



Karaman Belediyesi Güneş Enerjisi Santrali Proje Tanıtım Dosyası

Mayıs-2024





İçindekiler

İçindekiler	2
KISALTMALAR LİSTESİ	5
YÖNETİCİ ÖZETİ	7
SANTRAL GÜCÜNE İLİŞKİN GEREKÇE	8
1. GİRİŞ	9
1.1. PROJE ÖZETİ	10
1.2. PROJE AMAÇLARI	11
1.3. PROJE KAPSAMI	11
1.4. PROJENİN POLİTİKA BELGELERİYLE UYUMU	12
1.5. HUKUKİ ÇERÇEVE	13
1.6. PAYDAŞ ANALİZİ	15
1.6.1. POLİTİKA VE MEVZUAT ÇERÇEVESİ	15
1.6.2. PAYDAŞ KATILIM PLANI	17
1.6.3. İZLEME VE RAPORLAMA	17
2. PROJE ALANI	20
2.1. KONUM VE TOPOGRAFYA	20
2.2. DEPREM ANALİZİ VE RİSKİ	20
2.3. SEL VE HİDROLOJİ	21
2.4. İKLİM	22
2.5. DİĞER DOĞAL VE KÜLTÜREL KAYNAKLAR	22
2.6. PROJE ARAZİ KULLANIM HAKLARI	23
3. PROJE İHTİYACI	26
3.1. GEREKÇE	26
3.2. PROJE LOKASYONU FOTOVOLTAİK POTANSİYELİ	26
4. ÇEVRESEL VE SOSYAL HUSUSLAR	27
4.1.1. PAYDAŞ KATILIMI VE BİLGİLENDİRME	29
5. MESLEKİ SAĞLIK VE GÜVENLİK EYLEM PLANI	29
5.1. MEVZUAT ÇERÇEVESİ	29
6. PROJENİN UYGULANMASI	30
6.1. ZAMAN ÇİZELGESİ	30



6.2.	SATIN ALMA VE TEDARİK PLANI	31
6.3.	PROJE YÖNETİMİ VE DENETİM.....	31
6.4.	YATIRIM PLANI	32
6.5.	LOJİSTİK PLANI	32
7.	GERİ DÖNÜŞÜM PLANI.....	34
7.1.	ATIK KRİSTAL SİLİKON FOTOVOLTAİK MODÜLLERİN BERTARAFI	34
7.2.	PROJE EKİPMANLARI/MALZEMELERİNİN GERİ DÖNÜŞÜMÜ	34
7.3.	TEHLİKELİ ATIKLAR	36
8.	FİNANSAL ANALİZ	36
8.1.	Finansman Kaynakları ve Finansman Planı.....	36
8.2.	Finansal Analiz.....	38
8.3.	Azaltılmış Nakit Akış Tablosu	38
8.4.	Özkaynak Senaryosu	38
8.5.	Kredi Senaryosu	39
9.	EKONOMİK ANALİZ.....	39
9.1.	Yöntem	39
9.2.	STANDART DÖNÜŞÜM FAKTÖRÜ VE EKONOMİK MALİYETLERİN TAHMİNİ	40
9.3.	SOSYAL DÖNÜŞÜM FAKTÖRÜ	40
9.4.	İthal Mal ve Hizmetler İçin Dönüşüm Faktörü	40
9.5.	Gölge Personel Maliyetleri	41
9.6.	Projede Uygulanan Dönüşüm Faktörleri.....	41
9.7.	GHG Emisyonlarının Azaltılmasıyla İlgili Faydalar	42
9.8.	İstihdamla İlgili Faydalar	43
9.9.	Mali Olmayan Faydalar.....	43
9.10.	Ekonomik Performans Göstergeleri (ENPV/ERR)	44
9.11.	Duyarlılık ve Risk Analizi	45
9.12.	RİSK ANALİZİ.....	46
10.	PROJE GÖSTERGELERİ.....	51
10.1.	ANAHTAR PERFORMANS GÖSTERGELERİ (APG)	51
10.1.1.	İSG GÖSTERGELERİ	52
11.	İŞLETME VE BAKIM.....	53
	REFEREANSLAR	58



Ekler	59
Ek 1: Çevresel, Sosyal, İş Gücü, Sağlık ve Güvenlik Mevzuatı.....	59
Ek 2: Tapu Senedi	65
Ek 3: ÇED Kararı.....	66
Ek 4: İl Tarım ve Orman Müdürlüğü'nden Alınan İzin	67
Ek 5: ENH Güzergah Haritası.....	68
Ek 6: Verimlilik Analizi	69
Ek 7: SKHKKY Matrisi	77



KISALTMALAR LİSTESİ

- AC** Alternatif Akım
AFAD Afet ve Acil Durum Yönetimi Başkanlığı
BMİDÇS Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi
CAPEX Sabit Yatırım Maliyeti (Sermaye Giderleri)
ÇED Çevresel Etki Değerlendirmesi
ÇGGYY Çevresel Gürültünün Değerlendirilmesi ve Yönetimi Yönetmeliği
ÇSC Çevresel ve Sosyal Çerçeve
ÇSC Çevresel ve Sosyal Standartlar
CSİ/CT Cinsel Sömürü ve İstismar, Cinsel Taciz
ÇSİR Çevresel ve Sosyal İzleme Raporları
ÇSYS Çevresel ve Sosyal Yönetim Sistemi
DB Dünya Bankası
DC Doğru Akım
DMİ Devlet Meteoroloji İşleri
EİE Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EİGM Enerji İşleri Genel Müdürlüğü
EPDK Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ETKB Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ Elektrik Üretim A.Ş.
EUR Euro
EV Elektrikli Araçlar
F/M Fayda Maliyet Oranı
FDI Doğrudan Yabancı Yatırım
FIRR Finansal İç Verim Oranı
FNPV Finansal Net Bugünkü Değer
GES Güneş Enerjisi Santrali
GKAS Geçici Koruma Altındaki Suriyeliler
GPN İyi Uygulama Notu
GSYH Gayri Safi Yurtiçi Hasıla
GW Giga Watt
İLBANK İller Bankası A.Ş.
İSG İş Sağlığı ve Güvenliği
KAYEP Kamu ve Belediye Yenilenebilir Enerji Projesi (PUMREP)
kWe Kilo Watt Elektrik
kWh Kilo Watt Saat
kWp Kilo Watt Peak
LCOE Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti
LÖSEV Lösemili Çocuklar Sağlık ve Eğitim Vakfı
MGM Meteoroloji Genel Müdürlüğü
MPPT Maksimum Güç Noktası Takibi



MW	Mega Watt
MWe	Mega Watt Elektrik
MWh	Mega Watt Saat
MWp	Mega Watt Peak
O&M	İşletme ve Bakım
OPEX	İşletme ve Bakım Giderleri
PKP	Paydaş Katılım Planı
ppm	Milyonda Bir Parça
PUB	Proje Uygulama Birimi
PV	Fotovoltaik
PYB	Proje Yönetim Birimi
SDF	Sosyal Dönüşüm Faktörü
SKA	Sürdürülebilir Kalkınma Amaçları
SKHKKY	Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği
ŞM	Şikayet Mekanizması
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TÜİK	Türkiye İstatistik Kurumu
TW	Tera Watt
USD	Amerikan Doları



YÖNETİCİ ÖZETİ

Karaman Belediyesi tarafından Karaman'da yürütülen güneş enerjisi santrali projesi, İlbank ve Dünya Bankası iş birliğiyle başlatılmıştır. Proje, ülkedeki enerji karmasında yenilenebilir enerji kaynaklarının payını artırmayı ve sera gazı emisyonlarını azaltmayı amaçlamaktadır. Proje sahası, Türkiye'nin Karaman iline bağlı Pirreis ilçesinde yer almaktadır. Santralin kurulu gücü 4787,2 kWp/4000 kWe olup, yılda 8.577 MWh elektrik üretmesi beklenmektedir. Güneş enerjisi santrali projesi, Türkiye'nin enerji karmasında yenilenebilir enerji kaynaklarının payını artırmaya yönelik iddialı planının bir parçasıdır. Proje sahası, Karaman Belediyesi tarafından tahsis edilen 10 hektarlık bir arazi üzerinde yer almaktadır. Projede kullanılan güneş panelleri yüksek kalitede olup, 30 yıl ömre sahiptir. Proje, deneyimli mühendisler ve teknisyenlerden oluşan bir ekip tarafından tasarlanmış ve inşa edilmiştir. Proje geliştiricisi, projenin uluslararası kalite ve güvenlik standartlarına uygun olmasını sağlamıştır. Santral, inverterler, transformatörler ve izleme sistemleri dâhil olmak üzere son teknoloji ile donatılmıştır. Santral, proje kapsamında inşa edilecek olan ulusal şebekeye bağlanmıştır.

KAYEP, sürdürülebilir kalkınma yatırımlarını desteklemek amacıyla kavramsallaştırılmış bir mali kredi aracıdır. DB, bu finansal ürünü VSL (Değişken Faizli Kredi) olarak sınıflandırmıştır. İlbank aracılığıyla Dünya Bankası'ndan temin edilen kredinin Karaman Belediyesi'ne alt kredi anlaşması yoluyla tahsis edilmesi öngörülmektedir. Bu tahsis, projenin ana mali kaynağını oluşturacaktır. **Kredi geri ödeme süresi 13 yıl olup, kredi için tanınan geri ödemesiz dönem 3 yıldır. Toplam kredi geri ödeme süresi 16 yıldır. Ancak kredi sözleşmesine göre, geri ödemesiz dönem sona erecek ve ana para ödemeleri 1 Ekim 2026 itibarıyla başlayacaktır. Faiz oranı EURIBOR 6A + %0,61¹ (%0,61 + %3,06 = %3,67)'dir. İlbank'ın faiz oranı %0,5'tir. Nihai kredi geri ödemesi 1 Nisan 2039 tarihinde tamamlanacaktır.** Kredi, düşük faiz oranı ve uzun vadeli geri ödeme süresiyle uygun koşullar ve çerçevede sağlanmıştır. Kredi, güneş enerjisi santralının inşası, ekipman temini ve santralin inşaatı dâhil olmak üzere projenin finansmanında kullanılmıştır. Güneş enerjisi santrali projesinin, yerel ekonomi ve çevre üzerinde önemli bir etkisinin olması beklenmektedir. Proje, inşaat ve işletme aşamalarında istihdam olanakları yaratacaktır. Proje aynı zamanda trafo merkezi ve iletim hattı inşası dâhil olmak üzere yerel altyapının gelişimine katkıda bulunacaktır. Proje, sera gazı emisyonlarını azaltarak çevre üzerinde de olumlu etki yaratacaktır. Güneş enerjisi santrali temiz enerji üretecek ve fosil yakıtlardan elde edilen enerjinin yerini alacaktır. Proje, ülkenin iklim değişikliğiyle mücadele çabalarına da katkı sağlayacaktır. Karaman Belediyesi tarafından Karaman'da yürütülen güneş enerjisi santrali projesi, Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesi yönünde önemli bir adımdır. Proje, İlbank ve Dünya Bankası'nın desteğiyle Karaman Belediyesi tarafından başlatılmıştır. Proje, uluslararası kalite ve güvenlik standartlarına uygun şekilde tasarlanmış ve inşa edilmiş olup, son teknolojiyle donatılmıştır. Proje, ülkedeki benzer projelere örnek teşkil etmektedir..

¹ %0,61'lik kısım değişken faiz oranı olup, ödeme dönemlerinde Dünya Bankası bildirimleri kapsamında değişiklik gösterecektir.



Tablo 1: Planlanan Santralin Konum ve Bağlantı Gücü Bilgileri

No	Santral Adı	Bağlantı Gücü	İlçe/Mahalle	Ada/Parsel
1	Karaman Belediyesi Güneş Enerjisi Santrali	4000 kWe	Pirireis /Pirireis	4883/1

SANTRAL GÜCÜNE İLİŞKİN GEREKÇE

Lisanssız elektrik üretimine ilişkin yönetmeliğe göre (Madde 37-(3)) üretim tesisine, kurulu gücünü %10 oranında azaltma hakkı verilmektedir.

Azami Bağlantı Gücü (kWe)	Toplam İzin Verilen Kurulu Güç (kWe)
4000	4000

However, the kilowatt-peak value of the power plant can be set up to %30.

Kurulu Güç (kWe)	Kurulu Güç (kWp)
4000	4787,2

Lisanssız elektrik üretimine ilişkin yönetmeliğe göre (Madde 30-(6)) çağrı mektubu, belediyeler ve sulama tesisleri tarafından aynı abone grubuna yönelik olarak, sözleşme gücünün iki katına kadar GES kurulumları için uygulanabilmektedir.

Karaman Belediyesi, başvuruda bulunduğu abone grubunun sözleşme gücünün toplamından daha yüksek olan 4.000 kWe kurulu güç için başvuruyu yapmıştır.

Yönetmelikte yapılan son değişikliğe göre, sözleşme gücünün iki katı kurulum yapılabilmesi mümkün hale gelmiştir. Ancak Karaman Belediyesi aşağıdaki gerekçelerle 4000 kWe başvurusunda bulunmuştur,

1. Toplam proje sahası 94.079,03 m² olup, en verimli proje sahası 4000 kWe / 4787,2 kWp kurulu güce sahip santral yerleşimi için kullanılmaktadır.
2. Karaman Belediyesi, tüm enerji üretimini mahsuplaşmayı hedeflemekte olup, bu şekilde en yüksek mali yatırım geri dönüş oranını hedeflemektedir.
3. Proje sahası, kayalık zemin veya kayalık yer altı yapısı içermediğinden GES kurulumu için uygundur.
4. İletim sistemi proje sahasına 550 metre mesafede olup, proje alanı Organize Sanayi Bölgesi'ne bitişik konumdadır. Bu durum projenin çevreye olan olumsuz etkilerini en aza indirmektedir.
5. Proje sahası, malzeme taşımacılığına uygun yol erişimine sahiptir.
6. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından 01/01/2024 tarihinde yayımlanan tarife listesine göre güneş enerjisi santralinin mahsuplaşma ve satış gelirine ilişkin bilgiler aşağıda sunulmuştur.



Mahsuplaşma Faydası				
Elektrik	Elektrik Fiyatı	Dağıtım Ücreti (Tüketim)	Dağıtım Ücreti (Üretim)	Toplam Elektrik Ticaret Faydası
1 kWh	2,7784 ₺	0,3685 ₺	0,7371 ₺	2,4099 ₺
Satış Faydası				
Elektrik	Elektrik Fiyatı	Dağıtım Ücreti (Tüketim)	Dağıtım Ücreti (Üretim)	Toplam Elektrik Ticaret Faydası
1 kWh	2,7784 ₺	0,0000 ₺	0,7371 ₺	2,0413 ₺

Şekil 1: Abone enerji tarife grubu “Kamu ve Özel Sektör”dür.

1. GİRİŞ

Proje, Türkiye’de sürdürülebilir kalkınmayı ve iklim eylemini teşvik etmek amacıyla, fosil yakıtlara olan bağımlılığı azaltmak ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını yaygınlaştırmak üzere Dünya Bankası tarafından finanse edilmekte ve denetlenmektedir.

Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığına bağlı bir kuruluş olan İLBANK, güneş enerjisi santrali projesinin ihale ve inşaat süreçlerini izleme ve denetleme sorumluluğunu üstlenmektedir. Proje, Dünya Bankası’nın politika ve prosedürlerine uygun olarak yürütülmekte olup, 2025 yılı sonunda tamamlanması beklenmektedir.

KAYEP, merkezi idare binalarında enerji kullanımını azaltmayı ve kamu binalarında (üniversiteler ve/veya idari binalar gibi) yenilenebilir kaynakların kullanımı yoluyla ölçeklendirilmiş, ulusal bir enerji verimliliği programını desteklemek üzere sürdürülebilir finansman mekanizmalarının geliştirilmesini sağlamayı amaçlamaktadır. Proje, Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti’ne kamu sektöründe yenilenebilir enerji kullanımını yaygınlaştırmada, merkezi idare binalarına odaklanarak destek verecektir. Proje, ülkenin iklim değişikliğiyle mücadele taahhütlerini yerine getirmeye ve enerji güvenliğini artırmaya yönelik olarak kamu tesislerinde sürdürülebilir enerji çözümlerinin kullanılmasına katkı sağlayacaktır.

KAYEP’in üç bileşeni bulunmaktadır ve bu proje, belediyelerde yenilenebilir enerji teknolojilerinin uygulanmasını destekleyen 2. Bileşen kapsamında yer almaktadır ve İller Bankası A.Ş. (İLBANK) tarafından uygulanacaktır. 2. Bileşende, yenilenebilir enerji kurumlarının esas olarak kamu tesislerinden (örneğin; idari binalar, su temini, su arıtma, kamu aydınlatması vb.) kaynaklı toplam enerji tüketimini dengelemek amacıyla kullanılacağı ve böylece belediyelerin enerji faturalarının azaltılacağı belirtilmektedir.

Karaman Belediyesi, proje paydaşlarının katılımına ve şikâyetlerin çözümüne ilişkin faaliyetlerden sorumludur ve projenin kapsayıcı ve katılımcı bir şekilde yürütülmesini sağlamaktadır. Rekabetçi bir ihale süreci ile seçilen yüklenici, santralin inşaat, lojistik, tasarım, test ve devreye alma ile geçici kabul işlemlerinden sorumludur. Dünya Bankası tarafından atanan kontrol müşaviri, projeye dâhil tüm taraflara – belediye, yüklenici ve İLBANK – rehberlik etmekle sorumludur.



Fizibilite raporu, önerilen lisanssız güneş enerjisi santrali projesinin teknik, ekonomik, finansal ve hukuki fizibilitesini; mevcut kaynakları, çevresel ve sosyal etkileri ile Türkiye’de güneş enerjisi santrali kurulumu ve işletilmesine ilişkin mevzuat ve hukuki gereklilikleri dikkate alarak değerlendirmektedir. Rapor ayrıca, proje kapsamında elde edilmesi beklenen elektrik satış gelirleri, finansman koşulları ve belediye için potansiyel yatırım getirisi gibi hususları içeren projenin finansal getirisini de değerlendirmektedir.

Rapor, projenin başarıyla uygulanabilmesi için ilgili tüm mevzuat ve standartlara uygunluğun sağlanması, paydaşlarla şeffaf ve kapsayıcı bir şekilde etkileşim kurulması ve projenin yerel toplum ve çevre üzerindeki etkisinin izlenmesi ve değerlendirilmesi gibi konularda öneriler ve rehberlik sağlamaktadır. Önerilen lisanssız güneş enerjisi santrali projesi, Karaman Belediyesi için Türkiye’de sürdürülebilir kalkınmaya ve iklim eylemine katkı sağlama, güvenilir bir yenilenebilir enerji kaynağı sunma ve bölgedeki ekonomik büyümeyi teşvik etme açısından önemli bir fırsat teşkil etmektedir

1.1. PROJE ÖZETİ

Bu fizibilite raporu kapsamında Karaman Belediyesi tarafından planlanan GES projesi incelenmiştir. Karaman Belediyesi, Tablo 1: Planlanan Santralin Konum ve Bağlantı Gücü Bilgileri’de verilen bağlantı gücüne göre GES kuracaktır. Bu kurulu güçle yılda yaklaşık 8.577 MWh elektrik üretilmesi planlanmaktadır.

Bu fizibilite çalışması, Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliğin 30. maddesi ve 1. maddesi kapsamında hazırlanmıştır; ilgili kurumların elektrik tüketiminin, EPDK tarafından yayımlanan Elektrik Tarifesi’nde kurumların abone türüne göre belirlenen elektrik birim fiyatı üzerinden santral üretimiyle mahsuplaştırılması esasına dayanmaktadır.

Planlanan Güneş Enerjisi Santrali **4787,2 kWp DC kapasiteye, 4000 kWe AC kapasiteye** sahiptir. **30° eğim ve 25°** azimut açısına sahip 550 Wp MonoPerc Half-Cut modüllerle donatılmıştır.

Santralin ekonomik ömrü 30 yıl sonunda sona erdiğinde, tesis sökülecektir ve devreden çıkarma maliyeti MWp başına **32.000,00 EUR** olarak hesaplanmıştır. Bu durumda toplam santral devreden çıkarma maliyeti **153.190,00 EUR** olacaktır.

Tablo 2: Planlanan GES Arazi Bilgileri

Arazi bilgisi	
Tür	Ana Taşınmaz
İl, İlçe, Mahalle	Karaman, Pirireis, Pirireis
Ada, Parsel	4883/1
Toplam Alan	94.079,03 m2
Mülkiyet Hakkı	Karaman Belediyesi (Milli Emlak – Tahsis)
ÇED Durumu	ÇED Süreci tamamlanmıştır. “ÇED Gerekli Değildir” kararı alınmıştır.



Tablo 3: Planlanan GES Teknik Bilgileri

TEKNİK BİLGİ	
FV Panel Türü	Monokristal Monoperc
FV Panel Gücü	550 WP
FV Panel Adedi	8704
Yıllık Azalma Oranı	%0,5
Invertör Gücü	100 kW
Invertör Adedi	40
Toplam DC Güç	4787,2 kWp
Toplam AC Güç	4000 kWe
Tahmini Yıllık Enerji Üretimi	8.577 MWh
Yıllık Enerji Tüketimi	8.577 MWh
Üretim/Tüketim Oranı	%100
Devreden Çıkarma Maliyeti	EUR 153.190,00

1.2. PROJE AMAÇLARI

Bu çalışmanın konusu, Karaman ilinin Pirreis ilçesinde yer alan ve Karaman Belediyesi'ne ait olan 4787,2 kWp / 4000 kWe kurulu güce sahip lisanssız güneş enerjisi santrali projesine ilişkin fizibilite raporunun hazırlanmasıdır. Santral, yıllık 8.577 MWh elektrik enerjisi üretimi ile 7.147'den fazla hanenin enerji ihtiyacını karşılayacak, 30 yıl içinde belediyeye 17,7 milyon EUR'dan fazla enerji tasarrufu sağlayacak ve yılda 1.820 tondan fazla CO₂ salınımını atmosferde engelleyecektir.

12 Mayıs 2019 tarihli ve 30772 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik ile lisanssız elektrik üretim tesislerine ilişkin tarifelerde değişikliğe gidilmiş ve kamu kurum ve kuruluşları için aylık mahsuplaşma uygulamaları yürürlüğe girmiştir.

1.3. PROJE KAPSAMI

Bu çalışma, Karaman Belediyesi sınırları içerisinde Karaman ilinde 4787,2 kWp / 4000 kWe kapasiteli güneş enerjisi santrali projesinin teknik ve finansal analizlerini kapsamaktadır. Bu çalışmada, projenin sermaye harcama maliyetine odaklanılmış, seviyelendirilmiş elektrik üretim maliyeti değerlendirilmiş ve yatırıma ait finansal tablolar paylaşılmıştır.

Çalışma çıktısı olarak projenin mali bilançosu, nakit akışı, yatırım geri dönüşü, finansal ve ekonomik analizleri ile riskleri hazırlanmıştır.



Şekil 2: Karaman Güneş Enerjisi Santrali Genel Yerleşim Planı

1.4. PROJENİN POLİTİKA BELGELERİYLE UYUMU

Birleşmiş Milletler Sürdürülebilir Kalkınma Amaçları'nın özellikle 13. maddesini geliştirmeyi hedefleyen Paris Anlaşması, Yeşil İklim Fonu gibi yeşil finans mekanizmalarını güçlendirmekte ve küresel sıcaklık artışını sanayi öncesi döneme kıyasla 2°C'nin altında tutmayı ve 1,5°C² ile sınırlandırmayı benimsemektedir.

Türkiye, 22 Nisan 2016 tarihinde New York'ta gerçekleştirilen Yüksek Düzeyli İmza Töreni'nde, 175 ülkenin temsilcileri ile birlikte, küresel sera gazı emisyonlarının %55'ini oluşturan en az 55 tarafın onaylaması koşuluyla yürürlüğe giren Paris Anlaşması'nı imzalamıştır. Anlaşma, Türkiye Büyük Millet Meclisi tarafından yayımlanan "Paris Anlaşmasının Onaylanmasının Uygun Bulunduğuna Dair Kanun"un 7 Ekim 2021 tarihli ve 31621 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanmasıyla Türkiye açısından resmen yürürlüğe girmiştir.

"Ortak ancak Farklılaştırılmış Sorumluluklar ve Göreceli Kapasite" ilkesi benimsenerek, anlaşmaya taraf ülkelere kendi Ulusal İklim Değişikliği Stratejileri doğrultusunda azami katkı sağlama imkânı tanınmıştır.

Türkiye, 30 Eylül 2015 tarihinde BMİDÇS sekreteryasına ulusal katkı beyanını sunmuştur. Türkiye'nin ulusal katkı beyanına göre, referans senaryoya kıyasla 2030 yılında sera gazı emisyonlarının %21 oranında azaltılması öngörülmektedir.

Ancak, Türkiye Cumhuriyeti Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanı, 2022 yılında gerçekleştirilen COP 27 Konferansı'nda, Türkiye'nin emisyon azaltım hedefinin %21'den %41'e çıkarıldığını açıklamıştır.

Bu uluslararası politika odaklı iklim değişikliği eylemleri çerçevesinde, Türkiye'nin enerji sektöründe, özellikle güneş enerjisi

² <https://iklim.csb.gov.tr/paris-anlasmasi-i-98587>



yatırımları önemli hâle gelmiştir.

Bu proje, Türkiye'nin sadece uluslararası yükümlülüklerini yerine getirmekle kalmayıp, aynı zamanda ülkenin başlıca ekonomik sorunlarından biri olan iç enerji talebini hafifletmek amacıyla hayata geçirmeyi hedeflediği projelerden biridir..

1.5. HUKUKİ ÇERÇEVE

Proje, 12 Mayıs 2019 tarihli ve 30772 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan, 9 Mayıs 2021 tarihli ve 31479 sayılı Resmî Gazete'de değişiklik yapılan, 11 Ağustos 2022 tarihli ve 31920 sayılı Resmî Gazete'de güncellenen, son olarak 2 Mart 2023 tarihli ve 32120 sayılı Resmî Gazete'de güncellenen "Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği"nin 30. maddesine tabidir.

Madde 1. Fıkra: "Bağlantı anlaşmasında ilgili tüketim tesislerinin sözleşme gücünün en fazla iki katını geçmemek kaydıyla tüketim tesislerinin elektrik ihtiyacını karşılamak amacıyla; 5. maddenin birinci fıkrasının (h) bendi kapsamında yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisi kurulabilir. Bu madde kapsamında, 5. maddenin birinci fıkrasının (c) bendi kapsamında kamu kurum ve kuruluşları tarafından da yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisi kurulabilir."

Aynı yönetmeliğin 26. maddesi kapsamında, "Tüketim ihtiyacına yönelik başvurular" başlığı altında yer alan 30-(3) numaralı fıkra şu şekilde belirtilmektedir: "Bu madde kapsamında kurulan üretim tesislerinde, her faturalama döneminde şebekeye verilen fazla enerji için 26. maddenin dördüncü fıkrası kapsamında işlemler tesis edilir."

