



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

**ARAZİ TİPİ LİSANSSIZ GÜNEŞ ENERJİ SANTRALLERİNİN
FİZİBİLİTE, BAŞVURU, PROJE VE KURULUM SÜREÇLERİNİN
ANALİZİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

EMRAH DEMİRTAŞ

OCAK

**EMRAH
DEMİRTAŞ**

**YENİLENEBİLİR ENERJİ
VE
UYGULAMALARI
ANA BİLİM DALI**

OCAK 2026

**ARAZİ TİPİ LİSANSSIZ GÜNEŞ ENERJİ SANTRALLERİNİN
FİZİBİLİTE, BAŞVURU, PROJE VE KURULUM SÜREÇLERİNİN
ANALİZİ**

Emrah DEMİRTAŞ

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
YENİLENEBİLİR ENERJİ VE UYGULAMALARI ANABİLİM DALI**

Danışman

Dr. Öğr. Üyesi Erhan BERGİL

**AMASYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

OCAK 2026

Yüksek Lisans Tezi Kabul ve Onay Sayfası

Emrah DEMİRTAŞ tarafından hazırlanan “Arazi Tipi Lisanssız Güneş Enerji Santrallerinin Fizibilite, Başvuru, Proje ve Kurulum Süreçlerinin Analizi” adlı tez çalışması aşağıdaki jüri tarafından OY BİRLİĞİ ile Amasya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yenilenebilir Enerji ve Uygulamaları Anabilim Dalında YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Erhan BERGİL

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Ana Bilim Dalı, Amasya Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum

Başkan: Doç. Dr. Cenk GEZEGİN

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Ana Bilim Dalı, Ondokuz Mayıs Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum

Üye: Dr. Öğr. Üyesi Canan ORAL

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Ana Bilim Dalı, Amasya Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum

Tez Savunma Tarihi: 28/01/2026

Jüri tarafından kabul edilen bu tezin Yüksek Lisans Tezi olması için gerekli şartları yerine getirdiğini onaylıyorum.

.....

Prof. Dr. Ümit YILDIRIM

Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

ETİK BEYAN

Amasya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Tez Yazım Kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmada;

- Tez içinde sunduğum verileri, bilgileri ve dokümanları akademik ve etik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
- Tüm bilgi, belge, değerlendirme ve sonuçları bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
- Tez çalışmada yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi,
- Kullanılan verilerde herhangi bir değişiklik yapmadığımı,
- Bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu,

bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.

Emrah DEMİRTAŞ

28/01/2026

ARAZİ TİPİ LİSANSSIZ GÜNEŞ ENERJİ SANTRALLERİNİN FİZİBİLİTE,
BAŞVURU, PROJE VE KURULUM SÜREÇLERİNİN ANALİZİ
(Yüksek Lisans Tezi)

Emrah DEMİRTAŞ

AMASYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
Ocak 2026

ÖZET

Bu tez çalışmasında, arazi tipi lisanssız güneş enerji santrallerinin (GES) fizibilite, başvuru, projelendirme ve kurulum süreçleri teknik, idari ve mevzuatsal boyutlarıyla bütüncül bir yaklaşımla incelenmiştir. Küresel ölçekte artan enerji talebi, fosil yakıt kaynaklı çevresel sorunlar ve karbon emisyonlarının azaltılmasına yönelik hedefler doğrultusunda yenilenebilir enerji kaynakları giderek daha fazla önem kazanmakta olup, güneş enerjisi kurulum kolaylığı, ölçeklenebilirliği ve düşen yatırım maliyetleri sayesinde öne çıkmaktadır. Türkiye'nin yüksek güneşlenme potansiyeline rağmen, özellikle arazi tipi lisanssız GES projelerinde arazi seçimi, tarım arazileri kısıtları, çevresel etki değerlendirme süreçleri ve şebeke bağlantı kapasitesi gibi unsurlar yatırım süreçlerini karmaşık hale getirmektedir. Çalışma kapsamında öncelikle Türkiye'de lisanssız elektrik üretimine ilişkin yasal çerçeve incelenmiş, ardından seçilen bir arazi üzerinden teknik fizibilite gerçekleştirilerek enerji üretim simülasyonu oluşturulmuştur. Teknik fizibiliteye ek olarak yapılan finansal analizler sonucunda yatırımın geri dönüş süresi hesaplanmış ve projenin ekonomik yapılabilirliği değerlendirilmiştir. Ayrıca projelendirme, kurulum, test ve devreye alma aşamaları ele alınmış; uygulama sürecinde karşılaşılan mevzuat belirsizlikleri ve şebeke kapasite kısıtları analiz edilmiştir. Elde edilen bulgular, doğru ve detaylı bir fizibilite çalışmasının proje başarısında belirleyici olduğunu göstermekte olup, çalışma yatırımcılar ve proje geliştiriciler için yol gösterici nitelik taşımaktadır.

Sayfa Adedi : 81
Anahtar Kelimeler : Yenilenebilir Enerji, Güneş Enerji Santrali, Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği, Elektrik Üretim Simülasyonu, Fizibilite
Danışman : Dr. Öğr. Üyesi Erhan BERGİL

ANALYSIS OF FEASIBILITY, APPLICATION, PROJECT AND INSTALLATION
PROCESSES OF LAND-TYPE UNLICENSED SOLAR POWER PLANTS

(M. Sc. Thesis)

Emrah DEMİRTAŞ

AMASYA UNIVERSITY

GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

January 2026

ABSTRACT

In this thesis study, the feasibility, application, design, and construction processes of land-based unlicensed solar power plants (SPPs) are examined with a holistic approach in terms of technical, administrative, and regulatory aspects. Due to the increasing global energy demand, environmental problems caused by fossil fuels, and targets for reducing carbon emissions, renewable energy sources have gained increasing importance worldwide, with solar energy standing out because of its ease of installation, scalability, and decreasing investment costs. Despite Türkiye's high solar irradiation potential, land-based unlicensed SPP projects involve more complex investment processes, particularly due to land selection, agricultural land restrictions, environmental impact assessment procedures, and grid connection capacity constraints. Within the scope of the study, the legal framework for unlicensed electricity generation in Türkiye is first examined, followed by a technical feasibility study conducted for a selected land area, where an energy production simulation is performed. In addition to the technical feasibility analysis, financial analyses are carried out to calculate the payback period of the investment and to evaluate its economic viability. Furthermore, the design, installation, testing, and commissioning stages are examined, and regulatory uncertainties and grid capacity limitations encountered during the implementation process are analyzed. The findings demonstrate that a comprehensive and detailed feasibility study plays a decisive role in the success of land-based unlicensed SPP projects, and the study provides a guiding reference for investors and project developers.

Number of pages : 81

Keywords : Renewable Energy, Solar Power Plant, Regulation on Unlicensed
Electricity Generation, Electricity Generation Simulation, Feasibility
Study

Supervisor : Asst. Prof. Dr. Erhan BERGİL

ÖN SÖZ ve TEŞEKKÜR

Bu tez çalışması, Amasya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yenilenebilir Enerji ve Uygulamaları Anabilim Dalı Yüksek Lisans Programı kapsamında hazırlanmıştır. Çalışmanın her aşamasında bilgi ve tecrübeleriyle yol gösteren ve akademik katkılarıyla tez sürecinin sağlıklı bir şekilde ilerlemesini sağlayan değerli danışmanım Dr. Öğr. Üyesi Erhan Bergil'e teşekkürlerimi sunarım. Ayrıca yüksek lisans eğitimim süresince her zaman yanımda olan, anlayışı ve desteğiyle bu sürecin tamamlanmasında önemli katkı sağlayan eşim Esra Aydın Demirtaş'a teşekkür ederim.



İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET	iv
ABSTRACT.....	v
ÖN SÖZ ve TEŞEKKÜR.....	vi
ÇİZELGELER DİZİNİ	x
ŞEKİLLER DİZİNİ	xi
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ	xiii
1. GİRİŞ	1
1.1. Amaç ve Kapsam	2
1.2. Tezin Yapısı	2
2. TEORİK ÇERÇEVE VE YASAL ALTYAPI.....	4
2.1. Küresel Enerji Dönüşümü ve YEK’lerin Yükselişi	4
2.2. Güneş Enerjisinin Küresel Kurulu Güçteki Rolü.....	5
2.3. Türkiye’nin Enerji Politikalarında YEK’lerin Yeri	6
2.3.1. Enerji arz güvenliği ve yerli kaynak vurgusu.....	6
2.3.2. Ulusal YEK hedefleri ve stratejileri	6
2.3.3. Yasal teşvik mekanizmaları ve lisanssız üretimin önemi.....	7
2.4. Türkiye’de Lisanssız GES Mevzuatı ve Uygulama Çerçevesi	7
2.4.1. Lisanssız elektrik üretiminin tanımı ve yasal dayanağı.....	7
2.4.2. Arazi tipi GES projelerine özgü kısıtlamalar ve izinler	8
2.5. Güneş Enerjisi Teknolojileri ve Santral Ekipmanları.....	8
2.5.1. Fotovoltaik sistem elemanları.....	9
2.5.2. Fotovoltaik Hücreler.....	10
2.5.3. Eviriciler	10

	Sayfa
2.5.4. Kablolar	11
2.5.5. GES toplama panoları.....	12
2.5.6. Orta Gerilim Ekipmanları.....	12
2.5.7. Konstrüksiyon.....	13
3. FİZİBİLİTE SÜRECİ	14
3.1. Ön Etüt Analizi.....	14
3.1.1. Tüketim analizi ve kapasite belirleme	14
3.1.2. Şebeke bağlantı kapasitesinin ön araştırması	15
3.2. Arazi Seçimi ve Optimizasyonu.....	16
3.2.1. Coğrafi ve teknik kriterler	16
3.2.2. Yasal ve idari kısıtlayıcılar:.....	16
3.3. Teknik Fizibilite Analizi	17
3.3.1. Enerji üretim tahmini ve PVsyst analizi	17
3.3.2. Konya ilinde Pvsyst ile güneş enerji santralinin tasarımı.....	25
3.4. Finansal Fizibilite Analizi	27
3.4.1. Yatırım maliyetleri (CAPEX) ve işletme giderleri (OPEX).....	27
3.4.2. Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti analizi	29
3.4.3. Finansal risk ve duyarlılık (hassasiyet) analizi.....	30
3.4.4. Genel Değerlendirme.....	30
4. BAŞVURU SÜRECİ	32
4.1. Başvuru Öncesi Hazırlık ve Gerekli Belgeler	32
4.1.1. Başvuru belgelerinin hazırlanması	32
4.2. Çağrı Mektubu Süreci	33
4.3. Süreçte Karşılaşılan İdari ve Teknik Darboğazlar	33
5. PROJELENDİRME VE KURULUM SÜREÇLERİ.....	34

	Sayfa
5.1. GES Projelerinin Hazırlanması ve Onaylatılması.....	34
5.1.1. Teknik hesaplamalar ve ekipman seçim kriterleri.....	34
5.1.2. Uygulama projeleri ve paftalar	43
5.1.3. Proje onay ve yasal izin süreçleri	48
5.2. Kurulum Süreçleri	51
5.2.1. Lojistik yönetimi ve şantiye kurulumu.....	51
5.2.2. İnşaat ve mekanik montaj aşamaları.....	52
5.2.3. Elektriksel montaj ve bağlantılar.....	52
5.2.4. Test, kabul ve devreye alma	53
6. SONUÇ ve ÖNERİLER	55
6.1. Sonuçlar.....	55
6.2. Öneriler.....	56
KAYNAKLAR	57
EKLER.....	60
EK-1 PVSyst Simülasyon Raporu	61
EK-2 ETAP Kısa Devre Simülasyon Raporu	67
ÖZGEÇMİŞ	81

ÇİZELGELER DİZİNİ

	Sayfa
Çizelge 3.1. Bir işletmenin aylara göre elektrik tüketim miktarı.....	5
Çizelge 3.2. 1MWp/1MWe GES yatırım maliyeti.....	28
Çizelge 3.3. Gelir gider tablosu	29
Çizelge 3.4. Duyarlılık analizi ve yatırımın geri dönüş süresi değişimi.....	30



ŞEKİLLER DİZİNİ

	Sayfa
Şekil 2.1. Fotovoltaik sistem bileşenleri.....	9
Şekil 2.2. Fotovoltaik hücresi.....	10
Şekil 2.3. Fotovoltaik hücre, panel ve dizi tasarımı	10
Şekil 2.4. Dizi eviriciler.....	11
Şekil 2.5. Merkezi evirici.....	11
Şekil 2.6. DC kablo.....	11
Şekil 2.7. GES toplama panosu.....	12
Şekil 2.8. OG ekipman	12
Şekil 2.9. Arazi tipi konstrüksiyon	13
Şekil 2.10. Çatı tipi konstrüksiyon	13
Şekil 3.1. PVsyst programı giriş ekranı	18
Şekil 3.2. Veritabanları menüsü	19
Şekil 3.3. Şebekeye bağlı menüsü	20
Şekil 3.4. Hava Durumu Görseli	20
Şekil 3.5. Hava durumu veritabanı	20
Şekil 3.6. Coğrafi konum seçimi	21
Şekil 3.7. Coğrafi konum haritası	21
Şekil 3.8. Coğrafi koordinatlar	21
Şekil 3.9. Aylık hava durumu ekranı	22
Şekil 3.10. Proje ekranı	22
Şekil 3.11. Yönlendirme ekranı	23
Şekil 3.12. Sistem tasarım ekranı	24
Şekil 3.13. Sistem özeti	24

	Sayfa
Şekil 3.14. Simülasyon ekranı	25
Şekil 3.15. Konya ili proje özet ekranı	25
Şekil 3.16. Konya ili aylara göre üretim verileri	26
Şekil 5.1. ETAP kısa devre tek hat şeması	36
Şekil 5.2. GES tesisi kısa devre akımları	37
Şekil 5.3. Topraklama hesabında kullanılan parametreler	40
Şekil 5.4. Panel-evirici uyumluluk hesapları	43
Şekil 5.5. Genel yerleşim planı	44
Şekil 5.6. Tek hat şeması	45
Şekil 5.7. Evirici-panel bağlantı detayı	46
Şekil 5.8. AG Pano Detayı	46
Şekil 5.9. Trafo binası detayı	47
Şekil 5.10. Topraklama planı	48

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

Kısaltmalar	Açıklama
GES	Güneş Enerji Santrali
GEPA	Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası
YEK	Yenilenebilir Enerji Kaynakları
W	Watt
Wp	Watt peak
kW	Kilowatt
kWp	Kilowatt peak
MW	Megawatt
MWp	Megawatt peak
kWh	Kilowatt saat
kVA	Kilovolt amper
m	Metre
m ²	Metrekare
V	Volt
DC	Direct Current
AC	Alternating Current
TMŞ	Termik Manyetik Şalter
PV	Fotovoltaik

1. GİRİŞ

Küresel iklim değişikliğiyle mücadele, enerji arz güvenliğinin sağlanması ve fosil yakıtlara olan bağımlılığın azaltılması, günümüzde ülkelerin enerji politikalarının temel öncelikleri arasında yer almaktadır. Bu hedeflere ulaşılmasında yenilenebilir enerji kaynakları (YEK), sera gazı emisyonlarını azaltma potansiyeli ve sürdürülebilir enerji arzı sağlaması nedeniyle stratejik bir rol üstlenmektedir (IPCC, 2023; IEA, 2024). Yenilenebilir enerji kaynakları arasında yer alan güneş enerjisi ise temiz, sürdürülebilir ve tükenmez bir kaynak olması sebebiyle, elektrik üretimine yönelik teknolojik uygulamaların en hızlı geliştiği alanlardan biri olarak öne çıkmaktadır (IRENA, 2019; BloombergNEF, 2024).

Türkiye, coğrafi konumu ve güneşlenme süreleri açısından önemli bir güneş enerjisi potansiyeline sahiptir. Yenilenebilir enerji yatırımlarının artırılması, enerji ithalatına olan bağımlılığın azaltılması ve enerji arz güvenliğinin sağlanması açısından büyük önem taşımaktadır (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2023). Nitekim Türkiye, 2025 yılı itibarıyla 24 GW seviyesine ulaşan kurulu güneş enerjisi gücüyle bu alanda kayda değer bir ilerleme sağlamıştır (TEİAŞ, 2024; EPDK, 2024). Bu büyümede, özellikle Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği kapsamında geliştirilen ve yatırım süreçlerini hızlandırmayı amaçlayan güneş enerji santrali (GES) projeleri önemli bir rol oynamaktadır (EPDK, 2019).

Lisanssız GES projelerinin sayısındaki artışa rağmen, bu projelerin hayata geçirilmesi sürecinde yatırımcılar, proje geliştiricileri ve ilgili kamu kurumları açısından çeşitli zorluklar ortaya çıkmaktadır. Süreç karmaşıklığı, mevzuatta sık yaşanan değişiklikler ve idari uygulamalardaki farklılıklar, projelerin planlama ve uygulama aşamalarında belirsizliklere neden olmaktadır (Kaya ve Çetin, 2021). Özellikle lisanssız GES projesinin fizibilite, başvuru, proje geliştirme ve kurulum aşamalarının her biri; farklı yasal düzenlemeler, teknik kriterler ve idari prosedürler içermekte olup, bu durum yatırım maliyetlerini ve geri dönüş sürelerini doğrudan etkilemektedir.

Bu bağlamda, bu tezin temel amacı; Türkiye'deki arazi tipi lisanssız güneş enerji santrali projelerinin hayata geçirilme sürecini bütüncül ve analitik bir yaklaşımla ele alarak, söz konusu projelerin fizibiliteden kurulum aşamasına kadar izlenen yol haritasını ortaya koymaktır.

1.1. Amaç ve Kapsam

Bu tezin temel amacı, arazi tipi lisanssız güneş enerji santrallerinin başlangıcından işletmeye alınmasına kadar olan Fizibilite, Başvuru, Proje ve Kurulum süreçlerini, güncel mevzuat ve uygulama pratikleri çerçevesinde analiz etmektir. Çalışma, bu süreçlerde karşılaşılan temel teknik, idari ve finansal zorlukları belirlemeyi ve bu zorluklara çözüm olabilecek iyileştirme ve politika önerileri sunmayı hedeflemektedir.

Tez, aşağıdaki temel sorulara cevap aramaktadır:

1. Arazi tipi lisanssız GES projelerinin fizibilite aşamasında, yatırım kararlarını etkileyen en kritik teknik ve finansal parametreler nelerdir?
2. Başvuru ve proje onay süreçleri hangi idari ve yasal zorluklar içermektedir ve bu zorluklar proje sürelerini ne ölçüde uzatmaktadır?
3. Proje ve kurulum aşamalarında, ulusal ve uluslararası standartlara uyumu sağlamada karşılaşılan temel teknik zorluklar nelerdir?

Bu çalışma, bir yandan akademik literatüre Türkiye'ye özgü süreç analizini dahil ederken, diğer yandan sektör profesyonelleri ve potansiyel yatırımcılar için pratik bir rehber görevi görmeyi amaçlamaktadır. Ayrıca, mevzuat düzenleyicilere, süreçlerin sadeleştirilmesi ve hızlandırılması yönünde kanıt temelli öneriler sunarak ulusal enerji hedeflerine katkıda bulunmayı amaçlamaktadır.

1.2. Tezin Yapısı

Tez, yukarıda belirtilen amaçlar doğrultusunda altı ana bölümden oluşmaktadır:

- Birinci Bölüm (Giriş): Çalışmanın arka planını, amacını, önemini ve cevap aradığı temel soruları içermektedir.
- İkinci Bölüm: Güneş enerjisi teknolojileri ve lisanssız GES mevzuatı olmak üzere sunulmaktadır.

- Üçüncü Bölüm: Arazi tipi GES projelerinin Fizibilite Sürecini teknik ve finansal boyutlarıyla detaylı olarak incelemektedir.
- Dördüncü Bölüm: Başvuru ve Proje onay süreçlerindeki idari adımları ve gereklilikleri analiz etmektedir.
- Beşinci Bölüm: Proje ve Kurulum Süreçlerini teknik detaylarıyla açıklamakta ve bu süreçlerdeki analitik bulgulara yer vermektedir.
- Altıncı Bölüm (Sonuç ve Öneriler): Araştırma bulgularını özetlemekte, sonuçları değerlendirmekte ve uygulama ile mevzuata yönelik öneriler sunmaktadır.



2. TEORİK ÇERÇEVE VE YASAL ALTYAPI

Yenilenebilir enerji yatırımları, yalnızca teknik sistemlerin kurulumu olarak değil; aynı zamanda enerji politikaları, regülasyon teorileri ve kamu yararı ilkeleri çerçevesinde değerlendirilmesi gereken çok boyutlu projeler olarak ele alınmaktadır. Elektrik piyasalarının doğal tekel özellikleri göstermesi nedeniyle, yenilenebilir enerji yatırımlarının gelişiminde düzenleyici çerçevenin belirleyici bir rol üstlendiği kabul edilmektedir (IEA, 2024; IRENA, 2023).

Lisanssız güneş enerji santralleri, küçük ve orta ölçekli yatırımcıların piyasaya girişini kolaylaştırmayı amaçlayan bir düzenleyici mekanizma olup, teknik fizibilitenin yanı sıra yasal altyapı ve idari süreçlerden de doğrudan etkilenmektedir. Arazi tipi lisanssız GES projeleri, teorik olarak dağıtık üretim yaklaşımının bir uzantısı olmakla birlikte; arazi kullanımı, çevresel etkiler ve imar kısıtları nedeniyle çatı tipi uygulamalara kıyasla daha kapsamlı mevzuat hükümlerine tabi tutulmaktadır (Kaya ve Çetin, 2021).

Bu bağlamda, arazi tipi lisanssız GES projelerinde yatırım başarısı; güneşlenme potansiyeli ve ekipman seçimi gibi teknik parametrelerin yanı sıra, mevzuatın öngörülebilirliği ve idari süreçlerin etkinliği ile yakından ilişkilidir. Bu tez çalışmasında gerçekleştirilen fizibilite, başvuru, proje ve kurulum analizleri, söz konusu teorik ve yasal çerçeve temel alınarak değerlendirilmiştir.

2.1. Küresel Enerji Dönüşümü ve YEK'lerin Yükselişi

Küresel enerji sistemi, iklim değişikliğinin etkileri, fosil yakıt rezervlerinin sınırlılığı ve jeopolitik riskler nedeniyle son yirmi yılda köklü bir dönüşüm sürecine girmiştir. Bu dönüşümün merkezinde, sürdürülebilir, temiz ve yerli enerji kaynakları olan yenilenebilir enerji kaynakları (YEK) yer almaktadır.

- İklim değişikliğiyle mücadele: Paris Anlaşması gibi uluslararası anlaşmalar, sera gazı emisyonlarının azaltılması hedefini ortaya koymuş, bu da elektrik üretiminde fosil yakıtlardan YEK'e geçişi zorunlu kılmıştır. YEK'ler, karbonsuzlaştırma hedeflerine ulaşmada en etkili çözümü sunmaktadır (IPCC, 2023).

- Enerji arz güvenliği: Birçok ülke, özellikle fosil yakıt ithalatına bağımlı olanlar, enerji arz güvenliğini artırmak için yerel ve dağıtık üretim imkanları sunan YEK'lere yönelmiştir. YEK'ler, fiyat oynaklığına karşı koruma sağlayarak ekonomik istikrarı desteklemektedir.
- Ekonomik avantajlar ve maliyet düşüşü: Son on yılda teknolojik gelişmeler ve ölçek ekonomileri sayesinde güneş ve rüzgâr enerjisinin birim elektrik üretim maliyetleri önemli ölçüde düşmüştür. Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (IRENA), güneş enerjisinin birçok bölgede fosil yakıtlardan daha düşük maliyetli hale geldiğini raporlamaktadır (IRENA, 2025). Benzer şekilde Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), yenilenebilir enerjinin küresel elektrik üretiminde en hızlı büyüyen kaynak olduğunu belirtmektedir (IEA, 2024).

2.2. Güneş Enerjisinin Küresel Kurulu Güçteki Rolü

YEK portföyü içerisinde hidro, rüzgar, jeotermal ve biyokütle gibi kaynaklar bulunmakla birlikte, güneş enerjisi, kurulum hızı ve ölçeklenebilirlik açısından lider konuma yükselmiştir.

- Güneş enerjisinin hızlı büyümesi: Güneş enerjisi, diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına kıyasla daha esnek kurulum imkanları (çatı, arazi, yüzer GES) sunması ve modüler yapısı sayesinde küresel kurulu güç artışında belirleyici olmuştur. IRENA 2025 Raporu'na göre, küresel GES kurulu gücü 2024 yılı sonunda 1865 GW seviyesine ulaşmıştır (IRENA, 2025). IEA verileri de 2024 yılında yıllık yenilenebilir enerji kurulumlarının rekor kırarak 685 GW'a ulaştığını ve bu kapasitenin yüzde 80'ini güneş enerjisinin oluşturduğunu göstermektedir (IEA,2024).
- Önemli rolü: Güneş enerjisindeki bu güçlü büyüme trendinin devam etmesi beklenmektedir. IEA, 2025-2030 döneminde yenilenebilir enerji kapasitesinin yaklaşık 4600 GW artacağını ve devreye girecek olan yeni yenilenebilir kapasitenin yüzde 80'inin güneşten geleceğini öngörmektedir. Bu, güneşin sadece bir alternatif değil, küresel elektrik arzının sağlanacağını temelini oluşturduğunu kanıtlamaktadır.
- Maliyet etkinliği: Bu devasa büyüme, büyük ölçüde düşük modül fiyatları, teknolojik ilerlemeler ve güçlü politika baskılarından kaynaklanmaktadır. Bu faktörler, arazi tipi GES yatırımlarını küresel çapta ekonomik olarak son derece cazip hale getirmiştir.

Bu küresel eğilimler, Türkiye gibi yüksek güneşlenme potansiyeline sahip ülkeler için hem çevresel hem de ekonomik kalkınma açısından büyük bir fırsat sunmakta ve lisanssız GES projelerinin hızla yaygınlaşmasının ulusal ve uluslararası zeminini oluşturmaktadır.

2.3. Türkiye'nin Enerji Politikalarında YEK'lerin Yeri

Türkiye, hızla artan enerji talebini karşılamak, enerji ithalatına olan yüksek bağımlılığı azaltmak ve sürdürülebilirlik hedeflerine ulaşmak amacıyla ulusal enerji politikasının merkezine yenilenebilir enerji kaynaklarını koymuştur (Türkiye Ulusal Enerji Planı-2022). Bu stratejik yönelim, özellikle güneş enerjisi yatırımlarını teşvik eden kapsamlı bir yasal ve idari çerçeve ile desteklenmektedir.

2.3.1. Enerji arz güvenliği ve yerli kaynak vurgusu

Türkiye, elektrik üretiminin büyük bir kısmında doğal gaz ve kömüre bağımlı olup, bu durum cari açığa ve jeopolitik risklere neden olmaktadır. Bu sorunu aşmak için, ulusal enerji politikası aşağıdaki temel hedeflere odaklanmıştır:

- Yerlileşme ve çeşitlendirme: Enerji sepetindeki yerli kaynakların (hidro, rüzgar, güneş, jeotermal) payını artırmak ve kaynak çeşitliliğini sağlayarak tek bir kaynağa bağımlılığı azaltmak.
- Enerji ithalatının azaltılması: Yerli YEK potansiyelini devreye alarak fosil yakıt ithalat miktarını ve maliyetini düşürmek.

