

# Türkiye’de Rüzgâr Enerjisinin Durumu: Karaburun, Urla, Samandağ ve Hereke Rüzgâr Enerjisi Santralleri Fizibilite Analizi

Berna DÖMBEKÇİ ÖZÇELİK<sup>1</sup>

Makale Gönderim Tarihi: 24.03.2016

Makale Kabul Tarihi: 17.08.2016

## ÖZ

Bu makalenin amacı Türkiye’nin değişik bölgelerinde yapılması planlanan rüzgâr enerjisi santrali yatırımlarına örnek teşkil edebilecek fizibilite analizi çalışmasının yapılmasıdır. Bu amaçla toplanan veriler kullanılarak Karaburun (İzmir), Urla (İzmir), Samandağ (Hatay) ve Hereke (Kocaeli) ilçelerinde rüzgâr enerjisi santrali projelerinin hipotetik fizibilite analizi yapılmıştır. Santrallerin inşaat ve operasyon sürecinde tüm nakit giriş ve çıkışları tahmin edilerek net nakit akışları hesap edilmiştir. Projelerin tahmini net bugünkü değerleri ve iç verim oranları hesaplanınca sadece Karaburun ve Samandağ yatırımlarının gerçekleştirilmesi karlı bulunmuştur.

**Anahtar Kelimeler:** Enerji, Rüzgâr Enerjisi Santrali, Fizibilite, Yatırım

## Wind Energy in Turkey: Feasibility Analyses of Karaburun, Urla, Samandağ and Hereke Investment Projects

### ABSTRACT

The aim of this paper is to undertake an exemplary feasibility analysis of wind energy production facility for several wind

<sup>1</sup> Yrd. Doç. Dr., Kırklareli Üniversitesi SBMYO, Muhasebe ve Vergi Uygulamaları Bölümü, Kavaklı, Kırklareli. E-mail: dombekci@klu.edu.tr

investments planned to be constructed in various districts of Turkey. Wind energy investments projects in Karaburun (İzmir), Urla (İzmir), Samandağ (Hatay) and in Hereke (Kocaeli) are evaluated in the light of the experts' wind data reports. Net cash flows are estimated during construction and operation phases. When net present value and internal rate of return of the each project is forecasted, only Karaburun ve Samandağ projects are found profitable thus worth to be undertaken.

**Keywords:** Energy, Wind Energy Facility, Feasibility, Investment

## 1. GİRİŞ

Günümüzde büyümenin en önemli unsurlarından biri enerji ihtiyacının karşılanmasıdır. Her ülke fosil yakıtlardan doğan enerji faturasının azaltılmasını hedeflemektedir. Bu nedenle Avrupa Birliği (AB) ülkelerinde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı teşvik edilmektedir. Hızla büyüme ihtiyacı içinde olan Türkiye'nin de elektrik enerjisi talebi her geçen gün artmaktadır. Cari açıkta önemli bir payı olan enerji ithalatının azaltılması ülkemiz için önemlidir. Bu nedenle ülkemizde de yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı teşvik edilmekte ve konu hakkında araştırma yapılmaktadır.

Enerji projelerinin değerlendirilmesinde kullanılan metotlar araştırıldığında temel olarak İndirgenmiş Nakit Akım (Net Bugünkü Değer=NBD) ve Reel Opsiyon (RO) olmak üzere iki adet yöntem kullanılmaktadır. Venetsanos ve diğerleri (2002) yüksek rekabet içeren Yunan elektrik piyasasında bir rüzgâr santralini değerlendirilmesini her iki yöntemi kullanarak yapmışlardır. Çalışma sonucunda yönetsel esnekliklerin ve yüksek belirsizlik içeren unsurların değerlendirilmesinde RO yaklaşımının NBD yaklaşımını tamamlayıcı özelliği olduğu belirtilmiştir. Moran ve Sherrington (2007) İskoçya'da 160 MW'lık bir kıyı rüzgâr enerji santrali yatırımının yerel bölgeye net katkısını hem pozitif (karbon salınımını azaltması, milli gelir kaybı ve yakıt maliyetlerini azaltması gibi) hem de negatif (inşa maliyetleri, şebeke dengeleme giderleri, ikamet eden ve ziyaret edenler için görsellik kaybı ve kıyı şeridinin değerlendiril-

memesinden kaynaklanan şerefiye kaybı gibi) faktörleri NBD analizine katarak hesaplamıştır. Yapılan analiz sonucunda projenin tüm giderlere rağmen net refah artışı yarattığı görülmüştür. Santos ve diğerleri (2014) küçük bir hidroelektrik santralinin yatırım değerini her iki yöntemi kullanarak hesap etmişlerdir. Yapılan çalışma, zamanı belirsizlik faktörü kabul ederek RO analizini yapmıştır. Sonuç olarak belirsizlik içeren yatırım kararlarında RO analizinin NBD analizine göre daha doğru sonuç verdiği belirtilmiştir.

Türkiye’de yapılan rüzgâr enerjisi çalışmalarına bakıldığında ise değerlemeyle ilgili bir makale görülmediğinden bu çalışmanın enerji literatürüne katkı sağlayacağı şüphesizdir. Türkiye’yi baz alan çalışmalara bakıldığında Özdamar (2000) dünyada ve Türkiye’de yenilenebilir enerji hedeflerinden ve rüzgâr enerjisinin nasıl değerlendirildiğinden, rüzgâr ölçümünün temel kurallarından ve rüzgâr enerjisi tedarikinde karşılaşılan istikrarsızlığın giderilme yollarından bahsetmiştir. Ek olarak iki ilde rüzgâr enerjisinden elde edilen elektriğin birim maliyetini örnek olarak hesaplamıştır. İlkılıç (2009) dünyada rüzgâr enerjisi kullanımının gelişimi, Türkiye’de bölgesel bazda rüzgâr potansiyeli ve mevcut ve planlanan rüzgâr enerjisi santrallerini anlatmıştır. Dinçer’in (2011) bugünkü dünya rüzgâr enerjisi piyasalarını, enerji üretim maliyetlerini ve gelecek hedeflerini değerlendirdiği görülmektedir. Çapık, Yılmaz ve Çavuşoğlu (2012) Türkiye’deki kömür, doğalgaz, nükleer enerji ve petrol kaynaklı enerji üretiminin değerlendirmesini yaparken aynı zamanda hidroelektrik, jeotermal, rüzgâr, biokütle ve güneş enerjisi yatırımlarını ve ülke için öngörülen potansiyellerinin altını çizmiştir. Barış ve Küçükali’de (2012) benzer şekilde yenilenebilir enerji kaynakları yatırımlarını özetlemiş, Türkiye’deki mevzuat ile AB mevzuatındaki farklılıkları belirtmiş ve yaptığı karşılaştırma sonucunda biokütle enerji yatırımlarının en yüksek potansiyele sahip olduğunu bulmuştur. Şimşek ve Şimşek (2013) dünyada ve Türkiye’de yenilenebilir enerji yatırımlarına verilen teşvik mekanizmalarını araştırmıştır. Keskin ve Güleren (2013) AB ve Türkiye’deki rüzgâr enerjisinin genel bir değerlendirmesini yaparken; Yanıktepe, Savrun ve Köroğlu (2013) dünyada ve Türkiye’deki rüzgâr enerjisi üretimini ve mevzuatını anlatmış, hükümete yatırımların artırılması yolunda tavsiyelerde bulunmuştur. Kaplan (2014)

ise genelde rüzgâr enerjisinin avantaj ve dezavantajlarını belirtirken Avrupa, Amerika, Çin ve Hindistan'da yapılan rüzgâr enerjisi yatırımlarının büyümesinin altını çizmiştir. Türkiye'de rüzgâr enerjisi potansiyelinin yüksek olduğu bölgeleri anlatmış, mevzuattaki gelişmeleri özetlemiş ve Türkiye'nin potansiyelini kullanabilmesi için ek teşviklerin verilerek deniz üstünde yatırım olanaklarının araştırılmasını tavsiye etmiştir. Şenel ve Koç (2015) dünyada ve Türkiye'de rüzgâr enerjisinin durumunu değerlendirmiş ve rüzgâr türbini seçim esaslarını belirtmişlerdir.

Literatürü takiben bu makalenin ikinci bölümünde Avrupa Birliği'nde rüzgâr enerjisinin durumu ve Türk elektrik piyasası ve rüzgâr enerjisi piyasasındaki gelişmeler verilmiştir. Üçüncü bölümde dört adet rüzgâr enerjisi santralının hipotetik fizibilite analizi yapılarak projelerin net bugünkü değerleri ve iç verim oranları bulunmuştur. Sonuç bölümünde ise projelerin verimliliği karşılaştırılarak potansiyel enerji yatırımcılarına Türkiye'de hangi mevkilerde rüzgâr çiftliği kurma konusunda yol gösterilmiştir.