Bu bağlamda, mahsuplaşma mekanizması kapsamında aylık enerji tüketimi ile santralde üretilen enerji karşılaştırılmakta, fazla üretim söz konusu olduğunda ise fazla enerji şebekeye satılmaktadır. Şebekeye verilen fazla enerji, abonenin elektriği için aldığı birim fiyat üzerinden, dağıtım maliyeti hariç olarak satılmaktadır. Ancak bu satış vergiye tabi olmaktadır. Belediye, fazla enerji satışını kolaylaştırarak bu alandaki yatırımlarına devam etmeyi taahhüt etmekte ve geniş enerji altyapısına katkıda bulunmaktadır.

Kayseri'de kurulacak olan santral, başvuru yapan abonelerin enerji tüketimini karşılayacak olup, üretilen enerji mahsuplaştırılacak ve fazla enerji şebekeye satılacaktır.

11.08.2022 tarihinde yürürlüğe giren yönetmelik uyarınca, 2019 yılından itibaren kurulan yeni santraller, fazla enerji üretimi konusunda belirli kurallara tabidir. Eğer böyle bir santral, önceki yıl tükettiği toplam miktardan fazla enerji üretirse, bu fazla üretim şebekeye ücretsiz olarak aktarılacaktır. Örneğin, bir tüketicinin önceki yıl 1 MWh elektrik tükettiğini varsayarsak, eğer güneş enerji santrali 1 MWh'lik fazla enerji üretirse (tüketicinin tüketimine eşdeğer fazla üretim), bu miktar şebekeye satılabilir. Ancak santral, toplamda 2 MWh üretirse (1 MWh tüketici için ve 1 MWh satılmak üzere), 1 MWh'nin üzerindeki fazla üretim şebekeye bedelsiz olarak aktarılacaktır. Bu düzenleme, enerjinin verimli kullanılmasını teşvik etmekte ve fazla yenilenebilir enerji katkısını desteklemektedir.

Madde 26, aylık mahsuplaşmayı düzenlemekte olup, şebekeye verilen ve çekilen enerji arasındaki fark gelir olarak kaydedilebilmektedir.

Güneş enerji santrallerine yönelik dolaylı ve doğrudan devlet teşvikleri şu şekildedir::



Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği'nin 24. Maddesi (12 Mayıs 2019 tarihli ve 30772 sayılı Resmî Gazete): Yönetmelikte, güneş enerji santrallerinin fazla üretimlerinin belirlenen tedarik şirketi tarafından 10 yıl süreyle satın alınacağı ifade edilmiştir. Bu alım süresinin belirli bir dönemle sınırlandırılmış olması da dolaylı bir teşvik olarak değerlendirilmektedir.

- Ayrıca, kendi tüketimine dayalı GES başvurularının yapılabilmesi de dolaylı teşvik olarak kabul edilmektedir.
- Güneş enerjisi santrali kurulumu ve fizibilitesi ile ilgili temel alınan yasalar, kararnameler ve yönetmelikler şunlardır;;

Kanunlar:

- 14/3/2013 tarihli ve 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu
- 2872 sayılı Çevre Kanunu

Kararname:

- 10.05.2019 tarihli ve 30770 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan 1044 sayılı Cumhurbaşkanı Kararı

Yönetmelikler:

- 12/5/2019 tarihli ve 30772 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği ve ilgili değişiklikler (9 Mayıs 2021 - 31479 sayılı RG, 11 Ağustos 2022 - 31920 sayılı RG, 2 Mart 2023 - 32120 sayılı RG)

Hukuki Çerçeveye Uyum:

- Hukuki Çerçeveye Uyum: Proje, 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği kapsamında yürütülmektedir. Bu yasalar, yenilenebilir enerji projelerinin kurulumu ve işletimi için gerekli hukuki temeli sağlamaktadır.
- Mahsuplaşma Sistemi: Proje, Yönetmeliğin 30-(3) maddesinde belirtildiği üzere mahsuba dayalı bir ölçüm sistemi kullanmaktadır. Güneş enerji santralinde üretilen fazla enerji, her fatura döneminde şebekeye sağlanmakta ve tüketilen enerjiyle mahsuplaşmaktadır. Bu durum, belediye tarafından herhangi bir enerji satışının gerçekleşmemesine olanak tanımaktadır.
- Mevzuat Güncellemeleri: Proje, Yönetmelikte belirtilen düzenleyici güncellemeleri dikkate almakta olup, Resmî Gazete'de yayımlanan değişikliklere tam uyum sağlamaktadır. En güncel mevzuat gerekliliklerine bağlı kalarak, lisanssız elektrik üretimini düzenleyen yasal çerçeveye uyumluluk garanti edilmektedir.
- Hukuki Dayanak: Projenin kurulumu ve fizibilitesi, 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu, 2872 sayılı Çevre Kanunu ve ilgili yönetmelik ve kararnameler temelinde gerçekleştirilmektedir.
- Yönetmelik Uygulaması: Proje, Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği'nin 30. maddesi kapsamında değerlendirilmekte olup, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından yayımlanan düzenlemelere uygun olarak yürütülmektedir. Bu yönetmelik, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinin kurulmasına izin vermektedir.
- Fazla Enerji İletimi: Proje, Yönetmeliğin 26. maddesinde, özellikle 30-(3) fıkrasında belirtilen hükümlere uygun hareket



etmektedir. Bu kapsamda, fazla enerji her faturalama döneminde şebekeye aktarılmakta ve böylece genel enerji altyapısına katkı sağlanmaktadır.

- **Mahsuplaşma Mekanizması:** Proje, üretilen fazla enerjinin aylık tüketim ile karşılaştırıldığı bir mahsuplaşma mekanizmasını benimsemektedir. Tüketimi aşan fazla enerji, düzenleyici gereklilikler doğrultusunda vergilendirilerek şebekeye satılmaktadır. Bu mekanizma, enerji kullanımının verimli olmasını teşvik etmekte ve fazla yenilenebilir enerji katkısını özendirilmektedir.
- **Teşvikler ve Satın Alma:** Proje, Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği'nin 24. maddesi kapsamında belirtilen dolaylı ve doğrudan devlet teşviklerinden yararlanmaktadır. Bu teşvikler arasında, güneş enerji santrallerinin fazla üretimlerinin 10 yıl boyunca belirlenen tedarik şirketi tarafından satın alınması yer almaktadır. Ayrıca, kendi tüketimine dayalı GES başvurularının yapılabilmesi de yenilenebilir enerji kullanımını destekleyen bir unsur olarak değerlendirilmektedir.
- **Aylık Mahsuplaşma:** 26. madde kapsamında, şebekeye verilen ve şebekeden çekilen enerji arasındaki fark gelir olarak kaydedilebilmektedir. Bu mekanizma, enerji işlemlerinde şeffaflığı ve hesap verilebilirliği sağlamaktadır.

1.6. PAYDAŞ ANALİZİ

Bu alt proje, KAYEP kapsamında Dünya Bankası tarafından finanse edilecek olup, İLBANK ÇSYS (2023) ve Dünya Bankası Çevresel ve Sosyal Çerçevesi (ÇSÇ) (2018) hükümlerine tabidir. Ayrıca bu alt proje, ÇED Yönetmeliği Ek-I kapsamındadır ve 2020 yılı Ocak ayında alınmış “ÇED Gerekli Değildir” kararına sahiptir.

Bu fizibilite çalışmasında paydaş analizi gerçekleştirilmemiştir. Paydaş analizi, sonraki aşamalarda yapılacaktır. Ayrıca, paydaş analizi şekillendirilirken, İLBANK'ın internet sitesinde yayımlanan Türkiye Kamu ve Belediyeler Yenilenebilir Enerji Projesi – Paydaş Katılım Planı (PKP) çerçeve belgesi (İLBANK, 2023) dikkate alınmalıdır.

1.6.1. POLİTİKA VE MEVZUAT ÇERÇEVESİ

Bu bölüm, önerilen projenin çevresel, sosyal, sağlık ve güvenlik yönlerinin yönetimine ilişkin uygulanabilir ulusal ve uluslararası mevzuatı ortaya koymaktadır.

Türkiye’de Kurumsal ve Hukuki Çerçeve

Türkiye’de kurumsal çerçeve, merkezi ve yerel idarelerden oluşmaktadır. Türkiye, ekonomik ve coğrafi koşullara göre iller bazında yapılandırılmıştır. Her il, belediyeler ve köyler/mahallelerden oluşan yerel idareler tarafından yönetilmektedir. Belediyelerin ve köylerin/mahallelerin idari yapılarındaki temsilcileri sırasıyla belediye başkanları ve muhtarlardır. Merkezî idare birimleri olan bakanlıklar, hizmetlerini valiliğe bağlı il teşkilatları ve kaymakamlığa bağlı ilçe teşkilatları aracılığıyla yerel düzeyde sunmaktadır. Projenin çevresel etkileri, izinleri, yönetimi ve denetimi; ÇŞİDB (Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı), Tarım ve Orman Bakanlığı, Kültür ve Turizm Bakanlığı, Çalışma ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı ile Sağlık Bakanlığı’nın yetki alanına girmektedir.

ÇŞİDB, doğal çevrenin korunması ve korunmasına yönelik politikaların ve prosedürlerin düzenlenmesi, doğal kaynakların ve yerleşimlerin yönetimi konularında, genel müdürlükleri aracılığıyla ana yetkili otoritedir. Proje ile esasen ilişkili genel müdürlükler aşağıda sunulmuştur::

- Çevresel Etki Değerlendirmesi, İzin ve Denetim Genel Müdürlüğü
- Çevre Yönetimi Genel Müdürlüğü
- Tabiat Varlıklarını Koruma Genel Müdürlüğü
- Altyapı ve Kentsel Dönüşüm Hizmetleri Genel Müdürlüğü
- Tapu ve Kadastro Genel Müdürlüğü

İl, bölge ve ilçe düzeyindeki idareler, bakanlıklar ve ilgili kurumların taşra teşkilatlarıdır. Proje; Karaman Belediyesi, Karaman Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği İl Müdürlüğü, Karaman Tarım ve Orman İl Müdürlüğü, Karaman Kültür Varlıklarını Koruma Bölge Müdürlüğü, DSİ Bölge Müdürlüğü ve Karayolları Bölge Müdürlüğü'nün yetki alanında yer almaktadır. Proje için ilgili mahalle idareleri yerel idareler olarak ilişkilendirilmiştir.

Çevresel, Sosyal, İş Gücü, Sağlık ve Güvenliğe İlişkin Ulusal Mevzuat:

Bu bölümde, önerilen projenin çevresel, sosyal, sağlık ve güvenlik yönlerinin yönetimine ilişkin uygulanabilir ulusal mevzuat belirlenmiştir.

11.08.1983 tarihli ve 18132 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan ve daha sonra 29.05.2013 tarihli ve 28661 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan 6486 sayılı Kanun ile revize edilen 2872 sayılı Çevre Kanunu, Türkiye'de çevre mevzuatının temel yasal çerçevesini oluşturmaktadır ve AB'nin ÇED Direktifi ile büyük ölçüde uyumludur.

Bu kanun çok sayıda yönetmelik ile desteklenmektedir. 29.07.2022 tarihli ve 31907 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan Çevresel Etki Değerlendirmesi (ÇED) Yönetmeliği, Çevre Kanunu'nun 10. maddesi ile belirlenen ana çerçevede yayımlanmıştır. Bu yönetmeliğe göre, Ek-I listesinde yer alan projeler tam kapsamlı ÇED sürecine tabidir ve bu projelerin yatırıma devam edebilmesi için "ÇED Gerekli Değildir" belgesi alması gerekmektedir. Yönetmelikteki Ek-II listesinde yer alan projeler için daha kısa bir süreç öngörülmüş olup, proje sahipleri tarafından Bakanlığa Proje Tanıtım Dosyası (PTD) sunulmalıdır. Bakanlık, proje hakkında "ÇED Gerekli" veya "ÇED Gerekli Değildir" kararını verir.

Projeye ilişkin faaliyetler için ÇED Yönetmeliği'ne göre "ÇED Olumlu" ya da "ÇED Gerekli Değildir" kararı verilmedikçe, bu projelere ilişkin teşvik, onay, izin, yapı ruhsatı ve kullanım izni verilemez; proje için herhangi bir yatırım başlatılamaz veya ihale edilemez. Ancak bu kararlar alınmadan da teşvik, onay, izin ve ruhsat işlemleri için başvuru yapılmasına engel bulunmamaktadır.

Avrupa Birliği üyelik süreci kapsamında Türkiye, çeşitli kurumsal ve yasal reformlar gerçekleştirmiştir. Bu reformlarla birlikte çevre mevzuatı ve çevre koruma araçları uluslararası standartlarla uyumlu hale getirilmiştir. Proje kapsamında yürütülecek faaliyetler ve yükümlülükler, ilgili Türk mevzuatının hükümlerine uygun olmalıdır.

29.07.2022 tarihli ve 31907 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan ÇED Yönetmeliği'ne göre proje, Ek-I kapsamındadır. Projeye



ilişkin “ÇED Gerekli Değildir” belgesi Ek 3’da sunulmuştur.

2872 sayılı Çevre Kanunu’na ek olarak, çevrenin korunması ve sürdürülebilirliğinin yanı sıra bireylerin sağlık ve güvenlik haklarının korunmasına ilişkin çeşitli ilişkili kanunlar da önerilen proje için geçerli olacaktır. Bu kanunlar aşağıda listelenmiştir:

- Çevre Kanunu No: 2872 (RG No:18132, 11.08.1983)
- Kamulaştırma Kanunu No: 2942 (RG No:18215, 08.11.1983)
- Orman Kanunu No: 6831 (RG No:9402, 08.09.1956)
- Millî Parklar Kanunu No: 2873 (RG No:18132, 11.08.1983)
- Kültür ve Tabiat Varlıklarını Koruma Kanunu No: 2863 (RG No:18113, 23.07.1983, 27.07.2004 tarihli değişiklikle revize edilmiştir)
- Karayolları Trafik Kanunu No: 2918 (RG No:18195, 13.10.1983)
- Toprak Koruma ve Arazi Kullanımı Kanunu No: 5403 (RG No:25880, 19.07.2005)
- Kara Avcılığı Kanunu No: 4915 (RG No:25165, 11.07.2003)
- Hayvanları Koruma Kanunu No: 5199 (RG No:25509, 01.07.2004)
- İş Kanunu No: 4857 (RG No:25134, 10.06.2003)
- İş Sağlığı ve Güvenliği Kanunu No: 6331 (RG No:28339, 30.06.2012)
- Sosyal Sigortalar ve Genel Sağlık Sigortası Kanunu (RG No:26200, 16.06.2006)

Çevre Kanunu kapsamında geliştirilen yönetmelikler, çevresel konuların yönetimine ilişkin usul ve esasların belirlenmesini amaçlamaktadır. İlgili kanunlar çerçevesinde yayımlanan çeşitli yönetmelik ve tebliğler Ek 1’de özetlenmiştir .

1.6.2. PAYDAŞ KATILIM PLANI

Risk taramasına göre, Dünya Bankası’nın ÇSS10 Paydaş Katılımı ve Bilgi Paylaşımı Standardı doğrultusunda bir PKP belgesi hazırlanacaktır. PKP belgesi, sürekli bir etkileşim sürecinin oluşturulmasını destekleyecek bir çerçeve sağlayacak olup, Projeden potansiyel olarak etkilenebilecek veya herhangi bir şekilde ilgisi olabilecek tarafları kapsayacaktır. Paydaş Katılımı, proje süresince temel ilkelerin uygulanmasını güvence altına alan bir kontrol mekanizmasıdır. Etkileşim faaliyetleri planlanacaktır. Paydaş katılımının en üst düzeye çıkarılması amacıyla, yerel paydaşların günlük faaliyetlerinin kesintiye uğramasını önlemekte ve etkileşim faaliyetlerinin zamanı ve sayısını düzenlemektedir. Buna uygun olarak, tüm etkileşim faaliyetlerine ilişkin bulguların ve geri bildirimlerin birlikte kaydedilmesi, ilgili taraflarla paylaşılması ve sürecin izlenmesi önem arz etmektedir. Ayrıca etkileşim faaliyetlerinin kültürel olarak uygun olması, ilgili paydaşlara eşit erişim sağlaması ve onların geri bildirimde bulunmalarına olanak tanınması gerekmektedir.

1.6.3. İZLEME VE RAPORLAMA



ÇSS1: Çevresel ve Sosyal Risklerin ve Etkilerin Değerlendirilmesi ve Yönetimi Standardı uyarınca, izleme; performansın izlenmesi amacıyla verilerin belgelenmesini ve uygun operasyonel önlemlerin uygulanarak uyumun sağlanmasını ve ilerlemenin takip edilmesini kapsamaktadır. İzleme protokolleri, performans bulguları, düzenleyici gereklilikler ve paydaşlardan, topluluk üyeleri dâhil, gelen geri bildirimlere göre uyarlanacaktır. Karaman Belediyesi, izleme sonuçlarını detaylandıran düzenli kayıtları tutacak ve belirlenen şekilde aylık raporlar halinde İLBANK'a sunacaktır. Bu raporlar, projenin ilerlemesine dair doğru bir değerlendirme sunacak olup, ÇSS gerekliliklerine uyumun yanı sıra ÇSS10 kapsamında yürütülen paydaş katılım faaliyetlerini de içerecektir.

Karaman Belediyesi Proje Uygulama Birimi (PUB) ile yüklenici adına hareket eden TİG (Sözleşme İrtibat Görevlisi), özel sektör şirketleri, sivil toplum kuruluşları ve proje kapsamında yer alan ya da projeden etkilenen diğer kurumlar gibi kurumsal aktörlerden alınan tüm şikâyet ve yorumların kayıtlarını tutacaktır. Bu kuruluşlar, alt yükleniciler, tedarikçiler, hizmet sağlayıcılar veya yerel işletmeler gibi, proje etkilerinin izlenmesinde ve etkili bir paydaş katılımının sağlanmasında kritik geri bildirimler sağlayabilecek taraflar olabilir. PUB, bu kayıtları üçer aylık dönemler halinde analiz ederek, şikâyet/yorumların sayısını ve niteliğini anlayacak ve bunların ne kadar etkin bir şekilde ele alındığını değerlendirecektir. Bu değerlendirme, çözülmüş veya kapatılmış şikâyet/yorumların yüzdesinin incelenmesini de içerecektir. Bu izleme sürecine ilişkin daha fazla ayrıntı ilgili tablolarda sunulmaktadır.

Tablo 4: İzleme Çerçevesi

Parametre	Anahtar Performans Göstergesi	Aşama	Frekans	Sorumlu Taraf
Proje SM	- Her bir konsültasyon sırasında alınan şikâyet/yorum sayısı - Şikâyet/yorum türleri (topluluk SG, istihdam, yerel tedarik vb.) - Her bir şikâyete verilen yanıt süreleri - Açık veya kapatılmış şikâyet sayısı - Geçersiz veya işlemden olan şikâyet sayısı	İnşaat	Üç Aylık	Karaman Belediyesi PUB ve Yüklenici tarafından atanacaktır
		İşletme	İlk iki yıl altı aylık; sonrası yıllık	Karaman Belediyesi PUB ve Yüklenici tarafından atanacaktır
Çalışan ŞM	- Kendi çalışanlarından alınan şikâyet/yorum sayısı - Dolaylı çalışanlardan alınan şikâyet/yorum sayısı - Çalışan yönetimi ve çalışma koşullarına ilişkin şikâyet/yorum türleri (örneğin, işçi hakları, İSG vb.) - Her bir şikâyete verilen yanıt süreleri - Açık veya kapatılmış şikâyet sayısı - Geçersiz veya işlemden olan şikâyet sayısı	İnşaat	Aylık	Karaman Belediyesi PUB ve Yüklenici tarafından atanacaktır
		İşletme	İlk iki yıl altı aylık; sonrası yıllık	Karaman Belediyesi PUB ve Yüklenici tarafından atanacaktır

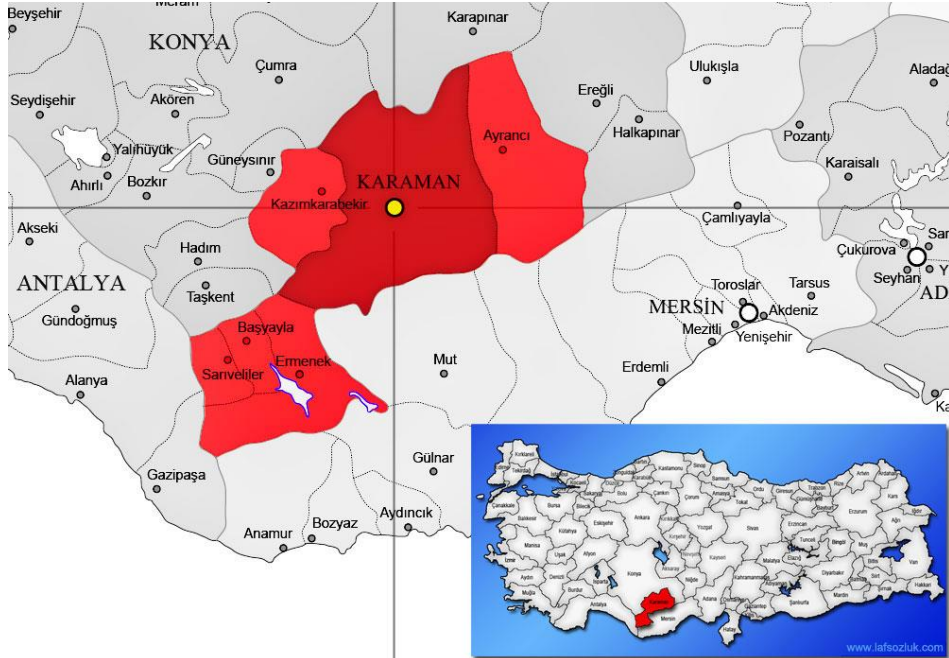


Parametre	Anahtar Performans Göstergesi	Aşama	Frekans	Sorumlu Taraf
ŞM	ŞM'nin etkinliği	İnşaat	Üç Aylık	ILBANK
Raporlama	Aylık İlerleme Raporu	İnşaat	Aylık ve Üç Aylık	Yüklenici

2. PROJE ALANI

2.1. KONUM VE TOPOGRAFYA

Karaman, Türkiye'nin İç Anadolu Bölgesi'nde, Konya'nın güneyinde yer almaktadır. İl; doğuda Mersin, batıda Karaman ve kuzeybatıda Konya ile komşudur. Karaman'ın topografyası genel olarak dağlık ve engebelidir. Güneyde Toros Dağları'nın etkisi belirgindir, bu dağlar ilin doğal sınırlarını oluşturmakta ve yüksek rakımları ile dikkat çekmektedir. Karaman'ın doğusunda yer alan volkanik kökenli Karadağ, ilin en yüksek noktalarından biri olup 2.271 metre yüksekliğe ulaşmaktadır. Kuzeybatıda yer alan Ereğli-Karaman Platosu, geniş ovalar sunmakta ve tarıma elverişlidir. Karaman Ovası ve Ayrancı Ovası gibi ovalar, ilin tarımsal üretim alanlarının önemli bir kısmını oluşturmaktadır. İklim, tipik karasal özellikler göstermektedir; yazlar sıcak ve kurak, kışlar ise soğuk ve karlıdır. Küçük akarsular ve derelerin yanı sıra çeşitli barajlar da sulama ve tarım için önemli su kaynaklarını teşkil etmektedir. Bu coğrafi yapı, Karaman'ı hem tarım hem de turizm açısından değerli kılmaktadır.

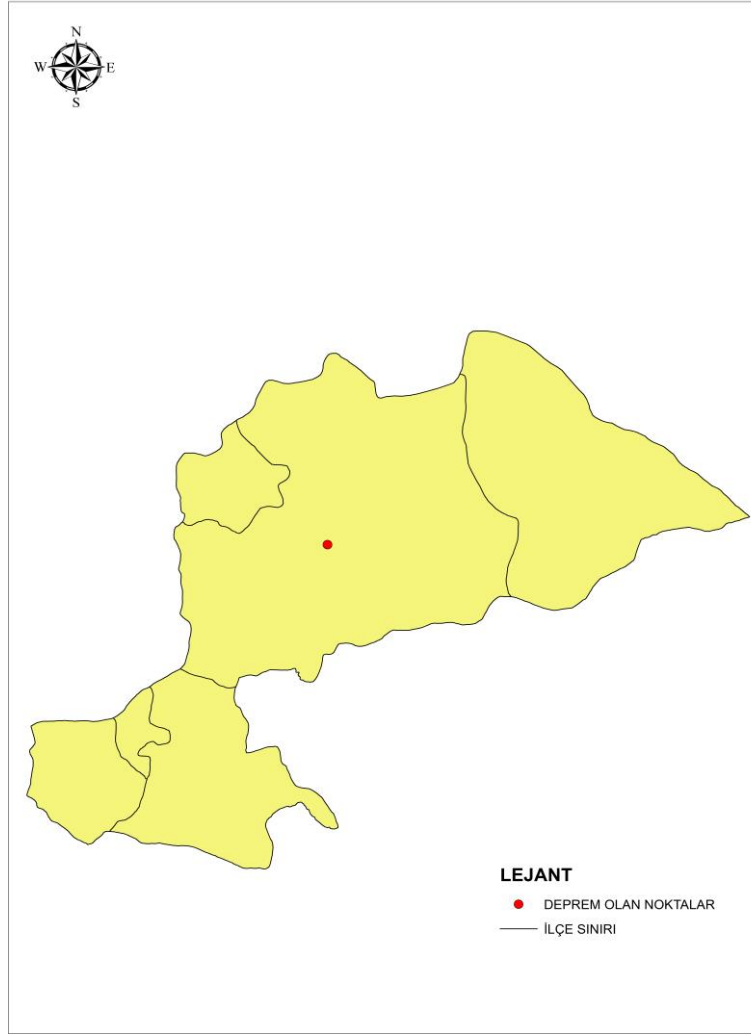


Şekil 3: Karaman İlinin Coğrafi Konumu

2.2. DEPREM ANALİZİ VE RİSKİ

Karaman'daki depremler genellikle sınırlı büyüklükte olup, yerel halk ve yapılar üzerinde sınırlı etkiler oluşturmaktadır. Ancak, deprem riski her zaman mevcut olup, yerel otoriteler yapıların depreme dayanıklı olması için gerekli önlemleri almakta önemli rol oynamaktadır.

Yapılan analizlerde, AFAD verileri ve 2020-2023 yılları arasındaki veriler kullanılmıştır. Richter ölçeğine göre en düşük büyüklük 1, en yüksek büyüklük ise 2,3'tür. Proje sahasında yaklaşık 5 km yakınında herhangi bir deprem kaydedilmemiştir..

