

**T.C.  
BAHÇEŞEHİR ÜNİVERSİTESİ**

**RÜZGAR ENERJİ SANTRALLERİNDE FİZİBİLİTE  
ANALİZİ**

**Yüksek Lisans Tezi**

**SÜLEYMAN BUĞRA GÖZ**

**İSTANBUL, 2019**

**T.C.  
BAHÇEŞEHİR ÜNİVERSİTESİ**

**SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ  
İŞLETME MBA**

**RÜZGAR ENERJİ SANTRALLERİNDE FİZİBİLİTE  
ANALİZİ**

**Yüksek Lisans Tezi**

**SÜLEYMAN BUĞRA GÖZ  
Tez Danışmanı: Dr. Armağan CANAN**

**İSTANBUL, 2018**

T.C.  
BAHÇEŞEHİR ÜNİVERSİTESİ

SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ  
İŞLETME MBA

Tezin Adı: Rüzgar Enerji Santrallerinde Fizibilite Analizi

Öğrencinin Adı Soyadı: Süleyman Buğra GÖZ

Tez Savunma Tarihi: 30/05/2019

Bu tezin Yüksek Lisans tezi olarak gerekli şartları yerine getirmiş olduğu Enstitümüz tarafında onaylanmıştır.

Doç. Dr. Burak KÜNTAY  
Enstitü Müdürü

Bu tezin Yüksek Lisans tezi olarak gerekli şartları getirmiş olduğunu onaylarım.

Dr. Öğr. Üyesi Tuğçe ASLAN  
Program Koordinatörü

Bu tez tarafımızca okunmuş, nitelik ve içerik açısından bir Yüksek Lisans tezi olarak yeterli görülmüş ve kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri

Dr. Armağan CANAN  
Tez Danışmanı

Dr. Öğr. Üyesi Ümit BOZOKLU  
Üye

Dr. Hakan ASLAN  
Üye



## ÖNSÖZ

Tezin hazırlanma sürecinde değerli katkılarını esirgemeyen ve zaman ayıran değerli danışman hocam Dr. Armağan CANAN'a, nihai olarak bana gösterdikleri sabır ve destekten ötürü yöneticilerim ve çalışma arkadaşlarıma teşekkürlerimi sunarım.

Bu günlere gelmemde, imkanları doğrultusunda maddi manevi desteğini benden esirgemeyen aileme teşekkürü borç bilirim.

Bu tezin hazırlanma aşamasında en büyük desteği ve sabrı gösteren motivasyon kaynağım hayat arkadaşım Deniz KÖMÜR'e minnettar olduğumu belirtmek isterim.

**İSTANBUL, 2019**

**Süleyman Buğra GÖZ**

## ÖZET

### RÜZGAR ENERJİ SANTRALLERİNDE FİZİBİLİTE ANALİZİ

Süleyman Buğra GÖZ

İşletme Yüksek Lisans Programı

Tez Danışmanı: Dr. Armağan CANAN

Mayıs, 2019 52 sayfa

Bu tez çalışmasında, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretimi yapan tesislerin değerinin belirlenmesi amaçlanmıştır. Mühendislik ekonomisi temelli oluşturulan finansal model kapsamında ekonomik koşullar, teşvik mekanizmaları ve yatırımcıların beklentileri dikkate alınmıştır. Ek olarak çalışma sırasında elde edilen bilgiler ile rüzgar enerji santrallerine yönelik güncel bir kaynak oluşturulması amaçlanmıştır.

Varlığın değeri belirlenirken İndirgenmiş Nakit Akımı (İNA) analizi temelli finansal bir model oluşturulmuştur. İNA analizi kapsamında; Bugünkü Değer (BD), Net Bugünkü Değer (NBD), İç Verim Oranı (İVO) ve Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (SEM) olmak üzere dört farklı ana yöntem kullanılmıştır. Söz konusu yöntemleri kapsayacak şekilde, son dönemde satış işlemi gerçekleşmiş bir rüzgar enerji santraline ait üretim verileri ve literatür taramasından elde edilen veriler kullanılarak, MS Excel programı üzerinden bir uygulama gerçekleştirilmiştir.

Uygulama kapsamında farklı indirgeme oranları kullanılarak üç farklı senaryo oluşturulmuştur. Senaryolar sonucunda elde edilen veriler değerlendirilerek, modelin uygulanabilirliği ve hangi senaryo altında en doğru sonucu verdiği sorgulanmıştır.

**Anahtar Kelimeler:** İndirgenmiş Nakit Akımı, İNA, Rüzgar Enerji Santrali, Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti, SEM

## ABSTRACT

### FEASIBILITY ANALYSIS IN WIND POWER PLANTS

Süleyman Buğra GÖZ

Master of Business Administration (MBA)

Thesis Supervisor: Dr. Armağan CANAN

May, 2019 52 pages

In this thesis study, it is aimed to determine the value of power generation facilities based on Renewable Energy Sources. Economic conditions, incentive mechanisms and expectations of investors are taken into consideration in the context of financial model based on engineering economy. In addition, the aim of this study is to create an up-to-date resource for wind power plants.

A financial model based on Discounted Cash Flow (DCF) analysis was created when determining the value of the asset. Four different main methods were used within the scope of DCF analysis: Present Value (PV), Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Levelized Cost of Energy (LCOE). Using the production data for a recently sold wind power plant and the data obtained from literature review, an application was performed through MS Excel program and this application covers the above mentioned methods.

Within the scope of the application three different scenarios were created by using different discount rates. By evaluating the data obtained from the scenarios, the applicability of the model and under which scenario this model gave the most accurate result, were questioned.

**Keywords:** Discounted Cash Flow, DCF, Wind Power Plant, Levelized Cost of Energy, LCOE

## İÇİNDEKİLER

TABLolar	viii
ŞEKİLLER	ix
KISALTMALAR	x
SEMBOLLER	xi
1. GİRİŞ	1
2. KAYNAK ARAŞTIRMASI	3
2.1 ENERJİ KAVRAMI, ÖNEMİ VE ORTAYA ÇIKIŞI	3
2.2 YENİLENEBİLİR ENERJİNİN TANIMI VE KAPSAMI	4
2.2.1 Yenilenebilir Enerji Kaynakları	5
2.2.1.1 Rüzgar enerjisi	5
2.2.1.2 Güneş enerjisi	8
2.2.1.3 Hidrolik enerjisi	9
2.2.1.4 Jeotermal enerji	10
2.2.1.5 Biyokütle enerji	11
2.2.2 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Türkiye'deki Durumu	12
2.2.3 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Dünya'daki Durumu	15
2.3 ENERJİ YATIRIMI PROJELERİNİN HAZIRLANMASI VE DEĞERLENDİRİLMESİ	18
2.3.1 Teknik Değerlendirme	18
2.3.2 Finansal Değerlendirme	19
2.3.3 Ticari Değerlendirme	19
2.4 RÜZGAR ENERJİ SANTRALLERİ MALİYETLERİ	20
2.5 RÜZGAR ENERJİ SANTRALLERİNDE İNDİRGEME ORANI	22
2.6 RÜZGAR ENERJİ SANTRALLERİNDE KAPASİTE FAKTÖRÜ	24
2.7 RÜZGAR ENERJİ SANTRALLERİNDE SEM ANALİZİ	26
3. KULLANILAN YÖNTEMLER VE UYGULAMALARI	28
3.1 İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMI ANALİZİ	29
3.1.1 Bugünkü Değer Yöntemi	30
3.1.2 Net Bugünkü Değer Yöntemi	30
3.1.3 İç Verim Oranı Yöntemi	31

3.1.4 İndirgeme Oranı.....	32
3.1.4.1 Risksiz faiz oranı.....	33
3.1.4.2 Risk primi .....	34
3.2 SEVİYELENDİRİLMİŞ ENERJİ MALİYETİ YÖNTEMİ.....	35
3.3 KAPASİTE FAKTÖRÜ ANALİZİ.....	36
3.4 İNA ANALİZİNDE KULLANILAN YÖNTEMLERİN KABUL ARALIKLARI .....	37
3.5 PROJE VERİLERİ VE VARSAYIMLARI.....	39
3.5.1 İşletme Gelirleri .....	40
3.5.1.1 Üretilecek elektrik miktarı.....	40
3.5.1.2 Birim elektrik satış fiyatı.....	41
3.5.1.3 Faydalı ömür sonundaki hurda değeri .....	43
3.5.2 İşletme Giderleri .....	43
3.5.2.1 Arazi kirası .....	44
3.5.2.2 Lisans yenileme bedeli.....	44
3.5.2.3 Kurumlar vergisi .....	45
3.5.2.4 İletim sistemi kullanım bedeli.....	45
4. BULGULAR .....	46
4.1 KÖTÜMSER BEKLENTİYE YÖNELİK SENARYO .....	47
4.2 İYİMSER BEKLENTİYE YÖNELİK SENARYO .....	47
4.3 KARMA BEKLENTİYE YÖNELİK SENARYO.....	48
5. TARTIŞMA VE SONUÇ .....	49
KAYNAKÇA .....	52
EKLER.....	59
EK 1: Tablo 1 Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatı .....	60
EK 2: Tablo 2 Merkez Bankası son 10 yılın dolar kuru ortalaması .....	60
EK 3: Tablo 3 finansal model kapsamında oluşturulan nakit akışı tablosu ..	60
ÖZGEÇMİŞ.....	65



## TABLULAR

Tablo 2.1: Enerji kaynakları.....	5
Tablo 2.2: Türkiye’de rüzgar enerjisinin gelecekteki kullanımı ve üretilecek olan elektrik enerjisinin miktarları ile ilgili tahmini değerler.....	6
Tablo 2.3: Türkiye elektrik enerjisi üretiminin birincil enerji kaynaklarına göre dağılımı.....	7
Tablo 2.4: Türkiye’de merkezi jeotermal enerjisi kullanılan yerler.....	10
Tablo 2.5: Türkiye’nin yenilenebilir enerji potansiyeli.....	14
Tablo 2.6: Ülkelerin 2011 yılına ait yenilenebilir elektrik güç kapasitesi (GW).....	16
Tablo 2.7: Bazı ülkelerin kaynak bazında elektrik üretim oranı.....	16
Tablo 2.8: Karasal rüzgar enerji santralleri indirgeme oranları.....	23
Tablo 2.9: 2011 yılı tahmini indirgeme oranları ve risk algısı.....	23
Tablo 2.10: Geleceğe yönelik tahmini indirgeme oranları ve risk algısı.....	24
Tablo 2.11: Karasal rüzgar enerji santrallerinin SEM değişimi (2009 - 2018).....	27
Tablo 3.1: Rüzgar enerji santraline ait son üç yıllık reel üretim verileri.....	41
Tablo 3.2: YEKDEM teşvik fiyatlandırması.....	42
Tablo 3.3: Projeye ait gider kalemleri.....	43
Tablo 3.4: Üreticiler için iletim sistemi kullanım bedeli hesap tablosu.....	45
Tablo 4.1: Çalışma kapsamında elde edilen veriler.....	46
Tablo 4.2: Kötümser beklentiye yönelik senaryo sonuçları.....	47
Tablo 4.3: İyimser beklentiye yönelik senaryo sonuçları.....	48
Tablo 4.4: Karma beklentiye yönelik senaryo sonuçları.....	48

## ŞEKİLLER

Şekil 2.1: Ülkelere göre rüzgar santrallerinin toplam kurulu gücü.....	8
Şekil 2.2: Güneş enerjisinden elektrik üretim miktarı (2012-2017).....	9
Şekil 2.3: Hidroelektrik enerjisinden elektrik üretim miktarı (2012-2017).....	9
Şekil 2.4: Jeotermal enerjisinden elektrik üretim miktarı (2012-2017).....	11
Şekil 2.5: Biyokütle enerjisi değişimi (2012-2017).....	12
Şekil 2.6: Türkiye’de birincil enerji üretiminin kaynakları dağılımı (2012).....	13
Şekil 2.7: Türkiye’de kaynaklara elektrik üretiminin güç payları.....	13
Şekil 2.8: Dünyada birincil enerji kullanımı (2011).....	15
Şekil 2.9: Yenilenebilir enerji ve yakıtlara yapılan yatırımlar (2007-2017).....	17
Şekil 2.10: Rüzgar enerjisi tesislerine yapılan yatırımlar.....	18
Şekil 2.11: Türbin fiyatları değişimi (2008-2018).....	21
Şekil 2.12: Kapasite faktörü değişimi (2010 – 2016).....	25
Şekil 3.1: İVO ve NBD yöntemlerinin proje kabul aralıkları.....	38
Şekil 3.2: İVO, indirgeme oranı ve risksiz faiz oranı.....	38
Şekil 3.3: Proje ömrü ve önemli yıllar.....	40
Şekil 3.4: TORETOSAF (2008-2018).....	42

## KISALTMALAR

A.B.	: Avrupa Birliği
BD	: Bugünkü Değer
BTEP	: Bin Ton Eşdeğer Petrol
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
İNA	: İndirgenmiş Nakit Akımı
İVO	: İç Verim Oranı
MTEP	: Milyon Ton Eşdeğer Petrol
NBD	: Net Bugünkü Değer
SEM	: Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TORETOSAF	: Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatı
TSK	: Toplam Santral Kapasitesi
YEK	: Yenilenebilir Enerji Kaynakları
YEÜM	: Yıllık Elektrik Üretim Miktarı
YTÇS	: Yıllık Teorik Çalışma Süresi

## SEMBOLLER

Dolar bölü kilowatt	: \$/kW
Dolar bölü megawatt	: \$/MW
Dolar bölü megawatt Saat	: \$/MWh
Gigawatt	: GW
Gigawatt saat	: GWh
İç verim oranı	: $i_v$
İndirgeme oranı	: $i$
Kilowatt	: kW
Kilowatt saat bölü metre kare	: kWh/m <sup>2</sup>
Kilowatt saat	: kWh
Megawatt	: MW
Megawatt saat	: MWh
n periyodunda gerçekleşen nakit akımı	: $C_n$
n yılındaki ilk yatırım maliyeti	: $I_n$
n yılındaki operasyon ve bakım giderleri	: $M_n$
n yılındaki üretilen elektrik miktarı	: $E_n$
n yılındaki yakıt harcamaları	: $Y_n$
Projenin faydalı ömrü	: $t$
Risk primi	: $r_{rp}$
Risksiz faiz oranı	: $r_{rf}$
Toplam başlangıç yatırım maliyeti	: $C_0$
Watt bölü metre kare	: W/m <sup>2</sup>

## 1. GİRİŞ

Özellikle gelişmekte olan ülkelerde, elde edilen gelirle yükselen borçlanma maliyeti arasında yaşanan uyumsuzluklar finansal sıkıntıları da beraberinde getirmektedir. Firmalar bu gibi durumlarda fon yaratmak amacıyla, kredi teminatı kapsamında varlıkların ipotek altına alınması, şirketlerin birleşmesi, halka arz ve satış işlemleri gibi durumları değerlendirmektedir.

Mevcut sektörün borçlanma yükü incelendiğinde, inşaat sektöründen sonra bankalara en fazla borcu olan sektör enerji sektörüdür. Son dönemde birçok enerji firmasının fon ihtiyacını karşılayamaması nedeniyle halka arz teşebbüsünde bulunduğu veya farklı firmalara satıldığı görülmektedir. Bu gibi durumlarda, varlıkların değerinin doğru tespit edilmesi sadece firma tarafında değil, yatırımcı tarafında da oldukça önemlidir.

Tez çalışmasında, yenilenebilir enerji sektöründe yer alan üretim tesislerinin değerlerinin belirlenebilmesi amacıyla indirgenmiş nakit akışı (İNA) analizi temelli finansal bir model oluşturulmuştur. Model kapsamında bilimsel ve sektörel verilerden faydalanılarak dört farklı yöntem kullanılmıştır.

Model içerisinde kullanılan nakit akışlarının belirlenmesi sonrasında, piyasa kabulleri çerçevesinde belirlenmiş indirgeme oranları kullanılarak üç farklı senaryo oluşturulmuştur. Farklı indirgeme oranları kullanılarak oluşturulan senaryolar kapsamında en doğru sonucun hangi senaryo ile elde edileceği değerlendirilmiştir. Bu değerlendirme, güncel satışı gerçekleşmiş bir rüzgar enerji santralinin değeri, İNA analizi kapsamında kullanılan yöntemlerin kabul aralıkları ve literatür taramasında elde edilen SEM verileri kıyaslanarak yapılmıştır.

Oluşturulan finansal modelin en güçlü yönlerinden bir tanesi, model içerisinde kullanılan SEM yöntemi ile santralin ömrü boyunca bir birim elektriği ne kadar mal edeceğinin tespit ediliyor olmasıdır. Bu durum yatırımcıya, yatırım yapmayı planladığı santraller arasında kıyaslama yapabilme yeteneği kazandırmaktadır.

Tez çalışmasının ikinci bölümünde kapsamlı bir literatür taraması gerçekleştirilerek, enerji kavramları, yenilenebilir enerjinin Türkiye'deki ve dünyadaki durumu araştırılmıştır. Yine bu bölümde yapılacak örnek uygulamanın faaliyet konusu olan rüzgar enerji santrallerine ilişkin maliyet ve değerlendirme kriterleri detaylı olarak incelenmiştir.

Üçüncü bölümde finansal model kapsamında hangi yöntemlerin kullanılacağı ve bu yöntemlerin nasıl uygulanacağına ilişkin açıklamalar yapılmıştır. Bu bölümde okuyucunun İNA analizinde kullanılan yöntemlerin kabul aralıklarını daha rahat anlaması için şekillerden faydalanılmıştır. Bölüm sonunda işletmenin gelir ve gider kalemleri belirlenerek, uygulamanın hangi varsayımlar ile yapıldığı detaylıca açıklanmıştır.

Dördüncü ve son bölümde satışı gerçekleşmiş bir rüzgar enerji santrali üzerinden uygulama gerçekleştirilmiştir. Uygulama içerisinde farklı indirgeme oranları kullanılarak elde edilen veriler ile, yöntem içerisinde kullanılması gereken en uygun indirgeme oranına karar verilmiştir.

## 2. KAYNAK ARAŞTIRMASI

### 2.1 ENERJİ KAVRAMI, ÖNEMİ VE ORTAYA ÇIKIŞI

Ülkelerin toplumsal gelişimlerini sağlayabilmesi için birçok faktör bulunmaktadır. Bunların başında enerji kullanımı gelmektedir. Günümüzde gerek insanların günlük hayatlarını devam ettirmesi için, gerekse sanayi alanlarının üretim için enerji kaynaklarını kullanmaları çok önemli bir konu haline gelmiştir. Bu nedenle, kullanılan enerjinin kesintisiz, zararsız, zamanında ve uygun fiyatlı olarak temin edilmesi gibi konular ön plana çıkmıştır. Sonuç olarak, tüketilecek olan enerjinin çeşitli kaynaklar kullanılarak üretilmesi gerekmektedir (Pamir 2005, ss. 57-58).

Tarihe bakıldığında enerjinin ortaya çıkmasından önce bir takım gelişmelerin meydana geldiği görülmektedir. Bunlardan ilki Principia'nın yayınlandığı 1687 yılında ortaya çıkan Modern Bilim Devrimi olarak bilinmektedir. 1765-1850 yılları arasında ise Sanayi Devrimi'nin ortaya çıktığı ve önem kazandığı görülmektedir (Günay 2002, ss. 1-2).

1900'lü yıllara gelindiğinde ise teknolojinin gelişmesi ile birlikte ortaya çıkan otomatik kontrol sistemleri yeni bir çağın başlamasına ve seri üretim, makineleşme gibi kavramların ortaya çıkmasına neden olmuştur. Ortaya çıkan bu kavramlar enerji ihtiyacının ne kadar önemli olduğunu ve enerjiye olan bağlılığın da arttığını göstermektedir (Dikmen 2005, s. 576).

1990'lı yıllardan itibaren yapılan çalışmalarda 2020-2050 yılları arasında dünyanın karşılaşacağı tüm durumlara yönelik tahminler göz önünde bulundurulmaya başlanmıştır. Bu çalışmalarda öne çıkan en önemli konulardan biri ülkelerin nüfusunun artışı ve buna bağlı olarak gerekli olan enerjinin sağlanması olarak belirtilmiştir. Birleşmiş Milletler'in yapmış olduğu araştırmalar sonucunda ortaya çıkan tahminlere göre 1990 yılında 5,3 milyar olan dünya nüfusunun 2020 yılına gelindiğinde 8,1 milyar ve 2050 yılına gelindiğinde ise 10 milyara ulaşacağı öngörülmüştür. Türkiye'ye bakıldığında ise 2003 yılında 65 milyondan fazla bir nüfusa sahip olduğu ve bu sayının her yıl yüzde 1,7

oranında artarak 2022 yılında 83,4 milyon olması beklenmektedir. Bu bilgiler ışığında, özellikle gelişmekte olan ülkeler açısından nüfus artışı ile birlikte tüm ihtiyaçların artması, bir başka deyişle üretimin ve enerji tüketiminin de artması söz konusu olmaktadır (Evrendilek ve Ertekin 2003, s. 2304).

## 2.2 YENİLENEBİLİR ENERJİNİN TANIMI VE KAPSAMI

Yenilenebilir enerji kaynakları, kaynağını güneş, rüzgar, su ve benzeri doğal kaynaklardan alan, tükenmeyen ve çevreye gerek zehirli atık gerekse emisyon yayma açısından zarar vermeyen kaynaklar olarak tanımlanmaktadır. Dünya enerji sektöründe yaşanan petrol krizi ve fosil yakıt fiyatlarındaki artış sebebiyle değişik enerji kaynaklarının kullanımı gündeme gelmiş ve yenilenebilir enerji kaynakları ortaya çıkmıştır (Güneş 2009, s. 25).

Dünya çapında enerjinin büyük bir kısmı petrol, kömür ve doğalgaz gibi fosil kökenli yakıtlardan karşılanırsa da, günümüzde nükleer, hidroelektrik ve diğer enerji kaynaklarının kullanımı ön plana çıkmakta ve hızla artmaktadır. Bu durumun ortaya çıkmasında iki ayrı neden olduğu belirtilmektedir. Bunlardan ilki, yenilenemeyen enerji kaynakları olarak bilenen fosil yakıtların üretmiş olduğu enerjinin yetersiz olmasıdır. Diğer sebep ise fosil kaynakların çevreye vermiş olduğu zararın her geçen gün artması olarak görülmektedir (Akgün ve diğ. 2009, s. 131).

