

ENERJİ İHTİYACININ KARŞILANMASINDA DOĞALGAZ VE RÜZGÂR KAYNAKLI ENERJİ ÇEVİRİM SANTRALLERİ; YATIRIMLAR ÜZERİNE STRATEJİK BİR ANALİZ

NATURAL GAS AND WIND BASED CYCLE PLANTS IN SUPPLYING THE NEEDS OF ENERGY; A STRATEGIC ANALYSIS ON THE INVESTMENTS

The Journal of Global Engineering Studies

Volume:2 Issue:1 (2015)

Güven Karaman^{a*}Kadir Aksay^b^aOrdu Üniversitesi Teknik Bilimler Meslek Yüksekokulu, Ordu, Türkiye, gkaraman28@hotmail.com^bOrdu Üniversitesi Fatsa Deniz Bilimleri Fakültesi, Ordu, Türkiye, kadiraksay@hotmail.com

Özet

Bu araştırmada, Çanakkale ili sınırları içerisinde kurulabilecek 19 MW'lık, DES RES yatırımlarının, ilk yatırım maliyetleri, yıllık işletme ve bakım maliyetleri, yatırımın geri ödeme süresi ile ortalama verimlilikleri ve paranın zaman değerini dikkate almayan teknikler yöntemiyle, teşvik uygulamaları da dikkate alınarak incelenmiştir. 19 MW Kurulu güçteki DES ve RES yatırım projelerinin analizi, gerek satma amaçlı elektrik üretimi yapacak yatırımcı açısından, gerekse otoprodüktör yatırımcı açısından analiz edilmiştir. Çanakkale il sınırları içerisinde, 19 MW kurulu güçteki DES yatırımının, elektrik satma amaçlı kurulması halinde yıllık işletme ve bakım masrafı 0,075 €/kWh, satış fiyatın 0,064 €/kWh ve ilk yatırım maliyetinin 7.248.154,73 € olduğu belirlenmiştir. Bu sonuçlara göre geri ödeme süresi ve ortalama verimlilik hesaplanamamış olup yatırım ekonomik bulunmamıştır. Aynı yatırım otoprodüktör açısından değerlendirildiğinde ise ilk yatırım maliyeti 5.663.149 €, yatırımın geri ödeme süresi 9,72 yıl ve ortalama verimliliğinin ise %10.29 olduğu sonucuna ulaşılmış, yatırım ekonomik bulunmuştur. 19 MW kurulu güçteki RES yatırımı ise hem satma amaçlı hem de kendi ihtiyacını karşılama amaçlı yapılması durumunda, ilk yatırım maliyeti 27.045.602,00 € olarak hesaplanmıştır. RES yatırımının sadece elektriği satma amaçlı yapılması durumunda, yatırımın geri ödeme süresi 8,5 yıl, ortalama verimliliğinin ise %11.76 olduğu, otoprodüktör yatırımcılar açısından ise yatırımın geri ödeme süresi 6,94 yıl, projenin ortalama verimliliğinin ise %14.4 olduğu, her iki durumda da yatırımın ekonomik olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Yenilenebilir Enerji, Rüzgâr Enerji Santrali, Doğalgaz Enerji Santrali, Sermaye Bütçelemesi, yatırım analizi.

*Corresponding author

Abstract

In this study, the initial investment cost, annual operation and maintenance costs, payback period and the average productivity of a 19 MW natural gas power plant and a wind power plant investment which can be established in Çanakkale have been analysed taking into account incentives by the techniques that does not take into consideration the time value of money. The analysis of the wind power plant (WPP) and natural gas power plant (NGPP) investment projects at 19 MW installed power has been carried out in terms of both the inventor who is to make electrical production for selling purposes and the autoproducer investor. In the case that NGPP investment's establishment with the intention of selling electricity with 19 MW installed capacity in Çanakkale provincial border, it has been stated that the investment cost have been calculated 7.248.154,73 € and its annual operation and maintenance expenses are 0,075 €/kWh, marketing price is 0,064 €/kWh. According to these results the payback period and average performance could not be calculated and the investment has not been found economic. In case of the same investment is evaluated in terms of autoproducer, the investment cost have been calculated 5.663.149 €. It has found out that the payback period of the investment is 9,72 years, average performance is %10.29 and the investment is financially feasible. When the 19 MW installed power WPP investment is conducted with the purposes of both selling and self-supply, the investment cost have been calculated 27.045.602,00 €. In case of the WPP investment is carried out only with the purpose of selling electricity, the payback period is 8,5 years, average performance is %11.76. In terms of autoproducer, the payback period is 6,94 years, the average performance %14.4. In both cases it was concluded that the investment is economic.

Keywords: Renewable Energy, Natural Gas Power Plant, Wind Power Plant, capital budgeting, investment analysis.

1 Giriş

Enerji, ekonomik ve sosyal kalkınmanın önemli bir argümanı olup, enerji ihtiyacı ülkelerin politikalarını doğrudan etkilemektedir. Ülkeleri savaşa sürükleyen, kutuplaştıran en önemli etkenlerden biri yine enerji unsurudur. Günümüz dünyasında giderek nüfusun artması, ihtiyaçların çoğalması, sanayileşme ve teknolojinin hızla gelişmesi ile birlikte dünya da enerji ihtiyacı artmakta iken özellikle fosil kaynaklı enerji rezervleri ise hızla azalmaktadır. Özellikle fosil yakıt olarak adlandırılan petrol ve doğalgaz gibi yakıtların ise bu yüzyılın sonlarına doğru rezervlerinin tükenme aşamasına gelmesi tahmin edilmektedir. Bu açıdan mevcut enerji rezervlerinin mümkün olan en iyi şekilde kullanılması gerekmektedir. Enerji rezervlerindeki azalma ve küresel ısınmayı tetikleyerek sera etkisi gösteren karbondioksit gazının atmosferde artma tehdidi, dünya ülkelerini yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanımına yöneltmektedir [10, 12, 19, 23, 28].

Bu çalışmanın amacı, Çanakkale il sınırları içerisinde yapılabilecek 19 MW kurulu güçteki DES ve RES yatırımlarının maliyetlerini incelemek, yatırımların verimlilik açısından karşılaştırmasını yapmak ve avantajlı yönlerini ön plana çıkarmaktır.

2 Materyal ve Metot

Bu çalışmada aynı bölge sınırları içerisinde aynı kurulu güce sahip DES ve RES yatırımları için il seçiminde; Doğalgaz boru hattının bulunması, ekonomik RES için,

50 m yükseklikteki rüzgârın, güç yoğunluğunun en az 400 (W/m²), rüzgâr hızının 7,0 m/s, kapasite faktörünün ise en az %35 olması gerektiği dikkate alınmış ve her iki yatırım için en uygun il olarak Çanakkale seçilmiştir.

Çalışmada, aynı il sınırları içerisinde ve aynı MW kurulu güçte kurulabilecek doğalgaz enerji santrali ve rüzgâr enerji santralleri yatırımlarının mali analizi yapılarak, ilk yatırım maliyetleri, işletme ve bakım maliyetleriyle yatırımların geri ödeme süreleri, yatırım projelerinin değerlendirilmesinde kullanılan "Paranın Zaman Değeri-ni Dikkate Almayan Teknikler" yöntemiyle hesaplanmış ve her iki santral türüne ait sonuçlar karşılaştırılmıştır.

2.1 Elektrik Üretiminde 19 MW Kurulu Güçteki Doğalgaz ve Rüzgâr Enerji Santralleri Yatırımları

Türkiye’de, doğalgaz veya rüzgâr enerji santrallerinden biri veya her ikisi üzerinde elektrik üreterek satmak üzere yatırım yapmayı planlayan müteşebbislerin diğer sektörlerde olduğu gibi bu alanda da yatırım öncesi, sektör hakkında ön bilgi sahibi olması, teknik ve mali değerlendirmeyi içeren fizibilite çalışmaları yapması, uygun teknoloji seçimi, mevzuat ve teşviklerin incelemesi, yatırım için yol haritası oluşturması, yatırımdan beklenen faydanın temininde ve yatırımın geri dönüş hızında önemli olan temel unsurlar olup, dikkate alınmalıdır.

Bu çalışma da aynı il sınırları içerisinde aynı kurulu güce sahip DES ve RES yatırımlarının teknik bilgiler ve devlet teşvikleri doğrultusunda projelerin ilk yatırım maliyetleri, sonrasında yıllık işletme ve bakım maliyetleri (kredi/finansman gideri hariç), bu maliyet kalemlerinin toplam yatırım maliyeti içerisindeki payları hesaplanarak yatırımın geri dönüşü ortaya konulmaktadır. DES ve RES yatırımları ekonomik yönden iki ana başlıkta karşılaştırılması yapılmaktadır.

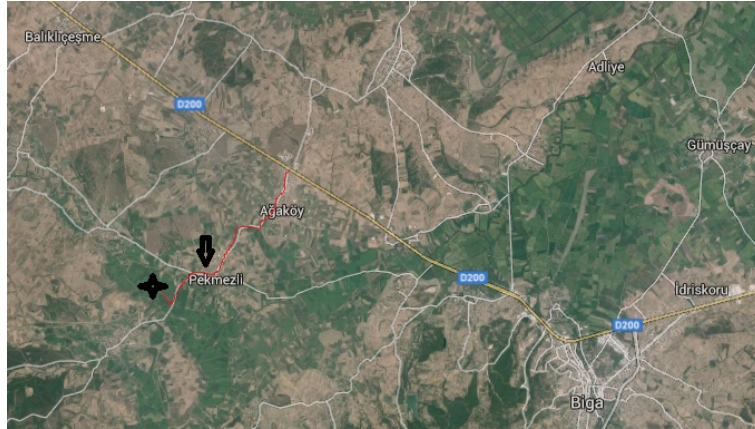
1. İlk yatırım maliyeti; Bu kapsamda ilk yatırım maliyeti beş başlıkta değerlendirilmektedir. Bunlar;
 - a. Proje hazırlama, danışmanlık ve lisans alma maliyetleri,
 - b. Doğalgaz enerjisi santrali için gaz türbini, jeneratör, pompa v.s gibi ekipmanlar ile rüzgâr enerji santrali için ise türbin vb. maliyetleri,
 - c. Arazi/arsa maliyeti,
 - d. İnşaat maliyetleri (Altyapı ve Üstyapı yol yapımı ile diğer inşaat maliyetleri)
 - e. Enerji nakil hattı ile şalt sahası maliyetleridir.
2. Yıllık İşletim ve Bakım Maliyetleri; DES ve RES yatırımlarının yıllık işletme maliyetleri ortaya konularak yatırımların geri dönüşü hesaplanmakta ve stratejik açıdan hangi alandaki yatırımın daha avantajlı olduğu ortaya konulmaktadır.

