



Fotovoltaik ve Rüzgâr Enerjisi Sistem Kapasitelerinin Tekno-Ekonomik Analizle Belirlenmesi: İndirim Oranı ve Satış Tarifesinin Etkileri

Sizing of Photovoltaic and Wind Energy Systems by Techno-Economic Analysis: Effects of Discount Rate and Feed-in-tariff

Onur Taylan ^{1,2*}

¹ Orta Doğu Teknik Üniversitesi Kuzey Kıbrıs Kampusu, Makina Mühendisliği, Güzelyurt, KKTC

² Orta Doğu Teknik Üniversitesi, Güneş Enerjisi Araştırma ve Uygulama Merkezi (GUNAM), Ankara, TÜRKİYE

Sorumlu Yazar / Corresponding Author *: ontaylan@metu.edu.tr

Geliş Tarihi / Received: 28.09.2018

Kabul Tarihi / Accepted: 26.04.2019

DOI:10.21205/deufmd.2019216317

Araştırma Makalesi/Research Article

Atıf şekli/How to cite: TAYLAN, O. (2019). Fotovoltaik ve Rüzgâr Enerjisi Sistem Kapasitelerinin Tekno-Ekonomik Analizle Belirlenmesi: İndirim Oranı ve Satış Tarifesinin Etkileri. DEUFMD, 21(63), 879-895.

Öz

Artan enerji ihtiyacı ve fosil kaynaklı yakıtların azalması, yenilenebilir enerji sistemlerine olan ilgiyi artırmıştır. Bu sistemlerden fotovoltaik (PV) ve rüzgâr sistemleri ön plana çıkmaktadır. Bu çalışmada farklı indirim oranları ve şebeke tarife fiyatları kullanılarak şebekeye bağlı hibrit PV/rüzgâr sistem kapasiteleri en düşük birim enerji maliyetini verecek şekilde optimizasyonla belirlenmiştir. Birim enerji maliyetinin ve sistem kapasitelerinin yanı sıra, sistemin ürettiği fazla enerji, talebin karşılanma oranı, net bugünkü değer (NPV), geri ödeme süresi ve önlenebilir CO₂ salınım miktarları hesaplanmıştır. Çalışmada, benzetimi yapılan durumlardan en yüksek NPV değeri olan 4.3 milyon USD ve en düşük birim enerji maliyeti olan 108,84 USD/MWh değerlerine, %8 indirim oranı ile %40 oranındaki çift-yönlü tarifede 2572 kW PV ve 900 kW rüzgâr türbin kapasitelerinde ulaşılmıştır. Ayrıca çalışmanın sonuçları, indirim oranının %4'ten %12'ye çıkmasının en düşük enerji maliyetini tutturabilmek için PV ve türbin kapasitelerini %20 kadar düşürmek gerektiğini ve bu düşüşe rağmen birim enerji maliyetinin ve NPV değerinin sırasıyla %12 ve %75 oranlarında düşebileceğini göstermiştir. Şebekeyle enerji transferinde satış/alış oranı da %0'dan %40'a çıktığında, kurulu PV ve türbin kapasitelerinin sırasıyla %58 ve %50 artacağı, birim enerji maliyetinin %5 azalacağı ve NPV değerinin %57 artacağı hesaplanmıştır. Buna göre, indirim oranının yüksek olduğu ülkelerde yenilenebilir enerji yatırımlarının yaygınlaştırılması için indirim oranının düşük olduğu ülkelere kıyasla teşviklerin daha yüksek olması gerektiğini ve bu teşviğin yüksek oranlı çift-yönlü tarifelerle yapılabileceği ortaya çıkmaktadır.

Anahtar Kelimeler: Hibrit Sistemler, Güneş Enerjisi, Kapasite Belirleme, Rüzgâr Enerjisi, Tekno-ekonomik Analiz, Yenilenebilir Enerji

Abstract

Increasing energy demand and depleting fossil fuels have increased the interest in renewable energy systems. Photovoltaic (PV) and wind systems are at the forefront of these systems. In this study, grid-connected hybrid PV/wind system capacities are optimized with the lowest cost of energy at different discount rates and feed-in-tariffs. In addition to the cost of energy and system capacities, produced

excess energy, the ratio of the energy demand by the hybrid system, net present value (NPV), payback period and avoided CO₂ emissions are calculated. The highest NPV value of 4.3 million USD and the lowest cost of energy of 108.84 USD/MWh are found at the discount rate of 8% and feed-in-tariff/grid tariff ratio of 40% using PV and wind capacities of 2572 and 900 kW, respectively. Moreover, the results show that when the discount rate increases from 4% to 12%, the PV and turbine capacities should be reduced by up to 20% to keep the lowest cost of energy cost. As a result of this capacity change, the cost of energy is increased by 12%, and NPV is decreased by 75%. Moreover, increasing the feed-in-tariff/grid tariff ratio from 0% to 40% increases the PV and turbine capacities by 58% and 50%, respectively, decreases the cost of energy by 5% and increases NPV by 57%. In conclusion, it is found that renewable energy incentives should be higher in countries with high discount rates than the ones with low discount rates to increase the renewable energy investments, and this incentive can be made with higher feed-in-tariffs.

Keywords: Hybrid Systems, Renewable Energy, Solar Energy, System Sizing, Techno-economic Analysis, Wind Energy

1. Giriş

Fosil kaynaklı yakıtların azalması, bu kaynakların küresel ısınmaya yol açmaları ve artan enerji talebi nedeniyle yenilenebilir enerji kaynaklarına olan ilgi 1990'lardan günümüze artmıştır. Bu kaynakların en popüler olanları enerji kaynağının bedava ve sera gazı salınımları sıfır olması sebebiyle güneş ve rüzgâr enerjisidir. Güneş enerjisi ilk başlarda ısınmak veya sıcak su ihtiyacını karşılamak amacıyla kullanılsa da gelişen teknoloji ve düşen birim maliyetleriyle birlikte günümüzde elektrik üretmek için de kullanılmaktadır. Elektrik üretimi gerek yoğunlaştırılmış güneş enerjisi (CSP) gerekse fotovoltaiik (PV) temelli teknoloji ile mümkün olmaktadır. Rüzgâr enerjisi ise ilk başlarda yer altı kaynaklarından su çekmek için kullanılmaya başlanmış olsa da ilerleyen üretim ve malzeme teknolojileri sayesinde artan rotor yükseklikleriyle elektrik üretiminde de kullanılmaktadır.

Güneş enerjisi dünyanın bütün elektrik enerjisi ihtiyacını karşılayacak miktarda yeryüzüne ulaşmaktadır [1, 2]. Fakat yeryüzünde sabit bir konum düşünüldüğünde o konumdaki güneş ve rüzgâr enerjisi miktarı, bu enerji kaynaklarının doğası gereği kesikli veya atmosferik olaylardan dolayı değişkendir. Bu özellik de güneş ve rüzgâr enerjisi sistemlerinden üretilen enerjinin değişken olmasına yol açmakta ve zamana bağlı enerji talep eğrisini tam olarak takip edilememesine sebebiyet vermektedir. Yenilenebilir enerjinin bu dezavantajını ortadan kaldırmak için iki veya daha fazla yenilenebilir enerji sisteminden oluşan hibrit sistemler kullanılabilir. Hibrit yenilenebilir enerji sistemleri tek bir enerji kaynağının değişkenlik ve dolayısıyla ekonomik dezavantajını azaltarak sistemin bütünsel verimliliğini ve güvenilirliğini

artırmaktadır [3-7]. Hibrit sistemlerde ise bileşenlerin kapasitelerinin belirlenmesi önem taşımaktadır. Özellikle güneş ve rüzgâr enerjisi uygulamalarında, tasarım, projelendirme ve yatırım hesaplarında kurulumun yapılacağı konumda teknik ve sonrasında ekonomik analiz yapmak yatırımcılar açısından oldukça önemlidir. Teknik analizde güneş ışınım ve rüzgâr hızı verileri kullanılarak sabit bir konumda ne kadar enerji üretileceği hesaplanırken, ekonomik analizde bu üretilen enerjinin birim maliyeti, bütün sistemin geri ödeme süresi ile sistem ömrü sonundaki kâr/zarar miktarı, vb. tahmin edilmektedir. Bu iki analizin birlikte yapıldığı analizler tekno-ekonomik analiz olarak adlandırılmaktadır ve bu analizler o bölgeye yatırım yapmak isteyen yatırımcılara yol göstermektedir.

Geleneksel enerji üretim sistemlerine kıyasla PV ve rüzgâr enerji sistemlerinin dezavantajları yenilenebilir enerji kaynaklarının değişken olması ve PV panellerinin ve rüzgâr türbinlerinin yüksek kurulum maliyetleridir. Öte yandan bu sistemlerin yakıt masraflarının olmaması işletme masraflarını azaltarak ekonomik avantaj ve sera gazı salınımı olmaması sebebiyle de çevresel avantaj sağlamaktadır. Literatürdeki çalışmalarda yenilenebilir enerji sistemlerinin, özellikle güneş ve rüzgâr sistemlerinin belli bir noktada en uygun kapasitesini bulmak için ya elektrik enerjisi talebinin mümkün olduğunca yenilenebilir enerjiden sağlanması ya da ekonomik olarak en fazla kâr edilmesi hedeflenmiştir. Khan vd. [8] ile Khare vd. [9] PV ve rüzgâr sistemlerinin kapasitelerinin belirlendiği çalışmaları derlemişlerdir. Yenilenebilir enerji sistemlerini değerlendirirken ve kapasitelerini belirlerken teknik, ekonomik, sosyopolitik ve çevresel

faktörler etkilidir [10]. Bütün bu faktörler birbirleriyle ilişkili olmakla birlikte yapılan çalışmalarda genellikle teknik ve ekonomik faktörler ele alınmaktadır. Ayrıca bazı ülkeler kanun ve yönetmeliklerini yenilenebilir enerji kullanılmasını teşvik edecek şekilde değiştirerek enerjide dışa bağımlılıklarını azaltmakta ve ülkelerindeki enerji güvenliğini artırmaktadırlar [11, 12].

Literatürdeki araştırmalarda örneğin, Borowy ve Salameh [13] rüzgâr türbin kapasitesini sabit tutarak ideal PV ve akü depolama kapasitesini tahmin etmişlerdir. Bunu yaparken saatlik değerler kullanarak ve enerji talebini ve arzın gerçekleşme olasılığı göz önünde bulundurularak toplam sistemin kurulum maliyetini azaltmayı hedeflemişlerdir. Sistemden sağlanan enerji arzının belli bir seviyeden yüksek olması sistem kapasitelerinin oldukça fazla olmasına ve fazla enerji üretimine sebep olacaktır. Tek yönlü tarife uygulanan bölgeler için bu dezavantaj yaratabilecektir. Başka bir çalışmada, Shrestha ve Goel [14] şebekeye bağlı olmayan iki farklı PV ve akü depolama sistemini arzın gerçekleşmediği süre, enerji kaybı ve toplam sistem maliyeti üzerinden olasılıksal karşılaştırmıştır. Bu iki sistemden ilki yüksek PV kapasitesi ve düşük akü kapasitesi olarak tanımlanırken ikincisi de düşük PV kapasitesi ve yüksek akü kapasitesi olarak tanımlanmıştır. Sonuçlar ilk sistemin yüksek enerji kaybı verirken, ikinci sistemin de düşük arz süresi verdiğini göstermiştir. İdeal kapasitelerin bu iki sistem arasında olduğu sonucunu ortaya çıkarmıştır. Bu sonuca göre ideal sistem bileşen kapasitelerini belirlemek için ayrıca optimizasyon yapılması gerekliliğini ortaya koyulmuştur.

