

**T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**ULUSAL ENERJİ ŞEBEKESİNE BAĞLANABİLECEK OPTİMUM RÜZGÂR
ENERJİ POTANSİYELİNİN BELİRLENMESİ**

ALİ ERDUMAN

**DOKTORA TEZİ
ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI
ELEKTRİK TESİSLERİ PROGRAMI**

**DANIŞMAN
PROF. DR. MUĞDEŞEM TANRIÖVEN**

İSTANBUL,2015

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**ULUSAL ENERJİ ŞEBEKESİNE BAĞLANABİLECEK OPTİMUM RÜZGÂR
ENERJİ POTANSİYELİNİN BELİRLENMESİ**

Ali ERDUMAN tarafından hazırlanan tez çalışması 10.07.2015 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı'nda **DOKTORA TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Tez Danışmanı

Prof. Dr. Muğdeşem TANRIÖVEN
Yıldız Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri

Prof. Dr. Muğdeşem TANRIÖVEN
Yıldız Teknik Üniversitesi



Prof. Dr. Hüseyin ÇAKIR
Yıldız Teknik Üniversitesi



Prof. Dr. Celal KOCATEPE
Yıldız Teknik Üniversitesi



Prof. Dr. Engin ÖZDEMİR
Kocaeli Üniversitesi



Doç. Dr. Önder GÜLER
İstanbul Teknik Üniversitesi



Bu alışma, TÜBİTAK 2214 Doktora içi bilim adamı destekleme bursu kapsamında B.14.2.TBT.0.06.01-214-6041 Sayılı bursu ve Yıldız Teknik Üniversitesi Bilimsel Araştırma Projeleri Koordinatörlüğü'nn 2012-04-02-DOP04 numaralı projesi ile desteklenmiştir.

ÖNSÖZ

Bu tez çalışmasının hazırlanmasındaki katkılarından dolayı değerli danışman hocam Prof. Dr. Muğdeşem TARNRIÖVEN'e, dostluk ve sonsuz destekleri için hocalarım ve çalışma arkadaşlarıma, doktora içi araştırma amacı ile Uppsala Üniversitesinde bulunduğum dönem içerisinde görüş ve önerileri ile bana yardımcı olan Doç. Dr. Bahri Uzunoğlu'na teşekkür ederim. Son olarak, öğrenim hayatım boyunca her zaman maddi ve manevi destekleri ile yanımda olan değerli aileme ve eşime teşekkürü bir borç bilirim.

Temmuz, 2015

Ali ERDUMAN

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ.....	viii
KISALTMA LİSTESİ.....	viii
ŞEKİL LİSTESİ.....	xiv
ÇİZELGE LİSTESİ	xvi
ÖZET	xviii
ABSTRACT.....	xx
BÖLÜM 1	
GİRİŞ	1
1.1 Literatür Özeti	1
1.2 Tezin Amacı	5
1.3 Orijinal Katkı	6
BÖLÜM 2	
TÜRKİYE ELEKTRİK SEBEKESİ: GENEL YAPISI ve YASAL MEVZUAT	8
2.1 Türkiye Enerji Sisteminde Rüzgar Enerji Santrallerinin Yeri	8
2.2 Türkiye’de Rüzgar Enerji Santralleri ile İlgili Yasal Mevzuatlar	15
BÖLÜM 3	
RÜZGAR ENERJİ SİSTEMLERİ.....	18
3.1 Rüzgar Enerjisinin Türkiye ve Dünyadaki Yeri ve Pazar Payları	18
3.2 Rüzgar Türbini Bileşenleri.....	20
3.2.1 Kanat	22
3.2.2 Nasel (Gövde)	22
3.2.2.1 Ana Yatak.....	22
3.2.2.2 Sapma (Yaw) Mekanizması.....	22
3.2.2.3 Göbek (Hub)	22

3.2.2.3.1	Açı Kontrol Sistemleri.....	22
3.2.2.4	Dişli Kutusu.....	23
3.2.2.5	Generatörler.....	23
3.2.2.6	Hidrolik Soğutma Sistemi	23
3.2.2.7	Makine Dairesi (Nasel) Kaporta.....	23
3.2.3	Mekanik Frenleme Sistemi.....	23
3.2.4	Asansör Sistemleri.....	23
3.2.5	Elektrik Ekipmanları.....	24
3.2.6	Kule.....	24
3.2.7	Güç Elektroniği Ekipmanları	24
3.2.8	Kontrol Sistemi	24
3.3	Rüzgar Enerji Dönüşüm Sistemleri ve Meteorolojik Değişkenler.....	24
3.3.1	Rüzgar Enerji Dönüşüm Sistemlerinde Rüzgar Hızı ve Güç İlişkisi.....	25
3.3.2	Atmosferik Şartların Rüzgâr Gücü Üzerindeki Etkileri.....	26
3.3.2.1	Sıcaklığın Hava Yoğunluğuna Etkisi	26
3.3.2.2	Rakımın Hava Yoğunluğuna Etkisi	27
3.3.3	Topografyanın Rüzgar Enerji Sistemlerine Etkisi.....	27
3.3.3.1	Pürüzlülük.....	27
3.3.3.2	Gölgeleme Etkisi.....	29
3.3.3.3	Orografi	29
3.3.4	Kapasite Faktörü.....	29
3.3.5	Rüzgar Hızı Olasılık Yoğunluk Fonksiyonları	30
3.3.5.1	Weibull Olasılık Yoğunluğu Fonksiyonu.....	31
3.3.5.2	Moment Yöntemine Göre Parametre Tahmini	33
3.4	Rüzgar Enerji Dönüşüm Sistemlerinde Ekonomik Analizler	33
3.4.1	Rüzgar Türbinlerinde Ekonomik Büyüklükler	34
3.4.1.1	Rüzgar Türbini İmalat Maliyetleri.....	35
3.4.1.2	Rüzgar Türbini Kurulum Maliyetleri	37
3.4.1.2.1	Rüzgar Türbini Saha İçi Kurulum Maliyetleri.....	38
3.4.1.2.2	Rüzgar Türbini Şebeke Bağlantısı Maliyetleri.....	39
3.4.2	Yıllık İndirgenmiş Yatırım Maliyeti.....	39
3.4.3	Birim İndirgenmiş Üretim Maliyet Hesabı.....	40
3.4.3.1	Bakım Onarım Maliyetleri	40
3.4.3.2	Karbon Sertifikası Kazançları	40
3.4.3.3	Personel Giderleri.....	41
3.5	WindPRO Rüzgar Gücü Analiz Programı.....	41
3.5.1	GiT Modülü.....	41
3.5.2	STATGEN-METO Modülü.....	42
3.5.3	Araştırmaya (RESOURCE) Modülü.....	43

BÖLÜM 4

GÜÇ SİSTEMLERİNDE OPTİMİZASYON.....	44
4.1 Optimizasyon.....	44
4.2 Klasik Optimizasyon Yöntemleri.....	46
4.2.1 Doğrusal Programlama Yöntemi	47
4.2.2 Dahili Nokta Yöntemi	48
4.2.3 Tamsayı-Karışık Tamsayı Yöntemi	48
4.3 Doğrusal Programlama Çözüm Teknikleri	48
4.3.1 Grafik Yöntemi	48
4.3.2 Simpleks Algoritma.....	49
4.3.3 Dualite ve Dual Problem.....	49

4.4	Bender Ayırıştırma Yöntemi.....	51
4.4.1	Bender Ayırıştırma Yöntemi İşlem Basamakları.....	53
4.5.1	DA Yük Akış Denklemleri.....	58
BÖLÜM 5		
ELEKTRİK ENERJİ SİSTEMLERİNE BAĞLANABİLECEK RÜZGAR ENERJİ SANTRALLERİ KAPASİTESİNİN BELİRLENMESİ.....		60
5.1.1	Coğrafi Konum ve Genel Bitki Örtüsü.....	63
5.1.2	Zemin Pürüzlülük Haritasının Çıkartılması.....	63
5.1.3	Yükseklik Haritasının Çıkartılması.....	64
5.1.4	Uzun Dönemli Veri Setinin Hesaplanması.....	65
5.1.5	Bölgesel Rüzgar Verilerinin Oluşturulması.....	70
5.2	Üretim ve Ekonomik Koşullara Bağlı Bağlantı Matrisinin Oluşturulması.....	72
5.2.1	Bölgesel Rüzgar Hızlarının Baz Rüzgar Hızına Göre Oluşturulması.....	74
5.2.1.1	Ortalama Rüzgar Hızı.....	75
5.2.1.2	Sürtünme Katsayısının Hesaplanması.....	75
5.2.1.3	Bölgesel Rüzgar Hızlarının Oluşturulması.....	76
5.2.2	Farklı Türbin Tiplerine Bağlı Kapasite Faktörlerinin Tespit Edilmesi.....	77
5.2.3	Rüzgar Çiftliklerinin Büyüklüklerine Göre Çalışma Alanlarının ve Matris Sayılarının Belirlenmesi.....	81
5.2.4	Maliyet Hesabı.....	85
5.2.4.1	Kurulum Maliyeti Hesabı.....	85
5.2.4.1.1	Yatırım Maliyetleri.....	85
5.2.4.1.2	Rüzgar Türbinlerin Çiftlik İçi Kurulum Maliyetleri.....	86
5.2.4.1.3	Rüzgar Türbinlerin Enerji Sitemlerine Bağlantı Maliyeti.....	87
5.2.4.2	Üretim Maliyetinin Hesaplanması.....	88
5.2.4.3	Test Bölgesi İçin Yıllık İndirgenmiş Maliyet Hesabı.....	88
5.3	Güç Sisteminin Oluşturulması ve Sistem Değişkenlerinin Tanımlanması.....	89
5.3.1	Güç Sisteminin Tanımlanması.....	89
5.3.2	Yük Bileşenleri.....	90
5.3.3	Hat Bileşenleri.....	91
5.3.4	Transformatör Bileşenleri.....	92
5.3.5	Generatör Bileşenleri.....	92
5.4	Havza Tespiti.....	94
5.5	Enerji Sistemi Üzerinde Rüzgar Santralleri için Maksimum Yerleşim Optimizasyonu.....	96
5.5.1	Bağlanabilecek Maksimum Rüzgar Gücünün Optimizasyonu.....	97
5.5.2	Ekonomik Yerleşim Optimizasyonu.....	102
5.5.2	Optimizasyon Çözüm Prosedürü.....	103
5.6	Optimizasyon Sonuçları.....	106
BÖLÜM 6		
SONUÇ VE ÖNERİLER.....		113
KAYNAKLAR.....		117
ÖZGEÇMİŞ.....		123

SİMGE LİSTESİ

a	Rüzgar türbini eğri uydurma yöntemi indisi
A	Rotor kanatlarının süpürdüğü alan (Rüzgarın geçtiği bölgenin kesit alanı)
Ab	Eşitsizlik kısıt denklemleri matrisi
Aeq	Eşitlik kısıt denklemleri matrisi
Am	Karışık tam sayı lineer optimizasyonu tamsayı eşitsizlik kısıtları matrisi
b	Rüzgar türbini eğri uydurma yöntemi indisi
bb	Eşitsizlik denklemleri sınır değerleri
beq	Eşitlik denklemleri sınır değerleri
bm	Karışık tam sayı lineer optimizasyonu eşitsizlik kısıtları sonuç vektörü
B	Bara matrisi
BA	Bir rüzgar santrali kurulum alanı
BR	Bölge içerisinde konum, teknoloji ve yüksekliklere göre her bir baraya bağlanabilecek rüzgar santrallerin tanımlandığı bağlantı matrisi
B_L	L . ENH'nin suseptansı
$BM_{i,j,k,l}$	Birim enerji maliyeti
B_{nm}	n ve m barları arasında bulunan ENH'nin suseptansı
$B\&O$	Bakım ve onarım giderleri
c^T	Karışık tam sayı lineer optimizasyonu amaç fonksiyonun reel değişkenlerinin bileşen vektörü
c_t	Rüzgar türbininde oluşan itme kuvveti katsayısı
$ct_{j,k}^g$	Rüzgar türbini imalat bileşenleri
cp	p boyutlu vektörü
$cw_{l,i,j,k}^{fit}$	Rüzgar türbinin saha içi kurulum maliyeti değişkenleri
C	İki koordinat arasındaki kalan mesafe (çözünürlük)
CA	Baz rüzgar çiftliği kurulumu için gerekli alan
$C_{kayıp}$	Rüzgar çiftliği yerleşim konfigürasyonunda dolayı oluşan kayıp oranı
d	Karışık tam sayı lineer optimizasyonu amaç fonksiyonun tamsayı değişkenleri bileşen vektörü
dm_j	j . teknoloji için rüzgar türbinin rotor çapı
dy	Optimizasyon kısıt denklemlerinin sonuç vektörü
D	Türbinin rotor çapı
E	Karışık tam sayı lineer optimizasyonu eşitsizlik kısıtları reel değişkenleri matrisi
$E_{b_{i,j,k,t}}$	i . çiftlik bölgesi içinde j teknolojisinde k yüksekliğinde üretilen enerji değeri

E_c	Santralden üretilecek olan enerjinin CO ₂ eşdeğeri
E_k	Kinetik enerji
$En_{i,j,k,t}$	i . çiftlik bölgesi içinde j teknolojisinde k yüksekliğinde üretilen net enerji değeri
E_t	P_t gücünden t zamanında elde edilen enerji
E_{top}	N zaman dilimi içinde üretilen toplam enerji
f	Güç sistemindeki ENH hatlarında meydana gelen yük akışı vektörü
f_{mn}	m ve n baraları arasında bulunan iletim hattının üzerindeki güç akışı
$f(x)$	Optimizasyon amaç fonksiyonunu
$f(v)$	v hızında bir rüzgarın esme olasılığı
F	Optimizasyon amaç fonksiyonu vektörü
$g(x)$	Optimizasyon eşitliklik kısıtı
G_L	L. ENH'nin kondüktansı
GW^{max}	Aday santralin üreteceği maksimum güç
$GW_{i,j,k}$	Aday santralin anlık ürettiği güç
h	Karışık tam sayı lineer optimizasyonu kısıt matrisinin sonuç vektörü
$h(x)$	Optimizasyon eşitlik kısıtları
hm_k	Rüzgar türbinin kule yüksekliği
hr	Rakım
H_k	k yüksekliğindeki rüzgar türbini göbek yüksekliği
H_{ref}	Referans yükseklik
l	Bara bağlantı indisi
lb	Optimizasyon değişkenlerin alt sınır değerleri vektörü
$ICW_{i,j,k,l}$	Yıl bazına indirgenmiş maliyeti
$IT_{j,k}$	Teknoloji tabanlı rüzgar türbini üretim maliyetleri
$IW_{l,i,j,k}$	Kurulum maliyetleri
i	Rüzgar çiftliği alan indisi
J	Rüzgar santrali teknoloji indisi
k	Rüzgar santrali kurulum yükseklik indisi
k_g	Perdeleme etkisi bozulma katsayısı
KF	Kapasite faktörü
KL	Rüzgar türbini kurulum maliyeti bileşenlerinin toplam sayısı
KM	Rüzgar türbini imalat maliyeti bileşenlerinin toplam sayısı
K_s	Karbon sertifikası satış bedeli
KU	Rüzgar türbini üretim maliyet bileşenleri toplam sayısı
l	İki türbin arasındaki mesafe.
$lh_{l,i}$	i . çiftlik alanı ile l . bara arasındaki doğrusal uzaklık
m	Rüzgarın kütlesine karşılık gelen birimi
MA	Havanın moleküler ağırlığı
M_i	Bir çiftliğin kare matris olması durumunda X ve Y ekseninde ihtiyaç duyulan mesafesi
$M_{l,i,j,k}$	Yatırım maliyeti
n	Kütle
nf	Toplam kullanılabilir alan sayısı
ng	Kurulu santrallerini sayısının toplam
ns	Kullanılabilir bara sayısı toplamı
nt	Kule yüksekliği sayısı toplam

N	Rüzgar verisinin periyodu
$oc_{i,j,k,l}^l$	Üretim gideri kalemleri
OC_q	Kurulu santralleri için yıllık üretim maliyetleri
$OCW_{i,j}$	Aday rüzgar santralleri için yıllık üretim maliyeti
$\mathbf{p}$	Baralardaki üretim santrallerin tanımlandığı vektör
P	Mutlak basınç
$\mathbf{P}_{da}$	DA yük akışın da aktif güç akışı vektörü
P_g^q	q . santralin nominal üretim gücü
P_G^{min}	Santralinin en düşük gücü
P_g^{max}	Santralinin nominal gücü
P_0	Referans basınç
P_t	Rüzgar santralinde t . anında üretilen güç
$P_{i,j,k}$	Birim zamanda üretilen güç
P_k	k . Baradaki güç miktarı toplamı
$P_{kayıp}$	Enerji iletim hattı kayıp oranı
P_m	Rüzgar santralinin nominal gücü
pm_j	j . teknoloji ile üretilen rüzgar türbinin nominal gücü
P_w	Rüzgar(hava) akışındaki mekaniksel güç
PL_{mn}^{max}	m ve n baraları arasındaki ENH'nın en yüksek taşıma kapasitesi
r	Yıllık faiz oranı
r_l	Her bir bara için hesaplan yük atma değeri
R	İdeal gaz sabiti
R_L	L . ENH'nın reaktansı
$\mathbf{s}$	Bara ve iletim hatlarının bir birleri ile ilişkilerin gösteren bağlantı matrisi
$SBM_{i,j,k}$	Seçilen en düşük maliyet barası vektörünü
t	Birim zaman indisi
T	Mutlak sıcaklık
TA	Çalışma alanı
$\mathbf{u}$	Optimizasyon değişkenlerinin dualite çarpanını
$\mathbf{ub}$	Optimizasyon değişkenleri üst sınır vektörü
$\hat{\mathbf{u}}^p$	Fizibilite optimizasyonu reel ve tam sayı değişkenlerin dual dönüşümüyle hesaplanış anlık değeri
$\hat{\mathbf{u}}^r$	Optimalite optimizasyonu reel ve tam sayı değişkenlerin dual dönüşümüyle hesaplanış anlık değeri
v	Rüzgarın hızı
v_k	k yüksekliğindeki rüzgar türbini göbek yüksekliğindeki rüzgar hızı
v_{ort}	Ortalama rüzgar hızı
v_{ref}	Referans yükseklikteki rüzgar hızı
V	Hacim
V_c	Gölgeleme etkisine uğrayan, ilk türbinin rotorundan sonraki rüzgâr hızı
V_g	İlk türbinin rotoruna giren rüzgarın hızı
v_l	l . Anındaki rüzgar hızı
$V_{i,k}$	i . Bölgesindeki k yüksekliğine rüzgar hızı
V_N	Bara gerilimin per-unit değeri
V_0	Referans rüzgar hızı
wc	<i>Weibull pdf.</i> ölçü parametresi
wfp	Kurulması planlan rüzgar çiftliğini nominal gücü

wk	Weibull pdf. şekil parametresi
x	Optimizasyon reel değişkenleri vektörü
$\hat{x}$	X değişkenin anlık değeri
x_{mn}	m düğümü ile n düğümü arasındaki ENH'nin reaktansı
X	Doğu-batı yönündeki koordinatı
X_L	L. iletim hattının reaktansı
y	Optimizasyon tamsayı değişken vektörü
$\hat{y}$	y tamsayı değişkenin anlık değeri
yo	Türbinin çalışma ömrü
Y	Kuzey-Güney yönündeki koordinatı
Y_L	L. ENH'nin admintansı
z	Pürüzlülük uzunluğunu
z_{olt}	Rüzgar santrallerin toplamının en düşük kurulum maliyeti
$\hat{z}_{üst}$	BAY optimizasyonunun yatırım ve üretim maliyetlerin anlık değerlerinin toplamı
Z_L	L. ENH'nin empedansı
α	Sürtünme katsayısı
α_{ik}	i. Bölgesindeki k yüksekliğine sürtünme katsayısı
ε	Optimizasyon durdurma sınırı
ε_S	İzin verilen yük atma miktarı
ρ	Hava yoğunluğu
σ	Standart sapma
$\bar{\sigma}_{i,j,k}^{it}$	Rüzgar santrallerinin fiziblite optimizasyon üst dual çarpanı
$\underline{\sigma}_{i,j,k}$	Rüzgar santrallerinin fiziblite optimizasyon alt dual çarpanı
$\bar{\mu}_{i,j,k}^{it}$	Rüzgar santrallerinin optimalite optimizasyon üst dual çarpanı
$\underline{\mu}_{i,j,k}^{it}$	Rüzgar santrallerinin optimalite optimizasyon alt dual çarpanı
Γ	Eksik gama fonksiyonu
θ	Bara 2,...N kadar aktarılan açı vektörü
θ_l	l. bara yük açısı
θ_l^{max}	l. bara için en yüksek açısı
θ_l^{min}	l. bara için en düşük açısı

KISALTMA LİSTESİ

AA	Alternatif Akım
BAY	Bender Ayırıştırma Yöntemi
BCE	Kanat maliyeti enflasyon etkisi
CFSRE-E	Cfsrv1 Veri Setin Genişletilmiş Versiyonu Olan Veri Seti
ÇBAG	Çift Beslemeli Asenkron Generatör
DA	Doğru Akım
DNY	Dahili Nokta Yöntemi
DP	Doğrusal Programlama
EDAŞ	Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
EİE	Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü
EmdERA	EMD Tarafından Küresel Veri Seti Sağlamak Amacı İle Referans Veri Setlerinden Elde edilen Veri Seti
ENH	Enerji Nakil Hattı
GDPE	İşçi maliyeti enflasyon etkisi
GE	General Elektrik
GİB	Gelir İdaresi Başkanlığı
GİT	WindPRO Rüzgar Gücü Analiz Programı Ölçme Korelasyon Tahmin Modülü
KTP	Karışık Tamsayı Problemi
MERRA	WindPRO Rüzgar Gücü Analiz Programı Ölçme Korelasyon Tahmin Modülü
METAR	Dünyadaki Farklı Havalimanlarından Alınan Rüzgar Ölçmeye Dayalı Hazırlanmış Veri Seti
METO	WindPRO Rüzgar Gücü Analiz Programında Rüzgar Verisi ve Enerji Analiz Modülü
MGM	Meteoroloji Genel Müdürlüğü
NCEP	Geniş Bir Aralıkta Ölçülmüş Rüzgar Verilerin Dikkate Alan Küresel Similasyon Modeline Göre Elde Edilen Veri Seti
NREL	Amerikan Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (National Renewable Energy Laboratory)
PCC	Enerji İletim Sistemiyle Rüzgar Çiftliklerinin Birbirine Bağlandığı Ortak Bağlantı Noktası
RES	Rüzgar Enerji Santrali
RESGEN	WindPRO Rüzgar Gücü Analiz Programında Enerji Hesaplanmasında Bölgesel Verilerin (Pürüzlülük, Yükselti, Engel vb..) Birleştirildiği Modül

RESOURCE	WindPRO Rüzgar Gücü Analiz Programında Bölgesel Rüzgar Verilerinin Konumsal Olarak Görülebilmesini Sağlayan Modül
STATGEN	WindPRO Rüzgar Gücü Analiz Programında Bölgesel Verilerin (Pürüzlülük, Yükselti, Engel vb..) Birleştirildiği Modül
SMSG	Sürekli Mıknatıslı Senkron Generatör
SYNOP	Dünya Çapında İnsanlı ve Otomatik Hava İstasyonların Ölçümlerine Dayanan Veri Seti
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TP	Tam sayılı Programlama
Tr	Transformatör
UZAY	TÜBİTAK Uzay Teknolojileri Araştırma Enstitüsü
VCF	Bitki Sürekli Alanlar (Vegetation Continuous Fields)
QSCAT	NASA Okyanus Vektör Bilim Ekibi Tarafından Hazırlanan Uzaktan Algılama Sistemin Oluşturduğu Veri Seti

ŞEKİL LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 2.1 Türkiye kurulu gücünün yıllar itibariyle gelişimi (1980-2013)	9
Şekil 2.2 Türkiye enerji kaynaklarına göre kullanım oranları	9
Şekil 2. 3 Türkiye’de rüzgar enerji santralleri için izin verilen bağlantı tipleri	11
Şekil 2. 4 2002 ve 2012 yılları arasındaki enerji iletim hatları uzunluklarının 2002 yılı uzunluk bazına göre değişimi.....	13
Şekil 2. 5 Dağıtım bölgelerinin bağlanabilir güç değerleri (2019-2024).....	14
Şekil 3. 1 Türkiye rüzgar enerjisi kurulu güç değişimi	18
Şekil 3. 2 Rüzgar türbini tipleri	21
Şekil 3. 3 Yatay eksenli bir rüzgar türbinin ayrıntılı yapısı.....	21
Şekil 3. 4 Rüzgar kütlesi bileşenleri	25
Şekil 3. 5 Rüzgar hızı olasılık yoğunluk fonksiyonu.....	31
Şekil 3. 6 Weibull olasılık dağılım fonksiyonları.....	32
Şekil 3. 7 Karaya kurulan rüzgar santrallerinin yatırım maliyeti bileşenlerinin yüzde değerleri	34
Şekil 4. 1 Optimizasyon yöntemleri.....	45
Şekil 4. 2 Bender Ayrıştırma algoritması genel akış diyagramı	55
Şekil 4. 3 Güç sistemi bileşenleri	56
Şekil 5. 1 Optimizasyon genel akış diyagramı.....	61
Şekil 5. 2 Enerji iletim sistemine bağlanabilir optimal rüzgar potansiyeli analizi genel blok diyagramı.....	62
Şekil 5. 3 Çalışma bölgesinin 50 m çözünürlükte hazırlanmış pürüzlülük haritası.....	64
Şekil 5. 4 Çalışma bölgesine ilişkin SRTM veri setinden alınan yükselti haritası	65
Şekil 5. 5 MGM Çatalca Radar İstasyonuna ait 2009-2010 yılları arasındaki saatlik verisi.	66
Şekil 5. 6 Çatalca Radar İstasyonunun 2009-2010 yılları arasındaki rüzgar hızları histogramı	67
Şekil 5. 7 Bölgesel rüzgar veri kaynaklarının harita üzerindeki konumları.....	69
Şekil 5. 8 MERRA_basic_E28.002_N41.000 ve MGM Çatalca Radar istasyonunun 2009-2010 yılları arasındaki rüzgar hızı değişimi	69
Şekil 5. 9 MERA_basic data setinin rüzgar gülü haritası	70
Şekil 5. 10 Dijital veri setlerine ilişkin rüzgar gülü haritası.....	70
Şekil 5. 11 WindPRO Programı ile 70 m yükseklikte 200 x 200 m çözünürlükte hazırlanmış ortalama rüzgar hızları haritası.....	71
Şekil 5. 12 WindPRO Programı ile 90 m yükseklikte 50 x 50 m çözünürlükte hazırlanmış ortalama rüzgar hızları haritası	71

Şekil 5. 13	WindPRO Programı ile 120 m yükseklikte 50 x 50 m çözünürlükte hazırlanmış ortalama rüzgar hızları haritası.....	71
Şekil 5. 14	Optimizasyon fonksiyonlarının blok şeması.....	73
Şekil 5. 15	100 m yükseklik ve 200 x 200 m çözünürlükte rüzgar hızı dağılımı.....	75
Şekil 5. 16	Siemens Swt -3.0-101 ve GE-2.85-100 türbinlerine ilişkin rüzgar hızı - güç eğrisi	79
Şekil 5. 17	GE 2,85 MW rüzgar türbinine ait kapasite faktörü haritası	80
Şekil 5. 18	Siemens SWT 3 MW rüzgar türbinine ait kapasite faktörü haritası.....	81
Şekil 5. 19	Doğu-Batı koordinatına göre yeniden düzenlenmiş veri seti	82
Şekil 5. 20	Rüzgar çiftlikleri için bölgesel matris düzeni.....	83
Şekil 5. 21	Faklı nominal çiftlik güçlerine göre kapasite faktörü dağılımı (Renk Skalası kapasite faktörünü göstermektedir)	84
Şekil 5. 22	Birinci iletim hattına bağlı yedi baralı sistemin tek hat şeması	90
Şekil 5. 23	70 m Yükseklik ve 200 x 200 m çözünürlükte birim enerji maliyetine göre bara bölgelerine ayrılmış havzalar	95
Şekil 5. 24	Türbin topolojisine bağlı ekonomik yerleşim algoritması.....	97
Şekil 5. 25	Optimizasyon Delta (Δ) değişim grafiği.....	108
Şekil 5. 26	Test bölgesinde rüzgar santrallerin 200 x 200 m çözünürlükte 94m yükseklikte baralara göre dağılımları.....	110
Şekil 5. 27	Test bölgesinin 200 x 200 m çözünürlükte 100 m yükseklikte baralara göre bölgesel en uygun rüzgar santrali dağılımı	110
Şekil 5. 28	Optimizasyon işlemi sonucunda bara bazında santrallerin konumlarının harita üzerinde gösterimi.....	111

ÇİZELGE LİSTESİ

	Sayfa
Çizelge 2. 1 Bazı Avrupa ülkelerinin yüz ölçümleri, rüzgâr enerji kullanım oranları ve kişi sayısına göre dağılımı.....	10
Çizelge 2. 2 Türkiye elektrik iletim sistemi ENH uzunluklarının tarihsel değişimi.....	12
Çizelge 2. 3 Bölgesel bazda mevcut kurulu güç ve yeni başvurular	15
Çizelge 3. 1 Rüzgar enerji kullanımına göre ilk 15 ülke	19
Çizelge 3. 2 Türkiye'nin ortalama bölgesel rüzgar güç yoğunluğu	20
Çizelge 3. 3 Yüzey yapısına göre sürtünme katsayıları	28
Çizelge 3. 4 Pürüzlülük sınıflandırması ve uzunluğu	28
Çizelge 3. 5 Rüzgar türbini bileşenleri	35
Çizelge 3. 6 Rüzgar türbin teknolojisine bağlı değişken katsayıları	37
Çizelge 3. 7 Rüzgar çiftliği kurulum maliyet kalemleri.....	37
Çizelge 3. 8 Rüzgar verisi korelasyon katsayıları ve korelasyon kalitesi.....	42
Çizelge 3. 9 WindPRO çevrim içi veri tabanları	42
Çizelge 4. 1 Primer-Dual dönüşümünde değişkenlerin tanımlanması	50
Çizelge 4. 2 Primer-Dual dönüştürme örneği	51
Çizelge 5. 1 Pürüzlülük sınıfları ile bölge içerisinde kapladıkları alanlar	64
Çizelge 5.2 Çalışma bölgesi içerisinde kullanılabilir veri setleri ve ulaşılabilir veri süreleri	67
Çizelge 5. 3 Bölge içerisinde kullanılabilir uzun dönem veri setlerinin MGM Çatalca Radar İstasyonu ile karşılaştırılması sonucu elde edilen istatistiksel sonuçlar.....	68
Çizelge 5.4 RESGEN modülü (70 m yükseklik ve 500 m x500 m çözünürlükteki) bölgesel analiz sonuç dosyası	72
Çizelge 5. 5 Optimizasyon sisteminde kullanılan bloklar ve kısa tanımları	74
Çizelge 5. 6 50 x 50 m çözünürlükte farklı yükseklikler için hesaplanan sürtünme katsayıları	76
Çizelge 5. 7 Siemens Swt -3.0-101 ve GE-2.85-100 rüzgar türbinleri için denklem katsayı değerleri.....	78
Çizelge 5. 8 Siemens Swt -3.0-101 ve GE-2.85-100 teknolojinin farklı yükseklikte parça bazında yaklaşık imalat maliyetleri (€).....	85
Çizelge 5. 9 Siemens Swt -3.0-101 ve GE-2.85-100 teknolojinin farklı yükseklikte parça bazında yaklaşık çiftlik içi kurulum maliyetleri (€)	86
Çizelge 5. 10 Kurulum bölgesinde ki ilçelerin asgari arazi metrekaresi değerleri	87
Çizelge 5. 11 Yatırım maliyetin analizinde kullanılan parametre değerleri.....	87
Çizelge 5. 12 Üretim maliyeti analizinde kullanılan girdilerin birim maliyetleri.....	88

Çizelge 5. 13	Test bölgesinde bulunan baraların konum bilgileri.....	89
Çizelge 5. 14	Yedi baralı sistem üzerinde 2012 yılının yaz mevsiminde maksimum tüketimin oluşturduğu 27.07.2012 günü saat 14:30'da verilen yük profili	91
Çizelge 5. 15	Birinci iletim Sistemi üzerinde bulunan yedi baralı sisteme ilişkin iletim hatlarının teknik özellikleri.....	91
Çizelge 5. 16	Birinci iletim sistemi üzerinde bulunan 7 baralı sisteme ilişkin güç transformatörlerinin teknik özellikleri	92
Çizelge 5. 17	Birinci iletim sistemi üzerinde bulunan 7 baralı sisteme ilişkin elektrik üretim santrallerin teknik özellikleri	93
Çizelge 5. 18	İki farklı rüzgar santrali üreticisine ait türbinlerin teknik özellikleri	94
Çizelge 5. 19	Yatırım analizi için varsayılan başlangıç değerleri	95
Çizelge 5. 20	Test bölgesinde 50 MW'lık rüzgâr çiftlikleri kurulması durumundaki bara bazındaki çiftlik dağılımları	96
Çizelge 5. 21	Baralar için kullanılabilir boş fider sayısı değerleri.....	98
Çizelge 5. 22	Test sisteminde bulunan baralar da kullanılabilir boş fiderleri.....	107
Çizelge 5. 23	Optimizasyon Delta (Δ) değişim değeri	108
Çizelge 5. 24	Bölgesel optimizasyon sonuçları	109
Çizelge 5. 25	Optimizasyon sonucunda ENH ve TR'lerde meydana gelen güç akışı sonuçları	111
Çizelge 5. 26	Optimizasyon sonucunda oluşan enerji santrali üretim değerleri.....	112

ULUSAL ENERJİ ŞEBEKESİNE BAĞLANABİLECEK OPTİMUM RÜZGÂR ENERJİ POTANSİYELİNİN BELİRLENMESİ

Ali ERDUMAN

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Doktora Tezi

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Muğdeşem TANRIÖVEN

Fosil enerji kaynaklarının hızla tükenmelerine ek olarak çevreye vermiş oldukları zararlı etkilerin gün geçtikçe artması insanları alternatif enerji kaynağı arayışına yönlendirmektedir. Alternatif enerji kaynakları içinde yenilenebilir ve hızlı kurulum özelliği ile rüzgar enerjisi ön plana çıkmaktadır. Yapılan alansal çalışmalar sonucunda Türkiye'nin rüzgar gücü potansiyelinin 88000 MW olduğu hesaplanmıştır [1]. Ülkemizdeki rüzgar potansiyelinin elektrik enerji şebekesi tarafından kullanılabilir en yüksek değeri ise 13260 MW olarak hesaplanmıştır [2]. Rüzgar gücü potansiyelinin Avrupa ülkelerine kıyasla çok daha büyük oranları yansıttığı yapılan analizler sonucunda tespit edilmiştir.

