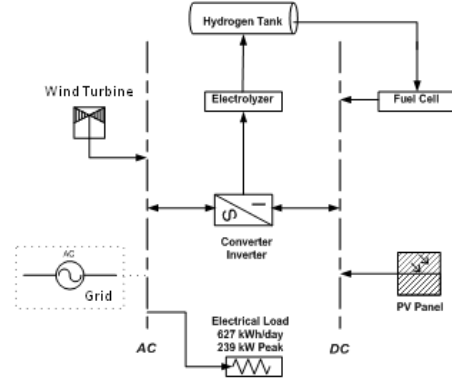


# Şebeke Bağlantılı ve Bağımsız Güç Sistemlerinin Ekonomik Analizi

Belgin Emre TÜRKAY<sup>1</sup>, Ali Yasin TELLİ<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Electrical Engineering Department, İstanbul Technical University, Ayazağa, Turkey  
turkay@elk.itu.edu.tr

<sup>2</sup>Electrical Engineering Department, İstanbul Technical University, Ayazağa, Turkey  
telli@itu.edu.tr



Şekil 1. Simülasyonu Yapılacak Sistem

## 1. Giriş

Modellemede farklı girdi değerleri kullanılarak belirli sınır koşullarının değiştirilmesiyle farklı durumlar için kaynakların yeterliliğine (rüzgar, güneş), maliyet varyasyonlarına ve yük durumuna göre optimum yenilenebilir enerji temelli sistem dizaynı belirlenmeye çalışılacaktır.

Yılın her bir saatinde HOMER programı yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik talebini karşılayıp karşılamayacaklarını belirler. Eğer bu kaynaklar yetersiz kalıyorsa, generator, şebeke gibi kaynakların gerekli talebi temin etmek için en uygun şekilde devreye girmesini sağlamaktadır. Program bir yıl içerisindeki her bir 8760 saat için enerji dengesini hesaplayarak sistem çalışmasını simule etmektedir. Yılın her bir saati için bu optimizasyon modeli elektrik enerjisi talebiyle sistemin o saatte sağlayacağı enerjiyi karşılaştırmakta ve modeldeki her bir bileşen için ilişkili enerji akışını hesaplamaktadır.

HOMER, sistem kontrolünü sağlarken temel prensip, maliyetin minimize edilmesidir. Programda her bir kontrol edilebilir enerji kaynağının maliyeti, saatlik sabit maliyet ve kWh başına enerji maliyeti olarak iki değer ifade edilmektedir. Bu maliyet değerleri güç kaynaklarının herhangi bir zamanda enerji üretmeleri için gereken maliyetleridir. Bu maliyet değerlerini kullanarak HOMER programı, yükü karşılayacak kaynakların kombinasyonunu araştırmakta ve talebi karşılayan kombinasyonlar arasından bunu en düşük maliyete yapan sistemi bulmaktadır. [1]

Çalışmanın amacı, yenilenebilir enerji kaynaklarıyla elektrik üretiminin analizini yapmanın yanında bu tür bir enerji üretiminin geleneksel sistemlerle kıyaslanması ve rekabet edebilirliğinin ölçüt ve sınırlarının belirlenmesidir. Ayrıca bu sınırlar belirlenirken, pratik anlamda bir uygulamasını göremediğimiz hidrojen enerjisinden faydalanmanın ve hidrojenin karasız formdaki yenilenebilir enerji kaynaklarına entegrasyonunun da ekonomik boyutu incelenecektir.

## 2. Model ve Bileşenler

Modellemenin kurulacağı ve ekonomik optimizasyonun yapılacağı örnek yer olarak İstanbul Teknik Üniversitesi Ayazağa Yerleşkesi'ndeki Elektrik-Elektronik Fakültesi seçilmiştir. Fakülte yük değerlerini besleyen enerji sisteminin şeması Şekil 1'de verilmiştir.

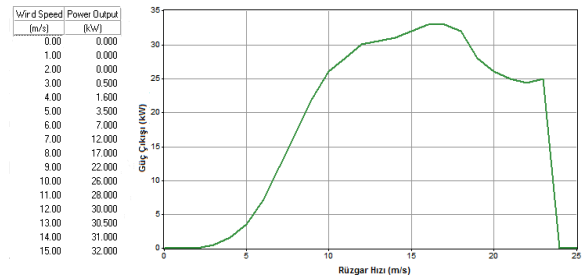
Kurulacak sistemde güneş panelleri (PV) ve rüzgar türbinlerinden (RT) elde edilen talep fazlası elektrik enerjisi, elektrolizör (EL) aracılığıyla hidrojen üretiminde kullanılmakta ve elde edilen hidrojen tanklarda (HT) depolanmaktadır. İhtiyaç halinde ise bu hidrojenin yakıt pilleri (YP) aracılığıyla elektrik enerjisi üretiminde kullanılması planlanmıştır. Kullanılan sistem bileşenlerinin karakteristikleri Şekil 2 ve 3'de verilmiştir. Yapılan maliyet analizi Tablo 1-5'de belirtilmiştir.

Hesaplama kullanılan rotor çapı 13m ve kule uzunluğu 26 m değerinde olan rüzgar türbini (Furhlander 30) HOMER programının mevcut RT kütüphanesinden seçilmiştir ve analizin yapıldığı rüzgar hızına en uygun güç enerji karakteristiğine sahip türbin kullanılmıştır. Türbin maliyeti 78000\$ alınmıştır.