Hemen hemen eş zamanlı olarak hibrit sistemlere yönelik çalışmalar yapılmıştır [15-22]. Örneğin, Kellogg vd. [18] rüzgâr, PV ve PV/rüzgâr hibrit sistemlerinin kapasitelerini bir meskûn evin saatlik ortalama enerji ihtiyacını kullanarak toplam maliyeti düşürmek hedefiyle tahmin etmişlerdir. Çalışmanın yapılmasından bu yana kurulum maliyetleri değiştiğinden sonuçlar yanıltıcı olabilir, fakat hibrit sistemlerin kullanılması ve tekil sistemleri karşılaştırması açısından çalışma önemlidir. Ayrıca, ortalama enerji ihtiyacının karşılanması yaklaşık %50 zamana denk geleceğinden ve bu çalışmada yıllık ortalama güneş ışınımı ve rüzgâr hızı kullanıldığından daha detaylı, örneğin saatlik meteorolojik veriler üzerinden çalışma yapmak gereklidir. Daha sonrasında Çelik [16] öz

tüketime yönelik olarak tekil ya da hibrit güneş ve rüzgâr sistemlerinin analizinde ekonomik parametrelerin önemine değinmiş ve öz tüketime yönelik yapılan çalışmaların en kötü senaryo düşünülerek yapıldığını ve böylelikle yüksek otonomi yakalanmasına karşın maliyetin de yüksek olduğunu belirtmiştir. Yazar, belirli bir bölge için aylık en uygun PV ve rüzgâr türbin kapasitelerini bulup 12 ayın ortalamalarının en ideal sonucu vereceğini önermiştir. Ancak aylık temelde yapılan çalışmanın düşük çözünürlükte olmasından dolayı sistemsel güvenilirlik problemi ortaya çıkacağı ve ortalama almanın yılın %50'sinde kapasite düşüklüğünden dolayı yetersiz olacağı düşünülmelidir. Ayrıca Çelik [16] öz tüketime yönelik yapılan çalışmaların en kötü senaryo düşünülerek yapıldığını ve böylelikle yüksek otonomi yakalanmasına karşın maliyetin de yüksek olduğunu belirtmiştir. Koutroulis vd. [20] ise PV, rüzgâr ve akü sistemleri için ideal bileşen kapasitelerini %100 elektrik enerjisi ihtiyacını karşılayacak şekilde 20 senelik sistem ömründeki toplam maliyeti en aza indirerek bulmuştur. Çalışmada ikişer çeşit ticari PV paneli, rüzgâr türbini ve akü depolama ünitesi kullanılmıştır. Çalışmada hem hibrit PV/rüzgâr hem de tekil PV ve tekil rüzgâr sistemleri incelenmiştir. Çalışmanın sonuçlarına göre sistemi hibrit hale getirmek tekil PV ve rüzgâr sistemlerine göre ortalama maliyeti sırasıyla yaklaşık %54 ve %35 düşürmektedir.

Hibrit yenilenebilir enerji sistemleri üzerinde optimizasyon çalışmaları da yapılmıştır. Yang vd. [21] hibrit güneş, rüzgâr ve akü depolama sistemlerinin tekno-ekonomik analizle en iyi sistem yapılandırmasını bulmayı önceden tanımlanmış bir yenilenebilir enerji yüzdesiyle yıllık maliyeti azaltarak hedeflemişlerdir. Analizlerinde kullandıkları parametreler, PV panel sayısı ve açısı, türbin sayısı ve yüksekliği ve ayrıca akü sayısıdır. Güneydoğu Çin için 1989 yılı meteorolojik verileri kullanılarak yapılan bu çalışmada rüzgâr ve güneş sistemlerinin birbirlerini destekledikleri ortaya konulmuş ve akü depolama sistemiyle de hedeflenen yenilenebilir enerji yüzdesi yakalanmıştır. Ayrıca Maleki ve Pourfayez [22] yaptıkları çalışmada PV/rüzgâr/akü depolama hibrit sisteminin kapasitelerini en yüksek "arzın gerçekleşme olasılığı" tanımlayarak yıllık toplam maliyeti düşürmek amacıyla farklı optimizasyon algoritmaları kullanarak belirlemişlerdir. Çalışmanın sonuçlarına göre arzın gerçekleşme olasılığının %5 ile üst limite sınırlandırıldığı durumda en düşük yıllık

maliyet PV/akü sisteminde gelse de maliyeti yaklaşık %3 yüksek olan PV/rüzgâr/akü sisteminden arzın gerçekleşmeme olasılığı daha yüksektir. Dolayısıyla güneş ve rüzgâr sistemlerinin birlikte kullanılmasının maliyeti ciddi oranda artırmayarak sistem güvenilirliğini artıracığı bu çalışmada belirtilmiştir. Bununla birlikte Gonzalez vd. [17] şebekeye bağlı PV ve rüzgâr enerjisi hibrit sisteminin en iyi kapasitesini İspanya'nın Katalonya bölgesi için bulmaya çalışmışlardır. Bu çalışmada en iyi kapasiteler, yani PV alanı ve türbin sayısı, sistemin bugünkü net değerini (NPV) en aza indirmek üzerine saatlik meteorolojik değerler ve elektrik tüketim verileri kullanılarak belirlenmiştir. Sonuçlar, 102 kW PV ve 3,6 MW rüzgâr türbini kurulumunun 10 milyon USD NPV değerine denk geleceğini ve bu sistemin geri ödeme süresinin 18 yıl olacağını göstermiştir. Gonzalez vd. (2015) ayrıca NPV değerini etkileyen faktörleri hassasiyet analiziyle incelemiştir. Buna göre, şebeke tarifasının artmasıyla NPV değeri değişmemekte fakat enflasyon oranının %10 artması NPV değerini %1,2 artırmaktadır. Ekonomik analizlerin incelendiği başka bir çalışma da Kıymaz [19] tarafından yapılmıştır. Bir üniversite binasının elektrik ihtiyacını karşılamak için şebekeye bağlı PV/rüzgâr hibrit bir sistem düşünülmüştür. Sistem bileşenlerinin kapasitelerini belirlerken kurulum maliyeti ve toplam sistem maliyetini azaltmanın yanı sıra ihtiyacın azami ölçüde yenilenebilir kaynaklardan sağlanmasını hedeflemiştir. HOMER yazılımı kullanarak benzetim sonuçları elde edilmiş ve ayrıca maliyetlerin o anki değerlerden %30 az ve %30 çok olduğu durumları da irdelenmiştir. Sonuçlar hibrit sistemdeki bileşenlerin en uygun yapılandırmasında seçilen bölgenin önemiyle birlikte şebeke elektrik fiyatının ve bileşenlerin kurulum maliyetlerinin belirleyici olduğunu göstermiştir. Fakat bu çalışmada iki yönlü tarife,

tarife fiyatları veya indirim oranlarının etkilerine bakılmamıştır. Anoune vd. [15] ise en uygun PV ve rüzgâr sistem kapasitelerinin farklı yollarla belirlenmesini derlemiştir. Olasılıksal ve belirleyici yöntemler için aylık ortalama değerler ya da en düşük yenilenebilir enerji potansiyeli olan ay üzerinden olmak üzere iki farklı yoldan bileşen kapasitelerinin belirlendiğini belirtilmiştir. Daha iyi sonuç almak için karmaşık algoritmaların özeti de çalışmada verilmiştir. Çalışmanın sonucu göstermektedir ki iyi sonuç ve karmaşık yöntemler arasında bir denge kurulmalıdır. Literatürdeki ilgili çalışmalar göz önüne alındığında hibrit yenilenebilir enerji sistemlerinin, özellikle PV ve rüzgâr sistemlerinin kapasite belirlenmesiyle ilgili optimizasyon çalışmalarının yoğunlaştığı fakat indirim oranı, tek-yönlü, çift-yönlü tarife oranları gibi ekonomik parametrelerin sistemin ekonomik elverişliliğini ve bileşen kapasitelerini ne oranda etkilediğine dair bir çalışmanın eksikliği görülmektedir.

Bu çalışma, PV temelli bir güneş enerji santrali ve rüzgâr türbinlerinden oluşan hibrit bir yenilenebilir enerji sisteminin tekno-ekonomik analizini içermektedir. Çalışmanın amacı şu ana kadar yeterince irdelenmemiş ve ülkeler arasında değişkenlik gösteren ekonomik parametrelerin, indirim oranının ve şebekeye satış fiyatının, yenilenebilir enerji sistemlerinin en uygun kapasitelerine ve ekonomik elverişliliğine olan etkilerini incelemektir. En uygun sistem kapasitesi, farklı rüzgâr türbin sayıları için sistemin enerji birim maliyetini en düşük seviyede tutarak pozitif net bugünkü değere sahip olacak en uygun PV santrali kapasitesini belirlenerek bulunmuştur. Farklı indirim oranlarında ve şebekeye satış fiyatlarında benzetimler yapılmış ve üretilen enerjinin birim maliyeti, sistemin bugünkü net değeri, geri ödeme süresi, önlenen CO₂ salınımı ve tüketimin sistem tarafından karşılanma oranına bakılmıştır. Böylece bu çalışmanın hem kanun yapıcılara hem de yatırımcılara fikir vermesi hedeflenmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları bölgesel ve zamansal olarak değişiklik gösterdiğinden bu çalışmadaki analizler sistemin Orta Doğu Teknik Üniversitesi Kuzey Kıbrıs Kampusu'nda kurulması üzerinden yapılmıştır, fakat yapılan çalışma herhangi bir konumda uygulanabilir genelliktir.

2. Materyal ve Metot

Bir hibrit sistemden üretilecek enerjiyi hesaplayabilmek için öncelikle sistem bileşenlerinin üreteceği enerji miktarlarını teker teker hesaplamak gereklidir. Bu bölümde PV ve rüzgâr enerjisi sistemlerinin üreteceği enerji hesaplamalarının yanı sıra bu çalışmada kullanılan ekonomik ve çevresel analiz parametreleri verilmiştir.

2.1. Güneş enerjisi hesapları

2.1.1. Işınım bileşenleri ve açı hesapları

Güneş ışınım bileşenlerini üçe ayırmak mümkündür: (i) güneş doğrultusundan yüzeye doğrudan gelen *doğrudan ışınım*, G_b , (ii) güneş ışınımının atmosferdeki aerosol, su buharı ve parçacıklardan sapmasıyla doğrudan ışınım haricindeki diğer yönlerden yüzeye gelen *yayıllı ışınım*, G_d , ve (iii) yeryüzüne çarptıktan sonra yüzeye gelen *yansımış ışınım*, G_p . Bu üç bileşenin toplamı, Eş. (1)'de belirtildiği gibi toplam ışınım değerini, G , vermektedir. Piranometreler, toplam ışınım değerlerini ölçmek için kullanılmaktadırlar.

$$G = G_b + G_d + G_p \quad (1)$$

Herhangi bir konumdaki güneş enerjisi potansiyelini belirlemek için yatay düzlemde ölçümler yapılmaktadır. Bu ölçümlerden ışınım bileşenleri hesaplanmaktadır. Bu hesaplarda güneşin geliş açısına, konuma ve gün ve saate göre farklı açılar kullanmak gereklidir. Bu açılardan bir tanesi, öğle saatindeki güneşin geliş açısını ekvator düzlemine göre belirten sapma açısıdır, δ . Sapma açısı Eş. (2) ile hesaplanmaktadır [23].

$$\delta = 23,45 \sin\left(360 \frac{284 + n}{365}\right) \quad (2)$$

Burada n yıl içindeki gün sayısını belirtmektedir. Örneğin, 1 Ocak günü $n = 1$ olurken 1 Şubat günü $n = 32$ olmaktadır. Sapma açısı her gün için hesaplanırken gün içindeki değişimler için saat açısı, ω , kullanılmaktadır. Öğle saati bu açı için referans noktasıdır, $\omega = 0$. Her saatte bu açı 15° değişmektedir ve öğleden önce negatif, öğleden sonra da pozitif değerler almaktadır. Gün doğumu ve gün batımındaki saat açısı, ω_s , güneşlenme süresini hesaplama açısından önemlidir ve Eş. (3) ile hesaplanmaktadır [24].

$$\cos(\omega_s) = -\tan(\phi) \tan(\delta) \quad (3)$$

Gelen güneş ışınlarının yatay düzleme dik doğrultuyla yaptığı açığı hesaplamak için ise zenit açısı, θ_z , kullanılmaktadır. Bu açı anlamlık olarak Eş. (4) ile hesaplanmaktadır [24].

$$\cos(\theta_z) = \cos(\phi) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\phi) \sin(\delta) \quad (4)$$

Bu eşitlikte, ϕ açısı hesaplamaların yapıldığı konumun enlemini belirtmektedir. Bu açı kuzey yarımküre için pozitif, güney yarımküre içinse negatif değer almaktadır.