2.3.2. Ulusal YEK hedefleri ve stratejileri

Türkiye, geleceğe yönelik olarak özellikle yenilenebilir kapasite artışında iddialı hedefler belirlemiştir.

- Yenilenebilir enerji kaynak alanları (YEKA): Büyük ölçekli YEK projelerinin hızlandırılması amacıyla YEKA modeli uygulanmakta, bu da teknoloji transferini ve düşük maliyetli kapasite artışını sağlamaktadır.

- Depolama entegrasyonu: Son dönemde, şebeke istikrarını sağlamak amacıyla Batarya Enerji Depolama Sistemleri (BESS-Batery Energy Storage System) ile entegre GES projelerine yönelik yasal düzenlemeler ve teşvikler artırılmıştır (EPDK,2023).

2.3.3. Yasal teşvik mekanizmaları ve lisanssız üretimin önemi

Türkiye'deki YEK projeleri, 5346 sayılı YEK Kanunu kapsamında geliştirilen teşviklerle desteklenmektedir:

- Yenilenebilir enerji kaynaklarını destekleme mekanizması (YEKDEM): Elektrik alım garantisi ve tarifesi sunarak yatırımcının gelirini belirli bir süre için garanti altına alan temel mekanizmadır.
- Lisanssız üretim odaklı teşvikler: Tezin ana konusu olan Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği (LÜY), özellikle elektrik tüketicilerinin kendi ihtiyaçlarını karşılamak amaçlı yatırımları kolaylaştırarak yerel ve dağınık GES kurulumlarını hızlandırmıştır. Lisanssız GES projeleri, bu çerçevede hızlı izin süreçleri ve basit idari yapılar sayesinde yatırımcılar için çekici hale gelmiştir.

2.4. Türkiye'de Lisanssız GES Mevzuatı ve Uygulama Çerçevesi

Türkiye'de yenilenebilir enerji yatırımları, özellikle arazi tipi güneş enerji santralleri (GES) için yürürlükte olan yasal düzenlemeler, projenin fizibilite aşamasından başlayarak kurulumun tamamlanmasına kadar tüm süreçleri doğrudan şekillendirmektedir. Bu süreçlerin analizinde temel referans noktası, "Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği" ve buna bağlı tebliğlerdir.

2.4.1. Lisanssız elektrik üretiminin tanımı ve yasal dayanağı

- Tanım ve amaç: Lisanssız elektrik üretimi, 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun getirdiği istisnalara dayanır ve temel olarak Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'ndan (EPDK) üretim lisansı alma zorunluluğu olmaksızın elektrik üretimi yapılması anlamına gelir. Temel amaç, bürokratik engelleri azaltarak küçük ve orta ölçekli, genellikle öztüketim amaçlı yatırımları teşvik etmektir (EPDK, 2019).

- Temel mevzuat: Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği (LÜY): Bu yönetmelik, lisanssız GES projelerinin hukuki temelini oluşturur. Yönetmelik kapsamında, bir tesiste kurulabilecek maksimum kurulu güç sınırları, üretim fazlası elektriğin şebekeye verilme koşulları ve teknik gereklilikler düzenlenir.

2.4.2. Arazi tipi GES projelerine özgü kısıtlamalar ve izinler

Lisanssız GES projeleri hız ve bürokrasi kolaylığı sağlasa da arazi üzerinde kurulmaları nedeniyle özel hukuki ve idari kısıtlamalara tabidirler. Bu kısıtlamalar, özellikle fizibilite ve başvuru aşamalarının başarısını belirler.

- Arazi mülkiyeti ve kullanım izni: Proje arazisinin imar durumu ve mülkiyet yapısı (tapu, kiralama) hukuki süreçte temel şarttır.
- Tarım arazileri kısıtlaması: Arazi tipi GES’lerde doğrudan etki eden en önemli kısıtlama, tarım arazilerinde GES kurulumuna ilişkin hükümlerdir. GES kurulacak arazilerin; Mutlak tarım arazileri, özel ürün arazileri, dikili tarım arazileri, sulu tarım arazileri ve çevre arazilerde tarımsal kullanım bütünlüğünü bozan alanları kapsamadığına ilişkin ilgili kurumlardan yazı alınması gerekmektedir.
- İmar planı uygunluğu: Büyük ölçekli arazi projeleri için ilgili kurumlardan (Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı veya yerel yönetimler) imar planı değişikliği veya uygunluk belgesi alınması gerekliliği, başvuru ve proje süreçlerini uzatan birincil idari zorluklardan biridir.
- Çevresel etki değerlendirmesi (ÇED): Kurulu güce bağlı olarak ÇED gerekliliği veya ÇED kapsam dışı kararı, proje takvimini etkileyen kritik bir idari adımdır.

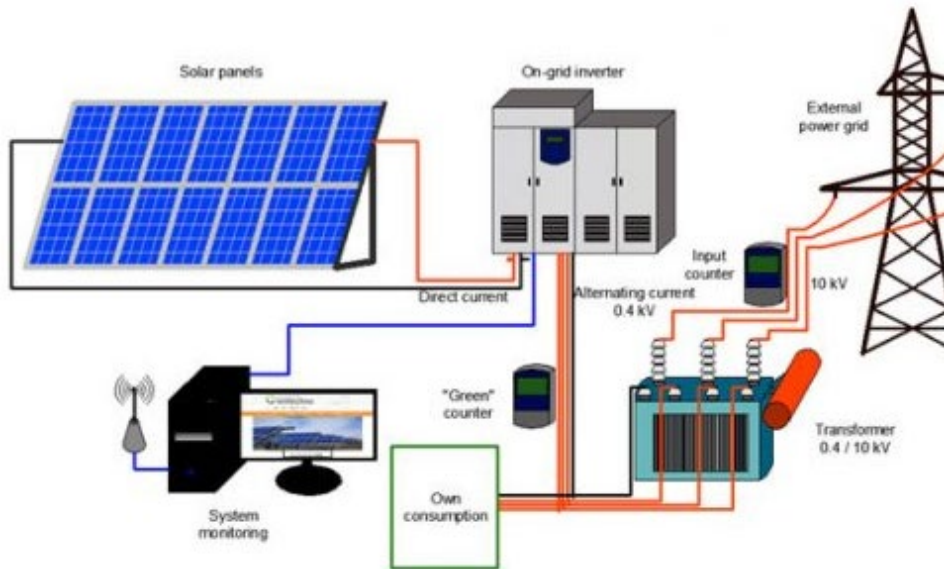
2.5. Güneş Enerjisi Teknolojileri ve Santral Ekipmanları

Arazi tipi lisanssız GES’lerin başarılı bir şekilde projelendirilmesi ve kurulması, sistemin temelini oluşturan fotovoltaik (PV) teknolojisinin ve santral bileşenlerinin doğru anlaşılmasına bağlıdır.

Fotovoltaik sistemler güneşten gelen ışınları elektrik enerjisine dönüştüren sistemlerdir. Fotovoltaik sistemler şebeke bağlantılı ve şebeke bağlantısız olarak iki gruba ayrılır. Şebeke bağlantılı sistemlerde üretilen elektrik şebekeyle entegre çalışıp şebekeye aktarılır. Şebeke bağlantısız sistemlerde ise üretilen elektrik doğrudan kullanılır veya aküler vasıtasıyla depolanıp üretimin olmadığı zamanlarda da kullanılabilir. Fotovoltaik sistemlerde güneşten gelen ışınlar güneş hücreleri tarafından Doğru Akım (DC) elektriğe dönüştürülür. Bu DC elektrik, inverter(evirici) tarafından Alternatif Akım (AC) elektriğe dönüştürülerek şebekeye aktarılır veya şebeke bağlantısız sistemlerde doğrudan kullanılır.

2.5.1. Fotovoltaik sistem elemanları

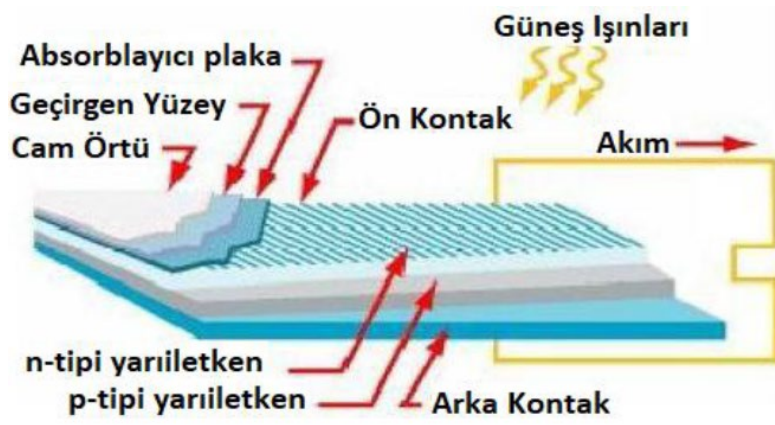
Fotovoltaik sistem elemanları, GES'in kurulacağı yere, güce ve amaca göre değişiklik gösterebilir. En temel bileşenleri güneş panelleri, eviriciler ve kablolardır. Çatı uygulamalı GES kurulumlarında genelde güneş panelleri, eviriciler, kablolar ve bağlantı elemanları yeterli iken arazi uygulamalı GES projelerinde bu bileşenlere ek olarak transformatör, orta gerilim (OG) Hücreler, iletim hatları gibi farklı bileşenlere de ihtiyaç duyulabilir. Şebeke bağlantısız depolamalı sistemlerde ise bu bileşenlere ek olarak akülere ihtiyaç duyulmaktadır. Fotovoltaik sistem bileşenlerine ait bir görsel Şekil 2.1 de verilmiştir.



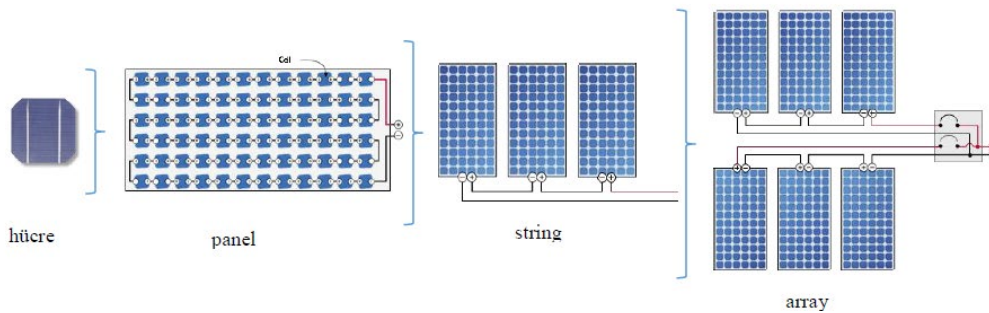
Şekil 2.1. Fotovoltaik sistem bileşenleri

2.5.2. Fotovoltaik Hücreler

Fotovoltaik hücreler diğer bir deyişle güneş hücreleri veya güneş pilleri, güneşten gelen ışınları elektrik enerjisine dönüştürür (Şekil 2.2). Fotovoltaik hücreler silisyumdan elde edilmekte olup yarı iletken malzemelerdir. Fotovoltaik hücreler, fotovoltaik sistemlerin en temel yapı birimidir. Bu hücreler birleştirilerek güneş paneli oluşturulur, paneller birleşerek dizileri ve diziler birleşerek güneş enerji sistemini oluşturur (Şekil 2.3).



Şekil 2.2. Fotovoltaik hücresi



Şekil 2.3. Fotovoltaik hücre, panel ve dizi tasarımı

2.5.3. Eviriciler

Eviriciler diğer bir adıyla invertörler, doğru akımı, alternatif akıma çeviren cihazlardır. Günümüzde pek çok alanda kullanılmaktadırlar. Başlıca kullanıldığı alanlar, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, şebeke elektriğinin olmadığı noktalar, haberleşme uygulamaları ve akülü sistemlerdeki doğru akımı AC elektriğe çevirme gibi sistemlerdir. Güneş panelleri DC elektrik üretirler. Bu DC elektriği kullanmak ve şebekeye aktarmak için inverterlere ihtiyaç duyulmaktadır. Güneş Enerji Santrallerinde inverterler güneş panellerinden gelen doğru

akımı işleyip istenilen gerilimde ve frekansta alternatif akıma çevirirler. Günümüzde, kullanım alanlarına göre arazi tipi, çatı tipi, dizi evirici (Şekil 2.4) ve merkezi evirici (Şekil 2.5) gibi çeşitleri bulunmaktadır. Güneş enerji santrallerinin en önemli bileşenlerinden biridir.



Şekil 2.4. Dizi eviriciler



Şekil 2.5. Merkezi evirici

2.5.4. Kablolar

GES santralinde kablolar enerjinin aktarımı için kullanılmaktadır. Güneş panellerinde üretilen elektriği eviricilere aktarmak için DC kablolar kullanılır (Şekil 2.6). DC kablolar belirli bir standarda göre üretilirler. Eviricilerin çıkışından GES toplama panolarına AC kablolar aracılığıyla iletim sağlanır. AC kablolar bakır veya alüminyum olabilir.



Şekil 2.6. DC kablo

2.5.5. GES toplama panoları

GES toplama panoları sahadaki eviricilerden gelen kabloların bağlandığı alçak gerilim (AG) teçhizata sahip panolardır. Bu panoların içeriğinde termik manyetik şalterler, akım trafoları, sayaç, röle, enerji analizörleri gibi AG teçhizatlar bulunmaktadır. GES toplama panoları sistemi korumaya, ölçmeye ve kontrol etmeye yarayan panolardır (Şekil 2.7).



Şekil 2.7. GES toplama panosu

2.5.6. Orta Gerilim Ekipmanları

Arazi tipi GES kurulumlarında maliyet kalemlerini artıran etkenlerden biri de OG teçhizattır. Arazi tipi GES’lerde üretilen enerjinin şebekeye aktarılabilmesi için elektrik geriliminin 34.5 kV seviyesine yükseltilmesi gerekmektedir. Bu seviyeye OG denilmektedir. Elektriğin OG seviyesine yükseltilip şebekeye aktarılması için OG ekipmanlara ihtiyacı vardır. Bu ekipmanlar trafo, Orta Gerilim hücreleri, enerji hattı direği, monoblok beton köşk ve OG kablolardır. Trafo ve OG hücrelere ait görsel Şekil 2.8 ‘de verilmiştir.



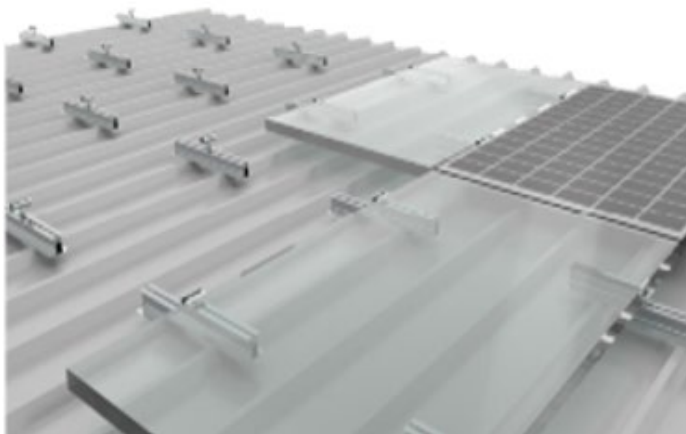
Şekil 2.8. OG ekipman

2.5.7. Konstrüksiyon

Güneş paneli montajında kullanılan alüminyum veya galvanizli sacdan üretilen malzemelerdir. Güneş panellerini çatıya veya araziye sabitlemek için kullanılırlar. Çatı tipi GES uygulamalarında kullanılan konstrüksiyon malzemeleri arazi tipi GES uygulamalarına göre daha az kullanıldığından maliyet açısından önemli farklar oluşturmaktadır. Arazi tipi GES'lere ait konstrüksiyon Şekil 2.9 'da çatı tipi GES'lere ait konstrüksiyon Şekil 2.10'da verilmiştir.



Şekil 2.9. Arazi tipi konstrüksiyon



Şekil 2.10. Çatı tipi konstrüksiyon

3. FİZİBİLİTE SÜRECİ

Güneş enerji santrali (GES) projelerinde fizibilite çalışması, yatırımın teknik, ekonomik ve yasal açıdan uygulanabilirliğinin değerlendirilmesini amaçlayan bütüncül bir analiz sürecidir. Bu süreçte, santral kurulacak alanın fiziksel özellikleri, güneşlenme verileri, bağlantı koşulları, mevzuata uygunluk ve finansal geri dönüş kriterleri birlikte ele alınmaktadır (World Bank, 2020).

Fizibilite çalışmaları, yatırımın risklerini önceden belirleyerek yatırımcıya karar alma sürecinde önemli katkılar sağlamaktadır. Özellikle yenilenebilir enerji projelerinde doğru yapılmayan fizibilite analizleri, beklenen enerji üretim değerlerinden sapmalara ve ekonomik kayıplara neden olabilmektedir (Bazilian et al., 2013).

3.1. Ön Etüt Analizi

Ön etüt analizi fizibilite sürecinin başlangıç aşamasıdır. Bu aşamada tüketim tesisinin tüketim verileri incelenir ve kurulu güç ihtiyacı belirlenir. Belirlenen kurulu güç ihtiyacına göre bölgesel kapasitelerin ön araştırmaları yapılır.

3.1.1. Tüketim analizi ve kapasite belirleme

GES kurulacak tüketim tesisine ait geçmiş yıllık ve aylık elektrik tüketim profili incelenir. Kurulacak gücün, yönetmeliklerde belirtilen bağlantı kapasitesi sınırı ve mevcut tüketim değerlerini aşmaması esas alınır. Bu analiz, yatırımcıya optimum kurulu gücü belirleme imkanı sunar.

Örnek olarak Çizelge 3.1'de bir işletmeye ait aylara göre elektrik tüketim verileri listelenmiştir. Bu işletmenin yıllık elektrik tüketim miktarının 1.732.603 kWh olduğu görülmektedir. İşletmenin elektrik ihtiyacının GES ile karşılanabilmesi için, GES kurulu gücünün belirlenmesi gerekmektedir.

Kurulu gücün belirlenmesinde bölgenin güneşlenme süresi, toplam güneş radyasyon değerleri, arazinin eğimi ve güneş panellerinin kurulum açısı gibi faktörler etkindir. Bu etkenlere göre kurulu gücü hesaplayabilmemiz için, GEPA verileri, PVGIS (Photovoltaic

Geographical Informatin System) gibi web tabanlı verilerin kullanılabileceği gibi, PVSyst ve PVSOL gibi bilgisayar tabanlı programların verilerinden de yararlanılabilir.

Bu tez çalışmasında bu değerleri belirlemede PVSyst programı kullanılmıştır. Ekte verilen PVSyst analizine göre Konya ilinde yıllık üretim miktarı 1736 kWh/kWp olarak görülmektedir. Bu durumda işletmenin elektrik tüketim ihtiyacının karşılanabilmesi için yaklaşık 1 MWp gücünde bir GES tesisine ihtiyacı olduğu ortaya çıkmaktadır. Yapılan PVSyst analizi sonucunda Konya ilinde seçilen bölgede kurulacak olan 1 MWp gücündeki bir GES tesisinin yıllık olarak 1.736.000 kWh elektrik üretimi gerçekleştirmesi beklenmektedir.

Çizelge 3.1. Bir işletmenin aylara göre elektrik tüketim miktarı

Bir İşletmenin Elektrik Tüketim Verileri	
Aylar	Elektrik Tüketim Miktarı
Ocak	160,473.00 kWh
Şubat	147,526.00 kWh
Mart	152,365.00 kWh
Nisan	185,296.00 kWh
Mayıs	123,250.00 kWh
Haziran	135,250.00 kWh
Temmuz	140,250.00 kWh
Ağustos	155,473.00 kWh
Eylül	125,250.00 kWh
Ekim	121,350.00 kWh
Kasım	132,645.00 kWh
Aralık	153,475.00 kWh
TOPLAM	1,732,603.00 kWh

3.1.2. Şebeke bağlantı kapasitesinin ön araştırması

Günümüz şartlarında lisanssız elektrik üretim tesisi kurmak için sadece başvuru yapmak yeterli değildir. Lisanssız elektrik üretim yönetmeliği bu hususta iki ayrı başvuru biçimi belirlemiştir. Bunlar 25 kW ve altındaki güçte tesisler ile 25 kW üstü gücündeki tesisler için olan başvurulardır.

25 kW ve altındaki güçte yapılan başvurular elektrik dağıtım şirketleri bünyesinde değerlendirilerek daha kolay bir şekilde izin alınabilmektedir. 25 kW ve üstündeki güçlerde başvuru yapıldığında ise başvurular elektrik dağıtım şirketleri tarafından evrak kontrolü yapıldıktan sonra teknik değerlendirme için Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) Genel Müdürlüğü'nden görüş sorulmaktadır. Başvuru yapılan bölgedeki TEİAŞ trafo merkezinin teknik açıdan uygun olup olmamasına göre görüş bildirilir. Bu yüzden projenin yapılacağı bölgedeki dağıtım/iletim şebekesinin, talep edilen kapasiteyi kabul edip edemeyeceğinin ön araştırması yapılır. Bu, çağrı mektubu başvuru sürecinde çağrı mektubu alma olasılığını etkileyen en önemli teknik kısıtlayıcıdır.

3.2. Arazi Seçimi ve Optimizasyonu

Arazi seçimi, projenin ömrü boyunca elde edeceği verimi ve karşılaşacağı idari/hukuki engelleri belirler.

3.2.1. Coğrafi ve teknik kriterler

- Güneş radyasyonu: Arazinin bulunduğu bölgenin güneşlenme süresi ve küresel yatay ışıyım (GHI-Global Horizontal Irradiance) değerleri (NASA, Meteonorm vb. verilerle) incelenir.
- Arazi topografyası ve yönelim: Arazinin eğimi ve güney yönüne bakışı incelenir; düz ve güney cepheli araziler idealdir.
- Gölgeleme analizi: Çevreleyen yapılar, ağaçlar, tepeler ve diğer engellerin yıl boyunca yaratacağı gölgelenme etkisi incelenerek saha yerleşim kriterleri belirlenir.
- Ulaşım ve lojistik: Santralin yapım ve işletme süreçlerinde erişilebilirliği önemlidir, bu yüzden seçilecek arazinin ulaşım kolaylığı önemli etkindir.

3.2.2. Yasal ve idari kısıtlayıcılar:

- Tarım Arazisi Kısıtlaması: Arazinin tarımsal açıdan izin alınabilir olması önemlidir. Bunun için ön araştırmalar yapılır ve arazinin 2.2.2. başlığı altında belirtilen tarım statülerinde olmadığına tespit edilmesi gerekmektedir.

- İmar Durumu ve ÇED: Arazinin imar planına uygunluğu ve kurulu güce göre Çevresel Etki Değerlendirmesi (ÇED) ihtiyacının ön tespitinin yapılması gerekmektedir. Arazi seçiminde Çevresel Etki Değerlendirmesi (ÇED) kapsamında bir engel ile karşılaşmamak için ilgili kurumlardan ön görüşler alınmalıdır.

3.3. Teknik Fizibilite Analizi

Teknik fizibilite analizi, santralin kurulacağı bölgenin güneşlenme potansiyelinin belirlenmesiyle başlamaktadır. Bu kapsamda yıllık global yatay ışıınım (GHI-Global Horizontal Irradiance), direkt normal ışıınım (DNI-Direct Normal Irradiance) ve sıcaklık verileri gibi meteorolojik parametreler dikkate alınmaktadır. Söz konusu veriler, genellikle uydu tabanlı veri setleri ve uzun yıllar ölçüm sonuçlarına dayanmaktadır (Huld et al., 2012).

Türkiye’de güneşlenme potansiyelinin değerlendirilmesinde Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü tarafından hazırlanan Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası (GEPA) yaygın olarak kullanılmaktadır. GEPA verileri, bölgesel bazda yıllık toplam güneşlenme süreleri ve radyasyon değerleri hakkında önemli bilgiler sunmaktadır (YEGM, 2023).

Teknik analiz kapsamında ayrıca kullanılacak fotovoltaik modül türü, inverter seçimi, kurulu güç, panel yerleşim düzeni ve sistem kayıpları değerlendirilerek yıllık enerji üretim tahmini yapılmaktadır. Bu değerlendirmeler, sistem performansının doğru tahmin edilebilmesi açısından kritik öneme sahiptir (Duffie ve Beckman, 2013; Messenger ve Ventre, 2017).

3.3.1. Enerji üretim tahmini ve PVsyst analizi

GES projelerinde yıllık enerji üretim tahminleri, genellikle simülasyon yazılımları aracılığıyla gerçekleştirilmektedir. Bu yazılımlar arasında PVsyst, uluslararası literatürde yaygın olarak kullanılan ve akademik çalışmalarda referans gösterilen bir simülasyon aracı olarak öne çıkmaktadır.

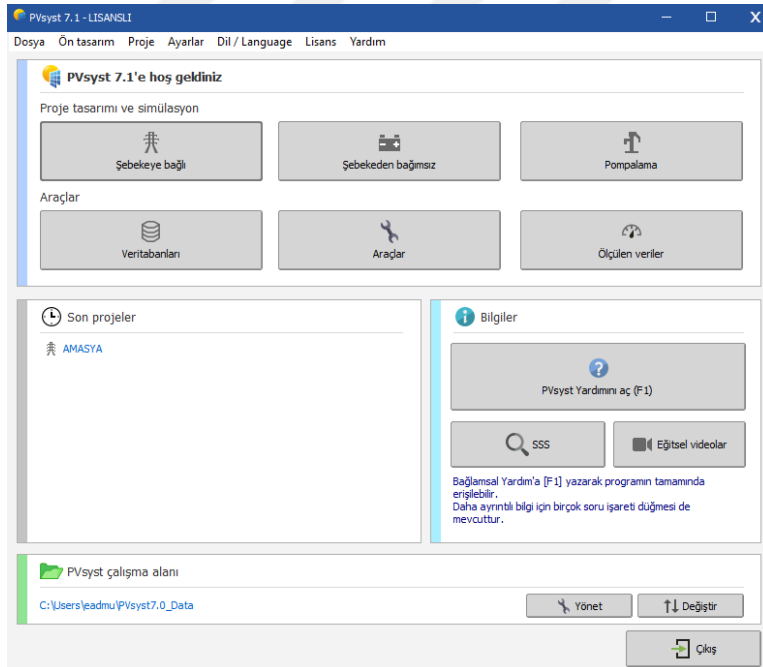
PVsyst yazılımı; güneş radyasyonu verileri, modül ve inverter teknik özellikleri, sıcaklık etkileri, kablolama ve inverter kayıpları gibi birçok parametreyi dikkate alarak yıllık enerji üretim hesaplaması yapmaktadır. Yapılan çalışmalar, PVsyst tabanlı üretim tahminlerinin

gerçek üretim değerlerine oldukça yakın sonuçlar verdiğini göstermektedir (Huld et al., 2012; Mermoud ve Wittmer, 2014).

