



Türkiye’deki Farklı İller İçin Şebekeye Bağlı Arazi ve Çatı Tipi Lisanssız Fotovoltaik Güç Santrallerinin Tekno-Ekonomik Analizi

Celalettin Bakır¹, Ahmet Yılcıncı²

ÖZ

Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimi için lisanssız kuruluşlar artarak devam etmektedir. Özellikle elektrik fiyatlarına gelen yüksek oranlı zamlar, tüketicilerin yatırımlarını yenilenebilir enerji kaynaklarına doğru yönlendirmesini sağlamıştır. Bu çalışmada, 1215 kWp / 1000 kWe güçlerinde hem arazi hem de çatı kurulumu olarak tasarlanan şebekeye bağlı lisanssız güneş enerjisinden elektrik üretim santrallerinin Türkiye’nin farklı iklim koşullarına sahip 7 şehri için (Ağrı, Antalya, Balıkesir, İstanbul, İzmir, Konya ve Samsun), tekno-ekonomik analizi gerçekleştirilmiştir. Analizlerin teknik kısmı PVsyst simülasyon programı kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Ayrıca tüm şehirler için seviyelendirilmiş enerji maliyeti, net bugünkü değer, iç kârlılık oranı, proje ve öz kaynak geri dönüşleri hesaplanmıştır. Ekonomik analizde, %100 mahsuplaşma, %50 mahsuplaşma-%50 elektrik satış ve %100 elektrik satış opsiyonları kullanılmıştır. Yıllık enerji üretiminde en yüksek değer 1988 MWh/yıl ile Antalya da arazi kurulumunda, en düşük değer ise 1234 MWh/yıl ile Samsun’da çatı kurulumunda elde edilmiştir. Sistem performans oranında en yüksek değer %80.07 ile Ağrı’da çatı kurulumunda, en düşük değer ise %75.92 ile Antalya’da arazi kurulumunda elde edilmiştir. Tüm senaryolar ele alındığında, net bugünkü değer ve iç kârlılık oranı en yüksek Antalya için olmuştur.

Anahtar Kelimeler: Fotovoltaik güç santralleri, lisanssız elektrik, ekonomik analiz, net bugünkü değer, iç kârlılık oranı

Techno-Economic Analysis of Grid-Connected Rooftop and Land Types of Unlicensed Photovoltaic Power Plants For Different Cities in Turkey

ABSTRACT

Unlicensed installations of electrical energy generation from renewable energy sources continue increasingly in Turkey. Especially, the high rate of increase in electricity prices has enabled consumers to direct their investments toward renewable energy sources. In this study, techno-economic analyses of unlicensed grid-connected solar power generation plants, which were designed as both land and rooftop installations with the capacity of 1215 kWp/1000 kWe in different climatic conditions of seven cities in Turkey (Ağrı, Antalya, Balıkesir, İstanbul, İzmir, Konya and Samsun), were conducted. The technical part of the analyses was carried out using the PVsyst simulation software. Also, levelized cost of energy, net present value, internal rate of return, project and equity returns were calculated for all cities. In the economic analysis, 100% offsetting, 50% offsetting- 50% electricity sale, and 100% electricity sale options were used. For the annual electrical energy production, the highest value was obtained for the land installation in Antalya with 1988 MWh/year, and the lowest value was calculated for the rooftop installation in Samsun with 1234 MWh/year. For the system performance ratio, the highest and lowest values were found for the rooftop installation in Ağrı with 80.07% and the land installation in Antalya with 75.92%, respectively. The highest net present value and internal rate of return were obtained for Antalya by considering all scenarios.

Keywords: Photovoltaic power plants, unlicensed electricity, economic analysis, net present value, internal rate of return

* İletişim Yazarı

Geliş/Received : 10.05.2022

Kabul/Accepted : 08.08.2022

¹ Selçuk Üniversitesi, Karapınar Aydoğanlar Meslek Yüksekokulu, Elektrik ve Enerji Bölümü, Karapınar/Konya
Ege Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Güneş Enerjisi Anabilim Dalı, 35100, Bornova/İzmir
celalettinbakir@selcuk.edu.tr, ORCID: 0000-0001-7641-8524

² Ege Üniversitesi, Güneş Enerjisi Enstitüsü, Enerji Anabilim Dalı, 35100, Bornova/İzmir
ahmet.yilanci@ege.edu.tr, ORCID: 0000-0001-9636-026X



EXTENDED ABSTRACT

Introduction

In Turkey, compared to the past two-decades, diversity in resources for electrical energy generation from renewable energy is much more visible today. There has especially been an increase in the installation of solar power generation systems with photovoltaic technology. Techno-economic feasibilities are the main criteria considered in selecting resources and evaluating investments. While making investment decisions in both private and public sectors, it is necessary to ensure that the current resources are used correctly and efficiently. Especially in the economic crisis of recent times, every step should be carefully considered, and a comprehensive techno-economic analysis should be conducted before making an investment decision. This study investigates the techno-economic suitability of solar power plants with photovoltaic technologies for different regions in Turkey by considering various sale option scenarios.

Methods

In this study, techno-economic analyses of unlicensed grid-connected solar power generation plants, which were designed as both land and rooftop installations with the capacity of 1215 kWp/1000 kWe in different climatic conditions of seven cities in Turkey (Ağrı, Antalya, Balıkesir, İstanbul, İzmir, Konya and Samsun), were conducted. 2700 photovoltaic modules with 450 Wp power each and 10 inverters with 100 kWe power each were used. Technical studies of the analyses were carried out using the PVsyst simulation software. Also, in the study, levelized cost of energy, net present value, internal rate of return, project and equity returns were calculated for all cities. In the analysis, "One Term Class, One Time Zone, Medium Voltage, Industry Tariff" was chosen as an electricity tariff group. Within the scope of the economic analysis of the study, 100% offsetting, 50% offsetting-50% sale, and 100% sale options of electricity were used. The unit prices of these sales and set-off options were selected from the tables of the Energy Market Regulatory Authority (EMRA) electricity tariffs as 0.148610 USD/kWh, 0.133266 USD/kWh and 0.117923 USD/kWh, respectively. The rooftop and land installation costs were calculated as 690000 USD and 835500 USD, respectively, and the same values were used for all cities.

Results

In this study, the lowest levelized cost of energy for both the rooftop and land installations was obtained for Antalya with 0.038 USD/kWh and 0.048 USD/kWh, respectively. For the annual energy production, the highest value was obtained for the land installation in Antalya with 1988 MWh/year, and the lowest value was found for the rooftop installation in Samsun with 1234 MWh/year. For the system performance ratio, the highest value was obtained for the rooftop installation in Ağrı with 80.07%, and the lowest value was found for the land installation in Antalya with 75.92%. By considering all scenarios, the highest net present value and internal rate of return were obtained for Antalya in the 100% set-off and 100% equity scenarios with the values of 14677651.73-1444918.75 USD and 31% - 27%, respectively, for both the rooftop and land installations. The lowest net present value and internal rate of return were obtained for Samsun in the 25% equity-75% credit and 100% sale scenarios with the values of 15862.21-263722.06 USD and 8% - 5%, respectively, for both the rooftop and land installations. Project returns of investments were calculated for all scenarios, and they were found between 3.61-7.27 years for the rooftop installations and 4.21-10.28 years for the land installations in 100% equity scenario. Project returns in the 25% equity-75% credit scenario were obtained between 7.60-23.91 years for the rooftop installations and 9.19-23.28 years for the land installations.

Discussion and Conclusions

The solar power generation systems with photovoltaic technology, which are planned to be installed in different cities of our country, have achieved feasible results. By considering the results obtained, the most profitable investment for investors is to prefer the installations that produce electricity in the place where it is consumed. In addition, investments in photovoltaic power systems for all cities in this study seem to be very bankable, especially in terms of return on equity.

1. GİRİŞ

Ülkemizde yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı yeni hedefler, gelişen teknoloji ile birlikte daha verimli ve daha çevreci bir anlayışla ortaya konulmaktadır. Özellikle Türkiye'nin elektrik üretim kapasitesindeki son 15 yıla baktığımızda, 2006 yılında 40.5 GW seviyelerinde olan elektrik enerjisi kurulu gücü, 2022 yılı Mart ayı itibari ile 100.33 GW seviyelerine yükseldiği görülmektedir [1,2]. Bu veriler ışığında son 15 yıllık süreçte elektrik üretim kurulu gücü yaklaşık 2.5 kat artış göstermiştir.

2000'li yıllarda ülkemizde elektrik üretimi için kullanılan başlıca kaynak doğalgazdır. Doğalgazı termik kaynaklar, hidrolik kaynaklar takip etmektedir. 2006 yılında elektrik üretimimizin yaklaşık %33.35'i doğalgazdan, %25.78'i kömürden, %33.1'i hidrolik enerjiden ve diğer yenilenebilir kaynaklardan, %7.77'si sıvı yakıtlardan sağlanmıştır [3]. Günümüzde ise bu durum değişerek, elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının payının ciddi oranda arttığı görülmektedir. 2022 yılı Mart ayı itibari ile elektrik kurulu güç, hidrolik kaynakları da dâhil ettiğimizde, %54'ü yenilenebilir kaynaklardan, %25.37'si doğalgazdan, %20.37'si kömürden ve kalan %0.26'lık kısım ise sıvı yakıtlardan oluşmaktadır [2]. Yenilenebilir kaynaklar 2000'li yıllarda sadece hidrolik enerjiden oluşmakta iken günümüzde kaynak çeşitliliği sağlanmaya başlanmıştır. Yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde hidrolik enerjiye ek olarak güneş enerjisi, rüzgâr enerjisi, biyokütle enerjisi ve jeotermal enerji kaynakları da kullanılarak elektrik üretimi yapılmaya devam edilmektedir. Bu kapsamda kaynaklar seçilirken ve yatırımlar değerlendirilirken dikkate alınan kıstasların başında tekno-ekonomik fizibiliteler gelmektedir. Gerek özel sektörde gerekse kamuda bir yatırım kararı alınırken mevcutta bulunan kaynakların doğru ve verimli bir şekilde kullanıldığından emin olunması gerekmektedir. Özellikle son dönemlerde artış gösteren küresel ekonomik krizde her atılacak adımın dikkatle ölçülmesi ve yatırım kararı alınmadan önce detaylı bir tekno-ekonomik analiz yapılması gerekmektedir.

