

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**RÜZGÂR ENERJİSİ ÜRETİMİNDE DEPOLAMA
TEKNİĞİ VE TAHMİN SİSTEMLERİ KULLANILARAK
ENERJİ YÖNETİM SİSTEMİNİN GELİŞTİRİLMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ
Bünyamin YAĞCİTEKİN, Elk. Müh.

Anabilim Dalı : Enerji Bilim ve Teknoloji
Programı : Enerji Bilim ve Teknoloji

HAZİRAN 2008

**RÜZGÂR ENERJİSİ ÜRETİMİNDE DEPOLAMA
TEKNİĞİ VE TAHMİN SİSTEMLERİ KULLANILARAK
ENERJİ YÖNETİM SİSTEMİNİN GELİŞTİRİLMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ
Bünyamin YAĞCİTEKİN, Elk. Müh.
301061006

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 5 Mayıs 2008
Tezin Savunulduğu Tarih : 9 Haziran 2008

Tez Danışmanı : Yard.Doç.Dr. Önder GÜLER
Diğer Jüri Üyeleri Yard.Doç.Dr. Burak BARUTÇU (İ.T.Ü.)
Yard.Doç.Dr. Mehmet UZUNOĞLU (Y.T.Ü.)

HAZİRAN 2008

ÖNSÖZ

Yüksek lisans tezimin hazırlanmasında yardımlarını esirgemeyen ve beni sürekli destekleyen değerli hocam Yrd. Doç. Dr. Sayın Önder GÜLER'e çok teşekkür ederim.

Almanya'nın Kassel üniversitesinden misafirperverliği esirgemeyen ve güzel bir çalışma ortamı sunan değerli Prof. Dr.-Ing. Gerhard Kreißelmeier'e, yine Kassel Üniversitesinden bana her türlü desteği sağlayan, çalışma ortamının sunulmasında asıl emeği geçen, fikirlerinden çokça faydalandığım ve beni sürekli çalışmaya sevk eden değerli hocam Dr.-Ing. Cumhuriyet Başpınar'a, Uluslararası Güneş Enerji Enstitüsü(ISET)'den tezin ortaya çıkmasında asıl emeği geçen, çok kısıtlı zamanlarında dahi bana vakit ayıran, bilgisi ve tecrübelerinden çokça faydalandığım değerli hocam Yük. Müh. Ümit Çalı'ya çok teşekkürlerimi sunarım.

Tez çalışmam sırasında bilgileriyle ve dostluklarıyla yanımda olan çok değerli arkadaşlarıma ayrıca teşekkür ederim.

Bana her zaman destek olan tüm çalışmalarımın mayasını oluşturan değerli annem, babam ve kardeşlerime sevgi dilekleriyle.

Haziran, 2008

Bünyamin YAĞCITEKİN

İÇİNDEKİLER

KISALTMALAR	v
TABLO LİSTESİ	vi
ŞEKİL LİSTESİ	vii
SEMBOL LİSTESİ	viii
ÖZET	ix
SUMMARY	x
1. GİRİŞ	1
2. AVRUPA BİRLİĞİ ELEKTRİK PİYASASI	8
2.1 AB Elektrik Piyasasında Serbestleşme	8
2.2 AB Elektrik Piyasası Durumu	9
2.2.1 AB Elektrik Sistemi	10
2.3 Dengeleme Piyasası	13
2.4 AB Yenilenebilir Enerji Sistem Yapısı	16
2.4.1 AB Yenilenebilir Enerji Piyasası	16
2.4.2 AB Yenilenebilir Enerji Destek Sistemleri	17
2.4.2.1 Tarife Garanti Sistemi	18
2.4.2.2 Yeşil Sertifika Sistemi	19
2.4.2.3 İhale Sistemi	19
2.4.2.4 Vergi Teşvik Sistemi	19
2.4.3 AB Yenilenebilir Enerji Potansiyeli	20
2.4.4 AB Yenilenebilir Enerji Gelecek Çalışmaları	22
3. YENİLENEBİLİR ENERJİLERİN ELEKTRİK ŞEBEKESİNE ETKİLERİ	23
3.1 Giriş	23
3.2 Rüzgâr Enerjisinin Şebeke Sistemi Üzerine Etkisi	25
3.2.1 Teknik Etkiler	26
3.2.2 Ekonomik Etkiler	29
4. DEPOLAMA	33
4.1 Depolama Teknolojileri	33
4.2 Depolama Teknikleri	35
4.2.1 Elektrik Enerji Depolama	36
4.2.1.1 Ultrakapasitör / Süperkapasitör	36
4.2.1.2 Süper İletken Manyetik Enerji Depolama	37
4.2.2 Elektrokimyasal Enerji Depolama	37
4.2.2.1 Lityum-İyon	37
4.2.2.2 Kurşun Asit	38
4.2.2.3 Nikel-Kadmiyum	38
4.2.2.4 Nikel Metal Hidrit	39

4.2.3	Mekanik Enerji Depolama	39
4.2.3.1	Hazneli Pompalı Sistemler	39
4.2.3.2	Sıkıştırılmış Hava ile Enerji Depolama	40
4.2.4	Hidrojen Enerji Depolama	44
5.	TAHMİN SİSTEMLERİ	45
5.1	Giriş	45
5.2	Rüzgâr Tahmin Sistemleri	46
5.2.1	Rüzgâr Tahmin Sistemlerinin Gelişme Durumu	48
5.2.2	Rüzgâr Gücü Yönetim Sistemi	49
6.	GENEL SİSTEM MODELİ ve SONUÇLARI	51
6.1	Giriş	51
6.2	Sistem Açıklaması	52
6.2.1	Rüzgâr Çiftliği	53
6.2.2	Elektrik Depolama	53
6.2.3	Enterkonnekte Şebeke Sistemi	54
6.2.4	Talep	54
6.3	Kabuller	55
6.4	Operasyon Stratejisi	55
6.4.1	Günlük Tahmin Güç Değerleri	56
6.4.2	Operasyon Planı	58
6.4.3	Gerçek Zamanlı Çalışma	58
6.5	Model Simülasyonu	60
6.5.1	Gerçek Zamanlı Algoritma Çalışması	60
6.6	Sonuçlar	61
7.	SONUÇLAR	66
	KAYNAKLAR	68
	ÖZGEÇMİŞ	73

KISALTMALAR

Kpe	: Kilo Petrol Eşdeğer Enerji
DFIG	: Çifte Beslemeli Asenkron Jeneratör
YE	: Yenilenebilir Enerji
WWEA	: Dünya Rüzgâr Enerji Birliği
IEA	: Uluslararası Enerji Ajansı
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
AB	: Avrupa Birliği
DSO	: Dağıtım Sistem Operatörü
TSO	: İletim Sistem Operatörü
CAES	: Sıkıştırılmış Hava Enerji Depolama
DFIG	: Çift Beslemeli Asenkron Jeneratör
RMSE	: Ortalama Karekök Hatası
YSA	: Yapay Sinir Ağları
ISET	: Uluslararası Güneş Enerji Enstitüsü

TABLO LİSTESİ

		<u>Sayfa No</u>
Tablo 1.1	2006 Sonu İtibari ile Rüzgar Enerjisi Kurulu Gücü Bakımından 1 GW üstü Ülkeler	6
Tablo 2.1	Dünya Birincil Enerji Talebi Referans Senaryo	20
Tablo 2.2	2003–2004 Yılı AB Net Kurulu Güç Dağılımı	21
Tablo 2.3	2003–2004 yılı AB–29 Net Elektrik Üretimi	22

ŞEKİL LİSTESİ

		<u>Sayfa no</u>
Şekil 1.1	1973 ve 2005 de Dünyada Tüketilen Enerji Miktarının Kaynak Türlerine Göre Değişimi	1
Şekil 1.2	1973 ve 2005 Yılları için Elektrik Üretiminde Kullanılan Kaynaklara Göre Değişimi	3
Şekil 1.3	Dünya Rüzgar Enerjisi Kurulu Güç Kapasitesi ve Tahmini 1997–2007(MW)	5
Şekil 1.4	Kıtalara Göre Dünya Rüzgar Enerjisi Kapasitesi Dağılımı 2007	5
Şekil 2.1	Şematik Olarak AB Elektrik Piyasasının Teknik ve Ekonomik Görünümü	11
Şekil 2.2	Elektrik Piyasası Aktörlerinin İlişkileri ve Dengeleme Piyasasının Genel Görünümü	16
Şekil 2.3	AB YE-E Destek Şeması	18
Şekil 3.1	Büyük Miktarda Yenilenebilir Enerji Bağlantılı Enerji İletim ve Dağıtım Sistemi	24
Şekil 3.2	2007 Yılı Sonu AB Rüzgâr Kurulu Gücü	25
Şekil 3.3	İskandinav Şebeke Sisteminin Bir Günlük Frekans Değişimi	27
Şekil 3.4	İskandinav Şebeke Sisteminde Haftalık Frekans Değişimi	28
Şekil 3.5	DFIG Türbinleri Kullanılan Sistemin Gerilim Kontrolleri	29
Şekil 3.6	Rüzgar Çiftlikleri (Kara ve Deniz) Toplam Kurulum Maliyetleri	31
Şekil 3.7	Yenilenebilir Enerji Kaynakları Şebeke Bağlantı Giderleri(Rüzgar Kara ve Deniz)	32
Şekil 4.1	Güç Sistemi ile Depolama Arasındaki Temel İlkeler	34
Şekil 4.2	Depolama Teknolojileri ve Uygulama Sınırları	35
Şekil 4.3	CAES Temel Çalışma Prensipleri	43
Şekil 6.1	Genel Sistem Modeli	52
Şekil 6.2	Rüzgar Santrali Yıllık Güç Üretimi (Ölçülen)	53
Şekil 6.3	Elektrik Tüketimi(Yıllık)	55
Şekil 6.4	Sistemin Genel Akış Diyagramı	56
Şekil 6.5	Rüzgarın Gerçek ve Tahmini Üretim Karşılaştırması	57
Şekil 6.6	Bir Aylık Gerçek ve Tahmini Üretim Değerleri	58
Şekil 6.7	Gerçek Zamanlı Operasyon Algoritması	59
Şekil 6.8	Kış Mevsimi İçin Gerçek ve Tahmini Üretim Karşılaştırması	61
Şekil 6.9	İlkbahar Mevsimi İçin Gerçek ve Tahmini Üretim Karşılaştırması	62
Şekil 6.10	Yaz Mevsimi İçin Gerçek ve Tahmini Üretim Karşılaştırması	62
Şekil 6.11	Sonbahar Mevsimi İçin Gerçek ve Tahmini Üretim Karşılaştırması	63
Şekil 6.12	Kış Mevsimi için Gerçek Zamanlı Şebeke Beslemesi ve Sapma	64
Şekil 6.13	İlkbahar Mevsimi için Gerçek Zamanlı Şebeke Beslemesi ve Sapma	64
Şekil 6.14	Yaz Mevsimi için Gerçek Zamanlı Şebeke Beslemesi ve Sapma	65
Şekil 6.15	Sonbahar Mevsimi için Gerçek Zamanlı Şebeke Beslemesi ve Sapma	65

SEMBOL LİSTESİ

A	: Rüzgar tahmini ortalama gücü
G	: Gerçek rüzgar gücü
D	: Talep edilen elektrik gücü
S _n	: Net depolanan güç değeri
η_c	: Şarj verimliliği
η_d	: Deşarj verimliliği
P _{wR}	: Gerçek zamanlı rüzgâr gücü değeri
P _G	: Şebekeden çekilen
P _{sn}	: Net depolanan güç
P _D	: Talep gücü
ES	: Depolanan enerji joule cinsinden
V	: Pompalanan su miktarı
d	: Suyun yoğunluğunu
g	: Yerçekimi ivmesini
h	: Rezervuarlar arasındaki mesafe farkı

RÜZGÂR ENERJİSİ ÜRETİMİNDE DEPOLAMA TEKNİĞİ VE TAHMİN SİSTEMLERİ KULLANILARAK ENERJİ YÖNETİM SİSTEMİNİN GELİŞTİRİLMESİ

ÖZET

Yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji tüketimi içindeki payı sürekli artmaktadır ve birçok ülke de yenilenebilir enerji kullanımını arttırmak için çeşitli destek programları uygulamaktadır. Fosil yakıtların birçok olumsuz yönü (yakın gelecekte tükenen olması, fiyatlarının artması, çevre kirliliğine sebep olmaları vs), yenilenebilir enerji kullanımı için destek çalışmaları ve yeni iş imkânları oluşturmasından dolayı bu kaynakların kullanımında hızlı bir artış görülmektedir. Özellikle rüzgâr enerjisinin artışı dikkate değerdir şu anda dünya enerji tüketiminin %1 inden fazlasını karşılayacak duruma gelmiştir. Rüzgâr enerjisinin şebekeye bağlanması ve bu oranının sürekli artması beraberinde birçok sorun ortaya çıkarmaktadır. Örneğin rüzgâr enerjisinin ani dalgalanmalar yapması şebeke sistemine zarar vermektedir ayrıca elektrik dengeleme sorunlarını arttırdığı içinde sisteme ek mali yük getirmektedir. Dünyadaki diğer örneklerinden farklı olarak bu çalışmada depolama ve tahmin sistemleri beraber kullanılarak şebeke güvenilirliğini, enerji kalitesini arttırmak amaçlanmıştır. Simülasyonu yapılan model için; bir sanayi bölgesine ait geçmişteki elektrik talep verileri kullanılarak ortalama talep eğrisi üretilmiş, Almanya da bulunan bir rüzgâr çiftliği için senelik üretilen tahmini ve ölçülen gerçek güç verileri ile depolama sistemi kullanılmıştır. Yapılan çalışma sonunda rüzgâr enerjisinin güvenilirliği, şebeke içindeki rüzgâr potansiyeli artırılmış ve dengeleme giderleri azaltılmıştır. Oluşturulan model esnek yapısı sayesinde sadece rüzgâr değil diğer yenilenebilir enerji kaynakları içinde kullanılabilir.

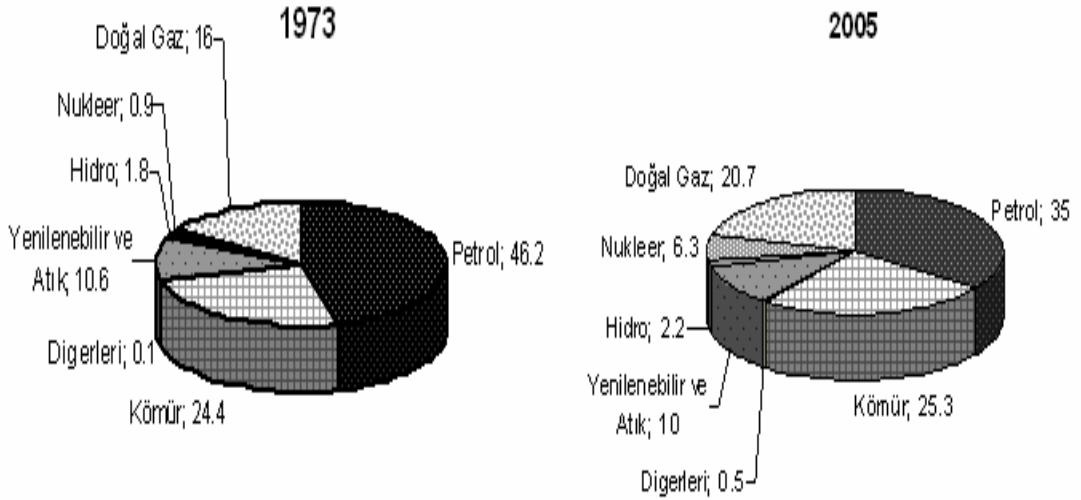
DEVELOPMENT OF AN ENERGY MANAGEMENT CONCEPT FOR WIND POWER GENERATION BY USE OF ENERGY STORAGE AND WIND POWER PREDICTION

SUMMARY

The Portion of renewable energy sources in energy consumption has been increasing continually and many countries have been applying several support programs to increase the renewable energy use. Because of the fossil fuel which will be used up in the near future and the other negative factors such as price increase, causing environmental pollution, and support studies for the renewable energy use have been carried on. A rapid increase is seen in the use of these sources because of the new job opportunities which are created by the use of renewable energy sources. Particularly, the increase in wind energy is noteworthy. It has come to the level of meeting more than 1% of the world energy consumption. Transferring wind energy to the network and the continual increase of that ratio cause a lot of problems. For instance, sudden fluctuation of wind energy damages network system. Besides, it can cause an extra financial burden to the system since it increases the electric stabilization problems. In this work, increasing energy quality, network safety by the use of storage and prediction systems is aimed. For the simulated model, an industry area power curve is chosen, annual data for approximate generated power and real measured power which belongs to a wind farm in Germany is used. At the end of the work, wind energy safety has been increased, an increase in the electricity transferred from wind energy to the network is acquired and energy stabilization expenses have been decreased. It is possible that the model formed in a flexible structure can be used not only for wind energy, but also for other renewable energy sources.

1. GİRİŞ

Dünya'nın elektrik tüketimi son 50 yıldır sürekli artmaktadır ve bu artış gelecek yıllarda da devam edecektir [1]. 1950–2005 yılları arasında dünya nüfusu 2 kat artmasına rağmen, kişi başına düşen elektrik tüketimi 3 kat artmıştır [2]. Nüfusun sürekli artması, endüstrideki gelişmeler, hayat standartlarındaki artış, elektrik tüketiminin artmasındaki başlıca sebeplerden birkaçıdır. Dünyanın toplam birincil enerji kaynak talebinde çok büyük oranda fosil kaynaklara bağımlılık sürmektedir ve fosil kaynaklarının tüketimdeki oranı %80'dir [3]. 1973–2005 yılları arasındaki dünyanın toplam enerji tüketimindeki artışı Şekil 1,1'de kaynakların yüzdelerik dağılımına göre gösterilmiştir. Bu yıllar arasında toplam enerji tüketim miktarı 6116 MTEP' den 11867 MTEP' e yükselmiştir.



Şekil 1.1 1973 ve 2005 de Dünyada Tüketilen Enerji Miktarının Kaynak Türlerine Göre Değişimi

Fosil enerji kaynaklarının sınırlı olması ve yakın gelecekte tükenerek olması, birçok sorunlara yol açmaktadır. Fosil kaynaklara bağımlılığın yüksek olması dünyada birçok savaşın çıkmasına da sebep olmuştur. Bunun yanında hava ve su kirliliğine, küresel ısınmaya, asit yağmurları ile zehirli yağmurlara sebep olması ve fiyatlarda sürekli artış bu kaynakların olumsuz yönleridir [4]. Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanım oranının sürekli artırılması gerekmektedir çünkü fosil yakıtların durdurulamayan fiyat artışlarının, çevreye olumsuz etkilerini azaltmak veya

durdurmak gerekmektedir. Bilindiği üzere dünyada pek çok kez petrol krizi meydana gelmiştir. Örneğin 1973 krizi, 1978, 1990 ve 1999 krizlerinde petrol varil fiyatlarında ani artışlar dünyadaki dengeleri alt üst etmiştir. Özellikle 1990'ların başından itibaren gelişmiş ülkeler, yenilenebilir enerji kaynaklarına olan ilgilerini artırmışlardır. 1992 yılında Rio Sözleşmesi, 1994 yılında Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi, 1997 yılındaki Kyoto Protokolü, Avrupa Birliği (AB)'nin direktifleri yenilenebilir enerjilere verilen önemi arttırmıştır [5].

Yenilenebilir enerji kaynakları, sürdürülebilir ve temiz enerji sağlarlar. Ayrıca enerji güvenilirliğini arttırdıklarından dolayı [6] gelecekte ülkelerin enerji güvenliğini sağlamakta, dışarıya bağımlılıklarını azaltmaktadırlar. Ülkelerin fosil yakıtlardaki fiyat artışından daha az etkilenmeleri ve fosil yakıtların çevreye olan olumsuz etkilerini azaltmaları için yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelimi arttırmaları gereklidir.

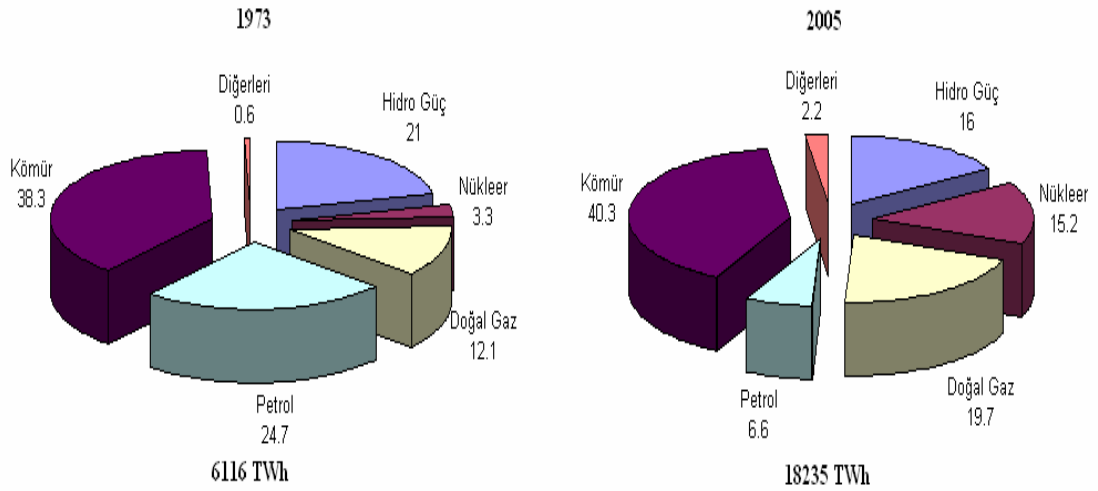
2005 yılında Dünyadaki toplam birincil kaynaklardan elde edilen enerjinin %13,3'ü yenilenebilir kaynaklardan sağlanmıştır. Yenilenebilir kaynaklara bağlı enerji üretimi hızlı şekilde artmaktadır ve bu artış yakın gelecekte de devam edecektir. Çok çeşitli yenilenebilir enerji kaynakları enerji sektöründe kullanılmaktadır. Örneğin hidrolik enerji çok eski ve günümüzde en çok kullanılan yenilenebilir enerji kaynağıdır. Bunun yanında çok eski tarihlerden bu yana biyokütle kaynakları geleneksel yöntemlerle kullanılmaktadır ancak günümüz yeni teknolojileri ile biyo enerjinin verimi ve kullanım alanlarının artırılması için birçok çalışma yapılmaktadır. Çok eski tarihlerden bu yana kullanılmasına rağmen yeni teknolojiler diyebileceğimiz yenilenebilir kaynaklar ise rüzgâr, güneş, dalga gibi enerjilerdir. Bu enerji kaynaklarının mevcut yenilenebilir kaynaklar içindeki paylarının, özellikle rüzgâr santrallerinin artışları çok hızlıdır [7].

Avrupa Birliği ülkeleri günümüzde enerji ihtiyacının yaklaşık yarısını ithal etmektedir. Eğer AB ülkeleri enerji açıklarına uygun bir çözüm bulamazlarsa, 2030 yılından önce ithal edilen enerji oranı %70 seviyelerine çıkacaktır [8]. Bu nedenden dolayı Avrupa Komisyonu tarafından yenilenebilir enerjinin kullanımının artırılması için birçok direktifler yayımlanmaktadır. Avrupa Birliğinde yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı enerji üretimi de önemli miktarda artış göstermiştir. Örneğin Almanya, İspanya ve Danimarka gibi ülkeler yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı, özellikle rüzgâr ve güneş enerjisi çalışmalarında dünyada lider konumdadırlar.

Avrupa Birliği de dünyada hem teknoloji hem de yenilenebilir enerji üretimi bakımından lider konumdadır. Buradaki en büyük pay Şüphesiz Avrupa birliğinin çıkardığı yönergeler, ülkelerin uyguladığı teşvik politikaları ve araştırma geliŐtirmeye verilen önemdir.

Türkiye'nin ilk yenilenebilir enerji yasası 2005 yılında çıkarılmıştır. Yenilenebilir enerji açısından bakılırsa Türkiye çok büyük bir potansiyele sahiptir. Ancak bu potansiyel yeterince değerlendirilememektedir. Yapılacak olan, yeni yasalar ve teŐviklerle yenilenebilir enerjilere bağlı enerji üretimi arttırılmalıdır.

Elektrik tüketimi diğer enerji türlerinden çok daha hızlı artmaktadır. 2005 yılına bakıldığında dünyada kişi başına elektrik tüketimi ortalama olarak 2500 kWh olmuştur, bu oran Amerika Birleşik Devletlerinde 12322 kWh, Avrupa Birliği lkelerinde ortalama olarak 6000 kWh seviyelerine çıkmaktadır. Türkiye'de ise bu oran 2200 kWh seviyesinde kalmaktadır [4]. Kaynaklara bağlı elektrik üretiminin 1973 ve 2005 arasındaki yüzdelik değişimi Şekil 1,2'de gösterilmektedir.



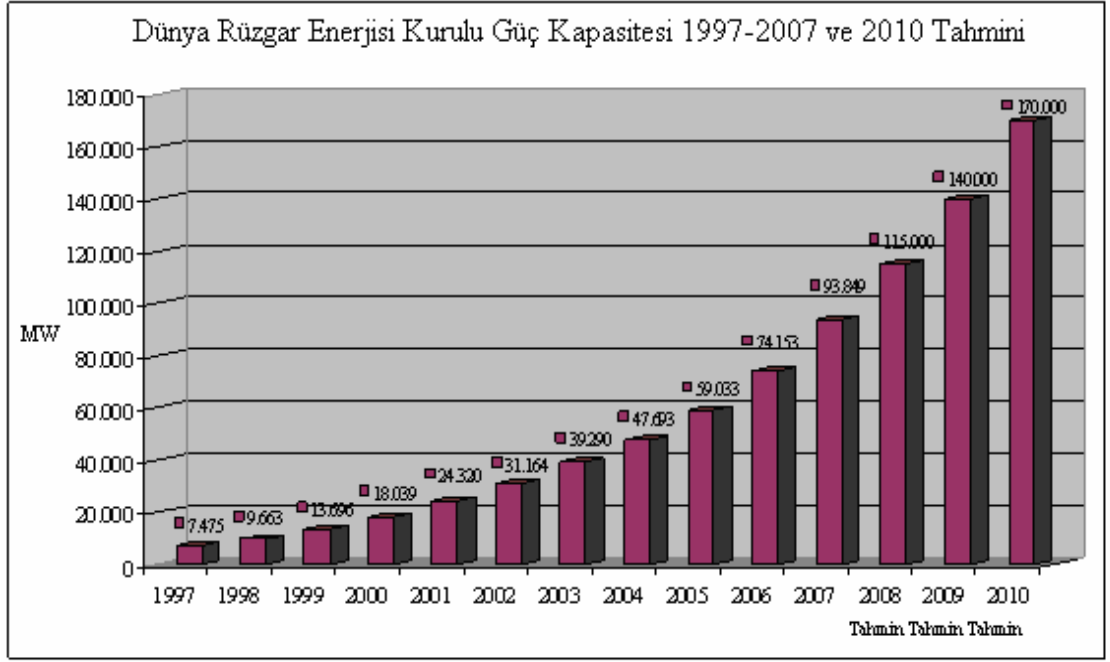
Şekil 1.2 1973 ve 2005 Yılları için Elektrik retiminde Kullanılan Kaynaklara Göre Değişimi

Yenilenebilir kaynaklara bağlı elektrik üretimi sürekli artıyor olsa da, fosil kaynaklara bağlı elektrik üretiminin çok altındadır. Ancak temiz kaynak olmaları, çok yüksek olan elektrik üretim maliyetlerinin sürekli düŐüyor olması, yeni iş imkânları açıyor olması, kullanılan ülkelerde dışarıya bağımlılığı azaltması, yenilenebilir enerji kaynaklarının avantajlarından birkaçıdır. Örneğin 1980'lerde rzđar enerjisine bağlı elektrik üretimi fiyatı 1 kWh için 8 Euro cent [9] civarında iken, günümüzde bu miktar 4 Euro cent'in altına dŐmŐtir [10]. Ancak fosil ve

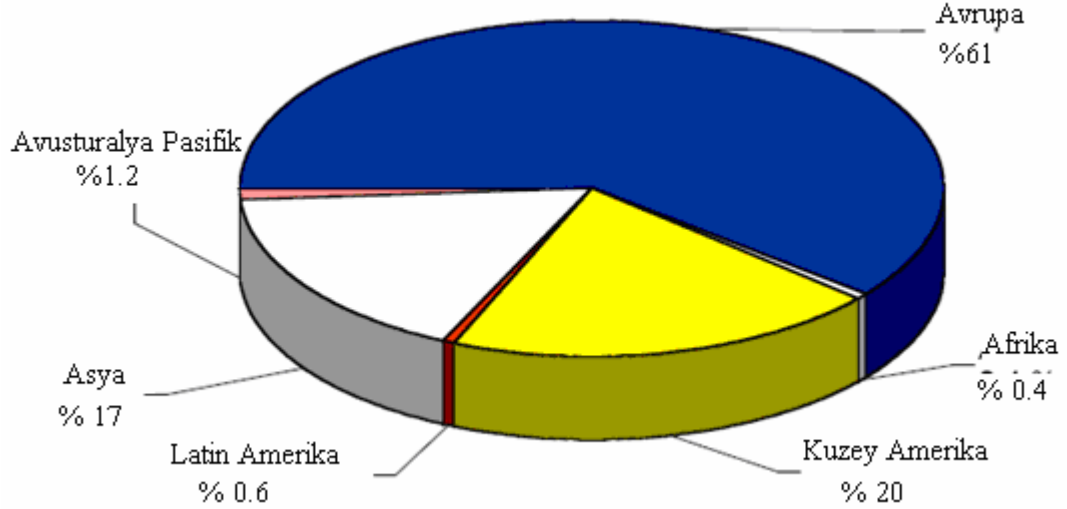
doğalgaza bağı elektrik üretimindeki artış hala devam etmektedir. Sürdürülebilir gelişme ve enerji güvenliği için yenilenebilir kaynaklara bağı elektrik üretiminin artması, fosil kaynaklara bağılılığın azaltılması uygun politikaların ve teşviklerin yapılması ile mümkün olacaktır [11].

