

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**ORTA ÖÇEKLİ BİR OTELİN ELEKTRİK ENERJİSİNİN HİBRİT
SİSTEMLER İLE MODELLENMESİ VE OPTİMİZASYONU**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Mehmet Ercan DİNÇSOY**

Anabilim Dalı : Enerji Bilim ve Teknoloji

Programı : Enerji Bilim ve Teknoloji

Haziran 2010

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**ORTA ÖÇEKLİ BİR OTELİN ELEKTRİK ENERJİSİNİN HİBRİT
SİSTEMLER İLE MODELLENMESİ VE OPTİMİZASYONU**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Mehmet Ercan DİNÇSOY
(301081019)**

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 07 Mayıs 2010

Tezin Savunulduğu Tarih: 08 Haziran 2010

**Tez Danışmanı : Doç. Dr. Önder GÜLER (İTÜ)
Diğer Jüri Üyeleri: Prof. Dr. Sermin ONAYGİL (İTÜ)
Yrd. Doç. Dr. Güven KÖMÜRĞÖZ (İTÜ)**

Haziran 2010

ÖNSÖZ

Tez çalışmam süresince, yardımlarını ve desteğini esirgemeyen değerli hocam sayın Doç. Dr Önder GÜLER'e teşekkürlerimi sunarım.

Mayıs 2010

Mehmet Ercan DİNÇSOY

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	iii
İÇİNDEKİLER	v
KISALTMALAR	vii
ÇİZELGE LİSTESİ.....	ix
SEMBOL LİSTESİ	xiii
ÖZET.....	xv
SUMMARY	xvii
1. GİRİŞ	1
2. RÜZGAR ENERJİSİ.....	9
2.1.1 Yatay eksenli	9
2.1.2 Düşey eksenli	11
2.2.1 Kule	11
2.2.2 Kanat	12
2.2.3 Nasel ve içindeki elemanlar	12
2.2.3.1 Sapma mekanizması.....	13
2.2.3.2 Jeneratör	13
2.2.3.3 Dişli Kutusu (Gearbox).....	13
2.2.3.4 Diğer bileşenler	14
2.6.1 Stall kontrol.....	16
2.6.2 Kanat açısı (pitch) kontrol.....	16
3. GÜNEŞ ENERJİSİ	19
3.2.1 Açık Devre Gerilimi ve Kısa Devre Akımı	23
3.2.2 (İ-V) ve (P-V) Eğrileri	23
3.3.1 Zenit açısı	24
3.3.2 Saat açısı	25
3.3.3 Azimut açısı	25
3.3.4 Deklinasyon açısı	25
3.3.5 Güneş Geliş Açısı.....	26
3.5.1 Tek kristalli silisyum.....	27
3.5.2 Çok kristalli silisyum	27
3.5.3 İnce film	28
3.5.4 Amorf silisyum	28
3.7.1 Akü Çeşitleri	31
4. LİTERATÜR İNCELEMESİ	33
5. HOMER PROGRAMININ TANITIMI.....	37
6. HOMER İLE SİSTEM MODELLENMESİ.....	45
6.1.1 Yükün modellenmesi	45
6.1.2 Güneş Kaynağının Modellenmesi	46
6.1.3 Rüzgar Kaynağı Modellenmesi.....	47

6.1.4 Rüzgar Türbinin Modellenmesi	49
6.1.5 Fotovoltaik Sistemin Modellenmesi.....	49
6.1.6 Akü Modellenmesi	50
6.1.7 Dönüştürücü (Converter) Modellenmesi.....	50
6.1.8 Şebekenin Modellenmesi	51
6.1.9 Ekonominin Modellenmesi	51
6.1.10 Sistem kontrolünün modellenmesi	52
6.1.11 Sıcaklığın modellenmesi	52
6.1.12 Jeneratörün modellenmesi.....	52
6.2.1 1500 kW'lık Rüzgar Türbini Kullanılarak Oluşturulan Senaryolar.....	53
6.2.1.1 Şebeke-Rüzgar Türbini-Güneş Paneli	53
6.2.1.2 Şebeke-Jeneratör-Rüzgar Türbini-Güneş Paneli	60
6.2.1.3 Şebeke-Rüzgar türbini-Güneş Paneli	66
6.2.1.4 Şebeke-Rüzgar türbini.....	69
6.2.2 900 kW'lık Rüzgar Türbini Kullanılarak Oluşturulan Senaryolar.....	70
6.2.2.1 Şebeke-Rüzgar Türbini-Güneş Paneli	70
6.2.2.2 Şebeke-Jeneratör-Rüzgar Türbini-Güneş Paneli	77
6.2.2.3 Şebeke-Rüzgar türbini-Güneş Paneli	84
6.2.2.4 Şebeke-Rüzgar türbini.....	86
6.2.3 Şebeke-Güneş Paneli.....	88
7. SONUÇ.....	91
KAYNAKLAR.....	95
EKLER.....	99
ÖZGEÇMİŞ.....	103

KISALTMALAR

HOMER	: Hybrid Optimization Model for Electric Renewables
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
DC	: Doğru Akım
EİE	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
PV	: Fotovoltaik Panel
RT	: Rüzgar Türbini
COE	: Enerji Maliyeti
NPC	: Net Bugünkü Maliyet
NREL	: National Renewable Energy Laboratory
STK	: Standart Test Koşulları
YEKO	: Yenilenebilir Enerji Kullanma Oranı

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 1.1 : Türkiye elektrik sistemi puant güç talebi.....	4
Çizelge 1.2 : Türkiye'deki işletmedeki lisanslı rüzgar santralleri.....	8
Çizelge 2.1 : Farklı arazi koşullarına ait pürüzlülük katsayıları.....	15
Çizelge 2.2 : Farklı firmalara ait kule boyları	15
Çizelge 3.1 : Güneş pilleri verim değerleri.....	28
Çizelge 3.2 : Akülerde bulunması gereken özellikler.....	31
Çizelge 4.1 : İncelenen makalelerden alınan fiyatlar.....	36
Çizelge 6.1 : Ortalama güneş ışınım verileri	46
Çizelge 6.2 : Ortalama rüzgar hızları.....	48
Çizelge 6.3 : Kullanılan Fiyatlar.....	52
Çizelge 6.4 : Optimizasyon sonuçları.....	54
Çizelge 6.5 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı	55
Çizelge 6.6 : Optimizasyon sonuçları.....	55
Çizelge 6.7 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı	56
Çizelge 6.8 : Optimizasyon sonuçları.....	57
Çizelge 6.9 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı	58
Çizelge 6.10 : Optimizasyon sonuçları.....	58
Çizelge 6.11 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı	59
Çizelge 6.12 : Optimizasyon sonuçları.....	60
Çizelge 6.13 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı	62
Çizelge 6.14 : Optimizasyon sonuçları.....	62
Çizelge 6.16 : Optimizasyon sonuçları.....	64
Çizelge 6.18 : Optimizasyon sonuçları.....	67
Çizelge 6.20 : Optimizasyon sonuçları.....	69
Çizelge 6.22 : Optimizasyon sonuçları.....	70
Çizelge 6.24 : Optimizasyon sonuçları.....	72
Çizelge 6.26 : Optimizasyon sonuçları.....	73
Çizelge 6.28 : Optimizasyon sonuçları.....	75
Çizelge 6.30 : Optimizasyon sonuçları.....	77
Çizelge 6.32 : Optimizasyon sonuçları.....	79
Çizelge 6.34 : Optimizasyon sonuçları.....	82
Çizelge 6.36 : Optimizasyon sonuçları.....	84
Çizelge 6.38 : Optimizasyon sonuçları.....	87
Çizelge 6.40 : Optimizasyon sonuçları.....	88
Çizelge 6.42 : İncelenen sistemlerin toplu sonuçları.....	90

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 1.1 : 2007 yılı birincil enerji kaynakları kullanım miktarları.....	1
Şekil 1.2 : Elektrik üretiminde kullanılan kaynakların miktarları.....	3
Şekil 1.3 : Türkiye'deki elektrik tüketimi.....	4
Şekil 1.4 : İEA PVPS Topluluğuna üye ülkelerin toplam kurulu güçleri.....	5
Şekil 1.5 : Türkiye'deki toplam fotovoltaik kurulu gücü.....	6
Şekil 1.6 : Dünyada yıllık olarak gerçekleştirilen rüzgar gücü kurulumu.....	6
Şekil 1.7 : Dünyadaki toplam rüzgar kurulu gücü.....	7
Şekil 2.1 : Yatay ve düşey eksenli rüzgar türbinleri.....	9
Şekil 2.2 : Tek kanatlı, iki kanatlı, üç kanatlı ve çok kanatlı rüzgar türbinleri.....	10
Şekil 2.3 : Rüzgar altı ve rüzgar üstü türbinler.....	10
Şekil 2.4 : Türbin bileşenleri.....	11
Şekil 2.5 : Rüzgar türbinini oluşturan parçalar.....	12
Şekil 2.6 : Durma (stall) ve Adım (pitch) kontrollü türbindeki güç çıkışı eğrisi.....	17
Şekil 3.1 : Fotovoltaik Hücre, Modül, Panel ve Solar Dizisi.....	19
Şekil 3.2 : P-N Eklem bölgesinin oluşumu.....	20
Şekil 3.3 : Valans ve iletkenlik bandı.....	21
Şekil 3.4 : Güneş panelinin kesit görünümü.....	21
Şekil 3.5 : PV Hücre Eşdeğer Devresi.....	22
Şekil 3.6 : PV modülün akım-gerilim grafiği.....	23
Şekil 3.7 : Güneş ışığı altında (P-V) grafiği.....	24
Şekil 3.8 : Dünya üzerindeki sabit bir noktaya göre güneşin konumu.....	25
Şekil 3.9 : Eğim, azimut ve güneş geliş açısı.....	26
Şekil 3.10 : Güneşin Mevsimlere Göre İzlediği Yörüngeler.....	29
Şekil 3.11 : Güneşi Tek Eksende İzleyen Panelin Hareketi.....	29
Şekil 3.12 : Güneşi İki Eksende İzleyen Panelin Hareketi.....	30
Şekil 5.1 : Simülasyon, optimizasyon ve hassaslık analizi arasındaki ilişki.....	38
Şekil 5.2 : Örnek sistem konfigürasyonları.....	39
Şekil 5.3 : 140 Farklı Sistem Konfigürasyonunu İçeren Durum.....	41
Şekil 5.4 : Sistem konfigürasyonlarını gösteren toplu optimizasyon sonuçları.....	42
Şekil 6.1 : Kullanılan yük profilleri.....	46
Şekil 6.2 : Ortalama güneş ışınimleri.....	47
Şekil 6.3 : Rüzgar hızları dağılımı.....	48
Şekil 6.4 : İncelenen sistemin blok şeması.....	53
Şekil 6.6 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı.....	54
Şekil 6.7 : Aylık ortalama elektrik üretimleri.....	56
Şekil 6.8 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı.....	56
Şekil 6.9 : Aylık ortalama elektrik üretimleri.....	57
Şekil 6.10 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı.....	57
Şekil 6.11 : Aylık ortalama elektrik üretimleri.....	58
Şekil 6.12 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı.....	59
Şekil 6.13 : İncelenen sistemin blok şeması.....	60
Şekil 6.14 : Aylık ortalama elektrik üretimleri.....	61

Şekil 6.15 : Fotovoltaik panelin zamana bağlı çıkışı	61
Şekil 6.16 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı	61
Şekil 6.17 : Jeneratörün zamana bağlı çıkışı.....	61
Şekil 6.18 : Aylık ortalama elektrik üretimleri	63
Şekil 6.19 : Fotovoltaik panelin zamana bağlı çıkışı	63
Şekil 6.20 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkış gücü	63
Şekil 6.21 : Jeneratörün zaman bağlı çıkış gücü.....	64
Şekil 6.22 : Aylık ortalama elektrik üretimleri	65
Şekil 6.23 : Fotovoltaik panelin zamana bağlı çıkışı	65
Şekil 6.24 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı	65
Şekil 6.25 : Jeneratörün zaman bağlı çıkışı	66
Şekil 6.26 : İncelenen sistemin blok şeması	66
Şekil 6.27 : Aylık ortalama elektrik üretimleri	67
Şekil 6.28 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı	67
Şekil 6.29 : Fotovoltaik panelin zamana bağlı çıkışı	68
Şekil 6.30 : İncelenen sistemin blok şeması	69
Şekil 6.31 : Aylık ortalama elektrik üretimleri	69
Şekil 6.32 : İncelenen sistemin blok şeması	70
Şekil 6.34 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı	71
Şekil 6.35 : Aylık ortalama elektrik üretimleri	72
Şekil 6.36 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı	73
Şekil 6.37 : Aylık ortalama elektrik üretimleri	74
Şekil 6.38 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı	74
Şekil 6.39 : Aylık ortalama elektrik üretimleri	75
Şekil 6.40 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı	76
Şekil 6.41 : Fotovoltaik panelin zamana bağlı çıkışı	76
Şekil 6.42 : İncelenen sistemin blok şeması	77
Şekil 6.43 : Aylık ortalama elektrik üretimleri	78
Şekil 6.44 : Fotovoltaik panelin zamana bağlı çıkışı	78
Şekil 6.45 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı	78
Şekil 6.46 : Jeneratörün zamana bağlı çıkışı.....	79
Şekil 6.47 : Aylık ortalama elektrik üretimleri	80
Şekil 6.48 : Fotovoltaik panelin zamana bağlı çıkışı	80
Şekil 6.49 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı	81
Şekil 6.50 : Jeneratörün zaman bağlı çıkış gücü.....	81
Şekil 6.51 : Aylık ortalama elektrik üretimleri	82
Şekil 6.52 : Fotovoltaik panelin zamana bağlı çıkışı	83
Şekil 6.53 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı	83
Şekil 6.54 : Jeneratörün zaman bağlı çıkışı	83
Şekil 6.55 : İncelenen sistemin blok şeması	84
Şekil 6.56 : Aylık ortalama elektrik üretimleri	85
Şekil 6.57 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı	85
Şekil 6.58 : Fotovoltaik panelin zamana bağlı çıkışı	86
Şekil 6.59 : İncelenen sistemin blok şeması	86
Şekil 6.60 : Aylık ortalama elektrik üretimleri	87
Şekil 6.61 : İncelenecek sistemin blok şeması.....	88
Şekil 6.62 : Aylık ortalama elektrik Üretimi	88

SEMBOL LİSTESİ

k	: Şekil parametresi
c	: Ölçek parametresi
V₁	: Ölçülmüş rüzgar hızı
V₂	: İstenen rüzgar hızı
h₁	: Ölçüm yapılan yükseklik
h₂	: Kullanılacak yükseklik
a	: Pürüzlülük katsayısı
P	: Rüzgardan elde edilen güç
r	: Rotor yarıçapı
C_p	: Betz limit
I	: Çıkış akımı
I_d	: Diyot akımı
R_{SH}	: Paralel direnç
R_S	: İç direnç
I_{SH}	: Sızıntı akımı
K	: Boltzman sabiti
I_{SC}	: Kısa devre akımı
V_{OC}	: Açık devre gerilimi
Y_{PV}	: Standart test koşulları altındaki çıkış gücü
f_{PV}	: Azalma faktörü
α_p	: Sıcaklık güç katsayısı
S	: Hurda değeri
R_{rem}	: Elemanın kalan ömrü
R_{comp}	: Elemanın yaşam süresi
CRF	: Anaparayı geri kazanma faktörü

ORTA ÖLÇEKLİ BİR OTELİN ELEKTRİK ENERJİSİNİN HİBRİT SİSTEMLER İLE MODELLENMESİ VE OPTİMİZASYONU

ÖZET

Elektrik tüketiminin her geçen yıl artması, kullanılan kaynakların ise ağırlıklı olarak fosil kaynaklar oluşu ve bu kaynakların rezervlerinin sınırlı olması, elde edilme zorluğu ve dışa bağımlık gibi etkenler, yenilenebilir enerji kaynaklarına verilen önemi artırmıştır. Ayrıca, fosil kaynakların kullanımı sonucu açığa çıkan sera gazlarının etkisi ile meydana gelen küresel ısınma ve hava kalitesinin bozulması gibi çevresel sorunlarda, yenilenebilir enerji kaynaklarını öne çıkaran diğer etkenlerdir. Bunların yanında, rüzgar türbinleri ve güneş panelleri kullanılarak enerji üretimi sırasında herhangi bir fosil kaynağa gerek duyulmaması da bu sistemlerin diğer bir avantajıdır.

Bu çalışmada, Ege bölgesinde bulunan bir otelin enerji ihtiyacını karşılayacak optimum sistem konfigürasyonunu belirlemek amacıyla, HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) programı kullanılmıştır. Optimum sistem aranırken, şebeke bağlantılı veya şebeke bağlantısı sadece elektrik satışı için kullanılan, şebeke yerine dizel jeneratörün kullanıldığı, sadece yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı ile yükün karşılanması gibi durumları içeren farklı senaryolar incelenmiştir. Yükün tamamının yenilenebilir kaynaklar kullanılarak karşılanması durumunda da, sadece ihtiyaç fazlası elektriği şebekeye satmak için bu sistem konfigürasyonlarında da şebeke bağlantısı kullanılmıştır. Bu senaryoların herbiri, 1500 kW ve 900 kW gibi iki farklı anma değerine sahip rüzgar türbini kullanılarak da ayrı ayrı ele alınmıştır. Ayrıca, bu senaryoların içinde, elektrik fiyatının artması, dizel yakıt fiyatının artması ve azalması gibi durumlar da göz önüne alınarak modellemeler yapılmış ve bunların arasından optimum sistem bulunmaya çalışılmıştır.

MODELLING AND OPTIMIZATION OF MEDIUM-SIZED HOTEL'S ELECTRICAL ENERGY WITH HYBRID SYSTEMS

SUMMARY

Because of the increasing electrical consumption every year and the sources, which gets electrical energy, mostly depends on fossil sources, raises the importance of the renewable energy. Besides these, limited fossil sources, dependence on foreign country to get these sources and greenhouse gases, which arise from the use of fossil sources, cause global warming and deteriorate of the air quality another reasons to put forward of the renewable energy sources. Additionally, getting energy via using wind turbines and PV modules do not require fossil sources, so this is the another advantage of these systems.

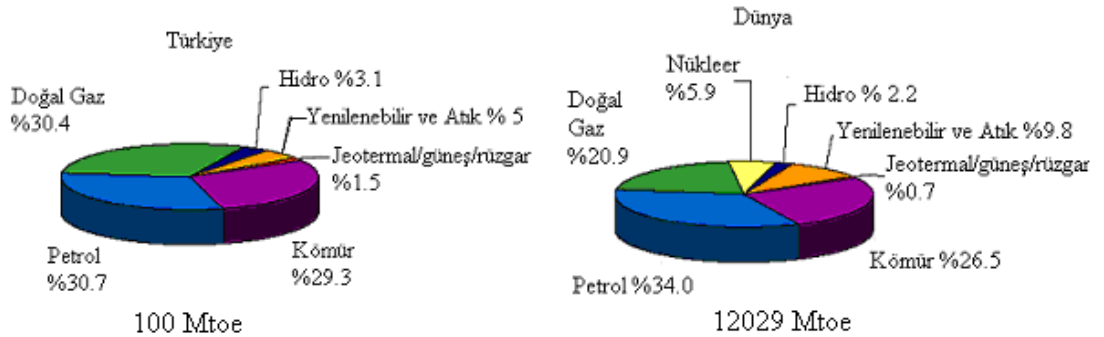
In my thesis, for the purpose of determine of the optimum system configuration, which meet the energy demand of the hotel at Aegean region, HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable) is used. While trying to find the optimum system, scenarios such as connected to grid or use of grid only saling for electricity to grid, use of diesel generator instead of grid and use of only renewable energy sources to meet the enegy demand, are analyzed. While meeting the required energy from the renewable sources, grid is used too, for only saling excess electricy to grid. Moreover each scenarios are examined for two different wind turbines such as 1500 kW and 900 kW. And also, situations of increasing the grid price, which get energy from grid, increasing and decreasing of the diesel fuel price are analyzed too.

1. GİRİŞ

Enerji günlük yaşamımızı etkileyen ve biçimlendiren en önemli faktörlerdendir. Su ve gıda gibi temel yaşam ihtiyaçlarının elde edilmesi ve taşınmasında da enerji kullanılmaktadır. Bu gibi nedenlerle enerjiye hayatın bir çok alanında ihtiyaç duyulmaktadır.

Son zamanlarda, hem jeopolitik hem de çevre kirliliği ile ilgili endişeler, başta Çin olmak üzere kalkınmakta olan ülkelerde yaşanan hızlı talep artışı, ve Suudi Arabistan da dahil olmak üzere petrol zengini ülkelerin rezervleri ve üretim kapasiteleri hakkında artan şüpheler yenilenebilir kaynak ve teknolojilerine verilen önemi artırmıştır [1].

Halen çoğu ülkede enerji için ağırlıklı olarak kömür, petrol, doğalgaz gibi fosil kaynaklı yakıtlar kullanılmaktadır. Fosil kaynaklı yakıt kullanımı dünya genelinde de en çok kullanılan yakıt türüdür. Yalnız bu kaynakların fiyatı, elde edilme kolaylığı, başka ülkelere bağımlılığı, insan sağlığı ve çevre üzerine etkileri, bu kaynakların ülkeden ülkeye farklı oranlarda kullanılmasına sebep olmaktadır [2]. Örneğin dünyada kullanılan birincil enerji kaynakları ile, Türkiye’de kullanılan birincil enerji kaynakları ve kullanım miktarları birbirinden farklıdır. 2007 yılında, dünyada ve Türkiye’de kullanılan birincil enerji kaynakları ve bunların kullanım miktarları Şekil 1.1’de verilmiştir.



Şekil 1.1 : 2007 yılı birincil enerji kaynakları kullanım miktarları [3]

Dünyada petrol kullanımı, tüm kaynakların içinde %34'lük bir oranı teşkil ederken, Türkiye’de ise %30.7 değerindedir. Bunun yanında kömür ve doğal gaz kullanımları

Türkiye’de sırasıyla %30.4 ve %30.7 iken dünyada %20.9 ve %26.5’tir. Hidroelektrik kullanımı ise %3.1 değerinde olup, dünyadaki %2.2’lik değer üzerinde. Yenilenebilir enerji (jeotermal-rüzgar-güneş) kullanımı ise dünyada %0.7 iken, Türkiye’de %1.5’lik bir değere sahiptir. Yalnız, nükleer enerji kullanımı dünyada %5.9’luk bir değere ulaşmışken, Türkiye’de hala nükleer enerji kullanılmamaktadır.

Fosil kaynaklı yakıtlar yenilenebilir değildir [5]. Dolayısıyla rezervlerin tükenmesiyle, fiyat artışları ve temin güçlükleri ortaya çıkacaktır. Bunların yanında, fosil yakıtların kullanılacağı tesise taşınması da ayrı bir maliyeti ortaya çıkarmaktadır.

1970 yılında yaşanan petrol fiyatı artışları ve aynı yıllarda ciddiyeti iyice anlaşılan çevre kirliliği, alternatif enerji kaynakları ve üretim teknolojileri için yapılan araştırmaları hızlandırmıştır [1]. Özellikle yenilenebilir enerji önem kazanmıştır. Bunlar arasında ise rüzgar enerjisi ve güneş enerjisi öne çıkmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının en önemli avantajlarından biri de çevre dostu olmalarıdır. Buna karşın, fosil yakıtların kullanılmasıyla CO₂, CO, SO₂ ve (NO)_x gibi gazlar açığa çıkmaktadır. Bu gazlar da insan ve çevre sağlığını olumsuz yönde etkilemektedir. Örneğin atmosferdeki CO₂ miktarının artması, sera etkisine ve oksijen miktarının düşmesine sebep olmaktadır.

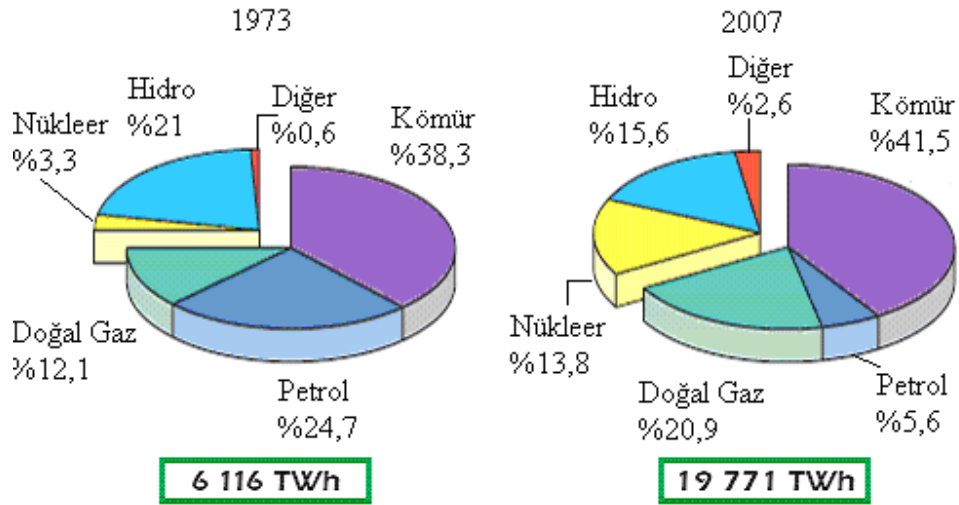
Sonuç olarak yenilenebilir enerji kaynakları olan, rüzgar ve güneş enerjisinin, geleceğe dönük olarak kullanılacak, enerji miktarının belirlenmesinde ve planlanmasında güçlükler olması ve ilk yatırım maliyetlerinin yüksek olması gibi dezavantajlarının olmasına karşın, çevreyi kirletmemesi, hammadde maliyeti olmaması, ülkenin kendi kaynağı olup dışa bağımlılık yaratmaması gibi avantajları ile de öne çıkmaktadır.

Bu çalışmada ise, Ege bölgesinde bulunan bir otelin enerji ihtiyacının, yenilenebilir enerji kaynakları olan, rüzgar ve güneş enerjisinden oluşan hibrit bir sistemle karşılanması için gerekli olan sistem konfigürasyonu araştırılacaktır. Bu sistem konfigürasyonu, şebekeden bağımsız rüzgar türbini, güneş paneli ve akü grubundan oluşan hibrit bir sistem olabileceği gibi, şebekeye bağlı yalnızca rüzgar türbini ve akü grubundan oluşan bir sistem de olabilmektedir. Bunun için otelin saatlik yük verileri, otelin bulunduğu bölgenin bir yıllık rüzgar hızı verileri ve güneş ışınımı değerleri

temin edilmiştir. Bu veriler kullanılarak hibrit sistemi oluşturan ekipmanlar (rüzgar türbini, güneş paneli, akü sayısı gibi) belirlenecek ve güncel fiyatlar kullanılarak da toplam net bugünkü değer yardımı ile optimum sistem elde edilmeye çalışılacaktır.

1.1 Dünyada Elektrik Enerjisi

Dünya nüfusundaki artış, teknolojik gelişmeler ve insanların yaşam standartlarının gelişmesi ile, elektrik tüketimi de artış göstermeye başlamıştır. Dünyada, 1973 yılında %9.4 olan elektrik tüketimi, 2007 yılında %17.1 gibi bir değere ulaşmıştır.[4] Bu artan talebi karşılamak için ihtiyaç duyulan elektrik enerjisi, hem yenilenebilir, hem de tükenbilir kaynaklardan elde edilebilir. Son yıllarda hidroelektrik ve petrolden elde edilen elektrik enerjisinin, toplam tüketimindeki paylarında düşüş yaşanmış, buna karşın doğal gaz, yenilenebilir enerji ve nükleerden elde edilen elektrik enerjisinin, toplam tüketimdeki paylarında ise artış gözlenmiştir. Dünyadaki elektrik üretimin kaynaklara göre dağılımı Şekil 1.2’de gösterilmiştir.



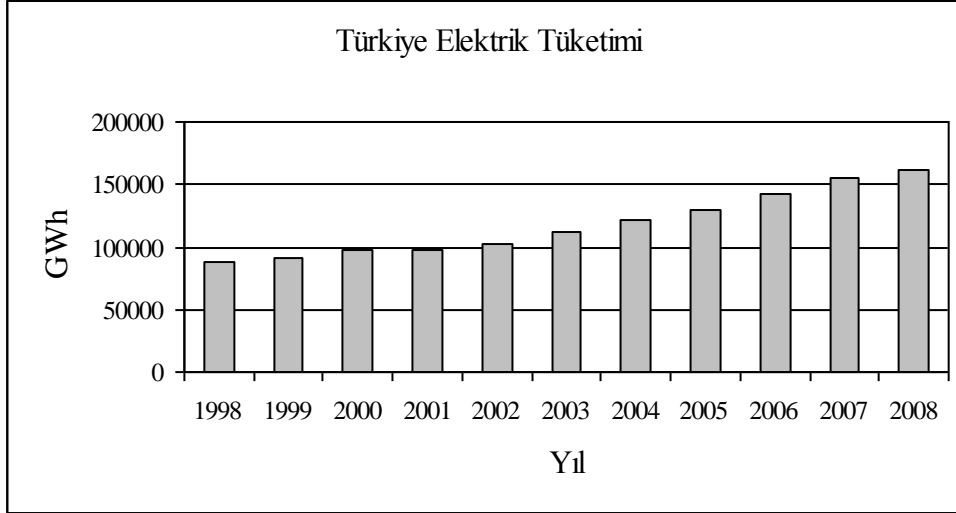
Şekil 1.2 : Elektrik üretiminde kullanılan kaynakların miktarları [4]

Diğer olarak tanımlanan kısım, güneş, jeotermal, rüzgar ve biyokütleden üretilen elektrik enerjisi miktarını temsil eder.

1.2 Türkiye’de Elektrik Enerjisi

Türkiye’de de, dünyadaki elektrik tüketimine paralel olarak her geçen yıl bir artış gözlenmiştir. 1998 ve 2008 yılları arasındaki artışları gösteren grafik Şekil 1.3’te verilmiştir [6].

Türkiye elektrik enerjisi brüt tüketimi (Türkiye brüt üretimi+dış alım–dış satım) 2007 yılında %8.8 artış ile 190 TWh, 2008 yılında ise %4.2 artış ile 198.1 TWh olarak gerçekleşmiştir. Türkiye net tüketimi (iç tüketim, şebeke kaybı ve kaçaklar dahil) 2007 yılında 155.1 TWh, 2008 yılında ise 161.9 TWh olmuştur [7].



Şekil 1.3 : Türkiye’deki elektrik tüketimi [6]

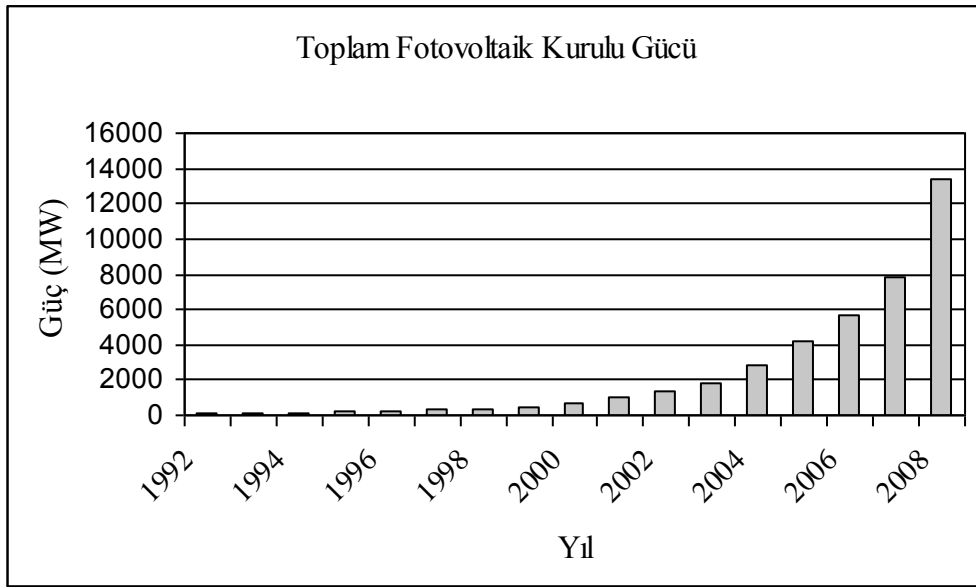
Türkiye enterkonnekte sistemi yıllar itibariyle ani puant talebi ve enerji gelişimi Çizelge 1.1’de verilmektedir. 2007 yılında puant talep 29249 MW, Minimum Yük 11100 MW olarak gerçekleşmiştir. 2008 yılında ise puant talep 30517 MW, Minimum Yük 10409 MW olarak gerçekleşmiştir [7].

Çizelge 1.1 : Türkiye elektrik sistemi puant güç ve enerji talebi[7]

	Puant Güç Talebi (MW)	Artış (%)	Enerji Talebi (GWh)	Artış (%)
1999	18938	6,4	118485	3,9
2000	19390	2,4	128276	8,3
2001	19612	1,1	126871	-1,1
2002	21006	7,1	132553	4,5
2003	21729	3,4	141151	6,5
2004	23485	8,1	150018	6,3
2005	25174	7,2	160794	7,2
2006	27594	9,6	174637	8,6
2007	29249	6,0	190000	8,8
2008	30517	4,3	198085	4,2

1.3 Fotovoltaik Sistemlerin Dünyadaki ve Türkiye'deki Durumu

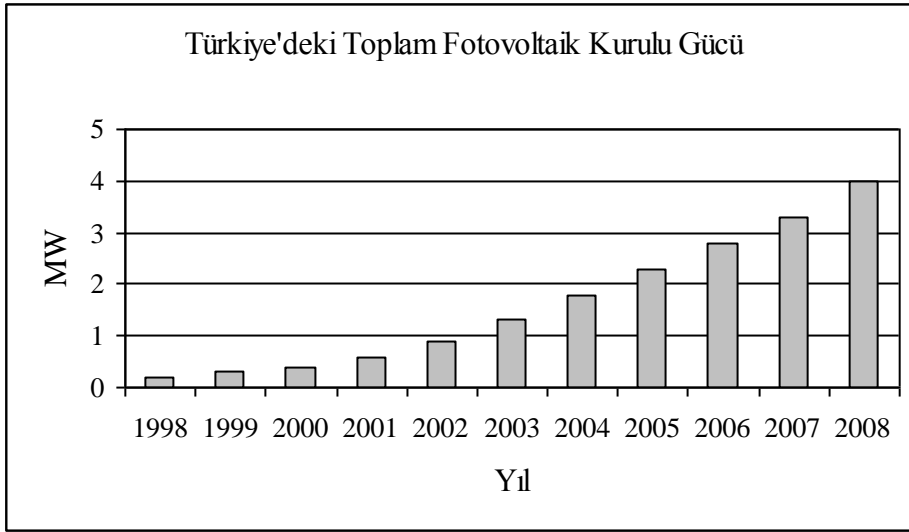
Uluslararası enerji ajansı, fotovoltaik güç sistemleri topluluğu, (İEA PVPS countries) aralarında Türkiye'nin de bulunduğu 21 ülkenin katılımı ile oluşturulmuş bir topluluktur. 2008 yılında bu topluluğa üye ülkelerde, yaklaşık olarak 5,56GW'lık fotovoltaik güç kurulumu yapılmıştır ve toplam kurulu güç ise 13,4 GW değerine ulaşmıştır. İspanya ve Almanya, bu kurulu gücün yaklaşık olarak %75'lik bir kısmını oluşturmaktadır. Bu kurulu gücün yaklaşık 12,7 GW'lık kısmı şebeke bağlantılı olup, 0,7 GW'lık kısmı ise şebekeden bağımsızdır. Şekil 1.4'ten de görüldüğü gibi her geçen yıl fotovoltaik kurulu gücü bir artış göstermiştir [8].



Şekil 1.4 : İEA PVPS Topluluğuna üye ülkelerin toplam kurulu güçleri.[8]

Türkiye'de ise, 1998 yılında 0,2 MW olan kurulu kapasite, 2005 yılında 2,3MW, 2007 yılında 3,3MW ve 2008 yılında ise 4 MW değerine ulaşmıştır. Bunun da 3750 kW'lık kısmı şebekeden bağımsız, 750 kW'lık kısmı ise şebeke bağlantılıdır.

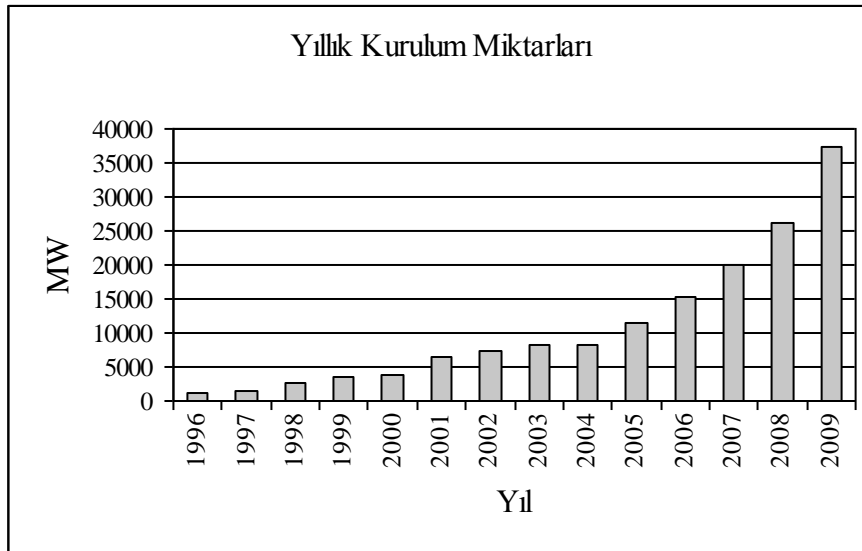
Türkiye'nin sahip olduğu toplam fotovoltaik kurulu gücü Şekil 1.5'te verilmiştir.