Türkiye'de fotovoltaik (FV) güç sistemlerinin kurulumu, son on yılda artış göstermiştir ve özellikle 2022 yılı başında elektrik fiyatlarına gelen yüksek oranlı artış sebebi ile büyük bir ivmelenme kazanmıştır. 09/05/2021 tarihinde son hali yayımlanarak yürürlüğe giren "Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği (LÜY)" kapsamında, üretilen elektriğin iç tüketimde kullanılması/mahsuplaştırılması gerekliliği ortaya konulmuştur [4]. Lisanssız kapsamda kurulan fotovoltaik güç sistemleri son dönemde arazi ve çatı uygulamalı olarak gerçekleştirilebilmektedir. Bu sistemlerden üretilen elektriğin bir tüketim aboneliği ile mahsuplaştırılması LÜY kapsamında zorunludur. Dolayısıyla üretim ve tüketim noktalarının konumları, tesis kurulumlarında mahsuplaşma, satış miktarlarının ve bunların bedellerinin belirlenmesinde önem arz etmektedir.

Bu kapsamda, Büyükzeren ve ark. [5] Konya Meram Tıp Fakültesi Hastanesi'nde



uygulanabilecek bir güneş enerjisi santralının fizibilite çalışmalarını gerçekleştirmişlerdir. Yapılan çalışma RETScreen programında tasarlanmıştır. Bina çatılarına sığacak gücün 900 kW olarak belirlendiği çalışmada elektrik satış birim fiyatı 13.3 USDcent olarak kabul edilmiştir. Çalışma da karbon gelirine göre iki adet senaryo üzerinde durulmuş ve karbon gelirinin 15 USD/ton CO₂ birim fiyatı ile hesaba katılması durumunda geri dönüş süresini 4.8 yıl, karbon gelirinin hesaba katılmaması durumunda 5.1 yıl olarak hesaplamışlardır. Yalılı [6], Van ili için 1 MW gücünde lisanslı bir fotovoltaik güneş enerjisi santralının ekonomik koşullardaki finansal analizini gerçekleştirmiştir. Çalışma da tesis arazi kurulumu olarak planlanmıştır. Ekonomik ömür 25 yıl ve fotovoltaik panel performansında yıllık %0.7'lik güç kaybı hesaplara dâhil edilmiştir. Çalışma sonucunda öz sermaye ile pozitif net bugünkü değer (NBD) elde edilmiş ve %22.35'lik iç karlılık oranı (İKO) hesaplanmıştır. Yatırımın geri ödeme süresi 4 yıl olarak bulunmuştur. Yatırımın kredi ile yapılması durumunda NBD negatif olarak bulunmuş ve İKO %6.76 olarak hesaplanmıştır. Bu senaryoda yatırımın geri ödeme süresi 9 yıl olarak belirlenmiştir. Malik ve ark. [7], güneş, rüzgâr, biyokütle gibi yerel yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanarak, Batı Himalaya bölgesinde bir mikro şebeke olarak şebekeye bağlı bir hibrit sistemin tekno-ekonomik-çevresel fizibilite analizini gerçekleştirmişlerdir. Yapılan 5 farklı senaryoda en düşük seviyelendirilmiş enerji maliyeti, şebekeye bağlı fotovoltaik/biyogaz hibrit konfigürasyonunda 0.099 USD/kWh değeri ile ulaşılmıştır. Seedahmed ve ark. [8], Batı Suudi Arabistan bölgesinde bir taşımacılık şirketinin yük talep bölgelerini elektrikleştirmek için şebekeden bağımsız farklı konfigürasyonlarda oluşturulmuş hibrit enerji sistemlerinin tekno-ekonomik analizlerini gerçekleştirmişlerdir. Çalışma sonuçlarına göre rüzgâr türbini/dizel jeneratör/yakıt hücresi ve bataryadan oluşan birinci hibrit sistem, rüzgâr türbini/yakıt hücresi ve bataryadan oluşan ikinci hibrit sisteminin 25.67 milyon USD'lik maliyetine oranla 0.27 kez daha uygun maliyetle, 7.045 milyon USD olarak bulunmuştur. Ayrıca birinci ve ikinci hibrit sistemlerin seviyelendirilmiş enerji maliyetleri sırasıyla 0.271 USD ve 0.898 USD olarak hesaplanmıştır. Taylan [9], fotovoltaik/rüzgâr hibrit santrallerinin farklı indirim oranı ve şebeke tarife fiyatlarında en düşük birim enerji maliyetini veren optimum yapı belirlenmiştir. Buna göre %40 oranındaki çift yönlü tarifede ve %8 indirim oranında tasarlanan 2572 kW FV ve 900 kW rüzgâr türbin kapasitelerinde en yüksek NBD değeri olan 4.3 milyon USD ve en düşük birim enerji maliyeti olan 108.84 USD/MWh değerlerine ulaşılmıştır. Ayrıca indirim oranının artırılması durumunda birim enerji maliyetini düşürmek için rüzgâr ve güneş enerjisi sistem kapasitelerinin düşürülmesi gerektiğini belirtmişlerdir. Ayrıca indirim oranı yüksek olan ülkelerde teşvik mekanizmasının hayata geçirilmesinin ve bu teşvikin yüksek oranlı çift yönlü tarifelerle yapılması gerektiğinin altını çizmişlerdir. Gul ve ark. [10], System Advisory Model (SAM) programını kullanarak, bir enerji depolama sistemi ve yerel şebeke istasyonu ile entegre güneş fotovoltaik sistemlerinden elektrik üreterek bir üniversite kampüsünü ve komşu topluluklarını karbondan arın-



dırmayı amaçladıkları çalışmada ilk yıl 2838 GWh/yıl üretim gerçekleştirmişlerdir. Sistemin seviyelendirilmiş enerji maliyeti 0.039 USD/kWh olarak belirlenmiştir. İlk yıl sistem performans oranı %88, kapasite faktörü %16.6 olarak hesaplanmıştır. Chennaif ve ark. [11], hem şebekeye bağlı hem de şebekeden bağımsız yenilenebilir enerji sistemlerinin farklı güç üretim ve depolama tesisleri için optimum kapasite ve boyutlarını belirlemek amacı ile kademeli genişletilmiş elektrik sistem analizi gerçekleştirmişlerdir. Li ve ark. [12], Batı Çin'de bulunan kırsal bir bölgede elektrifikasyon için şebekeye bağlı ve şebekeden bağımsız hibrit yenilenebilir enerji sistemlerin teknolojik analizini gerçekleştirmişlerdir. Şebekeden bağımsız optimum sistemin senaryosunda 29 kW FV, 50 kW rüzgâr, 30 kW biyogaz enerji sistemleri ile 89 kWh batarya kapasitesi ve 26 kW evirici sistemi kurulmuştur. 420486 USD'lik sistemin başlangıç sermayesi 142220 USD ve enerji maliyeti 0.131 USD/kWh olarak hesaplanmıştır. Şebekeye bağlı optimum sistem ise 64 kW FV, 60 kW rüzgâr ile 30 ve 42 kW'lık eviricilerden oluşmuştur. 369461 USD'lik sistemin başlangıç sermayesi 311634 USD ve enerji maliyeti 0.084 USD/kWh olarak hesaplanmıştır. Emrani ve ark. [13], rüzgâr ve fotovoltaik güç üretiminin kesintili olmasından dolayı güç talebini ve arzını dengelemek amacıyla kullanılan standart depolama teknolojileriyle karşılaştırmak için yerçekimi depolama sistemi adlı yeni bir enerji depolama sisteminin teknolojik performans göstergelerini incelemişlerdir. En optimum çözüme güneş-rüzgâr-yerçekimi enerji depolama hibrit sisteminde ulaşılmıştır. Bu sistemin seviyelendirilmiş enerji maliyetinin 0.3 Euro/kWh ile 0.018 Euro/kWh arasında olduğunu, standart depolamalı hibrit sistemin seviyelendirilmiş enerji maliyetinin ise 0.25 Euro/kWh ile 0.05 Euro/kWh arasında olduğunu hesaplamışlardır. Pakistan'da kent sel göl alanında yüzer fotovoltaik santralin hem kapsamını değerlendirmek hem de benzer özelliklerde zemine kurulmuş fotovoltaik sistemle karşılaştırmak amacıyla SAM programı kullanılarak teknolojik analizi gerçekleştirilmiştir. Gerekli temizleme suyunun maliyeti normal şartlar altında 1435 USD iken, yüzer fotovoltaik sistemlerde bu değer 1.35 USD olarak tahmin edilmiştir. 10°C'lik sıcaklık düşüşü göz önüne alındığında Standart sıcaklık koşullarına göre kapasite faktörü %0.7 daha yüksek olarak bulunmuştur. Ayrıca 64 kWh/kWh'lık ilave bir enerji hasadı yüzer FV sistemler için hesaplanmıştır [14]. Orhan ve ark. [15], Konya ilinde bir besi çiftliğine kurulan güneş enerjisi sisteminin ekonomik analizi üzerine yaptıkları çalışmada sistem maliyetini 1884600 TL olarak hesaplamışlardır. Ayrıca güneş enerjisi sisteminin yıllık 255368TL üretim yaptığını ve sistemin geri dönüşünün 7.2 yıl olduğunu ve yıllık 670340 kg CO₂ salımını engellediğini belirtmişlerdir. Altınkök ve ark. [16], Giresun Üniversitesi Mühendislik Fakültesi bina çatısı kullanılarak tasarladıkları hibrit fotovoltaik güneş enerjisi sisteminin PVsol programında analizlerini gerçekleştirmişlerdir. 120.34 kWp kurulu gücünde seçilen sistemin yapılan hesaplamalarında yıllık 138054 kWh enerji üreteceği, sermaye yatırım getiri oranının %14.30 olarak bulunduğu, sistemin geri ödeme süresinin 7.1 yıl olarak belirlendiği, sistem performans oranının %91.3 olduğu ve yıllık 64588 kg CO₂ salımının engellendiğini belirt-



mişlerdir. Dal ve ark. [17], Kocaeli bölgesinde bulunan büyük ölçekli bir limanın tekno-ekonomik ve çevresel analizini gerçekleştirmişlerdir. Bu çalışmada limandaki kapalı alanlara 932 kWp gücünde fotovoltaik sistem kurulabileceği, kurulacak bu güçle yılda 1061034 kWh enerji üretilebileceği sonucuna ulaşılrken, sistemin geri ödeme süresinin 8.3 yıl olacağı ve yılda 37.7 ton CO₂ salımının engelleneceği belirtilmiştir. Çağlayan [18], Afyonkarahisar ili Sandıklı ilçesindeki bir sera işletmesinin enerji ihtiyacının karşılanması amacıyla güneş, rüzgâr ve jeneratör kaynaklı kurulacak sistemlerin modelleme ve simülasyonlarını gerçekleştirmiştir. Yapılan çalışmada enerji maliyetleri sırasıyla 0.084 USD/kWh, 0.059 USD/kWh ve 0.554 USD/kWh olarak bulunmuştur. Biçen ve ark. [19], Bursa ilinde küçük ve orta büyüklükteki işletmeler için tasarladıkları 23 kW sistem için teknik ve ekonomik analiz gerçekleştirmişlerdir. Analiz sonuçlarına göre monokristalin panellerden oluşan sistemin yıllık üretim değerleri 28081 kWh/yıl ve 32239 kWh/yıl arasında bulunmuştur. Sistem maliyeti 22770 Euro olarak hesaplanırken sistemin geri ödeme süresi 6.1 yıl olarak bulunmuştur. Çeliktaş ve ark. [20], System Advisor Model (SAM) yazılımı kullanarak Türkiye'nin altı bölgesi için kurgulanan fotovoltaik santrallerin teknik ve ekonomik analizlerini gerçekleştirmişlerdir. Tesislerin maliyetleri 1.4 USD/W olarak kabul edilmiş, %20 özkaynak kullanımı ile %7 faizli, 12 yıllık borçlanma modeli uygulanmıştır. İskonto oranı %6 ve enflasyon oranı %2 olarak kabul edilmiştir. Elektrik satış fiyatı ilk on yıl için 0.133 USD/kWh ve sonraki on yıl için 0.05 USD/kWh olarak belirlenmiştir. Belirlenen 6 il içinde Mersin 4.74 USDcent/kWh ile en düşük seviyelendirilmiş enerji maliyet değerine ulaşırken 7.08 USDcent/kWh değeri ile Sinop ili en yüksek seviyelendirilmiş enerji maliyeti değeri oluşmuştur. İç verim oranları ise Mersin ve Sinop ili için sırasıyla %9.99 ve -%1.57 olarak bulunmuştur.