Rüzgar enerjisine ait bu potansiyelin enerji sistemi içerisinde kullanıma geçirilmesi ise yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımına ilişkin kanunların yürürlüğe girmesi ile ivme kazanmıştır. Rüzgar santrallerin ulusal güç sistemi içerisinde kullanım oranlarının artması sonucunda şebeke üzerinde rüzgar enerji santrallerine bağlı olumsuz etkilerin de artabileceği yapılan bilimsel çalışmalarla tespit edilmiştir.

Oluşabilecek muhtemel olumsuzlukların önüne geçilebilmesi amacıyla rüzgar santrallerin enerji üretimine etkisi olan parametrelerin teknik ve ekonomik açıdan sistematik olarak incelenmesi bir zorunluluk haline gelmiştir. Bu zorunluluk aynı zamanda ülkemizin enerji stratejisi içerisinde rüzgâr enerjisinin toplam üretim içerisindeki payının azami ölçüde yükseltilmesi hedefini de doğrudan etkilemektedir.

Rüzgâr enerji santralleri ulusal şebeke üzerinde güvenilir üretim düzeylerinin hem bölgesel hem de ulusal bazda tespit edilmesi gerekmektedir. Teknik kullanılabilir rüzgar enerjisi kapasitenin doğru tespit edilebilmesi ancak tüm güç sistem kısıtlarının ve ilgili bölgelerin rüzgâr verilerinin birlikte değerlendirilmesiyle mümkün olabilmektedir. Böylece rüzgar enerji santralleri ile ilgili stratejileri ve yatırım planları şekillendirilebilecektir.

Gerçekleştirilen tez kapsamında öncelikle rüzgar santrallerinin şebeke bağlantısına ait teknik ve ekonomik parametreler tespit edilmiştir. Teknik parametrelerin seçiminde bölgesel meteorolojik verileri, farklı rüzgar santrali teknolojileri, türbin teknolojilerinin kurulacağı kule yükseklik seviyeleri ve şebeke kısıtları dikkate alınmıştır. Ekonomik veriler ise farklı rüzgar santrali teknolojilerin imalat parametrelerine bağlı üretim modelleri, bir santral sahasının kurulumu için gerekli alt yapı maliyetleri, santralin kurulacağı araziye ait maliyetleri ve rüzgar santrallerinin şebeke entegrasyon maliyetleri dikkate alınmıştır.

Tespit edilen teknik ve ekonomik parametrelerin birbirleri ile olan ilişkileri sistematik olarak tanıtılmış ve optimizasyon algoritması hazırlanmıştır. Optimizasyon algoritmasının koşturulması sonucunda öncelikle sisteme bağlanabilecek maksimum rüzgar santral sayısı tespit edilmiştir. Bölge içerisindeki baralara bağlanabilecek santral sayıları, birim üretim maliyetleri baz alınarak tanımlanmış ve bölgenin bara bağlantı konfigürasyonlarına bağlı haritalar oluşturulmuştur. Oluşturulan bağlantı konfigürasyonları her bir teknoloji için yeniden hesaplanmıştır. Bağlanabilir rüzgar santralleri, mevcut güç sistemine eklenerek tam sayılı doğrusal programlama ve doğrusal programlama yöntemleri kullanılarak Bender ayrıştırma yöntemine göre optimizasyona tabi tutulmuştur. Optimizasyon sonucunda seçilen çalışma bölgesi için yatırım ve üretim maliyetlerini birlikte değerlendirerek, en uygun bağlantı konfigürasyonu ortaya çıkartılmıştır. Sistemin mevcut durumu göz önünde bulundurularak toplamda bağlanabilecek en ekonomik santral sayısı ve her bir baraya bağlanacak santral sayısı tespit edilmiştir.

Tez çalışması kapsamında bir bölgenin rüzgar verisi ve bölgenin enerji iletim sistemlerine ait veriler ışığında belirlenen teknoloji tipine göre her hangi bir bölge için en uygun bağlantı ve yatırım maliyetini belirleyen bir algoritma geliştirilmiş ve sunulmuştur.

Anahtar Kelimeler: Rüzgâr enerjisi potansiyel tespiti, Şebeke bağlantısı, Optimal konumlandırma, Yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı

**DETERMINATION OF OPTIMUM WIND ENERGY INTEGRATION POTENTIAL
IN NATIONAL ENERGY GRID**

Ali ERDUMAN

Department of Electrics Engineering

PhD. Thesis

Adviser: Prof. Dr. Muğdeşem TANRIÖVEN

Continual rise in harmful effects of fossil energy sources on the environment and their rapid depletion leads people to the search for alternative energy sources. Wind energy rise to the prominence between alternative energy sources with its features of being renewable and having quick setup. Turkey's wind power potential is estimated to be 88 000 MW based on the results of territorial studies [1]. The highest value of the wind power potential in our country that can be used by the electric power grid is calculated as 13260 MW [2]. It has been determined in the conducted analysis that the wind power potential of Turkey is reflecting much greater rates than in European countries.

The usage of the wind energy potential in the power system has gained momentum with the enactment of the law on the use of renewable energy sources for electricity production. It has been determined by scientific studies that the negative effects of wind power plants on power network can increase as a result of higher utilization rate of wind power in the national power system.

In order to prevent the potential negative effects it has become a necessity to systematically examine the factors which affect the energy production of the wind power plants with technical and economic point of view. This will also impact Turkey's energy strategy targets of increasing the share of wind energy in total energy production.

The reliable production level of wind power in the national network should be identified both regional and national basis. Technically available wind power capacity can be determined correctly only with the evaluation of all power system constraints together with regional wind data. Thus, strategies and investment plans related to wind power plants can be formed.

In this thesis, technical and economic parameters related to grid connection of wind power plants have been identified. As the selection of technical parameters, regional meteorological data, different wind power plant technologies, hub levels to install the turbine and network constraints are taken into account. As the economic data, the production models depending on the manufacturing parameters of different wind power plant technology, infrastructure costs necessary for the installation of a power plant site, costs of land, the unit costs of energy production of the power plants and integration costs of wind power plants to the network are taken into account.

The relation between the determined technical and economic parameters have been introduced in a systematic way and an optimization algorithm have been prepared. As a result of implementing the optimization algorithm, the maximum number of wind power plant that can be connected to the system has been identified. The number of stations that can be connected to the bus in the region has been defined based on the unit cost of production and a bus connection configuration map of the area has been prepared. The bus connection configuration has been recalculated for each technology. After adding candidate power plants into the power system, power plant positioning is optimized according to Bender decomposition method using integer linear programming and linear programming methods. As a result of optimization, the most suitable connection configuration for the selected region has been revealed by evaluating the investment and production costs together. The number of power plant to be connected to each bus and the most economic number of power plants that can be connected in total has been defined by considering the current state of the system.

In this thesis, an algorithm that determines the most appropriate number of power plant to be connected for any area together with optimum investment costs according to the type of technology determined in the light of the region's wind data and the data of the energy transmission system.

Keywords: Determination of the wind energy potential, grid connection, optimal site matching, The use of renewable energy sources

GİRİŞ

Literatürde yapılan çalışmalar göz önüne alındığında son 50 yılda dünyanın enerji talebinin sürekli büyümekte olduğu ve bu büyümenin gelecek yıllarda da katlanarak devam edeceği görülmektedir [3]. Enerji kullanımdaki artışın hızla büyümesi bu sektörün fiziksel boyutu dışında teknolojik, ekonomik, politik ve çevresel boyutlarının da dikkate alınmasını gerekli kılmaktadır [4]. Bu bağlamda yenilenebilir enerji kaynaklarının fosil yakıtlar yerine kullanılması için kaynakların mevcut durumları, planlanmış çalışmalar, gelecekte ortaya çıkabilecek gelişmeler ve bu kaynakların ülkeler arası entegrasyonunun dikkate alınarak incelenmesi önem arz etmektedir [5].

1.1 Literatür Özeti

Rüzgar Santrallerinin şebekeye optimal bağlanabilirlik oranlarının analiz edilebilmesi için meteorolojik değişkenlerin, ekonomik değişkenlerin ve güç sistemi değişkenlerinin dikkatli bir şekilde incelenmesi büyük önem arz etmektedir.

İletim sistemine bağlanacak rüzgâr türbinin çıkış gücünü etkileyen parametrelerin başında, meteorolojik değişkenler gelmektedir. Sistem üzerinde güç üretiminin değişmesi, yük akışının düzensiz olmasına sebep olabilmektedir. Bu amaçla ülkemizde yapılan en kapsamlı çalışma Meteoroloji Genel Müdürlüğü (MGM), TÜBİTAK Uzay Teknolojileri Araştırma Enstitüsü (TÜBİTAK UZAY) ve Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü (EİE)'nin birlikte yürüttüğü “Rüzgârdan Üretilen Elektriksel Güç İçin İzleme ve Tahmin Sistemi Geliştirilmesi Projesi” dir. Yapılan bu proje kapsamında, Türkiye de rüzgâr kaynağından büyük ölçekli elektrik enerjisi üretiminin gerçekleştirilebilmesi ve

rüzgâr santrallerinin elektrik sistemine entegrasyonu için gerekli önlemlerin saptanması amaçlanmış ve hayata geçirilmiştir [6].

Türkçü tarafından referans [7] de yapılan çalışma ile Türkiye'nin rüzgâr enerjisi potansiyelinin, mevcut verilerdeki yetersizlik nedeniyle bugüne kadar güvenilir bir şekilde hesaplanmadığı tespit edilmiş ve buna karşın Türkiye'nin rüzgâr enerjisi bakımından zengin yöreleri bulunan bir ülke olduğu vurgulanmıştır. Bu çalışmada nitelikli analizlerin yapılmasının gerektiği kesin bir dille ifade edilmiştir.

Bölgenin rüzgar potansiyelinin incelenmesi için Jowder tarafından [8] de yapılan çalışmada dikkate alınan; bölgenin rüzgâr profili, uzun dönem rüzgar hızı dağılımı, sektörlere göre rüzgar dağılımı, kurulması düşünülen rüzgar türbininin kule yüksekliği, bölgede bulunan doğal ve yapay engeller gibi bir çok verinin birlikte değerlendirilmesi gerektiği ifade edilmiştir.

Ahmed tarafından yapılan çalışmada, Mısırın Aswan Bölgesi için rüzgâr türbinlerin konumlandırılması incelenmiş ve rüzgâr türbinlerinin bulundukları konumlara göre daha yükseğe kurulmasının kapasite faktörünü olumlu yönde etkilediği ifade edilmiştir [9].

Fırtın vd. tarafından yapılan çalışmada, bölgesel rüzgar kapasitesinin hesabında; yüzey pürüzlülük oranı, yükselti ve nemin etkileri incelenmiştir ve sonuç olarak rüzgar kapasitesinin bu değişkenlere bağlı olarak büyük oranda değiştiği tespit edilmiştir [10].

Literatür de yapılan çalışmaların bir kısmında elde edilen verilerin uzun dönemli olmaması durumunda çeşitli istatistiksel yöntemlerle bölge hakkında bilinenlerden yola çıkılarak bilinmeyenlerin tespit edilmesi hedeflenmiştir.

Seguro ve Lambert tarafından [11] de yapılan çalışma ile rüzgâr verilerinin analizinde *Weibull pdf* fonksiyonun önemi üzerinde durulmuş ve *Weibull pdf* fonksiyonunun, bölgesel rüzgâr dağılımı analizlerine en uygun dağılım fonksiyonunu olduğu yapılan hesaplamalar ile gösterilmiştir.

Akdağ ve Dinler tarafından [12] de Weibull olasılık dağılım fonksiyonun ölçü ve şekil parametrelerinin hesaplanmasında kullanılan yöntemler ile bu yöntemlerin bölgesel rüzgar gücü analizinde nasıl kullanılacağı ortaya konulmuştur.

Bölgesel rüzgar enerjisi bir nokta için analiz edilirken denklemler elle hesaplanabilir, fakat geniş bölgelerde hesaplamaları yapabilmek için ticari yazılımlar kullanılmaktadır. Bilimsel ve ticari çalışmalar için kullanılan başlıca yazılımlar; WindPRO, WAsP, WindSim, Windographer vb. olarak sıralanabilir.

Ölçülen rüzgar verilerinin değerlendirilmesi ve farklı noktalarda üretilen enerjinin tahmin edilmesi amacıyla Mortensen tarafından [13] de WAsP programı kullanılmıştır. Bu program ile ölçüm yapılmayan bölgelerdeki rüzgar enerjisi potansiyeli analizi gerçekleştirmiştir.

Simirislioğlu tarafından [14] de yapılan çalışmada bölgesel rüzgar ölçümlerinde kullanılan WAsP ve WindSim Rüzgar Enerjisi Potansiyeli analiz programlarının aynı meteorolojik ölçümler kullanarak farklı yüksekliklerde enerji üretimleri karşılaştırılmıştır. Buna göre bir yıllık ölçümler ile yapılan analizde iki rüzgar gücü analiz programının çıktılarında % 12,5'lik bir farkın olduğu ifade edilmiştir.

Xydis tarafından [15] de Yunanistan'ın bir bölgesinde rüzgar türbinlerin optimal yerleşimin hesaplanmasında kullanılmak üzere WAsP Programı kullanılarak bölgenin pürüzlülük haritası, yükselti haritası ile doğal ve yapay engel haritalarına bağlı olarak rüzgar gülü ve uzun dönem rüzgar verileri hazırlanmıştır.

Rüzgar enerjisinin doğru değerlendirilmesi için bir diğer önemli parametrede rüzgar santrallerinde kullanılan türbin tipleridir [16]. Bu teknolojiler arasında günümüzde en yaygın kullanılanlar; Sürekli mıknatıslı senkron generatör (SMSG) ve çift beslemeli asenkron generatör (ÇBAG) dir. Her bir teknolojinin kendine has avantajları ve dezavantajları mevcuttur. Bölge için en iyi rüzgar türbini teknolojisi seçiminin yapılabilmesi amacıyla üretim teknolojisi, üretim maliyetleri ve şebeke bağlantısındaki etkileri birlikte dikkate alınmalıdır.

Fingersh ve arkadaşları tarafından [17] de nominal gücü, yüksekliği ve teknolojisi bilinen bir türbin için yaklaşık ağırlık hesabı, parçaların ağırlıklarının fonksiyonu olarak ortaya konulmuştur.

Chung tarafından [18] de rüzgâr türbinlerinin optimizasyonu üzerinde analizler yapılmış ve türbin yapısına etki eden kısıtlar incelenerek bölge ve ülke için hedef teknoloji ve hedef maliyetlerine yönelik çözüm önerileri sunulmuştur.

Kekezoğlu vd. tarafından [19] da yapılan çalışmada, kurulacak olan rüzgâr türbinlerinin kullanım kapasiteleri ve ihtiyaç duyulan kapasiteyi karşılama oranları konusundaki davranışları incelenmiştir. Kekezoğlu vd. göre bir bölge için seçilecek rüzgâr türbini ile türbinlerin yerleşim sahasının birlikte değerlendirildiği fizibilite analizlerinin yapılması gerekmektedir.

Rüzgar türbinlerinin teknik kısıtlarının yanında bir de kurulum ve üretim maliyeti kısıtları da vardır. Bu kısıtlar; rüzgar santralinin kurulacağı alanın arazi fiyatları, iletim hattının kurulum maliyetleri, yükseltici transformatör ve şalt sisteminin maliyeti, teknoloji bazlı kurulum maliyetleri, bölgede bulunan diğer santrallerin üretim maliyetleri olarak sınıflandırılmıştır.

Hatipoğlu tarafından [20] de Türkiye güç sistemi üzerinde kurulması planlan bir rüzgâr santralinin kullanım kapasitesi, yatırım maliyeti ve işletme maliyeti detaylı olarak analiz edilmiştir. Buna göre 50 MW'lık bir santralin yaklaşık kurulum ve işletme maliyetine etki eden parametreler ortaya konulmuştur.

Optimizasyon çalışmalarında bölgesel veriler, türbin teknolojileri, ekonomik maliyetlerin yanı sıra sistem yöneticileri tarafından konulan kanun ve yönetmeliklerdeki kısıtlarının da dikkate alınması gerekmektedir.

Arz Güvenilirliği Yönetmeliği'nde bir bağlantı noktasındaki baraya bağlanabilecek fiderlerin kısıtları ve rüzgar türbinlerinin bağlantı şartları belirtilmektedir [21]. Optimal bağlantı çalışmalarında bu şartlar doğrudan kısıt olarak ortaya çıkmaktadır.

Yukarıda da ifade edildiği gibi rüzgar santrallerinin şebekeye bağlanabilirlik oranlarını belirleyebilmek için bu kısıtların bir kısmı veya tamamının göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Söz konusu kısıtların birlikte değerlendirilmesi işlemi optimal yerleşim işleminin zorunluluğunu ortaya çıkartmaktadır.

Wu vd. tarafından [22] de güç sistem analizinde kullanılan optimizasyon yöntemleri tanıtılmış ve bu optimizasyon yöntemlerine ilişkin farklılıklar ortaya konulmuştur. Buna göre matematiksel olarak yapılan analizlerde Doğrusal yada Doğrusal olmayan denklem takımları kullanılırken, sezgisel yaklaşımlarda ise arı kolonisi, kuş kolonisi, bulanık mantık, tabu arama vb. yöntemlerinin kullanılmakta olduğu ifade edilmiştir.

Güç sistemlerinde optimizasyon çözümleri için farklı amaç fonksiyonları birlikte veya bir birbirlerinden ayrı olarak tasarlanıp kullanılabilir. Optimizasyonda kullanılan matematiksel yöntemlerin birden fazla amaç fonksiyonu içermesi durumunda, ana optimizasyon ayrıştırılmasına ihtiyaç duyulmaktadır.

Farklı kısıtların birlikte değerlendirildiği optimizasyon algoritmalarının başında Bender ayrıştırma yöntemi (Shahidehpour vd. [23]), Nash dengesi yöntemi (Nemcova vd. [24]), oyun teorisi yöntemi (Shahidehpour vd. [25]) vb. gelmektedir. Bu yöntemler hem Doğrusal hem de Doğrusal olmayan optimizasyon yöntemleri ile birlikte kullanılabilir.

Wu vd. tarafından [22] de Bender ayrıştırma yöntemi kullanılarak güç sisteminin planlamasında amaç fonksiyonunu alt optimizasyon bloklarına ayrıştırılmıştır. Ekonomik yerleşim ana amaç fonksiyonu; güvenilirlik ve optimalite alt amaç fonksiyonlarına ayrıştırılmış ve iletim kısıtları, santral nominal güçleri, ekonomik yük paylaşımı, vb. çeşitli kısıtlar altında çözüm tekniği sunulmuştur.

Rüzgâr türbinin optimal yerleşimi, yukarıda verilen parametreler ile birlikte düşünülmesi gereken bir problemdir. Rüzgar ve güç sistemine bulunan kısıtların bir kısmını göz önünde bulundurarak yapılmış çalışmalar mevcut iken, tüm kısıtları kapsayan ve ulusal enerji şartlarını gerçekleyen bir analiz çalışması henüz mevcut değildir.

1.2 Tezin Amacı

Elektrik enerjisi ihtiyacının artması insanları farklı enerji kaynakları kullanmaya yönlendirmiştir. Yenilenebilir enerji kaynakları, çevresel etkileriyle enerji üretiminde ön plana çıkmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde rüzgar enerjisi; güç sistemi içerisinde yüksek güçte enerji üretebilmesi, sistemin hızlı devreye alınması, bölgesel kaynakların kullanımına imkan vermesi gibi özelliklerinkinden dolayı en çok tercih edilen yenilenebilir enerji kaynağıdır.

Gerçekleştirilen tez kapsamında yapılan çalışmanın amacı; bir bölgenin rüzgar potansiyeli kısıtları, güç sistem kısıtları, türbin teknolojileri, üretim maliyetleri, şebeke entegrasyon maliyetleri gibi kısıtlar altında kurulum ve üretim maliyetlerini minimize

eden ve buna karşılık maksimum rüzgar santrali sayısına göre bağlantı ve işleme güvenilirliğini sağlayan bir algoritmanın geliştirilmesidir. Bu amaç dahilinde söz konusu algoritma kullanılarak optimum enerji sistemi boyutlandırılmasının gerçekleştirilmesi ve ülkemiz enerji sistemin bir bölümüne uygulanması hedeflenmiştir.

1.3 Orijinal Katkı

Bu tez çalışmasında bölgesel enerji sistemi bir bütün olarak ele alınmış ve sisteme bağlanabilecek optimal rüzgar santral gücü; güç sistemi, rüzgar türbini teknolojileri, meteorolojik değişkenler ve maliyet değişkenlerinin dikkate alındığı bir optimizasyon algoritması tanımlanmıştır. Bu yönüyle, tez kapsamında yapılan çalışmayla literatüre önemli katkılar sağlanmıştır.

Yapılan çalışma, ülkemiz ulusal enerji sistemine entegre edilecek rüzgâr santrallerinin şebekeye bağlanabilirlik oranlarının gerçekçi olarak tespitine öncülük edecektir. Buna göre ülkemiz enerji sisteminin bir bölümün bağlanabilirlik kısıtları ortaya konulmuş ve çözümlemesi gerçekleştirilmiştir.

Tez çalışmasının ilk bölümünde, meteorolojik verilerin rüzgar santrallerinin tasarımındaki etkileri, türbin teknolojileri, rüzgar santrallerinin kurulumuna etki eden ekonomik parametreler, optimizasyon teknikleri, optimizasyon amaç ve kısıt fonksiyonları ile ilgili literatür çalışması yapılmıştır. Tezin amacı ve yapılan çalışmanın orijinal katkısı ortaya konulmuştur.

Bölüm 2’de Türkiye elektrik şebekesi genel yapısıyla birlikte mevcut yasal mevzuatlar hakkında bilgiler verilmiştir.

Bölüm 3’te rüzgar enerji sistemlerinin güç üretimine etki eden meteorolojik parametreler açıklanmış ve rüzgar santrallerine ait güç üretim denklemleri ortaya konulmuştur. Rüzgar rejimine ait dağılım fonksiyonu tanıtılmış ve bu fonksiyonun kullanımı durumunda türbin enerji çıkışının değişimi gösterilmiştir. Buna ek olarak farklı rüzgar türbin teknolojileri ve ekonomik değerleri sunulmuştur.

Bölüm 4’te güç sistemlerinde kullanılan optimizasyon yöntemleri tanıtılmış ve genel optimizasyon yapısı ortaya konulmuştur. Optimizasyon çalışmasında kullanılan Bender ayrıştırma yöntemi açıklanmıştır.

Bölüm 5’te güç sisteminde kullanılmak üzere geliştirilen algoritma sunulmuş ve ülkemiz enerji sisteminin bir bölümüne uygulanarak elde edilen sonuçlar gösterilmiştir.

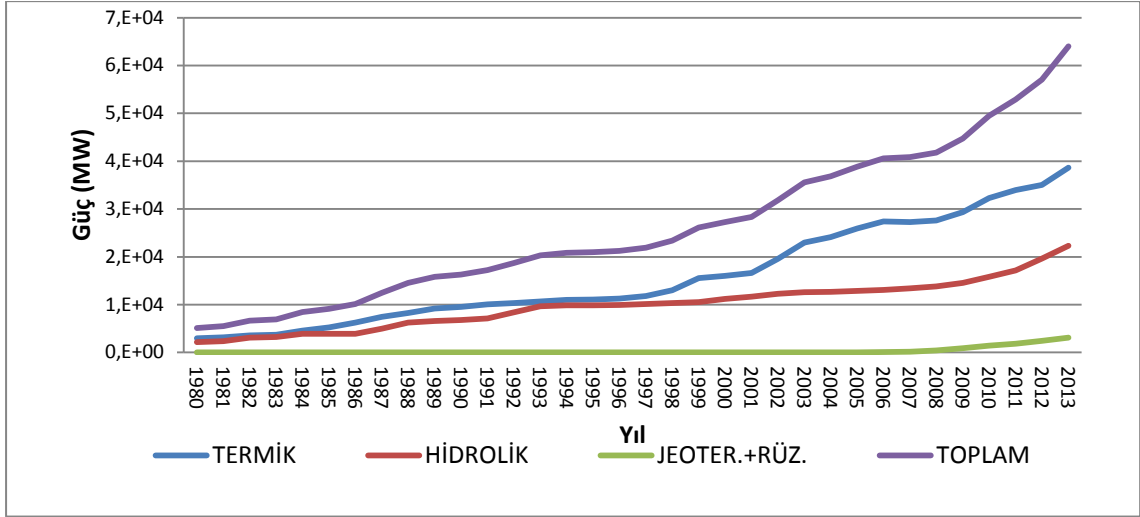
Tezin son bölümünde, gerçekleştirilen çalışmanın sonuçlarına ilişkin değerlendirme ve öneriler verilmiştir.

TÜRKİYE ELEKTRİK SEBEKESİ: GENEL YAPISI ve YASAL MEVZUAT

Elektrik enerjisi sistemi genel olarak enerji üretimi, iletimi ve dağıtım olmak üzere 3 temel bileşen üzerinden tanımlanabilmektedir. Bu bileşenlerden herhangi birisinde meydana gelen değişimler tüm sistemi etkilemektedir. Enerji üretimi, iletimi ve dağıtımın da meydana gelebilecek olan değişiklikler bu nedenle detaylı olarak incelenmelidir. Her bir enerji kaynağının çalışma sistemine göre şebekeye olan etkileri de farklılık göstermektedir. Bir enerji kaynağının şebekeye etkisini incelerken ulusal şebekenin mevcut durumunun da iyi analiz edilmesi büyük önem arz etmektedir.

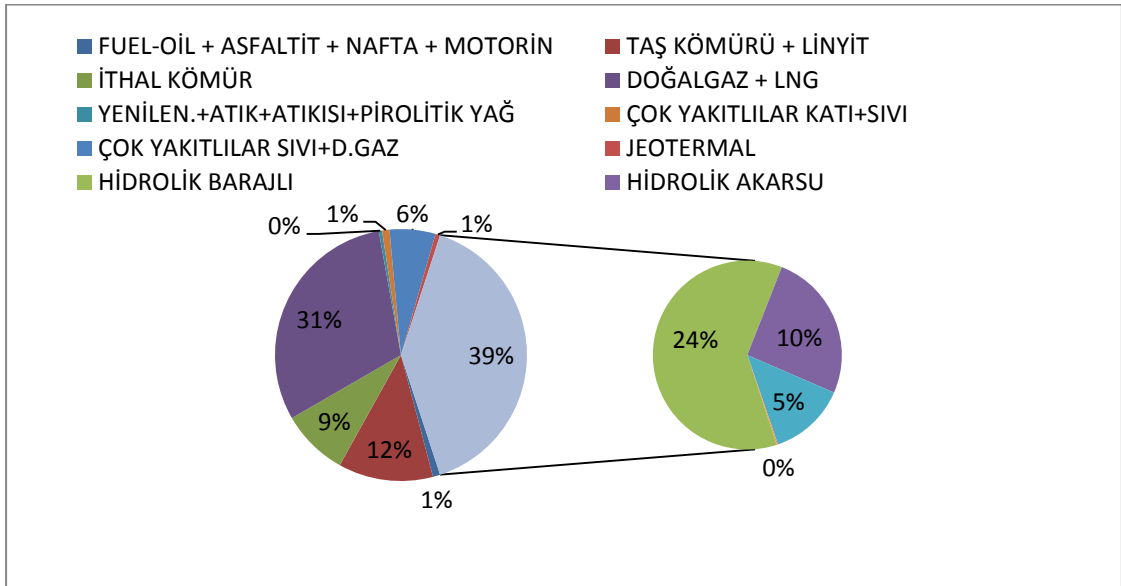
2.1 Türkiye Enerji Sisteminde Rüzgar Enerji Santrallerinin Yeri

Enerji üretiminde farklı kaynaklardan faydalanılması arz güvenirliliğinin artırılmasında önemli yöntemlerden biridir. Türkiye enerji üretiminin 1980 ve 2013 yılları arasındaki kaynak dağılımı ve toplam üretim miktarları Şekil 2.1’de verilmiştir. Şekil de görüldüğü üzere ülkemizin kurulu gücü içinde en büyük payı termik santraller alırken bunu sırası ile hidrolik, jeotermal ve rüzgar enerji santralleri takip etmektedir. Ayrıca enerji üretiminin son yıllarda hızlı bir büyüme gösterdiği de görülmektedir. Bu büyüme içerisinde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı ise diğer kaynaklar ile karşılaştırıldığında çok düşük seviyelerde kalmaktadır.



Şekil 2.1 Türkiye kurulu gücünün yıllar itibariyle gelişimi (1980-2013)[26]

2015 yılı Mart ayı sonu itibari ile üretim kaynaklarının toplam kurulu gücü 70.557,7 MW olarak tespit edilmiştir [27]. Kurulu gücün kaynaklar içindeki dağılımı ise Şekil 2.2’de verilmiştir. Şekil 2.2’den görülebileceği gibi tüm yenilenebilir enerji kaynaklarının üretim içerisindeki payı %40,5 seviyelerinde iken bu oran içinde rüzgar enerjisi payı %5,3 ve kullanım oranına karşılık gelen kurulu güç değeri ise 3730,6 MW'tır.



Şekil 2.2 Türkiye enerji kaynaklarına göre kullanım oranları [27]

İlkiliç tarafından yapılmış olan çalışmada Türkiye’nin yenilenebilir enerji kaynaklarına bağlı enerji üretim kapasitesinin tahmini büyüklüğünün 495 TWh/yıl olduğu ifade edilmiştir [1]. Bu potansiyelin 196,7 TWh/yıl Biomass, 125 TWh/yıl Hidroelektrik, 50 TWh/yıl Rüzgâr ve 22,4 TWh/yıl Güneş tahmin edilmektedir. Şekil 2.2’de verilen

kullanım oranları ile [1] de verilen veriler karşılaştırıldığında yenilenebilir enerji kaynakları açısından ciddi bir potansiyelin olmasına rağmen bu potansiyelin yeterince değerlendirilmediği ortaya çıkmaktadır. Rüzgâr enerjisi potansiyel gücünün 88000 MW seviyelerinde olduğu ve çeşitli kriterler baz alınarak yapılan ekonomik analizde ise sistemin en fazla 13260 MW'lık bir rüzgar gücünü kaldırabileceği ifade edilmektedir [2].

Dünya ülkelerinde 2013 yılı içerisinde rüzgar enerjisi kullanımı Çizelge 2.1'de verilmiştir. Çizelge 2.1'den görüldüğü gibi, Almanya'nın kurulu rüzgâr gücü Türkiye'nin kurulu gücünün 16 katı, Türkiye'nin birim yüzey alanı başına düşen kurulu rüzgâr gücü kullanım oranının 3,8 kW/km² iken Almanya da bu oranın 97,1 kW/km² ve Danimarka da ise 110,7 kW/km² olarak hesaplanmıştır [28]. Bu sonuçlara göre, ülkemizin yüzölçümüne oranla kurulu olan rüzgâr gücünün diğer ülkelere nazaran çok küçük olduğu görülmektedir.

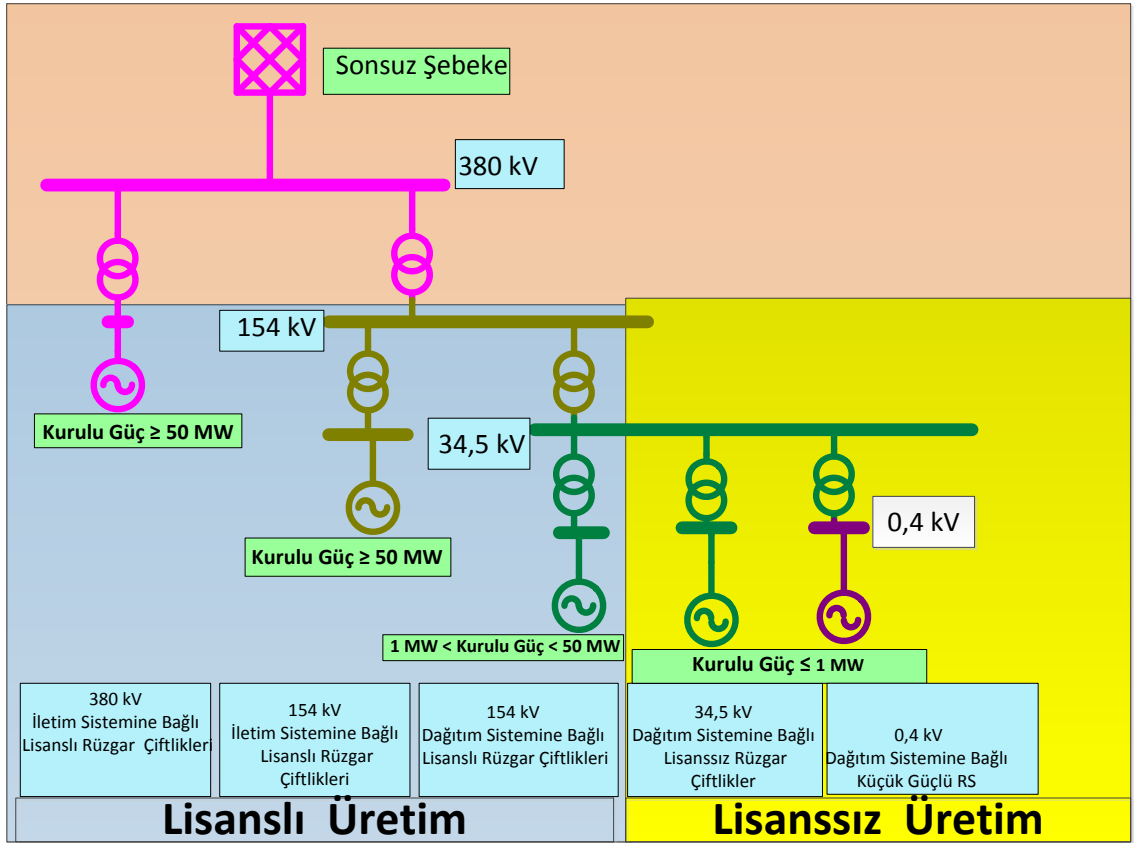
Çizelge 2. 1 Bazı Avrupa ülkelerinin yüz ölçümleri, rüzgâr enerji kullanım oranları ve kişi sayısına göre dağılımı[28]

ÜLKE	Yüz Ölçümü (1000 km ²)	2013 Rüzgâr Kurulu Gücü (MW)	Kurulu Gücün Kişi Başına Oranı (w/kişi)	Kurulu gücün km ² oranı (kW/ km ²)
Avusturya	84	1.684	204,9	20,1
Bulgaristan	31	681	96	6,1
Danimarka	43	4.772	862,9	110,7
Fransa	547	8.254	126,8	12,8
Almanya	357	34.660	425,4	97,1
İngiltere	244	10.531	168	43,2
Yunanistan	132	1.865	173,3	14,1
İsveç	450	4.470	491,8	9,9
İtalya	301	8.551	140,1	28,4
Polonya	92	3.390	88,2	10,8
İspanya	505	22.959	491,1	45,4
Türkiye	781	2.059	37,6	3,8

Ülkelerde rüzgâr enerjisi kullanımındaki hızlı büyümenin başlıca sebeplerinden biri yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimi için hazırlanmış yasal düzenlemelerdir [29], [30]. Bu kapsamda Türkiye de gerek kurulum desteği, gerekse alım garantileri verilerek teşvik çalışmaları hızlandırılmıştır. Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonunda yapılan üretim planlama senaryolarında, 2018

yılında rüzgar enerjisine dayalı üretim tesislerinin toplam kurulu güçteki payının %5,2 oranında olması planlanmaktadır [30].