Güneşten doğrudan gelen ışınımın yeryüzü ile yaptığı açılar belirlendikten sonra, güneş ışınımının bileşenleri hesaplanabilir. Yatay düzlemde yerden gelecek yansıma sıfır olacağından, doğrusal ve yayılı ışınım bileşenleri sırasıyla Eş. (5) ve (6) ile hesaplanabilirler.

$$G_b = G_{DNI} \cos(\theta_z) \quad (5)$$

$$G_d = G - G_{DNI} \cos(\theta_z) \quad (6)$$

Burada G_{DNI} güneş ışınımının geldiği doğrultuya dik düzleme düşen doğrusal normal ışınımı belirtmektedir. Pirheliyometreler ile G_{DNI} ölçümleri yapılmaktadır.

Güneş panelleri, üzerlerine düşen toplam ışınımı ve dolayısıyla ürettikleri enerjiyi artırmak için belirli bir açıda yerleştirilirler. Bir panelden üretilen enerji miktarını tahmin edebilmek için panelin üzerine düşen ışınımın, yani G_T , bilinmesi gereklidir. Bu hesaplama için üç farklı açıdan bahsedilebilir: (i) PV panelinin normal doğrultusuyla güneşin geliş açısı arasında kalan geliş açısı, θ , (ii) panelin yer düzlemiyle yaptığı panel açısı, β , ve (iii) panelin güney doğrultusuyla yaptığı yan açısı, γ . Bu açıları kullanarak güneş paneli üzerine düşen ışınım miktarı, izotropik/eşyönlü gökyüzü varsayımıyla Eş. (7) ile hesaplanmaktadır.

$$G_T = G_{DNI} \cos(\theta) + G_d \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] \quad (7)$$

Bu eşitlikteki geliş açısı Eş. (8) ile hesaplanmaktadır [24].

$$\cos(\theta) = \cos(\theta_z) \cos(\beta) + \sin(\theta_z) \sin(\beta) \cos(\gamma_s - \gamma) \quad (8)$$

Burada γ_s gelen güneş ışınımının güney doğrultusuyla yaptığı açığı belirtmektedir.

2.1.2. Güneş enerjisi üretim tahmini

Elde edilen güneş ışınım değerleri kullanılarak ölçüm yapılan bölgeye kurulacak olan PV temelli bir güneş enerjisi santralının (GES) üreteceği enerji tahmin edilebilir. Üretilen yıllık enerji, saatlik veriler kullanılarak Eş. (9) ile hesaplanır.

$$E_{PV} = \sum_{i=1}^{8760} \eta_{PV,i} G_{T,i} A_{PV} N_{PV} \quad (9)$$

Bu denklemde $\eta_{PV,i}$ bir güneş panelinin her saat için hesaplanan verimini, $G_{T,i}$ güneş paneli üzerine düşen saatlik ortalama güneş ışınımını ve A_{PV} ve N_{PV} sırasıyla bir güneş panelinin yüzey alanını ve GES'teki panel sayısını, 8760 sayısı ise bir yıl içindeki saat miktarını belirtmektedir.

Bir güneş panelinin verimi, η_{PV} , panel sıcaklığına göre değişmektedir. Panel sıcaklığı ise dış ortam sıcaklığına ve panel üzerine dik düşen ışınımına göre değişmektedir. Panel sıcaklığı Eş. (10) ile tahmin edilebilir.

$$T_{PV} = T_{dış} + (T_{NOCT} - T_{ref}) \frac{G_T}{G_{ref}} \quad (10)$$

Bu denklemde, $T_{dış}$ dış ortam sıcaklığını, T_{NOCT} panel üreticisi firmanın belirttiği normal çalışma koşullarındaki panel sıcaklığı, T_{ref} üreticinin normal çalışma koşulları için belirttiği referans sıcaklığını ve G_{ref} ise referans alınan ışınım değerini belirtir. Panel sıcaklığı tahmin edildikten sonra panel verimi Eş. (11)'de verildiği şekilde hesaplanır.

$$\eta_{PV} = \eta_{PV,ref} [1 - \beta_t (T_{PV} - T_{ref,STK})] \quad (11)$$

Bu denklemde $\eta_{PV,ref}$ panel üreticisi firma tarafından standart test koşullarında belirttiği panel verimi, β_t panel sıcaklık katsayısını ve $T_{ref,STK}$ ise standart test koşulu sıcaklığını

belirtmektedir. Eş. (9-11) kullanılarak GES'ten elde edilecek saatlik enerji tahmin edilebilir.

Bu çalışmada güneş paneli olarak Axitec firmasının üretimi olan Axitec AC-250M/156-60S modeli kullanılmıştır [25].

Tablo 1'de bu modelin özelliklerini özetlenmiştir.

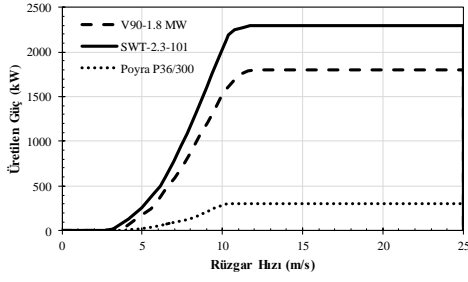
2.2. Rüzgâr enerjisi hesapları

Bir rüzgâr türbininden elde edilecek güç, doğrudan rüzgâr hızıyla ilişkilidir. Türbin konumu için rüzgâr hızı verisi bulunduğu takdirde rüzgâr türbininden üretilen güç miktarını tahmin etmek için iki temel metot izlenmektedir. İlk yol, rüzgâr türbini üreticilerinin kendi modelleri için verdikleri güç eğrileridir. Şekil 1, üç farklı türbin için güç eğrilerini örnek olarak göstermektedir. Bu metotta her bir rüzgâr hızına denk gelen güç zamansal olarak toplanarak bahsi geçen yer için o rüzgâr türbininden üretilen enerji bulunmaktadır.

İkinci metotta, Şekil 1'de örneği verilen güç eğrisi matematiksel olarak dört farklı bölgeye ayrılmıştır. İlk bölge, rüzgâr hızının türbinin üretim başlangıç rüzgâr hızından (u_c) düşük olduğu, dolayısıyla üretim yapılamayan bölgedir. İkinci bölge, üretim başlangıç rüzgâr hızıyla nominal güç rüzgâr hızı (u_r) arasında kalan bölgedir. Bu bölgede rüzgâr hızı arttıkça üretilen güç miktarı da artmaktadır. Üçüncü bölgede rüzgâr hızı, nominal güç rüzgâr hızıyla maksimum rüzgâr hızı (u_f) arasındadır ve üretilen güç nominal güçtür. Son ve dördüncü bölgede ise rüzgâr hızı türbinin dayanabileceği maksimum rüzgâr hızından fazladır ve frenleme uygulanarak kanatlar korumaya alınır ve güç üretilmez. Her bölgede üretilen güçler matematiksel olarak Eş. (12)'de verildiği şekilde özetlenebilir.

Tablo 1. Çalışmada kullanılan güneş panellerinin özellikleri [25].

Parametre	Sembolü	Değeri	Birimi
Standart test koşullardaki panel gücü	P_{ref}	250	W
Standart test koşullardaki panel verimi	$\eta_{PV,ref}$	15,37	%
Standart test koşullarındaki panel sıcaklığı	$T_{ref,STK}$	25	°C
Panel sıcaklık katsayısı	β_t	0,0042	1/K
Normal çalışma koşullarındaki panel sıcaklığı	T_{NOCT}	41	°C
Normal çalışma koşulları için referans sıcaklığı	T_{ref}	20	°C
Normal çalışma koşulları için referans ışınım	G_{ref}	800	W/m ²
Panel alanı	A_{PV}	1,63	m ²



Şekil 1. Üç farklı rüzgâr türbini için üreticiler tarafından verilen güç eğrileri [26-28].

$$P_{t\u00fcrbin} = \begin{cases} 0 & \text{e\u011fer} \\ & u < u_c \\ P_{nominal} \left[\frac{(u_c)^K - (u)^K}{(u_c)^K - (u_r)^K} \right] & \text{e\u011fer} \\ & u_c < u < u_r \\ P_{nominal} & \text{e\u011fer} \\ & u_r < u < u_f \\ 0 & \text{e\u011fer} \\ & u > u_f \end{cases} \quad (12)$$

Burada $P_{t\u00fcrbin}$ ve $P_{nominal}$ sırasıyla t\u00fcrbinden \u00fcretilen ve t\u00fcrbinin nominal g\u00fcc\u00fcn\u00fc g\u00f6stermektedir. E\u015f. (12)'de kullanılan r\u00fczg\u00e2r hızı (u) t\u00fcrbinin rotor y\u00fcckle\u011findeki hızdır ve r\u00fczg\u00e2r hızı y\u00fccklekle E\u015f. (13)'te verildi\u011fi \u015fekilde de\u011fi\u015fti\u011fi yaygın olarak kabul edilmektedir [24, 29-31].

$$\frac{u}{u_o} = \left(\frac{z}{z_o} \right)^\alpha \quad (13)$$

Burada u ve u_o sırasıyla z ve z_o y\u00fcckleklilerindeki r\u00fczg\u00e2r hızlarını g\u00f6stermektedir. u_o kullanılan veri setindeki r\u00fczg\u00e2r hızını ve z_o bu r\u00fczg\u00e2r hızlarının elde edildi\u011fi y\u00fccklekle olarak ve z de t\u00fcrbin rotor y\u00fcckle\u011finde olarak alındığında u rotor y\u00fcckle\u011findeki r\u00fczg\u00e2r hızını vermektedir. E\u015f. (13)'teki α de\u011feri de r\u00fczg\u00e2r kesme katsayısı olarak nitelendirilmekte ve genel olarak bu katsayı 1/7 olarak alınmaktadır [32].

E\u015f. (12)'de verilen K \u00fcss\u00fc ise Justus Teorisine g\u00f6re elde edilen veri setinin ortalama de\u011feri (\bar{u}) ve standart sapması (σ) kullanılarak E\u015f. (14) ile hesaplanmaktadır.

$$K = \left(\frac{\sigma}{\bar{u}} \right)^{-1,086} \quad (14)$$

Bir r\u00fczg\u00e2r t\u00fcrbininden elde edilen g\u00fc\u00e7, zamana (t) ba\u011flı olarak toplandığında ve t\u00fcrbin sayısı

($N_{t\u00fcrbin}$) ile \u00e7arpıldığında sistemden elde edilen toplam enerji ($E_{r\u00fczg\u00e2r}$) E\u015f. (15) ile bulunabilir.

$$E_{r\u00fczg\u00e2r} = \int_t P_{t\u00fcrbin} N_{t\u00fcrbin} dt \quad (15)$$

B\u00f6ylece E\u015f. (12)'de saatlik r\u00fczg\u00e2r hızı ile saatlik \u00fcretilen g\u00fc\u00e7 hesaplanıp bu de\u011ferler E\u015f. (15)'te verildi\u011fi \u00fczere yıl boyunca toplanarak yıllık enerji \u00fcretimi hesaplanmaktadır.