Bu çalışmanın amacı, fotovoltaik teknolojiye sahip güneş enerjisinden elektrik üretim santrali kurmayı planlayan yatırımcıların, çeşitli tüketim senaryolarına göre Türkiye'nin farklı bölgelerinde gerçekleştirecekleri yatırımların uygunluklarının tekno-ekonomik analiz ile belirlenmesidir. Kurulacak olan sistemler Türkiye'nin 7 farklı ilinde, bölgesel ışınım koşullarında, çeşitli tüketim senaryolarında değerlendirilmiş ve PVsyst simülasyon programı kullanılarak hesaplanmıştır. Tüm tasarımların net bugünkü değer (NBD), iç kârlılık oranı (İKO), geri dönüş süreleri (GDS), seviyelendirilmiş enerji maliyetleri (SEM), enerji üretim değerleri ve sistem maliyetleri hesaplanarak sonuçlar verilmiştir. Tüm analizler güncel mevzuatlar çerçevesinde ele alınmıştır.

2. YÖNTEM

Ağrı, Antalya, Balıkesir, İstanbul, İzmir, Konya ve Samsun illerinde hem çatı hem de arazi üzerine lisanssız elektrik üretimi yönetmeliği (LÜY) kapsamında değerlendirilmek üzere, üretim ve tüketim noktalarının aynı ve farklı olduğu senaryolarda, 1215 kWp / 1000 kWe kurulu güçlerinde, tesis kurulumları planlanmış ve PVsyst

simülasyon programına işlenmiştir. LÜY kapsamında üretim ve tüketim noktalarının ayrı olduğu durumlarda üretilen ve tüketilen elektriğe %100 dağıtım bedeli ve elektrik tarife tablolarındaki nihâi bazlı tablodan birim fiyat seçimi, üretim ve tüketim noktalarının aynı olduğu senaryolarda satış kısmına %100 dağıtım bedeli ve elektrik tarife tablolarındaki faaliyet bazlı tablodan birim fiyat seçimi, mahsuplaşılana kısma %0 dağıtım bedeli ve elektrik tarife tablolarındaki nihai bazlı tablodan birim fiyat seçimi uygulanmıştır. Kısaca %100 mahsuplaşma ve %50 mahsuplaşma-%50 satış senaryoları üretim ve tüketim noktasının aynı olduğu, %100 satış senaryosu ise LÜY 5.1(h) maddesi kapsamında [4] kurulan üretim ve tüketim noktalarının farklı olduğu ve üretilen elektriğin tamamının aylık mahsuplaşma kapsamında mahsuplaştırıldığı, üretim ve tüketim noktasında çift dağıtım bedelinin ödendiği senaryolar olarak ele alınmıştır. Elde edilen veriler ışığında tesislerin teknik ve ekonomik analizleri yapılmış ve sonuçlar sunulmuştur.

2.1 İllere Göre Enerji Üretim Değerlerinin Belirlenmesi

Tasarım planlaması yapılırken güncel uygulamalara uygun olması açısından Kuzey-Güney doğrultusunda inşa edilmiş bir çatı planı ve tam Güney yöne konumlandırılarak kurulacak arazi tipi fotovoltaik sistem kurulumları düşünülmüştür. Çatı kurulumunda 8° panel eğim açısı ve 0°-180° azimut açıları, arazi kurulumunda ise 30° panel eğim ve 0° azimut açısı kullanımları kabul edilmiştir. Her iki tipteki kurulum için aynı DC ve AC güçler kullanılmıştır. Fotovoltaik panel olarak 450 Wp Half-Cut Mono Perc fotovoltaik modül ve 100 kW gücünde dizi tip evirici tercih edilmiştir. Kullanılan fotovoltaik modül ve evirici özellikleri Tablo 1’de verilmiştir.

PVsyst programına tasarımı yapılacak sistemin her bir il için veri girişleri yapılmıştır. Aynı il içinde hem çatı hem de arazi için aynı koordinat değerlerinin kullanımı ışınım farklılıkları olmaması açısından tercih edilmiştir. Tablo 2’de iller, koordinat bilgileri, rakım ve fotovoltaik modül düzlemine gelen yıllık toplam ışırtım değerleri verilmiştir.

2.2 Sistem Dizaynı

Çalışmada her bir il için hem çatı hem de arazi kurulumlarında 1215 kWp / 1000 kW'e kurulu güç değerleri kullanılmıştır. Her iki kurulum tipinde de 450 Wp gücündeki fotovoltaik modüller eviricilere 18’li seri ve 15 dizi / 10 maksimum güç noktası izleyici (MPPT) bağlantılı yapılarak tasarlanmıştır. Her bir eviriciye 121.5 kWp DC güç bağlanarak tüm eviricilerin eşit güçte dizayn edilmesi sağlanmıştır.

Günümüz teknolojisinde ticari kullanımlarda fotovoltaik modüller genellikle Mono Perc teknolojisine haiz modüller olarak üretilmektedir. Özellikle son 2 yılda Mono Perc fotovoltaik modüller “Poli perc” veya “Polikristal” fotovoltaik panellere nazaran üretim teknolojilerinin gelişmesi ve verim avantajı sayesinde tercih edilmektedir. 2022 yılının ilk çeyreğinde ise özellikle dilim kesme teknolojisinin gelişmesi, tam

Tablo 1. FV Modül ve Evirici Özellikleri

Özellik	Değer	Birim
Fotovoltaik Modül		
Güç	450	Wp
Hücre	Half-Cut	
Nominal Gerilim	41.48	V
Açık Devre Gerilimi	48.86	V
Nominal Akım	10.86	A
Kısa Devre Akımı	11.39	A
Panel Verimi	20.69	%
Toplam FV Panel Adedi	2700	Adet
Toplam DC Güç	1215	kWp
Evirici		
Güç	100	kWe
Verimlilik	98.8	%
Toplam Evirici Sayısı	10	Adet
Toplam AC Güç	1000	kWe

hücre kullanımının yerine yarım hücre (haf-cut) kullanımının artmasını sağlamıştır. Hücre boyutlarındaki büyüme ise yüksek güçlü fotovoltaik modüllerin üretimine olanak sağlamıştır.

Mevcut piyasa koşullarında 450 Wp-495 Wp modül grupları ile 530-550 Wp ve 630-670 Wp arası modül grupları ticari olarak kullanılmaya başlanmıştır. Özellikle çatı kurulumlarında ağırlıklarından ve ebatlarından dolayı 450-530 Wp grupları tercih edilirken arazi kurulumlarında 630 Wp grupları daha çok tercih edilmektedir. Ülkemizde 2022 yılı 1. Çeyreği itibari ile 450-495 Wp grupları ticari olarak kullanılırken, 3. Çeyrek itibari ile 530-550 Wp grupları kullanılmaya başlanacaktır. 630-670 Wp gruplarının ise 2023 yılı 1. Çeyreği itibari ile piyasa olması beklenmektedir. Çalışma kapsamında tercih edilen evirici tipi dizi eviricidir. Eviriciler mikro, dizi ve merkezi olmak üzere 3 gruba ayrılmaktadır. Mikro eviriciler daha çok düşük güçlü tasarımlarda (1-10 kWe) tercih edilirken dizi eviriciler daha geniş bir kullanım alanında (1-10

Tablo 2. İllere Göre Koordinat, Rakım ve Işıttım Değerleri (PVsyst verileri)

İller	Koordinat Bilgileri	Rakım (m)	Işıttım Değerleri (kWh/m ²)	
			Çatı	Arazi
Ağrı	39.62° - 43.01°	1676	1422.4	1669.6
Antalya	36.90° - 30.71°	52	1724.8	2033.1
Balıkesir	39.59° - 27.86°	154	1255.8	1391.9
İstanbul	41.09° - 28.60°	107	1294.9	1472.2
İzmir	38.43° - 27.17°	25	1643.1	1897.9
Konya	37.99° - 32.63°	1003	1632.7	1896.1
Samsun	41.28° - 36.33°	84	1188.6	1357.9

MWe) tercih edilmektedirler. Merkezi eviriciler ise daha çok arazi kurulumlarında ve yüksek güçlü uygulamalarda (5-1000 MWe) yer bulmaktadırlar. Mikro eviriciler en fazla 2 kWe güçlerinde üretilirken dizi eviriciler 1 kWe güçten 350 kWe güce kadar geniş bir kullanım aralığına sahiptir. Merkezi eviriciler ise 1 MWe güçten 5 MWe güce kadar üretilmektedirler. Tesis kurulumlarında arıza oranı bakımından merkezi eviriciler daha düşük oranlara sahiptirler. Ancak olası bir arıza da büyük güçlerin devre dışı kalması yatırımcılar açısından sorun teşkil edebilmektedir. Özellikle 10 MWe güce kadar olan kurulumlarda tesisin küçük gruplara ayrılarak dizayn edilebilmesi, her bir eviricinin kendi içinde MPPT ve dizi bazında izlenebilmesi, bakım-onarım kolaylıkları gibi avantajlarından dolayı dizi eviriciler tercih sebebi olmaktadır. Bu çalışmada 1000 kWe güç tercih edildiği için her biri 100 kWe gücünde dizi eviricilerin kullanımı tercih edilmiştir.

