

**YENİLENEBİLİR ENERJİ ÜRETİM VE YATIRIM MALİYETLERİ  
KARŞILAŞTIRMASI: EGE BÖLGESİ ÖRNEĞİ**

**Pamukkale Üniversitesi  
Sosyal Bilimler Enstitüsü  
Yüksek Lisans Tezi  
İşletme Anabilim Dalı  
Muhasebe ve Finansman Programı**

**Esin SARAY**

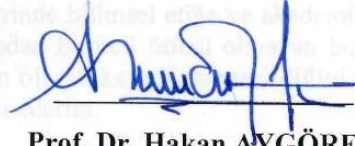
**Danışman: Prof. Dr. Hakan AYGÖREN**

**Kasım 2019**

**DENİZLİ**

## YÜKSEK LİSANS TEZİ ONAY FORMU

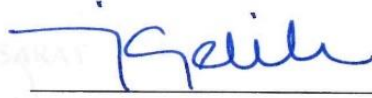
İşletme Anabilim Dalı, Muhasebe ve Finansman Bilim Dalı öğrencisi Esin SARAY tarafından Prof. Dr. Hakan AYÖGREN yönetiminde hazırlanan **YENİLENEBİLİR ENERJİ ÜRETİM VE YATIRIM MALİYETLERİ KARŞILAŞTIRMASI: EGE BÖLGESİ UYGULAMASI** başlıklı tez aşağıdaki jüri üyeleri tarafından 08.11.2019 tarihinde yapılan tez savunma sınavında başarılı bulunmuş ve Yüksek Lisans Tezi olarak kabul edilmiştir.



**Prof. Dr. Hakan AYÖGREN**  
Jüri Başkanı



**Dr. Öğr. Üyesi Umut UYAR**  
Jüri Üyesi



**Doç. Dr. İsmail ÇELİK**  
Jüri Üyesi

Pamukkale Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun **04/12/2019** tarih ve **49/01**... sayılı kararıyla onaylanmıştır.



**Prof. Dr. Ahmet BARDAKCI**  
Müdür

Bu tezin tasarımı, hazırlanması, yürütülmesi, araştırmalarının yapılması ve bulgularının analizlerinde bilimsel etiğe ve akademik kurallara özenle riayet edildiğini; bu çalışmanın doğrudan birincil ürünü olmayan bulguların, verilerin ve materyallerin bilimsel etiğe uygun olarak kaynak gösterildiğini ve alıntı yapılan çalışmalara atıfta bulunulduğunu beyan ederim.

Esin SARAY



## ÖNSÖZ

Çalışmamın hazırlanmasında değerli destek ve katkılarını esirgemeyen kıymetli hocam Prof. Dr. Hakan AYGÖREN'e, değerli bilgilerini paylaşan sayın hocam Dr. Umut UYAR'a, sınıf arkadaşlığını hayat arkadaşlığına dönüştüren, her zaman desteğini yanımda hissettiğim sevgili eşim Cengiz SARAY'a teşekkürlerimi bir borç bilirim.

Kızlarım Elif Begüm ve Zeynep Ece'ye .....

**ÖZET****YENİLENEBİLİR ENERJİ ÜRETİM VE YATIRIM MALİYETLERİNİN  
KARŞILAŞTIRILMASI: EGE BÖLGESİ ÖRNEĞİ**

Esin SARAY

Yüksek Lisans Tezi

Muhasebe Finansman Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Hakan AYGÖREN

Kasım, 2019, viii+86 sayfa

Günümüzde enerji tüketiminin artması, fosil enerji kaynaklarının tükenme ihtimalinin bulunması ve çevreye verdikleri zararlar insanlığı alternatif enerji kaynakları üretmeye itmiştir. Yenilenebilir enerji kaynakları olan rüzgar enerjisi, jeotermal enerji, güneş enerjisi, hidroelektrik enerji üretimine ilgi ve artan devlet teşviki ile bu alanda yatırımlar hız kazanmıştır. Bu çalışmada yenilenebilir enerji kaynaklarından güneş enerjisi, rüzgar enerjisi santrallerinin yatırım maliyetleri incelenerek devlet tarafından desteklenen enerji fiyatları ile yatırımın karlılığı ve geri dönüş süreleri karşılaştırılmaktadır. Bunun için Ege Bölgesinde bulunan rüzgar enerjisi santrali ve güneş enerjisi santrali yatırımları incelenmiş, firma bilgilerinin gizliliği nedeniyle yatırımlar yapılmış olan yatırımlardan referans alınarak yatırım maliyetleri güncellenmiştir. Yatırıma ilişkin nakit akım tabloları oluşturulmuş ve yatırımcı için en önemli nokta olan ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti hesaplanarak, yatırımların net bugünkü değerleri bulunmuştur. Değişen piyasa koşullarında öngörülebilirliği artırmak amaçlı kötümser, baz ve ılımlı olmak üzere üç farklı senaryo oluşturulmuş ve bu yatırımda kullanılacak özkaynak oranları değiştirilerek elde edilen üç alt senaryolar ile dokuz farklı senaryoda oluşacak getirilerin net bugünkü değerleri bulunarak yatırımların risk ölçümleri yapılmıştır. Sonuç olarak lisansız enerji üretiminde güneş enerjisi yatırımının daha verimli bir yatırım olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Çalışma sonucu, enerji yatırımı yapmak isteyen küçük yatırımcının yatırım sırasında karşılaşacağı maliyetler ile yatırımın verimliliği etkileyen unsurlar hakkında bilgi vermekte ve sermayenin verimli kullanılması konusunda yatırımcıya yol göstermektedir. Ayrıca yenilenebilir enerjinin toplam enerji üretimindeki payının artırılması hedefinde yatırımcının istenilen enerji çeşidine yönlendirilmesi ve desteklenmesi konusunda kanun koyuculara fayda sağlayacaktır. Bilimsel alanda yapılan çalışmalarda gerçekçi verilere dayanarak iki farklı yenilenebilir enerji santrali yatırımı incelenmediğinden çalışma bu alanda da katkı sağlayacaktır.

**Anahtar Kelimeler:** Yenilenebilir Enerji, Net Bugünkü Değer, Güneş Enerjisi, Rüzgar Enerjisi

**ABSTRACT****COMPARISON OF RENEWABLE ENERGY PRODUCTION AND  
INVESTMENT COSTS: THE CASE OF AEGEAN REGION**

Esin SARAY

Master Thesis

Business Administration Department

Accounting &amp; Financing Programme

Advisor of Thesis: Prof. Dr. Hakan AYGOREN

November 2019, viii+86 pages

Today, humankind are prompted to produce new energy resources because of increasing energy consumption, being on the point of fossil resources and damages on environment. Investments on this field gain speed with increasing government promotion and relevance to producing renewable energy resources such as wind energy, geothermal energy, solar energy, hydro-electric power. In this study; profitability of investment with state funded energy prices and recycling periods are compared by analysing investment costs of solar energy and wind energy powerplant. Therefore the investments of wind energy power plant and solar energy powerplant in Aegean Region are analysed and because of privacy of company information investment costs are updated by being taking reference made investments. Cash flows statements relating to investment are formed and the present discounted value of investments are found by being calculated weighted average cost of capital that the most important point for investors. Including pessimistic, optimistic and moderate base three different scenario are formed to increase predictability in changing market conditions and risk quantification of investments are made by being changed equity capital ratios to be used in this investment. Consequently, the end of the study being realised that solar power investment is more productive in unlicensed generation of energy. The study result informs small investor who wants to invest energy about investment costs and factors that affect investment efficiency and guides to the investor about how capital is used efficiently. Besides this study courts to legislators about the investor being guided and being supported to desired energy source to increase the share of renewable energy in generation of energy. Because of not being analysed two different renewable powerplant investment in scientific field in terms of factual data, the study is going to contribute on this field.

**Key Words: Renewable Energy, Net Present Value, Solar Energy, Wind Energy**

## İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ.....	ii
ÖZET.....	iii
ABSTRACT.....	iv
İÇİNDEKİLER.....	v
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	vii
TABLolar DİZİNİ.....	viii
GİRİŞ.....	1

### BİRİNCİ BÖLÜM

#### ENERJİ VE ENERJİ KAYNAKLARI

1.1. Enerjinin Tanımı ve Önemi.....	3
1.2. Dünyada Enerji Kaynakları.....	3
1.2.1. Yenilenemeyen Enerji Kaynakları.....	4
1.2.1.1. Fosil Yakıtlar.....	4
1.2.1.1. Nükleer Enerji.....	5
1.2.2. Yenilenebilir Enerji Kaynakları.....	6
1.2.2.1. Biokütle Enerji.....	7
1.2.2.2. Hidrolik Enerji.....	7
1.2.2.3. Jeotermal Enerji.....	8
1.2.2.4. Güneş Enerjisi.....	9
1.2.2.5. Rüzgar Enerjisi.....	10

### İKİNCİ BÖLÜM

#### ENERJİ EKONOMİSİ

2.1. Enerji Talebi.....	12
2.1.1. Dünya’da Enerji Talebi.....	12
2.1.2. Türkiye’de Enerji Talebi.....	17
2.2. Enerji Arzı.....	19
2.2.1. Dünya’da ve Türkiye’de Enerji Arzı.....	19
2.2.2. Dünya’da ve Türkiye’de Güneş Enerjisi Potansiyeli ve Enerji Üretimi.....	24
2.2.3. Dünya’da ve Türkiye’de Rüzgar Enerjisi Potansiyeli ve Enerji Üretimi.....	28
2.2.4. Dünya’da ve Türkiye’de Jeotermal Enerji Potansiyeli ve Enerji Üretimi.....	31

### ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

#### ENERJİ YATIRIM VE ÜRETİM MALİYETLERİ

3.1. Enerji Yatırım Projelerinin Ekonomik Analizi.....	36
3.1.1. Ekonomik Analiz Yöntemleri.....	36
3.1.1.1. Basit Karlılık Oranı Yöntemi.....	36
3.1.1.2. Geri Ödeme Süresi Yöntemi.....	37
3.1.1.3. Net Bugünkü Değer Yöntemi.....	37
3.1.1.4. İç Karlılık Oranı Yöntemi.....	38
3.1.1.5. LCOE (Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti).....	40
3.2. Santral Kurulum Süreçleri ve Üretim Maliyetleri.....	41
3.2.1. Rüzgar Enerji Santrali Kurulum Süreci Yatırım ve Üretim Maliyetleri.....	41
3.2.2. Güneş Enerji Santrali Kurulum Süreci Yatırım ve Üretim Maliyetleri.....	42

**DÖRDÜNCÜ BÖLÜM****KURULACAK OLAN ENERJİ SANTRALİ EKONOMİK ANALİZİ**

4.1.Kaynak Maliyeti.....	44
4.1.1. Borçlanma Maliyeti.....	46
4.1.2. Özkaynak Maliyeti.....	46
4.1.3. Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti.....	49
4.2.Güneş Enerjisi Santrali Üretim ve Yatırım Maliyetleri Uygulaması.....	50
4.3.Rüzgar Enerjisi Santrali Üretim ve Yatırım Maliyetleri Uygulaması.....	60
4.4.GES ve RES Yatırım Özeti Karşılaştırmaları.....	72
SONUÇ.....	73
KAYNAKLAR .....	76
EKLER.....	80
ÖZ GEÇMİŞ.....	86



**ŞEKİLLER DİZİNİ**

Şekil 1: Dünya Fosil Yakıt Rezervleri .....	5
Şekil 2:2017 yılı Türkiye Toplam Enerji Arzında Kaynakların Payı .....	21
Şekil 3:2017 yılı Türkiye Toplam Enerji Arzında Kaynakların Payı (BİN TEP).....	22
Şekil 4:Türkiye Güneşlenme Süreleri .....	26
Şekil 5:Türkiye Güneşlenme Süreleri .....	27
Şekil 6: Türkiye Rüzgar Atlası.....	30
Şekil 7:Türkiye jeotermal kaynaklar uygulama haritası .....	33
Şekil 8:Türkiye Jeotermal Enerjisi Potansiyel Atlası (JEPA).....	34
Şekil 9: Türkiye’de JES Kurulu Güç (MW) .....	35
Şekil 10:Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti .....	49
Şekil 11: Denizli Güneş Enerjisi Santrali Üretim Dağılımı .....	52
Şekil 12:Aydın İli Rüzgar Hızı Dağılımı .....	60
Şekil 13: Aydın İli Rüzgar Kapasite Faktörü .....	61

## TABLolar DİZİNİ

Tablo 1: Jeotermal Enerjinin Kullanım Alanlarına Göre İlk 5 Ülke.....	9
Tablo 2:Ülkelerin 2000-2015 Birincil Enerji Arzı ve Talep Tahmini(mtep).....	14
Tablo 3: Dünya Birincil Enerji Tüketimi (Milyon TEP) .....	16
Tablo 4: Yıllar İtibariyle Elektrik Tüketimi Dağılımı .....	17
Tablo 5:Türkiye Elektrik Piyasası Görünümü .....	18
Tablo 6: 2018-2027 Yılları Brüt Elektrik Tüketim Tahmini (GWh).....	19
Tablo 7:Ülkelerin 2015-2030 Elektrik Üretimi ve 2020-2030 Talep Tahmini.....	20
Tablo 8: Türkiye Enerji Arz Dağılımı.....	22
Tablo 9: Şehirlerin Elektrik Santrali Kurulu Güç ve Üretim Bilgileri.....	23
Tablo 10: Bölgelere Göre Kurulu Güç, Elektrik Üretim Kapasitesi ve Üretim-Tüketim Oranları .....	24
Tablo 11:Uygulamada Kullanılacak CDS Aralıkları .....	48
Tablo 12:Farklı Piyasa Koşullarında Uygulanacak Özkaynak Maliyeti.....	49
Tablo 13: Farklı Senaryolarda AOSM .....	50
Tablo 14:Türkiye- Denizli Güneşlenme Verileri .....	51
Tablo 15: GES Toplam Yatırım Maliyeti .....	54
Tablo 16:GES Kredi Ödeme Planı .....	54
Tablo 17: GES Yatırımı Operasyon Masrafları .....	55
Tablo 18: GES Proje Nakit Akım Tablosu .....	57
Tablo 19: Yatırım Özeti .....	58
Tablo 20: GES Duyarlılık Analizi.....	59
Tablo 21:RES Toplam Yatırım Maliyeti.....	64
Tablo 22: RES Kredi Ödeme Tablosu .....	64
Tablo 23: RES Operasyonel Maliyet Çizelgesi .....	65
Tablo 24: RES Proje Nakit Akım Tablosu.....	67
Tablo 25: RES Yatırım Özeti .....	68
Tablo 26: Rüzgar Enerjisi Santrali Duyarlılık Analizi.....	69
Tablo 27: RES ve GES Yatırım Özeti Karşılaştırması .....	72

## GİRİŞ

Günümüzde enerji tüketiminin artması, fosil enerji kaynaklarının tükenme ihtimalinin bulunması ve çevreye verdikleri zararlar insanoğlunu alternatif enerji kaynakları üretmeye sevk etmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları olan rüzgar enerjisi, jeotermal enerji, güneş enerjisi, hidroelektrik enerji üretimine ilgi ve artan devlet teşviki ile yatırımlar hız kazanmıştır. Gelişen teknolojiler yatırımların maliyetini düşürerek yatırımları daha cazip hale getirmesi de firmaları enerji yatırımına yönlendirmektedir.

Yeryüzünde kullanılan enerjinin %80'i yenilenebilir olmayan enerji kaynaklarından, kalan %20'lik kısmı ise yenilenebilir enerji üretiminden elde edilmektedir(EÜAŞ Sektör Raporu 2017:3). Gelişmelere ayak uyduran Türkiye'de enerji alanında önemli adımlar atılmakta ve toplam elektrik üretiminin yaklaşık üçte biri yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanmaktadır. Türkiye'nin yenilenebilir enerji kaynağı potansiyellerine bakıldığında diğer ülkelere nazaran üst sıralarda olması ve artan enerji ihtiyacı devlet otoritesini yerli ve yenilenebilir enerji yatırımlarını teşvik etmeye yöneltmektedir.

Enerji santrali yatırım maliyetleri incelendiğinde, birim enerji maliyetini etkileyen en önemli faktörlerin, ilk yatırım sırasında oluşan maliyet ile işletme giderlerinin finansmanı ihtiyacı ile oluşan maliyetler olduğu görülmektedir. Bu maliyetlerin büyüklüğü her bir enerji santrali için farklılık göstermekte olup sübvansiyonlar, doğru fiyatlama yatırımın finansmanı ve karlılığı açısından önem arz etmektedir.

Bu çalışmada yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar ve güneş enerjisi santrallerinin yatırım süreçleri, maliyetleri ve ürettikleri gelir incelenerek en karlı yatırım tespit edilmektedir. Bunun için Ege Bölgesinde yer alan Aydın ve Denizli illerinde faaliyet gösterecek aynı büyüklükteki rüzgar enerjisi santrali ile güneş enerjisi santrali yatırımı incelenmektedir. Projelerin yer seçimlerinde illerdeki mevcut yatırımlar incelenmiş ve Denizli ilinde Rüzgar Enerjisi Santralının olmaması, Aydın ilinde de Güneş Enerjisi Santralının olmaması nedeniyle çalışma Ege Bölgesi olarak çerçevelendirilmiştir. Çalışmada, ilk yatırım maliyetleri, operasyonel maliyetler tespit edilmekte ve devlet alım garantisi kapsamında elde edilecek gelirler hesaplanarak yatırımların getirilerinin net bugünkü değerleri karşılaştırılmaktadır. Net bugünkü değerlerin bulunmasında en önemli nokta kullanılacak olan indirgeme oranı yani

sermaye maliyeti hesaplamasıdır. Bu noktada ülke riski ön plana çıkmakta olup bu riski hesaplamak için günlük bazda son 6 aylık MSCI (Morgan Stanley Capital Indeks), London Inter Bank Offered Rate (LIBOR) ve Credit Default Swaps (CDS) verilerinden yararlanılmaktadır. Değişen piyasa koşullarında öngörülerini artırmak için CDS standart sapması kullanılarak kötümser, beklenen ve iyimser senaryolar oluşturulmaktadır. Bu senaryoların alt kırılımlarında yatırım sırasında kullanılacak özkaynak oranları değiştirilerek dokuz farklı senaryo elde edilmektedir. Bu sayede farklı yatırım koşullarında yatırımcıların karşılaşılacağı getiri aralığı belirlenerek risk ölçümlemesi yapılmaktadır. Bu çalışma, enerji alanında yatırım yapmak isteyen küçük yatırımcılar, politika yapıcılar için yol gösterici olacaktır. Türkiye’de yenilenebilir enerji ile ilgili mevcut çalışmalar bulunmakla birlikte gerçekçi veriler ışığında oluşturulan yatırım senaryosu ve sonuçları bundan sonraki çalışmalarda ve yapılacak yatırımlarda fayda sağlayacaktır.

Çalışma beş bölümden oluşmaktadır. Birinci bölümünde enerji kaynakları üzerinde durulmakta, fosil yakıtlar ve yenilenebilir enerji çeşitlerinden bahsedilmektedir. İkinci bölümde enerji ekonomisinin oluşturan enerji talebi ve arzı ele alınmaktadır. Türkiye’de ve Dünya’da enerji tüketimi ve gelecek projeksiyonları ile mevcut durumdaki enerji üretimleri ve bu üretimlerin hangi tür kaynaklardan elde edildiği hakkında bilgiler yer almaktadır. Üçüncü bölümde yatırımlarda kullanılan ekonomik analiz yöntemleri üzerinde durulmaktadır. Güneş enerjisi santrali (GES) ve rüzgar enerjisi santrali (RES) yatırımlarının süreçleri incelenmektedir. Dördüncü uygulama bölümünde ise RES ve GES kurulum maliyetleri, operasyonel giderleri tespit edilerek, yatırımların nakit akımları ve geri dönüş süreleri hesaplanmaktadır. Değişken piyasa koşullarında öngörülebilirliği artırmak amaçlı kötümser, iyimser, ve beklenen senaryo olmak üzere üç farklı ana senaryoda ve alt kırılımları ile birlikte dokuz farklı senaryoda yatırımların net bugünkü değerleri hesaplanarak karşılaştırma yapılmaktadır. Son bölümde elde edilen sonuçlar kritik edilerek, sermaye gücü yüksek ve düşük yatırımcılara ve piyasa yapıcılara yol haritası çizilmeye çalışılmaktadır.

## BİRİNCİ BÖLÜM

### ENERJİ VE ENERJİ KAYNAKLARI

#### 1.1. Enerjinin Tanımı ve Önemi

Hayatımızda önemli bir yere sahip olan ve hayatımızın her aşamasında karşımıza çıkan Enerji kavramının sözlükteki karşılığı “iş yapabilme kapasitesi”dir. Bunun yanında fiziksel bir sistemin mevcut durumunu değiştirmek için gerçekleştirilmesi gereken iş gücü olarak da tanımlayabileceğimiz bir kavramdır.

Soyut bir kavram olan enerji, madde ve cisimlerde değişim imkanı sağlar. Toplamda 8 ana enerji çeşidi vardır. Bunlar potansiyel, kinetik, ısı, ışık, elektrik, kimyasal, nükleer ve ses enerjisidir. Enerjinin Korunumu Kanununa göre enerji hiçbir zaman kaybolmaz sadece başka bir enerji türüne dönüşür. İnsanoğlu tarih boyunca çeşitli enerji kaynakları keşfederek bu kaynakları çeşitli teknolojiler sayesinde ısı, mekanik ve elektrik enerjisine çevirmeyi öğrenmiştir.

Endüstrileşme sürecinin başlamasıyla enerji, sanayinin lokomotif ve itici gücü olmuştur. Enerjinin yoğun olarak kullanımı toplam üretimi ve yaşam standardını yükseltmiş olup günümüzde enerji ekonomik ve sosyal ilerlemeyi sağlayan, hayat kalitesini iyileştiren en önemli faktördür. Enerji üretimi, tüketimi ve dağılımı bir ülkenin ekonomik düzeyini belirleyen gösterge haline gelmiştir.

#### 1.2. Dünyada Enerji Kaynakları

Enerji kaynakları doğada yenilenebilir veya tükenebilir olmalarına, doğrudan veya dolaylı olarak üretilmelerine göre farklı kategoriler altında sınıflandırılabilir. Temizleme ve ayrıştırma dışında herhangi bir çevrim ve dönüşüm geçirmeden doğada oluşan enerji kaynaklarına birincil enerji kaynakları denir. Kömür, ham petrol, güneş ışığı, rüzgâr, akan nehirler, bitki örtüsü ve uranyum birincil enerji kaynaklarına örnektir. Birincil enerjinin dönüştürülmesiyle kullanılmaya elverişli hale gelen enerji kaynaklarına ikincil enerji denir. Elektrik enerjisi buna güzel bir örnektir.

Doğadaki hammaddesi tüketildiğinde yeniden oluşmayan enerji kaynaklarına yenilenemeyen enerji kaynakları denmekte olup petrol, doğal gaz, kömür yenilenemeyen

enerji kaynaklarına güzel bir örnektir. Fakat rüzgâr, güneş, su gibi enerji kaynakları ise tüketildiğinde yeniden oluşması sebebiyle yenilenebilir enerji kaynaklarıdır.

### **1.2.1. Yenilenemeyen Enerji Kaynakları**

Yenilenemeyen enerji kaynakları doğada bulunan ve kullandıkça tükenen ve kendini yenileyemeyen kaynakları ifade etmektedir. Bu kaynaklar; fosil yakıtlar ve nükleer kaynaklı enerjiler olmak üzere iki çeşittir.

#### **1.2.1.1. Fosil Yakıtlar**

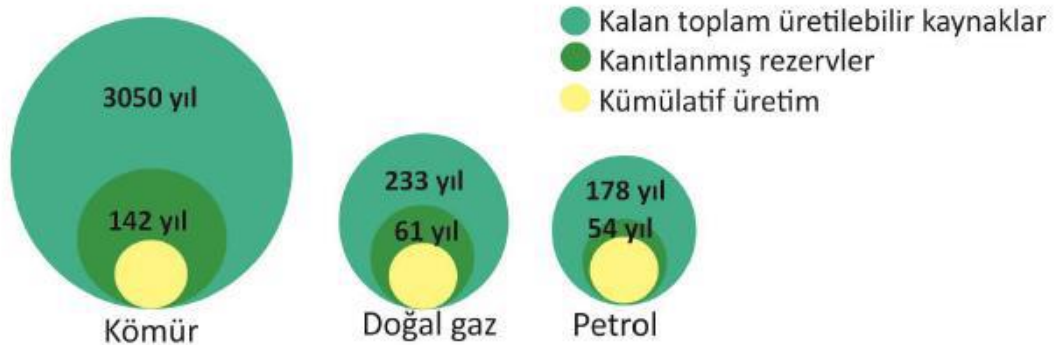
Milyonlarca yıl önce yaşamış olan organik materyaller fosilleşerek, günümüzde insanlığın hızla tükettiği enerji yoğun kütlelere dönüşmüşlerdir. Petrol, kömür, doğalgaz, uranyum ve toryum gibi doğada katı, sıvı ve gaz biçimde bulunan fosil kökenli kaynakların yakılmasıyla ortaya çıkan enerji, fosil kaynaklı enerji olarak tanımlanmaktadır. Bu biçimde ortaya çıkan enerji, ısınmada, hareket elde etmede ve elektrik üretiminde kullanılmaktadır.

Petrol, doğal gaz, her türlü kömür fosil yakıtlar kategoriyeye girer. BP tarafından her yıl yayınlanan enerji görünümü raporlarına göre günümüzde insanlığın kullandığı toplam enerjinin (ulaşım, elektrik üretimi, ısınma vb dâhil ) %81'i fosil kaynaklardan elde edilmektedir (Bp Energy Outlook Report 2018: 79).

Dünyadaki toplam petrol rezervleri 1,7 trilyon varil civarında olup bu miktar, yaklaşık 51 yıllık tüketimi karşılamaktadır. Dünya doğal gaz rezervi 2015 yılı sonunda 187 trilyon m<sup>3</sup> olarak belirlenmiş olup bu miktar küresel üretimi 53 yıl gibi bir süre boyunca karşılamak için yeterlidir. Dünya kömür rezervleri küresel üretimi 114 yıl boyunca karşılamaya yeterli olup tüm yakıtlar arasında en yüksek rezerv üretim oranına sahiptir. Amerika en fazla yerel rezerve sahip ülke olup, arkasından Rusya ve Çin gelmektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'ndan edinilen bilgiler ışığında, 2025 yılından sonra, mevcut rezervler göz önüne alındığında kömürün %25'i, doğalgazın %65'i ve petrolün %85'inin tükeneceği öngörülmektedir(ETKB, Dünya ve Türkiye Enerji Kaynaklar Görünümü Raporu, 2017: 30).

Dünyadaki fosil enerji kaynaklarının kullanılabilir süreleri Şekil 1'de yer almaktadır.

Şekil 1: Dünya Fosil Yakıt Rezervleri



Kaynak: ETKB, Dünya ve Türkiye Enerji Kaynaklar Görünümü Raporu,

### 1.2.1.2. Nükleer Enerji

Atom parçalarının reaksiyona girerek bir araya gelmeleri veya bölünmeleri neticesinde elde edilen enerjiye Nükleer Enerji denmektedir. Einstein'ın  $E=mc^2$  formülünde gösterdiği şekilde madde enerjiye dönüşür. Elektrik enerjisi, füzyon tepkimesinde parçalanmış uranyum atomundan açığa çıkan enerjinin nükleer reaktörler ile dönüştürülme sonucu elde edilir.