Bu \u00e7alı\u015fmada r\u00fczg\u00e2r t\u00fcrbini olarak Northel firmasının \u00fcretimi olan Poyra P36/300 modeli kullanılmı\u015ftır [28]. Tablo 2'de bu modelin \u00f6zelliklerini \u00f6zetlenmi\u015ftir. Bu t\u00fcrbinin elektrik \u00fcretimini hesaplamak i\u00e7in E\u015f. (12) yerine t\u00fcrbinin g\u00fc\u00e7 e\u011ferisi do\u011frudan kullanılmı\u015ftır.

Tablo 2. \u00c7alı\u015fmada kullanılan r\u00fczg\u00e2r t\u00fcrbininin \u00f6zellikleri [28].

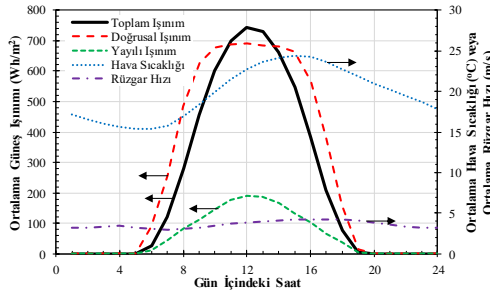
Parametre	Sembol\u00fc	De\u011feri	Birimi
T\u00fcrbin g\u00fcc\u00fc	$P_{nominal}$	300	kW
Ba\u015flangı\u00e7 r\u00fczg\u00e2r hızı	u_c	2,9	m/s
Nominal g\u00fc\u00e7 r\u00fczg\u00e2r hızı	u_r	12	m/s
R\u00fczg\u00e2r hızı dayanımı	u_f	45	m/s
T\u00fcrbin rotor y\u00fcckle\u011fi	z	40	m

2.3. Kullanılan meteorolojik veri setleri

Orta Do\u011fu Teknik \u00dcniversitesi Kuzey Kıbrıs Kampusu'nda (ODT\u00dc KKK) 2010'dan bu yana bir adet piranometre (Kipp & Zonen, CMP 22) kullanılarak yatay d\u00fczlemde toplam g\u00fcne\u015f ışı nım de\u011ferleri \u00f6l\u00e7\u00fclmektedir. Bu cihaza Haziran 2013'te g\u00fcne\u015f takip cihazı (Kipp & Zonen, SOLYS 2) ile *do\u011frudan normal ışı nım* (DNI) \u00f6l\u00e7mek i\u00e7in bir adet pirheliyometre (Kipp & Zonen, CHP 1) eklenmi\u015ftir. Bu cihazlardan gelen g\u00fcne\u015f ışı nım de\u011ferleri 10 dakika aralıklarla veri toplama sisteminde (Campbell Scientific, CR800) kaydedilmektedir. ODT\u00dc KKK'deki r\u00fczg\u00e2r hızı \u00f6l\u00e7\u00fcm\u00fcleri ise Haziran 2013'ten bu yana bir r\u00fczg\u00e2r \u00f6l\u00e7\u00fcm dire\u011fi \u00fczerinde yerden 30, 40, 50 ve 60 m y\u00fcckleklilerdeki anemometreler (Kintech, Thies First Class) aracılı\u011fıyla 10 dakika aralıklarla kaydedilmektedir. Hava sıcaklı\u011fı \u00f6l\u00e7\u00fcm\u00fcleri (Kintech, Galtech KPC 1/5) ve hava basıncı (Kintech, NRG BP-20) \u00f6l\u00e7\u00fcm\u00fcleri de benzer \u015fekilde 10 dakika aralıklarla yapılmaktadır. Bu \u00f6l\u00e7\u00fcm\u00fcler bir veri toplama sisteminde (Kintech, Zenith EOL) kaydedilmektedir.

\u00d6l\u00e7\u00fcm olmaması durumunda ise tipik bir sene \u00e7ıkmak i\u00e7in kabul g\u00f6ren 3 farklı metot vardır:

(i) Standart yıl [33], (ii) tipik referans yılı [34, 35], ve (iii) tipik meteorolojik yıl [36]. Bu çalışmada tipik meteorolojik yıl (TMY) verisi Meteoronorm yazılımı aracılığıyla elde edilmiştir [37]. Ayrıca ODTÜ KKK'de alınan ölçümler TMY veri setiyle karşılaştırılmıştır. Bunun sonucunda güneş ışınım ölçümleri TMY ile benzerlik göstermesine rağmen rüzgâr hızı ölçümleri TMY veri setinden farklı ve standart sapması yüksek sonuçlar vermektedir [38]. ODTÜ KKK'deki ölçümlerin henüz yeterli süreyi kapsamaması nedeniyle, 25 yıllık veriler ile istatistiksel olarak elde edilen TMY veri seti, uzun vadeli daha gerçekçi sonuçlar vermesi amacıyla bu çalışmada kullanılmıştır. Şekil 2, bir yıl boyunca saatlik alınan güneş ışınimleri, hava sıcaklığı ve rüzgâr hızının bir günlük ortalama değerlerini göstermektedir.

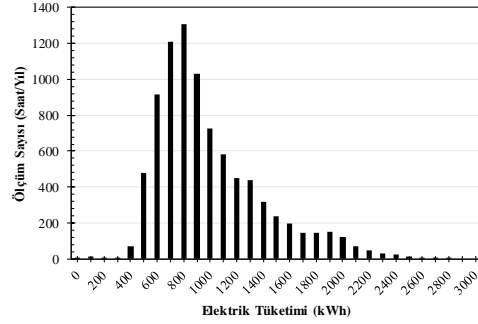


Şekil 2. ODTÜ KKK için günlük ortalama güneş ışınım değerleri, hava sıcaklığı ve rüzgâr hızı.

Ayrıca, ODTÜ KKK'nin bir yıl boyunca kaydedilen elektrik tüketim verileri saatlik olarak KKTC Kıbrıs Türk Elektrik Kurumu (Kıb-Tek) tarafından sağlanmıştır. Şekil 3 yıllık elektrik tüketim verilerinin dağılımını göstermektedir.

2.4. Ekonomik analizler

Ekonomik analiz sonucu ortaya çıkan parametreler enerji sistemlerinin kurulumlarının uygun olup olmadığını gösterdiğinden teknik çalışmalar ekonomik çalışmalarla desteklenmelidir. Bu çalışmada kullanılan ekonomik parametreler, seviyelendirilmiş birim enerji maliyeti (LCOE), net bugünkü değer (NPV) ve basit geri ödeme süresi (PBP) olarak ele alınmıştır. Bir yatırım öncesi yapılacak olan ekonomik



Şekil 3. ODTÜ KKK Elektrik Tüketim Dağılımı.

değerlendirmelerde genellikle bu parametreler kullanılmaktadır. Bu çalışmada önerilen hibrit yenilenebilir enerji sisteminden üretilen enerjinin birim maliyeti ya da LCOE değeri şebekeden alınan enerjiye verilen birim fiyattan daha ucuz olduğu takdirde önerilen sistem ekonomik olarak uygun olacaktır. LCOE değerinin şebeke birim fiyatından daha düşük olmasının yanı sıra, sistemin ömür süresi üzerinden hesaplanan NPV değerinin pozitif çıkması ve PBP süresinin bu ömür süresi içerisinde kalması ekonomik açıdan uygunluğu işaret etmektedir.

Önerilen sistemin LCOE değeri Eş. (16) ile hesaplanmıştır.

$$LCOE = \frac{C_{PV} + C_{rüzgar} + \sum_{i=1}^t \frac{M_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^t \frac{E_{PV,i} + E_{rüzgar,i}}{(1+r)^i}} \quad (16)$$

Burada C_{PV} ve $C_{rüzgar}$, sırasıyla önerilen güneş enerjisi ve rüzgâr türbini sistemlerinin kurulum maliyetlerini, M_i sistemin yıllık toplam bakım maliyetini, r indirim oranını ve t ise sistem ömrünü yıl olarak göstermektedir. İndirim oranı, r , sistemin ömrü boyunca beklenen enflasyon ve faiz oranlarının etkilerini hesaba katarak yıllık maliyetleri, günümüz gerçek finansal durumuna uyarlamak ve kullanım ömrü boyunca sistemdeki verim düşmesine bağlı olarak, üretilen enerji azalmasını LCOE hesabına Eş. (16)'da görüldüğü üzere yansıtılmaktadır. LCOE hesaplanırken yıllık bakım maliyetleri ve üretilen enerji her yıl indirim oranı hesaba katılarak indirilir ki bugün yapılan bir yatırımdan getiri elde edilip gelecekte daha fazla yatırım yapabilme gibi gerçekçi bir durum söz konusu olmasın.

Önerilen sistemin yıllık karşıladığı elektrik enerjisi miktarı D_{RES} ve sistemin elektrik

enerjisini karşılayamayıp şebekeden sağlanan yıllık enerji miktarı da $D_{şebeke}$ olarak tanımlanmıştır. Buna göre hem yenilenebilir enerjiden hem de şebekeden sağlanan elektrik enerjisinin birim miktarı olan COE, Eş. (17)'de tanımlanmıştır.

$$COE = \frac{D_{RES}LCOE + D_{şebeke}C_{şebeke}}{D} \quad (17)$$

COE miktarı yatırımcı açısından ele alınması gereken birim maliyet olarak düşünülmelidir. Bu eşitlikte $C_{şebeke}$ şebekeden alınan elektrik enerjisi için tarife fiyatını ve D ise yıllık toplam enerji ihtiyacını göstermektedir. Önerilen sistemin net bugünkü değeri, NPV, ise Eş. (18) ile hesaplanmaktadır.

$$NPV = \sum_{i=1}^t \frac{R_i}{(1+r)^i} - C_{PV} - C_{rüzgar} \quad (18)$$

Burada R_i i yılı için elde edilen geliri göstermektedir. NPV değerinin pozitif olması ekonomik uygunluğu göstermekte olup bu değer büyüdükçe daha kârlı bir yatırım anlamına gelmektedir. Son olarak da basit geri ödeme süresi, PBP, Eş. (19) ile hesaplanmaktadır.

$$PBP = \frac{C_{PV} + C_{rüzgar}}{R_1} \quad (19)$$

Burada R_1 sistemin kurulduğu ilk yıldaki geliri göstermektedir. PBP değerinin sistemin ömründen küçük olması ekonomik olarak aranan ölçüttür.

Tablo 3, bu çalışmanın ekonomik analizinde kullanılan değerleri vermektedir. Değişken bakım, yani yakıt maliyetleri PV ve rüzgâr sistemleri için mevcut olmadığından analizlere katılmamıştır [39]. Ayrıca, 25 senelik sistem ömrü bütün bir sistem için varsayılmıştır ve üç farklı indirim oranı için hesaplamalar yapılmıştır. Şebekeye bağlı sistemlerde üretilen fazla enerji, depolama sistemi bulunmaması

durumunda şebekeye aktarılmaktadır. Bu durumda farklı ekonomik senaryolar ortaya çıkmaktadır. Bu çalışmada bu senaryolar karşılaştırmalı olarak ele alınmıştır: (i) tek yönlü tarife, bu senaryoda üretilen fazla enerji bedelsiz olarak şebekeye aktarılmaktadır, (ii) çift yönlü tarife, bu senaryoda üretilen fazla enerji elektrik tarifesinin belli bir oranı karşılığında şebekeye satılmaktadır. Çift yönlü tarife için ele alınan oranlar, %10, %20, %30 ve %40'tır. Dolayısıyla biri tek yönlü, dördü çift yönlü olmak üzere toplamda beş farklı ekonomik senaryo bu çalışmada karşılaştırmalı olarak ele alınmıştır.