2.3 Ekonomik Veriler

Bu çalışmada sistem kurulumlarının maliyetleri il ayrımı gözetenmeden sadece çatı ve arazi kurulumu olarak 2 farklı senaryoda değerlendirilmiştir. Mali senaryolar hazırlanırken üretim ve tüketimin aynı noktada olduğu kurulumlar için elektriğin tamamının tüketilmesi (%100 mahsuplaşma) ve yarısının tüketilip ve diğer yarısının şebekeye satılması (%50 mahsuplaşma - %50 Satış) senaryoları dikkate alınmıştır. LÜY 5.1(h) maddesi kapsamında [4] getirilen üretim-tüketim noktalarının farklı yerlerde olması durumu için de üretilen elektriğin tamamının şebekeye verildiği, üretim-tüketim mahsuplaşma matematiğinin ayrı ayrı değerlendirildiği senaryo için de üretilen elektriğin tamamının 5.1(h) maddesi kapsamında mahsuplaştırılacağı (%100 satış) senaryo da bu çalışma kapsamında değerlendirilmiştir. Hesaplama-

Tablo 3. Perakende Tek Zamanlı, Tek Terimli, OG, Sanayi Tarife Grubu Birim Fiyatları

Dolar-TL Alış Kuru	14.7 TL/USD (22/04/2022) [22]
%100 Mahsuplaşma	0.148610 USD/kWh
%50 Mahsuplaşma - %50 Satış	0.133266 USD/kWh
%100 Satış	0.117923 USD/kWh

larda elektrik fiyatlarında döviz bazında yıllık artış olmayacağı ve yıllık bazda üretilen elektrikte %0.7 kayıp gerçekleşeceği varsayılmıştır. Elektrik tarife grubu olarak “Perakende Tek zamanlı Tek Terimli OG - sanayi” tarifesi dikkate alınmıştır. EPDK 2022 2. çeyrek tarife tablolarının kullanıldığı çalışmada elektriğin mahsuplaşma-satış senaryolarında kullanılacak birim fiyat tablosu Tablo 3’de verilmiştir [21].

Çalışma kapsamında değerlendirilen tesislerin tüm üretim-tüketim senaryoları için %100 öz kaynak kullanımı ve %25 öz kaynak-%75 kredi kullanımı durumlarına göre çalışmalar gerçekleştirilmiştir. Tablo 4’de tesisin maliyeti ve işletme giderleri verilmiştir. Tablo 5’de ise kredi kullanımı durumu için kabul edilen kredi miktarı, faiz oranı ve ödeme süresi bilgileri verilmiştir.

Ekonomik analizler santrallerin finansal açıdan uygulanabilirliğini belirlemek amacı ile yapılmaktadır. Santrallerin finansal açıdan uygunluğunu belirten üç temel parametre bulunmaktadır. Bu parametreler “seviyelendirilmiş enerji maliyeti (SEM)”,

Tablo 4. Tesis Maliyetleri ve İşletme Giderleri

	Çatı	Arazi
Tesis Maliyeti (USD)	690000	835500
İşletme Giderleri (USD/yıl)	4180	20796

Tablo 5. Kredi Maliyetleri

	Çatı	Arazi
Tesis Maliyeti (USD)	690000	835500
Kredi Kullanım Oranı (%)	25	25
Kredi Kullanım Miktarı (USD)	517500	626625
Yıllık Faiz Oranı (%)	9	9
Ödeme Süresi (Yıl)	6	6
Yıllık Ödeme Tutarı (Faiz+Anapara) (USD)	115390.99	139687.11

“net bugünkü değer (NBD)” ve “iç kârlılık Oranı (İKO)”dır. Bir fotovoltaik sistemin ekonomik fizibilitesi seviyelendirilmiş enerji maliyeti (SEM) incelenerek belirlenebilmektedir [14,23]. SEM, bir santral tarafından üretilen elektriğin maliyeti olarak tanımlanmaktadır [24-26].

$$SEM = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{(C_0 + M_0)}{(1+d)^i}}{\sum_{i=0}^n \frac{Q_n}{(1+d)^i}} \quad (1)$$

Denklemden C_0 , tesis maliyetini (USD); M_0 , işletme giderlerini (USD); Q_n , tesisin yıllık elektrik üretimini (kWh); d , iskonto oranını (%) ve n , proje süresini (yıl) göstermektedir.

Net bugünkü değer (NBD), belirli bir iskonto oranına göre indirgenmiş gelirlerin toplamı ile indirgenmiş giderlerin toplamı arasındaki farktır. Bir yatırımın hayata geçirilebilmesi için net bugünkü değerinin pozitif olması gerekmektedir. Farklı yatırımlar söz konusu ise net bugünkü değeri büyük olan yatırım tercih edilir. Negatif net bugünkü değere sahip yatırımlar hayata geçirilmezler. NBD formülü (2) numaralı denklemde verilmiştir [27].

$$NBD = \sum_{n=0}^N \frac{(C_n)}{(1+d)^n} \quad (2)$$

Denklemden C_n , vergi sonrası proje getirisini (USD) göstermektedir.

İç kârlılık oranı (İKO), net bugünkü değeri “0” yapan iskonto oranı olarak tanımlanmaktadır. İKO formülü (3) numaralı denklemde verilmiştir [27].

$$NBD = \sum_{i=0}^n \frac{(C_n)}{(1+İKO)^i} = 0 \quad (3)$$

3. BULGULAR VE TARTIŞMA

7 farklı il (Ağrı, Antalya, Balıkesir, İstanbul, İzmir, Konya, Samsun) için 3 farklı tüketim (%100 mahsuplaşma, %50 mahsuplaşma-%50 satış ve %100 satış) ve 2 farklı kaynak kullanımı (%100 öz kaynak ve %25 öz kaynak-%75 kredi) senaryolarına göre hazırlanan bu çalışmada analiz sonuçları teknik ve ekonomik olarak iki bölümde incelenmiştir.

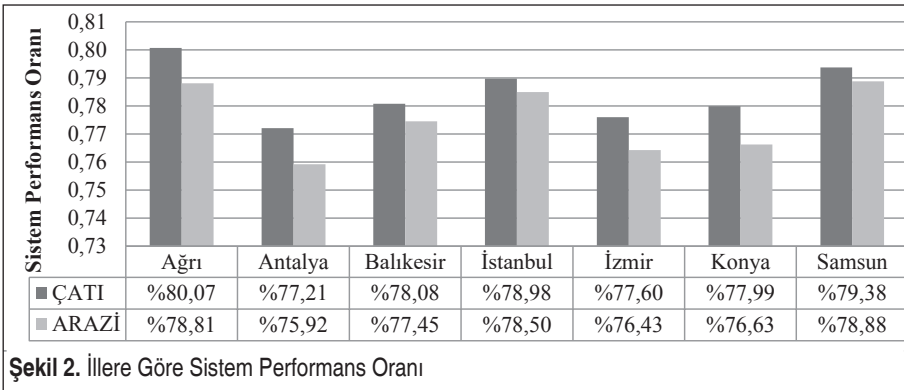
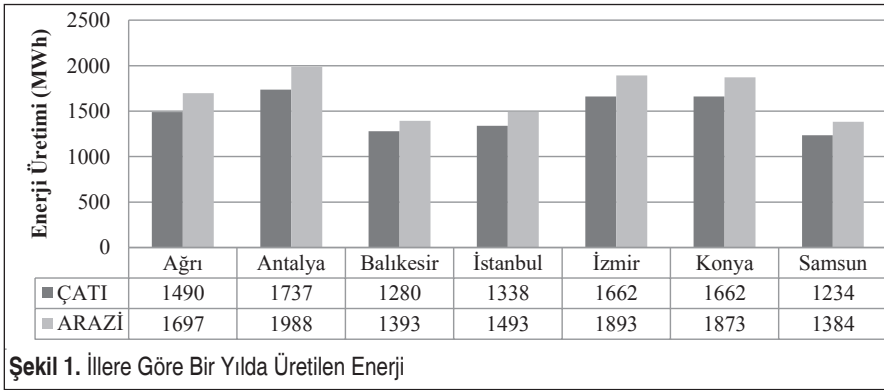
3.1 Teknik Analiz Sonuçları

7 farklı ilde, 1215 kWp / 1000 kWe kurulu gücünde tasarlanan fotovoltaik teknolojiye sahip güneş enerjisinden elektrik üretim santralleri için PVsyst simülasyon programı kullanılarak tasarımlar yapılmıştır. PVsyst programı meteorolojik veri tabanı olarak Meteororm 7.2 verilerini kullanmaktadır. Bu veriler ışığında her bir il için bir yılda üretilecek elektrik enerji değeri grafiği Şekil 1'de verilmiştir.

Şekil 1'de görüldüğü gibi çatı ve arazi kurulumlarında en yüksek elektrik enerjisi üretiminin çatı için 1737 MWh ve arazi için 1988 MWh ile Antalya ilinde gerçekleştiği hesaplanmıştır.

Tesislerin kurulumunda önemli bir faktör de sistem performans oranı (SPO) hesabıdır. PVsyst simülasyon programından elde edilen sonuçlara göre Şekil 2'de her bir il için hem çatı hem de arazi kurulumlarında gerçekleşen SPO değerleri verilmiştir.

Sistem performans oranı hesabını etkileyen birçok parametre bulunmaktadır. Bu parametreler içinde en önemli olanı fotovoltaik modülün sıcaklığa bağlı kayıplarıdır. Özellikle sıcak havalarda ve panel üzerine düşen ışınımın şiddeti arttıkça hücrelerde

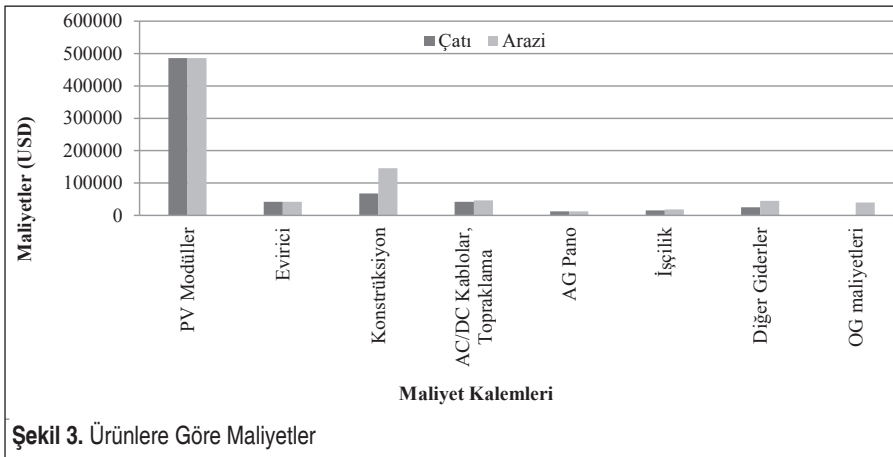


meydana gelen ısınmalar artmakta ve dolayısı ile kayıplar da artmaktadır. Hem çatı hem de arazi kurulumlarında eğer çatı üzerinde belirli bir seviye yükseklik sağlanabilir ve panellerin soğuması gerçekleştirilebilirse arazi üzerinde ki panellerin ışınlam şiddetine daha çok maruz kalması ve sıcaklığının artması sebebi ile arazi kurulumlarının SPO değeri çatı kurulumlarına göre düşük kalabilmektedir. Şekil 2’den de görülebileceği üzere eşit soğutma seviyesi altında çatı kurulumlarının SPO değeri arazi kurulumlarına göre %1.22 daha yüksektir. Yapılan çalışmada çatı kurulumunda SPO en yüksek %80.07 değeri ile Ağrı’da, arazi kurulumda ise en yüksek değer %78.88 ile Samsun’da gerçekleşmiştir. Her iki il incelendiğinde Ağrı için rakım değerinin yüksek olması ve Samsun ilinin ise diğer illere göre nispeten hava sıcaklığının düşük olması fotovoltaik modüllerin soğuması açısından daha elverişli ortam oluşturmaları, dolayısı ile sıcaklığa bağlı kayıpların düşmesi ve SPO’nun artması olarak değerlendirilebilmektedir.