Rüzgar enerjisi üretimindeki bu pay lisanslı ve lisanssız olmak üzere iki ana model üzerinden sağlanmaktadır (Şekil 2.3). Lisanssız elektrik üretimi 1MW ile sınırlandırılmıştır ve sistem alçak gerilim veya orta gerilim seviyesinden bağlanabilmektedir. Elektrik üretimi için kurulan lisanslı rüzgar enerji santralleri ise şebekeye 50 MW kadar dağıtım veya iletim sisteminden, bağlantı noktasındaki transformatör için belirlenen sınırlar doğrultusunda bağlanabilmektedir. 50 MW ve üstündeki rüzgar santrallerine ise doğrudan iletim seviyesine bağlanabilmektedir [21], [29].



Şekil 2. 3 Türkiye’de rüzgar enerji santralleri için izin verilen bağlantı tipleri

Üretim ve tüketim dengesinin sağlanabilmesi için üretim kaynaklarının; arz güvenilirliği, üretim çeşitliliği, sıcak rezerv miktarı, N-1 kısıtlılık durumları, enerji maliyetleri, enerji üretimi için yapılan alım garantili anlaşmalar vb. parametreler göz önünde bulundurularak en uygun işletme noktasında çalıştırılmaları amaçlanmaktadır.

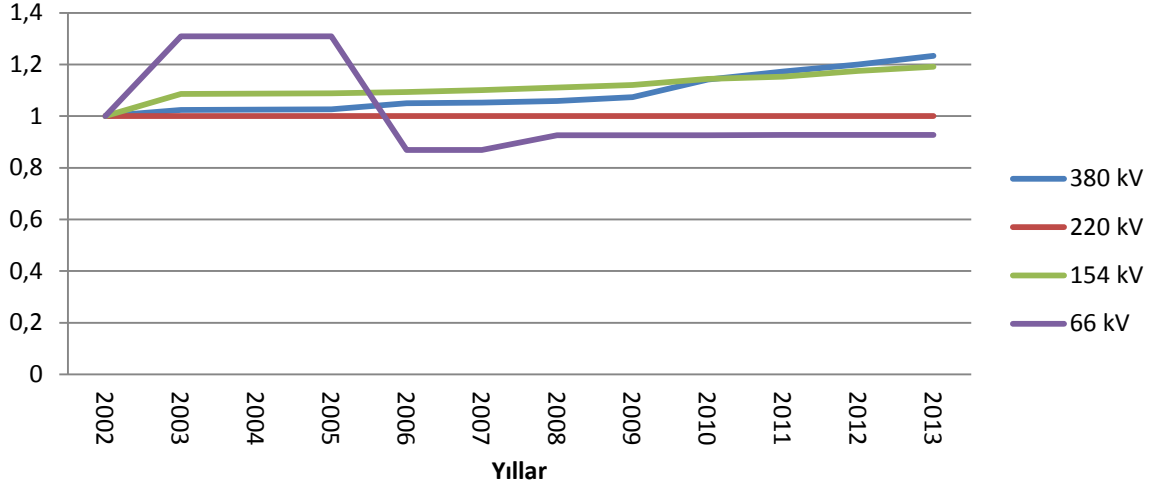
Bilindiği gibi elektrik enerjisinin maliyet ve sürdürülebilirlik kısıtları açısından, üretildiği anda tüketilmesi gerekmektedir. Bu kapsamda enerji iletim sistemi, enerji santralleri ile dağıtım noktaları arasındaki ana omurgayı oluşturan 36 kV ve üstü iletim hatlarından oluşan ve enerji transferinin gerçekleştirildiği sistem olarak tanımlanabilir. Enerji iletim sistemleri 154 kV ve 380 kV standart gerilim seviyelerinde çalışmasına rağmen bazı eski ve uluslararası hatlar bu standart gerilim seviyesinin dışında olabilmektedirler [30].

Türkiye Enerji iletim sistemi 2013 yılı verilerine göre, Türkiye genelinde toplam 1505 Adet (122236 MVA) transformatör (TR) ve 51344,7 km uzunluğunda enerji nakil hattı (ENH) bulunmaktadır. Yıllara göre farklı gerilim seviyelerine bağlı olarak iletim hatlarının gelişim Çizelge 2.2’de gösterilmiştir.

Çizelge 2. 2 Türkiye elektrik iletim sistemi ENH uzunluklarının tarihsel değişimi [30]

YILLAR	380 kV ENH (km)	220 kV ENH (km)	154 kV ENH (km)	66 kV ENH (km)	TOPLAM ENH (km)
2002	13625,5	84,5	28506	549,3	42765,3
2003	13958,1	84,5	30961,7	718,9	45723,2
2004	13970,4	84,5	31005,7	718,9	45779,5
2005	13976,9	84,5	31030	718,9	45810,3
2006	14307,3	84,5	31163,4	477,4	46032,6
2007	14338,4	84,5	31383	477,4	46283,3
2008	14420,4	84,5	31653,9	508,5	46667,3
2009	14622,9	84,5	31931,7	508,5	47147,6
2010	15559,2	84,5	32607,8	508,5	48760
2011	15978,4	84,5	32878,4	509,4	49450,7
2012	16343,7	84,5	33480,8	509,4	50418,4
2013	16808,3	84,5	33942,5	509,4	51344,7

Buna göre 2002 yılı baz yıl olarak seçildiğinde iletim hatlarındaki değişim Şekil 2.4’de verilmiştir.



Şekil 2. 4 2002 ve 2012 yılları arasındaki enerji iletim hatları uzunluklarının 2002 yılı uzunluk bazına göre değişimi

Şekil 2.4’de görülen 380 kV enerji nakil hatlarında yaklaşık %23, 154 kV enerji iletim hatlarında ise %19 bir büyüme söz konusu iken diğer gerilim seviyelerinde ise durağan veya negatif bir değişim görülmektedir. 154 kV ve 380 kV iletim hatlarındaki büyümenin başlıca sebebi ise enerji iletim sisteminde talebin artması ile üretim kaynaklarının farklı bağlantı noktalarından bağlanma talepleri gösterilebilir.

Enerji iletim sisteminin takip ve kontrolü, bir Milli Yük Tevzi Merkezi (Gölbaşı) ile 9 adet Bölgesel Yük Tevzi Merkezinden (Kuzeybatı Anadolu Yük Tevzi İşl. Müd. (Adapazarı) , Orta Anadolu Yük Tevzi İşl. Müd. (Gölbaşı/Ankara), Batı Anadolu Yük Tevzi İşl. Müd. (Işıkent/İzmir), Orta Karadeniz Yük Tevzi İşl. Müd. (Samsun), Güneydoğu Anadolu Yük Tevzi İşl. Müd. (Elazığ), Trakya Yük Tevzi İşl. Müd. (İstanbul), Doğu Anadolu Yük Tevzi İşl. Müd. (Erzurum), Doğu Akdeniz Yük Tevzi İşl. Müd. (Adana), Batı Akdeniz Yük Tevzi İşl. Müd. (Kepez/Antalya)) tarafından gerçekleştirilmektedir [31].

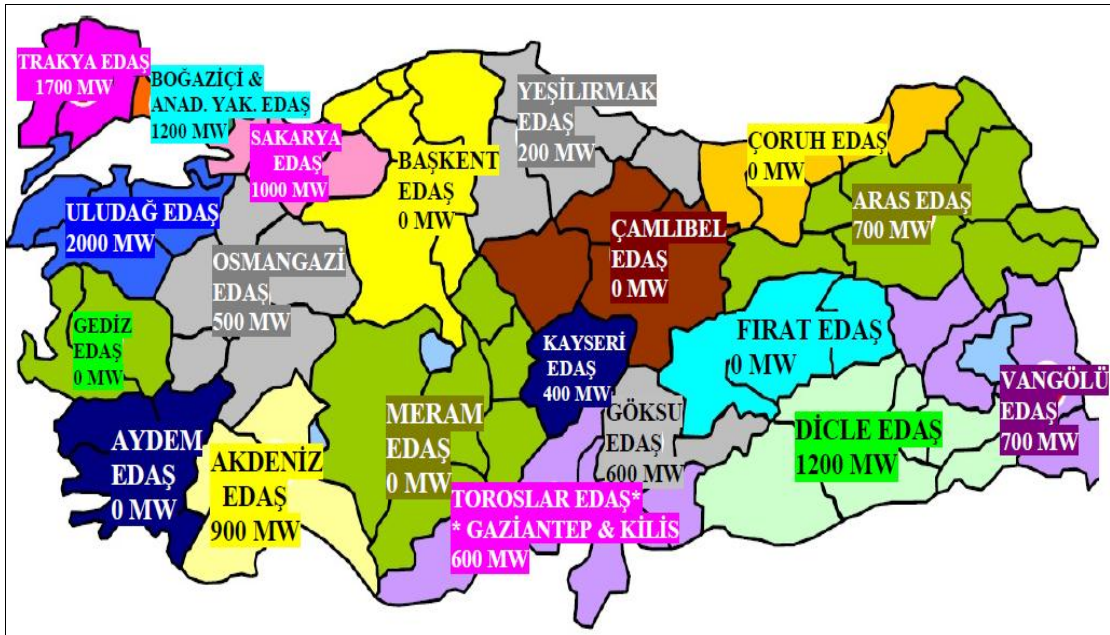
İletim Sistemi elektrik sisteminin ana omurgasını teşkil etmektedir. İletim tesisleri yatırımları pahalı, yapımı uzun zaman alan ve işletilmesi ülke ekonomisine etkileri açısından büyük önem taşıyan sistemler olduğundan bölgesel gelişim hedeflerinin, yük tahminlerinin ve arz kaynak noktalarının önceden optimum olarak belirlenmesi gerekmektedir [30].

Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) tarafından hazırlanan “Üretim Tesisleri Bölgesel Bağlantı Kapasite Raporu (2018-2024)”nda dağıtım şirketlerinin mevcut ve gelecekte

bağlanabilir sınır değerlerinin planlanmasına yönelik yük akış analizine dayalı çalışmalar yapılmıştır. Bu çalışmalar yapılırken yenilenebilir ve yerli kaynak elektrik üretim santrallerinin belirtilen bağlanabilir kapasite miktarlarının dışında değerlendireceği ifade edilmiştir. Yapılan analizler sonucunda 2014-2019 yılları arası 11,7 GW; bir sonraki beş yıllık dönemde (2019-2024) ise 11,9 GW bağlanabilir üretim kapasitesi olduğu hesaplanmıştır [32].

Türkiye elektrik dağıtım sistemi 20 adet dağıtım şirketinden meydana gelmektedir ve bu dağıtım şirketlerinin kurulu güç dağılımları ile sisteme eklenmek istenen yeni üretim santrallerin toplam güç değerleri Çizelge 2.3’de verilmiştir.

Çizelge 2.3’te bağlantı anlaşması yapılmış, Lisanslı/Önlisanslı çalışmalar tamamlanmış ve bağlantı görüşü var olan rüzgar enerji santrallerin bölgeler içindeki planlan toplam güç değerinin toplam kuracak güç değerine oranı verilmiştir. Buna göre en yüksek rüzgar santralin kurulumu Uludağ Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi (EDAŞ) dağıtım sınırları içinde olacağı, kurulacak tüm santrallerin güç değerine oranlandığında ise Boğaziçi + Anad. Yak. EDAŞ ve Uludağ EDAŞ ve Uludağ EDAŞ %24'lük bir kurulum planlanmaktadır. Vangölü EDAŞ ve Çoruh EDAŞ dağıtım şirketlerinde ise rüzgar santrali kurulmayacağı görülmektedir. Dağıtım bölgelerinin 2024 yılına kadar hesaplanan bağlanabilir güç değerleri Şekil 2.5’te verilmiştir.



Şekil 2. 5 Dağıtım bölgelerinin bağlanabilir güç değerleri (2019-2024) [32]

Çizelge 2. 3 Bölgesel bazda mevcut kurulu güç ve yeni başvurular [32].

Bölge Adı	Mevcut Kurulu Güç (MW)* *Nisan 2014, YTBS	Yeni Başvuru (MW)	Rüzgar (MW)	Rüzgar Güç/Toplam Güç
Trakya EDAŞ	3.739,86	6970	757	0,109
Boğaziçi + Anad. Yak. EDAŞ	3.006,53	2646	634	0,240
Uludağ EDAŞ	6309,11	6782	1673	0,247
Sakarya EDAŞ	4.761,44	2723	486	0,178
Osmangazi EDAŞ	2.597,96	2903	320	0,110
Gediz EDAŞ	5.805,49	5477	1211	0,221
Başkent EDAŞ	4055,65	6861	399	0,058
Aydem EDAŞ	3.840,02	3072	674	0,219
Çamlıbel EDAŞ	1.032,62	1379	230	0,167
Kayseri ve Civarı Elektrik TAS	501,49	865	196	0,227
Meram EDAŞ	853,94	3101	493	0,159
Akdeniz EDAŞ	2.288,96	730	97	0,133
Yeşilırmak EDAŞ	4.139,85	3224	189	0,059
Çoruh EDAŞ	3.338,61	4031	0	0,000
Aras EDAŞ	743,92	2561	15	0,006
Fırat EDAŞ	3.690,20	3015	10	0,003
Vangölü EDAŞ	400,01	2190	0	0,000
Göksu EDAŞ	4.274,72	1466	196	0,134
Dicle EDAŞ	5104,62	5571	63	0,011
Toroslar EDAŞ	6.099,88	19349	545	0,028
Toplam:	66.584,88	84916	8188	0,096

2.2 Türkiye’de Rüzgar Enerji Santralleri ile İlgili Yasal Mevzuatlar

Türkiye de yenilenebilir enerji kaynakları kullanım alanlarının tespit edilmesi, değerlendirilmesi, verimliliklerine göre sınıflandırılması, işletmeye alınması, izlenmesi ve gelecek planlamasının yapılması amacıyla hazırlanmış bir çok kanun ve yönetmelikler mevcuttur. Tez içerisinde, bu çalışmada kullanılan kanun ve yönetmelikler tanıtılacaktır. Diğer yasa ve mevzuatlar ise bu başlığın kapsamı dışında tutulmuştur.

Bu kapsamda öncelikle enerji kaynaklarının tespit edilmesi için “Elektrik Enerjisi Üretimine Yönelik Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanlarının Belirlenmesi, Derecelendirilmesi, Korunması ve Kullanılmasına İlişkin Usul Ve Esaslara Dair Yönetmelik Birinci Bölüm” adlı yönetmelik hazırlanmıştır. Yönetmeliğin amacı "Kamu ve hazine arazilerinde elektrik enerjisi üretimine uygun yenilenebilir enerji kaynak alanlarının belirlenmesi, derecelendirilmesi, korunması ve kullanılmasına ilişkin usul ve esasları düzenlemektir" olarak tanımlanmıştır [33].

Kaynak alanlarının tanımlanmasının ardından rüzgar çiftlik alanlarının yerleşimi ve birim alana düşen enerji miktarının hesaplanması için gerekli olan prosedürler "Rüzgâr Enerjisine Dayalı Lisans Başvurularının Teknik Değerlendirilmesi Hakkında Yönetmelik" içerisinde tanımlanmıştır. Bu yönetmelikte rüzgar türbinlerinin kurulum yönü, alansal kapasite değerleri ve türbinlerin yerleşim planlarının değerlendirilmesine ilişkin yasal mevzuat verilmektedir [34].

Kaynak alanlarının belirlenmesi işleminden sonra sistem üzerinde bağlanabilecek rüzgar santrallerinin teknik bağlantı sınırlarının tanımlanması Elektrik Şebeke Yönetmeliğinde tanımlanmaktadır [29]. Yönetmelik ayrıca iletim sisteminin tasarım esaslarını da tanımlamaktadır. Elektrik Şebeke Yönetmeliği Ek 18’de rüzgar enerji sistemlerinin enerji iletim sistemine bağlanması durumunda hangi teknik kısıtları sağlaması gerektiği sıralamıştır. Bu yönetmeliğe ek olarak teknik kısıtların uluslararası tasarım ve uygulamalara uygunluğunun denetlenmesi içinde, kurulacak santrallerin imalat ve şebeke montajında, rüzgar enerjisi sistemlerinin teknik özelliklerini tanımlayan TS EN 61400 serisi bağlantı standartlarına uyulması zorunlu kılınmıştır.

Rüzgar enerjisi sistemlerinin teknik özelliklerini tanımlayan TS EN 61400 serisi standart gurubu içinden TS EN 61400-1 tasarım kriterlerini tanımlamaktadır. TS EN 61400-1 standardı içinde rüzgâr türbinlerinin mühendislik bütünlüğünü sağlamak için temel tasarım konuları, türbin bileşenleri, türbin sınıfları vb. konular tanımlanmıştır [35].

Alan ve türbin seçiminden sonra şebeke bağlantı sınırlarının tanımlanması gerekmektedir. Bu kapsamda "Rüzgâr Türbinleri Bölüm 21: Şebekeye Bağlı Rüzgâr Türbinlerinde Güç Kalitesi Karakteristiklerinin Ölçülmesi ve Değerlendirilmesi (TS EN 61400-21)" standardı referans alınmaktadır [36]. TS EN 61400-21 içerisinde rüzgar

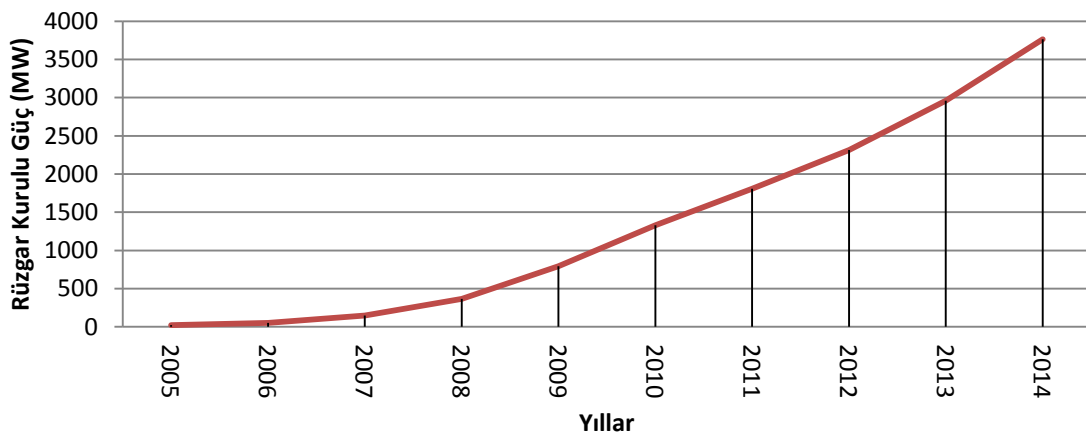
türbinlerinin şebekeye bağlantısı durumunda etkilerinin güç kalitesi açısından değerlendirilebilmesine ilişkin hususlar verilmiştir.

RÜZGAR ENERJİ SİSTEMLERİ

Bu bölümde rüzgar enerjisinin Dünya’da ve Türkiye’de enerji talebinin karşılanmasındaki yeri, türbin sistemlerini oluşturan bileşenler, rüzgar hızı ve güç ilişkisi, rüzgar enerjisi ve enerji üretim maliyeti bileşenleri tanıtılacaktır.

3.1 Rüzgar Enerjisinin Türkiye ve Dünyadaki Yeri ve Pazar Payları

Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği'nin verilerine göre Türkiye’de ki kurulu rüzgar gücü 2014 yılında 803,65 MW'lık bir artış ile 3762,1 MW değerine ulaşmıştır. Yıllara göre rüzgar türbinlerindeki artış Şekil 3.1’de verilmiştir [37]. Şekilden 2005 yılında 20 MW'lık bir kurulu kapasite değerinden 2013 yılında 3762,10 MW kurulu kapasiteye ulaştığı görülmüştür. Buna göre rüzgar santrallerinin şebekeye entegrasyonunda 10 yıllık bir süre içerisinde yaklaşık olarak %1880’lik bir artış gerçekleşmiştir.



Şekil 3. 1 Türkiye rüzgar enerjisi kurulu güç değişimi [37]

Dünya Rüzgar Enerjisi Birliği'nin verilerine göre 2014 yılının ortası itibariyle dünya üzerinde kurulu rüzgar türbin gücü 360 GW olarak gerçekleşmiş ve dünyanın toplam kurulu gücünün %4'lük kısmını oluşturmuştur [38]. Dünyadaki kurulu güç sıralamasındaki ilk 15 ülke Çizelge 3.1'de verilmiştir. Çizelge 3.1'de 2014 yılının birinci yarısında dünyada kurulan rüzgar santrallerinin %41'lik bölümünün Çin'de olduğu görülmektedir. Yeni rüzgar santrallerinin kurulumunda başı çeken diğer ülkeler: Almanya, Brezilya ve Hindistan'dır. Çizelge 3.1'de Brezilyanın 2013 yılındaki kurulu kapasitesinde %38 oranında artırıma gittiği görülmektedir. Avrupa ülkelerine bakıldığında yeni kurulan rüzgar santralini Almanya ve İngiltere de olduğu görülmektedir. Dünya Rüzgar Enerjisi Birliği'nin raporunda, Avrupa'daki rüzgar enerjisi kullanımındaki artış oranının düşük olmasının da Ukrayna'daki belirsizliklerin etkili olduğu ifade edilmektedir [38].

Çizelge 3. 1 Rüzgar enerji kullanımına göre ilk 15 ülke [39]

No	Ülke	2013 (MW)	2014 1.dönemin de Kurulan (MW)	2014 (MW)
1	Çin	91413	7175	98588
2	ABD	61108	835	61946
3	Almanya	34658	1830	36488
4	İspanya	22959	100	2297
5	Hindistan	2015	1112	21262
6	İngiltere	10531	649	1118
7	Fransa	8254	338	8592
8	İtalya	8551	30	8586
9	Kanada	7698	723	8526
10	Danimarka	4772	83	4855
11	Portekiz	4724	105	4829
12	İsveç	447	354	4824
13	Brezilya	3399	1301	4700
14	Avustralya	3049	699	3748
15	Polonya	339	337	3727

Türkiye'de kullanılabilir toplam rüzgar enerji potansiyeli 88000 MW olarak hesaplanmıştır[1]. Türkiye'nin bölgesel rüzgar hızı ortalamaları ve ortalama güç

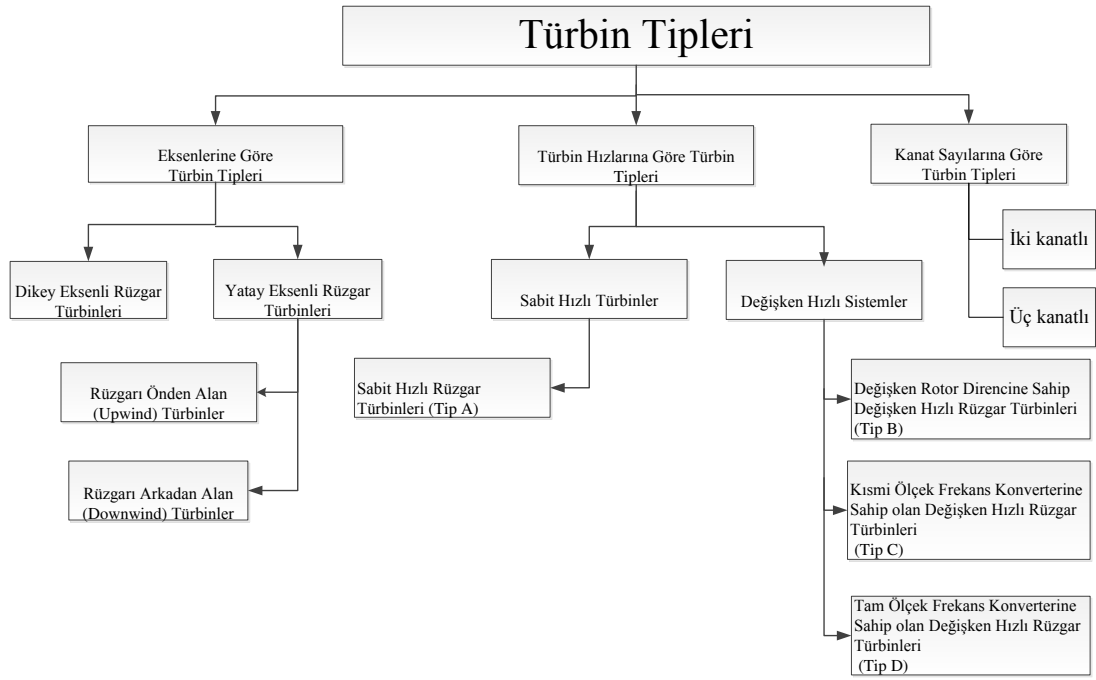
yoğunluğu değerleri Çizelge 3.2’de verilmiştir. Çizelge 3.2 incelendiğinde bölgesel bazda en yüksek rüzgar potansiyelinin Marmara Bölgesinde, en düşük potansiyelin ise Doğu Anadolu Bölgesinde olduğu görülmektedir.

Çizelge 3. 2 Türkiye'nin ortalama bölgesel rüzgar güç yoğunluğu[1]

Bölge	Yıllık Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	Güç yoğunluğu (watt/m ²)
Marmara Bölgesi	3,29	51,91
Ege Bölgesi	2,65	23,47
Akdeniz Bölgesi	2,45	21,36
Orta Anadolu Bölgesi	2,46	20,14
Karadeniz Bölgesi	2,38	21,31
Doğu Anadolu Bölgesi	2,12	13,19
Güneydoğu Anadolu Bölgesi	2,69	29,33

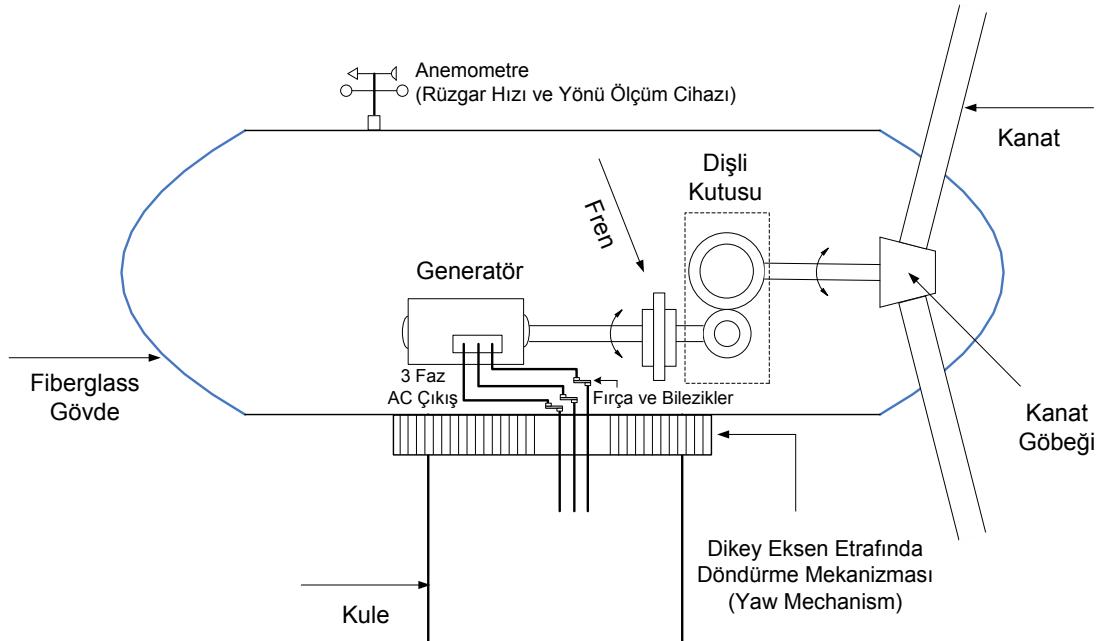
3.2 Rüzgar Türbini Bileşenleri

Rüzgar enerjisinin elektrik enerjisine dönüşümü rüzgar türbinleri tarafından yapılmaktadır. Rüzgar türbinleri öncelikle ortamdaki hava akışını kanatları vasıtası ile yakalayarak mekanik enerjiye dönüştürürler [16]. Dönüştürülen bu mekanik enerji dişli ve şaft ile rüzgar generatörüne iletir ve bu bölümde de mekanik enerji generatör vasıtası ile elektrik enerjisine dönüştürülür. Mekanik enerjiyi generatör vasıtası ile elektrik enerjisine çevrilerek, güç elektroniği ile şebeke şartlarına uyumlu hale getirilip ortak bağlantı noktası üzerinden şebekeye aktarılır. Rüzgar türbinleri Şekil 3.2’den görüleceği gibi eksen tiplerine, türbin hızlarına ve kanat sayılarına göre farklı modellerde imal edilmektedir.



Şekil 3. 2 Rüzgar türbini tipleri

Ticari rüzgar türbinleri genellikle yatay eksenli olarak imal edilmektedirler. Tez kapsamında yatay eksenli rüzgar türbin modelleri kullanılmıştır. Şekil 3.3'te yatay eksenli rüzgar türbinlerinin bileşenleri verilmiştir. Yatay eksenli bir rüzgar türbini; kanatları, dişli sistemleri, şaft sistemleri, generatör, güç elektroniği üniteleri, kule, kontrol sistemleri, trafo, kablolar, reaktörler, filtreler, koruma sistemleri, güvenlik üniteleri ve gövde bileşenlerinden meydana gelmektedir [39].



Şekil 3. 3 Yatay eksenli bir rüzgâr türbinin ayrıntılı yapısı [40]

3.2.1 Kanat

Bir türbin üzerinde rüzgarın kinetik enerjisinin mekanik enerjiye dönüşümünü sağlayan bileşenlerdir. Rüzgar türbinlerinin kanatları, alüminyum, cam elyafı ile güçlendirilmiş malzemeler ve ahşap gibi hammaddeler kullanılarak imal edilebilmektedir. Kanatların imal edildikleri bileşenlere göre maliyetleri değişmektedir. Rüzgar türbinleri tasarım tipine göre farklı kanat sayılarında imal edilebilmektedirler. Günümüzün en yaygın kullanımı üç kanatlı sistemlerdir [41].

3.2.2 Nasel (Gövde)

Nasel, kanatlardan gelen rüzgâr enerjisinin mekanik aksam yardımıyla elektrik enerjisine çevrildiği yerdir [20].

3.2.2.1 Ana Yatak

Rüzgar türbinin elektrik ve mekanik aksamalarının oturtulduğu ana bölümdür. Bu bölümde generatör, dişli kutusu ve elektrik ekipmanları bulunmaktadır.

3.2.2.2 Sapma (Yaw) Mekanizması

Sapma mekanizması naselin altında yer alan ve naselin kulenin en üst ucuna hareketli olarak bağlantısını sağlayan dişli yatak ve bu dişli yataklara bağlı sapma motorlarından oluşmaktadır.

3.2.2.3 Göbek (Hub)

Göbek, kanatlarda oluşan dönme momentinin iletilip generatörün rotoruna aktarıldığı bileşendir. Göbek, doğrudan generatöre bağlı olabildiği gibi bir dişli kutusu üzerinden de generatöre bağlanabilmektedir. Göbek üretilen momentin aktarılmasının yanı sıra kanatların açı kontrol sisteminden gelen sinyallere göre kendi eksenini etrafında döndürülmesi işlemlerinin yapılmasında da kullanılmaktadır [20].

3.2.2.3.1 Açı Kontrol Sistemleri

Rüzgar türbin kanatlarına gelen rüzgardan en yüksek seviyede yararlanmak için kanatlarının kontrol edildiği sistemlere kanat açı kontrol sistemi denir. Bu kontrol

sistemi kanatın pozisyonunu, anlık rüzgar hızını ve rotor hızını sensorlar yardımı ile algılayarak kanatların uygun pozisyona gelmesini sağlar [39].

3.2.2.4 Dişli Kutusu

Dişli kutusu, kanatların dönmesi sonucu oluşan düşük devirdeki rotor hızının yüksek devirli generatör hızına dönüştürülmesinde kullanılır.

3.2.2.5 Generatörler

Rüzgar türbinlerinde elektrik enerjisinin üretildiği elektrik makineleridir. Doğru Akım Generatörleri, Asenkron ve Senkron olarak imal edilmektedir. Ticari olarak kullanılan asenkron Generatör modelleri; Sincap Kafesli (Squirrel Cage) Asenkron Generatör , Rotoru Sargılı Asenkron Generatör, Ayarlanabilir Dirençli (Optislip) Rotoru Sargılı Asenkron Generatör, Çift Beslemeli Asenkron Generatör (ÇBAG) iken Senkron Generatör modelleri ise ; Alan Sargılı Senkron Generatör, Sürekli Mıknatıslı Senkron Generatörleri (SMSG)'dir. Rüzgar türbinleri içinde en çok kullanılan modelleri ÇBAG ve SMSG dir.

3.2.2.6 Hidrolik Soğutma Sistemi

Hidrolik soğutma sistemleri, mekanik sistemlerin ve generatör de oluşturdukları aşırı ısının kontrol altına alınmasında kullanılan sistemlerdir.

3.2.2.7 Makine Dairesi (Nasel) Kaporta

Makine dairesin içindeki ekipmanları çevreleyen metal bölümdür.

3.2.3 Mekanik Frenleme Sistemi

Mekanik Frenleme Sistemi, yüksek hızlarda generatörün zarar görmemesi için kullanılan mekanik frenleme sistemleridir.

3.2.4 Asansör Sistemleri

Türbin sistemi ekipmanlarının ve teknik personelin nasele ulaşımını sağlayan sistemlerdir.

3.2.5 Elektrik Ekipmanları

Rüzgar türbinlerinin generatörlerinde üretilen enerjinin santral içi bağlanması amacı ile kullanılan kablolar, rüzgar türbinlerinin farklı gerilim seviyelerinde ürettiği enerjiyi şebeke gerilimine dönüştüren transformatörler (Tr), anahtarlama elamanları, algılayıcılar ile yıldırım ve topraklama sistemlerinden oluşan ekipmanlardır.