2.5. Çevresel analizler

Yenilenebilir enerji sistemlerinin en büyük avantajlarından birisi de çevreye karbondioksit salınımı yapmamasıdır. Bu avantajı ortaya çıkarmak için önerilen sistemlerin hayata geçirilmesi durumunda ne kadar CO₂ salınımının öleneceği de bu çalışmaya eklenmiştir. Bu çalışmanın uygulama alanı olan KKTC'deki termik santrallerin her bir kWh başına 672 gram CO₂ salınımı yaptığı hesaplanmıştır [38]. Dolayısıyla önerilen yenilenebilir enerji sisteminden üretilen enerji de aynı oranda CO₂ salınımını önleyecektir.

3. Bulgular

ODTÜ KKK için saatlik tipik meteorolojik veriler kullanılarak bütün bir yıl için hem PV sisteminden hem de rüzgâr türbinlerinden üretilen enerji hesaplanmıştır. Bu saatlik üretim verileri, Kib-Tek'ten sağlanan saatlik tüketim verileriyle karşılaştırılmıştır. Üretimin tüketimden az olması durumunda aradaki farkın şebekeden sağlanacağı, üretimin tüketimden fazla olması durumunda ise aradaki farkın şebekeye kayıp olmadan verileceği düşünülmüştür. Tek yönlü tarifede şebekeye verilen elektrikten ücret alınmazken, çift yönlü tarifede şebeke elektrik fiyatının belli oranlarında, %10-%40 aralığındaki oranlarda, şebekeye satılacağı

Tablo 3. Ekonomik analizde kullanılan değerler.

Parametre	Sembölü	Değeri	Birimi	Kaynak
PV santralinin kurulum birim fiyatı	C_{PV}	1388	USD/kW	[40]
Rüzgâr türbini kurulum birim fiyatı	$C_{rüzgar}$	1477	USD/kW	[40]
PV santrali sabit bakım ücreti	M	16	USD/kW/yıl	[41]
Rüzgâr türbini sabit bakım ücreti	M	40	USD/kW/yıl	[41]
Sistem ömrü	t	25	yıl	[38, 42]
İndirim oranı	r	%4, %8, %12		[43]
Şebeke elektrik tarifesi	$C_{şebeke}$	135	USD/MWh	[44]

öngörülmüştür. Bütün saatler için aynı yöntem tekrarlanmıştır. Sonrasında farklı rüzgâr türbini sayıları için COE değerini minimize eden ideal PV santralının kapasiteleri Genelleştirilmiş Azaltılan Eğim (GRG) algoritması [45] kullanılarak hesaplanmıştır. Rüzgâr türbin sayısı parametrik olarak 0-20 aralığında benzetimlerde kullanılmıştır.

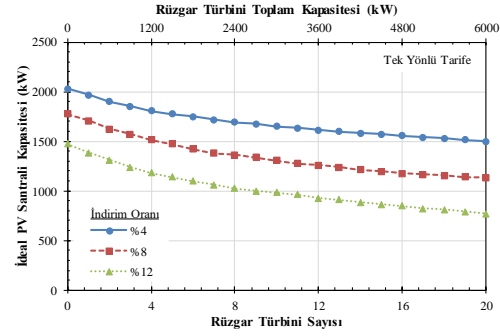
3.1. İndirim oranının etkisi

İlk olarak tek yönlü tarife göz önünde bulundurularak indirim oranının sonuçlara etkisine bakılmıştır. Üç farklı indirim oranı göz önünde bulundurulmuştur: (i) düşük oran, %4, (ii) makul oran, %8 ve (iii) yüksek oran, %12.

Şekil 4 belirtilen üç farklı indirim oranı için her bir rüzgâr türbini sayısına karşılık gelen ideal PV santral kapasitesini vermektedir. Görüldüğü üzere rüzgâr türbini sayısı arttıkça PV santrali kapasitesinde düşüş olmaktadır. Bu düşüşün sebebi COE değerinin minimize edilmek istenmesinden kaynaklanmaktadır. Her bir rüzgâr türbini elektrik enerjisi üretip talebi kısmen karşılamaktadır, fakat bu karşılama oranı ODTÜ KKK için hem düşük kalmakta hem de Tablo 3'te verildiği üzere rüzgâr türbininin birim maliyeti PV santralinden fazladır. Dolayısıyla COE değerini asgari oranında tutmak için PV santral kapasitesinin düşürülmesi gerekmektedir. Örneğin, %4 indirim oranı uygulandığında 300 kW kapasitedeki 1 rüzgâr türbini için 1965 kW PV santrali önerilirken toplam 3000 kW kapasitedeki aynı özellikteki 10 türbin için 1649 kW ve 20 türbin için 1500 kW olarak önerilmektedir.

Şekil 4 ayrıca indirim oranlarını da karşılaştırmaktadır. Buna göre indirim oranı arttıkça PV santralının ideal kapasitesi de düşmektedir. Örneğin, 10 rüzgâr türbini, yani toplam 3000 kW kurulu rüzgâr gücü için indirim oranı %4, %8 ve %12 olduğunda PV santralının ideal kapasiteleri sırasıyla 1649, 1304 ve 982 kW olarak önerilmektedir. %4 indirim oranı temel alındığında PV santral kapasitelerindeki bu farklar, %8 indirim oranı için %21 ve %12 indirim oranı için %40 düşüş anlamına gelmektedir. Bu değişimin temel nedeni indirim oranı arttıkça sistem kurulum maliyetlerinin değişmeyip üretilen enerjinin azalmasıdır. Aynı zamanda sabit bakım ücretleri de değişmektedir, fakat PV ve rüzgâr sistemleri için bu ücretler kurulum ücretlerine oranla oldukça düşüktürler. Başka bir deyişle, sistemlerin ömürleri boyunca üretecekleri enerji, indirim oranı arttıkça

azalmaktadır ve dolayısıyla şebekeden alınacak enerji miktarı artmaktadır. Bu da COE değerini artırmaktadır. Yapılan optimizasyonun amacı en düşük COE değerini bulmak olduğu için de sistem boyutunu küçültmek gerekmektedir. Dolayısıyla indirim oranı arttıkça PV santralının ideal kapasitesi de her bir rüzgâr türbin sayısında azalmaktadır.

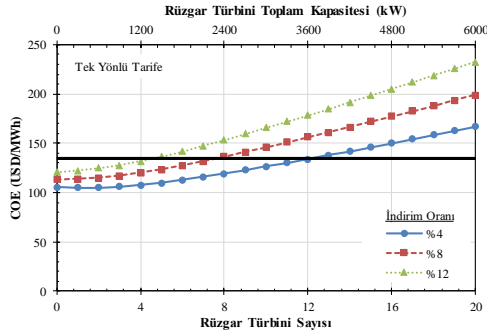


Şekil 4. PV santrali ideal kapasitesinin indirim oranı ve rüzgâr türbini sayısıyla değişimi.

Şekil 5 benzetimlerle hesaplanan COE değerinin rüzgâr türbini sayısı ve indirim oranıyla değişimini göstermektedir. Bu şekildeki kalın paralel çizgi şebekeden elektrik alış fiyatını göstermektedir. Bu şebeke fiyatının altında kalan COE değerleri ekonomik olarak kazanç, üzerinde kalan COE değerleri ise ekonomik olarak zarar olarak düşünülmelidir. Şekilde görüleceği üzere rüzgâr türbini sayısı arttıkça COE değeri de artmaktadır. Bunun temel nedeni, benzetimlerin yapıldığı ODTÜ KKK'nin güneş enerjisine oranla rüzgâr enerjisi açısından sınırlı kaynaklara sahip olmasıdır. Rüzgâr türbin sayısı arttıkça kurulum maliyeti ve üretilen enerji birlikte artmaktadır. Fakat maliyet artışı üretilen enerji artışından fazla olduğundan COE değeri de artmaktadır. Hatta optimizasyon çalışmasında COE değerini minimumda tutmak için ideal PV santral kapasitesinin de düşürülmesi gerekliliği sonucuna varılmaktadır (bkz. Şekil 4).

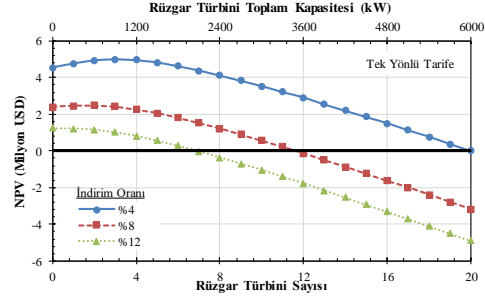
Ayrıca, önceden belirtildiği üzere indirim oranının artması üretilen yıllar içinde enerji miktarını daha fazla azalttığından COE miktarını artırmaktadır. Örneğin, 5 rüzgâr türbini için indirim oranı %4, %8 ve %12 olduğu durumlarda COE değerleri sırasıyla 110, 123 ve 137 USD/MWh olarak tahmin edilmiştir. Bu sonuçlara ilaveten tek yönlü tarife senaryosunda COE değerini şebeke tarifesiyle düşük tutmak için gerekli olan rüzgâr türbin sayısı %4, %8 ve %12 indirim oranları için sırasıyla 12, 7 ve 4 olarak bulunmuştur. Bu türbin sayılarından fazla

kurulum yapmak yatırımcı için ekonomik zarara sebebiyet verecektir.



Şekil 5. COE değerinin indirim oranı ve rüzgâr türbini sayısı ile değişimi.

Şekil 6 NPV değerinin rüzgâr türbini sayısı ve indirim oranıyla değişimini göstermektedir. Bu şekildeki kalın çizgi NPV değerinin sıfır olduğu değeri göstermektedir. Çizginin üzerinde kalan, yani pozitif NPV değeri veren durumlar sistemin ömrü sonunda yatırımcıya ekonomik olarak kazanç sağlayacağını, çizginin altında kalan durumlar ise yatırımcıya ekonomik zarar vereceğini göstermektedir. Daha yüksek pozitif NPV değeri, daha kârlı bir yatırım olacağını gösterir. Rüzgâr türbini sayısı arttıkça NPV değeri önce biraz artmakta ve belli bir türbin sayısında en üst seviyeye ulaşmakta ama türbin sayısı bu optimum sayıyı geçip arttıkça da NPV değerinde azalmaya sebep olmaktadır. Rüzgâr türbin sayısı az olduğunda kampüsün elektrik enerjisi ihtiyacını karşılama oranı türbin sayısı ile birlikte önemli ölçüde artmakta, dolayısıyla şebekeden alınan enerjinin oranı ciddi ölçüde düşüp yıllık kazanç fazla türbin kurulum masrafını karşılayabilmektedir. Sonuç olarak da NPV değeri artmaktadır. Bu optimum türbin sayısı %4, %8 ve %12 indirim oranları için sırasıyla 3, 2 ve sıfırdır. Bu sayıdan daha fazla türbin kurulumu, üretilen enerjiden tüketime giden oranın azalmasına ve tek yönlü tarife için şebekeye ücretsiz elektrik enerjisi hibe edilmesine neden olmaktadır. Tüketimin sistemden karşılama oranı da ciddi oranda artmadığından NPV değeri düşüşe geçmektedir. Şekil 5 ve Şekil 6'da verilen sonuçların karşılaştırılması sadece COE değerine değil NPV değerine de ekonomik analizlerde bakmak gerektirir.