3.2 Ekonomik Analiz Sonuçları

Hem çatı hem de arazi üzerine 7 farklı ilde kurulumları tasarlanan sistemlerin maliyet hesabı çatı ve arazi kurulumu olarak kurulum lokasyonlarından bağımsız iki kategoride incelenmiştir. Ürün bazında maliyet grafiği Şekil 3’de verilmiştir.

Çatı ve arazi kurulumlarında en yüksek maliyet oluşturan kalem fotovoltaik modüllerdir. Fotovoltaik modülleri konstrüksiyon ve evirici maliyetleri takip etmektedir. Çatı ve arazi kurulumlarında en yüksek maliyet farkı oluşturan kalemler konstrüksiyon, orta gerilim (OG) malzemeleri ve diğer giderlerdir. Diğer giderler kapsamına giren ve özellikle arazi kurulumlarında saha hafriyatı, aydınlatma ve kamera maliyeti gibi çatı kurulumlarında olmayan maliyetler bu farka sebebiyet vermektedir. Konstrüksiyon malzemeleri genellikle alüminyum malzemelerden oluşan, çatıda yükselti yapılmadan çatı eğiminde kısa parçalardan meydana gelen ve arazi ku-

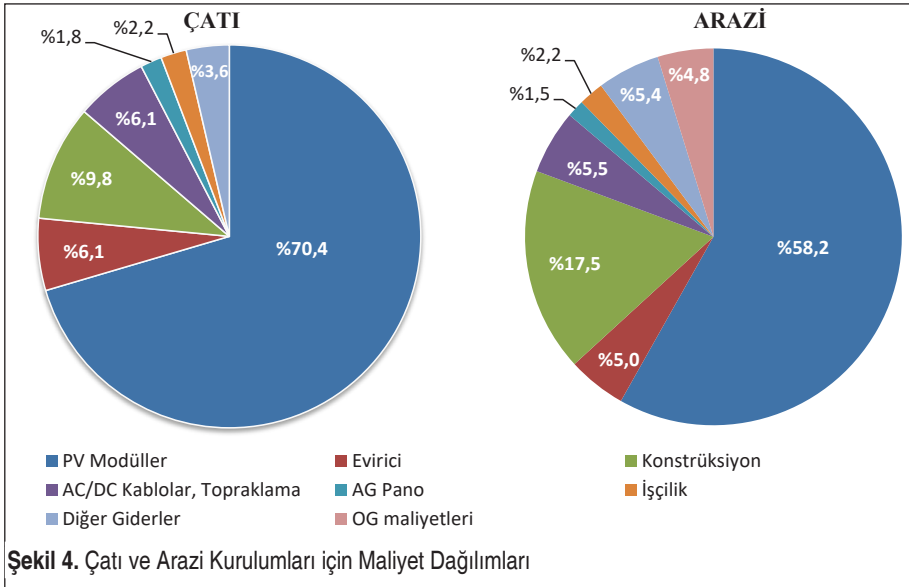


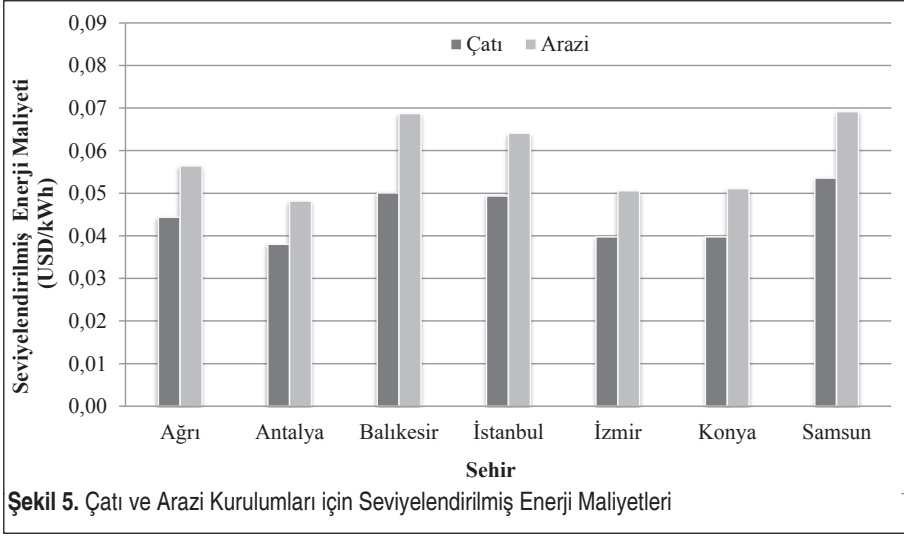
Şekil 3. Ürünlere Göre Maliyetler

rulularına göre çok daha düşük tonajlarda kullanılan sistemlerden oluştuğu için maliyet olarak düşük kalmaktadır. OG malzemeler ise çatı kurulumlarında genellikle mevcut olduğundan herhangi bir maliyet gideri oluşturmamaktadır. Arazi kurulumlarında ise yeni bir OG köşk, trafo ve hücre sistemi tesis edilmesi gerektiğinden fazladan bir maliyet kalemi olarak karşımıza çıkmaktadır. Toplam tesis maliyetleri incelendiğinde 1215 kWp / 1000 kWe gücündeki güneş enerjisi santrali çatı kurulumunda 690000 USD, arazi kurulumunda ise 835500 USD olarak hesaplanmış ve bu çalışma kapsamında yapılan analizlere dâhil edilmiştir. Çatı ve arazi sistem kurulumlarına kullanılan bileşenlerin sistem içindeki maliyet dağılımı Şekil-4'de verilmiştir.

Şekil 4'de görülebileceği üzere maliyet kalemleri içerisinde yüzde olarak en büyük pay çatıda %70,4, arazide ise %58,2 lik oranlar ile fotovoltaik modüllere aittir. Fotovoltaik modülleri çatıda %9,8 ve arazide %17,5 oran ile konstrüksiyon malzemeleri takip etmektedir.

Çalışma kapsamında giren tüm iller için yıllık üretim verileri, işletme giderleri, proje ömrü ve iskonto oranı değerleri girilerek seviyelendirilmiş enerji maliyetleri hesaplanmış ve Şekil 5'de verilmiştir. İşletme giderleri çatı kurulumu için yıllık 4180 USD, arazi kurulumu için yıllık 20796 USD olarak alınmıştır. Her iki tipteki kurulumda fotovoltaik modüllerin yıkanması/temizlenmesi, bakım-onarım faaliyetleri, işletme sigortası maliyeti, öngörülemeyen giderler (panellerin dışarıdan müdahale ile kırılması vb) ortak maliyetler olarak alınmıştır. Güvenlik hizmetleri açısından çatı kurulumları genellikle korumalı bölge içinde olduklarından güvenlik açısından





Şekil 5. Çatı ve Arazi Kurulumları için Seviyelendirilmiş Enerji Maliyetleri

herhangi bir maliyet unsuru oluşturmamaktadır. Ancak arazi kurulumlarında arazinin konumuna göre genellikle yerleşim yerleri dışındaki bölgeler kullanıldığından güvenlik hizmeti gerekmektedir. Çatı ve arazi kurulumları arasındaki işletme gideri farkı bu güvenlik hizmetlerinden kaynaklanmaktadır. Proje ömrü, fotovoltaik modüllerin üreticileri tarafından verilen performans garantisi süresi üzerinden 25 yıl olarak planlanmıştır. İskonto oranı, yatırımcıların yatırımdan beklediği minimum kazanç olarak tanımlanabilmektedir. Kazanç, yatırımcıdan yatırımcıya değişmekle beraber piyasa şartlarında fotovoltaik teknolojiye sahip güneş enerjisi santralleri için minimum %7 oranında iskonto oranı yatırımcılar tarafından tercih edilebilmektedir. Bu çalışmada %7.5 iskonto oranı tercih edilmiştir. Hesaplanan iç kârlılık oranı iskonto oranının üzerinde çıkan yatırımlar uygulanabilir yatırım olarak değerlendirilmiştir.

Seviyelendirilmiş enerji maliyeti en yüksek hem çatı hem de arazi kurulumunda sırasıyla 0.054 USD/kWh ve 0.069 USD/kWh ile Samsun ilinde gerçekleşmiştir. En düşük seviyelendirilmiş enerji maliyeti ise hem çatı hem de arazi kurulumunda sırasıyla 0.038 USD/kWh ve 0.048 USD/kWh ile Antalya ilinde gerçekleşmiştir.

24/02/2022 tarih ve 31760 sayılı “Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Kararın Uygulanmasına İlişkin Tebliğ (Tebliğ No: 2012/1)’de Değişiklik Yapılmasına Dair Tebliğ (Tebliğ No: 2022/1)” kapsamında güneş ve rüzgâr enerjisine dayalı elektrik enerjisi üretimine yönelik yatırımların 4. Bölge teşviklerinden yararlanması kararlaştırılmıştır [28]. Buna göre bu yatırımlar sigorta primi ve vergi indirimi desteği gibi desteklerden faydalanabilmektedir. Dolayısı ile bu destekler kapsamında %25 lik gelir vergisi üzerinden 4. Bölge teşvikleri uygulanarak hesaplamalar yapılmıştır. 4. Bölge teşvik sistemi unsurları tablosu Şekil 6’da verilmiştir [29].

Net bugünkü değer ve iç kârlılık oranları, her bir il için 3 farklı senaryoda, öz kaynak ve kredili yatırım maliyetleri üzerinden değerlendirilerek hesaplanmış, Tablo 6'da ve Tablo 7'de verilmiştir. Kredi kullanımının olduğu senaryolarda %25 öz kaynak ve %75 kredi kullanımı, yıllık %9 döviz kredisi faiz oranı üzerinden 6 yılda geri ödeme- li olarak hesaplanmıştır. Amortisman hesabında 10 yıllık hızlandırılmış amortisman metodu kullanılmış ve ilk yıllarda düşük vergi ödenmesi amaçlanmıştır.