3.2.6 Kule

Yatay eksenli rüzgar türbinlerinin en önemli bileşenlerinden biri olan kuleler çelik veya betondan imal edilmektedirler. Kule, türbin bileşenlerini barındıran gövde kısmını taşımaktadır ve rüzgar santrallerinin toplam yatırım maliyetlerinde yaklaşık % 16 kısmına denk gelmektedir [42].

3.2.7 Güç Elektroniği Ekipmanları

Rüzgarın kararsız yapısı ve anlık olarak değişmesi rüzgar santrallerinin çıkış gücünde değiştirmektedir. Bu problemleri ortadan kaldıracırmak amacıyla rüzgar türbinleri güç elektroniği ekipmanları yardımı ile şebekeye bağlanmakta ya da yük beslemektedirler. Rüzgar enerjisi sistemlerinde çalışma modeli ve gücüne göre doğrultucu ve inverterlerine bağlı güç elektroniği ekipmanları kullanılmaktadırlar. Böylece türbin çıkışı istenilen gerilim ve frekans değerine sahip hale getirilmektedir [41].

3.2.8 Kontrol Sistemi

Kontrol sistemi; türbin içerisindeki tüm değişkenlerin kayıt altında tutulduğu ve uzaktan izlemenin yapıldığı sistemdir.

3.3 Rüzgar Enerji Dönüşüm Sistemleri ve Meteorolojik Değişkenler

Küresel atmosfer, hava kütlelerini farklı termal potansiyel noktaları arasında taşıdığı için bir termal motor olarak düşünülebilir. Bu motorun kaynağı güneştir. Küresel atmosfer içerisinde güneş ışınımının farklı açılar ile dünyaya düşmesi, dünyanın dönmesi ve dünya yüzeyinin de farklı yüzey şekillerine sahip olması sebebi ile dünya yüzeyinde farklı basınç noktaları oluşur. Bu basınç noktalarının dengelenmesi için ekvator dan kuzey ve güney kutuplarına doğru ısı aktarımı meydana gelir. Oluşan ısı

aktarımının etkisiyle dünya yüzeyinde farklı rüzgar akımları oluşur. Rüzgar akımlarına global rüzgar sistemleri denir [39]. Yerden yüksekte, yüzey pürüzlülüğünün hava akışı üzerinde bir etkisi yok iken sadece gradyen kuvvetlerinin etkisiyle oluşan ve alçak basınç bölgelerine doğru akan hava hareketlerine ise jeostrofik rüzgar sistemleri denmektedir. Küresel rüzgarlarının bir parçası da bölgesel rüzgar sistemleridir. Bölgesel rüzgarlar, bölgeler arasındaki potansiyel farklardan meydana gelirler ve yüzey şekilleri ile doğrudan ilişkilidirler [39].

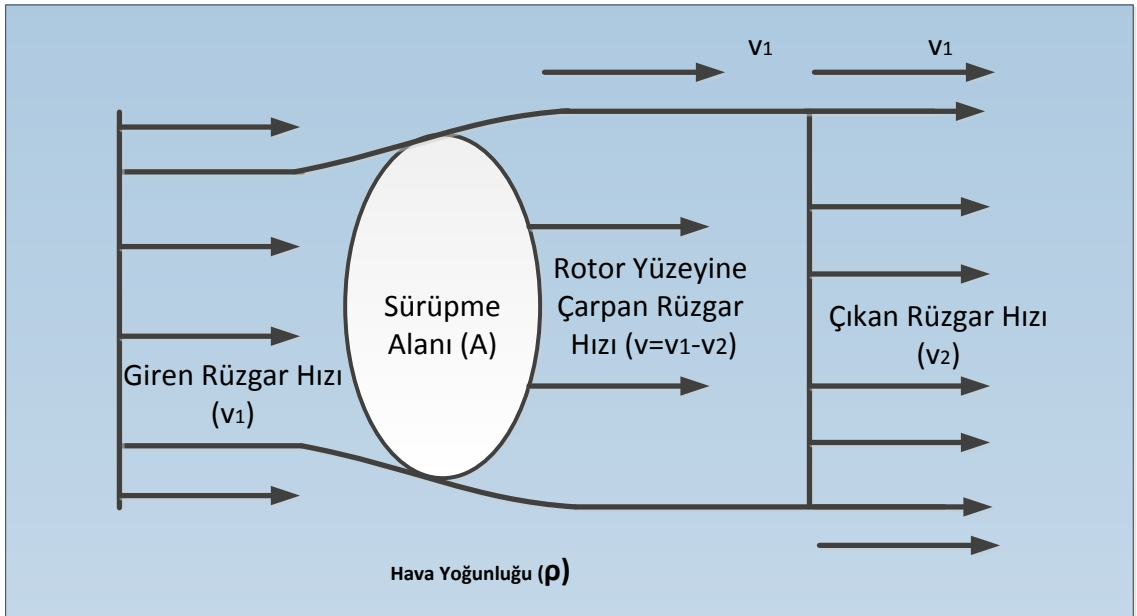
3.3.1 Rüzgar Enerji Dönüşüm Sistemlerinde Rüzgar Hızı ve Güç İlişkisi

Atmosferdeki basınç ve sıcaklık farklarından oluşan rüzgar akımlarının sahip olduğu güç, rüzgar gücü olarak adlandırılır. v hızına ve m kütlesine sahip rüzgar akımlarının sahip olduğu enerji hesaplanmasında (3.1)'de verilen kinetik enerji formülü kullanılır [16].

$$E_k = \frac{1}{2} \times m \times v^2 \quad (3.1)$$

Burada; E_k Kinetik enerji (Joule), v Rüzgarın hızı (m/s) ve m Rüzgarın kütlesidir (kg) .

Bir A süpürme alanı içerisinde geçen v hızındaki havanın $\dot{m}$ kütleli debisi (3.2) eşitliğinde verilmiştir (Şekil 3.4).



Şekil 3. 4 Rüzgar kütlesi bileşenleri

$$\dot{m} = \rho \times A \times v \quad (3.2)$$

Burada; $\dot{m}$ kütleli debi, ρ Hava yoğunluğu (kg/m^3), A Rotor kanatlarının süpürdüğü alan (Rüzgârın geçtiği bölgenin kesit alanı) (m^2) ve v rüzgar hızını (m/s) belirtmektedir.

(3.2)'de birim zamandaki kütleli debi eşitliği (3.1)'deki kinetik enerji denklemi içerisine yazılır ve enerjinin zaman göre türevi alınır (3.3) ile verilen rüzgar güç formülü elde edilir [43].

$$P_w = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times v^3 \quad (3.3)$$

Burada; P_w Rüzgâr(hava) akışındaki mekaniksel gücü (watt) belirtmektedir.

3.3.2 Atmosferik Şartların Rüzgâr Gücü Üzerindeki Etkileri

Rüzgar enerjisi üretiminde meteorolojik koşulların ve ölçüm yapılan yüksekliğin değişmesi ile (3.3) eşitliğinde verilen üretilebilecek potansiyel rüzgar gücünde değişmektedir. Rüzgar gücünün değişmesinde en önemli parametreler; hava yoğunluğu ve yükseltilidir.

3.3.2.1 Sıcaklığın Hava Yoğunluğuna Etkisi

Farklı hava şartları için hava yoğunluğu “ideal gaz kanunundan (3.4)” hareketle elde edilebilir.

$$P \times V = n \cdot R \cdot T \quad (3.4)$$

$$\rho = \frac{n \times MA \times 10^{-3}}{V} \quad (3.5)$$

Eşitlik (3.4)'te, V yi yalnız bırakıp (3.5)'in içine yazılması ile (3.6) eşitliği elde edilir [43].

$$\rho = \frac{P \times MA \times 10^{-3}}{R \times T} \quad (3.6)$$

Burada; P Mutlak basınç (1 atm), V Hacim (m^3), n Kütle (mol), R İdeal gaz sabiti $8,2056 \times 10^{-5} \left(\frac{\text{m}^3 \times \text{atm}}{\text{Kelvin} \times \text{mol}} \right)$, T Mutlak sıcaklık (Kelvin) ve MA Gazın moleküler ağırlığını (g/mol) belirtmektedir.

(3.6)'dan görüldüğü gibi hava yoğunluğu (ρ) sıcaklık ile ters orantılıdır ve potansiyel rüzgar gücü üretimi ile de ters orantılı olarak değiştirmektedir [16].

3.3.2.2 Rakımın Hava Yoğunluğuna Etkisi

Rüzgâr gücünün, atmosferik basınca bağlı olduğu (3.6)'dan görülmektedir. Atmosfer basıncı ise rakımın bir fonksiyonu olduğundan deniz seviyesinin üzerindeki bölgelerde rüzgâr gücü tahmin edilirken bir düzeltme faktörü kullanılmalıdır. Eşitlik (3.7)'de sabit bir hava koridorunun içersin de sıcaklık değişiminin ihmal edilmesi durumu için yükseltiye bağlı basınç değişiminin denklemi verilmiştir [43].

$$P = P_0 \times e^{-1.1875 \times 10^{-4} \times hr} \quad (3.7)$$

Burada; P_0 Referans basınç (1 atm) ve hr Rakım (Metre) belirtilmektedir.

3.3.3 Topografyanın Rüzgar Enerji Sistemlerine Etkisi

Bir bölgede topografyanın değişmesi pürüzlülük, gölgeleme ve orografik büyüklüklerini değiştirmektedir. Bu değişimlerin rüzgar gücü üzerinde doğrudan etkisi bulunmaktadır.

3.3.3.1 Pürüzlülük

Topografyanın değişmesi sonucunda rüzgar hızı yeryüzü ile sürtünme etkileşimi içerisine girmektedir. Bu etkileşimin yüksekliğe bağlı değişimi (3.8)'de verilmiştir [43].

$$\left(\frac{v_k}{v_{ref}} \right) = \left(\frac{H_k}{H_{ref}} \right)^\alpha \quad (3.8)$$

Burada; v_k k yüksekliğindeki rüzgar türbini göbek yüksekliğindeki rüzgar hızı (m/s), H_k k yüksekliğindeki rüzgar türbini göbek yüksekliği (m), v_{ref} Referans rüzgar hızı (m/s), H_{ref} Referans rüzgar hızının alındığı yükseklik (m) ve α Sürtünme katsayısını ifade etmektedir.

Eşitlik (3.8)'de verilen bölgenin pürüzlülük katsayısı yer yüzeyinin yapısına göre farklı göstermektedir. Çizelge 3.3'de farklı yüzeyler için sürtünme katsayıları verilmiştir.

Pürüzlülüğün en düşük olduğu yerler durgun su ve sert toprak yüzeyleri iken özellikle şehir içinde kalmış alanlarda değer giderek büyümektedir. Özellikle ormanlık alanlarda rüzgar santrali çalışmalarında pürüzlülük hesaplamaları büyük önem arz etmektedir.

Çizelge 3. 3 Yüzey yapısına göre sürtünme katsayıları[43]

Yeryüzü Karakteristiği	Sürtünme katsayısı (α)
Pürüzsüz sert toprak, durgun su	0,10
Toprak seviyesinde uzun çimenli bölge	0,15
Toprak seviyesinin üzerinde daha uzun mahsul	0,20
Kırsal orman alanları veya bir çok ağaçlıklı alan	0,25
Ağaçlık ufak kasabalar	0,30
Uzun binalarla dolu büyük şehirler	0,40

Bölgenin rüzgar pürüzlülük değeri için kullanılan bir diğer eşitlik ise (3.9)'da verilmiştir. (3.9) eşitliğinde bölgenin pürüzlülük uzunluğunu, rüzgar türbinin kule yüksekliği, referans yükseklik ve referans yükseklikteki rüzgar hızı dikkat alınarak kule yüksekliğindeki rüzgar hızı hesaplanmaktadır.

$$\frac{v_k}{v_{ref}} = \frac{\ln\left(\frac{H_k}{z}\right)}{\ln\left(\frac{H_{ref}}{z}\right)} \quad (3.9)$$

Burada; z Pürüzlülük uzunluğunu (m) göstermektedir.

Pürüzlülük sınıflandırması ve uzunluğu ile ilgili Çizelge 3.4 verilmiştir.

Çizelge 3. 4 Pürüzlülük sınıflandırması ve uzunluğu [43]

Pürüzlülük Sınıfı	Tanım	Pürüzlülük Uzunluğu (m)
0	Su yüzeyi	0,0002
1	Açık geniş araziler(Az sayıda engel var)	0,03
2	Çiftlikler(1'er km aralıklarla rüzgâr engelleyiciler var)	0,1
3	Çok fazla rüzgâr engeli olan çiftlik veya kenar mahalle	0,4
4	Yoğun yerleşim bölgeleri veya orman	1,6

3.3.3.2 Gölgeleme Etkisi

Bir rüzgar santralinde türbinlerin birbirini etkilemesinden dolayı verimin düşmesine gölgeleme, neden olan bu etkiye de gölgeleme etkisi denir ve (3.10)'da verildiği gibi hesaplanır.

$$v_c = v_g \left[1 - (1 - \sqrt{1 - c_t}) \left(\frac{D}{D + 2 \times k_g \times l} \right)^2 \right] \quad (3.10)$$

Burada; v_c Gölgeleme etkisine uğrayan, ilk türbinin rotorundan sonraki l uzaklıktaki rüzgâr hızı (m/s), v_g ilk türbinin rotoruna giren rüzgarın hızı (m/s), c_t türbinde oluşan itme kuvveti katsayısı, D Türbinin rotor çapı (m), k_g perdeleme etkisi bozulma katsayısı ve l iki türbin arasındaki mesafe (m) dir.

Gölgeleme etkisinin düşürülmesi için rüzgar santralının yerleşiminde hakim rüzgar yönünde kurulan türbinler arasında belirli mesafeler bırakılır. Türkiye’de türbinlerin arka arkaya dizilmesi durumunda rüzgar türbinin rotor çapının 7 katı, yana dizilmesi durumunda ise rotor çapının 3 katı mesafe bırakılması gerektiği bildirilmiştir [34]

3.3.3.3 Orografi

Rüzgar gücü hesaplamalarında dağlar, tepeler, ormanlar, düzlükler gibi yeryüzü şeklinin etkisine Orografi etkisi denir. Bu tip yüzey şekilleri içerisinde de yüksek ve alçak basınç hareketlilikleri oluşabilmektedir [20].

3.3.4 Kapasite Faktörü

Rüzgar türbinlerin teknik özelliklerine bağlı olarak her bir rüzgar için farklı güç çıkış değerleri vermektedirler. Birim zamanda üretilen enerji (3.11) eşitliği yardımıyla hesaplanır.

$$E_t = P_t \times t \quad (3.11)$$

Bir çalışma periyodu içinde üretilen toplan enerji (3.12) eşitliği yardımı ile hesaplanır.

$$E_{top} = \sum_{t=1}^N E_t \quad (3.12)$$

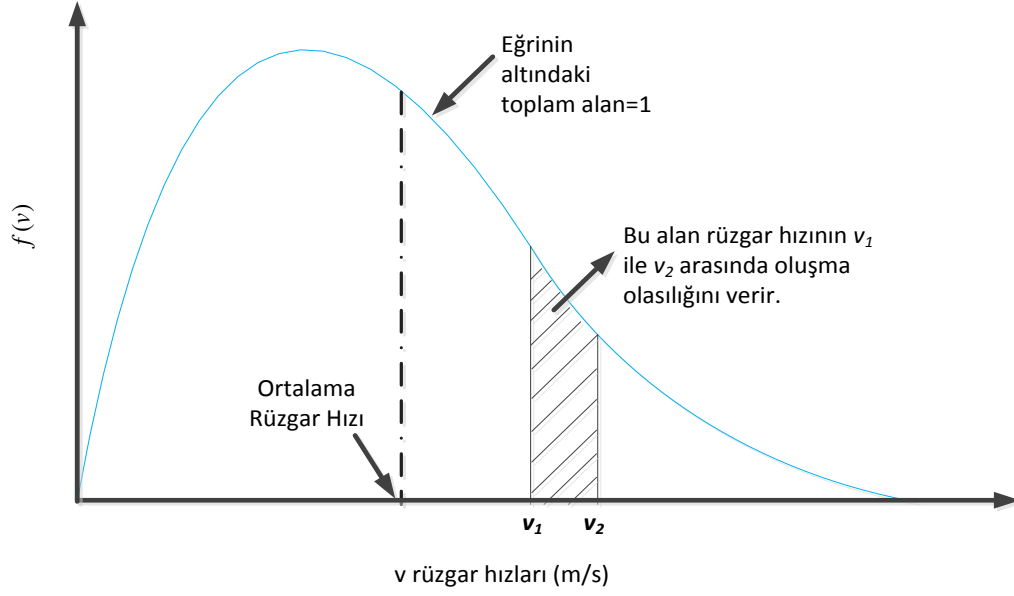
çalışma periyodu içinde üretilen enerji miktarlarının türbinin nominal gücü ile çalışma periyodunun çarpımına bölünmesiyle türbinine ait kapasite faktörü (3.13)'e göre hesaplanmaktadır.

$$KF = \frac{E_{top}}{P_m \times N} \quad (3.13)$$

Burada; P_t 1. rüzgar hızı için hesaplanan güç değeri (kwatt), E_t P_t gücünün zaman ile çarpılması ile elde edilen enerji (kwatt×saat), N Rüzgar verisinin periyodu (saat) ($t=1..N$), E_{top} N zaman dilimi içinde üretilen toplam enerji (kwatt×saat), P_m Rüzgâr türbinin nominal gücü (kwatt) ve KF Kapasite faktörüdür. Tez kapsamında toplam çalışma süresi (N) 8760 saat olarak alınmıştır.

3.3.5 Rüzgar Hızı Olasılık Yoğunluk Fonksiyonları

Rüzgar santrallerinin kurulumunda bölgesel rüzgar verilerinin analiz edilmesi gerekmektedir. Bölgesel rüzgar hızları zaman içinde veya yıllara göre büyük farklılıklar gösterebilmektedir. Farklılıkların üretim tahminlerinde en aza indirilmesi ve bölgeyi doğru temsil etmesi için ölçümlerin uzun dönemli olması gerekmektedir. Literatürde uzun dönem verileri 10 yıl ve üstü veriler olarak tanımlanmaktadır. Uzun dönem verilerinin toplanması yatırımı geciktirmekte ve sistem kurulum süresini uzatmaktadır. Yatırımcılar bu problemi bölge rüzgar verilerinin, kısa süreli veriler ve bölgenin karakteristiğine benzer uzun dönem verilerin bir birleri ile karşılaştırılması sonucu elde edilmiş sonuçları baz alarak ortadan kaldırmaya çalışmaktadır. Analizler sırasında en çok kullanılan yöntemlerin başında olasılık yoğunluk fonksiyonları gelmektedir. Bir bölgedeki oluşan her bir rüzgar hızının oluşma sıklıkları toplamının, rüzgar hızlarına göre küçükten büyüğe doğru sıralanması ile elde edilen eğrinin birleştirilerek sürekli hale getirilmesiyle olasılık yoğunluk fonksiyonu elde edilir. Şekil 3.5'te bir bölge için elde edilmiş rüzgar olasılık dağılım fonksiyonu verilmiştir. Eğri altında kalan alanın toplamı her zaman bire eşittir [9]. Olasılık dağılım fonksiyonunun toplam değer fonksiyonu (3.14)'de ifade edilmiştir.



Şekil 3. 5 Rüzgar hızı olasılık yoğunluk fonksiyonu

$$(0 \leq v \leq \infty) = \int_0^{\infty} f(v)dv = 1 \quad (3.14)$$

Her hangi bir rüzgar hızının esme olasılığı ise (3.15) eşitliği kullanılarak hesaplanır.

$$P(v_1 \leq v \leq v_2) = \int_{v_1}^{v_2} f(v)dv \quad (3.15)$$

Burada; $f(v)$, v hızında bir rüzgarın esme olasılığıdır.

Olasılık yoğunluk fonksiyonları kullanılarak kısa süreli ölçüm verilerine bağlı yapılan enerji tahminleri doğruya yaklaştırılmaktadır [43]. Literatürde çeşitli istatistiksel yöntemler rüzgar benzetiminde kullanılmıştır. Ancak yapılan çalışmalar sonucunda, temel olarak Weibull Dağılım Fonksiyonunun rüzgar karakteristiğini en çok yakınsadığı görülmüştür [44].

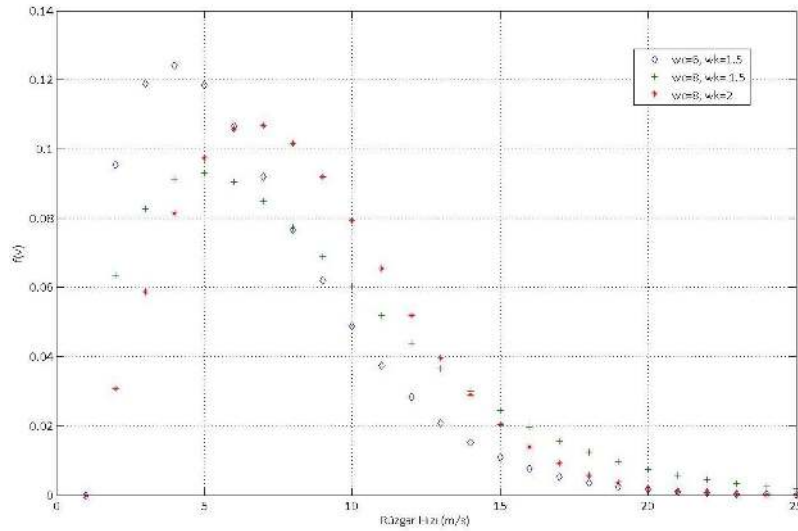
3.3.5.1 Weibull Olasılık Yoğunluğu Fonksiyonu

Weibull dağılımı bir sürekli olasılık dağılımıdır. Rüzgar enerji sistemlerinin istatistiksel analizinde en çok kullanılan dağılımdır. Rüzgar enerji sistemlerinde kullanılan Weibull olasılık dağılımı fonksiyonu (Weibull pdf) (3.16) eşitliğinde verilmiştir [45]. Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonu rüzgârın herhangi bir hızda esme sıklığını gösteren fonksiyondur.

$$f(v) = \frac{wk}{wc} \cdot \left(\frac{v}{wc}\right)^{wk-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{wc}\right)^{wk}} \quad 0 < v < \infty \quad (3.16)$$

Burada; wk Weibull *pdf* şekil parametresi ve wc Weibull *pdf* ölçü parametresi (m/s) belirtmektedir. Şekil 3.6'da tipik bir Weibull dağılım fonksiyonu verilmiştir.

Weibull olasılık dağılım fonksiyonunda wk ve wc parametreleri bölgenin rüzgar dağılımının yorumlanmasında önemli ip uçları vermektedir. Şekil 3.6'daki ölçü parametresinin değişmesi bölgenin rüzgar profilin tepe noktasının yerini değiştirmiştir. Ölçü parametresi büyüdükçe bölgenin ortalama rüzgar hızında büyür. Şekil parametresinin değişmesi ise fonksiyonun görünümünü değiştirir. wk değeri büyüdükçe fonksiyon çan eğrisine doğru dönüştüğü görülür.



Şekil 3. 6 Weibull olasılık dağılım fonksiyonları

Weibull olasılık dağılım fonksiyonunda şekil parametresinin 2 olması durumunda özel olarak bu durum Rayleigh dağılımı olarak adlandırılır ve rüzgar analizlerini en iyi yansıtan olasılık dağılımı olarak tanımlanır.

Weibull olasılık dağılım fonksiyonunda ölçü ve şekil parametrelerin hesaplanması için bir çok yöntem vardır. En çok kullanılan yöntemler; moment yöntemi, ortalama hız, en yüksek hız yöntemi ve en yüksek olasılık yöntemleridir. Tez kapsamında moment yöntemi kullanılmıştır.

3.3.5.2 Moment Yöntemine Göre Parametre Tahmini

Bu yöntemde bölgenin ölçü ve şekil parametrelerinin hesaplanmasının da rüzgar hızlarının ortalaması ve standart sapması kullanılır. Rüzgar ölçümlerinin ortalaması (3.17) ve standart sapması (3.18)'deki gibi hesaplanmaktadır [45].

$$v_{ort} = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N v_t \quad (3.17)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^N (v_t - v_{ort})^2}{N - 1}} \quad (3.18)$$

Ortalama ve standart sapma değeri bilinen rüzgar verileri için şekil parametresi (3.19)'da ölçü parametresi ise (3.20)'de verilen eşitliğe göre hesaplanır [45].

$$wk = \left(\frac{\sigma}{v_{ort}} \right)^{-1.086} \quad (3.19)$$

$$wc = \frac{v_{ort}}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{wk} \right)} \quad (3.20)$$

Burada; v_t t. andaki rüzgar hızı (m/s) ($t=1.....N$), σ Standart sapma, v_{ort} Ortalama rüzgar hızı (m/s), Γ Eksik gama fonksiyonu ve N Rüzgar verisinin periyodudur.

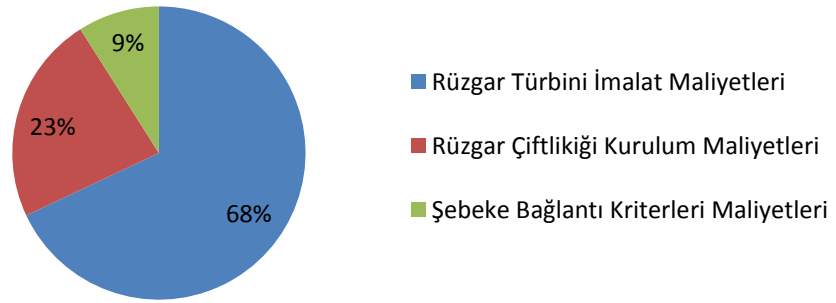
3.4 Rüzgar Enerji Dönüşüm Sistemlerinde Ekonomik Analizler

Rüzgar santralleri kara veya denize kurulmasına göre birim üretim maliyetlerinde farklılıklar göstermektedirler. 1,5 MW'lık bir rüzgar santralinin kara üzerine kurulması durumunda MW başına birim enerji üretim maliyeti 72 \$ iken 3,6 MW'lık bir rüzgar enerji santralinin denizde kurulması durumunda MW başına birim enerji üretim maliyeti 225 \$ olduğu hesaplanmıştır. S. Tegen vd. tarafından ifade edilen verilere göre rüzgar santrallerinin deniz üzerine kurulumunun kara üzerine kurulumuna göre 3,12 kat daha pahalıya geldiği görülmektedir [42]. Bu sebepten karalardaki alanların kullanılmasında ekonomik ve teknik verilerin daha dikkatli değerlendirilmesi gerekmektedir.

Rüzgar santrallerinin ekonomik etkilerinin değerlendirilmesinde başlıca konu başlıkları; Bölgesel rüzgar enerjisi potansiyellerinin doğru tespit edilmesi ve ekonomik etkilerinin incelenmesi, kullanılacak rüzgar enerjisi üretim santrallerinin yatırım maliyetleri, rüzgar santrallerinin enerji üretimi maliyetleri, rüzgar santrallerin şebeke bağlantı maliyetleri, enerji sistemi üzerinde sistem arz ve talep dengesini karşılamadaki ekonomik etkileri olarak sıralanabilmektedir.

3.4.1 Rüzgar Türbinlerinde Ekonomik Büyüklükler

Karasal Rüzgar türbin bileşenlerinin üretim maliyeti içindeki büyüklükleri Şekil 3.7’de verilmiştir. Şekil 3.7’de görüldüğü gibi rüzgar santrallerinin kurulumunda yatırım maliyetlerinde % 68’lik bir oranla en büyük payı rüzgar türbinlerinin üretim maliyetleri almaktadır [42].



Şekil 3. 7 Karaya kurulan rüzgar santrallerinin yatırım maliyeti bileşenlerinin yüzde değerleri

Rüzgar santrallerinin kurulum maliyeti bileşenleri (3.21) eşitliğinde de verildiği gibi teknoloji tabanlı rüzgar türbini üretim maliyetleri ve kurulum maliyetleri olmak üzere iki ana bileşenden meydana gelmektedir.

$$M_{l,i,j,k} = IT_{j,k} + IW_{l,i,j,k} \quad (3.21)$$

Burada; $M_{l,i,j,k}$ Yatırım maliyeti (€), $IT_{j,k}$ Teknoloji tabanlı rüzgar türbini üretim maliyetleri (€), $IW_{l,i,j,k}$ Kurulum Maliyetleri, i Rüzgar çiftlik alanı parametresi, j Teknoloji parametresi, k Türbinin kurulacağı yükseklik parametresi, l Bara bağlantı parametresini belirtmektedir.

3.4.1.1 Rüzgar Türbini İmalat Maliyetleri

Rüzgar türbinlerinin üretim maliyetlerini oluşturulan 18 adet temel bileşen çizelge 3.5’de tanımlanmıştır.

Çizelge 3. 5 Rüzgar türbini bileşenleri

No	Ürün	No	Ürün
$ct_{j,k}^1$	Kanat	$ct_{j,k}^{10}$	Değişken Hızlı Kontrol Sistem
$ct_{j,k}^2$	Rotor Göbeği	$ct_{j,k}^{11}$	Yaw mekanizması
$ct_{j,k}^3$	Açı Kontrol Sistemi	$ct_{j,k}^{12}$	Kaporta (Mainframe)
$ct_{j,k}^4$	Nasel	$ct_{j,k}^{13}$	Çiftlik içi elektrik ekipmanların
$ct_{j,k}^5$	Düşük Hız Shaft	$ct_{j,k}^{14}$	Hidrolik Soğutma Sistemi
$ct_{j,k}^6$	Ana yatak	$ct_{j,k}^{15}$	Nasel kaportası
$ct_{j,k}^7$	Dışili kutusu	$ct_{j,k}^{16}$	Kontrol sistemi
$ct_{j,k}^8$	Mekanik Frenleme Sistemi	$ct_{j,k}^{17}$	Kule
$ct_{j,k}^9$	Generatör	$ct_{j,k}^{18}$	Asansör sistemleri

Amerikan Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (National Renewable Energy Laboratory) (NREL) tarafından farklı rüzgar türbinlerin üretim maliyetleri dikkate alınarak yapılan çalışmada, her bir bileşenin üretimi için kullanılan elemanların ağırlıkları tespit edilmiştir. Rüzgar türbinlerinin üretim maliyeti üretim teknolojisi, türbinin nominal gücü, rotor çapı ve kule yüksekliğine bağlı olarak bulunmuştur. Elde edilen değer çiftlik nominal gücü birim santral gücüne bölümü ile çarpılarak bir çiftlikteki toplam rüzgar santrallerin imalatında harcanan maliyet kalemi (3.22)’de verilen eşitlik yardımı ile hesaplanmıştır.

$$IT_{j,k} = \frac{wfp}{pm_j} \sum_{g=1}^{KM} ct_{j,k}^g \quad (3.22)$$

Burada; wfp Kurulması planlan rüzgar santrali nominal gücü (MW), KM türbin imalatında göz önünde bulundurulmuş bileşen sayısı, pm_j j . teknolojisinde rüzgar türbinin nominal gücü (MW), $ct_{j,k}^g$ j . teknolojisinde ve k . kule yüksekliğinde (m) rüzgar türbinin g . bileşenleri, dm_j j . teknolojisinde rüzgar türbinin rotor çapı (m) ve hm_k rüzgar türbininin kule yüksekliği (m) belirtmektedir.

Yapılan bu çalışmadaki kütle bileşenleri üretim maliyet fonksiyonları içine eklenmesi sonucu elde edilen üretim maliyet değişkenleri (3.23) ile (3.40) arasında verilen

eşitliklerde tanımlanmıştır [17]. Kanat maliyetlerinin hesaplanmasının da kullanılan işçi maliyeti enflasyon etkisi (GDPE) ve Kanat maliyeti enflasyon etkisi (BCE) 1 olarak kabul edilmiştir.

$$ct_{i,j,k}^1 = \frac{3 \times \left(\left(0.4019 \times \left(\frac{dm_j}{2} \right)^3 - 955.24 \right) \times BCE + 2.7445 \times \left(\frac{dm_j}{2} \right)^{2.5025} \times GDPE \right)}{(1 - 0.28)} \quad (3.23)$$

$$ct_{i,j,k}^2 = 0,5887 \times \left(\frac{dm_j}{2} \right)^{2,9158} + 24141 \quad (3.24)$$

$$ct_{i,j,k}^3 = 0,4802 \times dm_j^{2,6578} \quad (3.25)$$

$$ct_{i,j,k}^4 = 103.0450 \times dm_j - 2899.2 \quad (3.26)$$

$$ct_{i,j,k}^5 = 0.01 \times dm_j^{2.887} \quad (3.27)$$

$$ct_{i,j,k}^6 = 0.3238 \times \left(\frac{dm_j \times 8}{600} - 0.033 \right) \times dm_j^{2.5} \quad (3.28)$$

$$ct_{i,j,k}^7 = c1_j \times (pm_j^{c2_j}) \quad (3.29)$$

$$ct_{i,j,k}^8 = 1,9894 \times pm_j - 0.1141 \quad (3.30)$$

$$ct_{i,j,k}^9 = c3_j \times (pm_j^{c4_j}) \quad (3.31)$$

$$ct_{i,j,k}^{10} = 79 \times pm_j \quad (3.32)$$

$$ct_{i,j,k}^{11} = 0.0678 \times dm_j^{2.964} \quad (3.33)$$

$$ct_{i,j,k}^{12} = c5_j \times (pm_j^{c6_j}) \quad (3.34)$$

$$ct_{i,j,k}^{13} = 40 \times pm_j \quad (3.35)$$

$$ct_{i,j,k}^{14} = 12 \times pm_j \quad (3.36)$$

$$ct_{i,j,k}^{15} = 11.537 \times pm_j + 3849.7 \quad (3.37)$$

$$ct_{i,j,k}^{16} = 35000 \quad (3.38)$$

$$ct_{i,j,k}^{17} = 0.5959 \times \pi \times \left(\frac{dm_j}{2}\right)^2 \times hm_k - 2121 \quad (3.39)$$

$$ct_{i,j,k}^{18} = c7_j \times (pm_j^{c8_j}) \quad (3.40)$$

Türbin teknolojisine bağlı olarak üretim maliyet parametre değişkenleri Çizelge 3.6'da verilmiştir.

Çizelge 3. 6 Rüzgar türbin teknolojisine bağlı değişken katsayıları [17]

MODEL	Dişli Kutusu		Generatör		Ana kasa		Platform	
	$c1_j$	$c2_j$	$c3_j$	$c4_j$	$c5_j$	$c6_j$	$c7_j$	$c8_j$
ÇBAG	16,450	1,249	65,000	1	9,489	1,953	2,428	1,953
SMSG	74,100	1,000	54,730	1	303,960	1,067	1,408	1,953

3.4.1.2 Rüzgar Türbini Kurulum Maliyetleri

Kurulum maliyetleri saha içi kurulum ve şebeke bağlantı maliyetleri olarak iki başlık altında toplanmaktadır. Rüzgar türbinlerinin santral sahasının bulunduğu koordinat, ulaşım yollarına uzaklığı, hakim rüzgar yönüne göre rüzgar türbinin yerleşim topolojisi, türbin teknolojisine bağlı kule tipi vb. değişkenler kurulum maliyetlerini değiştirmektedir (Çizelge 3.7).

