumsuzluk kayıpları, modül ve diziler

Omik kablolama kaybı

MPP'de varsayılan dizi enerjisi

Çalışan invertör kaybı (verim)

İnvertör kaybı, aşırı güç

İnvertör kaybı, akım sınırı

İnvertör kaybı, aşırı gerilim

İnvertör kaybı, güç sınırı

İnvertör kaybı, gerilim sınırı

İnvertör çıkışında kullanılabilir enerji

Şebekeye enjekte edilen enerji

Şekil 3.4. Sakarya ilindeki lisanssız santralin kayıp diyagramı.

4. ÜRETİM KAYIPLARIN HESAPLANMASI

Lisanssız güneş enerjisi santrallerinde oluşan teknik kayıplar Sakarya iline ilişkin bir santralin PVsyst programı yardımı ile hesaplanmıştı. Fakat modül sıcaklığından dolayı oluşacak kayıpların daha doğru hesaplanması için gerçek ışıma ve hava parametrelerinin kullanılması daha gerçekçi olacaktır. Gerçek ışıma verileri ve modül sıcaklıkları kullanılarak her saat için net üretilen güç ve sözleşme gücünü aşım miktarı bulunacaktır.

4.1. Modül Sayısının Hesaplanması

Lisanssız güneş enerji santrallerinin şebekeye bağlantı gücü birçok santralde yapılan inceleme sonucunda ortalama 950 kW civarında olduğu tespit edilmiştir. Güneş enerji santrallerinde kayıplar ve diğer parametreler göz önüne alındığında DC güç genellikle sözleşme gücünden 1,2-1,25 katı kadar daha büyük güçte seçildiği sonucuna varılmıştır. İncelenen birçok güneş enerji santralinin 300W civarında güneş enerjisi modülü kullandığı görülmüştür. Bu nedenle hesaplamalarda piyasada satılan 310W'lık modül parametreleri kullanılmıştır. Santralin toplam DC gücü sözleşme gücünün 1,25 katı düşünülürse toplam güç

$$P = 1,25 * 950 = 1187,5 \text{ kW} \quad (4.1)$$

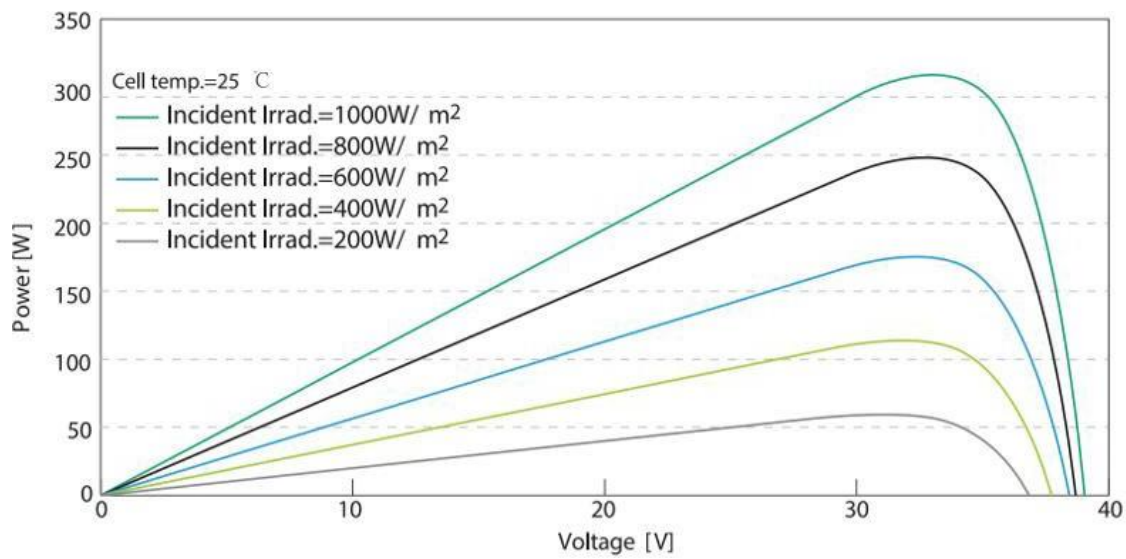
olarak bulunur. Bu durumda toplam

$$\text{Modül Sayısı} = \frac{1187,5 \text{ kW}}{0,31 \text{ kW}} = 3830 \quad (4.2)$$

adet modülün kullanılması gerekecektir. 1 MW'lık (AC) santrali için 100 kW'lık 10 adet inverter kullanılması uygun olacaktır. Piyasada satılan 100 kW'lık inverterlerin 10 tane girişi mevcuttur. Bu nedenle, inverterin her bir girişine eşit sayıda modül bağlamak için toplam modül sayısı 4000 adet olarak seçilmiştir.

4.2. Modül Veriminin Hesaplanması

Güneş enerjisi modülü üreticileri modül verimlerini 25 °C ve 1000 W/m² ışımaya göre vermektedir. Işıma değiştiğinde modül verimleri de değişmektedir. Bu çalışmada, yapılan bütün hesaplamalarda herhangi bir ışıma değeri için o ışımadaki gerçek modül verimi hesaplanmıştır. Bunun için aşağıdaki şekilde verilen üretici kataloğundaki bilgilerden yararlanılmıştır. Eviriciler herhangi bir ışıma değerinde gücü maksimum yaptığından verim hesaplamasında herhangi bir ışıma değeri için maksimum güç değerleri kullanılmıştır.



Şekil 4.1. Hesaplarda kullanılan modülün ışıma-güç eğrileri.

4.3. Üretim Hesabı

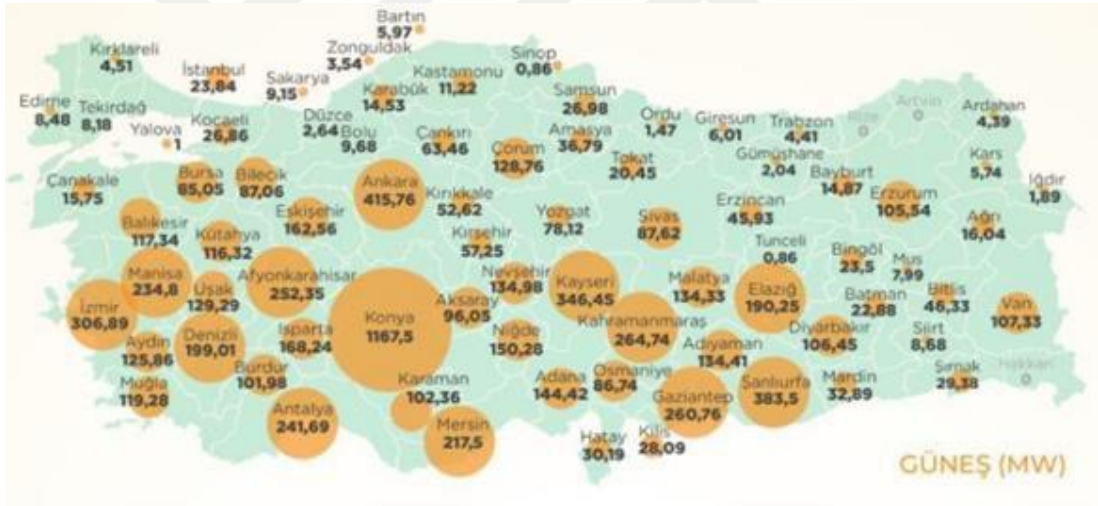
Bir fotovoltaiik sistemden şebekeye verilen elektriksel güç,

$$P = I_{ışma} * A * \eta_m * \eta_i * \eta_d \quad (4.3)$$

bağıntısı ile hesaplanır. Burada A modül alanını, η_m modül verimini, η_i inverter verimini ve η_d diğer elektriksel kısımların verimini göstermektedir. Modül alanı üretici kataloğundan 1,6268 m² olarak, inverter verimi 0,983 olarak alınmıştır. Diğer kayıplar gölgelenme kayıpları, tozlanma kayıpları, kablolardaki kayıplar olmak üzere önceki bölümde PVsyst programı yardımıyla hesaplanmış ve toplam %8 alınmıştır.

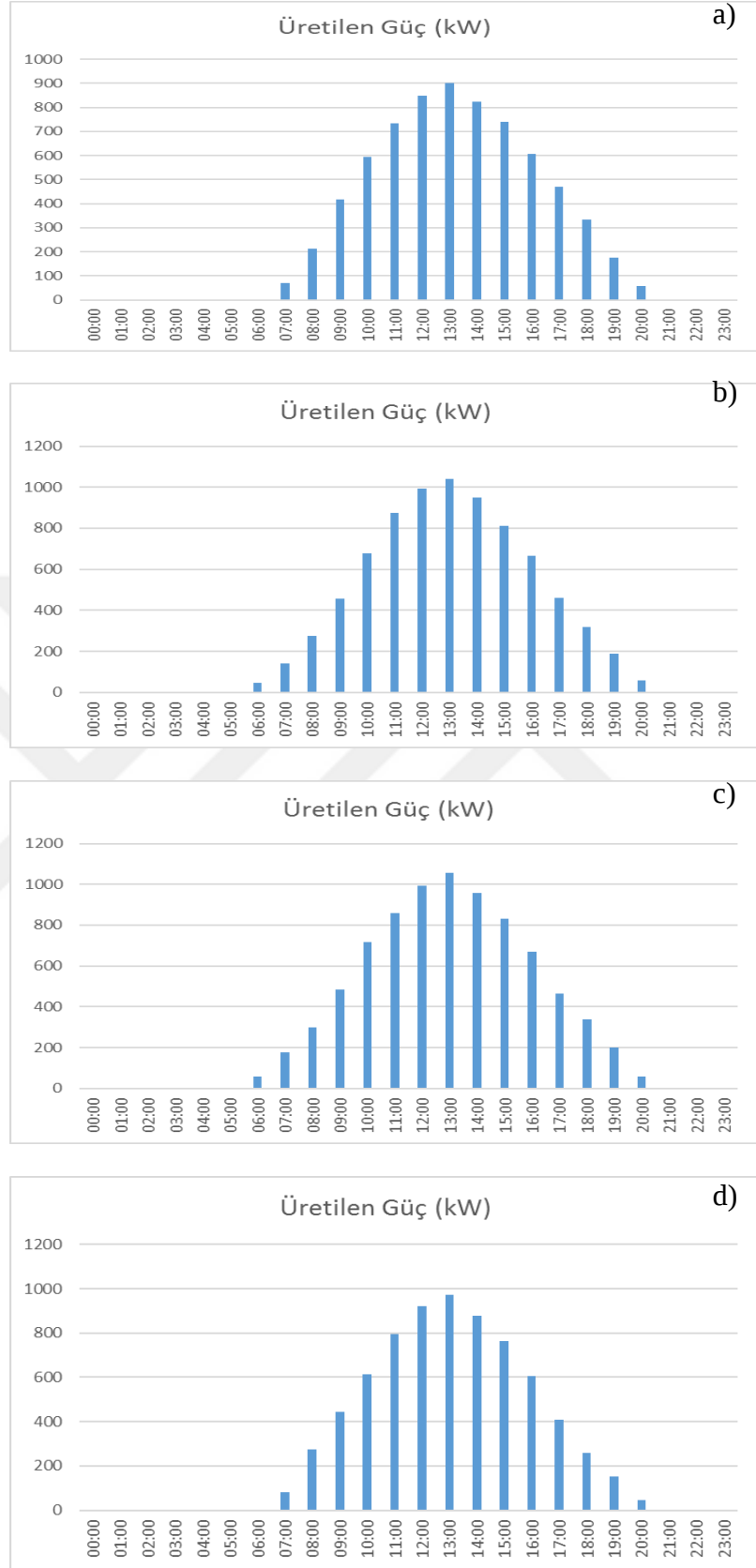
5. ÜRETİLEMİYEN ELEKTRİK ENERJİSİNİN HESAPLANMASI

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) şebeke bağlantı yönetmeliğine göre, şebekeye herhangi bir anda verilen güç sözleşme gücünü geçerse o ayki elektrik enerjisi üretim bedeli ödenmemektedir [59]. Bu nedenle şirketler büyük zarara uğradığından, eviricilerin vereceği gücü azaltarak şebekeye sözleşme gücünden biraz daha az güç vermektedirler. Bu da şirketlerin gelir kaybına neden olmakta ve ülke ekonomisine ciddi zarar vermektedir. Bu zararı hesaplamak için Türkiye’de bulunan bütün güneş enerjisi santrallerinde (Şekil 5.1) üretilebilecek elektrik enerjisi hesaplanacaktır.

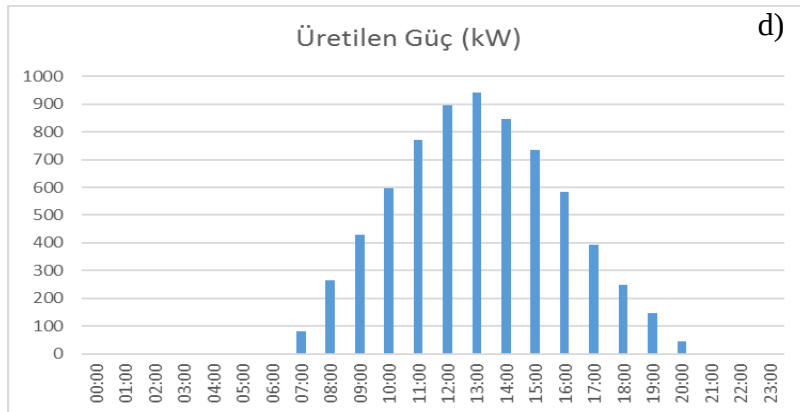
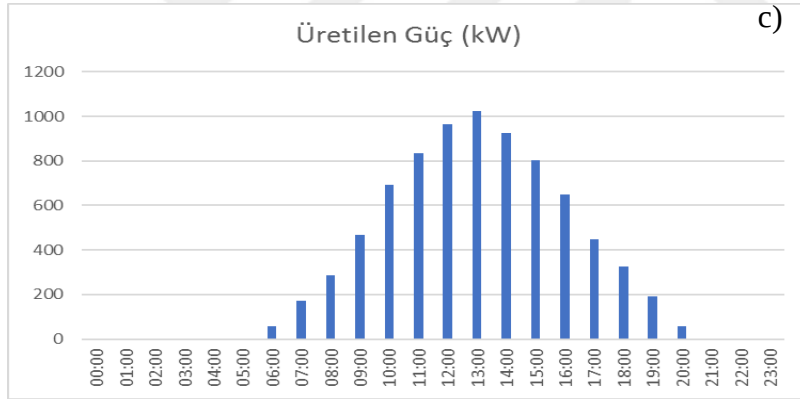
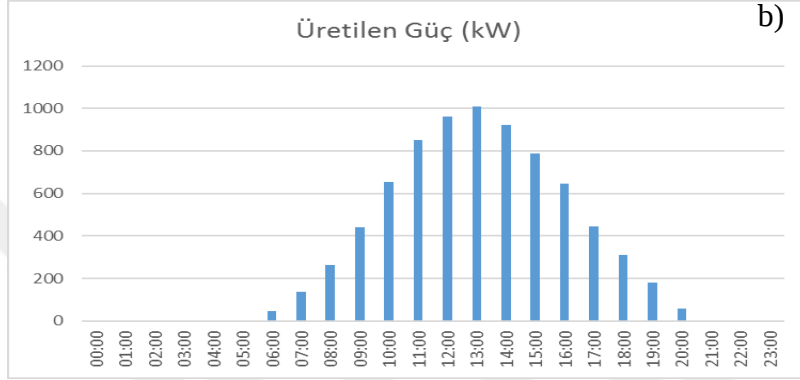
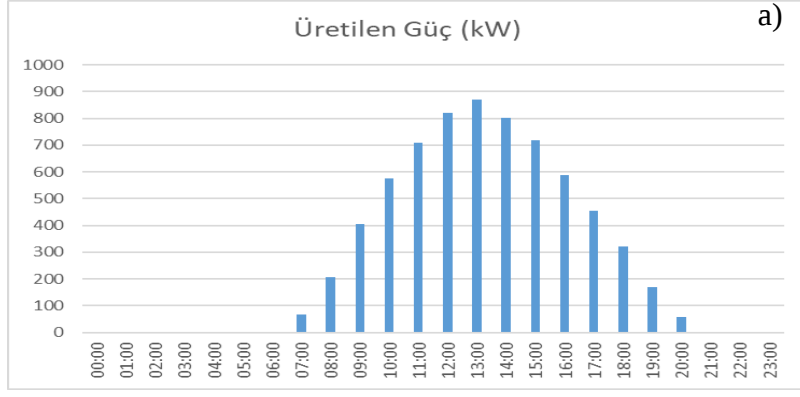


Yukarıda verilen iller için 1 MW kurulu güç başına üretilen elektrik enerjisi yılın 12 ayı için saat saat hesaplanmıştır. Fakat bütün illerde sadece mayıs, haziran, temmuz ve ağustos aylarında öğle saati civarında sözleşme güçlerinin aşıldığı görülmüştür. Bu nedenle, Türkiye’deki yedi coğrafi bölgede bulunan toplam kurulu gücü en büyük üç il için mayıs, haziran, temmuz ve ağustos aylarına ilişkin üretim kayıpları aşağıdaki şekillerde verilmiştir.