Rüzgâr enerjisi çok eski tarihlerden bu yana kullanılıyor olmasına rağmen hala mevcut potansiyelinin çok altında kullanılmaktadır. Bu durumun sebebi rüzgâr enerjisinin dalgalı ve süreklilik arz etmemesidir. Ancak geçen 20 yıllık sürece bakıldığında rüzgâr enerjisine dayalı elektrik üretiminde çok büyük gelişmeler yaşanmıştır. Burada rüzgâr teknolojisinin gelişmesinin çok büyük etkisi vardır. Şekil 1.3'te 1997 ve 2007 yılları arasındaki rüzgâr gücü kapasitesinin değişimi ile 2010 yılına kadar olması muhtemel artış gösterilmektedir[12]. Geçen 10 yıllık süreçte rüzgâr enerjisinin kurulu gücü 10 katından fazla artmıştır, öyle ki Dünya Rüzgâr Enerji Birliği (WWEA) yaptığı gelecek tahminlerini sürekli olarak yenilemek durumunda kalmıştır. Örneğin WWEA 2007 yılındaki 2010 tahminlerinde rüzgâr toplam kurulu gücü 160000 MW olarak tahmin ederken bu tahmin 2008 yılında revize edilerek 170000 MW'a çıkarılmıştır.

Avrupa Birliği 2007 yılında rüzgâr toplam kurulu gücün %61'ine tek başına sahiptir. Şekil 1.4'te bu oran açıkça görülmektedir ancak bu oran diğer bölgelerdeki yapılan çalışmalarla birlikte değişime açıktır ve birkaç yıl içinde Avrupa tekelinin, kurulu güç bazında dahi olsa sona ereceği öngörülmektedir.



Şekil 1.3 Dünya Rüzgâr Enerjisi Kurulu Güç Kapasitesi ve Tahmini 1997–2007(MW)



Şekil 1.4 Kıtalarla Göre Dünya Rüzgâr Enerjisi Kapasitesi Dağılımı 2007

Avrupa birliğinin lider olmasında şüphesiz birkaç ülkenin payı çok büyüktür. Hem teknolojisi hem de kurulu gücü ile Almanya rüzgâr konusunda dünyada lider konumdadır. 20 GW’ın üzerindeki kurulu gücü milyarlarca Euro’luk ticaret hacmi ile Almanya bu konudaki liderliğine önümüzdeki yıllarda da devam edeceği öngörülmektedir. Tablo 1.1’de 1 GW’ın üzerinde kurulu güce sahip ülkelerin 2005 ve 2006 yıllarındaki rüzgâr kurulu güçlerindeki büyük değişim görülmektedir [12]. Sadece Avrupa ülkeleri değil Asya’nın iki büyüyen devi Hindistan ve Çin’deki çok

hızlı büyüme, bunun yanında Kanada'nın da büyümesi dünyanın her yerinde rüzgârdan faydalanma oranının arttığını, gelecek 10 yıllarda da bu büyümenin artarak devam edeceğini göstermektedir

Tablo 1.1 2006 Sonu İtibari ile Rüzgâr Enerjisi Kurulu Gücü bakımından 1 GW üstü Ülkeler

Ülke	2005 Sonu Kurulu Gücü (MW)	2006'da Eklenen Kapasite (MW)	Artış oranı 2005-2006 (%)	2006 Sonu Kurulu Gücü (MW)
Almanya	18428	2194	11.9	20622
İspanya	10028	1587	15.8	11615
ABD	9149	2454	26.8	11603
Hindistan	4430	1840	41.5	6270
Danimarka	3128	8	0.3	3136
Çin	1260	1145	90.9	2405
İtalya	1718	405	23.6	2123
İngiltere	1353	610	45.1	1963
Portekiz	1022	628	61.4	1650
Fransa	757	810	106.9	1567
Hollanda	1224	336	27.5	1560
Kanada	683	768	112.4	1451
Japonya	1040	354	34	1394
Toplam	59004	14900	25.3	73904

Yukarıda da anlatıldığı gibi rüzgâr enerjisine dayalı elektrik üretimi sürekli artmaktadır. Rüzgâra bağlı elektrik üretiminin artışı, özellikle Avrupa ülkeleri için, elektrik şebekelerinde birçok sorunlara sebep olmaktadır.

Rüzgâr enerjisi dalgalı enerji vermektedir ve eğer şebeke içindeki rüzgâr enerjisi oranı yüksekse şebeke sistemi gerilim, frekans, enerji kalitesi ve güvenilirlik açısından olumsuz etkilenmektedir [13]. Günümüzde birçok bilim adamı rüzgâr enerjisinin şebeke sistemi üzerine kötü etkilerini azaltmak veya kaldırmak için çalışmalar yapmaktadır. Bu çalışmalardan biri rüzgâr tahmin sistemleridir ve Avrupa da tahmin sistemlerinin doğruluk oranı %90'ın üzerindedir. [13] Özellikle Almanya da birçok enerji iletim şirketi tahmin sistemlerinden faydalanarak dengeleme yapmakta ve dengeleme giderlerini azaltmaktadırlar. Rüzgâr enerjisinin şebekeye olumsuz etkisini azaltmak için kullanılan diğer bir yöntem ise depolama tekniğidir. Depolama tekniği yalnızca sistem üzerindeki kötü etkilerin kaldırılması için değil, birçok farklı amaç için de kullanılabilir. Örneğin piyasa yapısı uygun ise elektriğin az kullanıldığı zamanlarda elektrik depolanıp, elektrik ihtiyacının yüksek olduğu

zamanlarda satılarak elde edilen kar oranı da arttırılabilir (günümüzde saatlik fiyatlandırma uygulanan Norveç Elektrik Piyasasında yapılabilir). Fakat bu iki tekniğin tek başlarına yeterli olmayacağı açıktır. Bu nedenden dolayı hazırlanan örnek modelde her iki yöntem de kullanılmıştır. Model simülasyonu sonucunda rüzgârın güvenilirlik oranı arttırılmış, şebekeye verilen rüzgâra dayalı elektrik oranı artmış, dengeleme giderleri azaltılmıştır.

2. AVRUPA BİRLİĞİ ELEKTRİK PİYASASI

2.1 AB Elektrik Piyasasında Serbestleşme

Genel anlam olarak serbestleşme, elektrik piyasasında özelleştirme ile anılır. Rekabetçi bir piyasa oluşması ile enerji kalitesi ve verimlilik artırılır, yüksek verimde düşük fiyat uygulamasına geçilebilir [14]. Şirketler için çok önemli olan dünya çapında rekabetçi piyasaların oluşması ile piyasada rekabet edecek düzeye gelinir [15]. Avrupa elektrik piyasası 1980'lerden bu yana serbestleşme çalışmaları ile birlikte çok önemli değişimler yaşamıştır. Serbestleşme kapsamında kültürel, teknolojik ve ekonomik yönden birçok değişiklik ve yenilik yapılmıştır. Avrupa birliğindeki geniş çaplı çalışmalar ise 1996 ve 2003 yıllarında çıkarılan direktiflerdir. Bu direktifler AB üyesi her ülkenin kendi içinde serbestleşme çalışmalarını yapması ve direktifleri uygulaması ayrıca bu çalışmaları yaparken diğer AB üyesi ülkelerle ortak çalışmalar yapmasıdır. Direktifler 1996/92 ve 2003/54 adı altında yayımlanmıştır [16].

Avrupa da liberalleşmeyle piyasanın rekabetçi yapıya kavuşması ile elektriğin düşük fiyattan verilmesini sağlamak amaçlanmıştır. Piyasada daha fazla rekabet tüketicilerin daha kaliteli ve ucuza enerji almalarına, istedikleri zamanda enerji sağlayıcılarını değiştirme olanakları vardır.

Birçok tüketici, rekabetçi piyasanın özellikleri ile ilgilendiğinden elektrik piyasasında oluşacak liberal bir yapı birçok fayda sağlayacaktır [17]. Birçok firma ve şirket tarafından yönlendirilen piyasa yapısı ekonomik olarak da dengelenmeye gitmek zorunda kalacaktır. Ekonomik dengelenme ile de özellikle tekel yapıda olabilecek suiistimaller veya ihmallerin önüne geçilebilecektir. Ancak iletim ve dağıtım ağları ise doğal olarak tekel olmak zorundadır. Üretim, satış, alım satım ticareti ve ölçüm ise birçok katılımı yapılabilecek tekel olmayan kısımlar denilebilir. Tüketicilerin korunması ve şebekeye serbest ulaşımın garanti edilmesi yani şebekenin düzeni için enerji taşınması doğal tekeldir. Elektrik piyasasındaki

diğer aktörler için rekabete izin verilmektedir. Bunun yanında tekel yapının da uygun şekilde serbestleştirilmesi gerekmektedir [16].

1996 elektrik piyasası direktifleri ve 2003 yılında yayımlanan yasalarla birlikte desteklenen enerji piyasası tekrar düzenlenmiş ve tam liberalleşme yasası ile elektrik ve gaz piyasası tam anlamıyla rekabetçi yapıya açılması amaçlanmıştır [18]. Bu çıkarılan yasalarla enerji güvenliği, enerji üretim santrallerinde efektif çalışma, şeffaflık, stok kapasitesine ulaşım, tüm üyeler arasında tam açık ticaret, sınır ticaretlerinin geliştirilmesi vs. gibi amaçlara ulaşım planlanmıştır. Elektrik piyasasının liberal yapıya kavuşması ile yeni bir rekabet çerçevesi oluşmuştur ve 1 Temmuz 2007' den bu yana ev tüketicileri de endüstri ve ticari kullanıcılar gibi kendi enerji sağlayıcısını seçebilme imkânına kavuşmuştur [19].

2.2 AB Elektrik Piyasası Durumu

21. yüzyıla girilen şu yıllarda Avrupa ve dünyanın büyük bir bölümünde hala temel enerji kaynakları olarak kömür, petrol ve doğal gaz kullanılmaktadır. Günümüzde var olan fosil enerji kaynaklarından bazıları gelecekte ya çok azalacak ya da tükenecektir. Bu durum enerji fiyatlarının yükselmesine sebep olacaktır. Büyümekte olan ülkeler tarafından fosil kaynakların tüketiminin hızlanması küresel rekabeti körükleyecek, arz talep dengesizliği de daha büyük sorunların ortaya çıkmasına sebep olabilecektir. AB'nin günümüzdeki enerji durumuna bakılacak olunursa; enerji ihtiyacının %50'den fazlasını ithal ettiği görülür, bu ithal edilen enerji kaynaklarının çok büyük kısmını petrol ve doğal gaz oluşturmaktadır. AB her yıl yaklaşık 240 milyar Euro'yu ithal enerji kaynaklarına harcamaktadır. Bu şekilde devam ederse 2030'dan önce AB kullandığı enerjinin %70'ini ithal etmek zorunda kalacaktır. AB 25 üye devletin yıllık enerji tüketimi 1 725 MTEP'dir ve ödenen yaklaşık rakam ise 500 milyar Euro'dur. 2015 yılına gelindiğinde ise tahminlere göre yıllık enerji tüketimi 1 900 MTEP'e çıkacaktır. Hayatın her noktasında kritik rol oynayan enerjinin bu denli dışarıya bağımlı olması kabul edilemez bir durumdur. Bu açıdan AB enerjinin sürdürülebilirliği, güvenliği ve dışa bağımlılığın azaltılması için acil önlemler almalı ve yeni teknolojiler üretmelidir [20].

Enerji tüketiminin artması ile birlikte elektrik tüketimi de sürekli artmaktadır. AB çoğunlukla gelişmiş ülkeleri içinde barındırmasından dolayı hayatını temel olarak elektriğe bağımlı sürdürdüğü söylenebilir ve elektriksiz hayat düşünmek neredeyse

imkânsızdır. Eğer sistemin talep ve üretim dengesizliği var ise sistem bütünlüğü tehlikededir denilebilir. Bu durumda geniş çevrede kesintiler meydana gelebilir. Tipik olarak elektrik enerjisini büyük oranda depolamak mümkün değildir. Bu durum konvansiyonel elektrik piyasasında ticari açıdan da uygun değildir, ancak Hazneli Pompalı depolama sistemleri bunların dışında tutulabilir. Şebeke sisteminde depolama yapılamamasından dolayı arz talep arasındaki kısa süreli sapmaları düzeltme olanağı yoktur. Bu yüzden arz talep sürekli olarak dengede tutulmalıdır.

Elektrik sektöründeki diğer bir karakteristik ise liberalleşmede çok önemli olan esnek fiyatlandırma. Piyasada esnek fiyatlandırma genel itibariyle fiyatların düşmesi olarak algılanır ancak fiyatı etkileyen gerçek faktör elektriğe olan taleptir. Talebe bağlı olarak tüketiciler farklı fiyatlandırmada faturalar ödeyebilirler. Bunun anlamı dönemlere göre fiyat esnekliğinin var olduğudur. Sonuç olarak, gözlenen fiyat esnekliği talebe bağlı olarak gerçek anlamda önemli şekilde düşebilir [24].

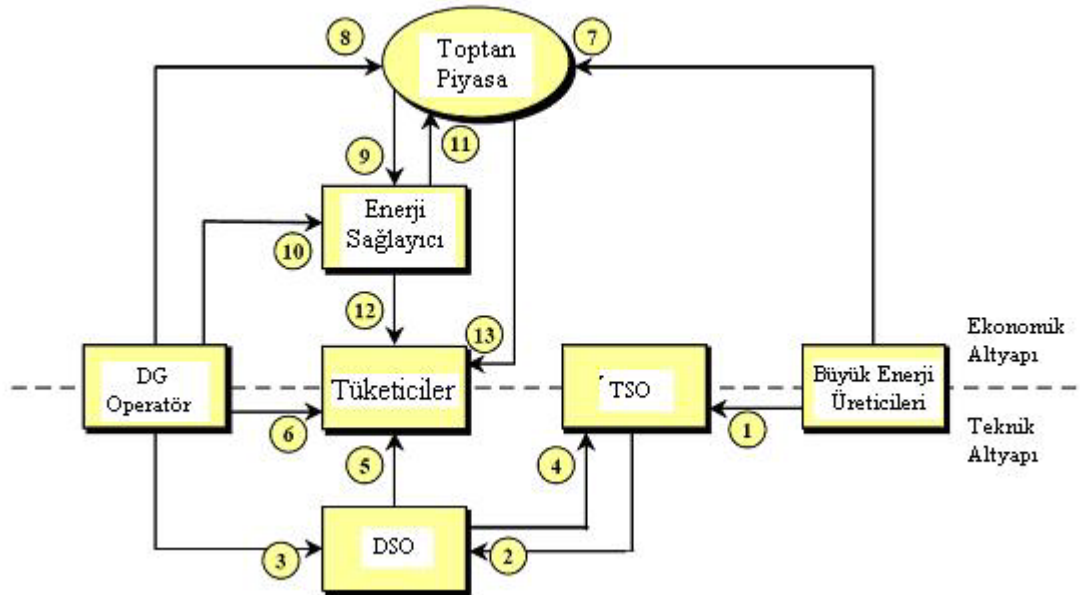
2.2.1 AB Elektrik Sistemi

Şekil 2.1’de AB elektrik sistem modeli gösterilmiştir. Şekilde elektrik sisteminin finansal ve fiziksel akışı özet şekilde görülmektedir. Elektrik piyasasının ana aktörleri ise; üretim, iletim, dağıtım, tedarikçiler diye sıralanabilir. Her bir aktör farklı bir yükümlülük altında çalışmaktadır.

AB elektrik piyasasındaki ana aktörlerden bazılarının yükümlülüklerini kısaca açıklamak gerekirse[21]:

- Üreticiler: Üreticiler elektrik üretiminden sorumludurlar. Bu üreticiler iki kısma ayrılabilirler; büyük enerji üreticileri ve küçük çaplı üreticiler. Büyük enerji üreticileri büyük enerji santrallerini barındırırlar, örneğin nükleer santraller, büyük barajlar, denizlerde kurulan büyük rüzgâr santralleri gibi. Küçük üreticiler ise güneş pili (PV) sistemleri, kara rüzgâr santralleri ve küçük hazneli pompalı sistem üreticileridir.
- Dağıtım Sistemi Operatörü (DSO): DSO’ lar kendi sınırları içinde dağıtım sistemlerinin bakımı, onarımı ve dağıtım sisteminin geliştirilmesini sağlarlar. Ayrıca diğer şebeke sistemleri ile bağlantılar sağlanarak dağıtım sisteminde talebi karşılayacak güvenli ortam oluşturulur.

- İletim Sistemi Operatörü (TSO): TSO' lar kendi sınırları içinde dağıtım sistemlerinin bakımı, onarımı ve dağıtım sisteminin geliştirilmesini sağlarlar, ayrıca elektrik talebini karşılamak için iletim sisteminde güvenli bir ortam teşkil ederler.
- Tedarikçi: Tedarikçi müşteriye elektrik satmakla yükümlüdür. Sistemden elektrik alıp tekrar sisteme veya dışarıya elektrik satan toptancılar veya bağımsız alıcılar da tedarikçi olabilirler.
- Son Müşteriler: Elektriği kullanmak için alan müşterilerdir. Son müşteriler elektrik sağlayıcısını seçme özgürlüğüne sahiptir.



Şekil 2.1 Şematik Olarak AB Elektrik Piyasasının Teknik ve Ekonomik Görünümü

Üstteki şekilde elektrik piyasası altyapısı teknik ve ekonomik olarak iki kısma ayrılmıştır. Teknik altyapıda elektriğin üretim, iletim ve dağıtım kısmı bulunur. Ekonomik altyapıda ise iletim sisteminin tüm sistemle dengeleme sınırlarında ticaret yapması, örneğin güvenli limitte, çalışma lisansı, inşaat izni ve rekabet kanunları ile AB direktifleri bu kısımda yer alır [22].

Teknik altyapı elektriğin üretilmesinden tüketiciye ulaştırılmasına kadar kullanılan fiziksel donanımlardır. Teknik altyapının amacı sürekli ve güvenilir elektrik sağlamaktır. Teknik altyapıyı oluşturan üreticiler, iletim hatları, dağıtım hatları ve tüketicilerde bulunan tüm donanımlar bu altyapının parçalarıdır [16,22]. Büyük enerji santralleri tarafından üretilen elektrik, iletim şebekesini besler (TSO, bağlantı 1). TSO ile elektrik taşınır ve dağıtım şebekesine (DSO) gider (2); DSO' lar elektriği

nihai tüketicilere ulaştırır (5). Üreticiler elektrik üretir (karadaki rüzgâr santralleri dâhil), fakat bu üreticiler, üretilen elektriği direkt olarak dağıtım şebekesine verirler (DSO, bağlantı 3). DSO' lar elektriğin çok büyük kısmını tüketicilere gönderir (5), bazı durumlarda mevcut enerji talepten yüksek olabilir. Bu durumlarda fazla enerji iletim hattına gönderilir (4), daha sonra iletim sistem operatörü tarafından enerji diğer DSO' lara iletilir (2). Elektrik sisteminde DG kapasite miktarı artınca farklı problemlerin ortaya çıkmasına sebep olur. Çünkü şebeke elektrik taşınmasını çift yönde yapacak şekilde tasarlanmamıştır (4 ve 2). Fiziksel akışın son bağlantı noktasına bakılacak olunursa DG üreticiler üretilen elektriği tüketicilere direkt olarak ulaştırırlar (6) [16, 22 ve 23].

Elektrik üretimi, ticareti veya tüketimi yapan aktörlerin destek faaliyetleri, dengeleme giderleri ve birbirleri arasındaki ilişkiler ekonomik altyapıyı oluşturur [24]. Ekonomik altyapı teknik altyapıyı kontrol eder bunun yanında teknik altyapı ekonomik altyapıyı da sınırlandırır. Büyük enerji üreticileri (7) ve çok büyük DG operatörleri (8) toptan enerji piyasasına elektrik arz ederler. Burada farklı aktörler arasında elektrik alım satımı gerçekleştirilir. Çok büyük enerji tüketicileri toptan piyasadan elektriği direkt olarak alırlar (13). Tüketicilerin hemen yanında, enerji sağlayıcıları toptan enerji piyasasından elektrik satın alırlar (9), toptan enerji antlaşmalarına göre küçük enerji tüketicilerine de elektrik sağlanır (12). Toptan enerji piyasasındaki ticaret fiziksel olarak ulaşan elektrik için yapılır (1 ve 3). Toptan elektrik piyasasının yanında, enerji sağlayıcıları direk DG operatörlerden de enerji sağlayabilirler (10). Sonuç olarak enerji sağlayıcıları elektriği hem toptan hem de DG operatörlerden alarak tüketicilere ulaştırabilirler (12). Ayrıca dağıtım sistem operatörleri de direkt olarak elektrik beslemesi yapabilirler (5). Bazı durumlarda enerji sağlayıcıları birden çok toptan piyasada elektrik anlaşması yapmış olabilirler, enerji sağlayıcılarda tahmin edilenden fazla enerji bulunursa, bu enerji toptan piyasaya geri gönderilir. [16, 22 ve 23].

Enerji sağlayıcıları tüketicilerin ne kadar enerji kullanacağını tahminini doğru yaptıkları durumlarda, elektrik alımı (12) için alınan ödemeler, ulaştırılacak elektrik (5) miktarına çok yakın olabilir. Fakat tahminlerde sapmalar veya üretimde dalgalanmalar olabilir. Bu durumlarda kısa süreli dengeleme mekanizmaları devreye girecektir [16]

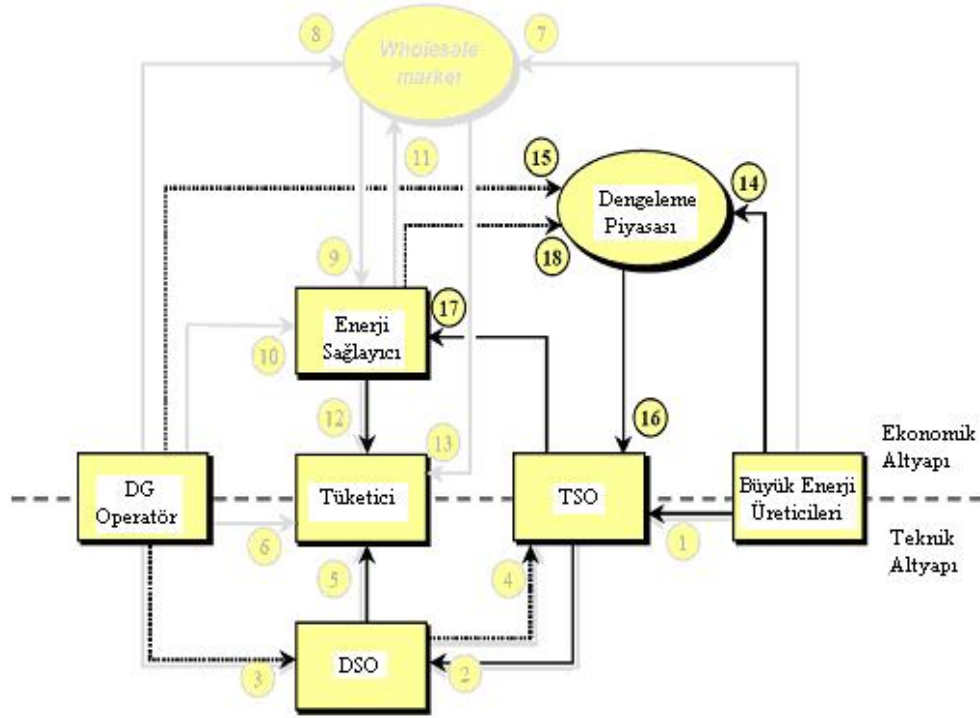
2.3 Dengeleme Piyasası

Sistem operatörleri ve sözleşme yapan kişiler kısa (saniye, dakika), orta (saatler) ve uzun dönemler için yeterli miktarda ne kadar tedarik gerektiğini hesaplamak zorundadırlar. Çünkü elektrik sistemi liberal yapıdadır ve uzun süreli arz talep dengesinden sistemdeki tüm aktörler sorumludur. Uzun süreden kasıt, örneğin üretim kapasitelerinde yapılacak bakım planlaması uzun süreç içeren bir sorumluluktur. Çok uzun süreli sorumluluklar ise üretim kapasitesi artışı için yatırımlar veya piyasadan çekileceklerin belirlenmesi denilebilir. Bunun yanında uzun süreç planlamaları için artan talebe karşın yapılan yatırımlar yeterli mi değerli kontrol edilir ve buna göre süreç planlamaları revize edilebilir. Günümüzde üretim kapasitesi artışı talepten yavaş ilerlemektedir. Önceden bahsedildiği üzere, elektrik temini (tüm üreticiler ve ithalat dâhil) talebe bağlı olarak çok sıkı kontrol edilmeli. Bu durum saniyeler bazında bakım olsa dahi devam etmelidir. Kısa ve orta vadeli bakımlarda sistem dengeleme sorumluluğu sistem operatörlerine aittir. Sistem operatörleri enerji programı yaparak şebekeye bağlanan tüm üretici ve tüketicilerden tahmini üretim ve tüketim değerlerini alarak sistem planlaması yapar. Elektrik üretim ve tüketim kısmında gerçek zamanlı harekette bir sapma meydana gelirse kontrol alanında bulunan iletim hatları operatörleri devreye girerek ulusal veya uluslararası enerji alım satımı yaparak dengeleme yoluna giderler. Bu yolla iletim sistemi operatörleri sistemin genelinde arz talep dengesi oluştururlar. İletim sistemi operatörleri (TSO) piyasa oyuncularının tüm hareketlerini izler ve herhangi bir anda oluşan dengesizlikleri giderirler. Tahminlerdeki sapmalardan dolayı oluşan sapmalar üretim kapasitelerinin artırılıp azaltılması ile dengelenir. Eğer piyasa oyuncuları aralarında arz ve talep anlaşmalarında sapma olursa, TSO' lar dengeleme mekanizmasını kullanarak sistem dengesini oluştururlar. Dengeleme işi ek elektrik üretimi, talep cevabı veya üretim fazlası olduğunda üretimi azaltma şeklinde müdahale edilebilir. Dengeleme amacı için; TSO' lar çift yönlü anlaşmalarla dengeleme enerjilerini büyük üreticilerden sağlarlar (örneğin; aylık veya yıllık anlaşmalar.) [16]. Dengeleme giderleri TSO' ların tarifelerine eklenerek tüm tüketicilere ortak şekilde yansıtılabilir. Bu durumda piyasadaki tüm aktörler (son tüketiciler dâhil) dengeleme giderleri için ödeme yapmak durumundadırlar. Diğer taraftan TSO hangi oyuncuların enerji programına (tahminlere) göre hareket edip etmediği saptanarak kimin dengeleme gideri ödeyeceğini de belirleyebilir. Bu durumda giderler tüm sistem

tarafından değil dengesizliğe sebep olan aktörler tarafından ödenir. Piyasa aktörleri elektrik üretim ve tüketim miktarlarının tahminlerini olabildiğince doğru olacak şekilde yapıp enerji programlarıyla uyum içinde olmaları için uyarılırlar, çünkü meydana gelen sapmalardan dolayı elektrik dengeleme giderleri normal piyasa giderlerinden fazladır. Teşvikler, dengelemenin iyi yapılmasına olanak tanımaktadır. Bununla birlikte, tarif edilen dengeleme mekanizmasındaki asıl zorluk tam, doğru, tek ve anlamlı bir dengeleme fiyatının olmamasıdır. Çünkü yapılan anlaşmalar genellikle bir yıllık veya bir aylık olabilmekte bu durum da verimli olmamaktadır, TSO' lar önceden yaptıkları anlaşmalarla daha ucuz fiyata enerji garanti etmektedirler. Bu durum bir açıdan olumlu başka bir açıdan bakıldığında ise olabilecek dalgalanmalardan dolayı olumsuz sonuçları beraberinde getirebilir. Elektrik dengeleme sisteminin daha sık ve verimli bir şekilde çalışması için dengeleme piyasasının bölünmesi gereklidir, bu kısımlar toptan ve perakende piyasası diye ayrılabilir. Avrupa da birçok kontrol bölgesinde (kontrol bölgesinden maksat genel olarak her ülkede bir iletim şebekesinden sorumlu olduğu için ülke sınırları kastedilmiştir ancak Danimarka ve Almanya da sırasıyla 2 ve 4 adet iletim operatörleri vardır, bu ülkeler için ülke içinde kontrol alanı düşünülebilir) hala liberalleşme çalışmaları devam etmektedir. Bu çalışmalarla birlikte enerji piyasası dengeleme piyasası yukarıda bahsedildiği gibi ayrılmaktadır. Bu piyasalardaki tek müşteriler de TSO' lar tarafından kontrol edilmektedir.