Çizelge 3. 7 Rüzgar çiftliği kurulum maliyet kalemleri

No	Saha içi Kurulum Maliyet Kalemleri	No	Saha içi Kurulum Maliyet Kalemleri
$cw f_{l,i,j,k}^1$	Temel	$cw f_{l,i,j,k}^8$	Arazi maliyetleri
$cw f_{l,i,j,k}^2$	Taşıma Maliyetleri	$cw f_{l,i,j,k}^9$	Enerji nakil hattı km başına kurulum maliyeti
$cw f_{l,i,j,k}^3$	Yol ve işçilik Maliyetleri	$cw f_{l,i,j,k}^{10}$	Sigortalama
$cw f_{l,i,j,k}^4$	Montaj	$cw f_{l,i,j,k}^{11}$	Trafo yatırım maliyeti
$cw f_{l,i,j,k}^5$	Santral içi Elektrik BM Maliyetleri	$cw f_{l,i,j,k}^{12}$	Trafo şalt merkezi maliyeti
$cw f_{l,i,j,k}^6$	Mühendislik ve Yasal İzin Maliyetleri	$cw f_{l,i,j,k}^{13}$	Diğer giderler
$cw f_{l,i,j,k}^7$	Yedek Parça Maliyetleri		

Saha içi kurulum maliyetlerin toplam (3.41)'de verilen eşitliği yardımı ile hesaplanmıştır.

$$IW_{l,i,j,k} = \sum_{g=1}^{KL} cwf_{l,i,j,k}^g \quad (3.41)$$

Burada; $cwf_{l,i,j,k}^g$ Rüzgar türbini saha içi kurulum maliyet değişkenlerini ve KL saha içi kurulumunda dikkate alınan maliyet kalemini göstermektedir.

3.4.1.2.1 Rüzgar Türbini Saha İçi Kurulum Maliyetleri

Rüzgar türbini saha içi kurulum maliyetleri; rüzgar türbinlerinin kurulumu için gerekli mühendislik işlemlerinin yapılması, kanunen zorunlu yasal izinlerin çıkartılması, kurulum için gerekli alt yapı çalışmalarının yapılması, rüzgar türbinlerin santral alanına getirilmesi, temel ve kurulum işlemlerini kapsamaktadır. Saha içi kurulum işlemleri türbin teknik özellikleri ile doğrudan ilişkilidir. Rüzgar türbini saha içi kurulum maliyeti (3.42) ile (3.49) arasında verilen eşitliklerde tanımlanmıştır [17].

$$cwf_{l,i,j,k}^1 = 303,24 \times \left(\pi \times \left(\frac{dm_j}{2} \right)^2 \times hm_k \right)^{0,4037} \quad (3.42)$$

$$cwf_{l,i,j,k}^2 = 1,581 \times 10^{-6} \times pm_j^3 - 0,0375 \times pm_j^2 + 54 \times pm_j \quad (3.43)$$

$$cwf_{l,i,j,k}^3 = 2,17 \times 10^{-6} \times pm_j^3 - 0,0145 \times pm_j^2 + 69,54 \times pm_j \quad (3.44)$$

$$cwf_{l,i,j,k}^4 = 1,995 \times dm_j \times hm_k \quad (3.45)$$

$$cwf_{l,i,j,k}^5 = 3,48 \times 10^{-6} \times pm_j^3 - 0,0221 \times pm_j^2 + 109,7 \times pm_j \quad (3.46)$$

$$cwf_{l,i,j,k}^6 = 9,94 \times 10^{-6} \times pm_j^2 + 20,31 \times pm_j \quad (3.47)$$

$$cwf_{l,i,j,k}^7 = 10,7 \times pm_j \quad (3.48)$$

Proje ve Kamulaştırma Maliyetleri ise rüzgar türbinleri kurulumu yapılacak yer için yapılan fizibilite, mühendislik ve devlet arazi maliyetleri giderlerini kapsamaktadır. Arazi maliyetleri satın alma durumunun da kurulum maliyetine veya kiralama yönteminde ise

işletme giderlerine dahil edilmektedir. Tez kapsamında satın alma yöntemine göre yapıldığı kabul edilmiş ve kurulum maliyetlerine eklenmiştir.

Birim arazi (m^2) maliyetleri hesaplamasında Gelir İdaresi Başkanlığı (GİB)'in verilmiş olduğu taban fiyatlar baz olarak alınmış ve her bir santral için gerekli arazi maliyetli (3.49)'dan hesaplanmıştır.

$$cwf_{l,i,j,k}^8 = \frac{wfp}{pm_j} \times 21 \times dm_j^2 \times Birim Alan \times \left(\frac{TL}{EURO}\right) \quad (3.49)$$

(3.49)'da birim alan maliyet TL üzerinden hesaplanmaktadır. Bu değer döviz kuru üzerinden dolara dönüştürülerek saha içi kurulum maliyetlerine eklenmektedir.

3.4.1.2.2 Rüzgar Türbini Şebeke Bağlantısı Maliyetleri

Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliğine göre 50 MW ve üstünde her bir santralin bağlantısı dağıtım transformatörü üzerinden değil iletim sistemi üzerinden yapılması zorunludur [29]. Mevcut alt yapı içerisindeki her bir iletim barası arasındaki mesafenin km başına birim maliyet ile çarpılması ile o çiftliğin her bir bara için gerekli iletim hattı kurulum maliyeti (3.50)'den hesaplanmaktadır [20], [46].

$$cwf_{l,i,j,k}^9 = Birim hat maliyeti \times lh_{l,i} \quad (3.50)$$

Burada; $cwf_{l,i,j,k}^{10}$ ile $cwf_{l,i,j,k}^{13}$ arasındaki bileşenler olan; transformatör, şalt merkezi, sigortalama ve diğer maliyet kalemleri sabit değer olarak alınmıştır.

3.4.2 Yıllık İndirgenmiş Yatırım Maliyeti

Elde edilen bu bileşenlerle bir rüzgar çiftliğinin kurulumu için yapılan toplam maliyet hesaplanır. Elde edilen kurulum maliyeti, türbinin üreticisi tarafından verilen kullanım ömrü ve uzun dönemli yatırımlar da kullanılan faiz oranıyla bileşik faiz hesabına göre (3.51) yıllık indirgenmiş yatırım maliyetine dönüştürülür [46].

$$ICW_{l,i,j,k} = M_{l,i,j,k} \left[\frac{r(1+r)^{y_o}}{(1+r)^{y_o} - 1} \right] \quad (3.51)$$

Burada; r yıllık faiz oranı (%), y_o türbinin çalışma ömrü (yıl) ve $ICW_{l,i,j,k}$ Yıl bazında indirgenmiş yatırım maliyet değeri (€/yıl) belirtmektedir.

3.4.3 Birim İndirgenmiş Üretim Maliyet Hesabı

Birim üretim maliyetini bulmak için (3.52)'de verildiği gibi indirgenmiş yıllık kurulum maliyeti, personel giderleri maliyeti ve bakım onarım giderlerinin toplamından karbon sertifikası sonucu kazanılacak gelirlerin çıkartılması sonucu hesaplanmaktadır. (3.52)'de verilen eşitlik yıllık üretim maliyetinin toplam enerji üretimine bölmesiyle (3.53)'te verilen birim enerji maliyeti bulunur.

$$OCW_{l,i,j,k} = ICW_{l,i,j,k} + \sum_{g=1}^{KU} oc_{l,i,j,k}^g \quad (3.52)$$

$$BM_{l,i,j,k} = \frac{OCW_{l,i,j,k}}{\sum_{t=1}^N P_{i,j,k} \times t} \quad (3.53)$$

Burada; $OCW_{l,i,j,k}$ Yıllık üretim maliyet (€), $P_{i,j,k}$ Birim zamanda üretilen güç (MW), $oc_{l,i,j,k}^g$ Üretim gideri kalemleri, $BM_{l,i,j,k}$ Birim enerji maliyeti (€/kWh), KU üretim maliyetleri bileşen sayısı ve t Birim zamanı ($t=1....N$) belirtmektedir.

3.4.3.1 Bakım Onarım Maliyetleri

İşletme süresince türbinlerin yapacağı arızaların giderilmesi için yıllık bazda bakım onarım anlaşmaları yapılmaktadır. Bu anlaşma saatlik olarak yapılabildiği gibi üretilen enerji üzerinden de yapılabilmektedir. Bu çalışma kapsamında üretilen enerji üzerinden bakım onarım masraflarının yapıldığı varsayılmıştır.

Buna göre bakım ve onarım maliyetlerine ilişkin fonksiyon (3.54)'de verilmiştir.

$$oc_{l,i,j,k}^1 = B\&O \times \sum_{t=1}^N P_{i,j,k} \times t \quad (3.54)$$

Burada; $oc_{l,i,j,k}^1$ Yıllık bakım onarım maliyet toplam (€), $B\&O$ Bakım ve onarım giderleri (€/yıl), $P_{i,j,k}$ Birim zamanda üretilen güç (MW), t Birim zaman ($t=1....N$) belirtmektedir.

3.4.3.2 Karbon Sertifikası Kazançları

Rüzgar santralleri belgelendirmek koşuluyla birim üretilen enerjiyi, eşdeğer temiz enerji olarak satabilmektedir. Karbon kazancı sonucunda elde edilen gelir üretilen enerjinin

birim maliyetinde azalmaya sebep olmaktadır. Üretilen enerjiden eşdeğer üretilecek karbon değeriyle onun birim satış maliyetinin çarpılması ile elde edilecek gelir (3.55) eşitliğinden hesaplanmıştır [20].

$$oc_{l,i,j,k}^2 = -E_c \times K_s \times \sum_{t=1}^N P_{i,j,k} \times t \quad (3.55)$$

Burada; E_c Santralden üretilecek olan enerjinin CO₂ eşdeğeri (tCO₂/MWh) , K_s Karbon sertifikası satış bedeli (€/t CO₂), $oc_{l,i,j,k}^2$ Karbon satış gelirini (€/yıl) belirtmektedir.

3.4.3.3 Personel Giderleri

Santralin işletmesinin devamlılığı için bulundurulacak personel işletme maliyetli ($oc_{l,i,j,k}^3$) sabit bir değer tanımlanmıştır.

3.5 WindPRO Rüzgar Gücü Analiz Programı

WindPRO, rüzgar enerjisi projeleri tasarlanması, geliştirilmesi ve değerlendirilmesi için hazırlanmış Windows tabanlı bir rüzgar gücü analiz programıdır [47]. WindPRO içerisinde birden çok modül bulundurmaktadır. Başlıca modüller; GİT modülü ölçme tahmin ve analizde, Rüzgar Gücü Analiz Programında Rüzgar Verisi ve Enerji Analiz Modülü (STATGEN-METO) modülü farklı çevrim içi rüzgar datalarına erişimde, RESOURCE modülü geniş ölçekli bölgesel rüzgar hızı analizinde, SITE COMPLIANCE (SAHA UYUM) modülü bir rüzgar türbininin proje sahası ve yerleşim şartlarına uygunluğunu değerlendirilmesinde, PARK modülü bir veya daha fazla rüzgar enerji santrali (RES)'in yıllık üretiminin hesaplamasında, OPTIMIZE modülü birlikte veya ayrı ayrı kullanılabilen üç yöntemle çalışarak RT yerleşimini en uygun şekle getirme işleminde kullanılmaktadır [47]. Tez kapsamında GİT Modülü, STATGEN-METO Modülü ve RESOURCE Modülü kullanılmıştır.

3.5.1 GİT Modülü

WindPRO içerisinde bulunan Gözle-İlişkilendir-Tahmin et (GİT) modülü iki rüzgar verisinin arasındaki ilişkiyi ölçüp aralarındaki istatistiksel ilişkiyi açıklayan ve bir rüzgar verisinin diğer rüzgar verisine yakınsamasında kullanılan modüldür. Rüzgar verilerinin

karşılaştırılması sonucunda elde edilen korelasyon katsayılarının sayısal değerleri ve sözel karşılıkları Çizelge 3.8’de verilmiştir.

Çizelge 3. 8 Rüzgar verisi korelasyon katsayıları ve korelasyon kalitesi [47]

Korelasyon katsayısı	Rüzgar verisi korelasyon kalitesi
0,5-0,6	Çok zayıf
0,6-0,7	Zayıf
0,7-0,8	Kullanılabilir
0,8-0,9	İyi
0,9-1	Çok iyi

GİT modülü içerisinde korelasyon analizleri; Lineer regresyon, Matris, Weibull Ölçekleme ve Rüzgar Endeksi yöntemlerini kullanılarak yapılabilmektedir [48].

3.5.2 STATGEN-METO Modülü

Bölgesel analizlerde kullanılacak olan rüzgar verileri setlerin, veya WindPRO programı içerisinde bulunan çevrim içi kullanılabilir verilerin tanımlanmasında STATGEN-METO Modülü kullanılmaktadır. Çevrim içi veri tabanlarına ilişkin açıklayıcı bilgiler çizelge 3.9’da verilmiştir [47].

Çizelge 3. 9 WindPRO çevrim içi veri tabanları [47]

Veri tabanı	Açıklaması
MERRA	0.5 x 0.66 derecelik (enlem x boylam) bölgesindeki meteorolojik veri tipidir. Başlangıç yılı 1979’dır.
NCEP	2.5 derecelik enlem/boylam kesişişlerine ait sayısal hava tahmin modelidir. Başlangıç yılı 1948 dir.
NARR	0.25° grid için Karma Kıyı Rüzgar verilerinin detaylı analiz edildiği veri kaynağıdır.(kıyıdan 100km açıklara kadar gözlenmiş açık deniz verisi). Başlangıç yılı 1987
QSCAT	Denizlerde gözlenmiş meteoroloji verilerinin kayıt edildiği veri kaynağı. Başlangıç yılı 2009
METAR	Dünya çapındaki 5,000 havaalanına ait meteoroloji verilerinin alındığı veri kaynağı
SYNOP	7,000 meteoroloji istasyonu verisi

3.5.3 Araştırıma (RESOURCE) Modülü

Araştırıma modülü ile, rüzgar veri analizinde kullanılan pürüzlülük, sürtünme ve coğrafi haritalar birleştirilerek bölgesel rüzgar analizleri oluşturulmaktadır. Modül ile farklı yükseklik ve farklı çözünürlükte bölgesel rüzgar hızı veya enerji yoğunluğu haritaları yapılabilmektedir [47].

GÜÇ SİSTEMLERİNDE OPTİMİZASYON

4.1 Optimizasyon

Optimizasyon; içerisinde birden fazla değişken barındıran bir sistemde, değişkenlere bağlı olarak istenilen amaç doğrultusunda en uygun duruma karar vermede kullanılan bir araçtır. Genel olarak bir optimizasyon probleminin hazırlanması ve çözümünde izlenecek işlem basamakları sırası ile şu şekildedir [49];

- 1) Tasarım içerisindeki değişkenlerin seçimi (Kontrol ve Durum Değişkenleri)
- 2) Kısıt denklemlerinin tanımlanması
- 3) Amaç fonksiyonunun tanımlanması
- 4) Değişkenlerin alt ve üst limitlerinin tanımlanması
- 5) Optimizasyon çözüm algoritmasının seçilmesi
- 6) Optimal çözüm için programın çalıştırılması

Tasarım içerisindeki değişkenler, sonucu doğrudan veya dolaylı yoldan etkileyen elemanlardır. Bu elemanların doğru seçilmesi doğrudan denklemin sonucunu etkilemektedir.

Kısıt denklemleri, bir veya birden çok karar değişkeninin birlikte oluşturdukları yeni sınırları belirleyen denklemlerdir. Kısıt denklemleri, eşitlik denklemleri ve eşitsizlik

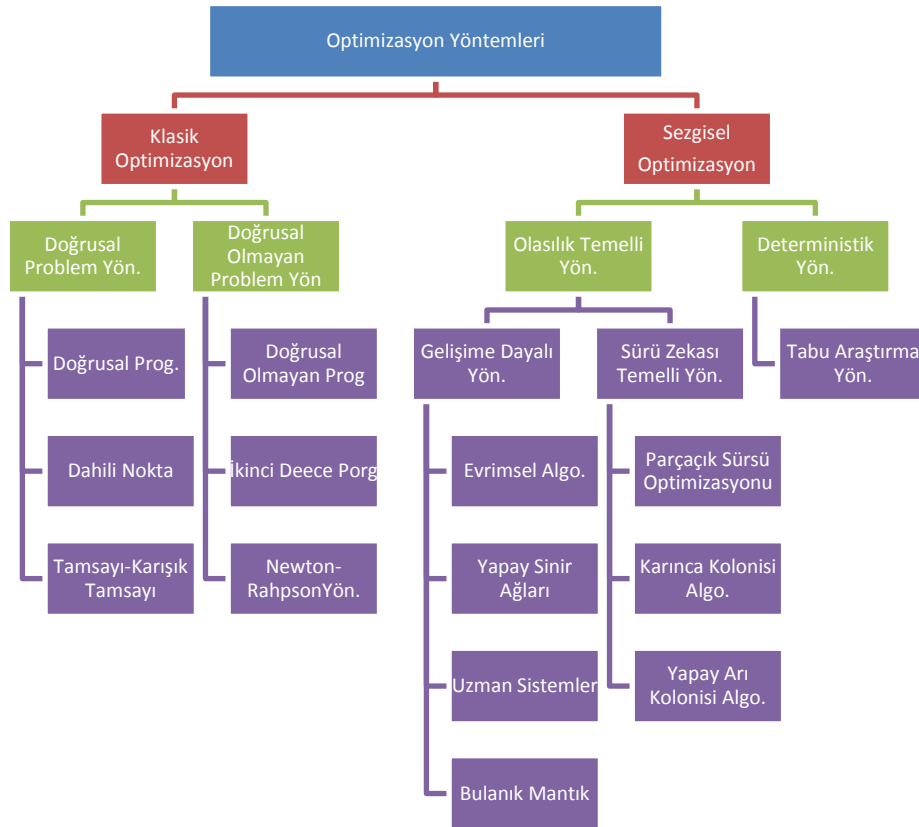
denklemleri ile oluşturulmaktadır. Amaç fonksiyonu, optimizasyon başarılarının ölçütüdür. Amaç fonksiyonları genelde minimizasyon yada maksimizasyon yapılarında tasarlanır. Amaç fonksiyonları tek kriterli veya çok kriterli olarak oluşturulabilmektedir [49].

(4.1)'de genel optimizasyon eşitliği verilmiştir [50].

$$\begin{aligned} \text{Amaç} \quad & \min_{\tilde{x}} \{f(x)\} \\ \text{Kısıtlar} \quad & h(x) = 0 \\ & g(x) \leq 0 \end{aligned} \quad (4.1)$$

Burada; $\tilde{x}$ değişkenleri, $f(x)$ amaç fonksiyonunu, $h(x)$ eşitlik kısıtlarını ve $g(x)$ eşitliksizlik kısıtlarını ifade etmektedir.

Değişkenlerin optimizasyon için sınırlarına göre alt ve üst sınırları tespit edilir. Optimizasyon teknikleri temel olarak amaç ve kısıtlara göre seçilmektedir. Klasik optimizasyon yöntemleri ve sezgisel optimizasyon yöntemleri olarak iki ana başlık altında (Şekil 4.1) toplanmaktadır [51], [52], [53], [54].



Şekil 4. 1 Optimizasyon yöntemleri

Klasik ve sezgisel yöntemlerin bir birlerine göre avantaj ve dezavantajları bulunmaktadır. Sezgisel yöntemlerin matematiksel yöntemlere göre avantajları; işlem sürelerinin kısıtlılığı, düşük hafıza kullanımı, daha az denklem kullanımı ve lokal minimum noktalarda tekrarlamalar olması durumunda algoritmanın bunu algılayarak lokal minimum ve maksimumlardan kurtulabilmesi olarak ifade edilmektedir. Sezgisel yöntemlerin dezavantajı ise; başlangıç ve bitiş yerlerinin rastgele seçilmesi sebebi ile her optimizasyon sonucunda farklı değerlere gitmesi ile çözümün optimum sonucunu farklı değerlerde bulmasıdır. Kolay kullanım, endüstride kabul edilmesi, hızlı hesaplama yeteneği vb. nedenlerden dolayı bir çok ticari güç sistem analizi optimizasyonu programı doğrusal optimizasyon yöntemlerini kullanmaktadır [49], [51], [55].

Optimizasyon algoritmaları, çözüm yöntemine ve amaç fonksiyonuna göre seçilebilir. Doğrusal yöntemlerde en çok kullanılan yöntemler; Grafik yöntemi, Simplex algoritması, İç nokta metotlar algoritması (interior-point methods) ve Dal-Sınır algoritmasıdır. Doğrusal olmayan problemlerin çözüm yöntemlerinde en çok kullanılan yöntemler ise; Aktif kısıt kümesi metodu, indirgenmiş gradyan, ardışık karesel programlama ve güvenli alan olarak sayılabilir [56].

Algoritmanın birden fazla amaç fonksiyonu bulundurması durumunda amaç fonksiyonlarının organize edilmesinde ise Bender Ayrıştırma Yöntemi (BAY), Lagrangian yöntemi, Interior point algoritması yöntemi vb. kullanılmaktadır [25], [57], [58].

Tez kapsamında rüzgâr santrallerinin bölgesel ve elektrifikasyon sistemi kısıtlarını göz önünde bulundurarak konumlandırılması doğrusal programlama optimizasyonu problemi sınıfına giren oldukça önemli bir konudur. Konumlandırma işlemlerinde geniş alanlarda, birbirinden bağımsız değişkenlere sahip büyük şebekelerde çalışılması durumunda bunun tek tek yapılması pratik olmaması yüzünden, rüzgar santrallerin konumlandırılmasında optimizasyon kullanılması kaçınılmazdır.

4.2 Klasik Optimizasyon Yöntemleri

Tez kapsamında klasik optimizasyon yöntemlerinden doğrusal optimizasyon çalışması yapıldığı için bu bölümde Doğrusal optimizasyon bileşenleri, Doğrusal programlamada

kullanılan yöntemler, çoklu optimizasyon teknikleri ve bu tekniklerde kullanılan amaç fonksiyonları, kısıt fonksiyonları ve değişkenleri tanıtılmıştır.

4.2.1 Doğrusal Programlama Yöntemi

Doğrusal Programlama (DP), değişkenlere ve kısıtlayıcılara bağlı kalarak amaç fonksiyonuna en uygun (maksimum veya minimum) değeri atamaya çalışır. Buna göre DP, değişkenlere ve kısıtlayıcılara bağlı kalarak amaca en iyi ulaşma tekniğidir [59]. Bu metotta doğrusal olmayan güç sistemi optimizasyon problemleri, sistem doğrusallaştırılarak çözülmeye çalışılmaktadır.

Bir problemin DP ile çözülebilmesi için gerekli şartlar;

- DP, rakamla ifade edilebilir olmalıdır. Bu özellik matematiksel modellerin en önemli şartıdır.
- Amaç ve kısıt denklemleri doğrusal bağıntılar ile ifade edilebilir olmalıdır.
- Optimizasyon değişkenleri arasında alternatif seçim mümkün olmalıdır.
- Doğrusal problemler sabit bir zaman aralığı için tanımlanmalıdır.

Doğrusal optimizasyon problemi (4.2)'de tanımlanmıştır.

Amaç Fonksiyonu $\min F^T x$

$$\text{Kısıtlar} \begin{cases} Ab x \leq bb \text{ (Eşitsizlik denklemleri)} \\ Aeq x = beq \text{ (Eşitlik denklemleri)} \\ lb \leq x \leq ub \text{ (Alt ve üst sınırlar)} \end{cases} \quad (4.2)$$

Burada; F Optimizasyon amaç fonksiyonu vektörü, Ab Eşitsizlik kısıt denklemleri matrisini, bb Eşitsizlik denklemleri sınır değerleri vektörünü, Aeq Eşitlik kısıt denklemleri matrisini, beq Eşitlik denklemleri sınır değerleri, lb Alt sınır değerleri vektörü, ub Üst sınır denklemleri vektörü ve x Değişken vektörünü ifade etmektedir.

Doğrusal programlamanın başlıca kullanıldığı alanlar; üretim planlama [59], stok yönetimi [60], arz talep dengesinde en uygun notların oluşturulması, yöneylem araştırmalarıdır. Güç sistemlerinde; ekonomik yük dağılımı [61] [62], optimum yük akışı

analizlerinde [63], reaktif güç planlaması [64], şebeke güvenliği [65], aktif ve reaktif güç dağıtımı [66] gibi geniş bir alanda kullanılmaktadır.

4.2.2 Dahili Nokta Yöntemi

Dahili Nokta Yöntemi (DNY) 1984 yılında **Karmarker** tarafından doğrusal programlama problemlerini çözmek için geliştirilen bir metottur. Doğrusal programlamadaki klasik tek yönlü çözüm yöntemiyle karşılaştırıldığında gerekli hassasiyetleri de sağlayarak çok daha iyi sonuçlar elde edilebilir [51].

4.2.3 Tamsayı-Karışık Tamsayı Yöntemi

Optimizasyon içindeki kısıtların ve kısıtlar içindeki değişkenlerden bazılarının tam sayı olması durumunda sorunlara Tamsayılı Programlama (TP) denir. Tam sayı değişkenlerinin sadece 1/0 değerleri alması ve sürekli olması durumunda oluşan problemlere karışık tamsayı problemi(KTP) denir.

KTP'nin ayrık değişkenlerinin çok olması ve fazla hesaplama ihtiyacı duyması zor bir yöntem olduğunun göstergesidir. Analiz tekniğiyle KTP sürekli ve tamsayılı probleme ayrıştırılır. Ayrıştırılmış her problem farklı metotlarla çözülebilmektedir. Tamsayı ve karışık tamsayı programlama çeşitli güç sistem alanlarına uygulanmıştır. Güç sistemlerinde; güç sistem planlaması, şebeke taahhüdü, üretim planlama problemlerin çözümünde kullanılmaktadır [65], [66]. İşlem içinde çok fazla tam sayının olması durumunda bu tip problemlerin çözümü uzun zaman almaktadır.

4.3 Doğrusal Programlama Çözüm Teknikleri

Doğrusal programla, grafik yöntemi veya simplex yöntemi ile çözülebilmektedir.

4.3.1 Grafik Yöntemi

Doğrusal programlamada grafik yöntemi, üç veya daha az değişkenli optimizasyon problemlerinin çözümünde kullanılan analitik çözüm yöntemidir [67].

4.3.2 Simpleks Algoritma

Doğrusal programlamalarda en çok kullanılan algoritmadır. Doğrusal programla tekniklerinin tamamında kullanılabilir. Optimizasyon problemlerinin çözümüne yönelik olarak ilk önemli çalışma Dantzig tarafından yapılmış ve simpleks algoritması geliştirilmiştir [67].

Simpleks metodu, amaç fonksiyonunu maksimum veya minimum kılacak optimum çözüme, adım adım yaklaştırmaktadır [59]. Bir başka tanımda ise bir eşitlikler sisteminde ardışık işlemlerde mümkün temel çözümleri arayan ve bulan her çözüm için optimalite kontrolleri yapan bir süreçtir [60]. Her tekrar, problemi tasvir eden eşitsizliklerle, amaç fonksiyonunu birbirine yaklaştırır.

Simpleks Algoritmasında kullanılan çözüm adımları sırası ile ;

1. Doğrusal programlarda verilen kısıtlıkların eşitlik denklemlerine dönüştürülmesi,
 2. Başlangıç simpleks tablosunun düzenlenmesi,
 3. Amaç fonksiyonunu maksimum veya minimum yapacak olan değişkenlerin işleme girilmesi,
 4. Anahtar sıranın ve temelden çıkacak değişkenlerin belirlenmesi,
 5. Yeni sıranın bulunması,
 6. Optimal çözüme ulaşılması
- , olarak tanımlanmaktadır [67].

4.3.3 Dualite ve Dual Problem

Herhangi bir Doğrusal Programlama problemi primal veya asıl problem olarak tanımlanır. Fakat bu problemin birde “dual problem” olarak bilinen görünümü vardır. Örneğin bir maliyet optimizasyonu probleminde amaç fonksiyonu, Primer problemde kazancın maksimum kılınması olarak verilebileceği gibi zararın minimum kılınması olaraktan verilebilir. Bu durumu aynı probleme farklı açılardan yaklaşma olarak tanımlayabiliriz. Aynı probleme farklı açıdan bakılabilen bu doğrusal problemlerden

önce çözülen primer problem, bunun tersi olarak çözülen ise dual problem olarak adlandırılmaktadır [67].

Problem tipine göre bazen primer problemin dual olarak çözülmesi problemde işlem kolaylığı sağlayabilmektedir [67]. Primer-Dual dönüşümündeki en önemli kazançlar; problemin primer çözümüne göre dual çözümü daha az hesap işlemi gerektirmesi ve dual problemin çözümünün primer problem üzerinde ekonomik yorumlar yapılmasına imkan vermesidir. Bu nedenle dual değişkenler marjinal maliyet olarak da adlandırılmaktadır [68]. Primer optimizasyon problemin, dual optimizasyon problem halinde yazılması için gerekli dönüşüm kuralları Çizelge 4.1’de verilmiştir.

Çizelge 4. 1 Primer-Dual dönüşümünde değişkenlerin tanımlanması [23], [67]

Primer (yada Dual)		Dual (yada Primer)	
Amaç Fonk.	Maks Z	Min W	Amaç Fonk
Değişken(n)	≥ 0	$\geq$	Kısıtlar(n)
	≤ 0	$\leq$	
	sınırsız	$=$	
Kısıtlar(m)	$\leq$	$\geq$	Değişken(m)
	$\geq$	$\leq$	
	$=$	sınırsız	
Sağ taraf kısıtların vektörü		Amaç fonksiyonu içindeki değişkenlerin katsayıları	
Amaç fonksiyonu içindeki değişkenlerin katsayıları		Sağ taraf kısıtların vektörü	

Çizelge 4.1’de görülen maksimum Z amaç fonksiyonu dual probleme dönüştüğüne minimum W amaç fonksiyonuna dönüştürülmüştür. Primer fonksiyonunun değişkenleri dual problemin kısıtlarına, amaç fonksiyonları ise değişkenlere dönüştürülmüştür.

Primerden dual dönüşümün daha iyi anlaşılması için örnek bir problem değişimi Çizelge 4.2’de verilmiştir. Primer problem 3 değişkenli bir problem olmasına karşılık dual problem 4 değişkenden oluşmaktadır. Primer problemde 4 kısıt denklemi var iken dual problemde ise 3 kısıt denklemi olmaktadır. Primer kısıt denklemlerinin sınırları dual problemde amaç fonksiyonlarının katsayısına dönüşmüştür. Primer problemdeki değişkenlerin katsayısı dual problemde kısıt vektörlerini yönünü ifade etmektedir.

Çizelge 4. 2 Primer-Dual dönüştürme örneği [23]

Primer Problem	Dual Problem
max $z = 5x_1 + 4x_2 + 6x_3$ Kısıtlar $x_1 + 2x_2 \geq 2$ $x_1 + 2x_2 \leq 3$ $-3x_1 + 2x_2 + x_3 \leq -5$ $x_1 - x_2 + x_3 = 1$ $x_1 \geq 0, x_2 \leq 0, x_3 = \text{sınırsız}$	min $w = 2y_1 + 3y_2 - 5y_3 + y_4$ Kısıtlar $y_1 + y_2 - 3y_3 + y_4 \geq 5$ $2y_1 + 2y_2 + 2y_3 - y_4 \leq 4$ $y_3 + y_4 = 6$ $y_1 \leq 0, y_2, y_3 \geq 0, y_4 = \text{sınırsız}$

4.4 Bender Ayrıştırma Yöntemi

Algoritmanın birden fazla amaç fonksiyonu bulundurması durumunda amaç fonksiyonlarının organize edilmesinde kullanılan yöntemlerden birisi de Bender Ayrıştırma Algoritmasıdır. Bender Ayrıştırma Algoritması bir problemi ana ve alt problemlere ayrıştırmaktadır. Bender Ayrıştırma probleminde ana problem, karışık tamsayı problemi olarak düzenlenirken alt problemler ise doğrusal problem olarak tanımlanmaktadır. Bender algoritması sistemin alabileceği en yüksek değer ile en düşük değer arasındaki optimal noktayı bulmayı hedeflemektedir [69].

Bender Ayrıştırma algoritması güç sistemlerinde; enerji üretim planlama [70], iletim planlama [71], optimal üretim fiyatlandırma, reaktif güç planlaması [72], optimal yük akışı [73], doğalgaz, hidroelektrik ve rüzgar santrallerinin üretim planlaması [74], santrallerin işletimlerinin planlaması [75], iletim hatlarının işletimlerinin planlaması [58], sistem güvenilirliği analizlerine bağlı planlamalar [76], santrallerin uzun dönem yakıt maliyetlerinin hesaplanması gibi alanlarda kullanılabilmektedir [23], [73].

Bender Ayrıştırma Yönteminde sistemin alabileceği en düşük değer ana problemin amaç fonksiyonunun sonucudur ve alt sınır olarak tanımlanır. Bender ayrıştırma yöntemine göre optimizasyon fonksiyonu (4.3)'te verilmiştir [23].

$$\begin{aligned}
 \text{Min } z &= \mathbf{c}^T \mathbf{x} + \mathbf{d}^T \mathbf{y} \\
 \text{st } \quad &\mathbf{A}\mathbf{m}\mathbf{y} \geq \mathbf{b}\mathbf{m} \\
 &\mathbf{E}\mathbf{x} + \mathbf{F}\mathbf{e}\mathbf{y} \geq \mathbf{h} \\
 &\mathbf{x} \geq \mathbf{0}, \mathbf{y} \in \mathcal{S}
 \end{aligned}
 \tag{4.3}$$

Burada; ***A*** m x n boyutlu kısıt matrisini, ***E*** p x q boyutlu kısıt matrisini, ***x*** ve ***c*** p boyutlu vektörünü, ***y*** ve ***d*** n boyutlu tamsayı vektörünü, ***bm*** m boyutlu vektörünü ve ***h*** q boyutlu vektörü ifade etmektedir.