Şekil 1.5 : Türkiye'deki toplam fotovoltaik kurulu gücü [8]

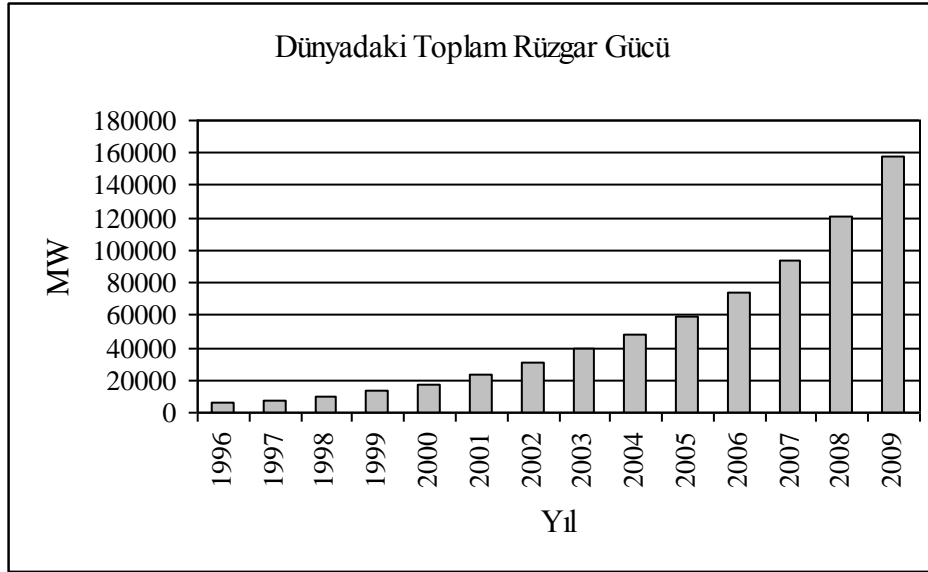
1.4 Rüzgar Enerjisinin Dünyadaki ve Türkiye'deki Durumu

Dünyada 2008 yılında yaklaşık olarak 26 GW'lık rüzgar türbini kurulumu yapılmıştır. Bu değer 2009 yılında %42'lik bir artış göstermiş ve 37 GW'lık kurulum gerçekleştirilmiştir. Şekil 1.6'da yıllık olarak yapılan kurulum miktarları verilmiştir.



Şekil 1.6 : Dünyada yıllık olarak gerçekleştirilen rüzgar gücü kurulumu [9]

Toplam kurulu kapasite ise, Şekil 1.7’de verildiği gibi, 2008 yılında 121 GW iken, 2009 yılında 158 GW olmuştur [9].



Şekil 1.7 : Dünyadaki toplam rüzgar kurulu gücü [9]

Avrupa rüzgar enerjisi topluluğu (EWEA), 27 Avrupa Birliği üyesi ülkenin, 2020 yılındaki toplam rüzgar kurulu gücünü, düşük ve yüksek senaryolar olarak iki şekilde değerlendirmiştir. Düşük olan senaryoda, 230 GW’lık toplam kurulu kapasite ve 580 TWh elektrik üretimi, yüksek olan senaryoda ise, 265 GW kurulu güç ve 681 TWh’lik elektrik üretimi değerlerine ulaşılacağı öngörülmüştür. Bunun yanında, rüzgar gücünün 2008 yılında, toplam kurulu kapasitedeki payı %8,1 iken, bunun 2020 yılında, 230 GW olacağı düşünülen rüzgar kurulu gücü ile %24,2 değerine ulaşması beklenmektedir [10].

Türkiye’nin işletmedeki toplam rüzgar kapasitesi 831,55 MW olup bunun 17,4 MW’lık kısmı ise yap-işlet-devret rüzgar santralleridir. Türkiye işletme halinde olan rüzgar santralleri ve kapasiteleri Çizelge 1.2’de verilmiştir [11].

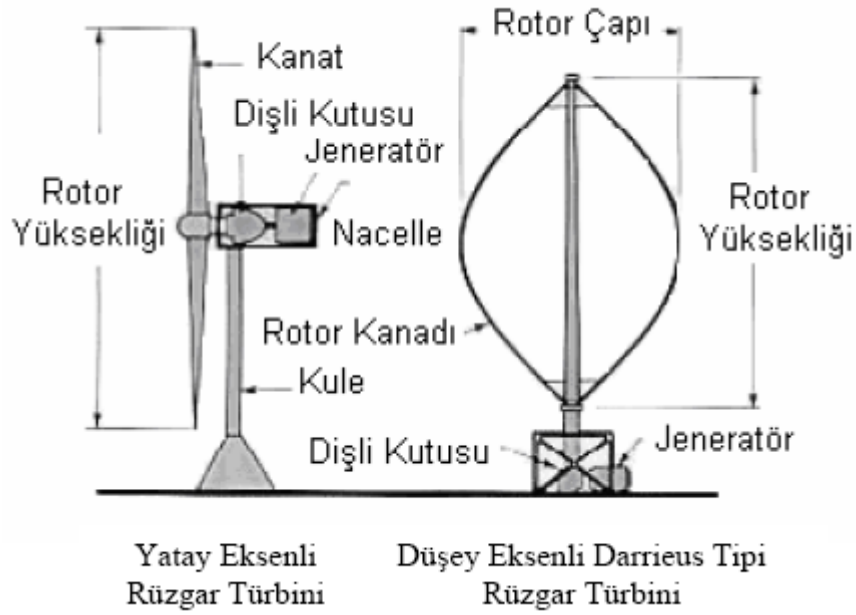
Çizelge 1.2 : Türkiye’de işletmedeki lisanslı rüzgar santralleri [11]

İşletmedeki Lisanslı Rüzgar Santralleri		
Mevkii	Şirket	Kurulu Güç (MW)
İzmir-Çeşme	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	1,50
Çanakkale-İntepe	Anemon Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	30,40
Manisa-Akhisar	Deniz Elektrik Üretim Ltd. Şti.	10,80
Çanakkale-Gelibolu	Doğal Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	14,90
Manisa-Sayalar	Doğal Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	34,20
İstanbul-Çatalca	Ertürk Elektrik Üretim A.Ş.	60,00
İzmir-Aliğa	İnnores Elektrik Üretim A.Ş.	42,50
İstanbul-Gaziosmanpaşa	Lodos Elektrik Üretim A.Ş.	24,00
İzmir-Çeşme	Mare Manastır Rüzgar Enerjisi Santralı San. ve Tic. A.Ş.	39,20
İstanbul-Hadımköy	Sunjüt Sun’i Jüt San. ve Tic. A.Ş	1,20
İstanbul-Silivri	Teperes Elektrik Üretim A.Ş.	0,85
Balıkesir-Bandırma	Yapısan Elektrik Üretim A.Ş.	30,00
Balıkesir-Şamlı	Baki Elektrik Üretim Ltd. Şti.	90,00
Muğla-Datça	Dares Datça Rüzgar Enerji Santralı Sanayi ve Ticaret A.Ş.	29,60
Hatay-Samandağ	Deniz Elektrik Üretim Ltd. Şti.	20,00
Aydın-Didim	Ayen Enerji A.Ş.	31,50
Çanakkale-Ezine	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	20,80
Balıkesir-Susurluk	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	18,90
Osmaniye-Bahçe	Rotor Elektrik Üretim A.Ş.	77,50
İzmir-Bergama	Ütopya Elektrik Üretim Sanayi ve Ticaret A.Ş.	15,00
İzmir-Çeşme	Mazı-3 Rüzgar Enerjisi Santralı Elektrik Üretim A.Ş.	22,50
Balıkesir-Bandırma	Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.	15,00
Balıkesir-Bandırma	Borasco Enerji ve Kimya Sanayi ve Ticaret A.Ş.	45,00
Manisa-Soma	Soma Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	45,00
Hatay-Belen	Belen Elektrik Üretim A.Ş.	30,00
Tekirdağ-Şarköy	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	28,80
İzmir-Urla	Kores Kocadağ Rüzgar Enerji Santralı Üretim A.Ş.	15,00
Balıkesir-Bandırma	As Makinsan Temiz Enerji Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	20,00
KAPASİTE TOPLAMI		814,15
İşletmedeki Yap-İşlet-Devret Rüzgar Santralleri		
Mevkii	Şirket	Kurulu Güç (MW)
İzmir-Çeşme	Ares Alaçatı Rüzgar Enerjisi Sant. San. ve Tic. A.Ş.	7,20
Çanakkale-Bozcaada	Bores Bozcaada Rüzgar Enj. Sant. San. ve Tic. A.Ş.	10,20
KAPASİTE TOPLAMI		17,40
İŞLETMEDEKİ TOPLAM KAPASİTE		831,55

2. RÜZGAR ENERJİSİ

2.1 Rüzgar Türbin Çeşitleri

Rüzgar enerjisi teknolojisinin başlamasından bu yana, çeşitli rüzgar türbini tasarımları yapılmıştır. Bazıları yaratıcı tasarımlara sahip olmalarına rağmen, ticari açıdan kabul görmemiştir. Rüzgar türbinlerini sınıflandırmanın bir çok yolu olmasına rağmen, genellikle dönme eksenlerine göre, yatay ve dikey eksenli olarak sınıflandırma yapılmaktadır. Şekil 2.1'de, yatay ve dikey eksenli türbinler gösterilmiştir [12].



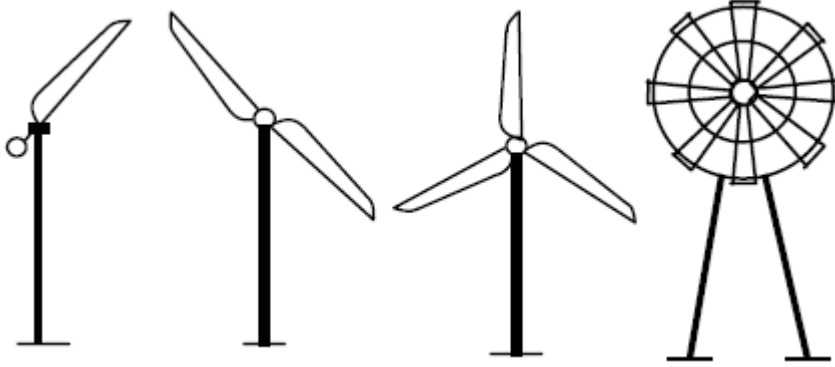
Şekil 2.1 : Yatay ve dikey eksenli rüzgar türbinleri [13]

2.1.1 Yatay eksenli

Yatay eksenli rüzgar türbinleri, yeryüzüne ve rüzgara paralel olan dönme eksenine sahiptirler. Ticari amaçla kullanılan birçok rüzgar türbini de bu kategoride yer almaktadır. Yatay eksenli rüzgar türbinleri, düşük hızlarda devreye girme özelliğine sahiptirler. Yalnız, jeneratör ve dişli kutusunu kulenin üzerine yerleştirmek tasarımı daha karmaşık ve pahalı hale getirmektedir. Bir başka dezavantajı da, türbinin

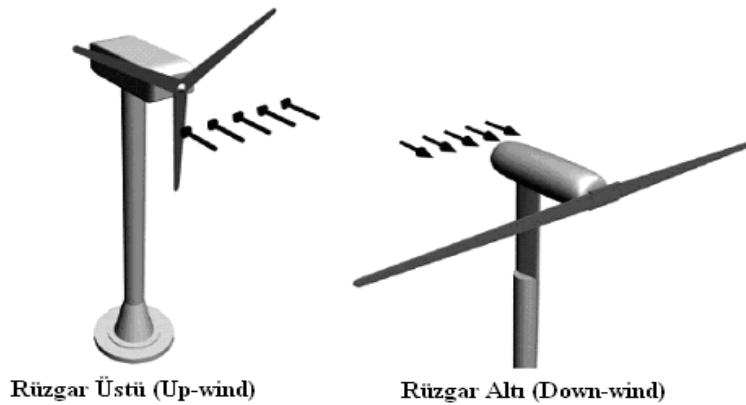
rüzgara dönmesini sağlayan kuyruk ve sapma mekanizmasına (yaw system) gereksinim duymasıdır.

Yatay eksenli rüzgar türbinleri kanat sayılarına göre de, tek kanatlı, iki kanatlı, üç kanatlı ve çok sayıda kanada sahip olmalarına göre de sınıflandırılırlar. Kanat sayılarına göre türbin çeşitleri Şekil 2.2’de verilmiştir. Bunların içinde en yaygın olanı da 3 kanada sahip olanıdır [12].



Şekil 2.2 : Tek kanatlı, iki kanatlı, üç kanatlı ve çok kanatlı rüzgar türbinleri [12]

Yatay eksenli rüzgar türbinleri, rüzgarı alma yönlerine bağlı olarak rüzgar altı ve rüzgar üstü olmak üzere, Şekil 2.3’te görüldüğü gibi de iki gruba ayrılabilirler. Rüzgar üstü (up-wind) türbinlerde, rotor rüzgar yönüne bakar. Rüzgarı önden alan türbinlerin en iyi tarafı, kulenin oluşturduğu rüzgar gölgelenmesinden etkilenmemesidir. Yalnız türbinin devamlı rüzgara bakması içinde sapma mekanizmasına (yaw system) gerek duyulmaktadır. Diğer taraftan rüzgar altı (down-wind) türbinlerde rotor ve gövde iyi tasarlanmışsa sapma mekanizmasına gerek yoktur. Bu nedenle de daha hafiftirler. Diğer bir avantajı da rotorun daha esnek imal edilmesidir.



Şekil 2.3 : Rüzgar altı ve rüzgar üstü türbinler [14]

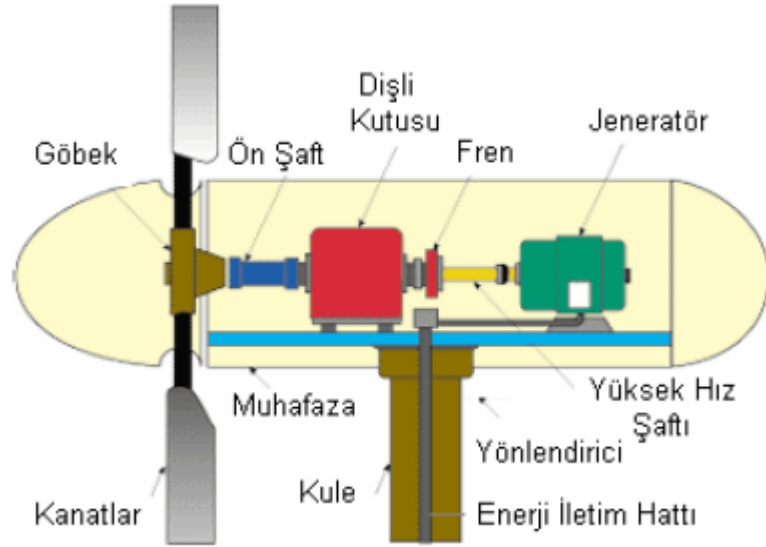
2.1.2 Düşey eksenli

Düşey eksenli rüzgar türbinlerinin dönme eksenini, hem yere hem de rüzgar yönüne dikler. Rüzgarı her yönden alabilirler. Bundan dolayı da kapsamlı sapma sistemlerine (yaw system) gerek duymazlar. Generatör ve dişli kutusu gibi sistemler yere daha yakın yerleştirildiği için, kule dizaynını daha kolay ve ucuzdur. Cihazların bakımı da yerde kolaylıkla yapılabilir.

En büyük dezavantajı kendi kendine başlama probleminin olmasıdır. Çalışmaya başlaması için bir motor tarafından ilk hareketin verilmesi gerekir. Yere yakın oldukları için alt noktalarda rüzgar hızları düşüktür ve dolayısıyla verim de düşüktür. Ayrıca ayakta durabilmesi için tellerle yere sabitlenmesi gerekir [12].

2.2 Rüzgar Türbinlerinin Temel Elemanları

Türbinler tasarım ve yapısına göre farklı elemanlardan oluşabilir. Rüzgar türbinleri için, temel eleman olarak kule, nasel, kanat gibi belli başlı elemanlar verilebilir. Şekil 2.4'te geliştirilmiş rüzgar türbin bileşenleri verilmiştir [15].



Şekil 2.4 : Türbin bileşenleri [13]

2.2.1 Kule

Kule, rüzgar türbinlerinin, nasel ve kanatlarının taşındığı kısımdır. Rüzgar hızının yerden yükseldikçe artması ile, güç üretimi de artmaktadır. Dolayısıyla bu da kule boylarının artmasına neden olmaktadır. Ancak yüksek kule boyu da maliyetin artması anlamına gelmektedir. Bunun yanında kulenin nakliyesi de kule boyunu

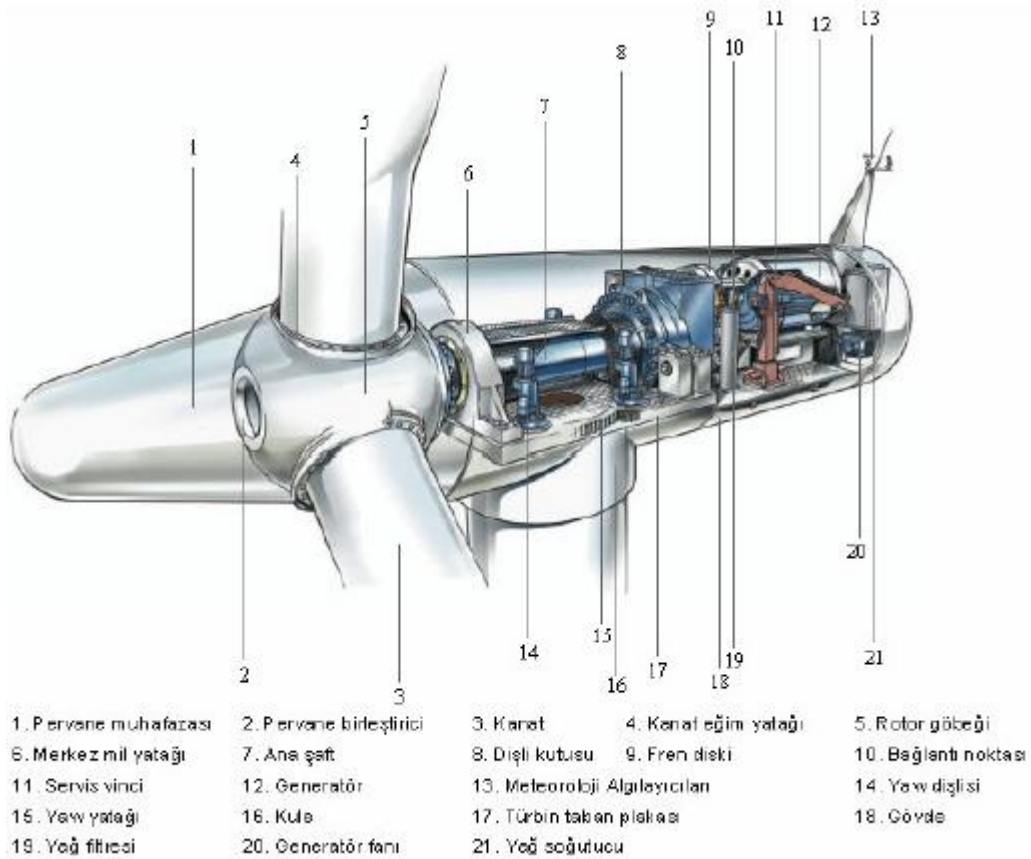
belirlemedeki etkenlerden biridir. Sonuç olarak kule boyu, yükseklik ile artan rüzgar hızının sağladığı getiriler ve artan kule maliyeti arasındaki seçime dayanır. Kuleler silindirik tüp biçiminde veya çelik kafes biçiminde olabilirler. Kafes kulelerin temel avantajı ise ucuz olmalarıdır [16].

2.2.2 Kanat

Kanatlar gelen rüzgar hareketini, şaft vasıtasıyla dişli kutusuna, oradan da jeneratöre gönderen en dış birimdir. Rüzgar türbinlerinin pervaneleri, alüminyum, titan, çelik, elyaf ile güçlendirilmiş plastik (cam elyafı, karbon elyafı ve aramid elyafı) ve ağaçtan imal edilmektedir [17].

2.2.3 Nasel ve içindeki elemanlar

Nasel pervaneden gelen rüzgar enerjisinin, mekanik aksam yardımıyla, elektrik enerjisine çevrildiği yerdir. Şekil 2.5'te bir rüzgar türbininin naseli ve içinde bulunan elemanlar gösterilmiştir [16].



Şekil 2.5 : Rüzgar Türbinini Oluşturan Parçalar [14]

2.2.3.1 Sapma mekanizması

Sapma mekanizması, rüzgar türbin pervanesinin rüzgarın geldiği yöne doğru dönmesini sağlamaktadır. Rüzgarın estiği yön, göbek yüksekliğinde ölçülen yön sensörü ile kontrol edilmektedir. Ayrıca rüzgar türbinlerinin içindeki kablolar, naselden kulelerin girişine kadar üretilen elektriği taşımaktadır. Rüzgar türbinlerinin nasel kısmı, rüzgarın geldiği yönde dönüşünü yaparken rüzgarın yönüne göre, (nadir de olsa) tek yönde birkaç kez dönebilir. Modern rüzgar türbinlerinde bu dönüş sayısı 5 kezdir. Bu yüzden nasel içinde kablo dönüşünü sayan bir cihaz (cable twist counter) bulunmaktadır [16].

2.2.3.2 Jeneratör

Rüzgar türbinlerinde, senkron, asenkron ve D.C (doğru akım) olmak üzere 3 tip jeneratör kullanılmaktadır. Küçük güçlü sistemlerde eskiden yaygın bir biçimde kullanılan doğru akım jeneratörleri, günümüzde senkron veya asenkron jeneratörlerle değiştirilmektedir. Senkron ve asenkron jeneratörler orta ve büyük kurulu güçlü rüzgar türbinlerinde kullanılmaktadır. Son yıllarda asenkron kullanımı daha fazla tercih edilmektedir. Bu iki tip jeneratör ise, sabit stator ve dönen rotor olmak üzere iki ana kısımdan meydana gelmektedir.

Senkron generatörler kendinden uyartım avantajına sahip olmalarına rağmen pahalıdırlar. Diğer bir özelliği de, bağlandığı şebeke ile aynı frekansta çalışmasıdır.

Asenkron generatörün dezavantajı, mıknatıslanma akımını şebekeden çekmesidir. Bu yüzden de reaktif güç tüketirler. Bu sorun da kapasitör kullanılarak giderilebilir [16].

2.2.3.3 Dişli Kutusu (Gearbox)

Rotor açısal hızı, genellikle ihtiyaç duyulan elektriksel frekans değerini üretmek için jeneratörü hareket ettirmede yeteri kadar hızlı değildir. Dişli takımları dönme sistemleri için, hızlarda, mekanik olarak bir artış veya azalış sağlayabilirler. Rüzgar türbinlerini dikkate aldığımızda, dişli takımları düşük hızlı milin açısal hızını, jeneratöre bağlanan yüksek hızlı mil hareketine dönüştürmede kullanılırlar. Yani dişli kutusu yardımı ile düşük hızda dönen ve yüksek torka sahip rüzgar türbini pervanesinin dönmesi, yüksek hız ve düşük torka sahip bir dönmeye çevirilerek rüzgar türbini jeneratörünün kullanabileceği bir dönüş çevrilebilir [17].

2.2.3.4 Diğer bileşenler

Anomometre: Rüzgar hızını ölçüp, elektronik kontrol sistemine ileten ölçüm cihazıdır [15].

Rüzgar gülü: Rüzgar yönünü ölçerek, değişimlere göre yön saptırma (yaw) motoru ile haberleşmeyi sağlar [15].

2.3 Weibull Dağılımı

Rüzgar hızındaki değişimleri tanımlamak için en yaygın olarak kullanılan olasılık yoğunluk fonksiyonu Weibull fonksiyonudur ve iki parametre içerir. Bu fonksiyon aşağıdaki gibi ifade edilir.

$$f = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c} \right)^k} \quad (2.1)$$

Burada v rüzgar hızını (m/s), k birimsiz bir büyüklük olup şekil parametresini ve c ölçek parametresini (m/s) temsil eder [18].

Rüzgar verisi dağılımları, rüzgar türbinlerinden enerji üretimini belirlemede önemli rol oynarlar. Çünkü her rüzgar türbinin bir devreye girme ve devreden çıkma hızları vardır. Yani sadece ortalama hızın yüksek olması üretimin yüksek olacağı anlamını taşımaz. Örneğin devreye girme rüzgar hızı 4 m/s ve devreden çıkma hızı da 24 m/s olan rüzgar türbininin bulunduğu bölgede esen rüzgar hızı 4m/s den küçük veya 24m/s'den yüksek ise, rüzgar türbini güç üretimi yapamayacaktır.

2.4 Güç Kanunu Profili

Rüzgar hızının ölçüldüğü yükseklik ile, kullanılan kule boyları genelde farklıdır. Ayrıca, rüzgar hızı da, yeryüzü koşullarına, yerden yüksekliğe ve bölgede bulunan engellere bağlı olarak bölgeden bölgeye değişir. Yani ölçüm yapılan yükseklik ile istenilen yükseklikteki hızı bulmak için güç kanunu profili denklemini kullanılır ve bu denklem aşağıdaki şekilde ifade edilir.

$$\left(\frac{V_2}{V_1} \right) = \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (2.2)$$

Burada V_1 ölçülmüş rüzgar hızı, V_2 belirlenmek istenen rüzgar hızı, h_1 V_1 hızının ölçüldüğü yüksekliği, h_2 kullanılacak yüksekliği temsil eder. α katsayısı ise

pürüzlülük katsayısı olarak tanımlanır ve bölgenin özelliklerine bağlı olarak değişir. Düz arazilerde düşük, engebeli arazilerde ise yüksek değerler alır. Çizelge 2.1’de farklı araziler için kullanılan pürüzlülük katsayıları verilmiştir [19].

Çizelge 2.1 : Farklı arazi koşullarına ait pürüzlülük katsayıları [19]

Arazi Tipi	Pürüzlülük katsayısı α
Göl, okyanus, düz sert zemin	0,10
Yerden ayak yüksekliğinde çimle kaplı bölge	0,15
Uzun ekinlerin, çalılıkların ve küçük engellerin olduğu bölge	0,20
Çok ağaçlı ormanlık alan	0,25
Biraz ağaçlı küçük kasaba	0,30
Yüksek binaların olduğu şehir bölgesi	0,40

Genelde yapılan ölçümler 10-30m yükseklikte yapılmaktadır. Türbin boyları da bölge koşulları, rüzgar türbinlerinin anma gücü ve firmalara göre değişiklik göstermektedir. Örnek olarak aşağıdaki Çizelge 2.2’de farklı firmalara ait kule boyları verilmiştir.

Çizelge 2.2 : Farklı firmalara ait kule boyları

Firmalar	Modeli	Anma Gücü (kW)	Rotor Çapı (m)	Kule Yüksekliği (m)	
GE	1.5sl	1500	77	61,4-64,7-80-85-100	[19]
Vestas	V82	1650	82	70-80	[20]
Enercon	E70	2300	71	58-113	[21]
Fuhrlander	FL1500	1500	70	65-80-100	[22]
Nordex	S70	1500	70	65-85	[23]
Siemens	SWT2.3.82	2300	82.4	80 veya sahaya özel	[24]

2.5 Güç Üretimi

Rüzgar türbinleri rüzgar akışının, kinetik enerjisini kullanırlar. Türbin kanatları, türbinin ön tarafındaki bozulmamış rüzgar hızını, kanat arkasında daha düşük şiddette rüzgar hızına dönüştürürler. Hızlar arasındaki farklılık da rüzgardan çıkarılan enerjiyi ifade etmektedir.

Teorik olarak rüzgardan elde edilebilecek maksimum güç aşağıdaki formülle ifade edilir.

$$P=1/2\rho V^3\pi r^2C_p \quad (2.3)$$

P= Rüzgarın gücü (W)

ρ = Havanın yoğunluğu= 1,225 (kg/m³)

V= rüzgar hızı (m/s)

r= rotor yarıçapı (m)

C_p= Betz limit

Betz limit (C_p), rüzgar türbinlerinin, rüzgardaki toplam enerjinin %59 undan fazlasını yararlı enerjiye dönüştüremeyeceğini gösterir. Gerçek durumda ise C_p değeri 0.5 den fazla olmamaktadır. Çünkü rüzgar türbinlerinde aerodinamik kayıpları da meydana gelmektedir [26].

2.6 Rüzgar Türbini Güç Kontrolü

Modern rüzgar türbinlerinde, stall (durma) kontrol ve pitch (kanat açısı) kontrolü olmak üzere 2 farklı kontrol mekanizması vardır.

2.6.1 Stall kontrol

Stall kontrol rüzgar hızına tepki veren pasif kontrol sistemidir. Bu sistemde pervane kendi kanat (pitch) açısına sabitlenerek, uzunlamasına eksenini boyunca dönmesi engellenir. Kanat (pitch) açısı ise, nominal rüzgar hızından daha yüksek rüzgarlarda pervane profili etrafındaki akışın pervane yüzeyinden ayrılması yolu ile seçilir. Stall kontrolde kanat açısı değiştirme sistemine gerek duyulmaz. Stall kontrol, pitch kontrol sistemi ile karşılaştırıldığında, daha basit göbek yapısı ve hareketli parçaların daha az oluşundan dolayı daha az bakım gerekliliği gibi avantajları vardır [15].

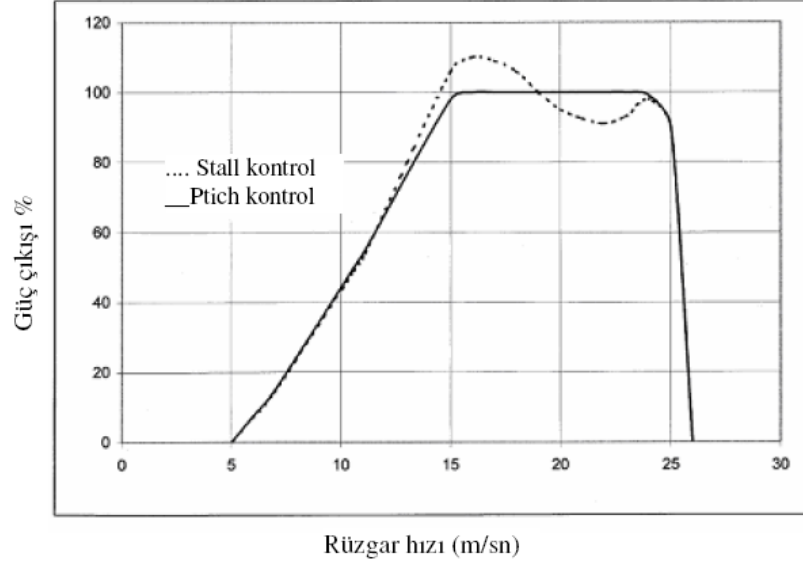
Son yıllarda stall ve pitch kontrol sistemlerinin karışımı olan aktif stall sistemi geliştirilmiştir. Bu sistem küçük kanat açıları gerektirmesi, düşük rüzgar hızlarında bile güç kontrolünü mümkün kılması, yüksek hızlarda ise kanatların düşük yüklenmesi için pozisyon değiştirmesi gibi avantajları vardır [16].

2.6.2 Kanat açısı (pitch) kontrol

Sistem jeneratör gücünden gelen giriş sinyali ile çalışmaktadır. Jeneratör gücü nominal gücün üzerine çıktığında, rotor kanatları kendi uzunlama eksenini boyunca

döndürülür. Başka deyişle, giren hava akışının hücum açısını azaltmak için kanat açısı değiştirilir. Hücum açısının azaltılması rotor kanatlarını döndüren aerodinamik kuvvetleri azaltır ve rüzgardan dolayı türbinin güç çıkışı azaltılmış olur. Nominal rüzgar hızından daha yüksek olan rüzgar hızları için, türbini optimum güç üretimine uyarlar [15].

Şekil 2.6'da stall ve pitch kontrol mekanizmalarına sahip türbinlerin güç çıkış eğrileri verilmiştir.



Şekil 2.6 : Durma (stall) ve Adım (pitch) kontrollü türbindeki güç çıkış eğrisi [27]

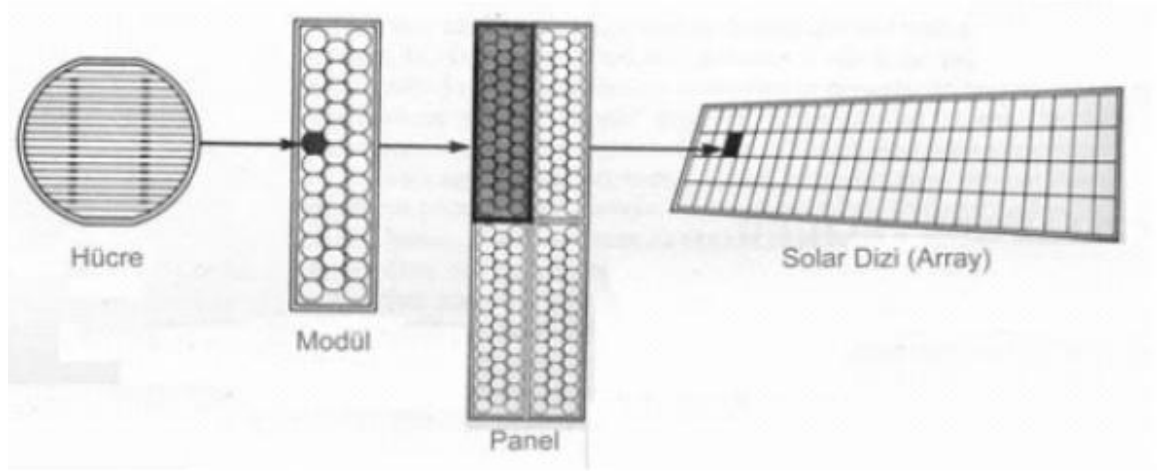
Burada stall kontrol sistemli rüzgar türbinlerinin çıkışlarında, kanat açısı kontrollü sistemlere göre daha fazla ani düşüş ve yükselmeler görülmektedir. Kanat açısı kontrollü rüzgar türbinlerinin ise, değişimlerden daha az etkilendiği görülmektedir.

3. GÜNEŞ ENERJİSİ

3.1 Güneş Panelin Yapısı ve Çalışması

Güneş pilleri (fotovoltaik piller), yüzeylerine gelen güneş ışığını doğrudan elektrik enerjisine dönüştüren yarıiletken maddelerdir. Yüzeyleri kare, dikdörtgen, daire şeklinde biçimlendirilen güneş pillerinin alanları genellikle 100 cm² civarında, kalınlıkları ise 0,2-0,4 mm arasındadır. Güneş pilleri fotovoltaik ilkeye dayalı olarak çalışırlar [28].

Güç çıkışını artırmak için, Şekil 3.1'de görüldüğü gibi çok sayıdaki hücreler seri veya paralel bağlanarak modülleri, modüller birleştirilerek panelleri, paneller birleştirilerek solar dizisi elde edilir [29].



Şekil 3.1 : Fotovoltaik Hücre, Modül, Panel ve Solar Dizisi [29]

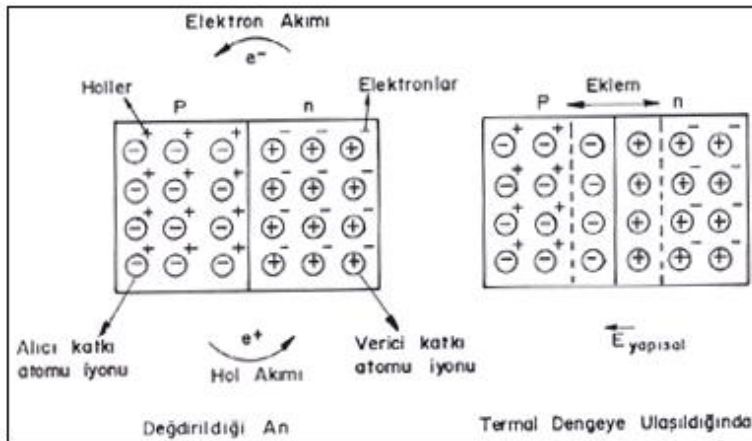
Güneş pilleri yarı-iletken malzemeden yapılırlar. Yarı-iletken özellik gösteren bir çok madde arasında güneş pili yapmak için en elverişli olanlar, silisyum, galyum arsenit, kadminyum tellür gibi maddelerdir [28].

Yarı-iletken maddelerin güneş pili olarak kullanılabilmesi için n ya da p tipi katkıları gereklidir. Katkılama, saf yarı iletken eriyik içerisine istenilen katkı maddelerinin kontrollü olarak eklenmesiyle yapılır. Elde edilen yarı-iletkenin n ya da p tipi olması katkı maddesine bağlıdır. En yaygın güneş pili maddesi olarak kullanılan silisyumdan n tipi silisyum elde etmek için silisyum eriyiğine periyodik

cevvelin 5. grubundan bir element, örneğin fosfor eklenir. Silisyum'un dış yörüngesinde 4, fosforun dış yörüngesinde 5 elektron olduğu için, fosforun fazla olan tek elektronu kristal yapıya bir elektron verir. Bu nedenle V. Grup elementlerine 'verici' ya da 'n tipi' katkı maddesi denir.

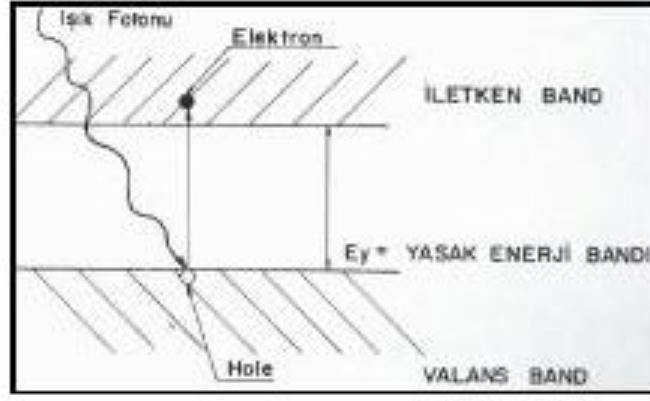
P tipi silisyum elde etmek için ise, eriyiğe 3. gruptan bir element (alüminyum, indiyum, bor gibi) eklenir. Bu elementlerin son yörüngesinde 3 elektron olduğu için kristalde bir elektron eksikliği oluşur, bu elektron yokluğuna hol ya da boşluk denir ve pozitif yük taşıdığı varsayılır. Bu tür maddelere de 'p tipi' ya da 'alıcı' katkı maddeleri denir.

P ve N tipi katkılandırılmış malzemeler bir araya getirildiğinde yarı iletken eklemeler oluşturulur. N tipi yarıiletkende elektronlar, p tipi yarıiletkende holler çoğunluk taşıyıcısıdır. P ve N tipi yarı iletkenler biraraya gelmeden önce, her iki madde de elektriksel bakımdan nötrdür. Yani P tipinde negatif enerji seviyeleri ile hol sayıları eşit, n tipinde pozitif enerji seviyeleri ile elektron sayıları eşittir. PN eklem oluştuğunda, N tipindeki çoğunluk taşıyıcısı olan elektronlar, P tipine doğru akım oluştururlar. Bu olay her iki tarafta da yük dengesi oluşana kadar devam eder. PN tipi maddenin ara yüzeyinde, yani eklem bölgesinde, P bölgesi tarafında negatif, N bölgesi tarafında pozitif yük birikir. Bu eklem bölgesine 'geçiş bölgesi' ya da 'yükten arındırılmış bölge' adı verilir. Şekil 3.2'de PN eklem bölgesinin oluşması gösterilmiştir [28].