Nükleer enerji üretiminin radyo aktivite kontrolü, atık yönetimi gibi çok yönlü unsurları içeriyor olması, ilk yatırım maliyetini oldukça yüksek seviyelere çekmektedir. Yüksek maliyete katlanması içinse uzun vadeli plan ve yatırımlar dahilinde hareket edilmesi gerekmektedir. Yanı sıra kullanılacak yakıtın kolay taşınabilirliği ve geri dönüşüm sayesinde tekrar kullanılabilir olması söz konusu yatırımın avantajlı yanısıdır. Ancak, dünya barışını tehdit edebilecek nitelikte kötü kullanımı da mümkün olduğu için, ulusal ve uluslararası düzeyde çok sıkı bir denetim mekanizmasına tabi tutulmaktadır. Bu durum nükleer enerjinin kısıtlı bir şekilde kullanılıyor olmasının en büyük nedenidir (Savrul, 2010: 32).

Temmuz 2018 itibariyle, 31 ülkede 453 nükleer reaktör işletme halinde, 17 ülkede 57 adet nükleer reaktör inşa halindedir. Nükleer Güç Santrallerinde üretilen elektrik dünya elektrik arzının %11'ine denk gelmektedir. Ülke bazında bakılırsa Fransa elektrik talebinin yaklaşık %72'sini, Ukrayna %55'ini, Belçika %50'sini, İsveç %40'ını, Güney Kore %27'sini, Avrupa Birliği % 30 ve ABD %20'sini nükleer enerjiden

karşılmaktadır. İnşa halindeki nükleer reaktörlerin 15'i Çin'de, 7'si Hindistan'da, 6'sı ise Rusya'dadır. Bunun yanında ABD'de 2, Birleşik Arap Emirlikleri'nde 4, Güney Kore'de 4, Fransa ve Türkiye'de 1'er nükleer reaktör inşa halindedir (ETKB, 2019a).

### 1.2.2. Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Uluslararası Enerji Ajansı yenilenebilir enerjiyi şu şekilde tanımlamaktadır; “Yenilenebilir enerji sürekli olarak yenilenen doğal süreçlerden türetilen, çeşitli şekillerde, doğrudan güneşten ya da yeryüzünün derinlerinde oluşan ısıdan türeyen enerjidir.”

Yenilenebilir enerji aynı zamanda yeşil enerji olarak da tanımlanmakta olup, bu kaynaklarının çevreye zararı azdır. Doğada var olan ve kendini yenileyebilen, fosil kaynaklı olmayan kaynaklardır. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun 04.08.2002 tarih ve 24836 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği'ne göre; rüzgar, güneş, jeotermal, dalga, gel-git, biokütle, biyogaz ve hidrojen enerjisinden elektrik üreten tesisler ile rezervuarsız nehir ve kanal tipi hidroelektrik üretim tesisleri ve 20 MW ve altında kurulu güce sahip olan rezervuarlı hidroelektrik üretim tesisleri yenilenebilir enerji sınıfında değerlendirilmektedir (Savrul, 2010: 56).

Yenilenebilir enerji kaynağı açısından zengin bir potansiyele sahip olan Türkiye'de, mevcut kaynaklar göz önüne alındığında yeşil enerji kullanım oranı düşük kalmaktadır. Bu noktada, kanun yapıcı tarafından yenilenebilir enerji yatırımları teşvik edilmekte ve 2023 yılına kadar toplam elektrik üretiminin %30'unun yenilenebilir enerji kaynaklarından temin edilmesi amaçlanmaktadır.

6446 sayılı Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği, 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretim Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun, Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi Ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik, Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üreten Tesislerde Kullanılan Aksamın Yurt İçinde İmalatı Hakkında Yönetmelik ile Yenilenebilir Enerji Kaynakları üretim tesislerine yönelik teşvikler belirlenmiştir.

Lisans bedelinin %10'unun ödenmesi, yatırımın tamamlanmasının akabinde 8 yıl boyunca lisans ücreti ödenmemesi, yenilenebilir enerji kaynağından elde edilen elektrik enerjisinin 10 yıl boyunca sabit fiyatla alım garantisi, yatırım için gerekli olan



arsa-arazi temini ve yerli ürün kullanımına yönelik destekler, yasa koyucu tarafından sağlanan teşvikler arasında yer almaktadır (Gözen, 2015: 75).

### **1.2.2.1. Biokütle Enerjisi**

Biokütle enerjisi biokütlenin ısı, elektrik ve sıvı yakıtlara dönüştürülmüş haline denilmektedir. Güneş enerjisini bünyesinde herhangi bir şekilde stoklayabilen biyolojik maddeler ve atıklar biokütle enerjisi elde edilmesi için kullanılabilir. Biokütle odun ve bitki gibi canlı organizmaların fotosentez yolu ile ürettikleri her türlü canlı organizmayı kapsayan yenilebilir bir enerji kaynağıdır.

Biokütle enerjisi tükenmez bir kaynak olması, her yerden elde edilebilmesi, özellikle kırsal alanlar için sosyo-ekonomik gelişmelere yardımcı olması nedeniyle uygun ve önemli bir enerji kaynağı olarak görülmektedir. Biokütle için mısır, buğday gibi özel olarak yetiştirilen bitkiler, otlar, yosunlar, denizdeki algler, hayvan dışkıları, gübre ve sanayi atıkları, evlerden atılan tüm organik çöpler (meyve ve sebze artıkları) kaynak oluşturmaktadır. Petrol, kömür, doğal gaz gibi tükenmekte olan enerji kaynaklarının kısıtlı olması, ayrıca bunların çevre kirliliği oluşturması nedeni ile biokütle kullanımı enerji sorununu çözmek için giderek önem kazanmaktadır (Enerji İşleri Genel Müdürlüğü,2019).

### **1.2.2.2. Hidrolik Enerji**

Hidro enerji, suyun potansiyel enerjisinin kinetik enerjiye dönüştürülmesiyle elde edilmektedir. Suyun toplandığı barajlarda yüksekten aşağıya doğru düşen suyun türbinleri döndürmesi sayesinde açığa çıkan enerji ile elektrik enerjisi elde edilmektedir. Akan su içindeki oluşacak enerji miktarı suyun akış veya düşüş hızına bağlı olarak değişmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrolik enerji, kullanılmakta olan en eski enerji kaynaklarından biri olup yenilenebilir enerji kaynakları içinde teknoloji gelişimi en ileri düzeyde olan enerji kaynağıdır.

Hidroelektrik santrallerinde, doğal bir kaynak olan sudan enerji sağlandığı için herhangi bir yakıt maliyeti bulunmamaktadır. Çevreye zararlı sera gazı oluşturmaması, inşaatında yerli kaynakların kullanılması, işletme bakım maliyetlerinin az olması,

istihdama önemli katkı sağlamaları, kırsal yerlerde ekonomik ve sosyal yapıya katkıları bakımından önemli bir yenilenebilir enerji kaynağıdır.

Hidro enerjinin olumsuz yönleri ise; yağışlara bağlı olması nedeniyle üretimde dalgalanmalar oluşması, santral kurulduktan sonra ihtiyaca göre ölçeğin büyütülmesinin zor olması ve santralin kurulacağı havzada çevre tahribatına yol açmasıdır.

Ülkemizin teorik hidroelektrik potansiyeli dünya teorik potansiyelinin %1'i, ekonomik potansiyeli ise Avrupa ekonomik potansiyelinin %16'sıdır. Ülkemiz teorik hidroelektrik potansiyeli 433 milyar kWh olup teknik olarak değerlendirilebilir potansiyel 216 milyar kWh ve ekonomik hidroelektrik potansiyel ise 140 milyar kWh/yıl'dır. 2017 yılında hidroelektrik kaynaklı 58,2 milyar kWh elektrik üretilmiştir.

2018 Haziran ay sonu itibariyle işletmede bulunan 27.912 MW'lık kurulu güce sahip 636 adet HES Türkiye toplam kurulu gücünün %32'sine karşılık gelmektedir (ETKB, 2019b) .

### **1.2.1.3.Jeotermal Enerji**

Jeotermal kelimesi Yunanca geo (yeryüzü) ve therme (ısı) kelimelerinden gelmekte olup yer ısı ya da yeryüzü ısı anlamına gelmektedir. Jeotermal kaynak; jeolojik yapıya bağlı olarak yerkabuğu ısısının etkisiyle sıcaklığı sürekli olarak bölgesel atmosferik yıllık ortalama sıcaklığın üzerinde olan, çevresindeki sulara göre daha fazla miktarda erimiş madde ve gaz içerebilen doğal olarak çıkan ya da çıkarılan su, buhar ve gazlar ile yeraltına insan düzenlemeleri vasıtasıyla gönderilerek yerkabuğu ya da kızgın kuru kayaların ısı ile ısıtılarak su, buhar ve gazların elde edildiği yerleri, ifade eder. Yani jeotermal enerji, yer kabuğunun derinliklerindeki sıcak kaya ve akışkanların ısısının zayıf katmanları geçerek yeryüzüne ulaşmasıyla elde edilen enerjidir (Milli Eğitim Bakanlığı, 2012: 20).

Geçmişten bu yana sağlık ve yiyecekleri pişirme amacı ile kullanılan jeotermal kaynakların gelişen teknoloji ile birlikte kullanım alanları farklılaşmış ve çoğalmıştır. Günümüzde elektrik üretimi, seracılık, karbondioksit, gübre, lityum gibi kimyasal maddelerin ve minerallerin üretiminde kullanılmasının yanında düşük sıcaklıklarda (30 °C'ye kadar) kültür balıkçılığı, mineraller içeren içme suyu üretimi gibi uygulama ve değerlendirme alanları bulunmaktadır. Ayrıca kurutma işlemleri gibi endüstriyel amaçlı kullanım alanlarında da kullanılmaktadır.

Kaynakta kullanılabilen bir enerji olan jeotermal enerjinin en fazla 100 km civarındaki mesafelere nakli yapılabilir. Jeotermal alanların genellikle yerleşim alanlarından uzakta olması sıcaklık ve gürültü açısından sorun yaşanmamasını sağlamaktadır. Ayrıca jeotermal santraller kesintisiz güç üretebilmesi, hava değişimlerinden etkilenmemesi nedeniyle güvenilir ve avantajlı bir kaynaktır.

Dünyada en çok jeotermal enerjinin elektrik üretiminde kullanıldığı ülke ABD olup, ABD'yi Filipinler, Endonezya, Türkiye ve Yeni Zelanda takip etmektedir. Elektrik dışı kullanımda ise jeotermal enerjiden en çok Çin yararlanmaktadır. Tablo 1'de jeotermal enerjinin kullanım alanlarına göre ilk 5 ülke listelenmiştir.

Tablo 1: Jeotermal Enerjinin Kullanım Alanlarına Göre İlk 5 Ülke

Sıra	Elektrik Üretimi	Elektrik Dışı Kullanım
1	ABD	Çin
2	Filipinler	ABD
3	Endonezya	İsveç
4	Türkiye	Belarus
5	Yeni Zelanda	Norveç

Kaynak: ETKB, 2019c

#### 1.2.1.4. Güneş Enerjisi

Güneşin enerjisi, hidrojenin helyuma dönüşmesi sırasında ortaya çıkan enerjidir. Güneşin ışıma süresinin on binlerce yıl süreceği göz önüne alındığında, dünya için sonsuz bir enerji kaynağıdır. Ayrıca Güneş, doğrudan veya dolaylı olarak yeryüzünde bulunan enerji kaynaklarının tamamına etkiye bulunmaktadır. Işınları ile yeryüzüne bugün için kullanılan enerjinin binlerce kat fazlası erişmektedir.

Güneş enerjisi insanlığın başlangıcıyla birlikte farklı şekillerde kullanılmıştır. Gerek ısı enerjisine dönüştürme şeklinde gerekse elektrik enerjisine dönüştürme şeklinde kullanılmakta olan güneş enerjisinin kullanılmasının arttırılmasıyla fosil yakıtların kullanımının azaltılmasına yardımcı olacaktır. Esas olarak üç temelde kullanılan Güneş enerjisinin kullanım alanları şu şekildedir ;

- Binaların ve kullanım alanlarının ısıtılmasında,
- Elektrik enerjisi üretiminde; Güneş ışınları belli noktaya odaklayarak yüksek derecede ısı elde edilmesini sağlayan bükümlü yüzeyler ile suyun buhar haline

dönüştüren ve buhar gücünden faydalanarak elektrik üreten jeneratörlerde, ve güneş pili ve fotovoltaiik hücreler ile güneş enerjisini elektrik enerjisine dönüştüren güneş enerjisi santrallerinde,

- Elektroliz olarak adlandırılan suyun bileşenlerine ayrılmasında; güneş enerjisi ile su bileşenlerine ayrılarak Hidrojen gazı elde edilmekte ve üretilen hidrojen gazının başta elektrik üretimi olmak üzere çeşitli sektörlerde kullanılması.

Güneş enerjisinden ilk aşamada hesap makineleri ve kol saatlerinin çalışmasında yararlanılmakta iken güneş enerjisi çatı uygulamaları ve güneş tarlaları ile güneş enerjisinin üretim ölçeği ve kullanım alanları artmaktadır (Gedik, 2015: 74).

Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansının verilerine göre güneş enerjisini elektrik üretiminde en çok kullanan ülke Çin'dir. Çin'i sırasıyla Japonya, ABD, Almanya, İtalya takip etmekte olup Türkiye bu listede 13. Sırada yer almaktadır.

#### **1.2.1.5. Rüzgar Enerjisi**

Dünyanın ısınması ile atmosferde bulunan hava kütleleri genişerek atmosferin üst katmanlarına doğru yükselir. Yükselen sıcak havanın yerini soğuk hava doldurmaktadır. Atmosferdeki bu hava hareketleri sonucu oluşan akım, rüzgar olarak adlandırılmaktadır. Rüzgarlar sıcak ve soğuk havanın oluşturduğu basınç farklılıkları sonucu oluşan hava akımlarıdır. Meteorolojik ifade ile rüzgarlar yüksek basınçtan alçak basınca doğru hareket etmektedir. Bu hareket sırasında dünyanın dönmesi, yüzey ile gerçekleşen sürtünmeler, arazinin engebeli yapısı, ilgili bölgedeki sıcaklıklar rüzgarın hızını ve yönünü etkilemektedir. Ayrıca iklimler, yer yüzeyinin coğrafi yapısına bağlı olarak farklı ısınması, gece gündüz farklılıkları rüzgarın oluşumunda etkilidir. Rüzgarın hızı yerden yükseldikçe artmakta ve gücü de hızının küpü ile hesaplanmaktadır (Adıyaman, 2012: 45).

Rüzgar enerjisinin farklı alanlarda kullanımı mevcuttur. Tarımsal alanda su pompalama ve tahıl öğütme sistemlerinde rüzgar enerjisi kullanılmaktadır. Bahçe aydınlatmada, su depolama alanlarında, taşımacılık sektöründe ve elektrik üretmede rüzgar enerjisinden faydalanılmaktadır.

Rüzgar enerjisinden elektrik üretiminde rüzgar türbinlerinden faydalanılmaktadır. Rüzgar türbinleri hava akımı ile dairesel olarak hareket etmekte ve enerji üretmektedir. Rüzgar türbinleri zararlı gaz üretimine sebep olmaması nedeniyle

çevreye dost üretim araçlarıdır. Enerji kaynağının rüzgar olması sebebiyle de herhangi bir kaynak maliyeti bulunmayan rüzgar türbinleri, kaynakların temini açısından diğer ülkelere olan bağımlılığı da azaltan yerli kaynaklarla üretim yapabilen enerji sağlayıcılarıdır.

Uluslararası Rüzgar Enerjisi Kurumunun 2018 yılı verilerine göre rüzgar enerjisini elektrik üretiminde kullanan ilk 5 ülke Çin, ABD, Almanya, Hindistan, Brezilya'dır.

## İKİNCİ BÖLÜM

### ENERJİ EKONOMİSİ

#### 2.1. Enerji Talebi

Enerji, yaşam standartlarının yükselmesini sağlayan en büyük faktörlerden biridir. İnsanların yaşamında elektrikli alet ve makinelerin kullanımının artması ile birlikte yaşam standartları yükselmiştir. Artan makineleşme ile birlikte Dünyada ve Türkiye’de enerji talebi de her geçen gün artmaktadır. Bu bölümde Dünya’daki enerji ihtiyacı ve Türkiye’deki enerji talepleri incelenecektir.

##### 2.1.1. Dünya’da Enerji Talebi

Enerji, ekonomik ve sosyal gelişmenin ve ilerlemenin en önemli faktörlerinden olmakla birlikte hayat kalitesinin artmasında da önemli bir role sahiptir. Nüfus artışı, nüfustaki değişiklikler enerji talebini etkileyen öncelikli faktörlerdir. Sürekli artmakta olan nüfus, enerjiye olan ihtiyacı da paralelinde artırmaktadır. 2016 yılında 7,4 milyar olan nüfusun 25 yıl içinde %27 artış göstererek 9 milyarın üzerine çıkması beklenmektedir. Bu doğrultuda, Hindistan’ın nüfusu Çin’in nüfusunu geçerek 2040’da 1,6 milyara ulaşacaktır.

Uluslararası Enerji Ajansı raporuna göre, Dünya nüfusunun kentleşme oranı 2016’da %54’tür. Bu yüzdenin 2040 yılında %63’e yükseleceği tahmin edilmektedir. Fakat 2016 nüfus rakamlarıyla dünya nüfusunun %11’ini oluşturan yaklaşık bir milyar insan halen elektrik ile tanışmamıştır. Bahse konu insanların büyük çoğunluğu Asya ve Afrika kıtalarındaki kırsal bölgelerde yaşamaktadır. Benzer şekilde büyük çoğunluğu gelişmekte olan Asya ülkeleri ile Afrika ülkelerinde yaşayan yaklaşık 3 milyar insan halen odun, kurutulmuş bitki örtüsü vb kaynakları kullanarak yemek pişirmektedir (EÜAŞ Sektör Raporu, 2017: 2).

Uluslararası Enerji Ajansı’nın “Yeni Politikalar Projeksiyonu” bu durumun uzun dönemde de devam edeceğini ve 2040 yılında çoğunluğu kırsal bölgede yaşayan 536 milyon insanın elektriksiz yaşamaya, 1,85 milyar insanın da temiz pişirme tekniklerine sahip olmadan hayatlarını idame ettireceklerini göstermektedir. Elektriksiz yaşamaya devam edecek nüfusun büyük kısmı Sahra-altı Afrika ve gelişmekte olan diğer Asya ülkelerinde (Çin ve Hindistan hariç) yaşıyor olacaktır (EÜAŞ Sektör Raporu 2017: 5).

Dünya ekonomisinin gelecek 20 yıllık dönemde ortalama büyüme beklentisi %3,4 civarındadır. Bu büyüme oranı ile birlikte dünyadaki insan popülasyonunun artması, sanayi ve fabrika kurulumları, şehirleşme oranlarının artması enerji kullanımının artmasına sebep olacaktır. Çeşitli kuruluşlar tarafından enerji talep tahmini çalışmaları yapılmakta ve bu tahminlere göre dünya enerji talebinin yıllık ortalamasının %1,4 artacağı öngörülmektedir. Bu artış oranına göre 2040 yılında dünya enerji talebi %41,6 oranında artarak enerji ihtiyacının 13.633 milyon ton eşdeğeri petrolden (Mtep) daha fazla olacağı tahminlenmektedir.

Dünyadaki enerji talep artışında en büyük paya Çin ve Hindistan sahip olacağı öngörülmektedir. Söz konusu ülkelerin 2040 yılına kadar ekonomik olarak yıllık %4,4 oranında büyüyeceği ve nüfuslarının yıllık %1 oranında artacağı tahminlenmektedir. Benzer dönemde OECD ülkeleri için yıllık ekonomik büyümenin %1,9 oranında olacağı ve bu ülkelerin yıllık enerji taleplerinin %0,2 civarında artacağı beklenmektedir(EÜAŞ Sektör Raporu 2017: 8) .

Günümüzde ülkelerin enerji tüketimine bakıldığında, 2016 yılı rakamları ile Çin dünyanın en fazla enerji tüketen ülkesi konumundadır. ABD ise az bir farkla Çin'in ardından 2. Sırada yer almaktadır. 2040 yılı tahminlerine bakıldığında ise Çin, ABD'nin enerji talebinin %95 fazlasını tüketerek enerji tüketiminde yine ilk sırada yer alacağı tahminlenmektedir. Bunun yanı sıra Hindistan'ın enerji tüketiminin de hızla artarak 2030 yılında Avrupa Birliği enerji tüketimini geçeceği ve Çin, ABD'nin ardından üçüncü sırada yer alacağı beklenmektedir. Dünyadaki en büyük dört enerji tüketicisi konumundaki Çin, ABD, Hindistan ve Avrupa Birliği 2020 yılında dünyadaki toplam enerji üretiminin %56'sını, 2040 yılında ise dünya enerji üretiminin %53,3'ünü tüketiceği tahminlenmektedir. Söz konusu artan enerji talebinin karşılanabilmesi için enerji sektörüne 64,5 trilyon ABD doları değerinde yatırımın 2040 yılına kadar yapılması gerekmektedir. Bu yatırımlar enerji üretiminin yanında enerji verimliliğini de sağlayacak yatırımlardan oluşacaktır(EÜAŞ Sektör Raporu 2017: 8).

Yirmi sekiz ülkenin bir araya gelmesi ile oluşan Avrupa Birliği günümüzde üçüncü enerji tüketicisi konumundadır. Avrupa Birliğinde 1990-2014 yılları arasında enerji talebinde %4,9 luk düşüş görülmekle birlikte 2040 yılına kadar enerji talebinde yıllık %0,1'lik bir azalış beklenmektedir. Avrupa Birliği enerji üretiminde 2015 yılı rakamları ile %55,9 oranında ithalata bağlı durumdadır. Enerji üretim kaynaklarından doğalgaz, petrol en büyük ithalat kalemlerini oluşturmaktadır. Avrupa Birliği için enerji

arzında ithalata bağıllık oranlarının 2030 yılında %56,6, 2050 yılında ise %57,6 'ya yükseleceği öngörülmektedir (EÜAŞ Sektör Raporu,2017: 15).

Dünyada enerji kullanımında ilk sırada yer alan ülke Çin'dir. Çin, 2.990 Mtep enerji rakamı ile dünya enerjisinin %22'si tek başına tüketmektedir. İkinci sıradaki ABD dünya enerjisinin %16'sını tek başına tüketirken, üçüncü sıradaki Hindistan dünya enerjisinin %6'sını, dördüncü sıradaki Rusya ise dünya enerjisinin %5'ini, beşinci sıradaki Japonya ise dünya enerjisinin %3'ü tüketmektedir. Bahse konu ilk 5 ülkenin tüketimi toplam dünya enerjisinin %52'sini oluşturmaktadır. Türkiye'nin enerji tüketim oranı %1 in altındadır. Birincil enerji talep tahminlerine göre gelecekteki 10 yıl içinde Çin'in tüketim oranının %23 olacağı tahminlenmektedir. ABD'nin enerji tüketim oranının azalarak %13 civarında olacağı, Hindistan'ın tüketim oranının %3 civarında artacağı, Rusya ve Japonya'nın tüketim oranının benzer oranlarda kalacağı öngörülmektedir. Türkiye'nin gelecek 10 yılda tüketim oranı %1 seviyelerinde kalacağı beklenmektedir (TMMOB Enerji Görünümü Raporu, 2018: 30).

Tablo 2:Ülkelerin 2000-2015 Birincil Enerji Arzı ve Talep Tahmini(mtep)

Ülke	2000	2015	2000-2015 Artış (%)	2020	2025	2030	2015-2030 Artış (%)
Çin	1.143	2.990	162	3.419	3.617	3.941	32
Hindistan	441	851	93	1.054	1.275	1.544	81
Türkiye	79	129	62	151	175	200	55
Brezilya	184	295	60	299	326	358	21
Rusya	620	689	11	689	731	752	9
ABD	2.270	2.183	-4	2.243	2.242	2.251	3
Japonya	518	430	-17	427	419	413	-4
OECD	5.295	5.259	-1	5.374	5.379	5.409	3
Dünya	10.035	13.633	36	14.819	15.690	16.891	24

Kaynak:MMO, Enerji Görünümü Raporu, 2018

Günümüzde Dünya enerji tüketiminin %85'i fosil yakıtlardan oluşmaktadır. Fosil yakıtların kaynak dağılımı incelendiğinde %33'ü petrol, %28'i kömür, %24'ü doğalgazdan oluşmaktadır. Türkiye enerji tüketiminde de fosil yakıt kaynaklı enerjinin yoğunluğu görülmekle birlikte yenilenebilir enerji tüketiminde artış görülmektedir (BP Enerji Görünümü Raporu, 2018: 34).



Bp Enerji Görünümü 2018 raporuna göre; Gelişmekte olan ekonomilerdeki hızlı büyüme, küresel enerji talebinde üçte bir oranında artışa neden olmaktadır. Enerji kaynaklarının çeşitlenmesi ve enerji verimliliğinin iyileştirilmesi ile ilgili sürekli çalışmalar yapılmaktadır. 2040 yılına kadar petrol, gaz, kömür ve fosil olmayan yakıtların her biri dünya enerji talebinin yaklaşık dörtte birini karşılayacağı ve enerji talebindeki artışın %40'ından fazlası yenilenebilir enerji ile karşılanması öngörülmektedir.

Dünyadaki doğalgaz rezervlerinin yarısından fazlası Rusya Federasyon sınırları içerisinde bulunmaktadır. Ortadoğu Ülkelerinden İran ve Katar, Rusya Federasyonu'ndan sonra en büyük doğalgaz kaynaklarına sahip ülkelerdir. Bahse konu üç ülke dünyadaki doğalgaz kaynaklarının yaklaşık yarısına sahiptir (ABD Enerji Bilgi İdaresi (EIA), "International Energy Statistics").

BP'nin her yıl yayınladığı enerji raporunda, 2017 yılı itibariyle petrol kaynaklarının ömrünün 2014 yılı rakamlarına göre 2 yıl daha azalarak 51 yıla indiği, doğal gaz kaynaklarının ömrünün 2014 yılına göre 1 yıl azalarak 53 yıla indiği, kömür kaynaklarının ömrünün 2014 yılına göre 4 yıl daha azalarak 110 yıla indiği belirtilmektedir (BP Rapor,2017).

Uluslararası Enerji Ajansı'nın yaptığı çalışmalara göre şu anda 14 milyar ton eşdeğer petrol (TEP) olan dünya birincil enerji talebi (eğer mevcut enerji tüketim hızı ve politikaları devam ederse) önümüzdeki 20 yıl içerisinde %45 oranında bir artış ile 20,3 Milyar TEP seviyelerine ulaşacaktır. En fazla enerji tüketen ülkeler arasında ilk sırayı Çin almaktadır. Türkiye ise 2015 yılı sonu itibariyle 129,3 milyon TEP birincil enerji tüketimi ile 19.sırada kendisine yer bulmaktadır.

Tablo 3: Dünya Birincil Enerji Tüketimi (Milyon TEP)

Sıra	Ülke	2015	2016	2016 Büyümesi (%)	2016 Payı (%)
1	Çin	3.006	3.053	1,3	23,0
2	ABD	2276	2.273	-0,4	17,1
3	Hindistan	685	724	5,4	5,5
4	Rusya	682	674	-1,4	5,1
5	Japonya	466	445	-0,4	3,4
6	Kanada	328	330	0,3	2,5
7	Almanya	318	322	1,2	2,4
8	Brezilya	303	298	-1,8	2,2
9	Güney Kore	280	286	1,9	2,2
10	İran	263	271	2,7	2,0
11	Suudi Arabistan	261	266	1,9	2,0
12	Fransa	239	236	-1,7	1,8
13	Birleşik Krallık	191	188	-1,7	1,4
14	Meksika	189	187	-1,5	1,4
15	Endonezya	165	175	5,9	1,3
16	İtalya	150	151	0,7	1,1
17	Avustralya	138	138	-0,6	1,0
18	İspanya	134	135	0,2	1,0
19	Türkiye	132	138	4,2	1,0
20	Tayvan	122	124	1,4	0,9
	TOPLAM	10.307	10.414	1	78,4
	DÜNYA TOPLAMI	13.105	13.276	1	100,0

Kaynak: ETKB, Dünyada ve Türkiye’de Enerji Görünümü Raporu, 2017: 15

BP tarafından yayınlanan Dünya enerji istatistiklerinin 2017 yılı verileri incelendiğinde birincil enerji tüketimi, son on yıllık ortalamaya göre azalsa da, 2016 yılında 2015 yılına göre %1’in üzerinde artış göstermiştir. Söz konusu artışın en çok Endonezya ve Hindistan’da yaşanan artıştan kaynaklandığı görülmektedir (ETKB, Dünyada ve Türkiye’de Enerji Görünümü Raporu, 2017: 15).