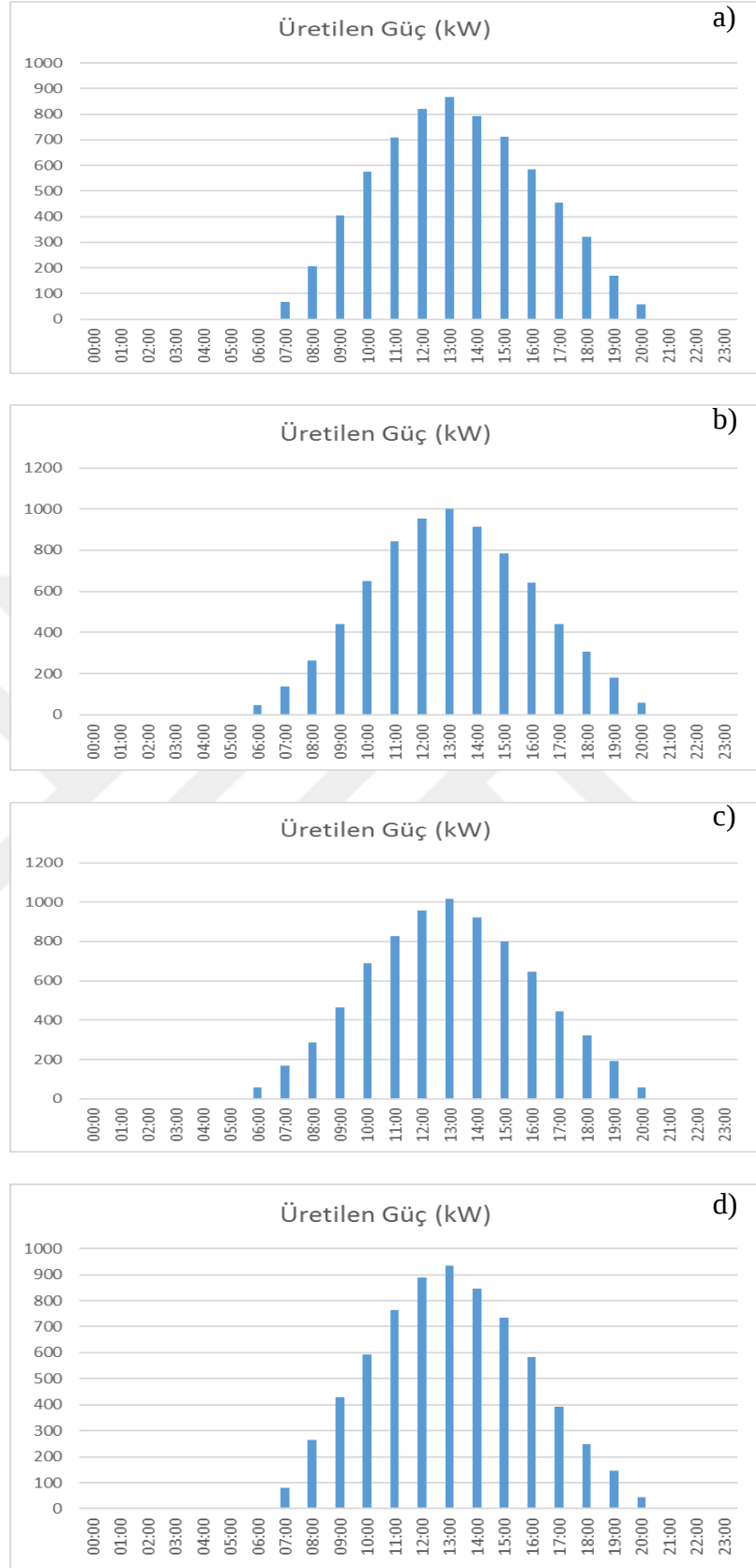




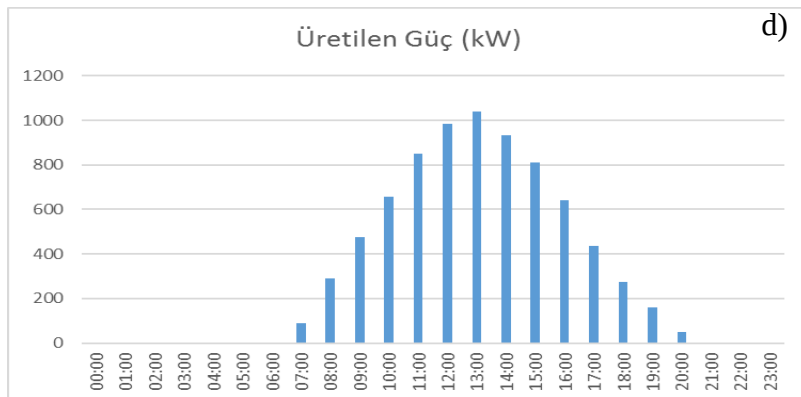
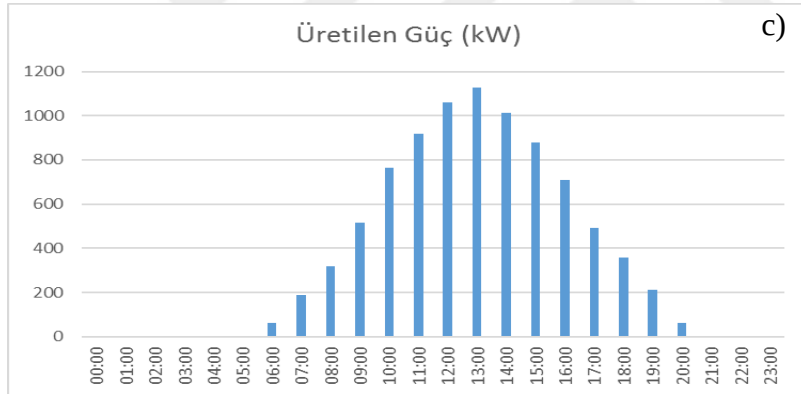
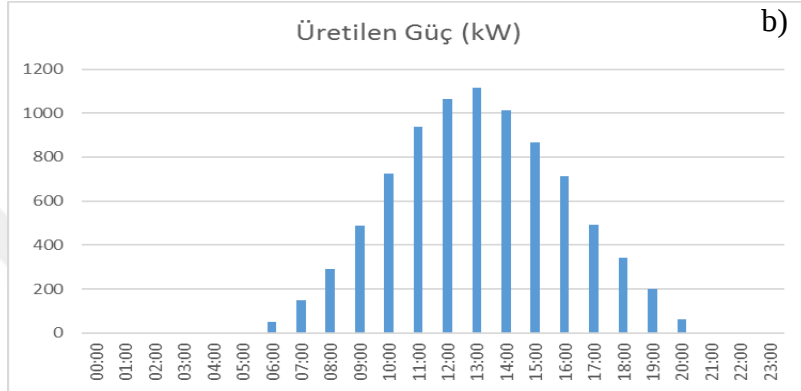
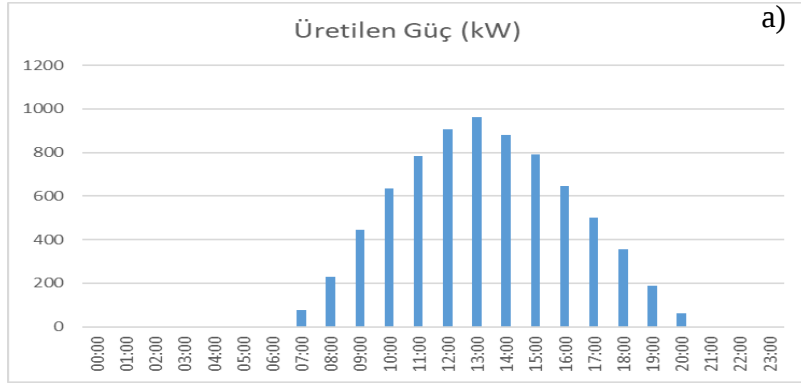
Şekil 5.2. Balıkesir ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler
a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos



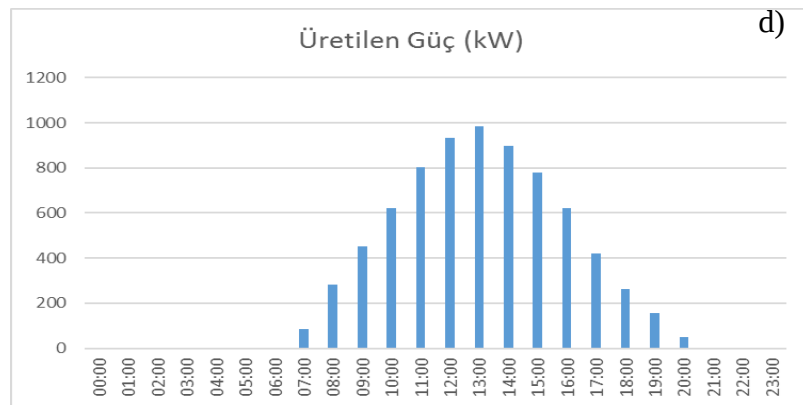
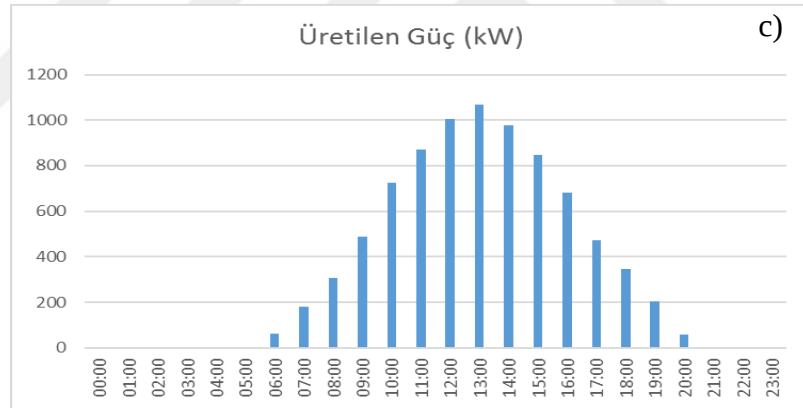
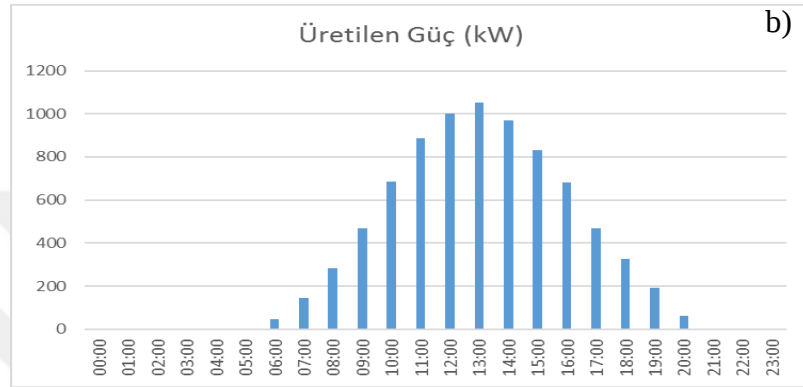
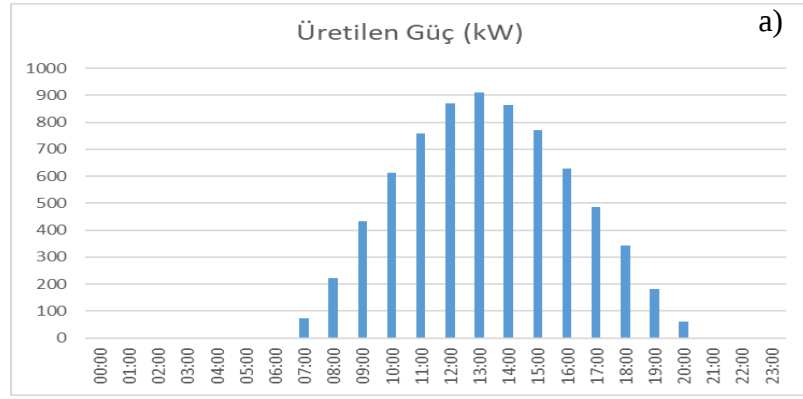
Şekil 5.3. Bilecik ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler
a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos



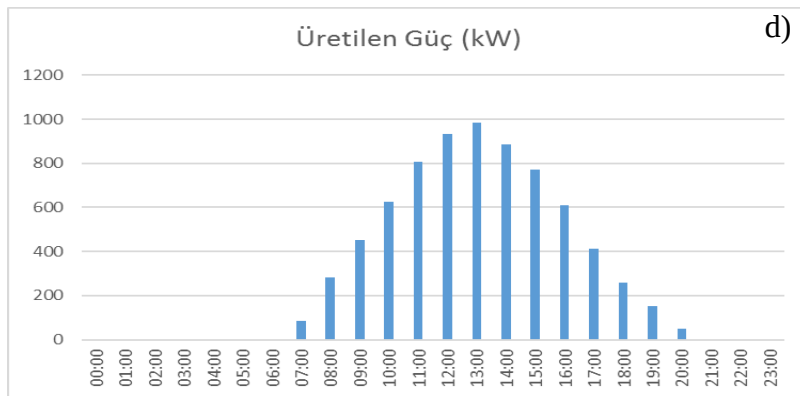
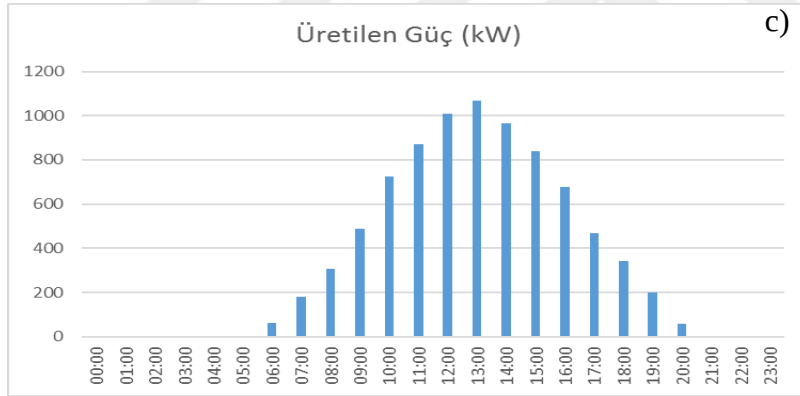
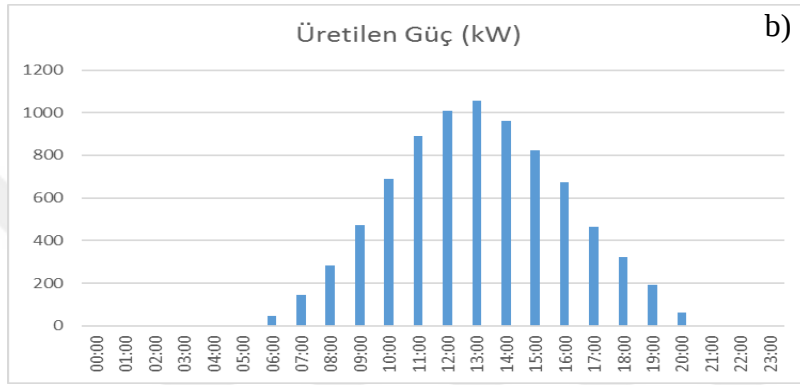
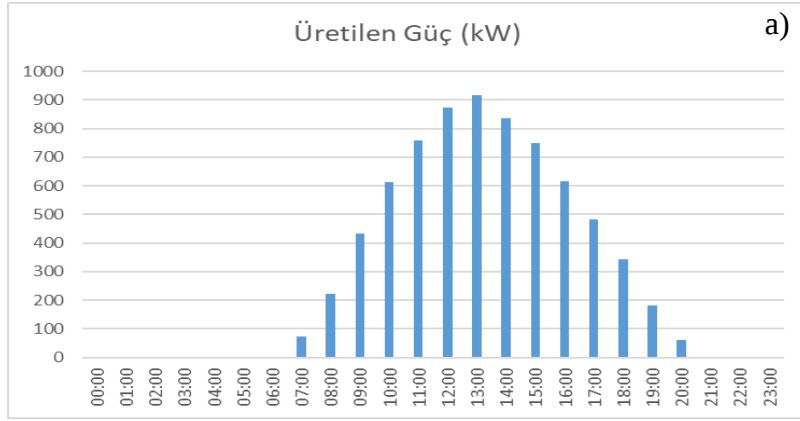
Şekil 5.4. Bursa ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler
a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos



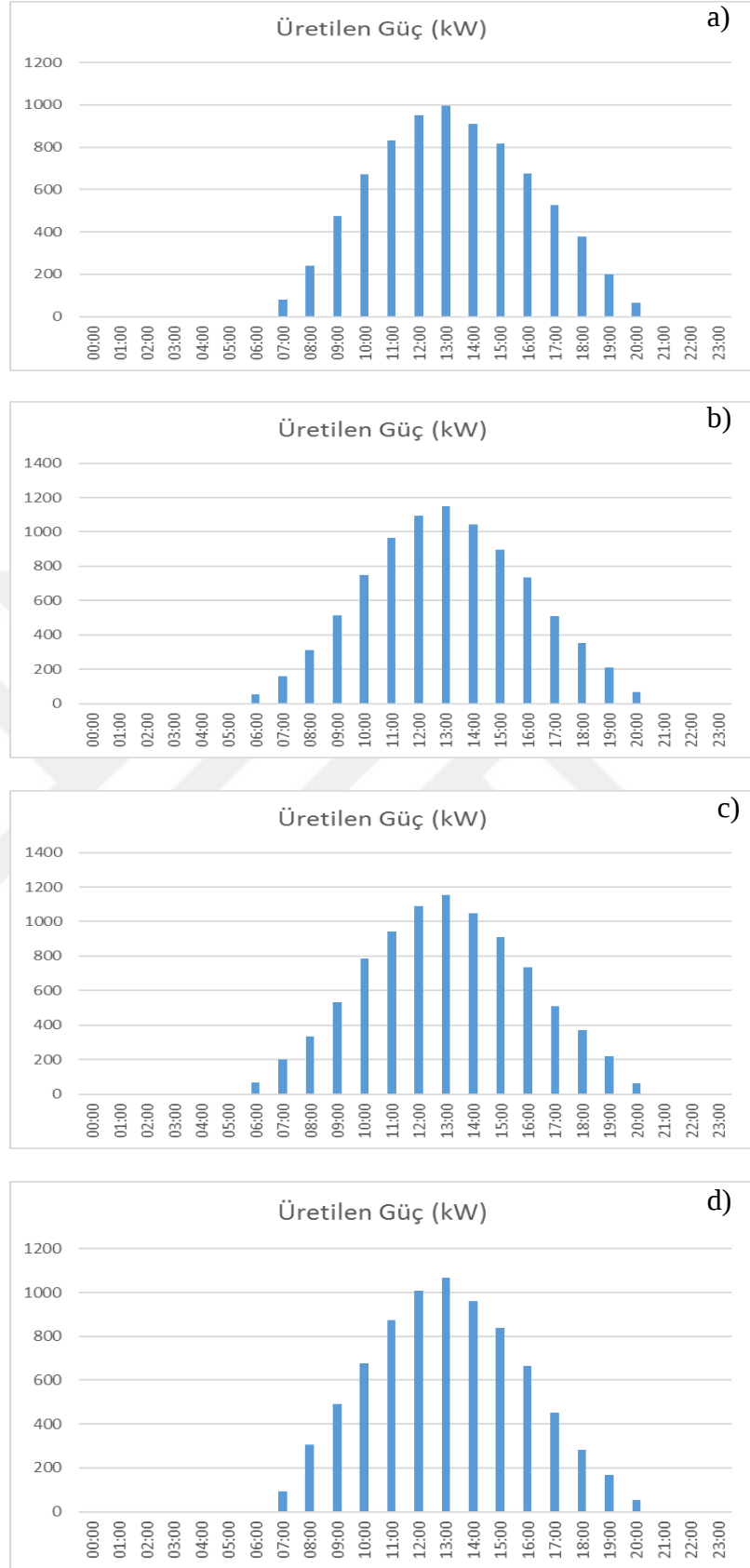
Şekil 5.5. Afyon ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler
a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos



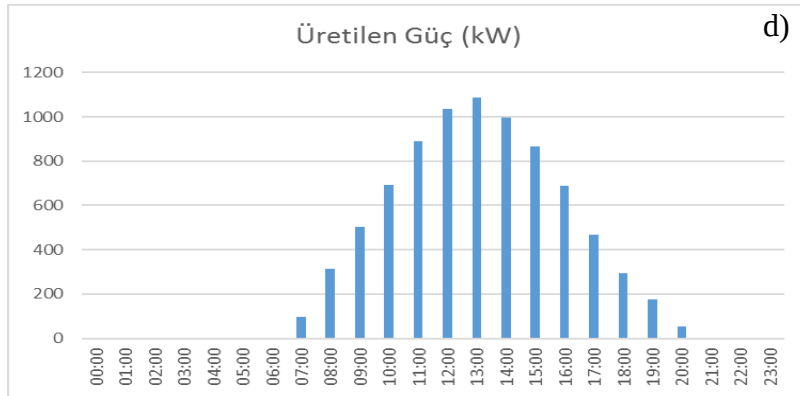
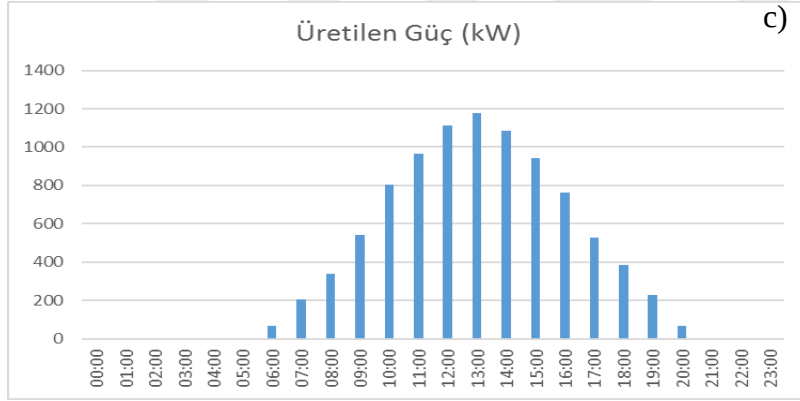
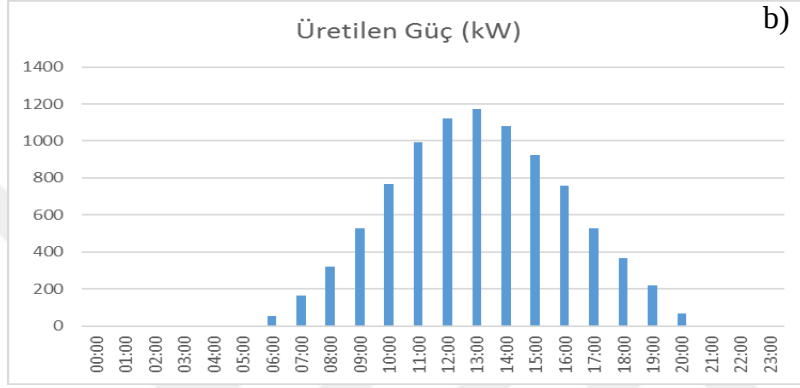
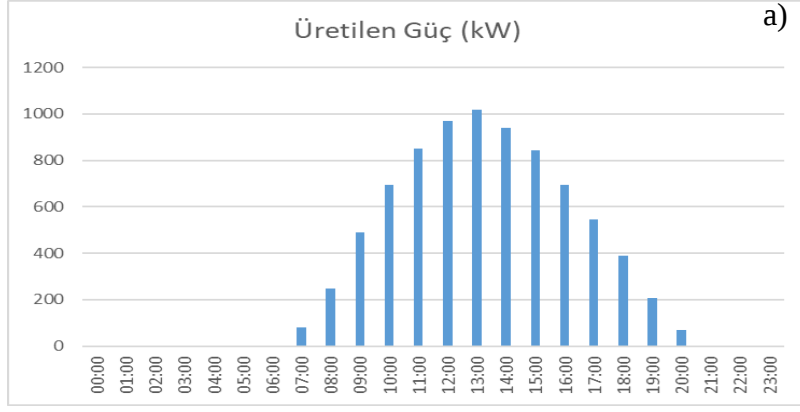
Şekil 5.6. İzmir ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler
a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos



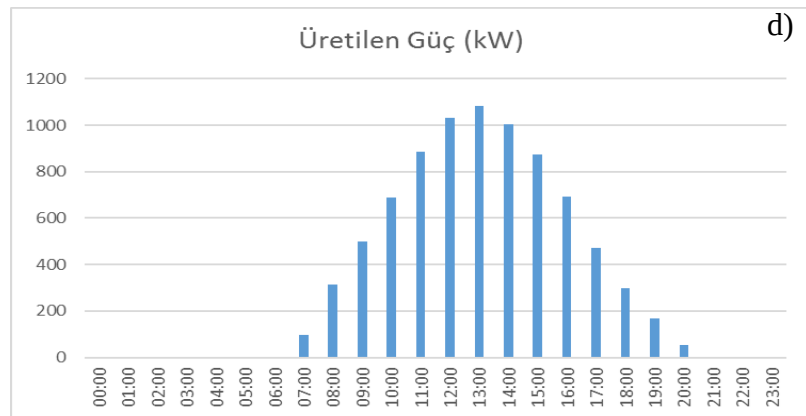
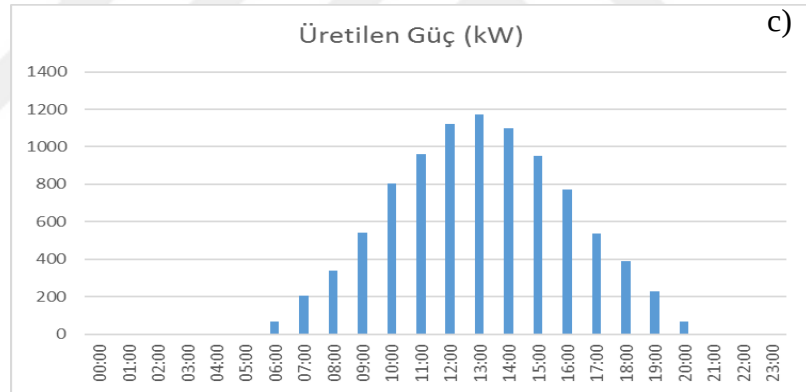
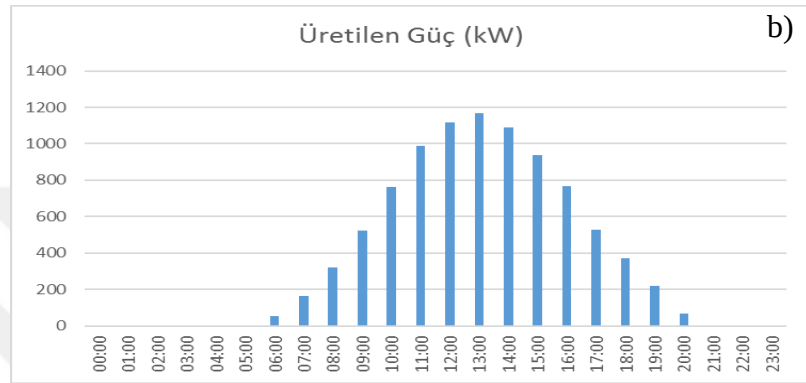
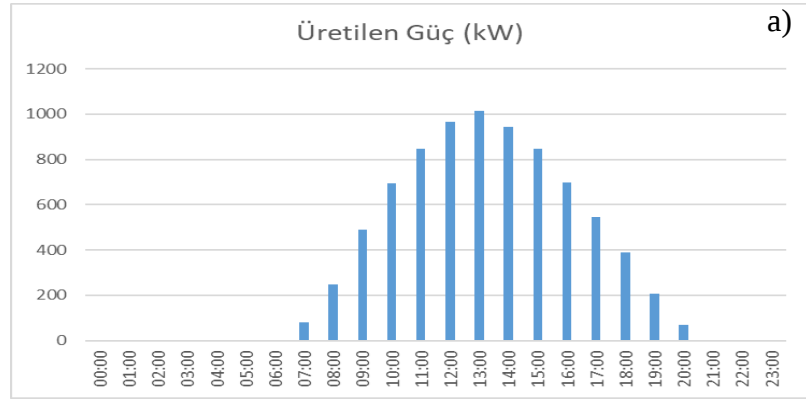
Şekil 5.7. Manisa ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler
a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos



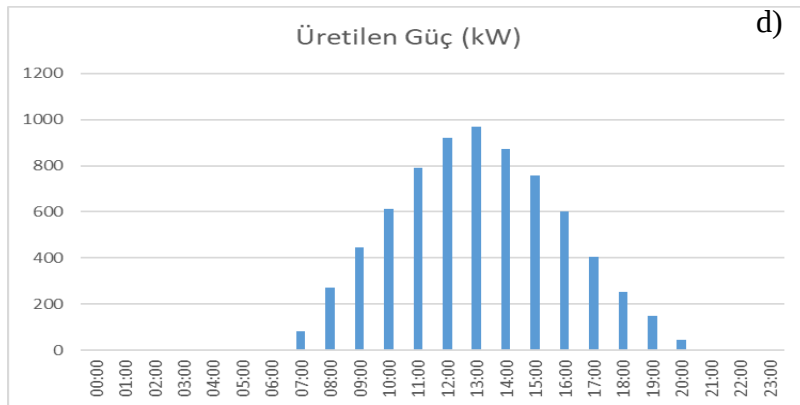
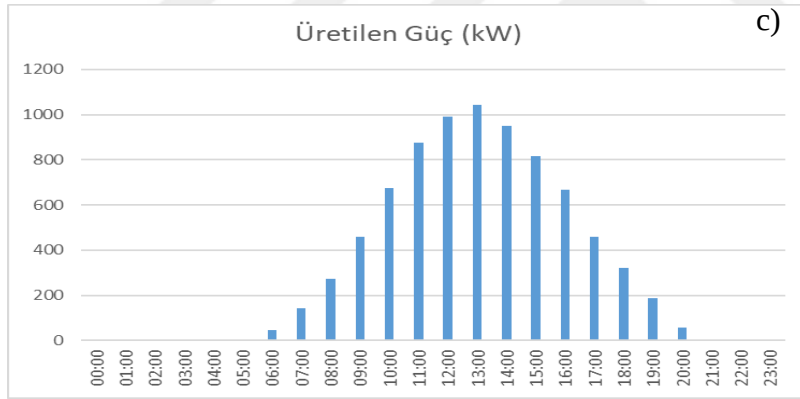
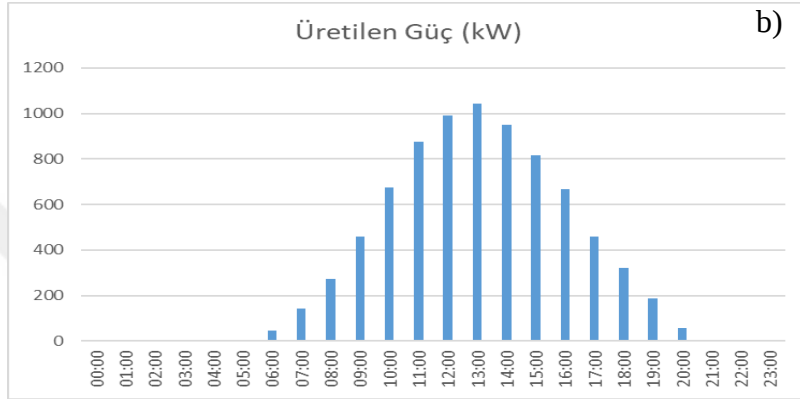
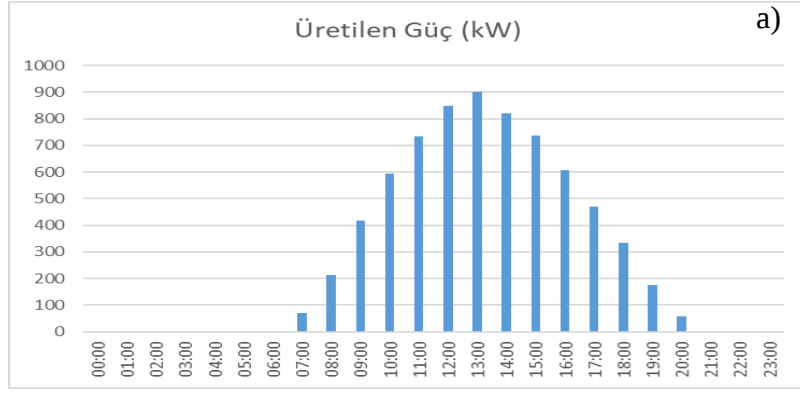
Şekil 5.8. Kahramanmaraş ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos



Şekil 5.9. Antalya ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler
a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos



Şekil 5.10. Mersin ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler
a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos



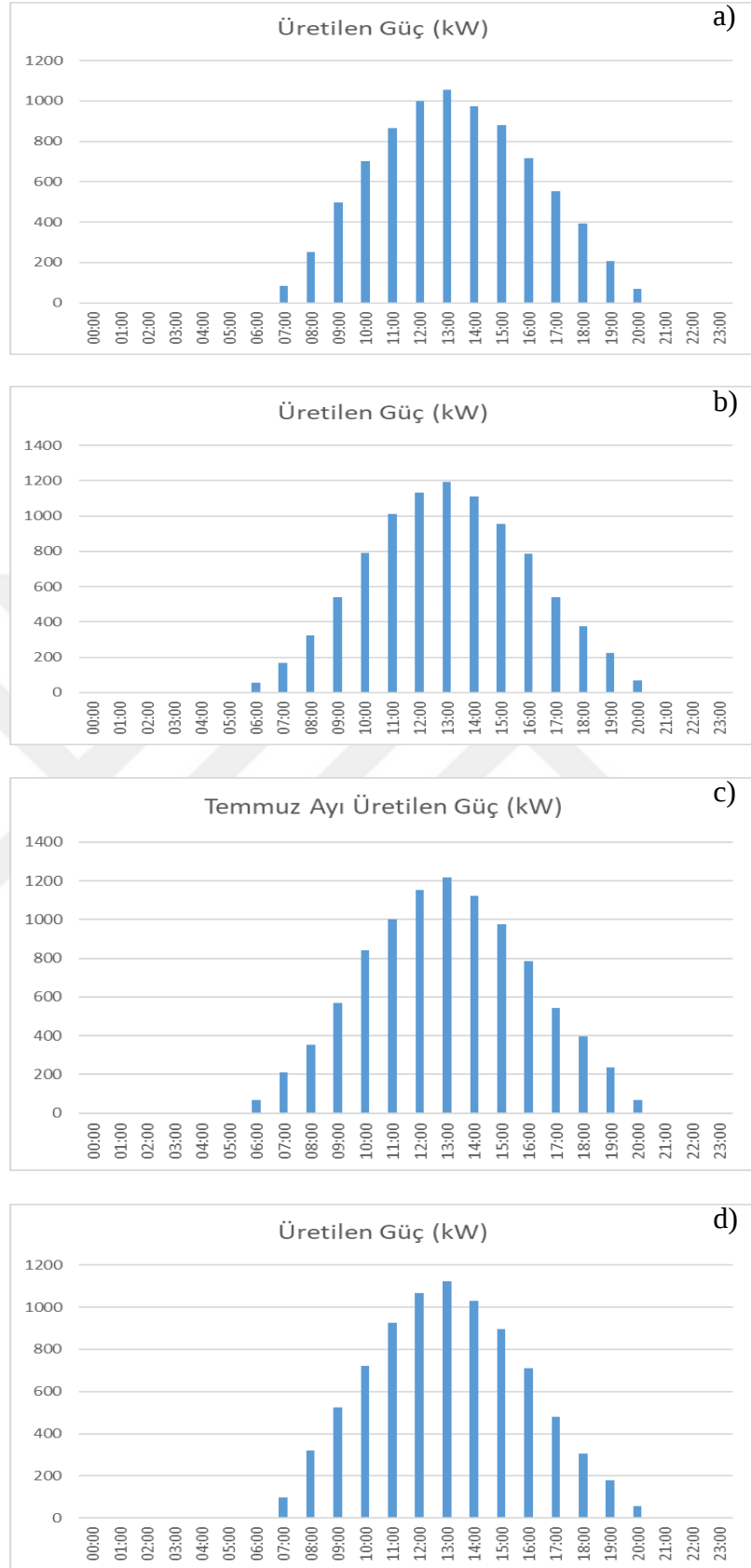
Şekil 5.11. Ankara ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler

a) Mayıs

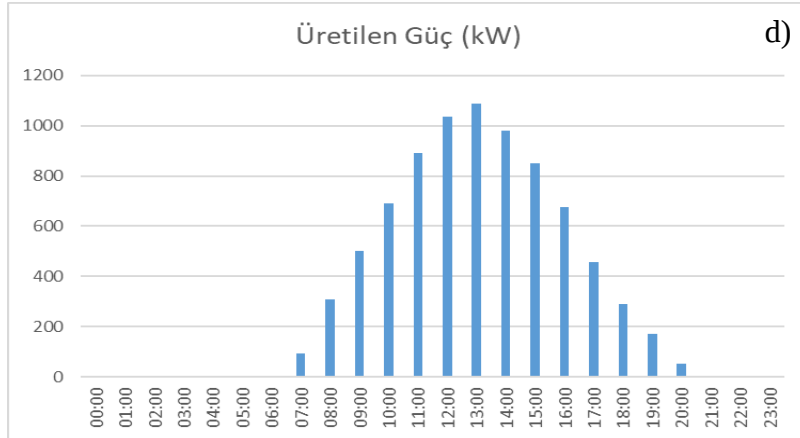
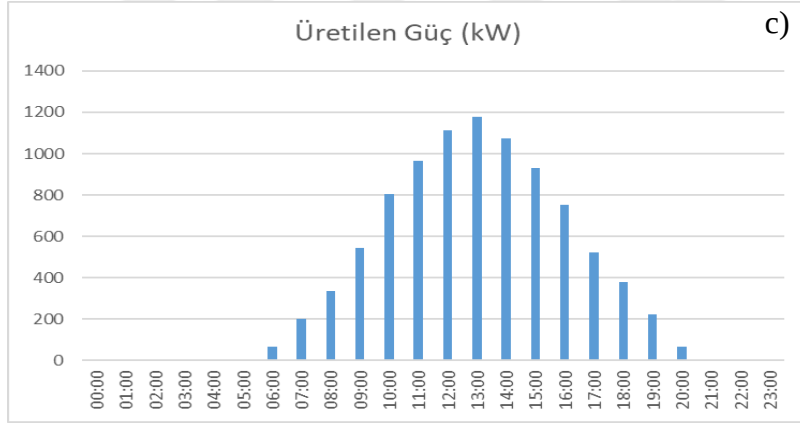
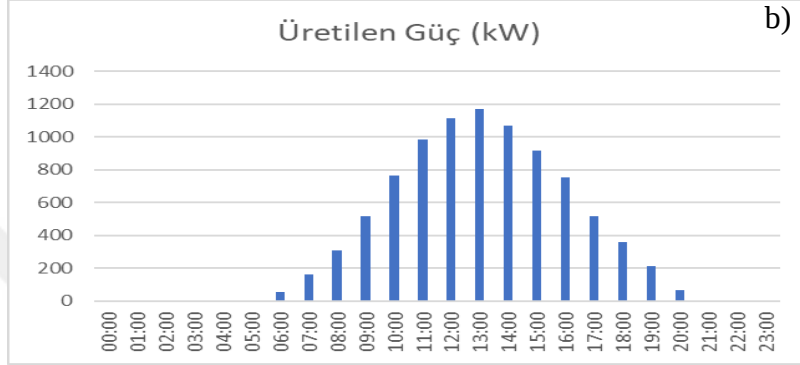
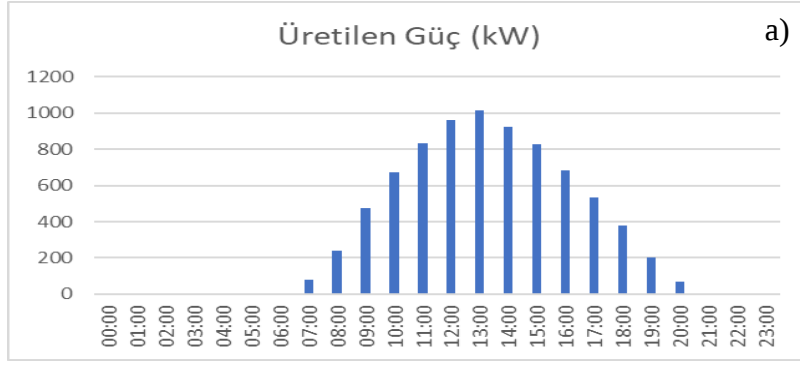
b) Haziran

c) Temmuz

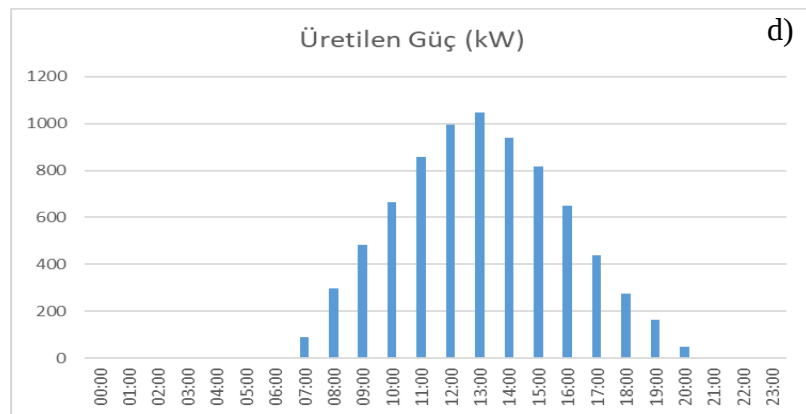
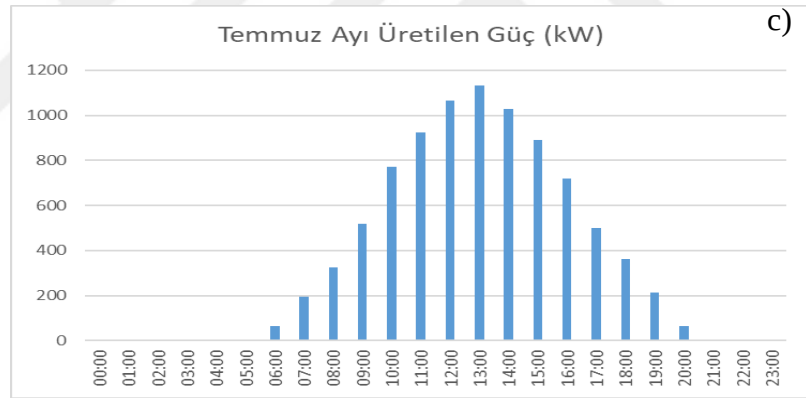
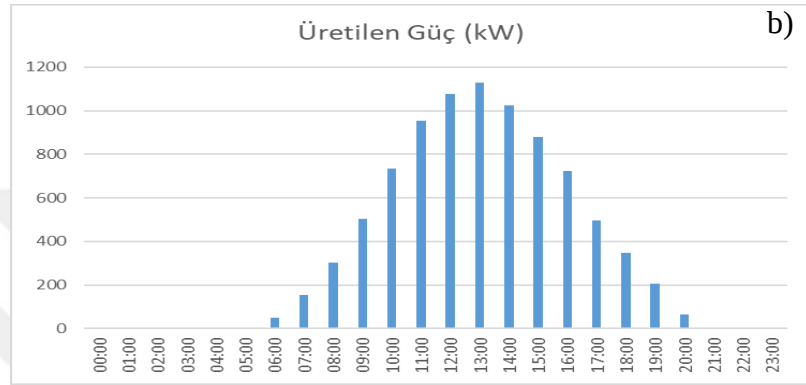
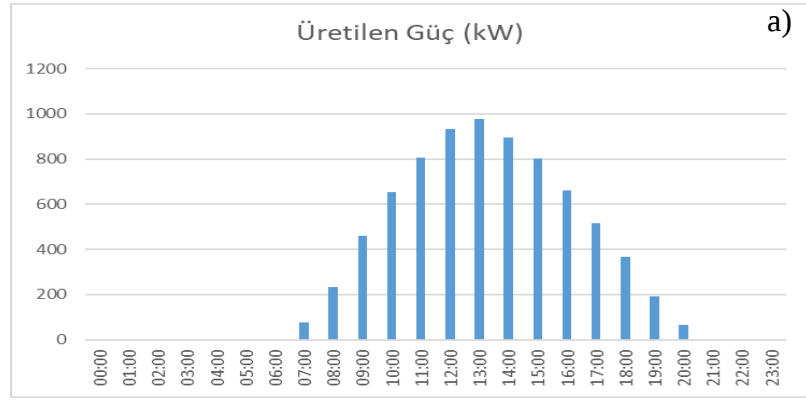
d) Ağustos