Şekil 6. NPV değerinin indirim oranı ve rüzgâr türbini sayısı ile değişimi.

Önceki sonuçlara benzer olarak indirim oranının artması, yıllık kazancın düşmesine neden olduğundan NPV değerinde düşüşe sebep olmaktadır. Örneğin, %4, %8 ve %12 indirim oranları için 15 rüzgâr türbini ele alındığında NPV değerleri sırasıyla 5,00, 2,42 ve 1,02 milyon USD olarak tahmin edilmiştir.

Tablo 4 ele alınan üç farklı indirim oranı, %4, %8 ve %12, için elde edilen benzetim sonuçlarından en yüksek NPV değerini veren durumlardaki bütün sonuçları özetlemektedir. Buna göre indirim oranı %4 olduğunda toplam 900 kW kapasitedeki 3 rüzgâr türbini, 1852 kW kapasitedeki PV santrali en düşük COE değerini, 105,93 USD/MWh, verirken en yüksek NPV değerini de, yaklaşık 5 milyon USD, vermektedir. Bu kapasitelerle tek yönlü tarife senaryosunda kampüs elektrik enerjisi talebinin %49'u önerilen sistemden elde edilirken yılda 1143 MWh enerji şebekeye hibe edilmiştir. Tek yönlü tarifede sonuçlar ele alınmadan düşünüldüğünde fazla elektrik tüketimi yapılan sistem kapasitesinin ekonomik zarara (yüksek COE ve negatif NPV) sebebiyet vereceği düşünülebilir. Ancak sistem kapasitesinin biraz artırılmasıyla tüketim talebinin sistem tarafından karşılama oranı artacağından şebekeye hibe edilen enerji masrafı da sistem tarafından karşılanabilmektedir. Ayrıca aynı senaryo için basit geri ödeme süresi 7,1 yıl ve önlenecek CO₂ salınımı da yıllık 2271 ton olarak öngörülmüştür. Önlenecek bu CO₂ miktarını yaklaşık 120.000 yetişkin ağaç doğadan alıyabilmektedir. Dolayısıyla ekonomik yönüyle birlikte çevresel olarak da katkı sağlanmaktadır. Diğer indirim oranlarındaki sonuçlar benzer şekilde yorumlanabilir.

Tablo 4. Ele alınan üç farklı indirim oranında elde edilen en yüksek NPV değerleri için sonuçlar.

Parametre	Birimi	İndirim Oranı		
		%4	%8	%12
PV santrali kapasitesi	kW	1852	1624	1473
Rüzgâr türbini toplam kapasitesi	kW	900	600	0
Sistemden üretilen enerji	MWh/yıl	5199	4294	3131
Sistem tarafından karşılanan tüketim	MWh/yıl	4056	3610	2785
Üretilen fazla enerji	MWh/yıl	1143	684	346
Tüketimin sistem tarafından karşılanma oranı	%	49	43	33
LCOE	USD/MWh	75,36	89,31	92,02
COE	USD/MWh	105,93	115,18	120,62
NPV	USD	4.996.951	2.478.065	1.258.482
Önlenen CO ₂ salınımı	ton/yıl	2271	1331	739
PBP	yıl	7,1	6,4	5,4

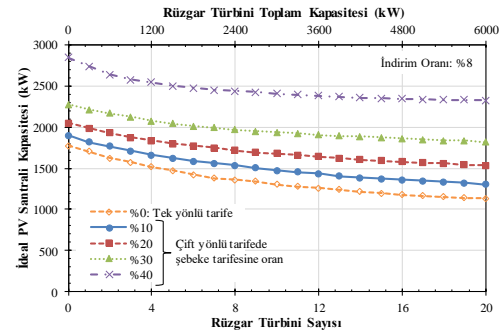
Genel anlamda, indirim oranı arttıkça ekonomik kazanç azalmaktadır ve COE değerini en aza indirmek için daha küçük sistem kapasiteleri önerilmektedir.

3.2. Tek yönlü ve çift yönlü tarifelerin etkisi

Tek yönlü tarife için farklı indirim oranlarında benzetimler yapıp sonuçlar elde edildikten sonra çift yönlü tarifeler için farklı tarife oranlarında benzetimler yapılmıştır. Çalışmanın bu kısmındaki amaç, hem kanun koyucuları ve idarecileri hem de yatırımcıları yönlendirmek adına senaryolar sunmaktır. Bu bağlamda, tek yönlü tarifenin yanı sıra şebekeye satış fiyatı şebekeden alış fiyatının %10, %20, %30 ve %40'ı oranındaki çift yönlü tarifeler incelenmiştir. Çift yönlü tarifelerdeki bu oranlar, şebekeye satış fiyatını belirlemektedir. Bu çalışmada şebeke tarifiyesi 135 USD/MWh olarak belirlendiğinden %10, %20, %30 ve %40'lık çift yönlü tarife oranları sırasıyla 13,5, 27,0, 40,5 ve 54,0 USD/MWh satış fiyatına denk gelmektedir. Bu kısımdaki bütün benzetimler, %8 indirim oranında yapılmıştır.

Şekil 7, %8 indirim oranındaki farklı tarifelerde rüzgâr türbin sayısına denk gelen ideal PV santrali kapasitesi göstermektedir. Bir önceki kısımdaki gibi, Bkz. Şekil 4, rüzgâr türbin sayısı arttıkça ideal PV santral kapasitesi düşmektedir. Bu düşüşteki neden daha önce de belirtildiği gibi COE değerinin minimize etmeyi amaçlayan optimizasyondan ve PV sistemine oranla daha yüksek birim kurulum maliyeti olan rüzgâr sisteminden kaynaklanmaktadır. Farklı tarifelerdeki ideal PV santrali kapasiteleri incelendiğinde ise yüksek satış oranı olan tarifelerin daha yüksek PV kapasitelerini ekonomik olarak kaldırebildikleri görülmektedir. Örneğin, 2400 kW kapasiteye denk gelen 8 rüzgâr türbini için %40 tarife

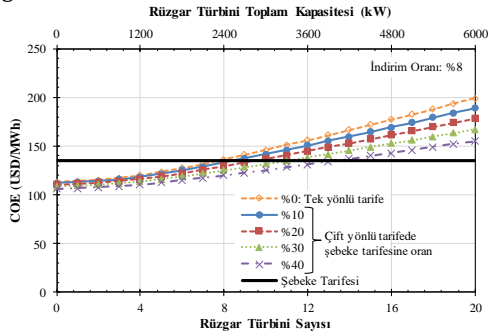
oranında 2437 kW, %20 oranında 1719 kW ve tek yönlü tarifedeyseniz 1362 kW PV santrali en düşük COE değerlerini vermiştir. Dolayısıyla %40 oranındaki satış tarifiyesi tek yönlü tarifeden ortalama 1,8 katı PV santrali kurmayı olanaklı hale getirmektedir. Bu oran rüzgâr türbin sayısı arttıkça az da olsa artmaktadır. Rüzgâr türbininin olmadığı durumda bahsedilen oran 1,6 iken 20 rüzgâr türbini için bu oran 2,0 olmaktadır.



Şekil 7. PV santrali ideal kapasitesinin tarife ve rüzgâr türbini sayısı ile değişimi.

Bu çalışmada yapılan benzetimlerdeki amaç COE değerini en düşük değerde tutmaktır. Dolayısıyla COE değerlerinin ne oldukları yatırımcılar açısından önemlidir. Şekil 8, sabit indirim oranındaki farklı tarifelerin COE değerlerini göstermektedir. Bu şekilde farklı rüzgâr türbini sayıları ve bu sayılara denk gelen ideal PV santral kapasiteleri göz önünde bulundurulmuştur. Ayrıca bu şekildeki yatay kalın çizgi şebeke tarifiyesini göstermektedir. Önceki sonuçların da gösterdiği gibi rüzgâr türbin sayısının artması COE değerini artırmaktadır. Bunun nedeni rüzgâr türbin kurulum birim maliyetlerinin görece yüksek olması ve fazla sayıda kurulan türbinlerin enerji üretiminin talebe yönelik olmamasıdır. Bu fazla enerji üretiminin farklı

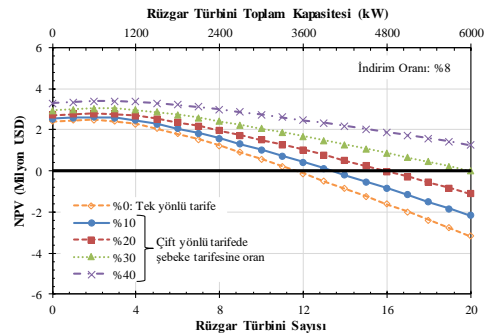
tarifelerdeki ekonomik olarak sonuçları da Şekil 8'de verilmiştir. Şebekeye satış oranı ya da fiyatı yükseldikçe COE değeri düşmektedir. Örneğin, 16 rüzgâr türbininin kurulu olduğu bir sistem için tek yönlü tarifede elde edilebilecek en düşük COE 177,22 USD/MWh olurken %40 oranındaki çift yönlü tarifede COE 142,97 USD/MWh değerine düşmektedir ki bu %20'lik ciddi bir düşüşe denk gelmektedir. Ayrıca kurulması düşünülen sistemin ekonomik olarak cazip olması için COE değerinin şebeke tarifesinden düşük olması gerekmektedir ki sistem ömrü sonunda yatırımcı kâr elde etmiş olsun. Şebekeye satış fiyatı arttıkça daha fazla rüzgâr türbini kurmak ve COE değerini hâlen şebeke tarifesinden düşük tutmak mümkün olmaktadır. Mesela, %8 indirim oranı ele alındığında tek yönlü şebeke tarifesinde 7 rüzgâr türbini, %20 oranındaki çift yönlü tarifede 9 rüzgâr türbini ve %40 oranındaki çift yönlü tarifede 13 rüzgâr türbini kurulduğunda COE değeri yaklaşık olarak şebeke fiyatına denk gelmektedir. Fazla rüzgâr türbini kurmak talepten fazla elektrik enerjisi üretimini de birlikte getirdiğinden yüksek orandaki çift yönlü tarifelerde daha fazla sayıda rüzgâr türbini kurmak ekonomik olarak cazip olmaktadır. Yalnız bu belirlenen sayılardan fazla sayıda rüzgâr türbini kurmak kurulum maliyetlerinin fazla enerji üretimden gelen geliri karşılayamayacak sonuçlar doğuracağından COE değeri şebeke fiyatının üzerine çıkmaktadır ve bu da ekonomik olarak yatırımcılara zarar getirecektir.



Şekil 8. COE değerinin tarife ve rüzgâr türbini sayısı ile değişimi.

Şekil 9 indirim oranı %8 olarak ele alındığında farklı tarifelerde ve rüzgâr türbini sayılarında NPV değerini göstermektedir. Önceden belirtildiği üzere NPV ekonomik olarak kazancın göstergesi olarak düşünülebilir. Dolayısıyla NPV arttıkça yatırımcının kârı da artacaktır ve negatif NPV değerleri sistem ömrü sonunda yatırımcıya ekonomik zarar getirecektir. Bu göz önüne

alındığında Şekil 9 göstermektedir ki NPV değeri rüzgâr türbini sayısı ile önce artmakta, belli bir optimum rüzgâr türbini sayısında NPV en yüksek değerine ulaşmakta ve rüzgâr türbini sayısı bu sayıyı geçtiğindeyse NPV azalmaktadır. Bunun nedeni önceki bölümde açıklandığı üzere rüzgâr türbinlerinin önce elektrik enerjisi talebini karşılaması ama türbin sayısı daha fazla arttığında talepten fazla enerji üretiminden ve türbinlerin yüksek kurulum maliyetlerinden dolayı NPV düşüşlerine sebebiyet vermelerindedir. NPV değerlerinin maksimum olduğu rüzgâr türbini %40 oranındaki çift yönlü tarife için 3 türbin, diğer tarifelerin hepsi için 2 türbindir. Bu sonuç, tarifelerdeki satış oranı artsa aynı türbin sayısının aynı miktarda enerji üretmesinden ama o rüzgâr türbinine denk gelen ideal PV kapasitesinin fazla olmasından kaynaklanmaktadır. Fakat tarife arttığında hem kurulu gücün talebi karşılama oranı arttırdığından hem de üretilen fazla enerjinin şebekeye satış fiyatları farklı olduğundan NPV değerleri artmaktadır.