## **2. Rüzgâr Enerjisi**

### **2.1. Avrupa Birliği ve Rüzgâr Enerjisi**

Avrupa Rüzgâr Enerjisi Birliği 2013 raporuna göre fosil yakıtlara bağımlılığı azaltma hedefi doğrultusunda enerji yatırımlarına yön veren AB ülkeleri 2012 yılına gelindiğinde toplam elektrik üretiminin %7'si rüzgâr enerjisi ile elde etmeyi başarmış ve 9,6 milyar avro'luk fosil yakıt maliyetinden tasarruf etmiştir. 2020 itibarıyla AB üyesi ülkelerde toplam elektrik üretiminin %15-17'sinin rüzgâr enerjisi ile elde edilmesi (2030 itibarıyla %28,5) ve 27 milyar avro'luk (2030 itibarıyla 51 milyar avro) fosil yakıt maliyetinden tasarruf edilmesi hedeflenmektedir.

Tablo 1'de görüldüğü üzere 2014 yılsonu itibarıyla Avrupa Birliği 28 ülkesinde rüzgâr enerjisi toplam kurulu gücünün yaklaşık olarak %10 büyüyerek 128.752 MW'a ulaştığı görülmektedir. Aynı yılda sadece Almanya, 39.165 MW kurulu gücü ile tüm kurulu rüzgâr enerjisi gücünün %30'unu temsil ederken; Almanya, İspanya, İngiltere, Fransa ve İtalya'dan oluşan grup ise tüm

kurulu gücün %72'sini temsil etmektedir (Avrupa Rüzgâr Enerjisi Birliği, 2015). 2030 yılında AB kurulu gücünün 192.453 MW'a ulaşacağı öngörülmektedir (Avrupa Rüzgâr Enerjisi Birliği, 2014). Türkiye'ye bakıldığında ise rüzgâr enerjisi kurulu gücünün 2013 yılında 2.959 MW ve 2014 yılında ise 3.763 MW olduğu görülmektedir. TEİAŞ (2014) tarafından yayınlanan beş yıllık üretim projeksiyonu raporuna göre kurulu gücümüzün 2018 yılında 4.168 MW olacağı planlanmaktadır. Yüksek ekonomik büyüme hızı ihtiyacımıza rağmen Avrupa ile karşılaştığımızda ülkemizdeki yenilenebilir enerji kaynaklarının ve dolayısıyla rüzgâr enerjisi kullanımının çok kısıtlı olduğu anlaşılmaktadır.

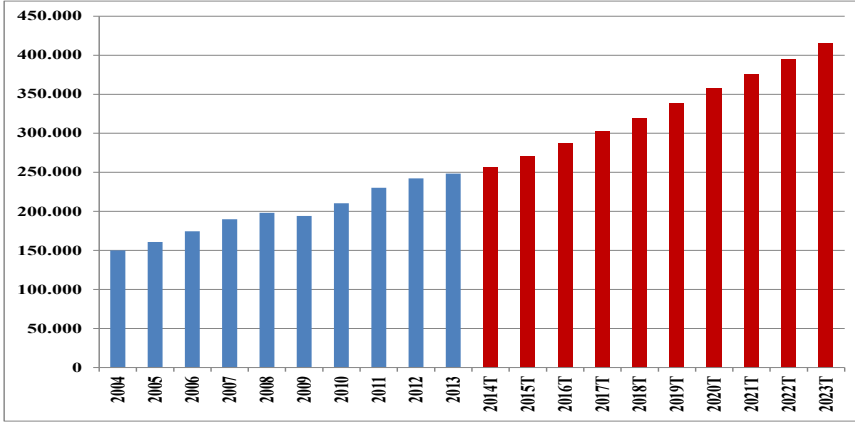
**Tablo 1: AB Rüzgâr Enerjisi**

AB Kurulu Güç (MW)	Kurulan Güç 2013	Yıl sonu 2013	Kurulan Güç 2014	Yıl sonu 2014	Baz Senaryo 2020
Almanya	3.238	34.250	5.279	39.165	51.500
İspanya	175	22.959	28	22.987	26.005
İngiltere	2.075	10.711	1.736	12.440	21.000
Fransa	630	8.243	1.042	9.285	20.000
İtalya	438	8.558	108	8.663	12.000
İsveç	689	4.382	1.050	5.425	6.212
Portekiz	200	4.730	184	4.914	5.725
Danimarka	695	4.807	67	4.845	6.500
Polonya	894	3.390	444	3.834	10.000
Romanya	695	2.600	354	2.954	3.200
Hollanda	295	2.671	141	2.805	5.400
İrlanda	344	2.049	222	2.272	4.025
Avusturya	308	1.684	411	2.095	3.400
Yunanistan	116	1.866	114	1.980	4.500
Belçika	276	1.666	294	1.959	4.500
Bulgaristan	7	681	9	691	1.500
Finlandiya	163	449	184	627	2.526
Hırvatistan	81	261	86	347	600
Macaristan	0	329	0	329	600
Estonya	11	280	23	303	700
Çek Cumhuriyeti	8	268	14	282	1.000
Litvanya	16	279	1	279	200
Güney Kıbrıs	0	147	0	147	300
Letonya	2	62	0	62	600
Lüksemburg	0	58	0	58	100
Slovenya	2	2	1	3	30
Slovakya	0	3	0	3	300
Malta	0	0	0	0	30
<b>Toplam AB-28</b>	<b>11.357</b>	<b>117.384</b>	<b>11.791</b>	<b>128.752</b>	<b>192.453</b>
<b>Türkiye</b>	<b>646</b>	<b>2.959</b>	<b>804</b>	<b>3.763</b>	<b>4168*</b>

**Kaynak:** Avrupa Rüzgâr Enerjisi Birliği, 2014 ve 2015

## 2.2. Türkiye ve Elektrik Piyasası

Türk elektrik piyasasının genel durumunu anlamak yenilenebilir enerji yatırımlarının göreceli durumunu görmek açısından önemlidir. Şekil 1'de görüldüğü üzere elektrik tüketiminin 2009 yılındaki %2'lik küçülme hariç her geçen gün arttığı görülmektedir. 2014-2023 tahminlerine göre ortalama %5,3'lük büyüme tahmin edilmektedir (TEİAŞ 2014).



**Şekil 1: Elektrik Tüketimi (GWh)**

Türkiye elektrik sisteminde kurulu gücün kaynaklara göre gelişimi incelendiğinde tüm kaynakların miktar olarak arttığı görülmekte, ancak her yılın toplam kurulu gücü içinde kaynakların payları zaman içinde değişiklik göstermektedir. TEİAŞ Üretim Projeksiyon Raporu'nda (2014) 2014-2018 yılları arası için kaynaklara göre kurulu güç ve tüketim tahminleri yapılmıştır. Bu tahminlere göre;

- Linyit payı 1984 yılında %27,9 iken, 2013 yılında %13 seviyesine düşmüş, 2018 yılında da %11,5 seviyesine düşmesi beklenmektedir.
- Hidrolik payı 1984 yılında %45,8 iken, 2013 yılında %34,8 seviyesine düşmüş, 2018 yılında da %36,9 seviyesine yeniden yükselmesi beklenmektedir.

- Doğal Gaz payı 1984 yılında sıfır iken, 2013 yılında %37,3 seviyesine yükselmiş, 2018 yılında da %34,4 seviyesine düşmesi beklenmektedir.
- İthal Kömür payı 1984 yılında sıfır iken, 2013 yılında %6,1 seviyesine yükselmiş, bu çalışma sonuçlarına göre 2018 yılında %7,5 seviyesine yükselmesi beklenmektedir.
- Tablo 2’de görüldüğü üzere rüzgâr enerjisi santrallerinin (RES) toplam kurulu güçteki payı 2008 yılında %0,9 iken 2013 yılında %4,6’ya yükselmiş olup, bu çalışma sonuçlarına göre 2018 yılında %5,2 seviyesine yükselmesi beklenmektedir.

Görüldüğü üzere doğal gaz ve linyite dayalı elektrik üretim kurulu gücü ön planda yer alırken Avrupa ülkelerinin aksine yenilenebilir enerjiye dayalı üretimin payı epey düşük kalmıştır.