### 2.1.2. Türkiye’de Enerji Talebi

Türkiye’de de iktisadi kalkınma ile beraber çeşitli mal ve hizmet tüketimi artmaktadır. Bunların başında elektrik kullanımı gelmektedir. Bir yandan sanayide kullanılan temel girdilerden biri olması, diğer yandan hayat kalitesini artırmak için yeni malların kullanımının elektriğe bağlı olması elektrik enerjisine bağımlılığı giderek artırmaktadır.

1972 ile 2015 yıllarına arasında; Türkiye’nin nüfusu düzenli olarak yılda ortalama %1,8 oranında ve 36,5 milyondan 78,7 milyona yükselerek 43 yılda %115 artmıştır. Toplam birincil enerji kullanımı 12,4 MTEP iken %943 oranında artarak 129,3 MTEP’e çıkmıştır. Aynı yıllar arasında kişi başına gayrisafi yurt içi hasıla da (GSYİH) ise 560 dolardan %1530 oranında artarak 9.130 dolara yükselmiştir. (Yılmaz, 2017: 25)

Tablo 4: Yıllar İtibariyle Elektrik Tüketimi Dağılımı

Yıl	Sanayi	Ulaştırma	Konut ve Hizmetler	Tarım	Enerji Dışı	Nihai Enerji Tüketimi	Çevrim ve Enerji Sektörü	Toplam (Bin TEP)
1980	7.955	5.230	12.833	963	527	27.508	4.465	31.973
1990	14.470	8.723	15.354	1.956	1.031	41.534	11.148	52.682
2000	24.307	12.007	19.743	3.073	1.915	61.045	18.140	79.185
2005	27.562	13.849	22.394	3.359	3.296	70.460	18.182	88.642
2010	29.982	15.136	28.315	5.095	3.459	81.987	23.839	105.826
2015	31.974	24.740	32.471	3.974	5.652	98.811	30.295	129.267

(Kaynak : Enerji İşleri Genel Müdürlüğü Denge Tabloları, 1980-2015 )

Tablo 4’te yer alan Türkiye’nin yıllar itibariyle elektrik tüketimi dağılımına bakıldığında 1980 yılında toplam tüketimden en büyük payın %24,88 ile sanayi ve %40,13 ile konut ve hizmetler sektörünün sahip olduğu görülmektedir. Sanayi sektörünün kullandığı elektrik yıllar itibariyle %30’ların üzerine çıkmışsa da 2015 yılı itibariyle %24,73 olarak gerçekleştiği, bunun yanı sıra konut ve hizmetler için kullanılan elektrik payının azalan bir eğilimde olduğu, 2015 yılı itibariyle %25,12 olarak gerçekleştiği izlenmektedir.

BP Dünya Enerjisinin Değerlendirmesi (2018) raporuna göre Türkiye'nin 2017 yılı sonu itibariyle elektrik üretiminin 295,5 milyar kWh, tüketiminin ise 294,9 milyar kWh olduğu görülmektedir. Türkiye'nin yıllık elektrik enerjisi tüketim artış hızı son 15 yılda ortalama %5'in üzerinde gerçekleşmiş ve 2010 yılında 210 milyar kWh olan elektrik tüketimi 2017 yılında yaklaşık 2 katına ulaşmıştır. Türkiye'nin elektrik enerjisi talebindeki artış ise 2017 yılında %6 olarak gerçekleşmiştir (Karacaer, 2018: 40). Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücü 2010 ve 2017 yılları incelendiğinde %72 artış göstermiş olup, bu durum, elektrik ihracatına da etki ederek aynı oranda artış sağladığı görülmektedir.

Tablo 5: Türkiye Elektrik Piyasası Görünümü

	Birim	2010	2016	2017	2010-2017 (%Değişim)	2016-2017 (%Değişim)
Kurulu Güç	MW	49.524	78.497	85.200	72	9
Üretim	MW	211.208	273.387	295.511	40	8
İthalat	GWh	1.144	6.400	2.729	139	-57
İhracat	GWh	1.918	1.442	3.300	72	129
Tüketim	GWh	210.434	278.345	294.940	40	6

Kaynak: TEİAŞ Kurulu Güç Raporları,2010-2017

Türkiye Elektrik İletim A.Ş.'nin hazırladığı "Gelecek On Yılı Kapsayan Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu" raporunda 2018-2027 yıllarını kapsayan 10 yıllık dönemdeki elektrik enerjisi talebi düşük, baz ve yüksek senaryo olmak üzere 3 senaryoda tahminlenmiştir. Söz konusu projeksiyon raporlarına göre, tüketicilerin brüt tüketimlerdeki artış; yüksek senaryo için %5,76, baz senaryo için %4,63,düşük senaryo için %3,87 olarak baz alınmıştır.

Tablo 6: 2018-2027 Yılları Brüt Elektrik Tüketim Tahmini (GWh)

2018-2027 Yılları Brüt Elektrik Tüketim Tahmini (GWh)						
Yıl	Düşük	Artış (%)	Baz	Artış (%)	Yüksek	Artış (%)
2018	301.512		304.425		307.212	
2019	315.807	4,7	319.457	4,9	323.788	5,4
2020	328.409	4,0	334.985	4,9	343.242	6,0
2021	341.037	3,8	350.696	4,7	363.443	5,9
2022	354.156	3,8	367.263	4,7	384.848	5,9
2023	367.876	3,9	384.638	4,7	407.889	6,0
2024	381.814	3,8	402.308	4,6	431.664	5,8
2015	396.139	3,8	420.509	4,5	456.471	5,7
2026	410.530	3,6	439.171	4,4	482.263	5,7
2027	424.973	3,5	457.876	4,3	508.611	5,5

Kaynak: TEİAŞ, Gelecek On Yılı Kapsayan Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu Raporu, Aralık 2017: 56

2017 yılında Türkiye’de tüketilen birincil enerjini %22’si doğal gaz, %14’ü kömür, %39’u petrol, %25’i ise yenilebilir enerjiler ve hidro enerjidir. 2017 yılında 111.650 bin TEP enerjinin %25’i ulaşımında, %36’sı konut ve ticaride %32’si sanayide kullanılmıştır.

## 2.2. Enerji Arzı

Gelişen ve modernleşen dünyada enerji tüketimi her geçen gün artmaktadır. Taleplerin karşılanabilmesi, enerji açığının oluşmaması için enerji üretimini öngörülen tüketimler ölçüsünde artırmak gerekmektedir. Bu bölümde Dünyada ve Türkiye enerjinin kaynak dağılımları, arz miktarları incelenecektir.

### 2.2.1. Dünya’da ve Türkiye’de Enerji Arzı

2016 yılı itibariyle dünya birincil enerji kaynaklarının %81’ini fosil yakıtlar oluşturmaktadır. 2040 yılında bu rakamın %79 seviyelerinde olacağı tahmin edilmektedir. Dünya yakıt tüketiminde 2016yılı sonu itibariyle doğal gaz %21’lik bir paya sahiptir. 2040yılında fosil yakıtlar arasında yakıt karışımında oranının yükselmesi tahmin edilen tek yakıt doğal gazdır. (Artış oranının %4 olması

öngörülmektedir.)Dünya enerji arzı incelendiğinde; fosil kaynaklı yakıtlar olan petrol, doğal gaz, ve kömürün gelecekte yoğun kullanılacağı tahminlenmektedir. 2014-2040 yılları arası yapılan tahminlerde enerji talebindeki artışın yaklaşık  $\frac{3}{4}$ 'lük bölümünün fosil kaynaklı yakıtlarda karşılanacağı öngörülmektedir. Dünya enerji talep artışının %21'lik kısmı yenilenebilir enerji kaynaklarından, %6 lık kısmı nükleer enerjiden temin edileceği öngörülse de, enerji pastasındaki en büyük payın günümüzde olduğu gibi gelecek 20 yıl içinde de %30 oran ile petrolden temin edileceği düşünülmektedir. Yenilenebilir enerji yatırımlarının devamı etmesi halinde en ciddi artış bu alanda olacaktır. Gelecek 20 yılda yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen enerjinin %65 artacağı planlanmaktadır. Nükleer enerji ve doğalgaz kullanımının yıllık %2 civarında artacağı beklenirken, petrolde bu oran yıllık %1 seviyelerinde kalacağı planlanmaktadır (EÜAŞ, Elektrik Üretimi ve Ticareti Sektör Raporu, 2017: 2-7).

Gelecek 20 yıl içinde elektrik üretiminde doğalgazın payının %3 yükselerek %24 seviyelerine, kömürün payının %4 düşerek %36 seviyelerine , hidroelektriğin payının %2 düşerek %14 seviyelerine, nükleer enerji payının ise sabit kalarak %10 seviyelerine geleceği planlanmaktadır. Elektrik üretiminde rüzgar enerjisinin payının mevcut duruma göre 2 katın üzerinde artarak % 7,5 oranına yükseleceği tahminlenmektedir (EÜAŞ, Elektrik Üretimi ve Ticareti Sektör Raporu, 2017: 2-7).

Tablo 7:Ülkelerin 2015-2030 Elektrik Üretimi ve 2020-2030 Talep Tahmini

Ülke	2000	2015	2000-2015 Artış (%)	2020	2025	2030	2015-2030 Artış (%)
Çin	1.387	5.882	324	7.015	8.224	9.433	60
Hindistan	570	1.383	143	1.819	2.527	3.279	137
Türkiye	125	262	110	319	386	458	75
Brezilya	349	581	66	636	730	834	44
Rusya	876	1.055	20	1.091	1.163	1.225	16
ABD	4.026	4.292	7	4.577	4.676	4.892	14
Japonya	1.088	1.035	-5	1.016	1.061	1.082	5
OECD	9.767	10.839	11	11.447	11.914	12.473	15
Dünya	15.477	24.240	57	27.243	30.724	34.583	43

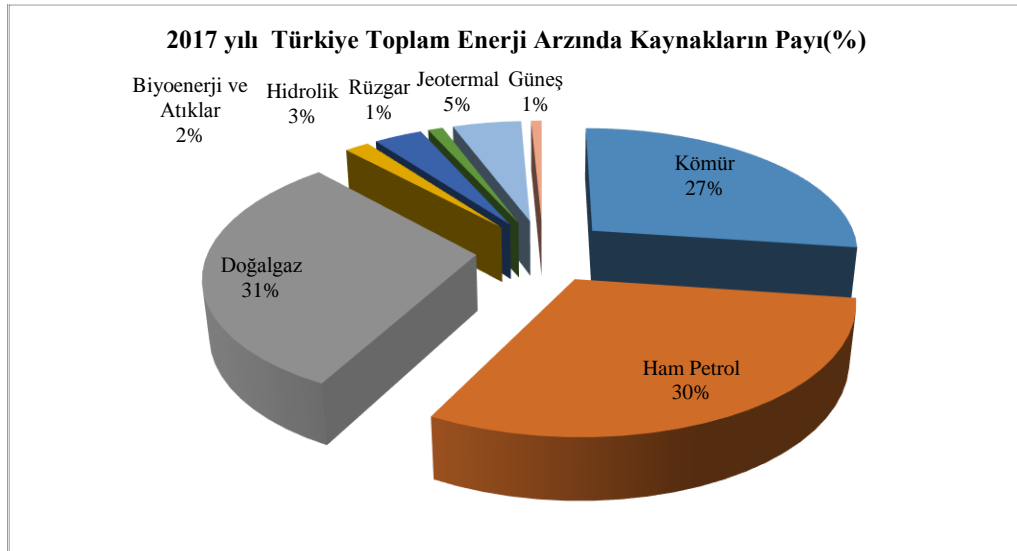
Kaynak: EÜAŞ Elektrik Üretimi ve Ticareti Sektör Raporu, 2017

Elektrik üretiminin ülkeler bazında dağılımı incelendiğinde; 2015 yılı rakamlarına göre en büyük elektrik üreticisi ülke Çin'dir. Çin tek başına 5.882 TWh

elektrik üretimi ile dünya elektriğinin %24'ünü üretirken, Çin'in en yakın takipçisi olan ABD dünya elektrik üretiminin %18'ini üretmektedir. Elektrik üretiminde payları %10'un altında kalan Hindistan, Rusya, Japonya en çok elektrik üreten ülkeler arasındadır. Bahse konu ülkelerin dünya elektrik üretimindeki toplam payı %60'a yaklaşmaktadır. Diğer bir deyişle dünya elektriğinin %60'a yakın kısmını 5 ülke üretmektedir. Türkiye 262 TWh elektrik üretimi ile toplam elektrik üretiminde %1 oranında paya sahiptir. Gelecek 10 yıllık dönemde de benzer durumun devam edeceği öngörülmektedir (Makine Mühendisleri Odası, Türkiye'nin Enerji Görünümü 2018 Raporu: 35).

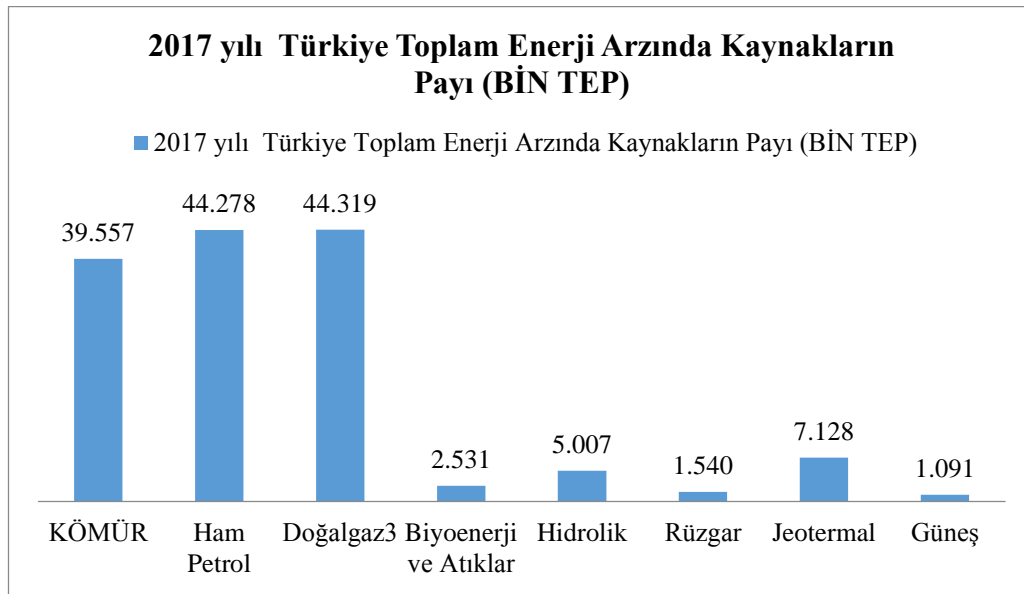
Türkiye'nin 2017 yılındaki toplam enerji üretimi 145,4 milyon tep'dir. Bu arzın kaynaklara dağılımında, %30'luk pay ile ilk sırayı 44,3 milyon tep ile doğalgaz ve 44,2 milyon tep ile petrol paylaşmaktadır. İkinci sırada 39,5 milyon tep ve %27 pay ile kömür, kömürü 7,1 milyon tep ve %5 ile jeotermal, 5,1 milyon tep ve %3 ile hidrolik, 2,5 milyon tep ve %2 ile biyoenerji, atık ve diğer kaynaklar izlemiştir. En son sıralarda 1,5 milyon tep ile rüzgar ve 1 milyon tep ile güneş enerjisi %1'lik paylarla yer almaktadır.

Şekil 2:2017 yılı Türkiye Toplam Enerji Arzında Kaynakların Payı



Kaynak: Enerji İşleri Genel Müdürlüğü 2017 Denge Tabloları

Şekil 3:2017 yılı Türkiye Toplam Enerji Arzında Kaynakların Payı (BİN TEP)



Kaynak: Enerji İşleri Genel Müdürlüğü, Ulusal Enerji Denge Tablosu, 2017

Enerji İşleri Genel Müdürlüğü tarafından yayınlanan denge tabloları raporu verilerinden oluşan Tablo 10'da görüleceği üzere Türkiye yerli enerji üretimi 2000-2017 yılları arasında %34 oranında artarak, 26,4 milyon tep'ten 35,3 milyon tep düzeyine yükselmiştir. Bu dönemdeki toplam enerji arzı ise 79,4 milyon tep'ten 145,3 milyon tep düzeyine yükselerek %83 artmıştır. 2000-2017 yılları arasında Türkiye toplam enerji ithalatı %126 artarak 55 milyon tep'ten 124,4 milyon tep'e çıkmıştır. Yine aynı dönemde enerji ihracatı %420 artarak 1,5 milyon tep'ten 7,8 milyon tep'e çıkmıştır. Yerli enerji üretiminin toplam enerji arzındaki payı ise %33'den %26'ya düşmüştür.

Tablo 8: Türkiye Enerji Arz Dağılımı

1990-2017 Yılları Türkiye Toplam Enerji Arzı Dağılımı (Milyon TEP)							
Enerji Arz Dağılımı	1990	2000	2010	2015	2016	2017	2000-2017 Artışı (%)
Yerli Üretim	25,0	26,4	31,5	30,9	35,3	35,3	34%
Enerji İthalatı	31,0	55,0	84,6	112,7	113,1	124,4	126%
Enerji İhracatı	2,1	1,5	7,9	8,1	7,3	7,8	420%
Toplam Arz	52,0	79,4	105,8	129,1	136,2	145,3	83%

Kaynak: Enerji İşleri Genel Müdürlüğü Ulusal Enerji Denge Tablosu, 1990-2017



Türkiye'nin şehir bazında kurulu güç ve üretim bilgileri incelendiğinde en büyük kurulu güç Afşin-Elbistan Termik Santrali nedeniyle Kahramanmaraş'ta yer almaktadır. İkinci sırada yer alan İzmir'de ise ağırlıklı doğalgaz santrali ve rüzgar enerji santralleri, Çanakkale'de termik santraller ve rüzgar enerji santralleri yer almaktadır.

Tablo 9: Şehirlerin Elektrik Santrali Kurulu Güç ve Üretim Bilgileri

	Şehir	Kurulu Güç	Yıllık Yaklaşık Üretim	Üretim/Tüketim Oranı
1	Kahramanmaraş	4.328 MW	6.568 GWh	121%
2	İzmir	4.281 MW	18.320 GWh	85%
3	Çanakkale	3.964 MW	21.107 GWh	438%
4	Adana	3.751 MW	15.365 GWh	201%
5	Şanlıurfa	3.431 MW	9.971 GWh	132%
6	Zonguldak	3.336 MW	13.332 GWh	366%
7	Samsun	3.300 MW	10.002 GWh	294%
8	Bursa	2.837 MW	7.842 GWh	60%
9	Balıkesir	2.785 MW	8.654 GWh	241%
10	İstanbul	2.734 MW	7.798 GWh	17%
11	Hatay	2.719 MW	14.274 GWh	169%
12	Ankara	2.524 MW	9.299 GWh	66%
13	Sakarya	2.421 MW	15.416 GWh	500%
14	Manisa	2.398 MW	9.623 GWh	220%
15	Elazığ	2.284 MW	7.795 GWh	475%
16	Diyarbakır	2.253 MW	7.409 GWh	128%
17	Muğla	2.210 MW	10.041 GWh	302%
18	Kocaeli	2.120 MW	5.716 GWh	37%
19	Antalya	2.051 MW	5.562 GWh	70%
20	Kırıkkale	1.946 MW	8.797 GWh	1071%
21	Kırklareli	1.765 MW	1.478 GWh	48%
22	Artvin	1.757 MW	3.957 GWh	965%
23	Denizli	1.654 MW	6.441 GWh	177%
24	Tekirdağ	1.589 MW	8.194 GWh	140%
25	Aydın	1.222 MW	5.682 GWh	215%
26	Mersin	1.065 MW	3.774 GWh	75%
27	Kütahya	1.062 MW	6.122 GWh	364%
28	Osmaniye	1.057 MW	3.307 GWh	98%
29	Sivas	997 MW	3.829 GWh	198%
30	Bingöl	980 MW	2.509 GWh	944%
.....				
80	Bitlis	1 MW	3 GWh	0,38%
81	Ağrı	0 MW	0 GWh	0,00%

Kaynak: Enerji Atlası internet sitesi, 2019

Türkiye’de bölgelere göre kurulu güç büyüklüklerine bakıldığında en yüksek kurulu güç kapasitesine sahip bölge Karadeniz Bölgesi’dir. Karadeniz Bölgesinin ardından ikinci sırada, rüzgar enerjisi ve jeotermal enerji bakımından yatırımların yoğunlaştığı Ege Bölgesi yer almaktadır. İç Anadolu bölgesi ise göreceli düşük yatırımlar nedeniyle sıralamada en son bölge olarak yer almaktadır.

Tablo 10: Bölgelere Göre Kurulu Güç, Elektrik Üretim Kapasitesi ve Üretim-Tüketim Oranları

Bölgelere Göre Kurulu Güç, Elektrik Üretim Kapasitesi ve Üretim-Tüketim Oranları				
	Bölge	Kurulu Güç	Yıllık Üretim Tahmini	Üretim/Tüketim Oranı
1	Karadeniz Bölgesi	14.029 MW	41.427 GWh	211%
2	Ege Bölgesi	13.299 MW	57.095 GWh	147%
3	Akdeniz Bölgesi	15.953 MW	51.303 GWh	130%
4	Doğu Anadolu Bölgesi	5.304 MW	14.892 GWh	133%
6	Güneydoğu Anadolu Bölgesi	7.725 MW	24.050 GWh	81%
5	Marmara Bölgesi	20.739 MW	77.843 GWh	82%
7	İç Anadolu Bölgesi	8.180 MW	27.723 GWh	85%

Kaynak: Enerji Atlası internet sitesi, 2019

### 2.2.2. Dünyada ve Türkiye’de Güneş Enerjisi Potansiyeli ve Enerji Üretimi

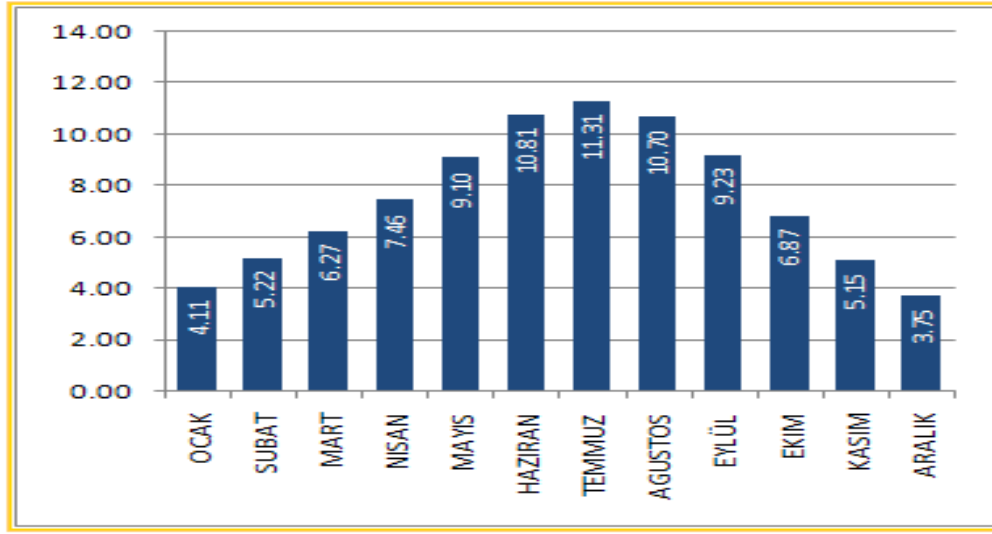
Gün geçtikçe artan enerji ihtiyacı güneş enerjisinden elektrik üretimi konusundaki gelişmelere ivme kazandırmıştır. Güneş enerjisi bitmeyen, ucuz, güvenilir ve temiz bir enerji kaynağıdır. Güneş enerjisinden yararlanmak için güneşlenme süresinin uzun olması önemli bir faktördür. Fakat Almanya güneşlenme süresi açısından dezavantaja sahip olmasına rağmen sahip olduğu teknoloji ile dünya güneş enerjisini kurulu gücü olarak ön sıralarda yer almaktadır. Dünyada en çok güneş alan bölgelerin başında Afrika gelmektedir. Özellikle tamamen çöllerle kaplı Sahra Afrika, Avustralya, Orta Amerika güneş ışınlarının en yoğun olduğu bölgelerdir. Türkiye’de güneş enerjisi potansiyeli bakımından oldukça zengin bir bölgede bulunmaktadır. Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı 2017 yılı Raporuna göre Çin 130,6 GW kurulu güç ile ilk sırada yer almaktadır. Çin’i 48,6GW kurulu güç ile Japonya, 42,9 GW kurulu

güç ile ABD ve 42,4 GW kurulu güç ile Almanya takip etmektedir. İtalya 19,7 GW, Hindistan 19,3 GW, İngiltere 12,8 GW, Fransa 8,2 GW, İspanya 7,3 GW, Avustralya 6,4 GW, Kore 5,6 GW, Belçika 3,6 GW kurulu güç ile ön sıralarda yer almaktadırlar. Türkiye ise güneş enerjisi kurulu güç sıralamasında 3,244 MW ile 13. Sırada yer almaktadır (EIA, World Energy Outlook 2017: 25).

Mevsimler ve günler bazında dünya yüzeyine ulaşan güneş ışınlarının gücü açısız nedenlerden dolayı farklılık göstermektedir. Güneş enerjisinin göreceli daha düşük olduğu zamanlarda bu enerjinin depolanması gerekmekte ve geliştirilen sistemler sayesinde güneş enerjisinin göreceli az olduğu zamanlarda bu enerjiden faydalanılması sağlanmaktadır. Güneş pilleri diğer bir ismiyle fotovoltaik sistemler yarı iletken malzemeler olup güneş ışığını doğrudan elektriğe çevirmektedirler. Bu sistemler ile elektrik üretimi yapan santrallerde geniş arazilere ihtiyaç duyulmaktadır. Örneğin 1 MW kurulu güce sahip güneş enerjisi santrali için yaklaşık 10.000 m<sup>2</sup> ila 30.000 m<sup>2</sup> lik arazi temin edilmesi gerekmektedir. Arazinin eğiminin az ve güneş alan bölgede yer alması güneş enerjisi santrallerinin kurulumunda dikkate alınacak faktörlerdir. Ayrıca kurulum alanlarının verimli tarım yapılabilir araziler olmaması gerekmektedir.

Türkiye, bulunduğu jeopolitik konum ve coğrafyası ile güneş enerjisi potansiyeli yüksek bir ülkedir. Türkiye güneşlenme sürelerine ilişkin veriler Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü tarafından tespit edilmiş ve Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası (GEPA) hazırlanmıştır. Türkiye günlük 7,5 saat güneşlenme süresi ile yılda toplam 2737 saat güneş ışınlarından faydalanmaktadır. Türkiye’de metrekare başına günlük 0,0042 MWh, yılda ise 1,527 MWh güneş enerjisi potansiyeli tespit edilmiştir. Şekil 4’de Türkiye güneş enerjisi potansiyeline ilişkin veriler yer almaktadır.