Tablo 1'de çalışmada kullanılan RT'nin de bulunduğu türbin markalarının maliyet değerleri yaklaşık olarak verilmiştir. [2]

Tablo 1. RT Üreticilerine Göre Türbin Maliyetleri

Üretici	İsim	Güç (kW)	Hub Yüksekliği (m)	Maliyet (\$/kW)
Bergey	Excel-S	10	30	5000
Fuhrlander	FL 30	30	27	4400
Entegrity	EW15	50	25	4000
Fuhrlander	FL 100	100	35	3100
Fuhrlander	FL 250	250	50	2500
Enertech	E48	600	60	2100
General Electric	GE1.5	1500	80	1600



Şekil 2. Kullanılan RT Güç Değerleri ve Eğrisi

Tablo 2. Literatürde Kullanılan Türbin Maliyetleri

Rüzgar Türbini				
Boyut	Sermaye Maliyeti (\$)	Değişim Maliyeti	Bakım Maliyeti	Ref
1 kW	\$ 1500-\$2250	%10 SM	%5 SM	[3]
1 kW	\$1.200			[4]
600 kW	\$575.000	\$400.000	\$13.000	[5]
75 kW	\$19.400	\$15.000	75\$/yıl	[6]
1800kW	\$3.500.000		%2 SM	[7]
50 kW	\$147.000		4400\$/yıl	[7]
1 kW	\$1.350			[8]

Tablo 3. Literatürde Kullanılan PV Maliyetleri

PV		
Boyut	Sermaye Maliyeti (\$)	Ref
1 kW	\$6.750	[9]
1 kW	\$8000-\$12000	[10]
1kW	\$4200-\$6000	[3]
1kW	\$7.500	[11]
1kW	\$10.200	[4]
1 kW	\$10.000	[7]
75W	\$355	[12]
1 W	\$5,3	[13]

Yapılan literatür çalışması ve piyasa araştırmalarına göre PV panel maliyet değeri kW için 5000\$ olarak alınmıştır ve bakım maliyeti 0 kabul edilmiştir.

Tablo 4. Literatürde Kullanılan EL Maliyetleri

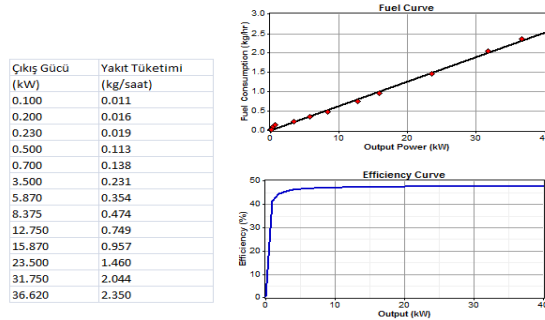
Elektrolizör				
Boyut	Sermaye Maliyeti (\$)	Değişim Maliyeti	Bakım Maliyeti	Ref
1 kW	\$2.184	%10 SM	%2 SM	[9]
1 kW	\$1500-\$3000	\$1125-\$2250	\$1,5-\$30	[6]
1 kW	\$740	%30 SM	%5 SM	[14]
1 kW	\$1.500			[4]
1 kW	\$1.450			[8]

Sistemde EL maliyet değerleri yapılan araştırmaya göre kW için 3128 \$ olarak seçilirken değiştirme ve bakım maliyetleri sırasıyla sermaye maliyetinin 1/2 ve 1/20 oranında seçilmiştir.

Tablo 5. Literatürde Kullanılan YP Maliyetleri

Yakıt Pili				
Boyut	Sermaye Maliyeti (\$)	Değişim Maliyeti	Bakım Maliyeti	Ref
1 kW	\$4.000		%1 SM	[10]
1 kW	\$3000-\$6000			[9]
1 kW	\$3.000	\$2.500	0,02\$/h	[9]
1 kW	\$1.840			[4]
1 kW	\$4.000			[12]
1W	\$7			[13]

Tasarlanan sistemde YP maliyet değeri 1 kW için 5000\$ yer değiştirme maliyeti 3000\$ ve bakım onarım maliyeti 0,1 \$/saat alınmıştır. YP güç ve verim grafiği Şekil 3'teki gibidir. [8,15,16]

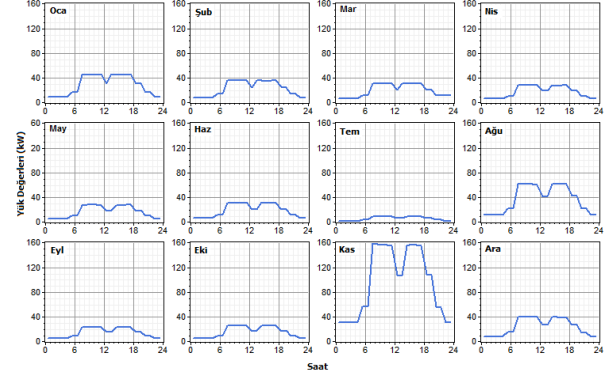


Şekil 3. YP Güç ve Verim Eğrisi

Sistemde 3.2 kg için tank ve depolama maliyeti 2288\$, değiştirme maliyeti 195\$ ve bakım-onarım maliyeti yıllık 9\$ olarak seçilirken, konvertör sermaye değiştirme ve bakım-onarım maliyet değerleri ise sırasıyla 1000\$/kW, 1000\$/kW ve 100\$/yıl olarak alınmıştır.

### 3. Bölge Yük ve Enerji Karakteristikleri

Yük profili oluşturulurken geçmiş faturalardan fakültenin çektiği güç değerleri HOMER programına aylık olarak girilmiştir. Sistemlerin optimizasyonu için yük karakteristikleri büyük önem taşımaktadır. Örnek olarak, eğer puant yük talebi akşam vakitlerinde oluyor ise (aydınlatmaya bağlı olarak), bunu karşılamak için direk güneş enerjisini kullanmak olanaksızdır. [3] Bu durumda puant yük talebi gün boyunca rüzgâr ve güneş enerjisi (PV) tarafından üretilmiş ve depolanmış hidrojenin enerji kaynağı olarak kullanılmasıyla karşılanacaktır. Şekil 4'de aylara göre yük profilleri gösterilmiştir.