Büyük enerji üreticileri çoğunlukla dengeleme piyasasında arz tarafına ulaşımı sınırlandırılırlar, fakat DG operatörleri ve enerji sağlayıcıları ulaşımında sorun yoktur. Şekil 2,2' de tüm sisteme dengeleme piyasasının etkisi gösterilmektedir. Mevcut elektrik sisteminde çok sık olmayan alım satım ilişkileri noktalı çizgilerle gösterilmiştir. Sistemde enerji eksikliği olduğunda TSO' lar dengeleme işlemini, dengeleme piyasasından aldığı en uygun enerji ile yaparlar (16). Bu enerjinin büyük çoğunluğu büyük enerji üreticilerinden gelmektedir (14), fakat bazı zamanlarda DG operatörleri de elektrik arzında bulunurlar (15, Kojenerasyon ünitesi), aynen enerji sağlayıcıları gibi (18). TSO' lar ise daha sonra enerji sağlayıcılarına gerekli enerjiyi ulaştırır (17) ve dengeleme piyasasına hangi üretici tarafından üretilmişse ödemek üzere yüksek fiyatlar alınır. Piyasada fazla enerji açığa çıktığında, üretim ünitelerini düzenlemek (üretimi azaltmak) için TSO' lar yüksek fiyattan teklifle elektrik alırlar. TSO ile enerji sağlayıcıları arasındaki bu ödemelere dengesizlik masrafları denir

[3,10]. Dengesizlik masrafları piyasa oyuncularının arasında düzenlenir ancak en büyük sorumluluk enerji tedarikçilerindir, çünkü tüketiciler ve DG operatörlerinin talepleri doğrultusunda aralarında anlaşmalar yapılmıştır. Tüketicilerin enerji tüketimi tahmininde sapmalar olması veya tahmin edilen üretim planlamasında sapma olması durumunda dengeleme giderleri enerji tedarikçisi tarafından ödenmelidir. Çünkü enerji tedarikçisi tüketicilerin sorumluluklarını üzerine almıştır. Bunun anlamı korunmayan müşteri veya lisans sahiplerinin sorumluluklarını düzenlemek, üretim programını ayarlamak, şebeke yöneticisini programdan haberdar etmek ve enerji programına uymaktır. Büyük enerji üreticileriyle yapılan kontratlara uymama olasılığına karşı, örnek olarak üretim tesisinin bozulma olasılığı vardır; Dengeleme giderlerini kendi ödemek durumundadır, büyük güç üreticilerinin enerji programı olduğu gibi kendi enerji programlarına da uymak durumundadırlar. Daha önce de belirtildiği gibi piyasa oyuncuları elektrik üretimi ve talep tahminlerini olabildiğince doğru yapmaları ve enerji programına uymaları için uyarılmalıdır, dengeleme ve dengesizlik bedelleri piyasa fiyatlarının üzerinde olmak zorundadır. Çünkü dengeleme gücü sıra dışı fiyatlarla üretim üniteleri tarafından sağlanır ve bu durum her zaman gerçekleşen bir olaydır. Konvansiyonel elektrik şebekelerinde, anlaşmalarla ithal edilen ve ihraç edilen enerjiler kısa süreli sistem dengelemelerinde kullanılmaz. İthal enerji anlaşmaları gün, ay ve yıl temelli yapılırlar. Bununla birlikte, eğer dengesizlikte belirlenen değerlerin dışına çıkılırsa ve dengeleme piyasası arz talep dengesini oluşturamazsa, daha kesin ölçümler gereklidir. TSO' ların birçoğunun komşu kontrol alanlarıyla fazla yük halinde elektrik sağlayacağı veya az yük haline elektrik alacağı anlaşmalar vardır. Ancak bu durum 15 dakikadan daha fazla devam edemez [16].



Şekil 2.2 Elektrik Piyasası Aktörlerinin İlişkileri ve Dengeleme Piyasasının Genel Görünümü

Güç sisteminin asıl amacı çevresel, teknik ve ekonomik sorunlara rağmen tüketicilere verimli, güvenilir, kaliteli ve sürekli enerji sağlamaktır. Bu durumu sağlamak için günlük hatta saatlik çalışmalarla üretim ve tüketim taraflarındaki dalgalanmaları en aza indirerek, ucuz güvenli ve kaliteli enerji sunmak için dengeleme piyasasını en efektif biçimde çalışmasını sağlayacak yeni fikirler oluşturmak gerekmektedir.

2.4 AB Yenilenebilir Enerji Sistem Yapısı

2.4.1 AB Yenilenebilir Enerji Piyasası

Yenilenebilir enerji kaynakları 1970' te yaşanan petrol krizinden sonra ülkelerin enerji ihtiyaçlarının karşılanması bakımından daha büyük bir önem kazanmıştır. Çünkü kullanılacak enerjinin ülkeler açısından süreklilik, güvenilirlik ve ulaşılabilirlik özelliklerine haiz olması gerekmektedir ve bu özellikler enerjinin kullanılabilirliği açısından çok önemlidir. Yenilenebilir enerjinin kullanılmasını haklı kılan bir başka neden de gelişmiş ülkelerin teknolojik yatırımları ile yeni bir piyasa yapısının oluşması ve ekonomik bir değer teşkil etmesidir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının artmasıyla enerji ihtiyaçları bakımından dışa bağımlı olan ülkeler kendi kendilerine yetecek bir konuma gelebilecek, hatta diğer ülkelere de bu

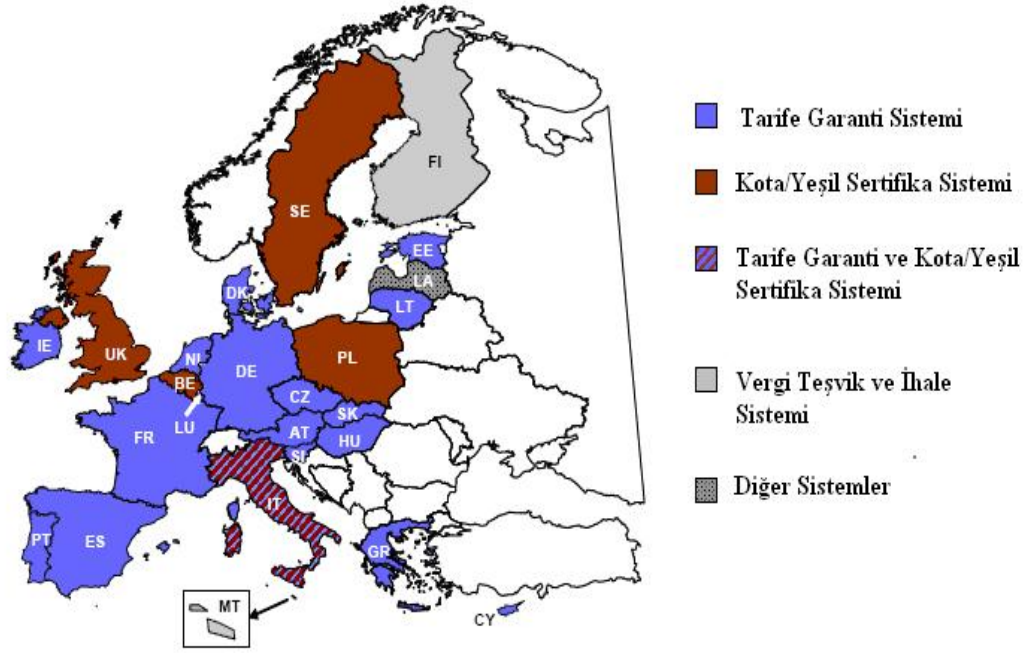
enerjiyi ihraç etme imkânına kavuşabileceklerdir. İklim değışiklikleri de yenilenebilir enerjinin kullanılmasını gerektirecek önemli doğal faktörlerdendir. Ayrıca yenilenebilir enerjiler, elektrik üretimi için çok iyi bir alternatif olup atmosfere sera gazlarının birikmesine neden olan emisyonların da en aza indirilebilmesine yardım edebilirler. Yaklaşık 30 yıldan fazladır AB üyesi ülkeler yenilenebilir enerji teknolojileri geliştirmektedirler, bununla beraber üye ülkeler politik düzenlemelerini yaparak ve finansal kaynaklarını bu yönde arttırarak yenilenebilir enerjilerin ülkeler bazında kullanılabilirliğini arttırmak için gerekli mekanizmaları hazırlamışlardır [25].

Yenilenebilir enerji üretimi son yıllarda AB içerisinde hızlı bir şekilde artış göstermiştir. (2001/77/EC) Direktifi, üye ülkelerin yenilenebilir enerjilerin elektrik piyasası içindeki gelişim stratejilerinin hazırlanmasında büyük katkılarda bulunmuştur.

2.4.2 AB Yenilenebilir Enerji Destek Sistemleri

1980'lerden sonra destek mekanizmaları özellikle Almanya, İtalya ve Danimarka'da dikkat çekmektedir. 1990'larda ise İspanya destek çalışmaları yapmaya başlamıştır [27]. Daha sonra ise bu yapılanmalar diğer AB ülkelerine yayılmış ve destek sistemleri değışerek gelişmeye devam etmiştir. Avrupa enerji komisyonu direktiflerinin belirttiği gibi AB üyesi ülkelerin kendilerine özel yenilenebilir enerji destek politikaları vardır. Ülkelerin destek politikalarındaki farklılığı ise kullanılan enerji çeşitliliği, çevre politikaları ve ülkelerin özel şartları belirler.

AB'de yenilenebilir enerjiler için birçok destek mekanizması kullanılmaktadır. Bunlardan 4 tanesi ise yaygınlıkları ile önemli yere sahiptirler. Bu mekanizmalar, Tarife garantileri (feed-in tariffs), yeşil sertifika, ihale sistemi ve vergi muafiyetleridir [28]. Şekil 2.3'te AB'de kullanılan destek mekanizmaları gösterilmektedir.



Şekil 2.3 AB YE-E Destek Şeması

2.4.2.1 Tarife Garanti Sistemi

AB’de birçok ülke tarafından kullanılan destek mekanizmasıdır. Tarife garanti mekanizması Almanya, Danimarka ve İspanyada kullanılan daha sonra diğer Avrupa ülkelerinde kullanılmaya başlanılan başarılı bir sistemdir. Büyük çaplı rüzgâr, biyoyakıt ve güneş enerji sistemlerinin kurulması ve işletilmesinde bu destek mekanizması sayesinde başarılı sonuçlar alınmıştır [29]. Sabit fiyat garantisi ile üretilen enerjiye piyasa değerinde fiyat ve alım garantisi verilmiştir. Belirlenen fiyat ve garantiler anlaşmalara göre uzun (genellikle 15 yıl) veya özel bir zamanı kapsayabilir [26]. Bu yöntemin en önemli avantajı, uygulanmasının ve yeni gelişmeler çerçevesinde güncellenmesinin kolay olmasıdır. Bu yöntem teknolojik gelişmeyi de teşvik etmektedir. Örnek olarak Almanya ve Danimarka’daki türbin üretimindeki gelişme gösterilmektedir. Ayrıca bu yöntemin sonuçlarının olumsuz olması halinde terk edilmesi kolaydır. Bunların dışında sabit fiyat garanti sisteminin en önemli dezavantajı ise üreticiler arasında rekabeti teşvik etmemesi ve elektrik fiyatında beklenen düşüşün gerçekleşmemesidir. Sabit fiyat garanti mekanizması günümüzde AB–27 içinde 18 ülke tarafından kullanılmaktadır [27].

2.4.2.2 Yeşil Sertifika Sistemi

Yeşil sertifika, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı olarak bir birim elektrik enerjisi üretildiğini belgeleyen resmi bir belgedir. Bu belgelerin, resmi veri bankasında elektronik olarak kaydı tutulmaktadır. Yeşil sertifika, yenilenebilir kaynaklardan üretilen belli miktardaki elektrik üretimini tescil etmek amacıyla üreticilere verilir. Üreticiler ürettikleri elektrik enerjisi satışından elde ettikleri gelire ek olarak sertifika satışından da gelir elde ederler. Yeşil sertifika sistemi temel itibarıyla kota sistemiyle beraber çalışmaktadır [27]. Yeşil sertifika uygulaması çerçevesinde, farklı ülkelerde farklı şekillerde uygulanmasına rağmen esas itibarıyla tüm ülkelerde benzer yöntem uygulanmaktadır. Belli bir üretim döneminde üretilen yenilenebilir enerji miktarı ölçülmekte ve ölçüm sonuçları bu konuda yetkilendirilen bir kuruluşa verilmektedir. Bu kuruluş, üretici şirkete ürettiği elektrik enerjisinin karşılığında yeşil sertifika vermektedir. Üretici şirket, ürettiği elektrik ile birlikte veya ayrı olarak bu sertifikaları satabilmektedir.

2.4.2.3 İhale Prosedürü Sistemi

İhale prosedüründe amaç büyük yatırım projelerinde rekabet oluşturmak için bir yol sunmaktır. Bu sistem İngiltere, İrlanda ve Fransa tarafından kullanılmaktaydı. Ancak 2002 yılında İngiltere kota sistemine, 2006 yılında İrlanda tarife garanti sistemine geçiş yapmışlardır. İhale prosedürü günümüzde yalnızca Fransa ve daha sonradan da Danimarka tarafından (denizlerde kurulacak rüzgâr santralleri için) kullanılmaktadır [27]. İhale prosedüründe, devlet yenilenebilir elektrik enerjisi temini için birçok ihale açar; daha sonra ihale sonucunda belirlenen fiyatla sözleşme bazında temin edilir. Yenilenebilir elektrik enerjisi satın alınmasından doğan ilave maliyetler özel bir vergilendirme yolu ile elektrik enerjisi son tüketicilerine yansıtılır.

2.4.2.4 Vergi Teşvik Sistemi

Vergi teşviki ve mali yardımlar çok yaygındır ancak çoğunlukla ikincil destek politikası olarak kullanılırlar. Örneğin bazı ülkeler kota sistemi (yeşil sertifika kullanılabilir veya kullanılmaz) vergi teşviki ile yurtiçi talepler (enerji ihtiyacı karşılanması) için kullanılır [28]. Vergi teşvikleri iki başlık altında toplanabilirler, vergi muafiyetleri ve gümrük muafiyetleri. Vergi muafiyet teşviki bazı devletler 1–5 yıl arasında santralden elde edilen gelirden kurumlar ve/veya gelir vergisi

almamaktadır. Bunun yanında CO₂ veya enerji vergilerinden muaf tutulabilirler. Bu sistem Hollanda’da uygulanmaktadır. Gümrük muafiyetleri uygulamasında ise devletler, rüzgâr türbini, güneş paneli gibi donanım ithalat ve ihracatında düşük oranda veya bütünü ile gümrük vergi muafiyeti getirmektedir. Bu sistem Danimarka’da uygulanmaktadır.

2.4.3 AB Yenilenebilir Enerji Potansiyeli

Global birincil enerji talebi Tablo 2.4.1’de referans senaryoda gösterildiği gibi 2004–2030 yılları arasında %1,6 büyüme ile 17,1 Milyar TEP’ e çıkacaktır. Bu süre içinde talep artışı ise 6 Milyar TEP olacaktır. Diğer bir deyişle talepte %53 oranında artış olacaktır. 1980—2004 yılları arasındaki talep artışı, referans senaryodaki ortalama artış oranından büyüktür. 2004—2015 yılları arasında talep büyüme ilerleme oranı %2,1’ dir. 2015 yılına gelindiğinde ise 2004 yılındaki talep oranın çeyrek kat fazla olduğu görülür. 2015—2030 yılında ise büyüme oranının azalarak %1,3 olacağı öngörülmektedir [31].

Tablo 2.1 Dünya Birincil Enerji Talebi Referans Senaryo(MTEP)

	1980	2004	2010	2015	2030	2004–2030*
Kömür	1 785	2 773	3 354	3 666	4 441	1.8%
Petrol	3 107	3 940	4 366	4 750	5 575	1.3%
Gaz	1 237	2 302	2 686	3 017	3 869	2.0%
Nükleer	186	714	775	810	861	0.7%
Hidrolik	148	242	280	317	408	2.0%
Biyoyakıt ve Atık	765	1 176	1 283	1 345	1 645	1.3%
Diğer Yenilenebilirler	33	57	99	136	296	6.6%
Toplam	7 261	11 204	12 842	14 071	17 095	1.6%

* Ortalama yıllık büyüme oranı.

Dünyada enerji talebi bu şekilde değişirken AB’ de benzer sonuçlar ortaya çıkmıştır. AB sürekli olarak büyümekte buna bağlı olarak net bir potansiyelden bahsetmek güçleşmiştir Üye ülkelerin coğrafi, ekonomik ve teknolojik farklılıklarda olması AB’nin bütün olarak incelememesini zorlaştırmaktadır. Tablo 2.2’ de AB–29 ülkelerinde 2003–2004 yılları için elektrik üretim artışı kaynaklar bazında gösterilmiştir. 2004 yılında kurulu güç kapasitesi 775,623 MW’ tır. Bu gücün

%53,1'i termik santraller, %23,8'i hidrolik, %5,8'i de diğ er yenilenebilir enerji kaynaklarından oluşmaktadır [30].

Tablo 2.2 2003–2004 Yılı AB Net Kurulu Güç Dağılımı.

	2003		2004		Büyüme
	MW	%	MW	%	%
Nükleer	139,331	18.3	139,107	17.9	-0.2
Konvansiyonel Isı	401,792	52.8	411,495	53.1	2.4
Taş Kömürü	134,676	17.7	135,752	17.5	0.8
Linyit	53,843	7.1	53,896	6.9	0.1
Petrol	71,130	9.3	71,192	9.2	0.1
Doğal Gaz	142,143	18.7	150,655	19.4	6.0
Hidrolik	178,798	23.5	180,4	23.2	0.8
Diğ er Yenilenebilirler	41,140	5.4	44,388	5.8	9.0
Toplam AB–29	761,061	100.0	775,623	100.0	1.9

2004 yılındaki büyüme oranları incelendiğinde toplam kurulu güç artışının %1,9 olduğu görülmektedir. Yine bu dönemde doğal gaz kurulu güç oranı %6 artmış ve bu dönemde en büyük artış oranı ise %9 ile yenilenebilir enerji kaynaklarında gerçekleşmiştir.

AB elektrik tüketimi sürekli olarak artmaktadır. 2003–2004 yılı elektrik üretimi değerleri ve büyüme oranları Tablo 2,3' de verilmektedir. Bu kaynakların belirtilen yıl arasındaki büyüme oranlarına bakılacak olunursa yenilenebilir enerji kaynaklarına bağlı elektrik üretim oranının çok büyük (%18,1) olduğu görülür [30].

Yenilenebilir enerji kaynakları rüzgâr, güneş, hidrolik, biyoyakıt vs. sınırsız enerji kaynakları olarak adlandırılır. Her bir enerji kaynağının teknik potansiyelleri dünyanın elektrik talebinin birkaç katıdır [32]. Birçok faktör yenilenebilir kaynakların kullanımını sınırlandırmaktadır. Ancak gelecek senaryolarına bakılacak olunursa 21. yüzyılın ikinci yarısında yenilenebilir kaynakların enerji talebinin %20 veya 50'sini karşılayacağı tahmin edilmektedir. [33].

Tablo 2.3 2003–2004 yılı AB–29 Net Elektrik Üretimi

		2003		2004	Büyüme
	TWh	%	TWh	%	%
Nükleer	970	30.1	983	30.0	1.3
Konvansiyonel Isı	1.682	52.2	1,694	51.6	0.7
Hidrolik	475	14.7	492	15.0	3.6
Diğer Yenilenebilirle	94	2.9	111	3.4	18.1
Toplam AB–29	3,221	100.0	3,280	100.0	1.8

AB–25 ülkelerinin 2004 yılında yenilenebilir enerjilerden ürettiği elektrik enerjisi miktarı yaklaşık 460 TWh' tır [27], yaklaşık olarak toplam elektrik talebinin %15' inin karşılandığı söylenebilir.

2.4.4 AB Yenilenebilir Enerji Gelecek Çalışmaları

Avrupa Birliği ithal enerji kaynaklarına gittikçe artan bağımlılık ve iklim değişikliği konularının ele alınmasında, yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesine önemli bir rol biçmektedir. AB; 1997 yılından itibaren, 2010 yılında brüt genel enerji tüketiminin %12'sinin yenilenebilir kaynaklardan karşılanması hedefini koymuş ve bu hedefi tutturmak bir dizi çalışmalar yapmaktadır. Yenilenebilir enerjinin genel enerji tüketimi içinde 1997 yılında %5,4 olan payı, 2001 yılında %6'ya ulaşmıştır. 2010 yılı AB–15 için enerji tüketimindeki payının %40 olması beklenmektedir [34]. Bu politika kapsamında; yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin teşvik edilmesi konusunda 2001/77/EC sayılı Direktif (RES-E Direktifi) 27 Eylül 2001 tarihinde yürürlüğe girmiştir. AB'nin genişlemesi ile hedeflerde bazı değişiklikler ve yeni üyelere direktiflerin yapılması için süreler tanınmaktadır [35].

2010 yılından önce elektrik tüketiminin %21'inin yenilenebilir kaynaklardan üretilmesi amaçlanmıştır (AB-15'te bu oran %22,1 iken genişleme ile birlikte AB–25 için revize edilerek %21'e indirilmiştir). Bunun yanında her ülke için hedefler belirlenmiş ve hedeflere ulaşılması için çalışmalar devam etmektedir [36].

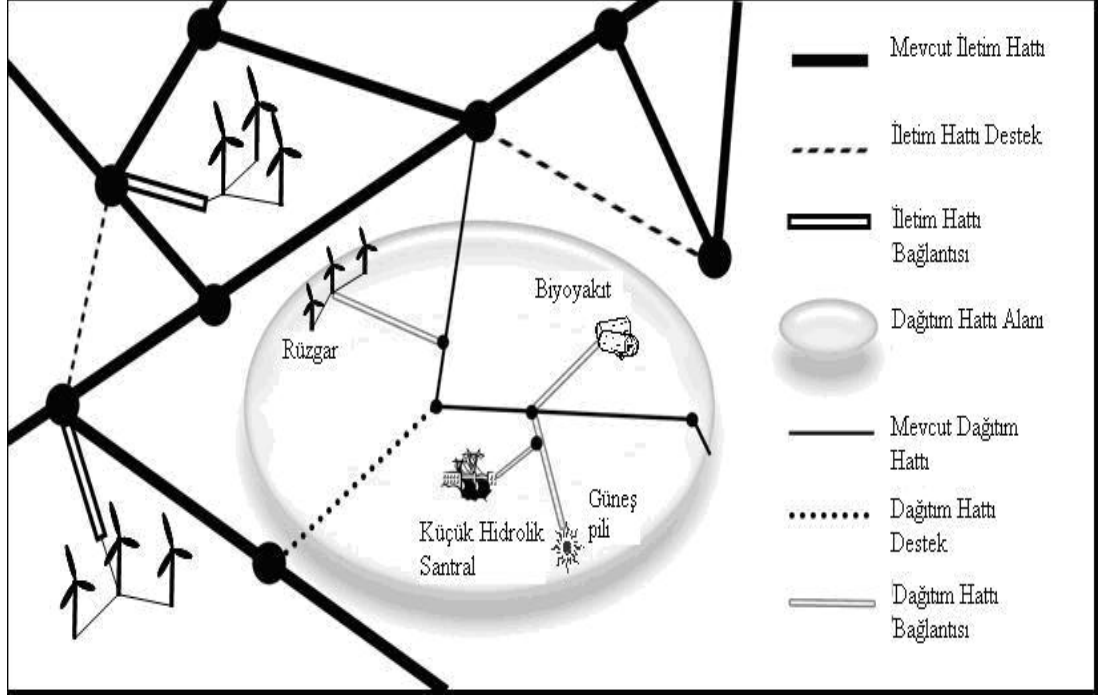
3. YENİLENEBİLİR ENERJİLERİN ELEKTRİK ŞEBEKESİNE ETKİLERİ

3.1 Giriş

Elektrik sistemi; enerji santrali, elektriği üretim tarafından tüketim tarafına ulaştıran iletim ve dağıtım sistemi ile elektrik tüketicileri diye belli başlıklara ayrılabilir. Bu enterkonnekte sistemle sürekli olarak değişen talep tarafı ile üretim kısmı arasında denge oluşturulması gerekmektedir [37].

Elektrik şebeke sistemi temel olarak iki ana altyapıya ayrılabilir; iletim sistemi ve dağıtım sistemi. İletim sistemi; büyük üretim merkezlerinden dağıtım tesislerine veya direk tüketicilere kadar enerji iletimini sağlayan hatlardır. Genel olarak 100 kV'ın üzerinde enerji taşınır. Dağıtım sistemi ise iletim sistemine göre daha zayıf ve küçüktür. Dağıtım sisteminin asıl görevi iletim hattından gelen enerjinin tüketicilere iletilmesini sağlamaktır. Dağıtım sistemi genellikle 100 kV altında enerji taşır. Dağıtım sistemine bağlanan küçük enerji üretim tesislerine de dağıtım üreticileri denir [38].

Elektrik sisteminde yenilenebilir enerjilere bağlı elektrik üretim miktarı yüksek ise, yenilenebilir enerjilerin süresiz ve dalgalı enerji çıkışı nedeniyle şebeke sisteminde bazı problemler oluşturur. Bilindiği gibi enterkonnekte sistem, farklı birçok kaynaktan beslenir. Şekil 3.1'de birçok farklı kaynaktan beslenen bir enterkonnekte şebeke sistemi görülmektedir. Her bir enerji üretim tesisinin elektrik şebeke sistemine bağlantı şekilleri, bakım/onarım ve kurulum maliyetleri farklıdır. Ancak elektrik sisteminin farklı kaynaklardan beslenmesinin avantajı, herhangi bir arıza olduğunda veya bakım/onarım gerektiğinde bazı tesislerin devre dışı kalması söz konusudur. Bu durumda enerji sürekliliği etkilenmez. ve bu sayede güvenilirlik de artırılmış olur.

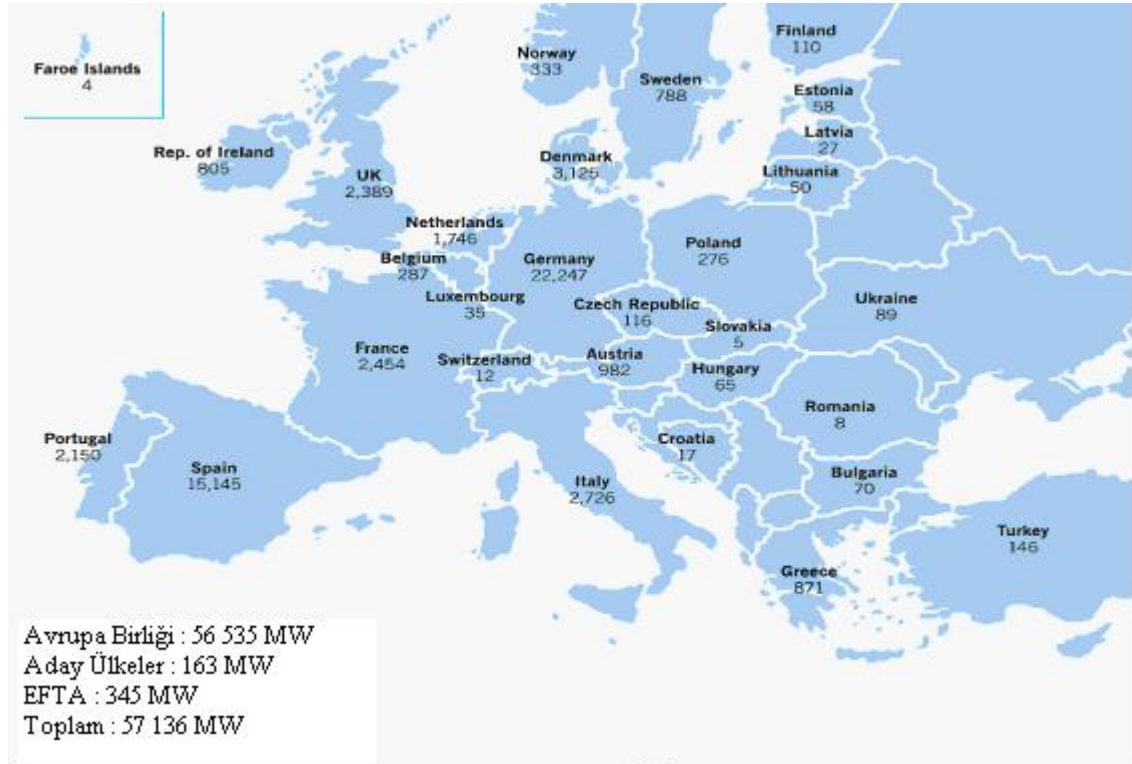


Şekil 3.1 Büyük Miktarda Yenilenebilir Enerji Bağlantılı Enerji İletim ve Dağıtım Sistemi

Çok çeşitli yenilenebilir enerji kaynakları şebeke sistemine bağlanmaktadır. Bu kaynakların büyüklüğü ve çeşitlerine göre meydana çıkan sorunlar değişiklik göstermektedir. Bazı yenilenebilir kaynakların şebeke sistemine olumsuz etkileri azdır. Biokütle, hidrolik akış rejimi düzgün ise, enerji üretiminde şebeke sistemine olumsuz etkileri azdır. Ama bazı kaynaklar, rüzgâr veya güneş gibi, enerji çıkış değerlerinde ani dalgalanmalar yaptıkları için bağlandıkları şebekeye enerji üretim büyüklüklerine göre zararları vardır. Örneğin rüzgâr ve güneşe bağlı üretime bakılacak olursa, biri rüzgâr hızına bağlı değişim gösterir diğeri ise güneşin varlığına bağlıdır ve her iki kaynak çeşidi de süreklilik arz etmez. Bu sebeplerden dolayı enerji sisteminde gerilim değişimlerine (salınımlara) sebep olurlar. Eğer şebeke sistemi zayıf ve gerilim dalgalanmaları büyük ise daha fazla sorun ortaya çıkar. Ayrıca harmoniklerin oluşmasına da sebep olurlar. Genel olarak bakıldığında yenilenebilir enerjilerin şebeke sistemine olumsuz etkileri fazladır. Gelecek kısımda rüzgâr enerjisinin elektrik sistemine etkisinden bahsedilecektir. Açıklanacak etkilerin yalnızca rüzgâr için değil diğer dalgalı enerji üreten yenilenebilir kaynakların da sebep olacağı açıktır ancak etki miktarları değişik olacaktır.