Şekil 9. NPV değerinin tarife ve rüzgâr türbini sayısı ile değişimi.

Üretilen fazla elektrik enerjisinin şebekeye satış fiyatı arttığında NPV değerinin pozitifte geçtiği rüzgâr türbini sayısı artmaktadır. Bu sonuç, üretilen fazla enerjiden elde edilen gelire rüzgâr türbinlerinin kurulum maliyetlerinin karşılaştırılmasıyla açıklanabilir. Yüksek satış tarifesinde daha fazla türbin kurulması fazla enerjiden elde edilecek kârı da arttırmaktadır. Böylece rüzgâr türbini sayısı, dolayısıyla kurulum maliyeti artmasına rağmen NPV değeri pozitif kalabilmektedir fakat NPV değeri rüzgâr türbinlerinin birim kurulum maliyetlerinden dolayı düşmektedir. Örneğin, NPV değerini pozitif tutmak için tek yönlü tarifede, %10 ve %30 oranlarındaki çift yönlü tarifelerde en fazla sırasıyla 11, 13 ve 20 türbin kurulmalıdır.

Sabit rüzgâr türbin sayısında farklı tarifeler incelendiğinde tarifenin artması fazla enerjinin satışından gelen geliri arttıracığından NPVdeğeri de artmaktadır. Mesela %8 indirim oranı ve 10 rüzgâr türbini kurulu sistemde tek yönlü tarifeden %20 oranındaki çift yönlü tarifeye geçiş NPV değerini 1,67 kat ve çift yönlü tarifeler arasında %20 oranından %40 oranına geçiş ise NPV değerini 0,82 kat arttırmaktadır.

Tablo 5 bu çalışmada kullanılan bütün şebeke tarifelerindeki en yüksek NPV değerlerini veren sistem bileşenlerini kapasiteleriyle, ekonomik ve çevresel sonuçlarıyla özetlemektedir. Oranın %0 olduğu durum, tek yönlü tarifeyi belirtmektedir. Tahmin edileceği üzere şebeke tarifesinin satış fiyatına olan oranı arttıkça ekonomik açıdan daha uygun sonuçlar ortaya çıkmaktadır. Bu oran arttıkça PV ve rüzgâr türbin kapasitelerini arttırmak önerilmektedir. Bu kapasite artışları, LCOE değerlerini arttırmasına rağmen şebekeye olan bağımlılığı azalttığından COE değerlerini düşürmektedir. Böylece NPV değerleri şebeke oranıyla birlikte artmaktadır. Örneğin, tek yönlü tarifeyle %40 satış oranı olan çift yönlü tarife karşılaştırıldığında PV ve rüzgâr sistemlerinde sırasıyla yaklaşık 948 kW ve 300 kW'lık kapasite artışları önerilmiştir. Bu artışlarla birlikte yenilenebilir enerji sisteminden üretilen enerjinin yaklaşık %57 ve yıllık elektrik enerjisi ihtiyacının bu sistemden karşılanma oranının yaklaşık %10 artmasına ek olarak şebekeye verilen yıllık enerjinin de 2,4 kat artması öngörülmüştür. Tek yönlü tarifede üretilen fazla enerji şebekeye ücretsiz aktarıldığından ve çift yönlü tarifede bu üretilen fazla enerjiden gelir elde edildiğinden LCOE değerinde %28 artışa rağmen COE değerinde %6 azalma tahmin edilmiştir. Sistem kapasitelerinin artmasıyla

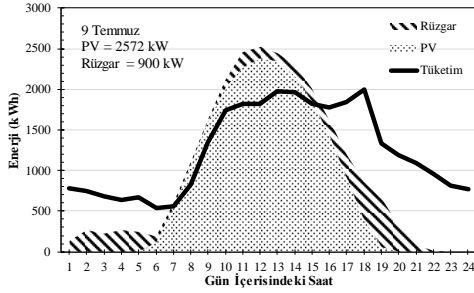
kurulum maliyetleri de arttığından basit geri ödeme süreleri de göreceli olarak artmaktadır. Ayrıca üretilen enerji arttıkça önlenen CO₂ salınımı da artmaktadır. Tek yönlü tarifede yılda yaklaşık 1331 ton CO₂ salınımı önlenirken %40 oranındaki çift yönlü tarifede bu miktar %57 artışla 2085 ton olarak hesaplanmıştır. Bu değerler sırasıyla yaklaşık 70.300 ve 110.200 yetişkin ağacın doğadan alıkoyabileceği kadardır. Tablo 5'te verilen diğer değerler de benzer şekilde değerlendirilebilir.

Şekil 10 rastgele örnek olarak seçilen bir gün olan 9 Temmuz'daki enerji tüketim ve üretimini saatlik bazda göstermektedir. Bu şekilde yapılan benzetimler içerisinde en yüksek NPV değerini veren bileşenler kullanılmıştır ve bileşenlerin kapasiteleri şekil üzerinde belirtilmiştir. Buna göre gün doğumu olan saat 5'e kadar rüzgâr türbini tüketimi kısmen karşılayabilmekte ve talebin karşılanamayan kısmı şebekeden takviye edilmektedir. Gün doğumuyla birlikte saat 5 ve 7 arasında güneş enerjisi santralinden üretim başlamakta ama rüzgâr hızı düştüğünden talep yine tam olarak karşılanamamaktadır. Saat 7 ve 16 arasında artan güneş enerjisi üretimiyle birlikte talebin de artmasına rağmen talebin tamamı yenilenebilir enerjiden karşılanabilmektedir. Bu saatler arasında üretim fazlası şebekeye geri beslenebilir veya tek yönlü tarifenin geçerli olduğu durumlarda enerji depolama sistemleri düşünülebilir. Saat 16'dan itibaren üretim düşmekte ve şebekeden enerji takviyesi olmaktadır. PV sisteminden olan enerji üretimi gün batmasıyla yaklaşık saat 20'de sonlanmakta rüzgârdan olan üretim ise tüketimi kısmen karşılamaya devam etmektedir.

Tablo 5. Ele alınan farklı tarifelerde elde edilen en yüksek NPV değerleri için sonuçlar.

Parametre	Birimi	Enerjinin Satış Fiyatının Şebeke Tarifesine Oranı				
		%0	%10	%20	%30	%40
PV santrali kapasitesi	kW	1624	1763	1926	2169	2572
Rüzgâr türbini toplam kapasitesi	kW	600	600	600	600	900
Sistemden üretilen enerji	MWh/yıl	4294	4589	4936	5453	6730
Sistem tarafından karşılanan tüketim	MWh/yıl	3610	3742	3873	4025	4400
Fazla üretilen enerji	MWh/yıl	684	847	1063	1427	2330
Tüketimin sistem tarafından karşılanma oranı	%	43	45	47	48	53
LCOE	USD/MWh	89,31	91,23	93,89	98,56	114,12
COE	USD/MWh	115,18	113,94	112,42	110,43	108,84
NPV	USD	2.478.065	2.621.946	2.798.389	3.034.204	3.398.971
Önlenen CO ₂ salınımı	ton/yıl	1331	1422	1530	1690	2085
PBP	yıl	6,4	6,5	6,5	6,5	6,8

Bu durum rüzgâr hızının türbinin başlangıç rüzgâr hızının altına düştüğü saat 23'e dek devam etmektedir. Saat 23 ve 24'te ise talep tamamen şebekeden karşılanmaktadır. Temsili belirtilen bu gün için günlük toplam talebin %67'si önerilen hibrit yenilenebilir enerji sisteminden karşılanmış olup yaklaşık 3340 kWh enerji şebekeye verilmiştir.



Şekil 10. 9 Temmuz gün içerisindeki enerji ihtiyacıyla PV santrali ve rüzgâr türbinlerinden enerji üretimi.

4. Sonuçlar

Bu çalışmada PV temelli güneş enerjisi santrali ve rüzgâr türbinlerinden oluşan hibrit bir yenilenebilir enerji sistemi, farklı indirim oranları ve şebeke tarifeleri göz önünde bulundurularak teknik ve ekonomik yönleriyle incelenmiştir. Teknik analizde sistem bileşenlerinden üretilen elektrik enerjisi ve bu enerjinin talebi karşılama oranları ortaya konulmuş, ekonomik analizdeyse birim enerji maliyetini asgari oranda tutacak PV ve türbin kapasiteleri optimizasyon çalışmasıyla elde edilmiştir. Ekonomik analiz sonuçlarına ek olarak bugünkü net değer ve basit geri ödeme süresi belirtilmiştir. Ayrıca çevresel analiz olarak da sistemden üretilen temiz enerjiyle önlenecek CO₂ salınımı hesaplanmıştır. Çalışmanın amacı şu ana kadar yeterince irdelenmemiş ekonomik parametrelerden olan indirim oranı ve şebeke tarifesinin PV santral ve türbin kapasitelerine, COE, NPV, PBP değerlerine olan etkilerini araştırarak kanun koyucu idarecilere ve yatırımcılara yön göstermektir.

Farklı indirim oranlarındaki en yüksek NPV veren sonuçlara bakıldığında indirim oranı %4'ten %8'e ve %12'ye çıktığında ideal PV kapasiteleri sırasıyla %12 ve %20 azalmakta ve rüzgâr türbin sayısı da sırasıyla 3'ten 2'ye ve sıfıra düşmektedir. Sistem kapasitelerinin azalması, COE değerini sırasıyla %9 ve %12 artırmakta ve NPV değerini sırasıyla %50 ve

%75 düşürmektedir. Benzer şekilde önlenecek CO₂ salınım miktarları da sırasıyla %41 ve %67 azalmaktadır. Bu sonuçlar, enflasyon ve faiz oranları gibi parametrelere bağlı indirim oranının artmasının yenilenebilir enerji sistemlerine olan yatırımlara ne kadar ciddi olumsuz etkiler yaptığını ortaya koymaktadır. Dolayısıyla indirim oranının yüksek olduğu ülke veya bölgelerde yenilenebilir enerji sistemlerinin ve takiben ülkenin veya bölgenin enerji güvenliğinin artması için teşviklere ihtiyaç duyulmaktadır.

Farklı tarifelerin güneş ve rüzgâr sistemlerine olan etkileri teknik, ekonomik ve çevresel olarak incelenmiştir. Tek yönlü tarifeden %20 veya %40 oranındaki çift yönlü tarifeye geçildiğinde NPV'nin en yüksek olduğu durumlara bakıldığında PV kapasitesini yaklaşık %19 veya %58 artırmak ve rüzgâr türbin sayısını 2'de sabit tutmak veya 3'e çıkarmak mümkün olacaktır. Aynı tarifeler karşılaştırıldığında COE değeri %2 veya %5 azalmakta ve NPV değeri %13 veya %37 artmaktadır. Benzer şekilde önlenecek CO₂ salınımı da %15 veya %57 artmaktadır. Bu sonuçlara göre tek yönlü tarifeden çift yönlü tarifeye geçmek yenilenebilir enerji sistemlerine olan yatırımı artıracak gibi ekonomik olarak da yatırımcıya daha yüksek kazanç sağlayacaktır. Şebekeye satış fiyatının %20'den %40'a artmasının etkisi daha da büyüktür.