**Tablo 2: Türkiye Rüzgâr Enerjisi Santralleri Kurulu Gücü**

Türkiye	RES Kurulu Güç (MW)	Toplam Kurulu Güç (MW)	RES Payı
2005	20	38.843	0,1%
2006	51	40.565	0,1%
2007	146	40.836	0,4%
2008	364	41.817	0,9%
2009	792	44.761	1,8%
2010	1.329	49.524	2,7%
2011	1.806	52.911	3,4%
2012	2.313	57.060	4,1%
2013	2.958	64.000	4,6%
2014T	3.762	72.718	5,1%

**Kaynak:** Türkiye Elektrik İletim A.Ş. , 2014

### 2.3. Türkiye ve Rüzgâr Enerjisi

Türkiye’de RES yatırımı yapabilmek için öncelikle ilgili mevzuatı bilmek gerekmektedir. Ülkemizde rüzgâr enerjisinden elektrik üretimi mevcut kanun ve yönetmeliklere göre lisanslı ve lisanssız olarak iki şekilde yapılmaktadır. Lisanslı üretim, 2013 tarihli 6446

sayılı “Elektrik Piyasası Kanunu” ve 2005 tarihli ve 5346 sayılı “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun” ve 2010 tarihli 6094 sayılı “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun” hükümlerine göre yapılmaktadır. Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu’nun 2013 tarihli toplantısında TEİAŞ Genel Müdürlüğü tarafından 2018 yılı sonuna kadar belirlenen 3.000 MW’lık kapasitenin tamamı için rüzgâr enerjisine dayalı ön lisans başvuruları Nisan 2015 itibarıyla alınmıştır (Tiryaki 2015)

Lisans almadan üretim yapabilmek için 2013 tarihli “Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik” şartlarını yerine getirmek gerekmektedir. Bu yönetmeliğe göre isteyen her abone lisans başvurusu yapmadan 1 MW’a kadar kendi elektriğini kendi üretebilme hakkı kazanmıştır. Bu güç yaklaşık olarak 300 meskenin elektrik ihtiyacını karşılamaktadır. Bu yönetmeliğe göre, aboneler 1 MW (1.000 kW)’a kadar elektrik üretim tesisleri kurabilir, yaptıkları tüketimleri kWh olarak bu üretimlerden aylık olarak düşebilir ve de tüketim fazlasını da elektrik dağıtım şirketine satabilirler. Ek olarak, Bakanlar Kurulu kararı ile 1 MW olan lisanssız elektrik üretim sınırının 2,5 MW’a çıkartma yetkisi verilmiştir (Kıroğlu 2013).

Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrikten tüketim ve kayıp çıkarıldıktan sonra geriye kalan kısmın dağıtım şirketi tarafından 2010 tarihli 6094 sayılı “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun”da belirlenen fiyatlar üzerinden 10 yıl boyunca satın alınacağı hükme bağlanmıştır (Erduman ve diğerleri 2011). Yenilenebilir enerji kanuna ait perakende satış lisansına sahip dağıtım firmaları enerji alım fiyatları baz alındığından fizibiliterde rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesislerinden alım fiyatı kWh başına 7,3 ABD doları cent karşılığı avro olarak belirlenmiştir (5346 sayılı Kanun 2005). Bu tesislerde yerli ürün kullanılması durumunda bu fiyat üzerine eklemek üzere ayrıca destek miktarları da belirlenmiştir.



### 3. Rüzgâr Enerjisi Santralleri (RES) Hipotetik Fizibilite Analizi

Bu analizde Türkiye'nin değişik bölgelerinde dört adet rüzgâr enerjisi santrali projesi yapılacağı varsayılmaktadır. Projelerin başlangıç yılı 2015 iken santrallerin işletmeye alınacağı yıl 2017 olarak kabul edilmektedir. Türbinlerin ekonomik ömrü 20 yıl alınarak amortisman giderleri hesap edilmiştir. Fizibilite çalışmasında kullanılan elektrik satış fiyatı TEİAŞ'ın 10 yıl boyunca alım fiyatı olan 7,16 avro centtir. Sistem kullanım bedeli 0,0032 TL/kWh (0,12 avro cent/kWh) olarak kabul edilmiştir. Sektörde kabul edilen genel geçer kural baz alınarak 1 MW kurulu güç başına 1.200.000 avro yatırım tutarı öngörülmüştür. Yatırımların yarısının 2015 yılında diğer yarısının da 2016 yılında yapılması planlanmıştır. Yatırım tutarlarının %80'i için %6 faiz oranı ile iki yılı geri ödemesiz olarak iki ayrı bankadan 10 yıl vadeli avro yatırım kredisi kullanılacağı varsayılmıştır. Avro bazında kullanılan %6 faiz oranı Zorlu Enerji 2014 konsolide finansal tablolarında belirtilen enerji projelerinin finansmanında kullanılan ortalama faiz oranıdır. Kalan %20'nin özkaynaklar ile karşılanması öngörülmektedir. Yapılan fizibilite çalışmalarında projenin ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti ( $AOSM = w_d k_d (1 - T) + w_e k_e$ )<sup>2</sup> hesaplanırken avro bazında kredi için %6 faiz oranı varsayılırken TL sermaye maliyeti %15 olarak kabul edilmiş ve sonuçta %8 olarak bulunmuştur (Teker 2008).

RES yatırımlarında tesisin kapasite faktörü, yatırımın yapılıp yapılmama kararında çok önemli rol oynamaktadır. Esas olarak kapasite faktörü, bir enerji üretim sisteminin kurulu gücü ile ne kadar enerji üreteceğini belirler (Erduman ve diğerleri 2011). Her dört alan için bir yıl boyunca belirli yüksekliklerde rüzgâr ölçümleri alınarak belirlenen rüzgâr türbini modellerine göre kapasite faktörlerini öngören raporlar DLC – Dr. Littmann Consulting ve Germania Winwest (2006 ve 2007) firmaları tarafından hazırlanmıştır. Sektörde yer alan genel geçer kurala göre ekonomik bir RES yatırımı için %35 veya üzerinde kapasite faktörü gerekmektedir.

<sup>2</sup>  $w_d$ : borçlanmanın toplam sermaye içindeki payı -  $w_e$ : özsermayenin toplam sermaye içindeki payı  $k_d$ : borçlanma maliyeti -  $k_e$ : özsermaye fırsat maliyeti T: vergi oranı

dir (Çalışkan 2011) ve elde edilen sonuçların bu kuralı destekleyip desteklemediğine bakılacaktır.

RES projelerinin kabul edilebilmesi için iki temel şart vardır. Bunlardan birincisi projenin pozitif bir net bugünkü değere sahip olması ve ikinci olarak ta iç verim oranının proje ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinden yüksek olmasıdır. İlerleyen bölümlerde analiz edilen projeler bu iki ölçüt bazında değerlendirilecektir.

### 3.1. Karaburun (İzmir) RES Projesi Hipotetik Fizibilite Analizi

Karaburun RES projesinin, türbin kule yüksekliği 65 metre olan Enercon markalı 2 MW gücünde 16 adet türbinden oluştuğu varsayılmıştır. Bu santralin %45,3 kapasite faktörü ile yılda yaklaşık 127.000.000 kWh (365 gün\*24 saat\*kapasite faktörü\*kurulu güç(MW)\* 1000) elektrik üretmesi öngörülmektedir (DLC-Dr.Littmann Consulting 14-11-2006:12). Toplam yatırım tutarı 38,4 milyon avro (32 MW \* 1.2 milyon avro=38,4 milyon avro) olarak hesaplanmıştır. Bu projenin lisansını satın almak için 800.000 avro ödeme yapılacağı kabul edilmiştir. Öngörülen yıllık işletme giderleri Tablo 3’de verilmiştir.

**Tablo 3: Karaburun RES Projesi Maliyetleri**

Yıllık İşletme Maliyeti	Avro
Sigorta ( Makine kırılması+doğal afetler+gelir kaybı)	320.000
Bakım	256.000
Personel	15.762
Yedek parça	192.000
Arsa gideri	8.000
Sistem Kullanım-Sistem İşletim Bedeli	152.496
<b>Ara Toplam</b>	<b>944.258</b>
Diğer	18.885
<b>Toplam işletme giderleri</b>	<b>963.143</b>

**Kaynak:** Dr. Littmann Consulting, 2006

Yatırım tutarlarının %80’i için %6 faiz oranı ile iki yılı geri ödemesiz olarak iki ayrı bankadan 10 yıl vadeli avro yatırım kredisi kullanılacağı varsayılmıştır. Kredi geri ödemelerini gösteren tablolar, Karaburun RES projesi için Tablo 4’de gösterilmektedir.