3.2 Rüzgâr Enerjisinin Şebeke Sistemi Üzerine Etkisi

Rüzgâr enerjisi çok eski tarihlerden bu yana bilinen ve kullanılan enerji kaynağıdır. Günümüzde ise rüzgârdan enerji üretimi için ileri teknoloji kullanılarak yeni ekipmanlar geliştirilmektedir. Geliştirilen yeni türbin teknolojileri ve iç ekipmanları sayesinde rüzgârdan daha fazla enerji elde edilmesini sağlamış, verimlilik arttırılmıştır. Rüzgâr türbinleri sürekli olarak, çok az bakım ile 120 bin saat çalışabilirler ve efektif çalışma süresi 20 yıl civarındadır. 1980'dan bu yana her bir türbinin kapasite faktörü sürekli artış halindedir. Ayrıca kW başına elektrik üretim maliyeti %80 civarında azaltılmıştır [39]. Tüm dünyada özellikle Avrupa'da temel enerji tüketim kaynakları arasındaki rüzgârın payı sürekli artmaktadır. 2007 yılında rüzgâr enerji kapasitesi %18'lere ulaşmıştır yani 56,535 MW' a ulaşmıştır [40]. Şekil 3,2'de AB ülkeleri ile aday ülkelere ait 2007 sonu itibariyle toplam rüzgâr kurulu güçleri gösterilmektedir. Şekil incelendiğinde toplam kurulu gücün %70'inin, Almanya ve İspanya' da olduğu yani iki ülke tarafından paylaşıldığı görülmektedir.



Şekil 3.2 2007 Yılı Sonu AB Rüzgâr Kurulu Gücü

Rüzgâr enerjisi, yenilenebilir enerji kaynakları arasında en hızlı artan ve gelecekte enerji üretim beklentilerinin en yüksek olduğu enerji kaynağıdır. Yalnızca 2007 yılına ait kurulu güç artış oranı Avrupa için yaklaşık %40 olmuştur ve bu hızlı artışın

2030 yılına kadar devam edeceği tahmin edilmektedir. 2000 yılında AB ülkeleri toplam enerji talebinin %0,9'unu rüzgârdan karşılarken, 2007 yılında bu oran %3,7 ye çıkmıştır [30]. 2008 yılında ki Dünya Rüzgâr Enerji Birliği (WWEA)' nin en son yaptığı açıklamaya göre dünya elektrik üretiminin %1'den fazlasını yalnızca rüzgâr üretmektedir.

Rüzgâr enerjisi birçok avantaja sahiptir. Bunlardan bazıları; atmosferi kirletici etkiye sahip gazların salınmaması, temiz bir enerji kaynağı olması, kaynağının tükenmemesi (güneş, dünya ve atmosfer olduğu sürece), rüzgâr tesislerinin kurulumu ve işletilmesinin diğer tesislere göre daha kolay olması, enerji üretim maliyetlerinin düşük olması, güvenilirliğinin artması, kuruldukları bölgelerde tarımsal faaliyetlerin devam edebilmesi, bölgesel olması ve dolayısıyla kişilerin kendi elektriğini üretebilmesidir. Rüzgâr enerjisinin çeşitli dezavantajları da vardır, bunlar kısaca sıralanacak olursa; rüzgârın sürekliliğinin olmaması sonucunda enerji üretiminde sürekli olmaması, gürültü oluşturması diye sıralanabilir.

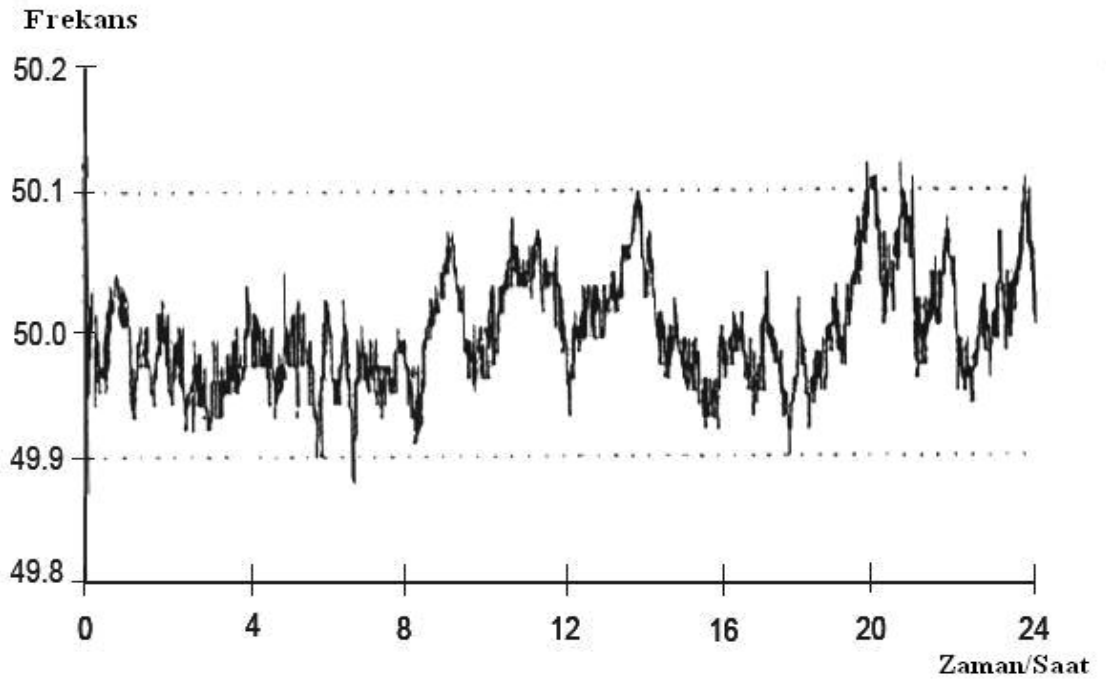
Küçük çaptaki rüzgâr çiftlikleri genellikle en yakın şebeke noktası yani dağıtım sistemine bağlanır. Fakat günümüzde denizlerde ve yüksek güçte kurulan ve gelecekte kurulacak olan çok büyük rüzgâr çiftliklerinin iletim hatlarına bağlanması beraberinde birçok sorunların ortaya çıkması anlamına gelmektedir. Genel anlamda ortaya çıkan sorunlar teknik ve ekonomik etkiler olarak ikiye ayrılabilir.

3.2.1 Teknik Etkiler

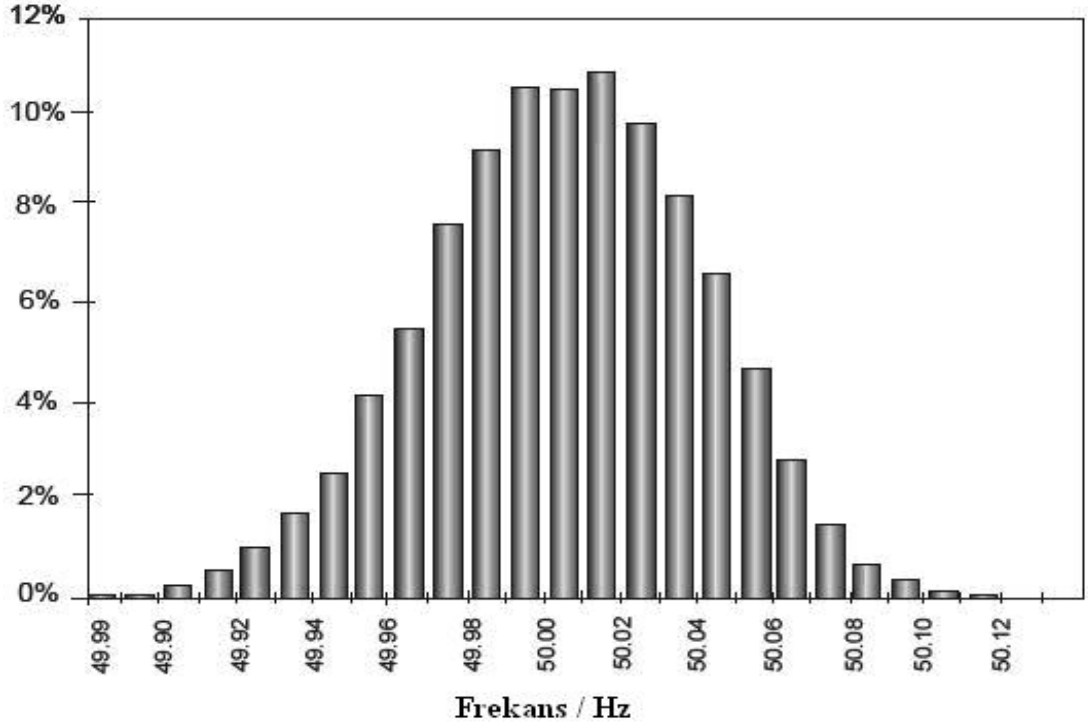
Rüzgâr enerjisinin şebeke sistemini etkileyen birçok karakteristik özellikleri vardır. Bunlardan bazılarına rüzgarın kararsızlığı ve rüzgarın tahmin edilebilmesi denilebilir. Rüzgâr enerjisinin kararsız olması üretim ve tüketim taraflarında dengesizliğe yol açar [41]. Elektrik şebekesinde güç kalitesini etkileyen birçok etken ve birçok değişken olmasına rağmen bunlardan iki tanesi çok önemlidir. Bunlar gerilim ve frekanstır [16].

İlk olarak şebeke içinde ki frekans değişiminin teknik olarak etkisi incelenecektir. Şebekedeki frekans kararlılığını yalnızca dalgalı enerjiler değil bunun yanında kullanılan ekipmanların bağlantı kalitesi, koruma malzemeleri vs de etkileyebilir [42]. Elektrik şebeke sistemi eşzamanlı/uyumlu bir şekilde aynı frekansta çalıştırılır. Şebeke sisteminin kararlılığı yani üretim ve tüketim tarafının aralarında dengede olup olmadığı frekans tarafından ölçülebilir. Üretim ve tüketim arasındaki herhangi

bir dengesizlik durumunda frekans değeri değişir. Şebeke operatörleri kontrol ettikleri alanda frekansı belirlenen değerde tutmakla yükümlüdürler [16]. Dünyada elektrik şebeke sistemlerinde belirlenen frekans değeri farklılık gösterir. Örneğin Avrupa’da nominal frekans değeri 50 Hz iken ABD (Amerika Birleşik Devletleri)’de bu değer 60 Hz’dir. Avrupa Elektrik Şebekesi’nde dengelemede tutulacak değer nominal olarak belirtilen 50 Hz’dir. Nominal frekans değerinin nasıl değişim gösterdiği kısaca açıklanacak olursa; eğer elektrik üretimi tüketimden fazla olursa frekans değeri nominal 50 Hz’den aşağı düşer. Bunun aksi durumunda ise yani elektrik üretimi tüketimden az olursa frekans değeri nominal değerinin üzerine çıkar. Eğer frekans değeri nominal değere yakın ise yada çok az dalgalanma yapıyorsa şebeke sisteminin dengelemesi iyi denilebilir. Dalgalanma olduğu için frekans için de bir çalışma aralığı vardır. Bu çalışma aralıkları ülkeler arasında farklılık gösterir ama genel itibariyle Avrupa da 47 Hz’ den 53 Hz’ e kadar dalgalanmasına izin verilir [43]. Yukarıda da belirtildiği gibi her ülkede aynı olmak zorunda değildir. Örneğin İskandinav ülkelerinde izin verilen aralık 49,9 ile 50,1 Hz arasındadır. Buradan da anlaşılacağı gibi izin verilen aralık ne kadar az ise o kadar az dalgalanma vardır denilebilir. Şekil 3.3’ de İskandinav şebekesine ait bir günlük frekans değişimi ve Şekil 3.4’te haftalık frekans değişimi gösterilmiştir [37].



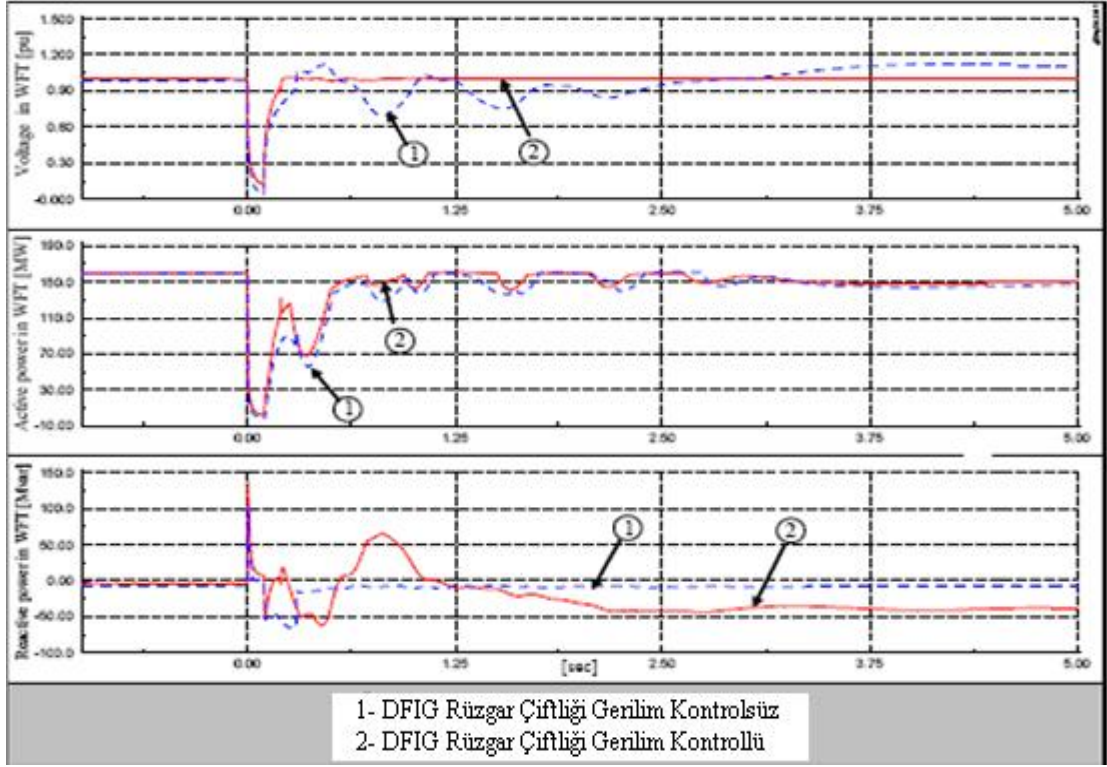
Şekil 3.3 İskandinav Şebeke Sisteminin Bir günlük Frekans Değişimi



Şekil 3.4 İskandinav Şebeke Sisteminde Haftalık Frekans Değişimi

Frekansın nominal değeri salınım yapmaya veya değişime başladığında bu problemi gidermek için enterkonnekte şebekede elektrik üretimi artırılır veya azaltılır. Bu sayede sorun çözülebilir [16, 43]. Diğer çözüm tekniği ise depolama sistemleri kullanılarak sistemdeki dengesizlikler giderilmiş ve şebeke sistemin güç kalitesi artırılmış olur.

Şebeke gerilimi ise diğer kontrol parametresidir. Bilindiği gibi gerilim değişimleri elektrikli aletleri olumsuz etkilemektedir. Bu yüzden, gerilimin nominal değerinde tutulması büyük önem taşımaktadır. Ancak elektrik üretim ve tüketim tarafı arasındaki mesafe uzadıkça gerilim düşmektedir. Buna karşın gerilim kontrolü bölgesel bir olaydır. Birincil enerji kaynaklarının gerilim kontrolleri sadece jeneratör ile değil başka kaynaklar veya cihazlarda kullanılarak kontrol edilebilir. İletim ve dağıtım hatlarında kontroller ise transformatörler ve reaktif güç kompanzatorleri tarafından yapılmaktadır. Gerilim ile ilgili sorunlar, sorunların çıktığı yerlerde çözülmelidir [16].



Şekil 3.5 DFIG Türbinleri Kullanılan Sistemin Gerilim Kontrolleri

Şekil 3.5'te gösterilen gerilim destek kontrolü çalışır konumda iken sistemde ortaya çıkan reaktif güç fazlası çift beslemeli asenkron jeneratör (DFIG) türbinleri tarafından emilir. 1 numara ile gösterilen kısımlarda aktif, reaktif güç ve şebeke geriliminin hiçbir değişiklik yapılmadan ilk halini göstermektedir, 2 numara ile gösterilen kısımda ise DFIG devrededir ve sistemde gerilim kontrolü, aktif ve reaktif güç kontrolü yaparak üretimi desteklemektedir. Fakat gerilim kontrolü kullanıldığında aktif güçte az bir iyileşme olur. Arıza giderildikten hemen sonra her iki durumda da görülen aktif ve reaktif güçteki küçük düşüşler, şebeke arızasından sonra DFIG üretimdeki hızındaki bükme titreşimlerinin salınımlarını önlemek için kullanılan önleyici kontroller tarafından sağlanır. Şekil 3.5'te benzer biçimde olduğu gibi salınımlar birkaç saniye sonra önlenir. Birkaç saniye daha sonra ise aktif güçteki ilk seviyeye ulaşılır.

3.2.2 Ekonomik Etkiler

Her bir yenilenebilir enerji kaynağının farklı harcama faktörleri vardır. Rüzgâr enerjisinin de birçok ekonomik etkileri vardır ancak bunların önemli birkaçına değinilecektir. İlk olarak rüzgâr jeneratörlerinin şebekeye bağlantılarında ekstra harcama gereklidir. Ayrıca kapasite artırımına gidildiğinde harcamalar artacaktır.

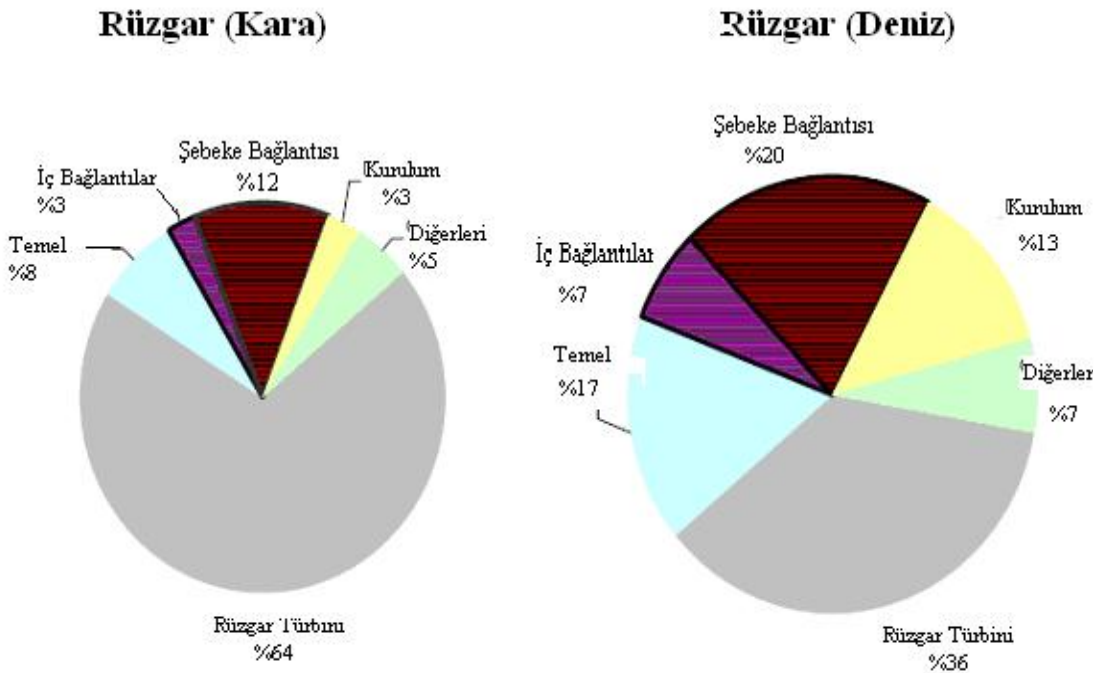
Bunların yanında iletim ve dağıtım hatlarına bağlantı için farklı harcamalar gerekli olacaktır [32].

Rüzgâr enerjisi şebeke bağlantı sistemleri ikiye ayrılabilir. Bunlar; karada ve denizde kurulan rüzgâr çiftliklerine göre bağlantı giderlerindeki farklılıklardır. Avrupa da karada yenilenebilir enerji şebeke bağlantı teknolojileri çok gelişmiş düzeydedir. Bu yüzden Avrupa'daki rüzgâr enerjisi şebeke bağlantı giderleri çok pahalı denilemez ancak bazı durumlarda çok büyük harcamalar yapmak gerekebilir. Örneğin Avusturya'da bulunan Alpina Rüzgâr Parkının mevcut şebekeye uzaklığından dolayı bağlantı için yaklaşık 21 km kablo kullanılmıştır. Bu durumun maliyeti çok yükselttiği söylenebilir. Diğer bir örnek ise maliyet düşüklüğüne örnek denilebilir. Litfanya da rüzgâr çiftlikleri şebeke sisteminin hemen yanında oldukları için bağlantı giderleri çok azdır [47]. Yukarıda bahsedilen örneklerden yola çıkarak kara parçası üzerindeki şebeke bağlantıları iki kısma ayrılabilir. Birincisine bölgesel şebeke bağlantıları veya denetim şebekeleri bağlantıları denilebilir. Küçük rüzgâr çiftliklerinin veya rüzgâr türbinlerinin bağlandığı şebekeler denilebilir. Bu şebekelere bağlantı harcamaları yaklaşık toplam yatırımın % 3'ü ile %10'u arasında değişmektedir. İletim hatları bağlantılarına göre daha az harcama gerektiren bu bağlantıların yanında malzeme fiyatları, arazi yapısı, türbinlerin birbirlerine olan uzaklıkları, teknik şartlar ve danışmanlık vs. maliyetlerinden diğer harcama alanları da eklenebilir. Diğer rüzgâr şebeke harcaması ise büyük rüzgâr çiftliklerinin mevcut iletim şebekesine olan uzaklıklarıdır. Mesafenin çok uzak olmasından dolayı transformatörler kullanılarak, gerilim yükseltilerek mevcut iletim veya dağıtım şebekesine taşınır. Yukarıda da belirtildiği gibi ekstra maliyetler ortaya çıkmaktadır [41].

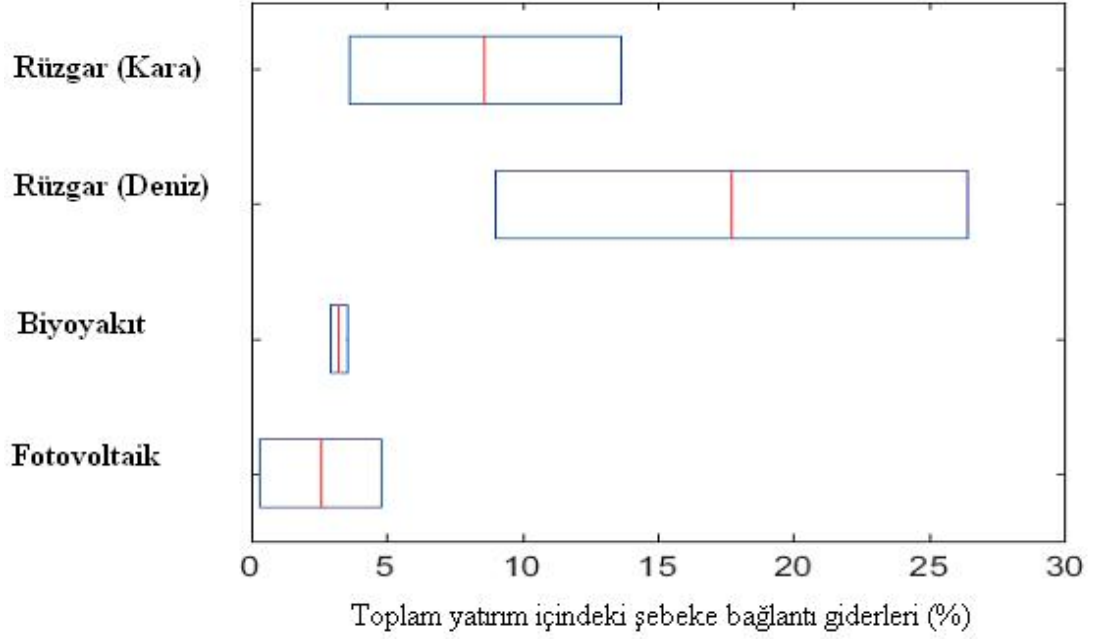
İkinci olarak denizlerdeki rüzgâr çiftliklerinin şebeke bağlantılarına bakılacak olunursa; denizlerde kurulan çiftliklerin karalardakine göre daha farklı ve yüksek maliyetler getirdiği söylenebilir. Avrupa da denizlerde rüzgâr çiftliği kurma çalışmaları ilk olarak 1979' un sonları ve 1980'lerin başlarında gerçekleşmiştir [48]. Bu yüzden Avrupa için denizlerde rüzgâr çiftliği kurma çalışmaları daha yeni denilebilir. Günümüzde Avrupa'nın dışında, Kanada ve ABD'de denizlerde rüzgâr çiftliği kurma çalışmaları giderek artmaktadır. Avantajlarına bakıldığında çok büyük güçlerde rüzgâr çiftlikleri kurmak mümkündür. Kapasite faktörleri karadakilere göre daha yüksektir (ortalama rüzgâr hızı değerleri ve sürekliliği fazladır.), ve karaya göre

çevreyi olumsuz etkileme durumu daha azdır. Avrupa da özellikle İngiltere'nin çalışmaları dikkat çekicidir ayrıca Hollanda ve Almanya'nın da çok büyük rüzgâr çiftlikleri kurma projeleri mevcuttur. Yukarıda da belirtildiği gibi deniz rüzgâr çiftlikleri maliyetleri kara rüzgâr çiftliklerine göre daha fazladır. Bunun yanında denizlerdeki petrol ve gaz platformlarınıninkine göre de farklılık arz etmektedir [38].

Şekil 3.6'da görüldüğü gibi kara ve denizlerdeki kurulum maliyetleri ve şebeke bağlantılarının toplam maliyet içindeki oranı verilmiştir. Bu sayede bağlantı giderleri arasındaki fark, daha net biçimde görülmektedir. Şekil 3.6' daki değerler AB GreenNet projesinde belli değerler için çıkarılan maliyet dağılımıdır. Burada denizdeki rüzgâr çiftliğinin şebeke bağlantı maliyeti 150 MW Kurulu güçte, 20 km karaya olan mesafesi ve çiftlik altyapısından mevcut yüksek gerilim şebekesine bağlantısı için de yaklaşık 20 km kablo kullanıldığı varsayılmıştır. Şekilden de görüldüğü gibi kara ve deniz şebeke bağlantılarına bakıldığında denizlerdeki rüzgâr çiftliklerinin şebeke bağlantıları, en az kara rüzgâr çiftliklerinden iki kat fazladır denilebilir [38]. Şekil 3.7'de ise yine bir şebeke bağlantı karşılaştırması vardır. Grafikler farklı projeler ve amaçlar için hazırlanmasına rağmen, her iki şekilde de görüldüğü gibi deniz ve kara rüzgâr çiftliklerinin şebeke bağlantı giderleri oranları yaklaşık olarak aynıdır.



Şekil 3.6: Rüzgâr Çiftlikleri (Kara ve Deniz) Toplam Kurulum Maliyetleri



Şekil 3.7 Yenilenebilir Enerji Kaynakları Şebeke Bağlantı Giderleri (Rüzgâr Kara ve Deniz)

Diğer ekonomik etkisi ise; rüzgâr gücünün şebeke içindeki oranının artması ile yedekleme kapasitesine ihtiyaç duyulmasıdır. Çünkü rüzgâr oranının şebeke içinde artması sürekli olarak güvenilirliği azaltmaktadır. Sistem güvenliği diğer bir şekilde kapasite güveni olarak da adlandırılır. Kapasite güveni rüzgâr enerjisinin yayılım oranına bağlıdır. Kapasite güveni az veya sıfır ise rezerve edilmiş güce ihtiyaç var demektir. Çünkü iyi bir besleme ve süreklilik isteniyorsa bu yedekleme kapasitesine ihtiyaç vardır. Yedekleme gücü de ekstra maliyetlere sebep olur ancak rüzgâr elektrik üretimini ve güvenliğini artırır [16]. Başka bir ekonomik etki ise fazla elektriğin atılmasıdır. Üretim ve tüketim arasındaki dengesizlikten dolayı ortaya çıkan bu durum üreticiler için, şebekenin fazla yüklenmesinden dolayı ekonomik zararlara sebep olur. Bu yüzden Avrupa da öncelik, yenilenebilir enerji kaynaklarının tüketimine verilmiştir. Herhangi bir zamanda üretilen enerji iletim hatları operatörleri tarafından alınmak zorundadır. Yukarıda da anlatıldığı gibi rüzgâr enerjisinin fazlasının atılmaması için yenilenebilir enerjilere dolayısı ile rüzgâra öncelik tanınmıştır ve konvansiyonel kaynakların üretiminin azaltılması ile dengeleme yapılmaya çalışılmaktadır [16]. Rüzgâr çiftliklerinin coğrafi konumu maliyeti etkileyen önemli faktörlerdendir. Ayrıca tahmin sistemleri ile buna bağlı yapılanmalar da tahmin sistemlerinin doğruluğuna göre bakım ve onarım maliyetlerini de düşürebilmektedir [44].