Net bugünkü değer için yapılan hesaplarında hem öz kaynak hem de kredi ile yapılan tesislerin tüm senaryolarında pozitif net bugünkü değer hesaplanmıştır. Bu sonuç, çatı üzerine uygulanan güneş enerjisi yatırımlarının ülkemizin her noktasında “uygulanabilir yatırım” olarak değerlendirilebileceğinin bir göstergesidir. Arazi kurulumunda gerçekleşen net bugünkü değer tablosu Tablo 7'de verilmiştir.

4. BÖLGE TEŞVİK SİSTEMİ UYGULAMALARI			
DESTEK UNSURLARI		OSB DIŞI	OSB İÇİ
VERGİ İNDİRİMİ	Yatırıma Katkı Oranı	30%	40%
	Kurumlar/Gelir Vergisi İndirim Oranı	70%	80%
SİGORTA PRİMİ İŞVEREN HİSSESİ	Süre (Yıl)	6	7
	Sabit Yatırım Tutarına Oranı	25%	35%
FAİZ DESTEĞİ (biri tercih edilebilir)	TL (Puan) / Üst Limit (TL)	4 / 600 bin	5 / 700 bin
	Döviz (Puan) / Üst Limit (TL)	1 / 600 bin	2 / 700 bin
YATIRIM YERİ TAHSİSİ		Bölgesel Desteklerden Yararlanacak Bütün Yatırımlar	
KDV İSTİSNASI		Tüm Sektörlerdeki Teşvik Belgeli Yatırımlar Yararlanabilir	
GÜMRÜK VERGİSİ MUAFİYETİ		Tüm Sektörlerdeki Teşvik Belgeli Yatırımlar Yararlanabilir	
ASGARİ SABİT YATIRIM TUTARI		500 bin TL (Bu tutar, bölge bazında desteklenen bazı sektörler için daha yüksek olabilmektedir. Asgari yatırım tutarı ve kapasiteleri için 4. Bölge İli tablolarına bakınız.)	

Şekil 6. 4. Bölge Teşvik Unsurları [29]

Net bugünkü değer için yapılan hesaplarında öz kaynak ile yapılan tesislerin tüm senaryolarında pozitif net bugünkü değer hesaplanmıştır. Kredi kullanılarak yapılan tesislerde ise Balıkesir ve Samsun illerinde %50 mahsuplaşma-%50 satış ve %100 satış senaryolarında, İstanbul ilinde ise %100 satış senaryosunda negatif net bugünkü değer hesaplanmıştır. Antalya ili hem çatı hem de arazi kurulumlarında diğer illere göre tüm senaryolarda en yüksek net bugünkü değer sonuçlarına ulaşmıştır.

Çalışma kapsamındaki iller için hem çatı hem de arazi kurulumlarında gerçekleşen iç kârlılık oranı sonuçları Şekil 7'de ve Şekil 8'de verilmiştir.

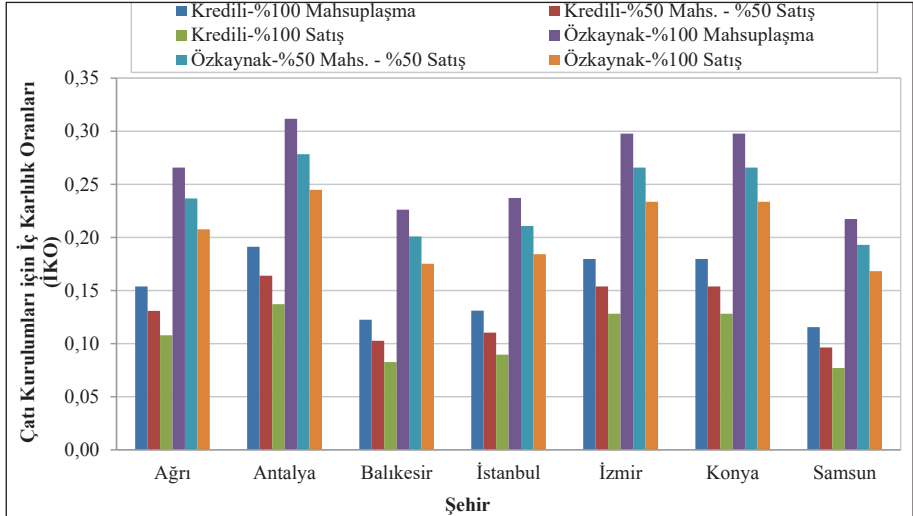
İç kârlılık oranı sonuçları incelendiğinde çatı kurulumlarında %100 öz kaynak ile tesislerin kurulması kredi ile kurulmasına göre ortalama %83, arazi kurulumlarında %100 öz kaynak ile tesislerin kurulması kredi ile kurulmasına göre ortalama %102

Tablo 6. Çatı Kurulumları için Net Bugünkü Değer

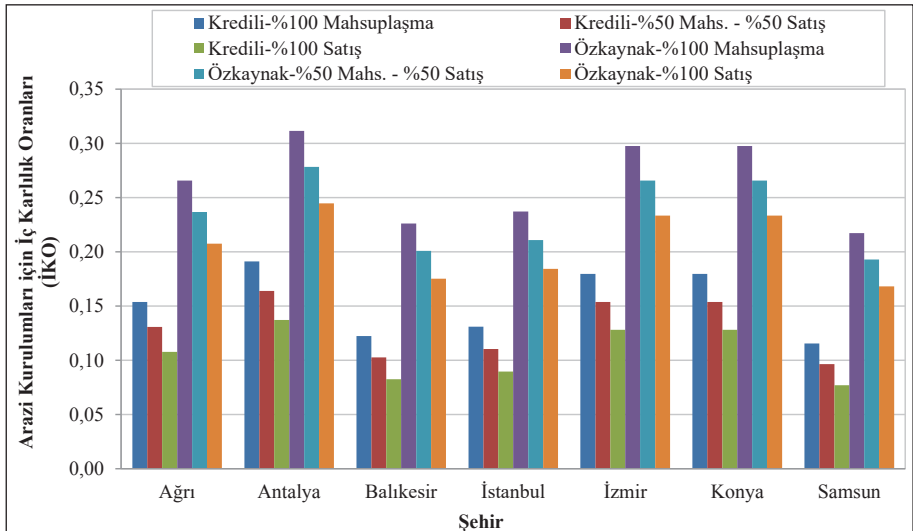
Yatırım Senaryoları	Arazi Kurulumları için Net Bugünkü Değerler (USD)								
	Ağrı	Antalya	Balıkesir	İstanbul	İzmir	Konya	Samsun		
Kredili-%100 Mahsuplaşma	469043.30	825151.86	97026.11	219400.19	708896.49	684421.67	86012.44		
Kredili-%50 Mahs. - %50 Satış	254628.75	573969.70	-78978.29	30760.87	469717.50	447769.67	-88854.81		
Kredili-%100 Satış	40214.21	322787.55	-254982.68	-157878.44	230538.52	211117.67	-263722.06		
Öz kaynak-%100 Mahsuplaşma	1088810.19	1444918.75	716793.00	839167.08	1328663.38	1304188.56	705779.34		
Öz kaynak-%50 Mahs. - %50 Satış	874395.65	1193736.59	540788.61	650527.76	1089484.39	1067536.56	530912.08		
Öz kaynak-%100 Satış	659981.10	942554.44	364784.21	461888.45	850305.41	830884.56	356044.83		

Tablo 7. Arazi Kurulumları için Net Bugünkü Değer

Yatırım Senaryoları	Arazi Kurulumları için Net Bugünkü Değerler (USD)								
	Ağrı	Antalya	Balıkesir	İstanbul	İzmir	Konya	Samsun		
Kredili-%100 Mahsuplaşma	469043.30	825151.86	97026.11	219400.19	708896.49	684421.67	86012.44		
Kredili-%50 Mahs. - %50 Satış	254628.75	573969.70	-78978.29	30760.87	469717.50	447769.67	-88854.81		
Kredili-%100 Satış	40214.21	322787.55	-254982.68	-157878.44	230538.52	211117.67	-263722.06		
Öz kaynak-%100 Mahsuplaşma	1088810.19	1444918.75	716793.00	839167.08	1328663.38	1304188.56	705779.34		
Öz kaynak-%50 Mahs. - %50 Satış	874395.65	1193736.59	540788.61	650527.76	1089484.39	1067536.56	530912.08		
Öz kaynak-%100 Satış	659981.10	942554.44	364784.21	461888.45	850305.41	830884.56	356044.83		



Şekil 7. Çatı Kurulumları için İç Kârlılık Oranı Hesapları



Şekil 7. Çatı Kurulumları için İç Kârlılık Oranı Hesapları

daha yüksek sonuçlar vermiştir. Antalya ili hem çatı hem de arazi kurulumlarında diğer illere göre tüm senaryolarda en yüksek iç kârlılık oranı değerlerine ulaşmıştır. Öz kaynakla kurulan %100 mahsuplaşma senaryosu hem çatı da hem de arazide en yüksek iç kârlılık oranı değerlerine sahip olmuştur. Çatı kurulumlarında iç kârlılık oranı değeri en yüksek %31 ile Antalya ilinde, öz kaynak ile kurulmuş %100 mah-

suplaşma senaryosunda; en düşük %8 ile Balıkesir ve Samsun illerinde, kredi ile kurulmuş %100 satış senaryosunda gerçekleşmiştir. Arazi kurulumlarında iç kârlılık oranı değeri en yüksek %27 ile Antalya ilindeki öz kaynak ile kurulmuş %100 mahsuplaşma senaryosunda; en düşük %5 ile Balıkesir ve Samsun illerinde, kredi ile kurulmuş %100 satış senaryosunda gerçekleşmiştir.

İç kârlılık oranının çalışmada kabul edilen %7.5'lik iskonto oranının üzerinde kaldığı, net bugünkü değerin pozitif sonuç verdiği ve kabul edilebilir yatırımlar olarak değerlendirildiği çatı ve arazi tasarımları Tablo 8'de ve Tablo 9'da verilmiştir.