(4.3)'te ***y*** vektörü tamsayılı değişken ***x*** vektörü ise reel sayıdır. P1 optimizasyon problemi ise tamsayı karışık doğrusal optimizasyon problemidir. Burada ***y*** vektörü değeri sabit ise P1 optimizasyonu ***x*** vektörü değerleri için doğrusaldır. (4.3)'te verilen amaç fonksiyonu (4.4)'te verildiği gibi tekrar düzenlenerek başlangıç amaç fonksiyonu iki parçalı hale dönüştürülür [23].

$$\text{Min} \{ \mathbf{d}^T \mathbf{y} \mid \mathbf{A} \mathbf{m} \mathbf{y} \geq \mathbf{bm} + \text{Min} \{ \mathbf{c}^T \mathbf{x} \mid \mathbf{E} \mathbf{x} \geq \mathbf{h} - \mathbf{F} \mathbf{e} \mathbf{y}, \mathbf{x} \geq \mathbf{0} \} \} \quad (4.4)$$

Burada çözüm kümesi (4.5)'te verilmiştir.

$$R = \{ \mathbf{y} \mid \mathbf{x} > 0 \text{ olmak üzere } \mathbf{E} \mathbf{x} \geq \mathbf{h} - \mathbf{F} \mathbf{e} \mathbf{y}, \mathbf{A} \mathbf{m} \mathbf{y} \geq \mathbf{bm}, \mathbf{y} \in S \} \quad (4.5)$$

Bender algoritması sistemin alabileceği en yüksek değer ve en düşük değer arasındaki optimal noktayı bulmayı hedeflemektedir. Bu kapsamda ana problemin alt sınır değeri başlangıç amaç fonksiyonun değeri olarak tanımlanır. BAY'nin üst sınır değeri ana problemin amaç fonksiyonun sonuç değeri ile alt optimizasyon bloklarında hesaplanan optimalite optimizasyonun amaç fonksiyonun sonuç değerinin toplamı olarak tanımlanır.

Amaç problemi, ana amaç problemi (AP1) (4.6) ve Alt problem (SP) (4.7) adında iki alt probleme bölünebilir [23].

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & z_{alt} \\ \text{st} \quad & z_{alt} \geq \mathbf{d}^T \mathbf{y} \\ & \mathbf{A} \mathbf{m} \mathbf{y} \geq \mathbf{bm} \\ & \mathbf{y} \in S \end{aligned} \quad \begin{array}{l} \text{AP1} \\ \\ \\ \end{array} \quad (4.6)$$

Burada, $\mathbf{d}^T \mathbf{y}$ amaç fonksiyonu yerine z_{alt} kullanılmıştır. (4.7) alt problemin (SP1) primer gösterim şeklidir.

$$\text{Min} \quad \mathbf{c}^T \mathbf{x} \quad \text{SP1} \quad (4.7)$$

$$\begin{aligned} st \quad & \mathbf{Ex} \geq \mathbf{h} - \mathbf{Fe}\hat{\mathbf{y}} \\ & \mathbf{x} \geq \mathbf{0} \end{aligned}$$

Aynı problemi dual alt problem (SP2) olarak yazımı ise (4.8)'de verildiği gibidir.

$$\begin{aligned} Maks \quad & (\mathbf{h} - \mathbf{Fe}\hat{\mathbf{y}})^T \mathbf{u} \\ st \quad & \mathbf{E}^T \mathbf{u} \leq \mathbf{c} \\ & \mathbf{u} \geq \mathbf{0} \end{aligned} \quad \text{SP2} \quad (4.8)$$

Burada $\hat{\mathbf{y}}$ ana alt problemin anlık çözüm değeridir. Bender Ayrıştırma yönteminin çözüm algoritması Şekil 4.2'de verilmiştir.

Burada dual alt problem, Bender problemlerinde sistemin çözüm kümesinin olmaması, sonsuz çözümün olması veya optimal çözümün olmaması gibi durumlarda ana problemin yeniden düzenlenmesinde kullanılmaktadır. Alt problem $\mathbf{c}'$ 'nin amacını, $\mathbf{E}$ sistemin kısıt denklemlerini oluşturan matrisini, $\mathbf{Fe}$ ana amaç fonksiyonunda verilen değişkenlerin alt fonksiyonundaki temsilcisini, $\mathbf{y}$ binary tamsayı değişkeni, $\mathbf{h}$ kısıt denkleminde verilen eşitliklerin sınır değerleri ve $\mathbf{u}$ ise dualite çarpanını ifade etmektedir. Eğer kısıt denklemin hem dual hem de primer çözümü varsa bu tip problemlerde doğrusal optimizasyon algoritması kullanılabilir. Bu sebepten dolayı ana yatırım maliyet problemi doğrusal tamsayı programlama ile çözülürken alt problemler doğrusal programlama ile çözülebilmektedir [23].

4.4.1 Bender Ayrıştırma Yöntemi İşlem Basamakları

Bender çözüm algoritmasının muhtemel üç temel sonucu olabilmektedir. Bender Ayrıştırma algoritmasının genel çalışma adımı Şekil 4.2'de verilmiştir [23].

1.Adım

(4.6)'da verilen AP1 optimizasyonu, $\hat{\mathbf{y}}$ tamsayı değişkenine göre $\hat{\mathbf{z}}_{alt}$ bulmaya çalışılır. Eğer AP1 çözülemiyorsa bu optimizasyon fizibil değildir ve ana problem P1'in yeniden düzenlenmesi için geri dönlür. Eğer AP1 sonsuz çözüme sahip ise verilen $\hat{\mathbf{y}}$ tamsayı değişkenine göre $\hat{\mathbf{z}}_{alt} = \infty$ olur ve verilen $\hat{\mathbf{y}}$ değişkeni çözüm kümesi içindedir. Bu durumda alt probleme geçilir.

2.Adım

(4.7) veya (4.8) eşitliklerine göre alt problem (SP1) çözülür. (4.7) eşitliğinin üst sınırı SP1 alt fonksiyonun $\hat{x}$ değişkeni için (4.9)'da verilmiştir.

$$\hat{z}_{üst} = \mathbf{c}^T \hat{\mathbf{x}} + \mathbf{d}^T \hat{\mathbf{y}} \quad (4.9)$$

(4.8) eşitliğindeki SP2 Alt dual fonksiyonun için ise $\hat{u}^p$ değerindeki çözümü (4.10)'da verilmiştir.

$$\hat{z}_{üst} = \mathbf{d}^T \hat{\mathbf{y}} + (\mathbf{h} - \mathbf{F}\mathbf{e}\hat{\mathbf{y}})^T \hat{\mathbf{u}}^p \quad (4.10)$$

Burada yapılan işlemler sonucunda bulunan alt sınır ve üst sınır değerlerin faklarına bakılır. Burada üç durum söz konusudur.

Öncelikle optimizasyon yaklaşım kriteri(ε) (4.11) eşitliğine göre hesaplanır.

$$| \hat{z}_{üst} - \hat{z}_{alt} | \leq \varepsilon \quad (4.11)$$

Eğer SP1 için Optimizasyon durdurma için deflenen hata sınır değeri (ε) düşük ise optimizasyon en iyi değerine ulaşılmıştır denir ve optimizasyon sonuçlandırılır.

Eğer sonuç ε değerinden büyük ise (4.12)'de verilen denklem (4.15)'de verilen AP2 ana problemine kısıt olarak eklenir ve üçüncü adıma geçilir.

$$\hat{z}_{alt} \geq \mathbf{d}^T \hat{\mathbf{y}} + (\mathbf{h} - \mathbf{F}\mathbf{e}\hat{\mathbf{y}})^T \hat{\mathbf{u}}^p \quad (4.12)$$

Eğer SP2 sınırsız ise SP1'in optimal bir sonucu yoktur. Bu durumda yeni bir uygunsuzluk katı (4.12)'de verilen denkleme göre hesaplanır ve (4.15)'te verilen AP2 ana problemine kısıt olarak eklenir ve üçüncü adıma geçilir. Bu kata uygunsuzluk katı denir.

$$(\mathbf{h} - \mathbf{F}\mathbf{e}\hat{\mathbf{y}})^T \hat{\mathbf{u}}^r \leq 0 \quad (4.13)$$

Bu denklemde $\mathbf{u}^r$ (4.14)'de verilen denklem takımına göre hesaplanır. Uygunsuzluk katının hesaplanabilmesi için öncelikle (4.8) denklem takımı birim vektöre ($\mathbf{1}^T \mathbf{s}$) göre yeniden düzenlenerek (4.14) elde edilir.

$$\text{Mini } \mathbf{1}^T \mathbf{s}$$

$$\text{st } \mathbf{E}\mathbf{x} + \mathbf{1}\mathbf{s} \geq \mathbf{h} - \mathbf{F}\mathbf{e}\hat{\mathbf{y}} \rightarrow \mathbf{u}^r \quad (4.14)$$

$$\mathbf{x} \geq 0, \mathbf{s} \geq 0$$

Eğer SP2'nin bir uygun sonucu yoksa bu durumda (4.7)'de verilen SP1 alt problemin uygun bir sonucu yoktur yada sınırlandırılmamış bir çözüm kümesine sahiptir ve algoritma sonlandırılır.

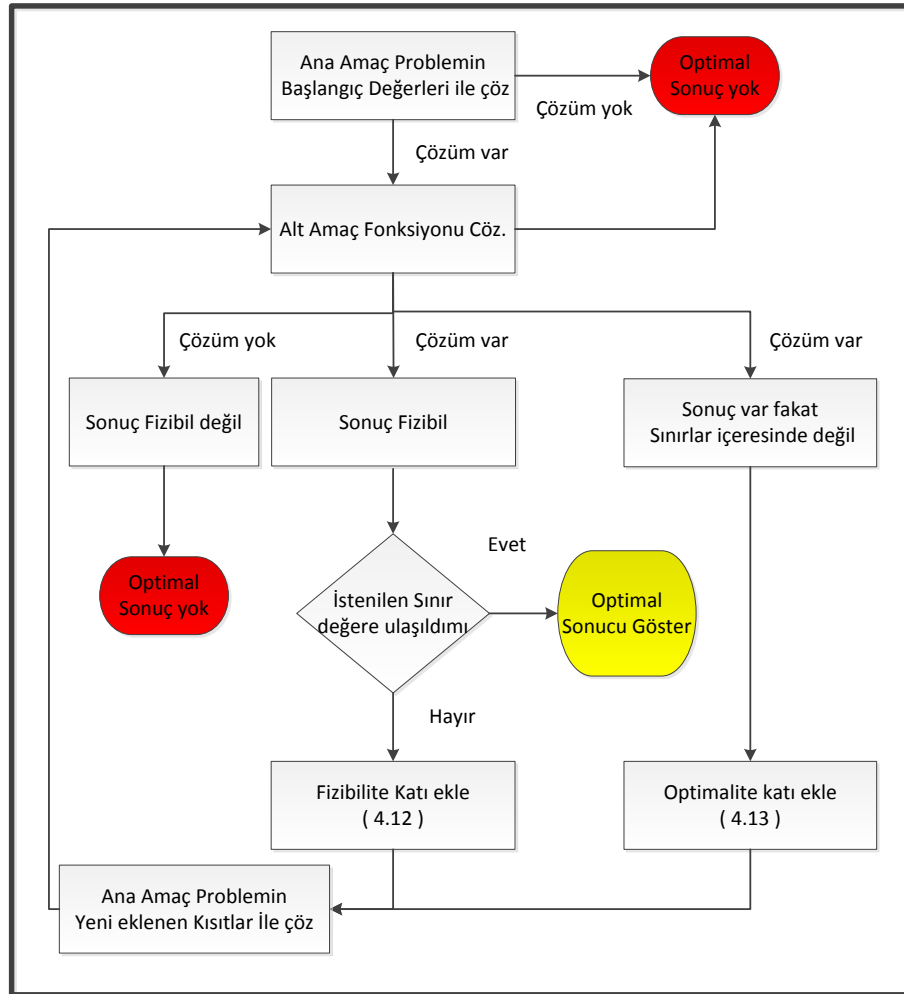
3.Adım

(4.6)'da verilen Ana Problem (AP1), SP1 Alt problemin istenilen sınır değerleri içine getirilebilmesi için ikinci tanımlanan uygunluk veya uygunsuzluk katlarına göre yeniden düzenlenerek (4.15) ile tanımlanmış yeni ana problem (AP2) haline getirilir. Bu adım $\hat{y}$ tamsayı değişkeni elde edilen $\hat{z}_{alt}$ değerleri için tekrarlanır.

Minimize z_{alt}

$$\text{st } \mathbf{Z}_{alt} \geq \mathbf{d}^T \mathbf{y} + (\mathbf{h} - \mathbf{Fy})^T \mathbf{u}_{it}^p, it = 1 \dots, n_p \quad \mathbf{AP2} \quad (4.15)$$

$$(\mathbf{h} - \mathbf{Fy})^T \mathbf{u}_{it}^r \leq 0, it = 1 \dots, n_r$$

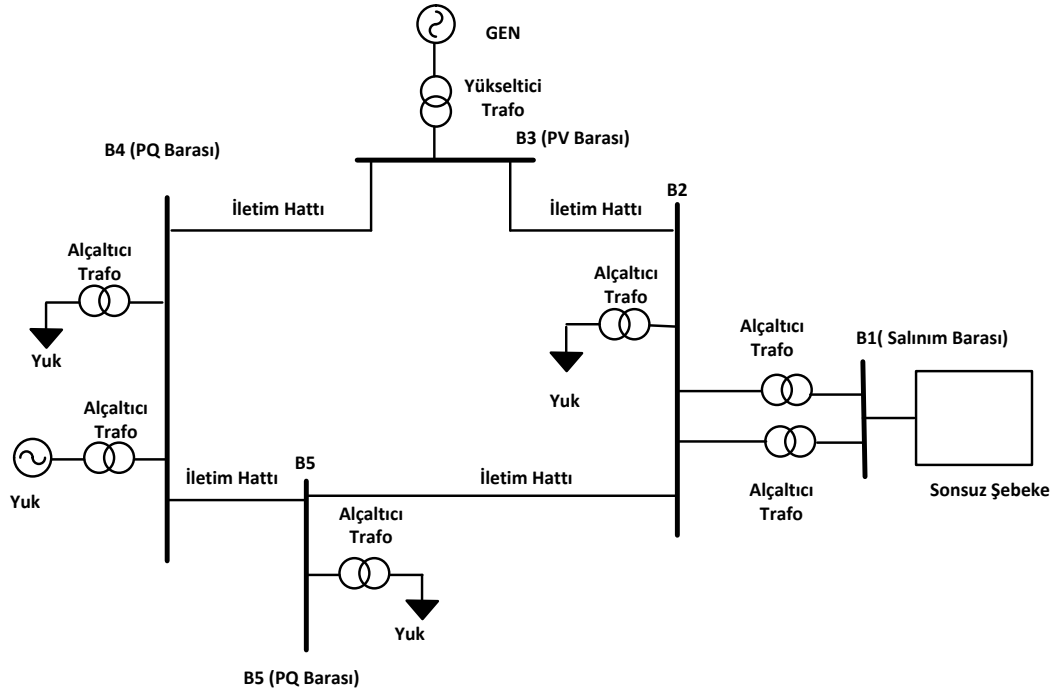


Şekil 4. 2 Bender Ayırıştırma algoritması genel akış diyagramı [23]

4.5 DA Yük Akış Analizi

Güç sistemlerinde statik yük akışı analizlerinde Alternatif Akım (AA) ve Doğru Akım (DA) yük akışı yöntemleri kullanılmaktadır. AA yük akış yönteminde aktif ve reaktif güç bileşenleri birlikte değerlendirilmektedir. AA yük akışı işlemlerin ve değişkenlerin fazlalığı sebebi ile santrallerin devreye alınma problemlerinin analizinde tercih edilen bir yöntem değildir. Santrallerin devreye alınma problemlerinde daha çok AA modelin bazı kabuller ile eksiltilmiş modeli olan DA yük akış modeli kullanılmaktadır. DA yük akış problemlerini AA yük akış analizlerinin lineer modelleri olarak adlandırmak mümkündür. Lineer denklemler ile yapılan yük akış analizlerinde hem değişken sayısı azaltılmış hem de işlemlerin çözülme hızı artırılmış olmaktadır [77], [78].

DA yük akışının tanımlanabilmesi için öncelikle güç sistemi bileşenlerinin tanımlanması gerekmektedir. Güç sisteminde kullanılan bileşenler; üretim santralleri, enerji iletim hatları, alçaltıcı ve yükseltici transformatörler ve yüklerdir. Güç sisteminin temel değişkenleri ise aktif güç, reaktif güç, akım, gerilim ve güç açısıdır. Güç sistemi bileşenlerinin gösterildiği örnek şebeke modeli Şekil 4.3'te verilmiştir.



Şekil 4. 3 Güç sistemi bileşenleri

Güç sistemlerinde DA yük akışının yapılabilmesi için bazı şartların güç sistemi tarafından sağlandığı kabul edilmektedir. Bu kabuller ;

1. Kabul

DA yük akışı analizlerinde (4.16)'da verildiği gibi bütün enerji iletim hattı reaktanslarının yanında omik dirençlerin çok küçük olduğu (yaklaşık sıfır olduğu) kabul edilir ($R_L \ll X_L$). Bu kabul sonucunda hattın iletim kayıpları ihmal edilir ve bize hat parametrelerini doğrusallaştırma imkanı verir [77].

$$\left\{ \begin{array}{l} G_L = \frac{R_L}{R_L^2 + X_L^2} \approx 0 \\ B_L = \frac{-X_L}{R_L^2 + X_L^2} \approx -\frac{1}{X_L} \\ Z_L \approx jX_L \text{ ve } Y_L \approx jB_L \end{array} \right\} \quad (4.16)$$

Burada; R_L L. ENH'nin omik direnci (Ω), X_L L. ENH'nin reaktansı (Ω), Z_L L. ENH'nin empedansı (Ω) ($Z_L = R_L + jX_L$), G_L L. ENH'nin kondüktansı (S), B_L L. ENH'nin suseptansı (siemens) ve Y_L L. ENH'nin admintasını (siemens) ($Y_L = G_L + jB_L$) ifade etmektedir.

2. Kabul

DA yük akışı analizlerinde (4.17)'de verildiği gibi güç sistemi içinde gerilim değerinin (V_N) sabit ve değişmediği kabul edilir ve bu durumda gerilim büyüklüğü bütün baralar için eşittir. (Değerler per unit olarak verilmiş ise bu değer 1 olarak kabul edilir) [77].

$$| V_N | \approx 1 \text{ p.u} \quad (4.17)$$

3. Kabul

DA yük akışı analizlerinde (4.18)'de verildiği gibi iletim hatlarının bağlı bulunduğu baralarda faz açılarının çok küçük olduğu kabul edilir ve bu durumda AA yük akış denklemlerin içinde bulunan kosinüs ve sinüslü terimleri doğrusallaştırılmıştır [77].

$$\left\{ \begin{array}{l} \sin(\theta_n - \theta_m) \approx \theta_n - \theta_m \\ \cos(\theta_n - \theta_m) \approx 1 \end{array} \right\} \quad (4.18)$$

(4.16), (4.17) ve (4.18)'de verilen kabullerin yapılması ile DA yük akış analizleri yapılabilmektedir. Güç sistemi üzerinde DA yük akışı sadece aktif güç yük akışını baz alır ve gerilim ile reaktif gücün değişmediği ve hatlarda kaybın olmadığını kabul eder.

4.5.1 DA Yük Akış Denklemleri

Güç sistemlerinde aktif ve reaktif güç akışına ilişkin eşitlikler sırası ile (4.19) ve (4.20)'de verilmiştir [78].

$$P_n = \sum_{m=1}^{ns} |V_n| |V_m| (G_{nm} \cos(\theta_n - \theta_m) + B_{nm} \sin(\theta_n - \theta_m)) \quad (4.19)$$

$$Q_n = \sum_{m=1}^{ns} |V_n| |V_m| (G_{nm} \sin(\theta_n - \theta_m) + B_{nm} \cos(\theta_n - \theta_m)) \quad (4.20)$$

(4.19)'da DA yük akışı için yapılan kabuller uygulandığında aktif güç (4.20)'de verilen lineer formata dönüşür.

$$P_n = \sum_{m=1}^{ns} |V_n| |V_m| (B_{nm}(\theta_n - \theta_m)) \quad (m \neq n) \quad (4.21)$$

(4.21) eşitliğinde gerilimin değişmediği kabul edilirse (4.22)'de verilen eşitliğe dönüşür [78]. Böylece DA aktif güç akış eşitliği elde edilmiş olur.

$$P_n = \sum_{m=1}^{ns} (B_{nm}(\theta_n - \theta_m)) \quad (m \neq n) \quad (4.22)$$

Burada; P_n n. baradaki toplam güç miktarı, B_{nm} n ile m iletim hatları arasındaki suseptansı, θ_n n barasının açısı, θ_m m barasının açısı ve ns Toplam bara sayısıdır. $B_{nm} = -B_{mn}$ ifadesi iletim hattının suseptansından ters yönde akım geçtiği anlamına gelmektedir. Aynı barada yani $n=m$ olması durumunda suseptans (4.23)'de verilen eşitliğe göre hesaplanır.

$$B_{nn} = b_n + \sum_{m=1}^{ns} b_{nm}; \quad (m = n) \quad (4.23)$$

DA yük akışın yapılabilmesi için gerekenler; bir adet referans bara (Salınım barası) olmalıdır, aktif güç ihtiyacı referans baradan sağlanmalıdır dolayısıyla salınım barası sonsuz güçte olduğu varsayılmalıdır, iletim hatlarının birbirleriyle bağlantısının olması

ve bir bağlantı topolojisine sahip olması gerekmektedir, braşmanların tamamını içeren admintans matrisi olmalıdır.

DA yük akışın da aktif güç akışının matris formu (4.24)'te verilmiştir.

$$\mathbf{P}_{da} = \mathbf{B}'\boldsymbol{\theta} \quad (4.24)$$

Burada; $\mathbf{P}_{da}$ DA yük akışın da aktif güç akışının vektörü, $\boldsymbol{\theta}$ Bara 2,..... ns kadar aç vektörünü ve $\mathbf{B}'$ Bara matrisinin genelleştirilmiş halini ifade etmektedir.

Elde edilen DA güç akış eşitlikleri tez kapsamında hazırlanan kısıt denklemleri içinde şebekeyi modellemek için kullanılmıştır.

ELEKTRİK ENERJİ SİSTEMLERİNE BAĞLANABİLECEK RÜZGÂR ENERJİ SANTRALLERİ KAPASİTESİNİN BELİRLENMESİ

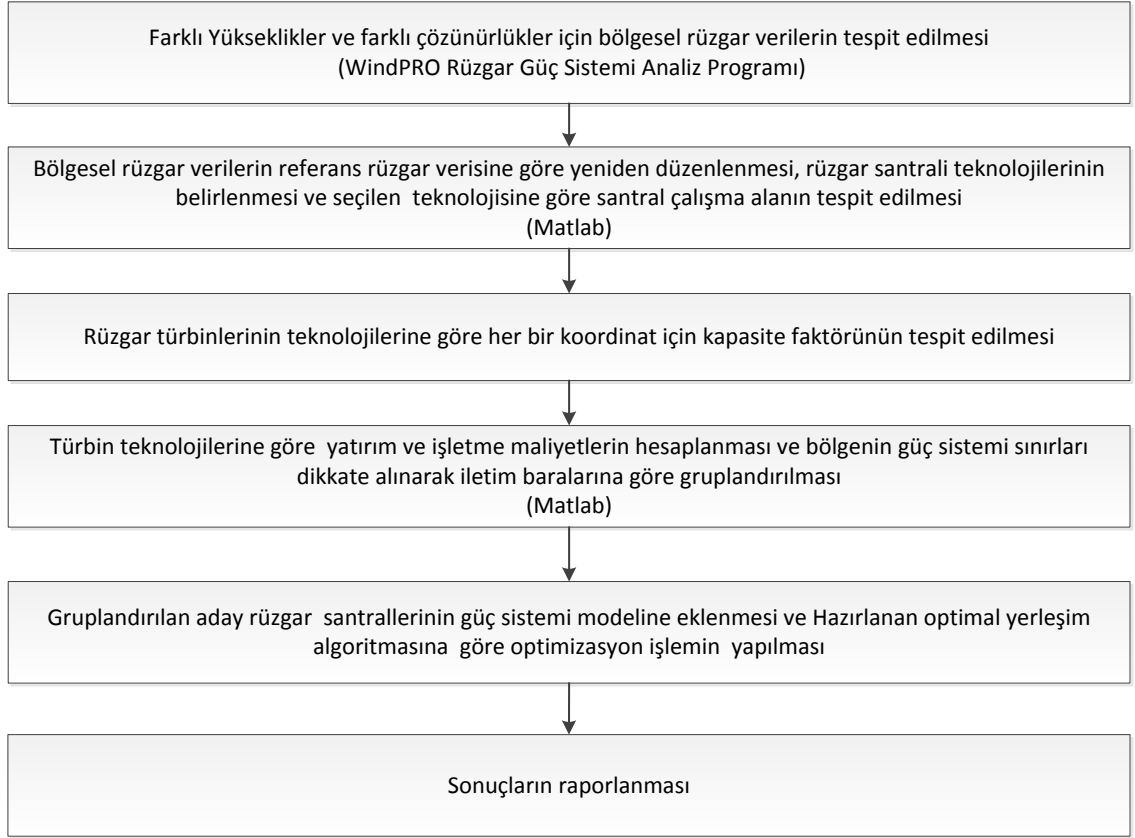
Gerçekleştirilen tez kapsamında bir bölgeye ekonomik ve teknik kriterlere bağlı olarak bağlanabilecek optimal rüzgar santrali sayısı ve kapasitesinin tespiti amacıyla yeni bir algoritma geliştirilmesi hedeflenmiştir. Bu amaç doğrultusunda hazırlanan optimizasyon algoritmasına üç ana kısımda düzenlenmiştir.

Birinci kısımda Bölgesel değişkenler tanımlanmıştır. Bölgesel değişkenlerin tanımlanmasında Rüzgar gücü analiz programlarından olan WindPRO Programından yararlanılmıştır. WindPRO Programı yardımı ile bölgenin farklı çözünürlük ve farklı yükseklik değerleri için Weibull dağılım fonksiyonu katsayıları ve güç yoğunlukları elde edilmiştir.

İkinci kısımda, ilk kısımdan elde edilen veriler Matlab ortamında hazırlanan yazılım ile noktasal verilerden alansal verilere dönüştürülmüştür. Farklı türbin teknolojilerin teknik ve ekonomik özellikleri alansal veriler baz alınarak, aday rüzgar santralleri ve çalışma bölgeleri oluşturulmuştur. Göz önüne alınan gerçek güç sistemi üzerine elde edilen veriler eklenerek optimizasyon bloğuna gönderilmiştir.

Üçüncü kısımda Optimizasyon bloğu hazırlanmıştır. Optimizasyon bloğu içerisinde enerji arz güvenilirliği ve diğer teknik kısıtlar kullanılarak bir bölge için teknik ve ekonomik en uygun rüzgar santrali konfigürasyonları tespit edilmiştir.

Tez kapsamında, optimizasyon çözüm algoritması ve optimal çözüm için programın çalıştırılmasına yönelik işlem basamaklarına ait akış diyagramı Şekil 5.1’de verilmiştir.



Şekil 5. 1 Optimizasyon genel akış diyagramı

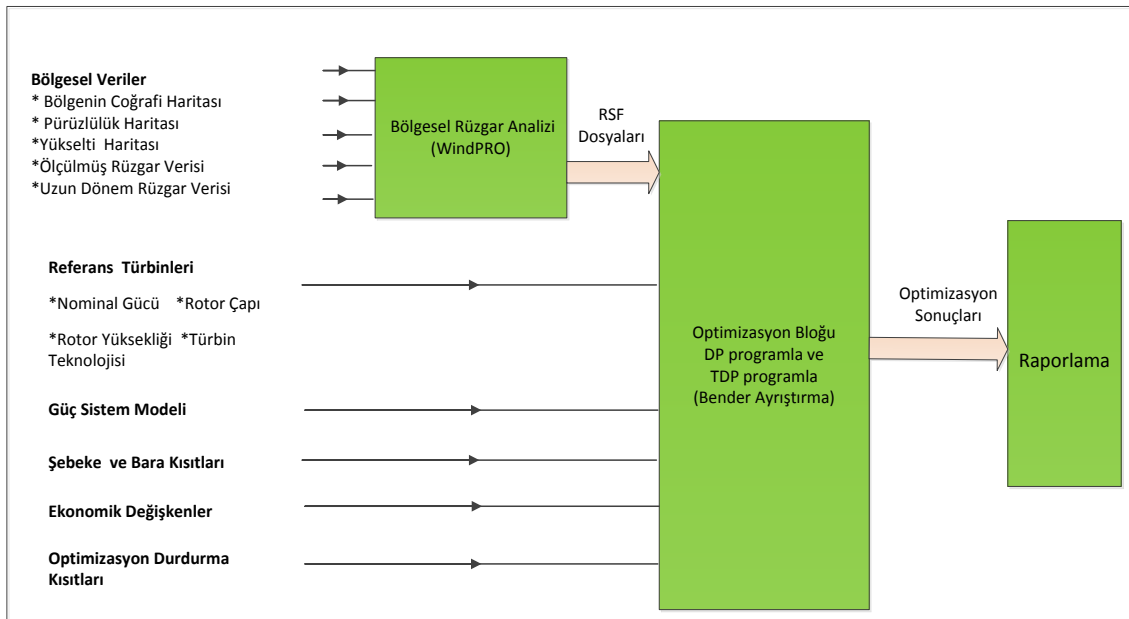
Geliştirilen bu algoritmanın birinci adımında bölgenin tamamında kullanılacak uzun dönem rüzgar veri setinin tespit edilmesi için WindPRO programı dahilindeki online yükselti ve pürüzlülük haritaları kullanılarak bölgenin bütünleştirilmiş haritası elde edilmiştir.

WindPRO rüzgar analiz yazılımı kullanılarak, göz önüne alınan bölge üzerinde bulunan uzun dönem rüzgar dataları ile MGM Çatalca Radar istasyonuna ait 2009-2010 yıllı rüzgar verilerin GİT Modülü kullanılarak saatlik bazda korelasyonları yapılmıştır. Elde edilen korelasyon sonuçlarına göre en yüksek uyumu gösteren uzun dönem rüzgar verisi ile referans rüzgar verisi lineer regresyon yöntemi kullanılarak bölgesel en yüksek temsil kabiliyeti olan yeni uzun dönemli rüzgar verisine dönüştürülmüştür. Bu veri seti tüm bölgenin rüzgar hızı analizinde kullanılmak üzere baz rüzgar profili olarak kullanılmıştır.

Baz rüzgar profili kullanılarak ele alınan bölgeye ait farklı kule yükseklikleri (74,5 m, 75 m, 85 m, 89,5 m, 94 m ve 98,3 m) için Weibull dağılım fonksiyonu parametreleri ile

ortalama rüzgar gücü değerleri WindPRO yazılımı kullanılarak hesaplanmıştır. Hesaplama bölgedeki coğrafi olmayan engeller dikkate alınmamıştır.

Tez kapsamında verilerin hazırlanması için çeşitli fonksiyon blokları hazırlanmıştır. Fonksiyon bloklarının rahat anlaşılabilmesi amacıyla çalışma üç ana blok altında toplanmıştır. Söz konusu yapı ve hazırlanan bloklara ait girdiler Şekil 5.2’de gösterilmiştir. Birinci blokta bölgesel verilere bağlı olarak rüzgar verileri analiz edilmektedir. İkinci blok optimizasyon bloğudur. Optimizasyon bloğunun girdileri; bölgesel rüzgar verileri, enerji iletim sistemi verileri, rüzgar türbin teknolojileri, ekonomik veriler olarak sıralanmaktadır. Optimizasyon sonucunda, bağlanabilir rüzgar santraller sayısı, rüzgar santrali teknolojisi, rüzgar türbin nominal gücü, hedef kule yüksekliği ve bağlantı noktaları bilgileri elde edilebilmektedir. Üçüncü blokta ise sonuçlarının raporlanması işlemi gerçekleştirilmektedir.



Şekil 5. 2 Enerji iletim sistemine bağlanabilir optimal rüzgar potansiyeli analizi genel blok diyagramı

5.1 Bölgesel Rüzgar Analizi

Bölgesel rüzgar analizi yapabilmek amacıyla bölgenin uzun ve kısa dönem rüzgar hızı ve yönü verileri, bölge yükselti bilgileri, pürüzlülük bilgileri ve yer şekilleri bilgileri kullanılmıştır. Bölgesel rüzgar analizinde kısa dönem rüzgar hızı veri seti olarak 41.341185° Kuzey Enlem ve 28.356778° Doğu Boylamı koordinatlarında ve denizden yüksekliği 369 m olan MGM ye ait Çatalca Radar İstasyonu kullanılmıştır. Çatalca Radar

İstasyonuna ait 01.01.2009-11.01.2010 tarihleri arasındaki rüzgar verileri referans rüzgar verisi olarak kullanılmıştır. Referans rüzgar verilerinin uzun dönem rüzgar verisine çevrilmesinde WindPRO programı kütüphanesinde bulunan uzun dönem rüzgar verilerinden yararlanılmıştır.

5.1.1 Coğrafi Konum ve Genel Bitki Örtüsü

Tez kapsamında kullanılmak üzere İstanbul ili Avrupa yakasında bulunan ve coğrafi koordinat bilgileri 41.085° - 41.255° Kuzey enlemleri ve 27.929° - 28.784° Doğu boylamları arasında bulunan bölge seçilmiştir.

5.1.2 Zemin Pürüzlülük Haritasının Çıkarılması

Bir bölge içindeki rüzgar verisinin hesaplanması sırasında en önemli unsulardan biri de bölgenin rüzgar hızının geliş doğrultusu yönündeki engellerdir. Bu engeller, rüzgarın çarparak yavaşlamasına sebep olmaktadır. Doğal engeller; dağlar, bölgedeki bitki örtüleri vb. olarak sıralanırken yapay engeller; o bölge içerisinde sonradan yapılmış binalar, köprüler, kuleler vb. olarak karşımıza çıkmaktadır.

Bu çalışma kapsamında yapay engeller dikkate alınmazken doğal engellerin hesaplanabilmesi için WindPRO programının veri kütüphanesi içinde bulunan yüzey pürüzlülük haritaları kullanılmıştır. Ele alınan bölge için hazırlanan pürüzlülük haritasının, bölgeyi doğru yansıtmayı amacıyla çalışma alanı sınırlarının her bir yönden 20 km fazla olacak şekilde sınırları belirlenmiştir.

Çalışmada The Modis VCF veri sistemi kullanılmış olup, bu veri sistemi 2000-2001 yılları içerisinde dünya yüzeyinde bulunan bitki örtüsünü kapsamaktadır ve genel olarak ağaçları, çıplak zemin ve otsu bitki olmak üzere üç adet veri tipini içerisinde barındırmaktadır. The Modis Bitki Sürekli Alanlar (VCF) verisinin çözünürlük değeri 500 x 500 m dir [47]. Buna göre oluşturulan pürüzlülük haritası Şekil 5.3'te verilmiştir.



Şekil 5. 3 Çalışma bölgesinin 50 m çözünürlükte hazırlanmış pürüzlülük haritası

Buna göre bölgenin sürtünme katsayıları ve bu sürtünme sınıfının kapladığı alan Çizelge 5.1’de verilmiştir. Bölgesel en yoğun pürüzlülük yapısının Sınıf 2 tipi olduğu yapılan analizler sonucunda görülmüştür.