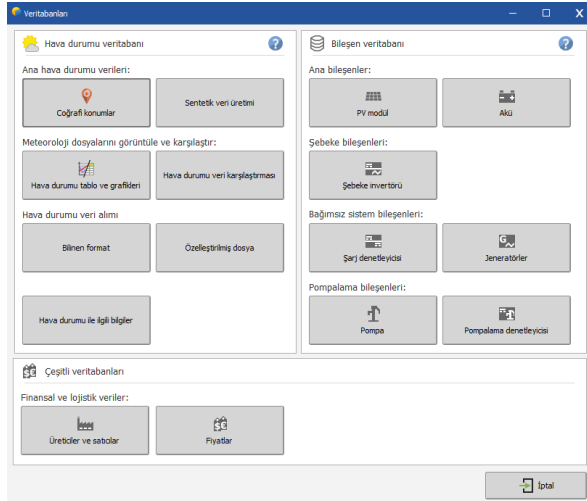
Simülasyon sonuçları, performans oranı (Performance Ratio – PR), özgül üretim (kWh/kWp) ve yıllık toplam enerji üretimi gibi göstergeler üzerinden değerlendirilmektedir. Bu göstergeler, santral performansının teknik açıdan yeterliliğini ortaya koymaktadır (Messenger ve Ventre, 2017).

Bu tez çalışmasında PVsyst programının 7.1 sürümü kullanılarak Konya ilinde 1MWe / 1 MWp güçte GES modellenmiş ve simüle edilmiştir.

PVsyst programında şebekeye bağlı ve şebekeden bağımsız GES tasarımları yapılabilmektedir. Programın giriş ekranı Şekil 3.1 de gösterilmiştir. Bu ekranda yer alan veritabanları menüsünü açtığımız zaman karşımıza gelen ekran Şekil 3.2 de gösterilmiştir. Veritabanları menüsü altında programın datasında olmayan PV modül, evirici, coğrafi konumlar, vb. bilgiler programın datasına yüklenebilir.

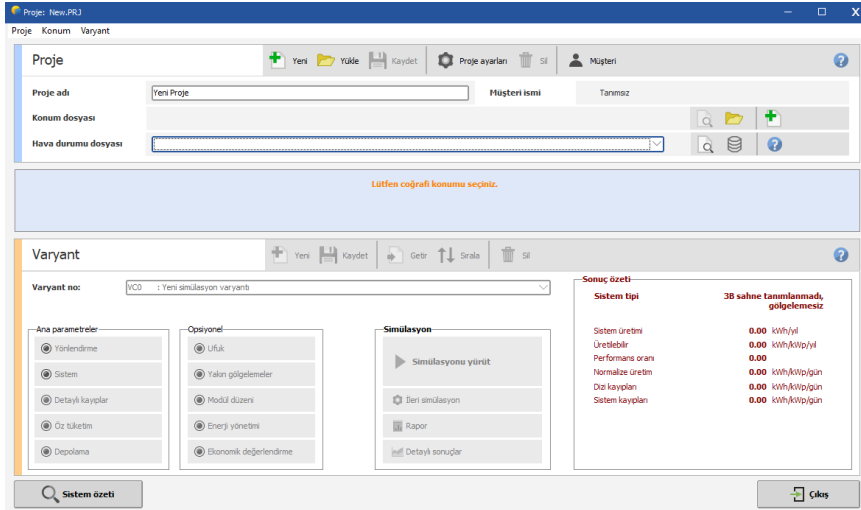


Şekil 3.1. PVsyst programı giriş ekranı

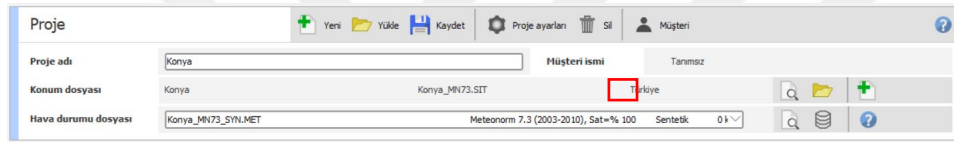


Şekil 3.2. Veritabanları menüsü

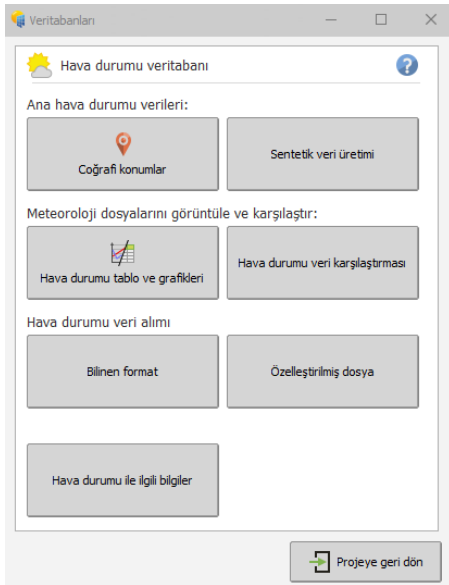
Bu çalışmada kullanılacak olan tasarım için Şebekeye bağlı (on grid) menüsü üzerinden işlem yapılmıştır. Şebekeye bağlı menüsünü açtığımızda karşımıza gelen ekranda (Şekil 3.3) projenin adı yazılmalıdır. Hava durumu dosyası için GES kurulacak arazinin bulunduğu bölge seçilmelidir. Hava durumu dosyasının sağında yer alan “hava durumu veritabanı” sekmesi (Şekil 3.4) açılarak karşımıza gelen ekranda (Şekil 3.5) “coğrafi konumlar” sekmesi açılmalıdır. Açılan coğrafi konum seçme ekranında (Şekil 3.6) GES kurulacak alana ait veriler yoksa aşağıda bulunan seçeneklerden “yeni” sekmesi seçilerek karşımıza gelen haritadan (Şekil 3.7) lokasyon seçilmelidir. Daha sonra “Seçilen noktayı kabul et” butonuna basılarak gelen coğrafi konum parametreleri ekranından (Şekil 3.8) hava durumu verilerini getir sekmesinde yer alan meteoroloji verilerinden biri seçilerek “getir” butonuna tıklanır. Bu çalışmada meteoroloji verileri olarak Meteonorm 7.3 verileri kullanılmıştır. Daha sonra gelen ekranda (Şekil 3.9) “OK” butonuna tıklanarak seçmiş olduğumuz coğrafi konum kaydedilir.



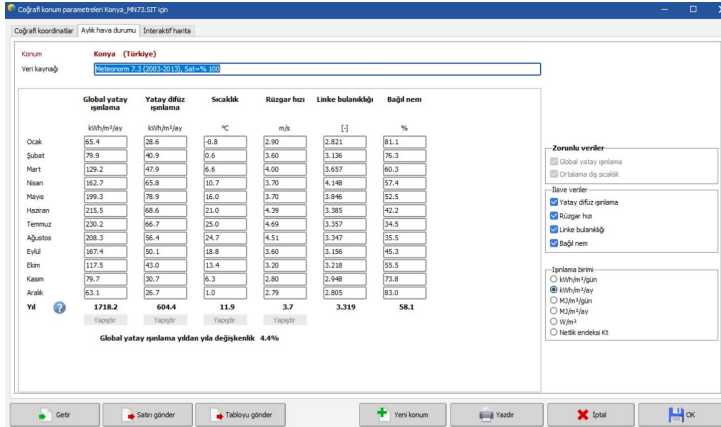
Şekil 3.3. Şebekeye bağlı menüsü



Şekil 3.4. Hava durumu görseli

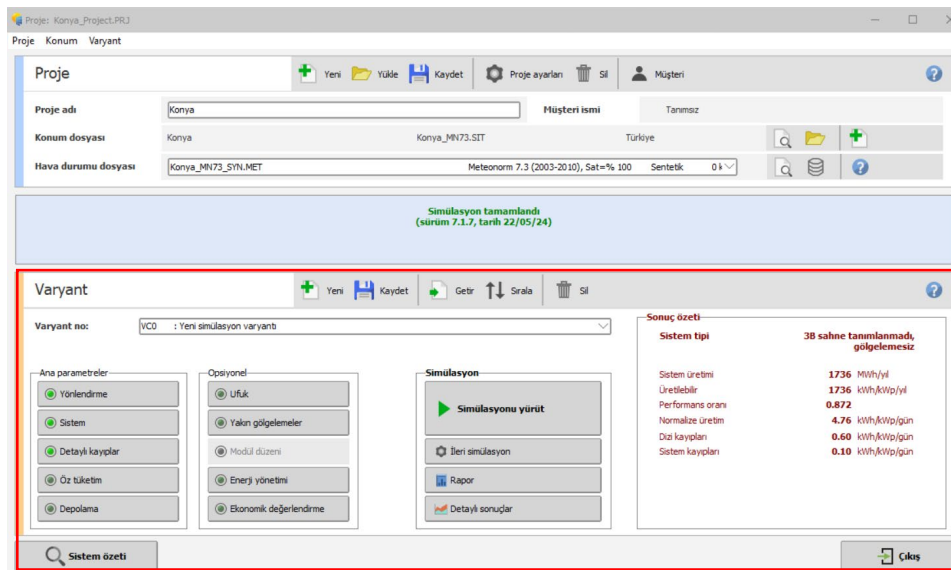


Şekil 3.5. Hava durumu veritabanı

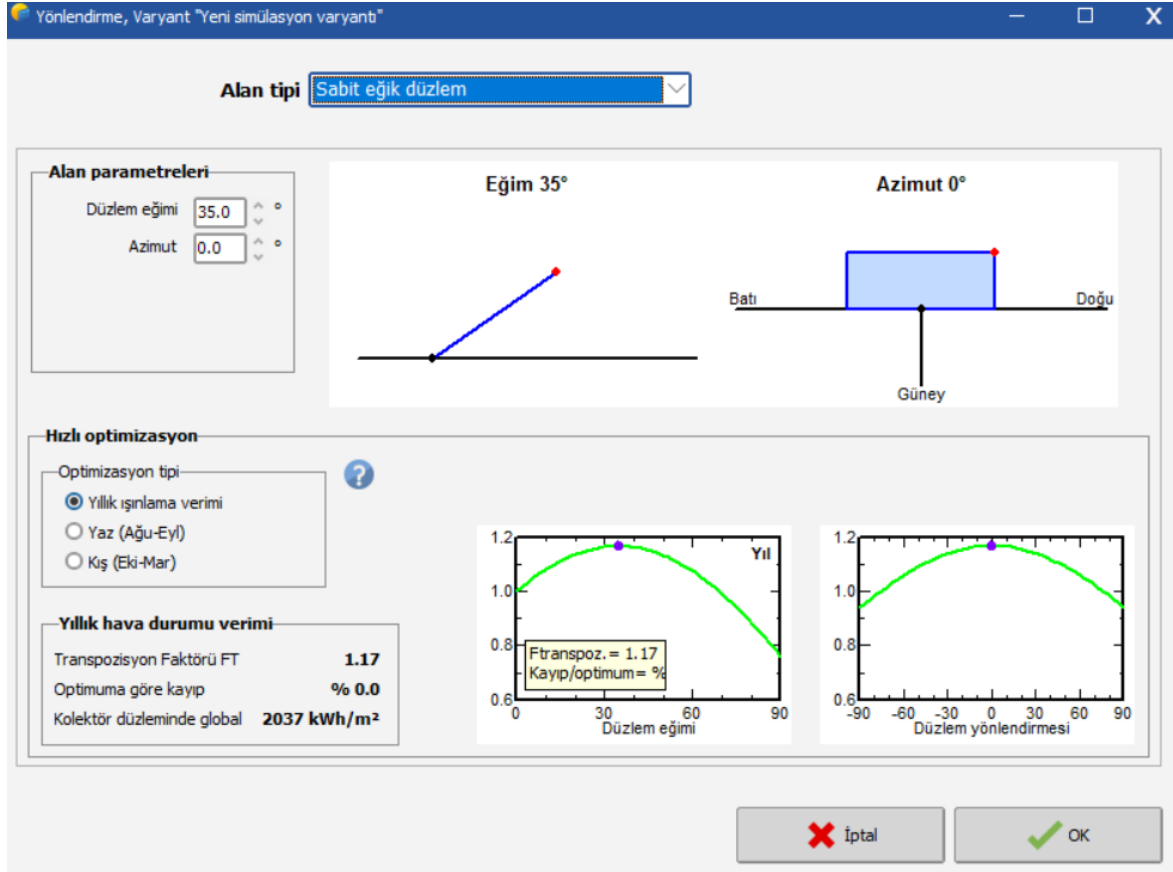


Şekil 3.9. Aylık hava durumu ekranı

Lokasyona göre meteorolojik veriler alındıktan sonra proje ekranı yeniden karşımıza gelir (Şekil 3.10), bu ekranda bulunan Varyant bölümünde sistem tasarlaması yapılır. Ekranda bulunan “Yönlendirme” menüsü açılarak (Şekil 3.11) alan tipi ve düzlem eğimi gibi veriler belirlenir. Alan tipi sekmesinde kurulması planlanan GES tesisindeki panellerin sabit açılı, tek eksenli güneş takibi, çift eksenli güneş takibi gibi alternatif seçimleri yapılabilir. Düzlem eğiminde ise güneş panellerinin hangi açı ile kurulacağı belirlenir. Arazinin durumuna göre azimut derecesi de belirlenebilir. Bu projemizde kurulması planlanan GES tesisindeki paneller sabit açılı olacağından alan tipini “sabit eğik düzlem” olarak seçip, panellerin eğim açısını ise 35 derece olarak belirliyoruz. Eğim açısı belirlenirken ekranda bulunan “Optimuma göre kayıp” değerinin “%0” olduğu açı belirlenir.



Şekil 3.10. Proje ekranı



Şekil 3.11. Yönlendirme ekranı

İkinci adım olan Sistem butonuna tıklandığında gelen ekranda (Şekil 3.12) sistem tasarımı yapılır. Burada planlanan güç değeri yazılır. PV modül seçimi bölümünde sistemde kullanılacak panel seçilir. Bu projede 500 Wp gücünde Güneş paneli kullanılmıştır. Daha sonra inverter seçimi bölümünde tesiste kullanılacak inverter ve adeti seçilir. Tasarımda 100 kW gücünde 10 adet inverter kullanılmıştır. Seçenekler arasında kullanılacak olan panel ve inverter bilgileri yoksa, kullanılacak olan panel ve inverterin teknik dokümanlarındaki verileri programın veritabanı kısmından tanımlanabilir. Dizi boyutlandırması bölümü seçilen panel, inverter ve güce göre otomatik olarak hesaplanacağı gibi istenilen değerleri de girmek mümkündür. Projede bir dizi 16 adet güneş panelinden oluşmakta ve santral toplamda 125 adet diziden oluşmaktadır. Toplamda kullanılan güneş paneli sayısı 2000 adettir. Ayrıca sistem özeti butonuna tıklandığında ekranda sistem tasarımında kullanılan verileri görmek mümkündür (Şekil 3.13).

Şebekeye bağlı sistem tanımlama, Varyant VCD: "Yeni simülasyon varyantı"

Alt alan
 Alt alanın ismi ve yönü
 İsim: PV alanı
 Yön: Sabit eğik düzlem
 Eğim: 35°
 Azimut: 0°
 Ön boyutlandırma yardımı
 Boyutlandırmasız
 Planlanan gücü giriniz: 0,0 kWp
 ... veya mevcut alan(modül): 0 m²

PV modül seçimi
 Mevcut: Long Solar
 Filtre: Tüm PV modüller
 Optimizer kullan: ☐
 Gerilim boyutlama: Vmpp (60°C) 0 V
 Voc (-10°C) 0 V

İnvertör seçimi
 Mevcut: Huawei Technologies
 Inverter Info: 50 Hz, 60 Hz
 Number of inverters: 1
 Çalışma gerilimi: 300-600 V
 İnvertör global gücü: 0 kWac
 Multi-MPPT kullanılmıyor
 Maksimum giriş gerilimi: 0 V
 Ana giriş İkincil

Dizi boyutlandırması
 Modül ve zincir sayısı
 Seri mod. sayısı: 1
 Zincir sayısı: 1
 Ağır yük kaybı: 0 %
 Nom. güç oranı: 1.0
 Modül sayısı: 0
 Yüzey: 0 m²
 İşletme koşulları
 Vmpp: 0 V
 Vmpp: 0 V
 Voc: 0 V
 Yüzey ısırmı: 1000 W/m²
 Imp: 0 A
 Isc: 0 A
 Tsc (STC'de): 0 A
 Lütfen istediğiniz gücü veya kullanılabilir alanı tanımlayın!
 Veri maks. STC
 Maksimum işletme gücü (maks. ısıtma ve 50°C): 0 kW
 Alan nominal gücü (STC): 0 kWp

Alt alanlar listesi

İsim	#Mod #Inv.	#Zincir #MPPT
PV alanı	1	1
	1	1

Global sistem özeti

Modül sayısı	xx
Modül yüzeyi	xx m²
İnvertör sayısı	xx
PV nominal gücü	xx kWp
Maksimum PV gücü	xx kWDC
Nominal AC gücü	xx kWAC
Nom. güç oranı	xx

Sistem özeti

Basit taslak İptal OK

Şekil 3.12. Sistem tasarım ekranı

Sistem özeti

Hesaplama sürümü

Yeni simülasyon varyantı

Yönlendirme parametreleri
 Alan tipi: Sabit eğik düzlem
 Plane tilt/azimuth = 35° / 0°

Sistem tanımlamaları arasında uyumluluk
 Tüm sistemin yönelimi: eğim/azim = 35° / 0°
 1 Alt alan: PNom = 1000 kWp, Modül alanı = 4697 m²
 Alan tanımlanmadı 3B sahnede !

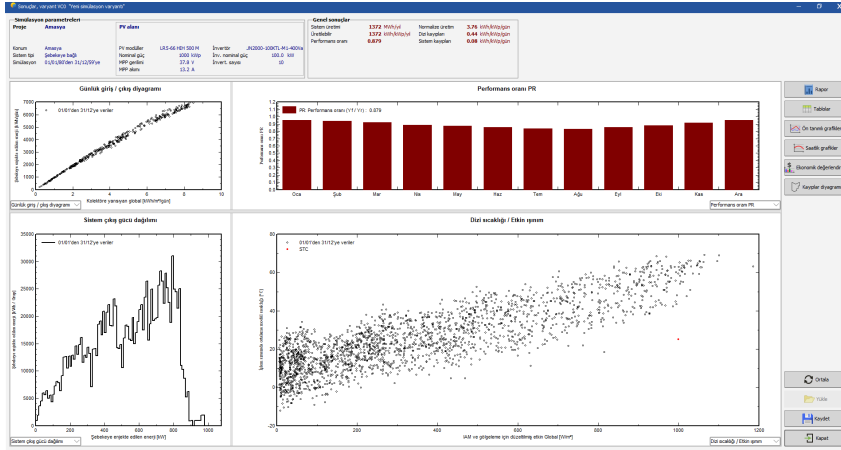
System parameters
 Sub-array #1: PV alanı
 PV modules: 125 strings of 16 modules in series, 2000 total
 Pnom = 500 Wp, Pnom array = 1000 kWp, Area = 4697 m²
 Inverters (100.0 kWac): 1 MPPT inputs, Total 1000 k

3B gölgeleme sahnesi ayarları
 Gölgeleme sahnesi tanımlanmadı

Panoya kopyala Kapat

Şekil 3.13. Sistem özeti

Gerekli veriler ile sistem tasarlandıktan sonra simülasyon oluşturabilir. Bunun için ekran bulunan “simülasyonu yürüt” butonuna tıklanır. Daha sonrasında program tarafından gerekli hesaplamalar yapılarak simülasyon sonucu ekrana oluşturulur. Simülasyon raporunda sistemin özeti, yıllık ve aylık üretim verileri, kirlenme ve gölgeleme gibi etkenlere bağlı kayıp oranları bilgileri ve grafikleri yer almaktadır. (Şekil 3.14)



Şekil 3.14. Simülasyon ekranı

3.3.2. Konya ilinde Pvsyst ile güneş enerji santralinin tasarımı

PVsyst programı kullanılarak Konya ili için 1 MWp gücünde GES tasarımı yapılmıştır. Program üzerinden coğrafi konumlar haritasından Konya İli seçilerek bölgenin meteorolojik verileri Meteonorm 7.3 verileri üzerinden alınmıştır.

GES tasarımında 2000 adet 500 Wp gücünde güneş paneli ve 10 adet 100 kW gücünde inverter kullanılmıştır. Bu bilgiler şekil 3.15. 'de yer alan proje özeti ekranında görülmektedir.

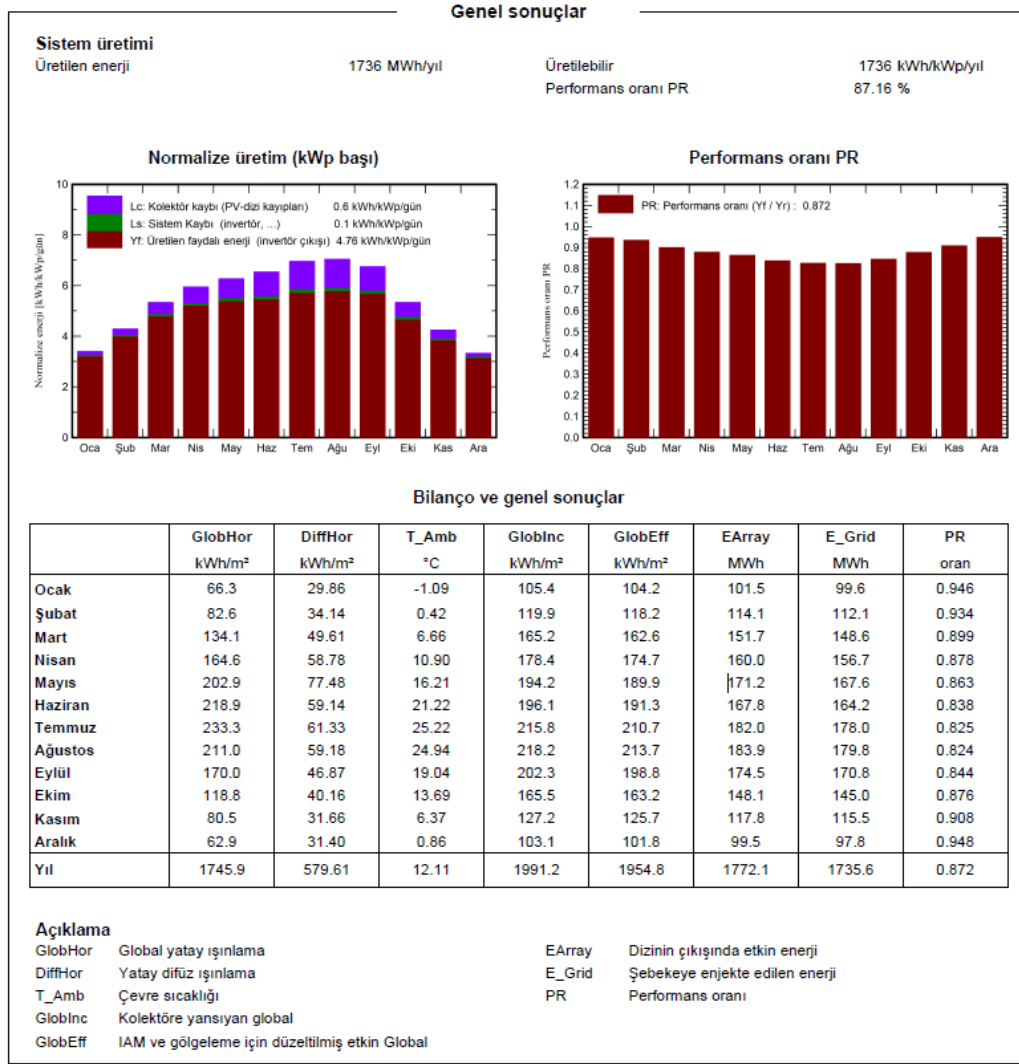
Programda tasarım simüle edildiğinde 1 MWP gücünde GES'in Konya ilinde yıllık 1736 MWh/yıl elektrik üreteceği öngörülmektedir (Şekil 3.16).

Proje özeti				
Coğrafi konum Konya Turkey	Konum		Proje ayarları	
	Enlem	37.97 °N	Albedo	0.20
	Boylam	32.55 °E		
	Rakım	1028 m		
	Saat dilimi	UTC+2		
Hava durumu verileri Konya Meteonorm 7.3 (2003-2010), Sat=% 100 - Sentetik				

Sistem özeti			
Şebekeye bağlı sistem		3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz	
Kolektör düzleminin yönlendirmesi		Yakın gölgelemeler	
Sabit düzlem		Gölgelemesiz	
Eğim/Azimet		Kullanıcı ihtiyaçları	
35 / 0 °		Sınırsız yükleme (şebeke)	
Sistem bilgisi			
PV alanı		İnvertör	
Modül sayısı		Öge sayısı	
2000 birim		10 birim	
Toplam nom. güç		Toplam nom. güç	
1000 kWp		1000 kWac	
		Nom. güç oranı	
		1.000	

Sonuçların özeti			
Üretilen enerji	1736 MWh/yıl	Üretilebilir	1736 kWh/kWp/yıl
		Perf. oranı PR	87.16 %

Şekil 3.15. Konya ili proje özet ekranı



Şekil 3.16. Konya ili üretim verileri ekranı

PVSyst programı üzerinden basit bir şekilde simülasyon yapmak için yukarıda anlatılan adımların gerçekleştirilmesi yeterlidir. Ancak PVSyst programı ile daha kapsamlı simülasyonlar hazırlanabilmektedir. Program üzerinden, gölgelenme analizleri yapılarak sehpalar arası mesafeler belirlenebilir ve gölgelenmeden kaynaklı kayıp analizi yapılabilir. Kirlenme kayıpları, yaşlanma kayıpları, termal kayıplar vb. veriler işlenerek daha detaylı bir kayıp analizi yapılabilir. Ayrıca finansal veriler işlenerek, yatırım maliyeti, işletme giderleri, gelir hesaplamaları dahil detaylı bir finansal raporda hazırlanabilir.

3.4. Finansal Fizibilite Analizi

GES projelerinde teknik tasarımın başarısı kadar, projenin ekonomik sürdürülebilirliği de hayati önem taşımaktadır. Bu bölümde, Konya ilinde kurulması planlanan 1 MWp gücündeki arazi tipi lisanssız GES projesinin yatırım maliyetleri, işletme giderleri, birim elektrik üretim maliyeti (LCOE) ve risk analizleri detaylandırılmıştır.