2.2 Elektrik Üretiminde 19 MW Kurulu Güçteki Doğalgaz Enerji Santrali Yatırımı

Türkiye’de, doğalgaz enerji santrali üzerine yatırım yapılırken, bazı temel hususların bilinmesi ve arazi seçiminde kullanılması gerekmektedir. Bu temel hususlar; [23, 27]

1. Yatırım yapılacak alının doğalgaz boru hattına olan mesafesi,
2. Ulusal enerji nakil hatlarına olan mesafesi
3. Bölgenin iklim özellikleri ve meteorolojik durumu,
4. Karayolu ve denizyolu hatlarına olan mesafesi,
5. Çevre Etki Değerlendirme Raporu onayını alma kolaylığı,
6. Bölgenin jeolojik, mimari, arkeolojik, hidrolojik özellikleri ve doğal afet durumu,
7. Arazinin kullanım şekli ve toprak özellikleri (tarım, hayvancılık v.s) ile mülkiyet durumu,
8. Yatırımın hava kirliliğine olan etkisi,
9. Yerel halkın projeye katılım durumu ve
10. Flora ve Fauna etkisi

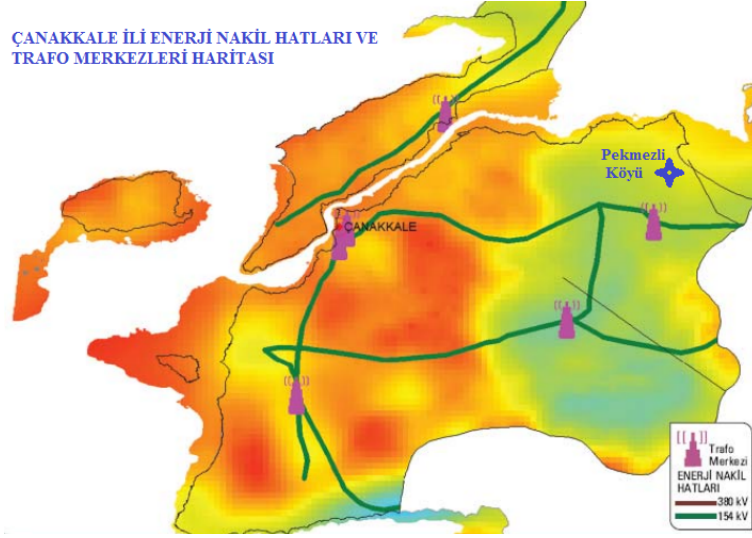
Bu çalışmada, yukarıda yer alan kriterler doğrultusunda yatırım yapılacak arazi seçim çalışması yapılarak, doğalgaz boru hattının geçtiği, Çanakkale ili, Biga ilçesi, Pekmezli köyünde yer alan, 103 ada üzerinde kayıtlı bulunan, Biga ilçesine uzaklığı 15,4 km, Çanakkale iline ise 89 km uzaklıktaki tarla vasfı arazi üzerine kurulabilecek DES yatırımı ve yıllık işletim ve bakım maliyeti ile yatırımın geri dönüş süresi tespit edilmektedir. DES kurulumu yapılması planlanan arazinin bulunduğu bölgenin koordinatları, $40^{\circ}, 15', 52.434''$ Kuzey, $27^{\circ}, 5', 44.1204''$ Doğu olarak haritada gösterilmektedir. Seçimi yapılan arazinin doğalgaz hattına olan mesafesi yaklaşık 19 km olup, ulusal enerji nakil hattına ise 14.6 km mesafede bulunmaktadır. DES için seçilen arazinin uydu görüntüsü Şekil 2.1'de verilmektedir. Çanakkale ilinde bulunan



Şekil 2.1: DES yatırımı için seçilen arazi görüntüsü [5].

154 kw enerji nakil hattı ve trafo yerleri Şekil 2.2'de verilmektedir.

Çalışmada kullanılacak 19 MW gaz türbininin teknik özellikleri Tablo 2.1'de verilmektedir [26].



Şekil 2.2: DES yatırımı için, Çanakkale ili 154 kV enerji nakil hattı ve trafo merkezleri haritası [3].

Tablo 2.1: 19 MW Gaz Türbininin Teknik Özellikleri [26].

19 MW GAZ TÜRBİNİ (SGT-500 Gaz Türbini)	
Güç Üretimi İçin	
Güç çıkışı	19 MW(e)
Yakıt	Doğal gaz / sıvı yakıt / çift yakıt ve istek üzerine diğer yakıt özellikleri
Frekans	50/60 Hz
Elektriksel verimlilik	%33,8
Isı oranı	10.664 kJ/kWh (10.107 Btu/kWh)
Türbin hızı	3.600 rpm
Kompresör basınç oranı	13:1
Egzoz gaz çıkışı/Sıcaklık	97,9 kg/s, 369° C (215,9 lb/s, 697°F)
NOx Emisyonları (DLE ile, %15 O2 kuru olarak düzeltilmiş)	≤ 42 ppmV
Mekanik Tahrik İçin	
Şaft çıkışı	19,52 MW (26.177 bhp)
Yakıt	Doğal gaz / sıvı yakıt / çift yakıt ve istek üzerine diğer yakıt özellikleri
Verimlilik	%34,5
Isı oranı	10.432 kJ/kWh (7.373 Btu/bhph)
Türbin hızı	3.450 rpm
Kompresör basınç oranı	13:1
Egzoz gaz çıkışı/Sıcaklık	97,9 kg/s, 369° C (215,9 lb/s, 697°F)
NOx Emisyonları (DLE ile, %15 O2 kuru olarak düzeltilmiş)	≤ 42 ppmV

2.3 Elektrik Üretiminde 19 MW Kurulu Güçteki Rüzgâr Enerji Santrali Yatırımı

Türkiye’de, rüzgâr enerji santrali üzerine yatırım yapılırken, bazı temel hususların bilinmesi gerekmektedir. Buna göre;

1. 50 m yükseklikteki rüzgar hızı ve güç yoğunluğunun bilinmesi ve bu bilgiler doğrultusunda gerekli arazi seçimi yapılması esastır [1]. Rüzgar potansiyel sınıfları Tablo 2.2’de verilmektedir.

Tablo 2.2: *Türkiye rüzgar potansiyeli sınıfları [1].*

Rüzgar Sınıfı	Rüzgar Kaynak Derecesi	50 M Yükseklikteki Rüzgar Hızı (m/s)	50 m Yükseklikteki Güç Yoğunluğu (W/m ²)
1	Zayıf	< 5,5	< 200
2	Düşük	5,5-6,5	200-300
3	Orta	6,5-7,0	300-400
4	İyi	7,0-7,5	400-500
5	Harika	7,5-8,0	500-600
6	Mükemmel	8,0-9,0	600-800
7	Sıradışı	> 9,0	> 800

2. Türkiye’de rüzgar enerjisi potansiyelinin bölgelere göre dağılımı ¹ ile Türkiye Rüzgar Atlası² verileri incelenerek, 50 m yükseklikte yer alan rüzgar hızı, güç yoğunluğu, rüzgarın hakim yönü, rüzgar karakteristiği gibi unsurlar analiz edilerek yatırım açısından en avantajlı alanlar tespit edilmesi gereklidir.
3. Kurulu gücü 1 MW ve üzeri olan yatırımlarda, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumundan lisans izni alınması zorunlu olduğundan lisans izni verilen ve yatırım yapılan alanları gösteren harita incelenmelidir.
4. ” Rüzgar enerji santrali yatırımı yapılacak arazi seçimi aşağıda yer alan kriterler doğrultusunda yapılması zorunludur [2].
 - a. Arazinin eğimi % 20’den fazla olmamalıdır.
 - b. Arazinin rakımı 1500 metrenin üzerine çıkmamalıdır.
 - c. Yerleşim yerleri ve askeri alanlarda bulunmamalıdır.
 - d. Kara ve demir yolu hatları ile havaalanları ve limanların bulunduğu yerlerde olmamalıdır.
 - e. Milli parklar, kültürel ve tabii varlıkların bulunduğu koruma alanları olmalıdır.
 - f. Denizlerde yapılacak alan seçiminde ise 50 metreden fazla derinliğe sahip olmamalıdır. Ayrıca seçilecek arazi şu özellikleri de taşıması gereklidir [17].
 - g. Ulusal şebekeye bağlantı durumu
 - h. Ulaşım kolaylığı
 - i. Bölgede yer alan enerji nakil hatları ve trafo merkezlerinin güç kapasitesi
 - j. Enerji nakil hatlarına olan mesafe durumu
 - k. Arazinin hakim rüzgâr yönüne göre durumu

Bu çalışmada, yukarıda yer alan kriterler doğrultusunda yatırım yapılacak arazi seçim çalışması yapılarak, rüzgâr açısından zengin potansiyele sahip olan, Çanakkale ili, Lapseki ilçesi, Hacıgelen köyü kırsalında yer alan, 131 ada üzerinde kayıtlı bulunan, Lapseki ilçesine uzaklığı 44 km, Çanakkale iline ise 97 km uzaklıktaki kıraç arazi üzerine kurulabilecek rüzgâr enerji santrali yatırımı ve işletim maliyeti ile yatırımın geri dönüş süresi tespit edilecektir. Arazinin ulusal enerji nakil hattına olan uzaklığı

¹Türkiye’de Rüzgar Enerjisi Potansiyelinin Bölgelere Göre Dağılımı. Bkz. s 59, çiz. 1.10.

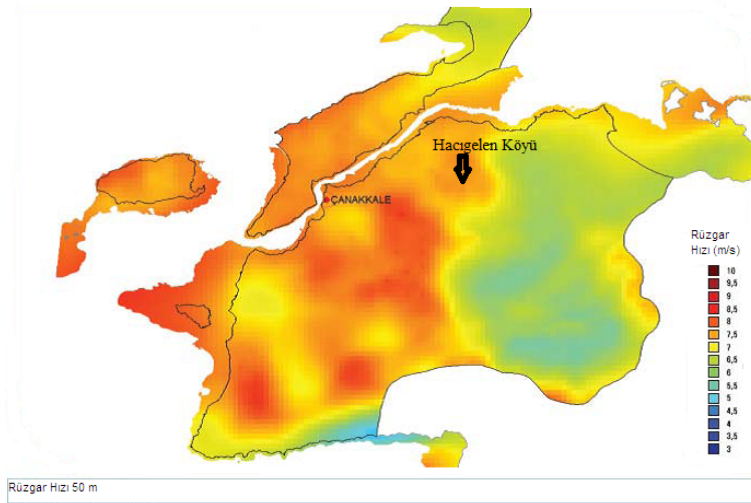
²Türkiye Rüzgâr Atlası. Bkz. sayfa 59, şekil 1.8.

ise 20 km'dir. Yatırım için seçilen arazinin uydu görüntüsü Şekil 2.3'de verilmektedir. Çanakkale iline ait Rüzgar Potansiyel Atlası verilerine göre 50 m yükseklikteki



Şekil 2.3: RES yatırımı için seçilen arazinin uydu görüntüsü [5].

rüzgar hız dağılımı Şekil 2.4'de verilmektedir. Çanakkale iline ait Rüzgâr Potansiyel

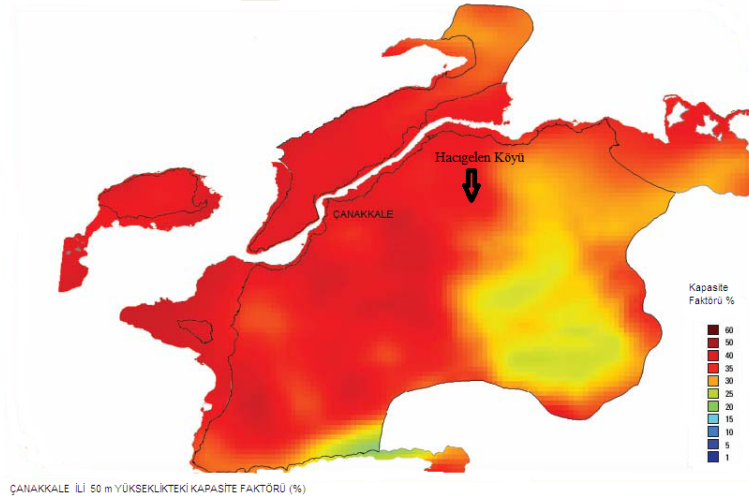


Şekil 2.4: Çanakkale ili 50 m yükseklikteki rüzgâr hızı haritası [3].