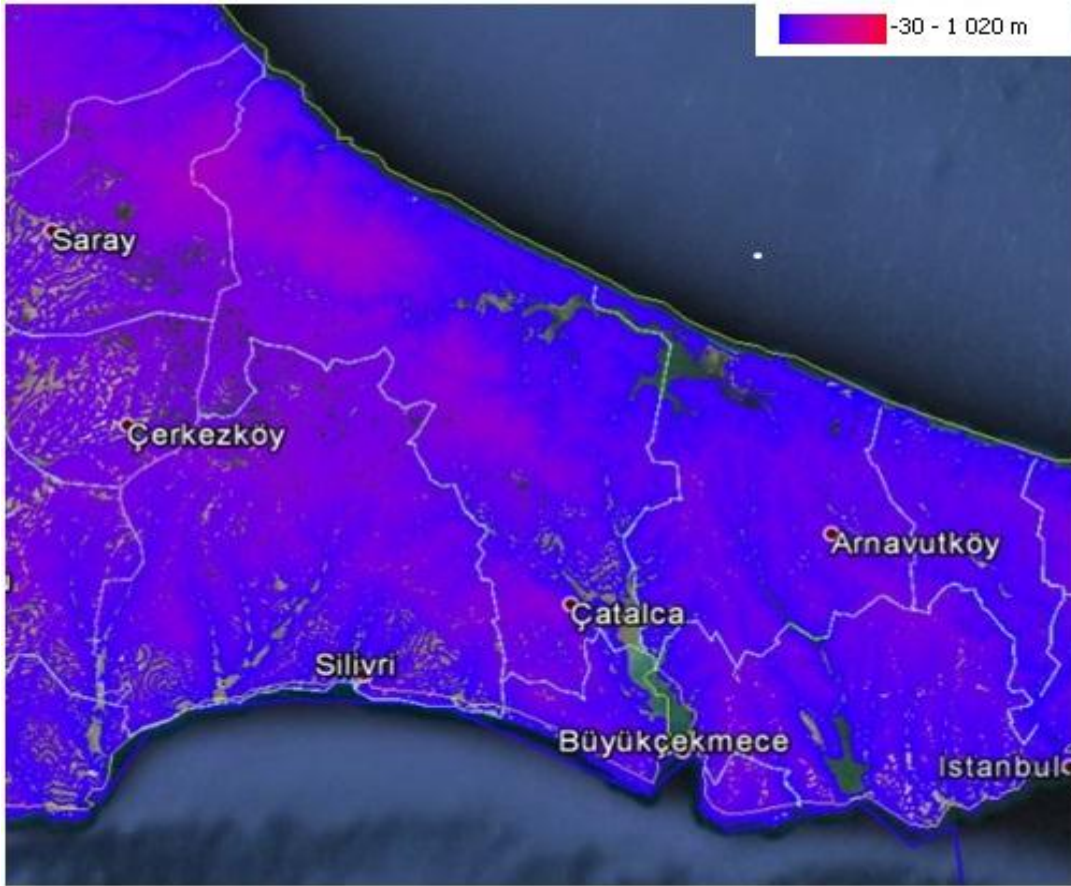
Çizelge 5. 1 Pürüzlülük sınıfları ile bölge içerisinde kapladıkları alanlar

Renk	Sınıf	Yüksekliği (m)	R. sınıfı	R. Uzunluğu (m)	Alan (m ²)
	0,0005m(cl.0,2)	0	0,2	0,0005	1,41x10 ¹⁰
	0,1000m(cl.2,0) = 1 - 25 %	2,5	2	0,1000	5,44 x10 ⁹
	0,3031m(cl.2,8) = 26 - 50 %	5	2,8	0,3031	1,63 x10 ⁹
	0,0382m(cl.1,2) = 0 %	0	1,2	0,0382	2,19 x10 ⁹
	0,4000m(cl.3,0) = 51 - 75 %	7,5	3	0,4000	1,95 x10 ⁹
	0,5278m(cl.3,2) = 76 - 100 %	10	3,2	0,5278	7,33 x10 ⁹

5.1.3 Yükseklik Haritasının Çıkartılması

Bölgesel analizlerdeki önemli parametrelerden biri de bölgenin yükselti eğrileridir. Yüksekliğin değişmesi rüzgar hesaplarında önemli etkiler oluşturmaktadır. Bu nedenle her noktada yerden yüksekliklerin bilinmesi ve rüzgar hızın her nokta için ayrı ayrı

belirlenerek hesaplamalarda dikkate alınması gerekmektedir. Çalışma kapsamında WindPRO online SRTM veri setine ait uydu verilerine dayalı sayısal arazi datası ele alınmış ve bu veri 10 m çözünürlük ile kullanılmıştır. Yükseklik veri setinin doğru hesaplanabilmesi amacıyla çalışma bölgesi her yönden 7 km daha büyük olacak şekilde yükselti haritası hazırlanmıştır. Seçilen bölgeye ilişkin yükselti haritası Şekil 5.4'te verilmiştir.



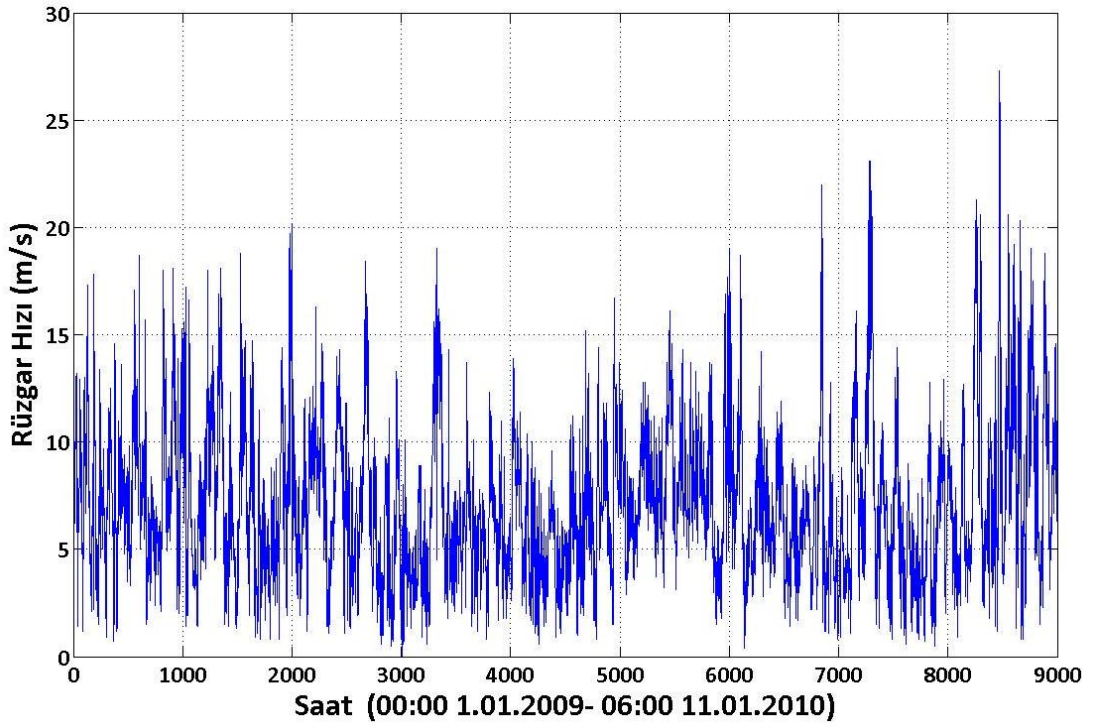
Şekil 5. 4 Çalışma bölgesine ilişkin SRTM veri setinden alınan yükselti haritası

5.1.4 Uzun Dönemli Veri Setinin Hesaplanması

Bir bölgenin rüzgar verileri yıllara göre % 20 oranında değişim gösterebilmektedir. Bu durum yapılan hesaplamalarda büyük yanılgılara sebep olmaktadır. Bölgeleri doğru analiz edebilmek için uzun dönem (en az 10 yıllık) verilere ihtiyaç duyulmaktadır. Yapılacak rüzgar verisi analizlerinde kullanılacak uzun dönem rüzgar verisinin incelenecek bölge içinde bulunması ve ölçüme dayalı olması arzulanmaktadır. Uzun dönem rüzgâr verisinin bulunmadığı durumlarda ise bölgesel ölçülmüş rüzgâr verileri ile matematiksel olarak oluşturulmuş uzun dönem verilerinin korelasyonu sonucunda

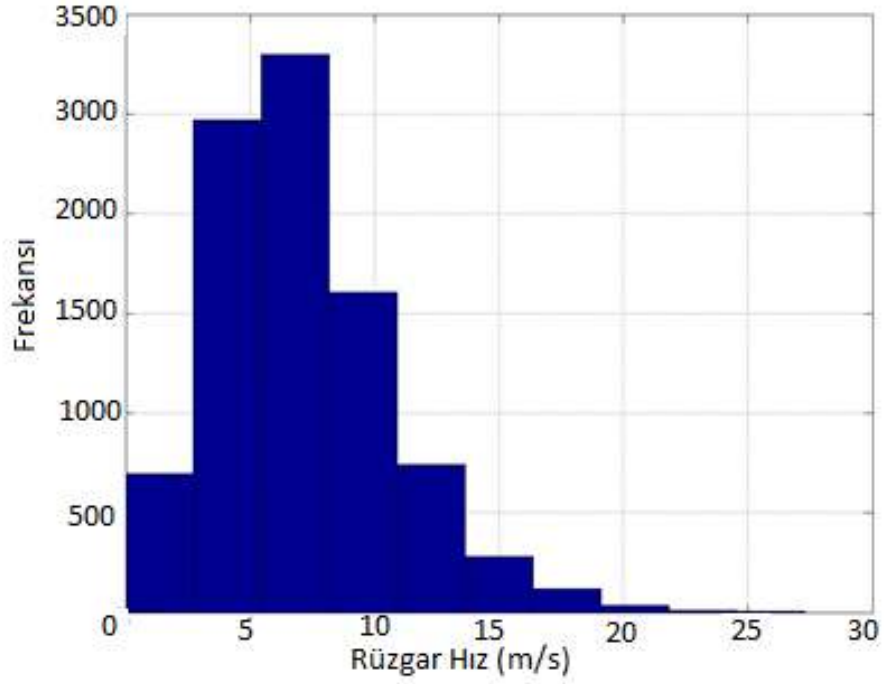
bölgeyi en iyi temsil eden rüzgâr verisi seti, bölgenin tamamı için rüzgar verisi olarak kullanılabilir. Uzun dönem rüzgar verisiyle referans rüzgar verisi arasında yapılan korelasyon değerinin artmasına bağlı olarak bölgenin rüzgar dağılımı temsil gücü de artmaktadır.

Tez kapsamında kısa dönem rüzgar hızı veri seti olarak 41.341185° Kuzey Enlem ve 28.356778° Doğu Boylamı koordinatlarında ve denizden yüksekliği 369 m olan MGM ye ait Çatalca Radar İstasyonu kullanılmıştır. Çatalca Radar İstasyonuna ait 10 m yükseklikte 01.01.2009-11.01.2010 tarihleri arasında ölçülmüş saatlik rüzgar hızı değişimi Şekil 5.5'te gösterilmiştir.



Şekil 5. 5 MGM Çatalca Radar İstasyonuna ait 2009-2010 yılları arasındaki saatlik verisi.

Çatalca Radar İstasyonu için göz önüne alınan dönem aralığında rüzgar hızlarının görülme miktarları Şekil 5.6'da gösterilmiştir. Bu dönem için ele alınan istasyonun rüzgar hızı ortalaması 7.0723 m/s olarak tespit edilmiştir.



Şekil 5. 6 Çatalca Radar İstasyonun 2009-2010 yılları arasındaki rüzgar hızları histogramı

Tez kapsamında 41.085° ile 41.255° Kuzey Enlemleri, 27.929° ile 28.784° Doğu Boyamları arasında bulunan bölgede online kullanılabilir kaynaklar, CFSR-E, CFSR, QSCAT_DAILY, EmdERA ve MERRA_basic'dir. Veri setlerinin bulunduğu koordinatlar ve ulaşılabilir veri süresi Çizelge 5.2 de verilmiştir.

Çizelge 5.2 Çalışma bölgesi içerisinde kullanılabilir veri setleri ve ulaşılabilir veri süreleri[47]

No	Veri kaynağı ve Koordinatı	X. Koordinat	Y Koordinatı	1984	.	.	1998	1999	2000	.	.	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1	CFSR_E28.000_N41.000	584102	4539239														
2	CFSR_E28.000_N41.500	583463	4594747														
3	CFSR_E28.125_N41.058	594532	4545805														
4	CFSR_E28.125_N41.370	594084	4580442														
5	CFSR_E28.437_N41.058	620750	4546190														
6	CFSR_E28.437_N41.370	620177	4580828														
7	CFSR_E28.500_N41.000	626154	4539841														
8	CFSR_E28.500_N41.500	625196	4595350														
9	EmdERA_N41.053_E028.120	603212	4538150														
10	EmdERA_N41.053_E028.823	602894	4560797														
11	MERRA_basic_E28.002_N41.000	602572	4583556														
12	QSCAT_DAILY_N41.125_E28.625	620085	4561060														
13	QSCAT_DAILY_N41.375_E28.125	594119	4545245														
14	QSCAT_DAILY_N41.375_E28.375	653198	4546242														
15	CFSR2_E28.227_N40.988	584270	4539241														
16	CFSR2_E28.227_N41.192	636409	4553906														
17	CFSR2_E28.227_N41.397	594077	4580998														
18	CFSR2_E28.432_N41.192	614983	4581299														

WindPRO programı kullanılarak yapılan lineer korelasyon çalışması sonucunda MGM Çatalca Radar istasyonu ile ölçüm verileri arasındaki en yüksek korelasyon 0,6091 ve MERRA_basic veri setine ait en düşük korelasyon CFSR_E28.500_N41.000 istasyonunda 0,4014 olarak hesaplanmıştır. Yapılan korelasyona çalışmasına ait istatistiksel sonuçlar Çizelge 5. 3'te verilmiştir.

Çizelge 5. 3 Bölge içerisinde kullanılabilir uzun dönem veri setlerinin MGM Çatalca Radar İstasyonu ile karşılaştırılması sonucu elde edilen istatistiksel sonuçlar.

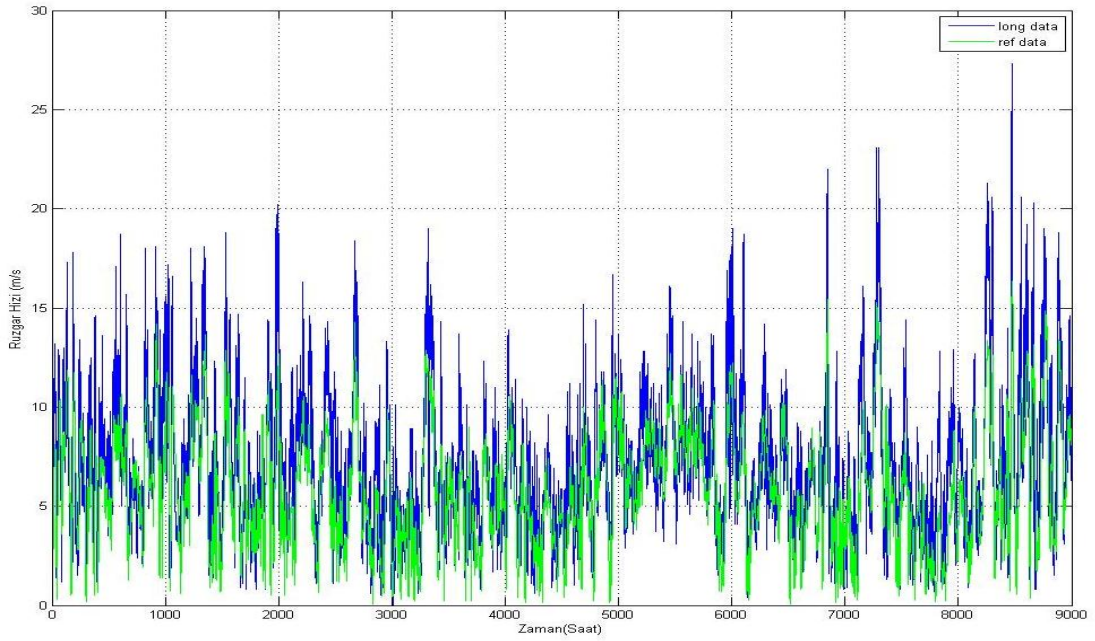
No	Veri Seti Tanımı ve Koordinatı	Href [m]	V _{ort} [m/s]	Lineer Korelasyon indeks	Standart Hata [m/s]
1	CFSR_E28.000_N41.000 (14)	10	7,43	0,5166	3,3726
2	CFSR_E28.000_N41.500 (16)	10	7,37	0,5803	3,2002
3	CFSR_E28.125_N41.058 (26)	10	7,37	0,5803	3,2002
4	CFSR_E28.125_N41.370 (28)	10	7,37	0,5587	3,2883
5	CFSR_E28.437_N41.058 (27)	10	7,35	0,4894	3,4363
6	CFSR_E28.437_N41.370 (29)	10	7,37	0,5587	3,2883
7	CFSR_E28.500_N41.000 (12)	10	7,18	0,4014	3,2218
8	CFSR_E28.500_N41.500 (15)	10	7,37	0,5803	3,2002
9	EmdERA_N41.053_E028.120 (17)	10	7,55	0,3275	3,7536
10	EmdERA_N41.053_E028.823 (18)	10	7,28	0,368	3,5467
11	MERRA_basic_E28.002_N41.000 (19)	10	7,23	0,6091	2,9354
12	QSCAT_DAILY_N41.125_E28.625 (22)	10	6,91	0,4195	2,7282
13	QSCAT_DAILY_N41.375_E28.125 (20)	10	7,53	0,468	2,456
14	QSCAT_DAILY_N41.375_E28.375 (21)	10	7,31	0,4068	3,128

Şekil 5.7'de coğrafi harita üzerinde tüm veri setlerinin konumları gösterilmiştir. Şekil üzerinde büyük daire MERRA_basic DATA veri setinin konumunu, Şekil üzerinde kare ise MGM çatalca radar istasyonun konumu göstermektedir.



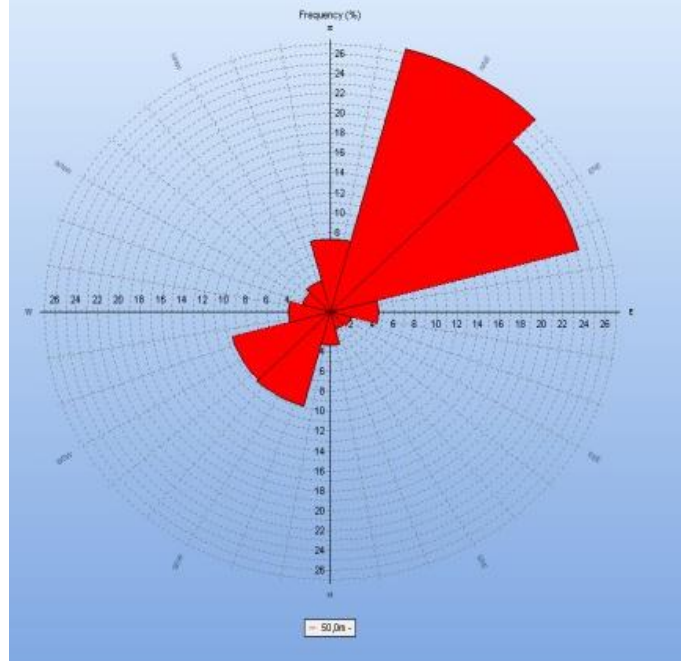
Şekil 5. 7 Bölgesel rüzgar veri kaynaklarının harita üzerindeki konumları

MGM çatalca radar istasyonu ile en yüksek uyumluluğa sahip veri seti olan MERRA_basic_E28.002_N41.000 veri setinin 2009-2010 yılları arasındaki değişimi Şekil 5.8’de gösterilmiştir. Bölgesel çalışmalarda kullanılmak üzere MERA_basic veri seti uzun dönem rüzgar verisi olarak seçilmiştir.

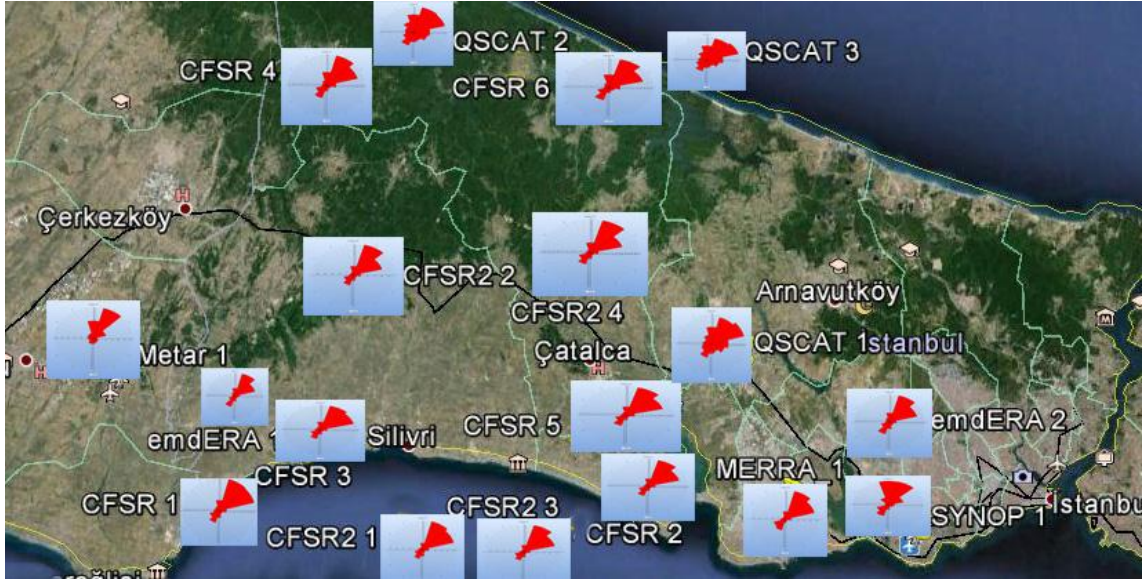


Şekil 5. 8 MERRA_basic_E28.002_N41.000 ve MGM Çatalca Radar istasyonunun 2009-2010 yılları arasındaki rüzgar hızı değişimi

Bölgesel veri kaynaklarının analiz edilmesi sonucunda ele alınan bölge için hakim rüzgar yönünün kuzeydoğu yönünde olduğu tespit edilmiştir. Mera data setine ait hakim rüzgar yönünü gösteren rüzgar gülü grafiği Şekil 5.9’da, tüm veri setlerine ilişkin rüzgar yönü dağılımları ise Şekil 5.10’da gösterilmiştir.



Şekil 5. 9 MERA_basic data setinin rüzgar gülü haritası



Şekil 5. 10 Dijital veri setlerine ilişkin rüzgar gülü haritası

5.1.5 Bölgesel Rüzgar Verilerinin Oluşturulması

WindPRO programında hazırlanan farklı çözünürlükte ve farklı yüksekliklerde ortalama rüzgar hızı dağılımları sırası ile Şekil 5.11, Şekil 5.12 ve Şekil 5.13'te verilmiştir. Buna göre aynı çözünürlükte verilen Şekil 5.12 ve Şekil 5.13 karşılaştırıldığında yüksekliğin artmasına bağlı olarak ortalama rüzgar hızları da arttığı görülmektedir.



Şekil 5. 11 WindPRO Programı ile 70 m yükseklikte 200 x 200 m çözünürlükte hazırlanmış ortalama rüzgar hızları haritası



Şekil 5. 12 WindPRO Programı ile 90 m yükseklikte 50 m x50 m çözünürlükte hazırlanmış ortalama rüzgar hızları haritası



Şekil 5. 13 WindPRO Programı ile 120 m yükseklikte 50 m x50 m çözünürlükte hazırlanmış ortalama rüzgar hızları haritası

WindPRO Rüzgar Gücü Analiz Programında Enerji Hesaplanmasında Bölgesel Verilerin (Pürüzlülük, Yükselti, Engel Vb..) Birleştirildiği Modülü (RESGEN) kullanılarak her bir koordinat için Weibull dağılım fonksiyonu parametreleri ile ortalama güç yoğunlukları hesaplanmıştır. Çizelge 5.4’de RESGEN modülünde hazırlanmış 70 m yükseklik ve 500 m x 500 m çözünürlükteki bölgesel analizlerin sonuç dosyası verilmiştir.

Çizelge 5.4 RESGEN modülü (70 m yükseklik ve 500 x 500 m çözünürlükteki) bölgesel analiz sonuç dosyası

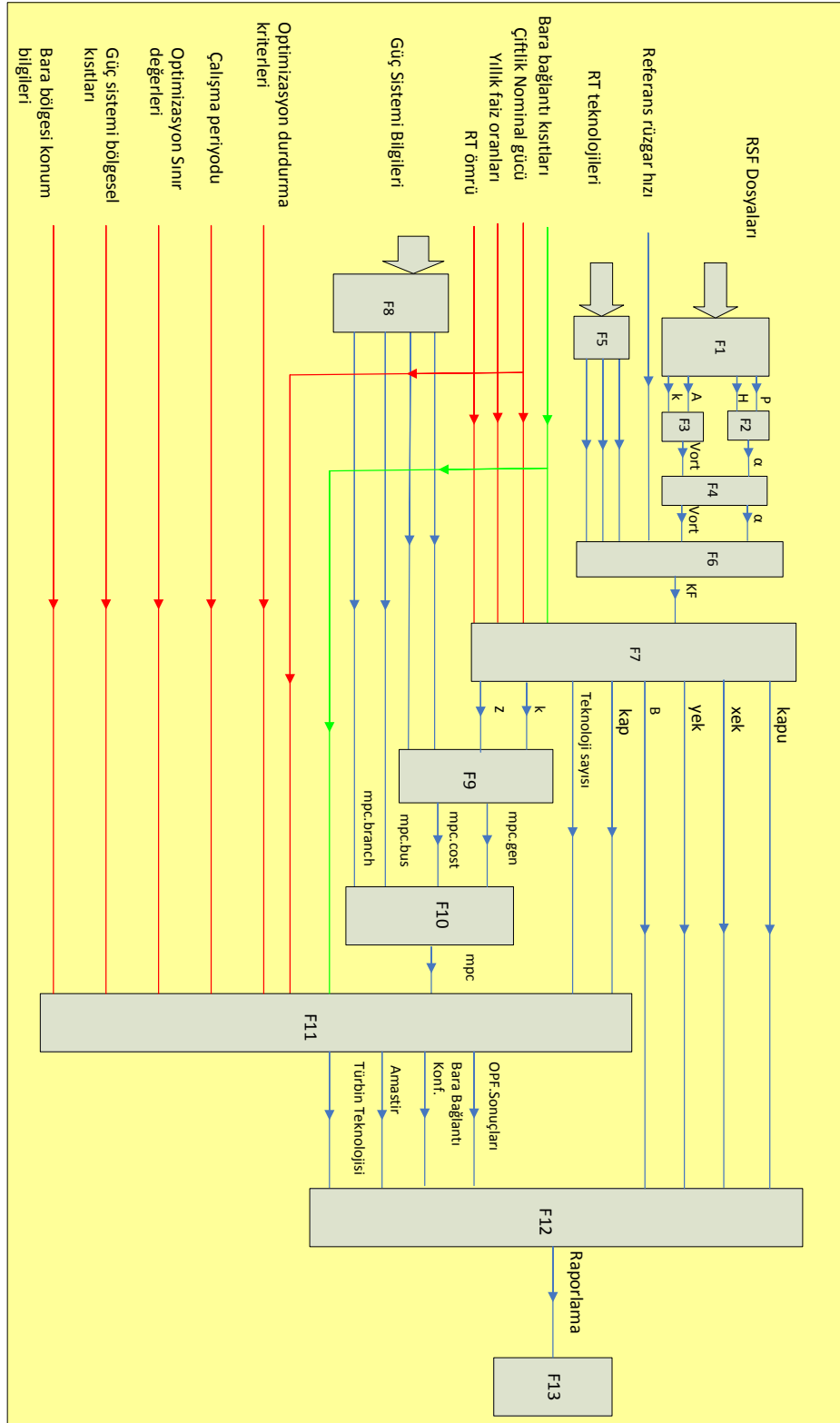
NO	X Koordinatı [m]	Y Koordinatı [m]	Z Yüksekliği [m]	Kule Yüksekliği [m]	Weibull ölçü parametresi [m/s]	Weibull şekil parametresi	Güç Yoğunluğu [W/m ²]
1	578039	4546633	99	70	7,91	2,47	337
2	578039	4547133	91,1	70	8,34	2,47	395
3	578539	4546633	82,3	70	7,85	2,44	332
4	578539	4547133	87,2	70	7,82	2,45	328
5	578039	4547633	89,7	70	8,29	2,46	389
6	578039	4548133	97,2	70	8,39	2,44	405
7	578539	4547633	90,6	70	7,79	2,46	322
...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...
6475	649039	4567633	109	70	8,69	2,28	472
6475	649039	4568133	115	70	8,49	2,3	439
6475	649539	4567633	127	70	8,69	2,32	466
6475	649539	4568133	126	70	9,21	2,3	560
6475	649039	4568633	121	70	9,21	2,24	571
6475	649539	4568633	130	70	9,48	2,24	623

Elde edilen dosya **rsf** formatında olup Matlab üzerinde yapılan çalışmalarda bölgesel rüzgar veri girdisi olarak kullanılmak üzere saklanmıştır.

5.2 Üretim ve Ekonomik Koşullara Bağlı Bağlantı Matrisinin Oluşturulması

Yapılan tez çalışmasında hedeflenen algoritma MATLAB paket programında birden çok fonksiyon yazılarak hazırlanmıştır. Bu fonksiyonların bağlı bulunduğu ana fonksiyon

blokları Şekil 5.14’de gösterilmiştir. Fonksiyonların ana işlevlerinin açıklaması ise Çizelge 5.5’te verilmiştir.



Şekil 5. 14 Optimizasyon fonksiyonlarının blok şeması

Çizelge 5. 5 Optimizasyon sisteminde kullanılan bloklar ve kısa tanımları

No	F	Açıklama
1	F1	WindPRO Rüzgar analiz programından elde edilen verilerin Matlab formatına dönüştürülmesi
2	F2	Farklı yükseklikler için α sürtünme katsayısının hesaplanması
3	F3	Weibull wc ve wk parametreleri kullanılarak ortalama rüzgar hızının hesaplanması
4	F4	Hesaplanan rüzgar hızının ve sürtünme katsayısı vektörleri verilerinin kontrol edilmesi ve düzenlenmesi
5	F5	Aday rüzgar türbinlerine ilişkin teknik dataların düzenlenmesi
6	F6	Ortalama rüzgar hızı ve bölgesel rüzgar verilerine bağlı olarak her bir aday rüzgar türbin teknolojisine göre bütün koordinatlar için belirlenen yükseklikte kapasite faktörlerinin hesaplanması
7	F7	Kapasite faktörü belirlenmiş koordinatların belirlenen çiftlik gücüne göre yeniden sınırlarının belirlenmesi ve çiftlik bölgeleri için yeni ortalama kapasite faktörleri ve orta noktaların hesaplanması. Çiftlik alanları için orta noktaya bağlı iletim hattı uzunluğunun belirlenmesi. Türbin teknolojileri ve yükseklik değerleri için türbin teknolojilerine bağlı yatırım maliyetinin hesaplanması, Teknolojiye bağlı üretilebilecek enerji ve buna bağlı olarak kullanım ömrü boyunca birim enerji maliyetinin hesaplanması. Çiftlik alanlarının birim enerji maliyetlerine göre karşılaştırılması ve minimum yapan baraya çiftlik alanın santral olarak tanımlanması. Seçilen baz çiftlik gücüne göre üretilebilecek güçlerin ve birim enerji maliyetinin her teknoloji ve her yükseklik değeri için ayrı ayrı hesaplanarak optimizasyona hazırlanması
8	F8	Optimizasyon için seçilen enerji iletim sisteminin modellenmesi
9	F9	Enerji iletim sistemine bağlanacak aday generatör teknolojilerinin eklenmesi
10	F10	Optimizasyon için yeniden enerji iletim sisteminin bütünleştirilmesi
11	F11	Bender Ayırıştırma yöntemine göre optimizasyon işleminin yapılması
12	F12	Optimizasyon işlemi sonuçlarının raporlanması ve kayıt altına alınması
13	F13	Optimizasyon sonuç grafiklerinin oluşturulması

5.2.1 Bölgesel Rüzgar Hızlarının Baz Rüzgar Hızına Göre Oluşturulması

Bölgesel rüzgar hızlarının baz rüzgar hızına göre oluşturulması için öncelikle ortalama rüzgar hızları hesaplanmıştır. Farklı yüksekliklerde hesaplanan ortalama rüzgar hızlarından her bir koordinat için sürtünme katsayıları çıkartılarak referans rüzgar hızına göre bölge üzerinde oluşacak rüzgar dağılımları bulunmuştur.

5.2.1.1 Ortalama Rüzgar Hızı

Bu kısma kadar yapılan çalışmalar ile WindPRO programında 70 m, 74,5 m, 75 m, 85 m, 89,5 m, 94 m, 98,3 m, 100 m, 110 m ve 120 m yükseklikler için ayrı ayrı, 50x50 m, 100x100 m, 200x 200 m, 250x250 m ve 500x500 m çözünürlüğe sahip bölgesel veriler (Weibull dağılım fonksiyonu parametreleri ve ortalama güç yoğunluğu verisi) hesaplanmıştır.

Bölgenin Weibull parametreleri kullanılarak her bir koordinat için ortalama rüzgar hızı, moment yöntemine göre (5.1) eşitliği kullanılarak hesaplanmaktadır [45],

$$V_{ort_{i,j,k}} = wc_{i,j,k} \times \Gamma\left(1 + \frac{1}{wk_{i,j,k}}\right) \quad (5.1)$$

Burada; $V_{ort_{i,j,k}}$ i . çiftlik alanında j . teknolojisinde ve k yüksekliğinde ortalama rüzgar hızını, Γ eksik gamma fonksiyonunu, $wc_{i,j,k}$ i . çiftlik alanında j . türbin teknolojisinde ve k yüksekliğinde ortalama Weibull ölçü parametresini ve $wk_{i,j,k}$ i . çiftlik alanında j . türbin teknolojisinde ve k yüksekliğinde ortalama Weibull şekil parametresini göstermektedir.

Bölgenin 100 m yükseklikte ve 200 x 200 m çözünürlükteki ortalama rüzgar hızı dağılımı Şekil 5.15'te verilmiştir.