Şekil 4:Türkiye Güneşlenme Süreleri

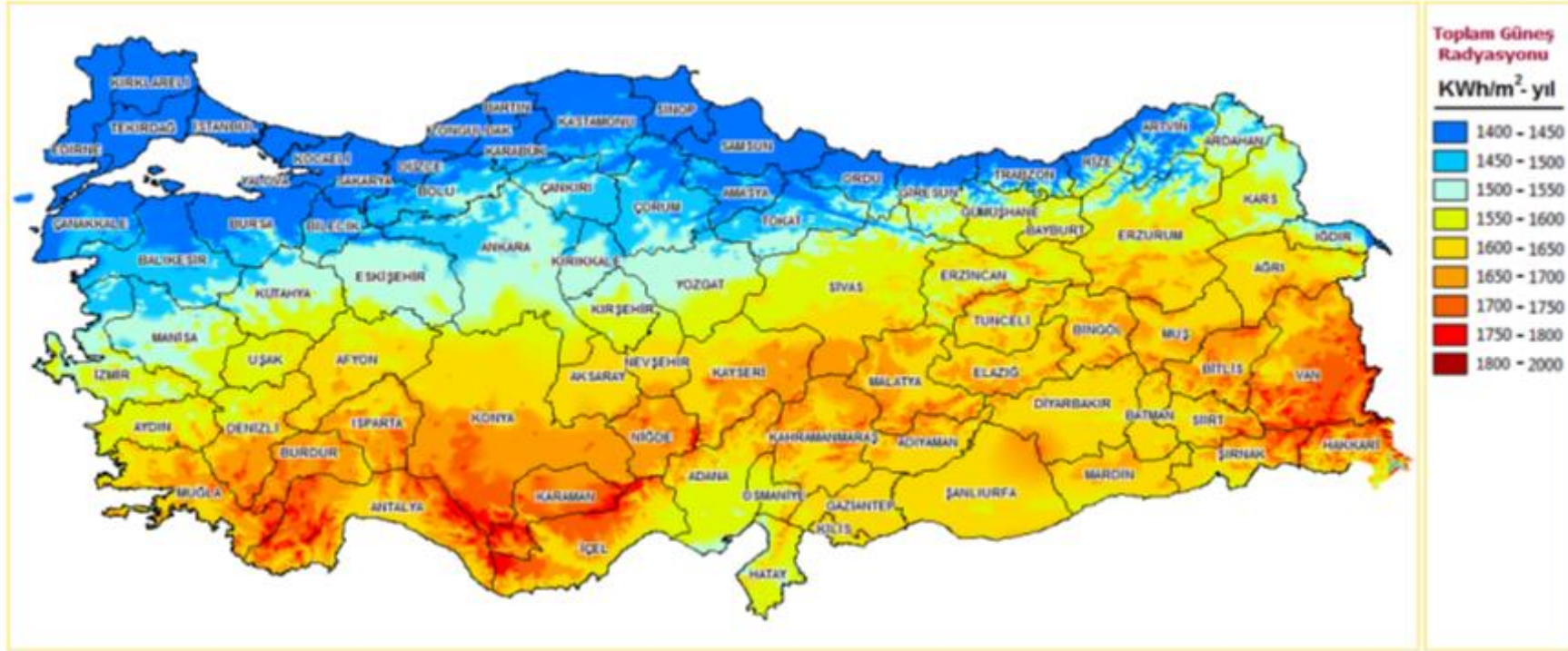
**TÜRKİYE Güneşlenme Süreleri (Saat)**

Kaynak: Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü,2019a

Türkiye yılda toplam 100-120 gün aralığında güneşlenme süresi ile güneş enerjisinde avantajlı bir konumdadır. Türkiye'nin en düşük güneşlenme süresinin olduğu ay, günlük 3,75 saat güneşlenme süresi ile aralık ayıdır. Türkiye'de en yüksek güneşlenme süresi yaz mevsiminde olmakta ve temmuz ayında günlük güneşlenme süresi en üst seviyelere ulaşmaktadır.

Aralık ve ocak ayları dışında günlük güneşlenme süresi 5 saatin altına düşmemektedir.

Şekil 5:Türkiye Güneşlenme Süreleri



Kaynak: Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, 2019a

### 2.2.3.Dünyada ve Türkiye’de Rüzgar Enerjisi Potansiyeli ve Enerji Üretimi

Rüzgar enerjisi; doğal, yenilenebilir, temiz ve sonsuz bir güç olup diğer yenilenebilir enerjiler gibi kaynağı güneştir. Güneş enerji potansiyeline göre kıyasladığımızda güneş enerjisinin %1-2 gibi küçük bir kısmı rüzgar enerjisi olarak karşımıza çıkmaktadır. Güneş ışınlarının yeryüzüne eşit dağılmaması ve yeryüzünü eşit ısıtamaması sonucu oluşan sıcak ve soğuk havanın birbiri ile yer değiştirmesiyle oluşan doğa olayı rüzgar olarak tanımlanmaktadır. Rüzgar enerjisi yatırımlarında ilk yatırım maliyetleri yüksek olması, kapasite kullanım oranlarının düşük olması ve rüzgarın esme koşullarına göre değişkenlik gösteren, sürekli aynı seviyede olmayan enerji üretimi söz konusudur. Bunun yanında; dünyada bol miktarda bulunan, geleceğe dair riskliliği az, hammaddesi sayesinde dışa bağımlılığı azaltıcı, bakım ve işletme maliyetleri düşük ve işletmesi kolay bir enerji kaynağıdır (Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, 2019).

Yapılan yatırımlar ile rüzgar enerjisinin toplam elektrik üretimi içindeki oranı sürekli artmaktadır. Rüzgar enerjisinden elektrik üretiminde ülkelerin denize kıyısının olup olmadığı ve üzerinden geçen hava akımları önemli faktörlerdendir.

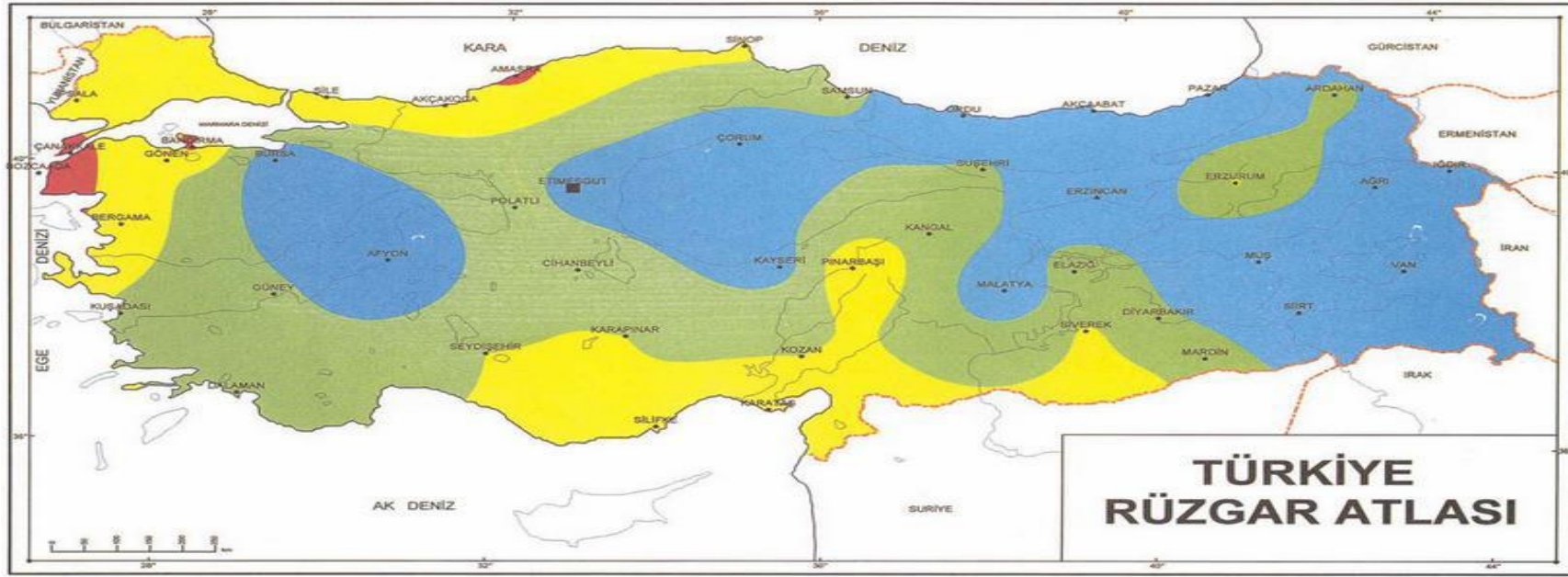
Dünya rüzgâr enerji potansiyelini belirleyebilmek amacıyla Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından çeşitli araştırmalar yapılmıştır. Bu araştırmalarda, 5.1 m/s üzerinde rüzgâr kapasitesine sahip bölgelerin, uygulamaya dönük ve toplumsal kısıtlar nedeni ile %4’ünün kullanılacağı öngörüsüne dayanarak, dünya teknik rüzgâr potansiyeli 53.000 TWh/yıl olarak hesaplanmıştır. Rüzgâr enerji potansiyeli yüksek olan kıtalar/bölgeler sırasıyla; Kuzey Amerika (14.000TWh/yıl), Doğu Avrupa ve Rusya (10.600 TWh/yıl), Afrika (10.600 TWh/yıl), Güney Amerika (5.400 TWh/yıl), Batı Avrupa (4.800 TWh/yıl), Asya (4.600 TWh/yıl) ve Okyanusya (3.000 TWh/yıl) şeklindedir. Bu veriler, Kuzey Amerika, Doğu Avrupa ve Rusya ve Afrika’nın dünya rüzgâr enerji potansiyelinin %66’sına sahip olduğunu göstermektedir (Şenel , Koç. , ).

Dünya genelinde rüzgar enerjisi kurulu gücü 1990 yılında 2.160 MW iken, 2000’de 18.000 MW, 2007 yılında da 93.000 MW’a yükselerek büyük bir ilerleme kaydetmiştir. Uluslararası Enerji Ajansı araştırmalarına göre rüzgar enerjisi potansiyelinin yüksek olduğu yerler Doğu Avrupa, Rusya, Kuzey Amerika ve Afrika’dır. Bahse konu bölgelerin dünya rüzgar enerji potansiyelinin %66 sına sahip olduğu görülmektedir. 2016 yıl sonu verilerine göre Dünya’da 486.749 MW rüzgar kurulu gücü bulunmakta ve Çin 168.000 MW kurulu güç ile dünya lideri

konumundadır. Ülkeler arasında Danimarka'nın farklı bir durumu bulunmakta olup 5.225 MW rüzgar enerjisi kurulu gücü ile toplam elektrik tüketiminin %43 ünü rüzgar santrallerinden üretmektedir.

Rüzgar enerjisi kapasitesi bakımından Türkiye, Avrupa'nın en zengin ülkelerinden birisidir. Üç tarafı denizlerle çevrili olan Türkiye'de, özellikle Marmara ve Ege kıyı şeritleri düzenli ve sürekli rüzgar almaktadır. Ülke içerisine bakıldığında ise Marmara Bölgesi'nin en yüksek potansiyele, Doğu Anadolu Bölgesi'nin de en düşük potansiyele sahip olduğu bilinmektedir. Türkiye'nin rüzgar enerjisi güç yoğunluğu 20 W/m<sup>2</sup>'yi aşmayan bölgeleri %65'e tekabül etmektedir. Söz konusu güç yoğunluğu %17'sinde ise 30-40 W/m<sup>2</sup> arasında, %7'sinde 50 W/m<sup>2</sup>'nin ve yaklaşık %0,10'unda 100 W/m<sup>2</sup>'nin üzerindedir. Türkiye Rüzgar Santralleri Atlasına göre Balıkesir, İstanbul, Çanakkale, İzmir, Manisa ve Hatay Rüzgar Santrallerinin yoğun olarak yer aldığı illerdir. 7 m/s'den büyük rüzgar hızları baz alındığında ise Türkiye'nin rüzgar enerjisi potansiyeli 48.000 MW olarak saptanmıştır (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı,2019).

Şekil 6: Türkiye Rüzgar Atlası



Beş farklı topografik durum için yer seviyesinden 50 m yükseklikteki rüzgar potansiyeli <sup>1</sup>									
Kapalı Araçlar <sup>2</sup>		Açık Araçlar <sup>3</sup>		Koylar <sup>4</sup>		Açık Deniz <sup>5</sup>		Tepe ve Bayırlar <sup>6</sup>	
ms <sup>-1</sup>	Wm <sup>2</sup>	ms <sup>-1</sup>	Wm <sup>2</sup>	ms <sup>-1</sup>	Wm <sup>2</sup>	ms <sup>-1</sup>	Wm <sup>2</sup>	ms <sup>-1</sup>	Wm <sup>2</sup>
> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0-8.5	400-700
< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

1. Rüzgar potansiyeli, rüzgarın gücünü temsil etmektedir. Rüzgar türbini halihazırındaki potansiyelin % 20 ile % 30 luk bölümünü kullanabilir. Potansiyel hesaplamaları; deniz seviyesinde 1 Atm lik standart basınç ve 15 °C sıcaklığa karşılık gelen 1.23 kg/m<sup>3</sup> hava yoğunluğuna göre yapılmıştır.
2. Yerleşim alanları, ormanlar ve rüzgar kırıcıları yoğun olduğu tarım alanları (pürüzlülük sınıfı 3)
3. Az sayıda rüzgar kırıcının olduğu açık araziler (pürüzlülük sınıfı 1). İç bölgelerde en fazla tercih edilen alanlar genellikle bu sınıfta bulunmaktadır.
4. Düzgün kıyı alanları ve çok az sayıda rüzgar kırıcı içeren kara yüzeyleri (pürüzlülük sınıfı 1). Eğer hakim rüzgar yönü deniz tarafından ve sürekli ise, potansiyel daha fazla olabilir. Tam tersi durumda ise potansiyel daha az olabilir.
5. Kıyılardan en az 10 km uzaklıktaki açık denizler (pürüzlülük sınıfı 0).
6. Bütün sınıflarda % 50 ye varan bir hız artışı görülmektedir ve bu sonuç 400 m yüksekliğinde ve 4 km çapındaki simetrik bir tepede yapılan hesaplamalarda elde edilmiştir. Rüzgar hızındaki artış; tepenin yüksekliğine, uzunluğuna ve yapısına bağlıdır.

Kaynak: Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü,2019



#### 2.2.4. Dünyada ve Türkiye’de Jeotermal Enerji Potansiyeli ve Enerji Üretimi

Jeotermal kaynaklar yoğun olarak aktif kırık sistemleri ile volkanik ve magmatik birimlerin etrafında oluşmaktadır. Jeotermal enerjiye dayalı modern jeotermal elektrik santrallerinde CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> gazlarının salınımı çok düşük olduğundan temiz bir enerji kaynağı olarak değerlendirilmektedir. Jeotermal enerji, jeotermal kaynaklardan doğrudan veya dolaylı her türlü faydalanmayı kapsamaktadır. Düşük (20-70°C) sıcaklıklı sahalar başta ısıtmacılık olmak üzere, endüstride, kimyasal madde üretiminde kullanılmaktadır. Orta sıcaklıklı (70-150°C) ve yüksek sıcaklıklı (150°C'den yüksek) sahalar ise elektrik üretiminin yanı sıra reenjeksiyon koşullarına bağlı olarak entegre şekilde ısıtma uygulamalarında da kullanılabilir (Çelik, 2012).

Dünyada jeotermal enerji kurulu gücü 2018 yılı yıl sonu verilerine göre 14,3 gWe düzeyinde gerçekleşmiştir. Yıllık elektrik üretim miktarı yaklaşık 6,1 milyar KWh iken elektrik dışı kullanım ise 70.329 MWt’tır. Elektrik üretiminde, jeotermal enerji baz alındığında, üretim miktarına göre ilk sırada ABD yer almaktadır. ABD’den sonra ikinci sırada Filipinler yer almakta olup, bu ülkeleri sırasıyla Endonezya, Türkiye ve Yeni Zelanda takip etmektedir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı,2019).

Türkiye, bulunduğu coğrafi konum itibarıyla oldukça yüksek jeotermal potansiyele sahiptir. Türkiye’nin jeotermal potansiyeli 31.500 MW seviyesindedir. Bölgesel olarak incelendiğinde potansiyel oluşturan alanların %78’i Batı Anadolu’da, %9’u İç Anadolu’da, %7’si Marmara Bölgesinde, %5’i Doğu Anadolu’da ve %1’i diğer bölgelerde yer almaktadır. Türkiye’de jeotermal kaynakların %90’ı düşük ve orta sıcaklıklı olup, doğrudan uygulamalar (ısıtma, termal turizm, mineral eldesi v.s.) için uygunken, sadece %10’u dolaylı uygulamalar (elektrik enerjisi üretimi) için uygundur. Türkiye’nin jeotermal potansiyelinin ise 31.500 MWe olduğu tahmin edilmektedir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı,2019).

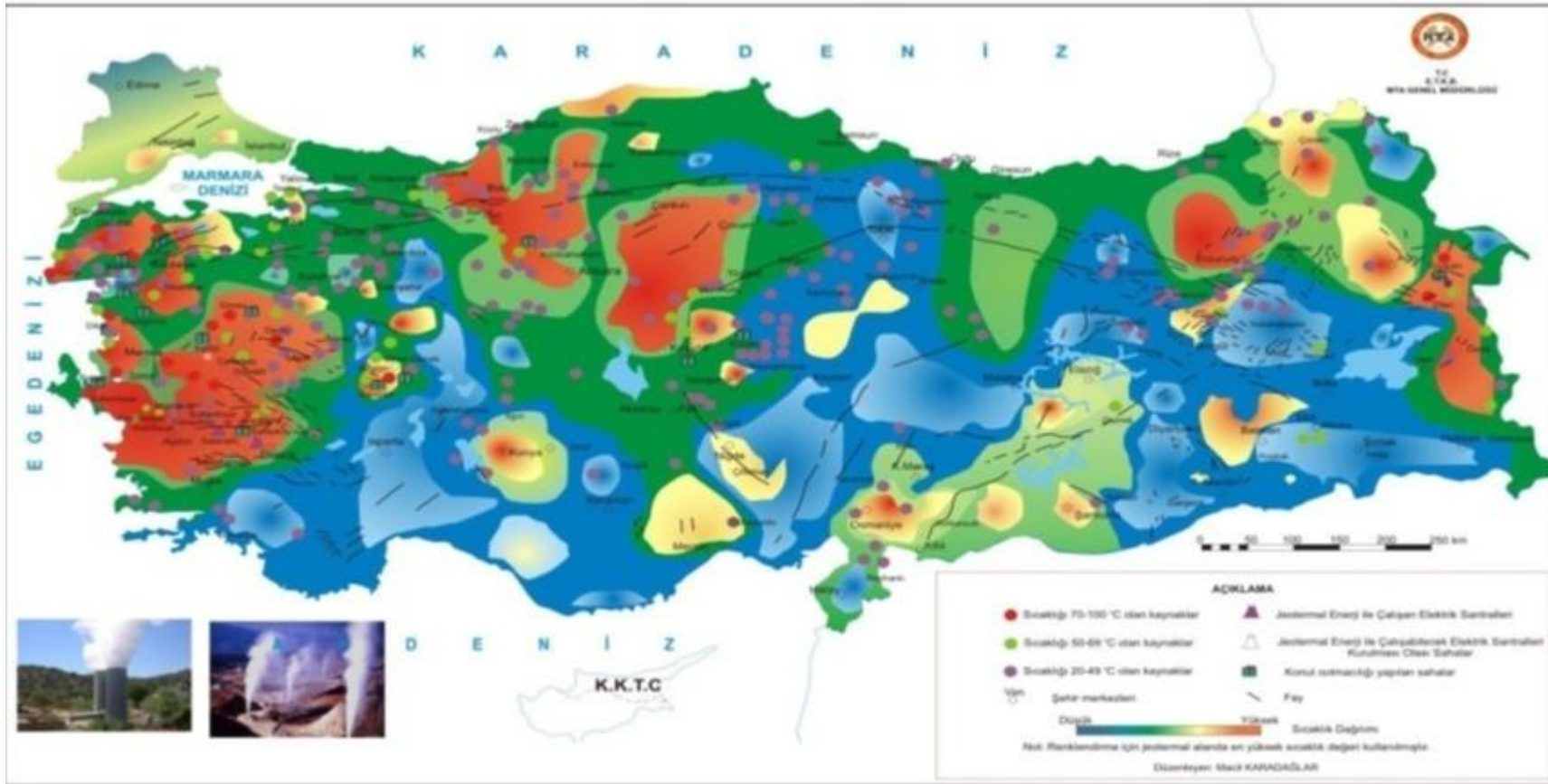
Türkiye, jeotermal potansiyeli ile toplam elektrik enerjisi ihtiyacının %5’ine kadar, ısıtmada ısı enerjisi ihtiyacının ise %30’una kadar karşılayabilecek potansiyele sahip olup; bu potansiyeli ile dünyada 7. sırada bulunmaktadır. Türkiye’nin yıllık jeotermal ısı potansiyeli 30 milyar m<sup>3</sup> doğalgaza eşdeğerdir. Jeotermal elektrik potansiyeli ise 16 Milyar KWh/yıl’dır (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2019).

Türkiye'nin sahip olduğu jeotermal kaynaklar sıcaklık değerleri bakımından elektrik üretiminden ziyade ısıtma ve turizm için daha avantajlıdır. Türkiye'de bulunan 309 adet kaplıcadan yılda 10 milyon kişi birçok hastalığın tedavisinde, rehabilitasyon ve dinlenme (tatil) amaçlı olarak faydalanmaktadır. Ekonomik yönü incelendiği zaman termal turizmden Avrupa ve Amerika'da 25-30 milyar ABD doları, dünyada ise 100 milyar ABD doları düzeyinde bir gelir sağlanmaktadır (Sözeri, 2014).

Düşük ve orta sıcaklığa sahip jeotermal enerji kaynakları ile termal turizm, ısıtma vb alanlarda doğrudan uygulamalar yapılabilir olup, Türkiye'nin sahip olduğu jeotermal enerji kaynaklarının yaklaşık %90'ı bu kapsama girmektedir. Kalan kısım ise elektrik üretimi için uygun olan jeotermal enerji kaynaklarından oluşmaktadır. Jeotermal enerjiye yapılan yatırımlar son yıllarda artmakta olup, 2013 yılında kurulan MTA (Maden Tetkik ve Arama) Genel Müdürlüğü tarafından yapılan 632 adet arama sonucunda 239 adet saha bulunmuş ve bu kaynaklardan 5.000 MW ısı enerjisi elde edilmiştir. Bunun yanı sıra Türkiye'de jeotermal enerji üretimine ek olarak turizm ve sağlık amaçlı jeotermal tesis, sera ısıtıcılığı ve konut ısıtması sayılarında da ciddi artışlar kaydedilmektedir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2019).

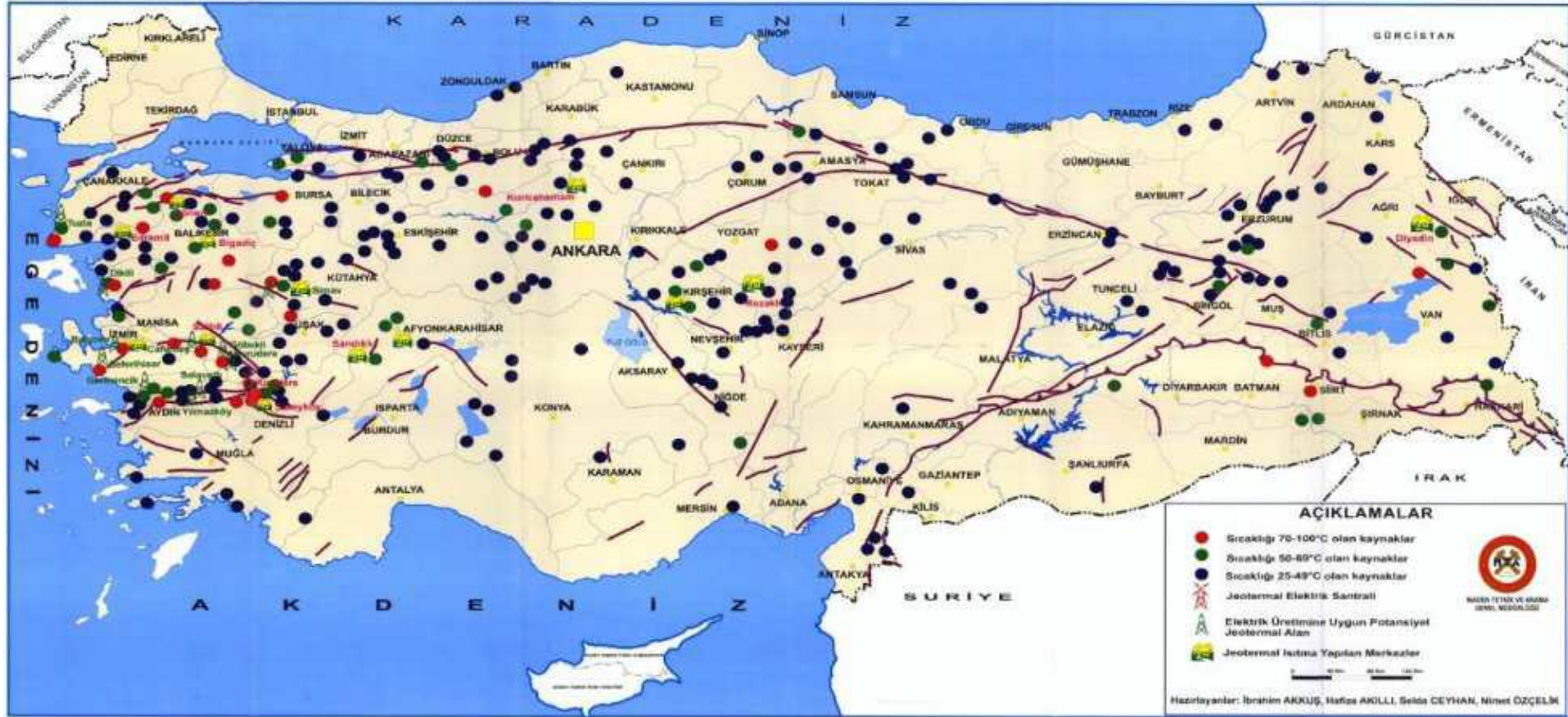
Jeotermal enerjide son yıllarda sağlanan gelişim ile 2014 yılında 405MWe olan elektrik üretimi 2018 yılı sonu itibariyle 1.347 MWe kurulu güce, tesis sayısı ise 15 adetten 48 adede yükselmiştir. Sağlanmış olan bu artış ile Jeotermal enerji ile elektrik üretiminin, toplam elektrik üretimindeki payı %2,5 seviyesine ulaşmıştır. Türkiye'nin jeotermal potansiyelinin ise 31.500 MWe olduğu tahmin edilmektedir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2019).