Tablo 8'de ve Tablo 9'da tüm senaryolar için %7.5 den büyük değer alan iç kârlılık oranı verilerinin net bugünkü değerleri de pozitif olarak gerçekleşmiştir. Dolayısıyla bu yatırımlar kabul edilebilir yatırım olarak değerlendirilebilmektedir. Tüm

Tablo 8. Çatı Kurulumları için İç Kârlılık Oranının %7.5 den Büyük Olduğu Yatırımlar

İKO-ÇATI->%7.5	Ağrı	Antalya	Balıkesir	İstanbul	İzmir	Konya	Samsun
Kredili-%100 Mahsuplaşma	15%	19%	12%	13%	18%	18%	12%
Kredili-%50 Mahs. - %50 Satış	13%	16%	10%	11%	15%	15%	10%
Kredili-%100 Satış	11%	14%	8%	9%	13%	13%	8%
Öz kaynak-%100 Mahsuplaşma	27%	31%	23%	24%	30%	30%	22%
Öz kaynak-%50 Mahs. - %50 Satış	24%	28%	20%	21%	27%	27%	19%
Öz kaynak-%100 Satış	21%	24%	18%	18%	23%	23%	17%

Tablo 9. Arazi Kurulumları için İç Kârlılık Oranının %7.5 den Büyük Olduğu Yatırımlar

İKO-ARAZI->%7.5	Ağrı	Antalya	Balıkesir	İstanbul	İzmir	Konya	Samsun
Kredili-%100 Mahsuplaşma	12%	16%	9%	10%	15%	15%	8%
Kredili-%50 Mahs. - %50 Satış	10%	13%	7%	8%	12%	12%	7%
Kredili-%100 Satış	8%	11%	5%	6%	10%	10%	5%
Öz kaynak-%100 Mahsuplaşma	22%	27%	18%	19%	26%	25%	18%
Öz kaynak-%50 Mahs. - %50 Satış	20%	24%	15%	17%	23%	22%	15%
Öz kaynak-%100 Satış	17%	21%	13%	14%	19%	19%	13%

Tablo 10. Çatı Kurulumları için Proje Geri Dönüş Süreleri

Çatı Kurulumu/Proje Geri Dönüşü	Ağrı	Antalya	Balıkesir	İstanbul	İzmir	Konya	Samsun
	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)
Kredili-%100 Mahsuplaşma	9.53	7.60	12.68	11.69	8.10	8.10	13.61
Kredili-%50 Mahs. - %50 Satış	11.72	8.94	15.80	14.40	9.53	9.53	17.16
Kredili-%100 Satış	14.84	11.08	21.39	18.97	11.99	11.99	23.91
Öz kaynak-%100 Mahsuplaşma	4.29	3.61	5.12	4.86	3.79	3.79	5.36
Öz kaynak-%50 Mahs. - %50 Satış	4.87	4.07	5.85	5.55	4.29	4.29	6.13
Öz kaynak-%100 Satış	5.65	4.70	6.90	6.50	4.94	4.94	7.27

senaryoların hem çatı hem de arazi kurulumu için proje geri dönüş süreleri Tablo 10'da ve Tablo 11'de verilmiştir.

Tablolar incelendiğinde çatı kurulumlarının arazi kurulumlarına göre geri dönüş sürelerinin daha düşük olduğu sonucuna varılmıştır. Üretilen elektriğin aynı bağlantı noktasında tüketildiği veya %50 mahsuplaşma - %50 satış yapıldığı senaryolar özellikle çatı kurulumlarında en iyi geri dönüşlere ulaşılan senaryolar olmuştur. En düşük geri dönüş süresi Antalya ilinde %100 öz kaynak ile kurulmuş %100

Tablo 11. Arazi Kurulumları için Proje Geri Dönüş Süreleri

Arazi Kurulumu/Proje Geri Dönüşü	Ağrı	Antalya	Balıkesir	İstanbul	İzmir	Konya	Samsun
	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)
Kredili-%100 Mahsuplaşma	12.55	9.19	20.40	16.80	9.94	10.16	20.81
Kredili-%50 Mahs. - %50 Satış	16.00	11.37	-	23.28	12.54	12.82	-
Kredili-%100 Satış	22.80	14.70	-	-	16.54	16.99	-
Öz kaynak-%100 Mahsuplaşma	5.15	4.21	6.84	6.14	4.48	4.54	6.91
Öz kaynak-%50 Mahs. - %50 Satış	5.97	4.83	8.18	7.29	5.15	5.23	8.28
Öz kaynak-%100 Satış	7.22	5.69	10.04	8.97	6.08	6.19	10.28

mahsuplaşmanın yapıldığı 3.61 yıl ile çatı kurulumunda gerçekleşmiştir. Geri dönüş sürelerinin 25 yılın üzerinde çıktığı senaryolar sadece arazi kurulumlarında kredili yatırımlarda nispeten ışınım verilerinin düşük olduğu illerde gerçekleşmiştir. Ancak bu tip kredili yatırımlarda proje geri dönüş süresi ile birlikte yatırıma yönlendirilen öz kaynak miktarının geri dönüş süresine de bakılması gerekmektedir. Sonuçta yatırımcılar, projeden ziyade yatırdığı öz kaynak miktarının geri dönüşü ile daha çok ilgilenmektedir. Tablo 12’de ve Tablo 13’de kredi kullanılarak yapılan yatırımların öz kaynak geri dönüş süreleri verilmiştir.

Tablo 12 ve Tablo 13 incelendiğinde kredili yatırımlarda, yatırılan öz kaynak miktarının geri dönüş sürelerinin, tesisin tamamının öz kaynak ile kurulması durumlarına benzerlik gösterdiği hatta daha erken geri dönüş sürelerine sahip olduğu görülmektedir. Dolayısı ile tesislerin gerek tamamının öz kaynak ile gerekse kredi kullanılarak kurulması, yatırılan öz kaynak miktarlarının geri dönüşünde benzer sonuçlar alınacağı hesaplanmış olması yatırımcılar açısından önemli bir gösterge olarak karşımıza çıkmaktadır. Kredili veya tamamen öz kaynak ile yatırım yapmanın temel farkı tesisin elde edilecek toplam yatırım gelir yüzdesidir. Örnek olarak Konya ilinde %100 öz kaynak ile çatıya kurulmuş bir tesisin %100 mahsuplaşma sonucunda ki net bugün-

Tablo 12. Çatı Kurulumları için Öz kaynak Geri Dönüş Süreleri

Çatı Kurulumu/Öz kaynak Geri Dönüşü	Ağrı	Antalya	Balıkesir	İstanbul	İzmir	Konya	Samsun
	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)
Kredili-%100 Mahsuplaşma	2.23	1.60	3.45	2.97	1.75	1.75	3.94
Kredili-%50 Mahs. - %50 Satış	2.98	2.00	5.64	4.46	2.22	2.22	6.23
Kredili-%100 Satış	4.78	2.73	7.00	6.59	3.11	3.11	7.38

Tablo 13. Arazi Kurulumları için Öz kaynak Geri Dönüş Süreleri

Arazi Kurulumu/Öz kaynak Geri Dönüşü	Ağrı	Antalya	Balıkesir	İstanbul	İzmir	Konya	Samsun
	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)	GDS (Yıl)
Kredili-%100 Mahsuplaşma	3.30	2.05	6.76	6.06	2.34	2.41	6.82
Kredili-%50 Mahs. - %50 Satış	5.53	2.79	8.07	7.20	3.30	3.43	8.16
Kredili-%100 Satış	7.13	4.01	9.90	8.85	6.00	6.11	9.00



kü değeri 25 yılın sonunda 1375871.17 USD iken yatırılan öz kaynak tutarı 690000 USD'dir. Aynı sistemin %25 öz kaynak-%75 kredi ile kurulması sonucunda ki net bugünkü değeri 25 yılın sonunda 851453.01 USD iken yatırılan öz kaynak tutarı 172500 USD'dir. 25 yıl sonundaki %100 öz kaynak bakımından kazanç miktarı 685871.17 USD ve yüzdesi %99.4 iken %25 öz kaynak bakımından kazanç miktarı 678953.01 USD ve yüzdesi %393.6 olmaktadır.

4. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmada, Türkiye'nin farklı bölgelerindeki iklim koşullarında, 1215 kWp / 1000 kWe güçlerinde hem arazi hem de çatı kurulumu olarak tasarlanan şebekeye bağlı lisanssız güneş enerjisinden elektrik üretim santrallerinin tekno-ekonomik analizi yapılmıştır. Analiz, Türkiye'nin farklı iklim koşullarına sahip Ağrı, Antalya, Balıkesir, İstanbul, İzmir, Konya ve Samsun illeri için PVsyst simülasyon programı kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Analizde elektrik tarife grubu olarak "Tek Terimli, Tek Zamanlı Orta Gerilim, Sanayi Tarifesi" seçilmiştir. Çalışmada, %100 mahsuplaşma, %50 mahsuplaşma-%50 satış ve %100 satış opsiyonları kullanılmıştır. 1215 kWp gücündeki tesisin çatı ve arazi kurulum maliyetleri sırasıyla 690000 USD ve 835500 USD olarak hesaplanmış ve tüm iller için aynı değerler kullanılmıştır. Seviyelendirilmiş enerji maliyetleri çatı kurulumları için sırasıyla Ağrı'da 0.044 USD/kWh, Antalya'da 0.038 USD/kWh, Balıkesir'de 0.050 USD/kWh, İstanbul'da 0.049 USD/kWh, İzmir'de 0.040 USD/kWh, Konya'da 0.040 USD/kWh ve Samsun'da 0.054 USD/kWh olarak hesaplanmıştır. Seviyelendirilmiş enerji maliyetleri arazi kurulumları için sırasıyla Ağrı'da 0.056 USD/kWh, Antalya'da 0.048 USD/kWh, Balıkesir'de 0.069 USD/kWh, İstanbul'da 0.064 USD/kWh, İzmir'de 0.051 USD/kWh, Konya'da 0.051 USD/kWh ve Samsun'da 0.069 USD/kWh olarak hesaplanmıştır. Yıllık enerji üretiminde en yüksek değer 1988 MWh/yıl ile Antalya da arazi kurulumunda, en düşük değer ise 1234 MWh/yıl ile Samsun'da çatı kurulumunda elde edilmiştir. Sistem performans oranında en yüksek değer %80.07 ile Ağrı'da çatı kurulumunda, en düşük değer ise %75.92 ile Antalya'da arazi kurulumunda elde edilmiştir. Tesislerin yatırım maliyetleri %25 öz kaynak - %75 kredili veya %100 öz kaynak kullanımlarına göre değerlendirilmiştir. Tüm senaryolar hesaplandığında net bugünkü değer ve iç kârlılık oranı en yüksek hem çatı hem de arazi kurulumları sırasıyla 1467651.73 USD ve 1444918.75 USD değerleri, %31 ve %27 oranları ile %100 mahsuplaşma senaryosunda %100 öz kaynak kullanımında Antalya ilinde elde edilmiştir. En düşük net bugünkü değer ve iç kârlılık oranı ise hem çatı hem de arazi kurulumlarında sırasıyla 15862.21 USD ve -263722.06 USD değerleri ve %8 ve %5 oranları ile %100 satış senaryosunda %25 öz kaynak-%75 kredi kullanımında Samsun ilinde elde edilmiştir. Net bugünkü değeri negatife götüren tüm senaryolarda yatırım projesinin yapılamayacağı sonucu bulunmuştur. Hem çatı hem de arazi kurulumlarında %100 öz kaynakla yapılan tüm yatırımlar pozitif net bugünkü değere ve en düşük %13 iç kârlılık oranına sahip olduğundan bu yatırımların



tüm iller için yapılabilir olduğu değerlendirilmiştir. %25 öz kaynak ve %75 kredi ile kurulan santrallerdeki çatı kurulumlarının tüm senaryolarında ve arazi kurulumlarında ki %100 mahsuplaşma senaryosunda tüm iller için pozitif NBD elde edilmiştir. %50-%50 mahsuplaşma-satış senaryosunda Balıkesir ve Samsun illeri ile %100 satış senaryolarında Balıkesir, Samsun ve İstanbul illeri negatif NBD elde edilmiştir.