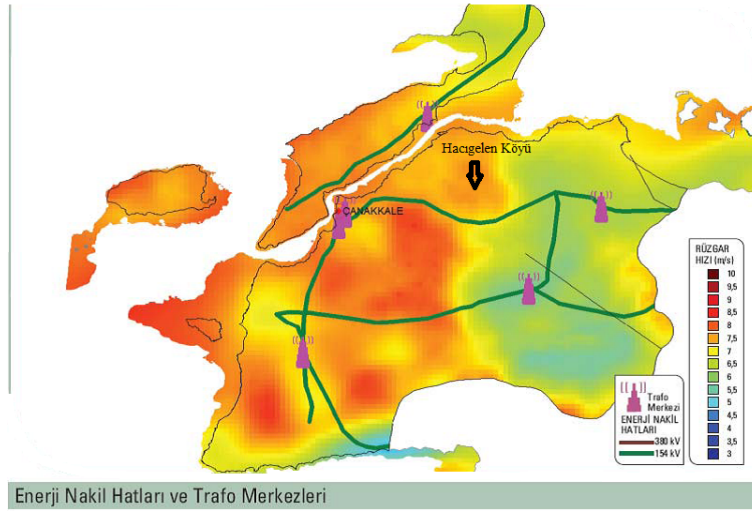
Atlası verilerine göre 50 m yükseklikteki kapasite faktörü dağılımı Şekil 2.5'de verilmektedir. Çanakkale iline ait Rüzgâr Potansiyel Atlası verilerine göre enerji nakil hatları ve trafo merkezlerinin dağılımı Şekil 2.6'da verilmektedir. Yatırım yapılacak araziye ait "Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası" veri tabanından bilgi temin etmek üzere arazinin koordinatları, Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü'ne dilekçe ile bildirilerek gerekli ücret karşılığında³ noktasal veriler temin edilerek arazinin rüzgâr hızı, güç yoğunluğu ve kapasite faktörü elde edilmesi mümkündür.

Yatırım uygulanan arazinin enlemi $40^{\circ}, 14', 10.2588$ kuzey ve boylamı ise $26^{\circ}, 36', 34.704$ doğu olup, arazinin pürüzlülük oranı 9,1 rakımı ise 340 metredir. "Rüzgâr

³REPA veri temini hizmet bedeli 2015 yılı için, akademik çalışmalar için 200,00 TL bunun dışındakiler için ise 1.750,00 TL'dir.



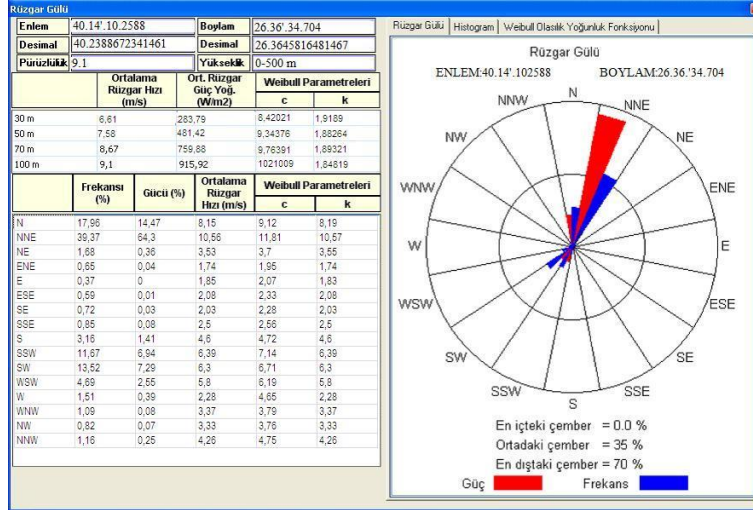
Şekil 2.5: Çanakkale iline ait 50 m yükseklikteki kapasite faktörü dağılımı haritası [3].



Şekil 2.6: RES yatırımı için, Çanakkale ili, 154 kv enerji nakil hattı ve trafo merkezleri haritası [3].

Enerji Potansiyel Atlası” verilerine göre 50 m yükseklikte alanın ortalama rüzgâr hızı 7,58 m/s ve ortalama güç yoğunluğu ise 481,42 W/m² olarak belirlenmiştir.⁴ Elde edilen bu bilgiler, Türkiye rüzgâr potansiyel sınıfları içerisinde irdelendiğinde, 5. sınıf ve rüzgâr kaynağı harika olarak adlandırılan aralıkta olduğu ekonomik yatırım açısından oldukça elverişli potansiyel alan olduğu anlaşılmaktadır. Yukarıda yer alan teknik bilgiler doğrultusunda elde edilen verilere ilişkin ekran görüntüsü Şekil 2.7’de yer almaktadır. Yatırım yapılacak arazi için hesaplamaya dahil edilmeme kriterleri yani arazi için kısıtlamalar içeren veriler ile kaç MW kurulu güç tesis edileceği, türbin tipi ve modeline ait bilgiler sisteme girilerek alanın yatırım yapılabilirliği ve bu alanda yer alan toplam yıllık enerji miktarı ile seçilen bölgenin yıllık kapasite faktörü ortaya konularak rüzgâr enerjisine ilişkin detaylı bilgiler elde edilmektedir. 19 MW kurulu güç için hesaplaması yapılan alana ilişkin çalışma için seçilen bölgenin

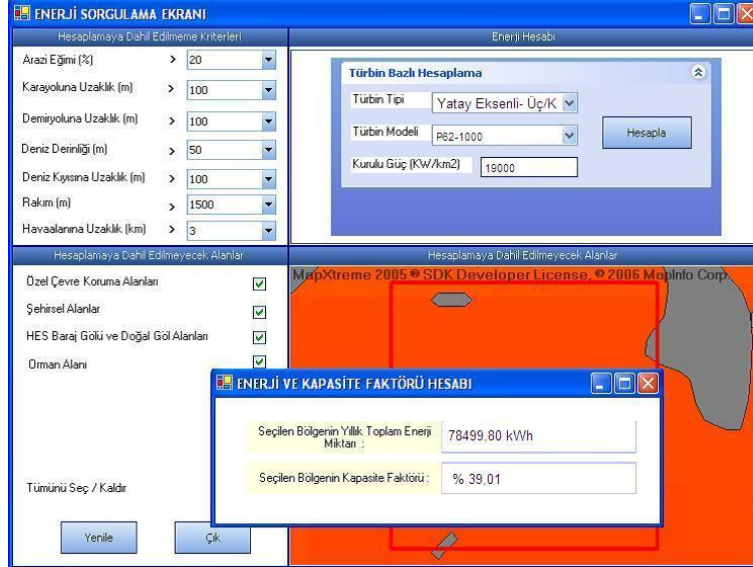
⁴Ekonomik yatırım için ideal olan en az ortalama güç yoğunluğu 400 W/m²’dir.



Şekil 2.7: RES yatırımı için, Çanakkale ili, 154 kV enerji nakil hattı ve trafo merkezleri haritası [3].

Yıllık toplam enerji miktarının 78499,80 kWh olduğu bu alanda bulunan kapasite faktörünün ise % 39.01 olduğu belirlenmiştir⁵ [21].

Yukarıda yer alan verilere ilişkin REPA ekran görüntüsü şekil 2.8.'de verilmektedir.



Şekil 2.8: REPA ekran görüntüsü, seçilen bölgenin yıllık toplam enerji miktarı ile kapasite faktörü [21].

Rüzgâr enerji santrali yatırımı için proje geliştirilmesi, arazi seçiminin yapılması, lisans alımı, çevre etki değerlendirme raporu hazırlanması, inşaat sahası altyapı, üstyapı ile yol yapımı ayrıca türbinlerin tedarik edilmesi, taşıma ve kurulumuyla enerji nakil hatları bağlantısı için gerekli tüm işlemleri yürütebilecek, alanında uzman, danışmanlık firmalarından anahtar teslimi hizmet alınması mümkündür.

⁵Ekonomik RES yatırımı için kapasite faktörü en az % 35 veya üzerinde olmalıdır.

Bu yöntem yatırımcıya hem zamanı hem de mali imkânları etkin kullanım imkanı sunmaktadır. 19 MW kurulu güce sahip rüzgâr enerji santrali yatırım projesi için gerekli olan maliyet kalemleri ile miktarları yatırımda kullanılacak rüzgâr türbini adeti gücü ve teknik bilgileri aşağıda ayrıntılı olarak ifade edilmiştir.

1. Bir adet türbin kurulumu için gerekli arazi miktarı ortalama 700 m² ile 1000 m² arasında hesaplanmakta olup, seçilen arazi üzerine 19 MW kurulu güçteki yatırım için 1 MW güçte, 19 adet türbin kurulması planlanarak 19.000 m² araziye ihtiyaç olduğu hesaplanmıştır. Türbin dışında ise şalt sahası için 8000 ve diğer idari bina, konaklama park vb. için toplam 7000 m² alan hesaplanarak yatırım için toplam 34.000 m² araziye ihtiyaç duyulduğu hesaplanarak satın alınması gerektiği belirtilmiştir.
2. 19 MW rüzgâr enerji santrali için arazinin durumu, rüzgâr gücü, yönü ve kapasite faktörü v.s gibi veriler doğrultusunda her biri 1 MW olan 19 adet yatay eksenli ve 3 kanatlı türbin kullanılması planlanmıştır.

Çalışmada kullanılacak 1 MW türbinin teknik özellikleri Tablo 2.3’de verilmektedir.

Tablo 2.3: 1 MW rüzgâr türbininin teknik özellikleri [8].