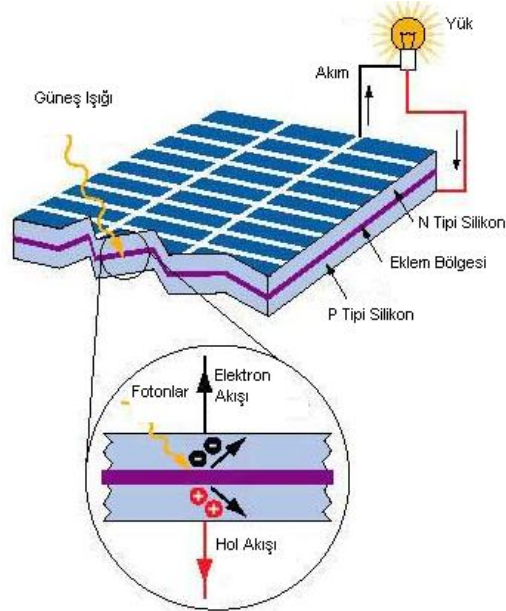
Şekil 3.2 : P-N Eklem bölgesinin oluşumu

Yarıiletkenler, bir yasak enerji aralığı tarafından ayrılan iki enerji bandından oluşur. Bu bandlar Şekil 3.3'te gösterildiği gibi, valans bandı ve iletkenlik bandı adını alırlar.



Şekil 3.3 : Valans ve İletkenlik Bandı

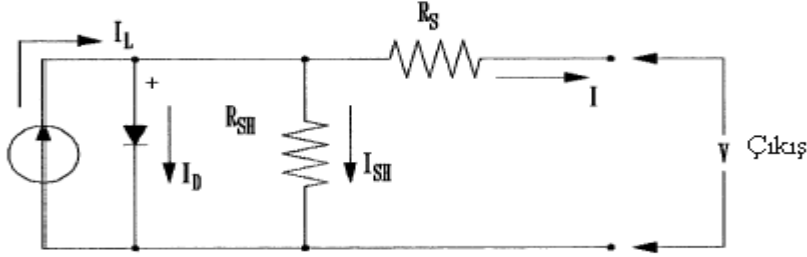
Bu yasak enerji aralığında eşit veya daha büyük enerjili bir foton, yarıiletken tarafından soğurulduğu zaman, enerjisini valans bandındaki bir elektrona vererek, elektronun iletkenlik bandına çıkmasını sağlar. Böylece, elektron-hol çifti oluşur. Bu olay, p-n eklem güneş pilinin ara yüzeyinde meydana gelmiş ise elektron-hol çiftleri buradaki elektrik alan tarafından birbirlerinden ayrılır. Bu şekilde güneş pili, elektronları n bölgesine, holleri de p bölgesine iten bir pompa gibi çalışır. Birbirlerinden ayrılan elektron-hol çiftleri, güneş pilinin uçlarında yararlı bir güç çıkışı oluştururlar. Fotonların pil yüzeyine çarpmasıyla bu süreç aynı şekilde devam eder [28]. Şekil 3.4'te güç çıkışının şematik gösterilişi verilmiştir.



Şekil 3.4 : Güneş panelinin kesit görünümü [30]

3.2 Fotovoltaik Hücre Eşdeğer Elektrik Devresi

PV hücrelerinin kompleks olan yapısı, Şekil 3.5'teki elektrik devresi ile gösterilebilir.



Şekil 3.5 : PV Hücre Eşdeğer Devresi [19]

I çıkış akımı, ışığın ürettiği akımdan (I_L), diyot akımı (I_D) ve paralel sızıntı akımının (I_{SH}) çıkarılması ile elde edilir. R_S çıkış akımına karşı gösterilen iç direnci temsil eder. Paralel direnç (R_{SH}), sızıntı akımı ile ilgilidir. İdeal bir PV hücresinde, $R_S=0$, $R_{SH}=\infty$ kabul edilir. 1 inç^2 'lık ($6,45\text{ cm}^2$) kaliteli bir PV hücresinde $R_S=0,05-0,1$ ohm ve $R_{SH}=200-300$ ohm değerleri arasındadır [19].

Diyot akım ise ;

$$I_d = I_D \left(e^{\frac{qV_{OC}}{KT}} - 1 \right) \quad (3.1)$$

şeklinde ifade edilir.

V_{OC} = Açık devre gerilimi

I_D = Diyotun doyma akımı

q = Elektron yükü ($1,6 \cdot 10^{-19}$ Coulombs)

K = Boltzman sabiti

T =Sıcaklık ($^{\circ}K$)

Diyot akımı yardımıyla, yük akımı da aşağıdaki şekilde bulunur.

$$I = I_L - I_D \left(e^{\frac{qV_{OC}}{KT}} - 1 \right) - \frac{V_{OC}}{R_{SH}} \quad (3.2)$$

Sızıntı akımını ifade eden son terim ise, I_L ve I_D akımının yanında çok küçük olduğu için ihmal edilebilir.

3.2.1 Açık Devre Gerilimi ve Kısa Devre Akımı

Hücrelerin elektriksel performanslarını değerlendirmek için kullanılan iki önemli parametre, kısa devre akımı (I_{SC}) ve açık devre gerilimidir (V_{OC}).

Kısa devre akımı için çıkış uçları kısa devre edilir. Çıkış geriliminin sıfır olduğu durumda, küçük olan diyot akımı ve sızıntı akımının ihmal edilmesiyle, kısa devre akımı I_L 'ye eşit olur.

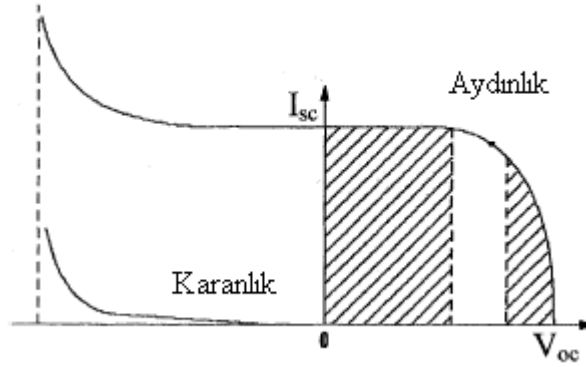
$I_L=I_{SC}$ şeklinde gösterilir.

Maksimum gerilim ise açık devre koşullarında üretilir. Sızıntı akımı ihmal edildiğinde ve $I=0$ olduğunda açık devre gerilimi aşağıdaki gibi elde edilir [19].

$$V_{OC} = \frac{KT}{Q} \ln \left(\frac{I_L}{I_D} + 1 \right) \quad (3.3)$$

3.2.2 (İ-V) ve (P-V) Eğrileri

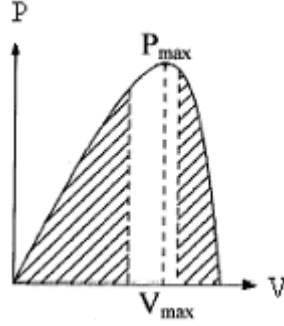
Genelde PV hücrelerin elektriksel karakteristikleri, akım-gerilim (i-v) eğrisi ile temsil edilir. Şekil 3.6'da, gün ışığı ve karanlıkta olmak üzere iki durumda, PV modülün (i-v) eğrisi verilmiştir.



Şekil 3.6 : PV modülün akım-gerilim grafiği [19]

Grafiğin sol üst tarafında, çıkış uçları kısa devre edildiğinde elde edilen kısa devre akımı (I_{SC}) vardır. Sağ alt tarafta ise, çıkış uçları açık devre olduğunda ölçülen açık devre gerilimi (V_{OC}) vardır.

Şekil 3.7’deki güç-gerilim (P-V) grafiğinde ise, maksimum gücün elde edildiği nokta gösterilmiştir.



Şekil 3.7 : Güneş ışığı altında (P-V) grafiği [19]

Bir PV hücresinin verimi ise;

$$\eta = \frac{\text{çıkış gücü}}{\text{hücreye gelen güneş ışığı gücü}}$$

şeklinde ifade edilir.

3.3 Güneş Açıları

Güneş ışınlarını, diğer yararlı enerji formlarına dönüştüren fotovoltaik sistem performansının optimizasyonu, güneş pozisyonunun belirlenmesi, PV dizi konumunun belirlenmesi gibi özelliklere bağlıdır.

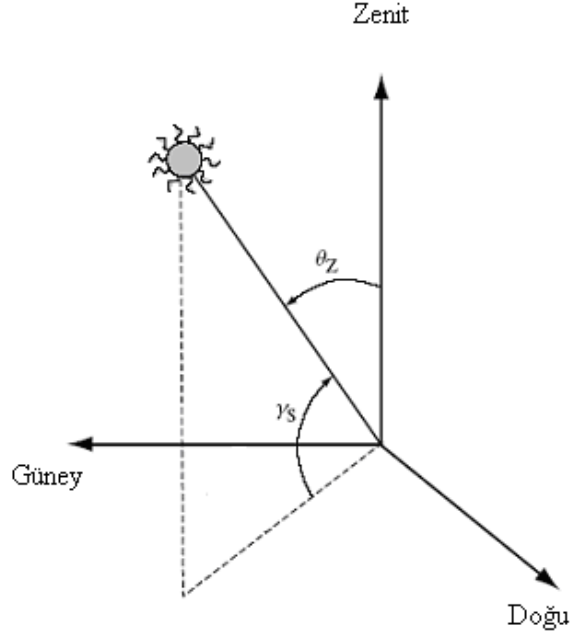
Elektrik enerjisi dönüşümü yapmak için, verilen zaman ve bölgedeki, mevcut güneş ışınmasının miktarını belirlemek için de, yüzey ve gelen güneş ışınımı arasındaki açılara bağlı olarak, birçok formül geliştirilmiştir [31]. Modelleme kısmında kullanılacak program olan Homer’da PV paneller ile ilgili yapılan hesaplamalarda bu formülleri kullanır.

3.3.1 Zenit açısı

Zenit, dünyaya dik gelen bir çizgi olarak kabul edildiğinde, gelen güneş ışınımı ve zenit arasındaki açı, zenit açısı olarak tanımlanır. Zenit açısı Şekil 3.8’de verilmiştir ve θ_z (°) ile gösterilir.

$$\cos\theta_z = \sin\delta\sin\theta + \cos\delta\cos\theta\cos\omega = \sin\gamma_s \quad (3.4)$$

δ deklinasyon açısını, θ enlemi, γ_s gelen güneş ışınlarının yatay düzlem ile yaptığı açığı, ω ise saat açısını ifade eder [31].



Şekil 3.8 : Dünya üzerindeki sabit bir noktaya göre güneşin konumu [32]

3.3.2 Saat açısı

Saat açısı (ω), güneş ışınlarının bulunduğu boylam ile göz önüne alınan yerin boylamı arasındaki açıdır. Saat açısı, güneş boylamının göz önüne alınan yerin boylamı ile kesiştiği güneş öğlesinden itibaren önce ise (-), sonra ise (+) olarak alınır. Güneş öğlesinde, güneş saati (GS) 12'dir. Saat 12'de $\omega=0^\circ$ olur. Bir saat, 15° boylamına eşittir. Saat açıları güneş öğlesine göre simetriktir. Saat 13:00 ile 11:00'de saat açıları birbirine eşittir [33].

3.3.3 Azimut açısı

Fotovoltaik panelin baktığı yönü tanımlayan açı değeridir. Eğer panel tam güneye bakıyorsa 0° , tam batıya bakıyorsa 90° , tam doğuya bakıyorsa -90° , tam kuzeye bakıyorsa 180° olarak belirlenir. α ile gösterilir [34].

3.3.4 Deklinasyon açısı

Güneş ışınlarının ekvator düzlemi ile yaptığı açıdır. δ ($^\circ$) ile gösterilir.

$$\delta = 23.45^\circ \sin \frac{360^\circ (n + 284)}{365} \quad (3.5)$$

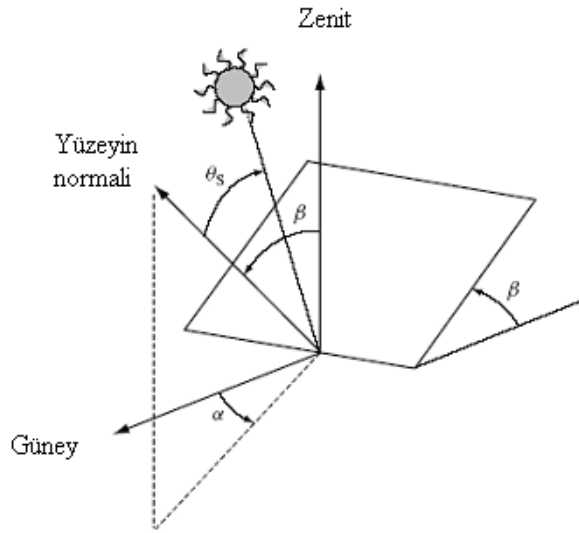
Burada n, 1 ile 365 arasında bulunan yıldaki gündür [32].

3.3.5 Güneş Geliş Açısı

Güneş geliş açısı, güneş ışınları ile yüzeyin normali arasındaki açıdır ve aşağıdaki gibi hesaplanabilir.

$$\begin{aligned} \cos\theta_s = & \sin\delta\sin\varnothing\cos\beta - \sin\delta\cos\varnothing\sin\beta\cos\alpha \\ & + \cos\delta\cos\varnothing\cos\beta\cos\omega \\ & + \cos\delta\sin\varnothing\sin\beta\cos\alpha\cos\omega \\ & + \cos\delta\sin\beta\sin\alpha\sin\omega \end{aligned} \quad (3.6)$$

δ deklinasyon açısını, \varnothing enlemi, ω ise saat açısını, α azimut açısını ifade eder. β yatay yüzey ile panel arasındaki açıdır ve yüzeyin pozisyonu genelde bu şekilde gösterilir [32]. Şekil 3.9'da ise formülde yer alan açılar gösterilmiştir.



Şekil 3.9 : Eğim, azimut ve güneş geliş açısı [32]

3.4 Güç Üretimi

Homer PV panelden elde edilen gücü hesaplamak için aşağıdaki eşitliği kullanır.

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{\bar{G}_T}{G_{T,STC}} \right) [1 + \alpha_p (T_C - T_{C,STC})] \quad (3.7)$$

Y_{PV} = standart test koşulları altındaki güç çıkışı (kW)

f_{PV} = azalma faktörü (%)

\bar{G}_T = fotovoltaik dizi üzerine gelen güneş ışınımı (kW/m²)

$G_{T,STC}$ = standart test koşulları altındaki ışınım (1 kW/m²)

α_p = sıcaklık güç katsayısı (%/ °C)

T_C = fotovoltaik hücre sıcaklığı

$T_{C,STC}$ = standart test koşulları altında PV hücre sıcaklığı (25°C)

Sıcaklık güç katsayısı, PV hücre çıkışının hücre sıcaklığı ile nasıl değiştiğini gösteren katsayıdır. Azalma faktörü ise, sıcaklık, kir, gölge, kar ve eskime gibi etkiler sebebiyle fotovoltaik dizinin çıkış gücünde oluşacak kayıpları temsil eder.[34]

3.5 Fotovoltaiklerin Yapısında Kullanılan Malzemeler

3.5.1 Tek kristalli silisyum

Tek kristalli silisyum, hücre malzemesi olarak en çok kullanılan malzemedir. Bunun için ilk olarak silisyum ham maddesi eritilir ve potada saflaştırılır. Daha sonra bu tane kristal, sıvı silisyum içerisine yerleştirilir ve sabit hızda çekilir. Ve sonunda katı tek kristalli silindirik bir blok oluşur. Bu silindirik blok da, elmas bıçak kullanılarak 200-400 µm kalınlığında dilimlenerek ince plakalara dönüştürülür. Bu plakalar, köşeli paneller üzerinde kullanılacak hücre sayısını artırmak için, daha çok köşeli hücrelere bölünürler. Sonuçta pahalı olan bu silisyum bloğun yarısı, blok kesilirken ve hücrelere şekil verilirken boşa harcanır. Boşa harcanan malzeme yuvarlak bloktan, yuvarlak hücreler kesilerek azaltılabilir.[19]

3.5.2 Çok kristalli silisyum

Bu teknoloji, tek kristale göre daha hızlı ve düşük maliyetli üretim prosesine sahiptir. Burada erimiş silisyum direk dökme bloklara dönüştürülür. Bu süreçte, çok kristalli

yapı oluşur. Dönüştürme verimi düşüktür ama, bunun yanında maliyeti de düşüktür [19].

3.5.3 İnce film

Bakır İndiyum 2-Selenür (CIS), Kadmiyum Telerür (CdTe) ve Galyum Arsenit (GaAs) ince film malzemeleridir. Genellikle birkaç µm veya daha az kalınlıkta olurlar. Bu teknolojiye, hücre alanı başına daha az malzeme kullanılır, bu yüzden de üretilen gücün maliyeti daha düşüktür [19].

3.5.4 Amorf silisyum

Kristal silisyum teknolojisi ile karşılaştırıldığında, bu teknoloji sadece malzemenin %1'ini kullanır. Şu anda verimleri kristal silisyum veriminin yarısı kadardır ama, üretilen gücün maliyetinin çok düşük olacağı öngörülmüştür [19].

Aşağıdaki tabloda da güneş pillerinin verimlilik değerleri verilmiştir.

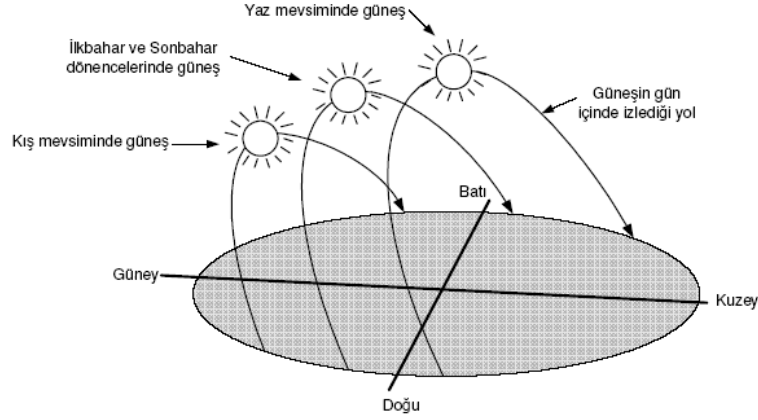
Çizelge 3.1 : Güneş pillerinin verim değerleri [35]

PV Hücre Tipi	STK Altındaki Verim Değerleri
Tek Kristalli Silisyum	%(16-18)
Çok Kristalli Silisyum	%(13-15)
Kadmiyum Tellür (İnce Film)	%(8-9)
Bakır İndiyum 2-Selenür (İnce Film)	%(8-9)
Amorf Silisyum	%(8-9)

3.6 Güneş Takip Sistemleri

Güneş enerjisinden elektrik üretimi amacıyla kullanılan güneş panellerinin verimini etkileyen önemli faktörlerden biri de, güneşlenme. Güneşlenmenin günün her saatinde en yüksek seviyede tutulabilmesi için, panellerin güneşi takip etmesi gerekmektedir. Güneş ile panel yüzeyi arasındaki açı, günün her saatinde dik olursa güneşlenmede en yüksek seviyede olur. Panellerin güneşi dik açı ile görebilmeleri için, sabah gün doğumundan akşam gün batımına kadar güneşi takip etmeleri gerekir. Ancak gün boyu yapılan takip işlemi yılın her mevsimi için aynı verimi sağlamaz. Çünkü dünyanın güneş eksenindeki hareketine bağlı olarak yıl içerisinde güneş her mevsim farklı yörüngeleri takip etmektedir.

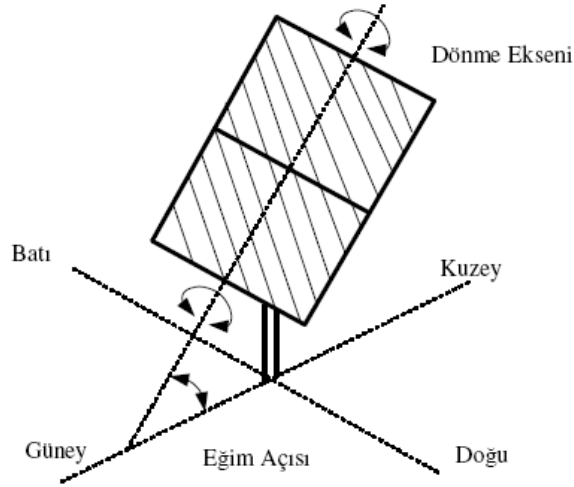
Güneşin mevsimlere göre izlediği yörüngeler Şekil 3.10’da verilmiştir [14].



Şekil 3.10 : Güneşin Mevsimlere Göre İzlediği Yörüngeler

Güneş takip sistemleri de tek ve iki eksenli olarak iki çeşittir.

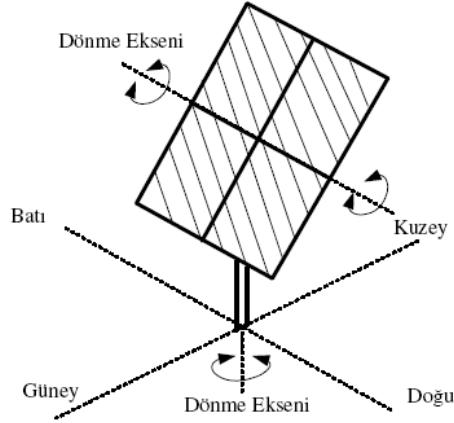
Tek eksenli güneş takip sistemi, güneşi gün boyunca doğu-batı doğrultusunda takip eder. Tek eksenli güneş takip sisteminin hareketini gösteren çizim Şekil 3.11’deki gibidir.



Şekil 3.11 : Güneşi Tek Eksenle İzleyen Panelin Hareketi

İki eksenli güneş takip sistemleri de güneşi hem kuzey-güney hem de doğu-batı ekseninde takip eder. Bu tür uygulamaların verimi tek eksenli olanlara göre daha fazladır.

İki eksenli güneş takip sisteminin hareketini gösteren çizim ise, Şekil 3.12’de verilmiştir.



Şekil 3.12 : Güneşi İki Eksende İzleyen Panelin Hareketi [14]

3.7 Aküler

Fotovoltaik sistemlerde, ışımanın olmadığı veya yeterli olmadığı durumlarda, örneğin gece veya bulutlu havalarda, gerektiğinde kullanılmak üzere, ışımanın iyi olduğu zamanlarda ihtiyaç fazlası enerjiyi depolamak için aküler kullanılır.

Fotovoltaik sistemlerde enerji depolanması için en uygun olan elektrokimyasal akülerdir.

Akülerdeki (secondary electrochemical battery) enerji deşarj anında kimyasal enerjiden elektrik enerjisine dönüşür. Şarj anında ise bunun tersi gerçekleşir yani elektrik enerjisi kimyasal enerjiye dönüşür [32].

Akülerin kapasitesi amper-saat (Ah) cinsinden ifade edilir. Akü kapasitesi ise C ile gösterilir. Bu ise, C Amperlik akımı bir saat boyunca verebileceğini veya C/n Amperi n saat boyunca sağlayabileceğini ifade eder. Farklı akü tiplerinin farklı kapasite değerleri vardır. Verimli bir şekilde çalıştırılabilmesi için uygun kapasite değerinde sarj ve deşarj edilmelidirler [32].

3.7.1 Akü Çeşitleri

Birçok akü tipi mevcuttur. Aküler elektrot ve elektrolit tiplerine göre farklılık gösterirler. Bunlar da farklı elektriksel özellikler meydana getirirler. Örneğin farklı verim, yaşam süresi, işletme sıcaklığı gibi. Aşağıda belli başlı akü tipleri verilmiştir [32].

- Nikel-kadmiyum (NiCd)
- Kurşun-asit (Pb-Asit)
- Nikel-metal hidrit (NiMH)
- Lityum-iyon (Li-ion)
- Lityum-polimer (Li-poly)
- Çinko-hava (Zn-air)

Bu çeşitler içerisinde en yaygın olarak kullanılan akü ise kurşun-asit akülerdir. Kurşun asit aküler 100 yılı aşkın süredir elektrik enerjisi depolamasında ticari olarak kullanılan akü tipidir. Çizelge 3.2’de verilen özelliklere en uygun akü tipi de kurşun-asit akülerdir.

Çizelge 3.2 : Akülerde bulunması gereken önemli özellikler [32]

Akülerde Bulunması Gereken Önemli Özellikler
Yüksek enerji verimliliği
Düşük fiyat
Düşük akımlarda bile yüksek şarj verimliliği
Düşük bakım maliyeti
Uzun yaşam süresi
İşletmede yüksek güvenilirlik
Kolay bakım
Dünya çapında yaygınlık
Hızlı şarj yeteneği

4. LİTERATÜR İNCELEMESİ

Hibrit sistemler ile ilgili yapılmış olan bazı çalışmaların özetleri aşağıdaki gibidir.

A. N. Çelik, beş farklı bölgenin (Cardiff, Canberra, Davos, Athens, Ankara), 8 yıllık, saatlik rüzgar hızı ve güneş ışınımı verilerini kullanarak, PV ve RT'den oluşan hibrit sistemlerin (PV/RT/akü), hangi durumlarda daha optimum çözümü sağladığını araştırmış. Rüzgar hızı ve güneş ışınımı verileri aylık olarak gruplandırıldığında, rüzgarın daha fazla, güneşin daha fazla ve ikisinin de eşit olduğu aylar olarak basitçe üç grup oluşturulmuş. Bu üç durum göz önüne alındığında da, oluşturulan hibrit sistemlerde, RT ve PV kullanım oranları incelenmiştir [36].

M.A. Elhadily ve S.M.Shaahid, yıllık ortalama enerji ihtiyacı 620000kWh olan iş hanının enerji ihtiyacını hibrit bir sistem ile karşılamayı düşünmüşlerdir. Bunun için yapılan araştırmada o bölge için, 30 adet 10kW RT, 150m² lik PV, 3 günlük ihtiyacı karşılayacak akü grubu, toplam ihtiyacın %17'lik kısmını karşılayacak dizel jeneratör optimum sistem olarak bulunmuştur. Ayrıca bu çalışmada akü grubunun sistemden çıkarılmasının dizel kullanımına etkileri de araştırılmış ve dizel kullanımının %38'lere ulaştığı görülmüştür [37].

M.A. Elhadily ve S.M.Shaahid yıllık enerji tüketimi 3512 MWh olan, ticari amaçlı ve günlük yaşam için kullanılan binaların elektriğini sağlamak amacıyla, rüzgar türbini ve dizel jeneratörden oluşan bir sistem oluşturmuşlar. Çalışmada farklı kapasitelerde RT ve batarya kapasiteleri üzerinde değişiklik yapılarak optimum sistem bulunmaya çalışılmış. Burada optimum sistemi, 7 adet 150kW RT, 3 günlük ihtiyacı karşılayacak akü grubu ve yükün %17,5'lik kısmını karşılayacak dizel jeneratör oluşturmuş. Ayrıca optimum sistemi bulmak için farklı güçlerdeki RT karşılaştırmasında da, küçük güçlü RT bu bölge için daha verimli olarak bulunmuştur. (6 MW'lık güç için 40 adet 150kW'lık RT, 24 adet 250kW'lık RT, 10 adet 600kW'lık RT arasında, 150 kW'lık RT daha uygun olarak bulunmuş.) [38].

Asmerom M. Gibau, Robert Van Buskrik ve Mitchell J. Small, 108 ev, deniz suyu arıtma tesisi ve buz yapma tesisinin bulunduğu bir bölgeyi beslemek üzere, PV/RT/dizel/akü'den oluşan hibrit sistem düşünmüşler. Optimum sistem oluşturulurken generatör maliyetinin, hangi fiyatlarda yenilenebilir kaynaklardan daha pahalıya geldiği araştırılmış. Dolayısıyla yenilenebilir enerji kullanımını artırmak ve dizel kullanımını azaltmak için hassaslık analizi yardımı ile öngörude bulunulmuş. Sonuçta, 707045\$'lık NPC değerine sahip olan PV/RT/dizel/akü'den oluşan sistem, optimum sistem olarak bulunmuş. Yine bu bölge için 751329\$'lık NPC değere sahip olan, RT/dizel/akü'den oluşan sistem ise ikinci sırada yer almış [39].

Joseph Kenfack ve Francois Pascal Neoric Kamerun'da bir köyde, enerji ihtiyacını karşılamak için, PV ve küçük hidroelektrik santrali kullanarak bir hibrit sistem oluşturmuşlar. Ayrıca bu sisteme dizel jeneratör ve akü grubu da eklemişler. Sonuçta elde edilen sistemin NPC değeri 70042 \$ ve bir değere getirilmiş enerji maliyetinide (levelized cost of energy) 0,278\$/kWh olarak bulmuşlar [40].

S. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi ve A. Louche, bir adada, enerji tüketimi 3kWh/gün olan bir evin enerji ihtiyacını karşılamak için, PV/RT/akü içeren hibrit bir sistem modellemişler. Bu sistemin optimum halini bulmak içinde, RT, PV ve akü boyutlarında değişiklik yapmışlar. Ayrıca bu durum adanın 3 farklı bölgesi için de incelenmiş. Sistem elemanlarının, rüzgar hızı ve güneş ışımalarındaki farklılıklarından nasıl etkilendikleri gözlenmiş. Örneğin bir bölge için optimum sistem, 400W'lık RT, 1200W'lık PV ve enerji maliyeti 1,383 \$/kWh iken, başka bir bölgede 1000W'lık RT, 850W'lık PV ve enerji maliyeti 1,373 \$/kWh olarak bulunmuş [41].

G.J. Dalton, D.A. Lockington ve T.E. Baldock Avustralya’da 100’den fazla yataklı bir otelin, sadece şebeke, RT/şebeke ve sadece RT gibi sistemlerle enerji ihtiyacının karşılanmasını planlanmış. Proje ömrü 20 yıl olarak belirlenmiş. Bu çalışmanın sonucu, (NPC) net bugünkü maliyet ve yenilenebilir enerji kullanma oranı (RF) göz önünde bulundurularak değerlendirilmiş. Sonuçta, sadece şebekeden oluşan sistemte 3,1M\$ ve RT/şebekeden oluşan sistemde ise 3,8M\$ ve sadece RT içeren sistemde ise 19M\$’lık NPC değeri bulunmuş ve ikinci sistem içinde RF değeri de %73 olarak belirlenmiş. Ayrıca optimizasyon yaparken kullanılan farklı anma değerlerine sahip RT arasında da, küçük anma değerine sahip RT’nin NPC artırdığı görülmüş (M.A. Elhadily ve S.M.Shaahid’in bulduklarının aksine). Buradan da, bölgenin sahip olduğu rüzgar hızlarının RT seçimlerini doğrudan etkilediği görülmektedir [42].

Ahmad Agus Setiawan, Yuo Zhac ve Chem V. Nayar, (07.00-16.00) saatleri arasında güç talebi fazla olan, bir içme suyu tuz giderme tesisinin ihtiyacını karşılamak için, hibrit bir sistem tasarlamayı düşünmüşler. PV/RT/dizel/akü içeren konfigürasyonlar arasında bu bölge için RT ve dizel jeneratörden oluşan sistem en optimum sistem olarak bulunmuş. Buradaki inceleme sonucunda RT/dizel jeneratörden oluşan sistemin COE değeri 0,437\$/kWh bulunmuş. Bu sistemde, üretilen enerjinin %80’ninin dizel jeneratörden ve %20’sinin ise RT’nünden karşılandığı belirlenmiş. Ayrıca geri ödeme süresi de (simple payback time-SPBT) 11 yıl olarak bulunmuş [43].

Getachew Bekele ve Björn Palm, Etiyopya’da, günlük ortalama tüketimleri yaklaşık 147 kWh olan, 200 ailenin enerji ihtiyacını karşılamak için, şebekeden bağımsız, PV/RT/dizel/akü’den oluşan hibrit bir sistem düşünmüşler. Optimizasyon sonucunda sadece dizel kullanılan sistem 0,322\$’lık COE değeri ile en optimum sistem olmuş. Ancak, %51 ve %81 yenilenebilir enerji kullanım oranlarına sahip olan, PV/RT/dizel/akü konfigürasyonlarında ise , COE değerleri sırasıyla 0,383\$/kWh ve 0,464\$/kWh olarak bulunmuş. Bu fiyatlar oluşturulurken de, farklı boyutlardaki PV ve RT değerleri kullanılarak optimum sistem bulunmaya çalışılmış [44].

Wei Zhau, Chengzi Lau ve Lin Lu, bir telekomünikasyon istasyonunu, şebekeden bağımsız çalışan hibrit bir sistemle beslemeyi düşünmüşler. Bu istasyonun güç tüketimini 1500 W olarak belirlemişler. Yapılan araştırma sonucunda da, 100W’lık 78 adet PV(100x78=7,8 kW), 6kW’lık 2 adet RT (6x2=12 kW) ve 5000Ah kapasiteli 24V’luk akü grubu, bu gücü karşılayacak sistem olarak bulunmuştur [45].

Sanjoy Kumar Nandi ve Himangshu Ranjan Ghosh, ortalama günlük tüketimi 169kWh olan 120 kır evinin bulunduğu bir bölgenin talebini, şebekeden bağımsız hibrit bir sistem ile karşılamayı düşünmüşler. RT/PV/akü, RT/akü ve PV/akü sistemleri arasında, NPC ve enerji maliyeti (cost of energy, COE) değerlerine göre karşılaştırma yapılmış ve optimum sistem, en düşük NPC (319,132\$) değerine sahip olan, RT/PV/akü olarak bulunmuş. Ayrıca COE değeride 0,363\$/kWh olarak belirlenmiş. Bu değerlere en yakın sistem ise 461,600\$ NPC ve 0,525 \$/kWh COE değerleri ile PV/akü grubu [46].

İncelenen makalelerden alınan fiyatlar Çizelge 4.1 'de verilmiştir.

Çizelge 4.1 : İncelenen makalelerden alınan fiyatlar

RT	PV	Akü	Jeneratör	Dönüştürücü	Tarih	
20kW-45000\$	4000\$/kW	1156Ah-6V 833\$	44kW-11000\$	700\$/kW	2009	[44]
3kW-4643\$	4000\$/kW	-	-	-	2009	[46]
-	4500\$/kW	24Ah-12V 2500\$	2kW-2000\$	-	2007	[40]
30kW-130000\$	4500\$/kW	-	50kW-14000\$	-	2007	[39]
1.8MW-3,5\$M* 50kW147000\$*	10000\$/kW	1900Ah-4V 1100\$	-	1000\$/kW	2007	[42]
1100\$/kW	-	170\$/kWh	-	-	2004	[38]
1000\$/kW	4000\$/kW	170\$/kWh	-	-	2003	[37]

(Not: * kurulum işletme ve bakım maliyetleri dahil fiyat)

5. HOMER PROGRAMININ TANITIMI

Bu bölümde, sistem modellenmesinde kullanılacak programa ilişkin simülasyon, optimizasyon ve hassaslık analizi ile ilgili süreçlere ait bilgilere yer verilmiştir.

5.1 Giriş

Bir bilgisayar modeli olan Homer, Birleşik Devletler Ulusal Yenilenebilir Enerji laboratuvarı (NREL) tarafından geliştirilmiş bir mikrogüç optimizasyon modelidir. Bu program mikrogüç sistemlerinin tasarımını yapmak ve güç üretim teknolojilerini karşılaştırmak amacıyla geliştirilmiştir. Homer güç sisteminin fiziksel özelliklerini ve kullanım ömürleri süresindeki maliyetleri olan, tüm toplam kurulum ve işletme maliyetlerini modeller. Bu program teknik ve ekonomik verileri kullanarak farklı dizayn imkanları sunar. Bu program ayrıca, sistem modellenirken kullanılan verilerde yapılan değişikliklerin ve belirsizliklerin anlaşılmasında yardımcı olur.

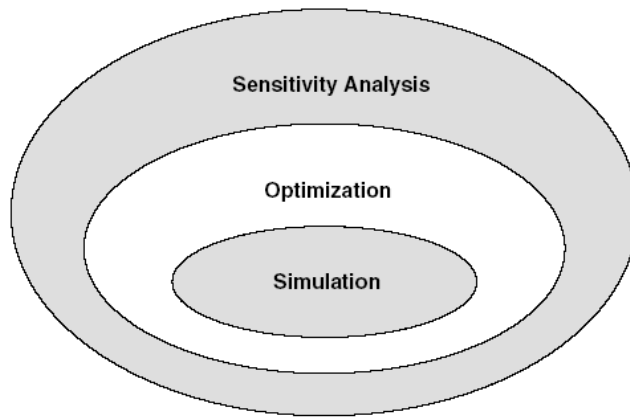
Bir mikro enerji sistemi, elektrik üreten bazen de yakındaki bir yükü beslemek için ısı üreten bir sistemdir. Böyle bir sistem elektrik üretimi yapan ve depolama teknolojilerine sahip, şebekeye bağlı veya şebekeden bağımsız çalışan, birçok üretim teknolojisinin kombinasyonu olabilir. Örnek olarak uzak bir yükü besleyen güneş ve akü sistemi, bir köyü besleyen rüzgar ve dizel birleşimi bir sistem veya bir fabrikaya elektrik ve ısı sağlayan şebeke bağlantılı doğal gaz mikrotürbini verilebilir. Yüksek gerilim hattına elektrik sağlayan güç santralleri mikro enerji sistemi olarak nitelendirilemezler çünkü bu tesisler belli bir yüke tahsis edilmemişlerdir. Homer elektrik veya termal yükü besleyen fotovoltaik modüllerin, rüzgar türbinlerinin, küçük güçlü hidroelektrik santrallerin, biyokütle gücünün, pistonlu motor jeneratörlerinin, yakıt hücrelerinin, akü ve hidrojen depolama sistemlerinin bulunduğu, şebekeye bağlı veya bağımsız çalışan sistemler modelleyebilir [47].

Mikrogüç sistemlerinin analizi ve dizaynı, yükün büyüklüğü ve yakıt fiyatları gibi ana parametrelerdeki belirsizlikler ve bir çok tasarım seçeneği olmasından dolayı zordur. Ayrıca yenilenebilir enerji kaynaklarının mevsimlere göre farklılık göstermesi, istenildiği zaman kullanılamaması ve yenilenebilir kaynakların

kullanılabilirliğinde belirsizlikler olması da tasarımı zorlaştırır. Homer bu gibi olumsuzlukların önüne geçebilmek için tasarlanmıştır.

Bu program üç temel görevi gerçekleştirir. Bunlar; simülasyon, optimizasyon ve hassaslık analizidir. Simülasyon sürecinde Homer, yılın her saati için belirli bir mikro enerji sistem konfigürasyonunun performansını, bu sistemin teknik fizibilitesini ve yaşam süresi maliyetini (life-cycle cost) belirleyebilmek için modeller. Optimizasyon sürecinde ise en düşük yaşam döngüsü maliyeti göz önünde bulundurularak, teknik kısıtlamaları karşılayan bir sistem konfigürasyonunu belirleyebilmek için, birçok farklı sistem konfigürasyonunu simüle eder. Hassaslık analizi kısmında ise Homer, girişlerdeki değişikliklerin ve belirsizliklerin sistem üzerindeki etkilerini ölçmek için birçok giriş varsayımları altında çok sayıda optimizasyon işlemini gerçekleştirir. Optimizasyon işlemi, sistemi oluşturan elemanların kombinasyonu ve bu elemanların her birinin büyüklüğü veya niceliği gibi sistemi tasarlayan kişinin belirlediği değişkenlerin optimum değerini belirler. Hassaslık analizi ise ortalama rüzgar hızı veya gelecekteki yakıt fiyatı gibi sistemi tasarlayan kişinin elinde olmayan değişkenlerdeki, değişikliklerin etkilerinin değerlendirilmesinde yardımcı olur.