Sürdürülebilirlik açısından fosil kaynaklardan daha verimli olan yenilenebilir enerji kaynakları hızlı bir şekilde Dünya'nın her yerine dağılmaya başlamıştır. Fosil yakıtlarının çevre kirliliği, yüksek ithalat giderleri, enerjide dışa bağımlı olma gibi dezavantajlarını avantaja çevirerek; siyasi, teknik ve ekonomik sorunların çözülmesi ile çağımızın en önemli enerji kaynağı haline gelmeye başlamıştır (Bozkurt ve Kurtoglu 1980, ss. 93-94).



## 2.2.1 Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Günümüzde enerji ihtiyacının hangi kaynaklar aracılığıyla karşılanacağı da önemli bir tartışma konusu haline gelmiştir. Her geçen gün yeni bir kaynak yardımıyla enerji üretilmek istense de, her enerji kaynağının üreteceği enerji miktarı, verimliliği ve sürekliliği aynı olmamaktadır. Bu bağlamda, enerji kaynakları yenilenemeyen ve yenilenebilir kaynaklar olarak ikiye ayrılmıştır. Buna ek olarak, enerji kaynakları dönüştürülebilirliğine göre de iki sınıfa ayrılmıştır. Bunlar Tablo 2.1’de birincil ve ikincil enerji kaynakları olarak tanımlanmıştır.<sup>1</sup>

**Tablo 2.1: Enerji kaynakları**

Birincil Enerji Kaynakları	İkincil Enerji Kaynakları
<b>1. Yenilenemeyen Enerji Kaynakları</b> a. Fosil Kaynaklar (Petrol, Doğalgaz, Kömür) b. Nükleer Enerji <b>2. Yenilenebilir Enerji Kaynakları</b> a. Geleneksel Kaynaklar (Hidroelektrik, Biyokütle) b. Yeni Kaynaklar (Güneş, Rüzgar, Gel-Git, Jeotermal, Dalga)	<b>1. Elektrik Enerjisi</b> <b>2. Hidrojen Enerjisi</b>

*Kaynak: Scientific forms of energy. 2018. [http://www.eia.gov/kids/energy.cfm?page=about\\_home-basics](http://www.eia.gov/kids/energy.cfm?page=about_home-basics) [accessed 13 April 2019].*

Günümüzde toplamda yedi farklı yenilenebilir enerji kaynağı bulunmaktadır. Bunlar hidroelektrik, biyokütle, rüzgar, güneş, jeotermal, dalga ve hidrojen enerji olarak ayrılmaktadır. Bu enerji kaynaklarının en çok kullanılanları aşağıdaki başlıklarda ayrıntılı olarak incelenecektir.

### 2.2.1.1 Rüzgar enerjisi

1882 yılında rüzgar enerjisi kullanılarak elektrik üretmek için Amerika'nın New York şehrinde ilk elektrik santrali kurulmuştur. 1891 yılında Danimarkalı Profesör Paul La Cour ilk rüzgar elektriğini üretmiştir. Sonrasında bu elektriği doğru akıma çevirip, elektroliz yoluyla elde ettiği hidrojen gazı ile birlikte rüzgar enerjisinin depolanmasını sağlamıştır (Quaschnig 2016, ss. 181-182).

<sup>1</sup> *Scientific forms of energy. 2018. [http://www.eia.gov/kids/energy.cfm?page=about\\_home-basics](http://www.eia.gov/kids/energy.cfm?page=about_home-basics) [accessed 13 April 2019].*

Türkiye'nin rüzgar enerjisinin kullanımı açısından çok fazla alana sahip olduğu görülmektedir. 2001 yılında rüzgar enerjisinin güç yoğunluğu açısından yapılan değerlendirmelerde Türkiye'nin yüzde 64,5'inde 20 W/m<sup>2</sup>'yi geçmediği, yüzde 16,11'inde 30-40 W/m<sup>2</sup> aralığında olduğu, yüzde 5,9'unda 50 W/m<sup>2</sup>'nin ve yüzde 0,08'nin ise 100 W/m<sup>2</sup>'nin üzerinde olduğu görülmüştür. Tüm bu bilgiler ışığında, Türkiye'nin sahip olduğu rüzgar potansiyelinin elektrik üretimi açısından yılda brüt olarak 400.000 GWh, teknik olarak ise 120.000 GWh olduğu düşünülmektedir (Gençoğlu 2002, s. 4).

Tablo 2.2'de Türkiye'de rüzgar enerjisinin gelecekteki kullanımı ve üretilecek olan elektrik enerjisinin miktarları ile ilgili tahmini değerler verilmektedir. Tahminler 5 yıllık bir periyot düşünülerek hesaplanmıştır (Özdamar 2000, s. 140).

**Tablo 2.2: Türkiye'de rüzgar enerjisinin gelecekteki kullanımı ve üretilecek olan elektrik enerjisinin miktarları ile ilgili tahmini değerler**

Yıllar	Kurulu Rüzgar Enerjisi Gücü	Ortalama Rüzgar Elektrik Üretimi x (Milyon)	Türkiye Elektrik Enerjisi Tüketimi x (Milyon)	Tüm Elektrik Enerjisi Tüketimindeki Payı
2000	300 MW	675 kWh	135 kWh	0,5 %
2005	1.359 MW	3.058 kWh	200 kWh	1,53 %
2010	2.979 MW	6.703 kWh	290 kWh	2,31 %
2015	5.142 MW	11.570 kWh	398 kWh	2,91 %
2020	7.849 MW	17.660 kWh	547 kWh	3,23 %
2023	9.733 MW	21.900 kWh	639 kWh	3,43 %
2025	11.200 MW	25.200 kWh	710 kWh	3,55 %

Kaynak: Özdamar, A., 2000. Dünya ve Türkiye'de rüzgar enerjisinden yararlanılması üzerine bir araştırma. *Pamukkale Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi*, 6 (2), ss. 133-145.

Tablo 2.2'de yapılmış olan tahminler ile günümüzde elde edilen veriler karşılaştırıldığında, 2015 yılında rüzgar enerjisinin üreteceği elektrik 11.570 milyon kWh, yani 11.570 GWh olarak tahmin edilmiş ve günümüzde ise bu rakam 11.652 GWh olarak hesaplanmıştır. Sonuç olarak, rüzgar enerjisi kullanılarak üretilen elektrik enerjisi beklenen oranlarda gelişme göstermiştir.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Enerji Tabii ve Kaynaklar Bakanlığı, Dünya ve Türkiye enerji ve tabii kaynaklar görünümü, 2017, <https://www.enerji.gov.tr> [Erişim tarihi 13.04.2019], s.16.

**Tablo 2.3: Türkiye elektrik enerjisi üretiminin birincil enerji kaynaklarına göre dağılımı**

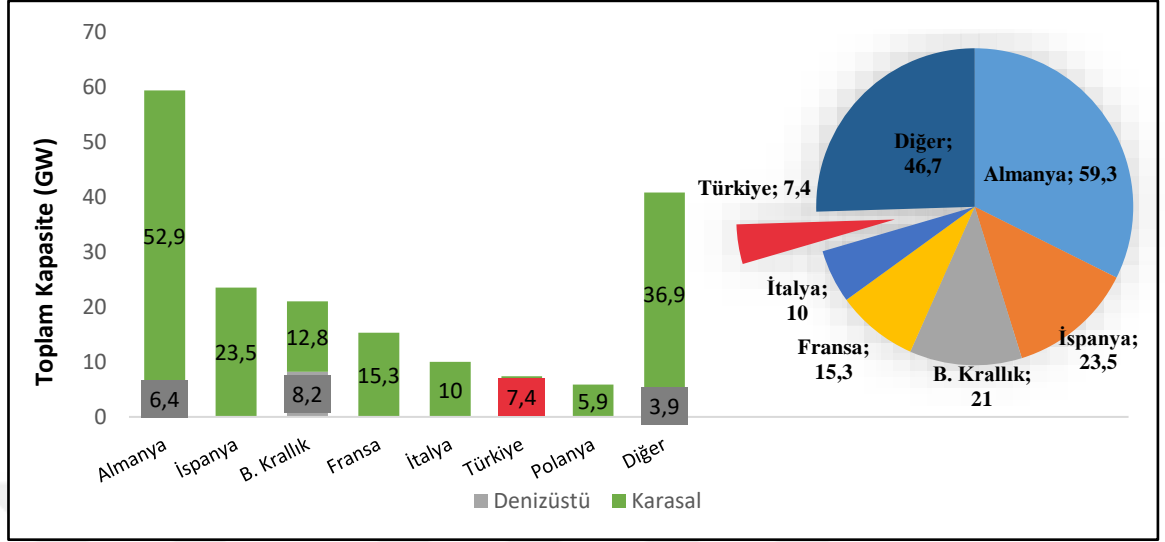
		2014		2015		2016	
Birincil Enerji Kaynağı		Elektrik üretimi (GWh)	Toplam üretim içindeki payı	Elektrik üretimi (GWh)	Toplam üretim içindeki payı	Elektrik üretimi (GWh)	Toplam üretim içindeki payı
KÖMÜR	Taş Kömürü +İthal Kömür +Asfalt	39,647	15,7%	44,830	17,12%	53,778	19,67%
	Linyit	36,615	14,5%	31,336	11,97%	38,460	14,07%
SIVI YAKITLAR	FUEL-OIL	1,663	0,66%	980,000	0,37%	1,103	0,40%
	MOTORİN	482,000	0,19%	1,244	0,48%	1,548	0,57%
	LPG		0,0%		0,00%		0,00%
	Nafta		0,0%		0,00%	2,000	0,00%
DOĞALGAZ + LNG		120,576	47,9%	99,219	37,90%	87,820	32,10%
YENİLEBİLİR + ATIK		1,443	0,57%	1,758	0,67%	2,179	0,80%
TERMİK		200,417	79,5%	179,366	68,52%	184,889	67,63%
HİDROLİK		40,465	16,1%	67,146	25,60%	67,268	24,60%
<b>RÜZGAR</b>		<b>8,520</b>	<b>3,4%</b>	<b>11,652</b>	<b>4,45%</b>	<b>15,492</b>	<b>5,67%</b>
JEOTERMAL		2,640	0,9%	3,424	1,31%	4,767	1,74%
GÜNEŞ		17,400	0,0%	194,000	0,07%	972,000	0,36%
<b>GENEL TOPLAM</b>		<b>251,963</b>	<b>100%</b>	<b>261,783</b>	<b>100%</b>	<b>273,387</b>	<b>100%</b>

Kaynak: Enerji Tabii ve Kaynaklar Bakanlığı, Dünya ve Türkiye enerji ve tabii kaynaklar görünümü, 2017, <https://www.enerji.gov.tr> [Erişim tarihi 13.04.2019], s.16.

Avrupa çerçevesinden bakıldığında, 2008 yılında toplam kurulu güç 66 GW ve yüzde 1 oranında ise denizde kurulu olan tesis bulunmaktadır. 2018 yılı itibariyle rüzgar enerjisinin kurulu gücü 189 GW'ya ulaşmış ve bunların yüzde 10'u denizde kurulu tesislerden oluşmaktadır. Şekil 2.1'de gösterildiği gibi, Avrupa'da kurulu olan tesislerin yüzde 68'i ağırlıklı olarak 5 ülkede bulunmaktadır; Almanya'da 59,3 GW, İspanya'da 23,5 GW, İngiltere'de 21 GW, Fransa'da 15,3 GW ve İtalya'da 10 GW. Ek olarak, İsveç 7,4 GW, Türkiye 7,4 GW ve Polonya 5,9 GW kurulu güce sahip olan ülkelerdir.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> WindEurope. 2019. *Wind energy in Europe in 2018 Trends and statistics*. February. Brussels.

**Şekil 2.1: Ükelere göre rüzgar santrallerinin toplam kurulu gücü**



Kaynak: WindEurope. 2019. *Wind energy in Europe in 2018 Trends and statistics*. February. Brussels.

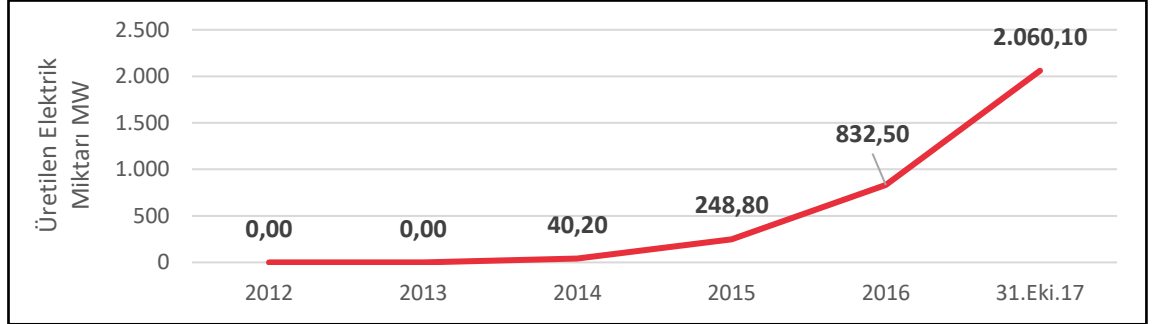
### 2.2.1.2 Güneş enerjisi

Günümüzde yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olarak bilinen güneş enerjisi, güneşin sahip olduğu çekirdeğin enerjisinin füzyon süreci ile açığa çıkan ışımaya enerjisi olarak bilinmektedir. Dünya atmosferi içerisindeki güneş enerjisinin şiddeti 0-1100 W/m<sup>2</sup> aralığında olmaktadır. Güneş enerjisinden yararlanabilmek adına güneş kolektörleri, güneş santralleri ve güneş pilleri olarak üç farklı yöntem kullanılmaktadır (Koç ve Şenel 2013, s. 39).

Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası'nın (GEPA) yaptığı değerlendirmeler sonucunda, 2017 yılında Türkiye'nin 2.737 saat güneşlenme süresi ve 1.527 kWh/m<sup>2</sup> ortalama güneş enerjisine sahip olduğu belirtilmiştir. Şekil 2.2'de 2012-2017 yılları arasında Türkiye'deki güneş enerjisine ait gelişim detaylı bir şekilde gösterilmiştir. 2014 yılında 40 MW olan bu değer, 2017 yılının son aylarına doğru gelindiğinde 2.060,10 MW olarak belirlenmiştir.<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Bilirgen, Ü., 2019, Enerji sektörel bakış, KPMG, <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/tr/pdf/2019/03/sektorel-bakis-2019-enerji.pdf> [Erişim tarihi 13.04.2019].

**Şekil 2.2: Güneş enerjisinden elektrik üretim miktarı (2012-2017)**

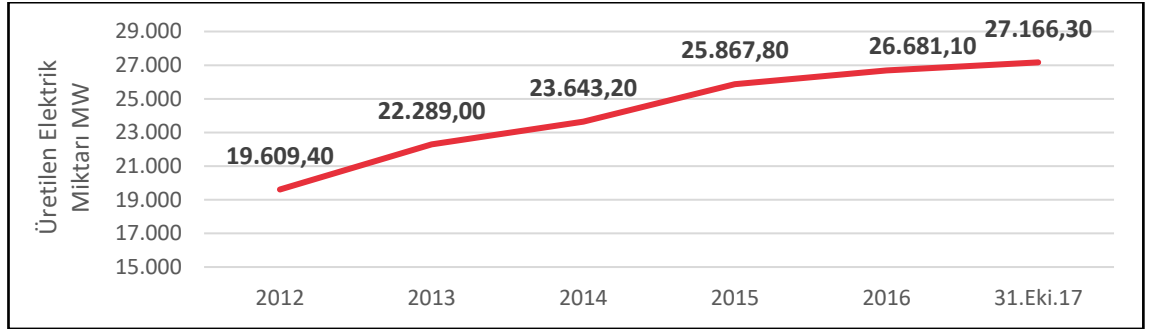


Kaynak: Bilirgen, Ü., 2019, Enerji sektörel bakış, KPMG, <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/tr/pdf/2019/03/sektorel-bakis-2019-enerji.pdf> [Erişim tarihi 13.04.2019].

### 2.2.1.3 Hidrolik enerjisi

Yenilenebilir enerji kaynağı olarak kullanılan bir başka enerji çeşidi ise hidroliktir. Hidrolik enerjisi, nehirlerin üzerine kurulan barajlar ve burada biriktirilen suyun potansiyel enerjisinin kullanımı ile elektrik üretilmesi olarak bilinmektedir. Bu amaçla ise hidroelektrik santraller kurulmaktadır (Oğuz 2008, ss. 489-491).

**Şekil 2.3: Hidroelektrik enerjisinden elektrik üretim miktarı (2012-2017)**



Kaynak: Bilirgen, Ü., 2019, Enerji sektörel bakış, KPMG, <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/tr/pdf/2019/03/sektorel-bakis-2019-enerji.pdf> [Erişim tarihi 13.04.2019].

Tablo 2.3’de gösterildiği gibi 2016 yılına ait verilerde, Türkiye’de elektrik üretimi kapsamında hidrolik enerjinin yüzde 24’lük bir paya sahip olduğu görülmektedir. Hidroelektrik santralleri gerek temiz ve çevre ile uyumlu olması gerekse yüksek verimli, uzun ömürlü ve yakıt giderinin olmaması sebebiyle ciddi bir önem kazanmıştır. Şekil 2.3’de 2012-2017 yılları arasında elde edilen veriler göz önünde bulundurulduğunda, 2012 yılında 19.609,40 MW’lık bir elektrik üretimi görülmekte ve 2017 yılına gelindiğinde ise bu rakamın 27.166,30 MW olduğu görülmüştür.

#### 2.2.1.4 Jeotermal enerji

Türkiye coğrafi konumu sebebiyle zengin jeotermal kaynaklara sahip bir ülke olarak bilinmekte ve Dünya sıralamasında 7. sırada yer almaktadır. Türkiye’de 1962 yılında çalışmalar yapmaya başlayan Maden Tetkik ve Arama (MTA) Genel Müdürlüğü, 2000 yılına kadar 35-40 derecenin üzerinde olan 500’ün üzerinde jeotermal sahanın olduğunu ortaya çıkarmıştır. Tablo 2.4’de, bu kaynaklardan elde edilen sıcak suyun başta elektrik olmak üzere konut ve sera ısıtmaları, turizmde kullanılan termal tedavi gibi farklı kullanım alanlarına yönelik detaylı bilgiler bulunmaktadır (Arslan ve diğ. 2001, s. 21).

**Tablo 2.4: Türkiye’de merkezi jeotermal enerjisi kullanılan yerler**

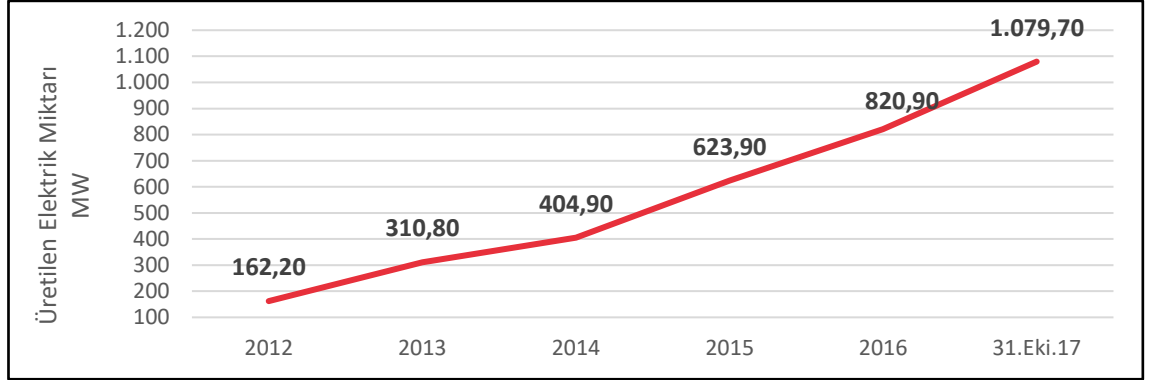
Bölge	Kurulu Kapasite (Konut)	Mevcut Isıtma (Konut)	Akışkan Sıcaklığı (°C)
Gönen (Balıkesir)	4.500	3.000	80
Simav (Kütahya)	6.500	2.700	120
Kızılcahamam (Ankara)	2.250	2.000	80
Balçova (İzmir)	15.000	6.500	125
Narlidere (İzmir)	5.000	700	98
Sandıklı (Afyon)	5.000	1.000	70
Kırşehir	1.800	1.800	57
Afyon	10.000	4.000	95
Kozaklı (Nevşehir)	1.000	1.000	90
Dişadin (Ağrı)	1.500	1.500	78

*Kaynak: Arslan, S., Darıcı, M. & Karahan, Ç., 2001. Türkiye’nin jeotermal enerji potansiyeli. V. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi ve Sergisi, 3-6 Ekim 2001 İzmir: MMO, ss. 21-28.*

Türkiye’de elektrik üretimi amacıyla 2002 yılında kurulan jeotermal santrallerin sayısı 16 iken, 2017 yılında bu sayı 25’e yükselmiştir. Şekil 2.4’de 2012-2017 yılları arasında jeotermal kaynakların enerji gelişimi detaylı bir şekilde gösterilmiştir. 2012 yılında kurulu güç olarak 162,20 MW olarak gerçekleşen değer, 2017 yılının son periyodunda 1.019,70 MW olarak belirtilmiştir. Tüm bu veriler göz önünde bulundurulduğunda, Türkiye jeotermal enerjiden elektrik üretimi konusunda en hızlı gelişen ülke olmuş ve dünya sıralamasında 4. sırada yer almıştır.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> Bilirgen, Ü., 2019, Enerji sektörel bakış, KPMG, <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/tr/pdf/2019/03/sectorel-bakis-2019-enerji.pdf> [Erişim tarihi 13.04.2019].

**Şekil 2.4: Jeotermal enerjisinden elektrik üretim miktarı (2012-2017)**



*Kaynak:* Bilirgen, Ü., 2019, Enerji sektörel bakış, KPMG, <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/tr/pdf/2019/03/sektorel-bakis-2019-enerji.pdf> [Erişim tarihi 13.04.2019].