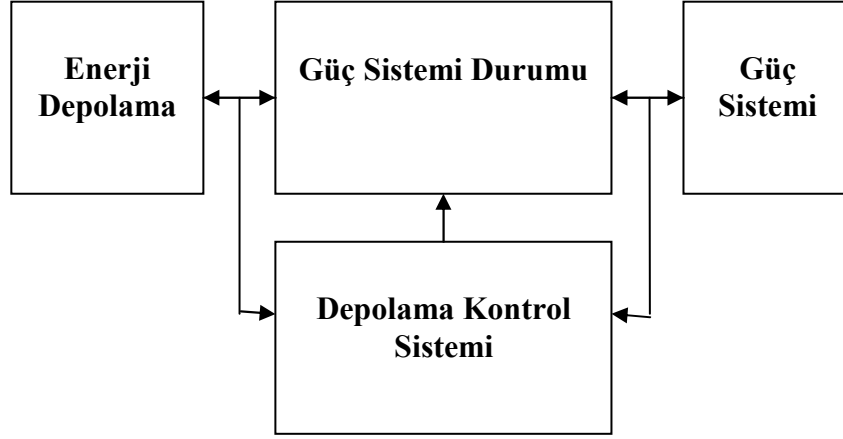
4. DEPOLAMA

Elektrik depolanması, elektriğin farklı bir forma çevrilip daha sonra ihtiyaç halinde kullanılmasıdır [49]. Elektrik sistemi, depolama teknikleri ile uzun zaman önce tanışmış olmasına rağmen geniş bir çerçevede kullanılması son birkaç yıldır gerçekleşmektedir [50]. Depolama ile yüksek şebeke performansı (güç kalitesi, kararlılık, regülasyon vb.) ve ekonomik kar elde edilebilir. Günümüzde elektrik üretimi temelde fosil kaynaklara bağlıdır ancak yenilenebilir enerjilere bağlı elektrik üretimi de sürekli artmaktadır. Yenilenebilir enerjilerin sürekli artması depolama sistemlerinin kullanılmasını daha önemli hale getirmektedir. Bu enerji kaynaklarının (rüzgâr, güneş, dalga vs.) dalgalı üretimleri, tüketimle aralarında dengesizliğe sebep olur. Bu dengesizlik sorunu ise depolama teknikleri ile çözülebilir [51]. Eğer uygun bir depolama tekniği kullanılırsa yenilenebilir enerjilerin sistem içindeki yoğunlukları da artırılır [52]. Enerji birçok farklı formda depolanabilir: elektrik, mekanik, ısı ve hidrojen şeklinde sıralanabilir. Elektrik ve mekanik form hem verimlilikleri hem de kolay dönüşüm sağlamaları yönünden kullanışlıdır. Isıl depolama teknikleri ise genellikle sıcak enerji kaynakları veya ısı uygulamalarda kullanılırlar. Elektrik ve mekanik depolama tekniklerinin çok geniş kullanım alanları vardır ancak elektrik depolama teknikleri mekanik tekniklerden daha çok tercih edilir çünkü kullanılması kolay, hızlı, verimli, kurulum süresi kısa ve maliyeti düşüktür [53].

4.1. Depolama Teknolojileri

Değişen dünyada bir yandan elektrik piyasaları özelleştirmeleri diğer taraftan elektriğe bağımlılığın artışı söz konusudur. Özelleştirmelerle birlikte oluşan piyasa, tüketicilerin enerji sağlayıcılarını seçme şansı veriyor. Elektrik piyasasında kaynak çeşitliliğinin artması ile şebeke sistemi farklı kaynaklardan (yenilenebilir) beslenir duruma gelmiştir. Yenilenebilir enerjilerin oranının şebeke içinde artması süreklilik ve güvenilirlik açısından şebekeyi olumsuz etkilemektedir. Piyasanın özelleşmesi ile birlikte, rekabetin artması, enerji kalitesi, süreklilik ve ucuzluk gibi olumlu gelişmelerin olması beklenir. Tüm yukarıda sayılanlar düşünülecek olursa depolama

tekniklerinin kullanılması ile mevcut olan veya gelecekte ortaya çıkabilecek sorunlar ortadan kaldırılabılır. Bu yönleri ile depolama teknolojileri çok önemli bir konuma gelmiştir.



Şekil 4.1 Güç Sistemi ile Depolama Arasındaki Temel İlkeler

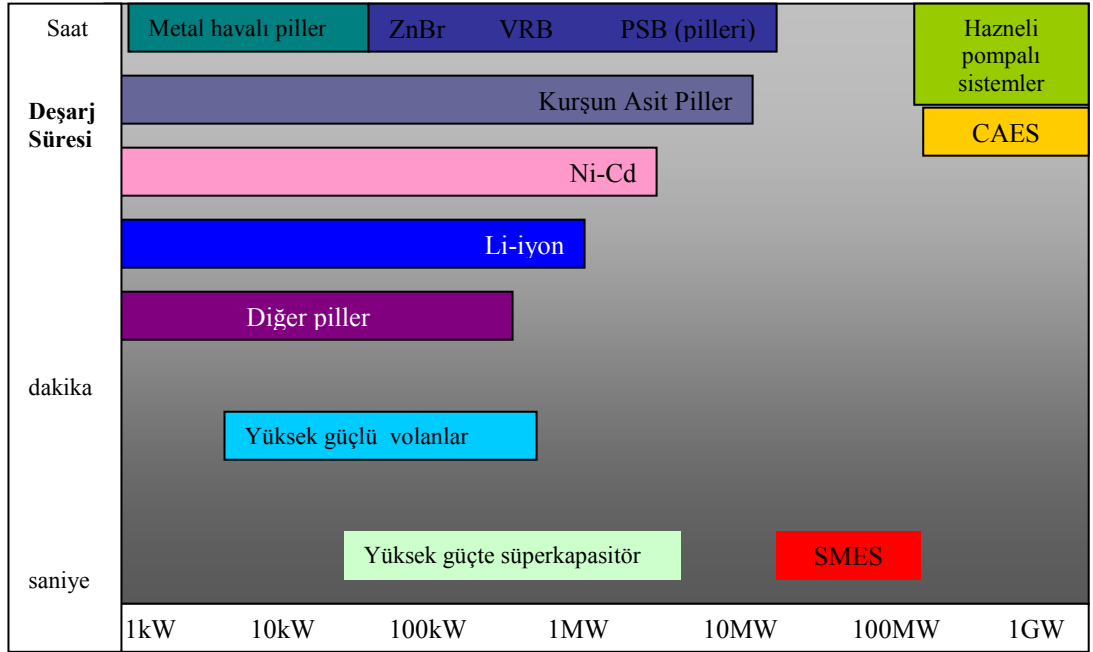
Talebin çok yüksek olduğu veya bir problem olduğu yada bakım gereken zamanlarda elektrik enerjisinin depolanması şebeke sistemini destekler. Ayrıca şebeke sisteminde dengeleme problemleri oluştuğunda devreye girerek enerji açığını kapatabilir. Bu yolla enerjide süreklilik sağlanmış olur.

Depolama için birçok teknoloji den bahsedilebilir. Bunlar şu başlıklar altında sıralanabilir [54]:

- Hazneli Pompalı Sistemler
- Piller (geleneksel veya yüksek teknolojiler)
- Süper İletken Manyetik Enerji Depolama (SMES)
- Süperkapasitörler/Ultrakapasitörler
- Hidrojen Enerji Depolama

Enerji depolama teknolojileri yukarıda da gösterildiği gibi birçok farklı form ve uygulamalara ayrılabilir. Ancak kullanıcılar için teknik ve ekonomik ölçütler en uygun teknoloji seçimi için çok önemlidir. Her bir teknoloji farklı uygulama alanları, cevap süreleri, fiyatlar gibi özellikleri ile birbirlerinden ayrılmaktadır. Örneğin depolanması gereken enerji miktarı çok fazla, uygun coğrafi koşullar mevcut ise hazneli pompalı sistemler kullanmak uygun olabilir. Yada çok kısa süreler

(milisaniye(ms)) için büyük enerji ihtiyacı olabiliyorsa bu durumda süperkapasitörler kullanılabilir. Kullanıcılar ihtiyaçlarına göre en uygun teknolojiyi seçmelidirler.



Şekil 4.2 Depolama Teknolojileri ve Uygulama Sınırları

Şekil 4.2’de birçok farklı depolama teknolojilerinin özellikleri gösterilmektedir. Şekilde yatay eksen de polama gücü kapasitesi, dikey eksen de deşarj olma süresi gösterilmektedir. Yukarıda gösterilen şekil ile uygun depolama teknolojisini seçmek daha kolay olabilecektir. Örneğin kısa süreli enerji depolamak ve deşarjının da çok hızlı olması istenilen bir durumda Süper iletken manyetik enerji depolama (SMES) depolama sistemlerini kullanmak daha avantajlı olacaktır. Bunun yanında pillerin her durumda kullanılabilir bir depolama sistemi olduğunu da belirtmek gerekir. Bununla beraber elektrik enerji depolama teknolojilerinin gelecekte daha da gelişerek kullanım alanları daha fazla arttırılarak şebeke içindeki yararlanma oranları yükseltilebilecektir [54].

4.2 Depolama Teknikleri

Depolama teknikleri yukarıda da açıklandığı gibi; elektrik, elektrokimyasal, mekanik ve hidrojen şeklinde 4 kısma ayrılabilir.

4.2.1 Elektrik Enerji Depolama

Bu kısımda elektrik enerji depolanması iki başlık altında incelenecektir. İlk olarak süperkapasitörler, ikinci olarak ise Süperiletken manyetik enerji depolamalar hakkında bilgiler verilecektir.

4.2.1.1 Ultrakapasitörler / Süperkapasitörler

Elektrik enerjisi kondansatörlerde depolanabilir. Kondansatörler enerjiyi pozitif ve negatif elektrostatik yüklerin ayrışmasıyla depo eden cihazlardır. Kapasitörler iki tane iletken plaka ile bunları ayıran ve dielektrik olarak adlandırılan yalıtkanlardan oluşmaktadır. Dielektrik malzeme iki levha arasında ark oluşmasını önleyerek daha fazla şarj yapılmasına yardım eder. Klasik kapasitörlerin güç yoğunlukları çok yüksektir (yaklaşık olarak 10^{12} W/m^3). Fakat enerji yoğunlukları çok düşüktür (yaklaşık olarak 5 Wh/m^3). Klasik kapasitörler genel olarak elektrolitik kapasitörler olarak adlandırılırlar. Süperkapasitörler (Ultrakapasitör diye de adlandırılır) ise klasik kapasitörlerin geliştirilmiş olanlarıdır. Bu kondansatörlerin güç yoğunlukları 10^6 W/m^3 ve enerji yoğunlukları 10^4 Wh/m^3 değerindedir. Enerji yoğunlukları az fakat deşarj süreleri hızlı ve çevrim ömrü daha fazladır. Ancak kapasitörlerin asıl olarak boyut problemleri vardır. Kapasitörlerin kapasitesi ve dielektrik malzeme arasında lineer bir bağlantı vardır. Bu yüzden büyük kapasite gerekli olduğunda zorunlu olarak dielektrik malzeme de büyük olmak durumunda olmalıdır. Süperkasitörler yapıldıktan sonra çok büyük kapasiteler gayet küçük boyutlardaki kapasitörlerle yüksek enerji depolamaya olanak sağlamıştır [53].

Süperkasitörler geliştirilmiş birçok özelliklerinden dolayı enerji depolama yetenekleri konvansiyonel kapasitörlerden daha fazladır. Ek olarak süperkapasitörlerin şöyle özellikleri de vardır:

- şarj edilme hızı konvansiyonel kapasitörlerden hızlıdır,
- pillara göre çok daha kısa sürede tekrar şarj olma özelliğine sahiptir ve kullanım süresi uzun olduğu gibi, pillar gibi depolama kapasitesi azalmadan şarj, deşarj yapılamaktadır,
- $-25 \text{ }^\circ\text{C}$ 'ye kadar çalışmasını sürdürebilir.

4.2.1.2 Süperiletken Manyetik Enerji Depolama

Bu sistemlerde depolama şekli en basit anlatımla, süperiletken bobin içerisindeki akan akım ile oluşan manyetik alan içerisinde enerjinin depolanmasıdır. Süperiletken manyetik enerji depolama (SMES) sisteminin temel olarak içinde şu bileşenler vardır; süperiletken bobin (cryostat), enerji dönüşüm sistemi (bobin içi ve dışına enerji transferi için) ve soğutma sistemidir. SMES' nin avantajları, çok yüksek verimlilik (yaklaşık %97–98), çok kısa sürede isteklere cevap verme (20–30 ms), aktif ve reaktif gücün bağımsız kullanılabilmesi, uzun ömürlü olmaları diye sıralanabilir. Yukarıda bahsedilen özellikleri ile birçok alanda kullanılan depolama tekniğidir. Özellikle elektrik şebeke sisteminde pik yüklerin karşılanması, frekans kontrolü, sistem kararlılığı ve yük akışı kontrolü gibi önemli noktalar için kullanılacak özellikleri ile diğer depolama tekniklerinden ayrılan yegâne depolama birimi denilebilir [55].

4.2.2 Elektrokimyasal Enerji Depolama

4.2.2.1 Lityum-İyon

Günümüzde bu çeşit piller elektronik cihazların yaklaşık hepsinde kullanılmaktadır. Lityum iyon pil, yüksek enerji depolama kapasiteleri, düşük iç direnç ve %90'ın üzerinde verimliliğe sahip olmalarından dolayı kullanımları yaygındır. Teknik olarak uygun sıcaklık ve maksimum kapasitelerine dikkat edilerek çalıştırılmalı aksine halde lityum iyon pillerin verimleri azalır. Yüksek verimleri ve enerji yoğunlukları ile lityum iyon piller enerji kalitesinin önemli olduğu yerlerde, dağıtım sistemlerinde ve otomotiv alanlarında kullanım için çok uygundur. Teknik yapısı ise; pilin eksi kutbu lityum metal oksit (LiCoO_2 , LiMO_2 , vs.) ve artı kutbu grafit karbon tabakası ile yapılmıştır. Lityum tuzu (LiPF_6 gibi) içeren elektrotlar organik karbonatlarla çözülmektedir. Örnek olarak lityum iyon pilin kimyasal formülü ise şöyle verilebilir;



Pil şarj edilirken, katottaki lityum atomları iyonlaşır ve elektronlar ile birleşirler daha sonra lityum atomları olarak karbon tabakaları arasında depolandıkları karbonlar anot yönünde elektrolit boyunca ilerlerler. Bu süreç boşalma süresince tersine hareket eder/ettirilir. Lityum iyon pillerinin birçok avantajı vardır. Bunlar; uzun süreli kullanım ömrü, yüksek enerji yoğunluğu, küçük taşınabilir olmaları, bakım

gerektirmemesi, geniş sıcaklık aralığında çalışabilme diye sıralanabilir. Dezavantajları ise yüksek kurulum maliyeti ve kapasiteden fazla şarj olma tehlikesi denilebilir [53].

4.2.2.2 Kurşun Asit

Kurşun asit pilleri en eski ve olgun teknolojiye sahiptir. Temel formda, negatif elektrotta kurşun (Pb) içerir, pozitif elektrotta kurşun dioksit (PbO₂) ve elektrik yalıtım tabakası bulunur. Deşarj için sulandırılmış sülfürik asit (H₂SO₄) sülfat iyonları sağlar. Kimyasal olarak aşağıda görüldüğü gibi ifade edilebilir:

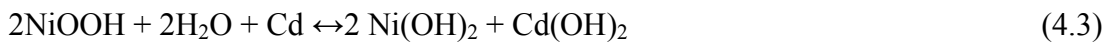


Güç kalitesi için düşük maliyetli depolama uygulamalarında genellikle kurşun asit piller kullanılır. Uygulamaları sınırlıdır çünkü kısa bir kullanım ömrü vardır. Kurşun asit piller otomobillerde, motosikletlerde, botlarda ve çeşitli diğer endüstrilerde, çalışma, aydınlatma ve ateşleme amacı ile kullanılır. Avantajları ise düşük maliyeti, yüksek güç yoğunluğu, düşük ve yüksek sıcaklıklarda yüksek performans, servis ağının yüksek olması ile bakımının kolay olmasıdır. Dezavantajları ise kısa süreli kullanım ömrü, enerji saklama süresinin az olması (kendi kendine deşarj olması) ve deşarj olurken depolama yapmadaki zayıflığı diye sıralanabilir [54].

4.2.2.3 Nikel–Kadmiyum

Nikel kadmiyum (NiCd) pilleri kullanım olarak çok yaygın değildir ve yaklaşık olarak verimlilikleri %75'tir.

NiCd pillerinin reaksiyonu kimyasal olarak aşağıdaki gibi gösterilebilir:



Nikel kadmiyum pilleri kadmiyum adı verilen malzeme ile kaplıdır. Kadmiyum zehirli ağır bir metaldir ve son 30 yıla bakıldığında dünya üzerindeki kadmiyumun 2/3'ü NiCd pilleri yapımında kullanılmıştır. Kasım 2003'te Avrupa Komisyonun yeni pil direktifleri ile NiCd pillerinin %75 oranında geri kazanımı amaçlanmıştır. Ancak NiCd'dan şarj edilebilir pil yapılmasının yasaklanmak istenmesine rağmen hala kullanılmaya devam edilmektedir ve gelecek yıllarda da kullanılmaya devam edileceği öngörülmektedir. Nikel-kadmiyum pillerinin devamlı şarjda tutulup kısa

süreler için kullanılması çalışma verimini azaltır. Eğer devamlı kullanılıp tam deşarj ve ardından şarj edilmiyorsa belirli aralıklarla tam olarak deşarj edilmesi gerekir, aksi halde hücrelerdeki plakalar üzerinde kristalleşme oluşur (buna aynı zamanda hafıza etkisi de denir) ve bunun sonucu olarak zamanla pilin verimi düşmeye başlar. NiCd pilleri hala çok geniş bir kullanım alanına sahiptir. Örneğin acil aydınlatmalar, telekomünikasyon sistemi, güneş enerji istasyonlar, uzay araçları vs. diye sıralanabilir [56]

4.2.2.4 Nikel–Metal Hidrit

Nikel metal hidrit (NiMH) pillerin aşağıda gösterilen kimyasal formüle göre çalıştırılır:



NiMH pillerin yüksek enerji yoğunluğu ve içlerinde çevreyi kirliletmeyen bileşim ve metaller bulunması en önemli özelliğidir. Günümüz nikel-metal hidrit pili normal bir nikel-kadmiyum pille karşılaştırıldığında %40 daha fazla enerji yoğunluğuna sahiptir. Aslında bileşimleri göz önüne alındığında daha da yüksek verim elde edilebilir ama bu kazanç ne yazık ki bazı yan etkileri de ortaya çıkardığı için tercih edilmemektedir. Hala bu piller yüksek enerji yoğunluğuna sahiptir ancak diğer pil teknolojileri (lityum iyon gibi) çıkmasıyla birlikte aynı piyasada yer almaları kendi önünde bir engel oluşturabilir. NiMH pillerin avantajlarına bakılacak olursa: Nikel-kadmiyum pillerden % 30–40 daha fazla kapasite ve bunun yanında bu değerlerin çok daha üstünde bir enerji yoğunluğuna erişilebileceği de öngörülmektedir. Hafıza etkisine nikel-kadmiyum pillerden daha az eğilimlidir ve daha az sayıda periyodik deşarj-şarj döngüsü gerektiriyor. Çevre dostu - çok hafif zehirli madde içerir; geri dönüşümü kolay ve etkindir, kullanım alanları çok geniştir [57].

4.2.3 Mekanik Enerji Depolama

4.2.3.1 Hazneli Pompalı Sistemler

Ticari hayatın tümünde şu an itibariyle kullanılmakla beraber en eski ve en büyük enerji depolama teknolojisi olan hazneli pompalı sistemler, mevcut donanımlarla kapasitesi 1000 MW veya üzerinde olabilmektedir. Ayrıca, geleneksel hazneli pompalı sistemlerde dikey şekilde konumlanmış iki adet su rezervuarı

bulunmaktadır. Enerji, düşük rezervuardan yüksek rezervuara çıkarılarak depolanır. Daha sonra, ihtiyaca göre düşük rezervuardan enerji geri çekilebilir. Bu haliyle depolanan enerji, fiziğin önemli prensiplerinden olan potansiyel enerjiye dönüştürülmektedir. Depolanan enerjiyi joule cinsinden formülleştirmiş olunursa:

$$E_s = V \cdot d \cdot g \cdot h \quad (4.5)$$

Formülde; V pompalanan su miktarını (m³), d suyun yoğunluğunu (1000 kg/m³), g yerçekimi ivmesini (9,8 m/s²), ve h (m) rezervuarlar arasındaki mesafeyi göstermektedir. Hazneli pompalı sistemler ne kadar mekanik depolama teknolojisi olarak anılsa da en fazla elektrik üretim amacıyla kullanılır. Elektriğin çok az kullanıldığı zamanlarda su düşük seviyeden yüksek seviyeye pompalanarak enerji depolanır ve ihtiyaç olduğu zamanlarda tekrar elektrik üretilir. Bazı seviyesi yüksek hidrolik barajlarda hazneli pompalı sistemler kullanarak depolama kapasiteleri artırılır böylece üretecekleri enerji miktarı arttırır. Yeraltı Hazneli Pompalı Sistemler akışı için mağara veya maden oyukları kullanılır ancak bu yol pahalıdır. Açık denizde eğer uygun bir yer varsa alçak rezervuardan yüksek rezervuara deniz suyu taşınarak kullanılabilir. 1999 yılında Japonya'nın Yanbaru kentinde 30 MW'lık deniz suyu pompa santrali kurulmuştur. Hazneli pompalı büyük ölçekli santrallerde deşarj olma süresi birkaç saatle birkaç gün arasında değişmektedir. Günümüzde dünyada 90 GW'ın üzerinde hazneli pompalı depolama sistemleri çalıştırılmaktadır ve yaklaşık olarak dünya elektrik üretim kapasitesinin %3'üne karşılık gelmektedir. Hazneli pompalı depolama sisteminin en olumsuz tarafı coğrafi olarak uygun yerlerin az olması bunun yanında kurulum süresinin ve maliyetinin yüksek olması denilebilir. Ayrıca hazneli pompalı depolama sisteminin uygun maliyetli olabilmesi için çok büyük depolama kapasitesine sahip olması gerekir. Ancak birçok enerji üretim santralinde depolama sistemi olarak kullanılmaktadır. Günümüzde hazneli pompalı depolama sisteminin verimliliği %80 civarındadır. Uygun motor ve bölümlendirmeler ile titreşimler azaltılarak sistemin kullanım süresi de arttırılabilir [58].

4.2.3.2 Sıkıştırılmış Hava ile Enerji Depolama

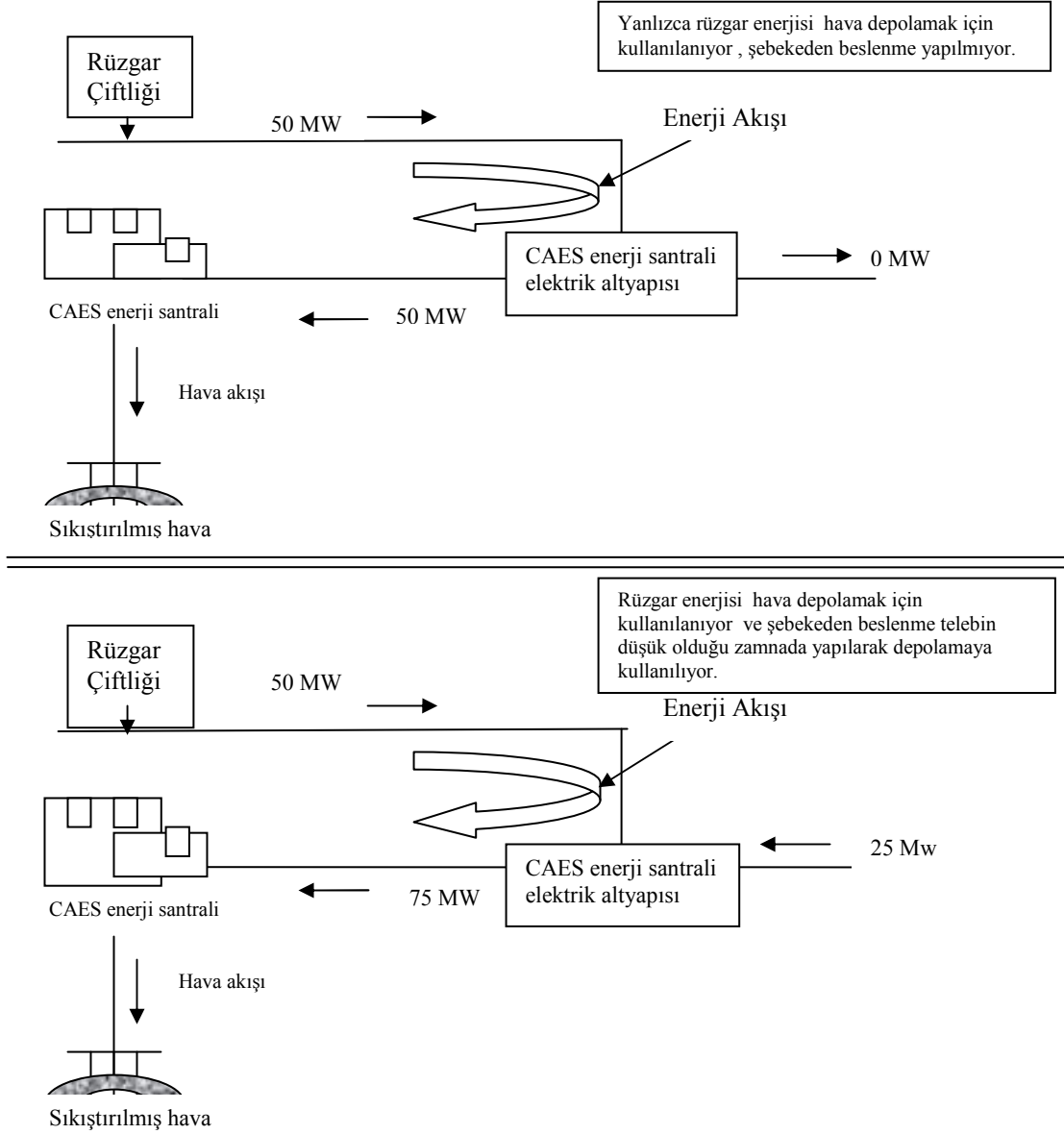
Hava enerjisi 19yy.dan beri maden ocaklarındaki güç lokomotiflerinde, bir zamanlar da savaş gemilerinin torpidolarına itici güç sağlanmasına temel teşkil etmiştir. Hava enerjisi ve bu enerjiyi kullanma fikri pek de yeni sayılmaz [59]. Sıkıştırılmış havayı

depolama sistemi, bir hava depolanma tankının içinde enerjinin yoğun kullanımın gerektirmediği yani düşük kullanımın olduğu zamanlarda bir kompresör vasıtasıyla enerjinin depolanmasını sağlar. Enerji türbinine takılmak üzere, jeneratör için gerekli biri yükleme komutu ve diğeri de boşaltma komutu olacak şekilde çifte komut vermek amacıyla sızdırmayan özel bir tutacak gereklidir. Üç rezervuar çeşidi genellikle şunları içerir: doğal yeraltı kaynakları, erimiş tuz solüsyonları ve kayalardan oluşan fiziksel oluşumlar. Şarj olma esnasında, sıkıştırılmış hava rezervuara gönderilirken santral jeneratörü kompresör ile tersine hareket ederek mekanik enerji ihtiyacı sağlar. Santral deşarj olduğu zamanlarda ise sıkıştırılan hava içten yanmalı türbinleri çalıştırmak için kullanılır ve bu süreçte doğal gaz yakılarak aynı yolla türbinler hareket ettirilerek elektrik üretilir [60].

Sıkıştırılmış hava ile enerji depolama (CAES) mevcut teknolojilerle uygulanan yeni bir depolama tekniğidir. CAES içten yanmalı türbinle ortak çalışmak zorundadır. Geleneksel bir gaz türbini, üç temel bileşenden oluşur: Bir kompresör, yanma odası ve bir genişletici. Sıkıştırılan hava ve yanma hücreesindeki yanan yakıtın genişleticide türbin kanatlarını çevirmesi ile güç üretilir. Yaklaşık olarak genişletici ile oluşturulan mekanik gücün %60' ı, yanma odasına sağlanan sıkıştırılmış hava ile tüketilir. Bir CAES tesisinde kompresör işlerini ayrı ayrı yapar, sıkıştırılan havayı depolar ve daha geç bir zamanda basitleştirilen bir yanma türbinine onu şırınga eder. Basitleştirilen türbin, yanma odası ve genişleme türbinini içerir. Basitleştirilmiş bir türbin konvansiyonel bir türbinden aynı yakıtta daha fazla enerji üretir, çünkü potansiyel enerji sıkıştırılan hava ile depolanır.

Bir CAES santralinin depolama net verimliliği sıkıştırmada meydana gelen sıcaklıktan dolayı sınırlanır. Enerji depolama verimliliği yaklaşık %75 civarındadır. CAES tesisleri, yanma olmadan çalıştıramaz çünkü egzoz havası çok düşük sıcaklıklarda çıkacak ve bu durum malzemelerde kırılabilirlik veya donmaya sebep olacaktır. Eğer %100 yenilenebilir enerji üretimi olması istenirse, biyoyakıtlar gaz türbinlerinde kullanılabilir. Sistemden karbon salınımı, sıfır konumuna gelecektir ancak diğer emisyonlar hala salınmaya devam edecektir. Sıkıştırılan hava, yeraltında uygun olan maden ocaklarında, büyük mağaralarda, tuzlu kayaların içinde depolanabilir. İlk ticari CAES tesisi,1978' de Almanya'nın Hundorf şehrinde inşa edilen 290 MW' lık bir ünedir. İkinci ticari yapı ise 1991'de Alabama McIntosh'ta inşa edilen 110 MW'lık bir ünedir [61].

Şekil 4.3'te ABD'de geliştirilmekte olan Iowa enerji depolama santralının şekli görülmektedir. Projede rüzgâr enerji santralleri ile CAES depolama sistemlerinin ortak çalıştırılmasına yönelik araştırma ve geliştirmeler yapılmaktadır. Yakın gelecekte bu ve benzeri büyük santrallerin hibrit şekilde çalıştırılması mümkün olabilecektir.



Şekil 4.3 CAES Temel Çalışma Prensibi

4.2.4 Hidrojen Enerji Depolama

Hidrojen, sıvı, gaz veya bir kimyasal bileşik içinde depolanabilir. Genellikle gaz halinde depolanmaktadır. Yoğunluğun düşük olmasından dolayı çok yer kaplamasını önlemek için basınçlı tank veya sıkıştırılmış tüplerde depolanır. Aynı zamanda mevcut hacme her bir ilave m³ hidrojen depolanması için, 0.068 atm.lik basınca ihtiyaç vardır. Gaz şeklinde depolama için kullanılacak tankların yapımı için en uygun malzeme ise karbon/alüminyum karışımı olan malzemelerdir. Bu malzemeler hafif ve güvenlidir, yalnız fiyatı çok yüksektir [62].