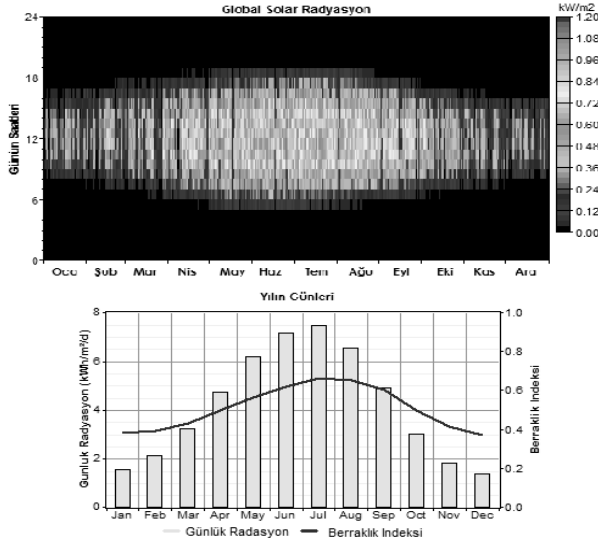


Şekil 4. Bölge Yük Profili

Bölgenin güneşlenme karakteristikleri ve berraklık indeksi Tablo 6 ile Şekil 5'de özetlenmiştir.

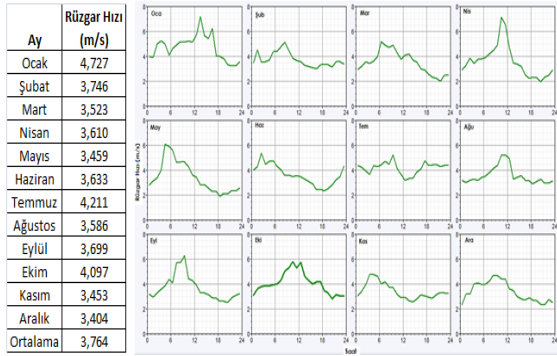
Tablo 6. Bölge Güneşlenme Değerleri

Ay	Berraklık indeksi	Günlük Radyasyon kWh/mz/g	Ay	Berraklık indeksi	Günlük Radyasyon kWh/mz/g
Ocak	0.383	1.550	Temmuz	0.661	7.450
Şubat	0.390	2.130	Ağustos	0.650	6.540
Mart	0.431	3.220	Eylül	0.602	4.920
Nisan	0.498	4.750	Ekim	0.499	3.020
Mayıs	0.562	6.180	Kasım	0.415	1.810
Haziran	0.619	7.180	Aralık	0.372	1.350
Ortalama	0.541	4.186			

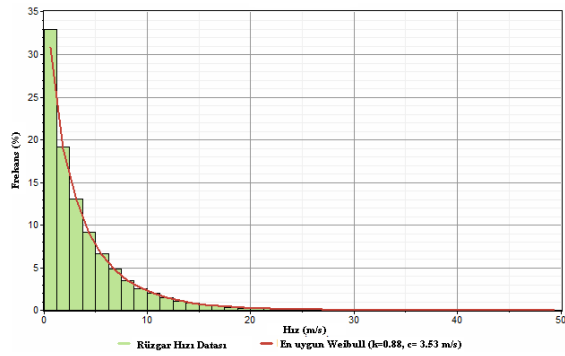


Şekil 5. Güneş Radyasyonu ve Berraklık İndeksi

Aylara göre bölgenin rüzgar enerjisi karakteristiği Şekil 6'daki gibidir. Öte yandan rüzgar hızlarının sıklığı ve bölgeye uygun Weibull dağılımı da Şekil 7'de ifade edilmiştir.



Şekil 6. Aylık Ortalama Rüzgar Hız ve Profilleri



Şekil 7. Bölge Rüzgâr Hızı Sıklığı ve Weibull Dağılımı

#### 4. Optimum Hibrit Sistem

##### 4.1. Şebeke'den Bağımsız Sistem

HOMER programının sistem ömür maliyetini ifade etmek için kullandığı büyüklük sistem maliyetidir (SM). Bu tek değer proje ömrü boyunca oluşan bütün gelecek nakit akışlarını, şimdiki zamana indirgenmiş bütün maliyet ve

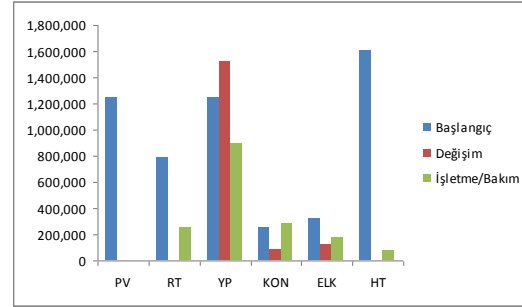
gelirleri içermektedir. SM, modellemedeki bileşenlerin başlangıç maliyetlerini, proje ömrü boyunca bileşen değişim maliyetlerini, yakıt/bakım maliyetlerini ve şebeke bağlantılı yapılarda satın alınan enerji maliyetlerini içermektedir.

Şebeke bağlantısı olmayan yapıdaki optimum sistem (minimum SM), 250 kW fotovoltaik panel (PV), 10 adet RT, 250 kW YP, 250 kW doğrultucu, 100 kW elektrolizör ve 2250 kg hidroje tankı içermektedir. Tüm sistemin başlangıç maliyeti \$ 5.451.617 olmaktadır. SM değeri \$ 8.724.232 ve enerji maliyeti (EM) 3,391\$/kWh olarak hesaplanmıştır. Bileşen maliyetleri Tablo 7'de belirtilmiştir.

Table 7.Şebekesiz sistemde bileşen maliyetleri

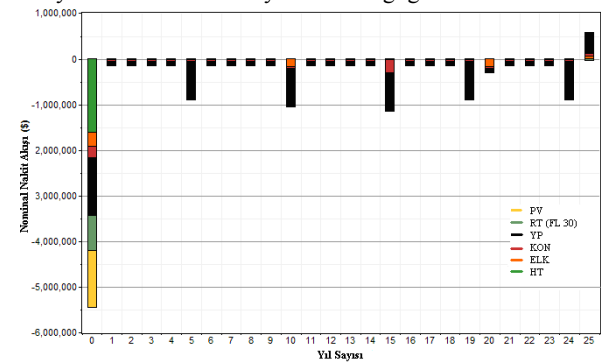
Bileşen	Başlangıç Maliyeti (\$)	Değişim Maliyeti (\$)	İşletme/Bakım (\$)
PV	1.250.000	0	0
RT	780.000	0	247.399
YP	1.250.000	1.522.341	891.762
KON	250.000	85.679	281.135
ELK	312.867	114.129	175.916
HT	1.608.750	0	71.162
<b>SİSTEM</b>	<b>5.451.617</b>	<b>1.722.148</b>	<b>1.667.375</b>

Sistem maliyetinin bileşenlere ve maliyet çeşidine göre dağılımı Şekil 8'de görülmektedir.