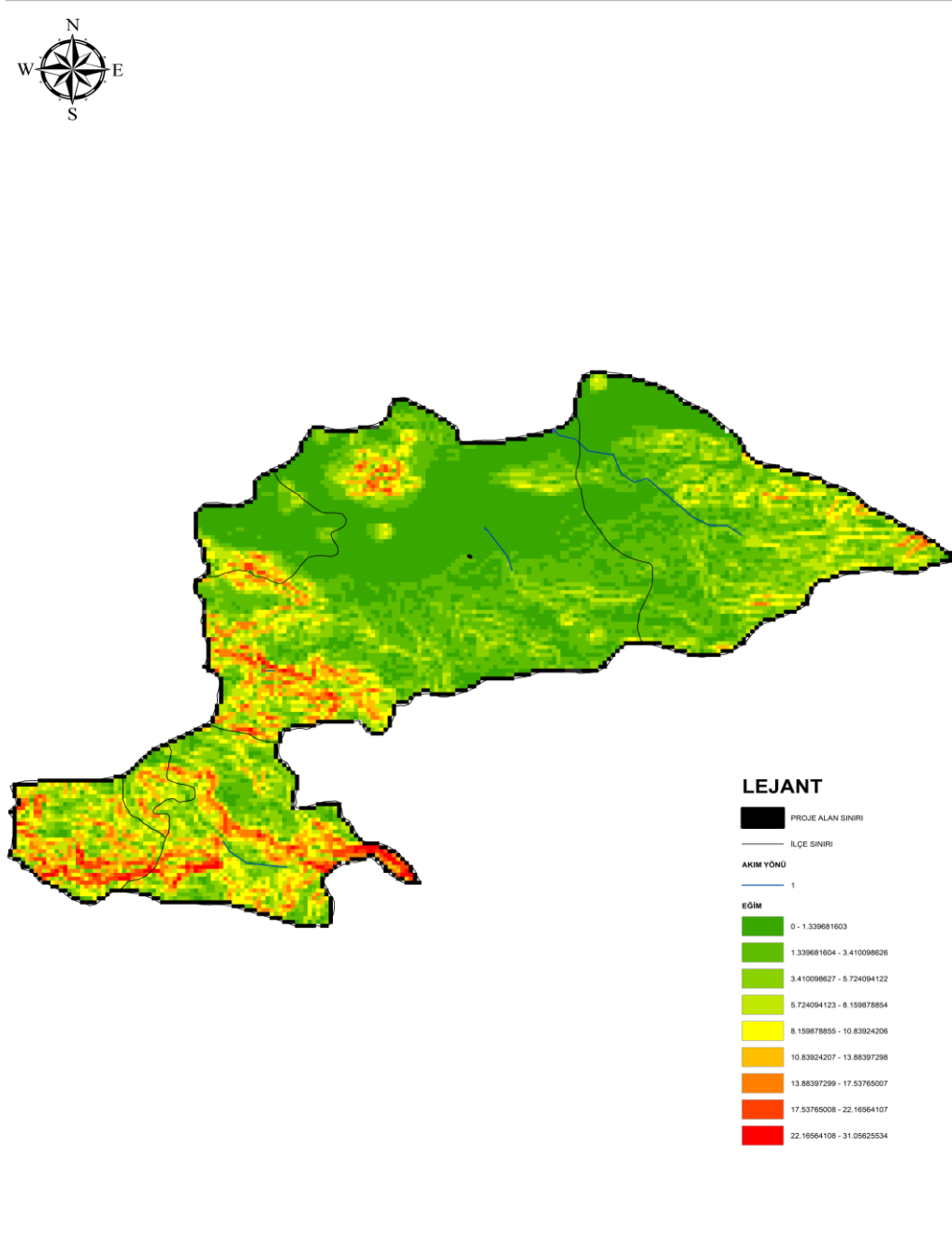


Şekil 4: Karaman Deprem Şiddeti Haritası

2.3. SEL VE HİDROLOJİ

Taşkın ovaları, yoğun yağışlar veya aşırı su akışı nedeniyle nehirlerin, derelerin ve akarsuların normal yataklarından taşarak yayıldığı geniş alanlardır. Taşkın ovaları, suyun kontrolsüz şekilde yayılmasını engelleyerek yerleşim alanlarını ve tarım arazilerini korumak amacıyla belirlenmiş alanlardır. Bu alanlar, taşkın sularının yayılmasına imkân tanıyarak suyun kontrollü bir şekilde tahliye edilmesine yardımcı olur ve sel oluşumunu engeller.

Karaman'da en yüksek ortalama yağış Aralık ayında 46,5 mm olarak gerçekleşmektedir. Yapılan analizde drenaj 500 m olarak alınmış ve yağış durumunda derelerin yönü ile hangi kanala bağlanacağı gösterilmiştir. Yağış gerçekleştiğinde proje sahasının üzerinden kuru bir dere yatağı geçmekte olup bu durum sel riski oluşturabilir; ancak Karaman'ın kurak iklimi ve düşük ortalama yağış miktarı nedeniyle risk oluşturmayacağı düşünülmektedir.



Şekil 5: Karaman Sel ve Hidroloji Analizi

2.4. İKLİM

Karaman, karasal iklim özelliklerine sahiptir. Yazlar sıcak ve kurak, kışlar ise soğuk ve karlıdır. İlkbahar ve sonbahar mevsimleri genellikle kısa sürmektedir. Yüksek rakımlı bölgelerde kışlar daha sert ve soğuk geçerken, alçak bölgelerde iklim göreceli olarak daha ılımandır. Bu iklim yapısı, tarım ve hayvancılık faaliyetlerini önemli ölçüde etkilemektedir.

2.5. DİĞER DOĞAL VE KÜLTÜREL KAYNAKLAR

Türkiye'nin merkezinde yer alan Karaman ili, hem doğal hem de kültürel kaynaklar açısından zengin olup, tarihî önemi ve doğal güzelliklerin benzersiz bir birleşimini sunmaktadır. Bölge, sönmüş bir volkan olan Karadağ Dağı'na ev sahipliği yapmakta olup, bu dağ yürüyüş ve çeşitli jeolojik oluşumların yanı sıra zengin flora ve faunanın keşfi açısından olanaklar sunmaktadır. Önemli bir su kaynağı olan Gödet Barajı, aynı zamanda piknik ve açık hava etkinlikleri için rekreasyon alanı olarak da kullanılmaktadır. Karaman ayrıca, etkileyici sarkıt ve dikitleri ile mağarabilimcilerin ve turistlerin ilgisini çeken İncesu Mağarası gibi çeşitli mağaralara sahiptir. Bunun yanı sıra, özellikle şifalı özellikleriyle tanınan ve sağlık turizmi açısından popüler olan Ermenek'teki kaplıcalar gibi çeşitli termal kaynaklar da bulunmaktadır. Kültürel açıdan bakıldığında, Karaman tarihî yapılar açısından zengindir; bölgenin tarih boyunca stratejik önemine ışık tutan ortaçağ kalesi Karaman Kalesi ve önemli bir dini yapı olan Aktekke Camii (Mader-i Mevlana Camii) bunlardan bazılarıdır. Bu doğal ve kültürel kaynaklar bir araya geldiğinde, Karaman'ı önemli ve güzellik bakımından değerli bir bölge haline getirmektedir.

2.6. PROJE ARAZİ KULLANIM HAKLARI

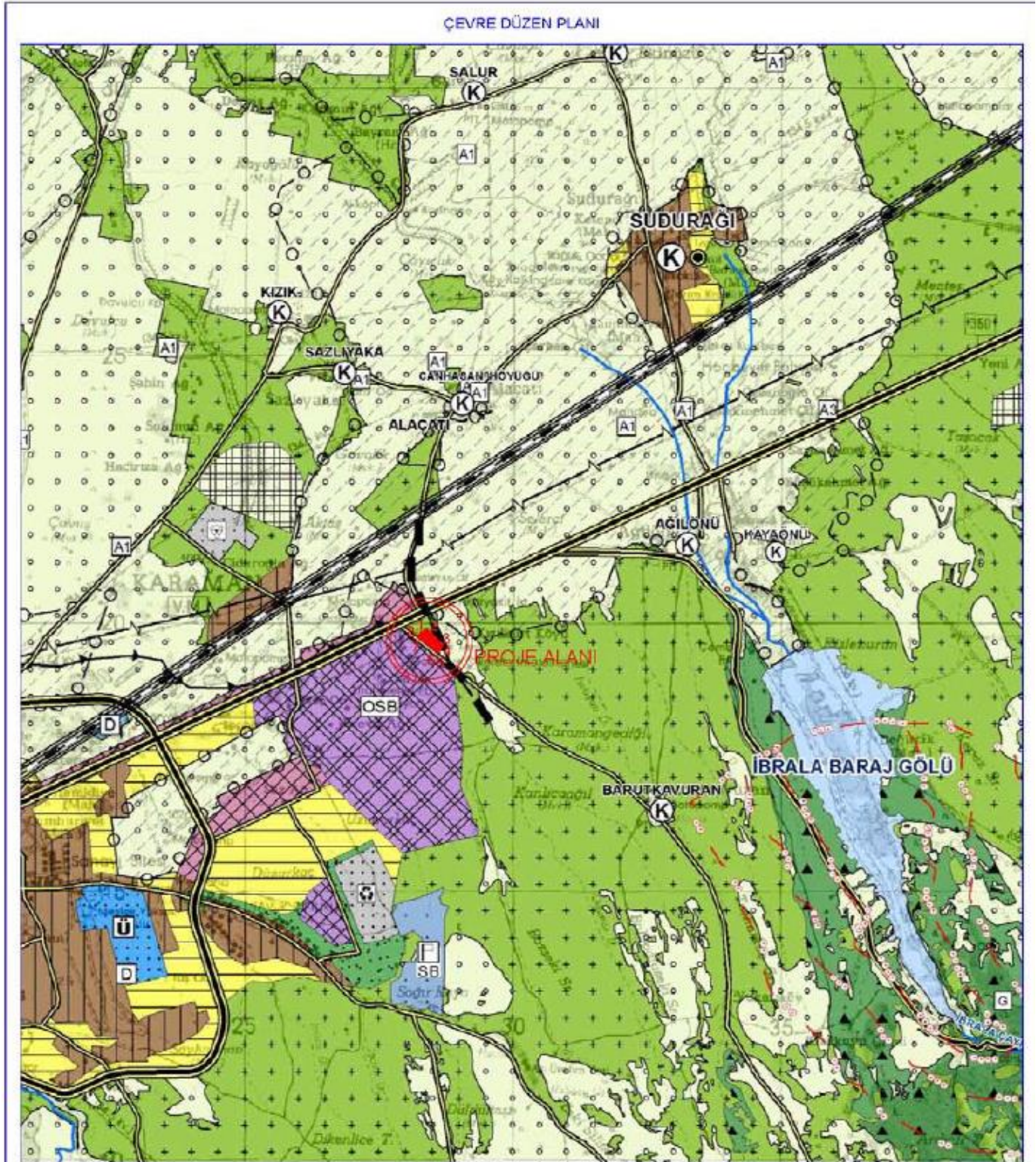
Karaman Belediyesi Güneş Enerji Santrali proje sahası, Karaman ili Merkez ilçesi Pirireis Mahallesi sınırları içerisinde yer almaktadır. Söz konusu alan, 4883 ada ve 1 parselde bulunmakta olup, 2015 yılından beri belediye mülkiyetindedir. Belediyenin araziye sahip olduğunu gösteren Tapu Senedi ekte sunulmuştur. Bu durum, projenin belediye mülkiyetinde bulunan bir arazi üzerinde gerçekleştirilmesini sağlayarak, güneş enerji santralinin yasal veya kamulaştırma ile ilgili herhangi bir sorun olmaksızın sorunsuz bir şekilde uygulanmasını ve yönetilmesini mümkün kılmaktadır.

Karaman Belediyesi Güneş Enerji Santrali Projesi için herhangi bir kamulaştırma işlemi gerekli değildir. Proje sahası, Karaman İli, Merkez İlçesi, Pirireis Mahallesi'nde 4883 ada ve 1 parselde yer almakta olup, 2015 yılından bu yana Karaman Belediyesi mülkiyetindedir. Belediyeye ait mülkiyeti doğrulayan Tapu Senedi Ek 2'de sunulmuştur.

Ayrıca, 550 metre uzunluğunda yer altından geçecek 3x150mm² AL XPLE kablolu enerji nakil hattı, mevcut yolu takip edecektir. Bu stratejik güzergâh sayesinde, enerji nakil hattı da dâhil olmak üzere proje sahası için herhangi bir kamulaştırma gerekliliği bulunmamaktadır, zira altyapı hâlihazırda mevcut olup arazi belediyeye aittir. Bu planlı yaklaşım, projenin herhangi bir yasal veya arazi edinimiyle ilgili sorun olmadan sorunsuz bir şekilde yürütülmesini sağlamaktadır. Hat, güneş enerji santralini doğrudan yerel trafo merkezine bağlayacaktır. Trafo merkezi, alt proje sahası içerisinde mevcut yol üzerinde inşa edilecektir. Alandaki ulaşım yollarında iyileştirme çalışmaları belediye tarafından gerçekleştirilecektir. Bu yol, kolay erişim sağlayacak olup trafo merkezinin işletilmesi sırasında önemli bir avantaj sunacaktır. Ayrıca, yer altı güzergâhı mevcut yol boyunca planlandığından, herhangi bir kamulaştırma gerekliliği bulunmamaktadır. Kurulum işlemleri, hassas kazı ve kablo döşeme işlemlerini içerecek olup, sonrasında bağlantı ve test işlemleri yapılacak ve güneş santralinden yerel şebekeye verimli enerji iletimi sağlanacaktır. ENH, trafo merkezi ve mevcut yola ilişkin ayrıntılı görsel Ek 5'te sunulmuştur.



Şekil 6: Proje Alanı Fotoğrafı



Şekil 7: Peyzaj Planı

3. PROJE İHTİYACI

3.1. GEREKÇE

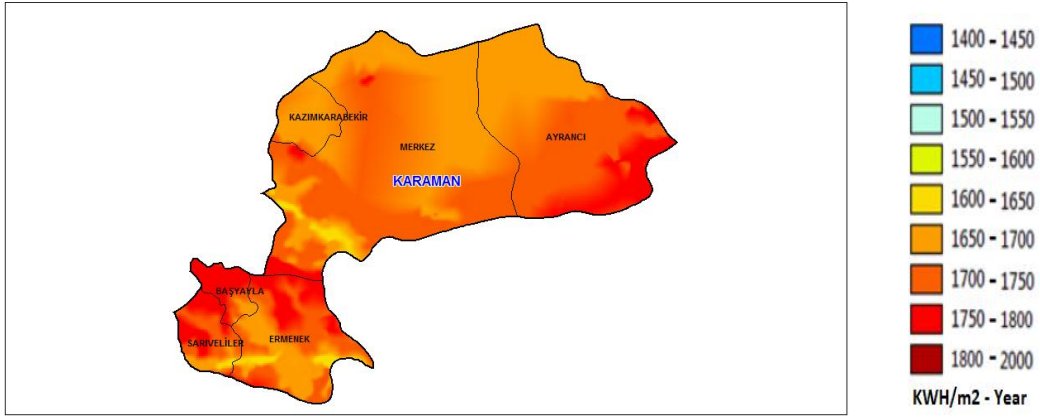
Türkiye’de artan elektrik fiyatları nedeniyle, zaten belediyeler için büyük bir yük oluşturan enerji maliyetleri her geçen gün artmaktadır. Daha ayrıntılı ifade etmek gerekirse, elektrik giderlerinin toplam bütçeye oranı; büyükşehir ilçe belediyelerinde %2-5, il belediyelerinde %5-8, ilçe belediyelerinde ise %10-15 aralığındadır. Su ve Kanalizasyon İdarelerinde bu oran %12-19 arasında değişmektedir.

TEİAŞ’ın Aralık 2023 verilerine göre, santral sayısı bakımından birincil enerji kaynağı Güneş Enerjisidir ve toplam 9.628 Güneş Enerjisi Santrali bulunmaktadır. Fotovoltaik panellerin verimliliğinin artması, üretimin yaygınlaşması ve maliyetlerin düşmesi, devlet teşvikleri, hibeler ve enerji birim fiyatlarının artması, Güneş Enerjisi Santrallerini daha cazip hâle getirmiştir. Önceki bölümde de açıklandığı üzere, Karaman ili coğrafi konumu nedeniyle güneşlenme süresi ve radyasyon şiddeti açısından oldukça elverişlidir. Kurulması planlanan 4.787,2 kWp / 4.000 kWe gücündeki Güneş Enerji Santralının yılda 8.577 MWh enerji üretmesi beklenmektedir. Daha kolay anlaşılması açısından bu enerji, yaklaşık 7.147 hanenin elektrik ihtiyacını karşılayabilecek büyüklüktedir.

Üretilen enerjinin miktarı kadar, nasıl üretildiği de önemli bir konudur. Fosil yakıtları geleneksel yöntemlerle kullanan enerji santralleri, atmosferde büyük miktarda sera gazı emisyonuna neden olmaktadır. Karbondioksit (CO₂), metan (CH₄), diazot monoksit (N₂O), hidroflorokarbonlar (HFCs) gibi gazlardan oluşan bileşikler, atmosferde ısı tutma özelliğine sahip olup, sera gazları olarak adlandırılmaktadır. İklim değişikliği küresel bir sorun haline geldikçe, yenilenebilir enerji kaynakları hem bizlerin hem de dünyamızın geleceği açısından büyük önem taşımaktadır.

3.2. PROJE LOKASYONU FOTOVOLTAİK POTANSİYELİ

Karaman ilinin güneş enerjisi potansiyel haritası Şekil 8’de verilmiştir. Karaman ilinin güney kesimlerinde yer alan Merkez İlçesi’nde minimum yıllık enerji üretim tahmini 1.700 kWh/m² - yıl olarak görülmektedir. Ayrıca, şehrin merkez kesiminde yer alan Pirireis Mahallesi’nin bazı bölümleri de yıllık enerji üretim tahmini 1.550-2.000 kWh/m² - yıl aralığında olup, ilin güneş açısından zengin bölgelerini oluşturmaktadır.



Şekil 8: Karaman İli Güneş Enerjisi Potansiyel Haritası

4. ÇEVRESEL VE SOSYAL HUSUSLAR

KAYEP, İLBANK ÇSYS'ye tabidir. Bu nedenle, DB'nin çevresel ve sosyal değerlendirme prosedürleri ile Türkiye mevzuatı ve bu ikisi arasındaki temel boşluklar ve bu boşlukların kapatılma yolları ÇSYS içinde sunulmuştur. ÇSYS kapsamında, DB'nin ÇSS'leri ile Türkiye'nin ÇED Yönetmeliği süreçleri; eleme, çevresel değerlendirme, halkın katılımı, kapsam belirleme, çevresel ve sosyal etki değerlendirmesinin incelenmesi, duyuru, izleme ve denetim başlıklarında ayrı ayrı ele alınmıştır. Türkiye'nin ÇED prosedürleri, bazı istisnalar dışında, DB'nin ÇSS'leri ile uyumludur. Temel istisnalar; proje sınıflandırması, çevresel ve sosyal değerlendirme kapsamı ve halkın katılımı konularında ortaya çıkmaktadır. Türkiye mevzuatı ile ÇSS'lerin farklılık göstermesi durumunda, proje uygulamasında daha sıkı olan hükümler esas alınacaktır.

Uluslararası Anlaşmalar ve Sözleşmeler:

Türkiye tarafından onaylanan uluslararası anlaşmalar ve sözleşmeler aşağıda listelenmiştir:

- Paris Anlaşması (2021)
- BM İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (BMİDÇS) (2004)
- Çevre ve Kalkınma Konulu Rio Bildirgesi ve Orman İlkeleri Bildirgesi (1992)
- Biyolojik Çeşitlilik Sözleşmesi (Rio Sözleşmesi) (1992)
- Dünya Kültürel ve Doğal Mirasının Korunmasına Dair Paris Sözleşmesi (1975)
- Akdeniz'in Kirlenmeye Karşı Korunması Sözleşmesi (Barselona Sözleşmesi) (1976)
- Akdeniz Deniz Çevresi ve Kıyı Bölgelerinin Korunması Sözleşmesi (Barselona Sözleşmesi) (1981)
- Avrupa'nın Yaban Hayatı ve Yaşama Ortamlarını Koruma Sözleşmesi (Bern Sözleşmesi) (1982)
- Ozon Tabakasının Korunmasına Dair Viyana Sözleşmesi (1988)
- Ozon Tabakasını İncelten Maddelere Dair Montreal Protokolü (1990)
- Özellikle Su Kuşları Yaşam Alanı Olarak Önem Taşıyan Sulak Alanlara İlişkin Sözleşme (1994)
- Nesli Tehlike Altında Olan Yabani Hayvan ve Bitki Türlerinin Uluslararası Ticaretine İlişkin Sözleşme (1996)
- Çölleşme ile Mücadele Sözleşmesi (1998)
- Sınır Aşan Sanayi Kazalarının Etkileri Konulu BM Avrupa Ekonomik Komisyonu Sözleşmesi (2000)

- Çevresel Konularda Bilgiye Erişim, Karar Alma Sürecine Halkın Katılımı ve Yargıya Başvuru Sözleşmesi (Aarhus Sözleşmesi) (2001)
- Kalıcı Organik Kirleticiler Sözleşmesi (Stockholm Sözleşmesi) (2010)
- Göçmen Türlerin Korunması Sözleşmesi (Bonn Sözleşmesi) (1972)
- Ayrıcalıklı Koruma Alanları ve Biyolojik Çeşitliliğe İlişkin Akdeniz Protokolü (1988) ve ilgili protokoller
- Uluslararası Çalışma Örgütü (ILO) Zorla Çalıştırma Sözleşmesi (1930)
- Örgütlenme Özgürlüğü ve Sendika Kurma Hakkının Korunmasına İlişkin ILO Sözleşmesi (1948)
- Sendikalaşma ve Toplu Pazarlık Hakkı Sözleşmesi (1949)
- Eşit Ücret Sözleşmesi (1951)
- Zorla Çalıştırmanın Kaldırılması Sözleşmesi (1957)
- Ayrımcılık (İstihdam ve Meslek) Sözleşmesi (1958)
- Çocuk İşçiliğinin En Kötü Biçimlerinin Yasaklanması Sözleşmesi (1999)

Proje, hem ulusal mevzuata hem de uluslararası standartlara uygun olacaktır. Uyuşmazlık durumunda, en sıkı olan gereklilik karşılanacaktır. Ayrıca, güncel mevzuat takip edilecektir.

İLBANK, 24 Aralık 2023 tarihinde yürürlüğe giren bir Çevresel ve Sosyal Yönetim Sistemi (ÇSYS) oluşturmuştur. Bu sistemin amacı, Uluslararası Finans Kuruluşları (UFK) tarafından finanse edilen proje ve alt projelerde çevresel ve sosyal (Ç&S) risk ve etkilerin sistematik olarak tanımlanmasını, değerlendirilmesini, yönetilmesini, izlenmesini ve raporlanmasını sağlamaktır. Bu süreç, Türkiye'nin taraf olduğu ulusal mevzuat, uluslararası anlaşma ve sözleşmeler ile kredi veren UFK'lerin (KAYEP için Dünya Bankası) Ç&S standartlarına uygun olarak, kredi süresince sürekli olarak uygulanmalıdır. ÇSYS'nin önemli bir unsuru olarak, İLBANK tüm UFK finansmanlı proje ve alt projelerine uygulanacak bir Ç&S Politikasını benimsemiş ve yayımlamıştır.

İLBANK'ın ÇSYS'si ve Dünya Bankası'nın Çevresel ve Sosyal Çerçevesi (ÇSC) kapsamında, projeler potansiyel risk ve etkilerin türü, konumu, hassasiyeti ve ölçeği; potansiyel Ç&S risk ve etkilerin niteliği ve büyüklüğü; Borçlunun kapasite ve taahhüdü ve istem dışı etkilerle sonuçlanabilecek diğer risk alanları dikkate alınarak Yüksek Riskli, Önemli Riskli, Orta Riskli veya Düşük Riskli olarak sınıflandırılır.

Proje, Dünya Bankası'nın DB/ÇSC (2018) ve İLBANK ÇSYS'si ile Dünya Bankası'nın Çevre, Sağlık ve Güvenlik Kılavuzları'na (ÇSGK) uygun olacaktır. Aşağıda ilgili ÇSGK'lar listelenmiştir:

- Dünya Bankası Grubu (DBG) Genel Çevre, Sağlık ve Güvenlik Kılavuzları,
- DBG Su ve Kanalizasyon ÇSG Kılavuzu,
- DBG Atık Yönetimi ÇSG Kılavuzu,
- DBG Elektrik Enerjisi İletim ve Dağıtım ÇSG Kılavuzu..

Projenin Çevresel ve Sosyal Etkileri

Bu bölümde, önerilen projenin Çevresel Etki Değerlendirme (ÇED) Yönetmeliği'ne göre durumu açıklanmakta olup, çevresel ve sosyal riskleri ve etkileri özetlenmektedir.

Güncel ÇED Yönetmeliği, 29 Temmuz 2022 tarihli ve 31907 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiş ve 25 Kasım 2014 tarihli ve 29186 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan 2014 tarihli ÇED Yönetmeliği'nin yerini almıştır. Bu proje için ÇED süreci 2020 yılı Ocak ayında, 2014 tarihli ÇED Yönetmeliği'ne uygun olarak tamamlanmış olup, projeye 2020 Yönetmeliği uyarınca geçerli bir "ÇED Gerekli Değildir" belgesi verilmiştir; bu belge ekte sunulmuştur.

Risk Sınıflandırması

Bu alt proje KAYEP kapsamına girmekte olup, 2023 tarihli İLBANK ÇSYS'ye tabidir. Alt projenin risk kategorisi, İLBANK tarafından risk taraması ile belirlenecektir. Karaman GES Alt Projesi'nin Çevresel ve Sosyal risk sınıflandırması belirlendikten sonra, ÇSYP (Çevresel ve Sosyal Yönetim Planı), PKP (Paydaş Katılım Planı) gibi gerekli Ç&S belgeleri üzerinde mutabık kalınacaktır. Gerekli Ç&S belgeleri ve çalışmalar, ilgili ÇSS'lere uygun olarak İLBANK ve/veya alt borçlu kuruluşlar (Karaman Belediyesi) tarafından görevlendirilecek yetkin ve deneyimli uzmanlarca alt proje düzeyinde hazırlanacaktır.

4.1.1. PAYDAŞ KATILIMI VE BİLGİLENDİRME

Projenin geliştirilmesi ve karar alma süreçlerinde, yerel halk ve STK'lardan görüş ve bilgi almak amacıyla herhangi bir toplantı düzenlenmemiştir. Ancak, proje kapsamında gerekli olan tüm konsültasyon faaliyetleri, projenin hazırlık, inşaat ve işletme aşamalarında yürütülecektir.