Şekil 7:Türkiye jeotermal kaynaklar uygulama haritası



Kaynak: .(Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2019)

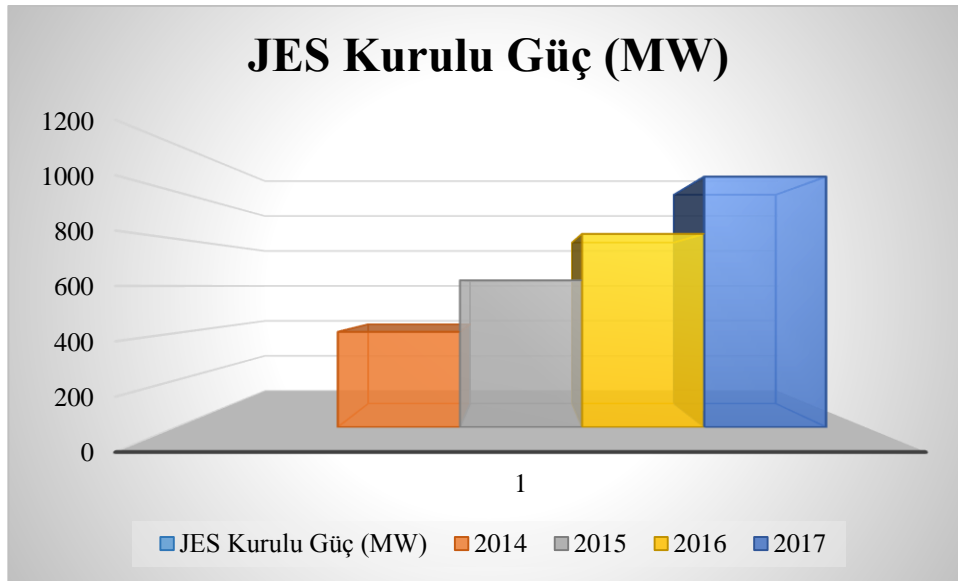
Şekil 8:Türkiye Jeotermal Enerjisi Potansiyel Atlası (JEPA)



Kaynak: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2019

Türkiye’de 2014 yılında Jeotermal Enerji Kurulu Güç 405 MW iken, takip eden yıllarda artış görülmekte ve 2015 yılında 624 MW, 2016 yılında 821 MW, 2017 yılına gelindiğinde ise 1.064 MW’a yükseldiği görülmektedir. 2019 Ocak ayı itibariyle 1.347MW’a yükselmiştir. Şekil 9’da yıllar itibariyle Türkiye’de jeotermal enerji tesislerine ait gücün gelişimi gösterilmiştir.

Şekil 9: Türkiye’de JES Kurulu Güç (MW)



Kaynak: TEİAŞ, Kurulu Gücü Dağılımı Tabloları (2014,2015,2016,2017)

## ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

### ENERJİ YATIRIM VE ÜRETİM MALİYETLERİ

#### 3.1. Enerji Yatırım Projelerinin Ekonomik Analizi

Ekonomik analiz, bir işletmeye yatırım yapan veya yapmayı düşünen yatırımcılar tarafından; işletmenin kazanma gücünün, yatırımın devamlılığının, güvenilirliğinin ve karlılık durumunun analiz edilmesidir. Potansiyel yatırımcılar için işletmenin mevcut ve gelecekteki karlılığı, dağıtacağı kar payları ve hisse senetlerinin değerindeki değişimler, büyük önem taşımaktadır. Diğer yandan finans kuruluşları veya uzun vadeli kredi sağlayacak yatırımcılar açısından işletmeye verilen borçların faizleri ile birlikte zamanında geri ödenip ödenmeyeceği konusu yatırım yapılabilirliği açısından önemli hususlardır.

Gelir getirmesi beklenen projeye ekonomik analiz yöntemleri uygulanarak projenin gerçekleştirilip gerçekleştirilmeyeceğine karar verilir. Ayrıca alternatif projeler arasında daha uygun ve öncelikli olanını seçmek ve desteklemek içinde ekonomik analiz yöntemleri kullanılır. Son zamanlarda toplumsal farkındalıkların artması ve yatırımcıların duyarlılıklarındaki değişimler yatırım yapılacak projede ekonomik analizin yanında sosyal ve çevresel analizlerinde yapılmasını sağlamaktadır.

#### 3.1.1. Ekonomik Analiz Yöntemleri

Ekonomik analizlerde kullanılan başlıca yöntemler; basit karlılık oranı, geri ödeme süresi, net bugünkü değer, iç karlılık oranı, seviyelendirilmiş enerji maliyeti olarak sıralanabilir.

##### 3.1.1.1. Basit Karlılık Oranı Yöntemi

Basit karlılık yöntemi bir yıl içinde üretilen net karın ilk yatırım tutarına bölünmesi ile bulunmaktadır. Yatırımı ve karlılığı etkileyecek tüm koşulların aynı kaldığı varsayımına dayanan bir yöntemdir. Bu yöntemde koşulların değişmesi ve risklerin yatırıma etkileri göz ardı edilmektedir. Birden fazla projenin karşılaştırıldığı durumlarda karlılık oranı en yüksek proje seçilecektir.

$$R = \frac{F(\text{döneme ait kar miktarı})}{I(\text{toplam yatırım tutarı})} \quad (1.1)$$

### 3.1.1.2. Geri Ödeme Süresi Yöntem

Geri ödemesi süresi, ilk yatırımın amorti edilmesine kadar geçen süredir. Yatırım tutarının muhasebe karı üzerine gayri-nakdi giderler eklenerek hesaplanan dönemlik kazanç bölünmesiyle hesaplanır. Projenin tasfiyesiyle elde edilen nakit girişi göz önüne alınmaz. Yatırım yapılacak projede yapılmış ve yapılacak tüm harcamaların ne kadar sürede geri ödeneceği hesaplamada kullanılan bir yöntemdir. Bu yöntem projenin likiditesini ölçmektedir. Hesaplamalar sonucunda ortaya çıkan geri ödeme süresi, yatırımcıların beklentisinin altında bir süre ise yatırım yapılmasının kabul edilebilir olduğu, değil ise yatırım yapılmasının uygun olmadığı anlamına gelmektedir (Yükçü ve Durukan, 1999: 785).

Geri ödeme süresinin hesaplanmasında aşağıdaki formül kullanılmaktadır;

$$\text{Geri Ödeme Süresi} = \frac{\text{Yatırım Bedeli}}{\text{Yıllık Net Kazanç}} \quad (1.2)$$

Formül (1.2) de; yatırım yapılacak projenin yıllık net kazanç tutarı ile ilk yatırım bedelini karşılamak için gerekli olan yıl sayısı hesaplanmaktadır. Geri ödeme süresi yöntemi yatırımcılara kolaylık sağlamakla birlikte bazı dezavantajları da bulunmaktadır. Nakit girişlerinin dalgalanması durumunda yetersiz kalan bir yöntemdir.

Projeler geri ödeme süresiyle değerlendirilirken kısa geri ödeme süresine sahip proje daha avantajlı durumdadır. Geri ödeme süresi yöntemi, projelerin daha kısa sürede değerlendirilerek yatırım kararının alınmasını kolaylaştırmaktadır. Bu yöntemde projenin yatırım sermayesinin geri ödenmesi sonrası elde edilecek karın değerlendirilmeye alınmaması nedeniyle birden fazla projede karlı olan projenin reddedilmesine sebep olabilir. Bunun yanında paranın zaman değeri de göz ardı edilmesi nedeniyle farklı ekonomik koşullarda yatırım yapılması halinde eksik kalacaktır. Yatırımcının enflasyonu hesaba katması gereken ekonomik ortamlarda paranın zaman değeri hesaplanarak düzeltilmiş geri ödeme süresi yatırım kararı alma aşamasında daha güvenli olacaktır (Yükçü ve Durukan ,1999: 785).

### 3.1.1.3. Net Bugünkü Değer Yöntemi

Bu yöntemde yatırım yapılacak projenin nakit akışları paranın zaman değerine göre değerlendirilir. Paranın zaman değeri hesaplanırken işletmenin yatırımdan beklediği getiri oranı göz önüne alınır. Yatırım yapılacak proje net bugünkü değeri, projenin yıllar

itibariyle gelirlerinin bugünkü değerlerinin toplamı ile, yıllar itibariyle masraflarının bugünkü net değerlerinin toplamı arasındaki farkıdır. Bu yöntemde yatırımın yıllar itibariyle oluşturacağı nakit girişleri belli bir iskonto oranı üzerinden bugüne indirgenmektedir (Brigham ve Gapenski,1990: 266).

$$NBD = \frac{A}{(1+r)} + \frac{A}{(1+r)^2} + \frac{A}{(1+r)^3} + \dots + \frac{A}{(1+r)^n} - I \quad (1.3)$$

Bu denklemde A, yıllık döneme ait nakit akışını, I, ilk yatırım tutarını, r, yatırımcının elde etmeyi düşündüğü getiri oranını ifade eder. Bir yatırım projesinde yatırımcının elde etmeyi düşündüğü getiri oranı aynı zamanda sermayenin maliyetidir(Yükçü ve Durukan, 1999: 788).

Net bugünkü değer pozitif ise gelirlerin toplamı masrafların bugünkü değerinden büyük olacağı anlamına gelmekte ve projenin yatırım yapılabilir olduğu kabul edilmektedir. Birden fazla projenin karşılaştırıldığı durumlarda net bugünkü değeri yüksek olan proje tercih edilmektedir (Yükçü ve Durukan, 1999: 785).

Net bugünkü değer yönteminin avantajları;

- Yatırımcı paranın zaman içerisinde oluşacak değerini göz önünde bulundurmaktadır.
- Yatırımın değer üretebildiği tüm zamanını hesap ederek plan yapılmaktadır.
- Iskonto oranı ile projeye ait nakit akımları doğru öngörüldüğünde uygulaması kolay bir yöntemdir.

Kullanılan iskonto oranının yıllar itibariyle hiç değişmeyeceği kabul edilmesi net bugünkü değer yönteminin dezavantajıdır. Bu durum, belirlenmiş karlılık oranının üzerinde kalan yatırımları dikkate almasına, projenin reel karlılığını göstermemesine sebep olmaktadır (Yükçü ve Durukan, 1999: 785).

#### 3.1.1.4. İç Karlılık Oranı Yöntemi

Bir projenin net nakit akışını analiz ederek projenin ne kadar kârlılığa sahip olduğunu bulmak mümkündür. İç kârlılık oranını net bugünkü değerın sifıra eşit olduğu kazanç oranıdır. Başka bir deyişle iç verim oranı, nakit girişlerin ve çıkışlarının bugünkü değerini, birbirine eşitleyen orandır. Yapılacak yatırımın net bugünkü değerini sifıra eşitleyen oran olarak da tanımlanan iç verimlilik oranı yatırım yapılabilir kararı etkileyen, projenin karlılığını gösteren bir faktördür. Projenin yatırım yapılabilir bir



proje olması için iç verim oranının sermaye maliyetinden veya beklenen verim oranından büyük olması gerekmektedir.

$$Yatırım\ Harcaması = \frac{Nakit\ Akışı}{(1+iç\ Verimlilik\ Oranı)} \quad (1.4)$$

$$0 = CF + \frac{CF}{(1+r)} + \frac{CF}{(1+r)^2} + \frac{CF}{(1+r)^3} + \dots + \frac{CF}{(1+r)^n} = \sum_{t=1}^n \frac{CF}{(1+r)^t} \quad (1.5)$$

Formülde CF her yıla ait nakit akışını, r ise iç verimlilik oranı ifade etmektedir. (Brigham E. F,1990: 272) Net bugünkü değer yöntemi ile iç verim oranı yöntemi kıyaslandığında; net bugünkü değerde kullanılacak iskonto oranı piyasa koşullarına göre hesaplanmakta iken iç verimlilik oranında birden fazla deneme yapılarak gelirleri ve giderleri birbirine eşitleyen oran bulunmaktadır. Eğer kazanç oranı iç kârlılık oranından düşükse proje pozitif net bugünkü değer verecektir. Eğer iç kârlılık oranı beklenen kazanç oranından düşükse projenin net bugünkü değeri negatif çıkacaktır (Bolak, 2000: 192).

$$İKO > k \Rightarrow NBD > 0$$

$$İKO < k \Rightarrow NBD < 0$$

$$İKO = k \Rightarrow NBD = 0$$

- Yatırım projesinde yıllar itibariyle nakit girişlerinde eksi veya artı değerler oluşabilmektedir. Bu durumda yatırım projesi için birden fazla iç karlılık oranı hesap edilecektir.

- Yatırım projelerinin uzun yıllar süren projeler olması halinde iç karlılık oranının doğru hesaplanması konusunda sorunlar yaşanmaktadır.

- Yatırım projesinde eksi değerde net nakit akım söz konusu ise iç karlılık oranı ile projenin değerlendirilmesi uygun olmayacaktır (Yükçü ve Durukan, 1999: 785).

Yatırım projesinin kabul edilmesi sürecinde net bugünkü değer yöntemi ile iç verim oranı yöntemi benzer sonuçlar vermektedir. Şöyle ki, net bugünkü değer sıfırdan büyük olması halinde, iç verim oranı da beklenen sermaye maliyetinden büyük olacaktır. Tam tersi, net bugünkü değer sıfırdan küçük olması durumunda ise iç verim oranı beklenen sermaye getirisinde küçük olacaktır.

### 3.1.1.5. LCOE (Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti)

Seviyelendirilmiş enerji maliyeti, enerji yatırım projelerinde, enerji santralının kurulum aşamasından başlayarak, üretim başlangıcından sonraki giderlerinin tamamının dikkate alınarak hesaplanan birim enerji maliyetidir. Hesaplamalar sonucu elde edilen rakam, enerjinin satışındaki başa baş noktasına ait rakamı belirler. Seviyelendirilmiş enerji maliyeti elektrik üretim tesislerinin üretim maliyetlerini ifade eden başlıca parametrelerden biridir. LCOE hesaplamasında aşağıdaki formül kullanılmaktadır (Short ve Pachey,1995: 48).

$$LCOE = \frac{\text{Santralin Ömrü Boyunca Maliyeti}}{\text{Santralin Ömrü Boyunca Üretilen Enerji}} (1.6)$$

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi tarafından yayınlanan 2017 yılı yenilenebilir enerji maliyetleri raporuna göre 2017 yılında devreye alınan projeler için maliyetlerin düşmeye devam ettiği, seviyelendirilmiş elektrik maliyetinin fosil yakıt maliyeti aralığının en düşük seviyelerine ulaştığı belirtilmektedir. Ağırlıklı LCOE ortalaması yeni hidroelektrik santrallerinde 0,05\$/kWh, rüzgarda 0,06\$/kWh, biyoenerji ve jeotermalde 0,07\$/kWh seviyelerine gerilemiştir. Güneş enerjisi santrallerinde LCOE 2010 yılından bu yana %73 azalarak 2017 yılında 0,01\$/kWh seviyelerine gerilemiştir (Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi,2019).

### 3.2. Santral Kurulum Süreçleri ve Üretim Maliyetleri

Doğada bulunan ve kendini yenileyebilen kaynaklar kullanılarak enerji elde edilmesi santraller yolu ile gerçekleşmektedir. Güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, jeotermal enerji, hidro enerjinin elektrik enerjisine dönüştürülmesinde santraller kullanılmakta olup, bu bölümde rüzgar enerjisi ve güneş enerjisi santralının kurulum ve yatırım süreçleri incelenecektir.

### 3.2.1. Rüzgar Enerji Santrali Kurulum Süreci Yatırım ve Üretim Maliyetleri

Rüzgar enerjisi dışa bağımlılıktan uzak, temiz enerji üretmesi, işletme giderlerinin nispeten az ve fiyat belirsizliği riskinin asgaride olması nedeniyle yatırım yapılması tercih edilen projelerin başında gelmektedir. Yatırım yapılmadan önce rüzgar enerjisi santrali kurma ve işletme maliyeti büyük ölçüde bellidir.

Rüzgar enerjisinden elektrik üretim maliyetinin yaklaşık %80'i üstyapı harcamalarından oluşmakta, yatırım maliyetinin büyük bir kısmı yatırımın 1. ve 2. Yılında ortaya çıkmaktadır. Bu sebeple rüzgar enerjisi yatırımları sermaye yoğun yatırımlardır. Rüzgar enerjisi yatırım analizi iki ana başlıktan oluşmaktadır. İlk olarak yatırımın teknik olarak analiz edildiği kısım, ikinci olarak yatırımın ekonomik olarak analiz edildiği finansal analiz kısmıdır.

Rüzgar enerjisi santrali yatırımı Rüzgar Enerjisi Atlası incelenerek yatırım bölgesi tespit edilir. Rüzgar gücünün yüksek olduğu bölgelerde Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu'na (EPDK) birden fazla başvuru yapılmasına olanak verilmektedir. Rüzgar gücünün göreceli düşük olduğu tekli başvurularda lisans alması daha kolay olmaktadır. Çoklu başvurularda enerji TEİAŞ tarafından yarışma düzenlenmekte ve en çok katkı payı ödemeye razı olan yatırımcı lisans hakkı kazanmaktadır. Bu noktada katkı payı yatırımcı üzerinde bir maliyet oluşturacağı için yatırımcının maliyet hesabını doğru yapması gerekmektedir.

Rüzgar enerjisi santrali kurmak için tespit edilen rüzgar sahasında en az bir sene rüzgar ölçümü yapılmalıdır. Rüzgar hızının ve yönünün meteorolojik etkenlerle ölçülmesi için sahanın belli bölgelerine 50m-80m ölçüm direkleri dikilmektedir. İşinde uzman mühendislik firmaları tarafından yapılması gereken rüzgar ölçümlerinin doğru ve net olması yatırımın verimliliği ve karlılığı açısından önem arz etmektedir. Alınan ölçümlerin en yakın meteoroloji istasyonu tarafından kayıt altına alınan rüzgar ölçümleri ile karşılaştırılması ve geçmiş 10-20 yıllık veri setleri kullanılarak tarihsel modelleme yapılmakta ve bu veriler ışığında gelecekte elde edilecek rüzgar enerjisi rakamları belirlenmektedir.

Rüzgar enerjisi santralinde; yol saha hazırlama, rüzgar türbin temelleri ve kablo kanalları gibi inşaat işleri, rüzgar türbini, türbin kulesi ve kanat, elektrik tesisat, ünite trafosu gibi elektromekanik ekipman, enerji nakil hattı bedeli, şebeke bağlantısı, raporlama ve proje bedelleri gibi maliyetler ile personel giderleri, arazi kira giderleri, sigorta giderleri ana maliyet kalemleridir. Rüzgar enerjisi santralinde yüksek maliyet

kalemi türbin bedelleridir. Rüzgar türbinleri ithal edilmektedir. Gelişen teknoloji ile birlikte üretim maliyetleri azalmaktadır.

Rüzgar enerjisi santral kurulumu sonrasında yapılan giderler bakım harcamaları olarak ifade edilebilir. Rüzgar enerjisi santral kurulumu işletmeye alındıktan sonra ekonomik ömrü boyunca yapılan bakım rüzgar enerjisi santrallerin kesintisiz üretimi için önemlidir. Bakım maliyetleri rüzgar türbin bileşenleri ve enerjinin iletimi sırasında kullanılan trafolar, elektrik direkleri ve iletim hatlarını da içermektedir (Yıldırım, 2016: 165).

Rüzgar enerjisi yatırımda net enerji üretimi, türbin maliyeti, inşaat maliyeti gibi teknik analiz sonrası projenin finansal analizleri yapılacak ve yatırımın karlı bulunması ile uygulama aşaması başlamaktadır.

### **3.2.2.Güneş Enerjisi Santrali Kurulum Süreci Yatırım ve Üretim Maliyetleri**

Enerji yatırımı, kar elde etme amacı olan yatırımcılar yatırımlarını küçük ya da büyük ölçekli yapabilirler. Türkiye’de enerji yatırımları, Enerji Piyasası Denetleme Kurulu tarafından tahsis edilen lisanslar aracılığıyla yapılmaktadır. Fakat küçük ölçekli yatırımcıların artışı için lisanssız elektrik üretimi de teşvik edilmektedir. Lisanssız güneş enerjisi santrallerin (GES) kurulu gücü 1 MW’a kadar ya da Kanununun 14. Maddesine göre Bakanlar Kurulu kararıyla belirlenen kurulu güç üst sınırına kadar olmalıdır. Lisanslı veya lisanssız güneş enerjisi santrali kurulum ve izin süreçlerinde çok farklılık olmamakla birlikte lisanslı güneş enerjisi santralinde alınması gereken tüm izin süreçleri lisanssız güneş enerjisi santralinde de mevcuttur. Lisanslı güneş enerjisi santrali yatırımda kamu yararı kararıyla araziler kamulaştırılabilirken lisanssız yatırımda kamu arazileri 30 yıllığına kiralanabilmektedir.

Lisanssız güneş enerjisi santrali yatırımı, arazi yani zemine monte güneş enerjisi santrali veya çatı uygulaması yani çatı üzeri güneş enerjisi santrali olarak 2 şekilde yapılabilmektedir. Yatırım aşamasında öncelikle yatırım yapılacak alan karar verilmeli ve çatı ya da arazi alanı belirlenmelidir. Güneş enerjisi yatırım projeleri %100 öz tüketime amaçlı ise bölge elektrik dağıtım şirketinden proje onayı alınması gerekmektedir. Fakat yatırım kendi ihtiyacını karşılayan bir yatırımdan büyük ise başka bir deyişle tüketim fazlası elektriğin satışı düşünülüyorsa öncelikle bağlantı görüşü alınması gerekmektedir. Bu aşamada öncelikle arazi ya da çatının bağlı olduğu ilgili elektrik dağıtım şirketinden çağrı mektubu alınması gerekmektedir. İhtiyaç fazlası

elektrik enerjisi, bölge tedarik şirketince kaynak bazında belirlenen fiyattan YEKDEM kapsamında değerlendirilmek için 10 yıl süreyle satın alınmaktadır. Bu satın alma süresi, tesisin şebekeye enerji vermeye başladığı tarihten hesaplanmaktadır. Görevli tedarik şirketi bu enerjinin birim kWh'sı için YEK Kanununun ekli I veya II Sayılı Cetvelinde uygun olan teşvik miktarınca Türk Lirası üzerinden ödemede bulunmaktadır. Dövizin TL'ye çevrilmesinde ise enerjinin sisteme verildiği günde var olan Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası döviz alış kuru kullanılmaktadır. Tesis yatırımında yerli ürün kullanırsa ayrıca yerli ürün destekleme bedeli hesaplanmaktadır. Eğer bir tüketim tesisi için birden çok üretim tesisi kurulursa yerli ürün kullanım desteği her tesis için ayrı ayrı belirlenmekte ve tesisin geçici kabulünün yapıldığı tarihten başlayarak 5 yıl süreyle bu destekten yararlanılmaktadır.

Lisanslı güneş enerjisi santralının kurulum süreci lisanssız güneş enerjisi santrali ile aynı olmakla birlikte, lisanslı GES projeleri için Enerji Bakanlığının öngördüğü tarihlerde lisans ihaleleri yapılarak, lisans bedelleri belirlenmektedir. Alınan lisans hakkıyla birlikte güneş enerjisi santrali projelerindeki 49 yıllık piyasa koşullarına göre satış hakkına sahiptir.

Güneş enerjisi santrali olarak günümüzde en yaygın kullanım olanı Güneş Tarlalarıdır. Çatı uygulamaları güneş enerjisi santralının gücünün daha küçük boyutta olmasına sebep olurken, güneş tarlalarında sınırsız boyutta güneş paneli kurulumu gerçekleştirilmektedir. Güneş tarlası kurulumunda diğer önemli nokta, yatırımı planlanan tarlanın enerji nakil hattına bağlantı noktası uzaklığı ve tarlanın yatırıma uygun olmasıdır. Güneş enerjisi santrali tarlası için; elektrik dağıtım şirketinden alınacak Çağrı Mektubu, İmar Onayı, Bağlantı Görüşü, Arazi Eğimi ve Topolojisi, Arazi Zemin Etüdü, Statik Raporu, marjinal tarım arazi tapusu ve güney cephe yönlendiği belgelerinin olması gerekmektedir.

Bahse konu iş ve işlemler tamamlandıktan sonra, ilk olarak güneş tarlasının tesviye ve hafriyat işlemleri ile ilgili çalışmalar başlatılıp, sahanın güney cephe yönelmesi ve eğimi optimize edilir. Saha zemin etüdü incelenerek, sahaya uygulanacak konstrüksiyon montaj işleminin, çakma sistemi veya beton kalıp sistemine karar verilir. Sahada kullanılacak kablo güzergâhları belirlenerek, TEDAŞ'ın öngördüğü genişlik ve derinlik esaslarına uygun olarak kazılarak, TEDAŞ onaylı projeye uygun olarak tedarik edilen AC kablolar sahaya serme, kumlama ve gömme işlemi ile uygulanır (Kocakuşak, 2018: 30).

Güneş Enerji Santrali ile ilgili olarak yatırım bedelini oluşturan temel öğeleri sıralandığında; yer seçimi ve kurulum için mühendislik çalışmaları ve proje geliştirme maliyeti, güneş panelleri ve ekipman maliyeti, arazi bedeli, şebekeye bağlanma sürecinde devreye alma işlemleri, saha ve inşaat işleri maliyeti, finansman giderleri, faaliyet giderleri ve beklenmeyen giderler bulunmaktadır.

## DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

### KURULACAK OLAN ENERJİ SANTRALİNİN EKONOMİK ANALİZİ

Çalışmanın bu bölümünde, yenilenebilir enerji yatırımlarından Rüzgar Enerjisi Santrali (RES) ve Güneş Enerjisi Santrali (GES) yatırımlarının yasal çerçevesi ve bu konuda yatırım yapmayı düşünen yatırımcılar için net bugünkü değer metodolojisi kullanılarak yatırımların verimliliğine yer verilmektedir. Yatırım yapılacak projenin yıllar itibariyle gelirlerinden masrafların düşülmesinin akabinde bugünkü değerlerinin toplamı projenin net bugünkü değeri olarak ifade edilir. Bu yöntemde yatırımın yıllar itibariyle oluşturacağı nakit girişleri belli bir iskonto oranı üzerinden bugüne indirgenmektedir.

Denklem (1.3) de yer alan  $A$ , yıllık döneme ait nakit akışını;  $I$ , ilk yatırım tutarını;  $r$ , yatırımcının elde etmeyi düşündüğü getiri oranını ifade eder. Bir yatırım projesinde yatırımcının elde etmeyi düşündüğü getiri oranı aynı zamanda sermayenin maliyetidir (Akgüç, 2010: 322). Sermaye maliyeti firmanın sahip olduğu kaynakların maliyeti olarak da ifade edilmektedir. Yatırım projesinin kabul veya reddedilmesi kararı alternatif maliyet olan sermaye maliyetine bağlı olarak değişmektedir. Firmanın temelde iki çeşit kaynağı bulunmaktadır. Bunlar özkaynak ve yabancı kaynaklardır. Özkaynaklar işletme ortaklarının şirkete yatırdıkları tutarlar, başka bir deyişle ödenmiş sermaye ile dağıtılmamış karlardan oluşmaktadır. Yabancı kaynaklar olarak ifade edilen kısım ise işletmenin banka kredilerinden oluşmaktadır. Sadece özkaynak ya da sadece borç kullanan firma sayısının çok az olduğu düşünüldüğünde kullanılan kaynakların ağırlıklarının da dikkate alınarak hesaplamaya katılması gerekecektir.

#### 4.1 Kaynak Maliyeti

Kaynak maliyeti, firmanın yada yatırımcının proje finansmanında kullandığı özsermaye ve borçlanma tutarına ait maliyeti ifade etmektedir. Yatırım finansmanında sadece özkaynak kullanıldığında kaynak maliyeti özkaynak maliyeti ile ölçülebilir iken sadece dış kaynak kullanıldığında kaynak maliyeti kullanılan kredinin faiz oranı olmaktadır. Fakat yatırım projelerinin genelinin hem özkaynak hem de kredi kullanımı ile finanse edilmesi nedeniyle özkaynak ve borçlanma maliyetlerinin proje finansmanındaki ağırlıkları göz önünde bulundurularak hesaplanan ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti kaynak maliyeti olarak değerlendirilmektedir. Çalışma ağırlıklı

ortalama sermaye maliyeti hesaplanırken önce özkaynak maliyeti sonra borçlanma maliyeti hesaplanacaktır.