### 2.2.1.5 Biyokütle enerji

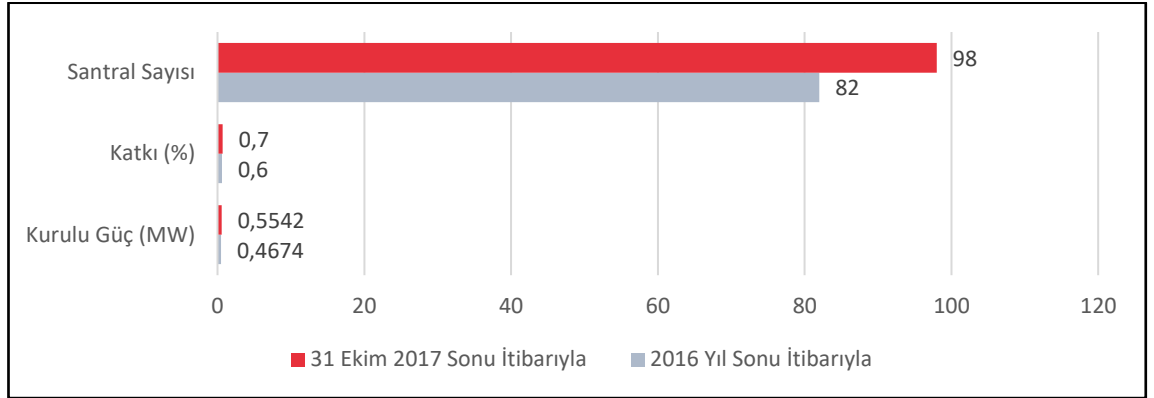
Biyokütle bir başka deyişle Biyokütle enerjinin ortaya çıkması, yenilenemeyen enerji kaynaklarından olan fosil yakıtlarının kullanımı ile CO<sub>2</sub> emisyon değerlerinin çok fazla artış göstermesinden kaynaklanmaktadır. Bu nedenle, çevreye zararı olmayan yeni kaynaklar arayışına girilmiştir (Külcü 1985, s. 126).

Biyokütle, yeşil bitkilerin güneş enerjisini kullanarak yapmış olduğu fotosentez ile karbondioksiti kimyasal enerjiye dönüştürüp depolaması sonucu ortaya çıkmaktadır. Bitkilerin fotosentez yaparken kullanmış olduğu karbondioksit sonrasında oksijen olarak dışarı verilmektedir. Bitkilerin yakılması ile tekrardan karbondioksit atmosfere verilmektedir (Kurt ve Koçer 2010, s. 241).

Biyokütle enerji, odun, yağlı tohum bitkileri, karbonhidrat bitkileri, elyaf bitkileri, bitkisel atıklar, hayvansal atıklar ve endüstriyel atıkların yakılması sonu elde edilmektedir. Türkiye’de 1997 yılında Biyokütle enerjisinin eşdeğeri 65.376 Milyon Ton Eşdeğer Petrol (MTEP) yani 760 MW olarak hesaplanmış ve bu değerın Dünya çapında tüketilen enerjisinin yaklaşık olarak 8 katına eşit olduğu görülmüştür. Ancak, günümüzde bu enerjinin yüzde 7’sinin kullanılabilirdiği görülmektedir (Gençoğlu 2002, s. 6).

Biyokütle enerjisinin kullanımı, son 20 yıl içerisinde hızlı bir gelişim göstermiştir. 2016 yılında Biyokütle enerjisine ait kurulu gücün 467 MW, 2017 yılına gelindiğinde ise 554 MW’a ulaştığı Şekil 2.5’de görülmektedir.

## Şekil 2.5: Biyokütle enerjisi değişimi (2012-2017)



Kaynak: Bilirgen, Ü., 2019, Enerji sektörel bakış, KPMG, <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/tr/pdf/2019/03/sektorel-bakis-2019-enerji.pdf> [Erişim tarihi 13.04.2019].

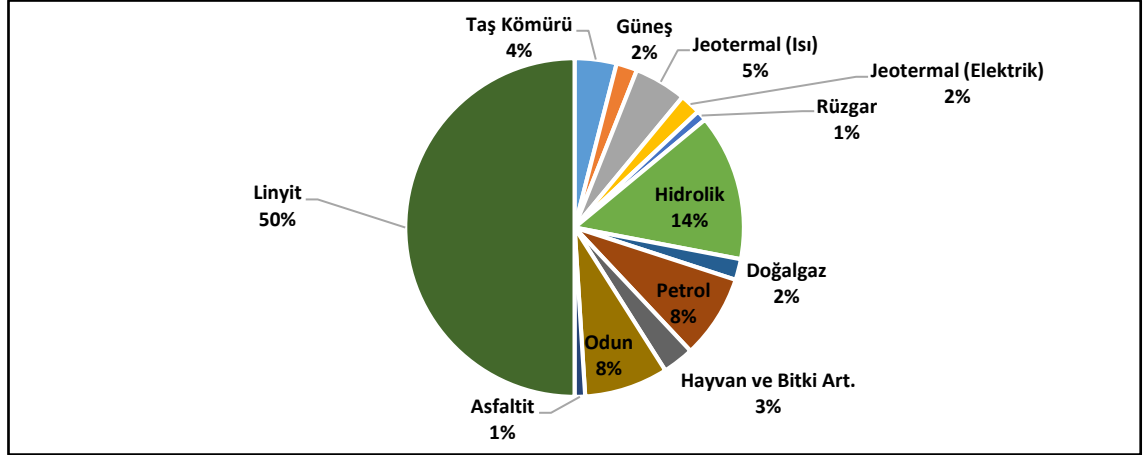
### 2.2.2 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Türkiye'deki Durumu

Gelişmekte olan ülkeler arasında bulunan Türkiye'nin, hızlı nüfus ve sanayi artışı ile birlikte enerjiye olan ihtiyacı her geçen gün artmaktadır. Sanayileşmede önemli bir üretim faktörü olarak kabul edilen enerjinin sağlanması, Türkiye'nin içinde bulunduğu sosyal ve ekonomik durumlarda kalkınmasına yardımcı olacak önemli bir konu olarak görülmeye başlanmıştır. 1998 yılına kadar elde edilen verilerde, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının yüzde 1 civarında olduğu görülmektedir. Detaylı olarak açıklandığında, Türkiye'de bulunan enerji kaynaklarının üretiminde kömür yüzde 48,3, petrol ve doğalgaz yüzde 13,5, hidrolik ve jeotermal yüzde 12,8, ticari olmayan yakıtlar yüzde 24,5 ve son olarak yenilenebilir kaynaklarının ise yüzde 0,9'luk bir paya sahip olduğu görülmektedir (Atılğan 2000, ss. 33-38).

2011 yılına gelindiğinde ise Türkiye'de kullanılan enerji kaynaklarının ürettiği enerji 32228,9 Bin Ton Eşdeğer Petrol (BTEP) olarak belirlenmiştir. Şekil 2.6'da 2012 yılına ait kullanılan bu enerji kaynaklarının dağılımı detaylı bir şekilde gösterilmiştir.



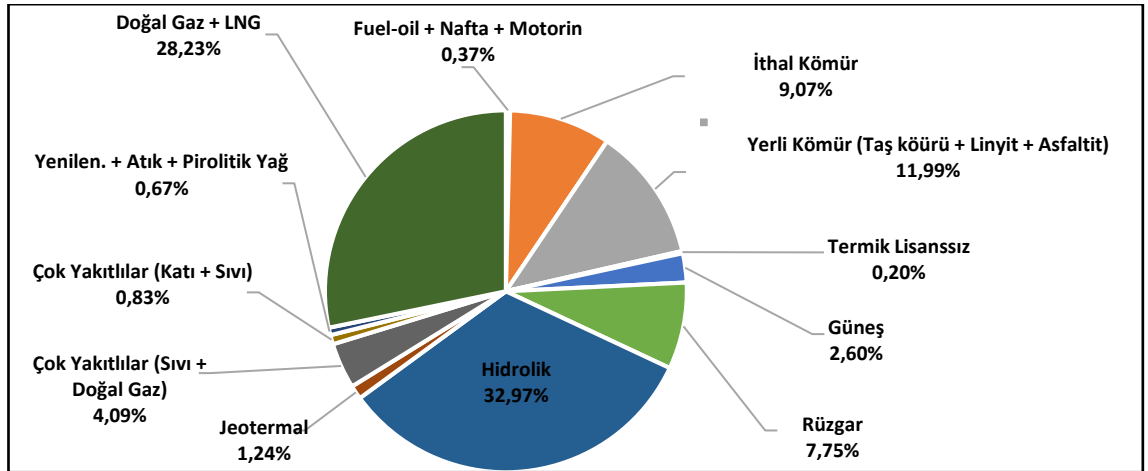
**Şekil 2.6: Türkiye’de birincil enerji üretiminin kaynakları dağılımı (2012)**



*Kaynak:* Enerji İşleri Genel Müdürlüğü, Ulusal Enerji Denge Tabloları, 2012, <https://www.enerji.gov.tr/tr> [Erişim tarihi 13.04.2019].

Tüm bu bilgilere ek olarak, Türkiye’de kurulu olan elektrik enerjisinin gücü 2016 yılında 78.599 MW olarak belirlenmiştir. 2017 yılının son periyodunda ise bu rakam 82.312 MW olarak gerçekleşmiştir. Kurulu olan bu elektrik enerjisindeki güç dağılımı Şekil 2.7’de detaylı bir şekilde açıklanmaktadır. Ayrıca, 2017 yılında Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) tarafından yapılan değerlendirmeler sonucunda, kurulu gücün hesaplanması için 3822 santralin göz önünde bulundurulduğu açıklanmıştır.<sup>6</sup>

**Şekil 2.7: Türkiye’de kaynaklara elektrik üretiminin güç payları**



*Kaynak:* Bilirgen, Ü., 2019, Enerji sektörel bakış, KPMG, <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/tr/pdf/2019/03/sektorel-bakis-2019-enerji.pdf> [Erişim tarihi 13.04.2019].

<sup>6</sup> Bilirgen, Ü., 2019, Enerji sektörel bakış, KPMG, <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/tr/pdf/2019/03/sektorel-bakis-2019-enerji.pdf> [Erişim tarihi 13.04.2019].

Sonuç olarak, Türkiye’de kullanılan yenilenebilir enerji kaynaklarına ait kullanımın hızlı bir oranda arttığı görülmektedir. Örneğin, 2011 yılında yüzde 1 orana sahip rüzgar enerjisinin, 2017 yılına gelindiğinde yüzde 7,75 orana sahip olduğu görülmektedir.

**Tablo 2.5: Türkiye’nin yenilenebilir enerji potansiyeli**

Kaynak	Kullanım	Potansiyel	İnşa Halinde	Kurulu
Güneş	Elektrik/Isıtma	1.0219 x 106 TWh/yıl (brüt)		2 MW (FV)
Rüzgar	Elektrik	419 TWh/yıl (brüt)	2918 MW	453 MW
Hidrolik	Elektrik	216 TWh/yıl (teknik)	8600 MW	14200 MW
Jeotermal	Elektrik/Isınma	276 TWh/yıl (brüt)	25 MW	28,3 MW
Biyokütle	Elektrik/Isınma	87 TWh/yıl (brüt)	6 MW	55,7 MW
Biyogaz	Elektrik/Isınma	17-23 TWh/yıl (brüt)	13 MW	4 MW

*Kaynak: Ayas, C., Demirayak, F., Karaosmanoğlu, F., İş, G., Kumbaroğlu, G., Or, İ., Can, O., Yenigün, O. ve Arıkan, Y., 2009. İklim çözümleri. 2050 türkiye vizyonu. İstanbul: X-Press Baskı., s. 48.*

Türkiye yenilenebilir enerji kaynakları açısından son derece zengin bir ülke olarak görülmektedir. Bu enerji kaynakları hidrolik, Biyokütle, rüzgar, jeotermik ve güneş enerjisi olarak belirtilmektedir. 2008 yılı verilerine göre Türkiye’de üretilen toplam elektrik miktarında yenilenebilir enerji kaynaklarının yüzde 16,75 oranında olduğu görülmektedir. Tablo 2.5’de detaylı bir şekilde belirtilen Türkiye’nin yenilenebilir enerji potansiyeli ve gerekli yatırımların yapılması göz önünde bulundurulduğunda, 2020 yılı için bu oranın yüzde 8 oranında artacağı ön görülmektedir (Ayas 2009, s.48).

Türkiye’de yapılan yatırımlarla ilgili Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Fatih Dönmez’in yapmış olduğu açıklamaya göre, son 15 yılda elektrik sektöründe üretim, iletim ve dağıtım alanlarında hizmet veren kamu ve özel firmalara 100 milyar dolarlık yatırım yapılmıştır.<sup>7</sup>

Güneş ve rüzgar enerjisi, dünya çapında öncelikli olarak yatırım yapılan yenilenebilir enerji kaynakları olarak görülmektedir. Örneğin, güneş pili sektöründe ince film üretimi yapan Masdar PV firması, 2 milyar dolarlık bir yatırım yaparak 210 MW’luk bir kapasiteye ulaşmayı hedeflemektedir. Ayrıca, benzer üretim yapan firmaların da yatırımlarda bulunacağı açıklanmıştır (Kum 2009, s. 218).

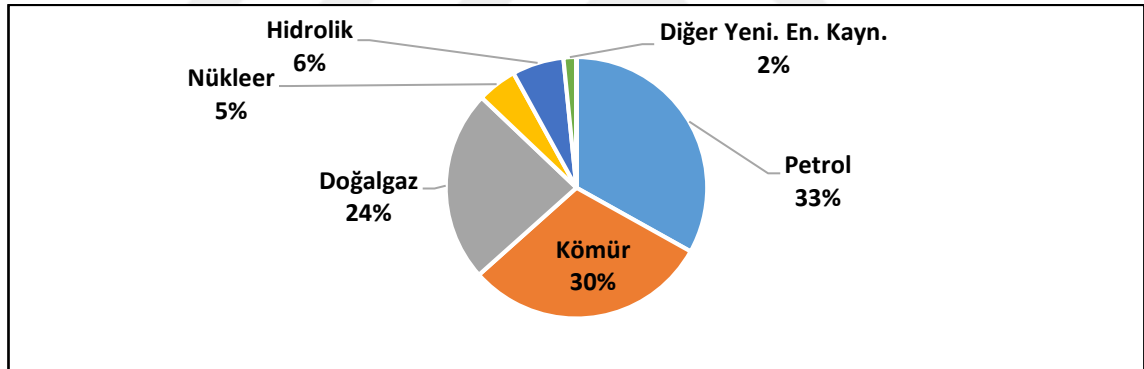
<sup>7</sup> Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, [internet]. <https://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Bakanlik-Haberleri/Elektrik-sektorunde-15-yilda-100-milyar-dolarlik-yatirim> [Erişim tarihi 13.04.2019].

Bir başka örnek olarak, dünyanın önde gelen enerji firmalarından biri olan ve sadece rüzgar enerjisi odaklı çalışmalar yapan Vestas firması, Dünya genelinde 76 GW'ın üzerinde ve Türkiye'de 1,55 GW gücünde rüzgar tribünlerinin kurulumunu gerçekleştirmiştir.<sup>8</sup>

### 2.2.3 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Dünya'daki Durumu

Türkiye dışında, gelişmekte olan ülkeler arasında da yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı önemli bir konu haline gelmiştir. 2011 yılı verilerine bakıldığında, dünyada kullanılan enerjinin çoğu birincil enerji kaynaklarından sağlanmakta olup, bu miktar 12274,6 MTEP olarak belirlenmiştir. Şekil 2.8'de dünyada 2011 yılı itibariyle kullanılan birincil enerji kaynaklarının kullanımı detaylı olarak gösterilmiştir. Diğer yenilenebilir enerji kaynakları ise rüzgar, güneş, biyokütle ve jeotermal kaynaklar olarak belirtilmektedir.<sup>9</sup>

**Şekil 2.8: Dünyada birincil enerji kullanımı (2011)**



Kaynak: BP. 2012. *BP statistical review of world energy*. June. London.

Hidrolik, jeotermal, biyokütle, güneş ve rüzgar enerjisi dünyada yaygın olarak kullanılan yenilenebilir enerji kaynaklarının başında gelmektedir. Yayınlanmış olan Yenilenebilir Enerji Kaynakları Küresel Durum Raporu'na göre seçilen belli başlı ülkelere ait veriler Tablo 2.6'da gösterilmiştir. Bu verilere göre, yenilenebilir enerjiden en çok faydalanan ülkenin Çin olduğu ve bu enerjiyi öncelikli olarak hidrolik ve sonrasında rüzgar enerjisinden sağladığı görülmektedir.<sup>10</sup>

<sup>8</sup> Enerji Enstitüsü, [internet]. <http://enerjienstitusu.de/2016/11/01/vestas-turkiyeye-ruzgar-enerjisi-yatirimlari-icin-geliyor/> [Erişim tarihi 13.04.2019].

<sup>9</sup> BP. 2012. *BP statistical review of world energy*. June. London.

<sup>10</sup> Sawin, J., 2012. Renewable energy policy network for the 21st century. *Renewables 2012 global status report*. Paris: REN21.

**Tablo 2.6: Ülkelerin 2011 yılına ait yenilenebilir elektrik güç kapasitesi (GW)**

Kaynaklar	Çin	ABD	Hindistan	Almanya	Türkiye	A.B.	Dünya
Rüzgar	62	47	16	29	1,7	94	238
Biyokütle	4,4	13,7	3,8	7,2	~0	26	72
Güneş (PV)	3,1	4	0,5	25	0	51	70
Jeotermal	~0	3,1	0	~0	0,1	0,9	11,2
Güneş (Termal)	0	0,5	~0	0	0	1,1	1,8
Okyanus	~0	~0	0	0	0	0,2	0,5
Hidrolik	212	79	42	4,4	17,1	120	970
Toplam	282	147	62	65	19	294	1360

Kaynak: Sawin, J., 2012. Renewable energy policy network for the 21st century. *Renewables 2012 global status report*. Paris: REN21.

Elektrik üretimi amacıyla kullanılan yenilenebilir kaynakların sayısı her geçen gün artmaktadır. Eurelectric tarafından yapılan bir değerlendirme sonucunda, 2015 yılında Avrupa Birliği'nde üretilen elektriğin yüzde 29'unun yenilenebilir enerji kaynaklarından, yüzde 56'sının ise düşük karbon kaynakları aracılığıyla üretildiği belirtilmiştir. Bu elektrik üretimi ile ilgili enerji kaynakları bazında belli başlı ülkelere ait olan veriler Tablo 2.7'de açıklanmaktadır.<sup>11</sup>

**Tablo 2.7: Bazı ülkelerin kaynak bazında elektrik üretim oranı**

Ülke	Kömür	Petrol	Doğalgaz	Nükleer	Yenilenebilir Enerji	Diğer
Fransa	2,1%	0,3%	2,3%	77,6%	17,5%	0,2%
Almanya	45,4%	0,9%	9,9%	15,5%	28,0%	0,3%
ABD	39,5%	0,9%	26,8%	19,1%	13,6%	0,1%
Kanada	9,9%	1,2%	9,3%	16,4%	62,8%	0,3%
Çin	72,5%	0,2%	2,0%	2,3%	23,0%	0,0%
Hindistan	75,1%	1,8%	4,9%	2,8%	15,5%	0,0%
Rusya	14,9%	1,0%	50,1%	17,0%	17,0%	0,0%
Dünya	40,5%	4,3%	21,6%	10,6%	22,9%	0,1%

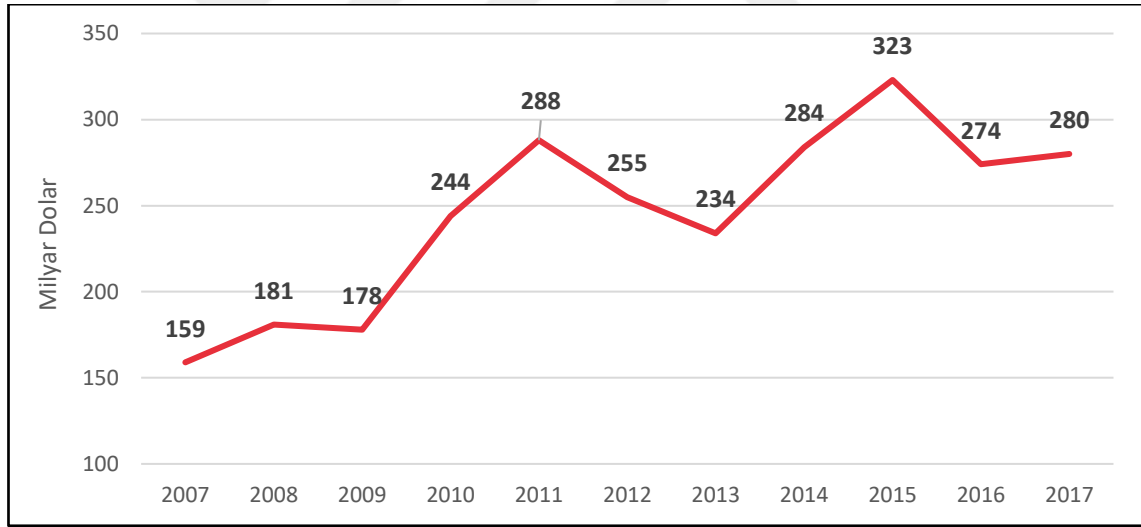
Kaynak: Enerji Tabii ve Kaynaklar Bakanlığı, Dünya ve Türkiye enerji ve tabii kaynaklar görünümü, 2017 <https://www.enerji.gov.tr> [Erişim tarihi 13.04.2019], s. 7.

Sonuç olarak, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı yıllar içerisinde artış göstermektedir. 2011 yılında yüzde 1,6 olan oran, 2017 yılına gelindiğinde yüzde 22,9 olarak belirtilmiştir.

<sup>11</sup> Enerji Tabii ve Kaynaklar Bakanlığı, Dünya ve Türkiye enerji ve tabii kaynaklar görünümü, 2017, <https://www.enerji.gov.tr> [Erişim tarihi 13.04.2019], s.8.