**Tablo 4: Karaburun RES Projesi Kredi Geri Ödemeleri**

Uzun Vadeli Kredi-Banka 1	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Dönem Başı Kredi	15.360.000	15.360.000	15.360.000	13.808.088	12.163.061	10.419.333	8.570.981	6.611.727	4.534.919	2.333.502
Dönem Ödemesi	921.600	921.600	2.473.512	2.473.512	2.473.512	2.473.512	2.473.512	2.473.512	2.473.512	2.473.512
Ana Para Ödemesi	0	0	1.551.912	1.645.027	1.743.728	1.848.352	1.959.253	2.076.808	2.201.417	2.333.502
Faiz Ödemesi	921.600	921.600	921.600	828.485	729.784	625.160	514.259	396.704	272.095	140.010
<b>Dönem Sonu Kredi</b>	<b>15.360.000</b>	<b>15.360.000</b>	<b>13.808.088</b>	<b>12.163.061</b>	<b>10.419.333</b>	<b>8.570.981</b>	<b>6.611.727</b>	<b>4.534.919</b>	<b>2.333.502</b>	<b>0</b>

Uzun Vadeli Kredi-Banka 2	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Dönem Başı Kredi	0	15.360.000	15.360.000	15.360.000	13.808.088	12.163.061	10.419.333	8.570.981	6.611.727	4.534.919	2.333.502
Dönem Ödemesi	0	921.600	921.600	2.473.512	2.473.512	2.473.512	2.473.512	2.473.512	2.473.512	2.473.512	2.473.512
Ana Para Ödemesi	0	0	0	1.551.912	1.645.027	1.743.728	1.848.352	1.959.253	2.076.808	2.201.417	2.333.502
Faiz Ödemesi	0	921.600	921.600	828.485	729.784	625.160	514.259	396.704	272.095	140.010	
<b>Dönem Sonu Kredi</b>	<b>0</b>	<b>15.360.000</b>	<b>15.360.000</b>	<b>13.808.088</b>	<b>12.163.061</b>	<b>10.419.333</b>	<b>8.570.981</b>	<b>6.611.727</b>	<b>4.534.919</b>	<b>2.333.502</b>	<b>0</b>

2015 ve 2036 yılları arası için hazırlanan tahmini gelir tablosu Tablo 5'te ve tahmini serbest nakit akım tablosu da Tablo 6'da verilmektedir.

**Tablo 5: Karaburun RES Projesi Tahmini Gelir Tablosu**

BİN AVRO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
<b>GELİR TABLOSU</b>																							
Elektrik satış gelirleri	0	0	9.097	9.097	9.097	9.097	9.097	9.097	9.097	9.097	9.097	9.097	9.097	9.097	9.097	9.097	9.097	9.097	9.097	9.097	9.097	9.097	9.097
Elektrik üretim maliyeti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>BRUT KAR - ZARAR</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>	<b>9.097</b>
Faaliyet giderleri	0	1.475	2.486	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934
Personel giderleri	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Genel giderler	0	0	499	499	947	947	947	947	947	947	947	947	947	947	947	947	947	947	947	947	947	947	947
Amortisman	0	0	960	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971
Faiz ve vergi öncesi kar	0	0	7.621	6.611	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163
Finansman Gideri	922	1.843	1.843	1.750	1.558	1.355	1.139	911	669	412	140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>FAALİYET KARI</b>	<b>-922</b>	<b>-1.843</b>	<b>5.778</b>	<b>4.861</b>	<b>4.605</b>	<b>4.808</b>	<b>5.024</b>	<b>5.252</b>	<b>5.494</b>	<b>5.751</b>	<b>6.023</b>	<b>6.163</b>	<b>6.163</b>	<b>6.163</b>	<b>6.163</b>	<b>6.163</b>	<b>6.163</b>	<b>6.163</b>	<b>6.163</b>	<b>6.163</b>	<b>6.163</b>	<b>6.163</b>	<b>6.163</b>
<b>KURUMLAR VERGİSİ</b> (% 20)	0	0	1.156	972	921	962	1.005	1.050	1.099	1.150	1.205	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233
<b>NET KAR</b>	<b>-922</b>	<b>-1.843</b>	<b>4.623</b>	<b>3.889</b>	<b>3.684</b>	<b>3.846</b>	<b>4.019</b>	<b>4.202</b>	<b>4.395</b>	<b>4.601</b>	<b>4.818</b>	<b>4.930</b>	<b>4.930</b>	<b>4.930</b>	<b>4.930</b>	<b>4.930</b>	<b>4.930</b>	<b>4.930</b>	<b>4.930</b>	<b>4.930</b>	<b>4.930</b>	<b>4.930</b>	<b>4.930</b>

**Tablo 6: Karaburun RES Projesi Tahmini Serbest Nakit Akım Tablosu**

SERBEST NAKİT AKIM TABLOSU (BİN AVRO)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
<b>FVÖK</b>	0	0	7.621	6.611	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163	6.163
Amortisman gideri	0	0	960	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971	1.971
<b>EBİTDA</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8.581</b>	<b>8.581</b>	<b>8.133</b>	<b>8.133</b>	<b>8.133</b>	<b>8.133</b>	<b>8.133</b>	<b>8.133</b>	<b>8.133</b>	<b>8.133</b>	<b>8.133</b>	<b>8.133</b>	<b>8.133</b>	<b>8.133</b>	<b>8.133</b>	<b>8.133</b>	<b>8.133</b>	<b>8.133</b>	<b>8.133</b>	<b>8.133</b>	<b>8.133</b>
Vergi	0	0	1.156	972	921	962	1.005	1.050	1.099	1.150	1.205	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233
Yatırım	19.200	19.200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RES alın bedeli	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
İhtisap sermayesinde değişim	0	0	705	0	-37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Serbest Nakit Akım</b>	<b>-20.000</b>	<b>-19.200</b>	<b>6.721</b>	<b>7.609</b>	<b>7.249</b>	<b>7.172</b>	<b>7.129</b>	<b>7.083</b>	<b>7.035</b>	<b>6.983</b>	<b>6.929</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>
Faiz ödemeleri	922	1.843	1.843	1.750	1.558	1.355	1.139	911	669	412	140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anapara ödemeleri	0	0	1.552	3.197	3.389	3.592	3.808	4.036	4.278	4.535	2.334	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fon girişi	15.360	15.360	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Nakit akım-sermaye</b>	<b>-5.562</b>	<b>-5.683</b>	<b>3.325</b>	<b>2.662</b>	<b>2.302</b>	<b>2.225</b>	<b>2.182</b>	<b>2.136</b>	<b>2.088</b>	<b>2.036</b>	<b>4.455</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>	<b>6.901</b>

Projenin artık değer oranı %1 olarak alınmıştır. Ekonomik ömrü temel alındığında ve sermaye nakit akımları AOSM oranı ile bugüne indirildiğinde Karaburun RES projesinin net bugünkü değeri yaklaşık olarak 25 milyon avro olarak bulunmuştur. Artık

değeri de eklenince proje değeri 44,6 milyon avro olmuştur. Projenin toplam indirgenmiş nakit akımı iç verim oranı %7,2 olurken indirgenmiş sermaye nakit akım iç verim oranı %15,5 olarak gerçekleşmiştir. İndirgenmiş sermaye nakit akımların iç verim oranı (%15,5) %8'den yüksektir. Sonuçta, Karaburun RES projesi her iki şartı da karşılamaktadır. Bu projenin hayata geçirilmesi doğru bir karar olacaktır. Proje serbest nakit akımlarının proje maliyetlerini karşılama süresi yaklaşık olarak 7,5 senedir.

**Tablo 7: Karaburun RES Projesi Tahmini Değeri**

DÖNEM	YIL	NAKİT AKIMI			REEL NAKİT		KÜMÜLATİF
		SERMAYE (BİN AVRO)	AOSM	SD FAKTÖRÜ	AKIMI (BİN AVRO)	REEL NAKİT AKIMI (BİN AVRO)	
0	2014	0	8,0%	1,00	0	0	
1	2015	-5.562	8,0%	1,08	-5.150	-5.150	
2	2016	-5.683	8,0%	1,17	-4.872	-10.022	
3	2017	3.325	8,0%	1,26	2.640	-7.382	
4	2018	2.662	8,0%	1,36	1.957	-5.425	
5	2019	2.302	8,0%	1,47	1.567	-3.858	
6	2020	2.225	8,0%	1,59	1.402	-2.456	
7	2021	2.182	8,0%	1,71	1.273	-1.183	
8	2022	2.136	8,0%	1,85	1.154	-29	
9	2023	2.088	8,0%	2,00	1.044	1.015	
10	2024	2.036	8,0%	2,16	943	1.958	
11	2025	4.455	8,0%	2,33	1.911	3.869	
12	2026	6.901	8,0%	2,52	2.740	6.609	
13	2027	6.901	8,0%	2,72	2.537	9.147	
14	2028	6.901	8,0%	2,94	2.349	11.496	
15	2029	6.901	8,0%	3,17	2.175	13.672	
16	2030	6.901	8,0%	3,43	2.014	15.686	
17	2031	6.901	8,0%	3,70	1.865	17.551	
18	2032	6.901	8,0%	4,00	1.727	19.278	
19	2033	6.901	8,0%	4,32	1.599	20.877	
20	2034	6.901	8,0%	4,66	1.481	22.358	
21	2035	6.901	8,0%	5,03	1.371	23.729	
22	2036	6.901	8,0%	5,44	1.269	24.998	
<b>Artık Değer Büyüme Hızı:</b>			<b>1,0%</b>		19.584	44.582	
					<b>Sirket Değeri:</b>	<b>24.998</b>	<b>44.582</b>

### 3.2. Urla (İzmir) RES Projesi Hipotetik Fizibilite Analizi

Urla RES projesinin, türbin kule yüksekliği 78 metre olan Enercon markalı 2 MW gücünde 20 adet türbinden oluştuğu varsayılmaktadır. Bu santralin %34,25 kapasite kullanım oranı ile yılda yaklaşık 120.000.000 kWh elektrik üretmesi öngörülmektedir (DLC-Dr.Littmann Consulting 24-11-2006:7). Ekonomik RES yatırımı için %35 veya üzerinde kapasite faktörü gereği göz önüne alındığında sınırda bir proje olduğu anlaşılmaktadır (Çalışkan 2011). Toplam yatırım tutarı 48 milyon avro (40 MW \* 1,2 milyon avro = 48 milyon avro) olarak öngörülmüştür. Bu projenin

lisansı için 800.000 avro ödeme yapılacağı kabul edilmiştir. Öngörülen yıllık işletme maliyeti Tablo 8’de verilmiştir.