Şekil 5.1’de simülasyon, optimizasyon ve hassaslık analizi arasındaki ilişki gösterilmiştir. Burada optimizasyonun çevrelediği alan, tek bir optimizasyonun birçok simülasyondan oluştuğu gerçeğini temsil etmek amacıyla simülasyonun çevrelediği alanı içine almaktadır. Hassaslık analizinin çevrelediği alan da optimizasyonun çevrelediği alanı içine alır. Burada da bir hassaslık analizinin bir çok optimizasyondan oluştuğu vurgulanmıştır [47].

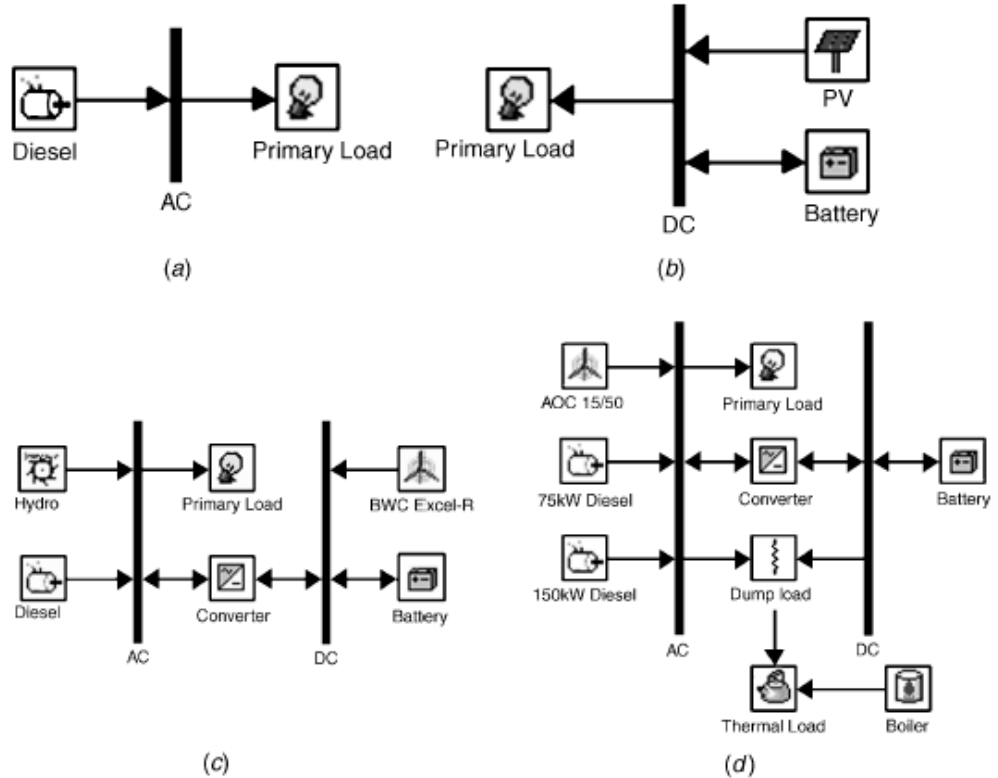


Şekil 5.1 : Simülasyon, optimizasyon, ve hassaslık analizi arasındaki ilişki [47]

5.2 Simülasyon

Homer programının temel yeteneği, uzun dönem mikro enerji sistemlerinin çalışmalarını simüle edebilmesidir. Simülasyon süreci, belirli büyüklüklerdeki sistem elemanlarının birleşimi olan sistem konfigürasyonunun ve bu bileşenlerin birlikte nasıl çalıştığını belirleyen işletim stratejisinin, uzun zaman sürecinde, belirlenen değerler içerisinde nasıl davrandığını belirler.

Homer bir çok çeşit mikro enerji sistem konfigürasyonunun simülasyonunu yapabilir. Örneğin PV dizisinin, bir veya daha fazla rüzgar türbininin, generatörün, akü grubunun, AC-DC dönüştürücünün, elektrolizörün, hidrojen depolama tankının ve bunların kombinasyonlarının simülasyonunu yapabilir. Bu sistemler şebekeye bağımlı veya şebekeden bağımsız olabilir. Ayrıca alternatif akım (AC) veya doğru akım (DC) elektrik yüklerini veya termal yükleri besleyebilir. Şekil 5.2’de Homer programının simülasyon yapabileceği farklı sistem konfigürasyonlarına ait örnekler verilmiştir.



Şekil 5.2 : Örnek sistem konfigürasyonları [47]

Simülasyon işlemi iki amacı yerine getirir. İlk olarak sistemin uygun olup olmadığını belirler. Burada sistem belirlenen elektrik ve termal yükleri karşılıyor ve ayrıca

tasarımcı tarafından belirlenen diğer kriterleride yerine getiriyorsa bu sistem uygulanabilir bir sistem olarak değerlendirilir. İkinci olarak da sistemin ömür boyu maliyetini belirler. Yani sistemin kurulum ve kullanım süresi boyunca çalışma maliyetlerinin toplamını belirler. Ömür boyu maliyet ise çeşitli sistem konfigürasyonlarını ekonomik açıdan değerlendirirken kullanılabilir uygun bir ölçüdür. Bu karşılaştırmalar Homer programının optimizasyon sürecinin temelini oluşturur.

Homer belirli bir sisten konfigürasyonunu, onun bir yıllık saatlik simülasyonlarını değerlendirerek modeller. Homer bir yıl boyunca saatlik adımlarla ilerler, kullanılabilir enerjiyi hesaplar, bunu elektrik yükü ile karşılaştırır, fazla enerji ile ne yapacağına veya yenilenebilir enerjinin yeterli olmadığı durumlarda ek gücü nasıl sağlayacağına karar verir. Bir yıla ait hesaplamalar tamamlandığı zaman, Homer sistemin elektrik yükünü karşılayıp karşılamadığını, yenilenebilir enerji oranını ve sistemi tasarlayan tarafından belirlenen şartların sağlanıp sağlanmadığını belirler. Homer ayrıca sistemin yaşam döngüsü maliyetini hesaplamak için gerekli olan değerleri de hesaplar. Bu değerler, yıllık yakıt tüketimi, jeneratörün yıllık çalışma saati, beklenen akü ömrü veya şebekeden alınan enerji gibi [47].

Homer programının yaşam döngüsü maliyetini belirlemek için kullandığı değer, toplam net bugünkü maliyettir (total net present cost-NPC). Bu tek değer, bugüne indirgenmiş gelecek nakit akışları ile, proje yaşam süresi içerisinde meydana gelen tüm maliyet ve gelirleri kapsar. Toplam net bugünkü değer, sistem bileşenlerinin ilk yatırım maliyetini, proje süresince olacak yenileme, bakım ve yakıt maliyetlerini ve şebekeden alınan enerji maliyetini kapsar. Şebekeye satılan elektrikten elde edilen gelir ise net bugünkü değeri düşürür.

Bir çok mikro enerji sistemleri için, özellikle sürekli olmayan güç kaynakları için, bir saatlik zaman adımı, sistem davranışını kabul edilebilir doğrulukta modelleyebilmek için gereklidir. Örneğin rüzgar-dizel-akü enerji sisteminde aylık ortalama rüzgar güç çıkışını bilmek yeterli değildir. Çünkü zamanlama ve güç çıkışındaki değişkenlikte ortalama değer kadar önemlidir [47].

5.3 Optimizasyon

Simülasyon sürecinde belli bir sistem konfigürasyonu modellenirken, optimizasyon sürecinde ise mümkün olan en iyi sistem belirlenir. Bu programda en optimum

sistem, sistem tasarımcısı tarafından belirlenen özellikleri sağlayan ve en düşük toplam net bugünkü maliyete sahip olan sistem konfigürasyonudur. Optimum sistemi bulmak, sistem konfigürasyonunun hangi elemanlardan oluştuğuna, bunların sayısına ve büyüklüğüne karar vermeyi gerektirir. Program optimizasyon sürecinde birçok farklı sistem konfigürasyonunu simüle eder, bunların içinde istenilen kriterlere uygun olmayanını eler ve geri kalanları da toplam net bugünkü maliyete göre sıralar. Bunların arasında da en düşük toplam net bugünkü değere sahip olanını da optimum sistem olarak değerlendirir.

Optimizasyon sürecinin amacı, sistem tasarımcısını ilgilendiren her bir karar değişkeninin optimum olanını belirlemektir. Karar değişkeni ise sistem tasarımcısının kontrolünde olan değişkenlerdir. Homer’da kullanılan olası karar değişkenleri, fotovoltaik dizinin büyüklüğü, elektrolizerin büyüklüğü, rüzgar türbini sayısı, kullanılan jeneratörün büyüklüğü, hidrojen depolama tankının büyüklüğü, AC-DC dönüştürücünün büyüklüğü olarak sıralanabilir [47].








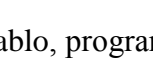
Optimizasyon, tasarımcıya bir çok olasılık arasından en optimum sistemi bulmasına ve onu geliştirmesine yardımcı olur. Örnek olarak rüzgar-dizel-akü grubu içeren bir sistemi göze önüne alalım. Burada tasarımcı türbin sayısında, batarya sayısında, dönüştürücü büyüklüğünde, meydana gelecek değişikliklerin toplam net bugünkü maliyeti nasıl etkileyeceğini önceden bilemez. Yani bu değerlerin değişmesiyle toplam net bugünkü değer artabilirde, azalabilirde. Bu nedenle bunlar karar değişkenleri olarak adlandırılır.

İşte Homer bu nedenle, sistem tasarımcısına karar değişkenleri için farklı sayıda değerler girebilmesine olanak sağlar. Örnek olarak farklı sayıda rüzgar türbini ve akü sayısı, farklı büyüklüklerde dönüştürücü değerleri gibi. Programın da girilen bu olasılıkların hepsini dikkate almasıyla da optimum sistem bulunur. Şekil 5.3’te farklı sistem elemanları için girilen, farklı değerler verilmiştir.

	FL30 (Quantity)	Gen (kW)	Batteries (Quantity)	Converter (kW)
1	0	135.00	0	0.00
2	1		16	30.00
3	2		32	60.00
4	3		48	120.00
5	4		64	
6			96	
7			128	
8				

Şekil 5.3 : 140 Farklı Sistem Konfigürasyonu İçeren Durum [47]

Örnek olarak Şekil 5.3'deki durum için, program ($5 \times 1 \times 7 \times 4 = 140$) 140 farklı olasılık arasından en optimum olanını bulacaktır. Burada farklı sayıda değer girilmesi olasılığı artırarak, daha iyi sistemi bulmaya olanak sağlamıştır. Programın çalıştırılmasından sonra da, en düşük toplam net bugünkü maliyete sahip olan sistem konfigürasyonundan başlanarak, en pahalıya doğru hepsi sıralanarak tablo halinde sunulur. Şekil 5.4'te, programın çalıştırılmasından sonra oluşan bir optimizasyon tablosu verilmiştir [47].

	FL30	Gen (kW)	Batt.	Conv. (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)	Diesel (L)	Gen (hrs)
	1	135	64	30	\$ 216,500	\$ 849,905	0.273	75,107	4,528
	2	135	64	30	\$ 346,500	\$ 854,660	0.274	54,434	3,350
	1	135	48	30	\$ 200,500	\$ 855,733	0.275	78,061	4,910
	2	135	48	30	\$ 330,500	\$ 856,335	0.275	57,654	3,685
	2	135	32	30	\$ 314,500	\$ 873,322	0.280	62,394	4,139
	2	135	96	60	\$ 401,000	\$ 878,370	0.282	48,139	2,603
	2	135	64	60	\$ 369,000	\$ 880,421	0.282	52,999	3,195
		135	64	30	\$ 86,500	\$ 885,175	0.284	101,290	5,528

Şekil 5.4 : Sistem konfigürasyonlarını gösteren toplu optimizasyon sonuçları [47]

Bu tablo, programın çalıştırılmasından sonra oluşan ve en küçük toplam net bugünkü maliyetten (NPC) başlayarak sıralanan, sistem konfigürasyonlarını içerir. Yani ilk sıradaki konfigürasyon en düşük NPC tutarına sahip olmasından dolayı, bu şartlar altında en optimum sistemdir.

5.4 Hassaslık Analizi

Hassaslık analizinde, çıkış değerlerinin, sistemin giriş değerlerindeki değişimlere ne kadar duyarlı olduğu tanımlanır. Hassaslık analizinde tasarımcı tek bir giriş değişkeni için, farklı değerler girebilir. Homer'da karar değişkeni olarak tanımlanmayan neredeyse bütün giriş değişkenleri, 'hassaslık değişkeni' olarak tanımlanabilir. Bu değişkenlere, şebeke elektrik fiyatı, yakıt fiyatı, faiz oranı veya fotovoltaik hücrenin yaşam süresi örnek olarak gösterilebilir. Bunların yanında elektrik yükü ve güneş, rüzgar veya akarsu kaynakları gibi saatlik veri kümeleri üzerinde de hassaslık analizi yapılabilir. Bu süreçte günlük yük şekli, mevsimsel yapı veya herhangi bir istatistiksel özellik değiştirilmeden yük verisi genlikleri değiştirilir. Homer yenilenebilir kaynak verilerini de aynı şekilde değerlendirir [47].

Yani hassaslık analizinin amacı belirsizliklerin üstesinden gelmektir. Eğer sistem tasarımcısı belirli bir değişken değerinden emin değilse, farklı değerler girerek, bu değerler sonucunda sistem çıkışındaki değişiklikleri görebilir ve değerlendirebilir. Bunların yanında bir de hassaslık analizi ile kullanıcı, hangi fiyatta ve hangi koşullar altında, bir sistem konfigürasyonunun, alternatifleri ile rekabet edebileceğini görebilir [47].

5.5 Ekonomik Modelleme

Ekonomi, Homer'da hem simülasyon, hem de optimizasyon sürecinde yer alır. Homer simülasyon sürecinde, toplam net bugünkü maliyeti minimize edecek şekilde sistemi çalıştırır. Optimizasyon sürecinde ise, en düşük toplam net bugünkü maliyete sahip sistem konfigürasyonunu arar.

Optimizasyon sürecinde Homer, yenilenebilir ve yenilenemeyen enerji kaynaklarının değişken miktarlarını içeren, çok çeşitli sistem konfigürasyonlarının ekonomilerini birçok defa karşılaştırmak zorundadır. Bu karşılaştırmaların doğru yapılabilmesi içinde, hem sermaye hem de işletme maliyetini hesaba katmak gereklidir. Yaşam döngüsü maliyet analizi de, sistemin yaşam süresi içerisinde meydana gelen tüm maliyetlerini kapsar. Homer yaşam döngüsü maliyetini temsil etmek için, toplam net bugünkü maliyeti kullanır. Toplam net bugünkü maliyet (Total Net Present Cost, NPC) , iskonto oranının kullanımı ile, bugüne iskonto edilmiş gelecekteki nakit akışları ile birlikte, proje yaşam süresi içerisinde meydana gelen tüm maliyetleri ve gelirleri bugünün doları olarak toplu ödenen bir para miktarı olarak özetleyen bir parametredir.

Sistem tasarımcısı, proje ömrünü ve iskonto oranını belirleyebilir. Toplam net bugünkü maliyet, ilk yatırım maliyetini, yenileme, bakım, yakıt ve şebekeden alınan elektriğin maliyetini içerir. Gelirler ise, şebekeye satılan elektriği ve yaşam süresi sonucunda meydana gelen hurda maliyetini içerir. Maliyetler pozitif, gelirler de negatif olarak değerlendirilir. Yaşam süresi sonunda her bir elemanın hurda maliyetini hesaplarken Homer aşağıdaki denklemi kullanır.

$$S = C_{rep} \frac{R_{rem}}{R_{comp}} \quad (5.1)$$

Bu denklemde S hurda değerini (\$), Crep elemanın yenileme maliyetini (\$), Rrem elemanın kalan ömrünü (yıl), Rcomp elemanın yaşam süresini (yıl) ifade eder.

Eğer proje süresi 20 yıl ve eleman yaşam süresi de 20 yıl ise, proje sonunda hurda değeri olmayacaktır. Ama elemanın ömrü 30 yıl, proje ömrü 20 yıl ise, o zaman yenileme maliyetinin üçte biri kadar hurda değeri olacaktır.

Homer her bir eleman için, sermaye, yenileme, bakım, yakıt maliyeti ve diğer maliyetler ile, hurda değeri ve diğer gelirleri birleştirir ve elemanın yıllık maliyetini bulur. Her bir elemanın yıllık maliyetleri toplanarak da, sistemin toplam yıllık maliyeti bulunur. Bu değer Homer’da kullanılan, iki temel ekonomik değeri hesaplamada kullanılır. Bunlar toplam net bugünkü maliyet (total net present cost) ve bir değere getirilmiş enerji maliyeti (levelized cost of energy) [47].

Homer, toplam net bugünkü maliyeti hesaplarken aşağıdaki eşitliği kullanır.

$$C_{NPC} = \frac{C_{ann,tot}}{CRF(i, R_{proj})} \quad (5.2)$$

$C_{ann,tot}$ toplam yıllık maliyeti (\$/yıl), i reel faiz oranını (%), R_{proj} proje ömrünü (yıl), CRF anaparayı geri kazanma faktörünü (capital recovery factor) ifade eder ve aşağıdaki gibi bulunur.

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \text{ olarak ifade edilir.} \quad (5.3)$$

Burada i yıllık reel faiz oranını (reel faiz oranı), N yıl sayısını ifade eder.

Reel faiz oranı, tek seferlik maliyetler ile yıllık maliyetler arasında dönüşüm yapmak için kullanılan iskonto oranıdır ve aşağıdaki gibi ifade edilir.

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (5.4)$$

şeklinde ifade edilir. i' nominal faiz oranını (borç alma faizi), f yıllık enflasyon oranını ifade eder.

Enerjinin bir değere getirilmiş maliyeti ise, aşağıdaki gibi ifade edilir.

$$COE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{prim} + E_{def} + E_{grid,sales}} \quad (5.5)$$

Burada $C_{ann,tot}$ toplam yıllık maliyeti (\$/yıl), E_{prim} yıl başına toplam yük miktarını (kWh/yıl), E_{def} yıl başına ertelenebilir toplam yük miktarını (kWh/yıl), $E_{grid,sales}$ şebekeye satılan yıl başına enerji miktarını (kWh/yıl) belirtir [47].

6. HOMER İLE SİSTEM MODELLENMESİ

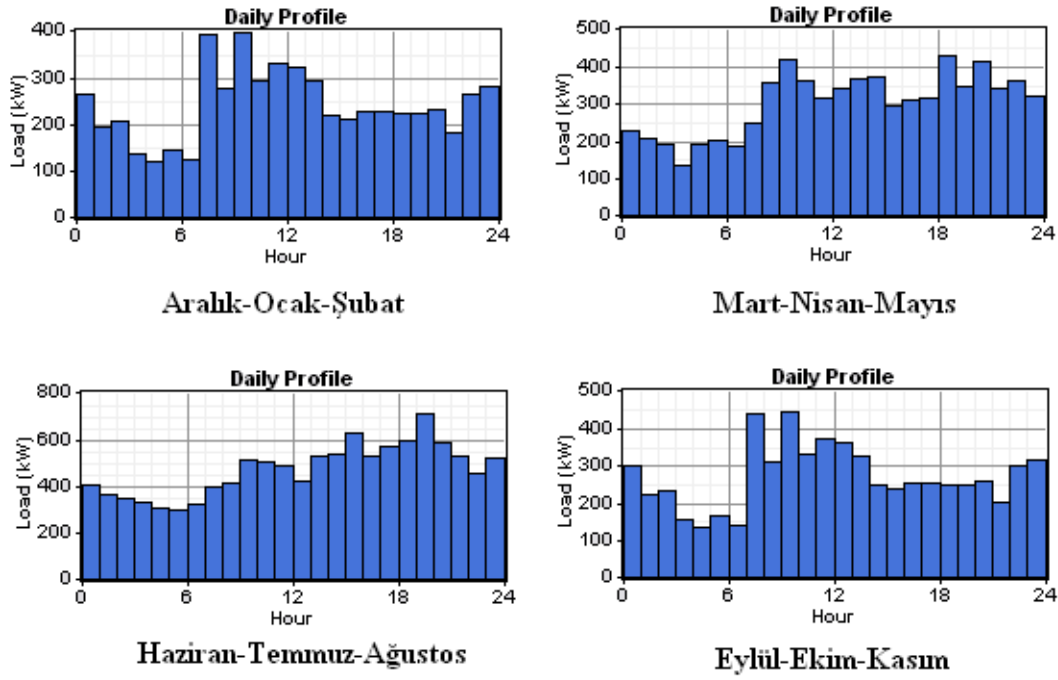
6.1 Sistem Bileşenlerinin Modellenmesi

Bu bölümde sistemde bulunan bileşenler için gerekli değerlerin, programa girilmesi işlemi gerçekleştirilmiştir.

6.1.1 Yükün modellenmesi

HOMER'da yükün modellenmesi için iki yol mevcuttur. Bunlardan biri, yılın her ayına ait, bir günlük, saatlik tüketilen yük miktarlarının sisteme girilmesiyle yük modeli oluşturulurken, diğer yol da ise bir yılın, her saati için (yani 8760 değer) elde edilen değerler sisteme aktarılır. Bu çalışmada incelenecek olan otel 5 yıldızlı ve 133 odalı bir otel olup, yıllık enerji tüketimi ise 2,811,229 kWh'tir. Otelin, senelik yük profilini oluşturmak için, otelin (26.02.2007), (19.05.2007), (07.07.2007) ve (02.09.2007) tarihlerindeki güç tüketimleri temin edilmiştir. Aralık-Ocak-Şubat ayları için (26.02.2007) tarihindeki, Mart-Nisan-Mayıs ayları için (19.05.2007) tarihindeki, Haziran-Temmuz-Ağustos ayları için (07.07.2007) tarihindeki ve Eylül-Ekim-Kasım ayları için de (02.09.2007) tarihindeki, günlük güç tüketimleri kullanılmıştır.

Bu değerler kullanılarak elde edilen yük profilleri Şekil 6.1’de gösterilmiştir.



Şekil 6.1 : Kullanılan yük profilleri

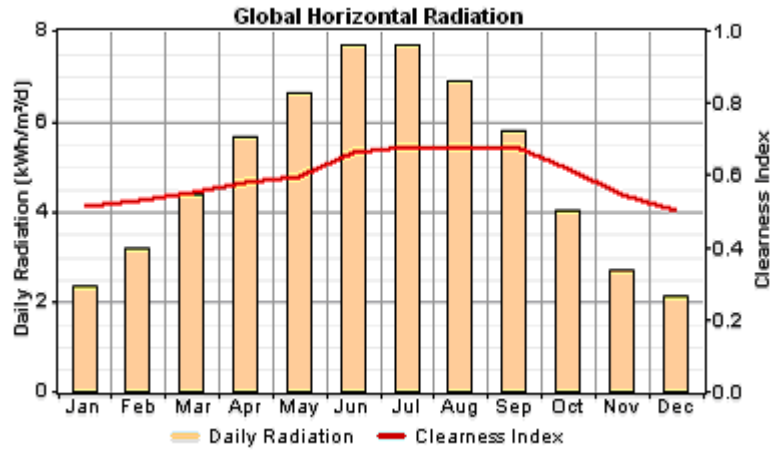
6.1.2 Güneş Kaynağının Modellenmesi

Hibrit sistemin kurulacağı bölgenin, güneş ışınımı değerleri, bu bölgenin kordinatları kullanılarak, internet aracılığıyla, NASA’dan HOMER yardımı ile elde edilmiştir. Elde edilen aylık ortalama güneş ışınımları Çizelge 6.1’de verilmiştir.

Çizelge 6.1 : Ortalama güneş ışınım verileri

Aylar	Bulutsuzluk İndeksi	Günlük Işınım kWh/m ² /d
Ocak	0.511	2.358
Şubat	0.530	3.170
Mart	0.553	4.366
Nisan	0.578	5.651
Mayıs	0.599	6.631
Haziran	0.666	7.705
Temmuz	0.682	7.699
Ağustos	0.674	6.894
Eylül	0.679	5.778
Ekim	0.618	4.035
Kasım	0.549	2.694
Aralık	0.503	2.110
Ortalama	0.612	4.993

Şekil 6.2’de ortalama güneş ışıını ve bulutsuzluk indeksi gösterilmiştir.



Şekil 6.2 : Ortalama güneş ışıınımları

Çizelgede yer alan bulutsuzluk indeksi (clearness index), atmosferin açıklığının bir ölçüsüdür. Bu değer açık havalarda yüksek, kapalı (bulutlu) havalarda ise düşük değerlerdedir. Boyutsuz bir büyüklüktür ve 0-1 arasında değişir.

6.1.3 Rüzgar Kaynağı Modellenmesi

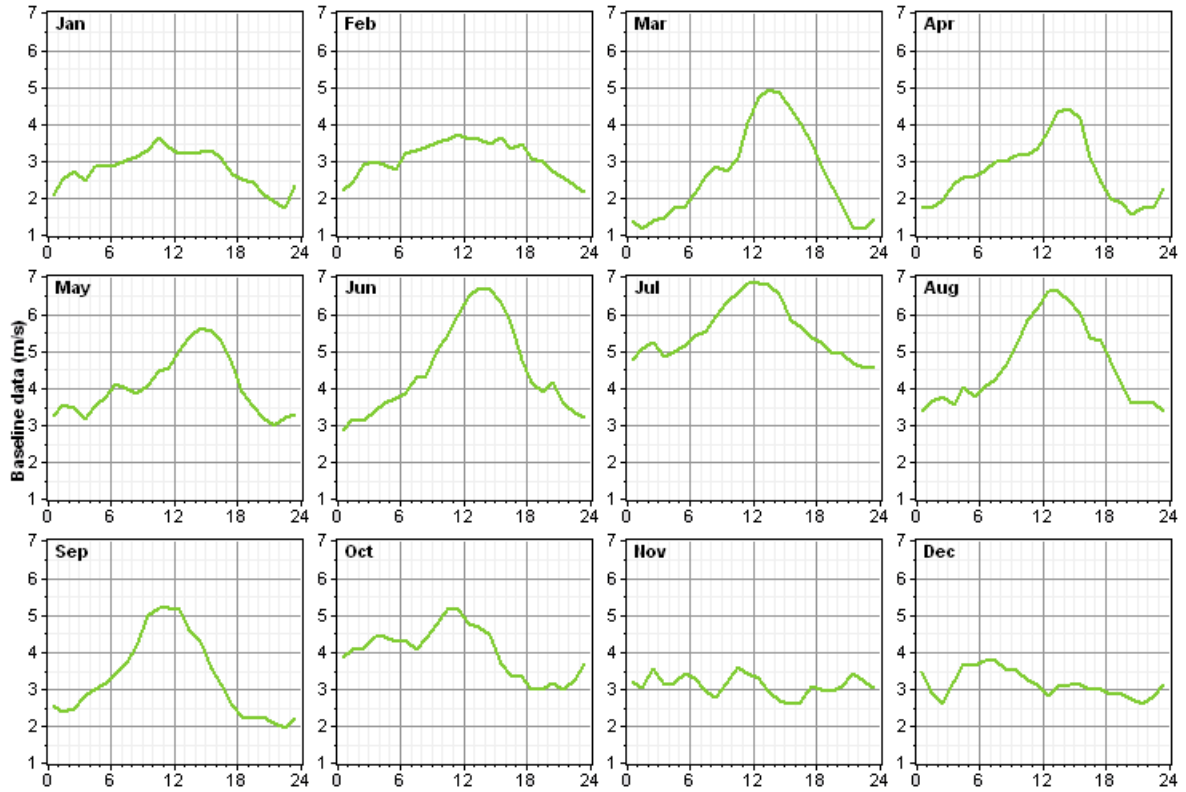
Rüzgar kaynağının modellenmesi için HOMER’da iki yol vardır. İlk olarak yılın her ayına ait ortalama rüzgar hızları girilebilir. Diğer yol ise, bir yıllık saatlik rüzgar hızları HOMER’a aktarılabilir. Bu çalışmada, Aydın ilinin, Söke ilçesine ait, 2001 yılının, 10 m’de yapılan bir yıllık saatlik rüzgar hızı ölçümleri, Elektrik İşleri Etüt İdaresi’nden temin edilerek programa aktarılmıştır.

Rüzgar hızları programa girildikten sonra, rüzgar hızlarının dağılımını tanımlayan, weibull parametresi (k)1,35 olarak hesaplanmıştır.

Homer tarafından hesaplanan, aylık ortalama rüzgar hızları Çizelge 6.2’de ve oluşturulan grafik ise Şekil 6.3’te verilmiştir.

Çizelge 6.2 : Ortalama rüzgar hızları

Ay	Rüzgar Hızı (m/s)
Ocak	2.772
Şubat	3.071
Mart	2.652
Nisan	2.699
Mayıs	4.048
Haziran	4.490
Temmuz	5.522
Ağustos	4.629
Eylül	3.301
Ekim	4.015
Kasım	3.101
Aralık	3.140
Ortalama	3.627



Şekil 6.3 : Rüzgar hızları dağılımı

Yerden yükseldikçe, rüzgar hızındaki artışı tanımlamak için HOMER’da, 2. bölümde anlatılan güç profili kanunu kullanılmıştır. Bu çalışmada, güç profili kanununda kullanılan pürüzlük katsayısı (α) 0,2 olarak belirlenmiştir.

6.1.4 Rüzgar Türbinin Modellenmesi

Bu bölümde, sistemde kullanılacak olan rüzgar türbinlerine ait özellikler belirlenecektir. Bu çalışmada 2 farklı rüzgar türbini kullanılmıştır.

Bunlardan ilki GE 1.5sl isimli rüzgar türbinidir. Anma gücü 1500kW AC olan rüzgar türbininin göbek yüksekliği (hub height) ise (61,4-80-85-100) metre gibi değerler alabilmektedir.

Diğeri ise, Enercon 44 isimli, anma gücü 900kW AC ve türbinin göbek yüksekliği ise (45-55-65) metre gibi değerler alan rüzgar türbinidir. GE 1.5sl isimli rüzgar türbini programa önceden tanıtılmış bir rüzgar türbini olup, Enercon 44 ise güç eğrisi değerleri girilerek programa tanıtılmıştır.

Bu çalışma için rüzgar türbininin ilk yatırım maliyeti, 1 kW için 1200\$, yenileme maliyeti 1 kW için 1200\$ ve işletme ve bakım maliyeti ise sermaye maliyetinin %2 ‘si olarak belirlenmiştir. GE 1.5sl isimli rüzgar türbini için göbek yüksekliği 80m ve Enercon 44 isimli rüzgar türbini için ise 65m olarak belirlenmiştir. Türbinlerin yaşam süreleri ise 25 yıl olarak kabul edilmiştir. Çalışmada optimum sistem oluşturulurken, en uygun türbin sayısını bulmak için, farklı sayılarda (rüzgar türbin adedi) rüzgar türbini kullanılmıştır. Türbinlere ait özellikler Ek A.3 ve Ek A.4’te verilmiştir.

6.1.5 Fotovoltaik Sistemin Modellenmesi

Hibrit sistemde kullanılacak fotovoltaik diziyeye ait özellikler, bu bölümde belirlenecektir.

Bu çalışmada, tek kristalli silisyum yapıda olan fotovoltaik hücre kullanılmıştır. İlk yatırım maliyeti 1kW için 4000\$, yenileme maliyeti 4000\$ ve yıllık bakım değeri 10\$ olarak belirlenmiştir. Yaşam süresi 25 yıl, azalma faktörü, yani kir, sıcaklık, gölge, kar örtüsü ve eskime gibi nedenlerle fotovoltaik dizilerin çıkışında oluşacak kayıpların dikkate alınmasını sağlayan değer, %90 olarak kullanılmıştır.

Eğim değeri panelin yatay düzleme göre konumunu ifade eden açı değeridir. 0° yatay konumu, 90° ise panelin dik bir konumda olduğunu ifade eder. Bu çalışmada, sisteme getirdikleri yüksek ek maliyet nedeniyle, güneş takip sistemleri

kullanılmayacaktır, bu nedenle HOMER eğim değeri için, incelenen bölgenin enlem değerini kullanacaktır.

Azimut değeri ise 3.Bölümde belirtildiği gibi panelin baktığı yönü tanımlayan açı değeridir. Sabit yöne sahip olacak fotovoltaik paneller genellikle ekvatora yönlendirilirler. Yani kuzey yarımkürede olan panel için bu değer 0° , güney yarımkürede olan bir panel için ise bu değer 180° olarak belirlenebilir.[34]. Türkiye kuzey yarımkürede olduğu için, azimut değeri 0° kabul edilmiştir. Yüzey yansıtma değeri, yeryüzüne gelen ışınımın, yeryüzü tarafından yansıtılan kısmını % olarak ifade eder. Çim ile kaplı bölge için bu değer %20, kar ile kaplı bölge için bu değer %70 değerini alır. Bu çalışmada ise, yüzey yansıtma değeri, %20 olarak belirlenmiştir. Fotovoltaik panellerin çıkış gücünün, hücre sıcaklığı ile nasıl değiştiğini gösteren sıcaklık güç katsayısı değeri, bu çalışmada ($-0.4\%/^\circ\text{C}$) olarak kullanılmıştır. Kullanılan tek kristalli silisyum yapıdaki fotovoltaik panelin, normal şartlar altındaki işletme sıcaklığı -40 ile 85°C arasında olup, bu çalışmada 47°C ve verimi ise %14 olarak kabul edilecektir. Optimum sistemin bulunması için ise, farklı büyüklükleri temsil eden fotovoltaik hücre değerleri girilmiştir. (örneğin, 10kW-50kW) Kullanılan tek kristalli silisyum yapıdaki fotovoltaik panele ait bilgiler Ek A.2’de verilmiştir.

6.1.6 Akü Modellenmesi

Aküler, sistem modellenmesinde, yenilenebilir enerji kaynakları tarafından üretilen enerjinin, sistemin yük ihtiyacından fazla olduğu zaman enerjiyi depolayan, ve üretilen enerji, yeterli olmadığı zamanlarda da depoladığı enerjiyi sisteme aktaran elemanlardır. Bu çalışmada, Surette 4KS25P isimli, nominal gerilimi 4V, nominal kapasitesi 1900Ah olan akü kullanılacaktır. Burada bir adet akü fiyatı 1000\$, yenileme maliyeti 1000\$ ve işletme ve bakım maliyeti ise yıllık 15\$ olarak belirlenmiştir. Optimum sistem bulunması için ise, farklı akü sayılarını temsil eden değerler kullanılmıştır. (Örneğin, 10 adet-20 adet)

6.1.7 Dönüştürücü (Converter) Modellenmesi

HOMER’da dönüştürücü olarak tanımlanan eleman, hem doğru akımı alternatif akıma dönüştüren evirici, hem de alternatif akımı doğru akıma dönüştüren doğrultucu gibi çalışır. Bu çalışmada dönüştürücü ömrü 25 yıl, ve verimlilik ise %90 olarak belirlenmiştir. Doğrultucunun kapasitesinin, eviricinin kapasitesinin ne kadarı

olduğunu tanımlayan bir yüzde değeri belirtilir. Bu çalışmada bu değer %100 olarak tanımlanmıştır. 1 kW büyüklüğündeki dönüştürücünün yatırım maliyeti 1000\$, yenileme maliyeti 1000\$ ve işletme ve bakım maliyeti ise 10\$/yıl olarak belirlenmiştir. Optimum sistemin bulunması için farklı kapasitelerdeki dönüştürücüleri temsil eden (örneğin, 10kW-100kW) değerler kullanılmıştır.

6.1.8 Şebekenin Modellenmesi

HOMER'da şebeke, ihtiyaç anında şebekeden elektrik satın alınabilecek ve uygun durumlarda da şebekeye elektrik satılabilecek şekilde modellenir. Sistem modellenirken, şebekeden elektrik satın alınması halinde, elektrik şirketine ödenecek tutar \$/kWh olarak, mikro enerji sisteminin ürettiği elektriği şebekeye sattığında da, elektrik şirketinin ödeyeceği tutarı belirlemek için de yine \$/kWh cinsinden değerler kullanılır. Bu çalışmada şebekeden alınan elektrik için 1 kWh'i 0.178 TL+KDV yani 0.210 TL/kWh değeri alınmış ve 1\$=1.505 TL olarak kabul edilip 0,1395 \$/kWh, olarak bulunmuştur. Şebekeye satılan elektrik 5 Euro Cent/kWh olarak belirlenmiş ve 1\$=1.505, 1Euro=2.027 değerleri kullanılarak (06.04.2010 tcmb), 0.067+KDV=0,079\$/kWh olarak belirlenmiştir. Ayrıca şebekeden alınan elektrikte fiyat artışı olması durumunda, optimum sistemin nasıl değişeceğini incelemek için elektrik fiyatlarının %10, %25 ve %50 oranında artacağı düşünülecektir.

6.1.9 Ekonominin Modellenmesi

Yıllık reel faiz oranı ve proje ömrü sistem optimizasyonunda kullanılan değerlerdir. Reel faiz oranını hesaplamak için, denklem 6.1 kullanılmıştır. Bu denklemde, yıllık enflasyon oranı (f) %4 ve faiz oranı (i') ise %5 olarak belirlenmiştir. Bu değerler kullanılarak da reel faiz oranı 0.0096 olarak bulunmuştur.

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (6.1)$$

$$i = \frac{0.05 - 0.04}{1 + 0.04} = 0.0096$$

Proje ömrü ise 25 yıl olarak belirlenmiştir.

6.1.10 Sistem kontrolünün modellenmesi

Sistem kontrol değeri olarak tanımlanan simülasyon adımı, bu çalışmada 60 dakika olarak belirlenmiştir.

6.1.11 Sıcaklığın modellenmesi

Homer çevre sıcaklığını, fotovoltaik hücrenin sıcaklığını hesaplarken kullanır. Çünkü fotovoltaik hücre tarafından üretilen güç üzerinde, sıcaklığın etkisi vardır. Sıcaklığın, fotovoltaik hücre üzerindeki bu etkisi, fotovoltaik hücreler modellenirken, sıcaklık güç katsayısı belirlenerek göz önüne alınmıştır. Burada ortam sıcaklık değerlerini HOMER'a aktarmanın iki yolu vardır. Bunlarda biri aylık ortalama değerler girilmesi şeklinde, diğeri ise incelenen bölgenin saatlik sıcaklık verilerinin programa aktarılması şeklindedir. Bu çalışmada, Aydın iline ait, 1997-2008 yılları arasındaki aylık ortalama sıcaklık değerleri, Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü'nden temin edilerek, programa girilmiştir [48].