#### 4.1.1 Borçlanma Maliyeti

Firmanın borçlanma kapsamında temelde başvurdukları iki temel kaynak bulunmaktadır. Bunlar, banka kredisi ve/veya tahvil olmaktadır. Bu noktada firmanın kullandığı kredi faizleri borçlanma maliyeti hesaplamalarında referans maliyet olmaktadır. Firmanın yatırım projesinde kullandığı banka kredi faiz oranı ile toplam yatırım içinde banka kredisi ile finanse edilen yatırım oranının vergi sonrası borçlanma maliyeti ile çarpılması sonucu borçlanma maliyeti hesaplanmaktadır.

$$\text{Borçlanma Maliyeti} = (w_b * k_b * (1 - t))(1.7)$$

Formülde,  $w_b$ , borçlanma oranını;  $k_b$ , borçlanma maliyetini; ve  $t$ , vergi oranını ifade etmekte olup, örnek uygulamanın beklenen senaryosunda borçlanma oranı %80 olarak kullanılmaktadır. Başka bir ifade ile yatırımın %80'lik kısmı banka kredisi ile finanse edilmektedir. Yenilenebilir enerji yatırımları gerek yerli gerekse yurtdışı kaynaklı kredilerle de desteklenmektedir. Çalışmada kullanılacak olan borçlanma rakamının tespit edilmesinde; Borsa İstanbul'da işlem gören enerji üretim firmaları tarafından halka açıklanan 2018 yılı borçlanma faiz oranları ortalaması yöntemi kullanılmıştır. Borçlanma oranının %6 civarında olduğu tespit edilmiştir. Türkiye'de Kurumlar Vergisi oranı 2018 yılından itibaren %22 olarak uygulanmaktadır. Bu veriler ışığında;

$$\text{Borçlanma maliyeti} = (0,80 * 6 * (1-0,22)) = 3,74\%$$

Bulunmuştur.

#### 4.1.2. Özkaynak Maliyeti

Özkaynak maliyeti, gerçek anlamda bir maliyet olmayıp alternatif maliyettir. Yatırımcılar, işletmenin hisse senetlerini satın alarak veya net kardan temettü almayı bunu işletmede bırakarak işletmeye iki farklı şekilde kaynak sağlamaktadırlar. Gerek satın alma gerekse kardan feragat etme durumunda işletmeye yatırım yapılmaktadır.



Farklı yatırım araçları olmasına rağmen işletmeye özkaynak sağlayarak yatırım yapılması yatırımcıların göreceli yüksek getiri oranı beklentisi nedeniyledir.

Çalışmada özkaynak maliyeti Libor maliyetine, ülke risk primi eklenerek hesaplanmaktadır. Ülke risk primi hesaplamasında, küresel sermayenin performansını ölçmek için tasarlanan MSCI Turkey endeksinden faydalanılmaktadır. MSCI endeksi ülke ve sektörel performansları analiz etme, karşılaştırabilme gibi veriler üretmekte ve hangi ülkenin borsasına ve hisselerine yatırım yapılabileceği kararında önemli referanslar vermektedir. Gelişmekte olan ülkeler sermaye piyasalarına sıcak fon akışının artırılması için MSCI endeksindeki ağırlıklarını artırma çabası içindedirler. MSCI endeksi yatırımcıların yatırım yaptığı ya da yapmayı düşündüğü pazarlardaki borsaların performanslarını görmelerini sağlamaktadır. Bu sebeple çalışmada,ülke yatırım yapılabilirliğini başka deyişle ülke riskini ölçmede MSCI endeksi kullanılmaktadır. MSCI Türkiye endeksine ait Kasım 2018 ile Mayıs 2019 tarihleri arasındaki günlük verilerin dökümü yapılarak standart sapma hesaplanmıştır (EK -4). MSCI endeksinin son 6 aylık günlük bazda veriler kullanılarak yapılan hesaplamada standart sapma 1,96 bulunmuştur.

Ülke riskini hesaplamada diğer bir faktör CDS (CreditDefault Swap)'dir. CDS bir ülkenin ya da şirketin ihraç ettiği borçlanma senetlerinin vadesi geldiğinde ödenmemesi riskine karşı yatırımcının satın aldığı bir sigortadır. Ülkeler için hesaplanan her 100 CDS baz puanı %1 maliyet oluşturmaktadır. Kasım 2018 ile mayıs 2019 tarihleri arasındaki günlük bazda Türkiye CDS verilerinin dökümü yapılarak Türkiye CDS ortalaması 371,28 olarak hesaplanmıştır (EK-2). Bu rakamın maliyet olarak yansması %3,71'dir.

Çalışmada, değişken piyasa koşullarında yatırımcının öngörüsünü artırmak amacıyla kötümser ve iyimser senaryolar oluşturulmaktadır. Bu senaryoların oluşturulmasında ülke riskini ölçmede kullanılan CDS'in standart sapmasından faydalanılmaktadır. Kasım 2018 ile Mayıs 2019 tarihleri arasındaki günlük bazda Türkiye CDS verilerinin standart sapması hesaplanarak bulunan rakam; CDS ortalama rakamı olan %3,71 den çıkarılarak ve %3,71 ile toplanarak kötü ve iyi piyasa koşullarında oluşacak ülke riski öngörülme çalışılmaktadır. Hesaplama sonucunda standart sapma 0,53 olarak bulunmuştur. Bu durumda ekonominin olumlu beklentiler içinde olması durumunda CDS 3,18; olumsuz durumda ise CDS 4,24 olacağı öngörülerek hesaplamalar yapılmaktadır.

Tablo 11:Uygulamada Kullanılacak CDS Aralıkları

CDS max / min= CDS $\pm$ $\sigma$ (3,71 $\pm$ 0,53)	
CDS max	4,24
CDS min	3,18

Kısa vadeli borçlanma için dünyanın önde gelen bankalarının birbirlerine uyguladıkları referans faiz oranı Libor (London İnter Bank Offered Rate) olarak tanımlanmaktadır. Dünyada faiz oranının belirlemek için en yaygın olarak kullanılan orandır. Yapılan hesaplamada Kasım 2018 ile Mayıs 2019 tarihleri arasındaki günlük bazda Libor verilerinin dökümü yapılarak ortalama Libor 2,35 olarak bulunmuştur (EK-1).

Özsermaye maliyetini hesaplamada (1.8) formülü kullanılacaktır. Projede devlet destekleme tutarı sebebiyle gelirler belirli ve hesaplanabilir niteliktedir. Kurulum aşamasındaki maliyetlerde de dalgalanma söz konusu olmamakla beraber devam eden yıllardaki operasyonel giderler yatırım tutarıyla kıyaslandığında göz ardı edilebilir belirsizliğe sahiptir. Bu sebeple santral yatırım projesinde en büyük belirsizlik ülkedeki finansal dalgalanmalar olacaktır. Bu sebeple özsermaye maliyetinin hesaplamasında ülke riskinin ölçülmesi için (1.8) formülü kullanılmaktadır. Bu formül ve veriler ışığında özkaynak maliyeti %8,02 olarak hesaplanmıştır.

$$\text{Özsermaye Maliyeti: } \text{Libor} + \text{CDS} + \sigma \quad (1.8)$$

$$\text{Özsermaye Maliyeti: } (2,35) + (3,71) + (1,96) = 8,02$$

Piyasa koşullarının olumlu yada olumsuz yönde değişmesi göz önüne alınarak oluşturulan iyimser ve kötümser senaryoda kullanılacak kaynak maliyeti Tablo 12'de gösterilmektedir.

Tablo 12:Farklı Piyasa Koşullarında Uygulanacak Özkaynak Maliyeti

	Özkaynak Maliyeti
İyimser Senaryo	% 7,49(2,35+3,18+1,96)
Beklenen (Baz) Senaryo	% 8,02(2,35+3,71+1,96)
Kötümser Senaryo	% 8,55(2,35+4,24+1,96)

#### 4.1.3 Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti

Yatırım projelerinin sadece özkaynak ya da sadece borç kullanarak yapılması pek rastlanan bir durum değildir. Firmalar yatırımlarında özkaynağın yanında kredi finansmanı kullandıkları için, kullanılan kaynakların ağırlıklarının da dikkate alınması gerekmektedir. Bu noktada ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti hesaplamasından faydalanılmaktadır.

Şekil 10:Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti



Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti hesaplamasında formül ise;

$AOSM = (\text{Özsermaye Oranı} \times \text{Özsermaye Maliyeti}) + (\text{Borçlanma Oranı} \times \text{Vergi Sonrası Borçlanma Maliyeti})$

$$AOSM = (w_e * k_e) + (w_b * k_b * (1 - t)) \quad (1.9)$$

$$AOSM = (0,2 * 8,02) + (0,8 * 6 * (1 - 0,22)) = 5,35$$

Formülde,  $w_e$  özsermaye oranını;  $k_e$  ; özsermaye maliyetini;  $w_b$ , borçlanma oranını;  $k_b$  , borçlanma maliyetini ve  $t$ , vergi oranını ifade etmektedir.

Bir yatırım projesinin sağladığı nakit akımlarının net bugünkü değerinin hesaplanmasında ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti kullanılmaktadır. Türkiye’de halka açık enerji şirketlerinin santral yatırım projelerindeki borçlanma ve özkaynak oranları incelendiğinde, projelerin %20 özsermaye, %80 kredi ile finanse edildiği görülmektedir. Bu

sebeple çalışmada kurulacak olan enerji santrali yatırımlarında %20 özsermaye, %80 kredi ile finanse edileceği senaryolanmaktadır. Yukarıdaki formül ve rakamlar kullanılarak hesaplanan iskonto oranı başka deyişle ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti % 5,35 bulunmaktadır. Bu oran beklenen (baz) senaryo için kullanılacaktır. Piyasa koşullarının olumlu ya da olumsuz yönde değişmesi göz önüne alınarak oluşturulan iyimser ve kötümser senaryoda kullanılacak ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti oranları Tablo 13’de gösterilmektedir.

Tablo 13: Farklı Senaryolarda AOSM

	Kötümser	Beklenen	İyimser
Sermaye Maliyeti	8,55	8,02	7,49
Borçlanma Maliyeti	6	6	6
Borçlanma Oranı	80%	80%	80%
Özkaynak Oranı	20%	20%	20%
AOSM	5,45	5,35	5,24

#### 4.2. Güneş Enerjisi Santrali Üretim ve Yatırım Maliyetleri Uygulaması

Bu bölümde kurulacak olan güneş enerjisi santralinin yatırım aşamaları ve maliyetleri incelenerek, sisteme kabulü ile oluşacak gelir hesaplanarak yatırımın verimliliği hesaplanacaktır. Güneş enerjisi santrali kurulumu senaryosunda yatırımın yapılacağı bölgede mevcut güneş enerjisi santrali yatırımları tespit edilmiş ve bu yatırımlardaki veriler günümüz ekonomik koşullarına göre güncellenerek kullanılmıştır. Mevcut yatırımlar firmalara ait bilgilerin gizliliği nedeniyle açıklanmamaktadır. Bu projeye ilgili veriler aşağıdaki gibidir;

- Yatırım bölgesi olarak Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü tarafından yayınlanan Güneş Enerjisi Potansiyel Atlasında global radyasyon değerleri ve güneşlenme süresi incelendiğinde verimli bir bölge olan Denizli ili seçilmiştir. Denizli ili güneş kaynağı açısından verimli bölgeler arasında yer almakta olup global radyasyon değerleri ve güneşlenme süreleri Türkiye ortalamasının üzerindedir.

Tablo 14:Türkiye- Denizli Güneşlenme Verileri

	Global Radyasyon Değeri (KWh/m <sup>2</sup> -gün)		Güneşlenme Süreleri (saat)	
	Türkiye	Denizli	Türkiye	Denizli
OCAK	1,79	2,01	4,11	4,88
ŞUBAT	2,5	2,45	5,22	5,75
MART	3,87	4,11	6,27	6,86
NİSAN	4,93	5,26	7,46	7,9
MAYIS	6,14	6,22	9,1	9,64
HAZİRAN	6,57	6,73	10,81	11,36
TEMMUZ	6,5	6,62	11,31	11,83
AĞUSTOS	5,81	6,00	10,7	11,19
EYLÜL	4,81	4,99	9,23	9,73
EKİM	3,46	3,75	6,87	7,35
KASIM	2,14	2,39	5,15	5,61
ARALIK	1,59	1,79	3,75	4,23

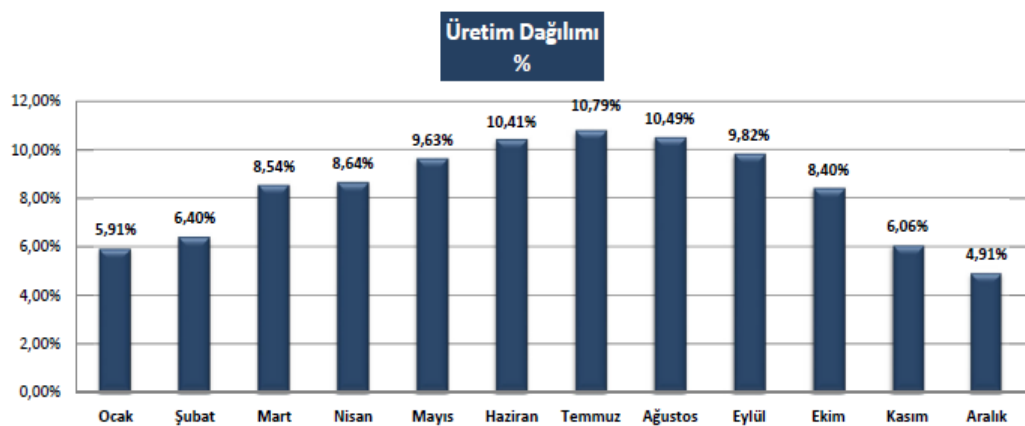
Kaynak: Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü,2019

- Kurulacak olan güneş enerjisi santrali 600 kW kurulu güce sahip olacaktır. Söz konusu kurulu güç lisansız üretim sınıfında olması sebebiyle bölge elektrik dağıtım şirketi ile bağlantı anlaşması imzalanacaktır. Şebeke bağlantı maliyetleri bölge ve şartnamelere göre değişmekle birlikte, senaryo bölgede kurulacak güneş enerjisi santrali için şebeke bağlantısı ile ilgili maliyetler 60.000 USD olarak hesaplanmaktadır.
- Güneş enerji panellerinin toplam maliyetleri watt başına 0,4USD ile 0,8 USD arasında değişmektedir. Senaryoda ortalama maliyet rakamı kullanılarak panel maliyeti 360.000 USD olarak hesaplanmaktadır.
- Güneş enerjisi santralının kurulacağı alan eğimli ve marjinal tarım arazisi olarak tanımlanmış olması gerekmektedir. 600kW büyüklüğündeki bir güneş enerjisi santrali için yaklaşık 12.000m<sup>2</sup> lik bir alan gerekmektedir. Arazi fiyatları bölgelere göre değişmekle birlikte yatırım yapılacak bölgede araziyi satın almak için 60.000 USD ödeme yapılması öngörülmektedir.
- Santral kurulacak alanın düzenlenmesi ve kurulumuna hazır hale gelmesi sırasında oluşacak saha ve inşaat işleri maliyetleri, dikenli tel veya tel örgü gibi panelleri korumaya yönelik işlemler için maliyetler, nakliye, saha aydınlatma yatırımlarını ve

öngörülemeyen giderleri de içeren proje geliştirme maliyeti olarak 50.000 USD ödeme yapılması öngörülmektedir.

- Güneş enerjisi santrali projesinde personel kullanılıp kullanılmaması yatırımcı tercihinin bağlı bir durumdur. Güvenlik açısından ve paneller üzerindeki tozun temizlenmesi açısından personel tercih edilebilmektedir. Temizlemede sadece su kullanılmakta olup ekstra bir temizlik maliyeti oluşmamaktadır. Projede başlangıçta sabit maliyetle güvenlik sistemi kurulacağı öngörülmekte ve yıllık 24.000 TL güvenlik masrafı olacağı planlanmaktadır. Bu giderler yıllık operasyonel giderlere dahil edilmektedir.
- Güneş panellerinin hasar ve zararına yönelik kullanılacak kredinin de gerekliliği olarak sigorta yapılmakta olup sigorta maliyeti 4.000 USD olarak fiyatlandırılmaktadır. Sigorta gideri yıllık operasyonel giderlere dahil edilmiş olup gelecek yıllardaki sigorta masrafları dolar enflasyon oranı ile güncellenmektedir.
- Güneşlenme süresi ve değerlerine göre üretilen elektrik gün bazında değişim göstermektedir. Proje bölgesinde günlük ortalama güneşlenme süresi 7,5 saattir. Kayıp ve performans oranları ve radyasyon değerleri hesaba katıldığında yıllık bazda ortalama toplam elektrik üretimi 990.000 kWh olacaktır. Üretim dağılımı Şekil 11'de yer almaktadır.

Şekil 11: Denizli Güneş Enerjisi Santrali Üretim Dağılımı



- Güneş panellerinde ortalamada yıllık %0,5 verimlilik kaybı olmaktadır. Yatırım gelirleri oluşturulan nakit akım tablosunda bu veriler ışığında tahminlenmiştir.

- Vergi Usul Kanunu Genel Tebliği (sıra no:333)'ne göre güneş enerji santralinde kullanılan panellerin ortalama kullanım süreleri 10 yıl olarak belirlenmiştir. Projede basit amortisman yöntemine göre yıllık %10 yıpranma oranı uygulanacaktır. Bu on yıllık süre sonunda oluşan hurda değeri sıfır olarak alınacaktır.
- Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmeliğin 9. Maddesine göre 18.05.2005 tarihi ile 31.12.2020 tarihine kadar işletmeye girmiş veya girecek olan üretim tesislerine 10 yıl süre ile Yenilenebilir Enerji Destekleme mekanizması uygulanmaktadır. Fiyatları Yenilenebilir Enerji Kanununa göre belirlenen mekanizmada güneş enerjisi santrallerinde devletin 10 yıl süre boyunca 13,3 uscent/kwh tutarı ile alım garantisi söz konusudur. 10 yılın sonunda ise enerji piyasası koşullarına göre fiyatlar belirlenecektir. Bu veriler ışığında 990.000 kW kapasiteli projede 13,3 cent/kwh tutarı ile 1 yıllık getiri;

$990.000 * 0,133 = 131.670$  USD olacaktır.

- Projenin ömrü 25 sene olmasına rağmen fiyat alım garantisi nedeniyle proje yatırımında 10 yıllık dönem hesaplanmaktadır.
- Yatırım %20 özsermaye, %80 kredi ile finanse edileceği planlanmaktadır. Fakat özkaynak oranı değiştirilerek farklı senaryolarda yatırımın verimliliği ölçülmüştür. Yatırımın finansmanında kullanılacak kredi için finans kuruluşlarına göre farklı fiyatlamalar oluşmakta olup enerji sektöründe faaliyet gösteren ve Borsa İstanbul'da işlem gören firmaların açıkladığı faiz oranları baz alındığında ortalama faiz oranı olan %6 kullanılmıştır. Kredinin vadesi 7 yıldır.
- Amerikan Merkez Bankası verilerine göre Dolar bazında enflasyon oranı %2'dir. Yatırımın gelecek yıllara ait maliyetleri bu oranla genişletilmiştir (FED, Monetary Policy Report, 2019:7).
- Yatırımı gerçekleştirilecek olan güneş enerjisi santralinde üretilecek elektrik sisteme bağlanarak satışı gerçekleşecektir. Santralin dağıtım sistemine bağlanması nedeniyle sistem işletim bedeli ödenecek olup TEİAŞ tarafından belirlenen 2019 yılı rakamı 1,4 TL/MWh'dur (Ek-1).

- Yatırımı planlanan rüzgar enerjisi santrali ile güneş enerjisi santralinde üretilen elektriğin devlet alım garantisi bulunmaktadır. Devlet alım garantisinin USD cinsinden olması ve yatırıma esas kalemlerin maliyetlerinin de USD cinsinden olması sebebiyle uygulamada yer alan mali tablolar USD cinsinden hesaplanmıştır. Türk Lirası cinsinden yapılacak masraflar 5,98 USD/TL kuru üzerinden çevrilerek hesaplamalara dahil edilmiştir.
- Ekipman maliyeti ve proje masraflarıyla birlikte toplam yatırım tutarı 530.000 USD'dir. Operasyon maliyeti kalemleri ve değerleri Tablo 15'te yer almaktadır.

Tablo 15: GES Toplam Yatırım Maliyeti

TOPLAM YATIRIM MALİYETİ (USD)	
Panel Maliyeti	360.000
Proje Geliştirme	50.000
Şebeke Bağlantısı	60.000
Arazi Bedeli	60.000
Kredilendirilecek Tutar	288.000
Yatırılan Özsermaye	242.000
Toplam Yatırım Maliyeti	530.000

Güneş Enerjisi Santrali yatırımında kullanılacak olan 7 yıl vadeli %6 faiz oranlı, 288.000 USD tutarındaki krediye ait anapara ve faiz ödeme tablosu şu şekildedir;

Tablo 16:GES Kredi Ödeme Planı

	1	2	3	4	5	6	7
288.000 USD	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Toplam Kredi Ödemesi	51.591	51.591	51.591	51.591	51.591	51.591	51.591
Anapara Ödemesi	34.311	36.370	38.552	40.865	43.317	45.916	48.671
Faiz Ödemesi	17.280	15.221	13.039	10.726	8.274	5.675	2.920
Kalan Borç	253.689	217.320	178.768	137.903	94.586	48.671	-



Güneş Enerjisi Santrali yatırımında projenin devamlılığı için yapılacak masraflara operasyonel masraflar tablosunda değinilmektedir. Güvenlik için kurulan kamera sistemi bakım onarımı için yıllık ödenen bir bedel söz konusu olup bu bedel 24.000 TL civarındadır. Panellerin temizliği bakım ve onarım masraflarının yanı sıra sigortalama maliyeti de operasyonel masraflar arasında yer almaktadır. Tablo 17 operasyonel masrafların yıllar itibariyle enflasyon oranında güncellenmiş rakamları görülmektedir.

Tablo 17: GES Yatırımı Operasyon Masrafları

OPERASYON MASRAFLARI										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Yıllar	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Güvenlik + Operasyon (USD)	4.013	4.094	4.176	4.259	4.344	4.431	4.520	4.610	4.702	4.796
Bakım(USD)	1.200	1.224	1.248	1.273	1.299	1.325	1.351	1.378	1.406	1.434
Sigorta (USD)	4.000	4.080	4.162	4.245	4.330	4.416	4.505	4.595	4.687	4.780
Sistem İşletim Bedeli (USD)	2.318	2.306	2.295	2.283	2.272	2.260	2.249	2.238	2.227	2.215
Toplam	11.531	11.704	11.880	12.060	12.245	12.433	12.625	12.821	13.022	13.226

Yıllık 4.000 USD güvenlik masrafı yıllar itibariyle %2 dolar enflasyon oranında güncellenmiştir. Yine yıllık 1.200USD olarak planlanan bakım masrafları ile sigorta masrafları %2 dolar enflasyon oranında güncellenmiştir. Dağıtım sistemine bağlanması nedeniyle 1,4 TL/MWh sistem işletim bedeli TEİAŞ'a ödenmektedir. Sistem işletim bedeli TL cinsinden olması nedeniyle proje kuru 5,98TL/USD ile dolar karşılığı bulduktan sonra net üretilen elektrik miktarı 990.000 kwh ile çarpımı sonucu bulunmuştur.

$$\text{Sistem işletim bedeli} = ((990.000/100)*1,4)/5,98 = 2.318 \text{ USD}$$

Güneş enerjisi santrali projesinde oluşturulan nakit akım tablosu Tablo 19'da gösterilmektedir. Yıllık 990.000 kWh üretim kapasiteli GES yatırımında satın alma garantisi bedeli 13,3 cent/USD ile üretim kapasitesi çarpımında beklenen gelir rakamına ulaşılmaktadır.

$$\text{Toplam gelir} = 990.000 \text{ kW} \times 0,133 = 131.670 \text{ USD}$$

Operasyon tablosunda yıllık olarak hesaplanan operasyon masrafları ve giderleştirecek amortisman masrafları gelir rakamından düşüldüğünde vergi öncesi gelir tutarı bulunmaktadır. Kurumlar vergisi oranı %22 olup vergi öncesi gelir tutarı üzerinden ödenecek vergi tutarı hesaplanmaktadır.

$$\text{Vergi tutarı} = 84.139 \times 0,22 = 18.511 \text{ USD}$$

Amortisman gideri nakit bir harcama olmayıp projedeki panellerin yıllar itibariyle giderleştirilmesi için hesaplanmakta olduğundan amortisman giderini net işletme gelirine ilave ettiğimizde projenin yarattığı nakit tutarı bulunmaktadır. Net işletme nakit akışı projenin yarattığı nakit tutarı olup gelecek yıllar için hesaplanan net nakit akışı önceki bölümlerde hesaplanan ağırlık sermaye ortalaması maliyeti oranı olan %5,35 ile günümüze indirgenmiştir. Santral sisteminin ömrü 25 yıl olarak hesaplanmakta ise de uygulamamızdaki tablolarda devlet alım garantisinin devam ettiği ilk 10 yılın rakamlarına yer verilmektedir.

İlk yıl için net işletme nakit akışı 101.628 USD bulunurken 10. Yıl sonunda bu rakam 95.776USD olarak hesaplanmaktadır. Hesaplanan gelirin azalmasında güneş panellerinde oluşan verim kaybı nedeniyle üretilen elektriğin azalması neden olmaktadır. Proje 10. yıl sonunda 791.707 USD tutarında kümülatif nakit akışı oluşturmaktadır. Nakit akım tablosunda, nakit akımları hesaplanan ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (%5,35) ile indirgenerek net bugünkü değer hesaplanmıştır.

Tablo 18: GES Proje Nakit Akım Tablosu

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Toplam Enerji Üretimi (kwh)	990.000	985.050	980.125	975.224	970.348	965.496	960.669	955.865	951.086	946.331
Tarife Bedeli (USD/kwh)	0,133	0,133	0,133	0,133	0,133	0,133	0,133	0,133	0,133	0,133
Toplam Gelir (USD)	131.670	131.012	130.357	129.705	129.056	128.411	127.769	127.130	126.494	125.862
Operasyon Gideri(USD)	11.531	11.704	11.880	12.060	12.245	12.433	12.625	12.821	13.022	13.226
Amortisman	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000
Vergi Öncesi Gelir	84.139	83.308	82.476	81.644	80.812	79.978	79.144	78.309	77.473	76.636
Vergi	18.511	18.328	18.145	17.962	17.779	17.595	17.412	17.228	17.044	16.860
Net İşletme Geliri	65.628	64.980	64.332	63.683	63.033	62.383	61.732	61.081	60.429	59.776
Nakit Gerektirmeyen Giderler (Amortisman)	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000
Net İşletme Nakit Akışı	101.628	100.980	100.332	99.683	99.033	98.383	97.732	97.081	96.429	95.776
Bugünkü Değer	101.628	95.852	90.400	85.254	80.397	75.814	71.488	67.405	63.552	59.916
Küm. Bugünkü Değer	101.628	197.480	287.880	373.135	453.532	529.346	600.834	668.239	731.791	791.707
Net Bugünkü Değer	(428.372)	(332.520)	(242.120)	(156.865)	(76.468)	(654)	70.834	138.239	201.791	261.707

Analiz sonuçları incelendiğinde 600kW üretim gücüne sahip ve 530.000 USD yatırım maliyeti olan güneş enerjisi santrali yatırımının %80 kredi ile finanse edilmesi ve 13,3 cent/usd ile üretilen elektriğin satın alınması sonucu yatırımın geri dönüş süresi 4,8 yıl, iç verimlilik oranı %15,2 olarak hesaplanmıştır. İç verim oranı hesaplamasında (1.4) formülü kullanılmış olup excel ortamında hesaplama yapılmıştır. İç verimlilik oranı projeye yatırılan 242.000 USD'lik özsermaye tutarının 10 yıllık periyotta yıllık nakit akışlarının net bugünkü değerine eşitleyen orandır. İç verim oranı yıllık beklenen kar oranından yüksek ise projeye yatırım yapılacağı anlamına gelmektedir.