**Tablo 8: Urla RES Projesi Maliyetleri**

Yıllık İşletme Maliyeti	Avro
Sigorta ( Makine kırılması+doğal afetler+gelir kaybı)	400.000
Bakım	320.000
Personel	22.826
Yedek parça	240.000
Arsa gideri	10.000
Sistem Kullanım-Sistem İşletim Bedeli	144.108
<b>Ara Toplam</b>	<b>1.136.934</b>
Diğer	22.739
<b>Toplam işletme giderleri</b>	<b>1.159.673</b>

**Kaynak:** Dr. Littmann Consulting, 2006

Yatırım tutarlarının %80’i için %6 faiz oranı ile iki yılı geri ödemesiz olarak iki ayrı bankadan 10 yıl vadeli avro yatırım kredisi kullanılacağı varsayılmıştır. Kredi geri ödemelerini gösteren tablolar, Urla RES projesi için Tablo 9’da gösterilmektedir.

**Tablo 9: Urla RES Projesi Kredi Geri Ödemeleri**

Uzun Vadeli Kredi Banka 1	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Dönem Başı Kredi	19.200.000	19.200.000	19.200.000	17.260.110	15.203.826	13.024.166	10.713.726	8.264.659	5.668.649	2.916.877
Dönem Ödemesi	1.152.000	1.152.000	3.091.890	3.091.890	3.091.890	3.091.890	3.091.890	3.091.890	3.091.890	3.091.890
Ana Para Ödemesi	0	0	1.939.890	2.056.284	2.179.661	2.310.440	2.449.067	2.596.011	2.751.771	2.916.877
Faiz Ödemesi	1.152.000	1.152.000	1.152.000	1.035.607	912.230	781.450	642.824	495.880	340.119	175.013
<b>Dönem Sonu Kredi</b>	<b>19.200.000</b>	<b>19.200.000</b>	<b>17.260.110</b>	<b>15.203.826</b>	<b>13.024.166</b>	<b>10.713.726</b>	<b>8.264.659</b>	<b>5.668.649</b>	<b>2.916.877</b>	<b>0</b>

Uzun Vadeli Kredi Banka 2	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Dönem Başı Kredi	0	19.200.000	19.200.000	19.200.000	17.260.110	15.203.826	13.024.166	10.713.726	8.264.659	5.668.649	2.916.877,45
Dönem Ödemesi	0	1.152.000	1.152.000	3.091.890	3.091.890	3.091.890	3.091.890	3.091.890	3.091.890	3.091.890	3.091.890,1
Ana Para Ödemesi	0	0	0	1.939.890	2.056.284	2.179.661	2.310.440	2.449.067	2.596.011	2.751.771	2.916.877,45
Faiz Ödemesi	0	1.152.000	1.152.000	1.152.000	1.035.607	912.230	781.450	642.824	495.880	340.119	175.012,647
<b>Dönem Sonu Kredi</b>	<b>0</b>	<b>19.200.000</b>	<b>19.200.000</b>	<b>17.260.110</b>	<b>15.203.826</b>	<b>13.024.166</b>	<b>10.713.726</b>	<b>8.264.659</b>	<b>5.668.649</b>	<b>2.916.877</b>	<b>0</b>

2015 ve 2036 yılları arası için hazırlanan tahmini gelir tablosu Tablo 10’da ve tahmini serbest nakit akım tablosu da Tablo 11’de verilmektedir.

**Tablo 10: Urla RES Projesi Tahmini Gelir Tablosu**

BİN AVRO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
<b>GELİR TABLOSU</b>	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Elektrik satış gelirleri	0	0	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596
Elektrik üretim maliyeti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BRUT KAR - ZARAR	0	0	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596	8.596
Faaliyet giderleri	0	0	1.800	3.063	3.623	3.623	3.623	3.623	3.623	3.623	3.623	3.623	3.623	3.623	3.623	3.623	3.623	3.623	3.623	3.623	3.623	3.623
Personel giderleri	0	0	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Genel giderler	0	0	577	577	1.137	1.137	1.137	1.137	1.137	1.137	1.137	1.137	1.137	1.137	1.137	1.137	1.137	1.137	1.137	1.137	1.137	1.137
Amortisman	0	0	1.200	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463
Faiz ve vergi öncesi kar	0	0	6.797	5.533	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973
Finansman Gideri	1.152	2.304	2.304	2.188	1.948	1.694	1.424	1.139	836	515	175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>FAALİYET KARI</b>	-1.152	-2.304	4.493	3.346	3.026	3.280	3.549	3.835	4.137	4.458	4.798	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973
KURUMLAR VERGİSİ (%20)	0	0	899	669	605	656	710	767	827	892	960	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995
<b>NET KAR</b>	-1.152	-2.304	3.594	2.677	2.420	2.624	2.839	3.068	3.310	3.567	3.839	3.979	3.979	3.979	3.979	3.979	3.979	3.979	3.979	3.979	3.979	3.979

**Tablo 11: Urla RES Projesi Tahmini Serbest Nakit Akım Tablosu**

SERBEST NAKİT AKIM TABLOSU (BİN AVRO)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
FVÖK	0	0	6.797	5.533	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973	4.973
Amortisman gideri	0	0	1.200	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463	2.463
EBİTDA	0	0	7.997	7.997	7.437	7.437	7.437	7.437	7.437	7.437	7.437	7.437	7.437	7.437	7.437	7.437	7.437	7.437	7.437	7.437	7.437	7.437
Vergi	0	0	745	521	469	534	604	680	762	850	945	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995
Yatırım	24.000	24.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Santral alım bedeli	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
İşletme sermayesinde değişim	0	0	657	0	-46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Serbest Nakit Akım	-24.800	-24.000	6.594	7.475	7.013	6.902	6.832	6.757	6.675	6.587	6.491	6.442	6.442	6.442	6.442	6.442	6.442	6.442	6.442	6.442	6.442	6.442
Faiz ödemeleri	1.152	2.304	2.304	2.188	1.948	1.694	1.424	1.139	836	515	175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anapara ödemeleri	0	0	1.940	3.996	4.236	4.490	4.760	5.045	5.348	5.669	2.917	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fon girişi	19.200	19.200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nakit akım-sermaye	-6.752	-7.104	2.197	1.144	694	597	543	486	425	361	338	6.442	6.442	6.442	6.442	6.442	6.442	6.442	6.442	6.442	6.442	6.442

Projenin artık değer oranı %1 olarak alınmıştır. Urla RES projesinin net bugünkü değeri yaklaşık olarak 13,2 milyon avro olarak bulunmuştur. Artık değeri de eklenince proje değeri 31,5 milyon avro olmuştur. Projenin indirgenmiş toplam nakit akım iç verim oranı %3,2 olurken indirgenmiş sermaye nakit akım iç verim oranı %6,5 olarak gerçekleşmiştir. İndirgenmiş sermaye nakit akımlarının iç verim oranı (%6,5) %8'den düşük olduğu için bu projenin hayata geçirilmesi doğru bir karar olmayacaktır. Urla projesi serbest nakit akımlarının proje maliyetlerini karşılama süresi yaklaşık olarak 9,2 senedir ve Karaburun RES projesine göre daha uzundur. Sonuç olarak kapasite kullanım oranı sınırdaki olduğu için projenin verimliliği de düşük çıkmıştır. Görüldüğü üzere aynı ilde bulunan iki projenin rüzgâr potansiyeli dolayısıyla kapasite faktörü farklı olabilmektedir.