50 MW'dan büyük olan hidroelektrik santralleri hariç tutularak yapılan çalışmada, 2017 yılında yenilenebilir enerji ve yakıtlara yapılan yatırım tutarı 279,8 milyar dolar olarak hesaplanmıştır. Ayrıca, 50 MW'dan büyük olan hidroelektrik projeler için 45 milyar dolar yatırım yapıldığı görülmektedir. Şekil 2.9'da 2007 ve 2017 yılları arasında yapılan yatırımlarla ilgili detaylı hesaplamalar gösterilmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelimin zaman içerisinde artış gösterdiği, özellikle güneş ve rüzgar enerjisine odaklanılmaya başlandığı görülmektedir. Dünya çapında rüzgar çiftlikleri, güneş parkları ve benzeri hizmete dayalı projeler için yapılan yatırım 216,1 milyar dolar olarak ifade edilmektedir. Buna ek olarak, 2017 yılında Almanya, İngiltere, Japonya ve Amerika gibi gelişmiş ülkelerde yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılan yatırımlarda yüzde 19 oranında bir düşüş görülürken, gelişen ve gelişmekte olan ülkelerde ise bu oranın yüzde 20 oranında artarak 177 milyar dolara yükseldiği görülmektedir.<sup>12</sup>

**Şekil 2.9: Yenilenebilir enerji ve yakıtlara yapılan yatırımlar (2007-2017)**



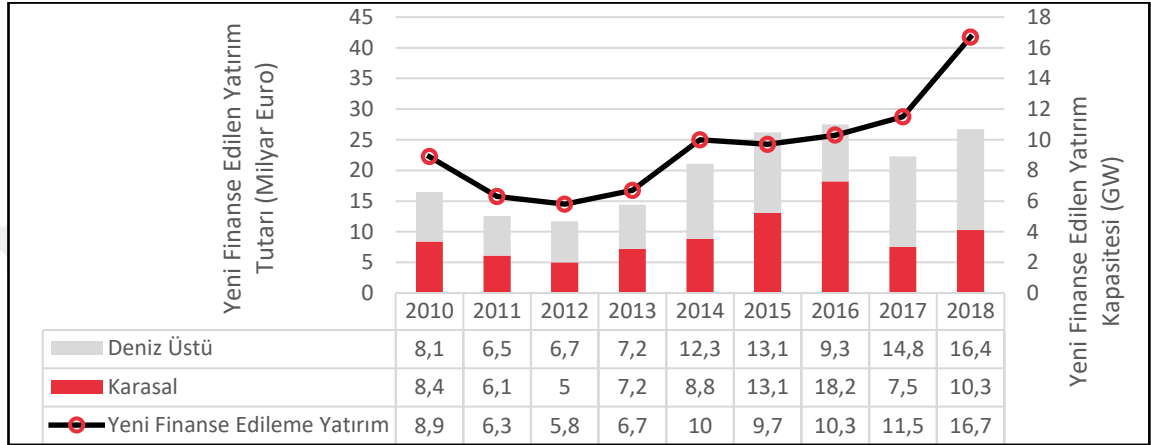
Kaynak: Sawin, J., 2018. Renewable energy policy network for the 21st century. *Renewables 2018 global status report*. Paris: REN21.

Dünya genelinde rüzgar enerjisine yapılan yatırımlar, 2018 yılında ciddi bir artış göstermektedir. 2018 yılı içerisinde açık denizlerde kurulacak olan 4,2 GW, karada kurulacak 12,5 GW toplam 16,7 GW gücündeki tesislerin projeleri tamamlanmıştır.

<sup>12</sup> Sawin, J., 2018. Renewable energy policy network for the 21st century. *Renewables 2018 global status report*. Paris: REN21.

Şekil 2.10’da gösterildiği gibi, 2017 yılında toplamda 11,5 GW’luk bir kurulu güçten söz edilirken, 2018 yılındaki bu artışın sebebi endüstrinin değer zincirindeki maliyetin düşmesi ile rekabetin artması ve sonuç olarak yatırımcıların daha az maliyet ile daha fazla kapasiteye sahip tesisler kurabilmesi olarak açıklanmaktadır.

**Şekil 2.10: Rüzgar enerjisi tesislerine yapılan yatırımlar**



Kaynak: WindEurope. 2019. *Wind energy in Europe in 2018 Trends and statistics*. February. Brussels.

## 2.3 ENERJİ YATIRIMI PROJELERİNİN HAZIRLANMASI VE DEĞERLENDİRİLMESİ

Enerji yatırımlarının yapılabilmesi için öncelikle fizibilite raporunun hazırlanması gerekmektedir. Bu rapor, tesisin hangi alanda kurulacağını belirlemek, üretim hesaplarının yapılması, tesisin kurulumu için kullanılacak olan gerekli tüm ekipmanların seçilmesi ile ilgili teknik dokümanların hazırlanması, yatırım ve işletme dönemleri açısından gelir ve gider tablolarının hazırlanması ve projenin tamamının ticari açıdan değerlendirme aşamalarının hazırlanması ile ilgili belgeleri içermektedir (Kurt ve Demireli, 2006, s. 121).

### 2.3.1 Teknik Değerlendirme

Bir projenin teknik olarak değerlendirilmesi, fizibilite raporunda belirtilen belgeler ile yapılmaktadır. Öncelikli olarak sahanın üretim potansiyelinin belirlenmesi için sahada bulunan enerji kaynağının potansiyelinin ölçümü yapılmaktadır. Bu ölçümden uzun

vadeli olarak elde edilen veriler, rüzgar enerji tesisleri için sahanın belirli yerlerine rüzgar ölçüm direklerinin kurulması, güneş enerji tesisleri için güneş ölçüm istasyonlarının kurulması, hidroelektrik enerji tesisleri için ise akım gözlem istasyonlarının kurulması ile elde edilmektedir. Bu veriler sensörler ve elektronik cihazlar ile kaydedildikten sonra finansal ve ticari değerlendirmelerde kullanılmaktadır (Nelson ve Starcher 2018, s. 167).

### **2.3.2 Finansal Değerlendirme**

Bir projenin gerek pazar açısından gerekse teknik uygunluğu kararı verildikten sonra finansal açıdan da analizlerinin yapılması gerekmektedir. Bu analizler, proje için gerekli olan yatırım maliyeti ve işleme başladıktan sonraki gelirlerin ve giderlerin hesaplanmasını oluşturmaktadır. Toplam yatırım tutarının hesaplanması için yatırım dönemi ve işletme dönemine ait yatırımların hesaplanması gerekmektedir. Yatırım dönemi, işleme başlamadan önceki döneme ait giderler, işletme dönemi ise ticari faaliyete başladıktan sonraki giderler olarak tanımlanmaktadır. Tüm bunlara ek olarak, tesisin fiziksel açıdan kurulması için gerekli olan harcamalar da sabit yatırım giderleri olarak göz önünde bulundurulmaktadır. Sabit yatırım giderleri, lisans ve patent giderleri, arazi bedeli, ulaşım bedelleri, inşaat giderleri, ana makine ve montaj giderleri, taşıt alım giderleri, tesisin üretime alınması ve denenmesi ile ilgili giderlerden oluşmaktadır (Yıldırım 2016, s. 734).

### **2.3.3 Ticari Değerlendirme**

Bir enerji projesinin yatırımı ticari açıdan değerlendirildiğinde, belirlilik ve belirsizlik varsayımı altında proje değerlendirme olarak iki farklı yöntem kullanılmaktadır. Belirlilik varsayımı altında proje değerlendirme yöntemi de statik ve dinamik yöntemler olarak ikiye ayrılmaktadır. Statik yöntemler, paranın zaman içerisindeki değişiminin dikkate alınmamasını temel almakta ve geri ödeme süresi ile karlılık oranlarına ait hesaplamaları içermektedir. Dinamik yöntemler ise paranın zaman içerisinde değişeceğini temel alarak net bugünkü değer, iç karlılık, fayda ve maliyet, indirgenmiş geri ödeme süresi yöntemlerini içermektedir. Belirsizlik varsayımı altında proje değerlendirme, belirlilik varsayımının sağlıklı ve etkili bir şekilde uygulanamadığı durumlarda, duyarlılık ve

olasılık analizleri kullanılarak yapılmaktadır. Duyarlılık analizi, bir yatırım projesinde bulunan tüm parametrelerin farklı durumlar içerisinde projenin beklenen gelirinin nasıl etkileneceğini içermektedir. Duyarlılık analizi ile bir sonuca ulaşamadığında ise olasılık analizi kullanılmaktadır. Olasılık analizinde tüm parametreler istatistiksel yöntemler kullanılarak elde edilecek olan sonuç ile ilgili minimum ve maksimum değerler hesaplanmaktadır (Armaneri ve Yalçınkaya 2010, ss. 2-3).

## 2.4 RÜZGAR ENERJİ SANTRALLERİ MALİYETLERİ

Rüzgar enerji santrallerinde kurulum alanına özgü gereksinimler yatırım maliyetlerinin projeye göre değişmesine neden olmaktadır. Mevcut altyapı seviyesi, ana şebeke bağlantısına uzaklık, işçilik maliyetleri, vb. öğeler bu değişimlerin ana kaynağıdır.

2016 yılında karasal rüzgar enerji santral projeleri için en düşük yatırım maliyetine Çin ve Hindistan sahip olmuştur. 2010 ve 2016 yılları arasındaki ortalama yatırım maliyetleri, Çin’de 1.399 \$/kW’dan 1.245 \$/kW’ya, Hindistan’da 1.335 \$/kW’dan 1.121 \$/kW’ya ve Brezilya’da 2.390 \$/kW’dan 1.994 \$/kW’ya düşmüştür. Ortalama yatırım maliyetleri bölgeler bakımından incelendiğinde, Asya (Çin ve Hindistan hariç), Okyanusya, Orta Amerika, Karayipler ve Güney Amerika’da (Brezilya hariç) 2.256 \$/kW’dan 1.884 \$/kW’ya düşerek en pahalı ortalama yatırım maliyetine sahip bölgeler olmuştur. 2010 ve 2016 yılları arasında Okyanusya’da yüzde 36, Kuzey Amerika’da yüzde 22, Avrupa’da yüzde 19 ve diğer ülkelerde yüzde 13 ile yüzde 19 arasında birim yatırım maliyetlerinde azalma gerçekleşmiştir.<sup>13</sup>

İletim maliyetleri dahil ortalama karasal rüzgar santralleri birim yatırım maliyetleri, projeye özgü gereksinimler, kullanılan türbin teknolojisi, yerel talep-tedarik dinamikleri ve döviz kurundaki gelişmelere bağlı olarak ülke ve bölgeye göre değişiklik göstermektedir. Karasal rüzgar santralleri projeleri için ortalama yatırım maliyetleri 2016 yılında 1.050 \$/kW ile 2.000 \$/kW arasında değişim göstermiştir.<sup>14</sup>

---

<sup>13</sup> International Renewable Energy Agency (IRENA), 2017. Renewable Power Generation Costs in 2017. *Renewable Power Generation Cost*. Abu Dhabi.

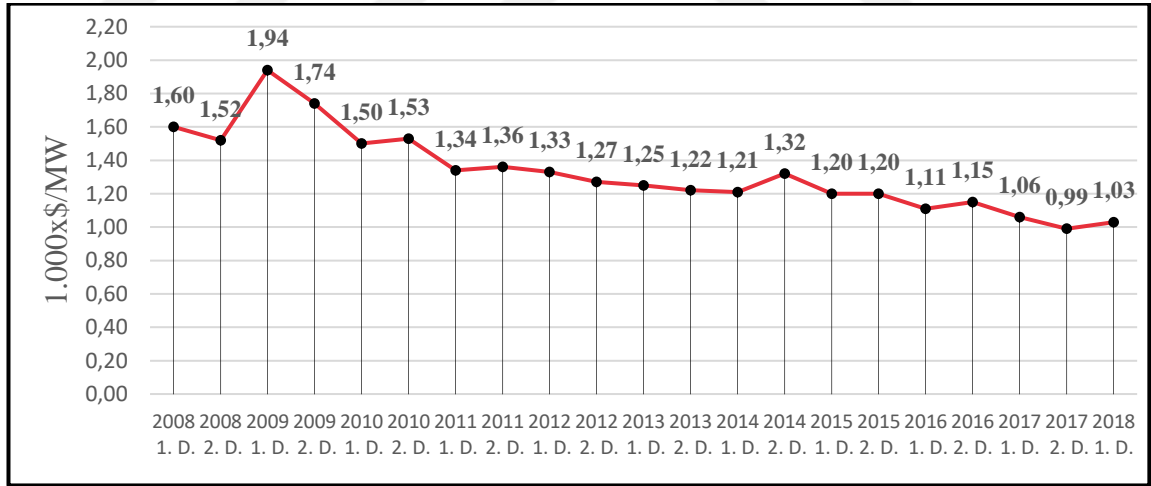
<sup>14</sup> International Energy Agency (IEA). 2017. *Renewables 2017*, Paris.



Piyasa ve teknoloji segmentine bağlı olarak, rüzgar türbini fiyatları 2007 ve 2010 yılları arasında zirveye ulaşmıştır. Bu periyottaki fiyat artışının ana sebepleri; finansal krize bağlı üretim malzemelerindeki fiyat artışı, genel olarak teşvik edici politikalar benimsenerek arzın artması ve son olarak teknolojik gelişmeler sonucunda daha yüksek enerji çıktılarının elde edilmesidir. 2010 yılı sonrasında rüzgar üretim kapasitesi küresel talebin oldukça üstünde kalmıştır.<sup>15</sup> Örnek olarak, Çin küresel türbin üretim kapasitesinin yaklaşık yarısını oluşturmaktadır. Çin'de üretilen türbinlerin önemli bir kısmı yerel enerji santrallerinde kullanılmaktadır. 2016 yılında Çin, toplam üretim kapasitesinin yüzde 50'si kadar türbin üretimi gerçekleştirmiştir. Düşük talep Çin'de olduğu gibi diğer ülkelerde de rekabet şartlarını artırarak türbin fiyatlarının gün geçtikçe azalmasına neden olmuştur. 2017 yılı türbin maliyetlerinin ortalaması 1000 \$/kW seviyelerindedir.<sup>16</sup>

2008 ve 2018 yılları arasında türbin fiyatlarında gerçekleşen değişim her yıl iki döneme ayrılarak Şekil 2.11'de gösterilmiştir.<sup>17</sup>

**Şekil 2.11: Türbin fiyatları değişimi (2008-2018)**



Kaynak: Bloomberg New Energy Finance

<sup>15</sup> International Renewable Energy Agency (IRENA), 2017. Renewable Power Generation Costs in 2017. *Renewable Power Generation Cost*. Abu Dhabi.

<sup>16</sup> International Energy Agency (IEA). 2017. *Renewables 2017*, Paris.

<sup>17</sup> Bloomberg New Energy Finance (BNEF). 2H 2017 wind turbine price index. [internet]. <https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-turbine-price-index/> [accessed 09 March 2019].

2017 yılında işletme ve bakım maliyetleri kapsamında imzalanan tam hizmet sözleşlerinin ortalama fiyatı 20,8 \$/MW-yıl olarak hesaplanmıştır.<sup>18</sup> Rüzgar enerjisi projesinin maliyetini, yatırım maliyeti ve işletme-bakım maliyetleri oluşturmaktadır. Rüzgar enerji santrallerinin kurulumu sonrasında üretimin sağlanabilmesi ve devamlılığı için gerekli bakım ve onarım maliyetleri, yedek parça maliyetleri, çalışanların maaşları, santral için yapılan genel ve idari harcamalar, vb. tüm maliyetler işletme-bakım maliyetleri olarak adlandırılırlar.

## 2.5 RÜZGAR ENERJİ SANTRALLERİNDE İNDİRGEME ORANI

İndirgeme oranı, İNA analizi içerisinde yer alan nakit akım tablolarının sonuç değerini direkt olarak etkilemektedir. Bu nedenle tez çalışması içeriğinde kurgulanacak olan modelin önemli bir parçasıdır. Tekbaş ve diğ. (2014) indirgeme oranını seri haldeki dönemsel nakit akışlarının parasal olarak bugünkü değere getirilmesi için kullanılan faiz oranı olarak tanımlamıştır.

2018 yılında yatırımcıların sermaye maliyeti algısını ölçmek için bir anket yapmıştır. Anket içeriğinde yenilenebilir enerji santrallerinin satın alma ve birleşme işlemlerinde yatırımcıların görmeyi beledikleri indirgeme oranlarının ne olduğu sorulmuştur. Söz konusu anket üç büyük coğrafyada; Avustralya, Brezilya, Kanada, Fransa, Almanya, Hindistan, İrlanda, İtalya, Japonya, İskandinav ülkeleri, İspanya, İngiltere ve ABD’de gerçekleştirilmiştir. Çalışma içeriğinde ayrıca 2018 yılının ilk dokuz ayı içerisinde gerçekleşen alım satım işlemleri değerlendirilerek anket desteklenmiştir. Çalışma sonucunda yenilenebilir enerji santrallerinin kurulduğu ülkedeki devlet politikaları, teşvik programları, ekonomik istikrarsızlık ve finansal risk oluşturabilecek parametrelerin anket sonucunu etkilediği kanısına varılmıştır. Ülkelere göre karasal rüzgar enerji santrallerinin indirgeme oranları Tablo 2.8’de belirtilmiştir.<sup>19</sup>

---

<sup>18</sup> Bloomberg New Energy Finance (BNEF). *2H 2017 wind O&M price index 2017* [internet]. <https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-om-price-index/>. [accessed 09 March 2019].

<sup>19</sup> Grant Thornton. 2019. *Renewable energy discount rate survey results – 2018*. January. UK.

**Tablo 2.8: Karasal rüzgar enerji santralleri indirgeme oranları**

Ülke	Maksimum	Minimum
Almanya	6,5%	4,5%
ABD	8,3%	6,5%
Avustralya	8,0%	5,8%
Birleşik Krallık	8,0%	6,5%
Brezilya	10,0%	9,0%
Fransa	6,8%	5,5%
İrlanda	8,0%	6,0%
İskandinavya	7,5%	5,5%
İspanya	8,5%	6,8%
İtalya	8,5%	6,3%
Kanada	7,0%	6,0%

Kaynak: Grant Thornton. 2019. *Renewable energy discount rate survey results – 2018*. January. UK.

Oxera tarafından yayınlanan raporda, teknolojik riskler ve piyasa riskleri göz önünde bulundurularak, yenilenebilir enerji santrallerinin indirgeme oranı tahminleri değerlendirilmiştir. Çalışma içeriğinde bir sistemin teknoloji seviyesinin ve kullanım yaygınlığının risk algısını belirleyen faktörler olduğu ifade edilmiştir. Ayrıca, tüm düşük karbonlu teknolojiler için gelecekteki enerji politikalarının belirsizliğinden kaynaklanan genel bir risk algısı olduğu ve bu algının indirgeme oranına etkisi olduğu savunulmuştur. Daha az olgun teknolojilerle ilişkili indirgeme oranlarının daha geniş aralıkta olma eğilimine sahip olduğu ifade edilerek, bu teknolojilerin fizibilitesi ve gelecekteki konumlaması konusundaki belirsizliğinin indirgeme oranını artırdığı ifade edilmiştir. Çalışma sonucunda Tablo 2.9’de görüldüğü gibi yüzer ve sabit dalga enerjisi santralleri, deniz üstü rüzgar santralleri, biyokütle, vb. bilinirliği az riskli üretim teknolojilerinin indirgeme oranlarının yüksek olduğu ve tahmini indirgeme oranları aralığının ise daha geniş olduğu kanaatine varılmıştır.<sup>20</sup>

**Tablo 2.9: 2011 yılı tahmini indirgeme oranları ve risk algısı**

Yenilenebilir Enerji Santralleri	Risk Algısı	Tahmini İndirgeme Oranı Aralığı	
		Minimum	Maksimum
<b>Karasal Rüzgar</b>	<b>Düşük</b>	<b>7</b>	<b>10</b>
Deniz Üstü Rüzgar	Orta	10	14
Hidroelektrik	Düşük	6	9
Güneş Enerjisi (PV)	Düşük	6	9
Biyokütle	Orta	9	13
Dalga (Sabit)	Orta	10	14
Dalga (Yüzer)	Yüksek	13	18

Kaynak: Oxera. 2011. *Discount rates for low-carbon and renewable generation Technologies*. April. Oxford.

<sup>20</sup> Oxera. 2011. *Discount rates for low-carbon and renewable generation Technologies*. April. Oxford.

Çalışma içerisinde gelecekteki indirgeme oranlarının tahmininin üst düzey politika senaryolarına dayandığı belirtilmiştir. Belirli bir senaryoda, politika tarafından desteklenen teknolojilerle ilişkili risk seviyesinin zaman içinde azaldığı, dolayısıyla indirgeme oranlarının da azalacağı kabul edilmiştir. Bu yaklaşıma göre, bir politika tarafından desteklenen teknolojilerin indirgeme oranının ilk başta yüzde 2 ile yüzde 3 oranında azalabileceği, sonrasındaki on yıl ve 2040 yılına kadar geçen süreçte kademeli olarak yüzde 1 ile yüzde 2 oranında ekstradan azalacağı varsayılmıştır. Söz konusu varsayımları ve tahmini indirgeme oranlarını içeren veriler Tablo 2.10'de belirtilmiştir.<sup>21</sup>

**Tablo 2.10: Geleceğe yönelik tahmini indirgeme oranları ve risk algısı**

Yenilenebilir Enerji Santralleri	2020 Yılı Tahmini İndirgeme Oranı Aralığı		2040 Yılı Tahmini İndirgeme Oranı Aralığı	
	Min.	Maks.	Min.	Maks.
Karasal Rüzgar	6	8	5	8
Deniz Üstü Rüzgar	9	12	7	10
Hidroelektrik	6	9	5	8
Güneş Enerjisi (PV)	6	9	5	8
Biyokütle	8	11	6	8
Dalga (Sabit)	9	12	6	9
Dalga (Yüzer)	12	16	9	14

Kaynak: Oxera. 2011. *Discount rates for low-carbon and renewable generation Technologies*. April. Oxford.

## 2.6 RÜZGAR ENERJİ SANTRALLERİNDE KAPASİTE FAKTÖRÜ

Bir rüzgar enerjisi yatırımındaki en önemli faktör rüzgar santralının kurulu olduğu alandaki rüzgar hızı ve türbinin rüzgar enerjisinden faydalanma teknolojisidir. Rüzgar enerjisinin değişken bir kaynak olmasından kaynaklı kapasite faktörü karasal rüzgar santrallerinde yüzde 21 ile yüzde 41 arasında değişkenlik göstermektedir.<sup>22</sup>

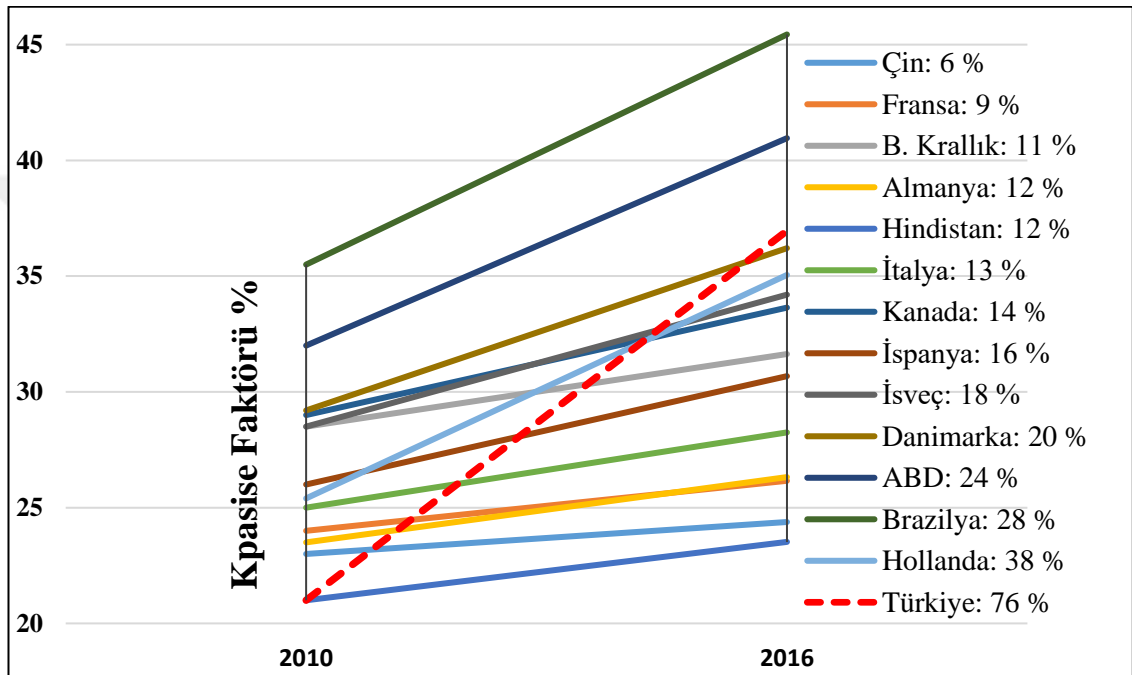
Karasal rüzgar santrallerinin kapasite faktörü 1983 ve 2017 yılları arasında küresel ağırlıklı ortalama yüzde 45'lik bir artış göstererek, yüzde 20'den yüzde 29'a yükselmiştir. Söz konusu yükselmenin ana sebebi türbin teknolojisinde yaşanan

<sup>21</sup> Oxera. 2011. *Discount rates for low-carbon and renewable generation Technologies*. April. Oxford.