Tablo 19: Yatırım Özeti

Proje Bedeli (USD)	530.000
Özsermaye Oranı	20%
Toplam Net Getiri (10 yıllık net kazanç) (USD)	400.011
Yatırım Geri Dönüş Süresi (yıl)	4,8
İç Verimlilik Oranı ( IRR)	15,2%

Güneş enerjisi santrali projesinde bütün koşulların beklentiler doğrultusunda gerçekleşmesi durumunda ılımlı senaryoda yer alan maliyetler ve finansal rakamların ortaya çıkacağı öngörülmektedir. Buna göre 4,8 yıl sürede yatırım; maliyetlerini ödeyerek artı değer yaratmaktadır. Devlet desteklemesinin devam ettiği 10 yıllık sürede 791,707 USD tutarında nakit üreten projede, 400.011 USD tutarında net getiri oluşturmaktadır.

Projede %20 özkaynak kullanılarak yatırım yapılmakta olup kullanılan özkaynak oranının yükselmesiyle birlikte ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti oranı değişmekte ve bu değişen oran 10 yıllık sürede projenin yarattığı nakit tutarının bugünkü değerinin bulunmasında negatif yönde etki göstermektedir. Güneş enerjisi santrali projesinde kötümser, beklenen ve iyimser olmak üzere 3 ana senaryo ve bu senaryolarda özkaynak oranının değiştirilmesi ile toplam 9 senaryo elde edilmiştir. verilerinde güneş enerjisi santrali projesine ait net bugünkü değer 704.545 USD ile 795.041 USD aralığındadır. Projede riski ölçümlemek için net bugünkü değer aralığına bakılmıştır. En düşük ve en yüksek net bugünkü değerlerin ortalama rakamdan olan 749.793 USD'den uzaklığı %12 olarak ölçümlenmiştir.

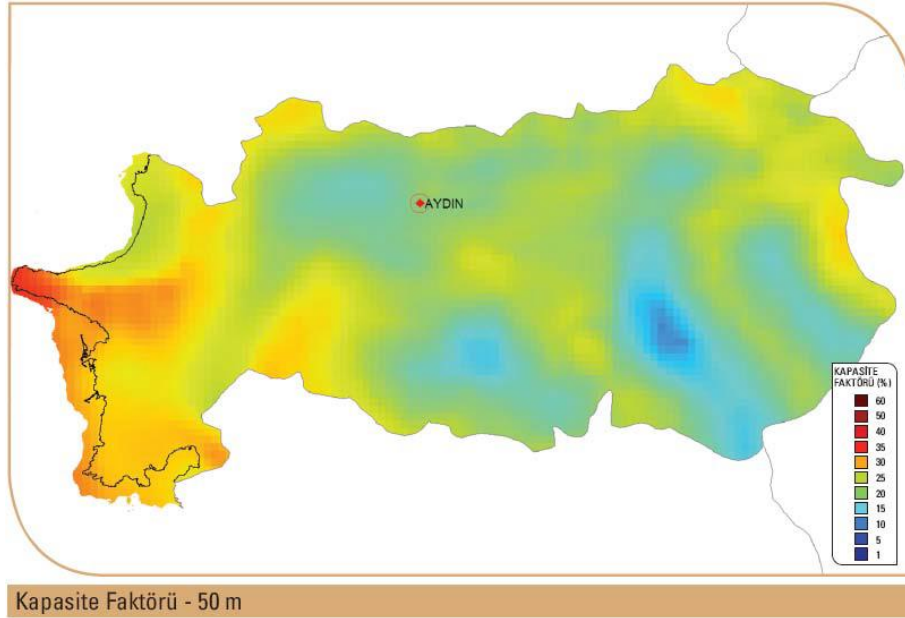
Tablo 20: GES Duyarlılık Analizi

	KÖTÜMSER			İLİMLİ			İYİMSER		
	AOSM1	AOSM2	AOSM3	AOSM1	AOSM2	AOSM3	AOSM1	AOSM2	AOSM3
	%20 özkaynak	%50 özkaynak	%100 özkaynak	%20 özkaynak	%50 özkaynak	%100 özkaynak	%20 özkaynak	%50 özkaynak	%100 özkaynak
Sermaye Maliyeti (%)	8,55	8,55	8,55	8,02	8,02	8,02	7,49	7,49	7,49
Borçlanma Maliyeti(%)	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Borçlanma Oranı(%)	80	50	0	80	50	0	80	50	0
Özkaynak Oranı(%)	20	50	100	20	50	100	20	50	100
AOSM (%)	5,45	6,62	8,55	5,35	6,35	8,02	5,24	6,68	7,49
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	4,1yıl	5 yıl	5,3 yıl	4,8 yıl	5 yıl	5,3 yıl	4,8 yıl	5 yıl	5,3 yıl
Kümülatif İşletme Nakit Akışı/ Bugünkü Değer-10 yıl)(USD)	788.697	754.925	704.545	791.707	762.489	717.764	795.041	753.262	731.438
Net Bugünkü Değer (USD)	258.697	224.925	174.545	261.707	232.489	187.764	265.041	223.262	201.438



Yine benzer şekilde ekonomik bir rüzgar enerjisi santrali yatırımı için 50 metre yükseklikte potansiyel kapasite faktörünün %35 olması uygun kabul edilmektedir.

Şekil 13: Aydın İli Rüzgar Kapasite Faktörü



Kaynak: Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü,2019b

- Kurulacak olan rüzgar enerjisi santrali 600 kW kurulu güce sahip olacaktır. Söz konusu kurulu güç lisansız üretim sınıfında olması sebebiyle bölge elektrik dağıtım şirketi ile bağlantı anlaşması imzalanmıştır. Şebeke bağlantı maliyetleri bölge ve şartnamelere göre değişmekle birlikte, senaryo bölgede kurulacak güneş enerjisi santrali için şebeke bağlantısı ile ilgili maliyetler 60.000 USD olarak hesaplanmaktadır.
- Rüzgar Türbininin toplam maliyeti türbinin marka ve gücüne göre değişmekle birlikte 600kW büyüklüğündeki bir yatırımda türbin maliyeti 480.000 USD olarak hesaplanmaktadır.
- Rüzgar enerjisi santralleri genellikle dağlık bölgelere kurulmakta ve bu bölgeler ormanlık arazi vasfına sahip bölgeler olmaktadır. Orman arazi kullanım izinlerinin alınması için bölgenin bağlı olduğu Orman Bölge Müdürlüğü'ne arazi kullanım bedeli ödenmesi gerekmektedir. Bu bedel kuruluş aşamasında arazi tahsis bedeli olarak

25.000 USD ve ilk yıl için arazi kullanım bedeli olarak 5.000 USD olarak ödenecektir. Bu kalemde de yıllar itibariyle artış öngörülmüştür.

- Santral kurulacak alanın düzenlenmesi ve türbinlerin kurulumu sırasında oluşacak saha ve inşaat işleri maliyetleri, dikenli tel veya tel örgü gibi panelleri korumaya yönelik işlemler için maliyetler, nakliye, saha aydınlatma yatırımlarını ve öngörülemeyen giderleri de içeren proje geliştirme maliyeti olarak 35.000 USD ödeme yapılması öngörülmektedir.
- Rüzgar enerjisi santrali projesinde türbin bakımları ve kontrolleri için çalıştırılması gereken personele ait masraflar ile projede başlangıçta kurulacağı öngörülen güvenlik sistemi için 4000USD masraf olacağı planlanmaktadır. Bu giderler yıllık operasyonel giderlere dahil edilmektedir.
- Türbinlerin hasar ve zararına yönelik aynı zamanda da kullanılacak kredinin de gerekliliği olarak sigorta yapılmakta olup sigorta maliyeti ortalama 4.000 USD olarak fiyatlandırılmaktadır. Sigorta gideri yıllık operasyonel giderlere dahil edilmiş olup gelecek yıllardaki sigorta masrafları dolar enflasyon oranı ile güncellenmektedir.
- Rüzgar enerjisi santrallerinde kapasite kullanım oranı %20 ile %30 arasında değişmektedir. Aydın bölgesindeki bu projenin kapasite kullanımı %26 olarak alınmıştır. Tesisin yılda 365 gün ve 24 saat çalışacağı düşünüldüğünde toplam 8.760 saat yıllık çalışma süresi söz konusudur. 600kWlık bir santral 8760 saat %26 kapasite ile çalıştığında ;  
 $8.760 * 600 * \%26 = 1.366.560 \text{ kW}$  elektrik üretimi kapasitesine sahip olacaktır.
- Rüzgar türbinlerinin elektrik enerjisi üretimi sırasında elektrik tüketimi de olmaktadır. Üretilen elektriğin yaklaşık 1/30 oranında elektrik tüketimi söz konusudur. Uygulamamızda bu gider göz önüne alınarak net üretim rakamı 1.366.560 kWh kullanılmıştır.
- Vergi Usul Kanunu Genel Tebliği (sıra no:333)'ne göre rüzgar enerji santralinde kullanılan türbinlerin ortalama kullanım süreleri 10 yıl olarak belirlenmiştir. Projede basit amortisman yöntemine göre yıllık %10 yıpranma oranı



uygulanacaktır. Bu on yıllık süre sonunda oluşan hurda değeri sıfır olarak alınacaktır.

- Yenilenebilir Enerji Kanunu'na göre, 18.05.2005 tarihi ile 31.12.2020 tarihine kadar işletmeye girmiş veya girecek olan üretim tesislerine 10 yıl süre ile Yenilenebilir Enerji Destekleme mekanizması uygulanır. Fiyatları Yenilenebilir Enerji Kanunu'na göre belirlenen mekanizmada, rüzgar enerjisi santrallerinde devletin 10 yıl boyunca 7,3 uscent/kwh tutarı ile alım garantisi söz konusudur. 10 yılın sonunda ise enerji piyasası koşullarına göre fiyatlar belirlenecektir. Bu veriler ışığında 1.366.560 kW kapasiteli projede 7,3 cent/kwh tutarı ile 1 yıllık getiri;

$$1.366.560 * 0,073 = 99.759 \text{ USD olacaktır.}$$

- Projenin ömrü 25 sene olmasına rağmen fiyat alım garantisi nedeniyle proje yatırımında 10 yıllık dönem hesaplanmaktadır.
- Yatırımın %20 özsermaye, %80 kredi ile finanse edileceği planlanmaktadır. Fakat özkaynak oranı değiştirilerek farklı senaryolarda yatırımın verimliliği ölçülmüştür. Yatırımın finansmanında kullanılacak kredi için finans kuruluşlarına göre farklı fiyatlamalar oluşmakta olup, olup enerji sektöründe faaliyet gösteren ve Borsa İstanbul'da işlem gören firmaların açıkladığı faiz oranları incelenerek ortalama faiz oranı olan %6 kullanılmıştır. Kredinin vadesi 7 yıldır.
- Amerikan Merkez Bankası verilerine göre Dolar bazında enflasyon oranı %2'dir. Yatırımın gelecek yıllara ait maliyetleri bu oranla genişletilmiştir.
- Yatırımı gerçekleştirilecek olan güneş enerjisi santralinde üretilecek elektrik sisteme bağlanarak satışı gerçekleşecektir. Santralin dağıtım sistemine bağlanması nedeniyle sistem işletim bedeli ödenecek olup TEİAŞ tarafından belirlenen 2019 yılı rakamı 1,4 TL/MWh'dur (Ek-1).
- Yatırımı planlanan rüzgar enerjisi santrali ile güneş enerjisi santralinde üretilen elektriğin devlet alım garantisi bulunmaktadır. Devlet alım garantisinin USD cinsinden olması ve yatırıma esas kalemlerin ithal olması sebebiyle uygulamada yer

alan mali tablolar USD cinsinden hesaplanmıştır. Türk Lirası cinsinden yapılacak masraflar 5,98 USD/TL kuru üzerinden çevrilerek hesaplamalara dahil edilmiştir.

- Ekipman maliyeti ve proje masraflarıyla birlikte toplam yatırım tutarı 600.000 USD olarak planlanmaktadır. Operasyon maliyeti kalemleri ve değerleri Tablo 21’de yer almaktadır.

Tablo 21:RES Toplam Yatırım Maliyeti

TOPLAM YATIRIM MALİYETİ (USD)	
Türbin Maliyeti	480.000
Proje Geliştirme	35.000
Şebeke Bağlantısı	60.000
Orman İzin Bedeli	25.000
Kredilendirilecek Tutar	384.000
Yatırılan Özsermaye	216.000
Toplam Yatırım Maliyeti	600.000

Rüzgar Enerjisi Santrali yatırımında kullanılacak olan 7 yıl vadeli %6 faiz oranlı, 384.000 USD tutarındaki krediye ait anapara ve faiz ödeme tablosu şu şekildedir;

Tablo 22: RES Kredi Ödeme Tablosu

	1	2	3	4	5	6	7	Toplam
384.000 USD	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Toplam Kredi Ödemesi	68.788	68.788	68.788	68.788	68.788	68.788	68.788	481.515
Anapara Ödemesi	45.748	48.493	51.402	54.486	57.756	61.221	64.894	384.000
Faiz Ödemesi	23.040	20.295	17.386	14.301	11.032	7.567	3.894	97.515
Kalan Tutar	338.252	289.759	238.357	183.871	126.115	64.894	0	

Rüzgar Enerjisi Santrali yatırımında, projenin devamlılığı için yapılacak masraflara operasyonel masraflar tablosunda değinilmiştir. Güvenlik için kurulan kamera sistemi bakım onarımı için yıllık ödenen bir bedel söz konusu olup piyasa ortalaması 24.000 TL civarındadır. Türbinlerin bakım ve onarım masraflarının yanı sıra sigortalama maliyeti de operasyonel masraflar arasında yer almaktadır. Yıllık 4.013 USD güvenlik masrafı yıllar itibariyle dolar enflasyon oranında güncellenmiştir. Yine

yıllık 4.000 USD olarak planlanan sigorta masrafları ile 5.000 USD olarak düşünülen orman izin bedeli dolar enflasyon oranında güncellenmiştir. Dağıtım sistemine bağlanması nedeniyle 1,4 TL/MWh sistem işletim bedeli TEİAŞ'a ödenmektedir. Sistem işletim bedeli TL cinsinden olması nedeniyle proje kuru 5,98TL/USD ile dolar karşılığı bulunduktan sonra net üretilen elektrik miktarı 1.366.560 kwh ile çarpımı sonucu bulunmuştur.

$$\text{Sistem işletim bedeli} = ((1.366.560/100)*1,4) / 5,98 = 3.199 \text{ USD}$$

Tablo 23 operasyonel masrafların yıllar itibariyle enflasyon oranında güncellenmiş rakamları görülmektedir.

Tablo 23: RES Operasyonel Maliyet Çizelgesi

OPERASYON MASRAFLARI										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Güvenlik+ Operasyon (USD)	4.013	4.094	4.176	4.259	4.344	4.431	4.520	4.610	4.702	4.796
Sigorta (USD)	4.000	4.080	4.162	4.245	4.330	4.416	4.505	4.595	4.687	4.780
Orman İzin Bedeli(USD)	5.000	5.500	6.050	6.655	7.321	8.053	8.858	9.744	10.718	11.790
Sistem İşletim Bedeli (USD)	3.199	3.199	3.199	3.199	3.199	3.199	3.199	3.199	3.199	3.199
Toplam	16.213	16.873	17.586	18.358	19.194	20.099	21.081	22.148	23.306	24.566

Rüzgar enerjisi santrali projesinde oluşturulan nakit akım tablosuna Tablo 24'de gösterilmektedir. Yıllık 1.366.560 kWh üretim kapasiteli GES yatırımında satın alma garantisi bedeli 7,3 cent/USD ile üretim kapasitesi çarpımında beklenen gelir rakamına ulaşılmaktadır.

$$\text{Toplam gelir} = 1.366.560 \text{ kW} \times 0,733 = 99.759 \text{ USD}$$

Operasyon tablosunda yıllık olarak hesaplanan operasyon masrafları ve giderleştirilecek amortisman masrafları gelir rakamından düşüldüğünde vergi öncesi gelir tutarı bulunmaktadır. Kurumlar vergisi oranı %22 olup vergi öncesi gelir tutarı üzerinden ödenecek vergi tutarı hesaplanmaktadır.

$$\text{Vergi tutarı} = 35.546 \times 0,22 = 7.820 \text{ USD}$$

Amortisman gideri nakit bir harcama olmayıp projedeki türbinlerin yıllar itibariyle giderleştirilmesi için hesaplanmakta olduğundan amortisman giderini net işletme gelirine ilave ettiğimizde projenin yarattığı nakit tutarı bulunmaktadır. Net işletme nakit akışı projenin yarattığı nakit tutarı olup gelecek yıllar için hesaplanan net

nakit akışı önceki bölümlerde hesaplanan ağırlık sermaye ortalaması maliyeti oranı olan %5,35 ile günümüze indirgenmiştir. Santral sisteminin ömrü 25 yıl olarak hesaplanmakta ise de uygulamamızdaki tablolarda devlet alım garantisinin devam ettiği ilk 10 yılın rakamlarına yer verilmektedir.

İlk yıl için net işletme nakit akışı 75.729 USD bulunurken 10. Yıl sonunda bu rakam 69.211USD olarak hesaplanmaktadır. Hesaplanan gelirin azalmasında artan operasyonel giderler neden olmaktadır. Proje 10. yıl sonunda 530.566 USD tutarında kümülatif nakit akışı oluşturmaktadır. Nakit akım tablosunda, nakit akımları hesaplanan ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (%5,35) ile indirgenerek net bugünkü değer hesaplanmıştır.

Tablo 24: RES Proje Nakit Akım Tablosu

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Toplam Enerji Üretimi (kwh)	1.366.560	1.366.560	1.366.560	1.366.560	1.366.560	1.366.560	1.366.560	1.366.560	1.366.560	1.366.560
Tarife Bedeli (USD/kwh)	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073
Toplam Gelir (USD)	99.759	99.759	99.759	99.759	99.759	99.759	99.759	99.759	99.759	99.759
Operasyon Gideri(USD)	16.213	16.873	17.586	18.358	19.194	20.099	21.081	22.148	23.306	24.566
Amortisman	48.000	48.000	48.000	48.000	48.000	48.000	48.000	48.000	48.000	48.000
Vergi Öncesi Gelir	35.546	34.886	34.172	33.401	32.565	31.660	30.677	29.611	28.453	27.193
Vergi	7.820	7.675	7.518	7.348	7.164	6.965	6.749	6.514	6.260	5.982
Net İşletme Geliri	27.726	27.211	26.655	26.053	25.401	24.694	23.928	23.097	22.193	21.211
Nakit Dışı Harcamalar (Amortisman)	48.000	48.000	48.000	48.000	48.000	48.000	48.000	48.000	48.000	48.000
Net İşletme Nakit Akışı	75.726	75.211	74.655	74.053	73.401	72.694	71.928	71.097	70.193	69.211
Bugünkü Değer	75.726	71.392	67.265	63.334	59.589	56.018	52.613	49.364	46.261	43.297
Küm. Bugünkü Değer	75.726	147.118	214.382	277.716	337.305	393.323	445.936	495.300	541.561	584.858
Net Bugünkü Değer	(524.274)	(452.882)	(385.618)	(322.284)	(262.695)	(206.677)	(154.064)	(104.700)	(58.439)	(15.142)

Analiz sonuçları incelendiğinde 600kW ve 600.000 USD büyüklüğündeki bir rüzgar enerjisi santrali yatırımının %80 Kredi ile finanse edilmesi ve 7,3 Cent/usd ile üretilen elektriğin satın alınması sonucu yatırımın geri dönüş süresi 9 yıl, iç verimlilik oranı %7,2 olarak hesaplanmıştır. İç verim oranı hesaplamasında;(1.4) formülü kullanılmış olup excel ortamında hesaplama yapılmıştır. İç verimlilik oranı projeye yatırılan 216.000 USD'lik özsermaye tutarının 10 yıllık periyotta yıllık nakit akışlarının net bugünkü değerine eşitleyen orandır. İç verim oranı yıllık beklenen kar oranından yüksek ise projeye yatırım yapılacağı anlamına gelmektedir.

Tablo 25: RES Yatırım Özeti

Proje Bedeli(USD)	600.000
Özsermaye Oranı	20%
Toplam Net Getiri (10 yıllık net kazanç) (USD)	52.107
Yatırım Geri Dönüş Süresi (yıl)	9,2
İç Verimlilik Oranı ( IRR)	7,2%

Bütün koşulların beklentiler doğrultusunda gerçekleşmesi durumunda ılımlı senaryoda yer alan maliyetler ve finansal rakamların ortaya çıkacağı öngörülmektedir. Buna göre 9,2 yıl sürede, yatırım maliyetlerini ödeyerek artı değer yaratmaktadır. Devlet desteklemesinin devam ettiği 10 yıllık sürede 584.858USD tutarında nakit üreten projede, 52.107 USD tutarında net getiri oluşturmaktadır.

Projede %20 özkaynak kullanılarak yatırım yapılmakta olup kullanılan özkaynak oranının yükselmesiyle birlikte ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti oranı değişmekte ve bu değişen oran 10 yıllık sürede projenin yarattığı nakit tutarının bugünkü değerinin bulunmasında negatif yönde etki göstermektedir. Rüzgar enerjisi santrali projesinde kötümser, ılımlı ve iyimser olmak üzere 3 ana senaryo ve bu senaryolarda özkaynak oranının değiştirilmesi ile toplam 9 senaryo elde edilmiştir. Rüzgar enerjisi santrali projesine ait net bugünkü değer 520.857 USD ile 587.306 USD aralığındadır. Projede riski ölçümlmek için net bugünkü değer aralığına bakılmıştır. En düşük ve en yüksek net bugünkü değerlerin ortalama rakamdan olan 554.082 USD'den uzaklığı %12 olarak ölçümlenmiştir.

Tablo 26: Rüzgar Enerjisi Santrali Duyarlılık Analizi

	KÖTÜMSER			BEKLENEN			İYİMSER		
	AOSM1	AOSM2	AOSM3	AOSM1	AOSM2	AOSM3	AOSM1	AOSM2	AOSM3
	%20 özkaynak	%50 özkaynak	%100 özkaynak	%20 özkaynak	%50 özkaynak	%100 özkaynak	%20 özkaynak	%50 özkaynak	%100 özkaynak
Sermaye Maliyeti(%)	8,55	8,55	8,55	8,02	8,02	8,02	7,49	7,49	7,49
Borçlanma Maliyeti(%)	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Borçlanma Oranı(%)	80	50	0	80	50	0	80	50	0
Özkaynak Oranı(%)	20	50	100	20	50	100	20	50	100
AOSM(%)	5,45	6,62	8,55	5,35	6,35	8,02	5,24	6,09	7,49
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	9,3 yıl	8,8 yıl	8,1 yıl	9,2 yıl	8,8 yıl	8,2 yıl	9,2 yıl	8,8 yıl	8,2 yıl
Kümülatif İşletme Nakit Akışı/ Bugünkü Değer-10 yıl)(USD)	582.649	557.855	520.857	584.858	563.409	530.566	587.306	568.850	540.609
Net Bugünkü Değer (USD)	(17.351)	(42.145)	(79.143)	(15.142)	(36.591)	(69.434)	(12.694)	(31.150)	(59.391)

#### 4.4. GES ve RES Yatırım Özeti Karşılaştırmaları

Lisansız 600kW üretim kapasitesine sahip güneş enerjisi santrali ve rüzgar enerjisi santrali yatırımlarını karşılaştırdığımızda; rüzgar enerji santralinin üretim gücünün, güneş enerjisi santraline göre daha fazla olmasına rağmen; gerek ilk yatırım maliyetlerinin rüzgar enerjisi santrali için yüksek olması, gerekse devletin alım garantisinin güneş enerjisi santralinde kW başına birim tutarın nispeten fazla olması sebebiyle 1mW altı yatırımlarda güneş enerjisi santrali yatırımını daha verimli bir yatırım olarak tespit edilmiştir.

Tablo 27: RES ve GES Yatırım Özeti Karşılaştırması

	GES			RES		
Proje Bedeli (USD)	530.000			600.000		
Üretilen Elektrik kWh	990.000			1.366.560		
Destekleme Tutarı (USD)	13,3			7,3		
Toplam Gelir(USD)	131.670			99.759		
Sermaye Maliyeti	5,35%	6,35%	8,02%	5,35%	6,35%	8,02%
Özsermaye Oranı	20%	50%	100%	20%	50%	100%
Net Bugünkü Değer (USD)	261.707	232.489	187.764	(15.142)	(36.591)	(69.434)
Yatırım Geri Dönüş Süresi	4,8 Yıl	5 Yıl	5,3 Yıl	9,2 Yıl	8,8 Yıl	8,2 Yıl

Tablo 27 incelendiğinde güneş enerjisi santrali yatırımının ilk yatırım maliyet ve üretilen elektrik düşük olmasına rağmen devlet destekleme tutarının yüksek olması sebebiyle net getirisi rüzgar enerjisi santrali yatırımından yüksek olmaktadır. Yatırımların net bugünkü değerlerine baktığımızda ise güneş enerjisi santrali yatırımı pozitif net bugünkü değere sahipken, rüzgar enerjisi santralinin net bugünkü değerleri negatif çıkmaktadır. Bu sonuçta, yatırımcı küçük ölçekte rüzgar enerjisi santrali yatırımını tercih etmeyecektir. Pozitif net bugünkü değere sahip güneş enerjisi santrali yatırımını bir yatırımcı için yatırım yapılabilir niteliğinde olmaktadır.



## SONUÇ VE ÖNERİLER

Yenilenebilir enerji, ülkelerin kendi enerji kaynakları ile sürdürülebilir enerji üretimini sağlayabilmek ve enerji tüketimi ile çevreye verilen zararın en aza indirilebilmesi açısından önemli bir yere sahiptir. Gerek küresel düzeyde, gerekse ülkeler açısından ekonomik faaliyetin artışı enerji ihtiyacını da artırmaktadır. Daha fazla üretim için gerekli olmasının yanı sıra artan kentleşme ve nüfus ile gelişen yaşam tarzları ve alışkanlıklar da enerji tüketimindeki artışı tetikleyen unsurlardandır. Önümüzdeki yıllarda daha fazla enerjiye ihtiyaç duyulacağı konusunda tereddüt bulunmamaktadır.

Son yıllarda dünya genelinde olduğu gibi Türkiye’de de yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılan yatırımlar ile bu konuda önemli ilerlemeler kaydedilmektedir. Önümüzdeki yıllarda Türkiye’nin enerjide dışa bağımlılığını önemli ölçüde azaltacak olan yenilenebilir enerji, milli gelirden istihdama, yatırım alanlarından çevresel faktörlere, enerji arz güvenliğinden kaynak çeşitlendirmesine kadar birçok alanda da son derece önemli faydalar sağlayacaktır.

Bu kapsamda, 2000’li yılların başlarından itibaren enerji yatırımlarının özel sektör eliyle yapılmasını sağlayacak ortamın oluşturulabilmesi yönündeki çabalar hız kazanmıştır. Bu amaçla elektrik üretim ve dağıtım piyasasında özelleştirme faaliyetlerine ağırlık verilmiş, elektrik piyasasında fiyatların belirlenmesi ile ilgili serbest piyasa uygulamaları aşamalı bir şekilde hayata geçirilmiştir. Son yıllarda Türkiye’de elektrik üretimi yatırımlarının neredeyse tamamı özel sektör tarafından yapılmış olup, kurulu güç içinde kamunun payı gerilemeye devam etmektedir.