Sıvı halde depolama da ise gaz halindeki yoğunluğun yaklaşık 845 katı olmaktadır. Ancak sıcaklık çok düşük derecede (-253 °C) olmaktadır. Hidrojen sıvılaştırıldığında çok soğuktur ve enerjisinin yaklaşık % 30'u soğumaya ve sıvılaşmak için sıkıştırılmaya harcar. Sıvı tip depolamaların en büyük dezavantajı ise tank maliyetleri ve buharlaşma kayıplarıdır. Çünkü 0 °C' de sıvı hidrojen kaynamaya başlar [62].

Metal hidrit depolama şeklinde ise hidrojenler granüler metallerin atomları arasındaki boşluklara depolanır. İnter metalik bileşikler denilen bu tür maddeler hidrojeni bir sünger gibi emip, bünyesi içerisinde saklayabilmektedir. Daha çok hidrojen depolayabilmeleri için yüksek çalışma sıcaklıklarına sahip olmaları gerekmektedir. Ancak bu durumda bile aracın enerji tüketiminin yarısı metalden hidrojeni açığa çıkarmak için harcanır. Diğer yöntemlere oranla daha ılımlı basınçlara gereksinim duyan bir yöntemdir ve oldukça ağırdır. Sıkıştırılmış gaz veya sıvı depolamanın aksine metal hidrit yeniden doldurulmada çok az enerji gerektirir. Bunun yanında yanma yâda oksidasyon olmadan hidrojenin açığa çıkarılması gerekir [63].

Kimyasal depolama tekniği olarak ise yapılan çalışmalarda sodyum potasyum veya lityum bileşikleri üzerinde depolanma yapılabilmesidir. Bu çalışmalarla sulu ortamda hidrojen açığa çıkarılır ve sodyum hidroksit, potasyum hidroksit vb. gibi geri dönüşümlü maddeler ortama verilir.

5. TAHMİN SİSTEMLERİ

5.1 Giriş

Gelecekte rüzgâr temelli enerji üretimi birçok ülkede önemli bir paya sahip olacaktır. Rüzgâr gücü çok çeşitli karakteristiklere sahiptir ve elektrik şebekesine bağlantı noktasına göre çözülmesi muhtemel bazı sorunlar ortaya çıkarmaktadır. Bu sorunlardan bazıları güç kalitesizliği, istikrarsızlık ve dengeleme problemleri diye sıralanabilir. Bahsedilen problemler rüzgârın şebeke içindeki büyüme oranını azaltmakla beraber sistem güvenliğini de tehlikeye atmaktadır. Rüzgâr enerjisini birkaç dakikadan, birkaç saate kadar tahmin sistemleri ile kontrol ederek sistemlerin verimlilikleri artırılabilir [64].

Rüzgâr enerjisinin ulaştırıldığı şebeke sistemlerinde temel olarak fosil yakıtlar enerji sağlamaktadır. Rüzgâr enerjisi ve fosil yakıtlar arasındaki en önemli fark; rüzgârın temel olarak hava durumuna bağlı olmasıdır. Bilindiği gibi elektrik şebekesinde talep edilen ve üretilen enerji her zaman eşit olmak zorundadır. Bu yüzden, elektrik şebekesindeki önemli miktardaki rüzgâr gücünün yeni metotlarla birlikte dengeli üretim ve tüketime ihtiyacı vardır. Rüzgâr tahmin sistemleri, bu sorunların çözümü için anahtar rolü oynamaktadır. Rüzgâr gücüne bağlı üretimin tahmini (hava durumuna bağlı olarak), konvansiyonel üretim planının yapılmasını ve enerji talebinin yaklaşık tahminini ve sonuç olarak da öngörülebilir doğruluğu verecektir.

Büyük oranda rüzgâr enerjisinin bağlı olduğu konvansiyonel elektrik şebekelerinde teknik sorunların ortadan kaldırılması için ek regülasyon ve kontrol tekniklerine ihtiyaç vardır. Şebeke yüklenmelerine bağlı dengeleme problemlerinin çözümü, iletim hatları operatörlerinin temel amacıdır. Bu yüzden iletim hatları operatörleri kendi bölgelerinde istenmeyen ancak olabilecek etkileri de yüksek doğrulukta tahmin etmek zorundadırlar. Bilindiği gibi konvansiyonel enerji üretimi basit bir sistemsel çalışma sonucu oluşur. Ancak rüzgâr üretim tahmini yapmak ve ona göre sistemi ayarlamak gerçekten zor bir iştir. Özellikle dengeleme yükü üzerlerinde bulunan iletim operatörleri için çok daha zor olmakla birlikte önemlidir. Günümüzde iletim

operatörleri kendi kontrol alanlarında bulunan rüzgâr çiftliklerinin enerji akışlarını sürekli olarak kontrol etmektedirler. Her bir rüzgar çiftliğinden günlük veya daha kısa süreler için tahmin değerlerini kullanarak iletim sistemleri arasında enerji alış verişi yapılmaktadır. Gelecek yıllarda da tahmin sistemlerinin doğruluk oranının artırılması ve çok daha kısa süreler için tahmin yapılması ile birlikte rüzgâr enerjisinin sistem içindeki güvenilirliği ve kullanılabilirliği daha çok artacak ve enerji dengeleme giderleri azalacaktır [65]. Özellikle liberal elektrik piyasasında rüzgâr, enerji sağlayan diğer kaynakları destekleyerek, hızlı, güvenilir, kaliteli, temiz ve ucuz elektrik üretimine katkı sağlayacaktır.

5.2 Rüzgâr Tahmin Sistemleri

Rüzgâr ve rüzgâr gücü tahmin teknikleri nümerik hava tahmin metotlarını, istatistiksel metotları ve temelde kullanılan yapay sinir ağlarını içerirler. Elektrik şebekesine bağlı rüzgâr çiftliklerinde kısa süreli rüzgâr çıkış gücü tahminleri çok önemli bir paya sahiptir. Bununla birlikte, bu tahmin sistemleri %100 doğru çalışmayacağı gibi tahmin hataları da olacaktır. Özellikle tahminlerdeki hatalar, kullanılan tahmin aletlerindeki hatalara, elde bulunan tahmin yapılacak bilgilere ve tahmin yapılacak zaman aralığına bağlıdır.

Rüzgâr gücü tahmin sistemlerinin en önemli uygulama amacı; dengeleme için gerekli olan enerji ihtiyacını azaltmak ve yedekleme yapmaktır. Ayrıca, şebeke sisteminde optimizasyon yapılması için kullanılır. Tahmin sistemleri ile birlikte daha düşük harcama ile rüzgâr gücü entegrasyonu sağlanır, dengeleme için kullanılan konvansiyonel kaynaklara bağlı emisyon miktarı azalır ve sonuç olarak rüzgârdan daha fazla kazanç sağlanır.

Diğer bir uygulama alanı ise şebeke bakım ve güvenliği için besleme yapılmasını sağlamaktır. Genellikle iletim sistemlerinin uzak uçlarına bağlanan rüzgar çiftlikleri ile enerji iletilmesi gereken uzak yerler bu sayede beslenebilir. Yapılan tahminlerde ortaya çıkabilecek karışıklık (yanlış zaman serilerinin kullanımı vs.), enerji akışındaki kayıplar kadar kayıplara sebep olur. Bu yüzden şebeke operatörü, her bir rüzgâr çiftliği bağlantı noktası için şimdiki ve gelecekteki rüzgâr gücü değerlerini bilmelidir.

Rüzgâr gücü tahminleri uygulamadaki amaçlarına göre aşağıda verilen şekilde değişir:

- Enerji santrali, üretim planı ve enerji dengelenmesi için, kontrol alanındaki her bir rüzgâr çiftliği için tahmini üretim doğruluğu gereklidir. İlgili zaman boyunca teknik ve dengeleme çalışma sistemi buna bağlıdır. Örneğin konvansiyonel enerji santralinin çeşidi ve ticari işlem bitiş zamanına göre işlemlerin yapılması.
- Dengelemede kullanılacak hâlihazırdaki enerji miktarının kontrolü için tahmin sistemlerinin doğruluk değerinin bilinmesi gereklidir. Çünkü tahminlerdeki büyük hatalar için fazladan enerji yedeklenmesi gerekebilir ki genel hata payı küçültülsün.
- Şebeke bakımı ve enerji yoğunluğunun yönetimi için tek veya birçok rüzgâr çiftliğinin şimdiki ve gelecekteki rüzgâr gücü tahmin değerleri gereklidir.

Rüzgâr tahmin sistemlerinde kullanılan Yapay sinir ağları (YSA) ise insana özgü özelliklerden olan öğrenilen şeye bağlı olarak yeni bilgiler oluşturma veya keşfedebilme yetisini herhangi bir yardım almadan yapabilen bilgisayar sistemleridir [64]. Yapay sinir ağları genel olarak sinir ağları şeklinde de ifade edilir. Matematiksel veya hesaplanabilir modeller biyolojik sinir ağlarını temel olarak alırlar. Birçok durumda YSA sisteme kolayca adapte edilebilir. YSA, ilgilendiği problemdeki değişikliklere göre ağırlıklarını ayarlar. Yani, belirli bir problemi çözmek amacıyla eğitilen YSA, problemdeki değişimlere göre tekrar eğitilebilir, değişimler devamlı ise gerçek zamanda da eğitime devam edilebilir. Bu özellikleri ile doğrusal olmayan verilerin analizinde rahatlıkla kullanılan YSA' ların rüzgâr tahmin sistemlerinde kullanılması ile doğruluk oranı da artırılmış olabilecektir.

Birçok tahmin sisteminde, rüzgâr zaman serileri temel olarak farklı eşitliklerle, karmaşık sistemlerde oluşturulur. Bu tür sistemlerin bazı dezavantajları da vardır. Bunlar; uzun süren hesaplamalar ve hesaplama kapasitesi denilebilir. Yapay sinir ağları, girdi bilgileri ve rüzgâr çiftliği çıkış değerlerinin arasında bağlantı kurmak için temel oluşturur. YSA' nın tahmin metodlarındaki en önemli avantajı tecrübeler ve istatistiksel değerler arasında öğrenmeye bağlı tahmin sonuçları çıkarmasıdır. Yani rüzgâr girdi verilerinde bir çelişki veya veri eksikliği olsa da çalışma sonuçları mükemmeldir. Birçok YSA modülü meteorolojik veriler ve geçmiş rüzgâr verileri ile

ölçülen rüzgâr güçleri arasında bağlantı kurmak için bilgiler yüklenir ya da eğitilir denilebilir [66].

Tahmin hatalarının hesaplanması için genellikle ortalama karekök hatası (RMSE) ve hata ortalamalarının kesin oranı (MAPE) kullanılır [67]. İletim sistemleri için hata oranları olabildiğince küçük olmalıdır. Günümüzdeki kullanılan cihazlarla tek bir rüzgâr çiftliği için yapılan 36 saatlik tahminlerdeki hata oranı, RMSE ile hesaplanırsa, %10 ile %20 arasındadır. Düzenleme etkisi sayesinde toplamdaki rüzgâr gücü hatası %10'un altına düşebilir. Bunun yanında daha büyük alanlarda tüm sistemin tahmin sonuçları daha iyi çıkabilir. İskandinav elektrik piyasasında Holttinen'in hesapladığı rüzgâr gücü tahmin hata oranı ise %8–9 civarındadır [68]. Belçika'da araştırmalar yapan Woyte ise farklı coğrafi koşullar için rüzgâr türbini yerleri bulmuştur, buralarda yaptığı araştırmalar sonucunda ise hata oranı sırasıyla %10 ve %20'den az çıkmıştır [69].

Yüklenme tahmini hataları ve konvansiyonel üretim tahmini hataları ayırık toplamda büyük görülse de sistemin tümünün hata toplamı daha düşük olur, çünkü yüklenme tarafı ve rüzgâr tahmini arasında bir bağlantı yoktur [70]. Rüzgâr hızı tahminleri, hala talep tarafı tahminlerinden daha az doğruluğa sahiptir. Bu durum günümüzde sorunlar oluştursa da, gelecekte tahmin edilebilirliği yüksek sezonluk ve günlük modellerin oluşturulmasıyla sorunlar aşılabilecektir [68]. Ne kadar uzun süreli tahmin yapılırsa hata oranı ona göre artacaktır. İşlem bitiş zamanına göre tahmin süresi boyutu belirlenir ancak istenilen zaman aralığı için doğruluk oranı artsın diye teknolojiye göre daha kısa da tutulabilir.

5.2.1 Rüzgâr Tahmin Sistemlerinin Gelişme Durumu

Günümüzde çok çeşitli rüzgâr tahmin teknikleri vardır. En basit olanları ise iklimlere ve önceki ölçülen verilerin ortalamasına göre kullanılan tekniklerdir. Daha doğru verilere ulaşılması için yukarıda bahsedilen metotlar referans alınır. Çünkü bahsedilen metotlarda verilerin tamamlanması kolaydır. En popüler kullanılan metot ise sürerlik (persistence)'tir. Bu kullanılan metotta, gelecekteki üretilecek rüzgâr gücü tahmini geçmişte ölçülen değerler üzerinden yapılır ve geçmişte ölçülen değerlere çok yakın veya aynı değerler seçilir. Kolay bir yöntem olmasına rağmen 4 veya 6 saatlik tahmin gerçekleştirmek çok zordur [71].

Kısa süreli rüzgâr gücü tahminleri için kullanılan ileri yaklaşımlar, meteorolojik girdi değişkenlerinin tahminini gerektirir. Bu yaklaşımlar, meteorolojik veri tahminlerinin, rüzgâr gücü üretim tahminlerine, güç eğrileri boyunca çevrilmesinde farklılık gösterir. Kullanılan bu gelişmiş modeller genel olarak iki kısma ayrılır. Birincisi fiziksel yaklaşım; rüzgâr gücünün tahminin yapılıp önerilmesi için; rüzgâr çiftliğinin içinde ve çevresinde rüzgârın akışını tanımlar, ayrıca üreticinin güç eğrisini kullanır. İkincisi ise İstatistiksel yaklaşım; fiziksel olgular üzerine kabuller yapmadan, verilere göre hesaplamalar ile tahmin gerçekleştirilir. Yaklaşım noktaları ise meteorolojik tahminler (veya geçmişteki ölçülen değerler) ve rüzgâr çiftliği güç çıkışı arasında bağlantılar kurularak sonuca ulaşılır [72].

En gelişmiş tahmin yöntemleri, rüzgâr çiftliklerindeki rüzgâr gücü çıkışlarını göreceli olarak yüksek bir doğrulukla belirlenmesini sağlar. Fakat büyük rüzgâr çiftliklerinde coğrafi farklılıklara bağlı olarak rüzgâr gücü tahmin doğruluğu azalabilir [73].

5.2.2 Rüzgâr Gücü Yönetim Sistemi (WPMS)

Örnek modelde kullanılan tahmin metodu olan rüzgâr gücü yönetim sistemi (WPMS) ISET tarafından 1999 yılında geliştirilmiştir. Rüzgâr Gücü Yönetim Sistemi (WPMS) günümüzde Almanya'da 3 iletim sistemi tarafından kullanılmaktadır. Bu sistem aşağıda anlatılacak olan parçaları içermektedir:

- Kontrol alanında belirlenen rüzgâr çiftliklerinin içindeki tüm türbinlerin üreteceği güçlerin zaman serilerini sürekli izleme olanağı.
- Günlük (24 saatlik) üretilen orta süreli tahmin değerleri, sayısal hava tahmin bilgilerini temel alması.
- Kısa süreler (15 dakikadan 8 saate kadar) için üretilen tahmin değerleri ise sayısal hava tahminleri (NWP) ve sürekli güç ölçümü temel alarak günlük tahminlere göre daha doğru tahmin sonuçları elde edilir.

ISET yapmış olduğu günlük bazdaki tahminlerde, hata oranının %7'lerin altına düşürüleceğini ifade etmektedir. Ayrıca hata hesaplanması normalize edilerek hata değerinin %6'ların altına çekilmesini birkaç yıl içinde gerçekleştirmeyi hedeflemektedirler. Sayısal hava değerleri ve kısa süreli tahmin modellerinin adaptasyonunu geliştirmek için çalışmalar halen devam etmektedir. Bütün bu

alışmalar ve gelişmeler yalnızca rüzgâr endüstrisi tarafından geliştirilip yönlendirilemez. Birçok ticari ve endüstriyel katılımların gerçekleşmesiyle birlikte, hava tahmin sistemleri doğruluk oranları da yükseltilebilir.

6. GENEL SİSTEM MODELİ VE SONUÇLARI

6.1 Giriş

Dünyanın enerji tüketimi sürekli artmaktadır. Ana enerji kaynağı olan fosil yakıtlara olan bağımlılık günümüzde değişmeye başlamıştır. Günümüzde nükleer enerji ve yenilenebilir enerjilere bağlı üretim artmaktadır. Özellikle Avrupa ve Amerika'da yenilenebilir enerjilere bağlı üretim ve tüketim miktarları çok hızlı biçimde artmaktadır. Küresel ısınma, hava kirliliği gibi dünyayı tehdit eden tehlikeleri en aza indirebilmek için yenilenebilir enerjilerin kullanımının daha fazla yaygınlaştırılması gerekmektedir. Yüksek teknolojinin kullanılması buna bağlı olarak yenilenebilir enerjilerde verimliliğin artırılması, fiyatlarının düşmesi, kullanım miktarının çok daha hızlı artmasına sebep olacaktır.

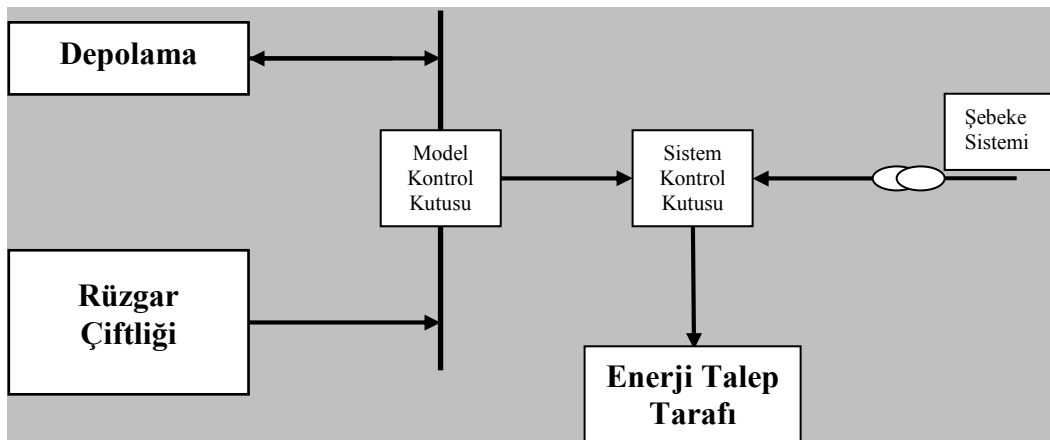
Endüstri, ticari binalar, konutlar ve ulaşım; elektriğin temel kaynak olarak kullanıldığı yerlerdir. Hayat standartlarının sürekli artması ve endüstriyel gelişmeler, elektrik tüketimini geçtiğimiz yıllarda sürekli artmasına sebep olmuşlardır. Bu artış gelecek yıllarda da artarak devam edecektir. Enerji tüketiminin artması birçok kaynağın ortak paydada kullanılmasıyla sağlanabilecektir. Enerji kaynağı çeşitliliğini arttırarak, süreklilik ve güvenilirliği arttırmak mümkün olacaktır. Günümüzde yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgâr enerjisinin kullanımında diğer kaynaklara göre çok hızlı artış meydana gelmektedir ve şebekeye bağlı rüzgâr enerji potansiyeli sürekli artmaktadır. Bu artış sadece günümüzde değil gelecek 10 yıllarda da devam edecektir.

Elektrik şebeke sisteminde yenilenebilir enerjilere bağlı elektrik üretiminin artışı, birçok problemin ortaya çıkmasına sebep olur. Özellikle güneş ve rüzgâr enerjisinin diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına göre hem daha çok kullanılması, hem de dalgalı enerji üretmelerinden dolayı bu kaynakların şebekeleri daha çok etkiledikleri söylenebilir. Enerji kalitesi, güvenilirlik ve sürdürülebilirlik bakımından şebeke sistemine olumsuz etkileri vardır. Bilindiği gibi üretim ve tüketim şebeke sisteminde eşit olmak zorundadır, eşitlik bozulduğu takdirde enerji kalitesini de etkilemektedir.

Rüzgar enerjisinin şebeke içindeki yoğunlunun yüksek olduğu bir sistemde dengeleme yapmak çok zordur ve pahalıdır. Rüzgardaki ani değişimler çıkış gücünü etkilemektedir. Buna bağlı olarak gücü dengelemek için ani değişimlerde enerji dağıtım şirketlerinin son anda çok yüksek fiyattan elektrik almaları gerekecek veya enerji fazlasında çok düşük fiyattan enerji satmalarına neden olacağı için dengeleme giderleri artacaktır. Çözüm olarak depolama sistemlerinin kullanılması düşünülebilir. Örneğin enerji talebi düşük, rüzgar üretimi fazla olan zamanlarda enerji depolanabilir ve talebin yüksek olduğu zamanlarda kullanılabilir veya talebin az olduğu yani elektrik fiyatının düşük olduğu zamanda depolama yapıp, talebin ve fiyatın yüksek olduğu zamanda satış yapıp kar oranı artırılabilir (uygun elektrik piyasalarında mümkün). Tahmin sistemleri ise diğer bir çözüm yoludur denilebilir. Gelecekte üretilen enerji tahmini ile iletim ve dağıtım sistemleri veya kendi aralarındaki dengeleme giderleri azaltılmış olacaktır. Her iki sistemin diğer avantajları ise sistemin güvenilirliği arttırmaları, enerji kalitesini yükseltmeleri ve aşırı yüklenmeyi önlenmeleridir.

6.2 Sistem Açıklaması

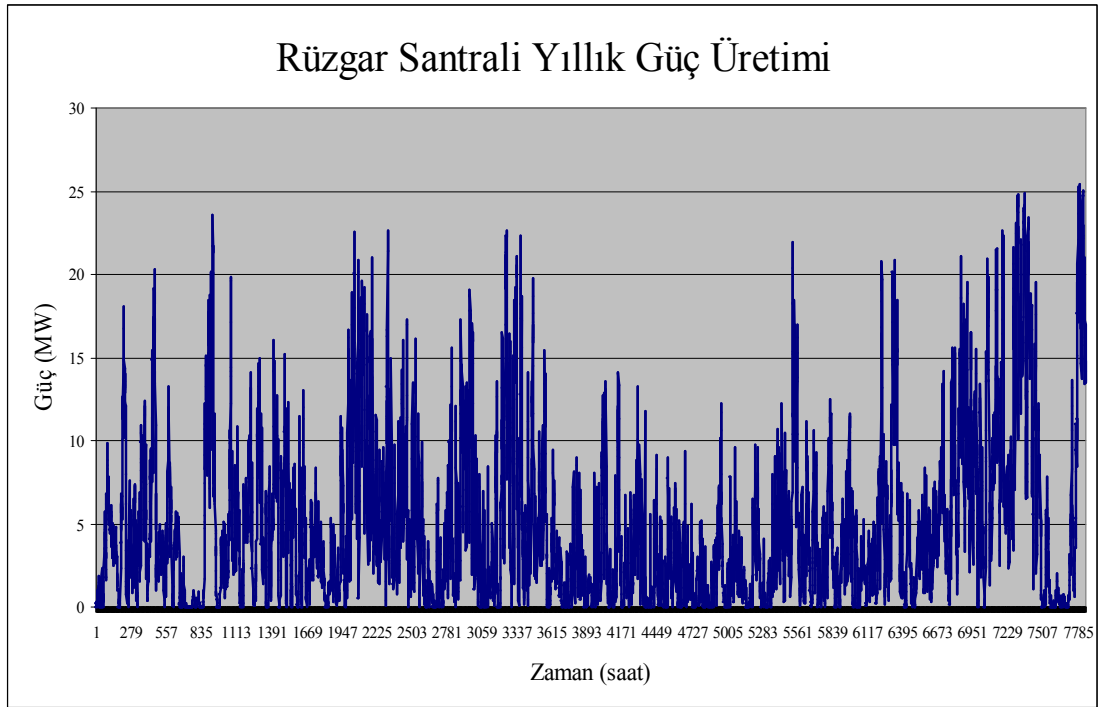
Bu çalışma kapsamında oluşturulan sistemin genel gösterimi Şekil 6.1’de verilmektedir. Sistem rüzgar çiftliği, depolama sistemi, tüketim tarafı (yüklenme), kontrol kutucukları ve enerji eksikliğinde sistemi besleyecek olan enterkonnekte sistemden oluşmaktadır. Ancak enterkonnekte sistem sadece enerji ihtiyacında kullanılacağından sadece dengeleme yapmasına değinilecek ve bunun dışında detay bilgilerine girilmeyecektir.



Şekil 6.1 Genel Sistem Modeli

6.2.1 Rüzgâr Çiftliği

Modelde kullanılan rüzgâr çiftliği Avrupa'nın en büyük enerji şirketlerinden olan ve Almanya'da bulunan bir enerji şirketine aittir. Kurulu gücü 25,6 MW olan çiftliğin, yaklaşık bir yıllık tahmin sistemleri ile hesaplanan ve ölçülen zaman serileri kullanılmıştır. Şekil 6.2'de ise rüzgar enerjisinin çıkış gücündeki büyük değişim görülmektedir. Bu değişim de yaklaşık 0 ve 25 MW arasında salınım gerçekleşmektedir.



Şekil 6.2 Rüzgar Santrali Yıllık Güç Üretimi (Gerçek)

6.2.2 Elektrik Depolama

Oluşturulan örnek model için belirli bir depolama cihazı seçilmemiştir, yalnızca verimi %60 olarak belirtilmiştir. Depolama aygıtının bulunduğu yer; bulunduğu ülkenin ekonomik şartları, istenilen verim, depolama kapasitesi, ekonomik ömür gibi şartlar düşünüldüğünde çok çeşitli alternatifler ortaya çıkmaktadır, bölüm 4'te depolama teknikleri detaylı olarak anlatılmıştı. Bundan dolayı oluşturulan modelde herhangi bir aygıtın adı belirtilmemiştir. Ancak fikir vermesi açısından modelimizde depolanan enerjinin büyüklüğüne bakıldığında hazneli pompalı, CAES gibi dünyada rüzgar çiftliklerinde kullanılan depolama tekniklerinin kullanılabilmesi söylenebilir.

Depolanan net güç matematiksel olarak şöyle hesaplanabilir;

$$P_{sn}(t) = \left\{ \begin{array}{ll} P_{sn}(t-1) + (P_{wR}(t) - P_{wA}(t)) * \eta_c & (P_{wA}(t) < P_{wR}(t)) \\ P_{sn}(t-1) + (P_{wR}(t) - P_{wA}(t)) * 1/\eta_d & (P_{wA}(t) > P_{wR}(t)) \end{array} \right\} \quad (6.1)$$

Burada;

P_{sn} : Depolanan net güç

P_{wA} : Tahmin edilen rüzgar gücüne bağlı sisteme verilen ortalama güç

P_{wR} : Gerçek zamanlı rüzgar gücü değeri

η_c : Depolama aygıtı şarj verimliliği

η_d : Depolama aygıtı deşarj verimliliği

6.2.3 Enterkonnekte Şebeke Sistemi

Elektrik ihtiyacı eğer üretimden yüksek ise sistem dengelenme ihtiyacı duyacaktır ve gereken enerji, şebeke sisteminden sağlanacaktır. Böylece enerjide süreklilik sağlanmış olacaktır. Şebeke sistemi güç akışı ise matematiksel olarak aşağıda gösterilmiştir;

$$P_{wR}(t) + P_{sn}(t) + P_G(t) = P_D(t) \quad (6.2)$$

Burada;

P_{wR} : Gerçek zamanlı rüzgâr gücü değeri

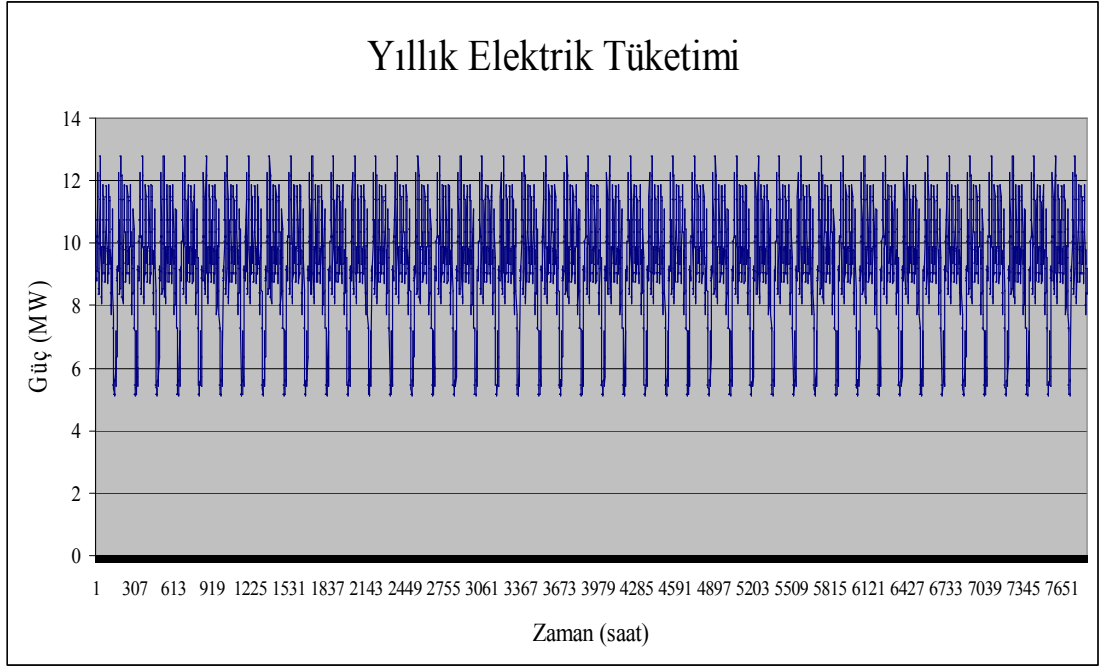
P_G : Şebekeden çekilen

P_{sn} : Depolanan net güç

P_D : Talep gücü

6.2.4 Talep

Bir endüstri bölgesi için elektrik tüketim değerleri türetilerek bir yıllık üretilmiştir. Daha sonra bu değerlerin günlük ortalamaları alınarak haftalık talep eğrisi oluşturulmuş bu bir yıla yayılmıştır. Elektrik tüketim eğrisi Şekil 6.3'te gösterilmiştir. Görüldüğü gibi talep eğrisi endüstri bölgesi olmasından dolayı düzgün bir rejime sahiptir.