Ayrıca, ÇSS10: Paydaş Katılımı ve Bilgi Paylaşımı'na göre, Karaman Belediyesi proje süresince, projeden etkilenen taraflar ve diğer ilgili taraflarla ilgilenmeye ve onlara bilgi vermeye devam edecektir. Bu bilgilendirme, paydaşların ilgilerine ve projenin potansiyel çevresel ve sosyal risk ve etkilerine uygun şekilde yürütülecektir. Operasyonların başlamasından önce ya da şikayet mekanizması ve konsültasyon süreci ile belirlenen özel hususlar gibi proje döngüsünün önemli aşamalarında ek bilgilendirme yapılması gerekebilir. Projede artan risk ve etkilerle sonuçlanan önemli değişiklikler olması durumunda, özellikle projeden etkilenen taraflar bilgilendirilecek ve etki azaltma stratejileri hakkında konsültasyon gerçekleştirilecektir. Paydaşlardan alınan sürekli geri bildirimler, risk ve etkilerin izlenmesi ile etki azaltma stratejilerinin etkinliğinin değerlendirilmesi açısından değerlidir. Konsültasyonlar, etki azaltma önlemlerinin yerine getirilip getirilmediğini değerlendirmek, ortaya çıkan sorunları belirlemek ve uygun eylemleri tespit etmek için bir araç olarak kullanılacaktır.

5. MESLEKİ SAĞLIK VE GÜVENLİK EYLEM PLANI

5.1. MEVZUAT ÇERÇEVESİ

- Çalışmalara başlanmadan önce proje ve saha özelinde bir risk değerlendirme belgesinin hazırlanması gerekmektedir.
- Düzenli Saha Denetimleri: Yere monte güneş enerji santrali sahasında düzenli denetimler gerçekleştirilerek olası mesleki sağlık ve güvenlik tehlikeleri belirlenmelidir. Denetimler, tüm kurulum alanını ve ilgili tesisler ile erişim noktalarını kapsamalıdır.

- Tehlike Belirleme ve Risk Değerlendirmesi: Çalışanların sağlığı ve güvenliği açısından potansiyel riskleri değerlendirmek için kapsamlı tehlike belirleme ve risk değerlendirmeleri yapılmalıdır. Bu değerlendirmeler, elektriksel tehlikeler, el ile taşıma, makine kullanımı ve yere monte güneş kurulumlarına özgü diğer ilgili unsurları kapsamalıdır.
- Eğitim ve Bilgilendirme: Yere monte güneş projesinde görevli tüm personele mesleki sağlık ve güvenlik protokolleri ve prosedürlerine ilişkin yeterli eğitim ve bilgilendirme sağlanmalıdır. Bu eğitimler, güvenli çalışma uygulamaları, acil durum prosedürleri ve kişisel koruyucu donanımların (KKD) doğru kullanımı gibi konuları içermelidir.
- Acil Durum Müdahale Planlaması: Elektrik çarpması, ekipman arızaları veya diğer acil durumlara müdahale prosedürlerini içeren, yere monte güneş kurulumlarına özgü acil durum planları geliştirilip uygulanmalıdır. Tüm çalışanların bu prosedürleri bilmesi sağlanmalı ve etkinliklerini test etmek amacıyla düzenli tatbikatlar yapılmalıdır.
- Olay Bildirimi ve Soruşturması: Mesleki sağlık ve güvenlik olaylarının veya ramak kala durumlarının bildirilmesi ve soruşturulması için açık prosedürler oluşturulmalıdır. Çalışanların olayları gecikmeksizin bildirmeleri teşvik edilmeli, olayların kök nedenlerini belirlemek ve tekrarlanmalarını önlemek için düzeltici eylemler uygulanmalıdır.
- Sürekli İzleme ve Değerlendirme: Yere monte güneş enerji santralinde uygulanan mesleki sağlık ve güvenlik önlemlerinin etkinliği sürekli olarak izlenmeli ve değerlendirilmelidir. Olay oranları, ramak kala olaylar ve güvenlik prosedürlerine uyum gibi temel performans göstergeleri takip edilerek iyileştirme alanları belirlenmelidir.
- Belgelendirme ve Raporlama: Denetimler, risk değerlendirmeleri, eğitim oturumları, olay raporları ve alınan düzeltici eylemler dâhil olmak üzere tüm mesleki sağlık ve güvenlik faaliyetlerine ilişkin ayrıntılı kayıtlar tutulmalıdır. İSG performansı ve eğilimlerini özetleyen düzenli raporlar hazırlanarak yönetim gözden geçirmesi ve mevzuata uyum sağlanmalıdır.
- Çalışan Katılımı ve Görüş Bildirimi: Çalışanların karar alma süreçlerine, tehlike belirlemeye ve güvenlik girişimlerine etkin katılımı teşvik edilerek İSG konularında istişare ve katılım kültürü desteklenmelidir. Çalışanların sağlık ve güvenlik konularında endişe veya önerilerini iletebilecekleri açık iletişim kanalları teşvik edilmelidir.
- Güçlü bir İSG izleme ve raporlama uygulamasıyla yere monte güneş enerji santrali projeleri, mesleki sağlık ve güvenlik risklerini etkin şekilde yönetebilir, mevzuata uygunluğu sağlayabilir ve sistemin kurulum ve işletmesinde görevli çalışanların refahını koruyabilir..

6. PROJENİN UYGULANMASI

6.1. ZAMAN ÇİZELGESİ

Sözleşme ve inşaat aşamalarını kapsayan dönemin uygulama takvimi aşağıdaki Tablo 5'da sunulmuştur. Sahada yapılan incelemelere göre, sondaj işlemi gerekmemekte olup çelik konstrüksiyon ayakların kurulumu için çakma yöntemi kullanılacaktır.

İhale süreci dâhil projenin toplam süresi 12 ay olarak öngörülmektedir.

Tablo 5: Karaman Yenilenebilir Enerji Projesi Öngörülen Süresi

Uygulama	Proje Yönetimi	1. Ay	2. Ay	3. Ay	4. Ay	5. Ay	6. Ay	7. Ay	8. Ay	9. Ay	10. Ay	11. Ay	12. Ay
Sözleşme İmzalama	EPC Seçimi												
Sözleşme İmzalama	Sözleşme Süreci												
Sözleşme İmzalama	Tedarik Süreci												
Sözleşme İmzalama	Kurulum												
Sözleşme İmzalama	Devreye Alma												
Sözleşme İmzalama	Geçici Kabul Sertifikası												
Sözleşme İmzalama	Sistem İşletmede												

6.2. SATIN ALMA VE TEDARİK PLANI

4.787,2 kWp ve 4.000 kWe kapasiteye sahip Karaman Belediyesi Güneş Enerji Santrali projesine yönelik satın alma planı, bu iddialı yenilenebilir enerji girişiminin hem inşaat hem de işletme aşamaları için gerekli olan temel bileşenlerin temin stratejisini ayrıntılı olarak ortaya koymaktadır. Bu kapsamlı plan, Karaman'ın bol güneşlenme potansiyelinden faydalanacak yüksek verimli FV modüllerinin tedariki için rekabetçi bir ihale süreci başlatılmasını, şebeke gereksinimlerine ve modüllerle uyuma öncelik verilerek invertörlerin seçimini kapsamaktadır. Ayrıca, proje tasarım gereklerine uygun dayanıklı ve hava koşullarına dayanıklı çelik konstrüksiyonların sağlanmasına yönelik tedarikçiler belirlenmektedir.

Kablolar ve elektrik panoları için belirlenen tedarik stratejisi, güvenlik standartları, güçlü yalıtım özellikleri ve santralin operasyonel gereksinimlerini karşılayabilecek taşıma kapasitesine odaklanmaktadır.

Ayrıca, şebeke altyapısı konusunda uzmanlaşmış yüklenici veya tedarikçilerle iş birliği yapılması hedeflenmektedir. Bu seçim sürecinde teknik yeterlilik, güvenilirlik ve standartlara uygunluk ön planda tutulmaktadır. Bu kuruluşlar, enerji nakil hattı ve trafo merkezinin tedarik ve kurulumunda kritik rol oynayacak olup, proje zaman çizelgesine uygun şekilde çalışmalarını büyük önem taşımaktadır. Bu ayrıntılı ve kapsamlı satın alma stratejisi, Karaman'daki güneş enerji santralinin başarılı bir şekilde kurulması, etkin işletilmesi ve uzun vadeli sürdürülebilirliği için gerekli olan yüksek kaliteli malzeme ve altyapıların temininde kararlılığı ortaya koymaktadır. Ayrıca, sahada çalışmalara kısmi olarak başlanması durumunda ekipmanların sahada hazır bulundurulması sağlanmalıdır.

6.3. PROJE YÖNETİMİ VE DENETİM

Projenin uygulanması, ihale aşaması sonucunda yükleniciye devredilecek olup, Belediye yüklenicinin faaliyetlerini şartname ve projeye uygunluk açısından denetleyecektir.

Projenin yönetimi ve uygulanması, titizlikle yürütülecek bir ihale süreci sonucunda seçilecek yükleniciye bırakılacak; Karaman Belediyesi ise, yüklenicinin proje gerekliliklerine ve faaliyetlerine uygunluğunu denetleme görevini üstlenecektir. Proje süresince kalite kontrol önlemlerinin sıkı şekilde uygulanmasını temin etmek için Belediye, imalat öncesi ve sonrası aşamalarda üçüncü taraf

bir danışmanlık firması ile çalışacaktır. Bu firma; malzeme imalat süreçleri ile yerinde denetimleri kapsayan kapsamlı kontroller gerçekleştirecek, Belediyeye teknik şartname hazırlama, ihale süreci ve İşletme ve Bakım (İ&B) dönemi boyunca sürekli destek sağlama konusunda katkı sunacaktır.

Tarafsızlığın sağlanması ve olası çıkar çatışmalarının önlenmesi amacıyla, bu danışmanlık firmasının seçimi projeyi finanse eden Uluslararası Finans Kuruluşu (UFK) tarafından denetlenecektir. Bu sayede, uluslararası standartlara uygun, tarafsız bir seçim süreci garanti altına alınacaktır.

Projenin genel koordinasyonu ve denetimi, İLBANK Uluslararası İlişkiler Dairesi ile Karaman Belediyesi tarafından ortaklaşa kurulan Proje Yönetim Birimi (PYB) tarafından yürütülecektir. Ayrıca, UFK ya da yetkilendirdiği banka, projenin herhangi bir aşamasında denetim yapma hakkını saklı tutmaktadır. Bu çok katmanlı yaklaşım; güçlü denetim, kalite güvencesi ve proje şartnamelerine uyumu temin ederek hesap verebilirliği ve en iyi proje çıktılarının elde edilmesini sağlamaktadır.

Genel süreç, İLBANK Uluslararası İlişkiler Dairesi ve Karaman Belediyesi tarafından oluşturulan Proje Yönetim Birimi (PYB) tarafından yönetilecek ve kontrol edilecektir. UFK veya Banka, projenin uygulanması süresince her aşamada denetim gerçekleştirme hakkına sahiptir.

6.4. YATIRIM PLANI

Türkiye’de mevcut durumda güneş paneli fiyatları ortalama olarak 0,20 €/Wp seviyesindedir. Bu değer bu kadar düşük olmasının nedeni, panel ve invertör arzının talepten fazla olmasıdır. Santralin toplam tahmini maliyeti Tablo 6’da verilmiş olup, kesin yatırım maliyeti EPC ihalesi sonucunda belirlenecektir.

Etüt, proje, mühendislik, lisans, arazi düzeltme, inşaat ve yardımcı yapılar, sigorta, nakliye ve devreye alma gibi kalemler gider olarak hesaplanmış ve güneş santrali için sabit sermaye yatırımı (CAPEX) belirlenmiştir. Tahmini maliyet dağılımı genellikle daha küçük projelerle benzer yapıdadır, ancak ölçeklendirilmiştir. Proje hazırlık ve tasarım maliyetleri, izinler, lisanslar ve danışmanlık ücretlerini kapsayacak şekilde toplam maliyetin %5-10’unu oluşturabilir. Ekipman ve malzeme maliyetleri (güneş panelleri, invertörler ve elektrik bileşenleri dâhil) toplam maliyetin %45-50’sini oluşturacak olup, ölçek ekonomilerinden faydalanacaktır. İnşaat ve kurulum maliyetleri (saha hazırlığı, işçilik ve taşıma gibi) yaklaşık %30-35’tir. İşletme ve bakım maliyetleri (onarım, temizlik ve izleme gibi) %5-10 arasında değişmektedir. Şebeke bağlantı maliyetleri altyapı gereksinimlerine bağlı olarak genellikle %5-10 aralığında olup, vergiler, yasal harcamalar ve eğitim gibi diğer maliyetler %5 civarındadır.

Tablo 6: Santral Detayları (Denetim, Beklenmeyen Giderler ve KDV Dahil)

Kurum	Kurulu Güç (kWp)	Bağlantı Gücü (kWe)	Sabit Yatırım Maliyeti (EUR)
Karaman Belediyesi	4787,2	4000	4.404.224,00

6.5. LOJİSTİK PLANI

Karaman Güneş Enerji Santrali Projesi, Karaman ilinde yer alan ve sürdürülebilir elektrik üretimini amaçlayan bir güneş enerjisi girişimidir. Proje sahası kolay erişilebilir bir konumda yer almakta olup, lojistik plan; güneş enerji santralinin inşası için gerekli olan malzeme ve ekipmanların etkin bir şekilde teslimini sağlamak üzere yapılandırılmıştır.

Malzeme Teslimatı:

- Proje sahası, her tür malzeme teslimatı için uygundur ve büyük hacimli malzeme taşınması veya özel araçlara ihtiyaç bulunmamaktadır.
- FV paneller, çelik yapılar, kablolar, invertörler, trafolar ve diğer proje malzemelerinin taşınmasında standart treylerler kullanılacaktır.
- Dikey ve yatay yükleme-boşaltma işlemleri için bobcat forkliftlerle yükleme-boşaltma olanakları sağlanacaktır.
- Saha işleri için ekskavatörler, JCB'ler, çakma makineleri ile beton döküm araçları ve beton mikserleri kullanılacaktır.
- Proje sahasına ulaşımı sağlayan yol altyapısı, gerekli tüm makinelere uygundur..

Malzeme Miktarı ve Teslimatı:

Tablo 7: Lojistik Kalemi ve Taşıma Miktarı

Lojistik Kalemi	Taşıma Miktarı
FV Paneller	• FV paneller için yaklaşık 16 treyler gereklidir.
Çelik Yapı	• Çelik yapı için 8 treyler gereklidir.
Mal, Malzeme ve Ekipmanlar	• Kablolar, invertörler, trafolar ve diğer proje malzemeleri için yaklaşık 10 treyler kullanılacaktır.

- Teslimat takvimi, inşaat süresince malzeme akışının sorunsuz bir şekilde sağlanması amacıyla koordine edilecektir..

Güvenlik ve Uyum:

- Proje boyunca güvenlik yönetmeliklerine ve kılavuzlara sıkı şekilde uyulacaktır.
- Tüm taşıma araçları ve makinelerin güvenli çalışmasını sağlamak için düzenli bakım ve denetimler gerçekleştirilecektir.
- Yerel trafik ve çevre mevzuatına uyum öncelikli olacaktır.

İletişim ve Koordinasyon:

- Görevlendirilen özel bir lojistik ekibi, malzeme teslimatlarını koordine etmekten, sahadaki taşımayı yönetmekten ve inşaat planının zamanında uygulanmasını sağlamaktan sorumlu olacaktır.

- Karaman Güneş Enerji Santrali Projesi'ne ilişkin lojistik plan; malzeme teslimat sürecini kolaylaştırmayı, saha operasyonlarını optimize etmeyi ve santralin etkin bir şekilde inşasını sağlamayı hedeflemektedir..

Güvenlik, mevzuata uygunluk ve etkili iletişime odaklanan proje, belirtilen zaman çizelgesinde hedeflerine ulaşmayı amaçlamaktadır.

7. GERİ DÖNÜŞÜM PLANI

7.1. ATIK KRİSTAL SİLİKON FOTOVOLTAİK MODÜLLERİN BERTARAFI

Günümüzde kullanılan kristal silikon (c-Si) paneller; %76 cam, %10 polimer, %8 alüminyum, %5 silikon, %1 bakır ve %0,1'in altında gümüş ve diğer malzemelerden oluşmaktadır. Dünya genelinde kullanılan panellerin üçte ikisi kristal silikondan olup, bu panellerin %90'ından fazlası cam, polimer ve alüminyumdan oluştuğu için genellikle zararsız olarak sınıflandırılmaktadır. Ancak, gümüş, kurşun ve kalay gibi geri dönüştürülmesi daha zor olan ve zararlı etki oluşturabilecek malzemeler toplam ağırlığın %4'ünü oluşturmakta olup, özel geri dönüşüm yöntemleri gerektirmektedir.

Atık yönetimi yaklaşımları üç ana kategoride incelenmektedir::

1. **Gönüllü Yaklaşım:** Üreticiler, talep edilmesi durumunda panelleri geri dönüştürmek üzere gönüllü olarak geri alabilir. Bu süreç doğrudan (kendi geri dönüşüm sistemleri kullanılarak) veya dolaylı (başka yöntemler ile) gerçekleştirilebilir.
2. **Kamu ve Özel Sektör Yaklaşımı:** Avrupa'da üreticileri destekleyen ve panel geri dönüşümünü kolaylaştıran PV CYCLE gibi organizasyonlar faaliyet göstermektedir.
3. **Düzenleyici Yaklaşım:** Güneş panellerinin yaşam döngüsü yönetimi, devletler tarafından geliştirilen düzenlemeler ile kontrol altına alınmaktadır. Avrupa'daki Atık Elektrikli ve Elektronik Ekipmanlar (AEEE) direktifi bu kapsamdadır.

Bu yaklaşımlar, geri dönüşümün kolaylaştırılması ve zararlı malzemelerin çevresel etkilerinin azaltılması amacıyla geliştirilmektedir.

7.2. PROJE EKİPMANLARI/MALZEMELERİNİN GERİ DÖNÜŞÜMÜ

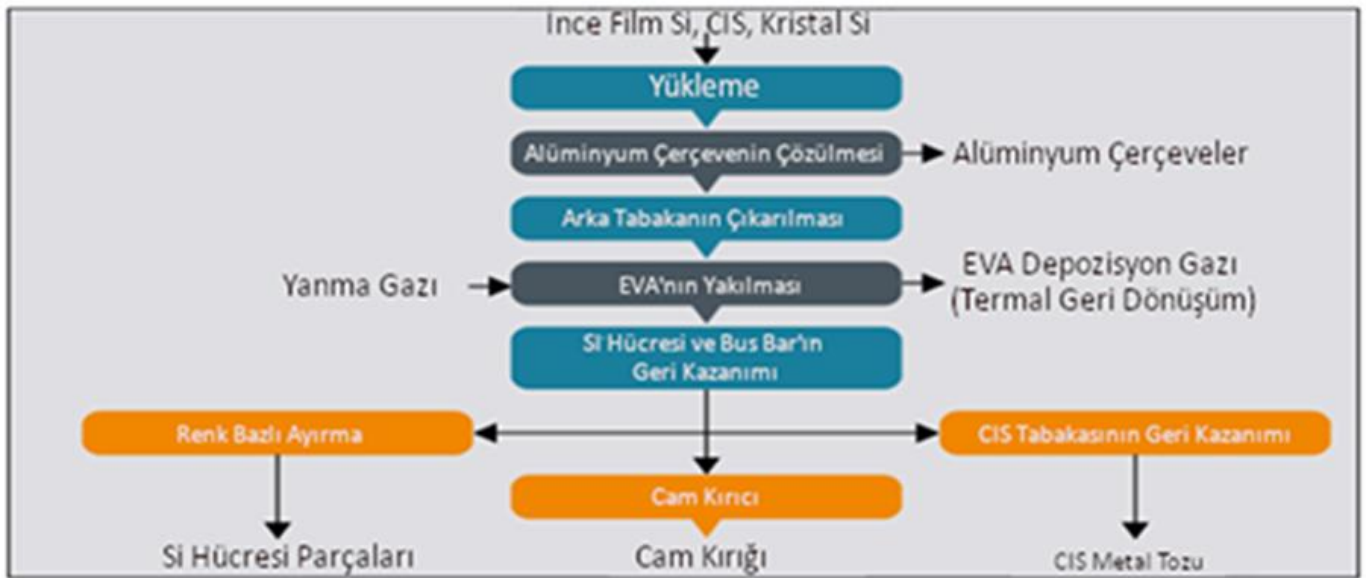
Kristal Silikon Güneş Panelinin Geri Dönüşümü

Deneyssel olarak, konveyör bantlı fırın ve akışkan yataklı reaktörle uygulanan piroliz yöntemleri ile camın %100'ü ve silikonun %80'i geri kazanılmıştır. Trikloroetilenin 80°C'de 10 gün boyunca kullanılması ve mekanik basınç uygulanmasıyla, EVA tabakasının hücreye sızması önlenmiş ve %100 silikon geri kazanımı sağlanmıştır. Panellerde kullanılan PET esaslı arka tabakalar 80°C'de 1-2 saat içinde ayrışabilirken, PVF esaslı arka tabakalar 5-8 saat gerektirmektedir. Bazı durumlarda EVA tabakasının PET veya PVF arka tabakalardan ayrılması çok katmanlı yapılarla gerçekleştirilebilmektedir. Wang ve ark. tarafından 2011 yılında yapılan bir çalışmada, kimyasal ve termal işlemlerle camın doğrudan yeniden kullanımı sağlanmış, %62 oranında silikon ve %85 oranında bakır geri kazanılmıştır. Bu çalışmada, 30 dakika boyunca 330°C ve 120 dakika boyunca 400°C sıcaklıklarda yakma işlemi uygulanmıştır. Silikon, gümüş ve alüminyumun geri kazanımında HCl, H₂O₂, H₂O, hidroflorik asit ve NaOH gibi kimyasallar

kullanılmıştır. Alüminyum geri kazanımı için 90°C'de 4 saatlik H₂SO₄ uygulaması etkili olurken, HNO₃ gümüşün geri kazanılmasını sağlamaktadır. Granata ve ark. (2014), polikristalin ve amorf silikon panellerde yaklaşık %85 oranında kütle geri kazanımı gözlemlemiş olup, bu yöntem CdTe panelleri için de kullanılmıştır.

Yaygın şekilde kullanılan bir diğer geri dönüşüm yöntemi, Deutsche Solar sürecidir. Bu yöntemde plastik parçalar 600°C'de yakılarak silikon serbest bırakılmakta ve ardından asit işlemiyle geri kazanılmaktadır. Bu yöntem, %98 silikon ve %100 cam geri kazanımı sağlaması nedeniyle oldukça verimli kabul edilmektedir.

Yüksek geri kazanım verimliliği nedeniyle, bu projenin geri dönüşüm faaliyetlerinde Deutsche Solar süreci özel olarak tercih edilmiştir. Bu yöntem, plastik parçaların 600°C'de yakılması ve ardından asit işlemiyle silikon gofretlerin geri kazanılmasını içermektedir. Etkinliğiyle bilinen bu yöntem, %98 oranında silikon ve %100 oranında camın geri kazanılmasına olanak tanımakta olup, güneş paneli geri dönüşümünde tercih edilen bir yöntemdir. Her ne kadar bu yöntem bazı bölgelerde yaygın olarak kullanılsa da, Türkiye'de uygulanabilirliği değişkenlik gösterebilir. Ancak, yenilenebilir enerji ve sürdürülebilirlik hedeflerine odaklanan ülkelerde küresel olarak başarıyla uygulanmaktadır. Deutsche Solar süreci, atıkları en aza indirmeye ve kaynak geri kazanımını maksimize etmeye yönelik etkin ve çevre dostu yaklaşımı nedeniyle değerli bulunmakta olup, Türkiye'de veya benzer çevresel düzenlemelere ve sürdürülebilir kalkınma hedeflerine sahip ülkelerde uygulanması olasıdır.



Şekil 9: Japon şirketi tarafından kullanılan süreç (Weckend ve ark. 2016)

Güneş paneli geri dönüşümünde uzmanlaşmış bazı uluslararası şirketler şunlardır:

- First Solar: Güneş paneli üretimi ve geri dönüşümünde lider bir şirkettir. Güneş panellerinin geri dönüşüm sürecini yönetmek üzere kapsamlı bir program yürütmektedir.
- Veolia: Küresel çevre hizmetleri sunan bir şirkettir. Güneş paneli geri dönüşümünde uzmanlaşmıştır ve yenilenebilir enerji sektöründe sürdürülebilir uygulamaları teşvik etmektedir.

- Recycle PV: Güneş paneli geri dönüşümüne odaklanmış bir şirkettir. Güneş panellerinin atık yönetimi ve geri dönüşümüne yönelik çeşitli hizmetler sunmaktadır.
- Reclaim PV Recycling: Avustralya merkezli bir şirket olup, dünya genelinde güneş paneli geri dönüşüm hizmetleri sunmaktadır. Güvenli ve çevre dostu geri dönüşüm için çeşitli teknolojiler kullanmaktadır.
- SolarCycle: ABD'de faaliyet gösteren ve güneş paneli geri dönüşümüne odaklanan bir şirkettir. Güneş panellerinin toplanması, taşınması, sökülmesi ve geri dönüştürülmesi için çözümler sunmaktadır..

Bu şirketler, güneş panellerinin güvenli ve çevre dostu şekilde geri dönüştürülmesinde uzman olup, küresel güneş enerjisi sektöründe önemli rol oynamaktadır.

7.3. TEHLİKELİ ATIKLAR

Güneş panelleri çevre açısından faydalı olmakla birlikte, yaşam döngüleri boyunca özellikle kurulum, işletme ve söküm aşamalarında tehlikeli atık oluşturabilmektedir. Başlıca tehlikeli maddeler arasında bazı fotovoltaiik hücrelerde bulunan kadmiyum, kurşun ve diğer toksik metaller ile bakım faaliyetleri sırasında meydana gelebilecek kimyasal döküntü riski yer almaktadır. Bu proje kapsamında bu riskleri azaltmak amacıyla kapsamlı bir atık yönetim planı uygulanacaktır.

Proje süresince oluşacak tehlikeli atıklar, çevre mevzuatına uygun şekilde güvenli ve belirlenmiş alanlarda depolanacaktır. Bu depolama alanları, sızıntı, dökülme veya kirlenmeyi önlemek amacıyla geçirimsiz zemin, uygun etiketleme ve sınırlı erişim gibi güvenlik önlemleriyle donatılacaktır.