Çalışmada özel sektör tarafından yapılması teşvik edilen rüzgar enerjisi santrali ile güneş enerjisi santralinin yatırım maliyetleri karşılaştırılarak enerji sektörüne yatırım yapmak isteyen bir yatırımcı için hangi santral yatırımının daha etkin bir proje olduğu konusuna ışık tutulmaya çalışılmıştır. Çalışmada Ege Bölgesinde yer alan Denizli ve Aydın İlleri seçilmiştir. Bahse konu illerdeki yatırımlar incelendiğinde Denizli ilinde devreye alınmış Rüzgar Enerjisi Santralinin bulunmadığı, Aydın İlinde de Güneş Enerjisi Santralinin bulunmadığı görülmüştür. Bu sebeple çalışma Ege bölgesi olarak çerçevelendirilmiştir. Enerji santrallerinin yatırım maliyetleri, operasyonel maliyetleri incelenerek yıllar itibarıyla elde edecekleri nakit akışları net bugünkü değer metodolojisi kullanılarak hesaplanmıştır.

Farklı piyasa koşullarında öngörülebilirliği artırmak amaçlı kötümser, beklenen ve iyimser olmak üzere 3 ana senaryo ve bu senaryoların alt senaryolarıyla toplam 9 senaryo oluşturulmuştur. Bu senaryolardan elde edilen sonuçlara göre risk ölçümlemesi yapılmıştır. Güneş enerjisi santralinde her ne kadar üretilen elektrik göreceli olarak düşük olsa da, yatırım maliyetinin göreceli olarak düşük olması ve devlet destekleme tutarının yüksek olması sebebiyle yatırımın net bugünkü değeri pozitif çıkmaktadır. Yine rüzgar enerjisi santralinde üretilen elektrik göreceli olarak daha fazla olmasına rağmen ilk yatırım maliyetinin yüksek ve devlet destekleme tutarının düşük olması nedeniyle rüzgar enerjisi santral yatırımının net bugünkü değeri negatif çıkmaktadır. Projelerdeki yatırım ve geri dönüşleri incelendiğinde yatırım maliyetinin önemli bir etken olduğu görülmektedir. Elde edilen sonuçlara göre rüzgar enerji santrali yatırım maliyetinin yüksek olması ve üretilen elektriğin kW başına destekleme tutarının güneş enerjisine göre göreceli düşük olması yatırımın getirilerini ve geri ödeme sürelerini doğrudan etkilemektedir. Güneş enerjisi santralinin ilk yatırım maliyetinin göreceli daha az olması, yatırımın geri dönüş tutarını yükseltmekte ve süresi kısaltmaktadır. Ayrıca nispeten yüksek devlet desteğinin yüksek olması geri dönüş süresinde ve tutarında önemli etkide bulunan diğer faktördür.

Bu sonuçlardan yola çıkarak; lisansız enerji yatırımını düşünen küçük yatırımcı için rüzgar enerjisi santralinin yatırım yapılabilirliği düşük olacaktır. Rüzgar enerjisi santralinin daha büyük ölçeklerde kurularak elektrik piyasasında dahil olması projenin verimliliğini artıracaktır. Buna rağmen güneş enerjisi santrali yatırımı ise küçük yatırımcı için etkin bir yatırım olarak görülmektedir. Burada devlet destekleme tutarlarının projenin yatırım yapılabilirliğinde etkisi çok fazla görülmektedir. Devlet rüzgar enerjisindeki destekleme tutarının artırması küçük boyutlardaki rüzgar enerjisi santrali yatırımlarını verimli hale getirecektir. Yenilenebilir enerji kaynaklarına uygulanan destekleme tutarları ile yatırımcılara yön verilebilecektir. Yenilenebilir enerji üretiminde Devletin yatırımcıyı yönlendirmek istediği yenilenebilir enerji kaynağı yatırımına verdiği ve vereceği destek yenilenebilir enerji yatırımlarında en belirleyici unsurlardan olacaktır. Ayrıca enerji piyasasının dalgalanma riski göz önüne alınarak enerji piyasasının yönetiminde stratejik eylem planlarının oluşturulması yatırımcının önünü görmesi ve alım

desteğinin bittiği süreden sonraki ortamın belirsizliğinin en aza indirilmesi açısından faydalı olacaktır. Bu alanda firma, kamu, üniversite işbirlikleri ve Ar-ge faaliyetlerinin artırılması hem daha ucuz hem de daha verimli enerjinin üretilmesini sağlamaktadır.

Gelişen teknoloji ile birlikte düşen panel fiyatları güneş enerjisi santrallerinde ilk yatırım maliyetlerinin göreceli düşük olmasını sağlamaktadır. Gelişen teknoloji ve üretim yapan firmaların artması ile üretim maliyetlerinin her geçen gün gerilediği bir yatırım ortamı söz konusudur. Ayrıca Güneş enerjisi panellerinin Türkiye’de üretilmesiyle birlikte yatırımcı yerli aksam desteğinden de faydalanabilmektedir. Yerli aksam desteği ile projenin yatırım maliyetleri daha da düşmektedir. Devletin güneş panellerine benzer şekilde, rüzgar türbinlerinin yurtiçinde üretimi konusunda yapacağı yönlendirmeler ve arge çalışmaları ile maliyetler düşürülerek, rüzgar enerjisi santrali yatırımcısının yerli aksam desteklerini daha aktif olarak kullanması sağlanabilecektir.

Vergi Usul Kanununa göre santral yapımında kullanılan güneş panellerinin ve rüzgar türbinlerinin 10 yıllık yıpranma süresi ve basit amortisman usulü ile giderleştirilmesi söz konusudur. Bu noktada hızlandırılmış amortisman yönteminin de kullanılması yatırımların yarattığı nakit akışını etkileyecek olup net bugünkü değerlerini pozitif katkı sağlayacaktır. Özellikle küçük ölçekli rüzgar enerjisi santrali yatırımlarında negatif çıkmakta olan net bugünkü değer pozitif dönmeye yatırım cazip hale getirecektir.

Konutlarda ve fabrikalarda enerji temininin yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanması zorunluluğu, bölgesel bazda teşvikler ile yenilenebilir enerji kullanımını artırılarak enerjide dışa bağımlılığın azaltılması sağlanabilmektedir.

## KAYNAKLAR

- ABD Enerji Bilgi İdaresi (EIA) internet sitesi.  
<http://www.eia.gov/beta/international/> (01.01.2019).
- Adıyaman Ç. (2012). Türkiye'nin Yenilenebilir Enerji Politikaları, Yüksek Lisans Tezi. Niğde Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, Niğde.
- Ankara Üniversitesi (2019) Açık Ders Malzemeleri internet sitesi.  
<https://acikders.ankara.edu.tr/course/view.php?id=3157> (01.05.2019).
- Avrupa Komisyonu,(2016) "EU Reference Scenario 2016, Energy, Transport and GHG Emissions Trendsto 2050".  
[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft\\_publication\\_REF2016\\_v13.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf).
- Avrupa Komisyonu(2017), "EU Energy in Figures, Statistical Pocket Book 2017", Belçika,2017.  
[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pocketbook\\_energy\\_2017\\_web.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pocketbook_energy_2017_web.pdf).
- BP (2017), "Statistical Review of World Energy Report", Haziran 2017.  
<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.
- Brigham E. F, Gapanski L.C (1990) "Intermediate Financial Management", Florida
- Çelik, S. N. (2012).Türkiye'nin Enerjide Dışa Bağımlılığının Azaltılmasında Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Önemi, Yüksek Lisans Tezi. Eskişehir Anadolu Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü İktisat Anabilim Dalı, Eskişehir.
- Dr. Gözen M.(2015);Türkiye Rüzgar Enerjisi Kongresi - TÜREK 2015 ANKARA  
[https://www.tureb.com.tr/files/turek/2015/sunumlar/mustafa\\_g\\_zen.pdf](https://www.tureb.com.tr/files/turek/2015/sunumlar/mustafa_g_zen.pdf)
- Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi internet sitesi."IRENA 2017 Yılı Yenilenebilir Enerji Maliyetleri Raporu" <https://www.dunyaenerji.org.tr/wp-content/uploads/2018/02/IRENA.pdf> (01.05.2019)
- Enerji Atlası internet sitesi.  
<https://www.enerjiatlası.com/sehir/>(01.05.2019).
- Enerji İşleri Genel Müdürlüğü internet sitesi.  
<https://www.eigm.gov.tr/> (01.05.2019).
- ETKB(2019a). Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı internet sitesi.  
<http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Nukleer-Enerji> (01.05.2019).

- ETKB (2019b).Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı internet sitesi.  
<http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Hidrolik>(01.05.2019).
- ETKB (2019c).Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı internet sitesi.  
<https://www.enerji.gov.tr/tr-tr/sayfalar/jeotermal> (01.05.2019).
- EÜAŞ Sektör Raporu 2017, EÜAŞ internet sitesi.  
[http://www.euas.gov.tr/Documents/sector\\_raporlari/EUAS-Sektor\\_Raporu2017.pdf](http://www.euas.gov.tr/Documents/sector_raporlari/EUAS-Sektor_Raporu2017.pdf) (31.03.2019).
- Erdoğan, M. (2014) Türkiye'nin Yenilenebilir Enerji Potansiyelinin Temodinamik Analiz Yöntemi İle İncelenerek, Yenilenebilir Enerji Kullanımının Gelecek Projeksiyonlarının Değerlendirilmesi, Yüksek Lisans Tezi. İstanbul Aydın Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- FED, Monetary Policy Report 2019, Federal Reserve internet sitesi.  
[https://www.federalreserve.gov/monetarypolicy/files/20190705\\_mprfullreport.pdf](https://www.federalreserve.gov/monetarypolicy/files/20190705_mprfullreport.pdf) 30.05.2019).
- Gedik, Ö. T. (2015).Türkiye'de Yenilenebilir Enerji Kaynakları ve Çevresel Etkileri, Yüksek Lisans Tezi. İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- Gürbüz, Ö. (2010). Elektrik Enerjisi Üretiminde Rüzgar ile Nükleer Enerji Kaynaklarının Maliyet Yönünden Karşılaştırılması, Yüksek Lisans Tezi. İstanbul.
- Investing.com (2019a), investing.com internet sitesi,  
<https://tr.investing.com/indices/msci-turkey> (01.05.2019).
- Investing.com (2019b), investing.com internet sitesi,  
<https://tr.investing.com/rates-bonds/turkey-cds-5-year-usd>, ( 01.05.2019).
- Kaçar , Cihan, ( 2011)Rüzgar Santrallerinde Proje Süreci, İzmir Rüzgâr Sempozyumu ve Sergisi / 23-24 Aralık 2011 .
- Karacaer,M.U. Rakamlarla Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporu,  
<https://www.sde.org.tr/merve-karacaer-ulusoy/genel/rakamlarla-turkiyenin-enerji-gorunumu-kose-yazisi-7155> (01.05.2019).
- Karagöl E. T., Kavaz İ.(2017), Dünya'da ve Türkiye'de Yenilenebilir Enerji, Seta, Sayı.197,Nisan.<https://setav.org/assets/uploads/2017/04/YenilenebilirEnerji.pdf>.
- Kocakuşak, R.(2018), Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Güneş Enerjisinin, Türkiye'deki Önemi ve GES Kurulum Araştırması, Yüksek Lisans Tezi. Maltepe Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, İstanbul.

- Nişancı, M., Türkiye’de Elektrik Enerjisi Talebi, Elektrik Tüketimi ile Ekonomik Büyüme Arasındaki İlişki, Selçuk Üniversitesi, İİBF Sosyal ve Ekonomik Araştırmalar Dergisi S.107. <https://dergipark.org.tr/en/download/article-file/289581>.
- Milli Eğitim Bakanlığı, (2012). Yenilenebilir Enerji Teknolojileri, Yenilenebilir Enerji Kaynakları ve Önemi, Milli Eğitim Bakanlığı, Ankara. <http://www.solar-academy.com/menus/Yenilenebilir-Enerji-Teknolojileri-Kaynaklari-Onemi.164622.pdf>.
- MND Finansal Danışmanlık, Rüzgar Enerjisi Yatırımı, Proje Fizibilitesi (2011).
- Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü internet sitesi. <https://www.mgm.gov.tr/genel/ruzgar-atlasi.aspx>, (01.05.2019).
- Özcan, D.(2013). Muğla Bölgesinde Örnek Bir Rüzgar Enerjisi Santrali Yatırımı ve RES Yatırımında Reel opsiyonların Kullanımı Üzerine İnceleme, Yüksek Lisans Tezi. Muğla Sıtkı Koçman Üniversitesi, Muğla.
- Özcan, H.H. (2009), “Rüzgar Enerjisi Yatırımları ve Isparta İlinde Kullanılabilecek Rüzgar Enerjisi Santralinin Ekonomik Analizi”, Yüksek Lisans Tezi. Süleyman Demirel Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, Muğla.
- Savrul, M. (2010). AB İlişkileri Çerçevesinde Türkiye’nin Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının İktisadi Açından Değerlendirilmesi, Yüksek Lisans Tezi. Çanakkale 18 Mart Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, Çanakkale.
- Short, W. P. (1995). Short, W, Pachey,D.J.,Holt,A Manual For The Economic Evaluation Of Energy Efficiency and the Renewable Energy Technologies . Colorada.
- Sözeri, E. (2014). “Jeotermal Enerjinin Sağlık Turizmindeki Yeri”. Yüksek Lisans Tezi. Gazi Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, Ankara.
- Şenel, M.C., Koç E. “Türkiye’de ve Dünya’da Rüzgar Enerjisi Durumu Değerlendirme” Mühendis ve Makine Dergisi, Cilt 56, Sayı 663.
- Taktak, F., Ilı M. (2018) Güneş Enerji Santrali Geliştirme ,Uşak Örneği. Geomatik Dergisi Journal of Geomatics 2018; 3(1);1-21.
- Türkiye Makine Mühendisleri Odası 2018, Enerji Görünümü Raporu, Ankara. [https://www.mmo.org.tr/sites/default/files/EnerjiGorunumu2018\\_1.pdf](https://www.mmo.org.tr/sites/default/files/EnerjiGorunumu2018_1.pdf).

- Tunçbilek, Ö.F. (2015), Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Tarımda ve Kırsal Kalkınmada Kullanımı, Kütahya Simav Örneği, Yüksek Lisans Tezi. Dumlupınar Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, Kütahya.
- TEDAŞ,(2017) Faaliyet Raporu, Ankara.  
[http://www.tedas.gov.tr/sx.web.docs/tedas/docs/faaliyetrapor//Tr\\_Web\\_Versiyon\\_Tedas\\_2017\\_Faaliyet\\_raporu.pdf](http://www.tedas.gov.tr/sx.web.docs/tedas/docs/faaliyetrapor//Tr_Web_Versiyon_Tedas_2017_Faaliyet_raporu.pdf).
- TEİAŞ Kurulu Güç Raporları, 2010-2017, <https://www.teias.gov.tr/tr/i-kurulu-guc>.
- TEİAŞ,(2019) Türkiye Elektrik İletim A.ş. internet sitesi.  
[www.teias.gov.tr](http://www.teias.gov.tr) (01.05.2019).
- TEİAŞ, Türkiye Elektrik İletim A.ş. Türkiye Elektrik Enerjisi 5 yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu Raporu (2017-2021), 2017.
- Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), “World Energy Outlook 2017”.
- Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), “Key World Energy Statistic 2018”.
- YEGM (2019a), Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü internet sitesi,  
<http://www.yegm.gov.tr/MyCalculator/> (01.05.2019).
- YEGM (2019b), Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü internet sitesi,  
<http://www.yegm.gov.tr/YEKrepa/AYDIN-REPA.pdf>, (04.10.2019).
- Yıldırım, H.H (2016) “Türkiye’de Enerji Sorunu, Alternatif Çözüm Önerileri İçin Rüzgar Enerjisi ve Yatırımları” Doktora Tezi. İstanbul Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, İstanbul.
- Yılmaz, M.(2012). “Türkiye’nin Enerji Potansiyeli ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Açısından Önemi”. Ankara Üniversitesi Çevre Bilimleri Dergisi 2012, 4(2),33-54.
- Yılmaz, O.(2015). “Yenilenebilir Enerjiye Yönelik Teşvikler ve Türkiye” Yüksek Lisans Tezi. Adnan Menderes Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, Aydın.
- Yükçü, S, Durukan B.,( 1999), Finansal Yönetim, Vizyon Yayınları, İzmir.
- Yılmaz, Z.,(2017). “Türkiye’nin Mevcut Enerji Durumu”, Konferans Sunumu.

## EKLER



**EK-1**

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumundan:

**KURUL KARARI**

**Karar No : 8272 Karar Tarihi : 20/12/2018**

Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunun 20/12/2018 tarihli toplantısında; **Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi** tarafından 1/1/2019 tarihinden itibaren uygulanacak iletim sistem kullanım ve sistem işletim tarifelerinin, üreticiler ve tüketiciler için EK-1’de yer alan İletim Sistemi Sistem Kullanım ve Sistem İşletim Tarifelerini Hesaplama ve Uygulama Yöntem Bildirimi çerçevesinde EK-2’de yer

Tarife Bölgesi	Üretim <sup>(1)</sup>			Tüketim <sup>(1)</sup>		
	Sistem Kullanım <sup>(2)</sup>		Sistem İşletim	Sistem Kullanım		Sistem İşletim
	(TL/MW-Yıl)	(TL/MWh)	(TL/MWh)	(TL/MW-Yıl)	(TL/MWh)	(TL/MWh)
1	31.888,23	7,17	1,40	56.389,88	6,50	1,46
2	34.764,81	7,17	1,40	54.785,77	6,50	1,46
3	35.082,33	7,17	1,40	54.900,23	6,50	1,46
4	35.536,39	7,17	1,40	54.327,54	6,50	1,46
5	37.081,69	7,17	1,40	53.474,50	6,50	1,46
6	38.967,37	7,17	1,40	52.046,79	6,50	1,46
7	39.190,97	7,17	1,40	50.780,19	6,50	1,46
8	43.168,32	7,17	1,40	49.259,94	6,50	1,46
9	44.864,33	7,17	1,40	47.596,74	6,50	1,46
10	49.817,94	7,17	1,40	45.343,64	6,50	1,46
11	52.471,90	7,17	1,40	43.634,42	6,50	1,46
12	54.714,44	7,17	1,40	42.089,39	6,50	1,46
13	57.059,70	7,17	1,40	41.010,52	6,50	1,46
14	61.205,80	7,17	1,40	37.792,32	6,50	1,46

1) İletim ek ücreti dahil edilmemiştir.

2) 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun Geçici 4 üncü maddesi kapsamındaki üretim tesislerine %50 indirim uygulanır. alan 14 bölge bazında aşağıdaki şekilde onaylanmasına karar verilmiştir.

**EKLER:**

**EK-1** İletim Sistemi Sistem Kullanım ve Sistem İşletim Tarifelerini Hesaplama ve Uygulama Yöntem Bildirimi.

**EK-2** Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi Trafo Merkezleri ve Tarife Bölgeleri Listesi.

## EK-2

Tarih	CDS
19.11.2018	369,37
20.11.2018	392,61
21.11.2018	392,45
22.11.2018	381,47
23.11.2018	385,48
24.11.2018	392,54
26.11.2018	391,84
27.11.2018	392,69
28.11.2018	403,12
29.11.2018	387,14
30.11.2018	386,55
03.12.2018	393,01
04.12.2018	405,31
05.12.2018	384,47
06.12.2018	387,25
07.12.2018	378,56
08.12.2018	383,39
10.12.2018	388,96
11.12.2018	387,25
12.12.2018	378,56
13.12.2018	378,56
14.12.2018	376,28
17.12.2018	378,56
18.12.2018	378,56
19.12.2018	364,40
20.12.2018	357,40
21.12.2018	378,56
22.12.2018	359,25
24.12.2018	359,07
25.12.2018	359,31
26.12.2018	358,75
27.12.2018	358,91
28.12.2018	359,08
29.12.2018	358,76
31.12.2018	358,04
01.01.2019	358,01
02.01.2019	358,80
03.01.2019	364,93
04.01.2019	357,33
07.01.2019	355,67
08.01.2019	364,73
09.01.2019	362,40
10.01.2019	360,74

11.01.2019	363,76
12.01.2019	367,24
14.01.2019	375,71
15.01.2019	374,84
16.01.2019	364,93
17.01.2019	351,47
18.01.2019	329,31
21.01.2019	327,50
22.01.2019	325,52
23.01.2019	319,92
24.01.2019	311,99
25.01.2019	310,03
26.01.2019	314,69
28.01.2019	324,33
29.01.2019	322,61
30.01.2019	323,87
31.01.2019	316,80
01.02.2019	300,09
02.02.2019	305,91
04.02.2019	306,03
05.02.2019	304,98
06.02.2019	292,25
07.02.2019	305,15
08.02.2019	314,09
11.02.2019	313,88
12.02.2019	317,49
13.02.2019	306,21
14.02.2019	306,09
15.02.2019	309,96
16.02.2019	308,75
18.02.2019	310,23
19.02.2019	309,98
20.02.2019	310,08
21.02.2019	310,08
22.02.2019	315,65
25.02.2019	318,92
26.02.2019	318,92
27.02.2019	300,45
28.02.2019	300,63
01.03.2019	300,32
02.03.2019	306,07
04.03.2019	309,70
05.03.2019	312,46
06.03.2019	312,89

07.03.2019	306,10
08.03.2019	322,80
09.03.2019	327,55
11.03.2019	326,81
12.03.2019	324,92
13.03.2019	319,01
14.03.2019	313,57
15.03.2019	309,16
18.03.2019	308,87
19.03.2019	306,71
20.03.2019	325,93
21.03.2019	326,32
22.03.2019	351,09
23.03.2019	391,29
25.03.2019	399,85
26.03.2019	404,18
27.03.2019	413,10
28.03.2019	468,92
29.03.2019	418,98
01.04.2019	419,12
02.04.2019	384,09
03.04.2019	392,10
04.04.2019	377,68
05.04.2019	377,20
06.04.2019	385,21
08.04.2019	399,66
09.04.2019	403,07
10.04.2019	403,33
11.04.2019	409,48
12.04.2019	433,72
13.04.2019	448,21
15.04.2019	450,43
16.04.2019	448,98
17.04.2019	437,48
18.04.2019	428,74
19.04.2019	428,88
22.04.2019	427,90
23.04.2019	430,51
24.04.2019	433,67
25.04.2019	434,83
26.04.2019	452,21
27.04.2019	456,09
29.04.2019	450,21
30.04.2019	450,29

01.05.2019	446,33
02.05.2019	435,54
03.05.2019	432,09
06.05.2019	432,53
07.05.2019	433,00
08.05.2019	470,20
09.05.2019	488,77
10.05.2019	487,37
11.05.2019	482,99
13.05.2019	492,94
14.05.2019	482,70
15.05.2019	483,97
16.05.2019	488,21
<b>ORTALAMA</b>	<b>356,43</b>

Kaynak:  
Investing.com  
(2019a)

## EK-3

Tarih	Libor Oranı
19.11.2018	2,181
20.11.2018	2,173
21.11.2018	2,181
23.11.2018	2,177
26.11.2018	2,183
27.11.2018	2,179
28.11.2018	2,183
29.11.2018	2,183
30.11.2018	2,178
03.12.2018	2,182
04.12.2018	2,176
05.12.2018	2,172
06.12.2018	2,182
07.12.2018	2,181
10.12.2018	2,182
11.12.2018	2,182
12.12.2018	2,185
13.12.2018	2,184
14.12.2018	2,185
17.12.2018	2,181
18.12.2018	2,180
19.12.2018	2,182
20.12.2018	2,388
21.12.2018	2,392
24.12.2018	2,390
27.12.2018	2,391
28.12.2018	2,392
31.12.2018	2,378
02.01.2019	2,387
03.01.2019	2,392

04.01.2019	2,394
07.01.2019	2,393
08.01.2019	2,391
09.01.2019	2,391
10.01.2019	2,394
11.01.2019	2,389
14.01.2019	2,390
15.01.2019	2,387
16.01.2019	2,385
17.01.2019	2,385
18.01.2019	2,384
22.01.2019	2,376
23.01.2019	2,384
24.01.2019	2,385
25.01.2019	2,385
28.01.2019	2,385
29.01.2019	2,384
30.01.2019	2,384
31.01.2019	2,384
01.02.2019	2,374
04.02.2019	2,384
05.02.2019	2,382
06.02.2019	2,383
07.02.2019	2,383
08.02.2019	2,386
11.02.2019	2,386
12.02.2019	2,384
13.02.2019	2,384
14.02.2019	2,383
15.02.2019	2,387
19.02.2019	2,378

20.02.2019	2,385
21.02.2019	2,383
22.02.2019	2,388
25.02.2019	2,389
26.02.2019	2,389
27.02.2019	2,388
28.02.2019	2,383
01.03.2019	2,385
04.03.2019	2,382
05.03.2019	2,391
06.03.2019	2,391
07.03.2019	2,390
08.03.2019	2,387
11.03.2019	2,390
12.03.2019	2,390
13.03.2019	2,390
14.03.2019	2,390
15.03.2019	2,390
18.03.2019	2,390
19.03.2019	2,390
20.03.2019	2,386
21.03.2019	2,387
22.03.2019	2,389
25.03.2019	2,389
26.03.2019	2,394
27.03.2019	2,392
28.03.2019	2,393
29.03.2019	2,382
01.04.2019	2,388
02.04.2019	2,380
03.04.2019	2,386

04.04.2019	2,394
05.04.2019	2,394
08.04.2019	2,392
09.04.2019	2,393
10.04.2019	2,389
11.04.2019	2,389
12.04.2019	2,392
15.04.2019	2,393
16.04.2019	2,389
17.04.2019	2,386
18.04.2019	2,391
23.04.2019	2,403
24.04.2019	2,394
25.04.2019	2,399
26.04.2019	2,400
29.04.2019	2,390
30.04.2019	2,379
01.05.2019	2,392
02.05.2019	2,373
03.05.2019	2,378
07.05.2019	2,363
08.05.2019	2,363
09.05.2019	2,359
10.05.2019	2,356
13.05.2019	2,345
14.05.2019	2,343
15.05.2019	2,349
16.05.2019	2,359
<b>ORTALAMA</b>	<b>2,35</b>



### GEÇİCİ MADDE 10-

İlgili Kanun:  
KURUMLAR VERGİSİ KANUNU

(1) Bu Kanunun 32 nci maddesinin birinci fıkrasında yer alan %20 oranı, kurumların 2018, 2019 ve 2020 yılı vergilendirme dönemlerine (özel hesap dönemi tayin edilen kurumlar için ilgili yıl içinde başlayan hesap dönemlerine) ait kurum kazançları için %22 olarak uygulanır.

(2) (700 Sayılı KHK'nın 173 üncü maddesiyle değişen ibare; Yürürlük:09.07.2018)Cumhurbaşkanı(\*), birinci fıkrada yazılı %22 oranını %20 oranına kadar indirmeye yetkilidir.

(\*) Değişmeden önceki şekli: Bakanlar Kurulu

## ÖZGEÇMİŞ

### KİMLİK BİLGİLERİ

**Adı Soyadı** : ESİN SARAY

**Doğum Yeri** : DENİZLİ

**Doğum Tarihi** :28.02.1983

**E-posta** :ecsaray@gmail.com

### EĞİTİM BİLGİLERİ

**Lise** : Denizli Erbakır Fen Lisesi

**Lisans** : Dokuz Eylül Üniversitesi İktisat (İNG)

**Yüksek Lisans** : Pamukkale Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü

**Doktora** :

**Yabancı Dil ve Düzeyi:** YDS -70

**İŞ DENEYİMİ** :Akbank T.A.Ş- Ticari Pazarlama Yönetici Yardımcısı  
(2005-2012)

Türkiye Elektrik İletim A. Ş. (2012- ...)