Analizlerde kullanılan temel finansal göstergeler ve yöntemler aşağıda tanımlanmıştır:

- Net bugünkü değer (NPV-Net Present Value): Projenin ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı nakit girişlerinin ve çıkışlarının, belirli bir iskonto oranı ile bugüne indirgenmiş değeridir. Pozitif NPV değeri, projenin kârlı olduğunu gösterir (Short et al., 1995).
- İç verim oranı (IRR-Internal Rate of Return): Projenin Net Bugünkü Değerini sıfıra eşitleyen iskonto oranıdır. Projenin sermaye maliyetinden yüksek bir IRR, yatırımın yapılabilir olduğunu ifade eder (Brealey et al., 2011).
- Geri ödeme süresi (ROI-Return on Investment): yatırımın ilk maliyetinin, projenin ürettiği net nakit akışlarıyla ne kadar sürede karşılanacağını gösteren süredir (Duffie ve Beckman, 2013).
- Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (LCOE-Levelized Cost of Energy): Bir elektrik üretim tesisinin ekonomik ömrü boyunca ürettiği birim enerjinin (kWh veya MWh) ortalama net bugünkü maliyetidir. Farklı enerji üretim teknolojilerinin maliyetlerini karşılaştırmak için kullanılan en yaygın metriktir (IRENA, 2023).

3.4.1. Yatırım maliyetleri (CAPEX) ve işletme giderleri (OPEX)

Projenin ilk kurulum maliyeti (CAPEX), piyasa koşulları ve güncel ekipman fiyatları dikkate alınarak hesaplanmıştır. Fotovoltaik modüller, eviriciler, konstrüksiyon, trafo merkezi, enerji nakil hattı ve işçilik giderlerini kapsayan toplam yatırım maliyeti 583000 USD olarak öngörülmüştür. Yatırım kalemlerinin detaylı dökümü Çizelge 3.2’de sunulmuştur.

Çizelge 3.2. 1 MWp/1MWe GES yatırım maliyeti

1MWp/1MWe GES YATIRIM MALİYETİ			
S.No	Yapılan işin cinsi	Yatırım Bedeli (\$)	Yüzde (%)
1	500 Wp güneş paneli (2000 adet)	\$190,000.00	32.59%
2	İNVERTER 100 KW (10 adet)	\$42,000.00	7.20%
3	Arazi Maliyeti (12.000 m2)	\$48,000.00	8.23%
4	Enerji nakil hattı yapımı	\$60,000.00	10.29%
5	OG elektrik işleri	\$30,000.00	5.15%
6	Taşıyıcı sistem konstrüksiyon	\$50,000.00	8.58%
7	Koruma ve şalt malzemeleri, AC panolar	\$50,000.00	8.58%
8	AC ve DC Kablo Maliyeti	\$20,000.00	3.43%
9	Topraklama ve yıldırımdan korunma tesis işleri	\$10,000.00	1.72%
10	İnverter üretim izleme sistemi	\$3,000.00	0.51%
11	Tel örgü ve kapı	\$6,000.00	1.03%
12	Çevre aydınlatma ve kamera sistemi	\$12,000.00	2.06%
13	1250 kVA trafo (1 adet)	\$30,000.00	5.15%
14	Nakliye, vinç, iş makinası, işçilik vb. giderler	\$12,000.00	2.06%
15	Diğer (statik proje, ENH Proje, kamulaştırma, vb. öngörülemez giderler)	\$20,000.00	3.43%
	Toplam maliyet	\$583,000.00	

İşletme döneminde oluşacak yıllık giderler (OPEX); bakım-onarım, güvenlik, sigorta, personel maaşları ve idari giderleri kapsamaktadır. Literatürde işletme giderleri genellikle yatırım maliyetinin %1-2'si aralığında kabul edilmektedir (NREL, 2023). Bu çalışmada, tesisin sağlıklı işletilebilmesi ve personel istihdamı gözetilerek yıllık toplam işletme gideri 39058,84 USD olarak hesaplanmıştır.

Gelir projeksiyonunda ise; PVSyst simülasyonu sonucu elde edilen yıllık 1736 MWh üretim değeri ve EPDK tarife tablolarındaki ticarethane abone grubu aktif enerji bedeli (yaklaşık 7,71 USDcent/kWh) baz alınmıştır. Buna göre tesisin yıllık brüt geliri 133932,40 USD, dağıtım bedeli ve işletme giderleri düşüldükten sonraki yıllık net geliri ise 94873,56 USD olarak hesaplanmıştır. İşletme gelir ve giderlerine ait tablo Çizelge 3.3 'de sunulmuştur.

Çizelge 3.3. Gelir gider tablosu

GELİR TABLOSU		
Yıllık elektrik üretim miktarı	1736	MWh
Güncel aktif enerji birim fiyatı	\$77.15	USD/MWh
Toplam yıllık gelir	\$133,932.40	USD
GİDER TABLOSU		
Güncel dağıtım bedeli	\$11.44	USD/MWh
Yıllık dağıtım bedeli gideri	\$19,859.84	USD
Personel Maliyeti	\$11,250.00	USD
İç ihtiyaç elektrik giderleri	\$1,200.00	USD
Bakım Onarım	\$5,000.00	USD
Sigorta	\$1,749.00	USD
Toplam yıllık gider	\$39,058.84	USD
Yıllık net gelir	\$94,873.56	USD

3.4.2. Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti analizi

Projenin ekonomik verimliliğini uluslararası standartlarda değerlendirmek amacıyla, santralin ekonomik ömrü boyunca üreteceği 1 kWh elektriğin seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (LCOE-Levelized Cost of Electricity) hesaplanmıştır. Bu analizde; %10 iskonto oranı, yıllık %0,5 panel verim kaybı (degradasyon) ve 25 yıllık ekonomik ömür varsayımları kullanılmıştır (IEA, 2024; Jordan ve Kurtz, 2013).

Hesaplamada Denklem 1'deki formül kullanılmıştır (Short et al., 1995):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

Burada I_t t yılındaki yatırım harcamasını, M_t işletme giderlerini, E_t ise elektrik üretimini, r iskonto oranını ve n proje ömrünü temsil etmektedir.

Yapılan hesaplama sonucunda, Konya ilinde kurulan bu tesisin birim elektrik üretim maliyeti (LCOE) 6,17 USDcent/kWh olarak bulunmuştur. Tesisin baz senaryodaki elektrik

satış fiyatı 7,71 USDcent/kWh olduğu düşünüldüğünde, projenin üretim maliyetinin satış fiyatının altında kaldığı ve 1,54 USDcent/kWh seviyesinde bir kar marjına sahip olduğu görülmektedir. Bu değerler, Türkiye'deki güneş enerjisi projeleri için hesaplanan ortalama LCOE değerleriyle uyumluluk göstermektedir (IRENA, 2023).

3.4.3. Finansal risk ve duyarlılık (hassasiyet) analizi

Yatırım projelerinde belirsizliklerin etkisini ölçmek için duyarlılık analizi yapılması, karar vericiler açısından kritik önem taşımaktadır (Brealey et al., 2011). Bu kapsamda projenin finansal sürdürülebilirliği; elektrik piyasasındaki fiyat dalgalanmaları, operasyonel maliyet artışları ve iklimsel değişikliklere bağlı üretim kayıpları gibi risk faktörlerine karşı test edilmiştir. Baz senaryo verileri referans alınarak gerçekleştirilen duyarlılık analizi sonuçları Çizelge 3.4'te sunulmuştur.

Çizelge 3.4. Duyarlılık analizi ve yatırım geri dönüş süresi değişimi

Senaryo	Değişken	Değişim oranı	Yeni net gelir (\$/yıl)	Geri ödeme süresi (yıl)
Baz Senaryo	Mevcut Durum	-	94.873 \$	6,15 Yıl
Senaryo 1	Elektrik Satış Fiyatı	%10 Düşüş	81.480 \$	7,16 Yıl
Senaryo 2	Elektrik Satış Fiyatı	%10 Artış	108.266 \$	5,38 Yıl
Senaryo 3	İşletme Giderleri (OPEX)	%20 Artış	87.061 \$	6,70 Yıl
Senaryo 4	Üretim Miktarı	%10 Düşüş	81.480 \$	7,16 Yıl

Analiz sonuçlarına göre; projenin geri dönüş süresini en çok etkileyen faktörlerin elektrik satış fiyatı ve üretim miktarı olduğu tespit edilmiştir. Gelir kalemlerinde yaşanacak %10'luk bir düşüş, geri ödeme süresini yaklaşık 1 yıl uzatarak 7,16 yıla çıkarmaktadır. Buna karşın, işletme giderlerindeki (OPEX) %20'lik artışın geri ödeme süresi üzerindeki etkisi 0,55 yıl (yaklaşık 6 ay) ile sınırlı kalmaktadır. Bu bulgular, benzer literatür çalışmalarındaki sonuçlarla paralellik arz etmektedir (Kaya ve Çetin, 2021).

3.4.4. Genel Değerlendirme

Yapılan teknik ve finansal analizler sonucunda; Konya ilinde kurulacak 1 MWp gücündeki lisanssız GES projesinin, 6,15 yıl geri ödeme süresi ve rekabetçi LCOE değeri ile finansal

açıdan uygulanabilir olduğu belirlenmiştir. Duyarlılık analizi sonuçları, projenin kârlılığının tarife değişimlerine ve üretim performansına (PR) yüksek oranda duyarlı olduğunu göstermektedir. Bu nedenle, tesisin işletme döneminde performans takibinin yapılması ve kestirimci bakım uygulamaları ile üretim kayıplarının minimize edilmesi önerilmektedir (IEC 61724; Messenger ve Ventre, 2017).



4. BAŞVURU SÜRECİ

Türkiye’de lisanssız GES projelerinin başvuru süreci, Elektrik Piyasası Kanunu ve Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği çerçevesinde yürütülmektedir. Bu süreç, yatırımcıların üretim lisansı alma zorunluluğu olmaksızın, belirlenen teknik ve idari şartları sağlamaları koşuluyla elektrik üretim tesisi kurmalarına imkân tanımaktadır (EPDK, 2019).

Lisanssız GES başvuruları, ilgili dağıtım şirketleri aracılığıyla alınmakta ve teknik değerlendirme, bağlantı kapasitesi uygunluğu ve mevzuata uygunluk kriterleri esas alınarak incelenmektedir. Başvuru sürecinin temel amacı, şebeke güvenliğinin korunması ve başvuruların eşit, şeffaf ve teknik esaslara dayalı olarak değerlendirilmesidir (EPDK, 2024).

4.1. Başvuru Öncesi Hazırlık ve Gerekli Belgeler

Çağrı mektubu başvurusu sırasında; tapu veya kullanım hakkını gösteren belgeler, teknik değerlendirme formu, tek hat şeması ve koordinat bilgileri gibi dokümanlar talep edilmektedir. Bu belgelerin eksiksiz ve mevzuata uygun şekilde sunulması, başvurunun olumlu sonuçlanması açısından kritik öneme sahiptir

4.1.1. Başvuru belgelerinin hazırlanması

- Tüketim noktası bilgileri: Tüketim tesisinin güncel abonelik ve tüketim geçmişi bilgileri.
- Araziye İlişkin Belgeler: Üretim tesisinin kurulacağı yere ait tapu, asgari iki yıl süreli kira sözleşmesi ya da kullanım hakkının edinildiğine dair belge
- Tarım Dışı Kullanım İzni: Tarım arazisi niteliğindeki yerler için ilgili kamu kuruluşlarından alınan izin belgesi.
- Başvuru için yetki belgeleri
- Kurulacak tesisin teknik özelliklerini göstere Tek Hat Şeması
- Üretim tesisinin kurulacağı alanı gösteren koordinatlı aplikasyon krokisi

4.2. Çağrı Mektubu Süreci

Lisanssız GES projelerinde ilk aşama, bağlantı başvurusu kapsamında çağrı mektubu alınmasıdır. Çağrı mektubu, ilgili dağıtım şirketi tarafından verilen ve yatırımcının belirli bir bağlantı noktasından, belirlenen kapasite dâhilinde şebekeye bağlanabileceğini gösteren resmi bir belgedir (EPDK, 2019).

Gerekli belgeler tamamlandıktan sonra başvuru, kurulu güce ve bağlantı gerilimine bağlı olarak ilgili Dağıtım Şirketi'ne veya TEİAŞ'a yapılır. Başvurular ilgili kurumlar tarafından teknik değerlendirme sürecine alınır.

Dağıtım şirketleri tarafından yürütülen teknik değerlendirme sürecinde, başvurusu yapılan GES projesinin mevcut şebeke kapasitesi, kısa devre seviyeleri ve gerilim profilleri üzerindeki etkileri incelenmektedir. Bu değerlendirme, şebeke güvenliğinin sağlanması ve sistem işletme kriterlerinin korunması amacıyla gerçekleştirilmektedir (TEİAŞ, 2024).

Başvurusu kabul edilen yatırımcıya, şebeke işletmecisi (Dağıtım şirketi/TEİAŞ) tarafından Çağrı Mektubu verilir. Bu belge, projenin belirtilen şartlar ve süreler dahilinde şebekeye bağlanma hakkını güvence altına alır. Çağrı mektubunda, projeye tahsis edilen bağlantı kapasitesi ve bu kapasiteye ilişkin teknik gereklilikler netleştirilir.

4.3. Süreçte Karşılaşılan İdari ve Teknik Darboğazlar

- **Kapasite sıkışıklığı:** Özellikle güneşlenme potansiyeli yüksek bölgelerde, şebekenin sınırlı iletim/dağıtım kapasitesi nedeniyle GES başvurularının yığılması ve reddedilmesi.
- **Mevzuatın değişkenliği:** Lisanssız üretim yönetmeliğinde yapılan sık değişiklikler ve EPDK kararları, yatırımcılar için öngörülebilirlik sorunları yaratmaktadır.
- **İdari koordinasyon eksikliği:** Tarım/Orman Bakanlığı'ndan alınan izinler, Dağıtım Şirketi'nden alınan Çağrı Mektubu ve yerel yönetimlerden alınan imar izinleri arasındaki koordinasyon eksikliği süreci yavaşlatmakta hatta çıkmaza sürüklemektedir.

5. PROJELENDİRME VE KURULUM SÜREÇLERİ

Başvuru sonucunda Çağrı Mektubu'nu alan yatırımcı, artık projesini detaylandırmak, resmi onayları almak ve fiziksel inşaat sürecini başlatmakla yükümlüdür. Bu bölüm, projenin kağıt üzerindeki tasarımından başlanarak enerji üreten bir tesise dönüşüm sürecini kapsamaktadır.

5.1. GES Projelerinin Hazırlanması ve Onaylatılması

Güneş enerji santrali (GES) projelerinde projelendirme süreci, fizibilite çalışmaları sonucunda belirlenen teknik ve ekonomik parametreler doğrultusunda tesisin uygulamaya esas nihai tasarımının yapılmasını kapsamaktadır. Bu süreçte, santralin elektriksel ve yapısal bileşenleri ilgili mevzuat ve teknik standartlara uygun olarak detaylandırılmaktadır (Messenger ve Ventre, 2017).

Projelendirme aşamasında hazırlanması gereken temel dokümanlar; genel yerleşim planı, tek hat şeması, topraklama planı, kablo güzergâhları ve ekipman yerleşim çizimleridir. Bu dokümanlar hem dağıtım şirketi onay sürecinde hem de saha uygulamalarında referans olarak kullanılmaktadır.

Çağrı Mektubu'nda belirtilen teknik gerekliliklere uygun olarak detaylı GES projelerinin hazırlanması için teknik hesaplamaların yapılması gerekmektedir. Teknik hesaplamalardan çıkan sonuçlara göre proje planları oluşturulur.

5.1.1. Teknik hesaplamalar ve ekipman seçim kriterleri

Santralin elektriksel tasarımı, ulusal şebeke yönetmeliği ve uluslararası güvenlik standartları (IEC 60364, IEC 60909) gözetilerek gerçekleştirilmiştir. Tasarım sürecinde hesaplamaların ötesine geçilerek, ETAP enerji analiz yazılımı ile dinamik şebeke koşulları simüle edilmiştir.

a) Kısa devre analizi ve şalt malzemesi seçimi (ETAP değerlendirmesi)

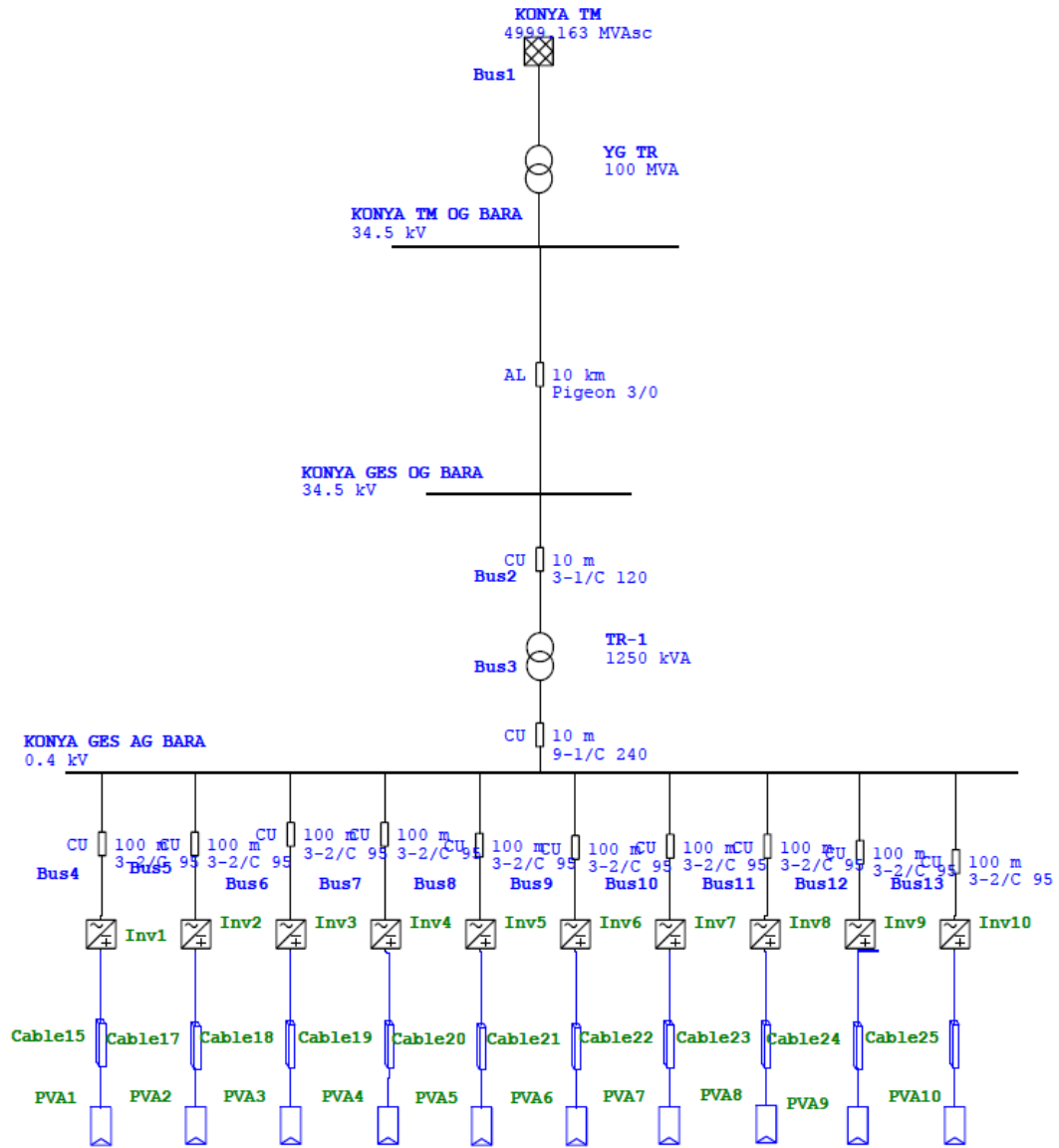
Tesisin şebeke bağlantı noktasındaki ve AG ana dağıtım panosundaki kısa devre akımları, koruma ekipmanlarının (kesici, ayırıcı, sigorta) kesme kapasitelerini belirleyen temel parametredir.

Bu hesaplamalar, tesisin bağlı olduğu şebeke noktası ve inverter çıkışları dikkate alınarak yapılmaktadır. Kısa devre analizlerinde yaygın olarak ETAP simülasyon programı kullanılır (Das, 2017). Şekil 5.1 de örnek bir ETAP kısa devre tek hat şeması görünmektedir. ETAP üzerinden ilgili bağlantı noktasından GES sahasına kadar tek hat şeması çizilir. Burada çağrı mektubunda belirtilen iletim hattı uzunlukları, kablo kesitleri ve cinsleri gibi değerlerin doğru işlenmesi önemlidir. Bağlantı noktasının kısa devre değerleri çağrı mektubundan veya TEİAŞ tarafından yayınlanan Trafo Merkezlerine ait kısa devre akımları tablosundan alınarak programa girilir (TEİAŞ-Kısa Devre Akımları, 2024). Daha sonra simülasyon yürütülür ve kısa devre akım değerleri görülür (şekil 5.2). Buradaki kısa devre değerlerine göre tesiste kullanılacak şalt ürünlerinin seçimi yapılır.

Tez çalışması kapsamında oluşturulan ETAP modellemesinde (Bkz. Ek-2), trafo AG barasındaki Faz-Toprak kısa devre akımı (I_k'') 28.56 kA olarak hesaplanmıştır.

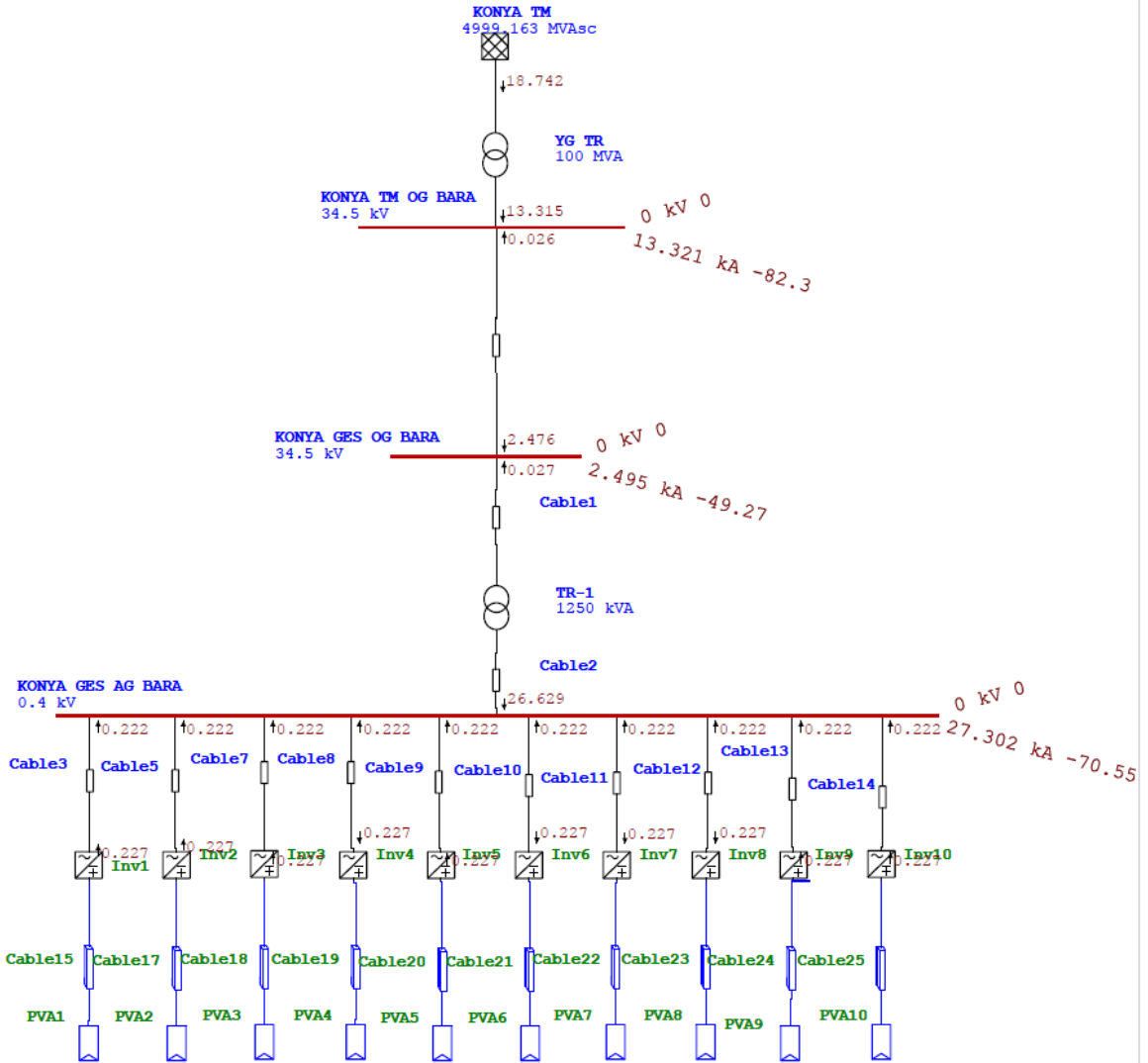
- Mühendislik yorumu: Hesaplanan 28.56 kA değeri, sistemde oluşabilecek maksimum hata akımını ifade eder. Tesis güvenliğini sağlamak için seçilecek Termik Manyetik Şalterlerin (TMS) kısa devre kesme kapasitesi (I_{cu}) bu değerin üzerinde olmalıdır.
- Seçim: Bu doğrultuda, güvenlik marjı da gözetilerek projede 36 kA kesme kapasitesine sahip TMS'ler tercih edilmiştir. (Bkz. Şekil 5.8 AG Pano Detayı). 25 kA'lık bir şalter sınır değerinin altında kalacağı için işletme güvenliği açısından risk oluşturabilir, bu nedenle bir üst standart olan 36 kA seçimi yapılmıştır.

One-Line Diagram - OLV1 (Edit Mode)



Şekil 5.1. ETAP kısa devre tek hat şeması

One-Line Diagram - OLV1 (Short-Circuit Analysis)



Şekil 5.2. GES tesisi kısa devre akımları

b) Kablo kesit ve ısıl dayanım doğrulaması

Kablo kesitleri sadece gerilim düşümü (%e) kriterine göre değil, aynı zamanda kısa devre anında kablunun zarar görmeden dayanabileceği ısıl sınıra göre doğrulanmıştır.

Gerilim düşümü hesabı için Denklem 2'deki formül kullanılmıştır:

$$\%e = \frac{100 \cdot L \cdot P}{k \cdot S \cdot U^2} \quad (2)$$

Burada L hat uzunluğu, P güç, k iletkenlik katsayısı, S kesit ve U gerilimdir. Konya GES projesinde, en uzak noktadaki inverter ile AG Pano arasındaki gerilim düşümünün %5 sınırının altında kaldığı hesaplanmıştır. (Elektrik İç Tesisleri Yönetmeliği Md. 57)

Ayrıca ETAP raporunda (Ek-2) görüldüğü üzere, kabloların kısa devre akımları altındaki davranışları analiz edilmiş ve seçilen NA2XY tipi kabloların hesaplanan 28.56 kA'lık hata akımına, koruma rölelerinin açma süresi boyunca (tipik olarak <0.5 sn) termal deformasyona uğramadan dayanabileceği doğrulanmıştır.

c) Panel-evirici (DC/AC) yüklenme oranı

Sistemin verimliliğini optimize etmek amacıyla DC kurulu güç (1000 kW_p) ile AC inverter gücü (1000 kW_e) arasındaki oran 1.0 olarak tasarlanmıştır.