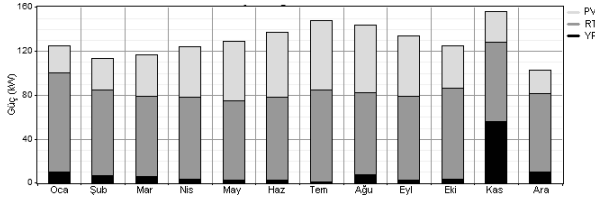
Şekil 8. Sistem Maliyetinin Dağılımı

Proje ömür süresince nakit akış detayları Şekil 9'da özetlenmektedir. Burada YP ve ELK'ye ait işletme ve bakım maliyetlerinin sistem maliyetini artırdığı gözlemlenmektedir.



Şekil 9. Şebekesiz Sistemin Nakit Akışı Detayları

Şebekeden bağımsız bu güç sisteminde elektrik talebinin %59'u 674.252 kWh/yıl değeriyle RT'den, %33'lük kısmı PV panellerden (378.740 kWh/yıl) ve %7'si YP'den (80.405 kWh/yıl) karşılanmaktadır. Sistemin aylık ortalama enerji üretim oranları Şekil 10'da ifade edilmiştir.



Şekil 10. Şebekesiz sistemde aylık ortalama enerji üretim oranları

Sistem bileşenlerinin işletme değerleri Tablo 8 ve Tablo 9'da olduğu gibi hesaplanmıştır.

Table 8. Şebekesiz Sistemde PV ve RT çıkış değerleri

PV			RT		
Nicalik	Değer	Birim	Nicalik	Değer	Birim
Kapasite	250	kW	Kapasite	330	kW
Ortamala Çıkış Gücü	43	kW	Ortamala Çıkış Gücü	77	kW
Ortamala Çıkış	1,038	kWh/gün	Kapasite faktörü	23.3	%
Kapasite faktörü	17.3	%	Toplam elektrik üretim	674,252	kWh/yıl
Toplam elektrik üretimi	378,740	kWh/yıl	Maksimum çıkış gücü	330	kW
Maksimum çıkış gücü	291	kW	Çalışma süresi	295	%
Çalışma süresi	4,378	saat/yıl	Enerji Maliyeti	0.136	\$/kWh
Enerji Maliyeti	0.293	\$/kWh			

Table 9. Şebekesiz Sistemde YP çıkış değerleri

YP					
Nicalik	Değer	Birim	Nicalik	Değer	Birim
Ortamala Çıkış Gücü	25.3	kW	Çalışma süresi	3,172	saat/yıl
Minimum çıkış gücü	0.0481	kW	Çalışma sayısı	536	çalışma/yıl
Maksimum çıkış gücü	250	kW	İşletme Ömrü	4.73	yıl
Hidrojen Tüketimi	5239	kg/yıl	Kapasite Faktörü	3.67	%
Yakıt Tüketimi	0.065	kg/kWh	Sabit üretim maliyeti	75	\$/saat
Ortalama elektrik verimi	46	%	Elektrik Üretimi	80,405	kWh/yıl

#### 4.1.1. Bileşen maliyetlerinin sisteme etkisi

Uzun dönemde sistem bileşenlerine ait maliyet değerlerinin azalması öngörülmektedir ve bu koşulları simule etmek için hesaplamaya maliyet değerlerinin %50 oranında azaldığı durum da dahil edilmiştir. PV maliyetlerinin yarıya düştüğü durumda OS'de HT ve ELK kapasitesi düşmektedir. Bu durumda YP önceki konfigürasyona göre daha az çalışmaktadır ve hidrojen formundaki enerji depolama ihtiyacı azalmaktadır. Sistem ve enerji maliyeti %7,3 oranında düşmüştür.

RT maliyetinde %50 oranında düşüş incelendiğinde, PV kapasitesi 200 kW'a düşerken, RT sayısı 13'e yükselmiştir. Sistem ve enerji maliyeti %5,5 oranında azalmıştır.

YP maliyetlerinde azalma durumunda, hem RT sayısında hem de PV kapasitesinde azalma gözlenmiştir. Sistem ve enerji maliyeti yaklaşık olarak %25 oranında düşmüştür.

Bütün maliyetlerin %50 oranında azaldığı durumda sistem ve enerji maliyeti %35,4 düşmektedir.

İncelenen tüm durumlar için sistem bileşenlerindeki varyasyonlar ve maliyet değişiklikleri Tablo 'da özetlenmiştir.

Table 10. Bileşen Maliyetlerinin Şebekesiz Sisteme Etkisi

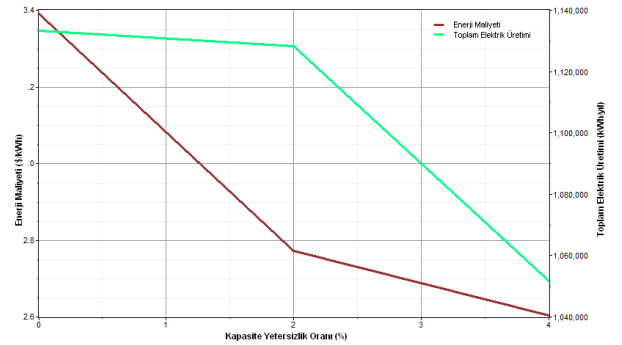
	PV (kW)	RT (kW)	YP (kW)	ELK (kW)	HT (kg)	SM (\$)	EM (\$/kWh)	% Değişim
<b>Tüm Bileşenler Günümüz Maliyetlerinde</b>	250	10	250	100	2250	8,724,232	3.391	0
<b>PV Maliyetinde 1/2 Azalma</b>	450	10	250	80	2000	8,080,265	3.140	7.38
<b>RT Maliyetinde 1/2 Azalma</b>	200	13	250	100	2250	8,241,330	3.203	5.53
<b>YP Maliyetinde 1/2 Azalma</b>	200	8	250	120	2500	6,515,505	2.532	25.3
<b>Tüm Bileşenlerin Maliyetinde 1/2 Azalma</b>	250	10	250	100	2250	5,627,186	2.187	35.5