1 MW RÜZGÂR TÜRBİNİ (P62-1000)	
Kule Yüksekliği	60 m
Tasarım	Yüksek mukavemetli alüminyum alaşım
Rotor Çapı	62 m
Rotor Malzemesi	Fiberglass/Resin
Devreye Girme Hızı	2.5 m/s
Devreden Çıkma Hızı	25 m/s
Nominal Güçteki Çalışma Hızı	12 m/s
Kanat Sayısı	3
Kule Ağırlık	55.765 kg
İşlemci	PLC
Düşük Şebeke Gücü/DC Hat Yüksek Gerilimi Freni	Dinamik Dirençli Fren
Jeneratör	4600 V, Hava soğutmalı 3 fazlı
Jeneratör Tipi	Kalıcı Miknatıs
Güç Dönüştürücü Tipi Özellikleri	AC/DC/AC Inverter -3 fazlı - 460/690 V
Gürültü Seviyesi	50-55 db at 30m
Normal Sıcaklık Koşulları	-10°C to 40°C
En Düşük ve En Yüksek Sıcaklık Koşulları	-25°C to 50°C
Ürün Ömrü ve Garanti	20 yıl ürün ömrü, 3 yıl garanti

2.4 Paranın Zaman Değerini Dikkate Almayan Teknikler

2.4.1 Ortalama Verimlilik Yöntemi

Bu yöntem, projelerin ortalama verimliliklerini ölçmektedir. Özellikler birden fazla alternatifli projelerin karşılaştırılmasında verim oranı yüksek olan projelerin seçimini kolaylaştırmaktadır. Projelerin tek olması durumunda ise bu yöntem sayesinde istenilen oranla elde edilen oran karşılaştırılarak proje seçiminin yapılması mümkündür [22]. Bu yöntemin faydası, basit ve kolay hesaplama yapılabilir olması, bunun yanında muhasebe verilerinden de yararlanmasıdır. Sakıncası ise, net nakit akımları yerine muhasebe verilerine dayalı kar (gelir) kavramlarını esas alması ve ayrıca nakit

çıkış ve girişlerinin zamanlamasına önem vermemesidir [13, 25].

$$\text{Ortalama Verimlilik} = \frac{\frac{\text{Toplam Net Gelir}}{\text{Yıl Sayısı}}}{\frac{\text{Başlangıç Yatırım Tutarı} + \text{Hurda Değer}}{2}} \quad (2.1)$$

Örnek 2.1 Hurda değerini 0 TL olan 2 projenin ortalama verimliliği şöyledir.

<u>Yıl</u>	<u>A Projesi</u>	<u>B Projesi</u>
Başlangıç yatırımı	(20.000)	(30.000)
1.yıl net gelir	500	1.750
2.yıl net gelir	750	1.500
3.yıl net gelir	1.000	1.250
4.yıl net gelir	1.250	1.000
5.yıl net gelir	1.500	750

A projesi için, Ortalama Verimlilik = % 10

$$\text{Ortalama Verimlilik} = \frac{\frac{6.250}{5}}{\frac{30.000 + 0}{2}}$$

B projesi için, Ortalama Verimlilik = % 8,33

Yenilenebilir enerji kaynakları ile üretim lisansı sahibi tüzel kişiye Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından "Yenilenebilir Enerji Kaynak Belgesi" verilmektedir. Bu belge ile üretim yapan firmalara 6094 sayılı kanun ve ekinde yer alan I ve II sayılı cetvellerde belirtilen fiyatlar ile 10 yıl boyunca devlet tarafından alım garantisi verilmektedir. Bu nedenle yukarıda örnekte 5 yıl olarak verilen süre çalışmada 10 yıl olarak alınmıştır.

2.5 Geri Ödeme Süresi Yöntemi

Bu yöntem başlangıçta yatırılan sermayenin, gelecek yıllarda yatırımdan elde edilecek nakit akışları ile kaç yılda geri alınacağını belirlemek üzere kullanılmaktadır. Birden fazla alternatifli projelerin olması durumunda geri ödeme süresi en kısa olan proje tercih edilmektedir. Tek projenin olması durumunda ise yatırımcının süre kısıtı proje seçimini belirlemektedir. Geri ödeme süresi yatırımcının süre kısıtının altında ise bu projenin kabul edilmesi mümkündür [13].

Bu yöntem, diğer yöntemlere ilave bir yöntem olarak kullanılmaktadır. Projelerin geri ödeme süresi kıaldıkça riski azalır ve likiditesinin yüksek olduğu kabul edilir. Yöntemin Sakıncaları ise; Paranın zaman değerini ve geri ödeme döneminden sonraki yıllarda oluşabilecek muhtemel net nakit akışlarını dikkate almaz [25].

Oysa bu tarihten sonraki net nakit akışları karar sürecini etkileyebilmektedir. Örneğin geri ödeme süresinden sonraki yıllarda çok büyük net nakit akışları red edilebilir veya daha düşük net nakit akışları olan proje tercih edilebilir [13]. Geri

ödeme süresini, yatırımın sağlayacağı net nakit girişlerinin zaman içinde değişiklik gösterip göstermemesine göre iki şekilde hesaplanır.

Yatırımın sağlayacağı net nakit girişleri yıllar itibarıyla değişiklik göstermiyorsa geri ödeme süresi, yatırım tutarının net nakit girişlerine bölünmesi suretiyle hesaplanır.

$$\text{Geri Ödeme Süresi} = \frac{\text{Toplam Yatırım Tutarı}}{\text{Yıllık Sabit Net Nakit Girişi}} \quad (2.2)$$

Örnek 2.2 C projesinin yatırım tutarı 1.000 YTL'dir. Yatırım 10 yıl boyunca, her yıl 200 TL net nakit girişi sağlayacağı dikkate alınırsa, Bu durumda;

$$\text{Geri Ödeme Süresi} = \frac{1.000 \text{ TL}}{200 \text{ TL}} = 5 \text{ yıldır.}$$

Yatırımın sağlayacağı net nakit girişleri yıllar itibarıyla değişiklik gösteriyorsa geri ödeme süresi, yatırımın her yıl sağlayacağı net nakit girişleri, yatırım tutarına eşit oluncaya kadar toplanmak suretiyle hesaplanmaktadır [13, 25].

Örnek 2.3 E projesinin yatırım tutarı 850 TL dir. Projenin sağlayacağı net nakit girişleri aşağıdaki gibidir.

YIL	NET NAKİT GİRİŞLERİ (TL)
1	200
2	300
3	350
4	400
5	600

Bu durumda projenin geri ödeme süresi 3 yıldır

3 Bulgular

Aynı il sınırları içerisinde kurulacak 19 MW doğalgaz enerji santrali ile, aynı MW kurulu güce sahip rüzgâr enerji santrali ilk yatırım maliyetlerini oluşturan tutarları için hesaplanan maliyet tutarları yatırımda kullanılacak makine teçhizatların marka ve modellerine göre ayrıca danışman firmalara ödenecek giderlere göre değişim göstermektedir. Buna göre çalışmada maliyet kalemlerinin asgari ve azami tutarları ile ortalamaları alınarak hesaplamalar yapılmaktadır. Ancak, işin niteliğine göre devlet tarafından yasal sınırlılıkları belirlenen hususları içeren hesaplamalar, bu sınırlılıklar dikkate alınarak yapılmaktadır. Bunun yanında çalışmada ilk yatırım maliyetine ilave olarak yıllık işletim ve bakım maliyeti ve yatırımın geri dönüş süresinde hesaplanmıştır.

3.1 Doğalgaz Enerji Santrali İlk Yatırım Maliyetine İlişkin Bulgular

Çanakkale ili, Biga ilçesi, Pekmezli köyü sınırları içerisinde kurulması planlanan 19 MW kurulu güçteki doğalgaz enerji santrali ilk yatırım maliyeti kalemleri ve hesaplanan tutarlar aşağıdadır.

3.1.1 DES Fizibilite Etüdü Maliyetine İlişkin Bulgular

Saha araştırma ve incelemesi, çevre ve kaynak değerlendirmesi, ön proje hazırlanması, maliyetlerin ayrıntılı tahmini ve raporlamaların yapılması ile proje yönetimi (seyahat konaklama dahil) giderlerini kapsamaktadır [26]. DES fizibilite etüdü maliyet kalemi için hesaplanan asgari, azami ve ortalama miktarlar Tablo 3.1 de verilmektedir.

Tablo 3.1: *DES Fizibilite Etüdü Maliyeti [11, 22, 26].*

Maliyet Kalemleri	Asgari Maliyet(€)	Azami Maliyet(€)	Ortalama Maliyet (€)
Saha araştırma ve incelemesi	1.000	1.600	1.300
Çevre değerlendirmesi	1.400	1.800	1.600
Kaynak değerlendirmesi	22.000	24.000	23.000
Ön proje hazırlığı	1.500	2.000	1.750
Maliyet hazırlama ve raporlama	2.000	3.000	2.500
Proje yönetim gideri (seyahat konaklama dahil)	3.500	4.500	4.000
Toplam	31.300	36.900	34.150

3.1.2 DES Proje Geliştirme Maliyetine İlişkin Bulgular

Proje için gerekli protokol, sözleşme ve müzakereler, yetki kurum ve kuruluşlardan alınması gerekli izinler ve onayların alınması, projenin finansmanı, hukuk ve muhasebe işlemleri gideri ile proje yönetimi (seyahat konaklama giderleri dahil) giderlerini kapsamaktadır [11, 22, 26].

Çalışmada yatırımcıya ait özkaynak kullanılması planlanmakta olup, finansman gideri hesaplamaya dahil edilmemiştir. Proje geliştirme maliyet kalemi için hesaplanan asgari ve azami tutarlar ve ortalaması Tablo 3.2’de verilmektedir.

Tablo 3.2: *DES Proje Geliştirme Maliyeti [11, 22, 26].*

Maliyet Kalemleri	Asgari Maliyet(€)	Azami Maliyet(€)	Ortalama Maliyet (€)
Protokol, sözleşme ve müzakere giderleri	6.000	8.000	7.000
İzin ve onay alımı giderleri	5.000	7.000	6.000
Proje finansman gideri	-	-	-
Hukuk, muhasebe işlemleri gideri	6.000	10.000	8.000
Proje yönetim gideri (seyahat konaklama dahil)	6.000	10.000	8.000
Toplam	23.000	35.000	29.000

3.1.3 DES Mühendislik Maliyetine İlişkin Bulgular

Yatırım sahası ve inşaat, elektrik hattı ve şalt sahası, mekanik tasarımlar ile ihale ve kontrol işlemleri için gerekli giderleri kapsamaktadır [22, 26]. DES Mühendislik maliyet kalemi için hesaplanan asgari, azami ve ortalama miktarlar Tablo 3.3’de verilmektedir.

Tablo 3.3: *DES Mühendislik Maliyeti [11, 22, 26].*

Maliyet Kalemleri	Asgari Maliyet(€)	Azami Maliyet(€)	Ortalama Maliyet (€)
Protokol, sözleşme ve müzakere giderleri	6.000	8.000	7.000
İzin ve onay alımı giderleri	5.000	7.000	6.000
Proje finansman gideri	-	-	-
Hukuk, muhasebe işlemleri gideri	6.000	10.000	8.000
Proje yönetim gideri (seyahat konaklama dahil)	6.000	10.000	8.000
Toplam	23.000	35.000	29.000

3.1.4 DES Makine Teçhizat Maliyetine İlişkin Bulgular

Yatırım için gerekli gaz türbini, jeneratör, ısı geri kazanım kazanı, buhar türbini ve jeneratörü, soğutma kulesi, demineralize su arıtma ünitesi RMS istasyonu, baca (taşınma, işçilik, kurulum dahil) alım giderlerini kapsamaktadır. Çalışmada 19 MW SGT-500 Gaz Türbini ve bu türbine uyumlu jeneratör, ve yukarıda belirtilen ekipman ve ünitelere ilişkin makine ve teçhizat alımı, taşınması, işçilik ve kurum dahil giderler alınacak makine ve teçhizatın marka model ve firma karı gibi unsurlara göre 4.500.000 € - 6.500.000 € arası değişmekte olup, ortalama 5.500.000 € olarak hesaplanmaktadır [11, 26].