6.1.12 Jeneratörün modellenmesi

Burada jeneratör modellemesi yapılırken 160 kW'lık jeneratörün fiyatı göz önüne alınarak belirlenmeler yapılmıştır. 160 kW'lık jeneratörün ilk yatırım maliyeti 30000\$, yenileme maliyeti 25000\$, işletme ve bakım maliyeti ise 3\$/saat, çalışma ömrü için ise 25000 saat olarak belirlenmiştir. Kullanılacak kırsal dizelin birim fiyatı 3.03 TL/L olarak belirlenmiş [49] ve 6 Nisan 2010 tarihinde Merkez Bankası'ndan alınan değerler kullanılarak (1\$=1.505 TL) 2.013\$/L değeri kullanılmıştır. Kullanılan jeneratöre ait bilgiler Ek A.1'de verilmiştir.

Sistem modellenmesinde kullanılan ekipman fiyatları Çizelge 6.3'te toplu halde verilmiştir.

Çizelge 6.3 : Kullanılan Fiyatlar

	Maliyet	İşletme&Bakım	Yenileme	
RT	1 kW 1200\$	Sermayenin %2'si	1 kW 1200\$	[20]-[38]
PV	1 kW 4000\$	10 \$/yıl	4000\$	[51]-[52]
JENERATÖR	160 kW 30000\$	3 \$/saat	25000\$	[53]
AKÜ	4V 1900Ah 1000\$	15 \$/yıl	1000\$	[52]
DÖNÜŞTÜRÜCÜ	1 kW 1000\$	10 \$/yıl	1000\$	[50]-[52]

6.2 Yüğü Karşılamak İçin Oluşturulan Senaryolar

Bu çalışmada yüğü karşılamak için, beş farklı durum incelenmiştir. Bu durumlar ise, 1500 kW ve 900 kW içeren rüzgar türbinleri için ayrı ayrı ele alınmıştır.

1. Şebeke bağlantılı, rüzgar türbini, güneş paneli, akü ve dönüştürücüden oluşan sistem
2. Şebekenin, sadece ihtiyaç fazlası elektriğın, şebekeye satışı için kullanıldığı, jeneratör, rüzgar türbini, güneş paneli, akü ve dönüştürücüden oluşan sistem
3. Şebekenin, sadece ihtiyaç fazlası elektriğın, şebekeye satışı için kullanıldığı, rüzgar türbini, güneş paneli, akü ve dönüştürücüden oluşan sistem
4. Şebekenin, sadece ihtiyaç fazlası elektriğın, şebekeye satışı için kullanıldığı, rüzgar türbini, akü ve dönüştürücüden oluşan sistem
5. Şebekenin, sadece ihtiyaç fazlası elektriğın, şebekeye satışı için kullanıldığı, güneş paneli, akü ve dönüştürücüden oluşan sistem

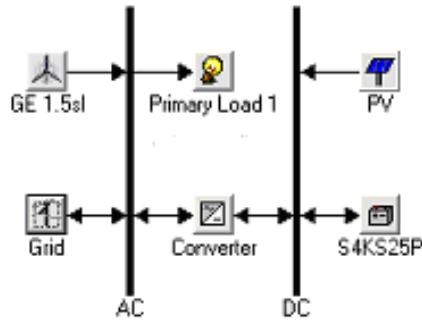
Bu senaryolara ek olarak, şebeke elektrik fiyatının artması, dizel jeneratör yakıt fiyatının artması ve azalması gibi durumlarda da, sistemlerde meydana gelecek değışimler incelenmiştir.

6.2.1 1500 kW'lık Rüzgar Türbini Kullanılarak Oluşturulan Senaryolar

Bölüm 6.2'de belirtilen senaryolar, burada 1500 kW'lık rüzgar türbini kullanılarak incelenecektir.

6.2.1.1 Şebeke-Rüzgar Türbini-Güneş Paneli

Şebeke bağlantılı, 1500 kW'lık rüzgar türbini, güneş paneli, akü ve dönüştürücüden oluşan sistemin blok şeması Şekil 6.4'te verilmiştir.



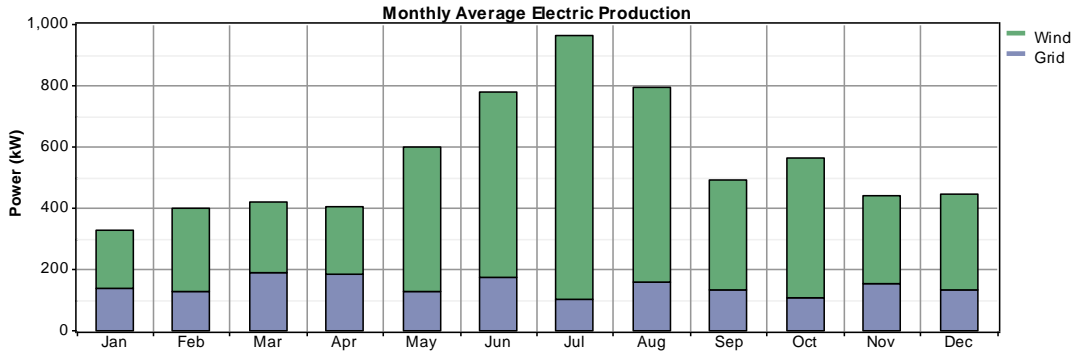
Şekil 6.4 : İncelenen sistemin blok şeması

Homer’da sistem modellenmesi kısmında anlatılan değerler girildikten sonra, program tarafından oluşturulan sonuçlar, Çizelge 6.4’deki gibi olmuştur.

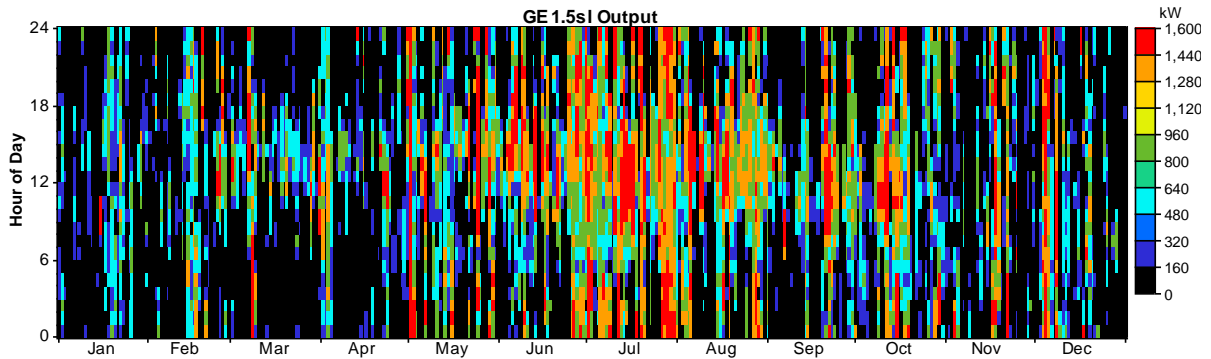
Çizelge 6.4 : Optimizasyon sonuçları

Şebeke	PV (kW)	RT	Akü	Dönüştürücü	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	-	1	-	-	1,800,000	51,627	2,932,891	2,414	0,74
+	-	-	-	-	0	392,168	8,679,615	13,95	0

Rüzgar türbini ve şebekeden oluşan sistem, optimum sistem olarak bulunmuştur. İlk yatırım maliyeti 1,800,000\$ ve işletme maliyeti ise 51627\$/yıl’dır. Yenilenebilir enerji kullanma oranı %74 olan sistemde enerji maliyeti ise 2,414 \$Cent/kWh’tir. Rüzgar türbini yıllık 3,587,263 kWh elektrik üretirken, şebekeden yıllık 1,271,725 kWh enerji alınmış ve şebekeye yıllık 2,047,829 kWh elektrik satılmıştır. Yıllık tüketim 2,811,229 kWh olarak belirlenmiştir. Rüzgar türbininin kapasite faktörü ise, %27.3 değerini almıştır. Aylık olarak ortalama elektrik üretim değerleri Şekil 6.5’te, rüzgar türbininin elektrik üretimi ise Şekil 6.6’da verilmiştir.



Şekil 6.5 : Aylık ortalama elektrik üretimleri



Şekil 6.6 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı

Sistem bileşenlerinin maliyeti Çizelge 6.5'te belirtilmiştir.

Çizelge 6.5 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
GE 1.5sl	1,800,000	0	796,766	0	0	2,596,767
Şebeke	0	0	336,124	0	0	336,124
Sistem	1,800,000	0	1,132,890	0	0	2,932,891

Bu sistem için basit geri ödeme süresi ise, 5.3 yıl olarak bulunmuştur. Bu çizelgedeki değerler, proje ömrü boyunca meydana gelen nakit akışlarını ifade eder. Homer, bu değerleri hesaplarken, 6. bölümde belirlenen nominal faiz oranını, denklem 6.2'de kullanarak bir iskonto faktörü belirler. Bu iskonto faktörü, her yıl meydana gelen masraflar ile çarpılarak, paranın bugünkü değeri bulunur ve proje ömrü boyunca meydana gelen masrafların toplanması ile de, toplam net bugünkü maliyet elde edilir. Şebeke kısmında ise, her yıl şebekeden satın alınan elektrik enerjisinin maliyetinden, şebekeye satılan elektrik enerjisinin maliyeti çıkarılarak elde edilen tutarların toplamı yer alır.

$$f_d = \frac{1}{1+i^N} \quad (6.2)$$

N, ise yılı ifade etmektedir.

Şimdi ise, kullanılan bütün değerler aynı kalacak şekilde, sırasıyla elektrik enerjisi fiyatının, %10, %25 ve %50 arttığı durumlar için, oluşacak optimum sistemler incelenecektir.

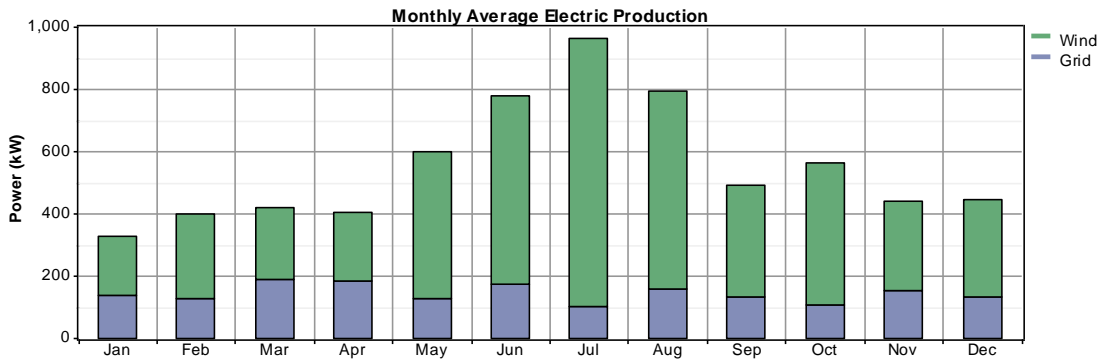
İlk olarak, %10'luk artış ele alınacaktır. Burada elektrik fiyatının 0.1395 \$/kWh değerinden, 0.1535 \$/kWh olduğu durum için, oluşan optimum sistem incelenmiştir ve sonuçlar Çizelge 6.6'da verilmiştir.

Çizelge 6.6 : Optimizasyon sonuçları

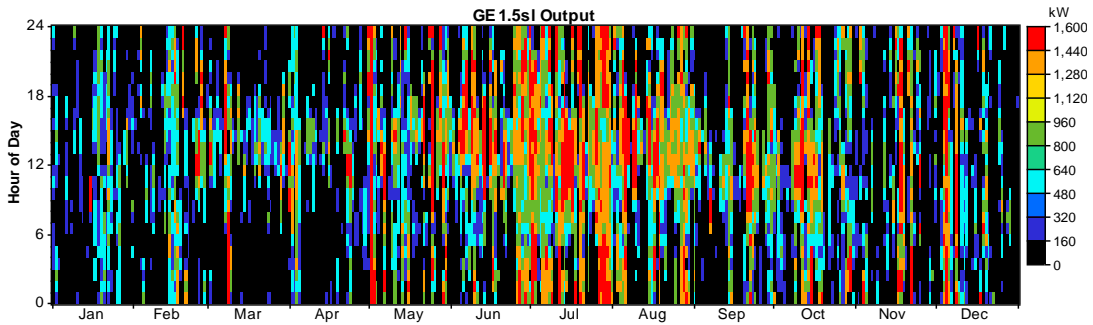
Şebeke	PV (kW)	RT	Akü	Dönüştürücü	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	-	1	-	-	1,800,000	69,431	3,325,599	2,737	0,74
+	-	-	-	-	0	431,525	9,550,687	15,35	0

Rüzgar türbini ve şebekeden oluşan sistem yine optimum sistem olarak bulunmuştur. Ancak elektrik fiyatı artışı ile toplam net bugünkü maliyet, 2,932,891\$'dan,

3,325,599 \$'a yükselmiştir. Yenilenebilir enerji kullanma oranı %74 olan sistemde, enerji maliyeti ise, 2,414 \$Cent/kWh'ten, 2,737 \$Cent/kWh değerine yükselmiştir. Rüzgar türbini yıllık 3,587,263 kWh elektrik üretirken, şebekeden yıllık 1,271,725 kWh enerji alınmış ve şebekeye yıllık 2,047,829 kWh elektrik satılmıştır. Yıllık tüketim 2,811,229 kWh olarak belirlenmiştir. Rüzgar türbininin kapasite faktörü ise, %27.3 değerini almıştır. Bu sistem için basit geri ödeme süresi 5 yıl olarak bulunmuştur. Aylık olarak ortalama elektrik üretim değerleri Şekil 6.7'da, rüzgar türbininin elektrik üretimi ise Şekil 6.8'de verilmiştir.



Şekil 6.7 : Aylık ortalama elektrik üretimleri



Şekil 6.8 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı

Sistem bileşenlerinin maliyeti Çizelge 6.7'te verilmiştir.

Çizelge 6.7 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

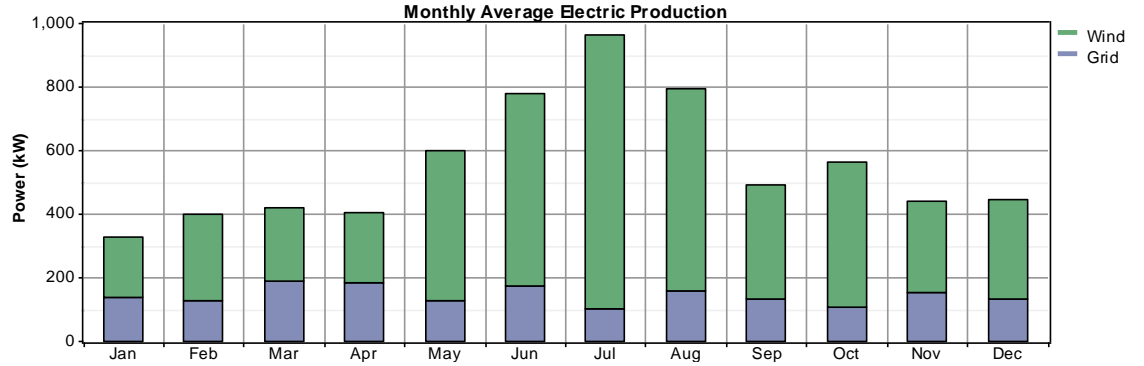
Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
GE 1.5s1	1,800,000	0	796,766	0	0	2,596,767
Şebeke	0	0	728,832	0	0	728,832
Sistem	1,800,000	0	1,525,598	0	0	3,325,599

Elektrik fiyatının 0.1395 \$/kWh değerinden, %25'lik bir artışla 0.1744 \$/kWh olduğu durum için, oluşan optimum sistem Çizelge 6.8'de verilmiştir.

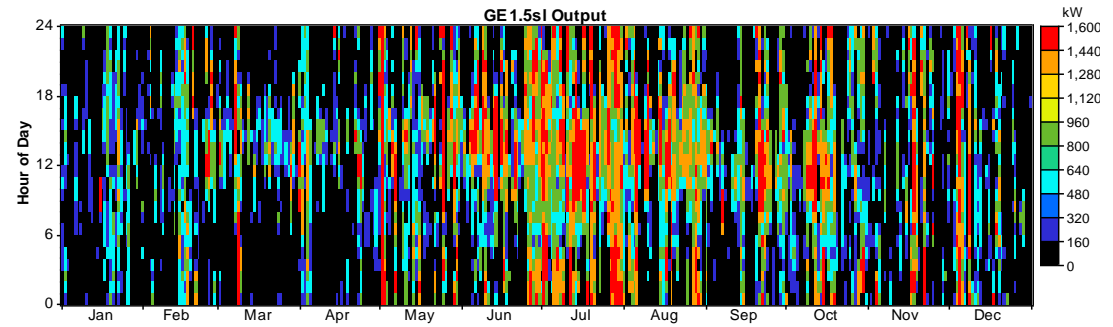
Çizelge 6.8 : Optimizasyon sonuçları

Şebeke	PV (kW)	RT	Akü	Dönüştürücü	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	-	1	-	-	1,800,000	96,011	3,911,324	3,219	0,74
+	-	-	-	-	0	490,280	10,851,074	17,44	0

Optimum sistem bileşenleri yine rüzgar türbini ve şebeke olmuştur. Elektrik fiyatının %25 artış göstermesi ile toplam net bugünkü maliyet 2,932,891\$'dan 3,911,324\$'a yükselmiştir. Elektrik enerjisi maliyeti ise, 2,414 \$Cent/kWh iken 3,219 \$Cent/kWh değerine yükselmiştir. Yenilenebilir enerji kullanma oranı ise, 0.74 değerini almıştır. Rüzgar türbini 3,587,263 kWh/yıl enerji üretimi gerçekleştirirken, şebekeden yıllık 1,271,725 kWh elektrik enerjisi alınmıştır. Şebekeye 2,047,830 kWh/yıl elektrik satışı gerçekleştirilmiştir. Rüzgar türbininin kapasite faktörü ise, %27.3'tür. Aylık olarak ortalama elektrik üretim değerleri Şekil 6.9'da, rüzgar türbininin elektrik üretimi ise Şekil 6.10'da verilmiştir.



Şekil 6.9 : Aylık ortalama elektrik üretimleri



Şekil 6.10 : Rüzgar türbininin zamana bağlı çıkışı

Sistem bileşenlerinin maliyeti Çizelge 6.9’da verilmiştir. Bu sistem için basit geri ödeme süresi 4.6 yıl olarak bulunmuştur.

Çizelge 6.9 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

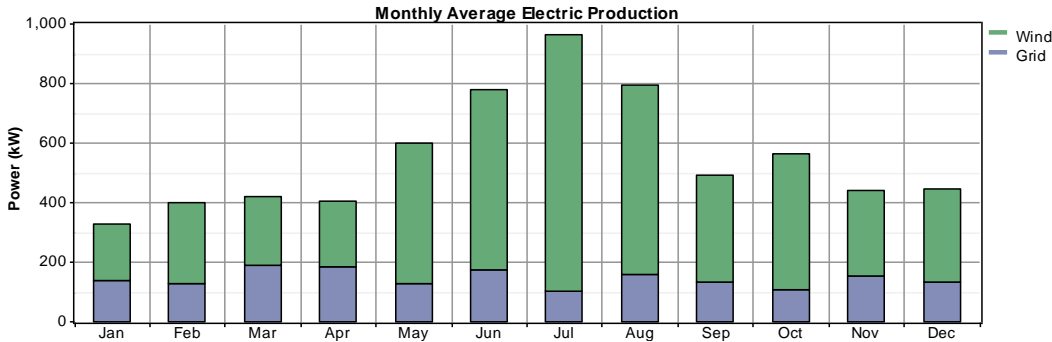
Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
GE 1.5sl	1,800,000	0	796,766	0	0	2,596,767
Şebeke	0	0	1,314,557	0	0	1,314,557
Sistem	1,800,000	0	2,111,323	0	0	3,911,324

Son olarak elektrik fiyatının 0.1395 \$/kWh değerinden, %50’lik bir artışla 0.2092 \$/kWh olduğu durum için, oluşan optimum sistem incelenmiş ve sonuçlar Çizelge 6.10’da verilmiştir.

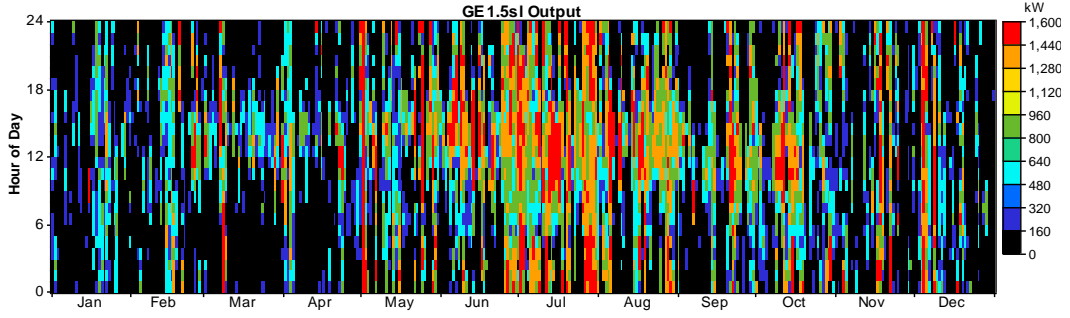
Çizelge 6.10 : Optimizasyon sonuçları

Şebeke	PV (kW)	RT	Akü	Dönüştürücü	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	-	1	-	-	1,800,000	140,266	4,886,370	4,022	0,74
+	-	-	-	-	0	588,111	13,160,310	20,92	0

Optimum sistem yine rüzgar türbini ve şebekeden oluşan sistem olarak bulunmuştur. Elektrik fiyatının %50 artış göstermesi ile toplam net bugünkü maliyet 2,932,891\$’dan 4,886,370\$’a yükselmiştir. Elektrik enerjisi maliyeti ise, 2,414 \$Cent/kWh iken 4,022 \$Cent/kWh değerine yükselmiştir. Yenilenebilir enerji kullanma oranı ise, 0.74’tür. Rüzgar türbini 3,587,263 kWh/yıl enerji üretimi gerçekleştirirken, şebekeden yıllık 1,271,725 kWh elektrik enerjisi alınmıştır. Şebekeye 2,047,830 kWh/yıl elektrik enerjisi satılmıştır. Rüzgar türbininin kapasite faktörü ise, %27.3 olmuştur. Aylık olarak ortalama elektrik üretim değerleri ve rüzgar türbininin elektrik üretimi sırasıyla Şekil 6.11 ve Şekil 6.12’de verilmiştir.



Şekil 6.11 : Aylık ortalama elektrik üretimleri



Şekil 6.12 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı

Sistem bileşenlerinin maliyeti Çizelge 6.11’de verilmiştir. Bu sistem için basit geri ödeme süresi 4 yıl olarak bulunmuştur.

Çizelge 6.11 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

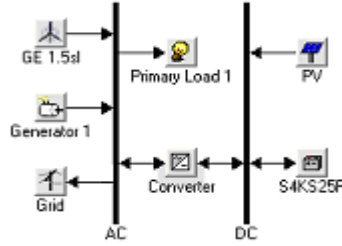
Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
GE 1.5sl	1,800,000	0	796,766	0	0	2,596,767
Şebeke	0	0	2,289,603	0	0	2,289,603
Sistem	1,800,000	0	3,086,369	0	0	4,886,370

Sonuç olarak şebeke bağlantılı sistemlerde, elektrik fiyatının artması ile işletme bakım masrafları ve toplam net bugünkü maliyet değerleri de artmıştır, ancak buna bağlı olarak da basit geri ödeme süreleri kısalmıştır.

Basit geri ödeme süresi (simple payback time), program tarafından iki sistemin karşılaştırılması ile, yani bu iki sistemin ilk yatırım maliyetleri arasındaki farkın, işletme maliyetleri arasındaki farka bölünmesiyle elde ediliyor. Burada basit geri ödeme süresi, sadece şebekeden oluşan sistem ile, optimum sistem olarak belirlenen şebeke ve rüzgar türbininden oluşan sistemlerin karşılaştırılması ile bulunmuştur.

6.2.1.2 Şebeke-Jeneratör-Rüzgar Türbini-Güneş Paneli

Jeneratör, 1500 kW'lık rüzgar türbini, fotovoltaik hücre, akü ve dönüştürücüden oluşan sistemin blok şeması Şekil 6.13'de verilmiştir. Burada şebeke, sadece ihtiyaç fazlası elektriği şebekeye satmak için kullanılmaktadır. Şebekeden enerji satın alınmamaktadır.



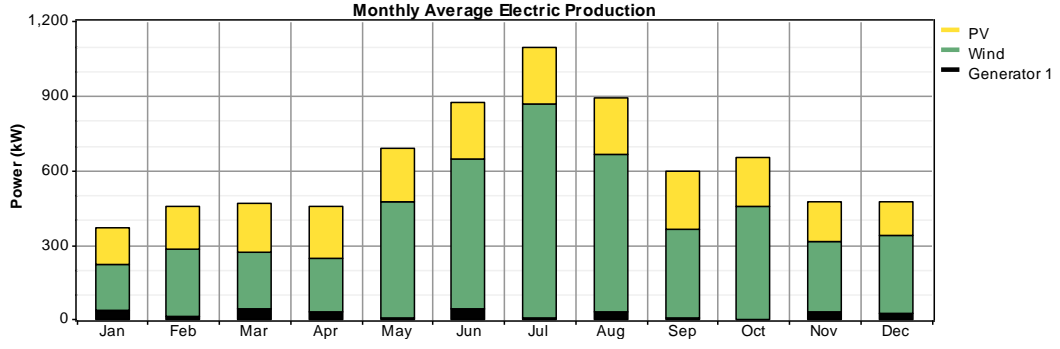
Şekil 6.13 : İncelenen sistemin blok şeması

Homer'da sistem bileşenleri için gerekli olan değerler girildikten sonra oluşan, optimum sistem konfigürasyonları Çizelge 6.12'de verilmiştir.

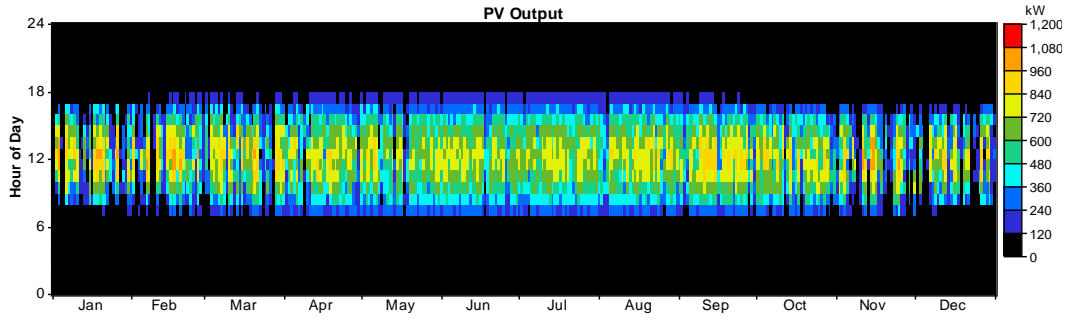
Çizelge 6.12 : Optimizasyon sonuçları

Şebeke	PV (kW)	RT	Jen. (kW)	Akü	Dönüştürücü (kW)	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	970	1	480	1945	665	8,380,000	91,337	10,217,131	7,941	0,97

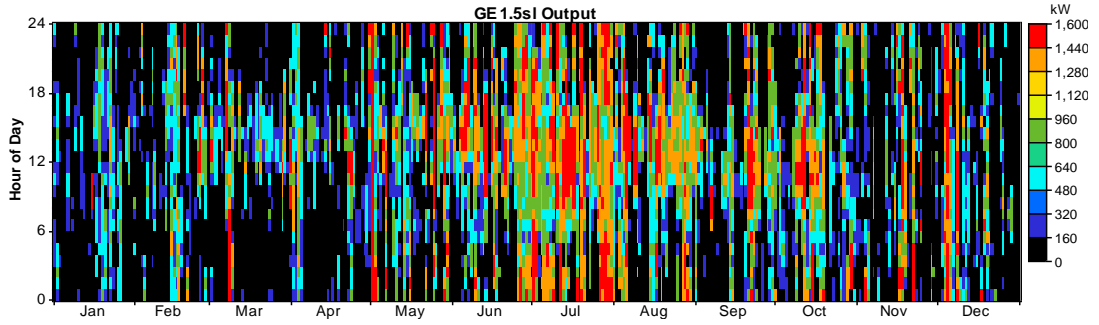
Burada optimum sistem 970 kW'lık fotovoltaik panel, 1 adet rüzgar türbini, 480 kW'lık jeneratör, 1945 adet akü ve 665 kW'lık dönüştürücüden oluşmaktadır. Enerji maliyeti ise 7,941 \$Cent/kWh'tir. Fotovoltaik panelin ürettiği elektrik enerjisi 1,709,608 kWh/yıl, rüzgar türbinin ürettiği elektrik enerjisi 3,587,263 kWh/yıl, jeneratörün ürettiği elektrik enerjisi ise 188,674 kWh/yıl'dır. Yenilenebilir enerji kullanma oranı ise 0.966'dır. Elektrik tüketimi 2,810,006 kWh/yıl'dır. İhtiyaç fazlası olarak şebekeye 2,335,181 kWh/yıl enerji satılmıştır. Fotovoltaik panelin kapasite faktörü %20.1, rüzgar türbinin ise %27.3'tür. Akülere 965,228 kWh/yıl enerji girişi olmuş ve 780,062 kWh/yıl enerji çıkışı olmuştur. Yıllık 176,279 kWh enerji kaybı gerçekleşmiş ve 8869 kWh/yıl kapasite azalması gerçekleşmiştir. Aylık ortalama elektrik üretimi şekil 6.14'de verilmiştir. Şekil 6.15 ve Şekil 6.16'da ise, sırasıyla fotovoltaik panelin ve rüzgar türbininin ürettiği elektrik enerjisinin zamana bağlı çıkışlarını gösteren grafikler verilmiştir. Oluşan sistemin basit geri ödeme süresi, sadece şebekeden oluşan sistemle karşılaştırılarak hesaplanmış ve 27,9 yıl olarak bulunmuştur.



Şekil 6.14 : Aylık ortalama elektrik üretimleri

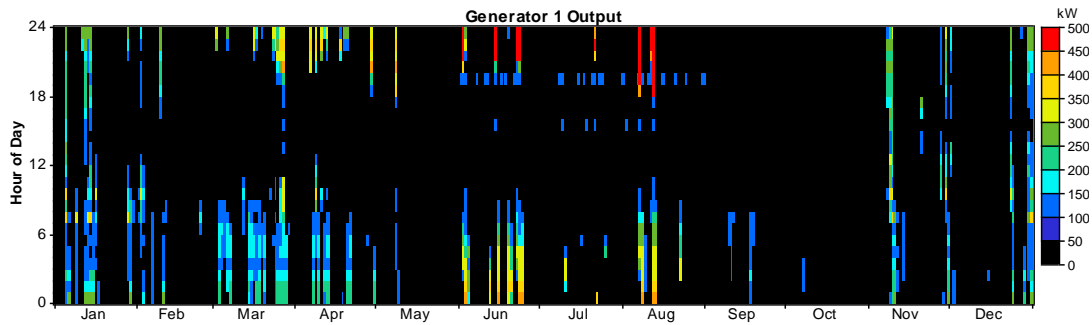


Şekil 6.15 : Fotovoltaik panelin zamana bağlı çıkışı



Şekil 6.16 : Rüzgar türbininin zamana bağlı çıkışı

Jeneratör ise yıllık 920 saat çalışmış ve kapasite faktörü ise %4.49 olmuştur. Jeneratörün çıkışı ise Şekil 6.17'deki gibidir.



Şekil 6.17 : Jeneratörün zamana bağlı çıkışı

Sistem ile ilgili nakit akışı ise Çizelge 6.13'te verilmiştir.

Çizelge 6.13 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
PV	3,880,000	0	214,684	0	0	4,094,685
GE 1.5sl	1,800,000	0	796,766	0	0	2,596,767
Jeneratör	90,000	0	183,256	2,244,937	-4,725	2,513,468
Surette 4KS25P	1,945,000	3,280,759	645,713	0	-1,404,097	4,467,375
Şebeke	0	0	-4,267,346	0	0	-4,267,346
Dönüştürücü	665,000	0	147,180	0	0	812,180
Sistem	8,380,000	3,280,759	-2,279,835	2,244,937	-1,408,822	10,217,131

Bu sistem konfigürasyonu ile ilgili, tüm sistem bileşenlerinin değeri aynı kalmak üzere, sadece dizel yakıt fiyatının %20 artması ve %20 azalması halinde, sistemde meydana gelecek değişimler incelenmiştir.

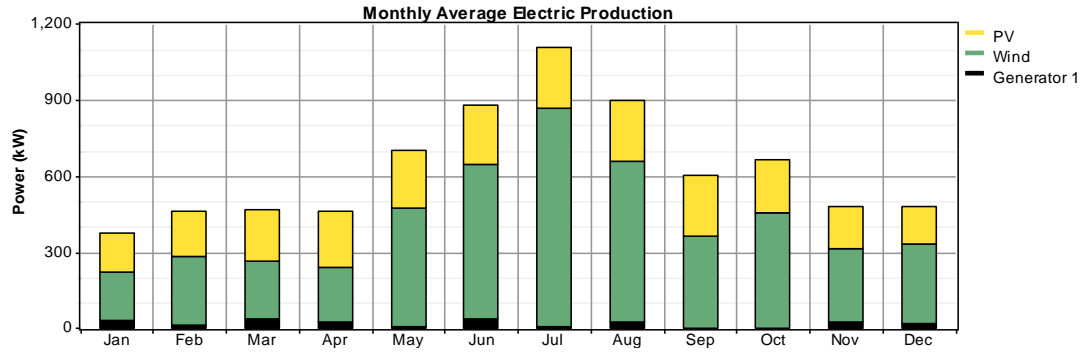
İlk olarak dizel yakıt fiyatının 2.013 \$/L'den %20 artarak 2.415 \$/L olması halinde, sistemde meydana gelecek değişimler incelenmiş ve optimizasyon sonuçları ise Çizelge 6.14'te verilmiştir.

Çizelge 6.14 : Optimizasyon sonuçları

Şebeke	PV (kW)	RT	Jen. (kW)	Akü	Dönüştürücü (kW)	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	1020	1	480	1995	665	8,630,000	93,964	10,520,533	8,084	0,97

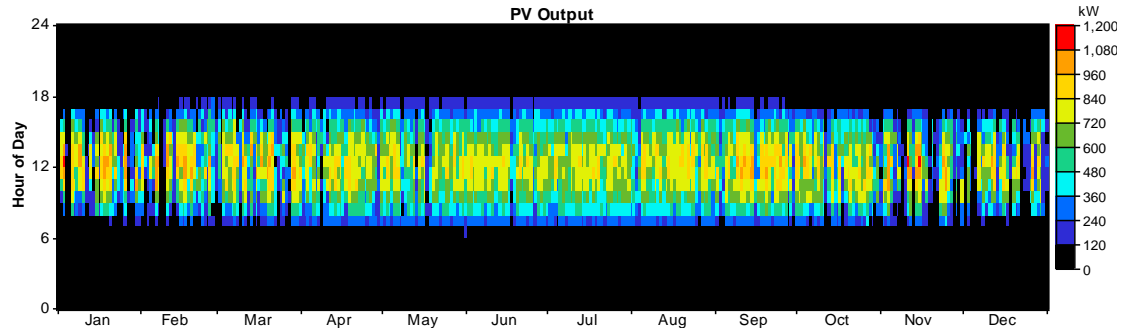
Dizel fiyatının artması ile oluşan sistemde fotovoltaik panel 970 kW'tan 1020 kW'a, akü sayısı ise 1945'ten 1995'e, yenilenebilir enerji kullanma oranı ise, 0.966 değerinden, 0.97 değerine yükselmiştir. Jeneratörün yıllık çalışma saati ise, 920 saatten, 805 saate gerilemiştir. Enerji maliyeti ise 8,084 \$Cent/kWh olmuştur. Üretilen elektriğin %32'si fotovoltaik panelden, %65'i rüzgar türbininden ve %3'lük kısmı ise jeneratörden karşılanmaktadır. Şebekeye ise 2,393,959 kWh/yıl elektrik satışı gerçekleştirilmiştir. Akü grubuna 986,224 kWh/yıl enerji girişi olmuş ve 797,061 kWh/yıl enerji çıkışı olmuş. Yıllık 180,066 kWh/yıl enerji kaybı olurken, 9097 kWh/yıl kapasite azalması gerçekleşmiştir.

Aylık olarak ortalama elektrik üretimleri Şekil 6.18’de verilmiştir.

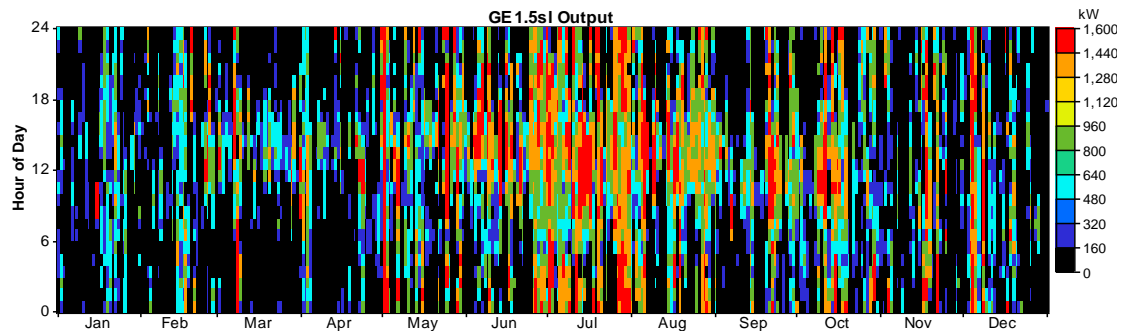


Şekil 6.18 : Aylık ortalama elektrik üretimleri

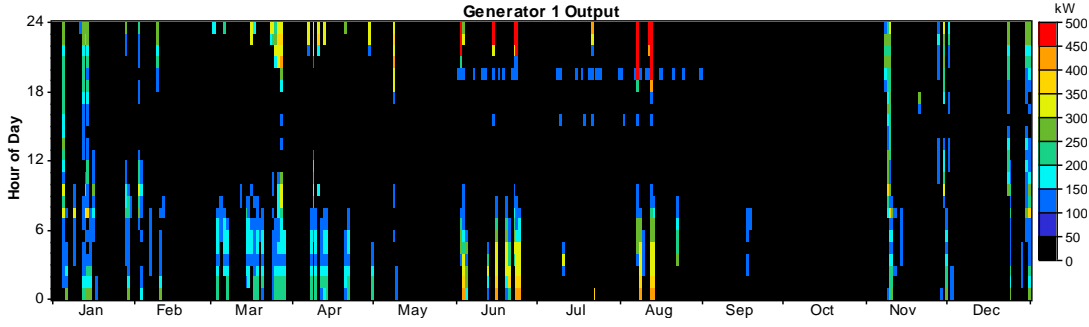
Fotovoltaik panelin kapasite faktörü %20.1, rüzgar türbinin kapasite faktörü %27.3, Jeneratörün kapasite faktörü ise %3.93’tür. Güneş paneli, rüzgar türbini, ve jeneratörün zamana bağlı olarak çıkışları sırasıyla Şekil 6.19, Şekil 6.20 ve Şekil 6.21’de verilmiştir.