#### 4.1.2. Kapasite yetersizlik oranının sisteme etkisi

Givler ve Lilienthal ;yıllık yük değerinin küçük bir oranının karşılanmaması makul görüldüğünde yenilenebilir enerji sisteminin (YES) ekonomik performansının önemli oranda artacağını belirtmişlerdir. Bazı bulutlu günlerde ya da PV çıkış gücü değerlerinin düşük oranda seyir ettiği zamanlarda böyle bir yaklaşımla eğer yılın küçük bir bölümünde sistemin az kapasitede çalışması ya da eğer mümkünse gereksiz bazı yüklerin atılması kabul edilebilirse; maliyette önemli kazançlar sağlanabilecektir. Givler ve Lilienthal yaptıkları çalışmada varsayılan değeri 0 olan kapasite yetersizlik oranını %1,2 ve %5 gibi değerlerde de kullanarak optimal sistem tipinin ve konfigürasyonunun büyük oranda değiştiğini vurgulamışlardır. [11]

belirli oranda kapasite yetersizliğinin tolere edilmesi durumunda optimum (minimum maliyetli) sistem konfigürasyonu değişebilecek yada belirgin bir sistem tipindeki bileşenlerin çalışma ve güç değerleri farklılaşacaktır. [11] Söz konusu hesaplamada kapasite yetersizlik oranı yük değerinin %0 ile %4 oranı arasında seçilmiştir ve bu değerler arasında enerji maliyeti ve toplam elektrik üretimi (TEÜ) değişimi Şekil 11'de vurgulanmıştır.

KYO'daki artışla sistem maliyetinin %26,2 oranında azaldığı ve EM'nin 3,391\$/kWh değerinden 2,604\$/kWh değerine düştüğü gözlenmiştir. Toplam elektrik üretiminin %7,2 oranında azaldığı, yükün küçük bir oranda karşılanmaması makul görüldüğünde sistem maliyetinin büyük oranda etkilendiği Şekil 11'de gözlenmektedir.



Şekil 11. KYO'nun EM ve TEÜ'ye etkisi

#### 4.2 Şebeke Bağlantılı Sistem

Sistem şebekeye bağlandığında, optimum sistem (OS), HOMER tarafından hesaplandığında, sistem 40 kW'lık bir PV, 20 kW gücünde YP ve EL, 30 kW gücünde doğrultucu ve dönüştürücü güç elektroniği ekipmanı, 100 kg kapasitesinde bir hidrojen tankı ve şebeke bağlantısını içermektedir. Sistem maliyeti 789.300\$ ve kWh için enerji

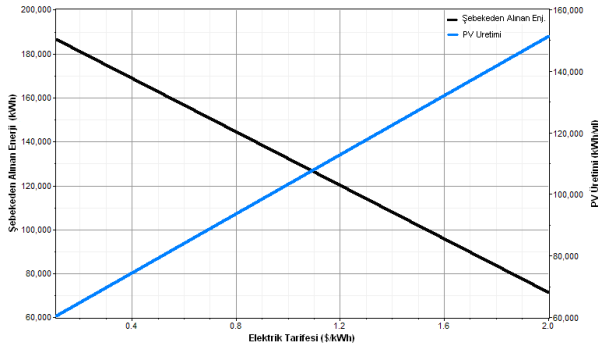
maliyet 0,307\$/kWh olmaktadır. Elde edilen optimum konfigürasyonda yenilenebilir enerji kaynaklarının payı %25 olurken şebeke yükün %75 kadar büyük bir oranını karşılamaktadır.

#### 4.2.1 Şebeke Elektrik Maliyetinin Sisteme Etkisi

Şebeke elektrik enerjisi fiyatının artması ve 2\$/kWh değerine ulaşması gibi durum için de bir analiz yapıldığında OS, 100 kW'lık bir PV, 20 kW gücünde YP, 30 kW EL, 50 kW gücünde doğrultucu ve dönüştürücü güç elektroniği ekipmanı, 200 kg kapasitesinde bir hidrojen tankı 5 adet RT ve şebeke bağlantısını içermektedir. Bu sistemin toplam maliyeti 3.320.820\$ ve kWh için birim enerji maliyet değeri 1,292\$/kWh olarak HOMER tarafından hesaplanmıştır.

Elde edilen optimum konfigürasyonda yenilenebilir enerji kaynaklarının payı ise daha ilk sisteme göre 3 kat artarak %88 olmaktadır. Şebeke elektrik maliyetinin yüksek olması neticesinde OS'de elektrik ihtiyacının %57'si rüzgar enerjisinden, %26'sı güneşten, %6'sı YP'den ve %12'si şebekeden karşılanmıştır.

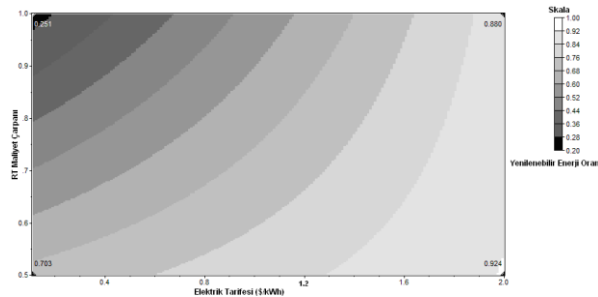
Şekil 12'de elektrik tarifesinin yükselmesiyle şebekeden çekilen enerjideki azalış ve PV enerji üretiminin artışı ifade edilmektedir.