3.1.5 DES Arazi/Arsa Maliyetine İlişkin Bulgular

Yatırım yapılacak arazinin satın alınması veya kiralanması için katlanılması gerekli giderleri kapsamaktadır. Çalışmada arazinin satın alınması üzerine proje geliştirilmektedir. Bunun için Çanakkale ili, Biga ilçesi Belediyesi Fen işleri Müdürlüğü, 2015 verilerine göre Pekmezli köyü, 103 ada üzerinde kayıtlı bulunan arazinin rayiç bedeli m² başına, 2,25 TL , serbest piyasada ise aynı arazinin m² fiyatının ise 5,50 TL olduğu görüşme yöntemi ile belirlenmiş ve arazi sahibi gerçek kişi ile yapılan pazarlık neticesinde m² başına 5,00 TL üzerinde hesap edilerek toplam

$$24.000 \text{ m}^2 \times 5,00 \text{ TL} = 120.000,00 \text{ TL}^6 \text{ (41.035,46 EURO)}$$

ödenerek arazi satın alınması öngörülmektedir (Anonim 2015c, Çakmak 2015).

3.1.6 DES İnşaat Maliyetine İlişkin Bulgular

Altyapı ve Üstyapı, yol yapımı ile diğer inşaat giderleri kapsamaktadır. Çalışma bu kapsamda yer alan giderler şunlardır.

1. Üst yapı; 1 adet, 2 katlı idari bina ve konaklama yeri, 1000 m² planlanmış olup, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı tarafından, Resmi Gazete’de yayımlanarak yürürlüğe giren “Mimarlık ve Mühendislik Hizmet Bedellerinin Hesabında Kullanılacak 2015 Yılı Yaklaşık Birim Maliyetleri Hakkında Tebliğ” de, III. Sınıf,

⁶Merkez Bankası 29 Mayıs 2015 tarihli Döviz Kuru 1 EURO =2.9243 TL [4].

b grubu yapılar arasında yer almakta ve m² başına 700,00 TL olarak belirlenmiş olup,

$$1000 \text{ m}^2 \times 700,00 \text{ TL} = 700.000,00 \text{ TL} \text{ (239.373,53 EURO)}$$

olarak hesaplanmaktadır [6, 20].

2. Yatırım kapsamında 15 km su hattı, 40 dn anma çapında düz boru kullanılarak yapılması planlanmaktadır. Taşıma, işçilik, montaj v.s tüm giderler dahil 1 m fiyatı 15 € olup,

$$15.000 \text{ m} \times 15\text{€} = 225.000\text{€}$$

olarak hesaplanmaktadır [7].

3. Yol yapımı 10 km uzunluğunda, 5 m genişliğinde ve 20 cm kalınlığında, C20 hazır beton kullanılarak yapılması planlanan beton yolun, km başına yaklaşık maliyeti 100.000,00 TL - (341.962,17 €)'dir [16].
4. Diğer inşaat kalemleri gideri ise altyapı, üstyapı ve yol yapım tutarlarının %10'u olarak öngörülmüştür.

Yatırım alanı ile mevcut doğalgaz boru hattı arasında yer alan 19 km'lik doğalgaz hattı inşaatının ise belediye ve doğalgaz satışını yapan firmanın ortaklaşa yapacağı dikkate alınarak bu gider hesaplamaya dahil edilmemiştir. DES İnşaat maliyet kalemi için hesaplanan tutarlar Tablo 3.4' de verilmektedir.

Tablo 3.4: DES İnşaat Maliyeti [6, 7, 16].

Maliyet Kalemleri	Hesaplanan Maliyet (€)
Üstyapı gideri (idari bina, konaklama)	239.373,53
Altyapı gideri (15 km su hattı)	225.000
Yol yapımı gideri (Beton)	341.962,17
Diğer inşaat giderleri (Altyapı, üstyapı ve yol yapımı toplamının %10'u)	80.633,57
Toplam	886.969,27

3.1.7 DES Enerji Nakil Hattı ve Şalt Sahası Maliyetine İlişkin Bulgular

Bu kapsamdaki maliyetler voltaj, kurulu güç, hat uzunluğu ve kullanılacak telin kalınlığı gibi unsurlara göre değişmekte olup, ana trafo merkezlerine bağlanmak için yapılan giderleri⁷ kapsamaktadır.

Hat gerilimi hesaplanırken enerji nakil hattının uzunluğu dikkate alınmaktadır. Türkiye'de, 10 km'ye kadar olan uzunluklarda 3 ile 10 kV, 10 ile 30 km arasındaki uzunluktaki hatlarda 10-20 kV, 30 ile 70 km arasındaki uzaklıklarda 20-35 kV'luk gerilimler, 70 km'yi geçen uzunluktaki hatlarda yüksek gerilimler kullanılmaktadır.

Çalışmada yatırım yapılması planlanan alan ile ana iletim merkezine olan uzaklık 14.6 km olduğu dikkate alındığında, Orta gerilim⁸ ve 20 kV kullanılacaktır. Şalt sahası ve enerji nakil hattı maliyeti bu hususlar doğrultusunda hesaplanmaktadır. Bu esaslar doğrultusunda km başına asgari 40.000 € azami 50.000 € ortalama ise 45.000 € olarak hesaplanmaktadır. 14,6 km uzaklık için ortalama ve yaklaşık maliyet 657.000 €'dur [9, 11, 24].

⁷İletim hattı maliyeti, ana trafo merkezlerine olan uzaklığa bağlı olarak değişim göstermektedir.

⁸Bu çalışmada orta gerilim şebekelerinde 10, 15 ve 33 kV'lık gerilimler kullanılmaktadır.

3.2 DES Yıllık İşletim ve Bakım Maliyetine İlişkin Bulgular

19 MW kurulu güçteki doğalgaz çevrim santrallerinin kurulum süresi 2 yıl, ekonomik ömrü 25 yıldır. Yıllık yakıt tüketimi ise 34.656.000 m³/yıl ve ortalama verim ise % 45,85 olarak gerçekleşmektedir [11]. Buna göre kwh başına birim elektrik üretim maliyeti ise yaklaşık 0,08 € olarak hesaplanmıştır. 19 MW kurulu güçteki DES yıllık işletme ve bakım maliyetleri Tablo 3.5’de verilmektedir.

Tablo 3.5: *DES yıllık işletme ve bakım maliyetleri [22, 26].*

Maliyet Kalemleri	Yıllık İşletme ve Bakım Maliyetleri (€/MWh)
Parça ve İşgücü Gideri	2,63
Yakıt Gideri	61,94
Tamir ve Bakım Gideri	4,93
Sigorta Gideri	0,35
Genel İdari Giderler	2,19
Öngörülme-yen Giderler	3,18
Toplam	75,22

3.3 Rüzgar Enerji Santrali İlk Yatırım Maliyetine İlişkin Bulgular

Çanakkale ili, Lapseki ilçesi Hacıgelen Köyü sınırları içerisine kurulması planlanan 19 MW rüzgâr enerji santrali ilk yatırım maliyetlerini oluşturan kalemler için hesaplanan maliyet tutarları aşağıda belirtilmektedir.

3.3.1 RES Fizibilite Etüdü Maliyetine İlişkin Bulgular

Saha araştırma ve incelemesi, çevre değerlendirmesi, kaynak değerlendirmesi, ön proje hazırlanması, maliyetlerin ayrıntılı olarak tahmini ve raporlamaların yapılması ile proje yönetimi (seyahat konaklama dahil) giderlerini kapsamaktadır [15, 22]. RES fizibilite etüdü maliyet kalemi için hesaplanan asgari ve azami tutarlar ve ortalaması Tablo 3.6’da verilmektedir.

Tablo 3.6: *RES Fizibilite Etüdü Maliyeti [15, 22, 26].*

Maliyet Kalemleri	Asgari Maliyet(€)	Azami Maliyet(€)	Ortalama Maliyet(€)
Saha araştırma ve incelemesi	46.000	50.000	48.000
Çevre değerlendirmesi	398.000	402.000	400.000
Kaynak değerlendirmesi	9.000	13.000	11.000
Ön proje hazırlığı	15.000	19.000	17.000
Maliyet hazırlama ve raporlamalar	36.000	40.000	38.000
Proje yönetim gideri (seyahat konaklama dahil)	53.000	59.000	56.000
Toplam	557.000	583.000	570.000

3.3.2 RES Proje Geliştirme Maliyetine İlişkin Bulgular

Proje için gerekli protokol, sözleşme ve müzakereler, yetki kurum ve kuruluşlardan alınması gerekli izinler ve onayların alınması, projenin finansmanı, hukuk ve muhasebe

işlemleri gideri ile proje yönetimi (seyahat konaklama giderleri dahil) giderlerini kapsamaktadır [15]. Çalışmada yatırımcıya ait özkaynak kullanılması planlanmakta olup, finansman gideri hesaplamaya dahil edilmemiştir. RES Proje geliştirme maliyet kalemi için hesaplanan asgari ve azami tutarlar ve ortalaması Tablo 3.7’de verilmiştir.

Tablo 3.7: *RES Proje Geliştirme Maliyeti [15, 26].*

Maliyet Kalemleri	Asgari Maliyet(€)	Azami Maliyet(€)	Ortalama Maliyet(€)
Protokol, sözleşme ve müzakere giderleri	73.000	79.000	76.000
İzin ve onay alımı giderleri	131.000	135.000	133.000
Proje finansman gideri	-	-	-
Hukuk, muhasebe işlemleri gideri	206.000	212.000	209.000
Proje yönetim gideri (seyahat konaklama dahil)	185.000	195.000	190.000
Toplam	595.000	621.000	608.000

3.3.3 RES Mühendislik Maliyetine İlişkin Bulgular

Yatırım sahası ve bina tasarımı, elektrik hattı ve şalt sahası tasarımı, mekanik tasarımı ile ihale ve kontrol işlemleri için gerekli giderleri kapsamaktadır [15, 22, 26]. Mühendislik maliyet kalemi için hesaplanan asgari ve azami tutarlar ve ortalaması Tablo 3.8’de verilmiştir.

Tablo 3.8: *RES Mühendislik Maliyeti [15, 22, 26].*

Maliyet Kalemleri	Asgari Maliyet(€)	Azami Maliyet(€)	Ortalama Maliyet(€)
Saha ve bina tasarım giderleri	416.000	420.000	418.000
Elektrik hattı ve şalt sahası tasarım giderleri	280.000	290.000	285.000
Mekanik tasarım giderleri	226.000	230.000	228.000
İhale ve kontrol işlemleri gideri	206.000	212.000	209.000
Toplam	1.128.000	1.152.000	1.140.000

3.3.4 RES Makine Teçhizat Maliyetine İlişkin Bulgular

Çalışmada, P 62-1000 marka-model rüzgâr türbininden 19 adet alım giderlerini (taşıma, sigorta, işçilik, kurulum dahil) kapsamaktadır. 1 adet türbin fiyatı ortalama 1.200.000 € civarındadır. 19 adet türbin \times 1.200.000 € = toplam 22.800.000 €’dur [15].