Sonuç olarak bu çalışmada elde edilen sonuçlar düşük indirim oranlarının ve/veya yüksek oranlı çift yönlü tarifelerin olduğu bölgelerde yatırımcıların yenilenebilir enerji kurulumuna yöneleceğini göstermektedir. Kanun koyucu idarecilerin yenilenebilir enerjiyi teşvik etmesi özellikle indirim oranının yüksek olduğu bölgelerde gereklidir. Bu teşviklerden birisi de küçük ve orta ölçekli yenilenebilir enerji sistemleri için yüksek oranda çift yönlü tarife uygulanmasıdır. Böylece daha çevreci şebekeler elde etmek ve ülkelerin enerji dışı bağımlılığını azaltmak mümkün olacaktır.

Teşekkür

ODTÜ Kuzey Kıbrıs Kampusu tüketim verilerini paylaştığı için Kıbrıs Türk Elektrik Kurumu'na (Kıb-Tek) teşekkür ederim.

Kaynakça

- [1] Çitiroğlu, A. 2000. Güneş Enerjisinden Yararlanarak Elektrik Üretimi, Mühendis ve Makine, Cilt. 485, s. 1-5.
- [2] Karaca, C. 2012. Güneş Ve Rüzgâr Enerjisinden Elektrik Enerjisi Üretimi Sistemi Tasarımı. Selçuk

- Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, 114s, Konya, Türkiye.
- [3] Ellabban, O., Abu-Rub, H. and Blaabjerg, F. 2014. Renewable Energy Resources: Current Status, Future Prospects and Their Enabling Technology, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Cilt. 39, s. 748-764. DOI: 10.1016/j.rser.2014.07.113.
- [4] Siddaiah, R. and Saini, R.P. 2016. A Review on Planning, Configurations, Modeling and Optimization Techniques of Hybrid Renewable Energy Systems for Off Grid Applications, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Cilt. 58, s. 376-396. DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.281.
- [5] Bajpai, P. and Dash, V. 2012. Hybrid Renewable Energy Systems for Power Generation in Stand-Alone Applications: A Review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Cilt. 16, s. 2926-2939. DOI: 10.1016/j.rser.2012.02.009.
- [6] Mahesh, A. and Sandhu, K.S. 2015. Hybrid Wind/Photovoltaic Energy System Developments: Critical Review and Findings, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Cilt. 52, s. 1135-1147. DOI: 10.1016/j.rser.2015.08.008.
- [7] Tezer, T., Yaman, R. and Yaman, G. 2017. Evaluation of Approaches Used for Optimization of Stand-Alone Hybrid Renewable Energy Systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Cilt. 73, s. 840-853. DOI: 10.1016/j.rser.2017.01.118.
- [8] Khan, F.A., Pal, N. and Saeed, S.H. 2018. Review of Solar Photovoltaic and Wind Hybrid Energy Systems for Sizing Strategies Optimization Techniques and Cost Analysis Methodologies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Cilt. 92, s. 937-947. DOI: 10.1016/j.rser.2018.04.107.
- [9] Khare, V., Nema, S. and Baredar, P. 2016. Solar-Wind Hybrid Renewable Energy System: A Review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Cilt. 58, s. 23-33. DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.223.
- [10] Upadhyay, S. and Sharma, M.P. 2014. A Review on Configurations, Control and Sizing Methodologies of Hybrid Energy Systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Cilt. 38, s. 47-63. DOI: 10.1016/j.rser.2014.05.057.
- [11] Moghavvemi, M., Ismail, M.S., Murali, B., Yang, S.S., Attaran, A. and Moghavvemi, S. 2013. Development and Optimization of a Pv/Diesel Hybrid Supply System for Remote Controlled Commercial Large Scale Fm Transmitters, *Energy Conversion and Management*, Cilt. 75, s. 542-551. DOI: 10.1016/j.enconman.2013.07.011.
- [12] Conti, J., Holtberg, P., Diefenderfer, J., LaRose, A., Turnure, J.T. and Westfall, L. 2016. International Energy Outlook 2016 with Projections to 2040. USDOE Energy Information Administration (EIA), Washington, DC (United States). Office of Energy Analysis,
- [13] Borowy, B.S. and Salameh, Z.M. 1996. Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and Pv Array in a Wind/Pv Hybrid System, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Cilt. 11, s. 367-375. DOI: 10.1109/60.507648.
- [14] Shrestha, G.B. and Goel, L. 1998. A Study on Optimal Sizing of Stand-Alone Photovoltaic Stations, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Cilt. 13, s. 373-378. DOI: 10.1109/60.736323.
- [15] Anoune, K., Bouya, M., Astito, A. and Abdellah, A.B. 2018. Sizing Methods and Optimization Techniques for Pv-Wind Based Hybrid Renewable Energy System: A Review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Cilt. 93, s. 652-673. DOI: 10.1016/j.rser.2018.05.032.
- [16] Celik, A.N. 2003. Techno-Economic Analysis of Autonomous Pv-Wind Hybrid Energy Systems Using Different Sizing Methods, *Energy Conversion and Management*, Cilt. 44, s. 1951-1968. DOI: 10.1016/S0196-8904(02)00223-6.
- [17] González, A., Riba, J.-R., Rius, A. and Puig, R. 2015. Optimal Sizing of a Hybrid Grid-Connected Photovoltaic and Wind Power System, *Applied Energy*, Cilt. 154, s. 752-762. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.04.105.
- [18] Kellogg, W., Nehrir, M., Venkataramanan, G. and Gerez, V. 1998. Generation Unit Sizing and Cost Analysis for Stand-Alone Wind, Photovoltaic, and Hybrid Wind/Pv Systems, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Cilt. 13, s. 70-75. DOI: 10.1109/60.658206.
- [19] Kıymaz, Ö. 2015. Rüzgar Santrallerinin Melez Elektrik Sistemine Entegrasyonu Ve Ekonomik Analizi. Başkent Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, 114s, Ankara.
- [20] Koutroulis, E., Kolokotsa, D., Potirakis, A. and Kalaitzakis, K. 2006. Methodology for Optimal Sizing of Stand-Alone Photovoltaic/Wind-Generator Systems Using Genetic Algorithms, *Solar Energy*, Cilt. 80, s. 1072-1088. DOI: 10.1016/j.solener.2005.11.002.
- [21] Yang, H., Wei, Z. and Chengzhi, L. 2009. Optimal Design and Techno-Economic Analysis of a Hybrid Solar-Wind Power Generation System, *Applied Energy*, Cilt. 86, s. 163-169. DOI: 10.1016/j.apenergy.2008.03.008.
- [22] Maleki, A. and Pourfayaz, F. 2015. Optimal Sizing of Autonomous Hybrid Photovoltaic/Wind/Battery Power System with Lpsp Technology by Using Evolutionary Algorithms, *Solar Energy*, Cilt. 115, s. 471-483. DOI: 10.1016/j.solener.2015.03.004.
- [23] Cooper, P. 1969. The Absorption of Radiation in Solar Stills, *Solar Energy*, Cilt. 12, s. 333-346.
- [24] Duffie, J.A. and Beckman, W.A. 2013. *Solar Engineering of Thermal Processes*. John Wiley & Sons, New Jersey.
- [25] AXITECH 2016. Specifications of Axitec Ac-250m/156-60s. http://www.axitecsolar.com/data/document_files/DB_6_Ozlg_mono_premium_MiA_US.pdf (Erişim Tarihi: January 15).
- [26] Vestas 2016. Specifications of Vestas V90-1.8 Mw. http://www.esi-africa.com/wp-content/uploads/i/Product_BrochureV90_1_8MW_US.pdf (Erişim Tarihi: 11.09.2018).
- [27] Siemens 2016. Specifications of Siemens Swt-2.3-101 Wind Turbine. <http://www.siemens.com/content/dam/internet/siemens-com/global/market-specific->

DEU FMD 21(63), 879-895, 2019

- [solutions/wind/data_sheets/data-sheet-wind-turbine-swt-2.3-101.pdf](#) (Erişim Tarihi: 11.09.2018).
- [28] Northel 2018. Specifications of Northel Poyra P36/300 Wind Turbine. <http://www.northel.com.tr/products-pdf/300.pdf> (Erişim Tarihi: 11.09.2018).
- [29] Johnson, G.L. 2006. Wind Energy Systems. Citeseer, Manhattan, KS.
- [30] Justus, C. and Mikhail, A. 1976. Height Variation of Wind Speed and Wind Distributions Statistics, Geophysical Research Letters, Cilt. 3, s. 261-264. DOI: 10.1029/GL003i005p00261.
- [31] Mikhail, A. 1985. Height Extrapolation of Wind Data, Journal of Solar Energy Engineering, Cilt. 107, s. 10-14. DOI: 10.1115/1.3267645.
- [32] Manwell, J.F., McGowan, J.G. and Rogers, A.L. 2010. Wind Energy Explained: Theory, Design and Application. John Wiley & Sons.
- [33] Benseman, R. and Cook, F. 1969. Solar Radiation in New Zealand-Standard Year and Radiation on Inclined Slopes, New Zealand Journal of Science, Cilt. 12, s. 696.
- [34] Andersen, B., Eidorff, S., Lund, H., Pedersen, E., Rosenorn, S. and Valbjorn, O. 1977. Meteorological Data for Design of Building and Installation: A Reference Year (Extract) Contract No.: 66,
- [35] Lund, H. and Eidorff, E. 1981. Selection Methods for Production of Test Reference Years. Office for Official Publications of the European Communities,
- [36] Hall, I.J., Prairie, R., Anderson, H. and Boes, E. 1978. Generation of a Typical Meteorological Year. Sandia Labs., Albuquerque, NM (USA),
- [37] Remund, J., Müller, S., Kunz, S., Huguenin-Landl, B., Studer, C., Klauser, D., Schilter, C. and Lehnher, R. 2013. Meteorological Global Meteorological Database. Version 7.
- [38] Sajed Sadati, S.M., Jahani, E., Taylan, O. and Baker, D.K. 2018. Sizing of Photovoltaic-Wind-Battery Hybrid System for a Mediterranean Island Community Based on Estimated and Measured Meteorological Data, Journal of Solar Energy Engineering, Cilt. 140, s. 011006-011012. DOI: 10.1115/1.4038466.
- [39] The National Renewable Energy Laboratory 2016. U.S. Department of Energy: Distributed Generation Renewable Energy Estimate of Costs. <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-re-cost-est.html> (Erişim Tarihi: 12 Mart 2019).
- [40] Ilaş, A., Ralon, P., Rodriguez, A. and Taylor, M. 2018. Renewable Power Generation Costs in 2017. International Renewable Energy Agency, Masdar City, UAE.
- [41] Lazard 2017. Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis-Version 11.0. Lazard, New York.
- [42] Al-Ghussain, L., Taylan, O. and Fahrioglu, M. 2018. Sizing of a Photovoltaic-Wind-Oil Shale Hybrid System: Case Analysis in Jordan, Journal of Solar Energy Engineering, Cilt. 140, s. 011002-011002-011012. DOI: 10.1115/1.4038048.
- [43] Finance, B.N.E. 2014. Turkey's Changing Power Markets. Bloomberg,
- [44] Kib-Tek 2018. Kıbrıs Türk Elektrik Kurumu-Tarifeler. <http://www.kibtek.com/tarifeler/> (Erişim Tarihi: 15.01.2018).
- [45] Lasdon, L.S., Fox, R.L. and Ratner, M.W. 1974. Nonlinear Optimization Using the Generalized Reduced Gradient Method, Revue française d'automatique, informatique, recherche opérationnelle Recherche opérationnelle, Cilt. 8, s. 73-103.