Şekil 12. Elektrik Tarifesinin PV üretimine ve Şebeke Tüketimine Etkisi

Şekil 12'ye göre şebekeden satın alınan enerji %57 oranında azalmıştır ve diğer taraftan PV enerji üretiminde 2,5 kat artış gözlenmiştir.

Elektrik tarifesinin temiz enerji üretimine etkisi Şekil 13'de özetlenmiştir.



Şekil 13. Elektrik Tarifesinin Temiz Enerji Üretimine Etkisi

Şekil 13'e göre RT maliyeti ve elektrik tarifesinin değişim aralığında sistemdeki yenilenebilir enerji kullanım oranının 0,25 ile 0,92 arasında seyrettiği gözlenmiştir.

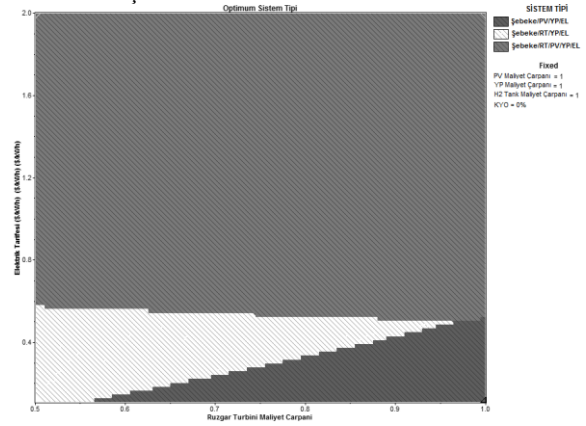
#### 4.2.2 Bileşen Maliyetlerinin Sisteme Etkisi

Bileşen maliyetlerinin uzun dönemdeki düşüşlerini simule etmek için %50 maliyet düşüşü şebeke bağlantılı sistemde hesaba dahil edilmiştir. Söz konusu durumun sisteme etkisi Tablo 11'de vurgulanmıştır.

Tablo 11. Bileşen Maliyetlerinin Şebeke Bağlantılı Sisteme Etkisi

Tüm Bileşenler	PV (kW)	RT (kW)	YP (kW)	ELK (kW)	HT (kg)	SM (\$)	EM (\$/kWh)	% Değişim
Günümüz Maliyetlerinde	40	0	20	20	100	789,300	0,307	0
PV Maliyetinde 1/2 Azalma	40	0	20	20	100	689,300	0,268	12,6
RT Maliyetinde 1/2 Azalma	0	5	20	20	50	769,170	0,299	2,5
YP Maliyetinde 1/2 Azalma	40	0	20	20	100	683,687	0,266	13,3
Tüm Bileşenlerin Maliyetinde 1/2 Azalma	40	0	20	20	100	583,687	0,227	26

Şekil 14'de elektrik tarifesinin ve RT maliyetinin sisteme etkisi özetlenmiştir.

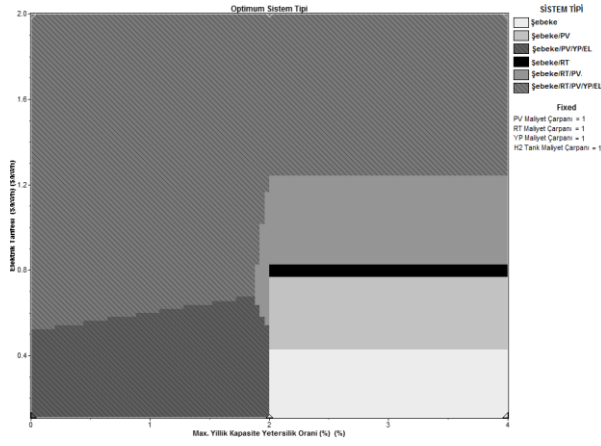


Şekil 13. Elektrik Tarifesinin ve RT Maliyet Değişiminde Sistem Çeşitleri

Şekil 13'de, RT çarpanının 0,55 değerinin üstüne çıkması durumunda PV kullanımı daha maliyet etkin bir çözüm olduğu görülmektedir. Bunun nedeni bölgenin güneş potansiyelinin rüzgar kapasitesinden daha fazla olmasından dolayı enerji üretiminin daha düşük maliyete sağlanmasıdır. Şebeke elektrikli fiyatının artması durumunda ise rüzgar ve güneş enerjisiyle birlikte hidrojen enerji sistemi de optimum konfigürasyonda şebekeye ek olarak yer almaktadır.

Şekil 14'de şebeke elektrikli birim fiyatı ve yıllık izin verilen kapasite yetersizlik oranının değişiminde OS yapısının nasıl farklılaştığı görülmektedir. Simülasyon sonucu elde edilen OS yapısı (Şebeke,PV,YP,EL) elektrik birim fiyatı 0,5 \$/kWh değerine ulaşana kadar devam etmektedir. Ancak elektrik birim fiyatının artmaya devam etmesi durumunda yenilenebilir enerji kaynaklarının şebeke elektrikli ile belirli oranda rekabet edebilir duruma gelmesi neticesinde optimum sisteme rüzgar enerjisi de eklenmektedir.





**Şekil 13. Elektrik Tarifesi ve KYO Değişiminde Sistem Çeşitleri**

Öte yandan izin verilen kapasite yetersizlik oranı değerinin artması ve %1,86 değerine ulaşması durumunda (Şebeke,PV,Rüzgar) sistemi optimum olmaktadır. Burada görüldüğü gibi optimum konfigürasyonda daha önce kullanılan YP içeren hidrojen enerji sistemi yer almamaktadır. Hidrojen enerji sistemi enerji depolayıcısı olarak kullanılmaktadır ve izin verilen enerji kesintisi oranı arttığında bu depolama ihtiyacı azalmakta ve sistem maliyeti artacağı için optimum konfigürasyona dahil edilmemektedir.

İzin verilen kapasite yetersizliğinin %2 ile %4 arasında değişmesi durumunda OS, elektrik birim fiyatı değerine bağlı olarak sırasıyla şebeke, şebeke-PV, şebeke-rüzgar, şebeke-rüzgar-PV ve şebeke-rüzgar-PV-Hidrojen sistemi olarak değişmektedir.