Şekil 6.3 Elektrik Tüketimi(Yıllık)

6.3 Kabuller

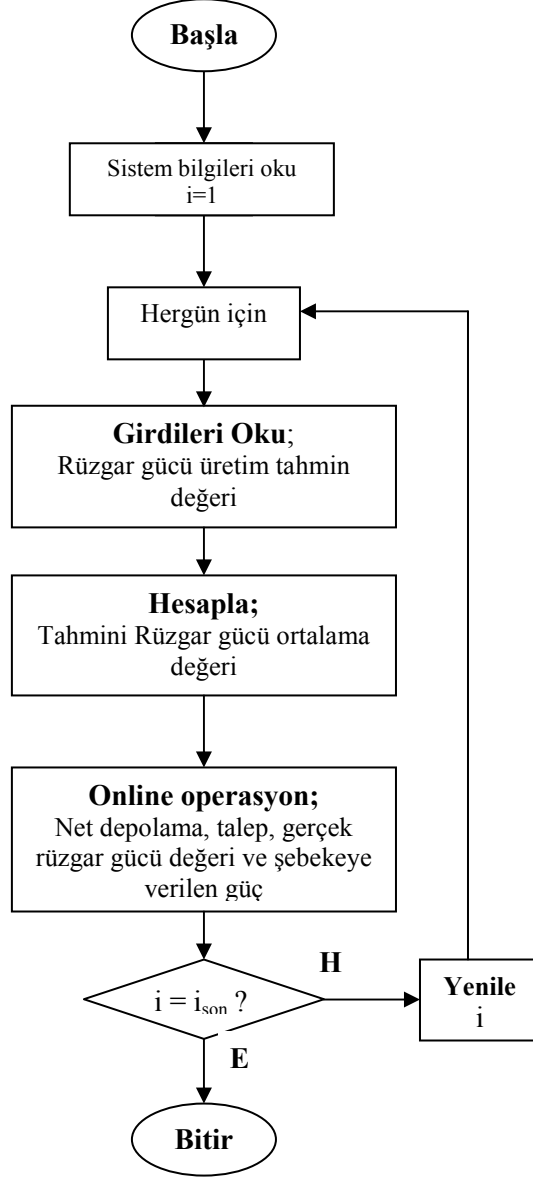
Modelin anlaşılabilirliği ve yapılan işlemlerin karmaşıklığını önlemek için bazı kabuller yapılmıştır. Çalışmada yapılan kabuller şu şekilde sıralanabilir;

- Talep tarafının zaman serileri %100 doğru kabul edilmiştir.
- Depolama aygıtının kapasitesi sınırsız kabul edilmiştir.
- Yine depolama aygıtının şarj ve deşarj olma süreleri ihmal edilmiştir.

6.4 Operasyon Stratejisi

Modelin operasyon stratejisi 3 kısma ayrılmıştır: Birinci kısım bir sonraki gün için yapılan tahmin değerleri, ikinci kısımda ise bir gün sonrası için belirlenen ortalama rüzgar gücü değerleri, son kısımda ise gerçek zamanlı çalışma. Şekil 6.4'te, modelin genel akış diyagramı gösterilmektedir. Şekildeki 'i' ifadesi gün değerlerini göstermek için kullanılmıştır.

MODEL AKIŞ DİYAGRAMI

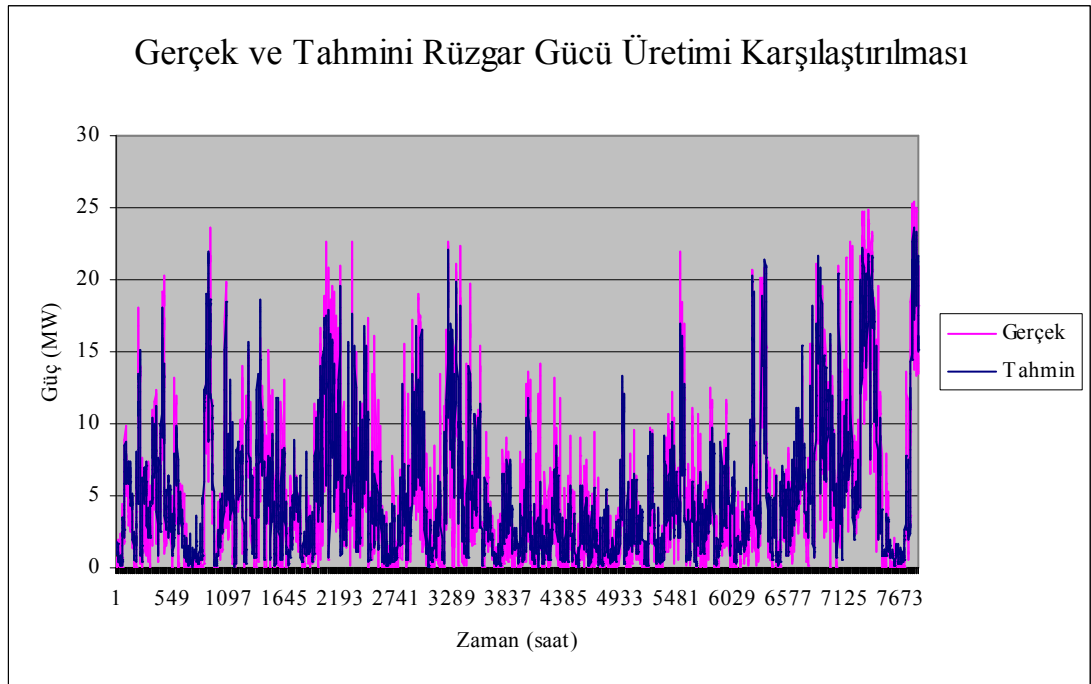


Şekil 6.4 Sistemin Genel Akış Diyagramı

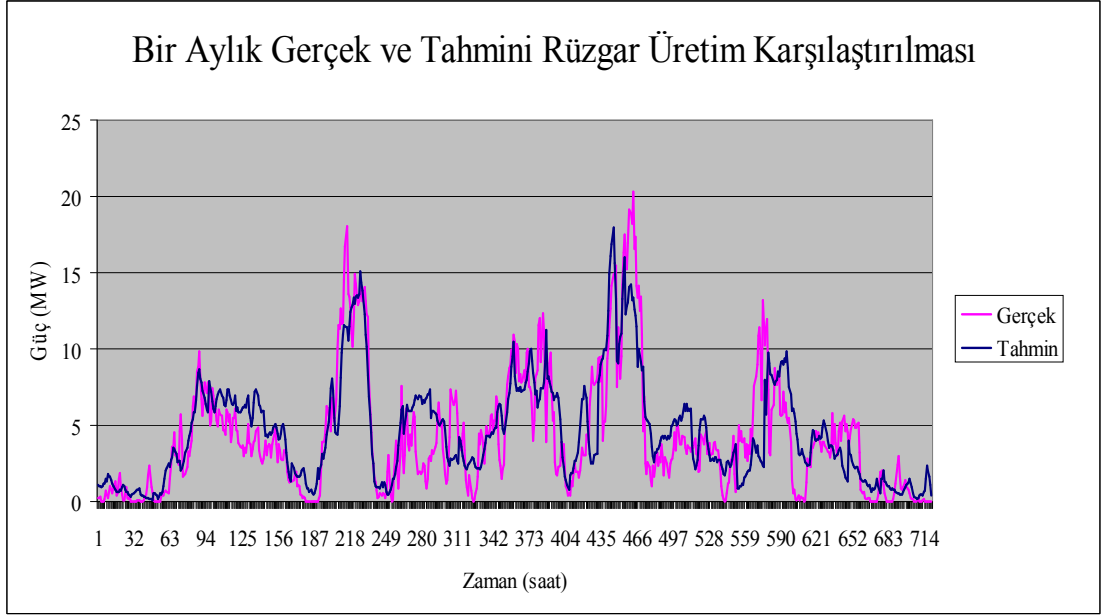
6.4.1 Günlük Tahmin Güç Değerleri

Günümüzde rüzgâr tahmin sistemleri birçok araştırma merkezi, enstitü ve üniversite tarafından kullanılmaktadır. Üretilen değerler birçok rüzgâr çiftliği tarafından sistem düzenlenmesi, güç akış programının yapılması açısından kullanılmaktadır. Tahmin

edilen güç değerleri ve depolama tekniği ile sistemin yaygınlığını ve güvenilirliğini arttırmak mümkündür. Modelde sisteme bir gün sonrası için sabit güç verileceği taahhüt edilmiştir. Bunun için bir gün sonrası için gelen tahmini güç değerleri kullanılır. Ortalama verilecek enerji dağıtım sistem operatörüne bildirilir ve buna göre yüklenme değerleri de bilindiği için dağıtım operatörünün bir gün öncesinden ne kadar enerji alacağı hesaplanır. 1 gün öncesinden enerji anlaşması yaptığı için 12 saat ve 2 saat öncesine göre daha uygun fiyata alım yapılır. Yani regülasyon harcamaları azaltılmış olur. Modelde kullanılan tahmini güç değerleri Almanya'da bulunan Uluslararası Güneş Enerji Enstitüsünden (ISET) alınmıştır. Enstitünün tahmin yapma doğruluk oranı %90'ların üzerindedir ve Almanya'da ki birçok rüzgâr çiftliği için 24, 12, 6 ve 2 saatlik güç verileri üretilmektedir. Şekil 6.5'te modelde kullanılan tahmini ve gerçek güçlerin yıllık eğrisi görülmektedir. Şekil 6.6'da bir aylık karşılaştırma gösterilmektedir.



Şekil 6.5 Rüzgârın Gerçek ve Tahmin Üretim Karşılaştırması



Şekil 6.6 Bir Aylık Gerçek ve Tahmini Üretim Değerleri

6.4.2 Operasyon Planı

Operasyon planı günlük hazırlanmaktadır. Bir gün sonrası için verilecek olan sabit güç değeri hesaplanıp sistem dağıtıcısına haber verilir ve enerji dağıtıcısı planları verilen habere göre ayarlar. Ancak rüzgar enerjisi %100 doğru tahmin edilemediğinden sistemde üretim ve yüklenme taraflarında dengesizlik oluşacaktır. Bu dengeleme regülasyon piyasası tarafından yapılacak alımlarla ve satışlarla olacaktır. Kazanç veya kayıp olabilir. Optimizasyon sorunları MATLAB 7.0.1 de yazılan program sayesinde çözümlenmektedir. Programın çalışması; gerçek zamanlı operasyon algoritması çalışması kısmında ayrıntılı açıklanacaktır.

6.4.3 Gerçek Zamanlı Çalışma

Çalışma stratejisi olarak karmaşık olmayan bir sistem kullanılmıştır. Çalışma stratejisindeki ana parametre ise sisteme verilecek olan yani taahhüt edilen güç değeridir. Şekil 6.7’de gerçek zamanlı saatlik çalışma planını ifade eden algoritma görülmektedir. Tahmin sistemleri ile bir gün sonrası için hazırlanan verilerin saatlik bazda kontrolleri gerçekleşmektedir. Saatlik gerçekleşmesinin sebebi ise net depolanan güç değerinin gerçek verilerle hesaplanıp, gelecek saat için daha doğru çalışan bir sistemin oluşturulmak istenmesidir.

6.5 Model Simülasyonu

Model kavramı temel olarak önceki sayfalarda tanıtıldı. Yazılan algoritma günümüzde ve gelecekte şebeke sisteminde rüzgâra dayalı üretimin fazla olduğu sistemlerde rüzgârın dalgalı enerjiye sebep olmasından dolayı ortaya çıkan sorunların çözümü için alternatif olabilir. Algoritma senelik çalışmakta olup saatlik olarak da veri kontrolü yapmaktadır. Sistemin avantajı ise güvenilirliği arttırarak, rüzgar enerjisinin sebep olduğu sorunları azaltmak, ayrıca rüzgara dayalı sistemdeki enerji miktarını arttırmaktır.

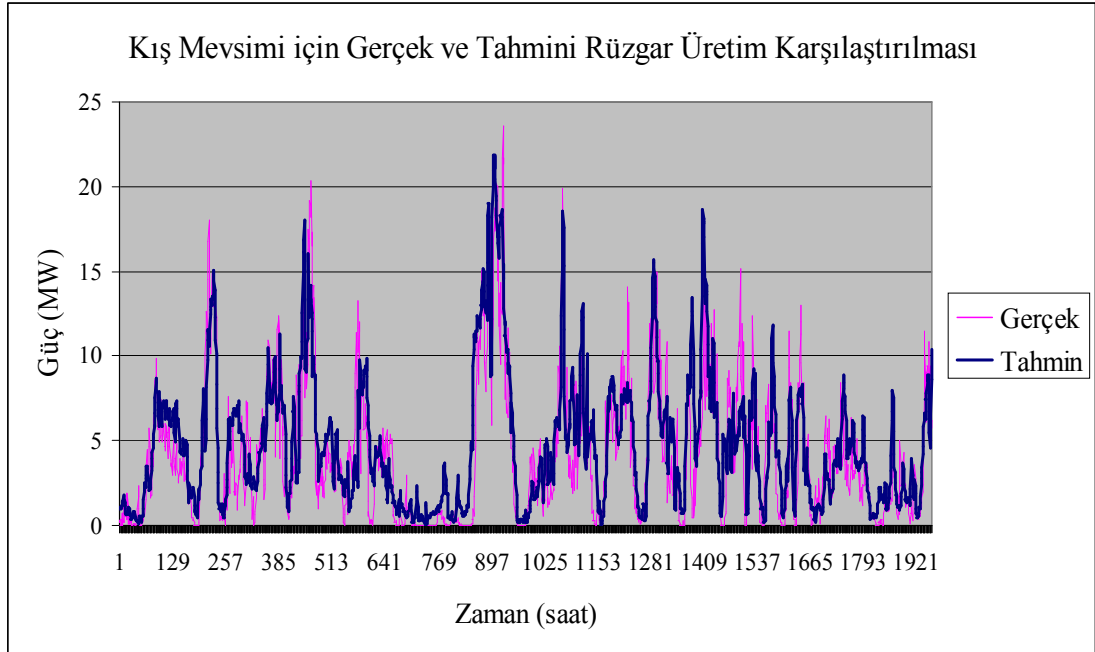
6.5.1 Gerçek Zamanlı Algoritma Çalışması

Daha önce de belirtildiği gibi algoritma MATLAB programı üzerinde yazılmıştır. Şekil 6.7' de gösterilen numarala göre gerçek zamanlı çalışma sırasıyla açıklanacaktır; ilk mantıksal sınaama gerçek rüzgâr üretim değeri eğer tahmini belirlenen rüzgar ortalama değerdan büyükse, ikinci sınaama başlar ve gerçek üretim değeri talepten büyük mü diye bakılır eğer evet ise son sınaamaya geçilir. Bu kısımda ise tahmini üretilen rüzgar ortalama değeri talepten büyük mü diye bakılır eğer cevap evet ise çıkış Şekil 6.7' de belirtilen 1 numaralı değeri, yani şebekeye talep kadar güç verilir. Fazla olan değeri depolama aygıtına gönderilir. Eğer cevap hayır ise yani talep taahhüt edilen değerdan büyük ise şebekeye taahhüt edilen kadar güç verilir, sistemde herhangi bir sapma meydana gelmemiştir, 2 numaralı çıkış atanır. 3 numaralı çıkış ile 2 numaralı çıkış birbirine eşit görünebilir ancak bu çıkışların ön şartları farklıdır. Yukarıda belirtilen ikinci sınaamada gerçek üretim değeri eğer talepten küçük olursa 3 numaralı çıkış gerçekleşir. Diğer çıkışlar ise yukarıda belirtilen birinci sınaamanın devamı niteliğindedir. Eğer gerçek rüzgâr üretim değeri, tahmini belirlenen rüzgâr ortalama değerdan küçükse; bir kontrol daha yapılır ve talep, gerçek rüzgâr üretim değerdan büyük mü diye bakılır. Eğer cevap hayır ise 4 numara ile belirtilen çıkış elde edilir. Cevap evet olursa mantıksal sınaamaya devam edilir şöyle ki; tahmini belirlenen ortalama rüzgâr değeri talepten büyük mü diye bakılır. Eğer cevap evet ise son mantıksal soru sorulur, talep ve gerçek üretim değeri arasındaki fark net depolanan güç değerine eşit mi veya küçük mü diye bakılır, eğer cevap evet ise Şekil 6.7' de belirtilen 5 numaralı çıkışa atanır. Eğer cevap hayır ise 6 numaralı çıkış atanır. 4 numaralı çıkış elde edildikten sonra sorulan mantıksal

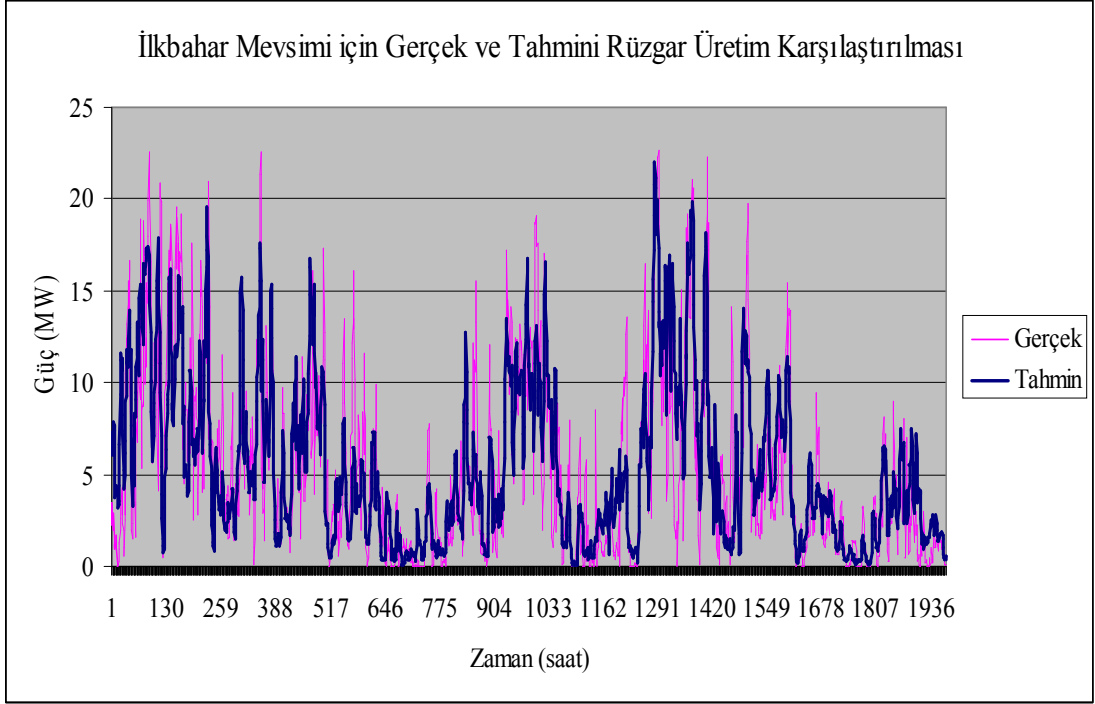
sorulardan ortalama rüzgâr değeri talepten büyük mü diye bakılmıştı cevap evet ise diye devam eden çıkışlarda 5 ve 6 çıkışları elde edilmişti. Eğer cevap eğer hayır olursa son kontrol sorusu sorularak tahmini belirlenen ortalama rüzgâr değeri ile gerçek üretilen değer arasındaki fark net depolanan güce eşit mi yâda küçük mü diye bakılır cevap evet ise çıkış 7 numara ile belirtilen kısım, hayır ise 8 ile belirtilen kısım olur. Modeldeki tüm mantıksal sınamalar bittikten sonra tekrar sistem başa döner ve aynı kontroller her saat için tekrarlanır.

6.6 Sonuçlar

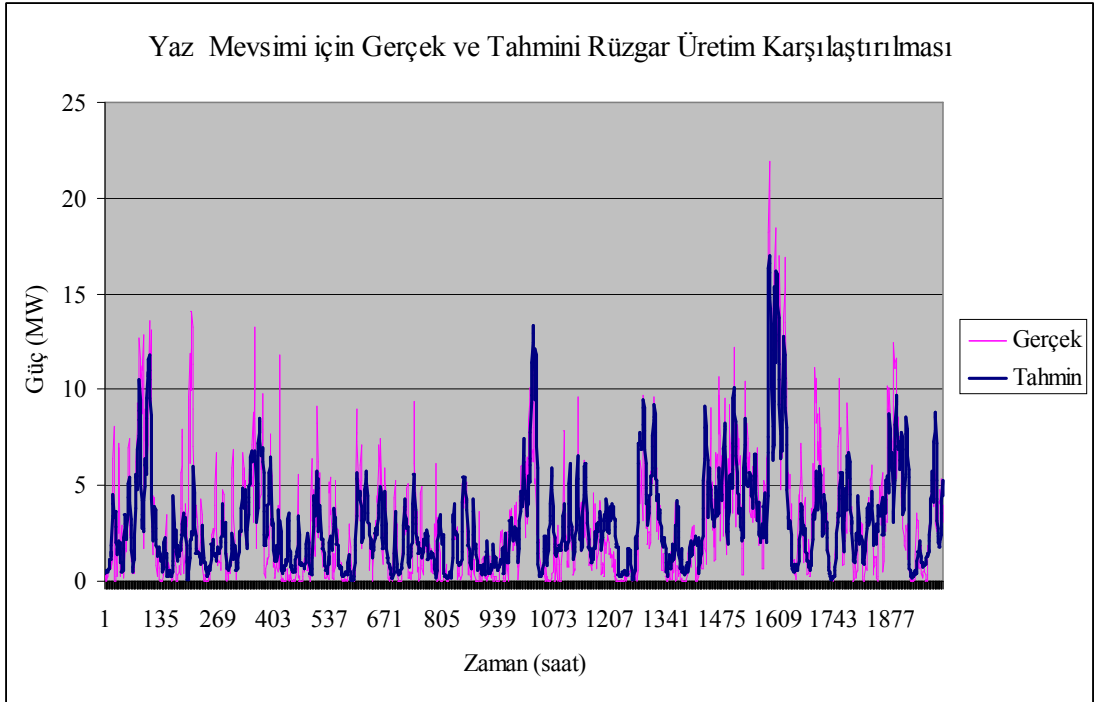
Model simülasyonundaki çıktılar şöyledir; sapma, depolanan net güç, gerçek zamanlı şebekeye verilen güç, şarj, deşarj değerleridir. Yapılan çalışma sonucunda elde edilen veriler mevsimlere göre kış, ilkbahar, yaz ve sonbahar olmak üzere 4'e bölünmüştür. Karşılaştırmalar mevsimsel yapılmıştır. Mevsimsel olarak tahmini ve gerçek güç değerlerinin karşılaştırılması Şekil 6.8, 6.9, 6.10, 6.11' de verilmiştir. Her sezonda üretilen güç değerleri farklılık göstermektedir. Çünkü temelde rüzgâr enerji üretimi hava durumuna bağlıdır. Yaz mevsiminde üretilen güç değerleri diğer mevsimlerden daha azdır ancak tahmin ve üretilen değerlerin karşılaştırılmasına bakıldığında mevsimler arasında belirgin bir fark yoktur.



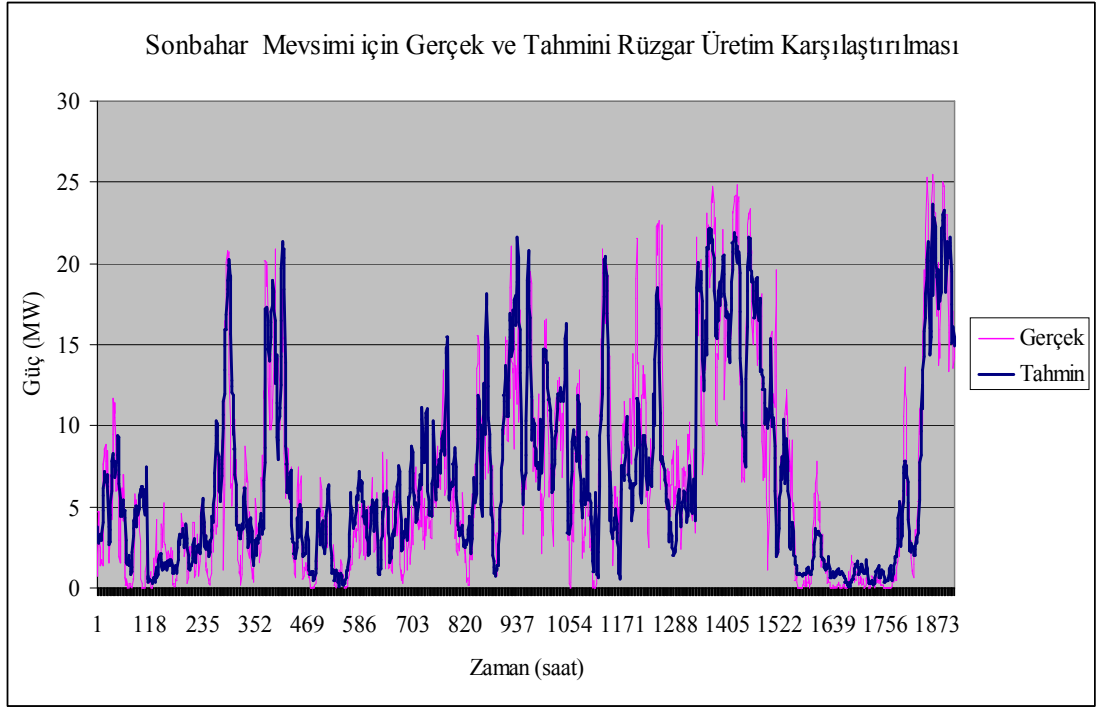
Şekil 6.8 Kış Mevsimi İçin Gerçek ve Tahmini Üretim Karşılaştırması



Şekil 6.9 İlkbahar Mevsimi İçin Gerçek ve Tahmini Üretim Karşılaştırması

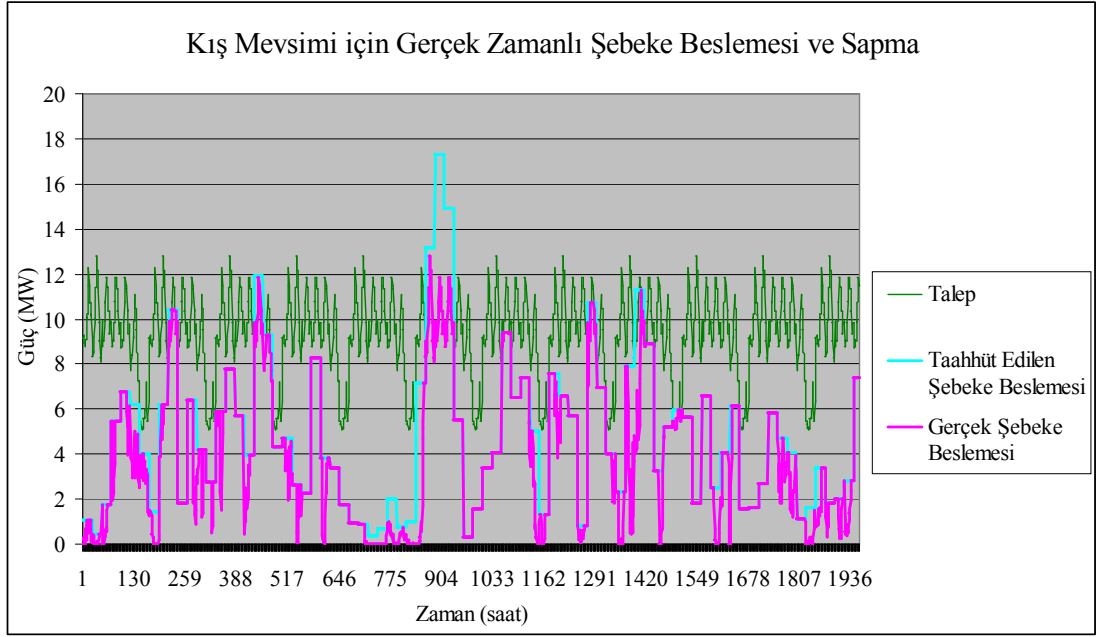


Şekil 6.10 Yaz Mevsimi İçin Gerçek ve Tahmini Üretim Karşılaştırması



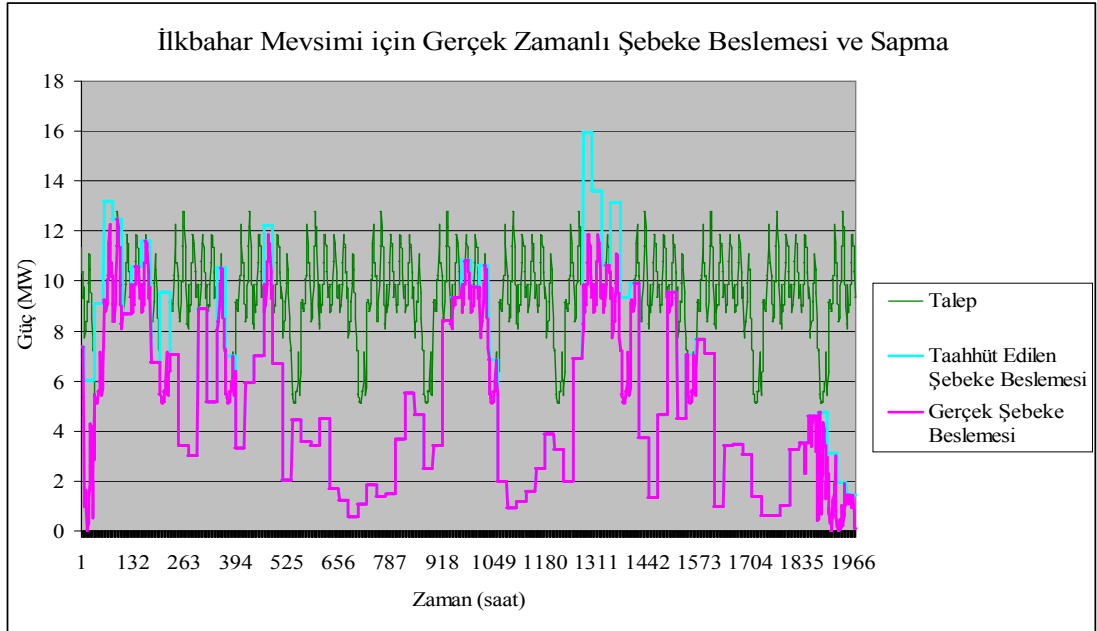
Şekil 6.11 Sonbahar Mevsimi İçin Gerçek ve Tahmini Üretim Karşılaştırması

Şebeke sistemine verilmesi taahhüt edilen güç değerlerinin mevsimsel olarak gerçekleştirilme oranı incelenecek olursa; kış mevsimi için taahhüt edilen değerlerin %82'si gerçekleştirilmiştir. Diğer bir deyişle hazırlanan modelin kış mevsimi için talebi 9365 MWh olmasına rağmen bu talebin 7648 MWh'i gerçekleştirilmiştir. Diğer yandan eğer sistemde depolama tekniği ve tahmin sistemleri kullanılsaydı sağlanacak enerji miktarı 7530 MWh olacaktı, şebeke sisteminde regülasyon harcamaları artacak, sistemin güvenilirliği azalmış olacaktı. Sonuçlardan da görüldüğü gibi hazırlanan modelden daha fazla enerji hem güvenli (gerilim ve frekans dalgalanmalarını önlemesi) hem de harcamaları azaltacak biçimde verilmiştir. Şekil 6.12'de kış mevsimi için gerçekleştirme durumu gösterilmekte ve talep eğrisi de verilmektedir. Talep eğrisinin verilmesinde ki amaç bazı durumlarda enerji taahhüdünde bulunulan ortalama değerlerin talebin üzerinde olması durumunda sistemin talebi karşılanmasına rağmen taahhüdün talebin üzerinde olmasından dolayı taahhüt edilen enerji verilememesinden dolayı taahhüt gerçekleştirme oranını azaltan bir faktör olarak ortaya çıkar.