Bertaraf sürecinde, tüm tehlikeli atıklar, bu tür malzemeleri sorumlu bir şekilde işleme ve bertaraf etme yetkinliğine sahip sertifikalı tesislere taşınacaktır. Bu, toksik maddelerin güvenli işlenmesi, geri dönüştürülmesi veya bertarafı için sıkı kılavuzlara uyan lisanslı tehlikeli atık bertaraf hizmetlerinin kullanılmasını kapsar. İlgili tüm düzenlemelere uyumu sağlamak üzere düzenli denetimler ve incelemeler yapılacaktır; böylece çevreye veya halk sağlığına yönelik olası etkiler en aza indirilecektir.

8. FİNANSAL ANALİZ

8.1. Finansman Kaynakları ve Finansman Planı

Tüm proje yatırımları Dünya Bankası kredisi ile finanse edilecektir. Kredi kullanımının proje yatırımlarıyla paralel şekilde yıllara göre dağılımı aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 8: İLBANK-DB Kredisinin Yıllara Göre Kullanımı (KDV dâhil)

Kredi Kullanımı EUR	TOPLAM	2025
Güneş Enerji Santrali Projesi	4.404.224,00	4.404.224,00

Dünya Bankası kredisinin şartları aşağıda sunulmuştur:



Koşullar	Değer
Kredi Adı	WB Pumrep
Dünya Bankası Faiz Oranı (yıllık) (VSL)	Euribor 6M (3.06%) + 0,61%
İLBANK Faiz Oranı (yıllık)	0,50%
Ön Komisyon (kredi tutarı üzerinden)	0,25%
Garanti Ücreti (kredi tutarı üzerinden)	0,10%
Taahhüt Ücreti (kullanılmamış kredi tutarı üzerinden)	0,25%
Vade	16 Yıl (13 Yıl + 3 Yıl Geri Ödemesiz Dönem)

Şekil 10: DB Kredi Koşulları

Kredi geri ödeme süresi 13 yıl, kredi geri ödemesiz dönem 3 yıl olup toplam kredi geri ödeme süresi 16 yıldır. Faiz oranı EURIBOR 6M + %0,61'tir (%0,61 + %3,06 + %0,50 = %4,17). İLBANK'ın faiz oranı %0,5'tir.

Krediyeye ilişkin tek seferlik ödeme maliyetleri aşağıdaki tabloda verilmiştir

Tablo 9: Krediyeye İlişkin Tek Seferlik Ödeme Maliyetleri

Tek Seferlik Ödemeler	Tutar
Tek Seferlik Ödemeler	Tutar
Ön Komisyon (Kredi Tutarı Üzerinden %0,25)	EUR 11.010,56
Teminat Ücreti (Kredi Tutarı Üzerinden %0,10)	EUR 4.404,22
Toplam Ödeme	EUR 15.414,78

Özkaynak Senaryosu:

Bu senaryo, projenin tamamen özkaynaklarla finanse edildiğini varsayar; yani gerekli fonların doğrudan yatırımcılar veya sahipler tarafından temin edildiği bir durumdur. Bu durumda:

- Proje maliyeti yalnızca inşaat ve işletme için gereken doğrudan yatırımları içerir.
- Geri ödeme süresi ve finansal getiri genellikle daha yüksektir çünkü kredi faizi veya geri ödeme yükümlülüğü yoktur.
- Dış finansmandan kaçınılması halinde projenin potansiyel kârlılığı net olarak ortaya konur..

Kredi Senaryosu:

Bu senaryo, projenin kredi veya finansman kolaylıklarıyla finanse edildiğini varsayar. Temel noktalar:

- Proje maliyeti sabit yatırım maliyeti ile krediyeye ait faiz ve ücretleri içerir.
- Faiz oranı, vade ve geri ödemesiz dönem gibi kredi geri ödeme koşulları nakit akışını önemli ölçüde etkiler.

- Faiz ve geri ödeme yükü nedeniyle finansal getiri özkaynak senaryosuna göre daha düşüktür; ancak dış finansman sayesinde yatırımcıların likiditesi korunur..

8.2. Finansal Analiz

Güneş Enerji Santralinde yılda 8.577 MWh enerji üretileceği ve ilk yıl için Belediyeyi EUR 708.606,21 tutarında enerji giderinden kurtaracağı tahmin edilmektedir.

B.L. Electricity Markets & Policy'den alınan geri bildirimlere göre, sigorta hariç ancak personel ve bakım dâhil global GES işletme gideri (OPEX) fiyatı ortalama 5-8 \$-USD/kWh (4,65-7,48 €-Euro/kWh) arasında değişmektedir. Nakit akış analizinde ortalama fiyat olan €6,06/kWh esas alınmıştır.

Proje kapsamında, yıllık €1.000,00/MWp sigorta bedeli toplam nakit çıkışına dâhil edilmiştir.

16 yıllık krediyle kurulması planlanan bu tesisin ekonomik ömrü 30 yıldır.

8.3. Azaltılmış Nakit Akış Tablosu

30 yıl için Nominal Nakit Akış Tablosu hazırlanmıştır. Nakit akış tabloları ve detayları ekler bölümünde sunulmuştur.

2026 ile 2055 yılları arasındaki yatırım geri dönüşü, OPEX ve kredi maliyeti dâhil olmak üzere toplam nakit çıkışı, toplam nakit girişi ve net akışa ilişkin hesaplanan değerler tablolar halinde sunulmuştur.

Tablodaki nominal nakit akışı değerleri, 2027 yılı itibarıyla ve sonrasında geçerli olmak üzere yaklaşık %2,5 oranında yıllık enflasyon oranı öngörüsü ile oluşturulmuştur. Bu düzeltme, zaman içinde öngörülen fiyat artışlarını dikkate almakta olup, rakamların beklenen ekonomik koşulları yansıtmalarını sağlamaktadır. Uygulanan enflasyon oranı her yıl için tutarlı bir şekilde dikkate alınarak, nominal terimlerle beklenen nakit akışlarının daha doğru şekilde yansıtılması amaçlanmıştır..

8.4. Özkaynak Senaryosu

Planlanan Güneş Enerji Santrali projesinin yaklaşık maliyeti 4.404.224,00 Avro'dur.

Nakit Akış Analizindeki kriterlere göre, projenin yatırım geri dönüş süresi yaklaşık 6 yıldır (Altı Yıl).

Santralin 30 yıl sonundaki toplam geliri 27.273.330,18 Avro olacaktır.

Projenin finansal getiri oranı %17,05 olarak hesaplanmıştır.

Kesin bir hesaplama için ayrıntılı finansal verilere ihtiyaç duyulmakla birlikte, projenin niteliği dikkate alınarak bir iskonto oranı tahmini yapılmıştır. Güneş enerjisi yatırımlarının genellikle istikrarlı nakit akışları sağladığı ve finansman maliyetlerinin düşük olduğu göz önünde bulundurulduğunda, temkinli bir iskonto oranı uygun görülmektedir. Ayrıca, yenilenebilir enerji projeleri genellikle elverişli piyasa koşullarından ve uzun vadeli sürdürülebilirlikten faydalandıkları için, makul düzeyde bir iskonto oranı öngörülmektedir.

Bu bağlamda, özel finansal dinamikler ve sektörel eğilimler dikkate alınarak, tahmini iskonto oranı yaklaşık %5,6 olarak belirlenmiştir. Bu oran, yatırımın ekonomik sürdürülebilirliğini değerlendirmede gerçekçi bir yaklaşım sunmaktadır..

8.5. Kredi Senaryosu

$\%0,61 + \text{Euribor} + \%3,06 + \%0,5 \text{ İlbank Faizi} = \text{yıllık } \%4,17, 3+13 \text{ Yıl Vade, Döviz Kredisi}$

Geri ödemesiz dönem içermeyen döviz kredisi ile planlanan GES projesinin yaklaşık maliyeti, sabit yatırım maliyeti ve kredi maliyeti dâhil olmak üzere 7.342.722,25 Avro'dur.

Nakit Akış Analizine göre, projenin yatırım geri dönüş süresi yaklaşık 17 yıldır (On Yedi Yıl).

Ancak genel süreçte, Dünya Bankası (Kredi Ödemesi için) ile Karaman Belediyesi arasında bir maliyet paylaşımı söz konusudur. Her yıl elde edilen gelirin yaklaşık %75'i Dünya Bankası'na Kredi Ödemesi için kullanılacak olup, yaklaşık %25'i Karaman Belediyesi tarafından alınacaktır.

Projenin finansal getiri oranı %10,29 olarak hesaplanmıştır.

9. EKONOMİK ANALİZ

FMA'nın amacı, bir projenin proje alanındaki toplum refahı üzerindeki etkisini analiz etmektir. Buna karşın finansal analiz, yalnızca yatırımcının üstlendiği maliyetler ve (doğrudan/derhal) elde ettiği faydalar dikkate alınarak yapılır. FMA, projeden fayda sağlayan toplum perspektifinden tüm maliyetleri ve faydaları içermelidir. Proje kapsamında gerçekleştirilen ekonomik analiz çalışmasının amacı, projenin proje bölgesine, Karaman Merkez sanayisine ve daha geniş ölçekte Türkiye'nin refahına olan katkısını ölçmek ve değerlendirmektir. Ekonomik analizde kullanılan değerler finansal göstergeler olmamakla birlikte, ekonomik refaha katkının ölçülmesi yatırım kararlarının doğru verilmesi açısından önemli bir katkı sağlamaktadır.

9.1. Yöntem

Önerilen projenin faydaları, Avrupa Komisyonu'nun Fayda-Maliyet Analizi Rehberi (2014) doğrultusunda tahmin edilmiştir. Faydalar; çevresel, sosyal, sağlık ve ekonomik kalkınma faydalarını kapsamaktadır.

Bu ekonomik analizde aşağıdaki genel adımlar izlenmiştir:

- Maliyetlerin, vergi ve diğer etkenlerden kaynaklı çarpıklıkların giderilmesi yoluyla finansal maliyetlerden ekonomik maliyetlere dönüştürülmesi;
- Dışsal maliyet ve faydaların tahmin edilmesi..

Bir FMA'da projenin ekonomik etkinliğini tanımlamak amacıyla aşağıdaki göstergeler kullanılmaktadır:

- ENPV (ekonomik net bugünkü değer) – bu gösterge sıfırdan büyük olmalıdır. Sıfırdan küçükse, proje toplum açısından net bir kayıp ifade eder ve reddedilmelidir.
- ERR (ekonomik getiri oranı) – bu gösterge, sosyal iskonto oranından (bu çalışmada %8 varsayılmıştır) büyük olmalıdır.



- Fayda-maliyet oranı – projenin fayda-maliyet oranının birden büyük olması gerekmektedir. Eğer birden küçükse, proje toplum açısından net bir kayıp anlamına gelir ve reddedilmelidir..

9.2. STANDART DÖNÜŞÜM FAKTÖRÜ VE EKONOMİK MALİYETLERİN TAHMİNİ

Ekonomik analiz için, proje maliyetlerinin piyasa fiyatlı finansal maliyetlerden toplumsal fırsat maliyeti esasına dayalı ekonomik maliyetlere dönüştürülebilmesi amacıyla, tahmin edilen maliyetlerden vergi ve sübvansiyonların çıkarılması gerekmektedir. Yerel piyasa fiyatları, uygulanan vergi politikalarına bağlı olarak genellikle ürünün gerçek değerini yansıtmadığından, uluslararası ticaretteki fiyatlar ekonomik maliyetlerin tahmini için daha uygun bir temel oluşturmaktadır.

9.3. SOSYAL DÖNÜŞÜM FAKTÖRÜ

Sosyal Dönüşüm Faktörü (SDF), ülkede gerçekleşen ithalat ve ihracatlara dayalı olarak aşağıdaki formüle göre hesaplanmaktadır:

M : Türkiye'ye yapılan toplam ithalat (CIF değeri ile)

X : Türkiye'den yurtdışına yapılan toplam ihracat (FOB değeri ile)

TM: İthalattan alınan vergiler ve resimler

TX : İhracat üzerindeki vergiler

Buna göre,

$$SDF = (M + X) / [(M + Tm) + (X - Tx)]$$

Sosyal Dönüşüm Faktörü (SDF)	%98,2
M = Toplam İthalat	271,425,553.03
X = Toplam İhracat	225,214,458.04
Tm = İthalat Vergileri	9,055,224.00
Tx = İhracat Vergileri	0

9.4. İthal Mal ve Hizmetler İçin Dönüşüm Faktörü

İthal Mal ve Hizmetler İçin Dönüşüm Faktörü (CFI), finansal analizde yer alan giderler içerisinde ithal mal ve hizmetlerin ekonomik fiyatlara dönüştürülmesi amacıyla kullanılmaktadır. Aşağıdaki tabloda yer alan formüle göre CFI %93,5 olarak hesaplanmıştır.

A : Toplam ithalat,

B : İthalat üzerindeki vergiler,

Buna göre,

$$CFI = 100\% - (B/A)$$

Tablo 10: İthal Mal ve Hizmetler İçin Dönüşüm Faktörü

İthal Mallar ve Hizmetler İçin Dönüşüm Faktörü		96.7%
İthalat	A	271,425,553.03
İthalattan Alınan Vergiler,	B	9,055,224.00
	B/A	3.3%

9.5. Gölge Personel Maliyetleri

Ekonomik analizde gölge fiyat yaklaşımının benimsenmesi, Strateji Bütçe Başkanlığı Yatırım Programı Hazırlama Rehberi ve ilgili Uluslararası İyi Sektör Uygulamaları doğrultusunda gereklidir. Buna göre, işsizlik oranının yüksek olduğu ülkelerde, projede istihdam edilen iş gücünün fırsat maliyeti, çalışan ücretlerini düzenleyen mevzuata bağlı olarak, fiili personel maliyetlerinden daha düşük olabilir.

Bu nedenle, proje kapsamında harcanan iş gücü ve zamanın toplumsal değerini yansıtmak üzere; ödenen personel giderlerine bir düzeltme uygulanarak gölge personel maliyeti hesaplanmalıdır.

Gölge personel ücret oranı dönüşüm faktörü aşağıdaki formül ile hesaplanmıştır:

$$SWR = W(1-u)(1-t)$$

Burada;

W piyasa maaşı;

U bölgesel işsizlik oranı ve maaş ödemeleri içindeki sosyal sigorta ve ilgili vergilerin oranıdır.

Nitelikli iş gücünün sınırlı bir kaynak olduğu ve bu nedenle fırsat maliyetini karşılamak için piyasada ücretlendirilmesinin makul olduğu varsayılmış, bu nedenle nitelikli iş gücü maliyetlerine herhangi bir düzeltme uygulanmamıştır.

Öte yandan, nitelsiz iş gücünün piyasada uygulanan ücretlendirilmesinin ekonomik açıdan makul olmayabileceği göz önüne alınarak gölge fiyat dönüşümü uygulanmıştır. Diğer bir ifadeyle, nitelsiz iş gücünün fırsat maliyeti fiili ücretlerden düşük olabilir.

Yukarıdakiler dikkate alınarak aşağıdaki varsayımlar yapılmıştır:

- Proje alanında işsizlik oranının TR52 Bölgesi (Karaman, Konya) ortalaması olan %7,9 olduğu varsayılmıştır;
- Maaşlar içindeki sosyal sigorta ve vergi oranı %21 olarak alınmıştır..

Yukarıdaki varsayımlar doğrultusunda, gölge personel ücret oranı $SWR = 67,69$ olarak hesaplanmıştır.

İşletme ve bakım giderleri içinde yer alan personel giderlerinin neredeyse tamamının nitelikli iş gücünden oluştuğu öngörülmektedir. Ancak, bakım-onarım maliyetlerinin %30'unun nitelsiz iş gücünden, %70'inin ise malzeme, ekipman ve nitelikli personelden oluştuğu öngörülmüştür.

9.6. Projede Uygulanan Dönüşüm Faktörleri

Karaman GES Projesi'nin Ekonomik değerlendirmesi için uygulanan varsayımların ve hesaplama metodolojisinin özeti ile kullanılan dönüşüm faktörleri aşağıdaki tabloda sunulmuştur:

Tablo 11: Projede Kullanılan Dönüşüm Faktörleri

Parameters		Factor	Details
Ana Dönüşüm Faktörleri	Sosyal Dönüşüm Faktörü (SDF)	0.9821	Yönetim gider kalemi ve diğer O&M maliyetlerine uygulanır.
	İthal Ürün ve Hizmetler CF	0.9666	Türkiye'nin 2021 yılı toplam ithalat ve gümrük vergileri temelinde hesaplanmıştır. Enerji, yakıt ve mineral yağlar bu dönüşüm faktörüne tabidir.
	Personel Maliyeti (Gölge Ücret)	0.6809	Bölgesel işsizlik oranı ve gelir vergisi oranı temel alınarak hesaplanmıştır.
	Bakım Maliyetleri	0.8917	Bakım maliyetlerinin %30'unun niteliksiz iş gücü, %70'inin malzeme ve nitelikli personel maliyeti olduğu varsayımıyla gölge ücret ve SDF değerlerinin ağırlıklı ortalaması alınmıştır.
Analizde Kullanılan Dönüşüm Faktörleri	Yatırım Maliyetleri	0.9666	Yatırım maliyetlerine ithal mal ve hizmetler için dönüşüm faktörü uygulanmıştır.
	Artık Değer	0.9666	Yatırım maliyetleri için uygulanan dönüşüm faktörü ile aynı alınmıştır.
	İşletme ve Bakım Maliyetleri	0.9451	Proje süresince maliyet kalemlerinin ortalama ağırlıkları ve ilgili dönüşüm faktörleri çarpılarak hesaplanmıştır.

9.7. GHG Emisyonlarının Azaltılmasıyla İlgili Faydalar

Projesiz Senaryo'da, elektrik tüketiminin tamamı şebekeden temin edilen elektrik ile karşılanmakta olup, bu nedenle ilk olarak şebekeden yapılan tüketim nedeniyle oluşan GHG emisyonları hesaplanmaktadır. Projeye birlikte senaryoda ise GES'ten üretilen enerji herhangi bir GHG emisyonuna neden olmamaktadır. Projeye birlikte senaryoda oluşan GHG miktarının hesaplanmasında, GES tarafından üretilen elektrik miktarı Belediye'nin toplam enerji tüketiminden düşülmektedir. Diğer bir ifadeyle, projeli senaryoda şebekeden daha az elektrik tüketilmekte ve GHG emisyonu projeye kıyasla daha düşük olmaktadır. GHG azaltım miktarının iki

senaryo arasındaki parasal değerlemesi yapılırken, AB MFA Kılavuzu ve EIB Karbon Ayak İzi Metodolojisi'nde önerilen yöntem kullanılmıştır.

Avrupa Çevre Ajansı'na göre Türkiye'de kWh başına 319,95 gram CO₂ emisyonu gerçekleşmektedir. Bu dönüşüm faktörü kullanılarak, proje ile ilişkili net enerji tüketiminden yıllık net CO₂ emisyon tonları hesaplanmıştır. Net karbon azaltım emisyonlarının ton başına parasal karşılığı analiz yılının başında 50 EUR/ton olarak varsayılmış ve AB MFA Kılavuzu'nda önerildiği şekilde hesaplanmıştır.

Artan elektrik tüketiminin neden olduğu emisyon tasarruflarının net bugünkü değeri 107.020,38 EUR olarak hesaplanmıştır.

9.8. İstihdamla İlgili Faydalar

'Büyük ölçekli güneş ve rüzgârın sosyo-ekonomik faydaları: bir ekonomi değeri raporu', yenilenebilir enerji endüstrisinin istihdam etkilerinin değerlendirilmesine yönelik bir metodoloji önermektedir (IRENA ve CEM, 2014). Bu yaklaşımla, yenilenebilir enerji değer zincirinin farklı segmentleri için O&M gibi kalıcı faaliyetler için tam zamanlı eşdeğer (TSE) veya kurulu kapasite başına iş sayısı olarak istihdam tahmin edilebilmektedir. Ayrıca, imalat veya inşaat gibi geçici veya bir defaya mahsus faaliyetler, bu çalışmada kurulu kapasite başına TSE-yılı veya kişi-yılı olarak ifade edilmektedir. Bu metodoloji, Karaman GES Projesi için istihdam artışını değerlendirmek üzere uygulanmıştır. Rapora göre PV sistemleri için imalat ve kurulum işleri kapsamında MW başına asgari 7,1 iş yaratılırken, işletme ve bakım kapsamında proje için MW başına asgari 0,1 iş yaratılacağı öngörülmektedir. Rapor, bu geçici ve kalıcı işlerin istihdam piyasasında yaratacağı maksimum değerleri de önermektedir. Güvenli tarafta kalmak adına, hesaplamalarda asgari değerler kullanılmıştır.

Burada dolaylı istihdam için önerilen yıllık ücret oranı 6.748,60 EUR/yıl (15,8K TL/ay) olarak kabul edilmiştir.

Kurulum, inşaat ve bakım işleri sırasında yaratılan istihdama ek olarak, teknik değerlendirmelerle Belediye bünyesinde GES işletmesi için 1 daimi çalışanın görevlendirileceği öngörülmektedir. Doğrudan istihdam için önerilen yıllık ücret oranı, işletmenin ilk yılında 8.219,79 EUR/yıl (19K TL/ay) olarak kabul edilmiş ve analiz süresince maaşlardaki reel artış da dikkate alınmıştır.

Yukarıda belirtilen istihdam artışının net bugünkü değeri 92.483 EUR olarak hesaplanmıştır.

9.9. Mali Olmayan Faydalar

Güneş enerjisi santralleri, sera gazı emisyonlarını ve geleneksel elektrik üretimi ile ilişkilendirilen diğer zararlı kirleticileri azaltmaya katkı sağlamaktadır. Daha temiz hava ve çevresel etkinin azalması gibi toplumsal faydalar, kamu sağlığı, iklim etki azaltma çabaları ve iklim değişikliğinin sonuçlarından kaçınma açısından mali tasarruflara yol açabilmektedir.

Şebekeden elektrik fiyatları, yakıt fiyatlarındaki değişiklikler, düzenleyici politikalar veya arz-talep dinamiklerindeki değişiklikler nedeniyle dalgalanmalara maruz kalabilir. Kurulumu tamamlanan bir güneş santralinden elde edilen elektriğin öngörülebilen ve istikrarlı bir maliyeti olduğundan, enerji tüketicileri şebeke elektrik fiyatlarında gelecekteki potansiyel artışlara karşı kendilerini güvence altına alabilirler.



Güneş enerjisi ile yerel olarak elektrik üretmek, enerji bağımsızlığını ve dayanıklılığı artırmaktadır. İthal veya uzak kaynaklara olan bağımlılığı azaltarak, bölgeler ve ülkeler enerji arz güvenliğini ve istikrarını artırabilirler.

Ulusal Ekonomik Fayda

Bu durum, ithal enerji kaynaklarına olan bağımlılığın azaltılması ve karbon emisyonlarının düşürülmesine katkı sağlayarak ülkenin daha temiz enerji çözümleri hedefleriyle uyumlu olduğunu göstermektedir. Hesaplama aşağıdaki formüllerle yapılmıştır:

1 m ³ Doğal Gaz (A)	10,55 kWh
Kombine Çevrim Doğal Gaz Santrali Verimi (B)	%60
Türkiye'nin Doğal Gaz Temin Fiyatı (Y)	0.18 \$ / m ³
Yıllık Güneş Enerji Santrali Elektrik Üretimi (kWh) / (A x B)	Yıllık Elektrik Üretimi İçin Gerekli Doğal Gaz Miktarı (X)
Ulusal Ekonomik Avantaj	(X) x (Y)

Hesaplamalar: Elektrik Üretimi İçin Gerekli Yıllık Doğalgaz Miktarı (X) = Güneş Santrali Yıllık Üretimi (kWh) (8.576.691 MWh) / (A x B) (10,55 * %60) = 1.354.927,49 m³

Ulusal Ekonomik Fayda = 1.281.861,78 x 0,18 = 243.886,95 EUR

Bölgesel Ekonomik Fayda

Projenin bölgesel ekonomik faydaları arasında istihdam fırsatlarının artması, altyapı gelişimi ve enerji verimliliğinin artırılması gibi unsurlar yer almaktadır. Bu durum, yerel ekonomiye yatırım çekerek ve işletmelerin büyümesini teşvik ederek olumlu etki yapacaktır. Hesaplama aşağıdaki formüllerle yapılmıştır:

Bölgesel Ekonomik Fayda	Üretilen Elektrik (kWh) x Mahsup Faydası (€cent)
-------------------------	--

Hesaplamalar: Üretilen Elektrik (8.576.691 kWh) x Mahsup Faydası (6,885 €cent) * KDV = 708.606,21 EUR

9.10. Ekonomik Performans Göstergeleri (ENPV/ERR)

Yukarıda belirtilen analizlerin sonucunda, ekonomik iç karlılık oranı %38,35 olarak iskonto oranının üzerinde çıkmış olup, projenin ekonomik olarak uygulanabilir olduğunu göstermektedir. Bu nedenle, proje Karaman ve Türkiye ekonomisine önemli katkı sağlayacaktır.

Ayrıca, projenin gerçekleştirilmesi, bölge ekonomisi için nicel olarak ölçülemeyen, örneğin geçici iş gücü ihtiyacının artması gibi faydalar da sağlamaktadır..

Ekonomik Analiz

Ulusal Ekonomik Avantaj	243.886,95
GHG Avantajı	107.020,38
İstihdam Avantajı	92.483,00

Bölgesel Ekonomik Avantaj	708.606,21
Genel Ekonomik Avantaj	1.151.996,54
Kümülatif Ekonomik Gelir	41,23%

9.11. Duyarlılık ve Risk Analizi

Duyarlılık ve Risk analizi, finansal modelin kritik değişkenlerinin veya parametrelerinin belirlenmesine olanak sağlar. Bu değişkenler, pozitif veya negatif yönde değişimleri projenin finansal ve ekonomik performansı üzerinde en büyük etkiyi oluşturan değişkenlerdir. Analiz, her bir unsurun tek tek değiştirilmesi ve diğer tüm parametrelerin sabit tutulması suretiyle, bu değişimin iç karlılık oranı ve net bugünkü değer üzerindeki etkisinin belirlenmesiyle gerçekleştirilmiştir.

Avrupa Komisyonu'nun Yatırım Projeleri İçin Maliyet Fayda Analizi Kılavuzu'na (Avrupa Komisyonu, Bölgesel Politika Genel Müdürlüğü, 2014) göre genel kural olarak, bir değişkende (parametrede) %1'lik bir değişim, finansal ve ekonomik performansta %1'den fazla bir değişikliğe yol açıyorsa, bu unsur kritik bir değişkendir. Kritik değişkenlerin seçimine ilişkin kriterler projeye özgü olarak değişmekte olup, her bir proje özelinde dikkatle belirlenmelidir.

Bu bölümde bazı parametreler $\pm$ %1'lik aralıklarla değiştirilmiş ve FNPV ile ENPV üzerindeki etkisi test edilmiştir. Değerlendirilen parametreler (risk faktörleri) şunlardır:

- Proje yatırım maliyetleri
- Proje gelirleri
- İşletme ve bakım giderleri
- Ekonomik faydalar
- Ekonomik maliyetler (yatırımlar)
- Ekonomik maliyetler (işletme ve bakım giderleri).