3.3.5 RES Arazi/Arsa Maliyetine İlişkin Bulgular

Yatırım yapılacak arazinin satın alınması veya kiralanması için katlanılması gerekli giderleri kapsamaktadır. Çalışmada arazinin satın alınması üzerine proje geliştirilmektedir. Bunun için Çanakkale ili, Lapseki ilçesi Hacıgelen köyü, 131 ada üzerinde kayıtlı bulunan arazinin rayiç bedeli m² başına, 2.45 €, serbest piyasada ise aynı arazinin m² fiyatının ise 5.50 TL olduğu görüşme yöntemi ile belirlenmiş ve arazi

sahibi gerçek kişi ile yapılan pazarlık neticesinde m² başına 5.00 TL üzerinde hesap edilerek toplam $34.000\text{m}^2 \times 5,00 \text{ TL} = 170.000,00 \text{ TL}^9$ (58.133,57 EURO) ödenerek arazi satın alınması öngörülmektedir [18].

3.3.6 RES İnşaat Maliyetine İlişkin Bulgular

Bu maliyet kalemi altyapı, üstyapı, yol yapımı ile diğer inşaat giderleri kapsamaktadır. Çalışma bu kapsamda yer alan giderler şunlardır.

1. Üst yapı;1 adet, 2 katlı idari bina ve konaklama yeri, 1000 m² planlanmış olup, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı tarafından, Resmi Gazete de yayımlanarak yürürlüğe giren "Mimarlık ve Mühendislik Hizmet Bedellerinin Hesabında Kullanılacak 2015 Yılı Yaklaşık Birim Maliyetleri Hakkında Tebliğ" de, III. Sınıf, b grubu yapılar arasında yer almakta ve m² başına 700,00 TL olarak belirlenmiş olup, $1000 \text{ m}^2 \times 700,00 \text{ TL} = 700.000,00 \text{ TL}$ (239.373,53 EURO) olarak hesaplanmaktadır [6].
2. Yatırım kapsamında 20 km su hattı, 40 dn anma çapında düz boru kullanılarak yapılması planlanmaktadır. Taşıma, işçilik, montaj v.s tüm giderler dahil 1 m fiyatı 15 € olup, $20.000 \text{ m} \times 15 \text{ €} = 300.000 \text{ €}$ olarak hesaplanmaktadır [7].
3. Yol yapımı 10 km uzunluğunda, 5 m genişliğinde ve 20 cm kalınlığında, C20 hazır beton kullanılarak yapılması planlanan beton yolun, km başına yaklaşık maliyeti 100.000,00 TL (341.962,17 €)'dir [16].
4. Diğer inşaat kalemleri gideri ise altyapı, üstyapı ve yol yapım tutarlarının %10'u olarak planlanmaktadır.

RES İnşaat maliyet kalemi için hesaplanan asgari ve azami tutarlar ve ortalaması Tablo 3.9'da verilmiştir.

Tablo 3.9: RES İnşaat Maliyeti [6, 7, 26].

Maliyet Kalemleri	Ortalama Maliyet (€)
Üstyapı gideri (idari bina, konaklama)	239.373,53
Altyapı gideri (20 km su hattı)	300.000,00
Yol yapımı gideri (Beton)	341.962,17
Diğer inşaat giderleri (Altyapı, üstyapı ve yol yapımı toplamının %10'u)	88.133,57
Toplam	969.469,27

3.3.7 RES Enerji Nakil Hattı ve Şalt Sahası Maliyetine İlişkin Bulgular

Şalt sahası ve enerji nakil hatları maliyetleri; voltaj, kurulu güç, hat uzunluğu ve kullanılacak telin kalınlığı gibi unsurlara göre değişmekte olup, ana trafo merkezlerine bağlanmak için yapılan giderleri kapsamaktadır. Enerji nakil hattının uzunluğuna göre hat gerilimi tespit edilmektedir. Türkiye'de, 10 km'ye kadar olan uzunluklarda 3 ile 10 kV, 10 ile 30 km arasındaki uzunluktaki hatlarda 10-20 kV, 30 ile 70 km

⁹Merkez Bankası 29 Mayıs 2015 tarihli Döviz Kuru 1 EURO =2.9243 TL [7].

arasındaki uzaklıklarda 20-35 kV'luk gerilimler, 70 km'yi geçen uzunluktaki hatlarda yüksek gerilimler kullanılmaktadır.

Çalışmada rüzgâr enerji santrali ile ana iletim merkezine olan uzaklık 55 km olduğu dikkate alındığında, Orta gerilim ve 20 kV kullanılacaktır. Şalt sahası ve enerji nakil hattı maliyeti bu hususlar doğrultusunda hesaplanmaktadır. Bu esaslar doğrultusunda km başına asgari 40.000 € azami 50.000 € ortalama ise 45.000 € olarak hesaplanmaktadır. 20 km uzaklık için ortalama maliyet 900.000 €'dur [9, 11, 24].

3.4 RES Yıllık İşletim ve Bakım Maliyetine İlişkin Bulgular

19 MW kurulu güçteki kara rüzgâr çevrim santrallerinin kurulum süresi 1 yıl, ekonomik ömrü ortalama 25 yıldır. Kapasite ise % 39 olarak gerçekleşmektedir. Buna göre kwh başına birim elektrik üretim maliyeti ise yaklaşık 0,05 € olarak hesaplanmaktadır [15]. 19 MW kurulu güçteki RES yıllık işletme ve bakım maliyetleri Tablo 3.10'da verilmiştir.

Tablo 3.10: *RES yıllık işletme ve bakım maliyetleri [22, 26].*

Maliyet Kalemleri	Yıllık İşletme ve Bakım Maliyetleri (€/MWh)
Parça ve İşgücü Gideri (Tamir ve bakım dahil)	5.2
Yakıt Gideri (Şebekeden çekilen enerji bedeli)	1
Sigorta Gideri	2.6
Genel İdari Giderler	4.2
Öngörülmeyen Giderler	3.4
Toplam	16.4

3.5 DES ve RES Maliyetlerinin Karşılaştırılmasına İlişkin Bulgular

Elektrik üretiminde aynı MW kurulu güce sahip ve aynı il sınırları içerisinde kurulabilecek, doğalgaz enerji santrali ve rüzgâr enerji santrali ilk yatırım maliyetini oluşturan mali kalemler ile ortalama yatırım tutarları ve bu tutarların toplam maliyetteki payı Tablo 3.11'de verilmiştir. Yukarıda yer alan Tablo 3.11 incelendiğinde, doğalgaz enerji santrali ve rüzgâr enerji santrali ilk yatırım maliyet kalemleri arasında en dikkat çeken makine ve teçhizat maliyetleridir. Çanakkale il sınırları içerisinde kurulabilecek 19 MW'lık, doğalgaz enerji santrali ve rüzgâr enerji santralinin yıllık işletme ve bakım maliyetleri ve bu maliyetlerin toplam maliyet içerisindeki nispi payı Tablo 3.12'de verilmiştir.

Yukarıda yer alan Tablo 3.12 incelendiğinde, doğalgaz enerji santrali yıllık işletme ve bakım maliyet kalemleri arasında yakıt gideri dikkat çekmektedir. 19 MW DES yatırımı ile bir yıl içerisinde üretilebilecek elektrik enerjisi ise şöyledir; 19 MW = 19000 kW × 365 gün × 24 saat × 0,35 kapasite = 58254000 kWh'dir. Üretilen bu elektrik miktarı, Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu'nun 27.03.2015 tarih ve 5537 sayılı kararının a bendinde; "Dağıtım şirketleri tarafından dağıtım sistemi kullanıcılarına ve görevli tedarik şirketleri tarafından serbest olmayan tüketiciler ile serbest tüketici olmasına rağmen tedarikçisini seçmeyen tüketicilere 01/04/2015 tarihinden itibaren uygulanacak fonsuz tarifelerin uygulanmasına" karar verilmiştir.

Tablo 3.11: *DES ve RES ilk yatırım maliyetlerinin karşılaştırılması.*

İlk Yatırımı Oluşturan Mali Kalemler	Doğalgaz Ortalama Yatırım Tutarı (€)	Toplam Maliyetteki Payı %	Rüzgâr Ortalama Yatırım Tutarı(€)	Toplam Maliyetteki Payı %
Fizibilite Etüdü Maliyetleri Toplamı	34.150	0,47	570.000	2,11
Proje Geliştirme Maliyetleri Toplamı	29.000	0,40	608.000	2,25
Mühendislik Maliyetleri Toplamı	100.000	1,38	1.140.000	4,22
Makine Teçhizat Maliyetleri (Taşıma, İşçilik, Kurulum Dahil) Toplamı	5.500.000	75,88	22.800.000	84,30
Arazi/Arsa Maliyetleri Toplamı	41.035,46	0,57	58.133,57	0,21
İnşaat Maliyetleri Toplamı	886.969,27	12,24	969.469,27	3,58
Enerji Nakil Hattı İle Şalt Sahası Maliyetleri Toplamı	657.000	9,06	900.000	3,33
Genel Toplam	7.248.154,73	% 100	27.045.602,84	% 100

Tablo 3.12: *DES ve RES yıllık işletme ve bakım maliyetlerinin karşılaştırılması*

Maliyet Kalemleri	DES Yıllık İşletme ve Bakım Maliyetleri (€/MWh)	Toplam Maliyetteki Payı %	RES Yıllık İşletme ve Bakım Maliyetleri (€/MWh)	Toplam Maliyetteki Payı %
Parça ve İşgücü Gideri (Tamir ve bakım dahil)	7,56	10,05	5,2	31,71
Yakıt Gideri	61,94	82,35	1	6,10
Sigorta Gideri	0,35	0,47	2,6	15,85
Genel İdari Giderler	2,19	2,91	4,2	25,61
Öngörülme-yen Giderler	3,18	4,23	3,4	20,73
Toplam	75,22	%100	16,4	%100

Ek-2’de yer alan fonsuz tarifelerin 1 nolu, “görevli tedarik şirketinden enerji alan iletim sistemi kullanıcısı tüketiciler” başlıklı tehzamanlı tarife ile kW/h başına belirlenen 19,2823 krş/Euro karşılığı ise 0,064 € brüt satış bedeliyle satıştan, yıllık işletme ve bakım gideri kWh başına (0.064 €-0.075 €) çıkarılarak 1 kWh net satış miktarı -0,011 € olarak hesaplanır.

- i. Bu bulgular doğrultusunda, sadece satmak üzere elektrik üretimi yapmak için 19 MW DES yatırımının ortalama verimliliği ve geri dönüş süresi hesaplanamamaktadır.
- ii. Kendi elektrik ihtiyacını karşılamak üzere 19 MW kurulu güçte DES yatırımı yapacak otoprodüktör firma için hesaplama şöyledir:

İlk yatırım maliyeti kalemleri içerisinde yer alan arazi/arsa gideri 41.035,46 €, bina, yol v.s. inşaat yapım giderleri 886.969,27 € ve iletim hattı gideri 657.000 € ilk yatırım maliyet kalemlerinden çıkarıldığında 5.663.149 €’ya düşmektedir. Buna göre; yıllık elektrik üretimi 58254000 kWh kendi ihtiyacı için üretim yapacağından dışarıya ayrıca elektrik gideri ödemeyecektir.

Enerji Piyasası fonsuz tarifelerin 2 nolu, “İletim şalt sahalarının dağıtım şirketinin kullanımındaki OG baralarına özel hattı ile bağlı tek bir tüzel kişi durumundaki

kullanıcılar” başlıklı tehzamanlı sanayi tarife ile kW/h başına belirlenen 22,7850 krş/Euro karşılığı ise 0,076 € alış bedeliyle yıllık 4.427.304,00 € elektrik gideri tahakkuk etmektedir.