Şekilde elektrik fiyatının üç değerine dikkat edilmelidir, 0,4 \$/kW, 0,8 \$/kW, 1,2 \$/kW. Öncelikle, şebeke elektriği birim fiyatının 0,4 \$/kWh değerinin üzerine çıkması durumunda yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı makul olmaktadır. İkinci olarak elektrik fiyatının 0,8 \$/kWh değerinden sonra rüzgar ve güneş enerjisi birlikte kullanılmaktadır. Son olarak elektrik birim fiyatının 1,2 \$/kWh değerine kadar çıkması durumunda ise yenilenebilir enerji kaynaklarına ek olarak hidrojen enerji sistemi optimum konfigürasyonda yer almaya başlamıştır. Burada enerji maliyetinin daha düşük olmasından dolayı yenilenebilir enerji kaynaklarının kapasitesi artmıştır ve üretilen fazla elektrik enerjisi hidrojen formunda depolanarak güneş-rüzgar olmayan günlerde şebeke fiyatıyla rekabet edebilir maliyete enerji üretmektedir.

## 5. Simülasyon Sonuçları

Bu çalışmada İstanbul Maslak bölgesinin yenilenebilir enerji potansiyeli değerlendirilmiş, seçilen pilot bölge enerji ihtiyacının çevreye zararlı emisyon üretmeyen bir teknolojiyle karşılanmasının tekno-ekonomik analizi yapılarak sistemin uygulanabilirlik sınırları belirlenmiştir.

Diğer taraftan farklı senaryoları hesaba katmak için çeşitli çeşitli simülasyonlar yapılmıştır. Modelleme sonunda farklı sistem varyasyonları için minimum maliyetler Tablo 12 ve Tablo 13'de sıralanmıştır ve bu tablolarda en üst satırda ayrıntılarını makale içerisinde verdiğimiz OS yapısı yer almaktadır.

**Tablo 12. KYO=0 için sistem çeşidi ve maliyetleri**

KYO=0 için sistem	BM (\$)	SM (\$)	EM(\$/kWh)	CO2 Salınımı (kg/yıl)
Şebeke-PV-YP	464,073	789,300	0.307	117,755
Şebeke-RT-YP	589,323	964,170	0.375	90,197
Şebeke-RT-PV-YP	769,723	1,114,525	0.433	80,482
Şebeke-RT-PV	2,420,000	2,706,431	1.053	59,945
PV-RT-YP	5,451,617	8,724,232	3.391	0
RT-YP	5,083,234	9,900,033	3.847	0

**Tablo 13. KYO=4% için sistem çeşidi ve maliyetleri**

KYO=4% için sistem	BM (\$)	SM (\$)	EM(\$/kWh)	CO2 Salınımı (kg/yıl)
Şebeke-PV-YP	372,573	681,769	0.266	127,389
Şebeke-RT	390,000	692,265	0.270	90,330
Şebeke-RT-PV	600,000	897,632	0.350	80,539
Şebeke-RT-YP	562,573	924,516	0.360	90,330
Şebeke-RT-PV-YP	762,573	1,105,770	0.431	80,539
PV-RT-YP	4,244,117	6,430,587	2.604	0
RT-YP	4,019,734	7,351,721	2.967	0
PV-YP	7,226,101	10,777,122	4.366	0

Elektrik tarifesinin 2\$/kWh değeri için sistem çeşidi Tablo 14'de özetlenmektedir.

Çalışmada yenilenebilir enerji sistemi bileşenleri şebekeden bağımsız olarak kullanıldıklarında yükü karşılamada güvenilir olması için büyük ebatlarda boyutlandırılmaktadır. Neticesinde yüksek sistem maliyetine neden olmaktadır.

Yenilenebilir enerji sistemi ve şebeke birleşiminin enerji depolama ihtiyacını ve bileşenlerinin süreksizliklerindeki olumsuzlukları önemli oranda azalttığı gözlenmiştir.

**Table 14. Elektrik Tarifesi = 2 \$/kWh için sistem çeşidi ve maliyetleri**

Elektrik Tarifesi=2\$/kWh için Sistem	BM (\$)	SM (\$)	EM(\$/kWh)	CO2 Salınımı
Şebeke-PV-RT-YP	1.276.860	3.320.820	1292	45.097
Şebeke-RT-YP	1.370.507	3.897.080	1515	49.158
Şebeke-RT-PV	2.460.000	4.464.068	1736	49.905
Şebeke-PV-YP	1.777.794	4.500.342	1750	60.479

Geleneksel enerji üretim yöntemlerine göre bu çalışmada kullanılan sistemler bakım-onarım maliyetlerinin minimum olması ve talep artışına göre boyutlarının değiştirilebilmesi avantajlarıyla göze çarpmaktadır. Öte yandan yüksek maliyetleri ve bölge karakteristiklerine bağlılıkları bu sistemlerin dezavantajları arasında görülmüştür.

Elden edilen sonuçlara göre yenilenebilir enerji sistemlerinin maliyet değerlerinde düşüşün kaydedilmesi, 24-saatlik yük profilini karşılamak için de depo enerji olarak hidrojenin kullanılması sistemin fizibilitesini artırmış ve şebekeye yükünü azaltmıştır. Modellemesi yapılan hibrit sistemde kullanılan ekipmanlara ait bazı performans ve maliyet değerleri simülasyon sonucu Tablo 15'deki gibi olmuştur.