**Tablo 12: Urla RES Projesi Tahmini Değeri**

DÖNEM	YIL	NAKİT AKIMI			REEL NAKİT		KÜMÜLATİF
		SERMAYE (BİN AVRO)	AOSM	ŞD FAKTÖRÜ	AKIMI (BİN AVRO)	REEL NAKİT AKIMI (BİN AVRO)	
0	2014	0	8,0%	1,00	0	0	0
1	2015	-6.752	8,0%	1,08	-6.252	-6.252	-6.252
2	2016	-7.104	8,0%	1,17	-6.091	-12.342	-12.342
3	2017	2.197	8,0%	1,26	1.744	-10.598	-10.598
4	2018	1.144	8,0%	1,36	841	-9.758	-9.758
5	2019	694	8,0%	1,47	472	-9.286	-9.286
6	2020	597	8,0%	1,59	376	-8.910	-8.910
7	2021	543	8,0%	1,71	317	-8.593	-8.593
8	2022	486	8,0%	1,85	262	-8.330	-8.330
9	2023	425	8,0%	2,00	213	-8.117	-8.117
10	2024	361	8,0%	2,16	167	-7.950	-7.950
11	2025	3.385	8,0%	2,33	1.452	-6.498	-6.498
12	2026	6.442	8,0%	2,52	2.558	-3.940	-3.940
13	2027	6.442	8,0%	2,72	2.369	-1.572	-1.572
14	2028	6.442	8,0%	2,94	2.193	622	622
15	2029	6.442	8,0%	3,17	2.031	2.652	2.652
16	2030	6.442	8,0%	3,43	1.880	4.533	4.533
17	2031	6.442	8,0%	3,70	1.741	6.274	6.274
18	2032	6.442	8,0%	4,00	1.612	7.886	7.886
19	2033	6.442	8,0%	4,32	1.493	9.379	9.379
20	2034	6.442	8,0%	4,66	1.382	10.761	10.761
21	2035	6.442	8,0%	5,03	1.280	12.040	12.040
22	2036	6.442	8,0%	5,44	1.185	13.225	13.225
Artık Değer Büyüme Hızı:			1,0%		18.282	31.507	31.507
					<b>Şirket Değeri:</b>	<b>13.225</b>	<b>31.507</b>

### 3.3. Samandağ (Hatay) RES Projesi Hipotetik Fizibilite Analizi

Samandağ RES projesinin, türbin kule yüksekliği 85 metre olan Fuhrlander markalı 2,5 MW gücünde 9 adet türbinden oluştuğu varsayılmaktadır. Bu santralin %38,6 kapasite kullanım oranı ile yılda yaklaşık 75.016.260 kWh elektrik üretmesi öngörülmektedir (Germania Winwest 2007:3). Toplam yatırım tutarı 27 milyon avro (22,5 MW \* 1,2 milyon avro = 27 milyon avro) olarak hesaplanmıştır. Bu projenin lisansını satın almak için için 800.000 avro ödeme yapılacağı kabul edilmiştir. Öngörülen yıllık işletme maliyeti Tablo 13'de verilmiştir.

**Tablo 13: Samandağ RES Projesi Maliyetleri**

<b>Yıllık İşletme Maliyeti</b>	<b>Avro</b>
Sigorta ( Makine kırılması+doğal afetler+gelir kaybı)	180.000
Bakım	144.000
Personel	15.762
Yedek parça	135.000
Arsa gideri	4.500
Sistem Kullanım-Sistem İşletim Bedeli	90.087
<b>Toplam işletme giderleri</b>	<b>569.349</b>
Diğer	11.387
<b>Toplam işletme giderleri</b>	<b>580.736</b>

**Kaynak:** Germania Winwest, 2007

Yatırım tutarlarının %80'i için %6 faiz oranı ile iki yılı geri ödemesiz olarak iki ayrı bankadan 10 yıl vadeli avro yatırım kredisi kullanılacağı varsayılmıştır. Kredi geri ödemelerini gösteren tablolar, Samandağ RES projesi için Tablo 14'de gösterilmektedir.

**Tablo 14: Samandağ RES Projesi Kredi Geri Ödemeleri**

<b>Uzun Vadeli Kredi-Banka 1</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>
Dönem Başı Kredi	10.800.000	10.800.000	10.800.000	9.708.812	8.552.152	7.326.093	6.026.471	4.648.871	3.188.615	1.640.744
Dönem Ödemesi	648.000	648.000	1.739.188	1.739.188	1.739.188	1.739.188	1.739.188	1.739.188	1.739.188	1.739.188
Ana Para Ödemesi	0	0	1.091.188	1.156.659	1.226.059	1.299.623	1.377.600	1.460.256	1.547.871	1.640.744
Faiz Ödemesi	648.000	648.000	648.000	582.529	513.129	439.566	361.588	278.932	191.317	98.445
<b>Dönem Sonu Kredi</b>	<b>10.800.000</b>	<b>10.800.000</b>	<b>9.708.812</b>	<b>8.552.152</b>	<b>7.326.093</b>	<b>6.026.471</b>	<b>4.648.871</b>	<b>3.188.615</b>	<b>1.640.744</b>	<b>0</b>

<b>Uzun Vadeli Kredi-Banka 2</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
Dönem Başı Kredi	0	10.800.000	10.800.000	10.800.000	9.708.812	8.552.152	7.326.093	6.026.471	4.648.871	3.188.615	1.640.744
Dönem Ödemesi	0	648.000	648.000	1.739.188	1.739.188	1.739.188	1.739.188	1.739.188	1.739.188	1.739.188	1.739.188
Ana Para Ödemesi	0	0	0	1.091.188	1.156.659	1.226.059	1.299.623	1.377.600	1.460.256	1.547.871	1.640.744
Faiz Ödemesi	0	648.000	648.000	648.000	582.529	513.129	439.566	361.588	278.932	191.317	98.445
<b>Dönem Sonu Kredi</b>	<b>0</b>	<b>10.800.000</b>	<b>10.800.000</b>	<b>9.708.812</b>	<b>8.552.152</b>	<b>7.326.093</b>	<b>6.026.471</b>	<b>4.648.871</b>	<b>3.188.615</b>	<b>1.640.744</b>	<b>0</b>

2015 ve 2036 yılları arası için hazırlanan tahmini gelir tablosu Tablo 15'de ve tahmini serbest nakit akım tablosu da Tablo 16'de verilmektedir.



**Tablo 15: Samandağ RES Projesi Tahmini Gelir Tablosu**

BİN AVRO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
<b>GELİR TABLOSU</b>																							
Elektrik satışı gelirleri	0	0	5.374	5.374	5.374	5.374	5.374	5.374	5.374	5.374	5.374	5.374	5.374	5.374	5.374	5.374	5.374	5.374	5.374	5.374	5.374	5.374	5.374
Elektrik üretim maliyeti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>BRUT KAR - ZARAR</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>	<b>5.374</b>
Faaliyet giderleri	0	0	977	1.687	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966	1.966
Personel giderleri	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Genel giderler	0	0	286	286	565	565	565	565	565	565	565	565	565	565	565	565	565	565	565	565	565	565	565
Amortisman	0	0	675	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386
Faiz ve vergi öncesi kar	0	0	4.397	3.687	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408
Finansman Gideri	648	1.296	1.296	1.231	1.096	953	801	641	470	290	98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>FAALİYET KARI</b>	<b>-648</b>	<b>-1.296</b>	<b>3.101</b>	<b>2.456</b>	<b>2.312</b>	<b>2.455</b>	<b>2.606</b>	<b>2.767</b>	<b>2.937</b>	<b>3.118</b>	<b>3.309</b>	<b>3.408</b>	<b>3.408</b>	<b>3.408</b>	<b>3.408</b>	<b>3.408</b>	<b>3.408</b>	<b>3.408</b>	<b>3.408</b>	<b>3.408</b>	<b>3.408</b>	<b>3.408</b>	<b>3.408</b>
KURUMLAR VERGİSİ (%20)	0	0	620	491	462	491	521	553	587	624	662	682	682	682	682	682	682	682	682	682	682	682	682
<b>NET KAR</b>	<b>-648</b>	<b>-1.296</b>	<b>2.481</b>	<b>1.965</b>	<b>1.850</b>	<b>1.964</b>	<b>2.085</b>	<b>2.214</b>	<b>2.350</b>	<b>2.494</b>	<b>2.647</b>	<b>2.726</b>	<b>2.726</b>	<b>2.726</b>	<b>2.726</b>	<b>2.726</b>	<b>2.726</b>	<b>2.726</b>	<b>2.726</b>	<b>2.726</b>	<b>2.726</b>	<b>2.726</b>	<b>2.726</b>