Şekil 6.19 : Fotovoltaik panelin zamana bağlı çıkışı



Şekil 6.20 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkış gücü



Şekil 6.21 : Jeneratörün zaman bağı çıkış gücü

Sistem ile ilgili nakit akışları Çizelge 6.15’te verilmiştir. Oluşan sistemin basit geri ödeme süresi, sadece şebekeden oluşan sistemle karşılaştırılarak hesaplanmıştır. Dizel yakıt fiyatının artması ile, ilk yatırım maliyeti ve işletme maliyeti de artmıştır. Bu artışların da etkisiyle, basit geri ödeme süresi 28,9 yıl olarak bulunmuştur.

Çizelge 6.15 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
PV	4,080,000	0	225,751	0	0	4,305,751
GE 1.5sl	1,800,000	0	796,766	0	0	2,596,767
Jeneratör	90,000	0	160,349	2,359,639	-11,518	2,598,470
Surrette 4KS25P	1,995,000	3,365,097	662,312	0	-1,440,192	4,582,218
Şebeke	0	0	-4,374,850	0	0	-4,374,850
Dönüştürücü	665,000	0	147,180	0	0	812,180
Sistem	8,630,000	3,365,097	-2,,382,491	2,359,639	-1,451,709	10,520,533

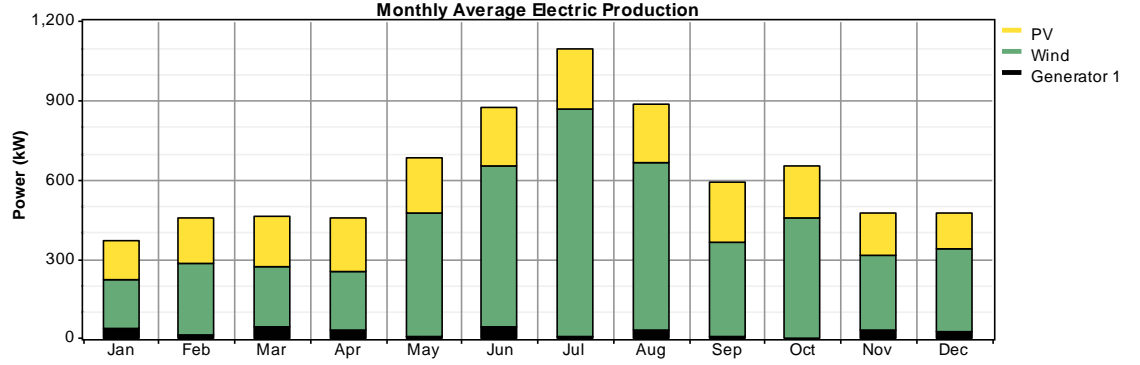
Dizel yakıt fiyatının %20 azalması durumunda sistemde meydana gelecek değişimler incelenmiş ve oluşan sonuçlar Çizelge 6.16’da verilmiştir.

Çizelge 6.16 : Optimizasyon sonuçları

Şebeke	PV (kW)	RT	Jen. (kW)	Akü	Dönüştürücü (kW)	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	955	1	480	1940	655	8,305,000	75,253	9,787,489	7,634	0,96

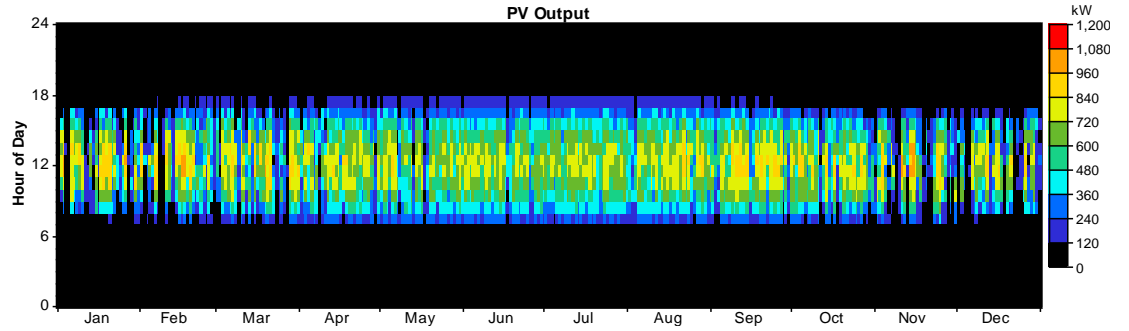
Dizel fiyatının azalması ile fotovoltaik panel gücü 970 kW’tan, 955 kW değerine, akü sayısı 1945 iken 1940 değerine, dönüştürücü büyüklüğü ise 665 kW değerinden 655 kW değerine gerilmiştir. Toplam net bugünkü maliyet ise, 10,217,131\$’dan, 9,787,489 \$’a ve ilk yatırım maliyeti ise, 8,380,000 \$’dan, 8,305,000 \$’a düşmüştür. Yenilebilir enerji kullanma oranı ise, 0.964 olmuştur. Yakıt fiyatının düşmesi ile dizel jeneratörün çalışma saati artmış ve yıllık 959 saat olmuştur. Fotovoltaik panelin ürettiği elektrik enerjisi 1,683,169 kWh/yıl, rüzgar türbinin ürettiği elektrik enerjisi

3,587,263 kWh/yıl, jeneratörün ürettiği elektrik enerjisi ise 195,269 kWh/yıl'dır. Şebekeye satılan elektrik ise 2,317,005 kWh/yıl'dır. Akülere yıllık 959,766 kWh enerji girişi olmuş ve 775,661 kWh/yıl enerji çıkışı gerçekleşmiştir. Akülerde 175,259 kWh/yıl enerji kaybı olmuş ve 8846 kWh/yıl kapasite azalması gerçekleşmiştir. Fotovoltaik panelin kapasite faktörü %20.1, rüzgar türbinin ise %27.3'tür. Jeneratörün kapasite faktörü %4.64'tür. Aylık olarak ortalama elektrik üretimleri Şekil 6.22'de verilmiştir.

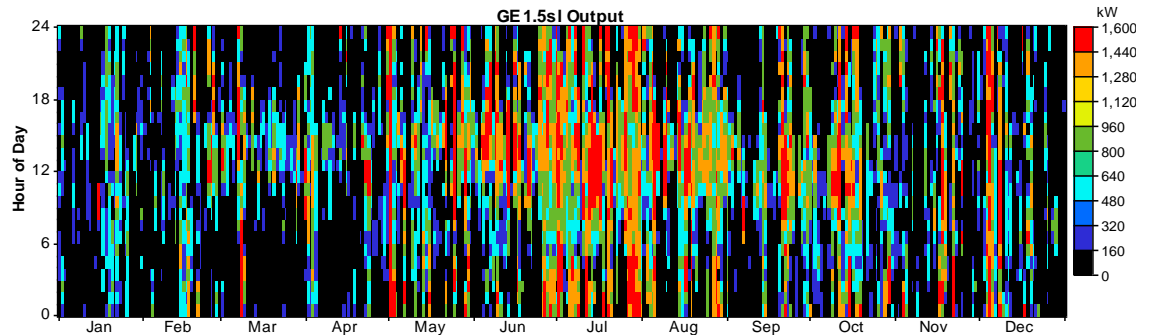


Şekil 6.22 : Aylık ortalama elektrik üretimleri

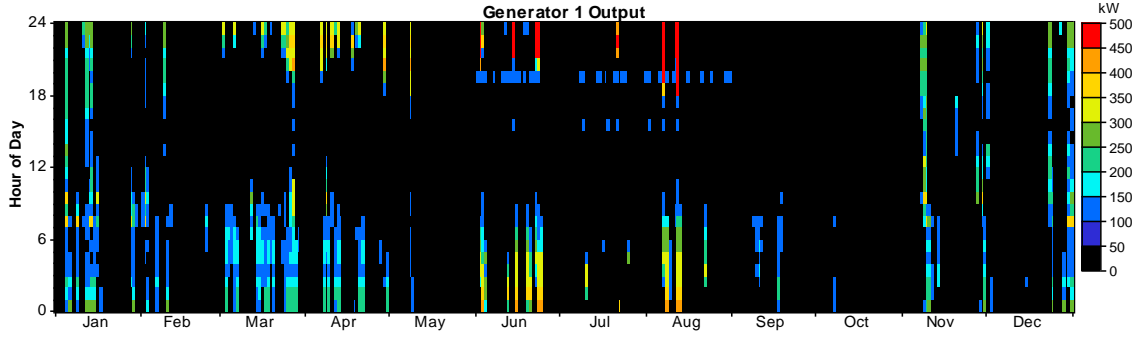
Fotovoltaik panelin, rüzgar türbininin ve jeneratörün zamana bağlı olarak çıkışları ise sırasıyla Şekil 6.23, Şekil 6.24 ve Şekil 6.25'te verilmiştir.



Şekil 6.23 : Fotovoltaik panelin zamana bağlı çıkışı



Şekil 6.24 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı



Şekil 6.25 : Jeneratörün zaman bağılı çıkışı

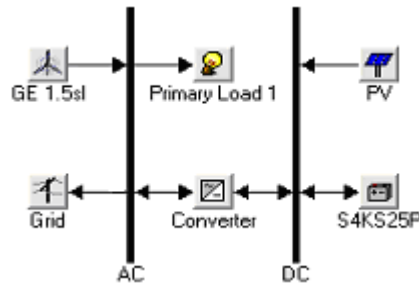
Optimum sistemin basit geri ödeme süresi, yine sadece şebekeden oluşan sistem gözü önünde bulundurulmuş olarak hesaplanmıştır. Burada, dizel yakıt fiyatının düşmesi ile oluşan yeni sistemde, ilk yatırım maliyeti ve işletme maliyeti de düşmüş ve buna paralel olarak da, geri ödeme süresi de azalarak 26,2 yıl olarak bulunmuştur. Sistem bileşenleri ile ilgili nakit akışları Çizelge 6.17’de verilmiştir.

Çizelge 6.17 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
PV	3,820,000	0	211,364	0	0	4,031,365
GE 1.5sl	1,800,000	0	796,766	0	0	2,596,767
Jeneratör	90,000	0	191,025	1,859,119	-2,422	2,137,722
Surette 4KS25P	1,940,000	3,272,325	644,053	0	-1,400,487	4,455,892
Şebeke	0	0	-4,234,220	0	0	-4,234,220
Dönüştürücü	655,000	0	144,967	0	0	799,967
Sistem	8,305,000	3,272,325	-2,246,044	1,859,119	-1,402,909	9,787,489

6.2.1.3 Şebeke-Rüzgar türbini-Güneş Paneli

Şebekenin, sadece ihtiyaç fazlası elektriğin şebekeye satışı için kullanıldığı, 1500 kW’lık rüzgar türbini, güneş paneli, akü ve dönüştürücüden oluşan sistemin blok şeması Şekil 6.26’da verilmiştir. Burada şebekeden enerji satın alınmamaktadır.



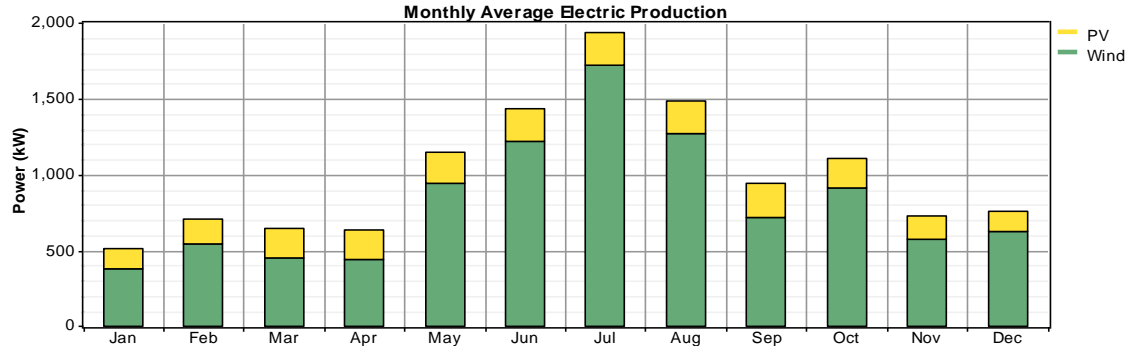
Şekil 6.26 : İncelenen sistemin blok şeması

Homer’da sistem bileşenleri için gerekli olan değerler girildikten sonra oluşan optimum sistem konfigürasyonu Çizelge 6.18’de verilmiştir.

Çizelge 6.18 : Optimizasyon sonuçları

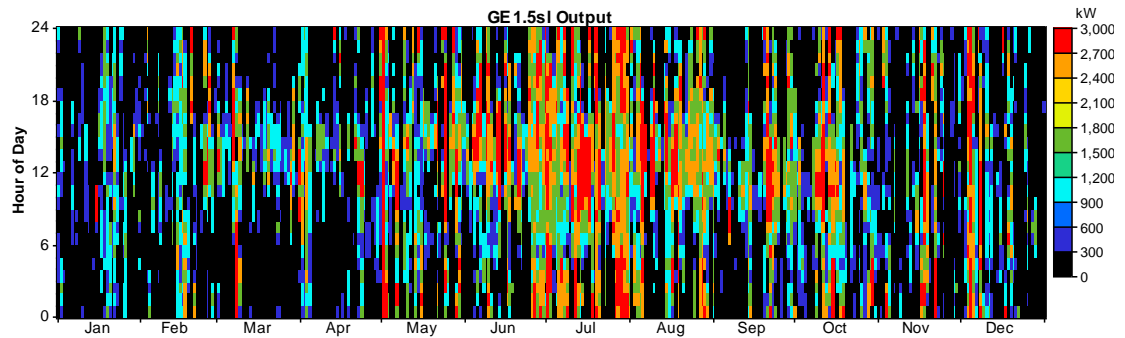
Şebeke	PV (kW)	RT	Akü	Dönüştürücü (kW)	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	930	2	4000	780	12,100,000	-121,210	8,972,688	4,252	1

Bu durumda sistem, 930 kW’lık güneş paneli, 2 adet rüzgar türbini, 4000 adet akü ve 780 kW değerinde dönüştürücüden oluşmuştur. İlk yatırım maliyeti ise, 12,100,000 \$ gibi yüksek bir değer almıştır. Tamamen yenilenebilir kaynaklar kullanılarak oluşturulan sistemde enerji maliyeti 4,252 \$Cent/kWh olmuştur. Güneş paneli, yıllık 1,639,111 kWh elektrik üretirken, rüzgar türbinleri ise yıllık 7,174,526 kWh enerji üretmiştir. Şebekeye ise 5,628,984 kWh/yıl elektrik satışı yapılmıştır. Güneş panelinin kapasite faktörü %20.1, rüzgar türbinin kapasite faktörü ise %27.3 değerini almıştır. Rüzgar türbini ve güneş paneli tarafından aylık olarak üretilen elektrik enerjisi miktarları Şekil 6.27’de verilmiştir.

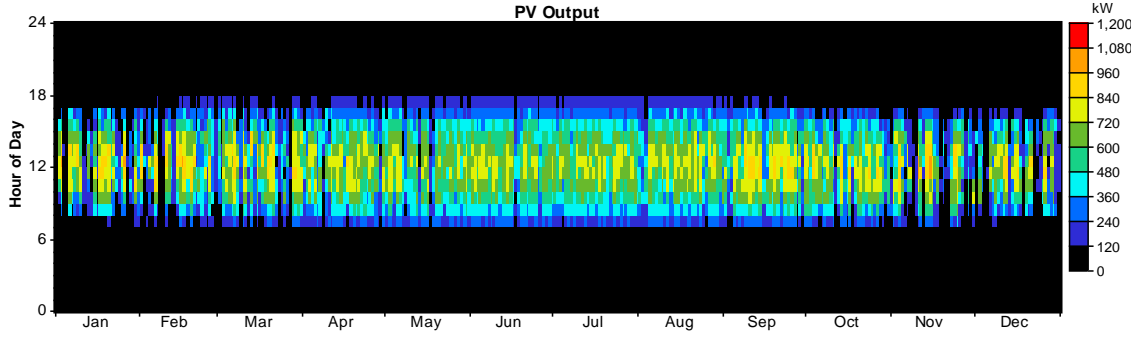


Şekil 6.27 : Aylık ortalama elektrik üretimleri

Rüzgar türbini ve güneş panelinin zamana bağlı çıkışları ise, sırasıyla Şekil 6.28’de ve Şekil 6.29’da verilmiştir.



Şekil 6.28 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı



Şekil 6.29 : Fotovoltaik panelin zamana bağlı çıkışı

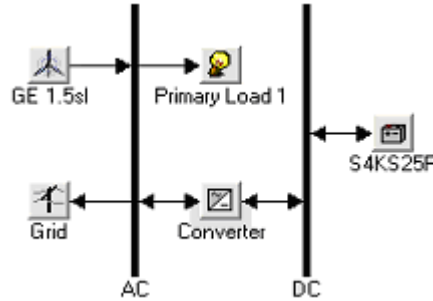
Akülere yıllık 1,072,723 kWh enerji girişi olmuş ve 871,176 kWh/yıl enerji çıkışı gerçekleşmiştir. Akülerde 186,906 kWh/yıl enerji kaybı olmuş ve 14,640 kWh/yıl kapasite azalması gerçekleşmiştir. Sistem bileşenlerinin nakit akışı Çizelge 6.19'da verilmiştir. Sadece, rüzgar türbini ve güneş panelinden oluşan sistemin ilk yatırım maliyeti, şebeke ve dizel jeneratör bulunduran sistemlere göre çok yüksektir. Bu yüksek maliyetin etkisi ile de, basit geri ödeme süresi 23,6 yıl olarak bulunmuştur. Bu hesaplama yapılırken, hiçbir yatırım maliyeti bulunmayan, sadece şebekeden oluşan sistemin, işletme maliyeti göz önünde bulundurularak geri ödeme süresi hesaplanmıştır.

Çizelge 6.19 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
PV	3,720,000	0	205,831	0	0	3,925,831
GE 1.5sl	3,600,000	0	1,593,533	0	0	5,193,534
Surette 4KS25P	4,000,000	6,747,062	1,327,944	0	-2,887,603	9,187,405
Şebeke	0	0	-10,286,710	0	0	-10,286,710
Dönüştürücü	780,000	0	172,633	0	0	952,633
Sistem	12,100,000	6,747,062	-6,986,768	0	-2,887,603	8,972,688

6.2.1.4 Şebeke-Rüzgar türbini

Şebekenin, sadece ihtiyaç fazlası elektriğin şebekeye satışı için kullanıldığı, 1500 kW rüzgar türbini, akü ve dönüştürücüden oluşan sistemin blok şeması Şekil 6.30'da verilmiştir. Burada şebekeden enerji satın alınmamaktadır.



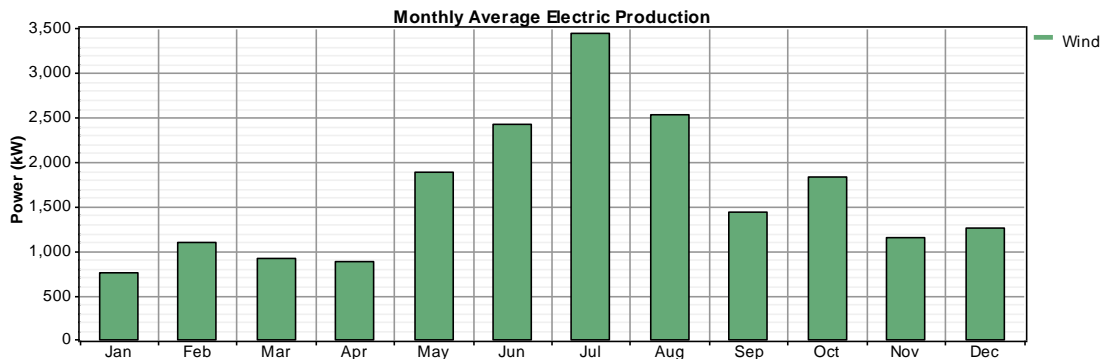
Şekil 6.30 : İncelenen sistemin blok şeması

Homer'da sistem bileşenleri için gerekli olan değerler girildikten sonra oluşan, optimum sistem konfigürasyonu Çizelge 6.20'de verilmiştir.

Çizelge 6.20 : Optimizasyon sonuçları

Şebeke	RT	Akü	Dönüştürücü (kW)	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	4	5465	1470	14,135,000	-394,123	4,539,142	1,309	1

Optimum sistem 4 adet rüzgar türbini, 5465 adet akü ve 1470 kW dönüştürücüden oluşmuştur. İlk yatırım maliyeti 14,135,000\$ olup toplam net bugünkü değeri 4,539,142 \$'dır. Enerji maliyeti ise 1,309 \$Cent/kWh'tir. Sadece şebekeden oluşan sistemle karşılaştırılarak hesaplanan basit geri ödeme süresi 18 yıldır. Aylık olarak ortalama elektrik üretimi Şekil 6.31'de verilmiştir.



Şekil 6.31 : Aylık ortalama elektrik üretimleri

Sistem ile ilgili nakit akışı ise Çizelge 6.21’de verilmiştir.

Çizelge 6.21 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

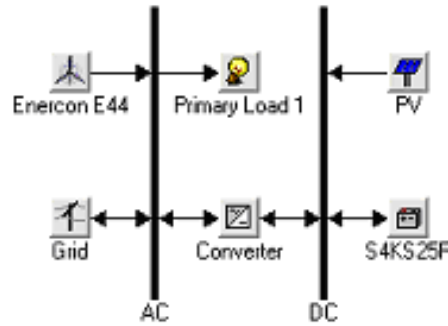
Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
GE 1.5sl	7,200,000	0	3,187,066	0	0	10,387,068
Surette 4KS25P	5,465,000	9,218,174	1,814,304	0	-3,945,187	12,552,290
Şebeke	0	0	-20,195,562	0	0	-20,195,562
Dönüştürücü	1,470,000	0	325,346	0	0	1,795,346
Sistem	14,135,000	9,218,174	-14,868,846	0	-3,945,187	4,539,142

6.2.2 900 kW’lık Rüzgar Türbini Kullanılarak Oluşturulan Senaryolar

Bölüm 6.2’de belirlenen senaryolar, bu bölümde 900 kW’lık rüzgar türbini kullanılarak incelenecektir.

6.2.2.1 Şebeke-Rüzgar Türbini-Güneş Paneli

Şebeke bağlantılı, 900 kW’lık rüzgar türbini, güneş paneli, akü ve dönüştürücünden oluşan sistemin blok şeması Şekil 6.32’de verilmiştir.



Şekil 6.32 : İncelenen sistemin blok şeması

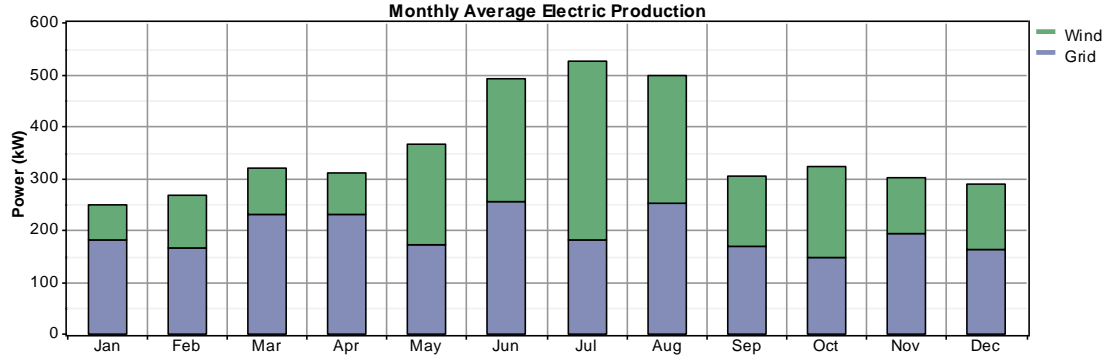
Homer’da sistem modellenmesi kısmında anlatılan değerler girildikten sonra, program tarafından oluşturulan sonuçlar Çizelge 6.22’de verilmiştir.

Çizelge 6.22 : Optimizasyon sonuçları

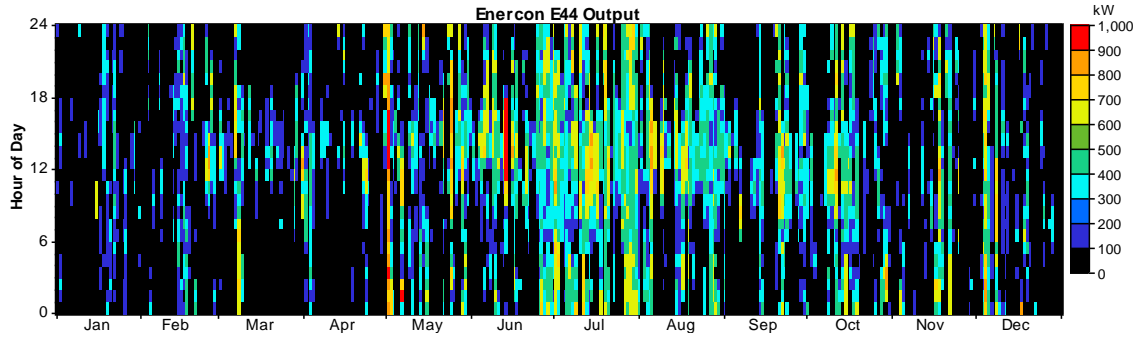
Şebeke	PV (kW)	RT	Akü	Dönüştürücü	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	-	1	-	-	1,080,000	236,844	6,314,802	8,123	0,45
+	-	-	-	-	0	392,168	8,679,615	13,95	0

1500 kW’lık anma değerine sahip rüzgar türbini yerine, 900 kW’lık anma değerine sahip rüzgar türbini kullanıldığında da yine, rüzgar türbini ve şebekeden oluşan

sistem, optimum sistem olarak bulunmuştur. Yenilenebilir enerji kullanma oranı %44,9 olan sistemde enerji maliyeti ise 8,123 \$Cent/kWh olmuştur. Rüzgar türbini yıllık 1,397,459 kWh elektrik üretirken, şebekeden yıllık 1,711,722 kWh enerji alınmış ve şebekeye yıllık 297,987 kWh elektrik satılmıştır. Yıllık tüketim 2,811,229 kWh olarak belirlenmiştir. Rüzgar türbininin kapasite faktörü ise, %17.7 değerini almıştır. Aylık olarak ortalama elektrik üretim değerleri ve rüzgar türbininin elektrik üretimi sırasıyla Şekil 6.33 ve Şekil 6.34’te verilmiştir.



Şekil 6.33 : Aylık ortalama elektrik üretimleri



Şekil 6.34 : Rüzgar türbininin zamana bağlı çıkışı

Sistem bileşenlerinin maliyeti Çizelge 6.23’te belirtilmiştir. Bu sistem için basit geri ödeme süresi 7 yıl olarak bulunmuştur.

Çizelge 6.23 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
Enercon E44	1,080,000	0	478,060	0	0	1,558,060
Şebeke	0	0	4,756,742	0	0	4,756,742
Sistem	1,080,000	0	5,234,802	0	0	6,314,802

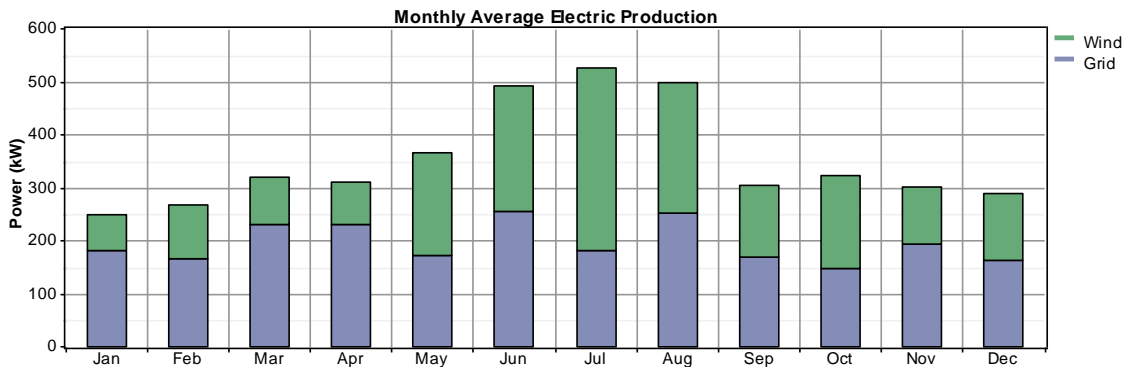
Şimdi ise, kullanılan bütün değerler aynı kalacak şekilde, sırasıyla elektrik enerjisi fiyatının, %10, %25 ve %50 arttığı durumlar için, oluşacak optimum sistemler incelenecektir.

İlk olarak, %10'luk artış ele alınacaktır. Burada elektrik fiyatının 0.1395 \$/kWh değerinden, 0.1535 \$/kWh olduğu durum için, oluşan optimum sistem incelenmiştir ve sonuçlar Çizelge 6.24'te verilmiştir.

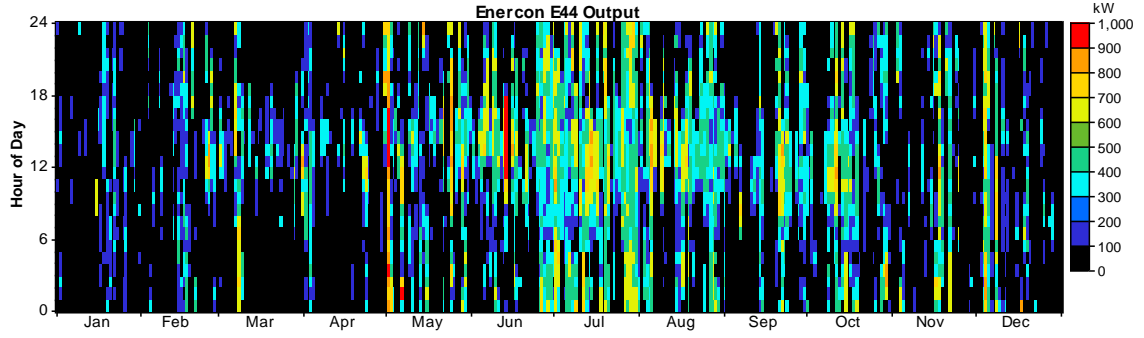
Çizelge 6.24 : Optimizasyon sonuçları

Şebeke	PV (kW)	RT	Akü	Dönüştürücü	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	-	1	-	-	1,080,000	260,808	6,843,164	8,803	0,45
+	-	-	-	-	0	431,525	9,550,687	15,35	0

Şebekeden elektrik enerjisi alış fiyatının %10 artması ile optimum sistem bileşenlerinde bir değişiklik meydana gelmemiş, rüzgar türbini ve şebekeden oluşan sistem yine optimum sistem olmuştur. Ancak elektrik fiyatı artışı ile toplam net bugünkü maliyet, 6,314,802 \$'dan, 6,843,164 \$'a yükselmiştir. Yenilenebilir enerji kullanma oranı %45 olan sistemde, enerji maliyeti ise, 8,123 \$Cent/kWh'ten, 8,803 \$Cent/kWh değerine yükselmiştir. Rüzgar türbini yıllık 1,397,459 kWh elektrik üretirken, şebekeden yıllık 1,711,722 kWh enerji alınmış ve şebekeye yıllık 297,988 kWh elektrik satılmıştır. Yıllık tüketim 2,811,229 kWh olarak belirlenmiştir. Rüzgar türbininin kapasite faktörü ise, %17,7 değerini almıştır. Aylık olarak ortalama elektrik üretim değerleri şekil 6.35'te, rüzgar türbininin elektrik üretimi ise Şekil 6.36'da verilmiştir.



Şekil 6.35 : Aylık ortalama elektrik üretimleri



Şekil 6.36 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı

Sistem bileşenlerinin maliyeti Çizelge 6.25’te belirtilmiştir. Bu sistem için basit geri ödeme süresi 6.3 yıl olarak bulunmuştur.

Çizelge 6.25 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
Enercon E44	1,080,000	0	478,06	0	0	1,558,060
Şebeke	0	0	5,285,105	0	0	5,285,105
Sistem	1,080,000	0	5,736,165	0	0	6,843,164

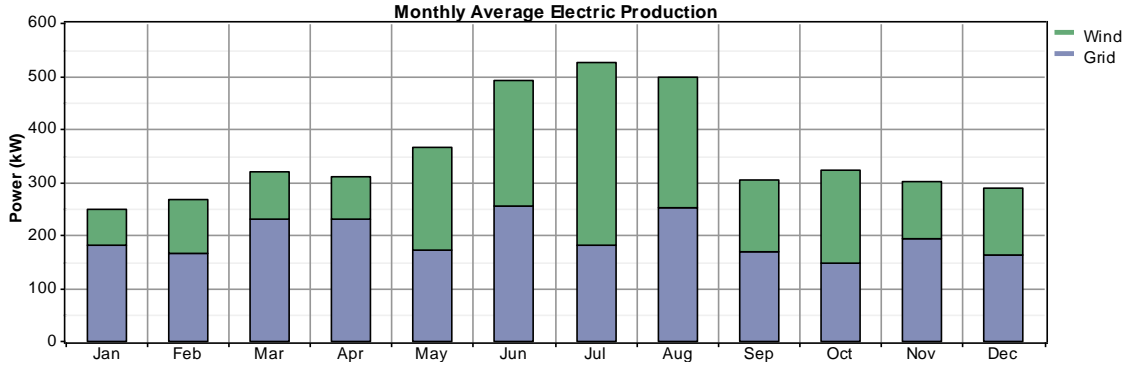
Elektrik fiyatının 0.1395 \$/kWh değerinden, %25’lik bir artışla 0.1744 \$/kWh olduğu durum için, oluşan optimum sistem Çizelge 6.26’da verilmiştir.

Çizelge 6.26 : Optimizasyon sonuçları

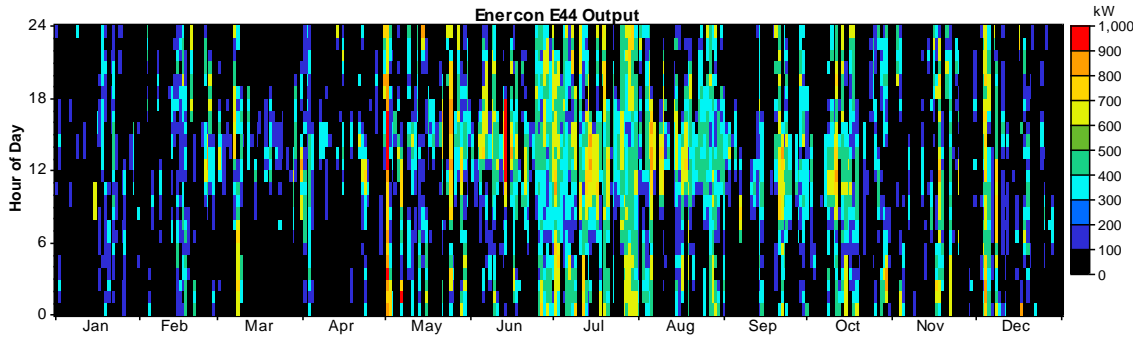
Şebeke	PV (kW)	RT	Akü	Dönüştürücü	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	-	1	-	-	1,080,000	296,584	7,630,782	9,816	0,45
+	-	-	-	-	0	490,28	10,851,074	17,44	0

Optimum sistem bileşenleri yine rüzgar türbini ve şebeke olmuştur. Ancak elektrik fiyatının %25 artış göstermesi ile toplam net bugünkü maliyet, 6,314,802 \$’dan, 7,630,782 \$’a yükselmiştir. Yenilenebilir enerji kullanma oranı %45 olan sistemde, enerji maliyeti ise, 8,123 \$Cent/kWh’ten, 9,816 \$Cent/kWh değerine yükselmiştir. Rüzgar türbini yıllık 1,397,459 kWh elektrik üretirken, şebekeden yıllık 1,711,722 kWh enerji alınmış ve şebekeye yıllık 297,988 kWh elektrik satılmıştır. Yıllık tüketim 2,811,229 kWh olarak belirlenmiştir. Rüzgar türbininin kapasite faktörü ise, %17,7 değerini almıştır.

Aylık olarak ortalama elektrik üretim değerleri Şekil 6.37’de, rüzgar türbininin elektrik üretimi ise Şekil 6.38’de verilmiştir.



Şekil 6.37 : Aylık ortalama elektrik üretimleri



Şekil 6.38 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı

Sistem bileşenlerinin maliyeti Çizelge 6.27’de verilmiştir. Bu sistem için basit geri ödeme süresi 5,6 yıl olarak bulunmuştur.

Çizelge 6.27 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

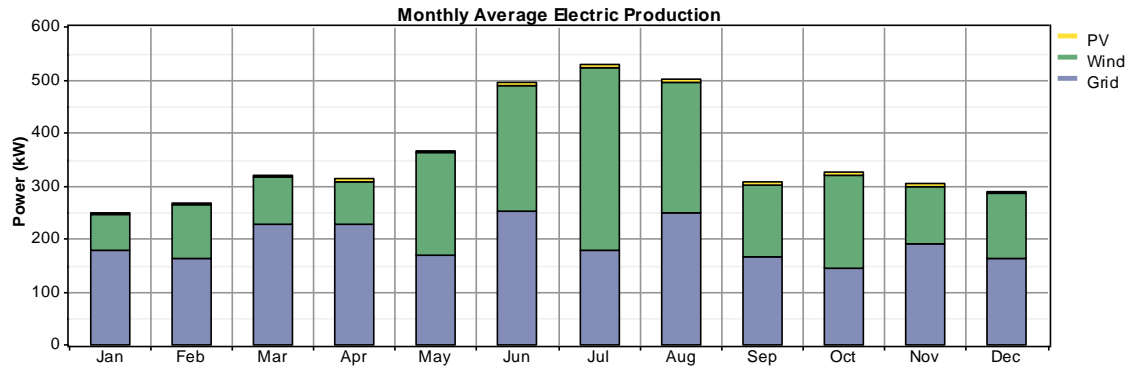
Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
Enercon E44	1,080,000	0	478,060	0	0	1,558,060
Şebeke	0	0	6,072,721	0	0	6,072,721
Sistem	1,080,000	0	6,550,781	0	0	7,630,782

Son olarak elektrik fiyatının 0.1395 \$/kWh değerinden, %50'lik bir artışla 0.2092 \$/kWh olduğu durum için, oluşan optimum sistem incelenmiş ve sonuçlar Çizelge 6.28'de verilmiştir.