- Analiz: Arazi tipi santrallerde genellikle 1.1 veya 1.2 gibi "overloading" (aşırı yükleme) yapılarak sabah ve akşam saatlerindeki üretim artırılmaya çalışılır. Ancak Konya ilinin yüksek ışıınım potansiyeli ve yaz aylarındaki yüksek sıcaklıklar dikkate alındığında, inverterlerin "clipping" (kırpma) kaybına uğramaması ve inverter ömrünün uzatılması amacıyla bu projede birebir (1:1) oran tercih edilmiştir.

d) Orta gerilim (OG) ve alçak gerilim (AG) ekipmanlarının seçimi

Santralin güvenli, verimli ve şebeke yönetmeliklerine uygun işletilmesi, projelendirme aşamasında seçilen ekipmanların teknik özelliklerine bağlıdır. Bu çalışmada ekipman seçimleri; güncel Tek Hat Şeması (Bkz. Şekil 5.6), kısa devre analiz sonuçları ve tesisin elektriksel yük profili dikkate alınarak yapılmıştır.

• Orta gerilim (OG) hücre Seçimi

Tesisin şebeke ile bağlantısı ve koruma manevraları, 36 kV anma gerilimi ve 16 kA kısa devre dayanımına sahip modüler hücreler ile sağlanmaktadır. Projede "Prefabrik Beton Köşk" içerisinde 3 adet OG hücresi tesis edilmesi planlanmıştır:

Otoprodüktör kesicili çıkış hücresi: Santralin şebekeye enerji bastığı noktadır. Bu hücrede, standart aşırı akım korumalarına (50/51) ek olarak, Yönlü Aşırı Akım (67) ve Yönlü Toprak Hatası (67N) koruma röleleri kullanılmıştır. Bu seçim, santralden şebekeye ve şebekeden

santrale akan enerji yönünün doğru algılanması ve arıza durumunda seçici koruma (selektivite) sağlanması açısından kritik öneme sahiptir.

Sigortalı yük ayırıcılı ölçü hücresi: Enerji ölçümü için gerekli olan Akım ve Gerilim trafolarının bulunduğu hücredir. Tesisin ticari ölçümleri bu noktadan yapılmaktadır.

Kesicili trafo koruma hücresi: Transformatörü aşırı akım ve kısa devrelere karşı korumak için, sigorta-yük ayırıcısı kombinasyonu yerine, daha hassas koruma sağlayan Kesicili ve Röleli Koruma Hücresi tercih edilmiştir. ETAP analizinde hesaplanan kısa devre akımı (OG barada) dikkate alınarak, hücrelerin kısa devre dayanımı 16 kA/1sn olarak belirlenmiştir.

Güç transformatörü seçimi: Fotovoltaik sistemden elde edilen enerjiyi şebeke gerilimine yükseltmek amacıyla; 1000 kWe kurulu güce sahip santral için 1250 kVA gücünde bir transformatör seçilmiştir.

Santralin AC çıkış gücü 1000 kWe'dir. Transformatör gücü seçilirken, eviricilerin reaktif güç üretim kapasiteleri ve harmonik yüklenmeler dikkate alınarak %25'lik bir rezerv güç bırakılmış ve 1250 kVA (Dyn11 vektör grubu) tercih edilmiştir. Bu seçim, transformatörün optimal verimlilik eğrisinde çalışmasını sağlarken, 1600 kVA gibi daha büyük bir seçimin getireceği boşa çalışma kayıplarını (demir kayıpları) ve ilk yatırım maliyetini minimize etmektedir.

- Alçak gerilim (AG) pano ekipman seçimi

Santralin Alçak Gerilim (AG) tarafında, 10 adet eviriciden gelen enerjinin toplandığı ve şebekeye aktarıldığı ana dağıtım panosunda (ADP) kullanılan şalt malzemeleri, nominal yük akımları ve kısa devre dayanım kapasitelerine göre seçilmiştir.

Ana Şalter (TMS) Seçimi: Sistemin toplam AC gücü 1000 kWe ve çalışma gerilimi 400 V'tur. Nominal akım hesabı yapıldığında:

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} \approx 1443.4 \text{ A} \quad (3)$$

3 numaralı denklemdeki değer elde edilmektedir. Bu akım değerini sürekli taşıyabilmek ve harmoniklerden kaynaklanabilecek ek ısınma etkilerini tolere edebilmek amacıyla, ana şalterin nominal akımı 1600 A olarak belirlenmiştir. Kısa devre dayanımı (I_{cu}) ise, ETAP analizinde hesaplanan 28,56 kA değerinin üzerinde kalacak şekilde 50 kA olarak seçilerek işletme güvenliği garanti altına alınmıştır.

İnverter şalteri seçimi: Projede her biri 100 kWe gücünde olan 10 adet dizi inverter kullanılmıştır. Her bir inverterin nominal çıkış akımı yaklaşık 144,3 A olarak hesaplanmaktadır. Şalter seçiminde; aşırı akım korumasının yüke daha yakın (hassas) olması ve maliyet optimizasyonu gözetilerek, nominal akım değerini karşılayan bir üst standart değer olan 160 A anma akımına sahip Termik Manyetik Şalterler (TMS) tercih edilmiştir. Bu seçim ile kablo kesitleri ve koruma elemanları arasında tam uyum (koordinasyon) sağlanmıştır.

e) Topraklama hesabı

Güneş enerji santrallerinde topraklama sistemi; işletme güvenliği, can güvenliği (adım ve dokunma gerilimleri) ve elektronik ekipmanların aşırı gerilimlere karşı korunması amacıyla "Elektrik Tesislerinde Topraklama Yönetmeliği" standartlarına uygun olarak tasarlanmıştır.

Topraklama sistemi olası bir hata akımında akımın doğrudan toprağa akmasını sağlar. GES tesislerinde tüm metal akşamların topraklanması gerekmektedir. Topraklama hesabı yapılırken sahanın büyüklüğü, toprak özgül direnci, kısa devre akımları ve kullanılacak topraklama iletkenlerinin özellikleri hesaplamalarda kullanılır. Topraklama hesabında kullanılan örnek parametreler Şekil 5.3'te verilmiştir.

I_{kt}''	=	Faz Toprak kısa devre akımı (OG Barada)	:	1169 A
I_{kt}''	=	Faz Toprak kısa devre akımı (AG Barada)	:	17519 A
a	=	Tesisin Uzunluğu	:	325 m
b	=	Tesisin Genişliği	:	121 m
A	=	Tesisin Alanı	:	22830 m ² (axb)
L	=	Toplam İletken Uzunluğu	:	1100 m
P_e	=	Ortalama Toprak Özgül Direnci	:	50 Ω .m
n	=	Topraklama Çubuğu Sayısı	:	7 Adet
L_c	=	Topraklama Çubuğu Uzunluğu	:	2 m
d_c	=	Topraklama Çubuğu Çapı	:	0.02 m
D	=	Topraklayıcının çevrelediği alana eşit alanlı daireni	:	115.00 m $\sqrt{(4 \times a \times b / \pi)}$

Şekil 5.3. Topraklama hesabında kullanılan parametreler

f) Panel-Evirici Uyumluluk ve Dizi Tasarımı

Fotovoltaik modüllerin gerilim ve akım karakteristikleri, ortam sıcaklığı ve ışınlam şiddetine bağlı olarak değişkenlik göstermektedir. Santralin güvenli çalışması (DC 1100V sınırının aşılmaması) ve maksimum verimle üretime devam etmesi (MPPT voltaj aralığında kalınması) için panel-evirici uyumluluk hesapları IEC 62548 standartlarına göre yapılmıştır.

Hesaplamalarda, Konya ili için meteorolojik verilerden alınan en düşük ortam sıcaklığı ($T_{min}=-28,2\text{ }^{\circ}\text{C}$) ve en yüksek ortam sıcaklığı ($T_{max}=40,9\text{ }^{\circ}\text{C}$) baz alınmıştır. Kullanılan 500 Wp gücündeki panelin sıcaklık katsayıları ve evirici limitleri (Bkz. Panel-evirici uyumluluk hesapları) doğrultusunda yapılan analiz aşağıdadır:

- 1) Maksimum DC gerilim kontrolü (soğuk hava senaryosu):** PV modüllerinin açık devre gerilimi (V_{oc}), sıcaklık düştükçe artmaktadır. Sistemin, invertörün maksimum giriş gerilimi olan 1100 V sınırını aşmaması gerekmektedir. Konya'da kış aylarında sıcaklığın $-28,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ 'ye düştüğü en kötü senaryoda, bir panelin ulaşacağı maksimum gerilim Denklem 4 ve 5'teki eşitlikle hesaplanmıştır:

$$V_{OC(max)} = V_{OC(STC)} * [1 + \frac{\beta * (T_{min} - 25)}{100}] \quad (4)$$

$$V_{OC(max)} = 45,55 * [1 + \frac{-0,265 * (-28,2 - 25)}{100}] \approx 52,0\text{ V} \quad (5)$$

Evirici maksimum giriş gerilimi (1100 V) dikkate alındığında, bir diziye seri bağlanabilecek maksimum panel sayısı Denklem 6'da hesaplanmıştır.

$$N_{max} = \frac{V_{inv(max)}}{V_{panel(max)}} = \frac{1100}{52,0} = 21,17 \approx 21\text{ Adet} \quad (6)$$

- 2) Minimum MPPT gerilimi kontrolü (sıcak hava senaryosu):** Yaz aylarında panel sıcaklığının artmasıyla gerilim düşmektedir. Sistemin, eviricinin MPPT çalışma aralığının alt sınırı olan 200 V değerinin altına düşmemesi gerekir. En sıcak gün

senaryosunda (40,9 °C), panelin minimum V_{mpp} gerilimi Denklem 7 ve 8'deki eşitlik ile hesaplanmıştır.

$$V_{min} = V_{mpp} * [1 + \frac{\beta * (T_{max} - 25)}{100}] \quad (7)$$

$$V_{min} = 38,38 * \left[1 + \frac{-0.34 * (40.9 - 25)}{100} \right] \approx 36.76 V \quad (8)$$

Eviricinin minimum çalışma gerilimi (200 V) dikkate alındığında, bir dizide olması gereken minimum panel sayısı Denklem 9'daki eşitlik ile hesaplanmıştır.

$$N_{min} = \frac{V_{inv(min)}}{V_{panel(min)}} = \frac{200}{36,76} = 5,44 \approx 6 \text{ Adet} \quad (9)$$

Olarak hesaplanmıştır.

3) Sonuç ve dizi konfigürasyonu: Yapılan analizler sonucunda;

- Seçilen dizi yapısı: Her bir MPPT girişine 20 adet güneş paneli seri bağlanmıştır.
- Gerilim doğrulaması: Seçilen 20 adet panel sayısı, izin verilen $6 \leq 20 \leq 21$ aralığında olduğu için sistemin hem aşırı gerilimden korunacağı hem de sıcak havalarda MPPT aralığında kalarak verimli çalışacağı doğrulanmıştır.
- Akım doğrulaması: Panelin kısa devre akımı ($I_{sc}=3,9 \text{ A}$), eviricinin maksimum giriş akım kapasitesinin (26A) altında kaldığı için akım yönünden de tam uyumluluk sağlanmıştır.

PANEL BİLGİLERİ	
P(W)	500
V _{oc} (V)	45.55
I _{sc} (A)	13.9
V _{mpp} (V)	38.38
I _{mpp} (A)	13.03

EVİRİCİ BİLGİLERİ	
U _{inv.Max} (V)	1100
U _{inv.Min} (V)	200
U _{inv.Max.mpp} (V)	1000
U _{inv.Min.mpp} (V)	200
I _{Max.inv.mpp} (A)	26
MPPT Sayısı	10
I _{sc.MaxMPPT} (A)	40
Mp _{pt} Dizi Sayısı (n)	2
Toplam Dizi Sayısı	20

a (dizideki panel sayısı)	20
V _{oc} (k)	-0.265
P _{max} (k2)	-0.34
t _{min} (C)	-28.2
t _{max} (C)	40.9
t _{nom} (C)	25

Konya için en düşük hava sıcaklığı
Konya için en yüksek hava sıcaklığı

MAKSİMUM PANEL VOLTAJI

$$V_{\max} = V_{oc} \times \left[\left(1 + \frac{k \times (t_{\min} - t_{nom})}{100} \right) \right]$$

$$V_{\max} = 52.0 \text{ V}$$

MİNİMUM PANEL VOLTAJI

$$V_{\min} = V_{mpp} \times \left[\left(1 + \frac{k \times (t_{\max} - t_{nom})}{100} \right) \right]$$

$$V_{\min} = 36.76 \text{ V}$$

DİZİDEKİ MAKSİMUM PANEL SAYISI

$$\begin{aligned} \text{DİZİDEKİ MAKSİMUM PANEL SAYISI} &= \frac{\text{MAKS. GİRİŞ VOLTAJI}}{\text{MAKS. PANEL VOLTAJI}} \\ &= \frac{1100}{52.0} \\ \text{DİZİDEKİ MAKSİMUM PANEL SAYISI} &= 21.17 \\ \text{DİZİDEKİ MAKSİMUM GÜNEŞ PANELİ SAYISI} &\text{ 21 ADETTİR.} \end{aligned}$$

DİZİDEKİ MİNİMUM PANEL SAYISI

$$\begin{aligned} \text{DİZİDEKİ MİNİMUM PANEL SAYISI} &= \frac{\text{MİN MPP GİRİŞ VOLTAJI}}{\text{MİN PANEL VOLTAJI}} \\ &= \frac{200}{36.76} \\ \text{DİZİDEKİ MİNİMUM PANEL SAYISI} &= 5.44 \\ \text{DİZİDEKİ MİNİMUM GÜNEŞ PANELİ SAYISI} &\text{ 6 ADETTİR.} \end{aligned}$$

DİZİLER 20 ADET PANEL DEN OLUŞMAKTADIR:

$$6 \leq 20 \leq 21$$

OLDUĞU İÇİN MİN-MAX PANEL SAYISI ARALIĞI SAĞLANMIŞ BULUNMAKTADIR.

Şekil 5.4. Panel-evirici uyumluluk hesapları

5.1.2. Uygulama projeleri ve paftalar

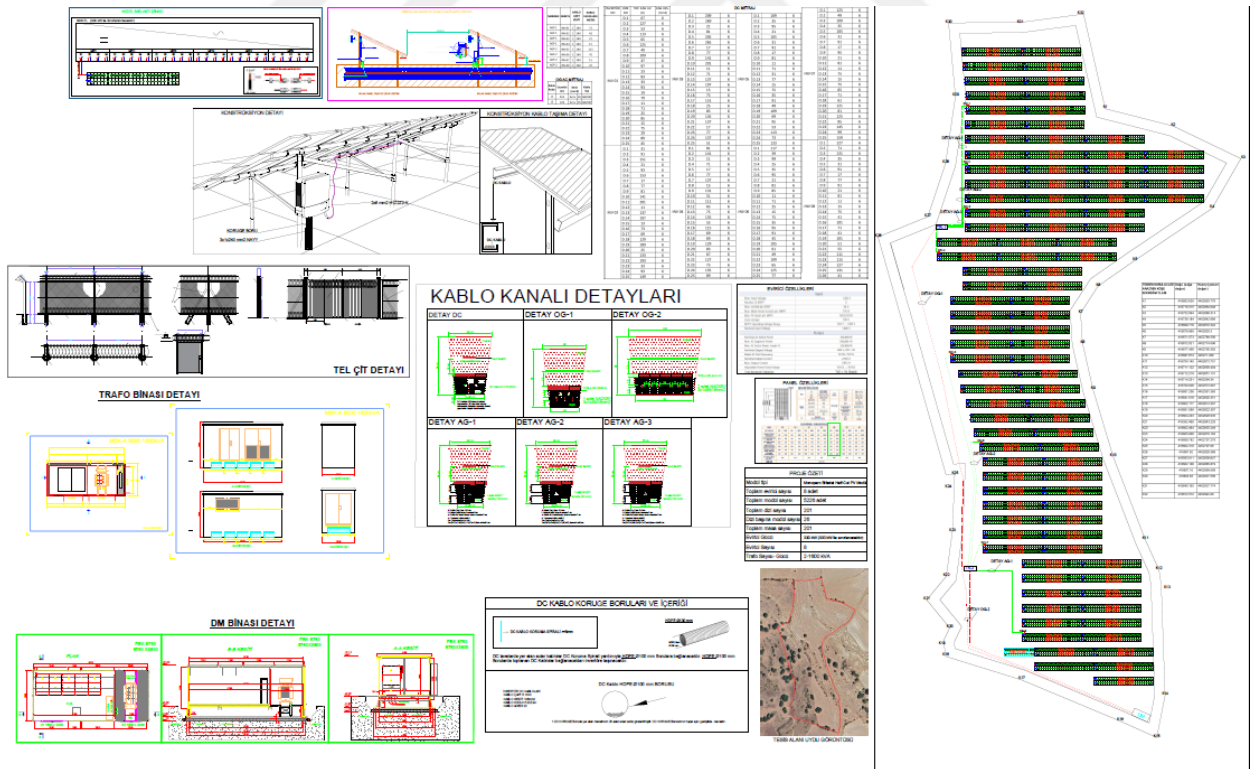
Fizibilite ve teknik hesaplamaların tamamlanmasının ardından, santralin sahada hatasız uygulanabilmesi için detaylı uygulama projeleri (paftalar) hazırlanmıştır. Bu projeler,

TEDAŞ ve ilgili Dağıtım Şirketi'nin teknik şartnamelerine uygun olarak oluşturulmuş olup, kabul süreçlerinin temel dayanağını oluşturmaktadır.

a) Genel yerleşim planı

Genel yerleşim planı, GES sahasında fotovoltaik panellerin, inverterlerin, trafo merkezinin, DC-AC kablo güzergâhlarının ve yardımcı tesislerin konumlarını gösteren temel projelendirme dokümanıdır. Bu plan, santral sahasının etkin kullanımını sağlamanın yanı sıra bakım ve işletme faaliyetlerinin güvenli şekilde yürütülmesine olanak tanımaktadır (Duffie ve Beckman, 2013).

Yerleşim planı hazırlanırken; arazi eğimi, gölgelenme etkileri, panel sıraları arasındaki mesafeler ve erişim yolları dikkate alınmalıdır. Yanlış yerleşim, enerji üretiminde kayıplara ve işletme sürecinde güvenlik risklerine yol açabilmektedir (Messenger ve Ventre, 2017).

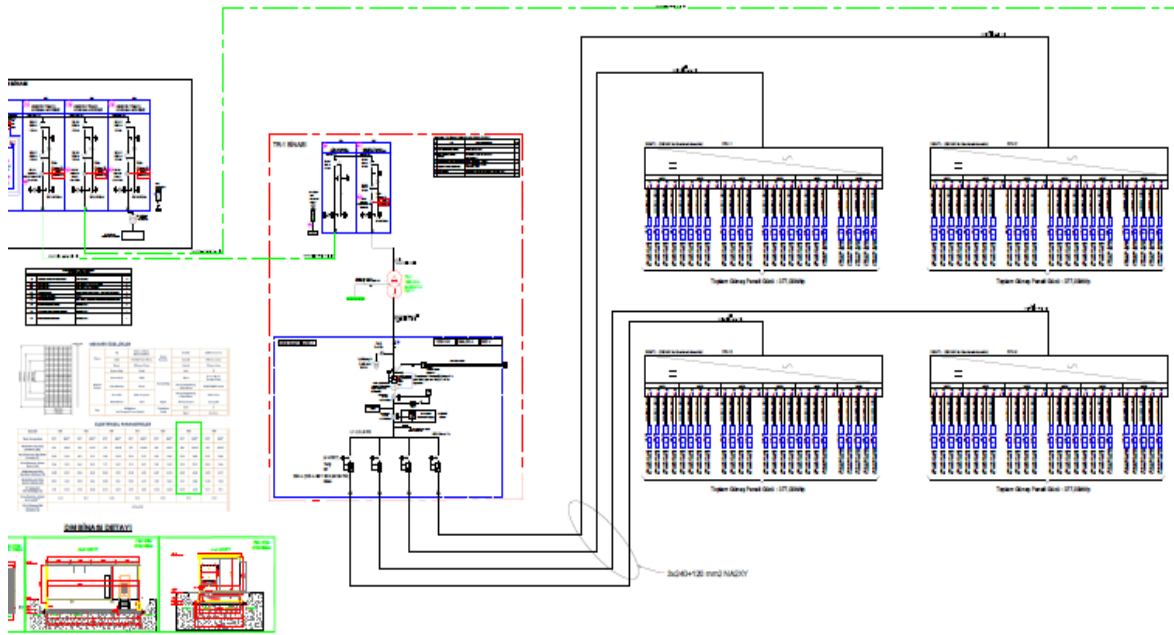


Şekil 5.5. Genel yerleşim planı

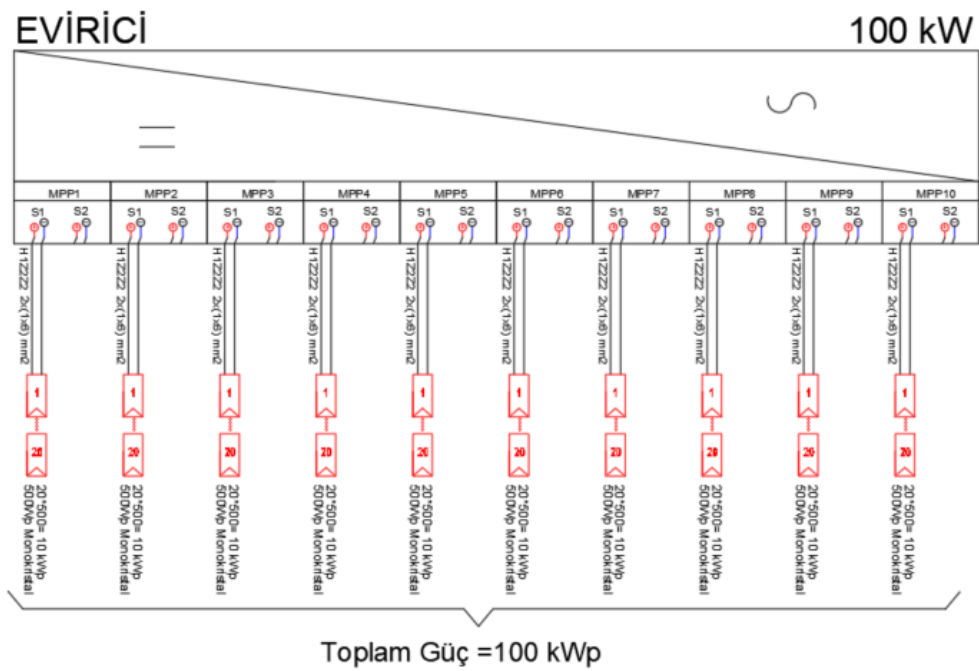
b) Tek hat şeması

Tesisin elektriksel omurgasını oluşturan Tek Hat Şeması (Bkz. Şekil 5.6), enerji akışını ve koruma felsefesini detaylandıran en kritik projedir. Tek hat şeması, GES'in santral bileşenleri arasındaki bağlantıları ortaya koyan temel bir projelendirme dokümanıdır. Bu şema; paneller, inverterler, AC/DC panolar, trafo ve şebeke bağlantı noktasını içermektedir (IEC 61727:2004).

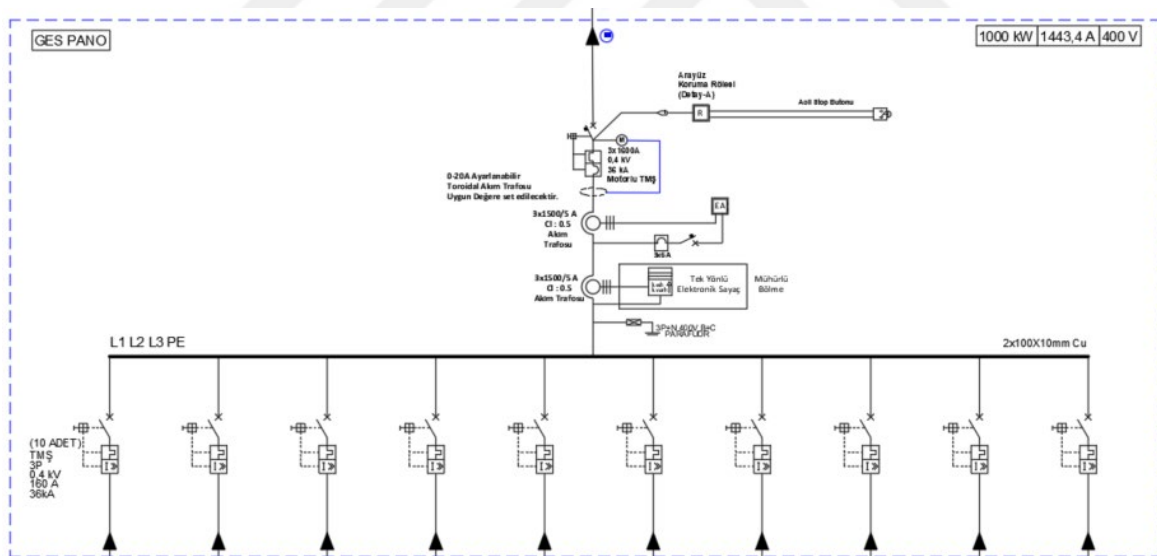
Tek hat şeması, kısa devre hesapları, koruma sistemlerinin belirlenmesi ve ekipman seçimi açısından büyük önem taşımaktadır. Ayrıca dağıtım şirketleri tarafından yapılan teknik değerlendirmelerde esas alınan ana projelerden biridir (IEEE 1547:2018).