**Tablo 16: Samandağ RES Projesi Tahmini Serbest Nakit Akım Tablosu**

SERBEST NAKİT AKIM TABLOSU (BİN AVRO)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
FYÖK	0	0	4.397	3.687	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408	3.408
Amortisman gideri	0	0	675	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386	1.386
EBİTDA	0	0	5.072	5.072	4.793	4.793	4.793	4.793	4.793	4.793	4.793	4.793	4.793	4.793	4.793	4.793	4.793	4.793	4.793	4.793	4.793	4.793
Vergi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vatırım	13.500	13.500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RES alın bedeli	800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
İçletme sermayesinde değişim	0	0	417	0	-23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Serbest Nakit Akım	-14.300	-13.500	4.035	4.581	4.354	4.302	4.272	4.240	4.206	4.170	4.131	4.112	4.112	4.112	4.112	4.112	4.112	4.112	4.112	4.112	4.112	4.112
Faiz ödemeleri	648	1.296	1.296	1.231	1.096	953	801	641	470	290	98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anapara ödemeleri	0	0	1.091	2.248	2.383	2.526	2.677	2.838	3.008	3.189	1.641	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fon girişi	10.800	10.800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nakit akım-sermaye	-4.148	-3.996	1.648	1.103	875	824	793	761	727	691	2.392	4.112	4.112	4.112	4.112	4.112	4.112	4.112	4.112	4.112	4.112	4.112

Projenin artık değer oranı %1 olarak alınmıştır. Ekonomik ömrü baz alındığında Samandağ RES projesinin net bugünkü değeri yaklaşık olarak 11 milyon avro olarak bulunmuştur. Artık değeri de eklenince proje değeri 22,8 milyon avro olmuştur. Projenin toplam indirgenmiş nakit akımı iç verim oranı %4,6 olurken indirgenmiş sermaye nakit akımı iç verim oranı %9,5 olarak gerçekleşmiştir. İndirgenmiş sermaye nakit akımlarının iç verim oranı (%9,5) %8'den yüksek olduğu için bu projenin hayata geçirilmesi doğru bir karar olacaktır. Proje serbest nakit akımlarının proje maliyetlerini karşılama süresi yaklaşık olarak 8,5 yıldır.

**Tablo 17: Samandağ RES Projesi Tahmini Değeri**

DÖNEM	YIL	NAKİT AKIMI			REEL NAKİT		KÜMÜLATİF
		SERMAYE (BİN AVRO)	AOSM	SD FAKTÖRÜ	AKIMI (BİN AVRO)	REEL NAKİT	AKIMI (BİN AVRO)
0	2014	0	8,0%	1,00	0	0	0
1	2015	-4.148	8,0%	1,08	-3.841	-3.841	-3.841
2	2016	-3.996	8,0%	1,17	-3.426	-7.267	-7.267
3	2017	1.648	8,0%	1,26	1.308	-5.959	-5.959
4	2018	1.103	8,0%	1,36	810	-5.148	-5.148
5	2019	875	8,0%	1,47	596	-4.553	-4.553
6	2020	824	8,0%	1,59	519	-4.033	-4.033
7	2021	793	8,0%	1,71	463	-3.570	-3.570
8	2022	761	8,0%	1,85	411	-3.159	-3.159
9	2023	727	8,0%	2,00	364	-2.795	-2.795
10	2024	691	8,0%	2,16	320	-2.475	-2.475
11	2025	2.392	8,0%	2,33	1.026	-1.449	-1.449
12	2026	4.112	8,0%	2,52	1.633	183	183
13	2027	4.112	8,0%	2,72	1.512	1.695	1.695
14	2028	4.112	8,0%	2,94	1.400	3.095	3.095
15	2029	4.112	8,0%	3,17	1.296	4.391	4.391
16	2030	4.112	8,0%	3,43	1.200	5.591	5.591
17	2031	4.112	8,0%	3,70	1.111	6.703	6.703
18	2032	4.112	8,0%	4,00	1.029	7.732	7.732
19	2033	4.112	8,0%	4,32	953	8.684	8.684
20	2034	4.112	8,0%	4,66	882	9.566	9.566
21	2035	4.112	8,0%	5,03	817	10.383	10.383
22	2036	4.112	8,0%	5,44	756	11.139	11.139
Artık Değer Büyüme Hızı:			1,0%		11.668	22.808	22.808
				Sirket Değeri:	11.139	22.808	

**3.4. Hereke (Kocaeli) RES Projesi Hipotetik Fizibilite Analizi**

Hereke RES projesinin, türbin kule yüksekliği 80 metre olan Gamesa markalı 2 MW gücünde 45 adet türbinden oluştuğu varsayılmaktadır. Bu santralin %34,25 kapasite faktörü ile yılda yaklaşık 270.003.300 kWh elektrik üretmesi öngörülmektedir (DLC–Dr.Littmann Consulting 15-11-2005:38) (Germania Winwest 2007:3). Toplam yatırım tutarı 108 milyon avro (90 MW \* 1,2 milyon avro = 108 milyon avro) olarak hesaplanmıştır. Bu projenin lisansı için 800.000 avro ödeme yapılacağı kabul edilmiştir. Öngörülen yıllık işletme maliyeti Tablo 15’de verilmiştir.

**Tablo 18: Hereke RES Projesi Maliyetleri**

Yıllık İşletme Maliyeti	Avro
Sigorta ( Makine kırılması+doğal afetler+gelir kaybı)	900.000
Bakım	720.000
Personel	15.762
Yedek parça	540.000
Arsa gideri	22.500
Sistem Kullanım-Sistem İşletim Bedeli	324.246
<b>Toplam işletme giderleri</b>	<b>2.522.508</b>
Contingency	50.450
<b>Toplam işletme giderleri</b>	<b>2.572.958</b>

**Kaynak:** Germania Winwest, 2007



Projenin artık değer oranı %1 olarak alınmıştır. Ekonomik ömrü baz alındığında Hereke RES projesinin net bugünkü değeri yaklaşık olarak 31 milyon avro olarak bulunmuştur. Artık değeri de eklenince proje değeri 72 milyon avro olmuştur. Projenin toplam indirgenmiş nakit akımı iç verim oranı %3,3 olurken indirgenmiş sermaye nakit akım iç verim oranı %7 olarak gerçekleşmiştir. İndirgenmiş sermaye nakit akımlarının iç verim oranı (%7) %8'den düşük olduğu için bu projenin hayata geçirilmesi tercih edilmemelidir. Proje serbest nakit akımlarının proje maliyetlerini karşılama süresi yaklaşık olarak 9 yıldır.

**Tablo 22: Hereke RES Projesi Tahmini Değeri**

DÖNEM	YIL	NAKİT AKIMI			REEL NAKİT		KÜMÜLATİF
		SER MAYE (BİN AVRO)	AOSM	SD FAKTÖRÜ	AKIMI (BİN AVRO)	REEL NAKİT AKIMI (BİN AVRO)	
0	2014	0	8,0%	1,00	0	0	
1	2015	-14.192	8,0%	1,08	-13.141	-13.141	
2	2016	-15.984	8,0%	1,17	-13.704	-26.844	
3	2017	4.969	8,0%	1,26	3.945	-22.900	
4	2018	2.602	8,0%	1,36	1.913	-20.987	
5	2019	1.590	8,0%	1,47	1.082	-19.905	
6	2020	1.372	8,0%	1,59	865	-19.040	
7	2021	1.251	8,0%	1,71	730	-18.310	
8	2022	1.122	8,0%	1,85	606	-17.704	
9	2023	986	8,0%	2,00	493	-17.210	
10	2024	842	8,0%	2,16	390	-16.820	
11	2025	7.646	8,0%	2,33	3.279	-13.541	
12	2026	14.524	8,0%	2,52	5.767	-7.774	
13	2027	14.524	8,0%	2,72	5.340	-2.433	
14	2028	14.524	8,0%	2,94	4.945	2.511	
15	2029	14.524	8,0%	3,17	4.578	7.090	
16	2030	14.524	8,0%	3,43	4.239	11.329	
17	2031	14.524	8,0%	3,70	3.925	15.254	
18	2032	14.524	8,0%	4,00	3.634	18.889	
19	2033	14.524	8,0%	4,32	3.365	22.254	
20	2034	14.524	8,0%	4,66	3.116	25.370	
21	2035	14.524	8,0%	5,03	2.885	28.255	
22	2036	14.524	8,0%	5,44	2.671	30.927	
<b>Artık Değer Büyüme Hızı:</b>			<b>1,0%</b>		41.217	72.143	
					<b>Şirket Değeri:</b>	<b>30.927</b>	<b>72.143</b>

**Tablo 23:** RES Projeleri Karşılaştırması

	KARABURUN	URLA	SAMANDAĞ	HEREKE
İl-ilçe	İzmir, Karaburun	İzmir, Urla	Hatay, Samandağ	Kocaeli, Hereke
Kurulu güç-MW	32	40	22,5	90
Türbin yüksekliği-m	65	78	85	80
Türbin gücü - MW / adet	2	2	2,5	2
Türbin garanti süresi	2	2	2	2
Net üretim - KWh	126.984.960	120.000.000	75.016.260	270.003.300
Yatırım / MW-avro	1.200.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000
Toplam yatırım-avro	38.400.000	48.000.000	27.000.000	108.000.000
Kapasite kullanm oranı (%)	<b>45,30</b>	34,25	<b>38,60</b>	34,25
Net Bugünkü Değer-Sermaye nakit akım-avro	24.998.000	13.225.000	11.139.000	31.000.000
Proje İç Verim Oranı	7,2	3,2	4,6	3,3
Sermaye İç Verim Oranı (>AOSM=%8)	<b>15,5</b>	6,5	<b>9,5</b>	7
Proje geri dönüş süresi-serbest nakit akım (yıl)	7,5	9,2	<b>8,5</b>	8,8