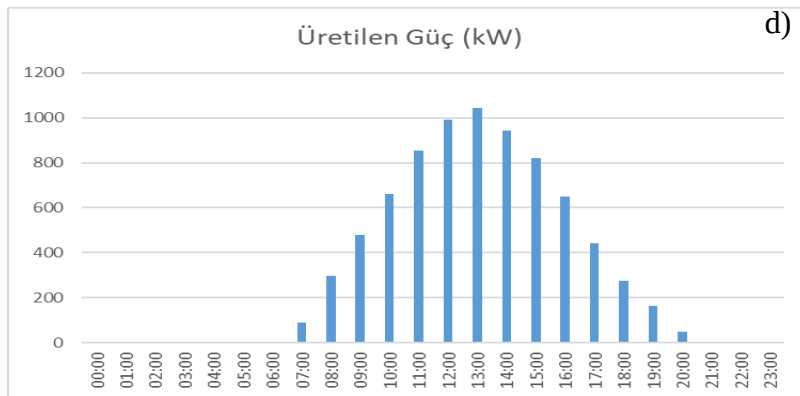
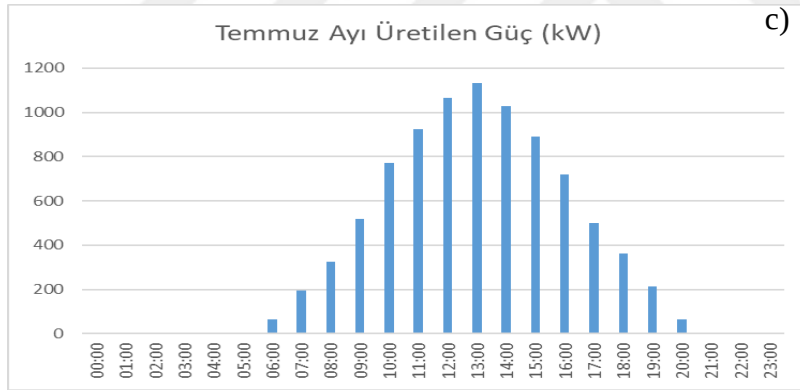
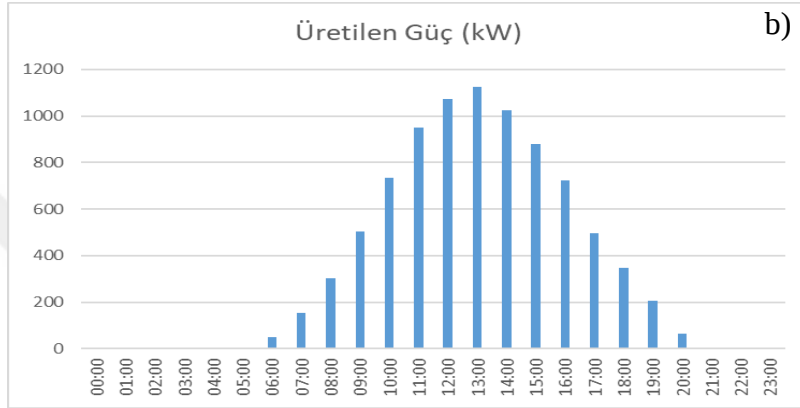
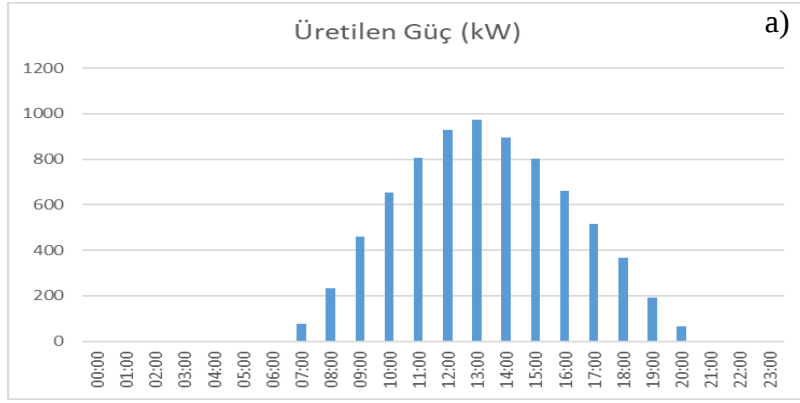
Şekil 5.12. Kayseri ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler
a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos



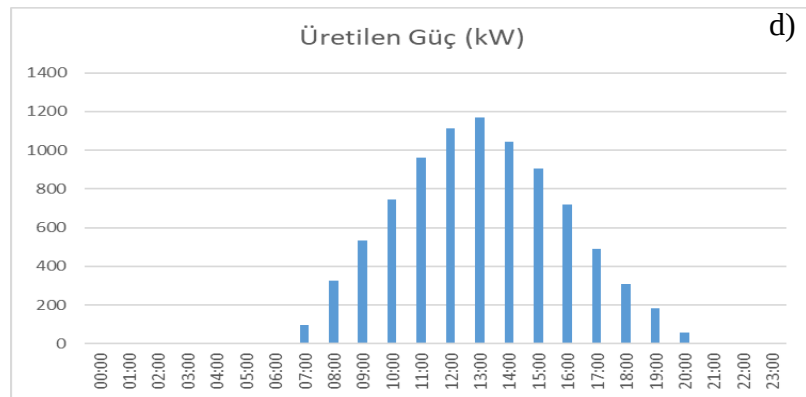
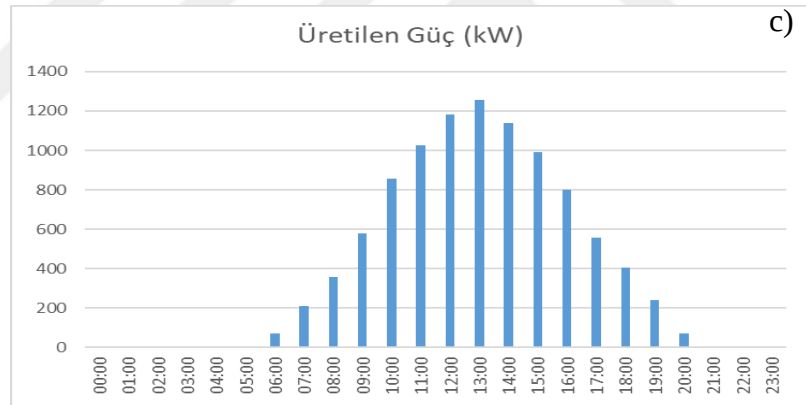
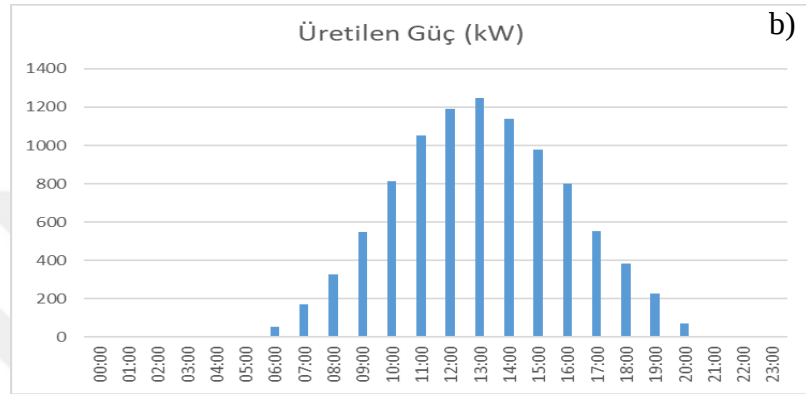
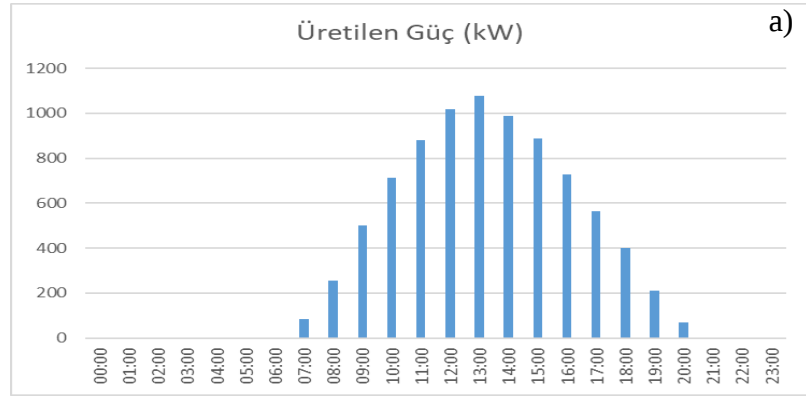
Şekil 5.13. Konya ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler
a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos



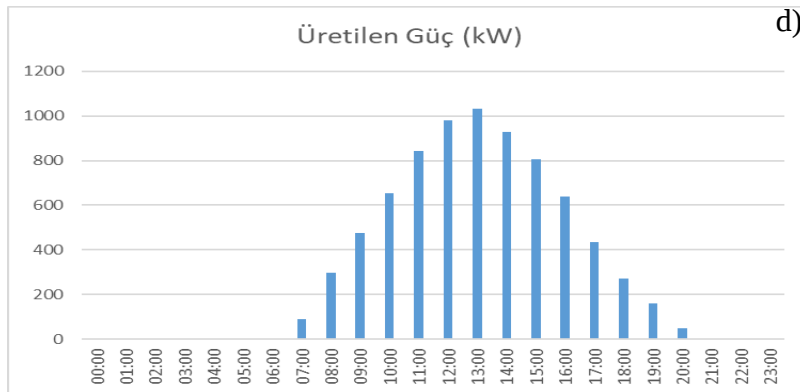
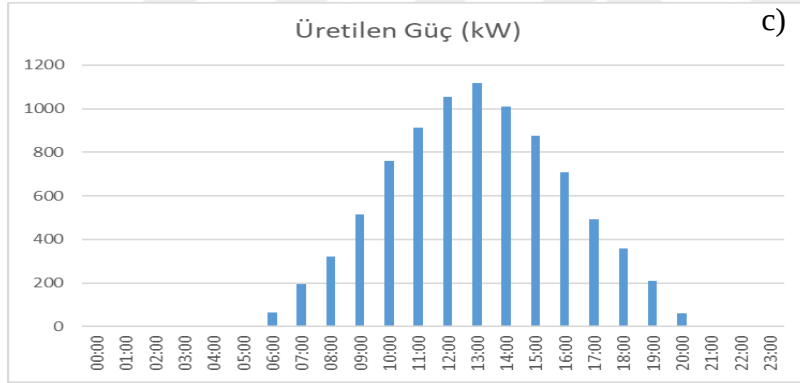
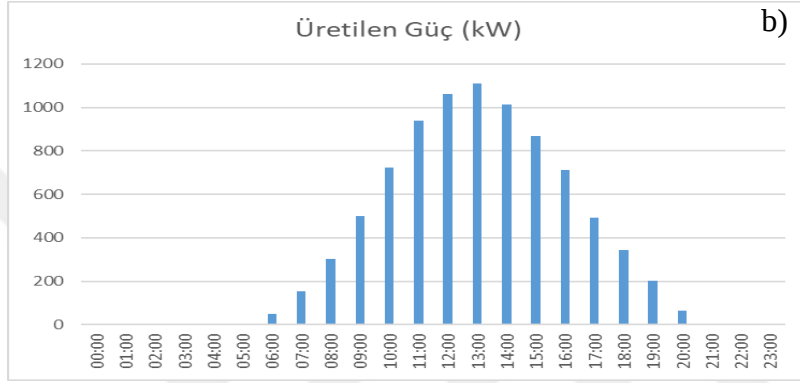
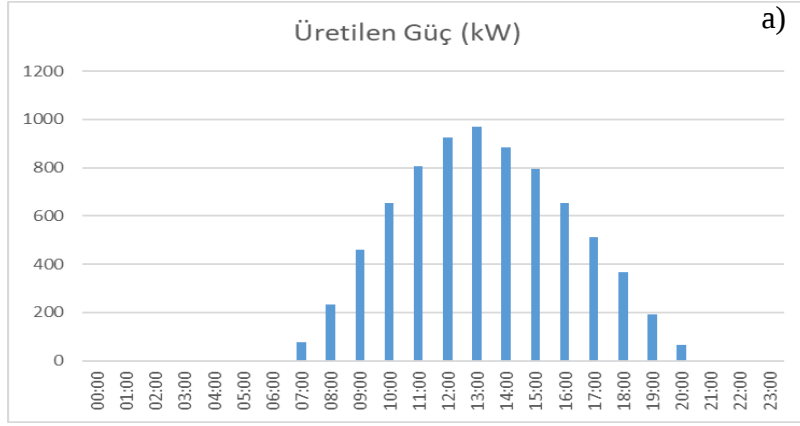
Şekil 5.14. Elazığ ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler
a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos



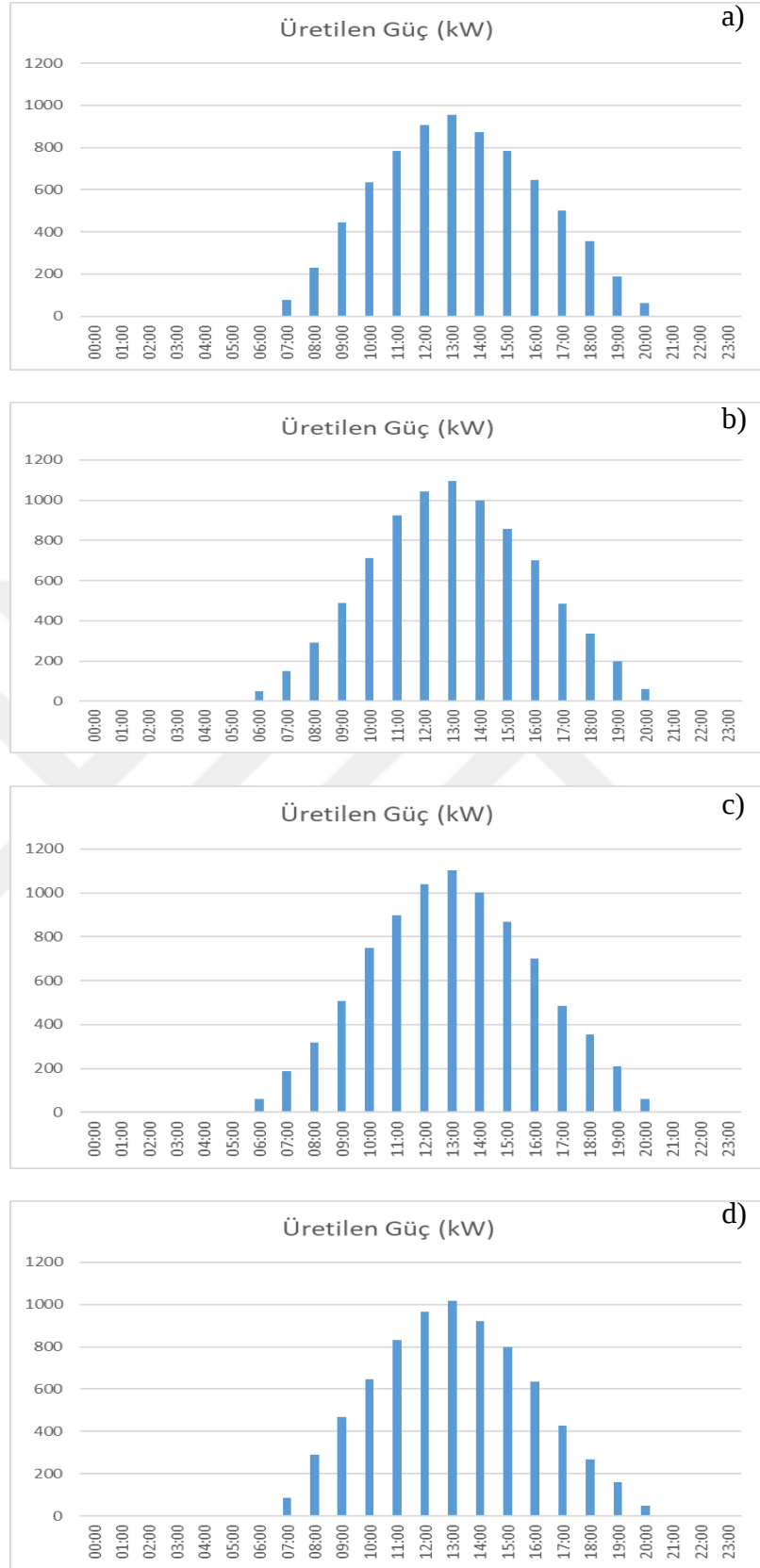
Şekil 5.15. Malatya ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler
a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos



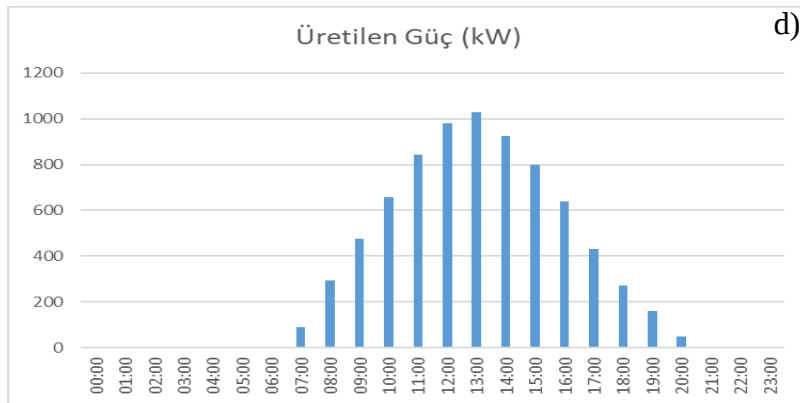
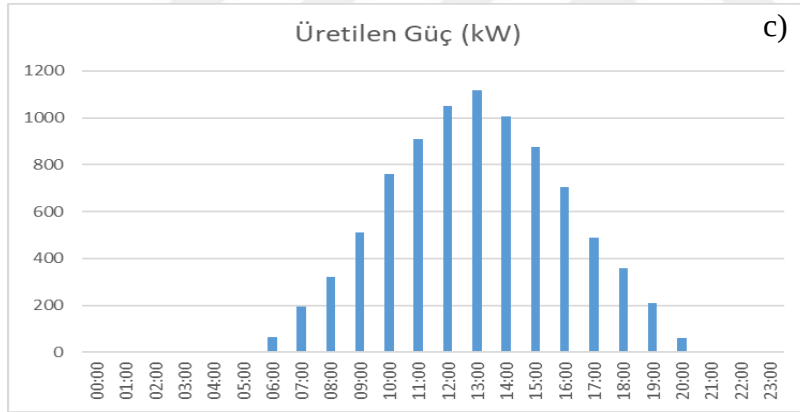
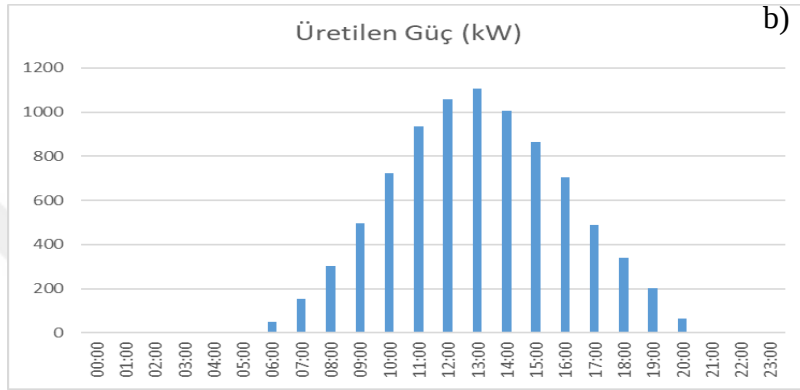
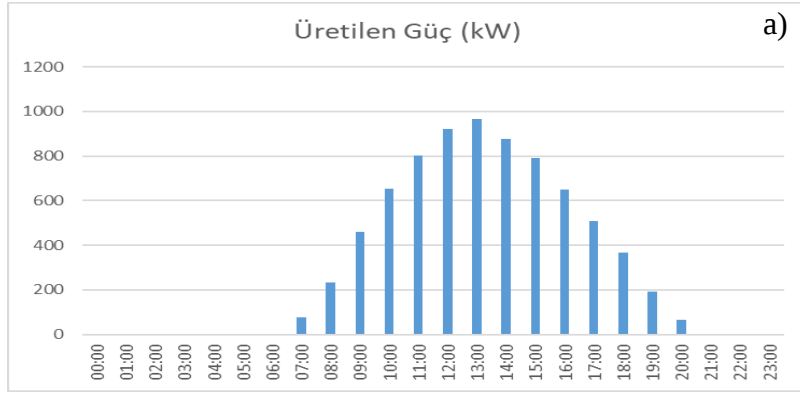
Şekil 5.16. Van ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler
a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos



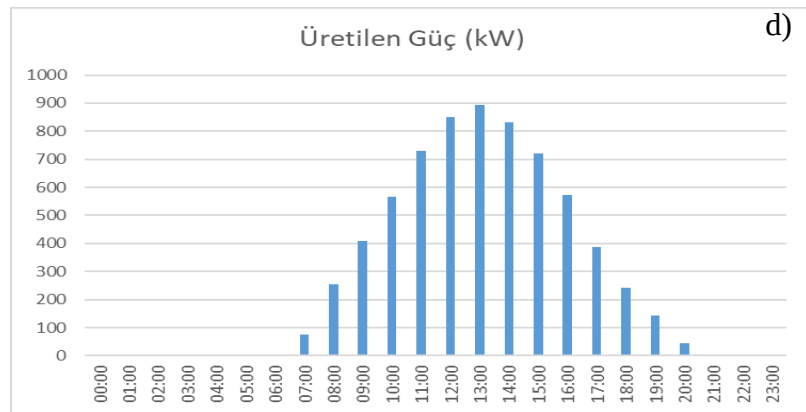
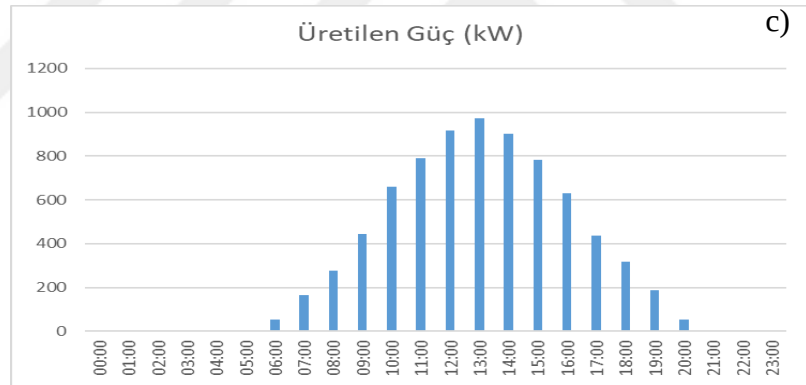
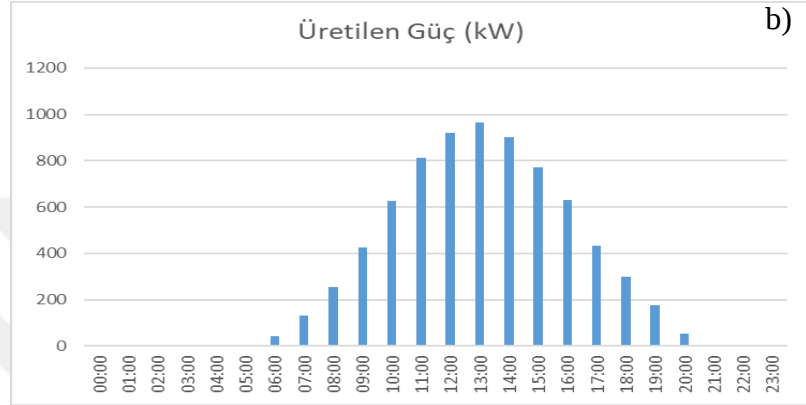
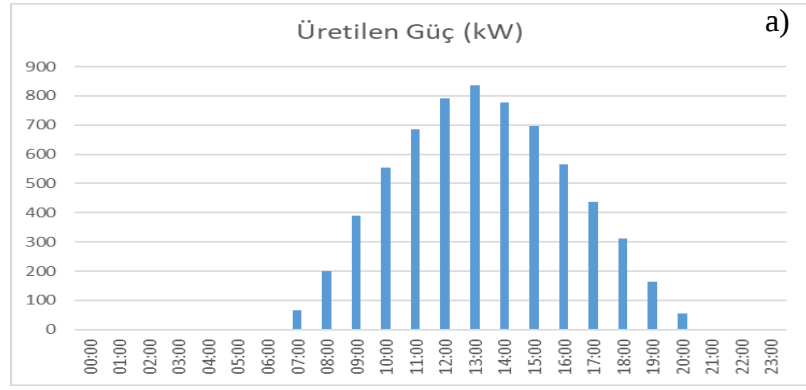
Şekil 5.17. Adıyaman ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler
a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos



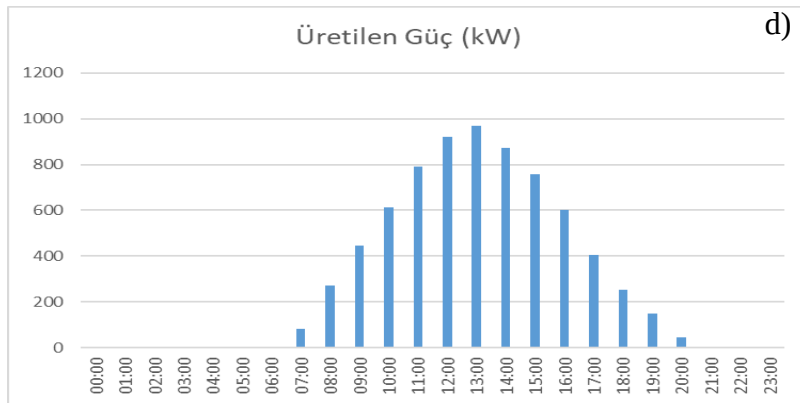
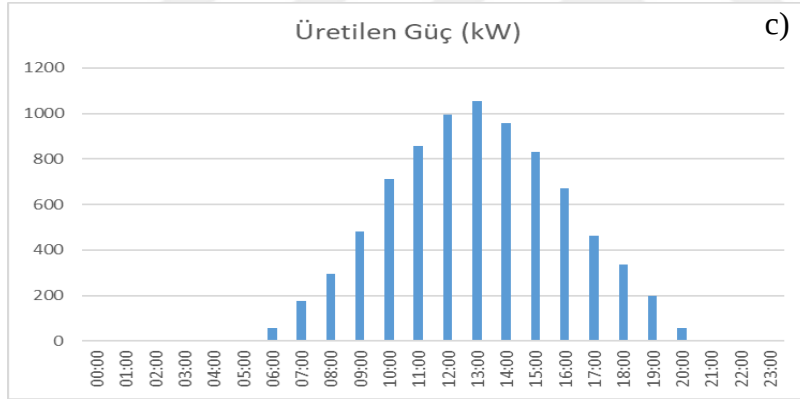
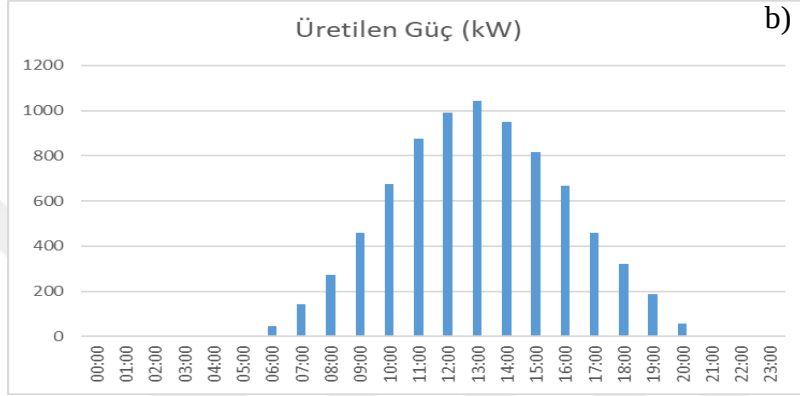
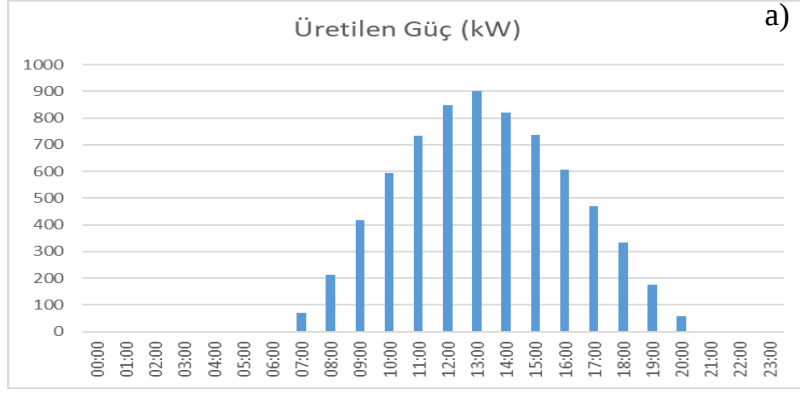
Şekil 5.18. Gaziantep ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler
a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos



Şekil 5.19. Şanlıurfa ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler
a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos



Şekil 5.20. Amasya ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler
a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos



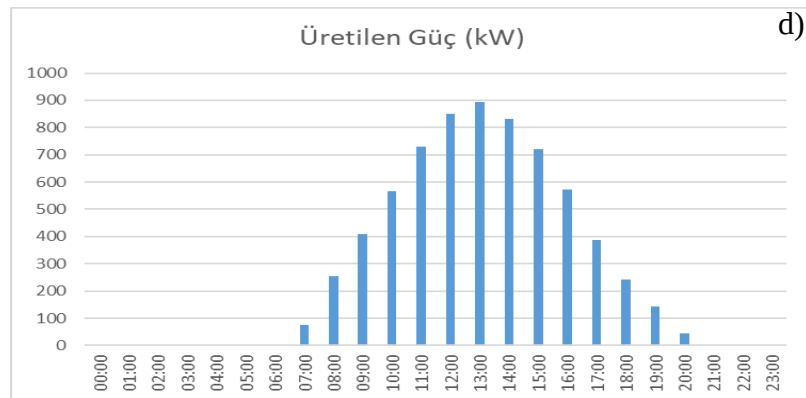
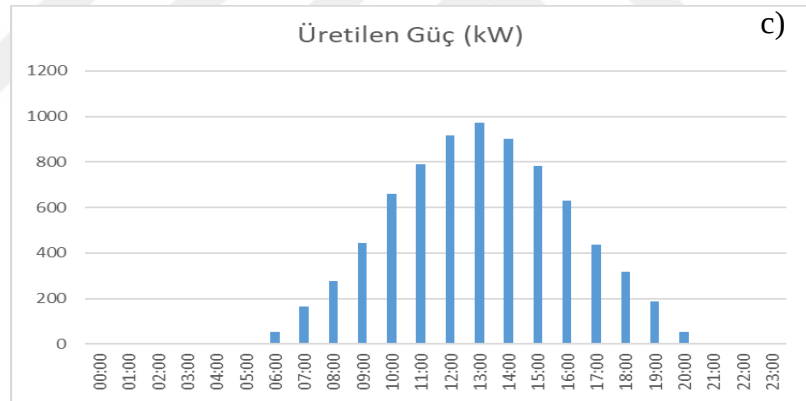
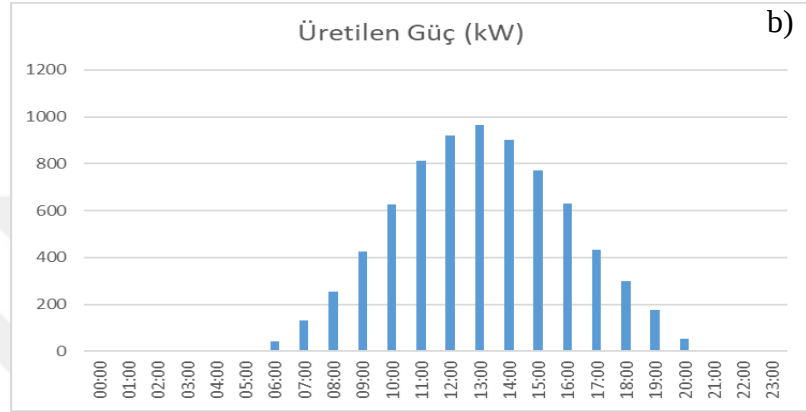
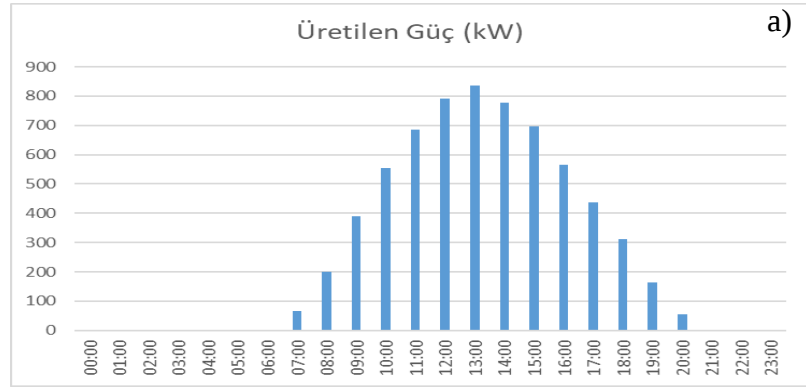
Şekil 5.21. Çorum ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler

a) Mayıs

b) Haziran

c) Temmuz

d) Ağustos



Şekil 5.22. Samsun ilinde 1 MW kurulu güçteki lisanssız santralin ürettiği güçler
a) Mayıs b) Haziran c) Temmuz d) Ağustos