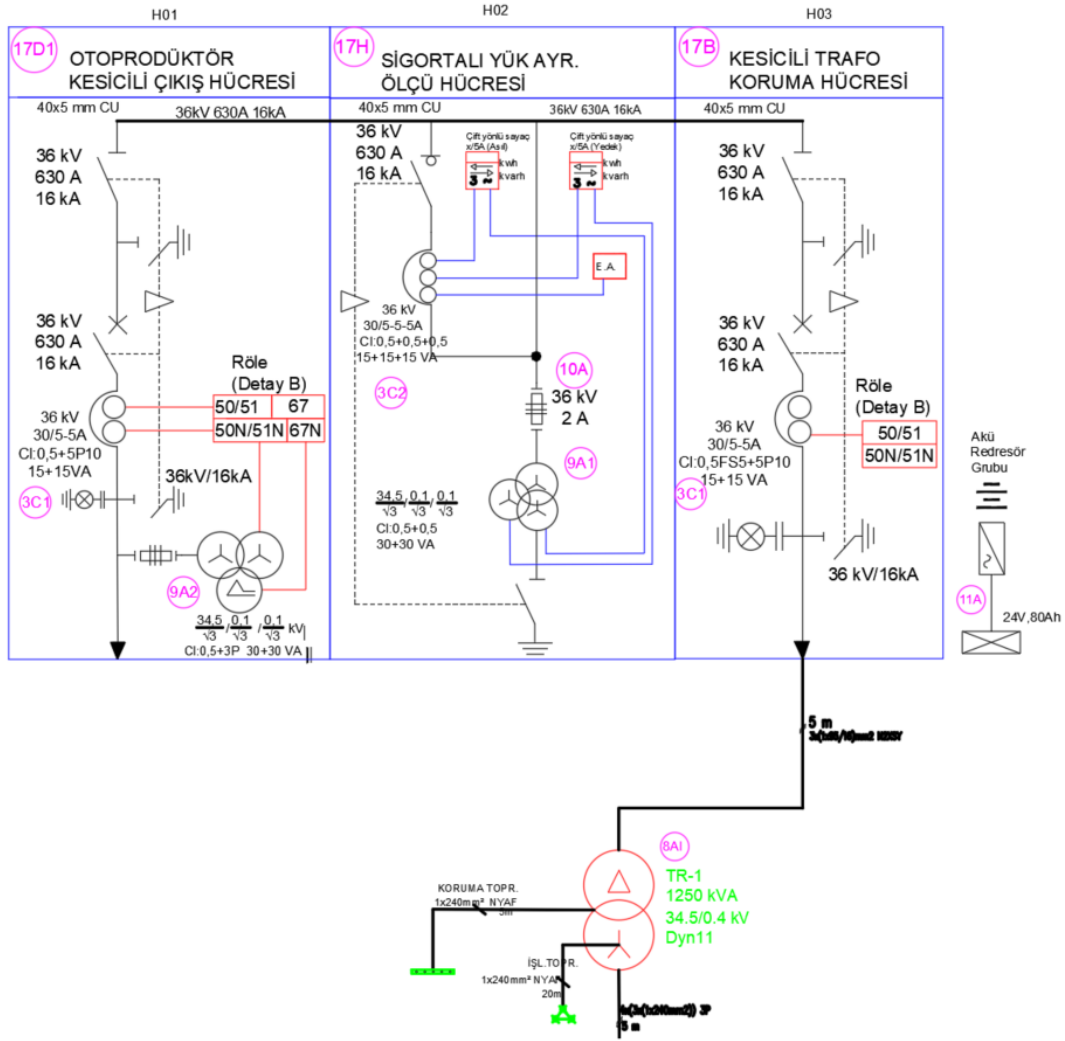


Şekil 5.6. Tek Hat Şeması



Şekil 5.7. Evirici-Panel bağlantı Detayı



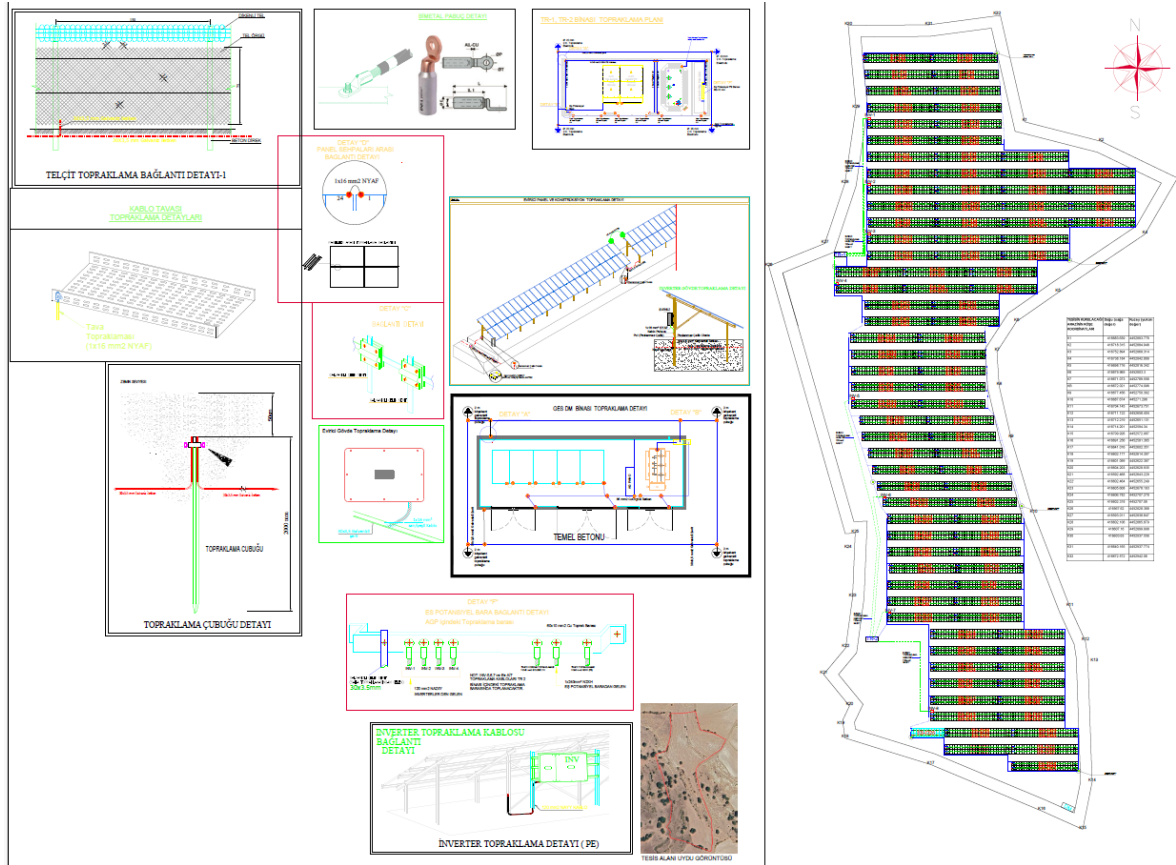


Şekil 5.9. Trafo binası detayı

c) Topraklama planı

GES projelerinde topraklama sistemi hem can güvenliğinin sağlanması hem de ekipmanların yıldırım ve aşırı gerilimlere karşı korunması amacıyla tasarlanmaktadır. Topraklama tasarımları, tesisin bulunduğu alanın özgül toprak direnci dikkate alınarak yapılmalıdır (IEEE Std 80:2013).

IEC 60364 standardı, elektrik tesislerinde topraklama ve koruma sistemlerine ilişkin temel kuralları belirlemekte olup, GES projelerinde bu standartlara uyulması zorunludur. Uygun şekilde tasarlanmamış topraklama sistemleri, sistem arızalarına ve ciddi güvenlik risklerine neden olabilmektedir (IEC 60364:2023)



Şekil 5.10. Topraklama planı

5.1.3. Proje onay ve yasal izin süreçleri

Fizibilite çalışmaları, elektriksel hesaplamalar ve uygulama paftalarının tamamlanmasını müteakip, projenin inşaatına başlanabilmesi için yasal onay sürecinin tamamlanması gerekmektedir. Türkiye'de lisanssız elektrik üretim tesislerinin proje onayları, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından yetkilendirilen kurumlar (TEDAŞ veya ilgili Elektrik Dağıtım Şirketleri) tarafından yürütülmektedir.

Bu süreç, sadece evrak kontrolü değil; hazırlanan teknik tasarımın "Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliği" ve "Elektrik Kuvvetli Akım Tesisleri Yönetmeliği"ne uygunluğunun teknik ve idari açıdan denetlenmesi sürecidir.

a) Onay dosyasının hazırlanması ve içeriği

Proje onayı için sunulan dosya, tesisin teknik kimliğini oluşturur. Bu çalışmada hazırlanan ve onay makamına sunulan proje dosyası, teknik ve idari olmak üzere iki ana kategoride sınıflandırılmıştır:

1. Teknik projeler ve hesaplar: Tesisin elektriksel güvenliğini ve şebeke uyumluluğunu kanıtlayan belgelerdir:

- Elektriksel çizimler: Santral Genel Yerleşim Planı, Tek Hat Şeması ve Kablo Güzergah Planları.
- Mühendislik hesapları: ETAP ile yapılan Kısa Devre Analizi, Gerilim Düşümü, Akım Taşıma Kapasitesi, Topraklama Direnci ve Panel-Evirici Uyumluluk hesapları.
- Statik projeler: Panellerin ve konstrüksiyon sisteminin rüzgar, kar ve deprem yüklerine karşı dayanımını gösteren, üniversite onaylı statik projeler.

2. İdari ve çevresel belgeler:

- Çağrı mektubu: Dağıtım şirketi tarafından verilen bağlantı izni.
- ÇED belgesi: Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği İl Müdürlüğü'nden alınan "Çevresel Etki Değerlendirmesi Gerekli Değildir" veya "ÇED Olumlu" yazısı.
- Mülkiyet ve imar belgeleri: Tapu kaydı, aplikasyon krokisi ve ilgili belediyeden/kurumdan alınan İmar Uygunluk Yazısı.

3. Onay dosyasında olması gereken belgeler (ETKB, elektrik üretim tesisi kati proje kapsamı);

- Santral genel yerleşim planı
- Tek hat şeması
- Topraklama planı
- Tesis bilgi formu
- Tesis yeri uygunluk belgesi

- Yetki yazısı ve ekleri
- Çağrı mektubu
- Sistem bağlantı anlaşması
- ÇED belgesi
- Zemin etüt raporu
- Elektromekanik teçhizat için uygunluk belgeleri
- İnşaat uygunluk raporu
- Kısa devre hesapları
- Primer teçhizat seçim hesapları
- Röle koordinasyon ve selektivite hesapları
- İletken/kablo seçim hesapları
- Topraklama ve yıldırımdan korunma hesapları
- Panel evirici uyumluluk hesapları

b) Onay süreci ve değerlendirme kriterleri

Hazırlanan proje dosyası, TEDAŞ Bölge Müdürlüğü veya yetkili Proje Onay Birimi'ne sunulur. Onay süreci şu aşamalardan oluşur:

- Ön inceleme: Sunulan belgelerin eksiksiz olup olmadığının kontrolü.
- Teknik tahkik: Projedeki kablo kesitlerinin, şalt malzemesi seçimlerinin (Örn: 36 kA kesme kapasitesi uygunluğu) ve kısa devre hesaplarının yönetmeliklere uygunluğunun mühendisler tarafından incelenmesi.
- Düzeltme ve revizyon: İnceleme sonucunda tespit edilen teknik eksiklikler veya hatalar (varsa) proje müellifine bildirilir ve projelerin revize edilmesi istenir.
- Onay ve vize: Teknik kriterleri sağlayan projeler, "Görölmüştür/Onaylanmıştır" kaşesi ile imzalanarak resmiyet kazanır.

c) Bağlantı Anlaşması

Proje onayının alınması, yatırımcıya tesisin inşasına başlama hakkı verir. Bu aşamadan sonra, yatırımcı ile ilgili Elektrik Dağıtım Şirketi arasında, tesisin şebekeye bağlanma koşullarını, kullanım bedellerini ve teknik sınırları belirleyen "Bağlantı Anlaşması" imzalanır. Bağlantı anlaşması, projenin kağıt üzerindeki sürecinin bittiğini ve fiziksel kurulum aşamasının (inşaat) başladığını simgeleyen nihai hukuki belgedir.

5.2. Kurulum Süreçleri

Proje onayı ve bağlantı anlaşmasının imzalanmasını takiben başlayan kurulum süreci; lojistik planlama, saha hazırlığı, mekanik montaj, elektriksel montaj ve test-devreye alma aşamalarından oluşan entegre bir operasyondur. Bu süreçte temel hedef, tasarlanan projenin IEC 60364:2023 (Binalarda Elektrik Tesisatı) ve IEC 62446 (Fotovoltaik Sistemler-Test, Dokümantasyon ve Bakım) standartlarına uygun olarak, iş güvenliği kuralları çerçevesinde hayata geçirilmesidir.

GES kurulum aşaması, projelendirme sürecinde hazırlanan uygulama projelerine uygun olarak saha uygulamalarının gerçekleştirilmesini kapsamaktadır. Bu aşamada fotovoltaik panellerin montajı, inverter ve trafo yerleşimi, DC ve AC kablolama işlemleri yapılmaktadır (Duffie ve Beckman, 2013).

Kurulum sırasında iş sağlığı ve güvenliği kurallarına uyulması, özellikle yüksekte çalışma ve elektriksel riskler açısından büyük önem taşımaktadır. Uluslararası standartlar, GES kurulumlarında iş güvenliği önlemlerinin zorunlu olduğunu vurgulamaktadır (IEC 62446).

5.2.1. Lojistik yönetimi ve şantiye kurulumu

Kurulumun aksamadan yürütülebilmesi için tedarik zinciri yönetimi kritik öneme sahiptir. Özellikle fotovoltaik paneller ve eviriciler gibi uzun termin süreli ekipmanların siparişleri, proje onay süreciyle eş zamanlı olarak planlanmalıdır.

Şantiye mobilizasyonu: Saha güvenliğini sağlamak amacıyla öncelikle arazi sınırları tel çit ile çevrilmeli, güvenlik kameraları (CCTV) ve aydınlatma sistemleri aktif hale getirilmelidir. Malzeme kabulü için geçici depolama alanları ve personel konteynerleri yerleştirilerek şantiye kurulumu tamamlanmalıdır.

Giriş kalite kontrol: Sahaya gelen panellerin EL (Elektrolüminesans) test raporları incelenmeli ve nakliye sırasında oluşabilecek mikro çatlaklara karşı görsel kontroller yapılarak malzemeler teslim alınmalıdır.

5.2.2. İnşaat ve mekanik montaj aşamaları

Mekanik montaj süreci, statik projelere uygun olarak zeminin hazırlanması ve taşıyıcı sistemin inşasını kapsar (Duffie ve Beckman, 2013).

- Arazi hazırlığı ve aplikasyon: Harita mühendisleri tarafından yapılan aplikasyon çalışması ile kazık çakma noktaları hassasiyetle belirlenmelidir. Drenaj kanalları açılarak yağmur suyunun saha dışına tahliyesi sağlanmalıdır.
- Konstrüksiyon montajı: Zemin etüdüne uygun olarak galvanizli çelik kazıklar zemine çakılmalıdır. Kazıkların üzerine, panelleri 35° eğimle taşıyacak olan kirişler ve aşıklar monte edilmelidir. Montaj sırasında tork anahtarı kullanılarak cıvata sıkılıkları kontrol edilmeli ve işaretlenmelidir.
- Panel montajı: Paneller, üretici montaj kılavuzuna uygun olarak konstrüksiyona sabitlenmelidir. Panellerin gölgelenme yapmaması için projede belirtilen sıra aralıklarına (Pitch mesafesi) titizlikle uyulmalıdır.

5.2.3. Elektriksel montaj ve bağlantılar

Elektriksel montaj, enerjinin üretildiği noktadan şebekeye aktarıldığı noktaya kadar olan tüm iletim altyapısını kapsar.

- DC kablolama: Paneller arası seri bağlantılar, 6 mm² solar kablolar ve MC4 konnektörler kullanılarak yapılmalıdır. Kablolar, UV ışınlarına ve mekanik darbelere karşı korunması amacıyla kablo tavaları veya spiraller içerisine alınmalıdır.
- AC kablolama ve pano bağlantıları: Eviricilerden çıkan AC kablolar, yeraltındaki kablo kanalları vasıtasıyla AG Ana Dağıtım Panosu'na taşınmalıdır (Messenger ve Ventre, 2017). Kablo taşıma işlemleri TEDAŞ tarafından yayımlanan “Elektrik Dağıtım Şebekeleri Enerji Kabloları Montaj (Uygulama) Usul ve Esasları” na uygun olarak yapılmalıdır.

- Trafo ve OG hücre montajı: Trafo ve 36 kV modüler hücreler, beton köşk içerisine yerleştirilerek bara bağlantıları ve topraklama irtibatları EKAT yönetmeliğine göre tamamlanmalıdır.

5.2.4. Test, kabul ve devreye alma

Kurulumu tamamlanan tesisin şebekeye bağlanabilmesi için TEDAŞ Geçici Kabul Heyeti nezaretinde fonksiyon ve güvenlik testleri gerçekleştirilir. Bu süreçte, yapılan imalatların onaylı projelere ve teknik şartnamelere uygunluğu kontrol edilir (EPDK, 2019).

- Soğuk testler (enerjisiz):

İzolasyon (meger) testi: Tüm DC ve AC kabloların yalıtım dirençlerinin ölçüldüğü testtir.

Topraklama ölçümü: "Kazıklı Yöntem" ile yapılan ölçümde, koruma topraklaması direncinin yasal sınırların altında olduğunun doğrulandığı testtir.

Polarite kontrolü: DC dizilerin artı (+) ve eksi (-) uçlarının eviriciye doğru bağlandığının kontrol edildiği testtir.

- Sıcak testler (enerjili):

Gerilim kontrolü: DC ve AC tarafta gerilim değerlerinin ölçülüp doğrulandığı testtir.

Röle fonksiyon testleri: OG hücrelerindeki koruma rölelerinin aşırı akım ve toprak hatası durumlarında kesicinin açıp açmadığını kontrol eden testtir.

Evirici adalanma Testleri: Eviricilerin şebekede gerilim olmadığı durumlarda devreden çıkıp çıkmadığını kontrol eden testlerdir.

- Kabul ve işletmeye alma: Yapılan tüm testlerin başarılı olması neticesinde "Geçici Kabul Tutanağı" imzalanır ve tesis şebekeye senkronize edilerek ticari elektrik üretimine başlanır.

Kurulum işlemlerinin tamamlanmasının ardından, tesisin devreye alınabilmesi için geçici kabul süreci başlatılmaktadır. Bu süreçte, yapılan imalatların onaylı projelere ve teknik şartnamelere uygunluğu kontrol edilmektedir (EPDK, 2019).

Devreye alma aşamasında, sistem performans testleri ve koruma sistemlerinin fonksiyon testleri gerçekleştirilerek tesisin güvenli şekilde işletmeye alınması sağlanmaktadır (IEC 61724-1:2023).



6. SONUÇ ve ÖNERİLER

Türkiye'nin enerji arz güvenliğinin sağlanması ve karbon nötr hedeflerine ulaşılması sürecinde kritik bir role sahip olan Arazi Tipi Lisanssız Güneş Enerji Santrallerinin, fizibiliteden işletmeye almaya kadar olan tüm süreçlerinin incelendiği bu tez çalışmasında elde edilen temel sonuçlar ve geliştirilen öneriler aşağıda sunulmuştur.

6.1. Sonuçlar

Bu tez çalışmasında, Türkiye’de lisanssız güneş enerji santrali (GES) projelerinin fizibilite, başvuru, projelendirme ve kurulum süreçleri teknik, yasal ve ekonomik boyutlarıyla incelenmiştir. Yapılan değerlendirmeler, lisanssız GES projelerinin doğru planlama ve mevzuata uygun projelendirme ile enerji arz güvenliğine katkı sağlayan sürdürülebilir yatırımlar olduğunu ortaya koymaktadır.

Çalışma kapsamında gerçekleştirilen teknik ve finansal analizler, PVsyst gibi simülasyon araçları kullanılarak yapılan üretim tahminlerinin, yatırım kararlarının sağlıklı şekilde verilmesine önemli katkı sunduğunu göstermektedir. Literatürde yer alan benzer çalışmalar da doğru üretim tahminlerinin proje başarısı üzerinde belirleyici olduğunu vurgulamaktadır.

Türkiye özelinde değerlendirildiğinde, lisanssız GES yatırımlarının enerji ithalatına olan bağımlılığın azaltılması, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının artırılması ve karbon emisyonlarının düşürülmesi açısından stratejik öneme sahip olduğu görülmektedir. Bu durum, Türkiye’nin ulusal enerji politikaları ve sürdürülebilir kalkınma hedefleriyle örtüşmektedir.

Başvuru ve çağrı mektubu süreçlerinde, şebeke kapasite kısıtları ve idari kurumlar arası koordinasyon eksikliği, proje takvimini uzatan başlıca sorunlar olarak tespit edilmiştir.

Projelendirme ve kurulum aşamalarında, uluslararası teknik standartlara (IEC, TS EN) uygunluk sağlanmasının, proje onay süreçlerini hızlandırdığı gibi işletme döneminde sistem güvenilirliğini artırdığı gözlemlenmiştir.

6.2. Öneriler

Tez kapsamında elde edilen bulgular doğrultusunda, lisanssız GES yatırımlarının daha etkin ve sürdürülebilir şekilde yaygınlaştırılabilmesi için bazı öneriler geliştirilmiştir. Öncelikle, lisanssız elektrik üretimine ilişkin mevzuatın sadeleştirilmesi ve uygulamada karşılaşılan bölgesel farklılıkların azaltılması, yatırımcı belirsizliklerinin giderilmesi açısından önem arz etmektedir.

Fizibilite aşaması doğru projelerin oluşması için kritik öneme sahiptir. Fizibilite aşamasında yalnızca üretim potansiyeline değil, şebeke bağlantı uygunluğu ve arazi hukuki durumuna da dikkat edilmelidir. Bu unsurlar netleştirilmeden yapılan yatırımlar ciddi zaman ve maliyet kayıplarına yol açabilmektedir.

Teknik açıdan bakıldığında, projelendirme ve kurulum aşamalarında uluslararası standartlara uyumun artırılması, tesis performansını ve işletme güvenliğini doğrudan etkilemektedir. Bu kapsamda IEC ve IEEE standartlarının etkin şekilde uygulanması, uzun vadeli işletme başarısı açısından kritik öneme sahiptir.

Finansal sürdürülebilirlik açısından, yatırım maliyetlerinin düşürülmesi ve yerli ekipman kullanımının teşvik edilmesi, lisanssız GES projelerinin geri ödeme sürelerini iyileştirecektir. IRENA raporları, yerli üretim ve ölçek ekonomilerinin maliyetleri önemli ölçüde azalttığını ortaya koymaktadır.

Gelecekte yapılacak çalışmalarda, lisanssız GES projelerinin uzun dönemli işletme performanslarının izlenmesi, gerçek üretim verileri ile simülasyon sonuçlarının karşılaştırılması ve depolamalı sistemlerin ekonomik etkilerinin analiz edilmesi önerilmektedir. Bu tür çalışmalar, politika yapıcılar ve yatırımcılar için yol gösterici nitelikte olacaktır.

KAYNAKLAR

- Bazilian, M., Onyeji, I., Liebreich, M., MacGill, I., Chase, J., Shah, J., Gielen, D., Arent, D., Landfear, D. and Zhengrong, S. (2013). Re-Considering the Economics of Photovoltaic Power. *Renewable Energy*, 53, 329–338.
- BloombergNEF. (2024). *Global Photovoltaic Market Outlook 2024*. New York: Bloomberg Finance L.P.
- Brealey, R. A., Myers, S. C. and Allen, F. (2011). *Principles of Corporate Finance*. New York: McGraw-Hill Education.
- Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı. (2022). *Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği*. Ankara: Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı.
- Das, J. C. (2017). *Short-circuit currents in three-phase systems*. Hoboken, NJ: IEEE Press – Wiley.
- Duffie, J. A. and Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*. New York: John Wiley and Sons.
- ETAP. (2022). *ETAP Power System Analysis Documentation*. Irvine, CA.
- Huld, T., Müller, R. and Gambardella, A. (2012). A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Solar Energy*, 86(6), 1803–1815.
- İnternet: Intergovernmental Panel on Climate Change. (2023). *AR6 Synthesis Report: Climate Change 2023*. Geneva: IPCC. URL: <https://www.ipcc.ch>. Son Erişim Tarihi: 12.01.2026.
- İnternet: International Energy Agency. (2024). *Renewables 2024: Analysis and Forecast to 2030*. Paris: International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org>. Son Erişim Tarihi: 12.01.2026.
- İnternet: International Energy Agency. (2024). *World Energy Outlook 2024*. Paris: International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org>. Son Erişim Tarihi: 12.01.2026.
- İnternet: International Renewable Energy Agency. (2019). *Future of Solar Photovoltaic*. Abu Dhabi: IRENA. URL: <https://www.irena.org>. Son Erişim Tarihi: 13.01.2026.
- İnternet: International Renewable Energy Agency. (2023). *Renewable Power Generation Costs in 2022*. Abu Dhabi: IRENA. URL: <https://www.irena.org>. Son Erişim Tarihi: 11.01.2026.
- İnternet: International Renewable Energy Agency. (2025). *Renewable Capacity Statistics 2025*. Abu Dhabi: IRENA. URL: <https://www.irena.org>. Son Erişim Tarihi: 15.01.2026.

- İnternet: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu. (2019). *Lisanssız elektrik üretim yönetmeliği*. Ankara: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu. URL: <https://www.epdk.gov.tr>. Son Erişim Tarihi: 15.01.2026.
- İnternet: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu. (2024). *Elektrik piyasası sektör raporu*. Ankara: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu. URL: <https://www.epdk.gov.tr>. Son Erişim Tarihi: 15.01.2026.
- İnternet: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2022). *Türkiye ulusal enerji planı*. Ankara: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. URL: <https://enerji.gov.tr/eigm-raporlari>. Son Erişim Tarihi: 15.01.2026.
- İnternet: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2023). *Enerji istatistikleri ve politika raporu*. Ankara: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. URL: <https://enerji.gov.tr>. Son Erişim Tarihi: 12.01.2026.
- İnternet: National Renewable Energy Laboratory. (2023). *Best Practices for Operation and Maintenance of Photovoltaic Systems*. Golden, CO: NREL. URL: <https://www.nrel.gov>. Son Erişim Tarihi: 13.01.2026.
- İnternet: Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (2024). *Elektrik İstatistikleri ve Kurulu Güç Raporu*. Ankara: TEİAŞ. URL: <https://www.teias.gov.tr>. Son Erişim Tarihi: 11.01.2026.
- İnternet: United Nations Framework Convention on Climate Change. (2015). *Paris Agreement*. Bonn: UNFCCC. URL: <https://unfccc.int>. Son Erişim Tarihi: 14.01.2026.
- İnternet: World Bank. (2020). *Utility-scale solar photovoltaic power plants: A project developer's guide*. Washington, DC: World Bank Group. URL: <https://www.worldbank.org>. Son Erişim Tarihi: 12.01.2026.
- İnternet: Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü. (2023). *Güneş enerjisi potansiyel atlası (GEPA)*. Ankara: YEGM. URL: <https://gepa.enerji.gov.tr>. Son Erişim Tarihi: 12.01.2026.
- Jordan, D. C. and Kurtz, S. R. (2013). Photovoltaic degradation rates—An analytical review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(1), 12–29.
- Kaya, A. ve Çetin, M. (2021). Türkiye’de lisanssız güneş enerjisi yatırımlarının mevzuat ve uygulama boyutları. *Enerji Politikaları Dergisi*, 6(2), 45–62.
- Mermoud, A. and Wittmer, B. (2014). PVSYST software uncertainty analysis. *In Proceedings of the 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 25–29.
- Messenger, R. A. and Ventre, J. (2017). *Photovoltaic Systems Engineering*. Boca Raton: CRC Press.
- PVsyst SA. (2023). *PVsyst 7.1 User Manual*. Switzerland.

Short, W., Packey, D. J. and Holt, T. (1995). *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

Tarım ve Orman Bakanlığı. (2023). *Tarım Dışı Kullanım İzinlerine İlişkin Uygulama Esasları*. Ankara: Tarım ve Orman Bakanlığı.