**Tablo 15. Sistem bileşenlerinin performans sonuçları**

Optimizasyon Sonuçları			
RT Enerji Üretim Maliyeti	0,136 \$/kWh	PV Kapasite Faktörü	0,173
RT Kapasite Faktörü	0,233	PV Enerji Üretim Maliyeti	0,293 \$/kWh
YP Verimi	47,5%		

Tablo 15'deki türbin kapasite faktörü tesisin kurulacağı alanın, yapılan rüzgâr ölçümleri ile belirlenen yıllık ortalama rüzgâr hızında üretilen elektrik enerjisinin türbinin

maksimum gücüne ulaştığı rüzgâr hızında üreteceği elektrik enerjisine bölünmesinden elde edilen “%” cinsinden değerdir. Genelde rüzgâr santrallerinde kapasite faktörü %20-%45 arasında değişmekte olduğundan üretilen enerji için yatırım maliyetini etkilemektedir. [17] Aynı RT modelini kullanarak yapılan başka bir modellemede kapasite faktörü 0,3 olarak hesaplanmıştır ve bu çalışmadaki değere yakındır.[2] Yukarıdaki hesaplanan değerler, literatürde kabul edilen değerlerle uyumludur, dolayısıyla bu bize modellemede kullanılan girdilerin ile yapılan simülasyonun doğruluğu ve gerçeklik yüzdesi hakkında önemli sonuçlar ifade etmektedir.

## 6. Sonuç

Çalışma sonucuna göre hibrit YES’ler Şebekeden bağımsız sistemlere göre (%100 yenilenebilir sistem) daha uygulanabilir olmaktadır.

Pilot bölgedeki ortalama güneş radyasyonu, rüzgar hızı kapasitesi ve günümüz bileşen maliyetlerine göre, şebeke, PV ve hidrojen sisteminden oluşan hibrit yapı, fizibilite açısından en uygun sistem olarak hesaplanmıştır. Sözkonusu yapının enerji maliyeti 0,307\$/kWh olarak bulunmuştur.

Elde edilen sonuçlara göre, yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji arzında şebeke ile birlikte kullanılması ve mevcut sisteme adapte olarak şebeke ile yükü paylaşması günümüz koşullarında en uygulanabilir çözüm olarak görülmektedir. Zaten tüm dünyadaki benzer hibrit sistem uygulamalarına bakıldığında, yenilenebilir enerji kullanım oranı %11-25 arasında seyir etmektedir.[18]

Yapılan çalışmada, elektrik fiyatı, yenilenebilir enerji sistemi ekipmanlarının maliyet çarpanı ve izin verilen kapasite yetersizlik oranının optimum konfigürasyon modelinde ve enerji üretim maliyetinde önemli farklılıklara neden olduğu gözlenmiştir.

## 7. Kaynaklar

- [1] Lambert,T.,Gilman, P., Lilienthal, P., Micropower system Modelling with HOMER, John Wiley& Sons,Inc.
- [2] Elkinton, M. R., McGowan, J. G., Manwell, J. F., Wind Power Systems for zero net energy housing in the United States, Renewable Energy 34 (2009),1270-1278
- [3] Alphen, K., Sark, G.J.H.M., Hekkert, M., Renewable Energy Technologies in Maldives- determining the potential, Renewable and Sustainable Energy Reviews
- [4] Beccali, M., Brunone, S., Cellura, M., Franzitta, V.,Energy, economic and environmental analysis on RET-hydrogen systems in residential buildings, Renewable Energy 33 (2008), 366-382
- [5] Rehman, S., El-Amin. I.M., Ahmad, F., Shaahid, S.M., AlShehri,A.M.,Bakkashwain,J.M.,Shash,A.,2005.,Feasibility study of hybrid retrofits to an isolated off-grid diesel power plant, Renewable& Sustainable Energy Reviews.
- [6] Khan MJ, Iqbal MT. Pre-feasibility study of stand-alone hybrid energy systems for applications in Newfoundland. Renew Energy 2005;30:835–54.
- [7] Dalton, G.J., Lockington, D.A., Baldock, T.E., Feasibility analysis of stand-alone renewable energy supply options for a large hotel, Renewable Energy 33 (2008),1475-1490
- [8] Garde, R., Aguado, M., Ayerbe, E., Azcarate, C.,Blanco, R., Mallor, F., Rivas, D.,Economical assessment of a wind-hydrogen energy system using WindHyGen software, Int Journal of Hydrogen Energy 34 (2009).
- [9] Zoulias EI, Glockner R, Lymberopoulos N, Tsoutsos T, Vosseler I, Gavalda O, Mydske HJ, Taylor P.,

- Integration of hydrogen energy technologies in stand-alone power systems analysis of the current potential for applications. Ren Sust Energy Rev 2006;10(5):432–62.
- [10] Zoulias E.I., Lymberopoulos, N., 2006. Techno – economic analysis of the integration of hydrogen energy technologies in renewable energy-based stand-alone power systems, Renewable Energy.
  - [11] Lilienthal,P.,Givler,T.,Using HOMER Software, NREL’s Micropower Optimization Model, to Explore the Role of Gen-sets in Small Solar Power Systems, NREL Technical Report, Case Study:Sri Lanka,Power-Gen Conf. 2006.
  - [12] Leva, S., Zaninelli, D., Hybrid renewable energy-fuel cell system: Design and performance evaluation, Electric Power System Research 79 (2009),316-324.
  - [13] Lagorse, J., Paire, D., Miraoui, A., Sizing stand -alone street lighting system powered by a hybrid system using fuel cell, PV and battery, Renewable Energy 34 (2009).
  - [14] Levene, J., Kropski, B., Sverdrup, G., 2006. Wind Energy Production of Hydrogen and Electricity- Opportunities for Renewable Hydrogen, POWER-GEN Conference paper.
  - [15] Wen, C., Lin,Y., Lu, C., Performance of a proton exchange membrane fuel cell stack with thermally conductive pyrolytic graphite sheets for thermal management, Journal of Power Sources 189 (2009).
  - [16] <http://www.unizar.es/rdufo/hoga-eng.htm>.
  - [17] Gökçınar, R.E; Uyumaz, A.,2008, Rüzgar Enerjisi Maliyetleri ve Teşvikleri, VII. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, UTES’08, 17-19 Aralık 2008.
  - [18] Shaahid, S.M., Elhadidy, M.A., 2006. Technical and economic assessment of grid- independent hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for commercial loads in desert environments, Renewable and Sustainable Energy Reviews