<sup>22</sup> International Energy Agency (IEA). 2010. *Projected Costs of Generating Electricity*, Paris.

gelişmeler ve kaynak kalitesinin artması olarak belirtilmektedir. 2010 ve 2016 yıllarında devreye alınan projelerin ortalama ağırlıklı kapasite faktörleri kıyaslandığında en yüksek artış yüzde 76 ile Türkiye’de gerçekleşmiştir. Ülke pazarlarında önemli farklılıklar olmasına rağmen 2010 ve 2016 yıllarında devreye alınan karasal rüzgar santrallerinin kapasite faktörlerindeki artış trendi Şekil 2.12’de gösterilmiştir.<sup>23</sup>

**Şekil 2.12: Kapasite faktörü değişimi (2010 – 2016)**



Kaynak: IRENA Renewable Cost Database

Söz konusu makalede Avrupa’da kayıtlı üretim yapan rüzgar enerji santralleri ve akademik literatürdeki kapasite faktörleri tahminlerinin karşılaştırarak yorumlanması yapılmıştır. Çalışma kapsamında yapılan akademik literatür taramasında küresel, yerel ve teorik hesaplamalar sonucunda oluşan veriler derlenmiş ve bu verilerin ortalamasının yüzde 37 olduğu sonucuna varılmıştır. Makalenin yazıldığı dönemde yatırımcıların karar verme süreçlerinde yüzde 35 kapasite oranının güvenilebilecek bir oran olduğu ve gelecekte kapasite oranlarının düşme trendine girmesi durumunda yatırımcıların bu alandan uzaklaşabileceği ifade edilmiştir (Boccard N. 2009, ss. 1-7).

<sup>23</sup> International Renewable Energy Agency (IRENA), 2017. Renewable Power Generation Costs in 2017. *Renewable Power Generation Cost*. Abu Dhabi.

Birleşik Krallık'taki 282 rüzgar çiftliğinden alınan gerçek ve teorik kapasite faktörleri kullanılarak rüzgar türbinlerinin yaşlanmaya bağlı performans kayıpları incelenmiştir. Fiziksel yıpranmadan kaynaklı performans düşüklüğünün tıpkı geleneksel enerji üretim kaynaklarında olduğu gibi yaşamın bir gerçeği olduğu ifade edilmiştir. Yaşam süresi boyunca fiziksel yıpranmadan kaynaklı aerodinamik performans ve dönüşüm verimliliğinin azalacağı vurgulanmıştır. Bir türbinin kapasite faktörünün rüzgar rejimine ve türbin teknolojisine bağlı olarak değişebileceği gibi fiziksel yıpranma nedeniyle de değişiklik göstereceği ifade edilmiştir. Birleşik Krallık'taki verilere dayanılarak yapılan çalışmada rüzgar türbinlerinde performans kaybının kapasite faktörüne olan etkisinin yıllık yüzde 0,2 – 1,6 aralında değiştiği sonucuna ulaşılmıştır. Yapılan yaklaşımda 20 yıllık ömrü olduğu var sayılan rüzgar türbininin ömrü boyunca kapasite faktörünün ortalama yüzde 12 azalacağı ve bu azalmanın etkisiyle seviyendirilmiş enerji maliyetlerinin ortalama yüzde 9 artacağı ifade edilmiştir (Straffell ve Green 2014, ss. 775-776).

## 2.7 RÜZGAR ENERJİ SANTRALLERİNDE SEM ANALİZİ

Yapılan çalışmada karasal rüzgar santralleri özelinde küresel ağırlıklı ortalama seviyelendirilmiş enerji maliyetinin, 1983 yılında 400 \$/MWh seviyelerinde iken 2017 yılında 60 \$/MWh'ye gerilediği tespit edilmiştir. 2016 yılının ağırlıklı ortalamasına bakıldığında en rekabetçi SEM 60 - 70 \$/MWh aralığında Çin, Hindistan, Brezilya, Avrasya ve Kuzey Amerika'da gözlemlenmiştir. Bu ülkeler ve bölgeler, küresel kümülatif kurulu kapasitenin yarısından fazlasını temsil etmektedir. 2016 yılında en yüksek ağırlıklı ortalama SEM 70 \$/MWh olarak Avrupa'da görülmüştür. 2010 ve 2016 yılları arasında SEM değişimleri incelendiğinde; Kuzey Amerika'da yüzde 30, Okyanusya'da yüzde 33 ve Avrupa'da yüzde 24 oranında azalma gerçekleşmiştir. 2010 yılında Avrasya, 100 \$/MWh ile en yüksek ağırlıklı ortalamalardan birine sahipken, 2016 yılında yüzde 40 oranında bir azalma ile SEM 60 \$/MWh seviyesine gerilemiştir. Böylece SEM oranının 2010 ve 2016 yılları arasında en fazla düştüğü bölge Avrasya olmuştur<sup>24</sup>.

---

<sup>24</sup> International Renewable Energy Agency (IRENA), 2017. Renewable Power Generation Costs in 2017. *Renewable Power Generation Cost*. Abu Dhabi.

Söz konusu araştırmada rüzgar türbinlerindeki teknolojik gelişmeler sonucunda verimlilikte gerçekleşen iyileşmelerin yansmasıyla birlikte 9 yıllık periyot içerisinde seviyelendirilmiş enerji maliyetinin yıllara sari ortalaması değerlendirildiğinde yüzde 69'luk bir azalma gerçekleştiği belirtilmiştir. SEM'in son dokuz yıllık periyotta azaldığı fakat son birkaç yılda düşüş trendinin daha sabit bir hal aldığı ifade edilmiştir. Yapılan araştırmada seviyelendirilmiş enerji maliyetinin yıllara göre değişimi Tablo 2.11'de belirtilmiştir.<sup>25</sup>

**Tablo 2.11: Karasal rüzgar enerji santrallerinin SEM değişimi (2009 - 2018)**

Yıl	Düşük SEM (\$/MWh)	Yüksek SEM (\$/MWh)	Ortalama SEM (\$/MWh)
2009	101	169	135
2010	99	148	123,5
2011	50	92	71
2012	48	95	71,5
2013	45	95	70
2014	37	81	59
2015	32	77	54,5
2016	32	62	47
2017	30	60	45
2018	29	56	42,5

Kaynak: Lazard estimates

<sup>25</sup> Lazard, Lazard's Levelized Cost Of Energy Analysis—Version 12.0, <https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf> [accessed 09 March 2019].

### 3. KULLANILAN YÖNTEMLER VE UYGULAMALARI

Bir işin yapılabilmesi için belirli bir sermayenin o işe aktarılması halk arasında yatırım olarak adlandırılmaktadır. Yatırım başka bir ifade ile ekonomik değerlerin, kar elde etmek amacıyla bir işe aktarılması olarak ifade edilir (Çonkar ve Özdemir 2009, s. 17).

Yatırım kararı verilebilmesi için finansal verilerin seçilmesi, değerlendirilmesi ve yorumlanması gerekmektedir. Bu süreci kapsayan tüm analizler finansal analiz olarak adlandırılır (Drake 2008, s. 1).

Günümüzde yatırım projesinin değerlendirilmesinde birçok farklı finansal analiz yöntemi kullanılmaktadır. Finansal analizler uygun projenin seçilebilmesi ve benzer projelerin karşılaştırılabilmesine olanak sağlamaktadır.

Yatırımlara ilişkin finansal analizler yatırıma ait nakit giriş ve çıkışlarının değerlendirilmesi ile yapılmaktadır. Söz konusu nakit akımları, tahmini veya geçmiş döneme ait olabilir. Bir yatırımın finansal analizi genellikle aşağıda yer alan yöntemler kullanılarak gerçekleştirilir (Sarıaslan 1990, s. 240).

- a) Yatırım tutarının hesaplanması
- b) İşletmenin gelir ve gider tahminlerinin yapılması
- c) Finansman kaynaklarının saptanması
- d) İşletmenin karlılık durumları ile ilgili analizler
- e) Organizasyon durumu

Yatırım projelerinin değerlendirilmesi, statik ve dinamik yöntemler olmak üzere iki farklı metot ile gerçekleştirilmektedir. Statik yöntemler paranın zaman içerisindeki değer değişimini dikkate almayan yöntemlerdir. Bu yöntemlere yatırımın ortalama karlılığı ve geri ödeme süresi yöntemi örnek verilebilir (Çonkar ve Özdemir 2009, s. 153).



Dinamik yöntemler paranın zaman içerisindeki değer değişimini dikkate almaktadır. Dinamik yöntemlere net bugünkü değer yöntemi ve iç verimlilik oranı yöntemi örnek verilebilir (Bal 2010, s. 21).

Dinamik yöntemler paranın zaman içerisindeki değer değişimini dikkate aldığı için statik yöntemlere göre daha doğru sonuç vermektedir. Tez çalışması içerisinde İNA analizi altında aşağıda belirtilen dinamik yöntemler kullanılmıştır.

- a) Bugünkü Değer Yöntemi
- b) Net Bugünkü Değer Yöntemi
- c) İç Verimlilik Oranı Yöntemi
- d) Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti Yöntemi

### **3.1 İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMI ANALİZİ**

İNA analizi, projenin gelecekteki serbest nakit akımlarının uygun bir indirgeme oranı ile indirgenerek projenin net bugünkü değerine ulaşmasını amaçlayan finansal analiz yöntemidir (Brigham ve Gapenski 1997, s. 254).

İNA analizi; miktar, zaman ve risk parametrelerinin tahin ve tahminini kapsamaktadır. Bu üç parametre beklenen nakit akımının ne kadar olacağı, nakit akımının ne zaman elde edileceği ve nakit akımının elde edilmesinin mümkün olup olmaması olarak tanımlanabilir.

İNA analizinde, gelecekteki nakit akımlarının belirlenmesi için birtakım varsayımların yapılması gerekmektedir. Öncelikle firmanın gelecekteki nakit akımlarının büyüme oranları tahmin edilir. Büyüme oranı tahmininden sonra nakit akımlarının kaç yıl devam edeceğine karar verilerek uygun indirgeme oranı ile indirgeme işlemi gerçekleştirilir (Copeland ve diğ. 1994, s. 139).

Yatırımın projesinin faydalı ömrü (t) sonunda hurda değeri nakit girişi olarak kabul edilerek, net nakit girişlerine eklenmesi gerekmektedir (Akgüç 1997, s. 371).

Bir tesisin faydalı ömrünü tamamlaması sonrasında iki farklı yöntem izlenmektedir. Birinci yöntem; mevcut altyapı kullanılarak, yapılacak yeni yatırımlarla sistemin güncellenmesi ve devamlılığının sağlanmasıdır. İkinci yöntem ise tesisin hizmet dışı bırakılarak planlı olarak kapatılmasıdır.

Rüzgar türbinleri ve güneş panelleri gibi yenilenebilir enerji kaynağı teknolojileri için faydalı ömrün tamamlanması sonunda hizmet dışı bırakılma uygulaması yerine genellikle sistemin devamlılığı sağlanmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarında tesisin faydalı ömrünü tamamlaması sonrasında kalan değer, yatırım maliyetinin yüzde 20'sini oluşturduğu tahmin edilmektedir.<sup>26</sup>

### 3.1.1 Bugünkü Değer Yöntemi

Bugünkü değer yöntemi; gelecekte elde edilmesi beklenen nakit akımlarının, belirli bir güne ya da döneme indirgenmesi ile elde edilen değer olarak tanımlanır. Yatırım projesinin faydalı ömrü boyunca elde edeceği nakit akımları indirgeme oranı ile indirgenerek bugünkü değer elde edilir (Çonkar ve Özdemir 2009, ss. 160-161).

$$BD = \sum_{n=1}^t \frac{C_n}{(1+i)^n} \quad (3.1)$$

$C_n$ : n periyodunda gerçekleşen nakit akımı

$i$ : indirgeme oranı

$t$ : projenin faydalı ömrü

### 3.1.2 Net Bugünkü Değer Yöntemi

Projenin faydalı ömrü boyunca nakit girişlerinin bugünkü değeri ile nakit çıkışlarının bugünkü değeri arasındaki fark net bugünkü değer olarak tanımlanmaktadır (Brealey ve diğ. 2015, s. 236).

---

<sup>26</sup> International Energy Agency (IEA). 2010. *Projected Costs of Generating Electricity*, Paris.

Net bugünkü değer yöntemi; toplam indirgenmiş nakit akımlarının bugünkü değerinden, yatırımın toplam maliyetinin çıkarılması sonucunda elde edilir. Yöntem sonucu bulunan pozitif bir NBD yatırımın karlı olacağını, negatif bir NBD yatırımın zarar ile sonuçlanacağını ifade eder (Uygur 2015, s. 58).

Net bugünkü değer  $\geq 0$   $\Rightarrow$  Proje için yatırım kararı alınabilir.

Net bugünkü değer  $< 0$   $\Rightarrow$  Proje ret edilir

$$NBD = \sum_{n=1}^t \frac{C_n}{(1+i)^n} - C_0 \quad (3.2)$$

$C_0$ : Toplam başlangıç yatırım maliyeti

### 3.1.3 İç Verim Oranı Yöntemi

NBD yöntemi karın ya da zararın parasal karşılığını göstermektedir. İVO yöntemi ise karın ya da zararın ne oranda olduğunu tespit etmeyi amaçlar.

İVO yöntemi nakit girişlerinin bugünkü değeri ile nakit çıkışlarının bugünkü değerinin eşitlenmesi prensibi ile analiz edilir. İVO kısaca net bugünkü değeri sıfıra eşitleyen indirgeme oranıdır. (Tekbaş ve diğ. 2014, s.99)

Net bugünkü değerin sıfır olması sermaye maliyetine eşit bir getiri oranına sahip olduğunu ifade eder. Bu noktada projeden kar ya da zarar edilmez. (Brealey ve diğ. 2015, ss 243-246).

İVO Denklem 3.3'de gösterildiği gibi hesaplanmaktadır.

$$0 = \sum_{n=1}^t \frac{C_n}{(1+i_v)^n} - C_0 \quad (3.3)$$

$i_v$ : iç verim oranı (karlılık oranı)

İVO formülünden hesaplanan değer, İNA analizinde kullanılan indirgeme oranı ile kıyaslanarak yorumlanır. İVO, beklenen minimum getiri oranından (indirgeme oranından) büyük bir değere sahip ise proje kabul edilir, değil ise proje ret edilir. İVO, indirgeme oranından ne kadar yüksek ise projenin gerçekleştirilme ihtimali ve karlılığı da o kadar yüksektir (Çonkar ve Özdemir 2009, s. 163).

İç verim oranı  $\geq$  indirgeme oranı => Proje için yatırım kararı alınır.  
İç verim oranı  $<$  indirgeme oranı => Proje ret edilir.

### 3.1.4 İndirgeme Oranı

Zaman içerisinde enflasyona bağlı olarak paranın alım gücü giderek azalır. Bu nedenle daha kısa süre içerisinde elde edilebilecek para, daha sonra elde edilebilecek paradan daha yüksek bugünkü değere sahiptir. İNA analizi kapsamında bu durumun göz ardı edilmemesi için indirgeme oranı kullanılmaktadır (Bilir ve Kulalı 2014, ss. 40-43).

İNA analizinde kullanılan indirgeme oranı, gelecek nakit akımlarını bugünkü değerine getirmektedir. İndirgeme oranının; nakit akımlarının riskliliği, getiri oranının cari seviyesi ve nakit akımlarının zaman dilimi olmak üzere üç faktörü yansıtmaları gerekmektedir. Bu yöntemde, yatırım değerini belirlemede uygun indirgeme oranının seçimi oldukça önemlidir (Koç 1998, s. 98).

Yatırım yapılması planlanan bir projenin piyasa değerini tahmin etmek için seçilen indirgeme oranı, yatırımcının beklediği minimum getiri oranıdır. İndirgeme oranı projenin risk derecesi, alternatif yatırım fırsatları, gelecekteki tahmini enflasyon veya deflasyon oranları, piyasa tutumları ve ekonomik göstergeler çerçevesinde değerlendirilir.

Gelişmiş ülkelerde indirgeme oranı yatırımcı eğilim araştırmalarına göre belirlenmektedir. Yapılan literatür taramasında ülkemizde herhangi bir yatırımcı eğilim araştırmasına ulaşılamamıştır.

Gelişmekte olan ülkelerde indirgeme oranının belirlenmesi, piyasa verilerinin şeffaf olmamasından dolayı daha zordur. Bu nedenle gelişmekte olan ülkelerde genellikle indirgeme oranı sermayenin marjinal getirisi ile piyasadaki faiz oranı karşılaştırılarak ve yatırımcının beklediği getiri oranı dikkate alınarak belirlenmektedir.

Kenyes teorisine göre sermayenin marjinal getirisi ile piyasadaki faiz oranı karşılaştırılarak bir yatırımın yapılıp yapılamayacağına karar verilebilir. Bu teoriye göre faiz oranı sermayenin getirisinden düşük ise yatırım kararı alınır (Benligiray 2017, s. 20).

#### **3.1.4.1 Risksiz faiz oranı**

Belirli bir vade ile yapılan borç anlaşması sonucunda paranın kullanımına karşı ödenen miktar faiz olarak adlandırılmaktadır. Risksiz faiz oranı ve nominal faiz oranı aynı kavramaları ifade etmektedir. Nominal faiz oranı, borç alan kişinin borç veren kişiye parayı kiralamak için ek olarak ödemesi gereken tutar olarak ifade edilebilir (Ünsal 2009, s. 110).

Banka ve türevleri gibi kurumlara yatırılan paranın değer kazandığı faiz türü nominal faizdir. Bir yatırımcının bankaya yatırdığı para nominal faiz oranına göre büyür. Nominal faiz oranının enflasyondan arındırılması ile paranın gerçek maliyetini yansıtan reel faiz oranı elde edilir. Nominal faiz, reel faiz ve enflasyon arasındaki ilişki Denklem 3.4'de belirtilmiştir (Mishkin 2006, ss. 76-77).

$$\text{Reel Faiz} = \text{Nominal Faiz} - \text{Enflasyon Oranı} \quad (3.4)$$

Yatırımcı riskli bir yatırımdan beklediği getiri oranını (indirgeme oranını), risksiz faiz oranı ve risk priminin toplamı sonucunda elde ettiği veriye göre değerlendirebilir (Damodaran 2002, s. 154).

Yatırımcılar yatırım yapmayı planladıkları yatırımdan risksiz faiz oranına göre daha fazla getiri elde etmeyi beklerler. Buradaki daha fazla getiri beklentisi aslında yatırımcının daha fazla kar elde etmesi için alacağı riski ifade etmektedir. Sonuç olarak indirgeme

oranı risksiz faiz oranına belirli oranda risk primi ilave edilerek Denklem 3.5’de belirtildiği gibi hesaplanmaktadır (Ayan 2010, s. 391).

$$i = r_{rf} + r_{rp} \quad (3.5)$$

i: indirgeme oranı

$r_{rf}$ : Risksiz faiz oranı

$r_{rp}$ : Risk primi

Risksiz faiz oranı belirlenirken hazine bonosu, devlet tahvilleri veya Eurobond verilerinden faydalanılmaktadır. Eurobond ülkemizde nominal değerler üzerinden ihraç edilen uluslararası piyasada işlem gören uzun vadeli bir yatırım aracıdır.

Yatırım periyodunun uzunluğu veya kısalığı dikkate alınarak risksiz faiz oranı seçilmelidir. Uzun vadeli bir yatırım için uzun vadeli bir yatırım aracının nominal faiz oranı risksiz faiz oranı olarak değerlendirilmelidir.

#### **3.1.4.2 Risk primi**

Aynı vadeye sahip geri ödenmeme riski olan bir yatırım aracı ile olmayan arasındaki fark risk primi olarak adlandırılmaktadır. Yatırımcının riskli bir yatırım aracına parasını yatırması için razı olduğu ilave faiz geliri risk primini gösterir. Bir yatırıma aktarılan paranın geri ödeme riski ile risk primi doğru orantılıdır. Yatırım riski arttıkça risk primi de artmaktadır. (Mishkin 2006, ss. 127-128)

Gelişmekte olan ülkelerdeki risk primi gelişmiş ülkelere göre daha yüksektir. Bu durum risk priminin ekonomik, sektörel, politik, vb. risklerden etkilendiğini ve ülkelerin gelişmişlik düzeyine göre değerlendirilmesi gerektiğini gösterir (Damodaran 2002, 164).

Risk priminin içerisinde sistematik ve sistematik olmayan riskler bulunmaktadır. Sistematik riskler piyasanın bütününe etkileyen ekonomik, politik ve diğer çevre ile ilişkili risklerdir (Aksoy ve Tanrıöven 2007, s. 34).

Sistematiik olmayan riskler tek bir sekt6r veya firma bazında oluşan riskler olarak ifade edilebilir. Faaliyet riski, finansal risk ve y6netici riskinden oluşmaktadır (Ceylan ve Korkmaz 2004, s. 456).