Yukarıda verilen parametreler, projeden beklenen faydaların elde edilmesinde belirsizlik kaynaklarıdır. Gerçekleştirilen duyarlılık analizinin amacı, çalışmanın sonucunu daha fazla etkileyebilecek belirsizlik kaynaklarını belirlemektir. Yukarıda belirtilen parametrelerin %1 oranında artırılması / azaltılması durumunda, FNPV ve ENPV üzerindeki değişim test edilmiştir. Parametrelerdeki değişimin performans göstergeleri üzerindeki etkisi Tablo 12'de verilmiştir:

Tablo 12: Kritik Değişkenler

Değişken	$\pm$ %1 Değişim Sonucu FNPV Değişimi	Değerlendirme
Proje yatırım maliyetleri - %1 artış	0.0489	(Kritik)

Gelirler - %1 azalış	0.0000	(Kritik Değil)
İşletme ve Bakım Maliyetleri - %1 artış	0.0000	(Kritik Değil)
Değişken	Change in FNPV due to change by $\pm$ 1%	Değerlendirme
Ekonomik faydalar - %1 azalış	-0.00521	(Kritik Değil)
Ekonomik Maliyetler (Yatırımlar) - %1 Artış	0.01721	(Kritik)
Ekonomik Maliyetler (İşletme ve Bakım Maliyetleri - O&M) - %1 Artış	-0.00224	(Kritik Değil)

9.12. RİSK ANALİZİ

JASPERS'in standart Monte Carlo simülasyon modeli kullanılarak olasılıksal risk analizi gerçekleştirilmiştir. Bu model, çıktı değişkenlerinin dağılımını oluşturmak için Monte Carlo simülasyonları kullanmaktadır. Burada sunulan sonuçlar, modelin 25.000 yinlemesi kullanılarak hesaplanmıştır.

Aşağıdaki tabloda, ekonomik ve finansal net bugünkü değere ilişkin risk analizinin ana sonuçları verilmiştir. Sonuçlara ilişkin histogram ve kümülatif dağılım aşağıdaki şekillerde gösterilmiştir.

Tablo 13: Risk Analizinin Ana Sonuçları

	Değişken	FNPV/K (EUR)	ENPV (EUR)
1	Beklenen değer	-1.094.008	2.729.875
2	Standart sapma	365.390	808.009
3	Olasılığı FNPV/K>0	99.90%	
4	Olasılığı ENPV>0		99.90%

Bu çalışmada yapılan varsayımlarla uyumlu olarak, ekonomik net bugünkü değer %99,9 olasılıkla pozitif olduğu görülmektedir. Diğer bir ifadeyle, projenin ulusal refaha %99,9 olasılıkla katkı sağlayacağı anlamına gelmektedir. FNPV/K'nın da %99,9 olasılıkla pozitif değere ulaşacağı görülmektedir.



Vade	Ödeme No.	DB Faiz Oranı (%)	İlbank Faiz Oranı (%)	Euribor Oranı (%)	Toplam Faiz Oranı (%)	Sermaye (€)	Taahhüt Ücreti (€)	Anapara Ödemesi (€)	Toplam Faiz Ödemesi (€)	Faiz Ödemesi (€)	Toplam Kredi Ödemesi (€)
2023-2	1	0,61	0,5	3,060	4,170	4.404.224	11.011	0	2.938.498	102.839	102.839
2024-1	2	0,61	0,5	3,060	4,170	4.404.224	11.011	0	2.938.498	102.839	102.839
2024-2	3	0,61	0,5	3,060	4,170	4.404.224	11.011	0	2.938.498	102.839	102.839
2025-1	4	0,61	0,5	3,060	4,170	4.404.224	11.011	0	2.938.498	102.839	102.839
2025-2	5	0,61	0,5	3,060	4,170	4.404.224	11.011	0	2.938.498	102.839	102.839
2026-1	6	0,61	0,5	3,060	4,170	4.404.224	11.011	0	2.938.498	102.839	102.839
2026-2	7	0,61	0,5	3,060	4,170	4.404.224	11.011	169.393	2.938.498	102.839	272.232
2027-1	8	0,61	0,5	3,060	4,170	4.234.831	10.587	169.393	2.825.479	98.883	268.277
2027-2	9	0,61	0,5	3,060	4,170	4.065.438	10.164	169.393	2.712.460	94.928	264.321
2028-1	10	0,61	0,5	3,060	4,170	3.896.044	9.740	169.393	2.599.441	90.973	260.366
2028-2	11	0,61	0,5	3,060	4,170	3.726.651	9.317	169.393	2.486.422	87.017	256.411
2029-1	12	0,61	0,5	3,060	4,170	3.557.258	8.893	169.393	2.373.402	83.062	252.455
2029-2	13	0,61	0,5	3,060	4,170	3.387.865	8.470	169.393	2.260.383	79.107	248.500
2030-1	14	0,61	0,5	3,060	4,170	3.218.471	8.046	169.393	2.147.364	75.151	244.545
2030-2	15	0,61	0,5	3,060	4,170	3.049.078	7.623	169.393	2.034.345	71.196	240.589
2031-1	16	0,61	0,5	3,060	4,170	2.879.685	7.199	169.393	1.921.326	67.241	236.634
2031-2	17	0,61	0,5	3,060	4,170	2.710.292	6.776	169.393	1.808.307	63.285	232.679
2032-1	18	0,61	0,5	3,060	4,170	2.540.898	6.352	169.393	1.695.287	59.330	228.723
2032-2	19	0,61	0,5	3,060	4,170	2.371.505	5.929	169.393	1.582.268	55.375	224.768
2033-1	20	0,61	0,5	3,060	4,170	2.202.112	5.505	169.393	1.469.249	51.419	220.813
2033-2	21	0,61	0,5	3,060	4,170	2.032.719	5.082	169.393	1.356.230	47.464	216.857
2034-1	22	0,61	0,5	3,060	4,170	1.863.326	4.658	169.393	1.243.211	43.509	212.902
2034-2	23	0,61	0,5	3,060	4,170	1.693.932	4.235	169.393	1.130.192	39.553	208.947
2035-1	24	0,61	0,5	3,060	4,170	1.524.539	3.811	169.393	1.017.172	35.598	204.991
2035-2	25	0,61	0,5	3,060	4,170	1.355.146	3.388	169.393	904.153	31.643	201.036
2036-1	26	0,61	0,5	3,060	4,170	1.185.753	2.964	169.393	791.134	27.687	197.081
2036-2	27	0,61	0,5	3,060	4,170	1.016.359	2.541	169.393	678.115	23.732	193.125
2037-1	28	0,61	0,5	3,060	4,170	846.966	2.117	169.393	565.096	19.777	189.170
2037-2	29	0,61	0,5	3,060	4,170	677.573	1.694	169.393	452.077	15.821	185.215
2038-1	30	0,61	0,5	3,060	4,170	508.180	1.270	169.393	339.057	11.866	181.259
2038-2	31	0,61	0,5	3,060	4,170	338.786	847	169.393	226.038	7.911	177.304
2039-1	32	0,61	0,5	3,060	4,170	169.393	423	169.393	113.019	3.955	173.349

Şekil 11: Dünya Bankası Ödeme Planı



Yıllar	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
KARAMAN	Geri Ödemesiz Dönem	Geri Ödemesiz Dönem	Geri Ödemesiz Dönem	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Toplam Nakit Girişi (€)				708.606,21	722.689,76	737.053,22	751.702,15	766.642,23	781.879,25	797.419,10	813.267,80	829.431,50	845.916,45
Toplam Enerji Üretimi (kWh)				8.576.691,00	8.533.807,55	8.491.138,51	8.448.682,81	8.406.439,40	8.364.407,20	8.322.585,17	8.280.972,24	8.239.567,38	8.198.369,54
Toplam Enerji Tüketimi (kWh)				8.576.691,00	8.533.807,55	8.491.138,51	8.448.682,81	8.406.439,40	8.364.407,20	8.322.585,17	8.280.972,24	8.239.567,38	8.198.369,54
Toplam Enerji Tüketimi (kWh) - Diğer Lokasyonlar				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Enerji Mahsuplaşma Faydası (€/kWh)				0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689
Enerji Mahsuplaşma KDV'si (€/kWh)				0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138
Enerji Satış Faydası (€/kWh) - Diğer Lokasyonlar				0,0583	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583
Toplam Nakit Çıkışı (€)				33.797,63	34.522,89	35.266,29	36.028,26	36.809,29	37.609,84	38.430,41	39.271,49	40.133,59	41.017,25
İşletme Giderleri (OPEX) €4,65-€7,48/kWdc - (B.L. Elektrik Piyasaları ve Politikaları)				29.010,43	29.735,69	30.479,09	31.241,06	32.022,09	32.822,64	33.643,21	34.484,29	35.346,39	36.230,05
Aralık: €6,06													
Sigort Ücreti(€)				4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20
Sabit Sermaye Yatırımı (€)				4.404.224,00									
Güneş Enerji Santrali (KDV dâhil)				4.404.224,00									
Kümülatif Gelir (€)				674.808,58	688.166,87	701.786,93	715.673,89	729.832,94	744.269,40	758.988,69	773.996,31	789.297,90	804.899,19
Azaltılmış Nakit Akışı (€)				674.808,58	1.362.975,44	2.064.762,38	2.780.436,27	3.510.269,21	4.254.538,61	5.013.527,30	5.787.523,61	6.576.821,51	7.381.720,71
Finansal Getiri Oranı (FRR)				17,05%									
Yatırımın Geri Dönüşü									6 YIL				
Dünya Bankası Kredi Senaryosu (%0,61 + Euribor + %3,06 + %0,50 İlbank Faizi = Yıllık %4,17, 3+13 Yıl Vade, Döviz Kredisi)				7.342.722,25									
Yıllık Kredi Ödemesi	102.839,00	205.677,00	205.677,00	532.598,00	516.776,00	500.955,00	485.134,00	469.312,00	453.491,00	437.670,00	421.848,00	406.027,00	390.206,00
Yıllık Net Kar				-371.982,42	171.390,87	200.831,93	230.539,89	260.520,94	290.778,40	321.318,69	352.148,31	383.270,90	414.693,19
Kümülatif Gelir (€)				-371.982,42	-200.591,56	240,38	230.780,27	491.301,21	782.079,61	1.103.398,30	1.455.546,61	1.838.817,51	2.253.510,71
Finansal Getiri Oranı (FRR)				10,29%									
Finansal Geri Ödeme Süresi													
Ekonomik Analiz													
Ulusal Ekonomik Avantaj				243.886,95	248.734,20	253.677,79	258.719,64	263.861,69	269.105,94	274.454,42	279.909,21	285.472,40	291.146,17
GHG Avantajı				107.020,38	109.147,41	111.316,71	113.529,13	115.785,53	118.086,76	120.433,74	122.827,36	125.268,55	127.758,26
İstihdam Avantajı				92.483,00	94.795,08	97.164,95	99.594,08	102.083,93	104.636,03	107.251,93	109.933,22	112.681,56	115.498,59
Bölgesel Ekonomik Avantaj				708.606,21	722.689,76	737.053,22	751.702,15	766.642,23	781.879,25	797.419,10	813.267,80	829.431,50	845.916,45
Genel Ekonomik Avantaj				1.151.996,54	1.175.366,44	1.199.212,68	1.223.545,00	1.248.373,38	1.273.707,98	1.299.559,18	1.325.937,59	1.352.854,00	1.380.319,47
Kümülatif Ekonomik Gelir				1.151.996,54	2.327.362,98	3.526.575,66	4.750.120,66	5.998.494,03	7.272.202,01	8.571.761,19	9.897.698,78	11.250.552,78	12.630.872,25
Ekonomik Getiri Oranı (ERR)				41,23%									
Ekonomik Geri Ödeme Süresi									6 YIL				



Yıllar	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
KARAMAN	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Toplam Nakit Girişi (€)	862.729,04	879.875,78	897.363,31	915.198,40	933.387,97	951.939,06	970.858,85	990.154,67	1.009.833,99	1.029.904,44
Toplam Enerji Üretimi (kWh)	8.157.377,70	8.116.590,81	8.076.007,85	8.035.627,81	7.995.449,68	7.955.472,43	7.915.695,06	7.876.116,59	7.836.736,01	7.797.552,33
Toplam Enerji Tüketimi (kWh)	8.157.377,70	8.116.590,81	8.076.007,85	8.035.627,81	7.995.449,68	7.955.472,43	7.915.695,06	7.876.116,59	7.836.736,01	7.797.552,33
Toplam Enerji Tüketimi (kWh) - Diğer Lokasyonlar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Enerji Mahsuplaşma Faydası (€/kWh)	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689
Enerji Mahsuplaşma KDV'si (€/kWh)	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138
Enerji Satış Faydası (€/kWh) - Diğer Lokasyonlar	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583
Toplam Nakit Çıkışı (€)	41.923,01	42.851,40	43.803,01	44.778,40	45.778,18	46.802,96	47.853,35	48.930,00	50.033,57	51.164,73
İşletme Giderleri (OPEX) €4,65-€7,48/kWdc - (B.L. Elektrik Piyasaları ve Politikaları)	37.135,81	38.064,20	39.015,81	39.991,20	40.990,98	42.015,76	43.066,15	44.142,80	45.246,37	46.377,53
Aralık: €6,06										
Sigort Ücreti(€)	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20
Sabit Sermaye Yatırımı (€)										
Güneş Enerji Santrali (KDV dâhil)										
Kümülatif Gelir (€)	820.806,03	837.024,38	853.560,30	870.420,00	887.609,79	905.136,10	923.005,50	941.224,66	959.800,42	978.739,71
Azaltılmış Nakit Akışı (€)	8.202.526,74	9.039.551,12	9.893.111,42	10.763.531,42	11.651.141,21	12.556.277,32	13.479.282,81	14.420.507,48	15.380.307,89	16.359.047,60
Finansal Getiri Oranı (FRR)	17,05%									
Yatırımın Geri Dönüşü										
Dünya Bankası Kredi Senaryosu (%0,61 + Euribor + %3,06 + %0,50 İlbank Faizi = Yıllık %4,17, 3+13 Yıl Vade, Döviz Kredisi)										
Yıllık Kredi Ödemesi	374.384,00	358.563,00	173.349,00							
Yıllık Net Kar	446.422,03	478.461,38	680.211,30	870.420,00	887.609,79	905.136,10	923.005,50	941.224,66	959.800,42	978.739,71
Kümülatif Gelir (€)	2.699.932,74	3.178.394,12	3.858.605,42	4.729.025,42	5.616.635,21	6.521.771,32	7.444.776,81	8.386.001,48	9.345.801,89	10.324.541,60
Finansal Getiri Oranı (FRR)	10,29%									
Finansal Geri Ödeme Süresi							17 YIL			
Ekonomik Analiz										
Ulusal Ekonomik Avantaj	296.932,70	302.834,23	308.853,06	314.991,52	321.251,97	327.636,86	334.148,64	340.789,84	347.563,04	354.470,86
GHG Avantajı	130.297,46	132.887,12	135.528,25	138.221,88	140.969,04	143.770,80	146.628,24	149.542,48	152.514,63	155.545,86
İstihdam Avantajı	118.386,06	121.345,71	124.379,35	127.488,84	130.676,06	133.942,96	137.291,53	140.723,82	144.241,92	147.847,97
Bölgesel Ekonomik Avantaj	862.729,04	879.875,78	897.363,31	915.198,40	933.387,97	951.939,06	970.858,85	990.154,67	1.009.833,99	1.029.904,44
Genel Ekonomik Avantaj	1.408.345,25	1.436.942,84	1.466.123,98	1.495.900,63	1.526.285,04	1.557.289,67	1.588.927,26	1.621.210,81	1.654.153,58	1.687.769,13
Kümülatif Ekonomik Gelir	14.039.217,50	15.476.160,35	16.942.284,32	18.438.184,96	19.964.470,00	21.521.759,67	23.110.686,93	24.731.897,74	26.386.051,32	28.073.820,44
Ekonomik Getiri Oranı (ERR)	41,23%									



Yıllar	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
KARAMAN	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Toplam Nakit Girişi (€)	1.050.373,79	1.071.249,97	1.092.541,06	1.114.255,32	1.136.401,14	1.158.987,11	1.182.021,98	1.205.514,67	1.229.474,27	1.253.910,08
Toplam Enerji Üretimi (kWh)	7.758.564,56	7.719.771,74	7.681.172,88	7.642.767,02	7.604.553,18	7.566.530,42	7.528.697,77	7.491.054,28	7.453.599,01	7.416.331,01
Toplam Enerji Tüketimi (kWh)	7.758.564,56	7.719.771,74	7.681.172,88	7.642.767,02	7.604.553,18	7.566.530,42	7.528.697,77	7.491.054,28	7.453.599,01	7.416.331,01
Toplam Enerji Tüketimi (kWh) - Diğer Lokasyonlar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Enerji Mahsuplaşma Faydası (€/kWh)	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689
Enerji Mahsuplaşma KDV'si (€/kWh)	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138
Enerji Satış Faydası (€/kWh) - Diğer Lokasyonlar	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583	0,0583
Toplam Nakit Çıkışı (€)	52.324,17	53.512,60	54.730,73	55.979,32	57.259,12	58.570,92	59.915,51	61.293,72	62.706,38	64.154,36
İşletme Giderleri (OPEX) €4,65-€7,48/kWdc - (B.L. Elektrik Piyasaları ve Politikaları)	47.536,97	48.725,40	49.943,53	51.192,12	52.471,92	53.783,72	55.128,31	56.506,52	57.919,18	59.367,16
Aralık: €6,06										
Sigort Ücreti(€)	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20	4.787,20
Sabit Sermaye Yatırımı (€)										
Güneş Enerji Santrali (KDV dâhil)										
Kümülatif Gelir (€)	998.049,62	1.017.737,38	1.037.810,33	1.058.276,00	1.079.142,02	1.100.416,20	1.122.106,47	1.144.220,95	1.166.767,89	1.189.755,71
Azaltılmış Nakit Akışı (€)	17.357.097,22	18.374.834,60	19.412.644,93	20.470.920,93	21.550.062,96	22.650.479,15	23.772.585,62	24.916.806,57	26.083.574,47	27.273.330,18
Finansal Getiri Oranı (FRR)	17,05%									
Yatırımın Geri Dönüşü										
Dünya Bankası Kredi Senaryosu (%0,61 + Euribor + %3,06 + %0,50 İbank Faizi = Yıllık %4,17, 3+13 Yıl Vade, Döviz Kredisi)										
Yıllık Kredi Ödemesi										
Yıllık Net Kar	998.049,62	1.017.737,38	1.037.810,33	1.058.276,00	1.079.142,02	1.100.416,20	1.122.106,47	1.144.220,95	1.166.767,89	1.189.755,71
Kümülatif Gelir (€)	11.322.591,22	12.340.328,60	13.378.138,93	14.436.414,93	15.515.556,96	16.615.973,15	17.738.079,62	18.882.300,57	20.049.068,47	21.238.824,18
Finansal Getiri Oranı (FRR)	10,29%									
Finansal Geri Ödeme Süresi										
Ekonomik Analiz										
Ulusal Ekonomik Avantaj	361.515,97	368.701,10	376.029,03	383.502,61	391.124,72	398.898,32	406.826,43	414.912,10	423.158,48	431.568,76
GHG Avantajı	158.637,34	161.790,25	165.005,83	168.285,33	171.630,00	175.041,14	178.520,08	182.068,17	185.686,78	189.377,30
İstihdam Avantajı	151.544,16	155.332,77	159.216,09	163.196,49	167.276,40	171.458,31	175.744,77	180.138,39	184.641,85	189.257,90
Bölgesel Ekonomik Avantaj	1.050.373,79	1.071.249,97	1.092.541,06	1.114.255,32	1.136.401,14	1.158.987,11	1.182.021,98	1.205.514,67	1.229.474,27	1.253.910,08
Genel Ekonomik Avantaj	1.722.071,26	1.757.074,09	1.792.792,02	1.829.239,74	1.866.432,26	1.904.384,89	1.943.113,27	1.982.633,34	2.022.961,38	2.064.114,03
Kümülatif Ekonomik Gelir	29.795.891,70	31.552.965,79	33.345.757,81	35.174.997,54	37.041.429,81	38.945.814,70	40.888.927,97	42.871.561,30	44.894.522,68	46.958.636,71
Ekonomik Getiri Oranı (ERR)	41,23%									



10. PROJE GÖSTERGELERİ

10.1. ANAHTAR PERFORMANS GÖSTERGELERİ (APG)

4787,2 kWp DC güce ve 4000 kWe AC güce sahip santralin PVsyst simülasyon sonuçları aşağıda verilmiştir. Simülasyon raporu ekte sunulmuştur.

Simülasyona göre santral yıllık 8.576.691 kWh enerji üretecektir. Ancak, gerçek performans göstergesi proje sahasına kurulacak bir piranometre ve meteoroloji istasyonu ile belirlenecektir. Piranometre ve meteoroloji istasyonu tarafından yapılacak ölçümler santralin fiili enerji üretimi ile karşılaştırılacak ve performans oranı hesaplanacaktır.

KAYEP Proje Finansmanı kapsamında finanse edilen yenilenebilir enerji yatırımı için KAYEP Uygunluk Kriterleri Tablo 14'te listelenmiştir:

Tablo 14: Yenilenebilir Enerji Yatırımına İlişkin KAYEP Uygunluk Kriterleri

Uygunluk Kriterleri	Proje Uygunluğu
Mülkiyet, yasal olarak Belediyeye tahsis edilmiştir.	Taşınmaz, Milli Emlak tarafından Belediyeye tahsis edilmiştir.
Taşınma, kapatma veya yıkım planı bulunmamaktadır.	Tesiste herhangi bir değişiklik ya da özelleştirme planı bulunmamaktadır.
Proje arazisi yüksek sel riski altında değildir.	Proje sahası yüksek sel riski altında değildir.
Önerilen yenilenebilir enerji yatırımı,	Güneş PV teknolojisi kullanılmaktadır.
Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine	Hukuki Çerçeve bölümünde uygunluk açıklanmıştır.
Dair 3772 Sayılı Yönetmelik kapsamında	Hukuki Çerçeve bölümünde uygunluk açıklanmıştır.
"Lisanssız" elektrik üretimi için uygundur.	Hukuki Çerçeve bölümünde uygunluk açıklanmıştır.
Yapılan fizibilite çalışması, maksimum 15 yıllık	Yapılan fizibilite çalışması, yapılabilirliği teyit etmektedir.
basit geri ödeme süresiyle finansal yapılabilirliği	Mali ve Ekonomik Analiz bölümünde açıklanmıştır.
teyit etmektedir.	Proje, askeri veya güvenlik ile ilgili herhangi bir amaçla
Proje tesisi, askeri veya güvenlik ile ilgili amaçlarla	ilişkili değildir.

10.1.1.İSG GÖSTERGELERİ

İşverenler ve amirler, çalışanların sağlık ve güvenliğini korumak amacıyla makul olan tüm önlemleri almakla yükümlüdür. Bu doğrultuda, bu projenin kapsamı dâhilinde Dünya Bankası Genel ÇSG Kılavuzu 2.0, projenin temel Çevresel, Sağlık ve Güvenlik Koruma önlemleri tasarlanırken referans olarak alınmıştır.³⁴

Dünya Bankası'nın ÇSG Kılavuzu kapsamında ele alınan konular aşağıdaki kategorileri içermektedir

- Genel Tesis Tasarımı ve İşletmesi
- İletişim ve Eğitim
- Fiziksel Tehlikeler
- Kimyasal Tehlikeler
- Biyolojik Tehlikeler
- Radyolojik Tehlikeler
- Kişisel Koruyucu Donanım (KKD)
- Özel Tehlike Ortamları
- İzleme

Bu bağlamda, yüklenici aşağıdakileri yerine getirmekle yükümlüdür:

- Yüklenici, tüm çalışanlara temel tehlike farkındalığı, sahaya özgü tehlikeler, güvenli çalışma uygulamaları ve acil durum prosedürlerinden oluşan bir iş sağlığı ve güvenliği uyum eğitimi sağlayacaktır,
- Yüklenici, inşaat ve işletme aşamaları boyunca kazaların önlenmesi ve uygunsuzluk olaylarının sonuçlarının azaltılması için tüm İSG önlemlerinin alınmasını sağlamayı taahhüt edecektir,
- EPC, tüm inşaat çalışanlarının İSG prosedürlerine uymasını sağlamak üzere eğitim, farkındalık ve denetim sağlayacaktır,
- EPC, sahadaki tüm çalışanlara uygun kaynakları, örneğin kişisel koruyucu donanımı (KKD), sağlayacak; ayrıca acil durumlar için ilk yardım sağlanmasını temin edecek acil müdahale prosedürü ve altyapısı sahada hazır bulundurulacaktır.

³ <https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/1d19c1ab-3ef8-42d4-bd6b-cb79648af3fe/2%2BOccupational%2BHealth%2Band%2BSafety.pdf?MOD=AJPERES&CVID=Is62x8I>

⁴ https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/sustainability-at-ifc/policies-standards/ehs-guidelines



11. İŞLETME VE BAKIM

Yüksek kaliteli ve zamanında gerçekleştirilen bakım hizmetleri, güneş enerjisi santrallerinin verimliliğini artırmakta ve bakım ile onarım maliyetlerini azaltmaktadır. Diğer enerji üretim ekipmanlarıyla kıyaslandığında, fotovoltaik (PV) santrallerin bakımı daha basit ve zahmetsizdir. Ancak, etkinliği ve yatırımın geri dönüşü, inşaatın ne kadar profesyonel bir şekilde gerçekleştirildiğine, ardından yapılan bakım ve sistemin bireysel bileşenlerinin işleyişinin izlenmesine bağlıdır. Bu nedenle, işletme ve bakım (O&M), güneş enerjisi santralının en yüksek verimlilikle çalışmasını sağlamanın en önemli yollarından biridir.

Karaman Belediyesi Güneş Enerjisi Santrali'nin işletme ve bakımı, santralin verimli ve sürdürülebilir bir şekilde çalışmasını sağlamak için kritik bileşenlerdir. Bu bölüm, güneş enerjisi santralının işletme ve bakımına ilişkin organizasyon yapısını, personel gereksinimlerini ve izleme prosedürlerini açıklamaktadır.

Organizasyon Yapısı

Karaman Belediyesi Güneş Enerjisi Santrali'nin işletme ve bakım ekibi aşağıdaki şekilde yapılandırılacaktır:

Santral Müdürü: İşletme ve bakım faaliyetlerinin tüm yönlerini denetlemekten, güvenlik düzenlemelerine uyumu sağlamaktan ve personeli yönetmekten sorumlu olacaktır.

İşletme Teknisyenleri: İşletme aşamasında iki teknisyen görevlendirilecektir. Bu teknisyenler, ekipman performansını izlemek, işletme sorunlarını gidermek ve sorunsuz işletimi sağlamakla sorumludur.