Türkiye’de yedi coğrafi bölge için seçilen üç ilde bulunan güneş enerjisi santrallerinde üretilen güçler incelendiğinde, özellikle mayıs ayında bazı santrallerin ürettiği güç sözleşme gücünü aşmamıştır. Bunun nedeni ise o illerdeki güneş ışıması değerlerinin diğer illerden daha düşük olmasıdır. Özellikle Güneydoğu Anadolu bölgesindeki bazı illerde mayıs ayında sözleşme gücü aşılmışken, bu iller ile aynı enlemde olan Mersin’de ise aşım daha az olmuştur. Bunun nedeni ise bu ilin nemli olması ve atmosferik koşullardan dolayı modüllerin daha sıcak olmasıdır. Bir gün içerisinde her saat için hesaplanan güçlerden de görüldüğü gibi, Aynı güneş ışımasının geldiği iller arasında üretim farklılıkları görülmüştür. Bunun nedeni ise, illerin deniz seviyesine göre rakımlarının farklı olması ve rüzgar durumudur. Yüksek ve rüzgarlı bölgelerde modül sıcaklığı daha düşük olduğundan, modül kayıplarında azalmanın olduğu görülmüştür. Lisanssız güneş enerjisi santrallerinin bulunduğu bütün illerde bir yıl boyunca her saat için üretilen güçler, dolayısıyla enerjiler hesaplanmış ve sözleşme gücü kısıtlamasından dolayı üretilmeyen elektrik enerjisi aşağıdaki tablolarda verilmiştir.

Tablo 5.1. Mayıs ayına ilişkin üretilemeyen enerji

Santralin Bulunduğu İl	Toplam Kurulu Güç (MW)	MW Başına Üretilemeyen Enerji (MWh)	Toplam Üretilemeyen Enerji (MWh)
Adana	129,42	0,36	46,59
Adıyaman	124,42	1,577	196,21
Afyonkarahisar	252,35	1,286	324,52
Ağrı	16,04	1,312	21,04
Aksaray	96,05	1,176	112,95
Amasya	36,79	0	0
Ankara	297,77	0	0
Antalya	189,69	5,20	986,38
Aydın	125,86	0,592	74,50
Balıkesir	77,34	0	0
Batman	22,88	2,016	46,12
Bayburt	14,87	0,358	5,32
Bilecik	87,06	0	0
Bingöl	23,5	1,245	29,25
Bitlis	30,33	1,347	40,88
Burdur	81,98	6,541	536,23
Bursa	85,05	0	0
Çanakkale	15,75	0	0
Çankırı	63,46	0	0
Çorum	128,76	0	0
Denizli	189,01	2,513	474,98
Diyarbakır	106,45	2,016	214,60
Elazığ	175,25	2,235	391,68
Erzincan	45,93	1,286	59,06
Erzurum	105,54	1,358	37,78
Eskişehir	162,56	0	0
Gaziantep	260,76	1,025	267,27
Hatay	30,19	0	0
Isparta	168,24	4,864	818,31
İçel (Mersin)	217,5	0492	1070,1
İstanbul	23,84	0	0
İzmir	306,89	0	0
Karabük	14,53	0	0
Karaman	69,36	9,772	677,78

Tablo 5.1. (Devamı): Mayıs ayına ilişkin üretilmeyen enerji

Santralin Bulunduğu İl	Toplam Kurulu Güç (MW)	MW Başına Üretilmeyen Enerji (MWh)	Toplam Üretilmeyen Enerji (MWh)
Kastamonu	11,22	0	0
Kayseri	286,45	0	0
Kırıkkale	52,62	0	0
Kırşehir	57,25	0	0
Kilis	28,09	0,806	22,64
Kocaeli	26,86	0	0
Konya	342,74	4,388	1503,94
Kütahya	116,32	0,358	41,64
Malatya	124,33	2,016	250,64
Manisa	234,8	0	0
Kahramanmaraş	254,74	3,233	826,57
Mardin	23,89	2,016	48,16
Mersin	182,5	5,071	925,45
Muğla	105,28	3,943	415,11
Nevşehir	117,98	2,461	290,34
Niğde	124,28	4,511	560,62
Osmaniye	86,74	0,670	58,11
Sakarya	9,15	0	0
Samsun	26,98	0	0
Sivas	87,62	1,290	113,02
Şanlıurfa	373,5	1,460	545,31
Şırnak	29,38	6,059	178,01
Tokat	20,45	0	0
Uşak	129,29	0,303	39,17
Van	32,48	10,091	327,75
Yozgat	78,12	0,358	27,96

Tablo 5.2. Haziran ayına ilişkin üretilemeyen enerji

Santralin Bulunduğu İl	Toplam Kurulu Güç (MW)	MW Başına Üretilemeyen Enerji (MWh)	Toplam Üretilemeyen Enerji (MWh)
Adana	129,42	9,878	1.278,41
Adıyaman	124,42	13,282	1.652,55
Afyonkarahisar	252,35	13,478	3401,17
Ağrı	16,04	14,574	233,76
Aksaray	96,05	12,651	1215,12
Amasya	36,79	1,398	51,43
Ankara	297,77	6,777	2017,98
Antalya	189,69	20,660	3918,99
Aydın	125,86	10,154	1277,98
Balıkesir	77,34	6,630	512,76
Batman	22,88	14,132	323,34
Bayburt	14,87	11,250	167,28
Bilecik	87,06	3,976	346,15
Bingöl	23,5	13,782	323,87
Bitlis	30,33	14,428	437,60
Burdur	81,98	23,202	1902,10
Bursa	85,05	3,507	298,27
Çanakkale	15,75	3,638	57,298
Çankırı	63,46	6,777	430,06
Çorum	128,76	6,987	899,64
Denizli	189,01	17,595	3325,63
Diyarbakır	106,45	14,132	1504,35
Elazığ	175,25	15,112	2648,37
Erzincan	45,93	13,005	597,31
Erzurum	105,54	11,684	1233,12
Eskişehir	162,56	7,227	1174,82
Gaziantep	260,76	11,524	3004,99
Hatay	30,19	14,716	444,27
Isparta	168,24	20,924	3520,25
İçel (Mersin)	217,5	12,721	2766,81
İstanbul	23,84	1,969	46,94
İzmir	306,89	7,959	2442,53
Karabük	14,53	3,368	48,93
Karaman	69,36	29,355	2036,06

Tablo 5.2. (Devamı): Haziran ayına ilişkin üretilemeyen enerji

Santralin Bulunduğu İl	Toplam Kurulu Güç (MW)	MW Başına Üretilemeyen Enerji (MWh)	Toplam Üretilemeyen Enerji (MWh)
Kastamonu	11,22	1,572	17,63
Kayseri	286,45	13,541	3878,82
Kırıkkale	52,62	6,777	363,38
Kırşehir	57,25	6,777	388,02
Kilis	28,09	10,932	307,07
Kocaeli	26,86	1,347	36,18
Konya	342,74	19,728	6761,57
Kütahya	116,32	10,014	1164,82
Malatya	124,33	14,746	1833,37
Manisa	234,8	7,989	1875,81
Kahramanmaraş	254,74	17,206	4383,05
Mardin	23,89	14,258	340,62
Mersin	182,5	20,877	3810,05
Muğla	105,28	19,428	2045,38
Nevşehir	117,98	16,945	1999,17
Niğde	124,28	20,902	2597,70
Osmaniye	86,74	10,219	886,39
Sakarya	9,15	1,294	11,84
Samsun	26,98	1,398	37,71
Sivas	87,62	14,838	1300,10
Şanlıurfa	373,5	12,665	4730,37
Şırnak	29,38	21,386	628,32
Tokat	20,45	4,479	91,59
Uşak	129,29	9,531	1232,26
Van	32,48	30,096	977,51
Yozgat	78,12	11,192	874,31

Tablo 5.3. Temmuz ayına ilişkin üretilemeyen enerji

Santralin Bulunduğu İl	Toplam Kurulu Güç (MW)	MW Başına Üretilemeyen Enerji (MWh)	Toplam Üretilemeyen Enerji (MWh)
Adana	129,42	10,921	1.413,40
Adıyaman	124,42	13,097	1.629,53
Afyonkarahisar	252,35	13,728	3464,16
Ağrı	16,04	12,483	200,22
Aksaray	96,05	13,075	1255,85
Amasya	36,79	1,633	60,07
Ankara	297,77	7,614	2267,22
Antalya	189,69	21,150	4011,94
Aydın	125,86	11,491	1446,25
Balıkesir	77,34	7,703	595,75
Batman	22,88	13,743	314,43
Bayburt	14,87	11,990	178,29
Bilecik	87,06	4,830	420,49
Bingöl	23,5	13,634	320,34
Bitlis	30,33	15,317	464,56
Burdur	81,98	24,155	1980,22
Bursa	85,05	4,238	360,44
Çanakkale	15,75	4,896	76,96
Çankırı	63,46	7,614	483,18
Çorum	128,76	8,125	1046,17
Denizli	189,01	18,136	3427,88
Diyarbakır	106,45	13,743	1462,94
Elazığ	175,25	14,525	2545,50
Erzincan	45,93	13,338	621,61
Erzurum	105,54	11,734	1238,40
Eskişehir	162,56	7,970	1295,60
Gaziantep	260,76	11,883	3098,61
Hatay	30,19	11,244	339,45
Isparta	168,24	21,737	3657,03
İçel (Mersin)	217,5	11,126	2419,90
İstanbul	23,84	2,572	61,31
İzmir	306,89	8,937	2742,67
Karabük	14,53	4,018	58,38
Karaman	69,36	30,645	2125,53

Tablo 5.3. (Devamı): Temmuz ayına ilişkin üretilemeyen enerji

Santralin Bulunduğu İl	Toplam Kurulu Güç (MW)	MW Başına Üretilemeyen Enerji (MWh)	Toplam Üretilemeyen Enerji (MWh)
Kastamonu	11,22	1,641	18,41
Kayseri	286,45	13,213	3784,86
Kırıkkale	52,62	7,614	408,26
Kırşehir	57,25	7,614	435,90
Kilis	28,09	11,757	330,25
Kocaeli	26,86	1,624	43,62
Konya	342,74	20,460	7012,46
Kütahya	116,32	10,857	1262,88
Malatya	124,33	14,525	1805,89
Manisa	234,8	8,713	2045,81
Kahramanmaraş	254,74	17,157	4370,57
Mardin	23,89	14,031	335,20
Mersin	182,5	21,851	3987,80
Muğla	105,28	18,244	1920,72
Nevşehir	117,98	17,989	2122,34
Niğde	124,28	21,298	2646,91
Osmaniye	86,74	11,252	975,99
Sakarya	9,15	1,573	14,39
Samsun	26,98	1,633	44,05
Sivas	87,62	15,460	1354,60
Şanlıurfa	373,5	12,680	4735,98
Şırnak	29,38	21,676	636,84
Tokat	20,45	2,432	49,73
Uşak	129,29	10,601	1370,60
Van	32,48	30,750	998,76
Yozgat	78,12	12,224	954,93

Tablo 5.4. Ağustos ayına ilişkin üretilemeyen enerji

Santralin Bulunduğu İl	Toplam Kurulu Güç (MW)	MW Başına Üretilemeyen Enerji (MWh)	Toplam Üretilemeyen Enerji (MWh)
Adana	129,42	3,480	450,38
Adıyaman	124,42	5,474	681,07
Afyonkarahisar	252,35	6,014	1517,63
Ağrı	16,04	5,249	84,19
Aksaray	96,05	5,657	543,35
Amasya	36,79	0	0
Ankara	297,77	1,497	445,76
Antalya	189,69	11,114	2108,21
Aydın	125,86	4,250	534,90
Balıkesir	77,34	1,692	130,85
Batman	22,88	5,985	136,93
Bayburt	14,87	4,453	67,55
Bilecik	87,06	0,718	62,50
Bingöl	23,5	5,141	120,81
Bitlis	30,33	6,917	209,79
Burdur	81,98	12,929	1059,919
Bursa	85,05	0,491	41,75
Çanakkale	15,75	0,698	10,99
Çankırı	63,46	1,497	94,99
Çorum	128,76	1,985	255,58
Denizli	189,01	9,040	1708,65
Diyarbakır	106,45	5,985	637,10
Elazığ	175,25	6,828	1196,60
Erzincan	45,93	5,542	254,54
Erzurum	105,54	4,543	479,46
Eskişehir	162,56	2,231	362,67
Gaziantep	260,76	4,365	1138,21
Hatay	30,19	1,272	38,40
Isparta	168,24	11,595	1950,74
İçel (Mersin)	217,5	1,176	255,78
İstanbul	23,84	0	0
İzmir	306,89	2,344	719,35
Karabük	14,53	0,421	6,11
Karaman	69,36	17,763	1232,04

Tablo 5.4. (Devamı): Ağustos ayına ilişkin üretilemeyen enerji

Santralin Bulunduğu İl	Toplam Kurulu Güç (MW)	MW Başına Üretilemeyen Enerji (MWh)	Toplam Üretilemeyen Enerji (MWh)
Kastamonu	11,22	0	0
Kayseri	286,45	1,576	451,44
Kırıkkale	52,62	1,497	80,26
Kırşehir	57,25	1,497	85,70
Kilis	28,09	5,394	151,51
Kocaeli	26,86	0	0
Konya	342,74	10,649	3649,83
Kütahya	116,32	4,074	473,88
Malatya	124,33	6,697	832,63
Manisa	234,8	2,433	571,26
Kahramanmaraş	254,74	8,505	2166,56
Mardin	23,89	6,329	151,19
Mersin	182,5	11,100	2025,75
Muğla	105,28	9,403	989,94
Nevşehir	117,98	10,344	1220,38
Niğde	124,28	11,324	1407,34
Osmaniye	86,74	3,973	344,61
Sakarya	9,15	0	0
Samsun	26,98	0	0
Sivas	87,62	7,434	651,36
Şanlıurfa	373,5	5,350	1998,22
Şırnak	29,38	11,461	336,72
Tokat	20,45	1,247	25,50
Uşak	129,29	3,605	466,09
Van	32,48	18,727	608,25
Yozgat	78,12	4,923	384,58

Tablo 5.5. Toplam üretilemeyen enerjinin aylara göre değişimi

Aylar	Toplam Üretilemeyen Enerji (MWh)
Mayıs	11535,89
Haziran	88113,18
Temmuz	90752,03
Ağustos	37609,80
Toplam	228010,90

Yukarıdaki tablodan da görüldüğü gibi, toplam üretilmeyen enerji aylara göre farklılık göstermektedir. Ülkemizdeki bütün lisanssız santrallerin EPDK yönetmeliğinden dolayı üretmedikleri toplam enerji yıllık **228010,90** MWh'tir. Elektrik enerjisi fiyatları mesken, ticarethane, sanayi ve kamu kurumlarına göre farklı tarifeler uygulanmaktadır. Elektrik enerjisinin fiyatı ortalama olarak 3 TL/kWh olduğu kabul edilirse, EPDK yönetmeliğinden dolayı 2022 yılı için yaklaşık **684.032.700** TL maddi zarara oluşmaktadır.