Yıllık işletme ve bakım gideri kWh başına (0.076 €-0.075 €) çıkarılarak 1 kWh net alış miktarı 0,010 € x 58254000 kWh = yıllık 582.540,00 € yıllık girdi sağlayacaktır.

Yatırımın ekonomik ömrü 25 yıl olduğu dikkate alındığında bu süre içerisinde 582.540,00 € x 25 yıl = 14.563.500,00 € net gelir sağlamaktadır. 19 MW kurulu güçteki otoprodüktör DES için geri ödeme hesabı şöyledir.

$$\text{Geri Ödeme Süresi} = \frac{5.663.149 \text{ € (toplam yatırım tutarı)}}{582.540,00 \text{ € (yıllık sabit net nakit girişi)}} = 9,72 \text{ yıl}$$

19 MW kurulu güçteki 1 adet otoprodüktör DES projesinin ortalama verimliliği:

$$\text{Ort. Verimlilik} = \frac{\frac{14.563.500,00 \text{ € top. net gelir}}{25 \text{ yıl}}}{\frac{5.663.149 \text{ € DES baş. yatırım tut.} + 0 \text{ hurda değ.}}{1 \text{ (proje sayısı)}}} = \%10,29$$

19 MW RES yatırımı ile bir yıl içerisinde üretilebilecek elektrik enerjisi: 19 MW=19000 kW x 365 gün x 24 saat x 0,39 kapasite = 64911600 kWh'dir.

- i. Üretilen bu elektrik miktarı, YEK belgesiyle kapsamında I sayılı teşvik cetvelinde kW/h başına belirlenen 0,073 ABD Doları/Euro karşılığı ise 0,065 € brüt satış bedeliyle satıştan, yıllık işletme ve bakım gideri kWh başına 0,016 € (0.065 €-0.016 €) çıkarılarak 1 kWh net satış miktarı 0,049 € üzerinden, yıllık 3.180.668,40 € net gelir elde edilmektedir. Yek belgesiyle 10 yıl devletin alım garantisi kapsamında, 10 yıl boyunca toplam 31.806.684,00 € net gelir elde edilmektedir.

Rüzgâr türbinlerinin yerli sanayi üretiminden alınması halinde ise II numaralı teşvik cetvelinde yer alan miktarlar ile kWh başına brüt satış miktarında artacağından daha fazla gelir elde edilmesi mümkündür.

19 MW kurulu güçteki RES için geri ödeme hesabı şöyledir.

$$\text{Geri Ödeme Süresi} = \frac{27.045.602,89 \text{ € (toplam yatırım tutarı)}}{3.180.668,40 \text{ € (yıllık sabit net nakit girişi)}} = 8,5 \text{ yıl}$$

19 MW kurulu güçteki 1 adet RES projesi için ortalama verimlilik hesabı şöyledir.

$$\text{Ort. Verimlilik} = \frac{\frac{31.806.684,00 \text{ € top. net gelir}}{10 \text{ yıl}}}{\frac{27.045.602,89 \text{ € RES baş. yat. tut.} + 0 \text{ hurda değ.}}{1 \text{ (proje sayısı)}}} = \%11,76$$

- ii. Varolan işletmesinin elektrik ihtiyacını karşılamaya yönelik RES yatırımı yapacak otoprodüktörler için mevcut işletme çevresinde rüzgâr potansiyeli olabilecek alanın bulunması çok ender rastlanabilecek durum olduğu dikkate alındığında, yeterli rüzgâr potansiyeli olan alan için 19 MW RES yatırımı maliyetleri, satmak üzere elektrik üretimi yatırım giderleriyle yaklaşık olacaktır.

Buna göre; yıllık elektrik üretimi 64911600 kWh kendi ihtiyacı için üretim yapacağından dışarıya ayrıca elektrik gideri ödemeyecektir.

Enerji Piyasası Ek-2’de yer alan fonsuz tarifelerin 2 nolu, “İletim şalt sahalarının dağıtım şirketinin kullanımındaki OG baralarına özel hattı ile bağlı tek bir tüzel kişi durumundaki kullanıcılar” başlıklı tehzamanlı sanayi tarife ile kW/h başına belirlenen 22,7850 krş/Euro karşılığı ise 0,076 € alış bedeliyle yıllık 4.933.281,60 € elektrik gideri tahakkuk etmektedir.

Yıllık işletme ve bakım gideri kWh başına (0.076 €-0.016 €) çıkarılarak 1 kWh net alış miktarı 0,060 € × 64911600 kWh = yıllık 3.894.696,00 € girdi sağlayacaktır.

Yatırımın ekonomik ömrü 25 yıl olduğu dikkate alındığında bu süre içerisinde 3.894.696,00 € × 25 yıl =97.367.400,00 € net gelir sağlamaktadır.

19 MW kurulu güçteki otobrodüktör RES için geri ödeme hesabı şöyledir.

$$\text{Geri Ödeme Süresi} = \frac{27.045.602,89 \text{ € (toplam yatırım tutarı)}}{3.894.696,00 \text{ € (yıllık sabit net nakit girişi)}} = 6,94 \text{ yıl}$$

19 MW kurulu güçteki 1 adet otoprodüktör RES projesi için ortalama verimlilik hesabı şöyledir.

$$\text{Ort. Verimlilik} = \frac{\frac{97.367.400,00 \text{ € top. net gelir}}{25 \text{ yıl}}}{\frac{27.045.602,89 \text{ RES baş. yat. tut.} + 0 \text{ hurda değ.}}{1 \text{ (proje sayısı)}}} = \%14,4$$

19 MW kurulu güçteki DES VE RES yatırımda, ilk yatırım ve işletim maliyetleri ile yatırımın geri ödeme süreleri Tablo 3.13’de verilmektedir.

Tablo 3.13: DES ve RES yatırımı mali kalemlerine ilişkin bulgular

Yatırım Mali Kalemleri	Doğalgaz Santrali Ortalama	Enerji Ortalama	Rüzgâr Santrali Ortalama	Enerji Ortalama
İlk Yatırım Bedeli Toplamı				
Satış amaçlı yatırım için	7.248.154,00 €		27.045.602,00 €	
Otoprodüktör firma için	5.663.149,00 €			
Yıllık Bakım ve İşletme Bedeli Toplamı	75,22 € MWh		16.4 € /MWh	
Geri Ödeme Süresi				
Satış amaçlı yatırım için	yıl		8,5 yıl	
Otoprodüktör firma için	9,72 yıl		6,94 yıl	

4 Sonuç ve Öneriler

4.1 Sonuç

Bu çalışmada, Türkiye’de mevcut yenilenebilir enerji kaynakları ve potansiyelleri ile yatırımcıya sağlanan teşvikler giriş bölümünde belirtilmiştir.

Aynı kurulu güçte (19MW) ve aynı il (Çanakkale) sınırları içerisinde kurulabilecek doğalgaz enerji santrali ve rüzgâr enerji santralleri yatırımlarına ilişkin bulgular detaylı olarak 4. bölümde ele alınmış olup, elde edilen bulgular doğrultusunda aşağıda yer alan sonuçlara ulaşılmıştır.

4.1.1 Doğalgaz Enerji Santrali İlk Yatırım Maliyetine İlişkin Sonuçlar

Çanakkale ili, Biga ilçesi, Pekmezli köyü sınırları içerisinde sadece satmak üzere elektrik üretimi için kurulabilecek 19 MW kurulu güçteki doğalgaz elektrik santrali ilk yatırım maliyeti finansman gideri hariç ortama 7.248.154,73 € hesaplanmıştır. Toplam ilk yatırım maliyeti kalemleri içerisinde en büyük pay %75,88 ile makine teçhizat maliyetleri (taşıma, işçilik, kurulum dahil) toplamı oluşturmaktadır. Bunu %12,24 oranıyla inşaat maliyetleri takip etmektedir.

Otoprodüktör işletmeler için yapılabilecek 19 MW’lık DES için, ilk yatırım maliyetinin finansman gideri hariç, ortama 5.663.149 € olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

4.1.2 DES Yıllık İşletim ve Bakım Maliyetine İlişkin Sonuçlar

Bu çalışmada , 19 MW doğalgaz enerji santrali yatırımı projesinde, yıllık işletme ve bakım maliyetleri 75,22 €/MWh olarak hesaplanmıştır. Toplam yıllık işletme ve bakım gider kalemleri içerisinde yakıt gideri % 82,35 oranıyla en büyük paya sahip olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Bunu %10,05 oranıyla parça ve işgücü gideri (tamir ve bakım dahil) takip etmektedir.

4.1.3 Rüzgâr Enerji Santrali İlk Yatırım Maliyetine İlişkin Sonuçlar

Çanakkale ili, Lapseki ilçesi, Hacıgelen köyü sınırları içerisinde sadece satmak üzere elektrik üretimi için kurulabilecek 19 MW RES yatırımı için gerekli ilk yatırım maliyetinin 27.045.602,84 € olduğu, toplam maliyet içerisinde en büyük payın ise %84,30 ile makine teçhizat (türbin) maliyetleri (taşıma, işçilik, kurulum dahil) toplamının oluşturduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Kendi işletmesinin elektrik ihtiyacını karşılamaya yönelik RES yatırımı yapacak otoprodüktörler için mevcut işletme çevresinde rüzgâr potansiyeli olabilecek alanın bulunması zor olacağından, satmak üzere elektrik üretimi yapılacak RES yatırımı maliyetinin aynen geçerli olabileceği sonucuna ulaşılmıştır.

4.1.4 RES Yıllık İşletim ve Bakım Maliyetine İlişkin Sonuçlar

Bu çalışma ile 19 MW rüzgâr enerji santrali yatırımı projesinde, yıllık işletme ve bakım maliyetleri 16,4 €/MWh olarak hesaplanmıştır. Toplam yıllık işletme ve bakım gider kalemleri içerisinde parça ve işgücü gideri (tamir ve bakım dahil) % 31,71 oranıyla öne çıkmaktadır.

4.1.5 DES ve RES Maliyetlerine İlişkin Sonuçlar

19 MW kurulu güçteki DES yatırımı sadece elektrik satmak üzere yapılması halinde yıllık işletme ve bakım masrafı 0,075 €/kWh, satış fiyatının ise 0.064 €/kWh olduğu belirlenmiş ve yatırım ekonomik bulunmamıştır.

Otoprodüktör işletmeler için kurulum maliyeti 5.663.149,00 €, yıllık işletme ve bakım masrafı 0,075 €/kWh, kendi ihtiyacı için satın alacağı elektriğin fiyatı 22,7850 krş/Euro karşılığı ise 0,076 € alış bedeliyle yıllık 4.427.304,00 € giderin olacağı hesaplanmıştır. %35 kapasiteyle çalışan, 25 yıl ekonomik ömrü olan, 19 MW kurulu güçteki DES yatırımıyla yıllık elektrik üretimi 64911600 kWh üretim yapacağı hesaplanmıştır. Çalışmada yatırımın geri ödeme süresi 9,72 yıl, ortama verimliliğinin ise %10,29 olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Otoprodüktör firmalar için yatırım ekonomik bulunmuştur.