Güvenlik Personeli: Güneş enerjisi santralının güvenliğini sağlamak amacıyla 7 gün 24 saat görev yapacak güvenlik personeli bulunacaktır.

Personel Gereksinimleri

İşletme ve bakım ekibi toplamda 3 teknik personelden oluşacaktır:

Santral Müdürü: 1 kişi

İşletme Teknisyenleri: 2 kişi

Bunun yanı sıra, güneş enerjisi santralının güvenliğini sağlamak için 7/24 görev yapacak güvenlik personeli istihdam edilecektir.

Personel Nitelikleri

Santral Müdürü: Elektrik Mühendisliği veya ilgili bir alanda lisans derecesine sahip olmalı ve güneş enerjisi santrali işletme ve yönetimi konusunda kapsamlı deneyime sahip olmalıdır.

İşletme Teknisyenleri: Elektrik veya Makine Mühendisliği alanında diploma veya teknik sertifikaya sahip olmalı ve güneş enerjisi santrallerinin işletme ve bakımında deneyimli olmalıdır.

Güvenlik Personeli: Güvenlik protokolleri ve acil durum müdahale prosedürleri konusunda eğitim almış olmalı ve tesis ile personelin güvenliğini sağlamaya odaklanmalıdır.



İzleme Prosedürleri

Güneş enerjisi santralının işletimi, trafo merkezindeki işletme odasına kurulan SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) sistemi aracılığıyla sürekli olarak izlenecektir. SCADA sistemi, güneş panelleri, invertörler, transformatörler ve diğer kritik bileşenler hakkında gerçek zamanlı veriler sağlayarak işletme ekibinin olası sorunları zamanında belirleyip çözmesini sağlayacaktır.

Santralin güvenilirliğini ve verimliliğini sağlamak amacıyla düzenli denetimler ve bakım kontrolleri de izleme prosedürleri kapsamında gerçekleştirilecektir.

Etkili bir işletme ve bakım stratejisinin uygulanması ve güneş enerjisi santralının nitelikli personel ile donatılması sayesinde, tesisin enerji üretimini en üst düzeye çıkarmayı, duruş sürelerini en aza indirmeyi ve projenin uzun vadeli sürdürülebilirliğini sağlamayı amaçlıyoruz.

Güneş enerjisi santrali işletme ve bakım (O&M) hizmetlerinin yetkin bir şekilde yürütülmesi, fotovoltaik sistemin yaşam döngüsü boyunca yüksek teknik ve dolayısıyla ekonomik performansını korumasını garanti eder. Paydaşların, yüksek kaliteli işletme ve bakım hizmetlerinin olası riskleri azaltarak yatırımın geri dönüşünü artırma konusundaki önemini anlamaları gerekmektedir.

Ölçülen göstergeler, olası arızaları veya aksaklıkları zamanında tespit etmek ve ortadan kaldırmak için temel parametrelerdir. Bu göstergeler aşağıda listelenmiştir⁵.

- Genel göstergeler (gerilim, akım, performans);
- Üretilen elektrik miktarı;
- Tüketilen elektrik miktarı;
- Bağlantıların ve anahtarların durumu;
- Bireysel sistem bileşenlerinin hasar ve acil durum durumu;
- Güneş enerjisi dönüşüm verimliliği;
- Şarj-deşarj bataryaları.

Güneş enerjisi santrallerinde karşılaşılabilecek tipik arızalar aşağıdaki gibi sıralanabilir:

- Bağlantı elemanlarının gevşemesi veya korozyonu;
- İnvertörlerin aşırı ısınması veya hasar görmesi;
- Fotovoltaik modüllerin arızalanması veya verimsiz çalışması;
- Yetersiz topraklama;

⁵ <https://avenston.com/en/articles/operation-and-maintenance-services/>



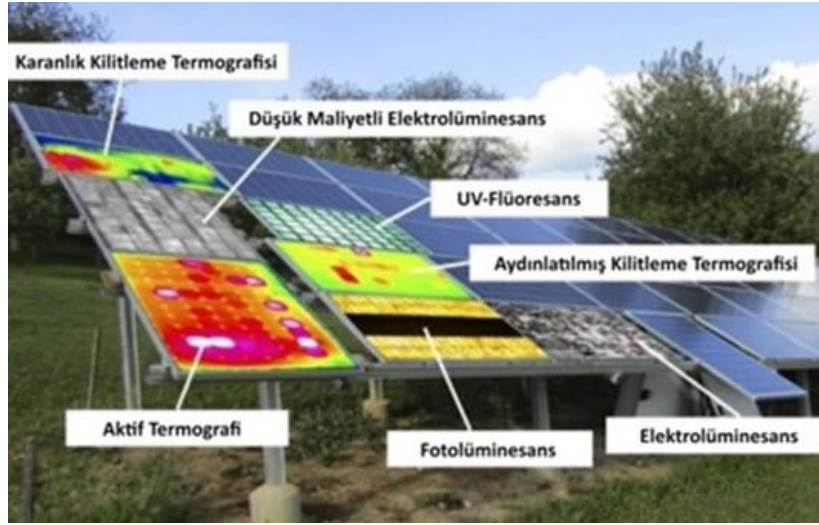
- Tıkanmış havalandırma sistemleri;
- Ağaç dalları veya modüllerin kirlenmesi nedeniyle gölgelenme;
- Üretim hatası;
- Zararlı canlıların neden olduğu hasarlar.

Acil müdahale ekibinin olay yerine gitmesini içeren olağanüstü bakım çalışmaları ile düzenli denetim ve bakım işlemleri için aşağıdaki ekipmanlar gereklidir:⁶

- Kablo ve ekipman durumunun kontrolü;
- Bağlantı kutularının ve güç devrelerinin termal denetimi;
- Kabloların ve ekipmanların yalıtım direnci ölçümü;
- Elektrik bağlantılarının denetimi;
- Topraklama direnci ölçümü;
- PV modüllerinin ve invertör güç bölümlerinin sıcaklık ölçümü;
- İnvertörün iç toz ve kirlere temizlenmesi;
- Cıvata bağlantılarının kontrolü;
- Tüm ekipman ve izolasyonların mekanik hasara karşı incelenmesi;
- Bakım işlemlerinin yürütülmesi;
- Göstergelerin işlenmesi ve elektronik düzen aktarımlarının gerçekleştirilmesi;
- Göstergelerin karşılaştırılması ve kayıt işlemlerinin hazırlanması.

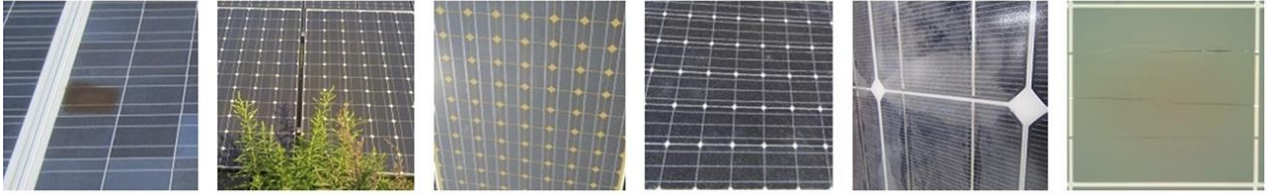
Son yıllarda, PV modüllerinin test edilmesi için birçok farklı yöntem geliştirilmiş ve bunların büyük bir kısmı uygulamada kullanılmaktadır. O&M firmaları bu yöntemlere büyük ilgi duymakta ancak en etkili yöntemin seçimi konusunda sıklıkla zorluk yaşamaktadırlar.

⁶ <https://avenston.com/en/articles/operation-and-maintenance-services/>



Şekil 12: Çeşitli PV modüllerinin test yöntemlerinin şematik gösterimi

Ancak, görsel denetim en temel ve oldukça etkili bir yöntemdir. Özel eğitim almış personel, modüllerde meydana gelen arızaları basit bir dış inceleme ile tespit edebilir. Performanstaki değişikliklerin çoğu görünmez olsa da ve daha gelişmiş tespit yöntemleri gerektirse de, dış inceleme şu gibi kusurları belirlemeye olanak tanır.



Şekil 13: Görsel modül incelemesi (soldan sağa): Sıcak Nokta, Gölgeleme etkileri, Sararma, Cam Kırılması, Laminasyon bozulması, Arka Levha Yırtılması

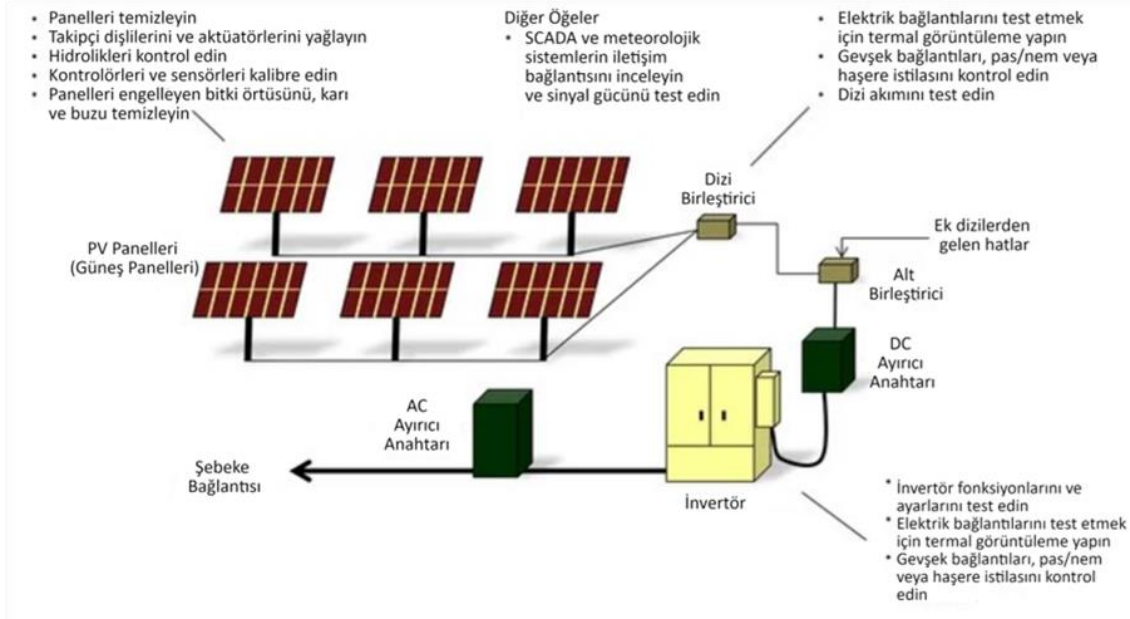
Bunların yanı sıra, güneş enerjisi santrallerinin bakım ve işletmesini yürütecek personelin eğitilmiş, yetenekli ve becerikli olması gerekmektedir. Pazarın büyümesi ve güneş enerjisi yatırım portföylerinin küreselleşmesi ile hizmet kalitesine yönelik beklentiler hızla artmaktadır. Bu nedenle, bakım hizmeti sağlayıcılarının aşağıdaki konularla ilgilenmesi gerekmektedir

- Gerçek zamanlı veri toplama ve yorumlama;
- Sürekli enerji üretimi izleme;
- Kritik ve kritik olmayan onarımlar;
- Sürekli performans iyileştirmesi için eğilim ve APG analizi;
- Maliyetleri en aza indirme ve en iyi sistem performansını sağlama;
- Envanter ve yedek parça yönetimi;
- Güneş enerjisi santralini etkileyen çevresel koşulların uzaktan veya yerinde algılanması;

- Güvenlik sorunlarının tespiti.

Ayrıca, güneş enerjisi santrallerinin bakım maliyetleri diğer enerji üretim cihazlarına kıyasla ihmal edilebilir düzeyde olsa da, işletme ve bakım maliyetleri konum, güneş enerjisi sistemi türü, fotovoltaik (PV) bileşenler ve çevresel koşullar gibi çeşitli faktörlere bağlıdır..

Aşağıdaki şekilde, güneş enerjisi santrali için tipik bakım gereksinimleri gösterilmektedir.



Şekil 14: Güneş enerjisi santrali için dikkate alınması gereken bazı bakım gereksinimleri

- Kablolar, danışman/EPC yüklenicisi tarafından seçilmelidir..

REFEREANSLAR

- [1] EPDK, "Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik," T.C. Resmi Gazete.
- [2] "Tüketici Fiyat Endeksi, Şubat 2021," s. 74–77, 2021.
- [3] TEİAŞ, "Türkiye Kurulu Güç Raporu," TEİAŞ.
- [4] F. Çanka Kılıç, "Güneş Enerjisi, Türkiye'deki Son Durum ve Üretim Teknolojileri," Mühendis ve Makina, cilt 56, sayı 671, s. 28–40, 2015.
- [5] Solargis, "Türkiye Güneş Kaynak Haritası," Dünya Bankası.
- [6] Irena, "Renewable Capacity Statistics 2020," Irena. .
- [7] ITRPV, "Photovoltaic Technologies Roadmap 2019," VDMA-ITRPV. (Fotovoltaik Teknolojiler Yol Haritası 2019)
- [8] Fraunhofer, "Technology Based PV Production," PSE Projects GmbH 2020. (Teknoloji Tabanlı PV Üretimi)
- [9] J. S. Stein, D. Riley, M. Lave, C. Deline, F. Toor, ve C. Hansen, "Outdoor Field Performance from Bifacial Photovoltaic Modules and Systems," 33. Avrupa Fotovoltaik Güneş Enerjisi Konferansı ve Sergisi, 2017, s. 1961–1967, doi: 10.4229/EUPVSEC20172017-6CO.13.3. (Bifasiyal Fotovoltaik Modüller ve Sistemlerden Açık Alan Performansı)
- [10] GTC, "Production Advantages of Bi-Facial PV Systems," GTC. (Bifasiyal PV Sistemlerinin Üretim Avantajları)
- [11] Çevre ve Şehircilik Bakanlığı, "Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik," T.C. Resmi Gazete, 20

Ekler

Ek 1: Çevresel, Sosyal, İş Gücü, Sağlık ve Güvenlik Mevzuatı

Yönetmelikler / Tebliğler	RG Sayısı	RG Tarihi	Proje ile İlgililik/Çıkarımlar
Çevresel İzin ve Lisanslar			
Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği	31907	29.07.2022	Projenin inşaat öncesi, inşaat ve işletme aşamaları için kapsamının belirlenmesi ve etkilerinin değerlendirilmesi.
Çevre İzin ve Lisans Yönetmeliği	29115	10.09.2014	Projenin tüm aşamalarında çevresel izin ve lisans gereklilikleri.
Çevre Denetimi Yönetmeliği	27061	21.11.2008	İnşaat ve işletme aşamalarında, proje sahibi veya yetkili kamu otoriteleri tarafından yapılacak çevresel denetim gereklilikleri.
Özel Güvenlik Hizmetlerine Dair Kanunun Uygulanmasına İlişkin Yönetmelik	25606	07.10.2004	İnşaat aşamasında kamp alanı güvenliği ve işletme aşamasında güvenlik amaçlı olarak.
Hava Kalitesi Kontrolü ve Sera Gazı (GHG) Emisyonları			
Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği	27277	03.07.2009	İnşaat aşamasında toz emisyonları.
Egzoz Gazı Emisyonu Kontrolü Yönetmeliği	30004	11.03.2017	Proje araçları, makineleri ve ekipmanlarının Projenin tüm aşamalarında işletilmesi.
Biyoçeşitlilik Koruma ve Doğanın Korunması			
Yaban Hayatı Koruma ve Yaban Hayatı Geliştirme Sahaları Yönetmeliği	259637	08.11.2004	Projenin planlama aşamasında proje alanına yakın yaban hayatının korunmasına yönelik alınacak önlemler.
Kimyasallar ve Diğer Tehlikeli Maddeler			
Maddelerin ve Karışımların Sınıflandırılması, Etiketlenmesi ve Ambalajlanması Hakkında Yönetmelik	28848	11.12.2013	İnşaat ve işletme aşamalarında kullanılacak kimyasal maddeler ve karışımlara ilişkin önlemlerin alınması.
Kimyasalların Kaydı, Değerlendirilmesi, İzni ve Kısıtlanması Hakkında Yönetmelik	30105	23.06.2017	İşletme aşamasında kullanılacak kimyasalların belirlenmesi.
Poliklorlu Bifeniller (PCB) ve Poliklorlu Terfenillerin (PCT) Kontrolü Hakkında Yönetmelik	26739	27.12.2007	İşletme aşamasında transformatörler, kapasitörler, gerilim regülatörleri, anahtarlar, motorlarda kullanılan yağlar, PCB kapasitör içeren eski elektrikli cihazlar veya ekipmanlar, floresan aydınlatma balastları

Yönetmelikler / Tebliğler	RG Sayısı	RG Tarihi	Proje ile İlgililik/Çıkarımlar
			dâhil olmak üzere elektrikli ekipmanların kullanımı.
Gürültü			
Çevresel Gürültünün Değerlendirilmesi ve Yönetimi Yönetmeliği	32029	30.11.2022	İnşaat ve işletme aşamalarında gürültü emisyonlarının ve alınacak önlemlerin belirlenmesi.
Açık Alanda Kullanılan Ekipmanlardan Kaynaklanan Çevresel Gürültü Emisyonları Yönetmeliği	26392	30.12.2006	İnşaat ve işletme aşamalarında proje sahasındaki gürültü kaynaklarından kaynaklanan gürültü seviyelerinin düzenlenmesi.
Toprak ve Arazi Kullanımı			
Toprak Kirliliğinin Kontrolü ve Noktasal Kaynaklı Kirlenmiş Sahalara Dair Yönetmelik	27605	08.06.2010	İnşaat ve işletme aşamalarında toprak kirliliği risklerinin belirlenmesi.
Hafriyat Toprağı, İnşaat ve Yıkıntı Atıklarının Kontrolü Yönetmeliği	25406	18.03.2004	Kaynakta kazı toprağı ile inşaat ve yıkım atıklarının yönetimi.
Tarım Arazilerinin Korunması, Kullanılması ve Planlanmasına Dair Yönetmelik	30265	09.12.2017	Projenin planlama aşamasında arazi kullanımındaki değişikliğin yönetimi.
Atık			
Atık Yönetimi Yönetmeliği	29314	02.04.2015	İnşaat ve işletme aşamalarında çevreye ve insan sağlığına zarar vermeden atığın oluşumundan bertarafına kadar olan süreçlerin yönetimi.
Sıfır Atık Yönetmeliği	30829	12.07.2019	İnşaat ve işletme aşamalarında sürdürülebilir kalkınma hedefleri doğrultusunda sıfır atık yönetim sisteminin kurulması, geliştirilmesi, izlenmesi, finansmanı, kayıt altına alınması ve belgelendirilmesine ilişkin genel ilkeler.
Ambalaj Atıklarının Kontrolü Yönetmeliği	30283	27.12.2017	İnşaat ve işletme aşamalarında ambalaj atıklarının oluşumunun önlenmesi, bertaraf edilmesi zorunlu olan ambalaj atıklarının miktarının yeniden kullanım, geri dönüşüm ve geri kazanım yöntemleriyle azaltılması.

Yönetmelikler / Tebliğler	RG Sayısı	RG Tarihi	Proje ile İlgililik/Çıkarımlar
Atık Yağların Yönetimi Yönetmeliği	30985	21.12.2019	Atık yağı tanımı kapsamındaki atık yağlar ve bu atıkların yönetimi, geri kazanımı, bertarafı, alınacak önlemler ve yapılacak bildirimler.
Tıbbi Atıkların Kontrolü Yönetmeliği	29959	25.01.2017	Tıbbi atıkların üretildikleri yerlerde toplanması, geçici olarak depolanması, tıbbi atık işleme tesislerine taşınması ve bertarafı.
Atık Elektrikli ve Elektronik Eşyaların Kontrolü Yönetmeliği	28300	22.05.2012	İnşaat ve işletme aşamalarında elektrikli ve elektronik ekipman atıklarının yönetimi.
Atık PİL ve Akümülatörlerin Kontrolü Yönetmeliği	25569	31.08.2004	Atık pillerin ve akümülatörlerin geri kazanımı veya nihai bertarafı için bir toplama sistemi ve yönetiminin oluşturulması.
Ömrünü Tamamlamış Lastiklerin Kontrolü Yönetmeliği	26357	25.11.2006	İnşaat ve işletme aşamalarında ömrünü tamamlamış lastiklerin yönetiminde gerekli düzenleme ve standartların sağlanması için bir toplama ve yönetim sisteminin oluşturulması.
Su ve Atıksu			
Yeraltı Sularının Kirlenmeye ve Bozulmaya Karşı Korunması Hakkında Yönetmelik	28257	07.04.2012	İnşaat ve işletme aşamalarında yeraltı suyu kaynaklarının kirlenmeye karşı korunması.
Su Ortamlarının ve Çevresinin Tehlikeli Maddelerle Kirlenmesine Dair Yönetmelik	26005	26.11.2005	İnşaat ve işletme aşamalarında tehlikeli maddelerin yönetimi.
Atıksu Toplama ve Uzaklaştırma Sistemleri Yönetmeliği	29940	06.01.2017	Atıksu toplama ve uzaklaştırma sistemlerinin planlanması, projelendirilmesi, inşası ve işletilmesine ilişkin usul ve esaslar.
Yapısal Güvenlik			
Afet Bölgelerinde Yapılacak Yapılar Hakkında Yönetmelik	26582	14.07.2007	Proje kapsamındaki inşaat işlerinin yönetimi.
Deprem Bölgelerinde Yapılacak Binalar Hakkında Yönetmelik	26454	06.03.2007	Proje kapsamındaki inşaat işlerinin yönetimi.
Türkiye Bina Deprem Yönetmeliği	30364	18.03.2018	Deprem etkisindeki tasarım ve inşaat işlerine ilişkin alınacak önlemler ile mevcut binaların deprem etkisindeki performanslarının

Yönetmelikler / Tebliğler	RG Sayısı	RG Tarihi	Proje ile İlgililik/Çıkarımlar
			değerlendirilmesine yönelik önlemler.
Binaların Yangından Korunması Hakkında Yönetmelik	26735	19.12.2007	İnşaat ve işletme aşamalarında yangına karşı alınacak önlemler.
Trafik			
Tehlikeli Maddelerin Karayolu ile Taşınması Hakkında Yönetmelik	28801	24.10.2013	İnşaat ve işletme aşamalarında taşınacak tehlikeli maddeler.
Karayolları Trafik Yönetmeliği	23053	18.07.1997	İnşaat ve işletme aşamalarında kullanılan araç ve makinelerin hız sınırlarının düzenlenmesi.
Trafik İşaretleri Yönetmeliği	18789	19.06.1985	İnşaat ve işletme aşamalarında kullanılacak trafik işaretlerinin düzenlenmesi.
Sağlık ve Güvenlik ve İş Gücü			
İşyerlerinde Acil Durumlar Hakkında Yönetmelik	28681	18.06.2013	Acil durum planlarının hazırlanması, önleme, koruma, tahliye, yangınla mücadele, ilk yardım ve benzeri çalışmalara ilişkin hususlar.
İSG Uzmanlarının Görev, Yetki, Sorumluluk ve Eğitimleri Hakkında Yönetmelik	28512	29.12.2012	İSG uzmanlarının rol ve sorumluluklarının tanımlanması.
İşyeri Hekimi ve Diğer Sağlık Personelinin Görev, Yetki, Sorumluluk ve Eğitimleri Hakkında Yönetmelik	28713	20.07.2013	İşyeri hekimi ve sağlık personelinin rol ve sorumluluklarının tanımlanması.
İnşaat İşlerinde İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği	28786	05.10.2013	İnşaat aşamasında alınacak önlemler.
İş Ekipmanlarının Kullanımında Sağlık ve Güvenlik Şartları Yönetmeliği	28628	25.04.2013	İnşaat aşamasında ekipman kullanımına ilişkin alınacak önlemler.
Kimyasal Maddelerle Çalışmalarda Sağlık ve Güvenlik Önlemleri Hakkında Yönetmelik	28733	12.08.2013	İnşaat ve işletme aşamalarında kimyasal kullanımına ilişkin alınacak önlemler.
Patlayıcı Ortamların Tehlikelerinden Çalışanların Korunması Hakkında Yönetmelik	28633	30.04.2013	Çalışanların, işyerlerinde meydana gelebilecek patlayıcı ortamların tehlikelerine karşı sağlık ve güvenlik açısından korunmalarını sağlamak amacıyla alınacak önlemlere ilişkin usul ve esasları düzenler.

Yönetmelikler / Tebliğler	RG Sayısı	RG Tarihi	Proje ile İlgililik/Çıkarımlar
Geçici ve Belirli Süreli İşlerde İş Sağlığı ve Güvenliği Hakkında Yönetmelik	28744	23.08.2013	Geçici veya belirli süreli iş sözleşmesi ile çalışanların, sağlık ve güvenlik açısından işyerindeki diğer çalışanlarla aynı düzeyde korunması.
İş Sağlığı ve Güvenliği İşaretleri Yönetmeliği	28762	11.09.2013	İnşaat ve işletme aşamalarında alınacak önlemler.
Tozla Mücadele Yönetmeliği	289812	05.11.2013	İşyeri ortamındaki tozdan kaynaklanabilecek risklerin önlenmesi ve çalışanların tozun etkilerinden korunmasının sağlanması amacıyla, iş sağlığı ve güvenliği açısından tozla mücadeleye yönelik alınacak önlemler.
Zararlı Maddeler ve Karışımlar Hakkında Güvenlik Bilgi Formları Yönetmeliği	29204	13.12.2014	İnşaat ve işletme aşamalarında zararlı maddeler ve karışımların insan sağlığı ve çevre üzerindeki olumsuz etkilerine karşı etkin bir denetim ve izleme sağlanması amacıyla güvenlik bilgi formlarının hazırlanması.
İş Sağlığı ve Güvenliği Kanunu (6331)	28339	20.06.2012	İnşaat ve işletme aşamalarında alınacak sağlık ve güvenlik önlemleri.
Kişisel Koruyucu Donanım Yönetmeliği	30761	01.05.2019	İnşaat ve işletme aşamalarında çalışanların sağlık ve güvenliğini sağlamak için alınacak önlemler.
Çalışanların Gürültü ile İlgili Risklerden Korunmalarına Dair Yönetmelik	28721	28.07.2013	İnşaat ve işletme aşamalarında çalışanların sağlık ve güvenliğini sağlamak için alınacak önlemler.
İş Sağlığı ve Güvenliği Risk Değerlendirmesi Yönetmeliği	28512	29.12.2012	İnşaat ve işletme aşamalarında ortaya çıkabilecek iş sağlığı ve güvenliği risklerinin belirlenmesi.
Alt İşverenlik Yönetmeliği	27010	27.09.2008	İnşaat ve işletme aşamalarında yüklenicilerin/alt yüklenicilerin yönetimi.
İşyerlerinde Kişisel Koruyucu Donanım Kullanılması Hakkında Yönetmelik	28695	02.07.2013	İnşaat ve işletme aşamalarında çalışanların sağlık ve güvenliğini sağlamak için alınacak

Yönetmelikler / Tebliğler	RG Sayısı	RG Tarihi	Proje ile İlgililik/Çıkarımlar
			önlemler.
Tehlikeli ve Çok Tehlikeli İşlerde Çalışanların Mesleki Eğitimine Dair Yönetmelik	28706	13.07.2013	İnşaat ve işletme aşamalarında çalışanların sağlık ve güvenliğini sağlamak için alınacak önlemler.
Çalışanların İş Sağlığı ve Güvenliği Eğitimlerinin Usul ve Esasları Hakkında Yönetmelik	28648	15.05.2013	İnşaat ve işletme aşamalarında çalışanların sağlık ve güvenliğini sağlamak için alınacak önlemler.
Yüksek Gerilim Tesisleri Yönetmeliği	24246	30.11.2000	Yüksek gerilimli elektrik tesislerinin güvenli bir şekilde kurulması, inşa edilmesi, işletilmesi ve bakımına ilişkin önlemleri kapsar.
Elle Taşıma İşleri Yönetmeliği	28717	24.07.2013/	İnsan gücü ile yapılan malzeme ve ekipman taşıma işlemlerinin güvenli bir şekilde gerçekleştirilmesine yönelik güvenli prosedürleri tanımlar.
Kültürel Miras			
Kültür ve Tabiat Varlıklarını Koruma Kanunu	18113	23.07.1983	İnşaat aşamasında rastlantısal buluntuların meydana gelmesi durumunda alınacak önlemlerin belirlenmesi.
Kültür ve Tabiat Varlıklarına İlişkin Araştırma, Sondaj ve Kazılar Hakkında Yönetmelik	18485	10.08.1984	İnşaat sırasında ortaya çıkan kültürel ve doğal varlıklara ilişkin prosedürlerin ve yükümlülüklerin tanımlanması.