### 3.2 SEVİYELENDİRİLMİŞ ENERJİ MALİYETİ Y6NTEMİ

Birim enerji maliyeti, elektrik enerjisi end6strisi için b6y6k bir endiŐe kaynağıdır. Geleneksel enerji 6retiminde kaynağın belirli olması birim elektrik maliyetinin daha rahat belirlenmesine olanak sağlamaktadır. Farklı teknolojilerdeki yenilenebilir enerji kaynaklarından 6retim yapan tesisler için kaynağın değişkenlik g6stermesi belirsizlikleri de beraberinde getirmektedir. Bu farklı teknoloji ve kaynaklı sistemlerin karŐılaŐtırmasında SEM analizi 6nemli bir rol oynamaktadır (Bruck ve diğ., s. 133).

SEM analizi yardımıyla farklı projeler (r6zgar elektrik santralleri, g6neŐ enerji santralleri, doğal gaz santralleri, vb.); faydalı 6m6r, kurulum maliyetleri, operasyonel giderler, 6retilen elektrik miktarı vb. değerlendirilerek kıyaslanabilirler.

SEM analizi aşağıda yer alan uygulamalar için kullanılabilir (IEA 2010, s. 164).

- a) Belirli bir 6retim teknolojisinden 6retilen elektriğin birim maliyetinin belirlenmesi
- b) Aynı pazardaki farklı elektrik 6retim teknolojilerinin karşılaştırılması
- c) eŐitli 6retim seçeneklerinin maliyet yapısının değerlendirilmesi
- d) Teşvik mekanizmaları gibi temel politika parametrelerine bağlı değerikliklerin birim elektrik maliyeti 6zerindeki etkisi

SEM analizi bir projenin kullanım 6mr6 boyunca oluŐturacađı maliyetlerin 6mr6 boyunca 6reteceği elektrik miktarına b6l6nmesiyle hesaplanır. SEM analizi form6l6 Denklem 3.6 g6sterilmiŐtir (Lai ve diğ. 2017, s. 192).

$$SEM = \frac{\text{Santralin 6mr6 Boyunca Maliyeti}}{\text{Santralin 6mr6 Boyunca 6rettiği Enerji}} \quad (3.6)$$

Denklem 3.7’de görüldüğü gibi rüzgar enerji santralleri için seviyelendirilmiş enerji maliyeti; yatırım maliyeti, rüzgar kaynağının kalitesi, kullanılan rüzgar türbinlerinin teknik özellikleri, operasyonel maliyetler, bakım maliyetleri ve projenin faydalı ömrü olmak üzere altı farklı ana değişkene bağlıdır. Analizinin kullanımında bu parametreler doğru yaklaşım ve metotlar ile hesaplanmalıdır. Aynı zamanda denklem sonucunda elde edilen verilerin farklı ülkelerin belirlediği teşviklere veya vergilere dayalı değişkenlik gösterebileceği göz ardı edilmemelidir.

$$SEM = \frac{\sum_{n=1}^t \frac{I_n + M_n + Y_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^t \frac{E_n}{(1+i)^n}} \quad (3.7)$$

$t$ : projenin faydalı ömrü

$I_n$ :  $n$  yılındaki ilk yatırım maliyeti

$M_n$ :  $n$  yılındaki operasyon ve bakım giderleri

$Y_n$ :  $n$  yılındaki yakıt harcamaları (Yenilenebilir enerji kaynaklarında sıfır)

$E_n$ :  $n$  yılındaki üretilen elektrik miktarı

$i$ : indirgeme oranı

Teknolojik gelişmeler, artan rekabetçi üretim koşulları, uluslararası arenada aktif ve tecrübeli proje geliştiricileri sayısının artması, SEM oranlarının düşmesine ve daha verimli enerji projelerinin hayata geçirilmesine olanak sağlamaktadır.

### 3.3 KAPASİTE FAKTÖRÜ ANALİZİ

Elektrik santralının bir yıl boyunca üretmiş olduğu enerjinin, söz konusu santralin bir yıl boyunca nominal güçte çalışarak üreteceği enerjiye oranı kapasite faktörü olarak adlandırılır (Bruck ve diğ., s. 133).



Rüzgar türbinleri genellikle zaman diliminin, yüzde 70 ile yüzde 85’inde aktif olarak çalışmaktadır. Ancak çalıştıkları bu zaman diliminde rüzgar hızı sabit olmadığından nominal güçte çalışamazlar. Bir rüzgar enerji santralının kapasite faktörü, rüzgar rejimi ve türbinin rüzgar enerjisinden faydalanma teknolojisine (türbin tasarımına) bağlıdır (Ertürk 2012, s. 361).

Kapasite faktörü tek bir türbin özelinde değerlendirildiğinde türbinin rüzgar enerjisini ne derece etkili kullandığını ifade eder ve aşağıda yer alan denklem kullanılarak hesaplanır (Akkaş 2001, s. 82).

$$\text{Kapasite Faktörü} = \frac{\text{Reel Üretim Miktarı (MWsaat)}}{\text{Nominal Güç (MW)} \times \text{Zaman Dilimi (saat)}} \quad (3.8)$$

Rüzgar enerji santrallerinde kapasite faktörü hesaplanırken, tasarımın yanı sıra diğer faktörler de dikkate alınmalıdır. Türbin üretimi gerçekleştiren firmalar yüksek oranda kapasite faktörleri taahhüt ederek yatırımcıyı cezbetmektedir. Yeni yatırım gerçekleştirecek yatırımcılar, fizibilite çalışmalarında sistemi bir bütün olarak değerlendirip şebeke kayıpları, plansız devre dışı kalma gibi faktörleri göz önünde bulundurarak daha düşük bir kapasite faktörü belirlemeli ve yatırım riskini azaltmalıdır.

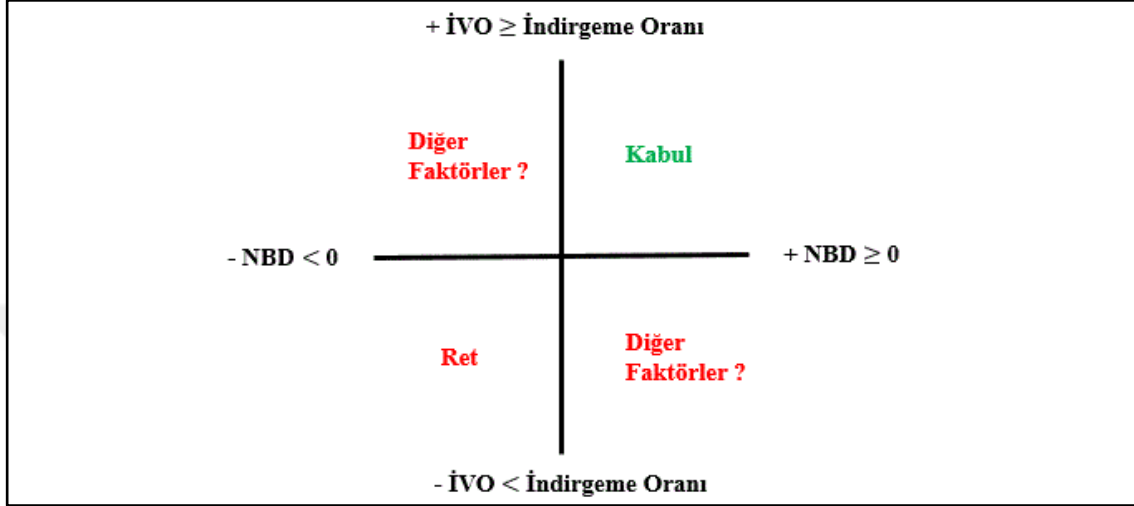
### **3.4 İNA ANALİZİNDE KULLANILAN YÖNTEMLERİN KABUL ARALIKLARI**

İVO ve NBD yöntemleri yatırım projelerinin değerlendirilmesi sırasında zaman faktörünü dikkate alarak projenin farklı zamanlarda elde edeceği nakit giriş ve çıkışlarını aynı zaman düzeyine indirger ve kıyaslanabilir hale getirir. NBD yöntemi sonucunda elde edilen değer pozitif ve İVO yöntemi sonucunda elde edilen değer, NBD yönteminde kullanılan indirgeme oranından büyük veya eşit olması durumunda proje kabul edilir.

NBD yöntemi sonucunda elde edilen değer sıfırdan küçük ve İVO yöntemi sonucunda elde edilen değer, NBD yönteminde kullanılan indirgeme oranından küçük olması durumunda proje ret edilir.

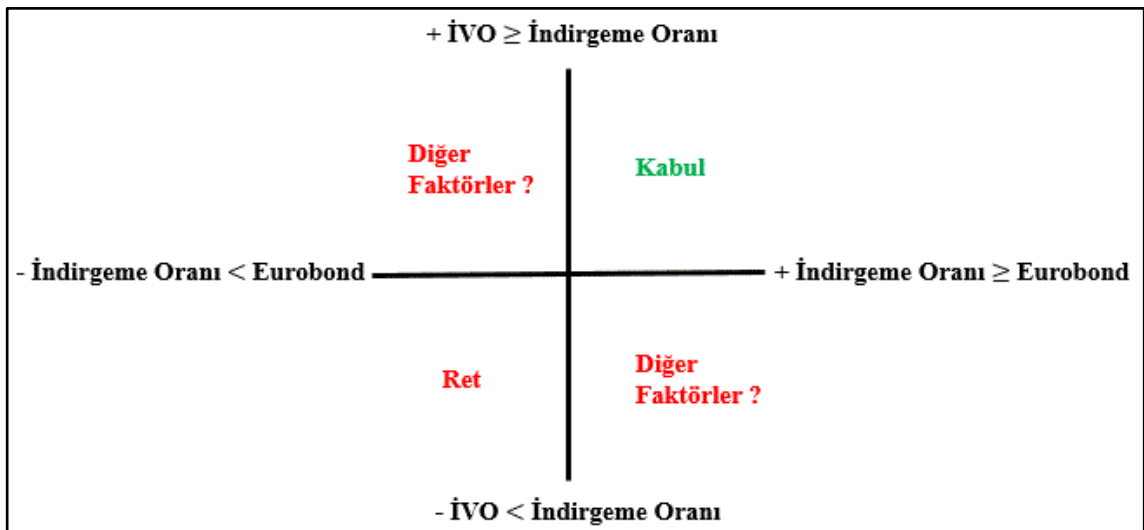
NBD yöntemi sonucunda elde edilen değer ve İVO yöntemindeki verilerin kıyaslanması sırasında söz konusu durumlardan en az birinin sağlanmaması projenin tekrar değerlendirilmeye alınarak diğer faktörlere bakılmasını gerektirmektedir.

**Şekil 3.1: İVO ve NBD yöntemlerinin proje kabul aralıkları**



Finansal analize konu modellemede yatırım maliyetlerinin ve operasyonel maliyetlerin ağırlıklı olarak dolar bazlı olması sebebiyle, risksiz faiz oranı dolar bazlı Eurobond'a göre hesaplanmıştır. Yatırımcı risksiz faiz oranına göre daha fazla getiri elde etme beklentisinde olacağından, projenin indirgeme oranı teorik olarak minimum dolar bazlı Eurobond'a eşit olmalıdır. Ayrıca modelin İNA analizine göre kabul aralığında kalması için indirgeme oranının maksimum İVO'ya eşit olması beklenmektedir.

**Şekil 3.2: İVO, indirgeme oranı ve risksiz faiz oranı**



### 3.5 PROJE VERİLERİ VE VARSAYIMLARI

Bankacılık kanunu 73. maddesi gereğince firma ismi ve şirket menfaatleri aleyhine kullanılabilen veriler tez içerisinde kullanılmamıştır. Finansal analize konu rüzgar enerji santrali 10.09.2014 tarihinde üretim faaliyetine başlamıştır. Tez çalışmasına konu santralinin 10.09.2018 tarihli güncel satış değerinin belirlenmesi için mevcut tesis verileri ve literatür taramasındaki verilerden faydalanılarak tesisin gerçeğe uygun değerinin bulunması amaçlanmıştır.

Bir varlığın değeri, kişilere veya kurumlara göre değişkenlik gösteremez. Bu nedenle oluşturulacak finansal model kapsamında ticari kredi finansmanında doğabilecek giderler değerlendirilmemiştir. Model, varlığın alıcı ve satıcı arasında, belirli bir tarihte, el değiştirmesi durumunda en olası, nakit el değiştirme değerinin bulunmasına yönelik kurulmuştur.

Yapılan literatür taramasında NREL (2016), IEA (2017) ve farklı kaynaklarda rüzgar enerji santrallerinin faydalı ömrünün 20 ila 25 yıl arasında değişebileceği ifade edilmiştir. Kurulacak olan modelde projenin faydalı ömrü 25 yıl kabul edilmiştir.

Projenin 10.09.2018 tarihli güncel değeri, bu tarihten sonra elde edilmesi planlanan net gelirlerin bu tarihe indirgenmesi ile elde edilecektir. Sonuç olarak söz konusu projenin faydalı ömrü dikkate alındığında projeden 21 yıl boyunca gelir elde edileceği varsayılmıştır. Rüzgar enerji santrallerinin gelir ve gider kalemlerinin ağırlıklı olarak para birimi Amerikan Doları'dır. 21 yıl boyunca finansal analize konu olan tüm gelir ve gider kalemleri dolar bazlı hesaplamaya dahil edilmiştir.

İndirgeme oranı hesabında kullanılan risksiz faiz oranına karşılık dolar bazlı Eurobond kullanılmıştır. Türkiye için Eurobond'un son altı aylık ortalaması incelendiğinde 2047 yılı uzun vadeli dolar bazlı Eurobond yüzde 5,91 ve 2025 yılı kısa vadeli dolar bazlı Eurobond yüzde 5,35 getiri oranını sağlamaktadır. Şekil 3.1'de görüldüğü gibi oluşturulan modelde on yıldan daha uzun bir süre için getiri beklenmektedir. Bu nedenle 2047 yılı uzun vadeli dolar bazlı Eurobond kullanılmıştır.

Şekil 3.3’de sarı ile boyalı kısım (2018 ve 2024 yılları arası) sabit alım garantisi teşviki kapsamında elektrik satışının devam ettiği aralığı, yeşil ile boyalı kısım (2024 ve 2039 yılları arası) projenin herhangi bir teşvikten yararlanmadan serbest elektrik piyasasında satış yapacağı aralığı ifade etmektedir.

**Şekil 3.3: Proje ömrü ve önemli yıllar**



### 3.5.1 İşletme Gelirleri

Yenilenebilir enerji santralleri faydalı ömürleri boyunca üretecekleri elektriğin satışı sonucunda gelir elde ederler. Bir santralin yıllık elektrik üretiminden elde edeceği gelir, yıl içerisinde üreteceği elektrik miktarının birim elektrik satış fiyatıyla çarpılması sonucu elde edilir. Bu nedenle finansal analiz kapsamında her iki parametrenin de doğru tahmin ve tayin edilmesi oldukça önemlidir. Tez çalışmasında elektrik satışı dışında herhangi bir gelirin elde edilmediği varsayılmıştır.

#### 3.5.1.1 Üretilen elektrik miktarı

Yıllık üretilen elektrik miktarı kapasite faktörünün yansımasıdır. Bu nedenle kapasite faktörü projenin gelirini etkileyecek ana hususlardan bir tanesidir. Kurulu bir rüzgar enerji santralinin kapasite faktörünü belirlemek kolaydır. Meteorolojik özelliklerinin tesis özelindeki etkilerinin daha doğru tahmin edilebilmesi için, birkaç sene boyunca elde edilen verilerin aritmetik ortalaması alınarak, geleceğe yönelik tahminler rahatlıkla yapılabilir. Tablo 3.1’de de görüldüğü gibi finansal analizi yapılacak rüzgar enerji santraline ait son üç yıllık reel üretim verilerinin ortalaması 52.967 MWh olarak hesaplanmıştır.

**Tablo 3.1: Rüzgar enerji santraline ait son üç yıllık reel üretim verileri**

Türbin No.	2015	2016	2017	Ortalama Üretim Miktarı
T01	5.805 MWh	6.130 MWh	5.631 MWh	5.855 MWh
T02	6.586 MWh	6.063 MWh	5.570 MWh	6.073 MWh
T03	7.072 MWh	6.965 MWh	6.398 MWh	6.812 MWh
T04	5.930 MWh	6.186 MWh	5.683 MWh	5.933 MWh
T05	4.422 MWh	4.457 MWh	4.095 MWh	4.325 MWh
T06	6.351 MWh	6.090 MWh	5.594 MWh	6.012 MWh
T07	5.823 MWh	6.089 MWh	5.593 MWh	5.835 MWh
T08	7.154 MWh	6.658 MWh	6.116 MWh	6.643 MWh
T09	5.977 MWh	5.453 MWh	5.009 MWh	5.480 MWh
<b>TOPLAM</b>	<b>55.121 MWh</b>	<b>54.090 MWh</b>	<b>49.689 MWh</b>	<b>52.967 MWh</b>

Elde edilen veriler kullanılarak Denklem 3.8 üzerinden yapılan hesaplamada kapasite faktörü aşağıdaki gibi hesaplanmıştır.

$$Kapasite Faktörü = \frac{52.967 (MWsaat)}{18 (MW) \times 8760 (saat)} \times 100 = 33,59\%$$

Örnek uygulamada kapasite faktörünün geçmiş dönemlerde gerçekleşen performans rejimine benzer bir seyir izleyeceği ve sabit kalacağı varsayılmıştır. İlerleyen yıllarda bakım tekniklerinin gelişeceği ve küresel ısınmadan kaynaklı rüzgar enerjisinin artacağı varsayımıyla, rüzgar türbinleri üzerinde oluşabilecek performans kayıplarının kapasite faktörünü etkilemeyeceği öngörülerek faydalı ömür sonuna kadar sabit alınmıştır.

### 3.5.1.2 Birim elektrik satış fiyatı

YEKDEM (Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması) kapsamında 5346 numaralı kanunun 6. maddesine göre 18.05.2005 tarihinden 31.12.2015 tarihine kadar işletmeye girmiş YEKDEM'e tabi üretim lisansı sahipleri, on yıl süreyle aşağıda yer alan Tablo 3.2'deki elektrik satış fiyatları üzerinden sabit fiyat garantisi uygulamasından faydalanabilmektedir.

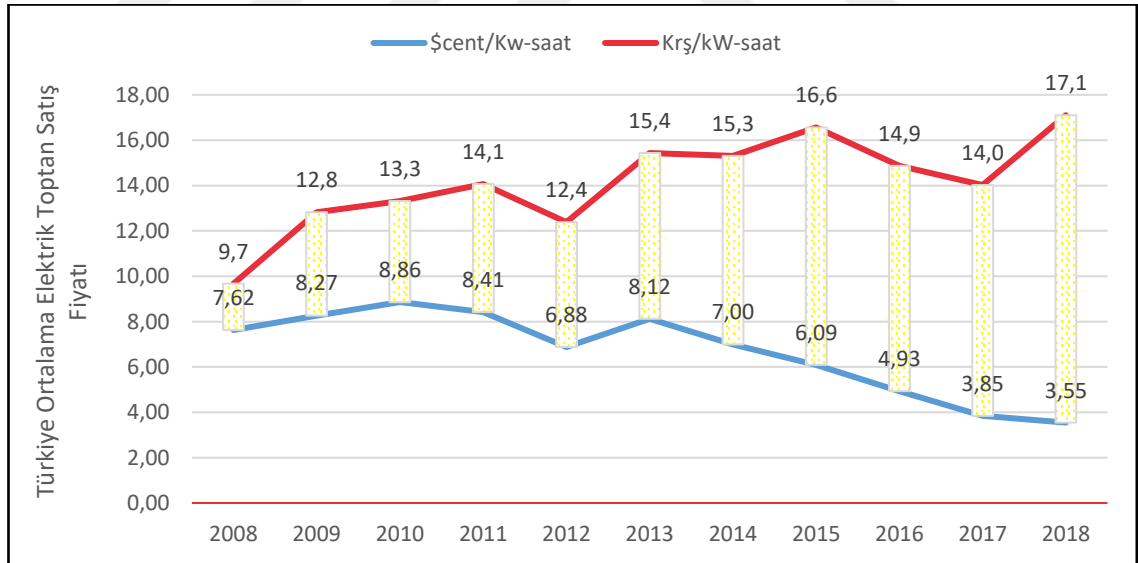
**Tablo 3.2: YEKDEM teşvik fiyatlandırması**

I Sayılı Cetvel (29/12/2010 tarihli ve 6094 sayılı Kanunun hükmüdür.)	
Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesis Tipi	Uygulanacak Fiyatlar (\$ cent/kWh)
a. Hidroelektrik üretim tesisi	7,3
<b>b. Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi</b>	<b>7,3</b>
c. Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	10,5
c. Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	13,3
c. Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	13,3

Kaynak: www.mevzuat.gov.tr

Yenilenebilir enerji kaynağına dayalı üretim tesislerinin on yıllık faaliyetlerini tamamlamaları akabinde sabit alım garantisi teşviki sona erecektir. Bu noktada üretilen elektrik rekabetin yoğun olduğu serbest elektrik piyasasında satılacaktır. Son on yıla ait serbest piyasada gerçekleşen Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatı (TORETOSAF) Amerikan Doları ve Türk Lirası cinsinden Şekil: 3.4’de gösterilmiştir.

**Şekil 3.4: TORETOSAF (2008-2018)**



Kaynak: EPDK tarafından açıklanan TORETOSAF verileri ve ilgili yılın döviz kuru ortalaması kullanılarak “Bkz. Ek 1: Tablo 1” hesaplama yapılmıştır.

Şekil: 3.4’de Dolar bazlı TORETOSAF ve Türk Lirası bazlı TORETOSAF eğrilerinin gitgide birbirinden uzaklaştığı gözlemlenmiştir. Bu uzaklaşmanın sebebi, dolar kurunun artmasına karşılık Türk Lirası üzerinden değerlendirilen TORETOSAF’ın aynı oranda artmaması olarak değerlendirilmiştir.

Örnek uygulamada sözleşme süresi boyunca (2018 ve 2024 yılları arası) birim elektrik satış fiyatı YEKDEM'in açıklamış olduğu 7,3 \$cent/kWh üzerinden değerlendirilmiştir. 2024 yılında YEKDEM sözleşmesinin sona ermesiyle birlikte üretilecek elektriğin satış fiyatı son on yılın ortalamasına bakıldığında “Bkz. Ek 1: Tablo 1” 6,7 \$cent/kWh olarak hesaplanmıştır. Fakat 2024 yılına kadar yeni kurulacak enerji santralleri ve Akkuyu Nükleer Enerji Santrali'nin devreye girmesiyle beraber arz fazlası oluşma riski mevcuttur. Bu nedenle 2024 yılı sonrasındaki birim elektrik satış fiyatı projenin emniyeti bakımından 6 \$cent/kWh olarak kabul edilmiştir.