%39 kapasiteli, 19 MW RES yatırımıyla, yıllık 64911600 kWh elektrik üretiminin hem satma amaçlı hem de kendi ihtiyacını karşılama amaçlı yapılması durumunda ilk yatırım maliyetinin 27.045.602,00 €, yıllık işletme ve bakım maliyetinin ise 16,4 €/MWh olduğu hesaplanmıştır.

Üretilecek elektriğin teşvik kapsamında 10 yıllık alım garantisiyle satılacağı dik-kate alınmıştır. Devletin kW/h başına belirlediği 0,073 ABD Doları/Euro karşılığı ise 0,065 € brüt satış bedelinden, yıllık işletme ve bakım gideri kWh başına 0,016 € (0.065 €-0.016 €) çıkarılarak 1 kWh net satış miktarının 0,049 € olduğu hesaplanmıştır.

Teşvikle yapılacak satışın yıllık getirisi 3.180.668,40 €, 10 yıllık dönemde ise toplam 31.806.684,00 € girdi elde edileceği, yatırımın geri ödeme süresinin 8,5 yıl, ortalama verimliliğinin ise 11.76 olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Yatırım ekonomik bulunmuştur.

Otoprodüktör işletmeler, bu RES yatırımı ile kendi elektrik ihtiyacı için yıllık 64911600 kWh elektrik üretimi yapabilecektir. EPDK'nın 2 nolu fonsuz tarifesiyle kW/h başına belirlenen 22,7850 krş/Euro karşılığı ise 0,076 € alış bedeliyle firmanın yıllık 4.933.281,60 € elektrik giderinin olacağı hesaplanmıştır.

Yıllık işletme ve bakım gideri kWh başına (0.076 €-0.016 €) çıkarılarak 1 kWh net alış fiyatı 0,060 € x 64911600 kWh = yıllık 3.894.696,00 € gelir sağlayacağı hesaplanmıştır. Yatırımın 25 yıllık ekonomik ömrü boyunca 3.894.696,00 € x 25 yıl =97.367.400,00 € net gelir sağlayacağı hesaplanmıştır.

Yatırımın geri ödeme süresinin 6,94 yıl, ortama verimliliğinin ise %14.4 olduğu, yatırımcı için ekonomik olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

4.2 Öneriler

Elektrik üretiminde doğalgaz çevrim santralleriyle rüzgâr çevrim santralleri yatırımlarının karşılaştırması çeşitli finansal teknikler kullanılarak belirlenmiş olup, bu analiz sonuçlarından yola çıkarak bazı öneriler sunulmuştur.

1. Doğalgaz enerji santrallerinin otoprodüktör işletmeler hariç sadece satma amaçlı elektrik üretimi yapmak üzere yapılacak yatırımların, kurulu güçlerinin 400 MW ve üzeri olması ayrıca verimliliği yüksek kombine çevrim santrali şeklinde kurulması, yıllık işletme ve bakım masraflarını önemli oranda düşüreceğinden piyasada kolay rekabet edeceği düşünülmektedir.

2. Enerji ihtiyacının karşılanmasında doğalgaz ve rüzgâr kaynaklı enerji çevrim santralleri; yatırımlar üzerine stratejik bir analiz içeren bu çalışmanın, doğalgaz dışındaki diğer termik kaynaklı çevrim santralleri (kömür gibi) ile rüzgâr dışındaki diğer yenilenebilir enerji kaynaklı (güneş gibi) çevrim santrallerinin yatırım maliyetlerini karşılaştırmak üzere araştırma yapılması gerektiği düşünülmektedir.
3. Rüzgâr türbinlerinin yerli sanayi tesisleri kurularak üretilmesine yönelik teşvik sisteminin yatırımcıyı bu alana yönelimini sağlayacak şekilde daha kapsamlı olarak uygulanması rüzgâr çevrim santralindeki en büyük paya sahip olan türbin maliyetini düşüreceği düşünülmektedir.
4. Fosil kaynaklı enerji türü içerisinde yer alan özellikle doğalgaz ve petrol gibi kaynakların dünya üzerindeki rezervlerindeki azalmalar dikkate alındığında ve bu konuda yapılan araştırmalar incelendiğinde; özellikle güneş, rüzgâr ve hidrojen enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi maliyetlerini düşürecek yatırımcıları bu alana yoğunlaştıracak teşvikleri yaygınlaştırıcı politikalar ve yeni yol haritalarının oluşturulması gerektiği düşünülmektedir.
5. Türkiye'nin fosil kaynaklı yakıtları ithal ettiği dikkate alındığında, enerji ihtiyacının yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanma oranı arttıkça dışa bağımlılığının azalacağı düşünülmektedir.

Kaynaklar

- [1] Akınsal, *Rüzgar enerjisi ve Türkiye rüzgar potansiyeli rüzgâr enerjisinde değişken ve sabit fiyat tarifeleri ve enerji depolama teknikleri*, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı, İstanbul.
- [2] S. Altuner, *Rüzgar enerjisi potansiyeli ölçümü*, Yüksek Lisans Tezi, Cumhuriyet Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Makine Mühendisliği Anabilim Dalı, Sivas.
- [3] Anonim, *Rüzgar enerjisi potansiyel atlası Çanakkale ili rüzgâr kaynak bilgileri*, <http://www.eie.gov.tr/YEKrepa/CANAKKALE-REPA.pdf> (Erişim Tarihi 24.04.2015).
- [4] Anonim, *Merkez Bankası Döviz Kurları*, <http://www.tcmb.gov.tr/wps/wcm/connect/page> (Erişim Tarihi 29.05.2015).
- [5] Anonim, *Satılık arazi bilgileri*, <http://www.sahibinden.com/satilik-arsa/canakkale-biga> (Erişim Tarihi 24.04.2015).
- [6] Anonim, *Mimarlık ve mühendislik hizmet bedellerinin hesabında kullanılacak 2015 yılı yapı yaklaşık birim maliyetleri hakkında tebliğ*, <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2015/03/20150319.htm&main> (Erişim Tarihi 04.06.2015).

- [7] Anonim, *Su tesisatı fiyatları*, http://www.firat.com/fiyat_listesi.pdf (Erişim Tarihi 05.06.2015).
- [8] Anonim, *Rüzgar türbini teknik özellikleri*, http://www.hasmak.com.tr/ruzgar_turbinleri/1mw_ruzgar_turbinleri.pdf Erişim Tarihi 10.06.2015.
- [9] Anonim, *Enerji iletim ve dağıtım şebekeleri ve şebeke çeşitleri*, <http://Hbogm.Meb.Gov.Tr/MTA0/1enerjiuretimiletimivedagitimi/Unite10.Pdf> (Erişim Tarihi 10.06.2015).
- [10] R. Ata, *Yenilenebilir enerji kaynaklarından jeotermal ve rüzgâr enerjisinin gelişimi ve çevresel değerlendirilmesi*, Celalbayar Üniversitesi Soma Meslek Yüksekokulu Teknik Bilimler Dergisi, 2(13): 47-54.
- [11] İ. Ateş, *Sözlü görüşme*, MTB Enerji Mühendislik Danışmanlık, Ankara, (Görüşme tarihi: 07.06.2015), e-posta: arda@mtbenerji.com.tr
- [12] R. Biçici, *Türkiye’de enerji ekonomisi*, Yüksek Lisans Tezi, Zonguldak Karaelmas Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, İktisat Anabilim Dalı, Zonguldak.
- [13] M. Cesur, *Proje değerlendirme yöntemleri ve enstrümanlar*, www.emo.org.tr/ekler/baf163c24ed14b5_ek.doc. (Erişim Tarihi 10.06.2015)
- [14] F. Çakmak, *Sözlü görüşme*, Biga Belediyesi, Emlak Şefliği, Çanakkale, (Görüşme tarihi:28.05.2015), e-posta: emlak@bigabelediyesi.com
- [15] A. Çeşmecioğlu, *Sözlü görüşme*, MTB Enerji Mühendislik Danışmanlık, Ankara, (Görüşme tarihi: 07.06.2015), e-posta: arda@mtbenerji.com.tr
- [16] Ü. Karaman, *Yazılı görüşme*, Piraziz Kaymakamlığı, Köylere Hizmet Götürme Birliği, Giresun, (Görüşme tarihi: 29.05.2015), e-posta: umut_karaman28@hotmail.com
- [17] T. Karamanlıoğlu, *Farklı rüzgâr türbini tasarımları için santral yeri seçimi ve rüzgâr enerji potansiyelinin belirlenmesinde yapay zeka uygulaması*, Yüksek Lisans Tezi, Mersin Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Makine Eğitimi Anabilim Dalı, Mersin.
- [18] N. Kascı, *Sözlü görüşme*, Lapseki Güven Emlak, Çanakkale, (Görüşme tarihi: 04.06.2015), e-posta:123nur3@gmail.com
- [19] K. Kaygusuz ve A. Sarı, *Türkiye’nin mevcut enerji durumu, sürdürülebilir kalkınma ve yenilenebilir enerji kaynakları*, Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, 3-4 Ekim 2003, Türkiye Mühendisler ve Mimarlar Odaları Birliği, Kayseri.
- [20] A. Köse, *Sözlü görüşme*, Ordu Üniversitesi, Teknik Bilimler Meslek Yüksekokulu, İnşaat Bölümü, Ordu, (Görüşme tarihi: 04.06.2015), e-posta:ahmetkose9@hotmail.com

- [21] Ö. Önenç, *Yazılı görüşme*, Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, Ankara, (Görüşme tarihi: 15.05.2015), e-posta:oonenc@yegm.gov.tr
- [22] H. H. Özcan, *Rüzgar enerjisi yatırımları ve Isparta ilinde kurulabilecek bir rüzgâr enerji santralinin ekonomik analizi*, Yüksek Lisans Tezi, Süleyman Demirel Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, İşletme Anabilim Dalı, Isparta.
- [23] S. Özkar, *Sürdürülebilir enerji geleceği ve küresel ısınma*, Türkiye Bilimler Akademisi Dergisi, 39: 3-4.
- [24] N. Parlak, *Sözlü görüşme*, Ordu Üniversitesi, Teknik Bilimler Meslek Yüksekokulu, Elektrik ve Enerji Bölümü, Ordu, (Görüşme tarihi: 04.06.2015), e-posta: konyali_1@msn.com.
- [25] A. S. Sarıaslan, *Sermaye bütçelemesinde risk analizi yöntemleri ve değerlendirilmesi*, Yüksek Lisans Tezi, Ankara Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, İşletme Anabilim Dalı, Ankara.
- [26] B. Ülkü, *Yazılı görüşme*, MTB Enerji Mühendislik Danışmanlık, Ankara, (Görüşme tarihi: 04.06.2015), e-posta: bulent@mtbenerji.com.tr
- [27] G. Ünalın, *Türkiye enerji kaynaklarının genel değerlendirmesi*, Niğde Üniversitesi, Aksaray Mühendislik Fakültesi Jeoloji Mühendisliği Dergisi 27 (1): 22-41.
- [28] M. Yıldız, *Dünya’da ve Türkiye’de alternatif ve fosil enerji kaynaklarının geleceğe yönelik etüdü*, Yüksek Lisans Tezi, Karadeniz Teknik Üniversitesi, İnşaat Mühendisliği Anabilim Dalı, Trabzon.