Dört adet RES projesi yatırım değerlendirme analizi tahmini sonuçları Tablo 23'de görülmektedir. Projelerin net bugünkü değerleri sırasıyla Karaburun için 25 milyon avro, Urla için 13,2 milyon avro, Samandağ için 11 milyon avro ve Hereke için 31 milyon avro olarak gerçekleşmiştir. Verimlilik sonuçlarına bakıldığında ise sadece Karaburun RES ve Samandağ RES projeleri %8 olan AOSM'ni aşan sermaye iç verim oranlarına sahiptir. Bu iki projenin geri dönüş süreleri de diğer projelerden daha kısadır. Bu sonucun nedeni, Karaburun RES ve Samandağ RES projelerinin öngörülen kapasite faktörlerinin diğer projelerden yüksek olmasıdır.

#### 4. SONUÇ

Bu çalışmanın amacı, Türkiye'nin değişik bölgelerinde yapılması planlanan rüzgâr enerjisi santrali yatırımlarına örnek teşkil edebilecek fizibilite analizi çalışmasının yapılmasıdır. Bu amaçla toplanan veriler kullanılarak Karaburun, Urla, Samandağ ve Hereke ilçelerinde rüzgâr enerjisi santrali projelerinin hipotetik fizibilite analizi yapılmıştır. Santrallerin inşaat ve operasyon sürecinde tüm nakit giriş ve çıkışları tahmin edilerek net nakit akışları hesap edilmiştir. Projelerin yatırım değerlendirme analizi sonucunda her dört proje için de pozitif net bugünkü değer bulunmuştur ancak sadece Karaburun RES ve Samandağ RES projeleri yüksek kapasite faktörleri ile yapılmaya değer yüksek verimliliğe sahiptir. Sonuç

olarak, bu iki proje yatırımının gerçekleştirilmesi durumunda daha fazla elektrik üretimi yapılarak daha yüksek nakit girişi sağlanacaktır.

Bu dört alana ait veriler ve bulunan sonuçlar yakın bölgede gerçekleştirilmesi planlanan diğer RES projeleri için bir referans niteliği taşımaktadır. Örnek olarak bir enerji yatırımcısı İzmir ilinde bir RES projesi düşünüyor ise bunu Urla yerine yüksek kapasite faktörü vaat eden Karaburun mevkiinde hayata geçirmesi karlı olacaktır. Keza, yapılan bu çalışma ile Hatay ilinin Samandağ mevkiinin de rüzgâr çiftliği kurma açısından uygun olduğu ortaya çıkmıştır.

## KAYNAKÇA

- Avrupa Rüzgâr Enerjisi Birliği, Wind in power 2014 annual statistics. 2015 (Şubat).
- Avrupa Rüzgâr Enerjisi Birliği, Wind energy scenarios for 2020. 2014 (Temmuz).
- Avrupa Rüzgâr Enerjisi Birliği, 2030: the next steps for EU climate and energy policy. 2013 (Eylül)
- Barış, K. ve Küçükali, S. 2012. Availability of renewable energy sources in Turkey: Current situation, potential, government policies and the EU perspective. *Energy Policy*, Elsevier, vol. 42(C), s. 377-391.
- Çalışkan, M. 2011. Rüzgâr Enerjisi ve Santralleri Semineri. <http://www.tucsa.org/images/yayinlar/sunumlar/mustafa-caliskan.pdf>
- Çapik, M., Yılmaz, A. O. ve Çavuşoğlu, İ. 2012. Present situation and potential role of renewable energy in Turkey. *Renewable Energy*, Elsevier, vol. 46(C), s. 1-13.
- Diñer, F. 2011. The Analysis on Wind Energy Electricity Generation Status, Potential and Policies in the World. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, s. 5135-5142.
- DLC – Dr. Littmann Consulting, Preliminary Wind Data Analysis and Energy Production Assessment. 2006. PRE-2006-11-14-WCOM.
- DLC – Dr. Littmann Consulting, Preliminary Wind Data Analysis and Energy Production Assessment. 2006. PRE-2006-11-24-WCOM.
- DLC – Dr. Littmann Consulting, Preliminary Wind Data Analysis and Energy Production Assessment. 2006. WEG-2005-11-15-ESZE-HER-REV 1 (Mayıs).
- Erduman, A., B. Kekezoğlu, A. Durusu ve M. Tanrıöven. 2011. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından 500 KW'a kadar Lisanssız Enerji Üretimi ve Fizibilite Analizi. FEEB, Fırat Üniversitesi Elektrik Elektronik-Bilgisayar Sempozyumu. Elâzığ (Ekim).
- Germania Winwest, Hereke Wind Energy Project Report. 2007. İzmir.
- Germania Winwest, Samandağ Wind Energy Project Report 2007. İzmir.
- İlkılıç, C. 2009. Türkiye'de Rüzgar Enerjisi Potansiyeli ve Kullanımı. *Mühendis ve Makina Cilt.50, Sayı.593 s.26-32*
- Kaplan, Y. A. 2015. Overview of Wind Energy in the World and Assessment of Current Wind Energy Policies in Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 43, p.562-568.
- Keskin, M. H., ve Güleren, K. M. 2013. Avrupa Birliği ve Türkiye Cumhuriyeti'ndeki Rüzgâr Enerjisi Üretiminin Güncel Bir Analizi. *Mühendis ve Makina, Cilt. 54, Sayı. 639, s. 57-68.*

- Kıroğlu, Y. 2013. Lisanssız Elektrik Üretim Sektörüne Doping Etkisi - 500 kW sınır 1 MW oldu. <http://yesilekonomi.com/kose-yazilari/yalcin-kiroglu/lisanssiz-elektrik-uretim-sektorune-doping-etkisi-500-kw-sinir-1-mw-oldu>.
- Moran, D. ve Sherrington, C. 2007. An economic assessment of windfarm power generation in Scotland including externalities. *Energy Policy* 35, s. 2811-2825.
- Özdamar, A. 2000. Dünya ve Türkiye’de Rüzgâr Enerjisinden Yararlanılması Üzerine Bir Araştırma. *Mühendislik Bilimleri Dergisi*, Cilt 6, Sayı 2-3 s. 133-145.
- Santos, L., Soares I., Mendes, C. ve Ferreira, P. 2014. Real Options versus Traditional Methods to Assess Renewable Energy Projects. *Renewable Energy* 68, s.588-594.
- Şenel, M. C., ve Koç, E. 2015. Dünyada ve Türkiye’de Rüzgâr Enerjisi Durumu Genel Değerlendirme. *Mühendis ve Makina*, Cilt. 56, Sayı. 663, s. 46-56.
- Şimşek, H. A. ve Şimşek, N. 2013. Recent incentives for renewable energy in Turkey. *Energy Policy*, Elsevier, Vol. 63(C), s. 521-530.
- Teker, D., L. 2008. Sağlık Sektöründe Proje Finansman Modelleri: Türkiye için bir Model Önerisi ve Bir Hastane Projesinin Fizibilite Analizi. *Muhasebe ve Finansman Dergisi* 37 (Ocak).
- Tiryaki, R. 2015. RES Önlisans Başvuruları (24,27,28,29,30 Nisan 2015). Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Sunumu. VI. WFER. (Nisan)
- Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2014-2018) Raporu. 2014. Ankara. (Haziran). <http://www.teias.gov.tr/YayinRapor/APK/projeksiyon/KAPASITEPROJEKSIYONU2014.pdf>
- Venetsanos K., P. Angelopoulou ve T. Tsoutsosb. 2002. Renewable energy sources Project appraisal under uncertainty: the case of wind energy exploitation within a changing energy market environment. *Energy Policy* 30, s.293-307.
- Yanıktepe, B., Savrun, M. M., ve Köroğlu, T. 2013. Current Status of Wind Energy Policy in Turkey. *Energy Conversion and Management*, Vol. 72, s.103-110.
- Zorlu Enerji Elektrik Üretim A.Ş., Consolidated Financial Statements for the Period 1 January-31 December 2014 Together with Auditor’s Report. 2014. [http://zoren.com.tr/FILES/ZOREN\\_IFRSEN\\_31122014\\_TR.pdf](http://zoren.com.tr/FILES/ZOREN_IFRSEN_31122014_TR.pdf)
- 5346 Sayılı-Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun. 2005.