Ek 2: Tapu Senedi

İli	KARAMAN	 Türkiye Cumhuriyeti TAPU SENEDİ		Fotograf			
İlçesi	MERKEZ						
Mahallesi	PIRİREİS						
Köyü							
Sokağı							
Mevkii	Tatlıkuyu Sırtları						
Satış Bedeli		Pafta No.	Ada No.	Parsel No.	Yüzölçümü		
0.00			4883	1	ha	m ²	dm ²
		94.079,03 m2					
GAYRİMENKULÜN	Niteliği	ARSA					
	Sınırı	Planındadır Zemin Sistem No : 88967756					
	Edinme Sebebi	PIRİREİS Mah. 1201 Ada 1 Parsel taşınmazının İfraz işlemi (TSM) işleminden.					
	Sahibi	KARAMAN BELEDİYESİ - (KARAMAN) Tam					
Geldisi		Yevmiye No.	Cilt No.	Sahife No.	Sıra No.	Tarihi	Gittisi
Cilt No.		7371	42	4157		29/04/2015	Cilt No.
Sahife No.		Siciline Uygunluk İsmail UYSAL Yetkili Müdür Yardımcısı 				Sahife No.	
Sıra No.						Sıra No.	
Tarih						Tarih	
NOT : * Mülkiyet gayri menkuller ile ilgili tapu kütüğüne muvazat edilmektedir. ** Tapu Kanunu hükümleri gereğince adres değişikliği için Tapu Sicil Müdürlüğüne bildirilecektir.							

Ek 3: ÇED Kararı





T.C.
ÇEVRE ve ŞEHİRCİLİK BAKANLIĞI
Çevresel Etki Değerlendirmesi, İzin ve Denetim Genel Müdürlüğü

T.C.
KARAMAN VALİLİĞİ
ÇEVRE ve ŞEHİRCİLİK İL MÜDÜRLÜĞÜ

Karar Tarihi : 07-01-2020
Karar No : 69306553 220-02 E-20203

ÇEVRESEL ETKİ DEĞERLENDİRME BELGESİ

25.11.2014 tarih ve 29186 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği'nin Ek-II listesinde yer alan '4MWe GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİ KAPASİTE ARTIRIMI' projesi ile ilgili olarak inceleme-değerlendirme yapılmış ve Proje Tanıtım Dosyasında çevresel etkilere karşı alınması öngörülen önlemler yeterli görülmüştür. Ayrıca ÇED Raporu hazırlanmasına gerek bulunmadığı tespit edilmiş olup, söz konusu projeye ÇED Yönetmeliğinin 17. Maddesi gereğince Valiliğimizce "Çevresel Etki Değerlendirmesi Gerekli Değildir" kararı verilmiştir.


Hacı İbrahim TÜRKOĞLU
Vali a.
Vali Yardımcısı

Proje Sahibi : KARAMAN BELEDİYE BAŞKANLIĞI
Proje Yeri : Karaman İli, Merkez İlçesi, Pirireis MAH. - N30c1 pafta - 4883 Ada - 1 Parsel (94079,03m2)
Kapasite : 4.999 kWe

Ek 4: İl Tarım ve Orman Müdürlüğü'nden Alınan İzin



T.C.
KARAMAN VALİLİĞİ
İl Tarım ve Orman Müdürlüğü

Sayı : 70261189-230 99-T. 2850362
Konu : Arazi Sınıfı (Pirreis 4883/1 Parsel)

19.09 2019

KARAMAN BELEDİYE BAŞKANLIĞINA
(Plan Ve Proje Müdürlüğü)

İlgi : 17.09.2019 tarihli ve 62614786-E.118855-36-5396 sayılı yazınız.

İlgi dilekçenizde, Pirreis Mahallesi Tathkuyu Sırtları Mevkii sınırları içerisinde bulunan ve arsa vasfı ile Karaman Belediyesi adına kayıtlı tapunun 4883 ada 1 nolu parselde güneş enerjisinden elektrik üretmek amacıyla lisanssız güneş enerjisi santrali (GES) kurulmasının planlandığı belirtilmekte ve ilgili elektrik dağıtım şirketine verilmek üzere Kurum görüşümüzün bildirilmesi istenmektedir

GES yatırımı yapılmak istenen ve mülkiyeti Karaman Belediyesine kayıtlı Pirreis mahallesi sınırları içerisinde bulunan arsa niteliğindeki 4883 ada 1 nolu parsel (94079 m²) taşınmaz, 5403 sayılı Toprak Koruma ve Arazi Kullanımı Kanunu ile bu Kanuna bağlı olarak 9.12.2017 tarihli ve 30265 sayılı Resmi Gazete' de yayımlanan Tarım Arazilerinin Korunması Kullanılması ve Planlanmasına Dair Yönetmelik hükümlerinin uygulanması kapsamına girmemektedir

Karaman Belediyesine kayıtlı Pirreis mahallesi sınırları içerisinde bulunan, tapunun 4883 ada 1 nolu parsel taşınmazın vasfının **arsa** olması nedeniyle arazi sınıf tespiti yapılmamıştır.

Bilgilerinizi arz ederim.

Abdullah KAYA
İl Müdürü V.

Not: 5070 sayılı Elektronik İmza Kanunu gereği bu belge elektronik imza ile imzalanmıştır.

Cumhuriyet Mahallesi 703 Sokak No:11 70100 KARAMAN
Tel: 0 (338) 213 16 53 Faks: 0 (338) 213 49 80
E-Posta: karaman@tarim.gov.tr Keş: karaman@gtbb.hs01.kep.tr

Bilgi için: Ayhan İNAN
Tekniker
Telefon No: (338) 213 16 53-307

Ek 5: ENH Güzergah Haritası



Karaman ENH KMZ



Karaman ETL.kmz



PVsyst - Simülasyon raporu

Şebekeye bağlı sistem

Proje: KARAMAN PİRİREİS

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz

Sistem gücü : 4787 kWp

Karaman - Turkey

Hazırlayan



PVsyst V7.3.1

VCD, Simülasyon tarihi:
03/05/24 16:28
v7.3.1 ile

Proje: KARAMAN PİRİREİS

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

Proje özeti

Coğrafi konum Karaman Turkey	Konum Enlem Boylam Rakım Saat dilimi	37.18 °N 33.22 °E 1033 m UTC+3	Proje ayarları Albedo	0.20
Hava durumu verileri Karaman Meteonorm 8.1 (2003-2010), Sat-% 100 - Sentetik				

Sistem özeti

Şebekeye bağlı sistem Kolektör düzleminin yönlendirmesi Sabit düzlem Eğim/Azımut 30 / 25 °	3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz Yakın gölgelemeler Gölgelemesiz	Kullanıcı ihtiyaçları Sınırsız yükleme (şebeke)
Sistem bilgisi PV alanı Panel sayısı Toplam nom. güç	8704 adet 4787 kWp	Invertör Öge sayısı Toplam nom. güç Nom. güç oranı
		40 adet 4000 kWac 1.197

Sonuçların özeti

Öretilen enerji	8576691 kWh/yıl	Öretilbilir	1792 kWh/kWp/yıl	Perf. oranı PR	86.34 %
-----------------	-----------------	-------------	------------------	----------------	---------

İçindekiler

Proje ve sonuçların özeti	2
Genel parametreler, Kolektör alanının özellikleri, Sistem kayıpları	3
Ufuk tanımlaması	4
Genel sonuçlar	5
Kayıplar diyagramı	6
Ön tanımlı grafikler	7
Tek hat şeması	8

**PVsyst V7.3.1**

VCO, Simülasyon tarihi:
03/05/24 16:28
v7.3.1 ile

Proje: KARAMAN PİRİREİS

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

Genel parametreler

Şebekeye bağlı sistem	3B sahne tanımlanmadı, gölgelemesiz	
Kolektör düzleminin yönlendirmesi		
Yönlendirme	Dizi ayarları	Kullanılan modeller
Sabit düzlem	3B sahne tanımlanmadı	Transpozisyon Perez
Eğim/Azmut	30 / 25 °	Difüz Perez, Meteonorm
		Circumsolar ayrı
Ufuk	Yakın gölgelemeler	Kullanıcı ihtiyaçları
Ortalama yükseklik	Gölgelemesiz	Sınırsız yükleme (şebeke)
1.4 °		

Kolektör alanının özellikleri

PV modül		Invertör	
Üretici	CW Enerji	Üretici	Huawei Technologies
Model	CWT550 - 108PM12	Model	SUN2000-100KTL-INMO-415Vac
(Kullanıcı tarafından belirlenen parametreler)		(Kullanıcı tarafından belirlenen parametreler)	
Birim gücü	550 Wp	Birim gücü	100 kWac
PV modül sayısı	8704 adet	Invertör sayısı	40 adet
Nominal (STC)	4787 kWp	Toplam güç	4000 kWac
Modül	544 Zincir x 16 Seri	Çalışma gerilimi	300-1000 V
İşletme şartlarında (50°C)		Maks güç (→35°C)	110 kWac
Pmpp	4366 kWp	Nom. güç oranı (DC:AC)	1.20
U mpp	456 V	Power sharing within this Inverter	
I mpp	9574 A		
Total PV gücü		Invertör toplam gücü	
Nominal (STC)	4787 kWp	Toplam güç	4000 kWac
Toplam	8704 modül	Invertör sayısı	40 adet
Panel yüzeyi	22286 m²	Nom. güç oranı	1.20
Hücre yüzeyi	20728 m²		

Dizi kayıpları

Termal kayıp faktörü	DC kablolama kaybı	Modül kalite kaybı
Işınım göre modül sıcaklığı	Global alan direnci	Kayıp oranı
Uc (sabit)	0.79 mΩ	-0.8 %
20.0 W/m²K	Kayıp oranı	
Uv (rüzgar)	1.5 STC'de%	
0.0 W/m²K/m/s		
Modül uyumsuzluk kaybı	Dizi uyumsuzluk kaybı	
Kayıp oranı	Kayıp oranı	
2.0 MPP'de%	0.1 %	
IAM kayıp faktörü		
Yansımaya etkisi (IAM): Fresnel, yansımaya önleyici, n(cam)=1.526, n(AR)=1.290		
0°	30°	50°
1.000	0.999	0.987
	60°	70°
	0.962	0.892
	75°	80°
	0.816	0.681
	85°	90°
	0.440	0.000



PVsyst V7.3.1

VC0, Simülasyon tarihi:
03/05/24 16:28
v7.3.1 ile

Proje: KARAMAN PİRİREİS

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

Ufuk tanımlaması

Horizon from PVGIS website API, Lat=37°10'51", Long=33°12'54", Alt=1033m

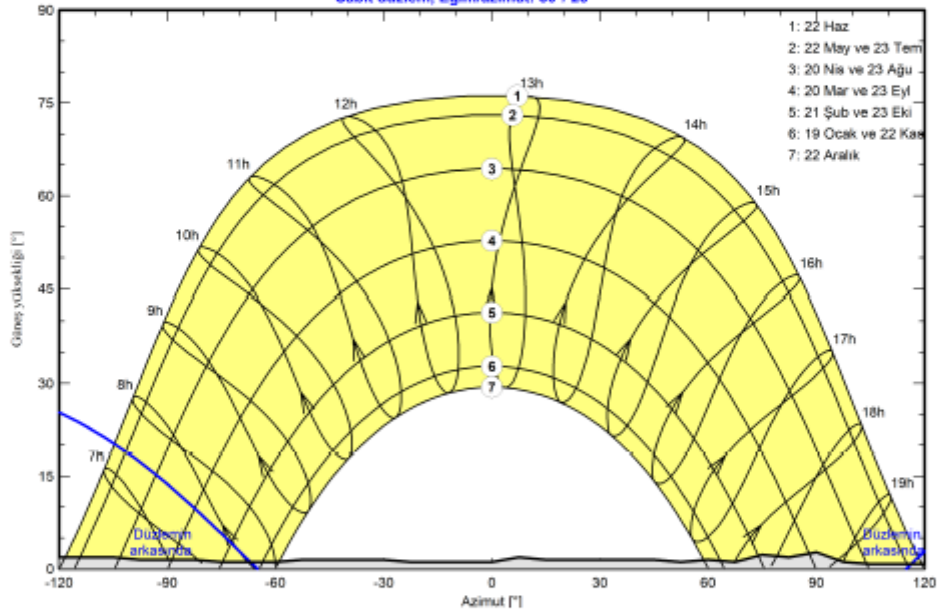
Ortalama yükseklik	1.4 *	Albedo faktörü	0.93
Difüz faktörü	0.99	Albedo oranı	100 %

Ufuk profili

Azmut [°]	-180	-165	-158	-105	-98	-83	-75	-60	-53	-30	-23	0	8	15
Yükseklik [°]	0.8	0.8	1.9	1.9	1.5	1.5	1.1	1.1	1.5	1.5	1.1	1.1	1.9	1.5
Azmut [°]	45	53	60	68	75	83	90	98	105	150	158	165	173	180
Yükseklik [°]	1.5	1.1	1.5	1.1	2.3	1.9	2.7	1.1	0.8	0.8	1.9	2.7	1.5	0.8

Güneş yörüngesi (yükseklik/azimut diyagramı)

Sabit düzlem, Eğim/azimut: 30°/ 25°





PVsyst V7.3.1

VCD, Simülasyon tarihi:
03/05/24 16:28
v7.3.1 ile

Proje: KARAMAN PİRİREİS

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

Genel sonuçlar

Sistem üretimi

Üretilen enerji

8576691 kWh/yıl

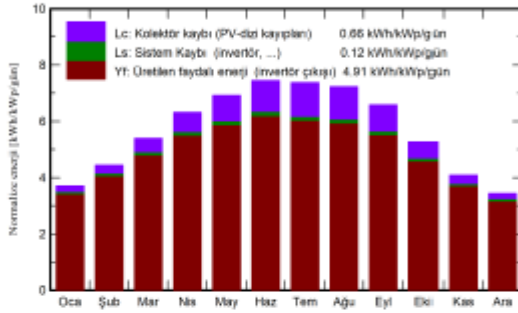
Üretililebilir

1792 kWh/kWp/yıl

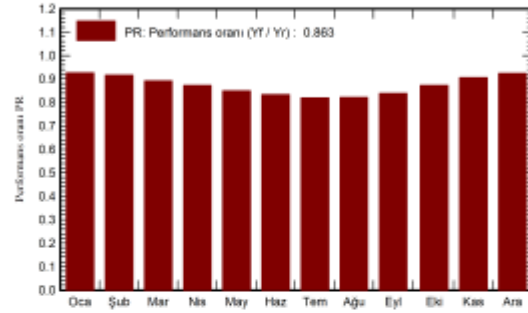
Performans oranı PR

86.34 %

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 kWh	E_Grid kWh	PR oran
Ocak	74.4	25.98	0.05	114.6	112.4	520341	507993	0.926
Şubat	91.4	34.78	2.04	124.2	121.3	558164	545108	0.917
Mart	139.8	52.55	7.18	167.1	163.4	730782	713505	0.892
Nisan	176.0	61.28	11.53	189.4	185.1	810195	791048	0.872
Mayıs	222.6	62.74	16.42	214.6	209.3	894491	873225	0.850
Haziran	240.6	57.08	20.94	223.2	217.4	912177	890549	0.833
Temmuz	241.3	57.89	24.73	228.4	222.7	918241	896553	0.820
Ağustos	217.2	53.12	24.61	224.1	219.4	903407	881994	0.822
Eylül	172.8	48.39	19.63	197.3	193.2	812021	792830	0.839
Ekim	125.3	42.44	13.74	163.0	159.7	696977	680736	0.872
Kasım	83.5	32.67	6.90	122.7	120.0	544617	532164	0.906
Aralık	67.7	27.03	1.85	106.4	104.0	482070	470987	0.924
Yıl	1852.6	555.96	12.53	2075.0	2027.9	8783485	8576691	0.863

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 Dizin çıkışında etkin enerji
E_Grid Şebekeye enjekte edilen enerji
PR Performans oranı



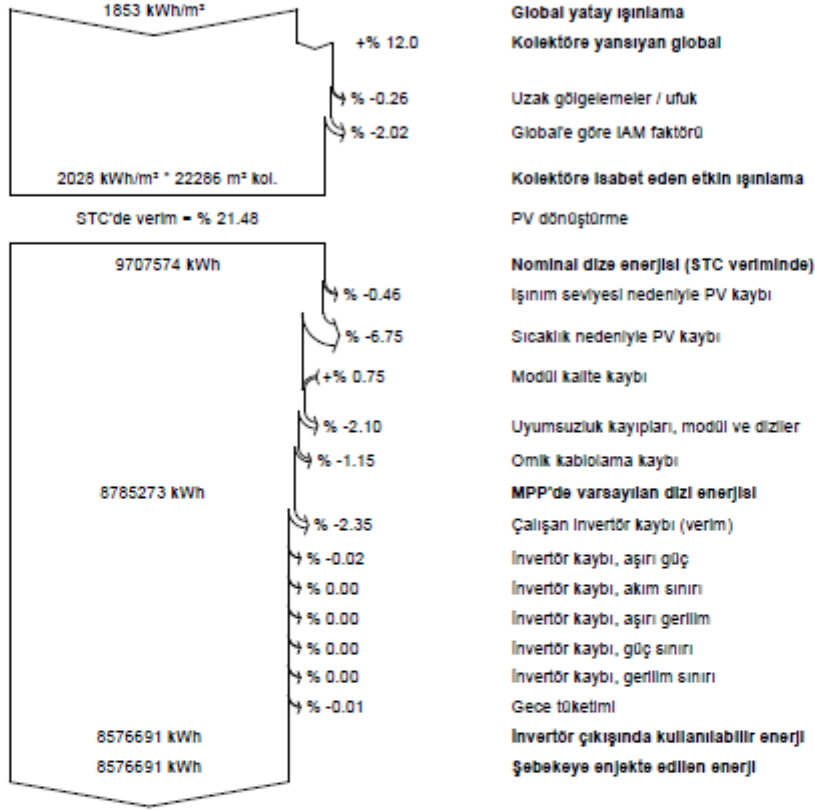
PVsyst V7.3.1

VCO, Simülasyon tarihi:
03/05/24 16:28
v7.3.1 ile

Proje: KARAMAN PİRİREİS

Varyant: Yeni simülasyon varyantı

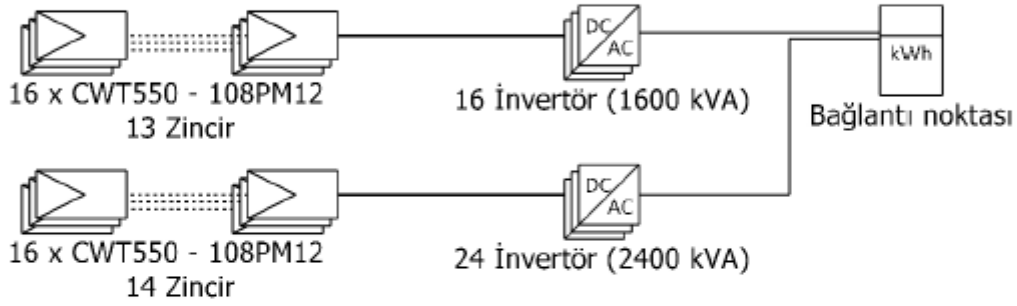
Kayıplar diyagramı





PVsyst V7.3.1
VC0, Simülasyon tarihi:
03/05/24 16:28
v7.3.1 ile

Tek hat şeması



PV modül	CWT550 - 108PM12
İnvertör	SUN2000-100KTL-INM0-415Vac
Zincir	16 x CWT550 - 108PM12

KARAMAN PİRİREİS

VC0 : Yeni simülasyon varyantı

03/05/24



PVsyst V7.3.1

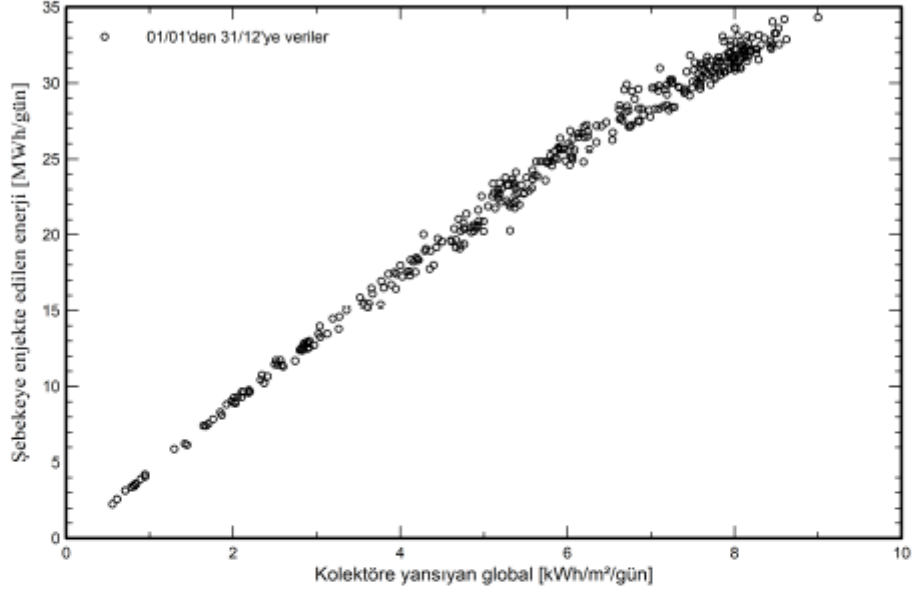
VC0, Simülasyon tarihi:
03/05/24 16:28
v7.3.1 ile

Proje: KARAMAN PİRİREİS

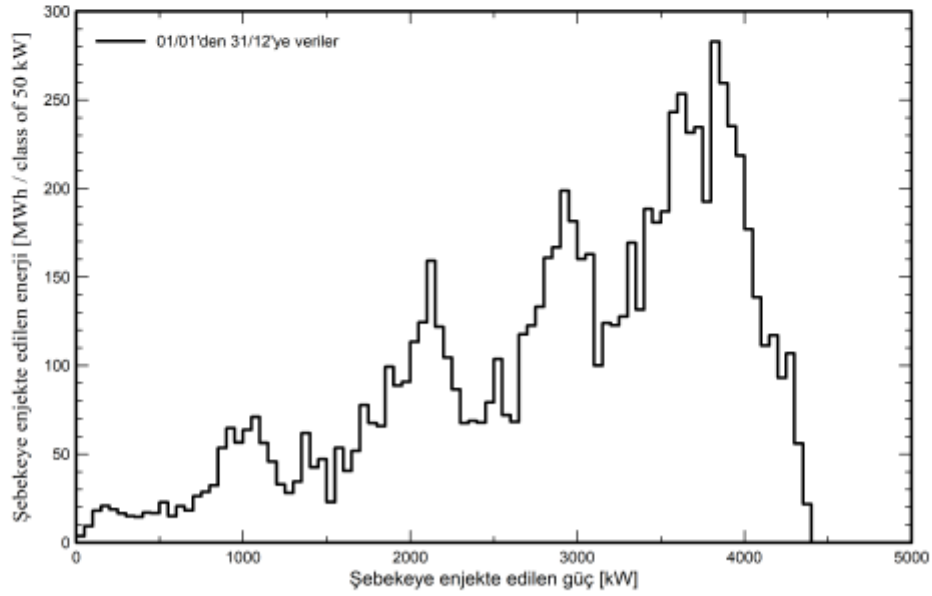
Varyant: Yeni simülasyon varyantı

Ön tanımlı grafikler

Günlük giriş / çıkış diyagramı



Sistem çıkış gücü dağılımı



Ek 7: SKHKKY Matrisi

• Kirlenici	• Sınır Değerler (Tipik Kılavuzlar)	• Yönetmelik/Standart
• Karbonmonoksit (CO)	• 50 µg/m ³ (kısa süreli maruziyet için ortam hava kalitesi standardı)	• DSÖ Hava Kalitesi Kılavuzları, AB Ortam Hava Kalitesi Standartları
• Azot Oksitler (NOx)	• 200 µg/m ³ (NO ₂ için saatlik ortalama)	• DSÖ Hava Kalitesi Kılavuzları, AB Ortam Hava Kalitesi Standartları
• Partikül Madde (PM10)	• 50 µg/m ³ (PM10 için 24 saatlik ortalama)	• Bölgeye bağlı olarak DSÖ, AB veya ulusal standartlar
• Partikül Madde (PM2.5)	• 25 µg/m ³ (PM2.5 için 24 saatlik ortalama)	• DSÖ, AB Ortam Hava Kalitesi Standartları
• Kükürt Dioksit (SO ₂)	• 500 µg/m ³ (saatlik ortalama)	• DSÖ, AB Ortam Hava Kalitesi Standartları
• Uçucu Organik Bileşikler (UOB'ler)	• 150 µg/m ³ (benzen için ortam hava kalitesi standardı, temsili UOB olarak)	• Ulusal hava kalitesi standartları (örneğin, ABD Çevre Koruma Ajansı (EPA), AB)