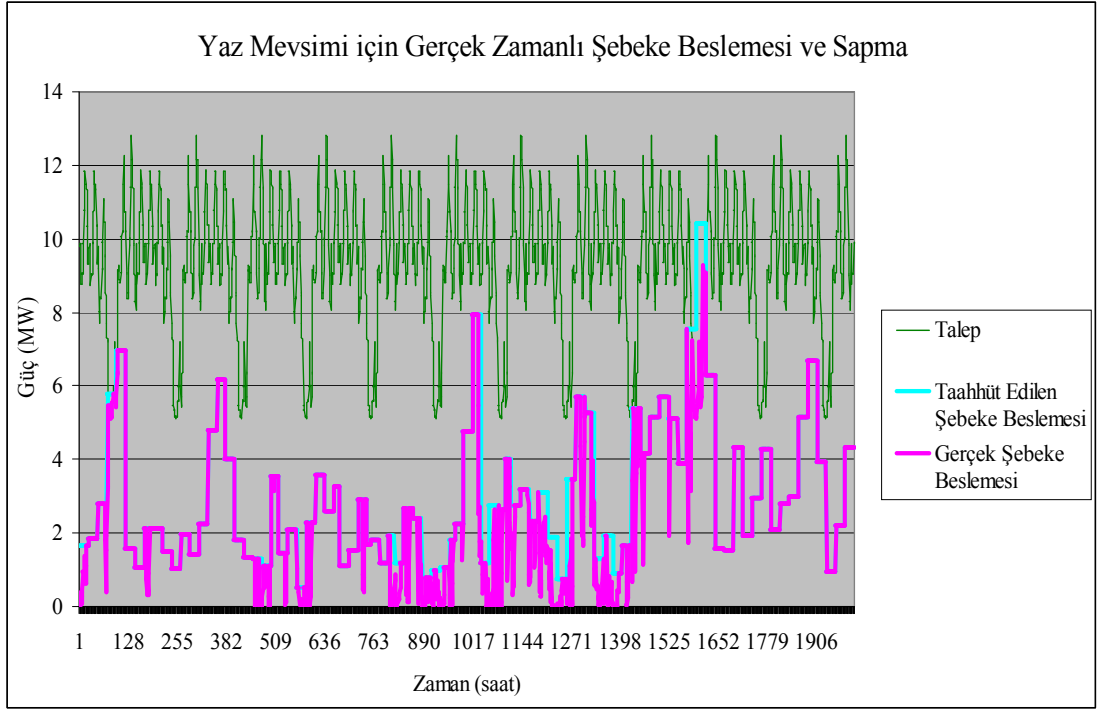


Şekil 6.12 Kış Mevsimi için Gerçek Zamanlı Şebeke Beslemesi ve Sapma

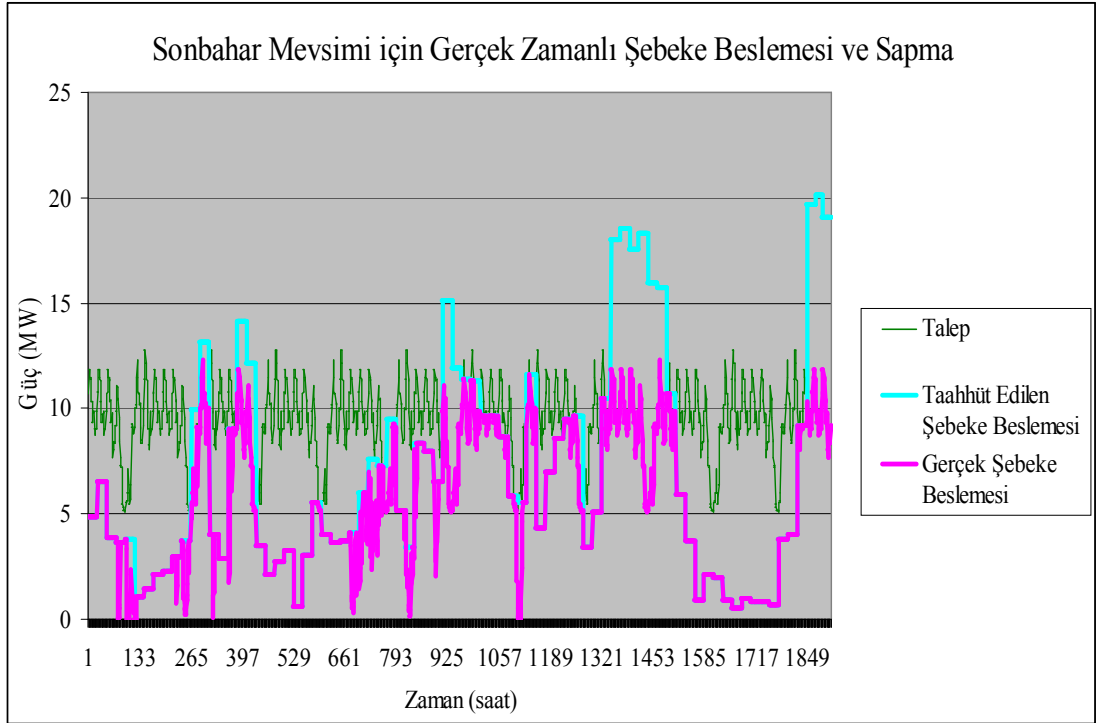
İlkbahar mevsimi için modelin enerji sağlama oranına bakılacak olursa bu oran %88'e çıktığı görülür. Şekil 6.13'de pembe ile belirtilen kısım taahhüdün gerçekleştirme oranının yüksekliğini gösterir. Yaz ve sonbahar mevsimlerindeki gerçekleştirme oranı ise sırasıyla 87%, 76%'dır. Şekil 6.14 ve 6.15'te gösterilmektedir.



Şekil 6.13 İlkbahar Mevsimi için Gerçek Zamanlı Şebeke Beslemesi ve Sapma



Şekil 6.14 Yaz Mevsimi için Gerçek Zamanlı Şebeke Beslemesi ve Sapma



Şekil 6.15 Sonbahar Mevsimi için Gerçek Zamanlı Şebeke Beslemesi ve Sapma

7. SONUÇ

Rüzgâr enerjisine bağlı elektrik üretimi, tüm dünyada sürekli artmaktadır. Rüzgâr enerjisine özellikle; Avrupa, Amerika ayrıca Asya'nın büyüyen 2 devi; Çin ve Hindistan'ın da çok önemli yatırımlar yapılmaktadır. Son 5 yıla bakıldığında dünyadaki rüzgâr kurulu gücü büyüme oranının %30'un üzerinde olduğu açıkça görülmektedir. Ayrıca gelecek 15–20 yıl içinde büyüme oranı yaklaşık bu oranda devam edecektir. Elektrik şebekesi içinde rüzgâra dayalı elektrik üretiminin artması beraberinde birçok problemi de ortaya çıkarmaktadır. Bu problemler teknik ve ekonomik olarak ikiye ayrılabilir. Teknik problemlerin en önemlisi elektrik enerji kalitesinde oluşacak sorunlardır. Yani rüzgârdan elde edilen enerjinin ani artış ve azalışları gerilim ve frekansta dalgalanmalara sebep olur ve enerji kalitesini düşürür. Ekonomik olarak ise rüzgâr gücünde ani artış ve azalışlar olması, sistemde dengeleme problemi oluşturur. Bu durum enerji güvenliğini ve sürdürülebilirliğini tehlikeye attığı gibi, dengeleme için daha fazla harcama yapmayı gerektirir. Bunun dışında diğer bir ekonomik kayıp ise rüzgâr enerjisinden üretilen enerji, talep tarafındaki enerjiden büyük olduğu durumda aradaki fazla enerjinin toprağa verilmesi ya da türbinlerden bir veya birkaçının durdurulmasıdır. Zorunlu olarak yapılması gereken bu durumlarda üreticiler büyük ekonomik kayıplara uğramaktadırlar.

Yukarıda da bahsedildiği gibi şebeke sistemi içinde rüzgâr potansiyelinin artması birçok tekniksel problem ve ekonomik kayba sebep olmaktadır. Bu sorunların çözümü için kullanılan yöntemlerden biri depolama tekniği, diğeri ise tahmin sistemleridir. Bu çalışmada simülasyonu yapılan modelde, her iki yöntem beraber kullanılmıştır. Rüzgâr enerjisinin güvenilirliğinin artırılması için sisteme verilecek enerji, alıcıya bir gün önceden bildirilmektedir. Bunun yanında sisteme günlük sabit enerji verilmesi taahhüdü ile de sistemin enerji kalitesinin artırılması amaçlanmıştır. Ayrıca bu uygulamalarla rüzgârın sistemdeki payı artırılmıştır. Türetilerek (generic) üretilen sanayi merkezinin toplam yıllık talebi 72687MWh iken sisteme 32489 MWh enerji rüzgârdan sağlanmıştır ki buda toplam ihtiyacın %44' lük kısmına karşılık

gelmektedir. Ayrıca yılsonunda depodaki enerji miktarı 1895 MWh'tir. Bu depolanan enerji elektriğe çevrildiğinde kayıplardan dolayı 1515 MWh'lık enerji elde edilir. Bu enerji miktarı da sisteme verilecek enerjiye eklenirse toplamda 34004 MWh'lık enerji ortaya çıkar. Bu açıdan toplamdaki verilebilecek enerjiye bakılacak olursa enerjinin talebinin %47 sinin sağlandığı söylenebilir. Bunun yanında, yıl sonunda toplam enerji taahhüdünde bulunulan saat sayısı 7848 iken, belirtilen sürenin 6424 saatinde tamamen 1424 saatinde ise kısmen enerji temini gerçekleştirilmiştir. Yani sistem toplamda %86'lık güvenilirlikte çalıştırılmıştır.

Yılsonunda şarj ve deşarjdan dolayı toplam kayıp enerjiye bakılacak olursa 3438 MWh olduğu görülür. Eğer depoda bulunan ve kullanılmayan enerjinin de kullanıldığı varsayılırsa burada da deşarjdan kaynaklanacak kayıp 378 MWh olacaktır. Sonuçta toplamda 3817 MWh kayıp enerji açığa çıkacaktır. Depolama sistemlerinin verimliliklerinin artırılması ile birlikte bu kayıp oranının çok daha küçük rakamlara indirileceği unutulmamalıdır. Diğer yandan modelde depolama sistemi kullanılmıyaydı rüzgâr enerjisinin talepten fazla olduğu zamanlarda artık enerjiden dolayı kayıp 6410 MWh olacaktı. Depolama tekniği kullanılmadığındaki kayıp enerji ile depolama sistemi kullanıldığındaki kayıp enerji farkı 2593 MWh'tır. Yani modelde depolama tekniği kullanmak kayıp miktarını azaltmış olup aradaki fark kadar fazladan kazanç sağlanmıştır.

Sonuç olarak, modelde tahmin sisteminin ve depolama tekniğinin kullanılması ile rüzgârın sistem içindeki yayılım oranının 9% arttırıldığını, sistem güvenilirliğinin %86 olduğunu söyleyebiliriz. Kurulu gücü 25,6 MW ve kapasite faktörü %18,2 olan rüzgâr çiftliğinde bu çalışma ile yılda milyonlarca dolar kar elde edilebilir, kurulacak sistemin en az 20 yıl işletilebileceği düşünülürse kar oranının çok daha fazla olacağı unutulmamalıdır. Ayrıca yazılan algoritma ve kurulan sistem yalnızca rüzgâr için değil diğer güvenilir olmayan yenilebilir enerji kaynakları içinde rahatlıkla uygulanabilir.

Türkiye'de ise elektrik piyasası özelleştirmeleri ile birlikte özel sektörün piyasaya girişinin hızlandırılması gerekmektedir. Ayrıca mevcut potansiyelin değerlendirilmesi için teşviklerin yapılması ile birlikte rüzgâra dayalı elektrik üretiminde Türkiye'nin Avrupa ile yarışır düzeye çıkması olasıdır. Türkiye de rüzgâra dayalı elektrik üretiminin şebeke içindeki miktarı arttırıldığında bu çalışmada kullanılan modelin veya benzerlerinin kullanılması gerekebilecektir.

KAYNAKLAR

- [1] **D. Yogi Goswami, Frank Kreith**, 2006, Global Energy System, Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy. Part I, sayfa 1-2.
- [2] **İTÜ Enerji Enstitüsü**, 2007. Türkiye’ de Enerji ve Geleceği İTÜ Görüşü, İ.T.Ü Matbaası, İstanbul.
- [3] **International Energy Agency (IEA)**, 2007, World Energy Outlook
- [4] **S. Iniyar, T.R. Jagadeesan**, 1999, Effect of Wind Energy System Performance on Optimal Renewable Energy Model an Analysis, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 4, 327-344
- [5] **Akdag. S.A**, 2008, Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Ve Ekonomik Analizinde Weibull Dağılımının Kullanımı, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi Enerji Enstitüsü İstanbul.
- [6] **European Commission**, 2000, Green Paper—Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply. COM (2000)769, Brussels
- [7] **International Energy Agency (IEA)**, 2006, Renewable Energy; RD&D Priorities, France.
- [8] **The European Wind Energy Association (EWEA)**, 2005, Large Scale Integration of Wind Energy in The European Power Supply: Analysis, Issues and Recommendations, EWEA Report.
- [9] **Şen Ç.**, 2003. Gökçeada’nın Elektrik Enerjisi İhtiyacının Rüzgar Enerjisi ile Karşılanması, Yüksek Lisans Tezi, Fen Bilimleri Enstitüsü, D.E.Ü. İzmir
- [10] **Shata A. S. A., Hanitsch R.**, 2006. Evaluation of Wind Energy Potential and Electricity Generation on The Coast of Mediterranean Sea in Egypt Renewable Energy, 31, 1183-1202
- [11] **Clark W, Lund H**, 2007, Sustainable Development in Practice. J Clean Prod; 15(3):253–258.
- [12] www.wwindea.org/home/images/stories/pdfs/pr_statistics2006_290107.pdf
- [13] **T, Hennessy, M Kuntz**, 2005, the Multiple Benefits of Integrating Electricity Storage with Wind Energy, IEEE.
- [14] **N. I. MEYER**, 1998. Promotion of Renewable Energy in a Liberalized Energy Market, Renewable Energy, 15, 218-223.
- [15] **Michael Gerald Pollitt**, 2007. Liberalization and Regulation in Electricity Systems: How can we get the balance right? , Cambridge Working Papers in Economics from Faculty of Economics, University of Cambridge, UK. CWPE 0753, EPRG 0724

- [16] **M.J.N. van Werven, L.W.M. Beurskens, J.T.G. Pierik**, 2005, Integrating Wind Power in EU Electricity Systems, Economic and Technical Issues, One part of the GreenNet Project Report. Energy research Centre of the Netherlands (ECN), ECN-C--05-019. Petten, The Netherlands.
- [17] **M. Ringel**, 2003, Liberalizing European Electricity Markets: Opportunities and Risks for a Sustainable Power Sector, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 7, 485-499
- [18] **Leonardo Meeus, Konrad Purchala and Ronnie Belmans**, 2005, Development of the Internal Electricity Market in Europe, the Electricity Journal, 18, 25-35
- [19] **David FARRELL**, 2004, Regulatory Models in a Liberalized European Electricity Market, Eurelectric Regulatory Models Report, 2004-030-0052 , Brussels, Belgium.
- [20] **European Commission**, 2007, Uniting Science Today Global Energy Tomorrow, International Thermonuclear Experimental Reactor (ITER) Research Report, KI-77-07-297-EN-C. Petten, The Netherlands.
- [21] **The European Parliament and of the Council**, 2003, concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC, Directive 2003/54/EC,4-7
- [22] **M. ten. Donkelaar and M. J. J Scheepers**, 2004, A socio-economic analysis of technical solutions and practice for the integration of the distributed generation, European Commission Dispower Project Report, ECN-C--04-011, ISET-Kassel,Germany
- [23] **M.J.N. van Werven and M.J.J. Scheepers**, 2005, The Changing Role of Energy Suppliers and Distribution System Operators in the Deployment of Distributed Generation in Liberalized Electricity Markets, European Commission Dispower Project Report, ECN-C--05-048, Petten, The Netherlands.
- [24] **Vries, L.J. de**, 2004, Securing the public interest in electricity generation markets, The myths of the invisible hand and the copper plate, Ph.D. thesis, Delft University of Technology, Nederland.
- [25] **B.W., M.A. Uyterlinde, M. de Noord, K. Skytte, P. Meibom, M. Gual, P. del Rio, T. Hoffmann, M. Stronzik, D. Lescot**, 2003, Modelling EU Renewable Energy Policies And Potentials, Methodology And Data Collection In The ADMIRE REBUS Project, ECN-C--03-080, October 2003, Petten, The Netherlands.
- [26] **M.A. Uyterlinde, B.W. Daniels, M. de Noord, H.J. de Vries, K. Skytte P. Meibom, D. Lescot, T. Hoffmann M. Stronzik, M. Gual, P. del Rio, F. Hernández**, 2003, Renewable Electricity Market Developments In The European Union, Final Report Of The Admire Rebus Project. The Netherlands
- [27] **Mario Ragwitz, Anne Held, Gustav Resch, Thomas Faber, Reinhard Haas, Claus Huber, Rogier Coenraads, Monique Voogt, Gemma Reece, Paul Erik Morthorst, Stine Grenna Jensen, Igna Konstantinaviciute, Bernhard Heyder**, 2007, Final report of Assessment and Optimization of Renewable Energy Support Schemes in the European Electricity Market (OPTRES). Karlsruhe, Germany

- [28] **Gustav Resch, Maria-Assumpcio Lopez-polo, Hans Auer, Reinhard Haas, John Twidell, Christian Kjaer, Hugo Chandler**, 2005, A Review of Promotion Strategies, Report of the project *REXPANSION*, Brussels, Belgium.
- [29] **Miquel Munoz, Volker Oschmann, J. David Tabara**, 2007, Harmonization of renewable electricity feed-in laws in the European Union, *Energy Policy*, 35, 3104-3114.
- [30] **World Energy Council**, 2008, Europe's Vulnerability to Energy Crises Report, London, United Kingdom
- [31] **The International Energy Agency (IEA)**, 2006, World Energy Outlook 2006, Paris, France.
- [32] **Hoogwijk, M. M.**, 2004. On the global and regional potential of renewable energy sources . Doktora Tezi, Utrecht University, p.256. The Netherlands.
- [33] **Turkenburg, W. C., Beurskens, J., Faaij, A., Fraenkel, P., Fridleifsson, I., Lysen, E., Mills, D., Moreira, J. R., Nilsson, L. J., Schaap, A., Sinke, W. C. (lead authors)**, 2000. Chapter 7: Renewable energy technologies. In: World Energy Assessment. Goldemberg, J. (chair), Washington D.C., UNDP. p. 220 - 272. USA.
- [34] **EUROPEAN COMMISSION (EC)**, 1997, Energy for the Future: Renewable Sources of Energy, White Paper for a Community Strategy and Action Plan, Brussels, Belgium.
- [35] **European Renewable Energy Council**, 2005, Renewable Energy Target for Europe 20% by 2020, Brussels, Belgium.
- [36] **Karolien Verhaegen, Leonardo Meeus, Bram Delvaux, Ronnie Belmans**. 2007, Electricity Produced from Renewable Energy Sources—What Target are We Aiming for? , *Energy Policy*, 35, 5576–5584.
- [37] **Hannele Holtinnen and Ritva Hirvonen**, 2005, Power System Requirements for Wind Power, Chapter 8 in *Wind Power in Power Systems*. ISBN 0-470-85508-8(HB), 144-167.
- [38] **Gustav Resch, Hans Auer, Michael Stadler, Claus Huber, Lars Henrik Nielsen, John Twidell, Derk Jan Swider**, 2003, Dynamics and basic interactions of RES-E with the grid, switchable loads and storage, The Pushing a Least Cost Integration of Green Electricity Into The European Grid project Report. Vienna, Austria
- [39] **The European Wind Energy Association**, the Most Powerful Wind Energy Network, Brussels, Belgium. (www.erec.org)
- [40] **The European Wind Energy Association (EWEA)**, 2008, EWEA Annual report 2007, Brussels, Belgium.
- [41] **Hans Auer, Michael Stadler, Gustav Resch, Claus Huber, Thomas Schuster, Hans Taus, Lars Henrik Nielsen, John Twidell, Derk Jan Swider**, 2004, Cost and Technical Constraints of RES-E Grid Integration, The Report of Pushing a Least Cost Integration of Green Electricity into the European Grid (GreenNet), Vienna, Austria.
- [42] **Richard G. Farmer**, 2006, Power System Dynamics and Stability, Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy. Part III, page 8.

- [43] **P Gardner, H Snodin, A Higgins, S McGoldrick**, 2003, The Impacts of Increased Level of Wind Penetration on the Electricity Systems of the Republic of Ireland and Northern Ireland; Final Report, 3096/GR/04, Glasgow, Scotland
- [44] **Kok, J.K., A.J. Brand, N.J.C.M. van der Borg, Y.M. Saint Drenam, W.D. van den Berg**, 2003, Voorspellen van Duurzame Energie in de Bebouwde Omgeving: SDE Projectresultaten, ECN-C--03-114, The Netherlands
- [45] **Mints P**, 2006, Analysis of Worldwide Markets for Photovoltaic: Products and Five-year Application Forecast. Navigant Consulting, 1–28
- [46] **Martinot Eric**, 2005, Global Status Report REN21, Washington, DC: Worldwide Institute, 4–7
- [47] **Derk J. Swider, Luuk Beurskens, Sarah Davidson, John Twidell, Jurek Pyrko, Wolfgang Pruggler, Hans Auer, Katarina Vertin, Romualdas Skema**, 2008, Conditions and Costs for Renewables Electricity Grid Connection: Examples in Europe, *Renewable Energy*, 33, 1832-1842.
- [48] **Gaynor Hartnell and David Milborow**, 1998, Prospects for Offshore Wind Energy, Report of The British Wind Energy Association (BWEA), UK
- [49] **H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron**, 2007, Energy storage systems— Characteristics and Comparisons, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12, 1221–1250
- [50] **Chad Abbey, Geza Joos**, 2006, Energy Storage and Management in Wind Turbine Generator Systems, EPE-PEMC 2006, 1-4244-0121-6/06/\$20.00 ©2006 IEEE, Portorož, Slovenia
- [51] **Frans Nieuwenhout, Jarno Dogger, René Kamphuis**, 200? , Electricity Storage for Distributed Generation in the Built Environment, the Netherlands Agency for Energy and Environment, 2020-03-13-27-009.
- [52] **Australian Greenhouse Office, Department of the Environment and Heritage**, 2005, Advanced Electricity Storage Technologies Programme, Energy Storage Technologies: a Review Paper, ISBN: 1 921120 37 1, USA.
- [53] **Roel Hammerschlag, Christopher P. Schaber**, 2007, Chapter 15 Energy Storage Technologies, *Energy Conversion*, Taylor & Francis Group, LLC.
- [54] **Energy Storage Association**, 2008, <http://www.energystorage.com>
- [55] **Şule Kuşdoğan, Gül Kurt, Ayşen Arsoy**, 2002, Süperiletken Manyetik Enerji Depolama Sisteminin İncelenmesi ve Teknolojik Değerlendirilmesi, Türkiye
- [56] **M. Broussely, G. Pistoia**, 2007, Industrial Applications of Batteries, Chapter 2, G. Pistoia, Elsevier, UK
- [57] **H.A. Kiehne, Marcel Dekker**, 2003, Battery Technology Handbook, H. Franke, Ebooks corp. New York. USA
- [58] **D. Linden, T.B. Reddy**, 2002, Handbook of Batteries, Chapter 30, M. Fetcenko, McGraw-Hill, New York, USA
- [59] **Christopher Schaber, Patrick Mazza and Roel Hammerschlag**, 2004, Utility-Scale Storage of Renewable Energy, *The Electricity Journal*, 17, 21-29
- [60] **Schinker RB**. 1990. *CAESscope* 13(2). Electr. Power Res. Inst., Palo Alto, CA

- [61] <http://en.wikipedia.org/wiki/CAES>
- [62] **Atilla ERSÖZ, Sevim YOLCULAR, Özden OLGUN**, 2001, Geleceğin Yakıtı Hidrojen, Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu ve Sergisi, Bildiriler Kitabı, Kayseri
- [63] **Dincer, I., 2002**, Technical, Environmental and Exergetic Aspects of Hydrogen Energy Systems, International Journal of Hydrogen Energy 27, 265-285.
- [64] **M. C. Alexiadis, P.S. Dokopoulos, H.S. Sahsamanoglu, 1999**, Speed and Power Forecasting Based on Spatial Correlation Models, IEEE Transactions on Energy Conversion, 14, 836-842
- [65] **S. E. Thor and P. Weis-Taylor**. 2003, Long-Term Research and Development needs for Wind Energy for the Time Frame 2000-2020. Wind Energy, 5:73–77.
- [66] **Öztemel E.** 2003, Yapay Sinir Ağları, sf 29, Papatya Yayıncılık, İstanbul, Türkiye
- [67] **MacKay, D.J.C.**, 1992, A practical Bayesian Framework for back propagation Networks, Neural Computation, 4, 448-472
- [68] **European Wind Energy Association (EWEA)**, 2005, Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: Analysis, Issues and Recommendations.
- [69] **Woyte A.** 2006, Verhoging Van de Waarde Van Elektriciteit uit Windenergie. Deel 2: Eindrapport. ANRE study by 3E; [In Dutch].
- [70] **D. Milborrow**, 2004, The real cost of integrating wind, Wind Power, 20, 35–39.
- [71] **L. Landberg, G. Giebel, H.A. Nielsen, T. Nielsen and H. Madsen**, 2003, Short-term prediction an overview, Wind Energy, 6, 273–280
- [72] **P.J. Roebber, D.M. Schultz, B.A. Colle and D.J. Stensrud**, 2004, Toward improved prediction: high-resolution and ensemble modeling systems in operations, Weather and Forecasting, 19, 936–949.
- [73] **M. Lange and U. Focken**, 2006, Physical Approach to Short-Term Wind Power Prediction, Springer, The Netherlands.pp. 208

ÖZGEÇMİŞ

Bünyamin YAĞCİTEKİN, 1983 yılında Artvin’de doğdu. Lise öğrenimini 2001 yılında Artvin Anadolu Öğretmen Lisesinde, lisans öğrenimini ise 2006 yılında Yıldız Teknik Üniversitesi, Elektrik Mühendisliği bölümünde tamamladı. Aynı dönem İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Enstitüsü, Enerji Bilim ve Teknolojileri, Yüksek Lisans öğrenimine başladı. 2007-2008 öğretim yılında yüksek lisans tez çalışmasının bir kısmını hazırlamak için Almanya da bulunmuştur. Halen öğrenimine devam etmektedir.