Türkiye İstatistik Kurumu. (2024). *Enerji İstatistikleri*. Ankara: TÜİK.





EKLER

EK-1 PVSyst Simülasyon Raporu



Sürüm 7.1.7

PVsyst - Simülasyon raporu

Şebekeye bağlı sistem

Proje: Konya

Varyant: Yeni simülasyon varyantı
3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz

Sistem gücü : 1000 kWp

Konya - Turkey



PVsyst V7.1.7

VC0, Simülasyon tarihi:
22/05/24 05:33
v7.1.7 ile

Proje: Konya
Varyant: Yeni simülasyon varyantı

Proje özeti

Coğrafi konum	Konum	Proje ayarları
Konya	Enlem	Albedo
Turkey	Boydam	0.20
	Rakım	
	Saat dilimi	UTC+2
Hava durumu verileri		
Konya		
Meteororm 7.3 (2003-2010), Sat=% 100 - Sentetik		

Sistem özeti

Şebekeye bağılı sistem	3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz	
Kolektör düzleminin yönlendirmesi	Yakın gölgelemeler	Kullanıcı ihtiyaçları
Sabit düzlem	Gölgelemesiz	Sınırsız yükleme (şebeke)
Eğim/Azımut	35 / 0 °	
Sistem bilgisi		
PV alanı		Invertör
Modül sayısı	2000 birim	Öge sayısı
Toplam nom. güç	1000 kWp	Toplam nom. güç
		Nom. güç oranı
		1000 kWac
		1.000

Sonuçların özeti

Üretilen enerji	1736 MWh/yıl	Üretilbilir	1736 kWh/kWp/yıl	Perf. oranı PR	87.16 %
-----------------	--------------	-------------	------------------	----------------	---------

İçindekiler

Proje ve sonuçların özeti	2
Genel parametreler, Kolektör alanının özellikleri, Sistem kayıpları	3
Genel sonuçlar	4
Kayıplar diyagramı	5
Özel grafikler	6



PVsyst V7.1.7

VC0, Simülasyon tarihi:

22/05/24 05:33

v7.1.7 ile

Proje: Konya

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

Genel parametreler

Şebekeye bağlı sistem

Kolektör düzleminin yönlendirmesi

Yönlendirme

Sabit düzlem

Eğim/Azimet 35 / 0 °

3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz

Dizi ayarları

No 3D scene defined

Kullanılan modeller

Transpozisyon Perez

Difüz Perez, Meteonorm

Circumsolar ayrı

Ufuk

Ufuk tanımlanmadı

Yakın gölgelemeler

Gölgelemesiz

Kullanıcı ihtiyaçları

Sınırsız yükleme (şebeke)

Kolektör alanının özellikleri

PV modül

Üretici

Longi Solar

Model

LR5-66 HPH 500 M

(Orijinal PVsyst veritabanı)

birim gücü

500 Wp

PV modül sayısı

2000 birim

Nominal (STC)

1000 kWp

Modül

125 Zincir x 16 Seri

İşletme şartlarında (50°C)

Pmpp

914 kWp

U mpp

550 V

I mpp

1661 A

Total PV gücü

Nominal (STC)

1000 kWp

Toplam

2000 modül

Modül yüzeyi

4697 m²

Hücre yüzeyi

4250 m²

İnvertör

Üretici

Huawei Technologies

Model

SUN2000-100KTL-M1-400VAc

(Orijinal PVsyst veritabanı)

birim gücü

100 kWac

İnvertör sayısı

10 birim

Toplam güç

1000 kWac

Çalışma genliği

200-1000 V

Maks güç (=>30°C)

110 kWac

Nom. güç oranı (DC:AC)

1.00

İnvertör toplam gücü

Toplam güç

1000 kWac

İnvertör sayısı

10 birim

Nom. güç oranı

1.00

Dizi kayıpları

Termal kayıp faktörü

İşinima göre modül sıcaklığı

Uc (sabit)

20.0 W/m²K

Uv (rüzgar)

0.0 W/m²K/m/s

DC kablolama kaybı

Global alan direnci

5.5 mΩ

Kayıp oranı

1.5 STC'de%

Modül kalite kaybı

Kayıp oranı

-0.4 %

Modül uyumsuzluk kaybı

Kayıp oranı

2.0 MPP'de%

Dizi uyumsuzluk kaybı

Kayıp oranı

0.1 %

IAM kayıp faktörü

Yansıma etkisi (IAM): Özelleştirilmiş profil

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



PVsyst V7.1.7

VCO, Simülasyon tarihi:

22/05/24 05:33

v7.1.7 ile

Proje: Konya

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

Genel sonuçlar

Sistem üretimi

Üretilen enerji

1736 MWh/yıl

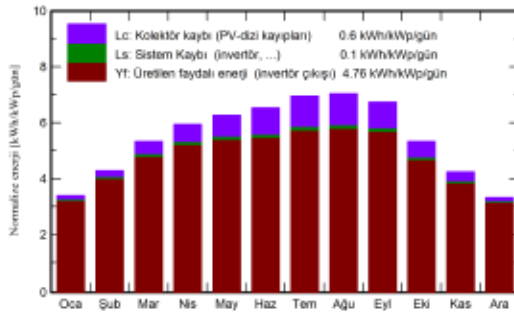
Üretililebilir

1736 kWh/kWp/yıl

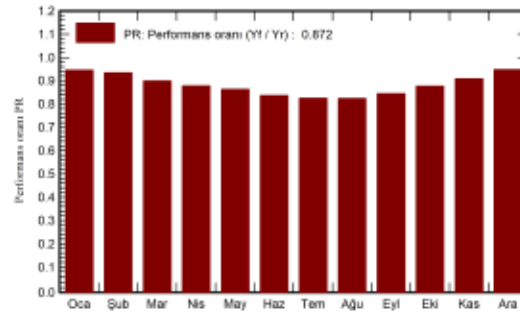
Performans oranı PR

87.16 %

Normalize üretim (kWp başı)



Performans oranı PR



Bilanço ve genel sonuçlar

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR oran
Ocak	68.3	29.86	-1.09	105.4	104.2	101.5	99.6	0.946
Şubat	82.6	34.14	0.42	119.9	118.2	114.1	112.1	0.934
Mart	134.1	49.61	6.66	165.2	162.6	151.7	148.6	0.899
Nisan	164.6	58.78	10.90	178.4	174.7	160.0	156.7	0.878
Mayıs	202.9	77.48	16.21	194.2	189.9	171.2	167.6	0.863
Haziran	218.9	59.14	21.22	196.1	191.3	167.8	164.2	0.838
Temmuz	233.3	61.33	25.22	215.8	210.7	182.0	178.0	0.825
Ağustos	211.0	59.18	24.94	218.2	213.7	183.9	179.8	0.824
Eylül	170.0	46.87	19.04	202.3	198.8	174.5	170.8	0.844
Ekim	118.8	40.16	13.69	165.5	163.2	148.1	145.0	0.876
Kasım	80.5	31.66	6.37	127.2	125.7	117.8	115.5	0.908
Aralık	62.9	31.40	0.86	103.1	101.8	99.5	97.8	0.948
Yıl	1745.9	579.61	12.11	1991.2	1954.8	1772.1	1735.6	0.872

Açıklama

GlobHor Global yatay ışınlama

DiffHor Yatay difüz ışınlama

T_Amb Çevre sıcaklığı

GlobInc Kolektöre yansıyan global

GlobEff IAM ve gölgeleme için düzeltilmiş etkin Global

EArray Dizinin çıkışında etkin enerji

E_Grid Şebekeye enjekte edilen enerji

PR Performans oranı

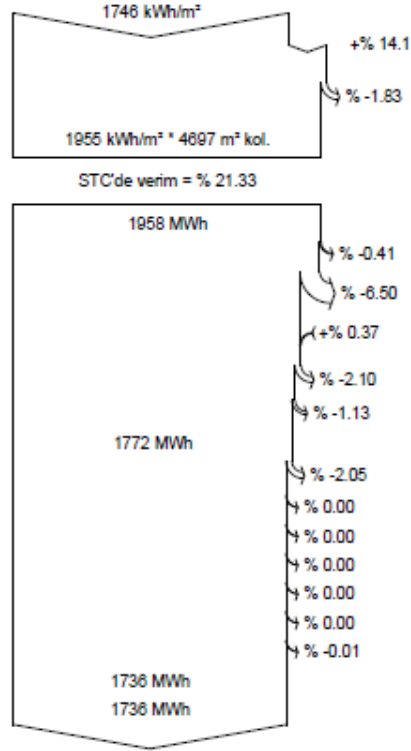


PVsyst V7.1.7

VC0, Simülasyon tarihi:
22/05/24 05:33
v7.1.7 ile

Proje: Konya
Varyant: Yeni simülasyon varyantı

Kayıplar diyagramı



Global yatay ışınlama
Kolektöre yansıyan global

Global'e göre IAM faktörü
Kolektöre isabet eden etkin ışınlama

PV dönüştürme

Nominal dizi enerjisi (STC veriminde)
Işınım seviyesi nedeniyle PV kaybı

Sıcaklık nedeniyle PV kaybı

Modül kalite kaybı

Uyumsuzluk kayıpları, modül ve diziler

Omik kablolama kaybı

MPP'de varsayılan dizi enerjisi

Çalışan invertör kaybı (verim)

Invertör kaybı, aşırı güç

Invertör kaybı, akım sınırı

Invertör kaybı, aşırı gerilim

Invertör kaybı, güç sınırı

Invertör kaybı, gerilim sınırı

Gece tüketimi

Invertör çıkışında kullanılabilir enerji

Şebekeye enjekte edilen enerji



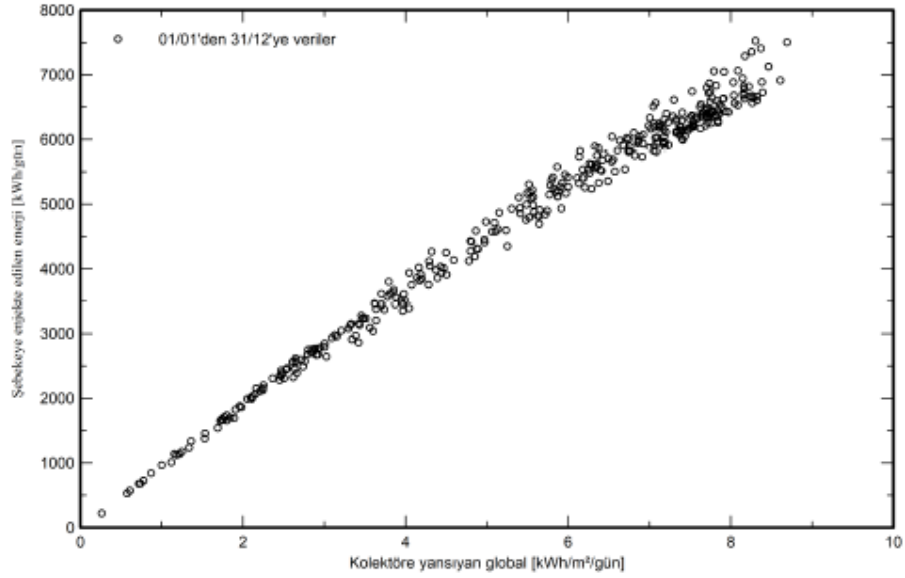
PVsyst V7.1.7

VCO, Simülasyon tarihi:
22/05/24 05:33
v7.1.7 ile

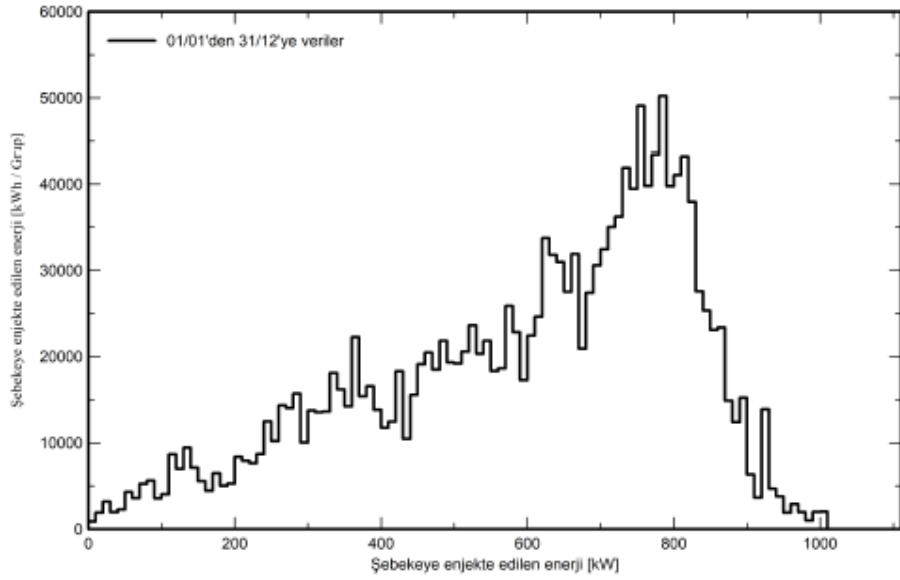
Proje: Konya
Varyant: Yeni simülasyon varyantı

Özel grafikler

Günlük giriş / çıkış diyagramı

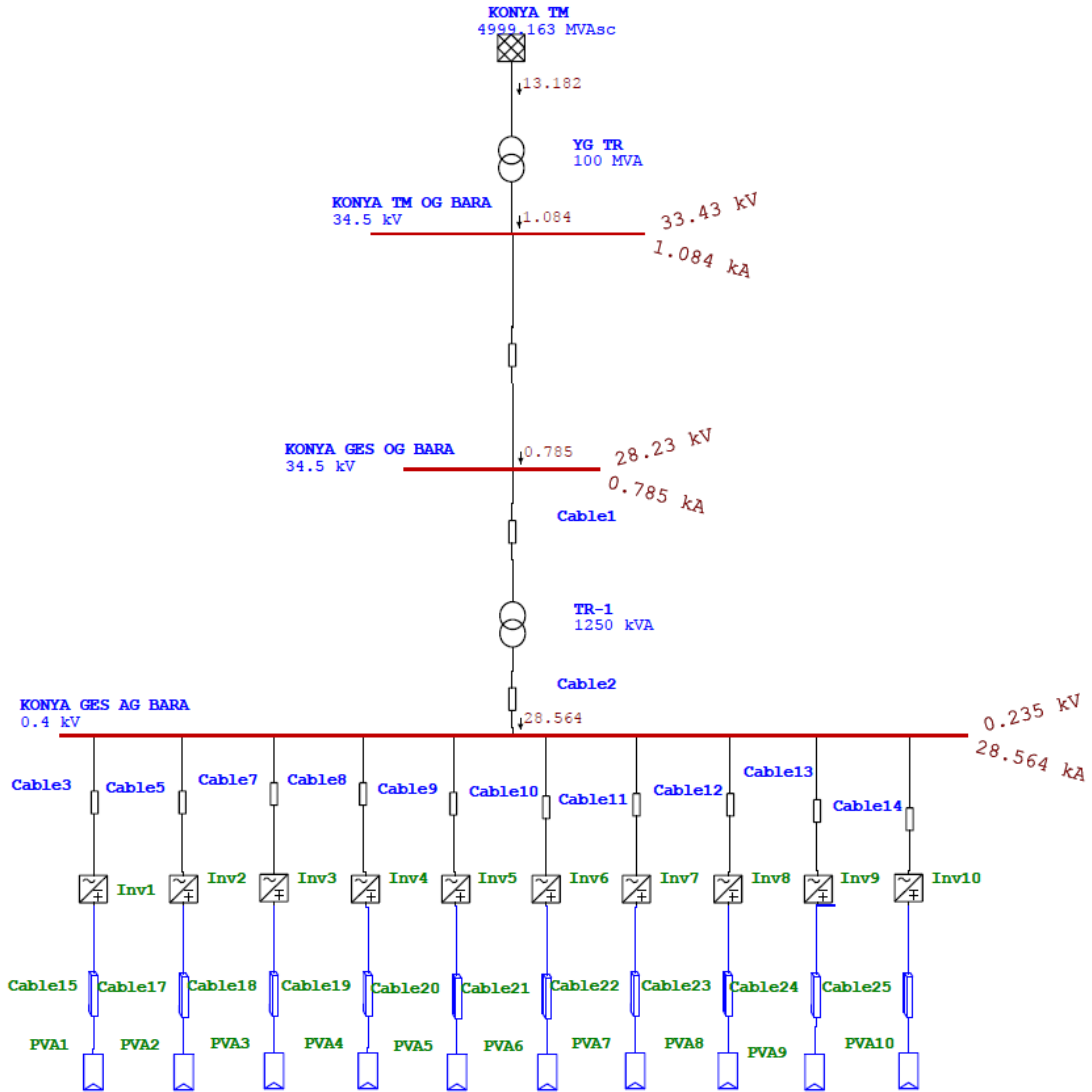


Sistem çıkış gücü dağılımı



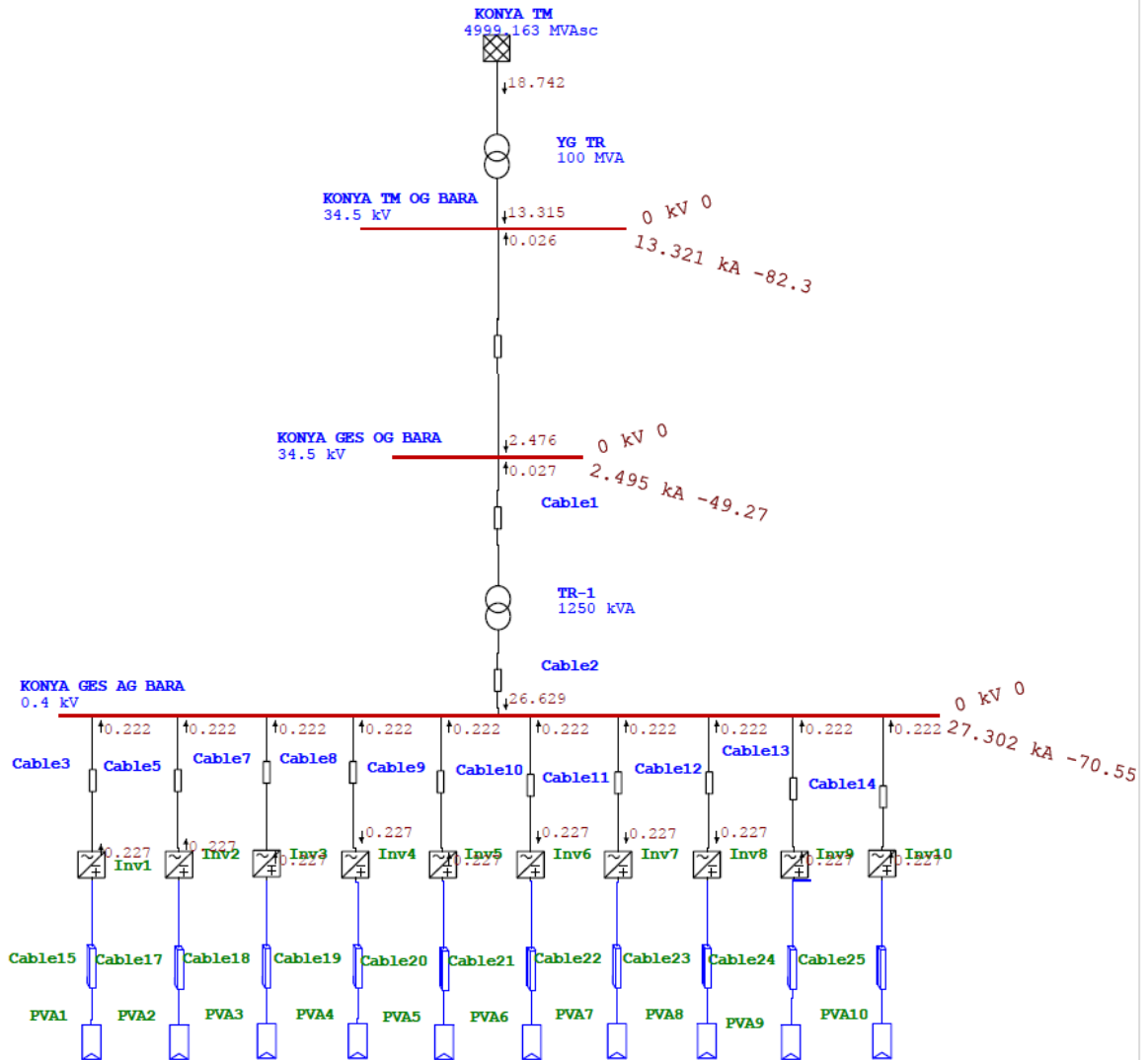
EK-2 ETAP Kısa Devre Simülasyon Raporu

One-Line Diagram - OLV1 (Short-Circuit Analysis)



Faz-Toprak Kısa Devre Akımları

One-Line Diagram - OLV1 (Short-Circuit Analysis)



3 Faz Kısa Devre Akımları

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

IEC 60909 Standard

3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

	Swing	V-Control	Load	Total			
Number of Buses:	1	10	5	16			
	XFMR2	XFMR3	Reactor	Line/Cable	Impedance	Tie PD	Total
Number of Branches:	2	0	0	13	0	0	15
	Synchronous Generator	Power Grid	Synchronous Motor	Induction Machines	Lumped Load	Total	
Number of Machines:	0	1	0	0	0	1	

Adjustments

Tolerance	Apply Adjustments	Individual /Global	Percent
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		
Temperature Correction	Apply Adjustments	Individual /Global	Degree C
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

Bus Input Data

Bus					Initial Voltage	
ID	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
Bus1	SWNG	154.000	154.000	1	100.00	0.00
Bus2	Load	34.500	34.500	1	100.00	30.00
Bus3	Load	0.400	0.400	1	100.00	60.00
Bus4	Gen.	0.400	0.400	1	0.00	60.00
Bus5	Gen.	0.400	0.400	1	0.00	60.00
Bus6	Gen.	0.400	0.400	1	0.00	60.00
Bus7	Gen.	0.400	0.400	1	0.00	60.00
Bus8	Gen.	0.400	0.400	1	0.00	60.00
Bus9	Gen.	0.400	0.400	1	0.00	60.00
Bus10	Gen.	0.400	0.400	1	0.00	60.00
Bus11	Gen.	0.400	0.400	1	0.00	60.00
Bus12	Gen.	0.400	0.400	1	0.00	60.00
Bus13	Gen.	0.400	0.400	1	0.00	60.00
KONYA GES AG BARA	Load	0.400	0.400	1	100.00	60.00
KONYA GES OG BARA	Load	34.500	34.500	1	100.00	30.00
KONYA TM OG BARA	Load	34.500	34.500	1	100.00	30.00

16 Buses Total

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.

Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP.

Line/Cable Input Data

ohms or siemens per 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable			Length									
ID	Library	Size	Adj. (m)	% Tol.	#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
Cable1	33MCUS1	120	10.0	0.0	1	75	0.1869399	0.137	0.0000609	0.5888607	0.33702	
Cable2	1.0NCUN1	240	10.0	0.0	3	75	0.0939468	0.09		0.0939468		
Cable3	1.0NCUN2	95	100.0	0.0	1	75	0.2355824	0.073	0.0001433	0.3745761	0.18542	
Cable5	1.0NCUN2	95	100.0	0.0	1	75	0.2355824	0.073	0.0001433	0.3745761	0.18542	
Cable7	1.0NCUN2	95	100.0	0.0	1	75	0.2355824	0.073	0.0001433	0.3745761	0.18542	
Cable8	1.0NCUN2	95	100.0	0.0	1	75	0.2355824	0.073	0.0001433	0.3745761	0.18542	
Cable9	1.0NCUN2	95	100.0	0.0	1	75	0.2355824	0.073	0.0001433	0.3745761	0.18542	
Cable10	1.0NCUN2	95	100.0	0.0	1	75	0.2355824	0.073	0.0001433	0.3745761	0.18542	
Cable11	1.0NCUN2	95	100.0	0.0	1	75	0.2355824	0.073	0.0001433	0.3745761	0.18542	
Cable12	1.0NCUN2	95	100.0	0.0	1	75	0.2355824	0.073	0.0001433	0.3745761	0.18542	
Cable13	1.0NCUN2	95	100.0	0.0	1	75	0.2355824	0.073	0.0001433	0.3745761	0.18542	
Cable14	1.0NCUN2	95	100.0	0.0	1	75	0.2355824	0.073	0.0001433	0.3745761	0.18542	
Line1		167.	10000.0	0.0	1	75	0.5506564	0.5118016	0.0000026	0.6922489	1.459781	0.0000014

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

2-Winding Transformer Input Data

Transformer	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
TR-1	1.250	34.500	0.400	6.25	6.00	0	0	0	0	0	6.25	Dyn	-30.00
YG TR	100.000	154.000	34.500	12.50	45.00	0	0	0	0	0	12.50	Dyn	-30.00

2-Winding Transformer Grounding Input Data

Transformer	Rating			Grounding								
				Conn.	Primary				Secondary			
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Type	Type	kV	Amp	ohm	Type	kV	Amp	ohm
TR-1	1.250	34.500	0.400	D/Y					Solid			
YG TR	100.000	154.000	34.500	D/Y					Resistor		995.9	20.00000

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
TR-1	2W XFMR	Bus2	Bus3	79.07	474.42	480.96	
YG TR	2W XFMR	Bus1	KONYA TM OG BARA	0.27	12.15	12.15	
Cable1	Cable	KONYA GES OG BARA	Bus2	0.02	0.01	0.02	0.0007249
Cable2	Cable	Bus3	KONYA GES AG BARA	19.57	18.75	27.10	
Cable3	Cable	KONYA GES AG BARA	Bus4	1472.39	456.25	1541.46	0.0000023
Cable5	Cable	KONYA GES AG BARA	Bus5	1472.39	456.25	1541.46	0.0000023
Cable7	Cable	KONYA GES AG BARA	Bus6	1472.39	456.25	1541.46	0.0000023
Cable8	Cable	KONYA GES AG BARA	Bus7	1472.39	456.25	1541.46	0.0000023
Cable9	Cable	KONYA GES AG BARA	Bus8	1472.39	456.25	1541.46	0.0000023
Cable10	Cable	KONYA GES AG BARA	Bus9	1472.39	456.25	1541.46	0.0000023
Cable11	Cable	KONYA GES AG BARA	Bus10	1472.39	456.25	1541.46	0.0000023
Cable12	Cable	KONYA GES AG BARA	Bus11	1472.39	456.25	1541.46	0.0000023
Cable13	Cable	KONYA GES AG BARA	Bus12	1472.39	456.25	1541.46	0.0000023
Cable14	Cable	KONYA GES AG BARA	Bus13	1472.39	456.25	1541.46	0.0000023
Line1	Line	KONYA TM OG BARA	KONYA GES OG BARA	46.26	43.00	63.16	0.0303687

Power Grid Input Data

Power Grid ID	Connected Bus ID	Rating		% Impedance 100 MVA Base			Grounding Type
		MVASC	kV	R	X"	R/X"	
KONYA TM	Bus1	4999.163	154.000	1.41445	1.41445	1.00	Wye - Solid