### 3.5.1.3 Faydalı ömür sonundaki hurda değeri

Hurda değeri hesaplanırken tesisin faydalı ömrünü tamamladığı tarihteki güncel yatırım maliyetinin yüzde yirmisinin hurda değerine tekabül edeceği varsayılmıştır. Gelecekteki kurulum maliyetinin tahmini ve tayini, güncel yatırım maliyetinin enflasyon etkisi ile geleceğe taşınması ile hesaplanmıştır. Yapılan hesaplama sonucunda elde edilen değer gelir kalemlerine eklenerek nakit akımları içerisinde değerlendirilmiştir.

### 3.5.2 İşletme Giderleri

İşletme giderleri yatırımın faaliyet yılındaki tüm giderlerini kapsamaktadır. Mevcut bir rüzgar santralının başlıca işletme giderleri; operasyonel maliyetler, bakım maliyetleri, arazi kirası, lisans yenileme bedeli, kurumlar vergisi ve iletim sistemi kullanım bedeli olarak gruplandırılabilir. Söz konusu projeye ait hesaplanan başlıca gider kalemleri Tablo 3.3'de belirtilmiştir.

**Tablo 3.3: Projeye ait gider kalemleri**

Gider Türü	Birim Değer
Operasyonel Maliyetler	4,0 \$/kW-yıl
Bakım Maliyetleri	19,0 \$/kW-yıl
Arazi Kirası	3,0 \$/kW-yıl
Lisans Yenileme Bedeli	0,00062 \$cent/kWh
Kurumlar Vergisi	22,00%
İletim Sistemi Kullanım Bedeli	0,0026 \$/kWh

### **3.5.2.1 Arazi kirası**

5346 sayılı Kanununun 8 inci maddesinde yer alan hüküm uyarınca; EPDK tarafından düzenlenmiş üretim lisansına sahip ve yenilenebilir enerji kaynakları kullanarak elektrik üretimi yapan tesislerin hazine taşınmazları üzerinde faaliyet göstermesi durumunda, ilk on yıl enerji nakil hatları kiralama, irtifak ve kullanma hakkı konusunda yüzde 85 indirim uygulanmaktadır. Söz konusu yasa 31 Aralık 2020 tarihine kadar işletmeye girecek olan elektrik santralleri için geçerlidir.

Projenin yıllık kira bedeli 3 \$/kW-yıl üzerinden hesaplanmıştır. Tesisin faaliyet başlangıç tarihi dikkate alınarak yirmi bir yıl boyunca gerçekleşecek nakit akımlarının ilk altı yılında kira değeri üzerinden yüzde 85 indirim uygulanmıştır. İlk on yılın tamamlanması akabinde kira bedeli ortalama dolar enflasyonu baz alınarak faydalı ömür sonuna kadar her yıl artırılmıştır.

### **3.5.2.2 Lisans yenileme bedeli**

İşletme giderlerinden bir tanesi de yıllık lisans yenileme bedelidir. Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK) tarafından 02.11.2013 tarihli ve 28809 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren yönetmeliğin 43 üncü maddesi uyarınca, 2018 yılında uygulanacak lisans yenileme bedeli kWh başına 0,003 (sıfırtambindeüç) kuruş olarak belirlenmiştir. Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası (TCMB) verilerine göre 2018 yılı dolar kuru ortalaması 4,82 olarak hesaplanmıştır “Bkz. Ek 2: Tablo 2”. Lisans yenileme bedeli 2018 yılı ortalama dolar kuruna bölünerek kWh başına 0,00062 \$cent/kWh olarak hesaplanmıştır.

Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği'nin 4. maddesinde yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim yapan tesisler için tesis tamamlanma tarihini izleyen ilk sekiz yıl süresince yıllık lisans bedeli alınmadığı belirtilmektedir. Tesisin faaliyet başlangıç tarihi dikkate alınarak yirmi bir yıl boyunca gerçekleşecek nakit akımlarının ilk dört yılında yıllık lisans yenileme maliyeti sıfır alınmıştır. İlk sekiz yılın tamamlanması akabinde lisans bedeli yıllık, ortalama dolar enflasyonu baz alınarak faydalı ömür sonuna kadar arttırılmıştır.



### 3.5.2.3 Kurumlar vergisi

Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretim yapan tesisler için kurumlar vergisine yönelik muafiyet ya da istisnai bir durum söz konusu değildir. Söz konusu tesisler üretimde elde edilen kazanç doğrultusunda kurumlar vergisine tabidir. 5520 sayılı vergi kanununun geçici madde 10 bölümünde yer alan açıklamaya göre, kurum kazançlarına ilişkin yüzde 22 oranında kurumlar vergisi uygulanmaktadır.

### 3.5.2.4 İletim sistemi kullanım bedeli

01.01.2018 tarihinden itibaren TEİAŞ tarafından uygulanacak elektrik üreticileri için hazırlanmış iletim sistemi kullanım bedeli hesap tablosu, Tablo 3.4’de belirtilmiştir. Söz konusu tablo kullanılarak yapılan hesaplamada iletim sistemi kullanım bedeli yaklaşık 0,0026 \$/kWh olarak hesaplanmıştır. Söz konusu hesaplama yapılırken 2018 yılı dolar kuru ortalamasından faydalanılmıştır “Bkz. Ek 2: Tablo 2”.

6446 sayılı kanunun geçici 4’üncü maddesi gereğince, elektrik üretim faaliyeti gösteren tesislere, işletmeye başlangıç tarihlerinden itibaren beş yıl boyunca iletim sistemi kullanım bedeli üzerinden yüzde 50 indirim uygulanmaktadır.

**Tablo 3.4: Üreticiler için iletim sistemi kullanım bedeli hesap tablosu**

Üretim			
Tarife Bölgesi	Sistem Kullanım		Sistem İşletim
	(TL/MW-Yıl)	(TL/MWh)	(TL/MWh)
1	24.053,17	5,51	2,50
2	26.222,96	5,51	2,50
3	26.462,47	5,51	2,50
4	26.804,96	5,51	2,50
5	27.970,58	5,51	2,50
6	29.392,94	5,51	2,50
7	29.561,60	5,51	2,50
8	32.561,70	5,51	2,50
9	33.840,99	5,51	2,50
10	37.577,48	5,51	2,50
11	39.579,35	5,51	2,50
12	41.270,89	5,51	2,50
13	43.039,91	5,51	2,50
14	46.167,30	5,51	2,50

Kaynak: www.teias.gov.tr

#### 4. BULGULAR

Bu bölümde tez çalışması kapsamında elde edilen veriler kullanılarak oluşturulan nakit akışları üzerinden hesaplamalar yapılacaktır “Bkz. Ek 3: Tablo 3”. Yapılan hesaplamalar kapsamında farklı indirgeme oranları kullanılarak üç farklı senaryo oluşturulacaktır. BD formülü gereği indirgeme oranının artmasının BD’yi azaltacağı açık bir şekilde gözükmemektedir. Bu nedenle indirgeme oranının en yüksek kullanıldığı senaryo kötümser beklentiye yönelik senaryo ve en düşük kullanıldığı senaryo ise iyimser beklentiye yönelik senaryo olarak adlandırılmıştır. İki farklı indirgeme oranının tek nakit akışı üzerinde kullanıldığı senaryoya ise karma beklentiye yönelik senaryo adı verilmiştir. Yapılan araştırmalar sonucunda elde edilen tüm veriler ve değerlendirmeler Tablo 4.1’de ayrıntılı olarak özetlenmiştir.

**Tablo 4.1: Çalışma kapsamında elde edilen veriler**

<b>Santral Bilgileri</b>	
<b>Faaliyet Başlangıç Tarihi</b>	2014
<b>Türbin Sayısı</b>	9
<b>Toplam Santral Kapasitesi</b>	18.000 kW
<b>Yatırım Bedeli</b>	23.400.000 \$
<b>Güncel Satış Değeri</b>	27.000.000 \$
<b>Arazi Kirası</b>	3,0 \$/kW-yıl
<b>Operasyonel Maliyetler</b>	4,0 \$/kW-yıl
<b>Bakım Maliyetleri</b>	19,0 \$/kW-yıl
<b>Kapasite Faktörü</b>	33,59%
<b>Devlet Politiklarına Bağlı Parametreler</b>	
<b>İlk On Yıl Tarife Garantili Birim Enerji Satış Fiyatı</b>	0,073 \$cent/kWh
<b>İletim Sistemi Kullanım Bedeli</b>	0,0026 \$/kWh
<b>Kurumlar Vergisi</b>	22%
<b>İlk On Yıl Arazi Kirası Teşviki İndirim Oranı</b>	85%
<b>İlk Beş Yıl İletim Sistemi Kullanım Bedeli Teşviki İndirim Oranı</b>	50%
<b>Lisans Yenileme Bedeli</b>	0,00062 \$cent/kWh
<b>Finansal Öngörüler</b>	
<b>Dolar Enflasyon Oranı</b>	1,8%
<b>2025 Yılı TORETOSAF Enerji Satış Fiyatı</b>	0,060 \$cent/kWh
<b>Öngörülen Faydalı Ömür</b>	25 yıl
<b>Kalan Faydalı Ömür</b>	21 yıl
<b>Faydalı Ömür Sonundaki Hurda Oranı</b>	20%
<b>Uzun Vadeli Dolar Bazlı Eurobond</b>	5,9%

#### 4.1 KÖTÜMSER BEKLENTİYE YÖNELİK SENARYO

Senaryo kapsamında risk primi ( $r_{rp}$ ) yaklaşık yüzde 5,1 ve risksiz faiz oranı ( $r_{rf}$ ) yüzde 5,9 (Uzun Vadeli Dolar Bazlı Eurobond) olarak kabul edilmiştir. Bu doğrultuda Denklem 3.5 kullanılarak indirgeme oranı aşağıdaki gibi hesaplanmıştır.

$$i = r_{rf} + r_{rp} = 5,1 + 5,9 \cong 11$$

Tablo 4.1’de yer alan bilgiler ve hesaplanan indirgeme oranı kullanılarak nakit akışları “Bkz. Ek 3: Tablo 3” üzerinden yapılan hesaplamalar sonucunda Tablo 4.2’de yer alan sonuçlar elde edilmiştir.

**Tablo 4.2: Kötümser beklentiye yönelik senaryo sonuçları**

Değerlendirme Tablosu	
İndirgeme Oranı	11,00%
İç Verimlilik Oranı	10,56%
Bugünkü Değer	22.728.020 USD
Net Bugünkü Değer	-671.980 USD
Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti	74 \$/MWh

#### 4.2 İYİMSER BEKLENTİYE YÖNELİK SENARYO

Senaryo kapsamında risk primi ( $r_{rp}$ ) yaklaşık yüzde 1,1 ve risksiz faiz oranı ( $r_{rf}$ ) yüzde 5,9 (Uzun Vadeli Dolar Bazlı Eurobond) olarak kabul edilmiştir. Bu doğrultuda Denklem 3.5 kullanılarak indirgeme oranı aşağıdaki gibi hesaplanmıştır.

$$i = r_{rf} + r_{rp} = 1,1 + 5,9 \cong 7$$

Tablo 4.1’de yer alan bilgiler ve hesaplanan indirgeme oranı kullanılarak nakit akışları “Bkz. Ek 3: Tablo 3” üzerinden yapılan hesaplamalar sonucunda Tablo 4.3’de yer alan sonuçlar elde edilmiştir.

**Tablo 4.3: İyimser beklentiye yönelik senaryo sonuçları**

<b>Değerlendirme Tablosu</b>	
İndirgeme Oranı	7,00%
İç Verimlilik Oranı	10,56%
Bugünkü Değer	30.518.985 USD
Net Bugünkü Değer	7.118.985 USD
Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti	61 \$/MWh

### 4.3 KARMA BEKLENTİYE YÖNELİK SENARYO

Senaryo kapsamında YEKDEM fiyat garantisi teşviki ile elektrik satışı yapılacak yıllarda risk primi ( $r_{rp}$ ) yaklaşık yüzde 1,1, YEKDEM teşviki sona erdikten sonra risk primi ( $r_{rp}$ ) yaklaşık yüzde 3,1 ve her iki dönem için risksiz faiz oranı ( $r_{rf}$ ) yüzde 5,9 (Uzun Vadeli Dolar Bazlı Eurobond) olarak kabul edilmiştir.

Bu doğrultuda Denklem 3.5 kullanılarak, teşvikten yararlanan dönem ve teşvik kapsamı dışında kalan dönem için iki farklı indirgeme oranı kullanılmıştır.

Teşvik kapsamında kalan dönem;

Teşvik kapsamı dışında kalan dönem;

$$i = r_{rf} + r_{rp} = 1,1 + 5,9 \cong 7$$

$$i = r_{rf} + r_{rp} = 3,1 + 5,9 \cong 9$$

Tablo 4.1’de yer alan bilgiler ve hesaplanan indirgeme oranları kullanılarak nakit akışları “Bkz. Ek 3: Tablo 3” üzerinden yapılan hesaplamalar sonucunda Tablo 4.4’de yer alan sonuçlar elde edilmiştir.

**Tablo 4.4: Karma beklentiye yönelik senaryo sonuçları**

<b>Değerlendirme Tablosu</b>	
İndirgeme Oranı (YEKDEM Teşvikinden Yararlanan Yıllar)	7,00%
İndirgeme Oranı (YEKDEM Teşviki Kapsamı Dışında Kalan Yıllar)	9,00%
İç Verimlilik Oranı	10,56%
Bugünkü Değer	27.192.739 USD
Net Bugünkü Değer	3.792.739 USD
Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti	65 \$/MWh

## 5. TARTIŞMA VE SONUÇ

Yatırımcının gerçekleştirmeyi planladığı yatırım için mevcut kaynakları ve olası riskleri etkin bir şekilde değerlendirerek isabetli bir yatırım kararı alması gerekmektedir. Bir varlığın değerinin doğru belirlenebilmesi hem alıcı hem de satıcı için en önemli kriterdir. Doğru değer tespiti için bilgi ve birikimin yanında kapsamlı bir araştırmanın da yapılması şarttır. Bu araştırma çerçevesinde, mevcut ekonomik koşullar, finansal piyasalar, teşvik ve vergi mevzuatı, teknolojik gelişmeler ve güncel yatırım trendleri değerlendirmelidir. Yapılacak güncel araştırmalara ek olarak istatistiksel veriler ile gelecek projeksiyonun bulunması ve verilerin uygun bir yöntem ile değerlendirilmesi gerekmektedir.

Oluşturulan finansal modelde iki önemli ana değişken mevcuttur. Söz konusu ana değişkenlerden birincisi, gelecek yıllarda elde edilecek nakit akışlarının belirlenmesi diğeri ise bu nakit akışlarının günümüz tarihine indirgenmesi için kullanılan indirgeme oranıdır.

Bölüm 4.1'de oluşturulan ilk senaryoda elde edilen tüm nakit akışları, yüzde 11'lik indirgeme oranı ile indirgenerek dört yöntem sonucunda elde edilen veriler incelenmiştir. Yapılan literatür taraması sonucunda SEM'in 60 \$/MWh ile 70 \$/MWh aralığında olması beklenmiştir. Söz konusu senaryo kapsamında SEM 74 \$/MWh olarak hesaplanmıştır. Senaryo sonucunda hesaplanan SEM, literatür taramasında elde edilen ortalama verilerin üzerindedir. Senaryo diğer yöntemler kapsamında değerlendirildiğinde, projenin NBD'si ve İVO'su sırasıyla (-) 671.980 USD ve yüzde 10,56 hesaplanmıştır. Sonuç olarak rüzgar enerji santralinin BD'si 22.728.000 USD bulunmuştur. İVO ve NBD, İNA analizinde kullanılan yöntemlerin kabul aralıkları çerçevesinde değerlendirildiğinde, indirgeme oranının İVO'dan büyük ve NBD'nin sıfırdan küçük olması nedeniyle proje kabul aralıkları dışında kalarak modelleme ret edilmiştir.

Bölüm 4.2'de oluşturulan ikinci senaryoda elde edilen tüm nakit akışları yüzde 7'lik indirgeme oranı ile indirgenerek dört yöntem sonucunda elde edilen veriler incelenmiştir.

Yüzde 7'lik indirgeme oranı kullanılarak SEM 61 \$/MWh olarak hesaplanmıştır. Bu değer literatür taramasında elde edilen verilerin aralığı içerisinde. Oluşturulan senaryo diğer yöntemler kapsamında değerlendirildiğinde, projenin NBD'si, İVO'su, BD'si sırasıyla 7.118.985 USD, yüzde 10,56 ve 30.518.000 USD olarak hesaplanmıştır. İVO ve NBD, İNA analizinde kullanılan yöntemlerin kabul aralıkları çerçevesinde değerlendirildiğinde, indirgeme oranının İVO'dan küçük ve NBD'nin sıfırdan büyük olması sonucu, proje kabul koşulları sağlanmıştır. İndirgeme oranı elde edilirken kullanılan yüzde 1,1'lik risk primi oldukça düşüktür. Senaryo kapsamında yatırımcının gerçekleştireceği yatırımdan elde etmeyi beklediği minimum kazanç yüzde 7'dir. Yatırımcı bu kazancın, yüzde 1,1'lik kısmından vazgeçerek, daha garanti getiri sağlayabilecek, dolar bazlı Eurobond'a yatırım yaparak yüzde 5,9'luk kazançta razı olma ihtimali yüksektir. Senaryonun diğer zayıf yanı farklı riskleri içeren dönemlerde aynı indirgeme oranının kullanılmış olmasıdır. Bir projenin risk algısının artmasıyla birlikte indirgeme oranı da artırılarak yatırımcının riski azaltılmalıdır. 2018 ve 2024 yılları arasında YEKDEM teşvik mekanizması kapsamında projenin sabit fiyat ve elektrik alım garantisi mevcuttur. Teşvik kapsamındaki bu dönemde, elektrik satış fiyatının net ve üretilen elektriğin alım garantisi altında olması, elde edilmesi planlanan gelirlerin risk faktörünü düşürmektedir. 2024 yılı sonrasında projenin YEKDEM teşvikinin sona ermesiyle beraber, üretilecek olan elektrik, rekabetin yüksek olduğu serbest elektrik piyasasında satışa sunulacaktır. 2024 yılı sonrasındaki gelir projeksiyonundaki elektrik fiyatının, öngörü ve piyasa beklentilerine yönelik belirlenmesi risk faktörünü yükseltmektedir. Sonuç olarak oluşturulan model kapsamında, İNA analizinde kullanılan yöntemlerin ve SEM'in kabul aralıklarında olmasına rağmen, iki farklı risk periyodunda tek tip indirgeme oranı kullanılmasının ciddi bir öngörü hatası olacağına kanaat getirilerek senaryo ret edilmiş ve üçüncü senaryo oluşturulmuştur.

Üçüncü senaryoda teşvik dönemi içerisinde yer alan 2018 - 2024 yılları arasında indirgeme oranı yüzde 7 ve 2024 – 2039 yılları arasında indirgeme oranı yüzde 9 olarak alınmıştır. Kullanılan farklı indirgeme oranları sonucunda SEM 65 \$/MWh olarak hesaplanmıştır. Bu değer literatür taramasında elde edilen verilerin tam orta noktasıdır. Oluşturulan senaryo diğer yöntemler kapsamında değerlendirildiğinde, projenin NBD'si, İVO'su, BD'si sırasıyla 3.792.739 USD, yüzde 10,56, 27.192.739 USD olarak

hesaplanmıştır. İVO ve NBD, İNA analizinde kullanılan yöntemlerin kabul aralıkları çerçevesinde değerlendirildiğinde, indirgeme oranları İVO'dan küçük ve NBD'nin sıfırdan büyük olması sonucu, proje kabul koşulları sağlanmıştır. Oluşturulan üçüncü senaryoda hem SEM, İVO ve BD yöntemleri kabul aralıklarında kalmış hem de nakit akışlarının dönemselsel risk faktörleri dikkate alınmıştır.

Değerleme konusu olan rüzgar enerji santrali yakın tarihte 27.000.000 USD'ye satılmıştır. Karma beklenti senaryosunda varlığın değeri (NB'si) 27.192.000 USD olarak hesaplanmış ve güncel satış rakamına çok yakın bir değer elde edilmiştir. Bu veriler ışığında kurulan finansal modellemenin kullanılabilir olduğuna ve en doğru sonucun karma senaryo beklentisine yönelik yapılan hesaplamalar sonucunda elde edilebileceğine kanaat getirilmiştir.

## KAYNAKÇA

### *Kitaplar*

- Akerson, C. B., 2009. *Capitalization theory and techniques study guid.* 3. Edition. Chicago: Appraisal Institute.
- Akgüç, Ö., 1999. *Finansal yönetim.* 7. Baskı. İstanbul: Avcıol Basım Yayım.
- Akgün, G., Bayındır, H., Aydın, H. & Düz, Z., 2009. Hayvansal yağlardan biodizel üretimi ve teknik değerlerinin belirlenmesi üzerine bir çalışma. *V. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu Bildiriler Kitabı*, ss.131-136.
- Aksoy, A. ve Tanrıöven, C., 2007. *Sermaye piyasası yatırım araçları ve analizi.* 3. Baskı. Ankara: Gazi Kitapevi.
- Brealey, A. R., Myers C. S. & Marcus J. A., 2015. *Fundamentals of corporate finance.* 8. Edition. New York: McGraw-Hill Education.
- Brigham, E. F. & Gapenski, L. C., 1997. *Financial management - theory and practice.* 8. Edition, Orlando: The Dryden Press.
- Ceylan, A. ve Korkmaz, T., 2004. *Sermaye piyasası ve menkul değer analizi.* 2. Baskı. Bursa: Ekin Kitapevi.
- Copeland, T., Koller, T. & Murrin, J., 1994. *Valuation measuring and managing the value of companies.* 2. Edition. New York: McKinsey & Company Inc..
- Çonkar, K. M. ve Özdemir Ş., 2009. *Kobi girişimcileri için yatırım projelerinin hazırlanması ve değerlendirilmesi.* İstanbul: İTO Yayınları.
- Damodaran, A., 2002. *Investment valuation: tools and techniques for determining the value of any asset.* 2. Edition. New York: John Wiley & Sons.
- Dikmen, A. Ç., 2005. AB’de enerji ve çevre. *Türkiye V. Enerji Sempozyumu Bildirileri Kitabı.* Ankara: TMMOB Baskısı, ss. 576-586.
- Koç, İ. Ö., 1998. *Şirketlerin halka açılması ve bir uygulama.* Yayın no: 118, Ankara: SPK.
- Mishkin, F. S., 2006. *Para, bankacılık ve finansal piyasalar.* 8. Baskı. N. Engin (Çev.), İstanbul: Akademi Yayıncılık (orijinal basım tarihi 2005).