Çizelge 6.28 : Optimizasyon sonuçları

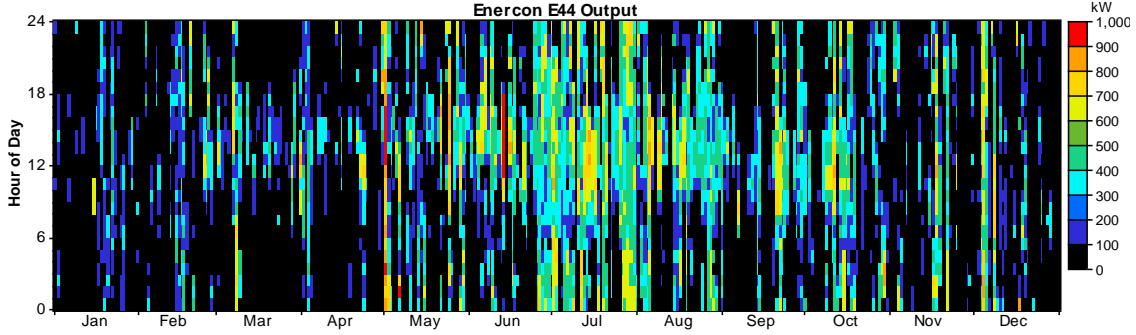
Şebeke	PV (kW)	RT	Akü	Dönüştürücü	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	25	1	-	-	1,195,000	349,558	8,907,573	11,41	0,46
+	-	-	-	-	0	588,111	13,016,310	20,92	0

Elektrik fiyatının %50 artış göstermesi ile, optimum sistem diğerlerinden farklı olarak 25 kW fotovoltaik panel içermektedir. Toplam net bugünkü maliyet, 6,314,802 \$'dan, 8,907,573 \$'a yükselmiştir. Yenilenebilir enerji kullanma oranı %46 olan sistemde, enerji maliyeti ise, 8,123 \$Cent/kWh'ten, 11,41 \$Cent/kWh değerine yükselmiştir. Rüzgar türbini yıllık 1,397,459 kWh elektrik üretirken, şebekeden yıllık 1,682,781 kWh enerji alınmıştır ve şebekeye yıllık 309,879 kWh elektrik satılmıştır. Yıllık tüketim 2,811,229 kWh olarak belirlenmiştir. Fotovoltaik panel ise, yıllık 44,062 kWh elektrik üretimi gerçekleştirmiş ve kapasite faktörü ise %20.1 olmuştur. Rüzgar türbininin kapasite faktörü ise, %17,7 değerini almıştır. Aylık olarak ortalama elektrik üretim değerleri Şekil 6.39'da verilmiştir.

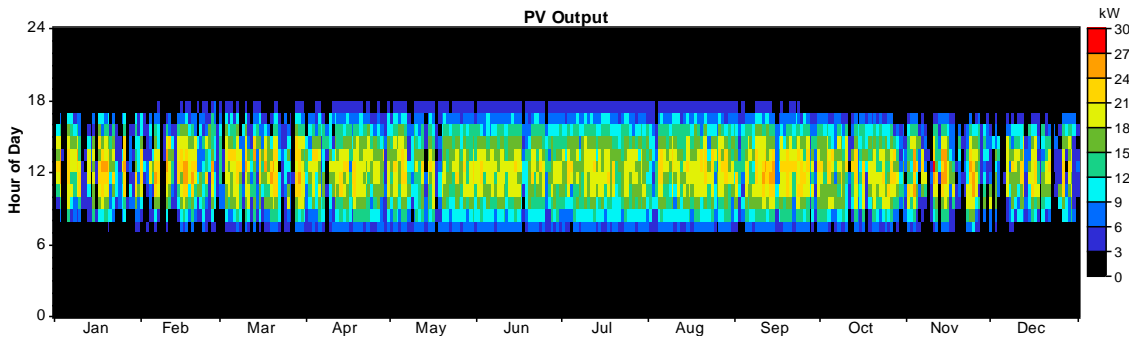


Şekil 6.39 : Aylık ortalama elektrik üretimleri

Rüzgar türbininin zamana bağlı elektrik üretimi Şekil 6.40'da ve fotovoltaik panelin zaman bağlı elektrik üretimi ise Şekil 6.41'de verilmiştir.



Şekil 6.40 : Rüzgar türbininin zamana bağlı çıkışı



Şekil 6.41 : Fotovoltaik panelin zamana bağlı çıkışı

Sistem bileşenlerinin maliyeti Çizelge 6.29'da verilmiştir. Bu sistem için basit geri ödeme süresi 4,5 yıl olarak bulunmuştur.

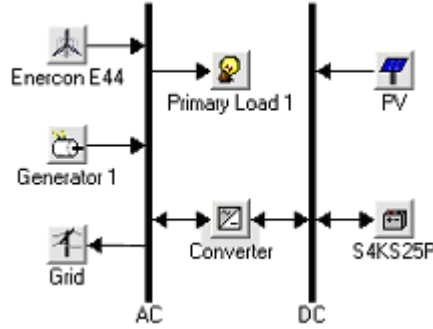
Çizelge 6.29 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
PV	100,000	0	5,533	0	0	105,533
Enercon E44	1,080,000	0	478,060	0	0	1,558,060
Şebeke	0	0	7,225,659	0	0	7,225,659
Dönüştürücü	15,000	0	3,320	0	0	18,320
Sistem	1,195,000	0	7,712,572	0	0	8,907,573

1500 kW'lık anma gücüne sahip rüzgar türbini ile gerçekleştirilen senaryolarda olduğu gibi, 900 kW'lık anma gücüne sahip rüzgar türbini ile gerçekleştirilen senaryolarda da, elektrik fiyatının artması toplam net bugünkü değeri artırmıştır. Ancak işletme maliyetinin de buna paralel olarak artması ile, geri dönüşüm süreleri kısalmıştır.

6.2.2.2 Şebeke-Jeneratör-Rüzgar Türbini-Güneş Paneli

Şebekenin sadece ihtiyaç fazlası elektriğin şebekeye satışı için kullanıldığı, jeneratör, 900 kW'lık rüzgar türbini, fotovoltaik panel, akü ve dönüştürücüden oluşan sistemin blok şeması Şekil 6.42'de verilmiştir. Burada şebekeden enerji satın alınmamaktadır.



Şekil 6.42 : İncelenen sistemin blok şeması

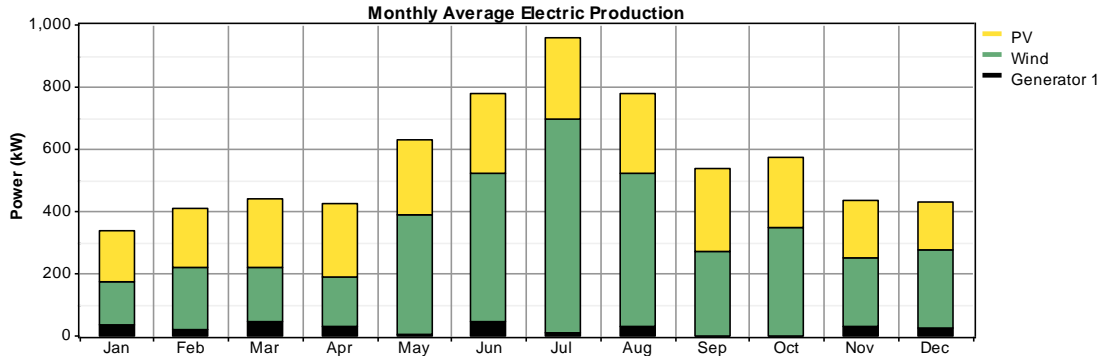
Homer'da sistem bileşenleri için gerekli olan değerler girildikten sonra oluşan optimum sistem konfigürasyonu, Çizelge 6.30'daki gibidir.

Çizelge 6.30 : Optimizasyon sonuçları

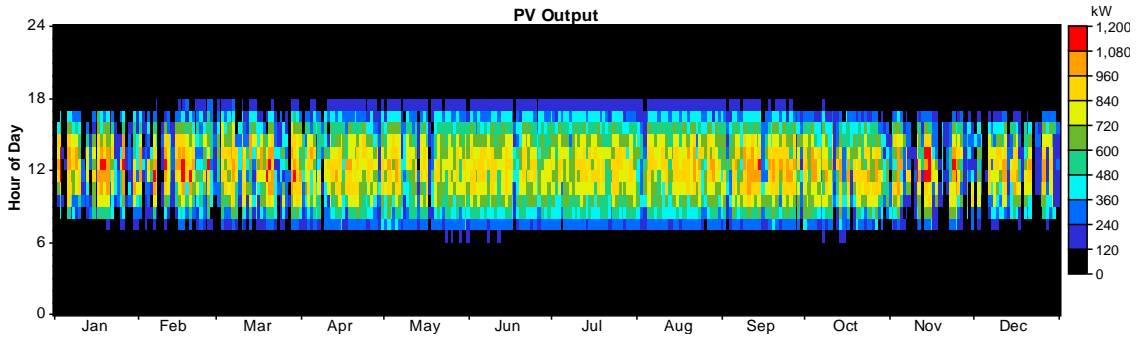
Şebeke	PV (kW)	RT	Jen. (kW)	Akü	Dönüştürücü (kW)	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	1100	2	480	1940	655	9,245,000	152,872	12,487,843	10,88	0,96

Burada optimum sistem 1100 kW'lık fotovoltaik panel, 2 adet rüzgar türbini, 480 kW'lık jeneratör, 1940 adet akü ve 655 kW'lık dönüştürücüden oluşmaktadır. Enerji maliyeti ise 10,88 \$Cent/kWh'tir. Fotovoltaik panelin ürettiği elektrik enerjisi 1,938,730 kWh/yıl, rüzgar türbinin ürettiği elektrik enerjisi 2,794,919 kWh/yıl, jeneratörün ürettiği elektrik enerjisi ise 204,433 kWh/yıl'dır. Yenilenebilir enerji kullanma oranı ise 0.959'dur. Elektrik tüketimi 2,810,093 kWh/yıl'dır. Şebekeye ise yıllık 1,779,685 kWh enerji satışı gerçekleştirilmiştir.. Akülere yıllık 992,189 kWh enerji girişi olmuş ve 801,601 kWh/yıl enerji çıkışı gerçekleşmiştir. Akülerde 181,742 kWh/yıl enerji kaybı olmuş ve 8846 kWh/yıl kapasite azalması gerçekleşmiştir. Fotovoltaik panelin kapasite faktörü %20.1, rüzgar türbinin ise %17,7'dir. Oluşan sistemin basit geri ödeme süresi, sadece şebekeden oluşan sistemle karşılaştırılarak hesaplanmış ve 38,6 yıl olarak bulunmuştur.

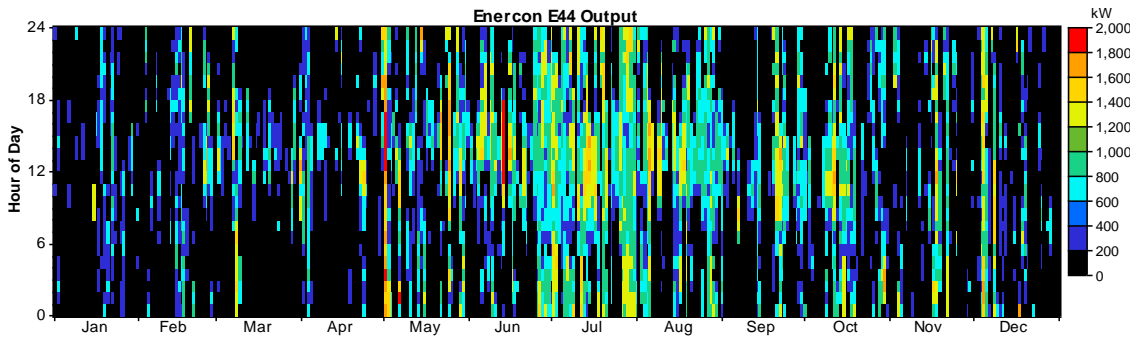
Aylık olarak ortalama elektrik üretimleri, Şekil 6.43'te verilmiştir. Şekil 6.44 ve Şekil 6.45'te ise, sırasıyla fotovoltaik panelin ve rüzgar türbinini ürettiği elektrik enerjisinin zamana bağlı çıkışlarını gösteren grafikler verilmiştir.



Şekil 6.43 : Aylık ortalama elektrik üretimleri

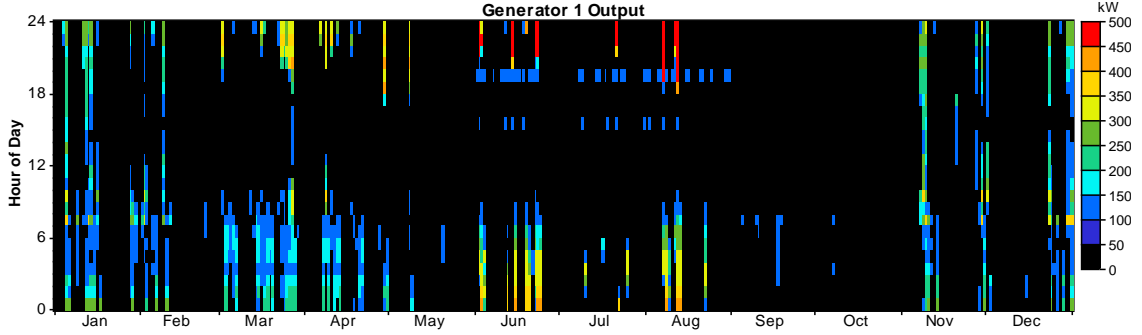


Şekil 6.44 : Fotovoltaik panelin zamana bağlı çıkışı



Şekil 6.45 : Rüzgar türbininin zamana bağlı çıkışı

Jeneratör ise yıllık 1006 saat çalışmış ve kapasite faktörü ise %4.86 olmuştur. Jeneratörün zamana bağlı çıkışı Şekil 6.46'da verilmiştir.



Şekil 6.46 : Jeneratörün zamana bağlı çıkışı

Sistem ile ilgili nakit akışı ise Çizelge 6.31'de verilmiştir.

Çizelge 6.31 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
PV	4,400,000	0	243,456	0	0	4,643,457
Enercon E44	2,160,000	0	956,120	0	0	3,116,119
Jeneratör	90,000	59,149	200,387	2,433,879	-58,710	2,724,704
Surrette 4KS25P	1,940,000	3,272,325	644,053	0	-1,400,487	4,455,892
Şebeke	0	0	-3,252,293	0	0	-3,252,293
Dönüştürücü	655,000	0	144,967	0	0	799,967
Sistem	9,245,000	3,331,474	-1,063,310	2,433,879	-1,459,198	12,487,843

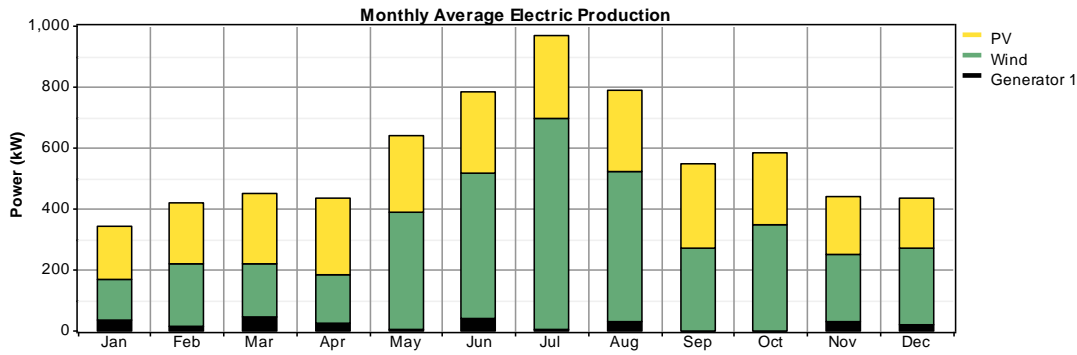
Bu sistem konfigürasyonu ile ilgili, tüm sistem bileşenlerinin değeri aynı kalmak üzere, sadece dizel yakıt fiyatının %20 artması ve %20 azalması halinde, sistemde meydana gelecek değişimler incelenmiştir.

İlk olarak dizel yakıt fiyatının 2.013 \$/L'den %20 artarak 2.415 \$/L olması halinde, sistemde meydana gelecek değişimler incelenmiş ve optimizasyon sonuçları ise Çizelge 6.32'de verilmiştir.

Çizelge 6.32 : Optimizasyon sonuçları

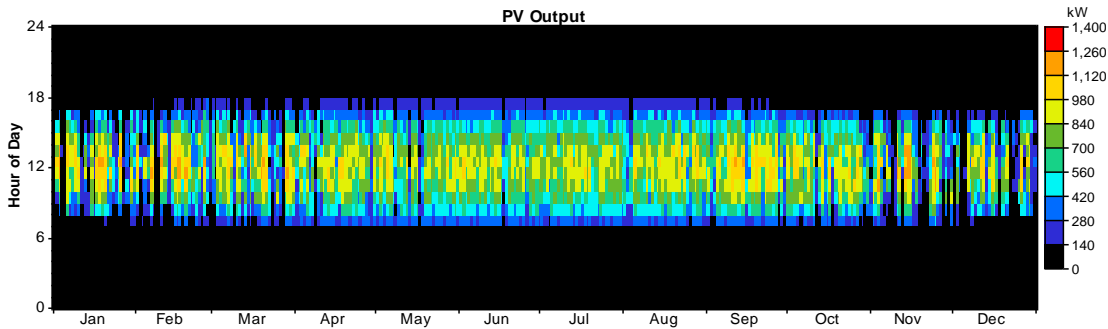
Şebeke	PV (kW)	RT	Jen. (kW)	Akü	Dönüştürücü (kW)	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	1150	2	480	1950	655	9,455,000	159,067	12,829,573	11,015	0,96

Dizel fiyatının artması ile oluşan sistemde fotovoltaik panel 1100 kW'tan 1150 kW'a, akü sayısı ise 1940'ten 1950'e, yenilenebilir enerji kullanma oranı ise, 0.959 değerinden, 0.962 değerine yükselmiştir. Jeneratörün yıllık çalışma saati ise, 1006 saatten, 924 saate gerilemiştir. Enerji maliyeti ise 11,051 \$Cent/kWh olmuştur. Üretilen elektriğin %40'ı fotovoltaik panelden, %56'sı rüzgar türbininden ve %4'lük kısmı ise jeneratörden karşılanmaktadır. Şebekeye ise yıllık 1,847,639 kWh elektrik satışı gerçekleştirilmiştir. Akülere yıllık 1,005,643 kWh enerji girişi olmuş ve 812,410 kWh/yıl enerji çıkışı gerçekleşmiştir. Akülerde 184,341 kWh/yıl enerji kaybı olmuş ve 8892 kWh/yıl kapasite azalması gerçekleşmiştir. Aylık olarak ortalama elektrik üretimleri Şekil 6.47'de verilmiştir.

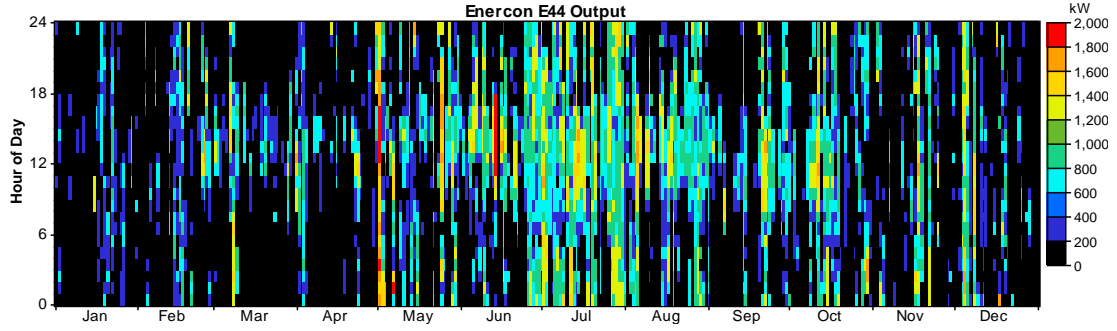


Şekil 6.47 : Aylık ortalama elektrik üretimleri

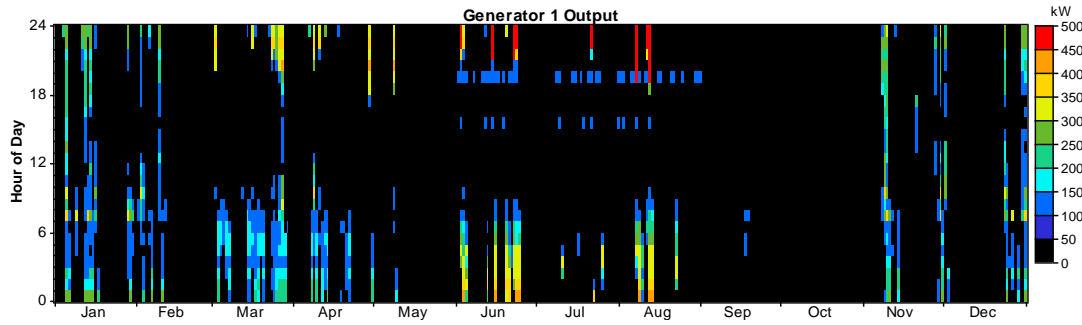
Fotovoltaik panelin kapasite faktörü %20.1, rüzgar türbinin kapasite faktörü %17.7, jeneratörün kapasite faktörü ise %4.47'dir. Güneş paneli, rüzgar türbini, ve jeneratörün zamana bağlı olarak çıkışları, sırasıyla Şekil 6.48, Şekil 6.49 ve Şekil 6.50'de verilmiştir.



Şekil 6.48 : Fotovoltaik panelin zamana bağlı çıkışı



Şekil 6.49 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı



Şekil 6.50 : Jeneratörün zaman bağlı çıkış gücü

Oluşan sistemin basit geri ödeme süresi, sadece şebekeden oluşan sistemle karşılaştırılarak hesaplanmıştır. Dizel yakıt fiyatının artması ile, ilk yatırım maliyeti ve işletme maliyeti de artmıştır. Bu artışların da etkisiyle, basit geri ödeme süresi 40,6 yıl olarak bulunmuştur.

Sistem ile ilgili nakit akışı Çizelge 6.33’te verilmiştir.

Çizelge 6.33 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

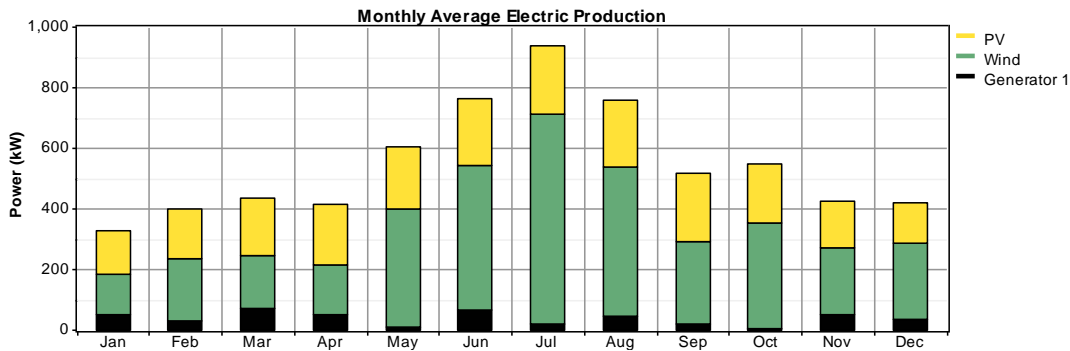
Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
PV	4,600,000	0	254,523	0	0	4,854,524
Enercon E44	2,160,000	0	956,120	0	0	3,116,119
Jeneratör	90,000	0	184,053	2,687,017	-4,489	2,956,581
Surette 4KS25P	1,950,000	3,289,193	647,373	0	-1,407,706	4,478,860
Şebeke	0	0	-3,376,475	0	0	-3,376,475
Dönüştürücü	655,000	0	144,967	0	0	799,967
Sistem	9,455,000	3,289,193	-1,189,439	2,687,017	-1,412,195	12,829,573

Dizel yakıt fiyatının %20 azalması durumunda sistemde meydana gelecek değişimler incelenmiş ve oluşan sonuçlar Çizelge 6.34’te verilmiştir.

Çizelge 6.34 : Optimizasyon sonuçları

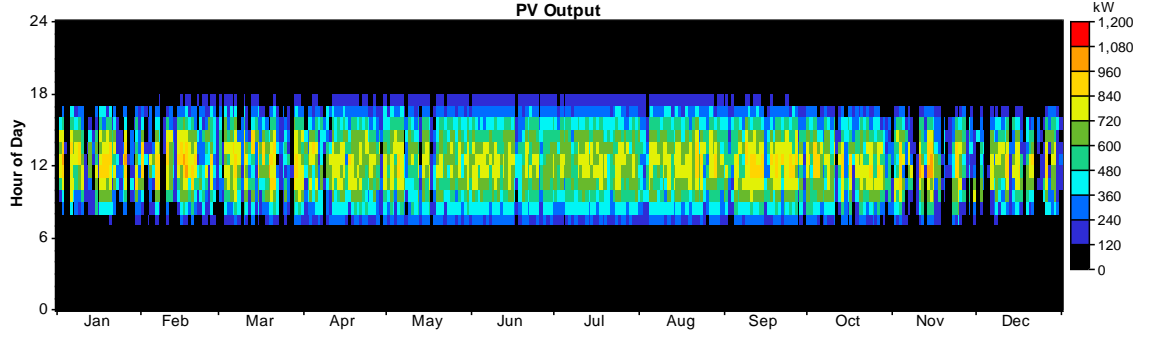
Şebeke	PV (kW)	RT	Jen. (kW)	Akü	Dönüştürücü (kW)	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	945	2	640	1545	625	8,230,000	184,140	12,173,191	10,85	0,93

Dizel fiyatının azalması ile fotovoltaik panel gücü 1100 kW’tan, 945 kW değerine, akü sayısı 1940 iken 1545 değerine, dönüştürücü büyüklüğü ise 655 kW değerinden 625 kW değerine gerilmiştir. Toplam net bugünkü maliyet ise, 12,487,843 \$’dan, 12,173,191 \$’a ve ilk yatırım maliyeti ise, 9,245,000 \$’dan, 8,230,000 \$’a düşmüştür. Yenilebilir enerji kullanma oranı ise, 0.93 olmuştur. Yakıt fiyatının düşmesi ile dizel jeneratörün çalışma saati artmış ve yıllık 1483 saat olmuştur. Fotovoltaik panelin ürettiği elektrik enerjisi 1,665,546 kWh/yıl, rüzgar türbinin ürettiği elektrik enerjisi 2,794,919 kWh/yıl, jeneratörün ürettiği elektrik enerjisi ise 338,018 kWh/yıl’dır. Şebekeye ise yıllık 1,674,501 kWh enerji satışı gerçekleştirilmiştir. Fotovoltaik panelin kapasite faktörü %20.1, rüzgar türbinin ise %17.7’dir. Jeneratörün kapasite faktörü %6,03’tür. Aylık olarak ortalama elektrik üretimleri Şekil 6.51’de verilmiştir. Akülere yıllık 870,838 kWh enerji girişi olmuş ve 702,931 kWh/yıl enerji çıkışı gerçekleşmiştir. Akülerde 160,862 kWh/yıl enerji kaybı olmuş ve 7045 kWh/yıl kapasite azalması gerçekleşmiştir.

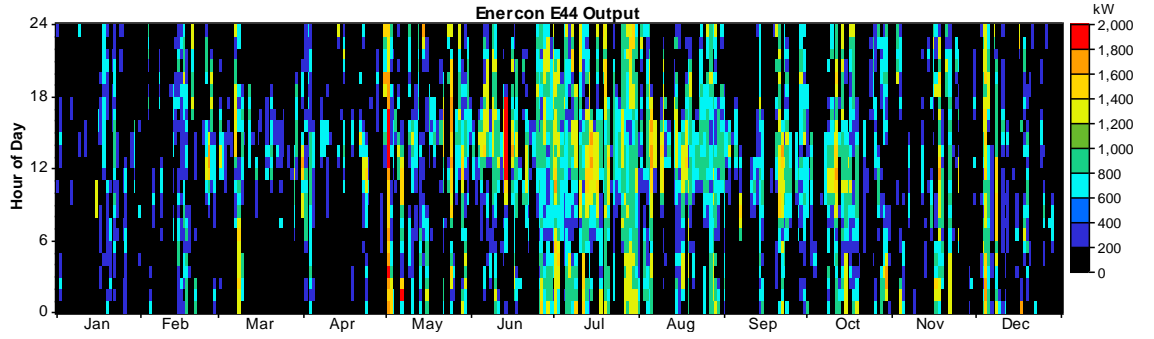


Şekil 6.51 : Aylık ortalama elektrik üretimleri

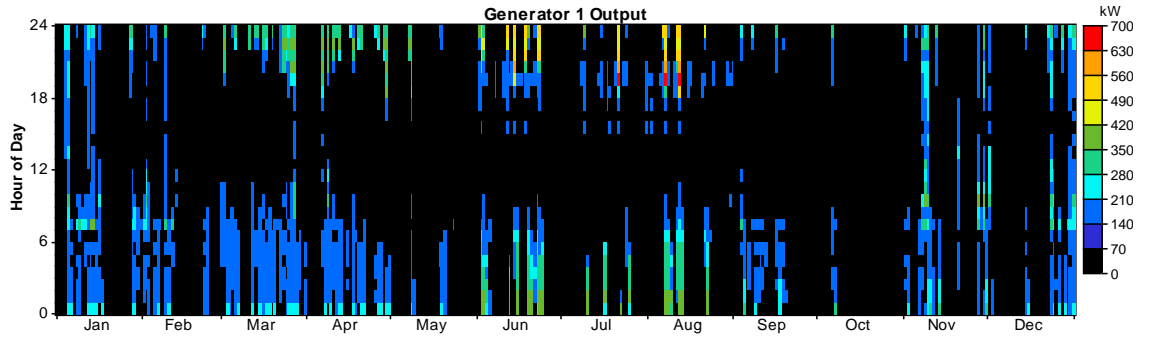
Fotovoltaik panelin, rüzgar türbininin ve jeneratörün zamana bağlı olarak çıkışları ise sırasıyla Şekil 6.52, Şekil 6.53 ve Şekil 6.54’te verilmiştir.



Şekil 6.52 : Fotovoltaik panelin zamana bağlı çıkışı



Şekil 6.53 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı



Şekil 6.54 : Jeneratörün zaman bağlı çıkışı

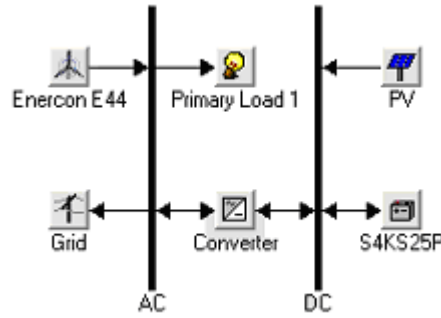
Sistem bileşenleri ile ilgili nakit akışı Çizelge 6.35’te verilmiştir. Optimum sistemin basit geri ödeme süresi, yine sadece şebekeden oluşan sistem göz önünde bulundurularak hesaplanmış ve 39,6 yıl olarak bulunmuştur.

Çizelge 6.35 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
PV	3,780,000	0	209,151	0	0	3,989,152
Enercon E44	2,160,000	0	956,120	0	0	3,116,119
Jeneratör	120,000	85,124	393,868	3,257,757	-40,715	3,816,034
Surette 4KS25P	1,545,000	2,606,053	512,918	0	-1,115,337	3,548,635
Şebeke	0	0	-3,060,074	0	0	-3,060,074
Dönüştürücü	625,000	0	138,328	0	0	763,327
Sistem	8,230,000	2,691,177	-849,689	3,257,757	-1,156,052	12,173,191

6.2.2.3 Şebeke-Rüzgar türbini-Güneş Paneli

Şebekenin sadece ihtiyaç fazlası elektriğin satışı için kullanıldığı, 900 kW’lık rüzgar türbini, güneş paneli, akü ve dönüştürücüden oluşan sistemin blok şeması Şekil 6.55’te verilmiştir. Burada şebekeden enerji satın alınmamaktadır.



Şekil 6.55 : İncelenen sistemin blok şeması

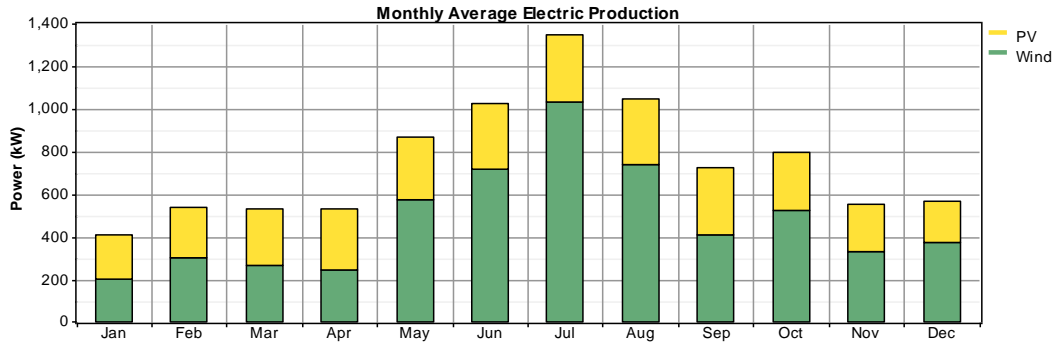
Homer’da sistem bileşenleri için gerekli olan değerler girildikten sonra oluşan optimum sistem konfigürasyonu Çizelge 6.36’da verilmiştir.

Çizelge 6.36 : Optimizasyon sonuçları

Şebeke	PV (kW)	RT	Akü	Dönüştürücü (kW)	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	1335	3	3825	783	13,188,000	45,021	13,919,368	9,028	1

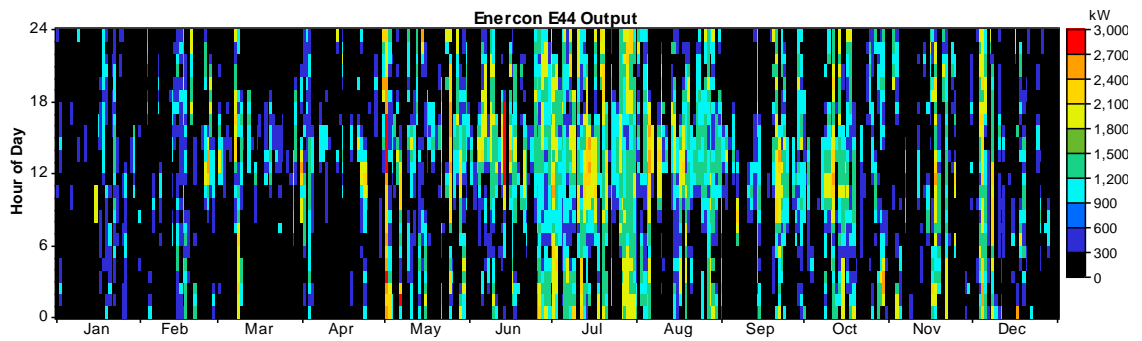
Bu durumda sistem, 1335 kW'lık güneş paneli, 3 adet rüzgar türbini, 3825 adet akü ve 783 kW değerinde dönüştürücüden oluşmuştur. İlk yatırım maliyeti ise, 13,188,000 \$ gibi yüksek bir değer almıştır. Tamamen yenilenebilir kaynaklar kullanılarak oluşturulan sistemde enerji maliyeti 9,028 \$Cent/kWh olmuştur. Güneş paneli, yıllık 2,352,914 kWh elektrik üretirken, rüzgar türbinleri ise yıllık 4,192,612 kWh enerji üretmiştir. Şebekeye ise 3,355,503 kWh/yıl elektrik satışı gerçekleştirilmiştir. Akülere yıllık 1,120,028 kWh enerji girişi olmuş ve 907,777 kWh/yıl enerji çıkışı gerçekleşmiştir. Akülerde 199,010 kWh/yıl enerji kaybı olmuş ve 13,241 kWh/yıl kapasite azalması gerçekleşmiştir. Güneş panelinin kapasite faktörü %20.1, rüzgar türbinin kapasite faktörü ise %17.7 değerini almıştır.

Rüzgar türbini ve güneş paneli tarafından aylık olarak üretilen ortalama elektrik enerjisi miktarları Şekil 6.56'da verilmiştir.

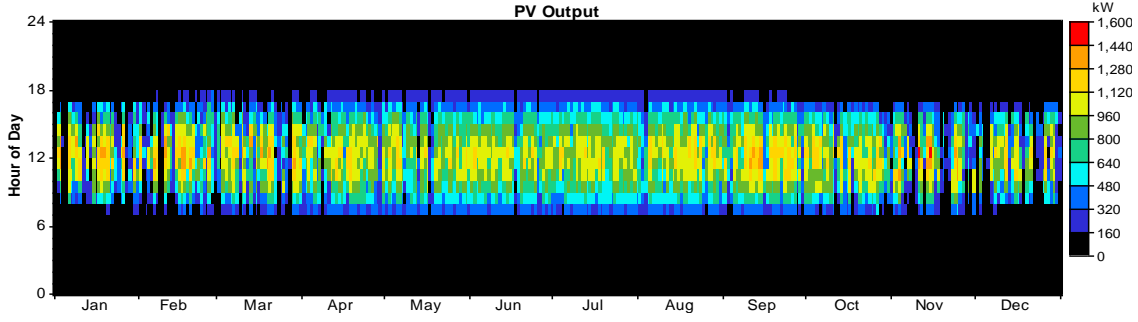


Şekil 6.56 : Aylık ortalama elektrik üretimleri

Rüzgar türbini ve güneş panelinin zamana bağlı çıkışları ise, Şekil 6.57'de ve Şekil 6.58'de verilmiştir.



Şekil 6.57 : Rüzgar türbinin zamana bağlı çıkışı



Şekil 6.58 : Fotovoltaik panelin zamana bağlı çıkışı

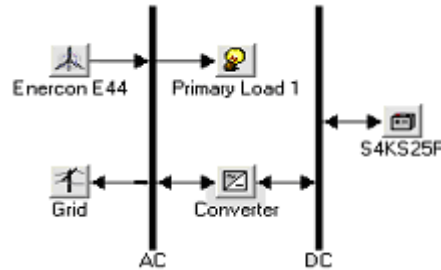
Şebeke bağlantısı sadece elektrik satışı için kullanılan, rüzgar türbini ve güneş panelinden oluşan sistemin ilk yatırım maliyeti, şebeke ve dizel jeneratör bulunduran sistemlere göre çok yüksektir. İlk yatırım maliyetinin çok yüksek olması da, basit geri ödeme süresini artırmış ve 38 yıl olarak hesaplanmıştır. Bu hesaplama yapılırken, hiçbir yatırım maliyeti bulunmayan, sadece şebekeden oluşan sistemin, işletme maliyeti göz önünde bulundurularak geri ödeme süresi hesaplanmıştır. Sistem bileşenlerinin nakit akışı Çizelge 6.37’de verilmiştir.