6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Ülkemizde yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üreten lisanssız santrallerden toplam kurulu gücü en fazla olan güneş enerjisi santralleridir. Özellikle son yıllarda elektrik enerjisi fiyatlarının artmasıyla lisanssız güneş enerji santrallerinin kurulumu ve bütün santraller arasındaki enerji üretim payı da hızla artmaktadır. Bu santrallerde enerji üretimi sırasında oluşan kayıpların en önemlileri modül eğiminin yanlış hesaplanması, gölgelenme ve modül sıcaklığının artmasından dolayı çıkış gücünün azalmasıdır. Bir güneş enerjisi santralında bir yılda üretilebilecek enerjinin doğru olarak hesaplanabilmesi için oluşacak kayıpların tam olarak bilinmesi gerekir. Gölgeleme kayıpları, inverter kayıpları, kablo kayıpları ve diğer kayıplar yaklaşık olarak bulunabilir ve bunların toplamı % 5-8 arasında olur. Fakat, modül sıcaklığının 25 °C'yi aşması durumunda kayıplar her bir derece için % 0,4 artar. Özellikle yaz aylarında bazı bölgelerde hava sıcaklığının 45 °C'ye çıkması durumunda modül sıcaklığı da 65 °C civarında olacaktır. Bu durumda sıcaklıktan dolayı oluşacak ilave kayıplar da % 16 civarında olacaktır.

Lisanssız güneş enerji santrallerinde EPDK yönetmeliklerine göre AC bağlantı gücünden daha fazla bir güç şebekeye verilememektedir. Santral işletmecileri tesislerde bağlantı gücünden daha büyük DC güç kullandığından, özellikle yaz aylarında cezaya girmemek için enerji üretmede bazı sınırlamalar getirmektedirler. Bütün lisanssız santrallarda benzer durum olduğundan EPDK yönetmeliğinden kaynaklanan üretim kayıpları gerçeğe yakın olarak hesaplanmıştır. Bunun için gerçek ışıma verileri ve kayıplar hesaplarda kullanılmıştır. Sıcaklıktan dolayı oluşan kayıpları hesaplamak için gerekli olan modül sıcaklığı kestiriminde Muzathik yönteminin gerçeğe yakın sonuçları verdiği görülmüştür. Türkiye'de bulunan bütün lisanssız güneş enerjisi santrallerinin bir yıl boyunca saatlik ürettikleri enerjiler gerçek ışıma verileri ve gerçeğe yakın kayıplarla hesaplanmıştır. Bütün santrallerin yaz aylarında öğle saatlerinde şebeke bağlantı gücünden daha fazla güç üretebileceği görülmüştür. Bu sonuçlara göre, ülkemizde bir yılda EPDK yönetmeliklerinden kaynaklı **228010,90** MWh'lik bir enerji kaybı oluşmaktadır. Günümüz ortalama enerji tarifesine göre ülkemiz üretilmeyen elektrik enerjisinden dolayı yıllık en az 684 milyon TL maddi

kayba uğratılmaktadır. Bu nedenle, EPDK'nın "Dağıtım Sistemine Bağlantı Anlaşması" yönetmeliği gözden geçirilmeli ve üretilmeyen elektrik enerjisinin hiç olmaması için düzenlemeler yapılmalıdır. En azından şebeke bağlantı gücünü aşan üretimlerde üretim fazlalığı şebekeye ücretsiz veya yarı fiyattan verilmelidir.



KAYNAKLAR

- [1] United Nations, “Paris Agreement”, 2015
- [2] IEA, “Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector”, October, 2021.
- [3] Yolcan, O.O., Köse, R., “Türkiye’nin Güneş Enerjisi Durumu ve Güneş Enerjisi Santrali Kurulumunda Önemli Parametreler”, Kırklareli University Journal of Engineering and Science, 6-2(2020) 196-215.
- [4] B. Marion et al.,”Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems” presented at the 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference, Florida, USA, 2005.
- [5] C. W. A. Baltus, J. A. Eikelboom and R. J. C. van Zolingen, “Analytical Monitoring of Losses in PV Systems” presented at the 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, 1997.
- [6] International Electrotechnical Commission, “Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring”, 2017.
- [7] Hasan, A.Y., Ghoneim, A.A., “A new correlation between photovoltaic panel’s efficiency and amount of sand dust accumulated on their surface”, Int J Sustain Energy 24 (4), 187–197, 2005.
- [8] Becker, H., Vaassen, W., Hermann, W., “Reduced output of solar generators due to pollution”, In: 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 30 June–4 July. Barcelona, Spain, pp. 251–255, 1997.
- [9] Boyle, L., Flinchbaugh, H., Hannigan, M., “Impact of natural soiling on the transmission of PV cover plates.”, 39th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 16–21 June. Tampa, FL, 3276–3278, 2013.
- [10] Cabanillas, R.E., Munguia, H., “Dust accumulation effect on efficiency of Si photovoltaic modules”, J. Renew. Sustain. Energy 3 (4), 043114, 2011.
- [11] Hammond, R., Srinivasan, D., Harris, A., Whitfield, K., Wohlgemuth, J., “Effects of soiling on PV module and radiometer performance”, 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 29 September– 3 October. Anaheim, CA, pp. 1121–1124, 1997.
- [12] Kimber, A., Mitchell, L., Nogradi, S., Wenger, H., “The effect of soiling on large grid-connected photovoltaic systems in California and the southwest region of the United States”, 4th IEEE World Photovoltaic Energy Conversion Conference, 7–12 May, vol. 2. Waikoloa, HI, pp. 2391–2395, 2006.
- [13] Maghami, M.R., et al., “Power loss due to soiling on solar panel: A review”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, 59, 2016, 1307–1316

- [14] Sayyah, A., Horenstein, M.N. and Mazumder, M.K., “Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels”, *Solar energy*, Elsevier, 107, 2014, pp 576-604.
- [15] Maghami, M.R., et al., “Power loss due to soiling on solar panel: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, 59, 2016, 307–1316.
- [16] Deniz, E., “Güneş Enerji Santrallerinde Kayıplar”, *EMO Dergisi*, İzmir.
- [17] Benli, H., “Potential of renewable energy in electrical energy production and sustainable energy development of Turkey: performance and policies”, *Renewable Energy*, 50, 33 46, 2013. doi:10.1016/j.renene.2012.06.051
- [18] Aras, H., Balli, O., Hepbasli, A., “Estimating the horizontal diffuse solar radiation over the Central Anatolia Region of Turkey. *Energy Conversion and Management*”, 47, 2240 2249, 2006.
- [19] Ulgen, K., Hepbasli, A., “Diffuse solar radiation estimation models for Turkey’s big cities”, *Energy Conversion and Management*. 50, 149 156, 2009.
- [20] Szokolay, S., “Solar geometry”, Queensland: PLEA (Passive and Low Energy Architecture International), 2007.
- [21] Talebizadeh, P., Mehrabian, M.A. and Abdolzadeh, M., Determination of Optimum Slope Angles of Solar Collectors Based on New Correlations, *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 33:17, pp. 1567-1580, 2011.
- [22] Farivar, G., and Asaei, B., A New Approach for Solar Module Temperature Estimation Using the Simple Diode Model, *IEEE Transactions On Energy Conversion*, Vol. 26, No. 4, December 2011
- [23] Demircan, C., et al., Comparative Study on Photovoltaic Module Temperature Estimation Methods, 1st International Conference on Energy Systems Engineering November 2-4, 2017 KBU - Karabük, Turkey
- [24] Thapar, V., Agnihotri, G., & Sethi, V.K., Estimation of Hourly Temperature at a Site and its Impact on Energy Yield of a PV Module, *International Journal of Green Energy*, DOI: 10.1080/15435075.2011.653919
- [25] Bassam, A., et al., Temperature Estimation for Photovoltaic Array Using an Adaptive Neuro Fuzzy Inference System, *Sustainability*, MDPI, 2017, 9, 1399; doi:10.3390/su9081399
- [26] Muzathik, A.M., Photovoltaic Modules Operating Temperature Estimation Using a Simple Correlation, *International Journal of Energy Engineering*, Aug. 2014, Vol. 4 Iss. 4, PP. 151-158
- [27] Koehl, M., Heck, M. Wiesmeier, S. and Wirth, J., “Modelling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 95, pp. 1638-1646, 2011.
- [28] Segado, P.M. Carretero, J., and Cardona, M.S., “Models to predict the operating temperature of different photovoltaic modules in outdoor conditions,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 23, pp. 1267-1282, 2015.

- [29] Schwingshackl, C., et al., "Wind effect on PV module temperature: Analysis of different techniques for an accurate estimation," *Energy Procedia*, vol. 40, pp. 77-86, 2013.
- [30] Armstrong, S., and Hurley, W.G., "A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions," *Applied Thermal Engineering*, vol. 30, pp. 1488-1495, 2010.
- [31] Ross, R.G., "Interface design considerations for terrestrial solar cell modules." in: 12th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Baton Rouge, Louisiana, 1976, pp. 801-806.
- [32] King, D.L. Boyson, W.E., and Kratochvil, J.A., "Photovoltaic array performance model," *SAND*, vol. 2004-3535, 2004.
- [33] Sharma, V., Chandel, S.S., Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, 27(2013)753–767
- [34] Nguyen, D. , and Lehman, B., "An adaptive solar photovoltaic array using model-based reconfiguration algorithm," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 7, pp. 2644–2654, 2008.
- [35] Quesada, G.V., et al., "Electrical PV array reconfiguration strategy for energy extraction improvement in grid-connected PV systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 11, pp. 4319–4331, 2009.
- [36] Wang, Y., Lin, X., Kim, Y., Chang, N. and Pedram, M. "Architecture and control algorithms for combating partial shading in photovoltaic systems," *IEEE Transactions on Computer-Aided Design of Integrated Circuits and Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 917– 930, 2014.
- [37] Patel, H., and Agarwal, V., "MATLAB-based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristics," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 1, pp. 302–310, 2008.
- [38] Abdul Kareem, M.S., Saravanan, M., A new method for accurate estimation of PV module parameters and extraction of maximum power point under varying environmental conditions, *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, (2016) 24: 2028-2041
- [39] Carrero, C., Ramirez, D., Rodriguez, A., Platero, C.A., Accurate and fast convergence method for parameter estimation of PV generators based on three main points of the I-V curve. *Renew Energ* 2011; 36: 2972-2977.
- [40] Badescu, V., Simple optimization procedure for silicon-based solar cell interconnection in a series{parallel PV module. *Energ Convers Manage* 2006; 47: 1146-1158.
- [41] Lun, S.X., et al., A new explicit I{V model of a solar cell based on Taylor's series expansion. *Sol Energy* 2013; 94: 221-232.
- [42] Sera, D., Teodorescu, R., Rodriguez, P., PV panel model based on datasheet values. In: *IEEE 2007 International Symposium on Industrial Electronics*; 4{7 June 2007; Vigo, Spain: IEEE. pp. 2392 - 2396.
- [43] Freeman, D., Introduction to Photovoltaic Systems Maximum Power Point Tracking. Texas Instruments, Application Rreport, Nov. 2010; SLVA446: 1-7.

- [44] Esram, T., Chapman, P.L.. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Trans. On Energy Conversion*, 2007; 22: 439-449.
- [45] DeBrito, M.A.G., Galotto, L., Sampaio, L.P., de Azevedo e Melo, G., Canesin, C.A., Evaluation of the main MPPT techniques for photovoltaic applications. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 60 (3), 2013. 1156–1167.
- [46] Elasser, A., Agamy, M., Sabate, J., Steigerwald, R., Fisher, R., Harfman-Todorovic, M., A comparative study of central and distributed mppt architectures for megawatt utility and large scale commercial photovoltaic plants. In: *IECON 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*. 2010.
- [47] Esram, T., Chapman, P.L., Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Trans. Energy Convers.* 22 (2), 439–449. 2007.
- [48] Houssamo, I., Locment, F., Sechilariu, M., Experimental analysis of impact of MPPT methods on energy efficiency for photovoltaic power systems. *Electr. Power Energy Syst.* 46, 98–107, 2013.
- [49] Renaudineau, H., Houari, A., Martin, J.P., Pierfederici, S., Meibody-Tabar, F., Gerardin, B., A new approach in tracking maximum power under partially shaded conditions with consideration of converter losses. *Sol. Energy* 85 (11), 2580–2588, 2011.
- [50] Reddy, R, and Reddy, V.S., “Study on Series and Parallel Connected Solar Photovoltaic System under Shadow Conditions”, *IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE)*, Volume 11, Issue 1 Ver. I (Jan – Feb. 2016, pp. 36-40 losses 14
- [51] Lorente, D.G., et al., “Mismatch losses in PV power plants”, *Solar Energy*, Elsevier, 100, 2014, 42–49.
- [52] Charles, E., Lehman, E., Zoellick, J., Pauletto, G., Effects of mismatch losses in photovoltaic arrays. *Sol. Energy* 54 (3), 1995. 165–171.
- [53] MacAlpine, S., Brandemuehl, M., Erickson, R., Beyond the module model and into the array: mismatch in series strings. In: *38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2012.
- [54] Spertino, F., Akilimali, J.S., Are manufacturing IV mismatch and reverse currents key factors in large photovoltaic arrays? *IEEE Trans. Ind. Electron.* 56 (11), 4520–4531, 2009.
- [55] Faes, A., et al, “Metallization and interconnection for high efficiency bifacial silicon heterojunction solar cells and modules”, *Photovoltaics International*, 3, 1-12, 2018.
- [56] Louwen, A., et al., “A Cost Roadmap for silicon heterojunction solar cells”, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 147, 295-314, 2016.
- [57] <https://gepa.enerji.gov.tr/MyCalculator/>, Erişim Tarihi: 12/03/2022
- [58] Alkan, A., Yenilenebilir Hibrit Enerji Kaynakları ile Beslenen Konutlarda Akıllı enerji Depolama ve Yönetim Sistemi, Yüksek Lisans Tezi, Kocaeli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Kocaeli, 2016.
- [59] EPDK, Dağıtım Sistemine Bağlantı Anlaşması, 16 Nisan 2016

ÖZGEÇMİŞ

Ecem ASLAN

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** : 2014-2018, Sakarya Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik Elektronik Mühendisliği Bölümü.
- **Yüksek Lisans** : 2020-Devam, Sakarya Üniversitesi, Yenilenebilir Enerji Sistemleri Anabilim Dalı.

TEZDEN TÜRETİLEN ESERLER:

- Bayrak, M., Aslan, E., “Türkiye’deki Lisanssız Güneş Enerjisi Santrallerinde Üretim Kayıplarının Belirlenmesi”, Kahramanmaraş Sutcu Imam University Journal of Engineering Sciences (Makale kabul edildi)