Total Connected Power Grids (= 1): 4999.163 MVA

SHORT- CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus1**
 Nominal kV = 154.000
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus1	Total	0.00	18.747	0.00	117.69	117.68	13.182	13.182	1.56E+000	1.56E+000	3.53E+000	3.53E+000
KONYA TM OG BARA	Bus1	0.17	0.006	68.00	100.00	67.89	0.003	0.000	6.96E+003	5.94E+002		
KONYA TM	Bus1	100.00	18.742	100.00	100.00	100.00	13.180	13.182	1.56E+000	1.56E+000	3.53E+000	3.53E+000
KONYA GES OG BARA	KONYA TM OG BARA	1.03	0.026	68.37	100.00	67.92	0.011	0.000	6.32E+003	2.98E+003		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G			L-L		L-L-G			
Peak Current (kA), Method C			18.747	13.182			16.235		17.013			
Breaking Current (kA, rms, symm)			28.334	19.925			24.538		25.714			
Steady State Current (kA, rms)			18.747	13.182			16.235		17.013			

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Fault at bus: **Bus2**
 Nominal kV = 34.500
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus2	Total	0.00	2.494	0.00	141.74	159.16	0.785	0.785	4.82E+001	5.59E+001	5.63E+002	1.35E+002
KONYA GES OG BARA	Bus2	0.03	2.475	0.01	141.74	159.16	0.781	0.785	4.81E+001	5.67E+001	5.63E+002	1.35E+002
Bus3	Bus2	6.94	0.027	82.18	100.00	90.87	0.006	0.000	6.91E+003	5.39E+002		
KONYA TM OG BARA	KONYA GES OG BARA	84.96	2.475	36.43	131.95	161.71	0.781	0.785	4.81E+001	5.67E+001	5.63E+002	1.35E+002
KONYA GES AG BARA	Bus3	7.25	2.290	82.24	100.00	90.85	0.416	0.000	6.18E+003	3.46E+003		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G			L-L		L-L-G			
Peak Current (kA), Method C			2.494	0.785			2.160		2.294			
Breaking Current (kA, rms, symm)			3.864	1.216			3.346		3.553			
Steady State Current (kA, rms)			2.494	0.785			2.160		2.294			

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Fault at bus: **Bus3**
 Nominal kV = 0.400
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus3	Total	0.00	28.368	0.00	102.42	94.16	29.411	29.411	1.63E+002	5.09E+002	7.91E+001	4.74E+002
KONYA GES AG	Bus3	0.40	2.218	0.27	102.54	94.13	1.533	0.000	6.83E+003	6.44E+001		
BARA Bus2	Bus3	88.06	27.750	91.85	96.11	100.00	28.965	29.411 *	1.27E+002	5.31E+002	7.91E+001	4.74E+002
Bus4	KONYA GES AG	2.62	0.222	1.81	103.06	94.35	0.153	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Bus5	KONYA GES AG	2.62	0.222	1.81	103.06	94.35	0.153	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Bus6	KONYA GES AG	2.62	0.222	1.81	103.06	94.35	0.153	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Bus7	KONYA GES AG	2.62	0.222	1.81	103.06	94.35	0.153	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Bus8	KONYA GES AG	2.62	0.222	1.81	103.06	94.35	0.153	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Bus9	KONYA GES AG	2.62	0.222	1.81	103.06	94.35	0.153	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Bus10	KONYA GES AG	2.62	0.222	1.81	103.06	94.35	0.153	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Bus11	KONYA GES AG	2.62	0.222	1.81	103.06	94.35	0.153	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Bus12	KONYA GES AG	2.62	0.222	1.81	103.06	94.35	0.153	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Bus13	KONYA GES AG	2.62	0.222	1.81	103.06	94.35	0.153	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
KONYA GES OG BARA	Bus2	88.07	0.322	91.85	96.11	100.00	0.193	0.000	2.34E+002	4.91E+001		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G			L-L		L-L-G			
				28.368			29.411		24.568			
Peak Current (kA), Method C				59.146			61.319		51.222			
Breaking Current (kA, rms, symm)							29.411		24.568			
Steady State Current (kA, rms)				28.368			29.411		24.568			

Fault at bus: **Bus4**
 Nominal kV = 0.400
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus4	Total	0.00	8.075	0.00	110.80	106.78	6.800	6.800	1.63E+003	9.35E+002	2.44E+003	1.63E+003
KONYA GES AG	Bus4	80.14	7.879	83.75	99.50	99.14	6.690	6.800	1.65E+003	9.83E+002	2.44E+003	1.63E+003
BARA Inv1	Bus4	100.00	0.227	100.00	100.00	100.00	0.128	0.000	6.67E+004	1.00E+005		
Bus3	KONYA GES AG	81.41	7.706	84.76	99.74	99.03	6.588	6.800	1.47E+002	5.50E+002	9.86E+001	4.74E+002
	BARA											
Bus5	KONYA GES AG	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Bus6	KONYA GES AG	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Bus7	KONYA GES AG	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Bus8	KONYA GES AG	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Bus9	KONYA GES AG	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Bus10	KONYA GES AG	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Bus11	KONYA GES AG	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Bus12	KONYA GES AG	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Bus13	KONYA GES AG	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G			L-L		L-L-G			
				8.075			6.800		6.993			
Peak Current (kA), Method C				11.719			9.869		10.149			
Breaking Current (kA, rms, symm)							6.800		6.993			
Steady State Current (kA, rms)				8.075			6.800		6.993			

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Fault at bus: **Bus5**
 Nominal kV = 0.400
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus5	Total	0.00	8.075	0.00	110.80	106.78	6.800	6.800	1.63E+003	9.35E+002	2.44E+003	1.63E+003
KONYA GES AG BARA	Bus5	80.14	7.879	83.75	99.50	99.14	6.690	6.800	1.65E+003	9.83E+002	2.44E+003	1.63E+003
Inv2	Bus5	100.00	0.227	100.00	100.00	100.00	0.128	0.000	6.67E+004	1.00E-005		
Bus3	KONYA GES AG BARA	81.41	7.706	84.76	99.74	99.03	6.588	6.800	1.47E+002	5.50E+002	9.86E+001	4.74E+002
Bus4	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus6	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus7	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus8	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus9	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus10	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus11	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus12	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus13	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)			3-Phase 8.075	L-G 6.800		L-L 6.993			L-L-G 7.723			
Peak Current (kA), Method C			11.719	9.869		10.149			11.207			
Breaking Current (kA, rms, symm)				6.800		6.993			7.723			
Steady State Current (kA, rms)			8.075	6.800		6.993			7.723			

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Fault at bus: **Bus6**
 Nominal kV = 0.400
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus6	Total	0.00	8.075	0.00	110.80	106.78	6.800	6.800	1.63E+003	9.35E+002	2.44E+003	1.63E+003
KONYA GES AG BARA	Bus6	80.14	7.879	83.75	99.50	99.14	6.690	6.800	1.65E+003	9.83E+002	2.44E+003	1.63E+003
Inv3	Bus6	100.00	0.227	100.00	100.00	100.00	0.128	0.000	6.67E+004	1.00E-005		
Bus3	KONYA GES AG BARA	81.41	7.706	84.76	99.74	99.03	6.588	6.800	1.47E+002	5.50E+002	9.86E+001	4.74E+002
Bus4	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus5	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus7	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus8	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus9	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus10	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus11	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus12	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus13	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)			3-Phase 8.075	L-G 6.800		L-L 6.993			L-L-G 7.723			
Peak Current (kA), Method C			11.719	9.869		10.149			11.207			
Breaking Current (kA, rms, symm)				6.800		6.993			7.723			
Steady State Current (kA, rms)			8.075	6.800		6.993			7.723			

Fault at bus: **Bus7**
 Nominal kV = 0.400
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus7	Total	0.00	8.075	0.00	110.80	106.78	6.800	6.800	1.63E+003	9.35E+002	2.44E+003	1.63E+003
KONYA GES AG BARA Inv4	Bus7	80.14	7.879	83.75	99.50	99.14	6.690	6.800	1.65E+003	9.83E+002	2.44E+003	1.63E+003
	Bus7	100.00	0.227	100.00	100.00	100.00	0.128	0.000	6.67E+004	1.00E+005		
Bus3	KONYA GES AG BARA	81.41	7.706	84.76	99.74	99.03	6.588	6.800	1.47E+002	5.50E+002	9.86E+001	4.74E+002
Bus4	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus5	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus6	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus8	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus9	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus10	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus11	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus12	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus13	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
		8.075		6.800		6.993		7.723				
Peak Current (kA), Method C		11.719		9.869		10.149		11.207				
Breaking Current (kA, rms, symm)				6.800		6.993		7.723				
Steady State Current (kA, rms)		8.075		6.800		6.993		7.723				

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Fault at bus: **Bus8**
 Nominal kV = 0.400
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus8	Total	0.00	8.075	0.00	110.80	106.78	6.800	6.800	1.63E+003	9.35E+002	2.44E+003	1.63E+003
KONYA GES AG BARA Inv5	Bus8	80.14	7.879	83.75	99.50	99.14	6.690	6.800	1.65E+003	9.83E+002	2.44E+003	1.63E+003
	Bus8	100.00	0.227	100.00	100.00	100.00	0.128	0.000	6.67E+004	1.00E+005		
Bus3	KONYA GES AG BARA	81.41	7.706	84.76	99.74	99.03	6.588	6.800	1.47E+002	5.50E+002	9.86E+001	4.74E+002
Bus4	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus5	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus6	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus7	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus9	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus10	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus11	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus12	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus13	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
		8.075		6.800		6.993		7.723				
Peak Current (kA), Method C		11.719		9.869		10.149		11.207				
Breaking Current (kA, rms, symm)				6.800		6.993		7.723				
Steady State Current (kA, rms)		8.075		6.800		6.993		7.723				

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Fault at bus: **Bus9**
 Nominal kV = 0.400
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus9	Total	0.00	8.075	0.00	110.80	106.78	6.800	6.800	1.63E+003	9.35E+002	2.44E+003	1.63E+003
KONYA GES AG BARA Inv6	Bus9	80.14	7.879	83.75	99.50	99.14	6.690	6.800	1.65E+003	9.83E+002	2.44E+003	1.63E+003
	Bus9	100.00	0.227	100.00	100.00	100.00	0.128	0.000	6.67E+004	1.00E+005		
Bus3	KONYA GES AG BARA	81.41	7.706	84.76	99.74	99.03	6.588	6.800	1.47E+002	5.50E+002	9.86E+001	4.74E+002
Bus4	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus5	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus6	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus7	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus8	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus10	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus11	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus12	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus13	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
		8.075		6.800		6.993		7.723				
Peak Current (kA), Method C		11.719		9.869		10.149		11.207				
Breaking Current (kA, rms, symm)				6.800		6.993		7.723				
Steady State Current (kA, rms)		8.075		6.800		6.993		7.723				

Fault at bus: **Bus10**
 Nominal kV = 0.400
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus10	Total	0.00	8.075	0.00	110.80	106.78	6.800	6.800	1.63E+003	9.35E+002	2.44E+003	1.63E+003
KONYA GES AG BARA Inv7	Bus10	80.14	7.879	83.75	99.50	99.14	6.690	6.800	1.65E+003	9.83E+002	2.44E+003	1.63E+003
	Bus10	100.00	0.227	100.00	100.00	100.00	0.128	0.000	6.67E+004	1.00E+005		
Bus3	KONYA GES AG BARA	81.41	7.706	84.76	99.74	99.03	6.588	6.800	1.47E+002	5.50E+002	9.86E+001	4.74E+002
Bus4	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus5	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus6	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus7	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus8	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus9	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus11	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus12	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus13	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
		8.075		6.800		6.993		7.723				
Peak Current (kA), Method C		11.719		9.869		10.149		11.207				
Breaking Current (kA, rms, symm)				6.800		6.993		7.723				
Steady State Current (kA, rms)		8.075		6.800		6.993		7.723				

Fault at bus: **Bus11**
 Nominal kV = 0.400
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus11	Total	0.00	8.075	0.00	110.80	106.78	6.800	6.800	1.63E+003	9.35E+002	2.44E+003	1.63E+003
KONYA GES AG BARA Inv8	Bus11	80.14	7.879	83.75	99.50	99.14	6.690	6.800	1.65E+003	9.83E+002	2.44E+003	1.63E+003
	Bus11	100.00	0.227	100.00	100.00	100.00	0.128	0.000	6.67E+004	1.00E+005		
Bus3	KONYA GES AG BARA	81.41	7.706	84.76	99.74	99.03	6.588	6.800	1.47E+002	5.50E+002	9.86E+001	4.74E+002
Bus4	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus5	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus6	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus7	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus8	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus9	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus10	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus12	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus13	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
		8.075		6.800		6.993		7.723				
Peak Current (kA), Method C		11.719		9.869		10.149		11.207				
Breaking Current (kA, rms, symm)				6.800		6.993		7.723				
Steady State Current (kA, rms)		8.075		6.800		6.993		7.723				

Fault at bus: **Bus12**
 Nominal kV = 0.400
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus12	Total	0.00	8.075	0.00	110.80	106.78	6.800	6.800	1.63E+003	9.35E+002	2.44E+003	1.63E+003
KONYA GES AG BARA Inv9	Bus12	80.14	7.879	83.75	99.50	99.14	6.690	6.800	1.65E+003	9.83E+002	2.44E+003	1.63E+003
	Bus12	100.00	0.227	100.00	100.00	100.00	0.128	0.000	6.67E+004	1.00E+005		
Bus3	KONYA GES AG BARA	81.41	7.706	84.76	99.74	99.03	6.588	6.800	1.47E+002	5.50E+002	9.86E+001	4.74E+002
Bus4	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus5	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus6	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus7	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus8	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus9	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus10	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus11	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus13	KONYA GES AG BARA	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
		8.075		6.800		6.993		7.723				
Peak Current (kA), Method C		11.719		9.869		10.149		11.207				
Breaking Current (kA, rms, symm)				6.800		6.993		7.723				
Steady State Current (kA, rms)		8.075		6.800		6.993		7.723				

Fault at bus: **Bus13**
 Nominal kV = 0.400
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus13	Total	0.00	8.075	0.00	110.80	106.78	6.800	6.800	1.63E+003	9.35E+002	2.44E+003	1.63E+003
KONYA GES AG	Bus13	80.14	7.879	83.75	99.50	99.14	6.690	6.800	1.65E+003	9.83E+002	2.44E+003	1.63E+003
BARA	Bus13	100.00	0.227	100.00	100.00	100.00	0.128	0.000	6.67E+004	1.00E+005		
Inv10	Bus13											
Bus3	KONYA GES AG	81.41	7.706	84.76	99.74	99.03	6.588	6.800	1.47E+002	5.50E+002	9.86E+001	4.74E+002
Bus4	BARA											
Bus5	KONYA GES AG	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus6	BARA											
Bus7	KONYA GES AG	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus8	BARA											
Bus9	KONYA GES AG	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus10	BARA											
Bus11	KONYA GES AG	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus12	BARA											
	KONYA GES AG	80.36	0.064	83.90	99.68	99.06	0.036	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
Peak Current (kA), Method C			8.075	6.800		6.993		7.723				
Breaking Current (kA, rms, symm)			11.719	9.869		10.149		11.207				
Steady State Current (kA, rms)				6.800		6.993		7.723				

Fault at bus: **KONYA GES AG BARA**
 Nominal kV = 0.400
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
KONYA GES AG	Total	0.00	27.302	0.00	101.61	94.05	28.564	28.564	1.85E+002	5.23E+002	9.86E+001	4.74E+002
BARA												
Bus3	KONYA GES AG	4.76	26.629	4.34	102.30	94.33	28.076	28.564	1.47E+002	5.50E+002	9.86E+001	4.74E+002
Bus4	BARA											
Bus5	KONYA GES AG	2.26	0.222	1.58	102.13	94.25	0.155	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus6	BARA											
Bus7	KONYA GES AG	2.26	0.222	1.58	102.13	94.25	0.155	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus8	BARA											
Bus9	KONYA GES AG	2.26	0.222	1.58	102.13	94.25	0.155	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus10	BARA											
Bus11	KONYA GES AG	2.26	0.222	1.58	102.13	94.25	0.155	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
Bus12	BARA											
Bus13	KONYA GES AG	2.26	0.222	1.58	102.13	94.25	0.155	0.000	6.81E+004	4.56E+002		
	BARA											
Bus2	Bus3	88.37	26.629	92.11	96.01	100.00	28.076	28.564 *	1.27E+002	5.31E+002	7.91E+001	4.74E+002
Inv1	Bus4	100.00	0.222	100.00	100.00	100.00	0.155	0.000	6.67E+004	1.00E+005		
Inv2	Bus5	100.00	0.222	100.00	100.00	100.00	0.155	0.000	6.67E+004	1.00E+005		
Inv3	Bus6	100.00	0.222	100.00	100.00	100.00	0.155	0.000	6.67E+004	1.00E+005		
Inv4	Bus7	100.00	0.222	100.00	100.00	100.00	0.155	0.000	6.67E+004	1.00E+005		
Inv5	Bus8	100.00	0.222	100.00	100.00	100.00	0.155	0.000	6.67E+004	1.00E+005		
Inv6	Bus9	100.00	0.222	100.00	100.00	100.00	0.155	0.000	6.67E+004	1.00E+005		
Inv7	Bus10	100.00	0.222	100.00	100.00	100.00	0.155	0.000	6.67E+004	1.00E+005		
Inv8	Bus11	100.00	0.222	100.00	100.00	100.00	0.155	0.000	6.67E+004	1.00E+005		
Inv9	Bus12	100.00	0.222	100.00	100.00	100.00	0.155	0.000	6.67E+004	1.00E+005		

(Cont.)

Fault at bus: **KONYA GES AG BARA**
 Nominal kV = 0.400
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Inv10	Bus13	100.00	0.222	100.00	100.00	100.00	0.155	0.000	6.67E+004	1.00E+005		
		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		:	27.302	28.564		23.644		29.030				
Peak Current (kA), Method C		:	58.194	60.885		50.398		61.879				
Breaking Current (kA, rms, symm)		:		28.564		23.644		29.030				
Steady State Current (kA, rms)		:	27.302	28.564		23.644		29.030				

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Fault at bus: **KONYA GES OG BARA**
 Nominal kV = 34.500
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
KONYA GES OG BARA	Total	0.00	2.495	0.00	141.75	159.17	0.785	0.785	4.82E+001	5.59E+001	5.63E+002	1.35E+002
Bus2	KONYA GES OG BARA	0.00	0.027	0.00	141.75	159.17	0.006	0.000	6.91E+003	5.39E+002		
KONYA TM OG BARA	KONYA GES OG BARA	84.95	2.476	36.43	131.96	161.72	0.781	0.785	4.81E+001	5.67E+001	5.63E+002	1.35E+002
Bus3	Bus2	6.94	0.027	82.18	100.00	90.87	0.006	0.000	6.91E+003	5.39E+002		
Bus1	KONYA TM OG BARA	97.05	2.476	99.69	99.47	100.00	0.781	0.785 *	1.83E+000	1.37E+001	5.04E+002	1.21E+001
		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		:	2.495	0.785		2.160		2.294				
Peak Current (kA), Method C		:	3.865	1.216		3.347		3.554				
Breaking Current (kA, rms, symm)		:		0.785		2.160		2.294				
Steady State Current (kA, rms)		:	2.495	0.785		2.160		2.294				

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Fault at bus: **KONYA TM OG BARA**
 Nominal kV = 34.500
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
KONYA TM OG BARA	Total	0.00	13.321	0.00	167.85	175.87	1.084	1.084	1.85E+000	1.37E+001	5.04E+002	1.21E+001
KONYA GES OG BARA	KONYA TM OG BARA	0.90	0.026	0.05	167.85	175.85	0.001	0.000	6.96E+003	5.82E+002		
Bus1	KONYA TM OG BARA	87.89	13.315	99.75	99.26	100.00	1.083	1.084 *	1.83E+000	1.37E+001	5.04E+002	1.21E+001
Bus2	KONYA GES OG BARA	0.90	0.026	0.05	167.85	175.85	0.001	0.000	6.91E+003	5.39E+002		
KONYA TM	Bus1	100.00	2.983	100.00	100.00	100.00	0.140	0.000	1.56E+000	1.56E+000	3.53E+000	3.53E+000
		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		:	13.321	1.084		11.536		11.805				
Peak Current (kA), Method C		:	31.581	2.569		27.350		27.988				
Breaking Current (kA, rms, symm)		:		1.084		11.536		11.805				
Steady State Current (kA, rms)		:	13.321	1.084		11.536		11.805				

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Short-Circuit Summary Report

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	I'k	ip	Ik	I'k	ip	Ib	Ik	I'k	ip	Ib	Ik	I'k	ip	Ib	Ik
Bus1	154.000	18.747	28.334	18.747	13.182	19.925	13.182	13.182	16.235	24.538	16.235	16.235	17.013	25.714	17.013	17.013
Bus2	34.500	2.494	3.864	2.494	0.785	1.216	0.785	0.785	2.160	3.346	2.160	2.160	2.294	3.553	2.294	2.294
Bus3	0.400	28.368	59.146	28.368	29.411	61.319	29.411	29.411	24.568	51.222	24.568	24.568	30.094	62.743	30.094	30.094
Bus4	0.400	8.075	11.719	8.075	6.800	9.869	6.800	6.800	6.993	10.149	6.993	6.993	7.723	11.207	7.723	7.723
Bus5	0.400	8.075	11.719	8.075	6.800	9.869	6.800	6.800	6.993	10.149	6.993	6.993	7.723	11.207	7.723	7.723
Bus6	0.400	8.075	11.719	8.075	6.800	9.869	6.800	6.800	6.993	10.149	6.993	6.993	7.723	11.207	7.723	7.723
Bus7	0.400	8.075	11.719	8.075	6.800	9.869	6.800	6.800	6.993	10.149	6.993	6.993	7.723	11.207	7.723	7.723
Bus8	0.400	8.075	11.719	8.075	6.800	9.869	6.800	6.800	6.993	10.149	6.993	6.993	7.723	11.207	7.723	7.723
Bus9	0.400	8.075	11.719	8.075	6.800	9.869	6.800	6.800	6.993	10.149	6.993	6.993	7.723	11.207	7.723	7.723
Bus10	0.400	8.075	11.719	8.075	6.800	9.869	6.800	6.800	6.993	10.149	6.993	6.993	7.723	11.207	7.723	7.723
Bus11	0.400	8.075	11.719	8.075	6.800	9.869	6.800	6.800	6.993	10.149	6.993	6.993	7.723	11.207	7.723	7.723
Bus12	0.400	8.075	11.719	8.075	6.800	9.869	6.800	6.800	6.993	10.149	6.993	6.993	7.723	11.207	7.723	7.723
Bus13	0.400	8.075	11.719	8.075	6.800	9.869	6.800	6.800	6.993	10.149	6.993	6.993	7.723	11.207	7.723	7.723
KONYA GES AG BARA	0.400	27.302	58.194	27.302	28.564	60.885	28.564	28.564	23.644	50.398	23.644	23.644	29.030	61.879	29.030	29.030
KONYA GES OG BARA	34.500	2.495	3.865	2.495	0.785	1.216	0.785	0.785	2.160	3.347	2.160	2.160	2.294	3.554	2.294	2.294
KONYA TM OG BARA	34.500	13.321	31.581	13.321	1.084	2.569	1.084	1.084	11.536	27.350	11.536	11.536	11.805	27.988	11.805	11.805

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
Bus1	154.000	3.68982	3.68832	5.21714	3.68982	3.68832	5.21714	8.36029	8.36029	11.82324	0.00000	0.00000	0.00000
Bus2	34.500	5.73315	6.65660	8.78518	5.73315	6.65660	8.78518	66.96051	16.04714	68.85652	0.00000	0.00000	0.00000
Bus3	0.400	0.00262	0.00814	0.00855	0.00262	0.00814	0.00855	0.00127	0.00759	0.00770	0.00000	0.00000	0.00000
Bus4	0.400	0.02603	0.01497	0.03003	0.02603	0.01497	0.03003	0.03904	0.02613	0.04698	0.00000	0.00000	0.00000
Bus5	0.400	0.02603	0.01497	0.03003	0.02603	0.01497	0.03003	0.03904	0.02613	0.04698	0.00000	0.00000	0.00000
Bus6	0.400	0.02603	0.01497	0.03003	0.02603	0.01497	0.03003	0.03904	0.02613	0.04698	0.00000	0.00000	0.00000
Bus7	0.400	0.02603	0.01497	0.03003	0.02603	0.01497	0.03003	0.03904	0.02613	0.04698	0.00000	0.00000	0.00000
Bus8	0.400	0.02603	0.01497	0.03003	0.02603	0.01497	0.03003	0.03904	0.02613	0.04698	0.00000	0.00000	0.00000
Bus9	0.400	0.02603	0.01497	0.03003	0.02603	0.01497	0.03003	0.03904	0.02613	0.04698	0.00000	0.00000	0.00000
Bus10	0.400	0.02603	0.01497	0.03003	0.02603	0.01497	0.03003	0.03904	0.02613	0.04698	0.00000	0.00000	0.00000
Bus11	0.400	0.02603	0.01497	0.03003	0.02603	0.01497	0.03003	0.03904	0.02613	0.04698	0.00000	0.00000	0.00000
Bus12	0.400	0.02603	0.01497	0.03003	0.02603	0.01497	0.03003	0.03904	0.02613	0.04698	0.00000	0.00000	0.00000
Bus13	0.400	0.02603	0.01497	0.03003	0.02603	0.01497	0.03003	0.03904	0.02613	0.04698	0.00000	0.00000	0.00000
KONYA GES AG BARA	0.400	0.00296	0.00838	0.00888	0.00296	0.00838	0.00888	0.00158	0.00759	0.00775	0.00000	0.00000	0.00000
KONYA GES OG BARA	34.500	5.73129	6.65528	8.78296	5.73129	6.65528	8.78296	66.95462	16.04377	68.85001	0.00000	0.00000	0.00000
KONYA TM OG BARA	34.500	0.22038	1.63003	1.64486	0.22038	1.63003	1.64486	60.03213	1.44596	60.04954	0.00000	0.00000	0.00000

ÖZGEÇMİŞ

Adı-Soyadı : Emrah DEMİRTAŞ

Eğitim

- | | | |
|-------------------|--|-----------|
| 1-) Ön Lisans | Amasya Üniversitesi
Kontrol ve Otomasyon Teknolojileri | 2009-2014 |
| 1-) Lisans | Ankara Üniversitesi
Elektrik-Elektronik Mühendisliği | 2014-2019 |
| 2-) Yüksek Lisans | Amasya Üniversitesi
Yenilenebilir Enerji ve Uygulamaları Ana Bilim Dalı | 2023- |

İş Hayatı

- | | | |
|------------------|-----------------|-----------|
| 1-) Stajyer | ASELSAN | 2018-2018 |
| 2-) Teknik Uzman | ELTEMTEK | 2020-2023 |
| 3-) Kurucu Ortak | EAD Mühendislik | 2023- |