Çizelge 6.37 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
PV	5,340,000	0	295,468	0	0	5,635,467
Enercon E44	3,240,000	0	1,434,180	0	0	4,674,180
Surette 4KS25P	3,825,000	6,451,878	1,269,847	0	-2,761,270	8,785,454
Şebeke	0	0	-6,132,028	0	0	-6,132,028
Dönüştürücü	783,000	0	173,297	0	0	956,297
System	13,188,000	6,451,878	-2,959,237	0	-2,761,270	13,919,368

6.2.2.4 Şebeke-Rüzgar türbini

Şebekenin sadece ihtiyaç fazlası elektriğin satışı için kullanıldığı, 900 kW rüzgar türbini, akü ve dönüştürücüden oluşan sistemin blok şeması Şekil 6.59’daki gibidir.



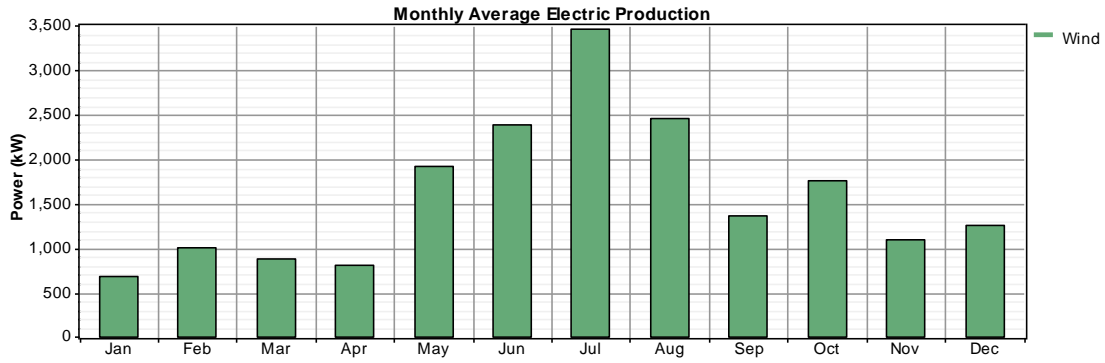
Şekil 6.59 : İncelenen sistemin blok şeması

Homer’da sistem bileşenleri için gerekli olan değerler girildikten sonra oluşan, optimum sistem konfigürasyonu Çizelge 6.38’de verilmiştir.

Çizelge 6.38 : Optimizasyon sonuçları

Şebeke	RT	Akü	Dönüştürücü (kW)	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	10	5553	1498	17,851,000	-288,078	10,630,753	3,149	1

Optimum sistem 10 adet rüzgar türbini, 5553 adet akü ve 1498 kW dönüştürücüden oluşmuştur. İlk yatırım maliyeti 17,851,000\$ olup toplam net bugünkü değeri 10,630,753 \$’dır. Şebekeye yıllık 10,689,079 kWh enerji satışı yapılmıştır. Enerji maliyeti ise 3,149 \$Cent/kWh’tir. Sadece şebekeden oluşan sistemle karşılaştırılarak hesaplanan basit geri ödeme süresi 26,2 yıldır. Aylık olarak ortalama elektrik üretimi Şekil 6.60’da verilmiştir.



Şekil 6.60 : Aylık ortalama elektrik üretimleri

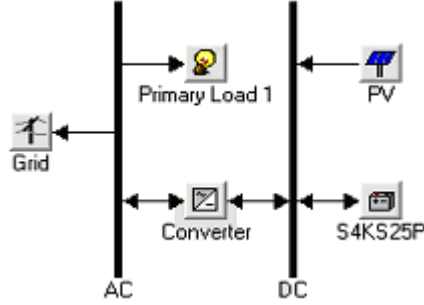
Sistem ile ilgili nakit akışı ise Çizelge 6.39’da verilmiştir.

Çizelge 6.39 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
Enercon E44	10,800,000	0	4,780,600	0	0	15,580,598
Surette 4KS25P	5,553,000	9,366,609	1,843,518	0	-4,008,714	12,754,415
Şebeke	0	0	-19,533,801	0	0	-19,533,801
Dönüştürücü	1,498,000	0	331,543	0	0	1,829,543
Sistem	17,851,000	9,366,609	-12,578,140	0	-4,008,714	10,630,753

6.2.3 Şebeke-Güneş Paneli

Şebeke bağlantısı sadece elektrik satışı için kullanılan, fotovoltaik panel, akü ve dönüştürücüden oluşan sistemin blok şeması Şekil 6.61’de verilmiştir.



Şekil 6.61 : İncelenecek sistemin blok şeması

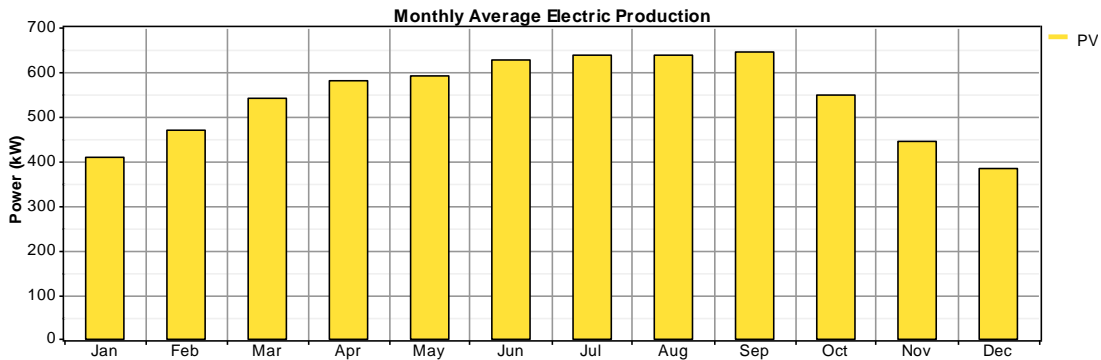
Homer’da sistem bileşenleri için gerekli olan değerler girildikten sonra oluşan optimum sistem konfigürasyonu Çizelge 6.40’ta verilmiştir.

Çizelge 6.40 : Optimizasyon sonuçları

Şebeke	PV (kW)	Akü	Dönüştürücü (kW)	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	İşletme Maliyeti (\$/yıl)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO
+	2705	5205	785	16,810,000	240,208	22,026,701	21,63	1

Burada oluşan optimum sistem, 2705 kW’lık fotovoltaik panel, 5205 adet akü ve 785 kW’lık dönüştürücüden oluşmuştur. İlk yatırım maliyeti 16,810,000\$ olup toplam net bugünkü değeri 22,026,701 \$’dır. Enerji maliyeti ise 21,63 \$Cent/kWh’tir. Sadece şebekeden oluşan sistemde karşılaştırılarak hesaplanan basit geri dönüşüm süresi 110,6 yıldır.

Aylık olarak ortalama elektrik üretimi Şekil 6.62’da verilmiştir.



Şekil 6.62 : Aylık ortalama elektrik Üretimi

Sistem ile ilgili nakit akışı Çizelge 6.41’de verilmiştir.

Çizelge 6.41 : Optimum sistem bileşenlerinin nakit akışı

Sistem Bileşenleri	İlk Yatırım (\$)	Yenileme (\$)	İşletme&Bakım (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
PV	10,820,000	0	598,682	0	0	11,418,682
Surrette 4KS25P	5,205,000	8,779,614	1,727,987	0	-3,757,493	11,955,110
Şebeke	0	0	-2,305,821	0	0	-2,305,821
Dönüştürücü	785,000	0	173,739	0	0	958,739
Sistem	16,810,000	8,779,614	194,588	0	-3,757,493	22,026,701

İncelenen senaryoların toplu sonuçları Çizelge 6.42’de verilmiştir. Bu tabloda, toplam net bugünkü maliyeti ve basit geri ödeme süresini ifade eden kısaltmalar sırasıyla TNBM ve BGÖS olarak kullanılmıştır.

Çizelge 6.42 : İncelenen sistemlerin toplu sonuçları

	Hibrit Sistem	Elektrik Alış Fiyatı (\$Cent/kWh)	Elektrik Satış Fiyatı (\$Cent/kWh)	RT (adet)	PV (kW)	Dizel Jeneratör (kW)	Dizel Yakıt Fiyatı (\$/L)	Akü (adet)	Dönüştürücü (kW)	İlk Yatırım Maliyeti (\$)	Toplam Net Bugünkü Maliyet (\$)	Enerji Maliyeti (\$Cent/kWh)	YEKO	BGÖS
1500 kW	Şebeke-RT-PV	13,95	7,9	1						1,800,000	2,932,891	2,4	0,74	5,3
900 kW	Şebeke-RT-PV	13,95	7,9	1						1,080,000	6,314,802	8,1	0,45	7
1500 kW	Şebeke-RT-PV	15,35	7,9	1						1,800,000	3,325,599	2,7	0,74	5
900 kW	Şebeke-RT-PV	15,35	7,9	1						1,080,000	6,843,164	8,8	0,45	6,3
1500 kW	Şebeke-RT-PV	17,44	7,9	1						1,800,000	3,911,324	3,2	0,74	4,6
900 kW	Şebeke-RT-PV	17,44	7,9	1						1,080,000	7,630,782	9,8	0,45	5,6
1500 kW	Şebeke-RT-PV	20,92	7,9	1						1,800,000	4,886,370	4	0,74	4
900 kW	Şebeke-RT-PV	20,92	7,9	1	25				15	1,195,000	8,907,573	11,4	0,46	4,5
1500 kW	Şeb-Jen-PV-RT		7,9	1	970	480	2,013	1945	665	8,380,000	10,217,131	7,94	0,966	27,9
900 kW	Şeb-Jen-PV-RT		7,9	2	1100	480	2,013	1940	655	9,245,000	12,487,843	10,8	0,959	38,6
1500 kW	Şeb-Jen-PV-RT		7,9	1	1020	480	2,415	1995	665	8,630,000	10,520,533	8,1	0,97	28,9
900 kW	Şeb-Jen-PV-RT		7,9	2	1150	480	2,415	1950	655	9,455,000	12,829,573	11,1	0,962	40,6
1500 kW	Şeb-Jen-PV-RT		7,9	1	955	480	1,610	1940	655	8,305,000	9,787,489	7,63	0,96	26,2
900 kW	Şeb-Jen-PV-RT		7,9	2	945	640	1,610	1545	625	8,230,000	12,173,191	10,8	0,930	39,6
1500 kW	Şeb-RT-PV		7,9	2	930			4000	780	12,100,000	8,972,688	4,3	1	23,6
900 kW	Şeb-RT-PV		7,9	3	1335			3825	783	13,188,000	13,919,368	9,18	1	38
1500 kW	Şeb-RT		7,9	4				5465	1470	14,135,000	4,539,142	1,3	1	18
900 kW	Şeb-RT		7,9	10				5553	1498	17,851,000	10,630,753	3,2	1	26,2
	Şeb-PV		7,9		2705			5205	785	16,810,000	22,026,701	21,6	1	110,6

TNBM : Toplam net bugünkü maliyet

BGÖS : Basit geri ödeme süresi

YEKO : Yenilenebilir enerji kullanma oranı

7. SONUÇ

Bu çalışmada, Ege bölgesinde bulunan bir otelin yük ihtiyacını karşılayabilecek, rüzgar ve güneş enerjisinden oluşan, optimum hibrid sistem konfigürasyonlarının elde edilmesi için, HOMER ile modellemeler yapılmıştır. Burada optimum sistem konfigürasyonu aranırken, şebekeye bağlı veya şebekenin sadece enerji satışı için kullanıldığı, şebeke yerine, yenilenebilir kaynaklardan enerji üretilmediği veya yeterli enerjinin sağlanamadığı durumlar için, dizel jeneratör bulunduran sistemler düşünülerek farklı senaryolar oluşturulmuştur.

Türkiye'deki birincil enerji kaynakları kullanımının %30.4 ile doğal gaz, %30.7 ile petrol, %29.3 ile de kömür olduğu ve bunların büyük kısmının yerel kaynaklar olmayıp, ithal edildiği bir ortamda [3], bu kaynaklarda meydana gelecek fiyat artışlarından, elektrik fiyatının ve dizel jeneratör yakıt fiyatının etkilenmesi göz önüne alınarak, şebeke elektrik fiyatının ve dizel jeneratör yakıt fiyatının arttığı senaryolar da incelenmiştir. Ayrıca, incelenen tüm bu durumlar 2 farklı anma değerine sahip rüzgar türbini için gerçekleştirilmiştir. İncelenen senaryolar Çizelge 6.42'de özet olarak verilmiştir.

HOMER ile yapılan optimizasyon sonucunda, şebeke bağlantısı olan 1500 kW'lık rüzgar türbini ve güneş panelinin incelendiği senaryoda, sadece rüzgar türbini ve şebekeden oluşan sistem, optimum sistem olarak bulunmuştur ve bu konfigürasyon içerisinde yüksek yatırım maliyeti ve düşük verimi nedeniyle fotovoltaik panel yer almamıştır. Bu senaryo için ilk yatırım maliyeti 1,800,000\$ olarak bulunmuştur ve geri ödeme süresi 5,3 yıl olarak belirlenmiştir. Bu durum 900 kW'lık rüzgar türbini kullanılarak gerçekleştirildiğinde, yine şebeke ve rüzgar türbini optimum sistem bileşenlerini oluşturmuştur. İlk yatırım maliyeti 1,080,000\$' a düşmüş, ancak geri dönüşüm süresi ise 7 yıl olarak elde edilmiştir. Burada sürenin uzamasının en önemli nedeni, 1500 kW'lık türbin içeren sistemin şebekeye elektrik satışının fazla olması ve dolayısıyla toplamda işletme maliyetini düşürmüş olmasıdır. Ayrıca 1500 kW'lık rüzgar türbini içeren sistemin yenilenebilir enerji kullanma oranı %74 iken, 900 kW'lık rüzgar türbini içeren sistem için %45 olmuştur.

Şebeke elektrik fiyatının %10 ve %25 artması, oluşan optimum sistem bileşenlerini etkilememiş ve artan işletme maliyetleri sonucunda geri dönüşüm süreleri her iki durum için de kısalmıştır. Elektrik fiyatının %50 artması durumunda ise 1500 kW'lık rüzgar türbini içeren sistem yine optimum olmuştur. Ancak elektrik fiyatının %50 artması, 900 kW'lık rüzgar türbini içeren sistem konfigürasyonunda değişiklik meydana getirmiş ve optimum sistem bileşenleri şebeke, rüzgar türbini ve 25 kW'lık fotovoltaik panel ve dönüştürücüden oluşmuştur.

Şebeke yerine dizel jeneratörün bulunduğu, rüzgar türbini ve fotovoltaik panel içeren sistem konfigürasyonunda optimum sistem, rüzgar türbini, fotovoltaik panel, dizel jeneratör, akü ve dönüştürücüden oluşan sistem olmuştur. Bu durumda sistemin ilk yatırım maliyeti, 1500 kW'lık rüzgar türbini içeren sistem için 8,380,000\$ olmuş ve geri dönüşüm süresi ise 27,9 yıl olarak elde edilmiştir. 900 kW'lık rüzgar türbini içeren sistem için rüzgar türbini sayısı 2'ye yükselmiş ve ilk yatırım maliyeti ise 9,245,000\$ olmuştur. Geri dönüşüm süresi ise 38,6 yıldır. Ancak, fotovoltaik panellerin 1 kW'ının kapladığı alan 7,2 m² olarak kabul edildiğinde, 900 kW rüzgar türbini içeren sistemde yer alan 1100 kW'lık panel için, 7920 m² alana ihtiyaç duyulmaktadır. Burada hibrid sistem, bir otel için düşünüldüğünden, hem görsel açıdan, hem de otele yakın bölgelerde boş alan bulunmasının zorluğu açısından fotovoltaik sistemin uygulanması uygun görünmemektedir.

Dizel jeneratör yakıt fiyatının %20 artması, sistemin ilk yatırım maliyetini artırmış ancak oluşan optimum sistem elemanlarında değişikliğe neden olmayıp, sadece boyutlarında değişikliğe neden olmuştur. İlk yatırım maliyetleri 1500 kW ve 900 kW rüzgar türbini içeren sistemler için sırasıyla 8,630,000\$ ve 9,455,000\$ olmuştur.

Yakıt fiyatının %20 azalması halinde ise, sistemlerin ilk yatırım maliyetleri düşmüştür. 1500 kW rüzgar türbini içeren sistemde, 480 kW'lık jeneratör bulunurken, 900 kW'lık rüzgar türbini içeren sistemde ise, 640 kW'lık jeneratör optimum sistem içerisinde yer almıştır.

Ancak dizel jeneratör içeren sistemler, ilk yatırım maliyetlerinin yüksekliği, geri dönüşüm sürelerinin uzunluğu ve sistem içerisinde bulunan fotovoltaik paneller için gereken alanların fazlalığı nedeniyle uygulama açısından uygun görünmemektedir.

Bu çalışmada ihtiyaç duyulan yükün %100 yenilenebilir enerji kaynakları ile karşılanması açısından da, şebekeden ve dizel jeneratörden elektrik enerjisi alınmadığı, ama oluşan ihtiyaç fazlası elektriğin şebekeye satışı için şebeke

bağlantısı içeren, rüzgar türbini ve fotovoltaik panel bulunduran sistemlerde incelenmiştir.

Yalnızca rüzgar türbini ve fotovoltaik panel içeren sistemlerde, 1500 kW rüzgar türbini, 930 kW güneş paneli içeren sistem ele alındığında, ilk yatırım maliyeti 12,100,000\$ olarak belirlenmiştir. 900 kW rüzgar türbini, 1335 kW güneş paneli seçildiğinde ise bu değer 13,188,000\$ değerine yükselmiştir. Geri ödeme süreleri ise, sırasıyla 23,6 yıl ve 38 yıl olarak bulunmuştur. Yine fotovoltaik paneller için gereken alan ihtiyacı, 930 kW'lık panel için 6696 m², 1335 kW'lık panel için 9612 m²'dir. Bu sistem konfigürasyonları ilk yatırım maliyetlerinin yüksekliği ve geri ödeme sürelerinin uzunluğu nedeniyle uygun bir yatırım olarak görülmemektedir. Ancak her iki rüzgar türbini içeren sistem için de şebekeye satılan, ihtiyaç fazlası elektriğin yüksek olması ve elektrik satış fiyatının artırılması ile bu sistem konfigürasyonları daha uygun bir yatırım haline getirilebilir. Devletin, yenilenebilir kaynaklar kullanılarak üretilen elektriğe alım garantisi verdiği, 5-5,5 EuroCent/kWh olan fiyatı, 10 EuroCent/kWh değerine yükseltmesi ile, bu sistemlerin geri ödeme süreleri kısalmıştır ve 1500 kW rüzgar türbininin bulunduğu sistem için bu süre 12,6 yıl olmuştur. 900 kW'lık rüzgar türbini içeren sistem için ise 21,5 yıl olarak belirlenmiştir. Elektrik satış fiyatının artışı ile, 1500 kW'lık rüzgar türbini içeren sistem, ilk yatırım maliyetinin yüksek olmasına rağmen, 12,6 yıl gibi makul bir geri ödeme süresi ve ihtiyaç duyulan yükün tamamının yenilenebilir kaynaklardan karşılanması ile yatırım için uygun bir hale gelmiştir.

Enerji ihtiyacının yalnızca rüzgar türbini kullanılarak karşılanması durumunda, akü grubu ve dönüştürücülerin kullanılması, ilk yatırım maliyetini artırmıştır. Bunun sonucu olarak da meydana gelen uzun geri ödeme süreleri nedeniyle bu durum uygun bir yatırım olarak görülmemektedir. Ancak yine elektrik satış fiyatının 10 EuroCent/kWh değerine yükseltilmesi ile, geri ödeme süreleri 1500 kW rüzgar türbini içeren sistem için 8,5 yıl, 900 kW rüzgar türbini içeren sistem için ise bu değer 11,7 yıla kadar gerilemektedir. İncelenen bölge için ise 1500 kW'lık rüzgar türbini daha uygun olarak belirlenmiş ve ihtiyaç fazlası elektriğin 10 EuroCent/kWh değeriyle şebekeye satılmasıyla, bu sistem konfigürasyonu uygun bir yatırım haline getirilmektedir. Ayrıca ihtiyaç duyulan elektriğin tamamının yenilenebilir kaynaklardan karşılanması sistemi öne çıkaran diğer bir nedendir.

Şebeke bağlantısı yalnızca elektrik satışı için kullanılan ve ihtiyaç duyulan enerjinin tamamen yenilenebilir kaynaklardan karşılandığı sistemlerde, şebekeye satılan

elektriğin yüksek olması nedeniyle, Őebeke elektrik satıŐ fiyatının artırılması, bu sistemlerin geri ödeme sűrelerini kısaltmıŐtır ve bu sistemlerin uygun bir yatırım haline gelmesini sađlamıŐtır. Ayrıca bu sistemlerin enerji űretimi sırasında havayı kirletmemesi ve fosil yakıtlara gerek duymaması bu sistemleri űne ıkaran diğer etkenlerdir.

Sonuç olarak, bugűnkű koŐullar gűz űnűne alındıđında, űrnek olarak incelenen tesisin elektrik enerjisi ihtiyaının Őebeke ve rűzgar enerjisinden karŐılanması durumunda geri dűnűŐűm sűrelerinin uygun olduđu belirlenmiŐtir. Ancak Őebekenin sadece elektrik enerjisi satıŐı iin kullanıldıđı ve otelin tűm elektrik enerjisi ihtiyaının %100 olarak yenilenebilir enerjiden karŐılanması durumunda akű gruplarına ve dűnűŐtűrűcűlere gereksinim olmasından dolayı yatırım maliyetleri artmakta ve sistemin geri dűnűŐűm sűreleri uzamaktadır. Bu yűzden, bu durumların da uygun bir yatırım halini alabilmesi iin yeterli teŐviklerle bu yatırımların desteklenmesi gerekmektedir.

KAYNAKLAR


- [1] **Url-1** <http://enerji2023.org/index.php?option=com_content&view=article&id=158:yenleneblr-enerjnn-gelece&catid=11:yenleneblr&Itemid=146>, alındığı tarih 25.02.2010.
- [2] **İTÜ**, 2007. Türkiye’de Enerji ve Geleceği İTÜ Görüşü, İ.T.Ü Matbaası, İstanbul.
- [3] **Url-2** <<http://www.iea.org/statist/index.htm>> , alındığı tarih 11.04.2010
- [4] **İEA**, 2009. Key World Energy Statistics, Paris.
- [5] **Url-3** <<http://www.kuresel-ısınma.org/kuresel-ısınma/yenilenebilir-enerji-nedir.html>>, alındığı tarih 10.03.2010
- [6] **Url-4** <http://www.tedas.gov.tr/29,Istatistiki_Bilgiler.html>, 12.04.2010
- [7] **Url-5** <http://www.epdk.org.tr/yayın_rapor/elektrik/yayın_rapor.htm>, alındığı tarih 23.03.2010
- [8] **İEA**, Trends in Photovoltaic Applications, Survey Report of selected İEA countries between 1992 and 2008
- [9] **Url-6** <<http://www.gwec.net/>>, alındığı tarih 20.03.2010
- [10] **Url-7** <http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Pure_Power_Full_Report.pdf>, alındığı tarih 02.03.2010
- [11] **Url-8** <<http://www.epdk.gov.tr/lisans/elektrik/yek/yek.html>>, 14.04.2010
- [12] **Mathew, S.**, 2006: Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis, and Economics, Springer-Verlag Berlin Heidelberg
- [13] **Uçar, S.**, 2007. Rüzgar Enerjisiyle Elektrik Üretimi ve Kayseri İli İçin Çevresel Etkilerin Değerlendirilmesi, Yüksek Lisans Tezi, Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü
- [14] **Demirtaş, M.**, 2008. Güneş ve Rüzgar Enerjisi Kullanarak Şebeke İle Paralel Çalışabilen Hibrit Enerji Santrali Tasarımı ve Uygulaması, Doktora Tezi, Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
- [15] **Yerebakan, M.**, 2001: Rüzgar Enerjisi, Su Matbaacılık Ltdi Şti İstanbul.
- [16] **Durak, M., Özer, S.**, 2008: Rüzgar Enerjisi: Teori ve Uygulama, İmpress Baskı Tesisleri Ankara.
- [17] **Güneş, İ.**, 2006. Bir Rüzgar Türbinin Modellenmesi, Simülasyonu ve Kontrolü, Yüksek Lisans Tezi, Gebze Yüksek Teknoloji Enstitüsü Mühendislik ve Fen Bilimleri Enstitüsü, Gebze.
- [18] **Johnson, Gary L.**, 2001: Wind Energy Systems, Manhattan.
- [19] **Patel, Mukund R.**, 1999: Wind and Solar Power Systems, CRC Press.

- [20] **Url-9** <http://www.gepower.com/prod_serv/products/wind_turbines/en/15mw/specs.htm>, alındığı tarih 13.03.2010
- [21] **Url-10** <<http://www.vestas.com/en/wind-power-solutions/wind-turbines/1.65-mw.aspx>>, alındığı tarih 13.03.2010
- [22] **Url-11** <http://www.enercon.de/en/_home.htm>, alındığı tarih 13.03.2010
- [23] **Url-12** <<http://www.fuhrlaender.de/downloads/downloads/FL-TB-08-EN-DE-I T.pdf>>, alındığı tarih 13.03.2010
- [24] **Url-13** <<http://www.nordex-online.com/en/>>, alındığı tarih 13.03.2010
- [25] **Url-14** <<http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/renewables/wind-power/wind-turbines/swt-2-3-82-vs.htm>>, alındığı tarih 13.03.2010
- [26] **Ekren, O.**, 2003. Optimization of a Hybrid Combination of a Photovoltaic System and a Wind Energy Conversion System, Master of Science, İzmir Institute of Technology.
- [27] **Uğuz, S.**, 2005. Rüzgar Enerjisi İle Elektrik Üretimi, Yüksek Lisans Tezi, Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
- [28] **Url-15** <http://eie.gov.tr/turkce/YEK/gunes/gunes_index.html>., alındığı tarih 02.03.2010
- [29] **Kıyak, A.**, 2007. Güneş Enerjisinden Yararlanma Olanakları ve Enerji Verimliliğinin İncelenmesi; Muğla İli Tolu Konut Yerleşkesi, Yüksek Lisans Tezi, Muğla Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Muğla.
- [30] **Url-16** <http://www.esdalcollege.nl/eos/vakken/na/zonnecel_bestanden/figure_3.jpg>, alındığı tarih 04.03.2010.
- [31] **Messenger Roger A., Ventre J.**, 2004: Photovoltaic Systems Engineering Second Edition, CRC Press.
- [32] **Luque A., Hegedus S.**, 2002: Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, John Wiley & Sons Inc.
- [33] **Öztürk, H.**, 2008: Güneş Enerjisi ve Uygulamaları, Birsen Yayınevi, İstanbul.
- [34] **Url-17** <www.homerenergy.com>, help files.
- [35] **İstanbul Sanayi Odası**, 2008. Güneş Enerjisi İle Elektrik Üretimine Yönelik Ekipmanların Yerli Kaynaklar Kullanılarak Üretimi ve Diğer Güneş Uygulamaları Paneli, İstanbul.
- [36] **Çelik, A. N.**, 2002., Optimisation and techno-economic analysis of autonomous photovoltaic-wind hybrid energy systems in comparison to single photovoltaic and wind systems, Energy Conversion and Management, 43, 2453-2468.
- [37] **Elhadidy, M. A., Shaahid, S. M.**, 2003. Promoting applications of hybrid power systems in hot regions, Renewable Energy, 29, 517-528.
- [38] **Elhadidy, M. A., Shaahid, S. M.**, 2005. Decentralized/stand-alone hybrid Wind-Diesel power systems to meet residential loads of hot coastal regions, Energy Conversion and Management, 46, 2501-2513.

- [39] **Gilau, A. M., Buskrik, R. V., Small, M. J.,** 2007. Enabling optimal energy options under the Clean Developmentn Mechanism, *Energy Policy*, 35, 5526-5534.
- [40] **Kenfack, J., ve diğ.** 2009. Microhydro-PV-hybrid system: Sizing a small hydro-PV-hybrid system for rural electrification in developing countries, *Renewable Energy*, 34, 2259-2263
- [41] **Diaf, S., ve diğ.** 2008. Technical and economic assessment of hybrid photovoltaic/wind system with battery storage in Corsica island, *Energy Policy*, 36, 743-754.
- [42] **Dalton, G. J., ve diğ.** 2009. Feasibility analysis of renewable energy supply options for a grid-connected large hotel, *Renewable Energy*, 34, 955-964.
- [43] **Setiawan, A. A., Zhao, Y., Nayar, C. V.,** 2009. Design, economic analysis and environmental considerations of mini-grid hybrid power system with reverse osmosis desalination plant for for remote areas, *Renewable Energy*, 34, 374-383.
- [44] **Bekele. G., Palm. B.,** 2010. Feasibility study for a standalone solar-wind-based hybrid energy system for application in Ethiopia, *Applied Energy*, 87, 487-495.
- [45] **Zhou, W., ve diğ.** 2010. Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar-wind power generation systems, *Applied Energy*, 87, 380-389.
- [46] **Nandi, K. S., Ghosh, H. R.,** 2009. A wind-PV-battery hybrid system at Sitakunda in Bangladesh, *Energy Policy*, 37, 3659-3664.
- [47] **Farret, Felix A., Simoes Godoy M.** 2006: İntegration of alternative sources of energy. John Wiley&Sons, Inc.
- [48] **Url-18** <<http://www.meteor.gov.tr/veridrgerlendirme/il-ve-ilceler-istatistik.aspx?m=AYDIN>>, alındığı tarih 06.04.2010
- [49] **Url-19** <http://www.shell.com.tr/home/content/tur/products_services/on_the_road/fuels/fuel_pricing/>, alındığı tarih 09.04.2010
- [50] **Yılmaz, H., 2008.,** Gökçada'da Yenilenebilir Enerji Kaynaklarıyla Elektrik Üretimi, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [51] **Url-20** <<http://www.srsolartech.cn>> alındığı tarih 19.02.2010
- [52] **Url-21** <<http://www.formgroup.com>> alındığı tarih 19.02.2010
- [53] **Url-22** <<http://www.aksa.com.tr>> alındığı tarih 02.03.2010

EKLER

EK A.1 : Hibrit sistemde kullanılan, Aksa marka, AJD 200 model jeneratöre ait teknik özellikler aşağıdaki şekilde verilmiştir.



GRUP		DİZEL JENERATÖR GRUBU 400 / 230 V - 50Hz								
		Model	AJD 33	AJD 45	AJD 75	AJD 90	AJD 110	AJD 132	AJD 170	AJD 200
Gücü	Standby	kVA 26,4	44	75	90	110	132	170	200	
		kW 22,4	35	60	72	88	105	136	160	
Gf. 0,8	Prime	kVA 28	40	68	80	100	120	155	180	
		kW 22,4	32	54,4	64	80	96	124	144	
Marka		John Deere								
Model		3029 D	3029 T	4045 T	4045 T	4045 H	6068 T	6068 H	6068 H	
Gücü, Standby (anılan devirde)		kW 31	42	70	83	98	117	149	176,5	
		HP 42	56	94	111	134	161	205	245	
Aspirasyon ve Soğutma		Doğal Emişli	Turbo Şarjlı			Turbo CAC*	Turbo Şarjlı	Turbo Şarjlı - CAC*		
Silindir Hacmi		Litre	2,9		4,5		6,8			
Silindir Sayısı ve Tipi			3 - Sıra		4 - Sıra		6 - Sıra			
Motor Devri		dev. / dak.	1500							
Bore ve Stroke		mmxmm	106 x 110			106 x 127				
Sıkıştırma Oranı			17,8:1	17,2:1	17:1					
Governör Sınıfı			Mekanik							
Yakıt Sarfiyatı (lt. / sa.)	1 / 2	3,6	5,2	8,1	10	11,5	13,5	17,5	21	
	yük 3 / 4	5	7,5	12,2	14	16,5	18,5	25	31,5	
	Tam	7	9,7	16	19,5	23,5	26	33,5	41	
Yakıt Tankı Kapasitesi		Litre	110	160	215	215	215	360	360	
Yağ Kapasitesi		Litre	6	8,5	13,2	12	12	19	34	
Su Kapasitesi (radyatör ve motor)		Litre	12	18	21,5	21,5	30,3	25,5	40	
Emilen Hava Miktarı		m ³ /dak.	1,7	3,2	4,6	5,6	7	8,9	11,5	
Egzozdan Atılan Gaz Miktarı		m ³ /dak.	4,7	7,6	12,2	12,3	18,7	19,1	32,9	
Egzoz Gaz Sıcaklığı		°C	555	590	538	524	545	575	603	

Şekil A.1 : Jeneratöre ait özellikler

EK A.2 : Hibrit sistemde kullanılan, SR-M53690 modülünün teknik özellikleri aşağıdaki şekilde gibidir.

SR MODÜLÜ

SR-M53690
SR-M53685
SR-M53680
SR-M53675



TEKNİK ÖZELLİKLER

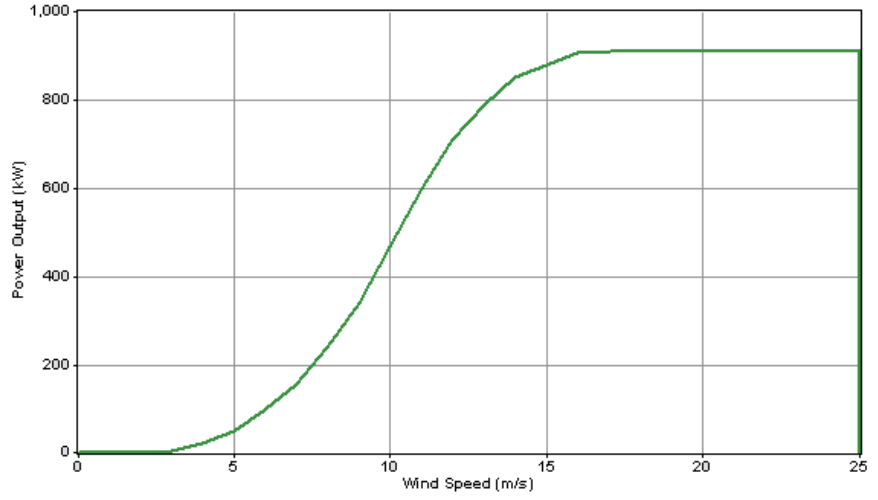
Modül Tipi		SR-M53690	SR-M53685	SR-M53680	SR-M53675
		90W	85W	80W	75W
Maksimum Güç	Pm(W)	94.9	89.9	84.9	79.9
Tolerans	(%)	±3	±3	±3	±3
Açık Devre Gerilimi	Voc(V)	22.03	21.96	21.82	21.74
Kısa Devre Akımı	Isc(A)	5.31	5.06	4.84	4.79
Maksimum Güç Gerilimi	Vm(V)	18.36	18.22	17.93	17.71
Maksimum Güç Akımı	Im(A)	4.90	4.67	4.46	4.24
Modül Verimliliği	(%)	13.52	12.77	12.02	11.27
Solar Hücre Verimliliği	(%)	16.87	15.37	14.87	14.62
Hücre Tipi	(mm)	125×125 (Mono Kristal Silikon)			
Hücre Sayısı	(Pcs)	36			
Boyutlar	(mm)	1197×535×48			
Ağırlık	(kg)	8.8			
Maksimum Sistem Gerilimi	(V)	DC1000			
Voc'nin Sıcaklık Katsayısı	(V/°C)	-0.147			
Isc'nin Sıcaklık Katsayısı	(mA/°C)	+2.5			
Pm'nin Sıcaklık Katsayısı	(%/°C)	-0.4			
İşletme Sıcaklığı	(°C)	-40 - 85			

Şekil A.2 : Kullanılan modülün teknik özellikleri

Modülün boyu 1197 mm ve genişliği 535mm'dir.

EK A.3 : Hibrit sistemde kullanılan, 900 kW'lık rüzgar türbininin özellikleri aşağıdaki şekilde verilmiştir.

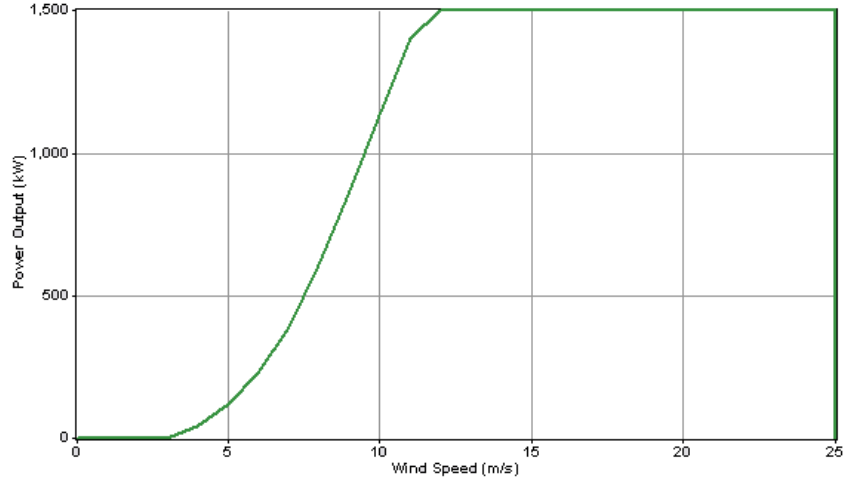
	Wind Speed (m/s)	Power Output (kW)
1	0.00	0.000
2	1.00	0.000
3	2.00	0.000
4	3.00	4.000
5	4.00	20.000
6	5.00	50.000
7	6.00	96.000
8	7.00	156.000
9	8.00	238.000
10	9.00	340.000
11	10.00	466.000
12	11.00	600.000
13	12.00	710.000
14	13.00	790.000
15	14.00	830.000
16	15.00	880.000
17	16.00	905.000
18	17.00	910.000
19	18.00	910.000
20	19.00	910.000
21	20.00	910.000
22	21.00	910.000
23	22.00	910.000
24	23.00	910.000
25	24.00	910.000
26	25.00	910.000
27	25.00	0.000



Şekil A.3 : Kullanılan rüzgar türbinin güç eğrisi

EK A.4 : Hibrit sistemde kullanılan, 1500 kW'lık rüzgar türbininin özellikleri aşağıdaki şekilde verilmiştir.

	Wind Speed (m/s)	Power Output (kW)
1	0.00	0
2	1.00	0
3	2.00	0
4	3.00	0
5	4.00	40
6	5.00	119
7	6.00	228
8	7.00	391
9	8.00	605
10	9.00	865
11	10.00	1134
12	11.00	1399
13	12.00	1500
14	14.00	1500
15	16.00	1500
16	18.00	1500
17	20.00	1500
18	22.00	1500
19	25.00	1500
20	25.00	0



Şekil A.4 : Kullanılan rüzgar türbinin güç eğrisi

ÖZGEÇMİŞ

Ad Soyad: Mehmet Ercan DİNÇSOY

Doğum Yeri ve Tarihi: 16.01.1983

Adres: Emniyet Evler Mah. Emniyet Cad. Afacan Apt. 4.Levent/İstanbul

Lisans Üniversite: Yıldız Teknik Üniversitesi Elektrik Mühendisliği