Yatırımların tüm senaryolara göre proje geri dönüşleri hesaplanmış ve %100 öz kaynak kullanılan yatırımların çatı kurulumlarında 3.61 yıl ile 7.27 yıl arasında, arazi kurulumlarında 4.21 yıl ile 10.28 yıl arasında bulunmuştur. %25 öz kaynak ve %75 kredi kullanılarak yapılan yatırımlarda çatı kurulumları için 7.60 yıl ile 23.91 yıl arasında, arazi kurulumları için ise 9.19-23.28 yıl arasında gerçekleşmiştir. Kredili arazi kurulumlarında toplam 5 senaryoda 25 yılın üstünde geri dönüş süresi hesaplanmıştır. Dolayısı ile kredili yatırımlarda sadece projenin değil aynı zamanda yatırılan öz kaynak tutarının geri dönüşünün incelenmesi gerekmektedir. Bu çalışmada yatırılan öz kaynak tutarının geri dönüşleri hesaplanmış ve %100 öz kaynak kullanımına benzer sürelerde geri dönüşler elde edilmiştir. Ancak kredi kullanımında yatırılan %25'lik öz kaynak tutarı ile %100 öz kaynak tutarı karşılaştırıldığında, 25 yıllık getiri miktarları hemen hemen aynı olmasına rağmen getiri yüzdeleri arasında %294.2'lik fark olması kredili yatırımların yatırımcılar tarafından daha tercih edilebilir olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Bu çalışma yatırımcılar için yol gösterici bir niteliğe sahiptir. Ülkemizin farklı bölgelerinde kurulması planlanan fotovoltaik teknolojiye sahip güneş enerjisinden elektrik üretim sistemlerinde, özellikle elektriğin tüketildiği yerde üretildiği senaryolar yüksek yapılabilirlik sonuçlarına sahiptir. Elde edilen tüm sonuçlar göz önüne alındığında yatırımcıların öncelikli olarak elektriğin tüketildiği yerde üretilen yatırımları tercih etmesi en kârlı yatırım olarak karşımıza çıkmaktadır. Bununla birlikte, bu çalışma kapsamındaki tüm illerde yapılabilecek yatırımlar özellikle öz kaynak miktarının geri dönüşü açısından oldukça caziptir.

Bu çalışma kapsamı perakende tek zamanlı tek terimli sanayi elektrik tarifesi üzerinden değerlendirilmiştir. Benzer şekilde belirli bölgeler için farklı tarife grupları, farklı iskonto oranları gibi değerler kullanılarak yeni çalışmalar yapılması önerilmektedir.

KAYNAKÇA

1. “Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu 2012-2021”. İnternet bağlantısı: <https://www.epdk.gov.tr/Detay/DownloadDocument?id=XICKqzCM+PU=>, son erişim tarihi: 22 Nisan 2022.
2. “Türkiye 2022 yılı Mart Ayı Kurulu Güç miktarı”. 2022. İnternet bağlantısı: <https://www.teias.gov.tr/tr-TR/kurulu-guc-raporlari>, son erişim tarihi: 22 Nisan 2022.
3. “Türkiye'nin 2006 Yılı Elektrik Enerjisi Üretimi Kaynak Dağılımı”. 2006. İnternet bağlantısı: https://www.mmo.org.tr/sites/default/files/aed000af86a084f_ek_0.pdf, son erişim tarihi: 13 Nisan 2022.



4. "Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği". 2021. İnternet bağlantısı: <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-92/elektriklisanssiz-uretim>, son erişim tarihi: 07 Nisan 2022.
5. **Büyükczeren, R., Altıntaş, H. B., Martin, K., Kahraman, A.** 2015. "Binalardaki Fotovoltaik Uygulamasının Teknik, Çevresel ve Ekonomik İncelenmesi: Meram Tıp Fakültesi Hastanesi Örneği". EMO Bilimsel Dergi, cilt 5, sayı 10, s. 41-46
6. **Yahli, M.** 2021. "Lisanslı Fotovoltaik Güneş Santrali Yatırımının Finansal Analizi: Van İli Örneği". BEÜ Fen Bilimleri Dergisi, cilt 10, sayı 3, s. 1055-1074.
7. **Malik, P., Awasthi, M., Sinha, S.** 2022. "A techno-economic investigation of grid integrated hybrid renewable energy systems". Sustainable Energy Technologies and Assessments, vol. 51, p. 101976.
8. **Seedahmet, M. M. A., Ramli, M. A. M., Boucekara, H. R. E. H., Shahriar, M. A. M., Milyani, A. H., Rawa, M.** 2022. "A techno-economic analysis of a hybrid energy system for the electrification of a remote cluster in western Saudi Arabia". Alexandria Engineering Journal, vol. 61, p. 5183-5202.
9. **Taylan, O.** 2019. "Fotovoltaik ve Rüzgâr Enerjisi Sistem Kapasitelerinin Tekno-Ekonomik Analizle Belirlenmesi: İndirim Oranı ve Satış Tarifesinin Etkileri". DEU Fen ve Mühendislik Dergisi, cilt 21, sayı 63, s. 879-895.
10. **Gul, E., Baldinelli, G., Bartocci, P., Bianchi, F., Domenghini, P., Cotana, F., Wang, J.** 2022. "A techno-economic analysis of a solar FV and DC battery storage system for a community energy sharing". Energy, vol. 244, p. 123191.
11. **Chennaif, M., Maaouane, M., Zahboune, H., Elhafyani, M., Zouggar, S.** 2022. "Tri-objective techno-economic sizing optimization of Off-grid and On-grid renewable energy systems using Electric system Cascade Extended analysis and system Advisor Model". Applied Energy, vol. 305, p. 117844.
12. **Li, J., Liu, P., Li, Z.** 2022. "Optimal design of a hybrid renewable energy system with grid connection and comparison of techno-economic performances with an off-grid system: A case study of West China". Computers and Chemical Engineering, vol. 159, p. 107657.
13. **Emrani, A., Berrada, A., Arechkik, A., Bakhouya, M.** 2022. "Improved techno-economic optimization of an off-grid hybrid solar/wind/gravity energy storage system based on performance indicators". Journal of Energy Storage, vol. 49, p. 104163.
14. **Hafeez, H., Janjua, A. K., Nisar, H., Shakir, S., Shahzad, N., Wagas, A.** 2022. "Techno-economic perspective of a floating solar FV deployment over urban lakes: A case study of NUST lake Islamabad". Solar Energy, vol. 231, p. 355-364.
15. **Orhan, N., Şahin, S.** 2022. "Bir besi çiftliğinde güneş enerjisi sisteminin uygulanması ve ekonomik analizi". Türk Tarım ve Doğa Bilimleri Dergisi, cilt 9, sayı 1, s. 33-40
16. **Altınkök, S., Karadeniz, S., Altınkök, A.** 2022. "Photovoltaic system design and analysis at faculty scale". Journal of Naval Science and Engineering, vol 18, no 1, p. 91-120



17. **Dal, A. R., Yılmaz, F.** 2022. “Marmara bölgesindeki bir konteyner limanı için fotovoltaik enerji sistem kurululumunun tekno-ekonomik ve çevresel analizi”. Bilecik Şeyh Edebali Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi, cilt 9, sayı 1, s. 416-432
18. **Çağlayan, N.** 2019. “Bir sera işletmesi için şebekeye bağlı ve şebekeden bağımsız rüzgar, fotovoltaik ve jeneratör sistemlerinin teknik ve ekonomik değerlendirmesi”. Mediterranean Agricultural Sciences, cilt 32, sayı 2, s. 175-184
19. **Biçen, T., Vardar, A.** 2022. “Technical an economic analysis of electricity production with solar panels: Bursa example”. Bursa Uludağ Üniversitesi Ziraat Fakültesi Dergisi, cilt 36, sayı 1, s. 59-73
20. **Çeliktaş, M. S., Kırac, B.** 2019. “Şebeke bağlantılı bir fotovoltaik tesisin uzun erimli teknik ve ekonomik analizi”. Sürdürülebilir Mühendislik Uygulamaları ve Teknolojik Gelişmeler Dergisi, cilt 2, sayı 2, s. 101-112
21. “Elektrik Tarife Tabloları”. 2022. İnternet bağlantısı: <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Iceirik/3-1327/elektrik-faturlarına-esas-tarife-tabloları>, son erişim tarihi: 07 Nisan 2022.
22. Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası. 2022. “Gösterge Niteliğindeki Merkez Bankası Kurları-Tarih bazında görüntüleyebileceğiniz Merkez Bankası kurları”, İnternet bağlantısı: https://www.tcmb.gov.tr/kurlar/kurlar_tr.html, son erişim tarihi: 22 Nisan 2022.
23. **Zou, H. Brown, M. A., Mao, G.** 2017. “Large-scale FV power generation in China: A grid parity and techno-economic analysis”. Energy, vol. 134, p. 256-268.
24. **Aquila, G., Coelho, E. O. P., Bonatto, B. D., Pamplona, E. O., Nakamura, T. W.** 2021. “Perspective of uncertainty and risk from the CVaR-LCOE approach: An analysis of the case of FV microgeneration in Minas Gerais, Brazil”. Energy, vol. 226, p. 120327.
25. **Castro, S. L., Filgueira, V. A., Carral, C. L., Formoso, J. A. F.** 2016. “Economic feasibility of floating offshore wind farms”. Energy, vol. 112, p. 868-882.
26. **Short, W., Packey, D., Holt, T. A.** 1995. “A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy Technologies”. Golden: National Renewable Energy Laboratory, (No. NREL/TP-462-5173), p. 120.
27. **Agyekum, E. B.** 2021. “Techno-economic comparative analysis of solar photovoltaic power systems with and without storage systems in three different climatic regions, Ghana”. Sustainable Energy Technologies and Assesments, vol. 43, p. 100906.
28. “Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Kararın Uygulanmasına İlişkin Tebliğde Değişiklik Yapılmasına Dair Tebliğ”. 2022. İnternet bağlantısı: <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2022/02/20220224-20.htm>, son erişim tarihi: 08 Nisan 2022
29. 4. Bölge Teşvik Unsurları 2022. İnternet bağlantısı: <https://www.tesvikbelgesi.net/wp-content/uploads/2017/06/B%C3%96LGESEL-TE%C5%9EV%C4%B0K-4.-B%C3%96LGE-DESTEKLER%C4%B0.pdf>, son erişim tarihi: 22 Nisan 2022.