- Sarıaslan, H., 1990. *Yatırım projelerinin hazırlanması ve değerlendirilmesi, planlama-analiz-fizibilite*. Ankara: Turhan Kitapevi.
- Tekbaş, M. Ş., Köse A., Sarıkovanlık V., Sarıoğlu S. E., Baş N. K. ve Özdemir A. K., 2014. *Temel finans matematiği ve değerleme yöntemleri*. Ankara: SPL.
- Ünsal E. M., 2009. *Makro iktisat*. 8. Baskı. Ankara: İmaj Yayıncılık.



## *Sürekli Yayınlar*

- Armaneri, Ö. & Yalçınkaya, Ö., 2010. Belirsiz ve riskli ortamlarda yatırım projelerinin değerlendirilmesine yönelik benzetim tabanlı bir yaklaşım. *Anadolu Üniversitesi Bilim ve Teknoloji Dergisi*. **11** (1), ss. 1-16.
- Atılğan, İ., 2000. Türkiye'nin enerji potansiyeline bakış. *Gazi Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Dergisi*, **15** (1), ss. 32-47.
- Ayan, E., 2010. Gayrimenkul değerlemesinde gelir indirgeme yaklaşımı ve yaklaşımın türkiye koşullarında uygulanabilirliği (Kocaeli uygulaması). *Ç.Ü. Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi*. **19** (1), ss. 382-397.
- Bal, H., 2010. Özkaynağa nakit akımı ve firmaya nakit akımı yöntemlerinin bir projeye yatırım kararında kabul ve red açısından farklı sonuç vermelerini etkileyen faktörler, *İşletme Araştırmaları Dergisi*. **2** (1), ss. 21-42.
- Bilir, İ. ve Kulalı, İ., 2014. İndirgenmiş nakit akış ve göreceli değerlendirme yöntemlerinin karşılaştırılması. *Siyaset, Ekonomi ve Yönetim Araştırmaları Dergisi*. **2** (2), ss. 39-55.
- Boccard, N., 2009. Capacity Factor of Wind Power. *Energy Policy*. **37** (7), pp. 2679-2688.
- Bozkurt, Y. & Kurtuluş, A., 1980. Yenilenebilir enerji kaynakları. *İstanbul Üniversitesi Orman Fakültesi Dergisi*, **30** (2), ss. 93-104.
- Bruck, M., Sandborn, P. & Goudarzi, N., 2018. A Levelized Cost of Energy (LCOE) model for wind farms that include Power Purchase Agreements (PPAs). *Renewable Energy*. **122**, pp. 131-139.
- Ertürk, M., 2012. The evaluation of feed-in tariff regulation of Turkey for onshore wind energy based on the economic analysis, *Energy Policy*. **45**, pp. 359-367.
- Evrendilek, F. & Ertekin, C., 2003. Assessing the potential of renewable energy sources in Turkey. *Renewable energy*, **28** (15), ss. 2303-2315.
- Gençoğlu, M. T., 2002. Yenilenebilir enerji kaynaklarının Türkiye açısından önemi. *Fırat Üniversitesi Fen ve Mühendislik Bilimleri Dergisi*, **14** (2), ss. 57-64.
- Günay, D., 2002. Sanayi ve sanayi tarihi. *Mimar ve Mühendis Dergisi*, **31** (1), ss. 8-14.

- Kim, K., Park, H. & Kim, H., 2017. Real options analysis for renewable energy investment decisions in developing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. **75**, pp. 918-926.
- Koç, E. & Şenel, M. C., 2013. Dünyada ve Türkiye’de enerji durumu-genel değerlendirme. *Mühendis ve Makina*, **54** (639), ss. 32-44.
- Kum, H., 2009. Yenilenebilir enerji kaynakları: dünya piyasalarındaki son gelişmeler ve politikalar. *Erciyes Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi*, (33), ss. 207-223.
- Kurt, G. & Demireli, E. 2006. Yatırım kararlarının değerlendirilmesinde alternatif bir yöntem: reel opsiyon. *Dokuz Eylül Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi*, **8** (3), ss. 118-132.
- Kurt, G. & Koçer, N. N., 2010. Malatya ilinin biokütle potansiyeli ve enerji üretimi. *Erciyes Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Fen Bilimleri Dergisi*, **26** (3), ss. 240-247.
- Külcü, N., 1985. Alternatif enerji kaynağı olarak biyogaz. *Erciyes Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Fen Bilimleri Dergisi*, **1** (1985), ss. 126-135.
- Lai, C. S. & McCulloch, M. D., 2017. Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. *Applied Energy*, **190**, pp. 191-203.
- Özdamar, A., 2000. Dünya ve Türkiye’de rüzgar enerjisinden yararlanılması üzerine bir araştırma. *Pamukkale Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi*, **6** (2), ss. 133-145.
- Özdemir, B., Özer, S. ve Tosun, M., 2006. Feasibility study of wind farm: A case study for İzmir, Turkey. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. **94** (10), pp.725-743.
- Pamir, N., 2005. Enerji politikalar ve küresel gelişmeler. *Stratejik Analiz*. **6** (68), ss. 57-73.
- Straffell, I. and Green, R. 2014. How does wind farm performance decline with age?. *Renewable Energy*. **66** (2014), pp. 775-786.
- Uygur, M., 2015. Yatırım projesi değerlendirme yöntemleri. *Demiryolu Mühendisliği*. (2), ss. 56-59.
- Vardar, A. ve Çetin, B., 2007, Cost assessment of the possibility of using three types of wind turbine in turkey. *Energy Exploration & Exploitation*, **25** (1), pp. 71-82.

Wiser, H. R., 1997. Renewable Energy Finance and Project Ownership. *Energy Policy*.  
**25** (1), pp. 15-27.

Yıldırım, H. H., 2016. Türkiye’de yenilenebilir enerji projelerinin finansman yöntemleri.  
*Balıkesir Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi*. **19** (36-1), ss. 725-746.



## ***Diğer Yayınlar***

- Akkaş, A. A., 2001. *Rüzgar enerjisi sistemlerinin performans değerlendirilmesi*. Rüzgar enerjisi sempozyumu.
- Arslan, S., Darıcı, M. & Karahan, Ç., 2001. Türkiye'nin jeotermal enerji potansiyeli. V. *Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi ve Sergisi*, 3-6 Ekim 2001 İzmir: MMO, ss. 21-28.
- Ayas, C., Demirayak, F., Karaosmanoğlu, F., İş, G., Kumbaroğlu, G., Or, İ., Can, O., Yenigün, O. ve Arıkan, Y., 2009. İklim çözümleri. *2050 Türkiye vizyonu*. İstanbul: X-Press Baskı.
- Benligiray S., (2017). Yatırımların nakit akışlarına duyarlılığının incelenmesi borsa İstanbul firmalarında bir uygulama. *Doktora Tezi*. Eskişehir: Anadolu Üniversitesi SBE.
- Bilirgen, Ü., 2019, Enerji sektörel bakış, KPMG, <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/tr/pdf/2019/03/sektorel-bakis-2019-enerji.pdf> [Erişim tarihi 13.04.2019].
- Bloomberg New Energy Finance (BNEF). *2H 2017 wind O&M price index 2017* [internet]. <https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-om-price-index/>. [accessed 09 March 2019].
- Bloomberg New Energy Finance (BNEF). *2H 2017 wind turbine price index*. [internet]. <https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-turbine-price-index/> [accessed 09 March 2019].
- BP. 2012. *BP statistical review of world energy*. June. London.
- Drake, P. P., 2008, Financial ratio analysis, James Madison University, [http://educ.jmu.edu/~drakepp/principles/module2/fin\\_rat.pdf](http://educ.jmu.edu/~drakepp/principles/module2/fin_rat.pdf). [accessed 31 March 2019].
- Energy Information Administration (EIA), *Scientific forms of energy*, [internet]. [http://www.eia.gov/kids/energy.cfm?page=about\\_home-basics](http://www.eia.gov/kids/energy.cfm?page=about_home-basics) [Erişim tarihi 13.04.2019].
- Enerji Enstitüsü, [internet]. <http://enerjiensitüsü.de/2016/11/01/vestas-turkiyeye-ruzgar-enerjisi-yatirimlari-icin-geliyor/> [Erişim tarihi 13.04.2019].
- Enerji Tabii ve Kaynaklar Bakanlığı, Dünya ve Türkiye enerji ve tabii kaynaklar görünümü, 2017, <https://www.enerji.gov.tr> [Erişim tarihi 13.04.2019]

- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, [internet]. <https://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Bakanlik-Haberleri/Elektrik-sektorunde-15-yilda-100-milyar-dolarlik-yatirim> [Erişim tarihi 13.04.2019].
- Grant Thornton. 2019. *Renewable energy discount rate survey results – 2018*. January. UK.
- Güneş, M. A., (2009). Türkiye'nin enerji sorunu için alternatif çözüm önerileri ve rüzgar enerjisinin önemi. *Yüksek lisans Tezi*. Aydın: Adnan Menderes Üniversitesi SBE.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). 2017. *Renewable Power Generation Costs in 2017. Renewable Power Generation Cost*. Abu Dhabi.
- International Energy Agency (IEA). 2010. *Projected Costs of Generating Electricity*, Paris.
- International Energy Agency (IEA). 2017. *Renewables 2017*, Paris.
- Lazard, Lazard's Levelized Cost Of Energy Analysis—Version 12.0, <https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf> [accessed 09 March 2019].
- Nelson, V. & Starcher, K., 2018. *Wind energy. Renewable energy and the environment*. Florida: CRC press.
- Oğuz, S. 2008. Yenilenebilir enerji küçük hidroelektrik santraller. VII. *Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu*, 17.19 Aralık 2018 İstanbul: UTES, ss. 479-492.
- Oxera. 2011. *Discount rates for low-carbon and renewable generation Technologies*. April. Oxford.
- Quaschnig, V. 2016. *Understanding renewable energy systems*. London: Earthscan.
- Sawin, J., 2012. Renewable energy policy network for the 21st century. *Renewables 2012 global status report*. Paris: REN21.
- Sawin, J., 2018. Renewable energy policy network for the 21st century. *Renewables 2018 global status report*. Paris: REN21.
- Stehly T., Heimiller D. ve Scott G., 2017. 2016 cost of wind energy review. *National renewable energy laboratory technical report*. USA.: National renewable energy laboratory.
- WindEurope. 2019. *Wind energy in Europe in 2018 Trends and statistics*. February. Brussels.

## EKLER



**EK 1:** Tablo 1 Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatı

**EK 2:** Tablo 2 Merkez Bankası son 10 yılın dolar kuru ortalaması

**EK 3:** Tablo 3 Finansal model kapsamında oluşturulan nakit akışı tablosu





**EK 1:** Tablo 1 Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatı

Yıllar	Krş/kW-saat	\$cent/Kw-saat
2008	9,7	7,62
2009	12,8	8,27
2010	13,3	8,86
2011	14,1	8,41
2012	12,4	6,88
2013	15,4	8,12
2014	15,3	7,00
2015	16,6	6,09
2016	14,9	4,93
2017	14,0	3,85
2018	17,1	3,55
Ortalama	<b>14,1</b>	<b>6,7</b>

**EK 2:** Tablo 2 Merkez Bankası son 10 yılın dolar kuru ortalaması

Yıl	Dolar Kuru Ortalaması
2009	1,5507
2010	1,5031
2011	1,6722
2012	1,8010
2013	1,9022
2014	2,1868
2015	2,7187
2016	3,0184
2017	3,6449
2018	4,8232

**EK 3:** Tablo 3 finansal model kapsamında oluşturulan nakit akışı tablosu

	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Yıllar	10.09.2018	10.09.2019	10.09.2020	10.09.2021	10.09.2022	10.09.2023	10.09.2024	10.09.2025	10.09.2026	10.09.2027
<b>Yıllık Teorik Elektrik Üretim Miktarı</b>	0	157.680.000 kWh	157.680.000 kWh	157.680.000 kWh	157.680.000 kWh	157.680.000 kWh	157.680.000 kWh	157.680.000 kWh	157.680.000 kWh	157.680.000 kWh
<b>Kapasite Faktörü</b>	0	33,59%	33,59%	33,59%	33,59%	33,59%	33,59%	33,59%	33,59%	33,59%
<b>Yıllık Elektrik Üretim Miktarı</b>	0	52.966.953 kWh	52.966.953 kWh	52.966.953 kWh	52.966.953 kWh	52.966.953 kWh	52.966.953 kWh	52.966.953 kWh	52.966.953 kWh	52.966.953 kWh
<b>Yıllık Elektrik Üretim Miktarı</b>	0	52.967 MWh	52.967 MWh	52.967 MWh	52.967 MWh	52.967 MWh	52.967 MWh	52.967 MWh	52.967 MWh	52.967 MWh
<b>Birim Elektrik Satış Fiyatı</b>	0	0,073 \$/kWh	0,073 \$/kWh	0,073 \$/kWh	0,073 \$/kWh	0,073 \$/kWh	0,073 \$/kWh	0,060 \$/kWh	0,061 \$/kWh	0,062 \$/kWh
<b>Elektrik Üretiminden Elden Edilen Brüt Gelir</b>	0	3.866.588 \$	3.866.588 \$	3.866.588 \$	3.866.588 \$	3.866.588 \$	3.866.588 \$	3.178.017 \$	3.241.578 \$	3.306.409 \$
Operasyonel Maliyetler	0	72.000 \$	73.296 \$	74.615 \$	75.958 \$	77.326 \$	78.718 \$	80.134 \$	81.577 \$	83.045 \$
Bakım Maliyetleri	0	342.000 \$	348.156 \$	354.423 \$	360.802 \$	367.297 \$	373.908 \$	380.639 \$	387.490 \$	394.465 \$
Arazi Kirası	0	8.100 \$	8.246 \$	8.394 \$	8.545 \$	8.699 \$	8.856 \$	60.101 \$	61.183 \$	62.284 \$
Sistem Kullanım Bedeli	0	68.790 \$	137.580 \$	137.580 \$	137.580 \$	137.580 \$	137.580 \$	137.580 \$	137.580 \$	137.580 \$
Lisans Yenileme Bedeli	0	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	329 \$	335 \$	341 \$	348 \$	354 \$
<b>Kurumlar Vergisi Hariç Toplam Giderler</b>	0	<b>USD 490.890</b>	<b>USD 567.278</b>	<b>USD 575.013</b>	<b>USD 582.886</b>	<b>USD 591.231</b>	<b>USD 599.397</b>	<b>USD 658.796</b>	<b>USD 668.177</b>	<b>USD 677.728</b>
<b>Kurumlar Vergisi Dahil Toplam Giderler</b>	23.400.000 \$	693.608 \$	753.473 \$	760.713 \$	766.854 \$	773.363 \$	779.745 \$	674.591 \$	1.233.669 \$	1.255.381 \$
<b>Projenin Net Gelirleri</b>	-23.400.000 \$	3.172.980 \$	3.113.115 \$	3.105.875 \$	3.099.733 \$	3.093.224 \$	3.086.842 \$	2.503.426 \$	2.007.909 \$	2.051.028 \$
<b>Artık Hurda Değer Hesabı</b>										
<b>Tesis Hurda Değeri</b>										
<b>Santral Maliyetini Geleceğe Taşıma</b>	25.910.000 \$	26.376.380 \$	26.851.155 \$	27.334.476 \$	27.826.496 \$	28.327.373 \$	28.837.266 \$	29.356.337 \$	29.884.751 \$	30.422.676 \$
<b>Vergi Hesabı</b>										
<b>Vergi Hariç Projenin Net Gelirleri (USD)</b>	-	3.375.697 \$	3.299.309 \$	3.291.575 \$	3.283.701 \$	3.275.356 \$	3.267.190 \$	2.519.222 \$	2.573.400 \$	2.628.681 \$
Yıllık Amortisman Payı		2.454.254 \$	2.452.971 \$	2.447.484 \$	2.447.484 \$	2.447.484 \$	2.447.425 \$	2.447.425 \$	2.986 \$	2.986 \$
<b>Kurumlar Vergisi</b>		202.717 \$	186.194 \$	185.700 \$	183.968 \$	182.132 \$	180.348 \$	15.795 \$	565.491 \$	577.653 \$

**EK 3:** Tablo 3 finansal model kapsamında oluşturulan nakit akışı tablosu devamı...

14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
10.09.2028	10.09.2029	10.09.2030	10.09.2031	10.09.2032	10.09.2033	10.09.2034	10.09.2035	10.09.2036	10.09.2037	10.09.2038	10.09.2039
157.680.000 kWh	157.680.000 kWh	157.680.000 kWh	157.680.000 kWh	157.680.000 kWh	157.680.000 kWh	157.680.000 kWh	157.680.000 kWh	157.680.000 kWh	157.680.000 kWh	157.680.000 kWh	157.680.000 kWh
33,59%	33,59%	33,59%	33,59%	33,59%	33,59%	33,59%	33,59%	33,59%	33,59%	33,59%	33,59%
52.966.953 kWh	52.966.953 kWh	52.966.953 kWh	52.966.953 kWh	52.966.953 kWh	52.966.953 kWh	52.966.953 kWh	52.966.953 kWh	52.966.953 kWh	52.966.953 kWh	52.966.953 kWh	52.966.953 kWh
52.967 MWh	52.967 MWh	52.967 MWh	52.967 MWh	52.967 MWh	52.967 MWh	52.967 MWh	52.967 MWh	52.967 MWh	52.967 MWh	52.967 MWh	52.967 MWh
0,064 \$/kWh	0,065 \$/kWh	0,066 \$/kWh	0,068 \$/kWh	0,069 \$/kWh	0,070 \$/kWh	0,072 \$/kWh	0,073 \$/kWh	0,075 \$/kWh	0,076 \$/kWh	0,078 \$/kWh	0,079 \$/kWh
3.372.537 \$	3.439.988 \$	3.508.788 \$	3.578.964 \$	3.650.543 \$	3.723.554 \$	3.798.025 \$	3.873.985 \$	3.951.465 \$	4.030.494 \$	4.111.104 \$	4.193.326 \$
84.540 \$	86.062 \$	87.611 \$	89.188 \$	90.793 \$	92.428 \$	94.091 \$	95.785 \$	97.509 \$	99.264 \$	101.051 \$	102.870 \$
401.565 \$	408.793 \$	416.152 \$	423.642 \$	431.268 \$	439.031 \$	446.933 \$	454.978 \$	463.168 \$	471.505 \$	479.992 \$	488.632 \$
63.405	64.546	65.708	66.891	68.095	69.321	70.568	71.839	73.132	74.448	75.788	77.152
137.580 \$	137.580 \$	137.580 \$	137.580 \$	137.580 \$	137.580 \$	137.580 \$	137.580 \$	137.580 \$	137.580 \$	137.580 \$	137.580 \$
360 \$	367 \$	373 \$	380 \$	387 \$	394 \$	401 \$	408 \$	415 \$	423 \$	431 \$	438 \$
<b>USD 687.451</b>	<b>USD 697.348</b>	<b>USD 707.424</b>	<b>USD 717.682</b>	<b>USD 728.123</b>	<b>USD 738.753</b>	<b>USD 749.574</b>	<b>USD 760.590</b>	<b>USD 771.804</b>	<b>USD 783.220</b>	<b>USD 794.842</b>	<b>USD 806.673</b>
1.277.513 \$	1.300.072 \$	1.323.067 \$	1.346.994 \$	1.370.886 \$	1.395.239 \$	1.420.063 \$	1.445.367 \$	1.471.160 \$	1.497.451 \$	1.524.250 \$	1.551.566 \$
2.095.024 \$	2.139.916 \$	2.185.720 \$	2.231.970 \$	2.279.657 \$	2.328.314 \$	2.377.961 \$	2.428.618 \$	2.480.305 \$	2.533.044 \$	2.586.854 \$	10.178.798 \$
											USD 7.537.039
30.970.284 \$	31.527.749 \$	32.095.249 \$	32.672.963 \$	33.261.077 \$	33.859.776 \$	34.469.252 \$	35.089.699 \$	35.721.313 \$	36.364.297 \$	37.018.854 \$	37.685.194 \$
2.685.086 \$	2.742.640 \$	2.801.363 \$	2.861.282 \$	2.922.419 \$	2.984.801 \$	3.048.450 \$	3.113.395 \$	3.179.661 \$	3.247.274 \$	3.316.262 \$	3.386.654 \$
2.986 \$	2.986 \$	2.986 \$	772 \$	772 \$	772 \$	772 \$	772 \$	772 \$	772 \$	772 \$	772 \$
590.062 \$	602.724 \$	615.643 \$	629.312 \$	642.762 \$	656.486 \$	670.489 \$	684.777 \$	699.355 \$	714.230 \$	729.408 \$	744.894 \$

## ÖZGEÇMİŞ

<b>Adı ve Soyadı</b>	S. Buğra GÖZ
<b>Doğum Yeri, Tarihi</b>	Hatay, 15.09.1989
<b>Mesleği</b>	Makine Mühendisi
<b>Pozisyon</b>	TSKB Gayrimenkul Değerleme A.Ş. - Kıdemli Değerleme Uzmanı
<b>Eğitim Durumu</b>	Gaziantep Üniversitesi, Makine Mühendisliği (Lisans) 2014
<b>E-mail</b>	bugragoz@hotmail.com
<b>Çalışmalar/Projeler</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Yenilenebilir enerji fizibilite raporları,</li><li>• Makine ekipman taşınması fizibilite raporları,</li><li>• Firma taleplerine göre değerlendirme, izleme, teknik ekspertiz ve fizibilite çalışmaları,</li><li>• Sanayi tesisleri, enerji üretim tesisleri, otel, vb. tesislerin makine parkı değerlendirme raporları,</li></ul>

Lisans eğitimini Gaziantep Üniversitesi Makine Mühendisliği Bölümü'nde tamamlayan S. Buğra GÖZ, 2014 yılı Ekim ayında TSKB Gayrimenkul Değerleme A.Ş.'de Makine Değerleme Uzmanı olarak göreve başlamıştır.

TSKB Gayrimenkul Değerleme A.Ş. bünyesinde, görev yaptığı süreçte; çeşitli firmaların halka arz çalışmaları, fizibilite ve yatırım takip raporları ve kredi teminatı kapsamında ipotek konulu ekspertiz çalışmalarında makine değerlendirme raporları hazırlamıştır.

Bu çalışmalar kapsamında sektör tecrübeleri ile, sanayi tesisini oluşturan ekipmanları cins, adet, çeşit, güncel durum, ekonomik kalan ömür, teknolojik verimliliği ve fatura kayıtlarına göre tasnif ederek piyasa değerlerini tespit etmede görev almıştır.

S. Buğra GÖZ, halen TSKB Gayrimenkul Değerleme A.Ş.'de Kıdemli Değerleme Uzmanı olarak görevine devam etmektedir.