Şekil 5. 15 100 m yükseklik ve 200 x 200 m çözünürlükte rüzgar hızı dağılımı

5.2.1.2 Sürtünme Katsayısının Hesaplanması

Farklı kule yüksekliğine sahip türbinlerin güç çıkışlarının hesaplanabilmesi için göbek yüksekliğindeki rüzgar hızlarının ve bölgedeki sürtünme katsayısının hesaplanması

gerekmektedir. Tez kapsamında farklı yükseklikteki ortalama rüzgar hızları (5.2) kullanılarak hesaplanmıştır.

$$v_{i,k} = v_{ref} \left(\frac{H_k}{H_{ref}} \right)^{\alpha_{i,k}} \quad (5.2)$$

Burada; H_{ref} referans yüksekliği, H_k k. çalışma yüksekliğini, $v_{i,k}$ i. çiftlik alanında k yüksekliğinde rüzgar hızını, v_{ref} referans yükseklikteki rüzgar hızını ve $\alpha_{i,k}$ i. çiftlik alanında k yüksekliğinde sürtünme katsayısını ifade etmektedir.

Gerçekleştirilen tez kapsamında, farklı çözünürlükler değerleri için tüm çalışma bölgesinin, 70 m baz alınarak 74,5 m ile 110 m aralığında farklı yüksekliklerde sürtünme katsayıları ve ortalama rüzgar hızları elde edilmiştir. 50 x 50 m çözünürlükte hesaplanan sürtünme katsayılarına ilişkin örnek sonuçlar Çizelge 5.6'da sunulmuştur.

Çizelge 5. 6 50 x 50 m çözünürlükte farklı yükseklikler için hesaplanan sürtünme katsayıları

No	α_{80}	α_{90}	α_{100}	α_{110}	α_{ort}
1	0,231071	0,228548	0,228073	0,255272	0,26951
2	0,236785	0,234075	0,233291	0,259766	0,273498
3	0,233015	0,232942	0,232826	0,259696	0,274409
4	0,229509	0,230571	0,230259	0,257104	0,270922
5	0,226782	0,227766	0,228796	0,254358	0,268467
6	0,236471	0,237053	0,23787	0,263056	0,278057
...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...
799678	0,276918	0,271382	0,267644	0,291226	0,304296
799679	0,274565	0,269118	0,267115	0,289307	0,302489
799680	0,267504	0,261944	0,258338	0,28407	0,296657
799681	0,261621	0,260042	0,256546	0,28103	0,294773

5.2.1.3 Bölgesel Rüzgar Hızlarının Oluşturulması

MGM Çatalca radar istasyonundan elde edilen 2009-2010 yılları arasındaki 10 m yükseklikteki ölçüm verileri farklı çalışma yükseklikleri için ayrı ayrı hesaplanmıştır. Buna bağlı olarak farklı yükseklikte hesaplanan rüzgar hızlarının ortalama değeri

bulunmuş ve baz ortalama değere bölünerek bölgesel birim rüzgar hızı hesaplanmıştır. Böylece alan içerisindeki tüm noktaların aynı rüzgar hızı modeli ile çarpılmasına olanak sağlayan zamandan bağımsız rüzgar serileri elde edilmiştir.

Referans rüzgar hızları, WindPRO yardımıyla hesaplanan her bir koordinatın ortalama rüzgar hızı ile çarpılarak her nokta için rüzgar profili elde edilmiştir. Ölçülmüş rüzgar verisinden ortalama rüzgar hızının hesaplanması amacıyla (5.3)'te verilen eşitlik kullanılmıştır.

$$v_{ort_{i,k}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_{i,k} \quad (5.3)$$

Referans rüzgar hızı kullanılarak ortalama rüzgar hızlarına bağlı her bir koordinat için türetilmiş rüzgar hızlarının hesaplanması amacıyla ise (5.4)'de verilen eşitlik kullanılmıştır.

$$v_{h_{i,k}} = \frac{v_{ort_{i,k}}}{v_{ort_{ref}}} \times v_{ref} \quad (5.4)$$

Burada; v_{ref} referans rüzgar hız vektörünü ve $v_{h_{i,k}}$ i koordinatı için rüzgar hız vektörünü göstermektedir.

5.2.2 Farklı Türbin Tiplerine Bağlı Kapasite Faktörlerinin Tespit Edilmesi

Noktasal kapasite faktörlerinin hesaplanması amacıyla farklı teknolojilere sahip rüzgar türbinlerine ait rüzgar hızı-güç eğrileri, eğri uydurma yöntemi kullanılarak MATLAB yazılımı yardımıyla matematiksel denkleme dönüştürülmüştür. Eğri uydurma yönteminde 8. mertebeden Gauss eğri uydurma modelinden yararlanılmıştır. Buna göre SIEMENS SWT-3.0-101 ve GE-2.85-100 rüzgar türbinleri için elde edilen matematiksel model (5.5)'te verilmiştir. Matematiksel modelde temel alınan rüzgar hızı güç bilgileri WindPRO programı içerisinde tanımlanmış rüzgar türbini veri bankasından alınmıştır [47].

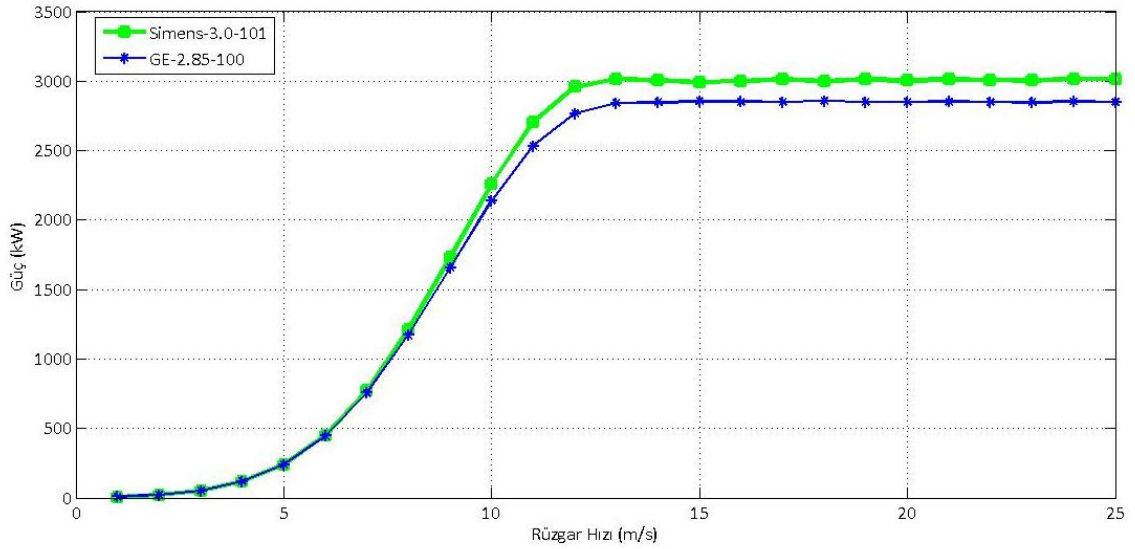
$$\begin{aligned}
P_{i,j,k} = & a_1 \times \exp\left(-\left(\frac{v_i-b_1}{c_1}\right)^2\right) + a_2 \times \exp\left(-\left(\frac{v_i-b_2}{c_2}\right)^2\right) + \dots \\
& a_3 \times \exp\left(-\left(\frac{v_i-b_3}{c_3}\right)^2\right) + a_4 \times \exp\left(-\left(\frac{v_i-b_4}{c_4}\right)^2\right) + \dots \\
& a_5 \times \exp\left(-\left(\frac{v_i-b_5}{c_5}\right)^2\right) + a_6 \times \exp\left(-\left(\frac{v_i-b_6}{c_6}\right)^2\right) + \dots \\
& a_7 \times \exp\left(-\left(\frac{v_i-b_7}{c_7}\right)^2\right) + a_8 \times \exp\left(-\left(\frac{v_i-b_8}{c_8}\right)^2\right)
\end{aligned} \tag{5.5}$$

8. mertebeden Gauss eğri uydurma modelinde kullanılan katsayılar Çizelge 5.7’de sunulmuştur.

Çizelge 5. 7 Siemens Swt -3.0-101 ve GE-2.85-100 rüzgar türbinleri için denklem katsayı değerleri

Katsayı	GE	Siemens	Katsayı	GE	Siemens
a1	2812	3351	a5	140,9	3369
b1	25,31	21,77	b5	15,22	12,79
c1	7,804	2,931	c5	1,676	4,867
a2	2592	128,3	a6	0	6,792 E+07
b2	12,18	14,56	b6	17,92	31,56
c2	4,638	1,32	c6	2,2 E-14	7,03
a3	0	165,8	a7	4794	-7.2e+05
b3	36,17	18,52	b7	18,86	50,44
c3	0,1412	0,4101	c7	3,02	13,99
a4	-3695	2152	a8	0	1713
b4	18,97	17,08	b8	10,04	19,46
c4	2,81	2,388	c8	2,2 E-14	2,171

Gauss eğri uydurma modeline göre elde edilen hız-güç eğrileri Şekil 5.16’da gösterilmiştir.



Şekil 5. 16 Siemens Swt -3.0-101 ve GE-2.85-100 türbinlerine ilişkin rüzgar hızı - güç eğrisi

Koordinat sistemleri için oluşturulan rüzgar verileri ile rüzgar türbinlerine ilişkin hız-güç fonksiyonları kullanılarak saatlik üretilen enerji miktarı (5.6) eşitliğine göre hesaplanmıştır.

$$E_{b_{i,j,k,t}} = P_{i,j,k} \times t(1 \text{ saat}) \quad (5.6)$$

Elde edilen brüt enerji değerlerinden enerji iletim sisteminde meydana gelen kayıplar ve türbinlerin çiftlik üzerindeki etkileşimleri sonucu meydana gelen kayıp değerleri düşülerek net enerji değeri (5.7)'ye göre hesaplanmaktadır. Hesaplama enerji iletim kayıpları toplam üretimin % 1'i, türbinlerin çiftlik üzerindeki etkileşimleri sonucu meydana gelen kayıp değerleri ise toplam brüt üretimin % 2'si olduğu varsayılmıştır.

$$E_{n_{i,j,k,t}} = E_{b_{i,j,k,t}} \times (1 - (P_{kayıp} + C_{kayıp})) \quad (5.7)$$

Burada; $E_{n_{i,j,k,t}}$ i . rüzgar çiftlik bölgesi içinde j teknolojisinde k yüksekliğinde üretilen net enerji değeri (MWh/yıl), $P_{kayıp}$ enerji iletim hattı kayıp oranı ve $C_{kayıp}$ çiftlik konfigürasyonundan dolayı oluşan kayıp oranı olarak tanımlanmaktadır.

Çalışma periyodu içerisinde üretilen toplam net rüzgar enerjisi (5.8)'de verilen eşitliğe göre hesaplanmıştır.

$$E_{top_{i,j,k}} = \sum_{t=1}^N E_{n_{i,j,k,t}} \quad (5.8)$$

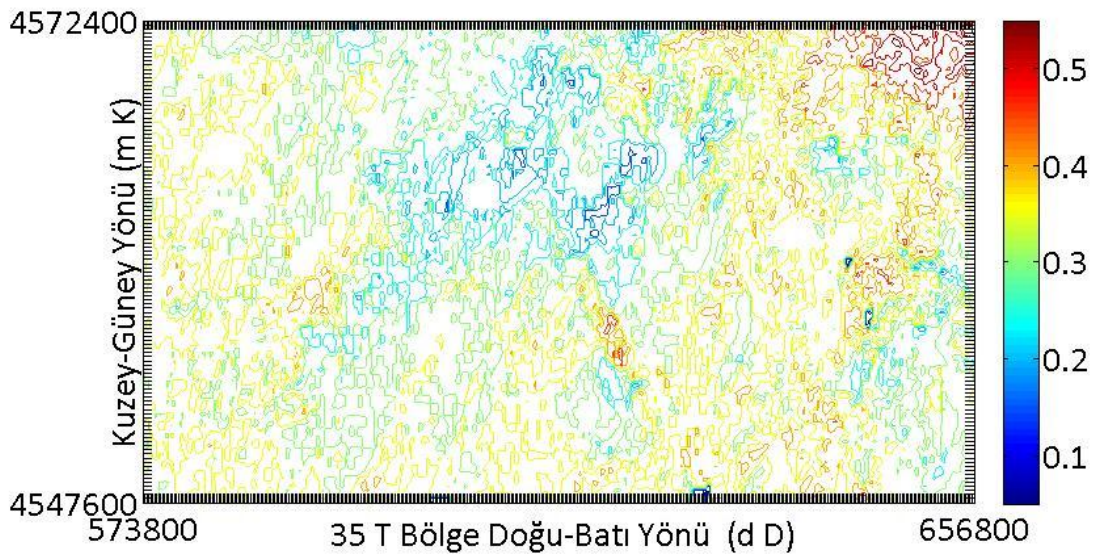
Burada; $E_{top_{i,j,k}}$ i . koordinattaki çiftlik için j . rüzgar generatör teknoloji ve k yüksekliğinde üretilen toplam enerji değeri (kWh) dir.

Çalışma periyodu içerisinde üretilen toplam enerjinin seçilen türbin modelinin nominal gücünün toplam çalışma süresiyle çarpılması sonucunun da elde edilen değere bölünmesi ile her bir koordinatın kapasite faktörü elde edilmiştir (5.9). Tez kapsamında çalışma periyodu bir yıl (8760 saat) olarak alınmıştır.

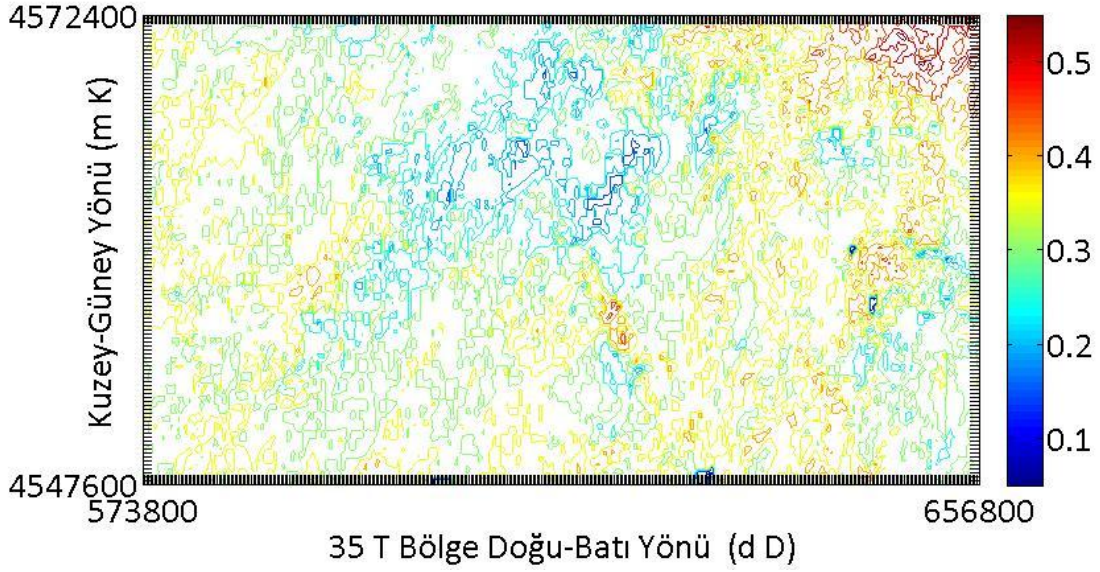
$$KF_{i,j,k} = \frac{E_{top_{i,j,k}}}{pm_j \times N} \quad (5.9)$$

Burada; pm_j j . rüzgar generatör teknolojisinin nominal güç değeri (kW), N çalışma periyodu (h) ve $KF_{i,j,k}$ i . koordinattaki çiftlik için j . rüzgar generatör teknoloji ve k yüksekliğinde hesaplanan kapasite faktörü olarak ifade edilmektedir.

Evrensel Enlem Merkatörü'ne göre 35T bölgesi üzerinde bulunan 573800-656800 dD Doğu ile 4547600-4572400 mK kuzey koordinat aralığı içinde 200 x 200 m çözünürlükte ve 94 m yükseklikteki kapasite faktörü dağılımları sırası ile Şekil 5.17 ve Şekil 5.18'de gösterilmiştir.



Şekil 5. 17 GE 2,85 MW rüzgar türbinine ait kapasite faktörü haritası



Şekil 5. 18 Siemens SWT 3 MW rüzgar türbinine ait kapasite faktörü haritası

5.2.3 Rüzgar Çiftliklerinin Büyüklüklerine Göre Çalışma Alanlarının ve Matris Sayılarının Belirlenmesi

Kapasite faktörlerinin belirlenmesi işleminin ardından kurulması düşünülen çiftlik büyüklüklerinin hesaplanması için her bir rüzgar türbininin 3Dx7D değerinde birim alana ihtiyacı olduğu varsayımı dikkate alınmıştır.

Kurulması düşünülen bir rüzgar çiftliği için ihtiyaç duyduğu toplam kurulum alanı baz çiftlik gücü (50 MW veya 100 MW gibi) ile rüzgar türbininin nominal gücü oranının değer birim alan ile çarpılmasıyla (5.10)'da verilen eşitliğe göre hesaplanmıştır.

$$CA = BA \times \frac{wfp}{pm_j} \quad (5.10)$$

Burada; CA baz rüzgar çiftliği kurulumu için gerekli alan (m^2), BA bir rüzgar türbini için gerekli alan (3Dx7D) (m^2), wfp hedeflenen nominal çiftlik gücü ve pm_j j . rüzgar generatör teknolojisinin nominal güç değeri (MW) olarak ifade edilmektedir.

Çalışılan bölgenin başlangıç ve bitiş enlem ve boylam değerlerinin farkları kullanılarak çalışma bölgesinin Doğu-Batı yönü (X) ve Kuzey Güney (Y) yönü eksen yönünde olan uzunlukları (5.11)'e göre hesaplanabilmektedir. Test bölgesindeki iki koordinat arasındaki mesafe (çözünürlük) (5.12) eşitliği kullanılarak tespit edilmektedir.

$$TA = (X_{\text{son}} - X_1) \times (Y_{\text{son}} - Y_1) \quad (5.11)$$

$$C = (X_2 - X_1) \quad (5.12)$$

Burada; X Doğu-Batı yönü koordinatlarını ve Y Kuzey Güney yönü koordinatları, TA çalışma alanını (m^2) ve C iki koordinat arasındaki kalan mesafeyi (çözünürlük) (m) göstermektedir. Bir çiftliğin ihtiyaç duyduğu toplam kurulum alanı (5.13) kullanılarak elde edilmektedir.

$$M_i = \sqrt{\frac{CA}{C^2}} \quad (5.13)$$

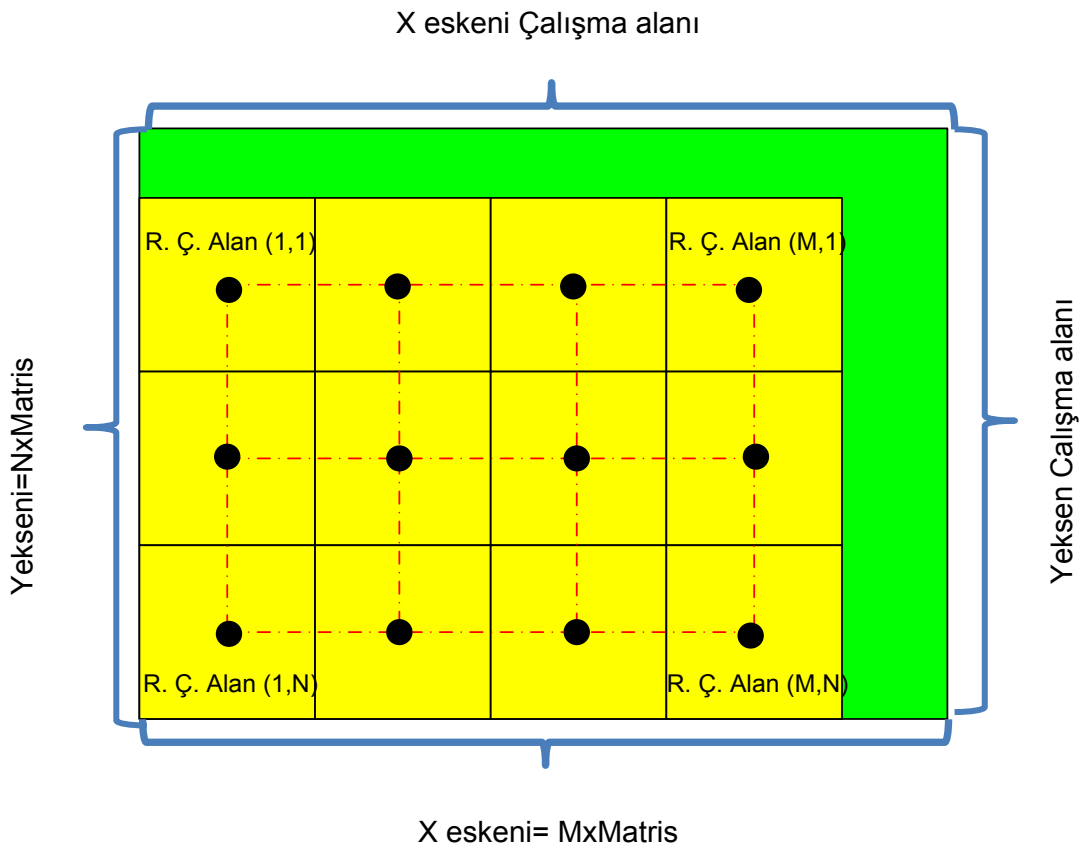
Bu ifade de; M_i bir çiftliğin kare matris olması durumunda X ve Y ekseninde ihtiyaç duyulan uzunluğu (m) ifade etmektedir. Elde edilen çiftlik kurulum sayılarının tam sayı olmaması durumunda matris boyutunun en yakın bir üst tamsayıya yuvarlanarak kurulabilecek çiftlik sayısı ve kullanılacak alan yeniden revize edilmektedir. Bu şekilde nihai çalışma alanı tespit edilmiştir.

Çiftlik kurulumu dışında kalan alanlar bundan sonraki çalışmalarda dikkate alınmamıştır. Şekil 5.19'da analizde kullanılan veri setinin X eksenini için büyükten küçüğe yeniden düzenlenmesi sonucunda elde edilen formatı gösterilmiştir.

	X	Y	
X1...Xm	573725	4547525	Y1...Yn
	573725	4548475	
	573775	4547525	
	656975	4571475	

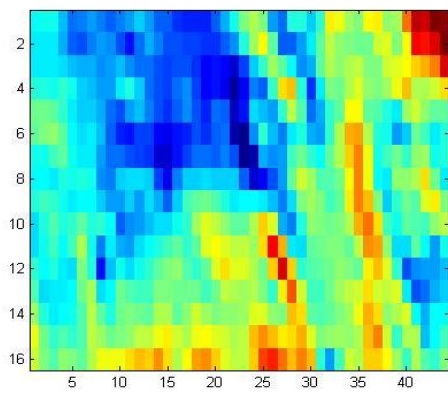
Şekil 5. 19 Doğu-Batı koordinatına göre yeniden düzenlenmiş veri seti

Şekil 5.19’da verilen veri setinin hesaplanan matris boyutuna göre düzenlenmesi sonucunda Şekil 5.20 elde edilmiştir. Şekil 5.20’de sarı bölge her bir çiftlik alanını gösterirken yeşil bölge hesaplamalarda kullanılmayacak alanı, X eksen çalışma alanının doğu batı yönündeki uzunluğunu ve Y eksen ise kuzey güney yönündeki uzunluğunu göstermektedir. Bundan sonraki çalışmalarda sarı ile taranmış bölgeler analize dahil edilmiş olup, bu bölgede X yönünde M adet Y yönünde ise N adet toplamda $M \times N$ adet potansiyel çiftlik olacağı dikkate alınmıştır.

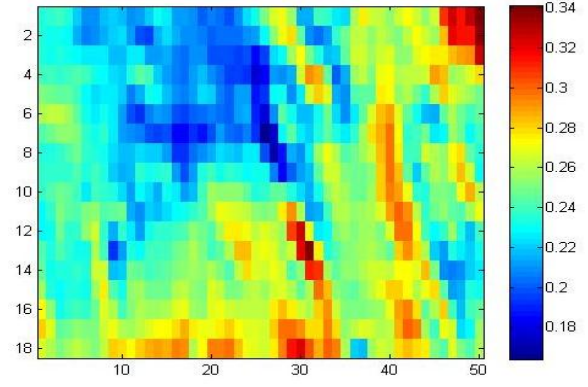


Şekil 5. 20 Rüzgar çiftlikleri için bölgesel matris düzeni

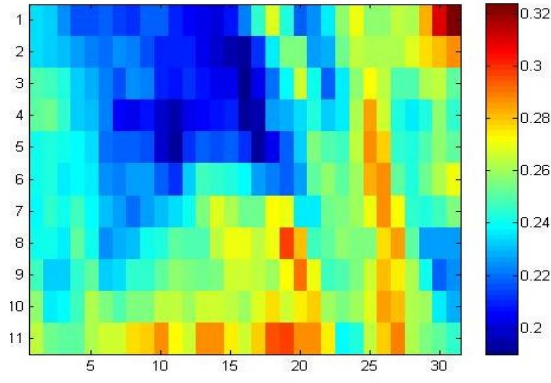
Matris boyutunun tespit edilmesi ile her bir matrisin içinde kalan koordinat değerlerinin kapasite faktörleri toplanmış ve toplam matrisi içindeki eleman sayısına bölünerek her bir matrisin ortalama kapasite faktörü bulunmuştur. 70 m yükseklik ve 200 x 200 m çözünürlükte elde edilen bölgesel verilerin farklı rüzgar çiftliği güçleri için hesaplan kapasite faktörleri dağılımı Şekil 5.21’de verilmiştir. Şekil 5.21’den görüldüğü gibi Nominal çiftlik gücü sayısı artıkcı kurulabilecek çiftlik sayısı da azalmaktadır. 25 MW nominal kurulu gücü için 16x40 bir çiftlik alanı oluşmaktayken 120 MW Kurulu güç için 8x20’lik çiftlik alanı oluşmaktadır.



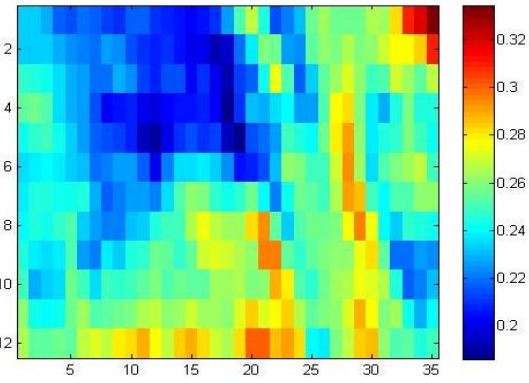
25MW



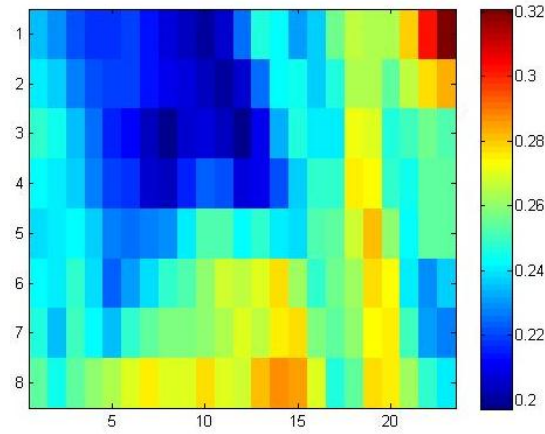
30 MW



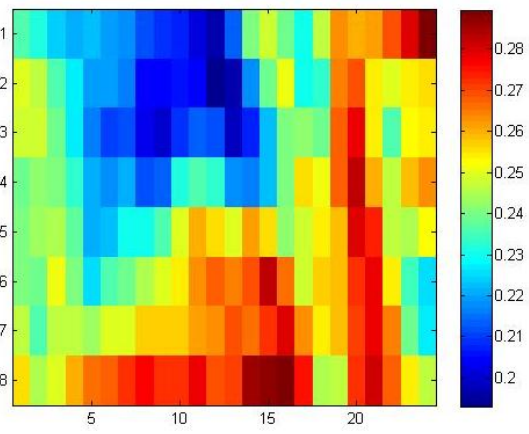
50 mW



60 MW



100 MW



120 MW

Şekil 5. 21 Farklı nominal çiftlik güçlerine göre kapasite faktörü dağılımı (Renk Skalası kapasite faktörünü göstermektedir)

5.2.4 Maliyet Hesabı

Rüzgar santrallerin ekonomik analizi kurulum maliyetleri ve işletme maliyetleri olmak üzere iki ana başlık altında toplanmıştır. Kurulum maliyetleri; rüzgar santrallerinin teknolojilerine bağlı imalat maliyetleri, çiftlik içi kurulum maliyetleri ve şebeke entegrasyon maliyetlerinden oluşmaktayken, işletme maliyetleri ise personel giderleri, sigortalama, bakım ve onarım maliyetlerinden meydana gelir.

5.2.4.1 Kurulum Maliyeti Hesabı

Kurulum maliyetlerinin hesaplanmasında bölüm 3.4.1, 3.4.1.1, 3.4.1.2, 3.4.1.2.1 ve 3.4.1.2.1 altındaki (3.22)'den (3.50)'ye kadar olan eşitlikler kullanılmıştır.

5.2.4.1.1 Yatırım Maliyetleri

Maliyet hesaplamaları doğrudan türbin teknolojilerine bağlı olarak yapılmaktadır. Tez çalışması kapsamında hazırlanan algoritma ile herhangi bir türbin teknolojisinin ekonomik analizinin değerlendirilmesi yapılabilmektedir. Bu hedefle aynı büyüklükteki çiftlik alanları için SIEMENS SWT-3.0-101 rüzgar türbinin 74,5 m, 89,5 m ve 94,0 m kule yükseklikleri ile GE-2.85-100 rüzgar türbininin 75 m, 85 m ve 98,3 m kule yüksekliklerinde ekonomik karşılaştırmaları yapılmıştır. Çizelge 5.8'de SIEMENS SWT-3.0-101 ve GE-2.85-100 kule yüksekliklerinde teknolojilerin farklı yükseklikte parça bazında yaklaşık imalat maliyetlerinin karşılaştırılması verilmiştir.

Çizelge 5. 8 Siemens Swt-3.0-101 ve GE-2.85-100 teknolojinin farklı yükseklikte parça bazında yaklaşık imalat maliyetleri (€)

No	Türbin Bileşen Maliyetleri	SIEMENS SWT-3.0-101			GE-2.85-100		
		74,5 m	89,5 m	94 m	75 m	85 m	98,3 m
1	$ct_{j,k}^1$	152006	152006	152006	147857	147857	147857
2	$ct_{j,k}^2$	85184	85184	85184	83496	83496	83496
3	$ct_{j,k}^3$	110461	110461	110461	107578	107578	107578
4	$ct_{j,k}^4$	8133	8133	8133	8022	8022	8022
5	$ct_{j,k}^5$	66253	66253	66253	64377	64377	64377
6	$ct_{j,k}^6$	47244	47244	47244	45616	45616	45616

Çizelge 5. 8 Siemens Swt-3.0-101 ve GE-2.85-100 teknolojinin farklı yükseklikte parça bazında yaklaşık imalat maliyetleri (€) (Devamı)

No	Türbin	SİEMENS SWT-3.0-101				GE-2.85-100	
	Bileşen						
	Maliyetleri	74,5 m	89,5 m	94 m	75 m	85 m	98,3 m
7	$ct_{j,k}^7$	240808	240808	240808	368127	368127	368127
8	$ct_{j,k}^8$	6465	6465	6465	6142	6142	6142
9	$ct_{j,k}^9$	177860	177860	177860	200673	200673	200673
10	$ct_{j,k}^{10}$	256731	256731	256731	243895	243895	243895
11	$ct_{j,k}^{11}$	58978	58978	58978	57274	57274	57274
12	$ct_{j,k}^{12}$	45306	45306	45306	82785	82785	82785
13	$ct_{j,k}^{13}$	129991	129991	129991	123491	123491	123491
14	$ct_{j,k}^{14}$	38997	38997	38997	37047	37047	37047
15	$ct_{j,k}^{15}$	41663	41663	41663	39788	39788	39788
16	$ct_{j,k}^{16}$	37914	37914	37914	37914	37914	37914
17	$ct_{j,k}^{17}$	383029	460612	483887	377972	428675	496109
18	$ct_{j,k}^{18}$	12528	12528	12528	21186	21186	21186

5.2.4.1.2 Rüzgar Türbinlerin Çiftlik İçi Kurulum Maliyetleri

Rüzgar türbinlerin çiftlik içi kurulum maliyetleri karşılaştırması ise Çizelge 5.9'da verilmiştir.

Çizelge 5. 9 Siemens Swt-3.0-101 ve GE-2.85-100 teknolojinin farklı yükseklikte parça bazında yaklaşık çiftlik içi kurulum maliyetleri (€)

No	Türbin Bileşen Maliyetleri	SİEMENS SWT-3.0-101			GE-2.85-100		
		74,5 m	89,5 m	94 m	75 m	85 m	98,3 m
1	$cwf_{l,i,j,k}^1$	70509	75929	77447	70134	73769	78227
2	$cwf_{l,i,j,k}^2$	274573	274573	274573	235379	235379	235379
3	$cwf_{l,i,j,k}^3$	148092	148092	148092	141523	141523	141523
4	$cwf_{l,i,j,k}^4$	75427	93546	99090	75139	87028	103218
5	$cwf_{l,i,j,k}^5$	243115	243115	243115	231739	231739	231739
6	$cwf_{l,i,j,k}^6$	75694	75694	75694	71449	71449	71449
7	$cwf_{l,i,j,k}^7$	34772	34772	34772	33034	33034	33034

Arazi tahsisi işlemi, satın alma veya kiralama yöntemiyle yapılabilir. Tez kapsamının da arazi maliyetleri, GİB'in yayınlamış olduğu 2010 yılı asgari arazi maliyetleri cetvelinden alınan birim arazi maliyetlerinin çalışma bölgesinde kalan ilçeler için ortalaması alınarak hesaplanmıştır [79]. Çizelge 5.10'de verilen bölgelerin baz alınması ile elde edilen ortalama birim arazi maliyeti (1,198 ₺=0,447015 €) olarak hesaplanmıştır. Tüm maliyet hesapları euro üzerinden yapıldığı için elde edilen ortalama arazi maliyetinin euro karşılığı olan değeri dikkate alınarak hesaplamaları yapılmıştır. (TCMB 27.01.2015 Tarihli Döviz kuru 1 € = 2,68 ₺).

Çizelge 5. 10 Kurulum bölgesinde ki ilçelerin asgari arazi metrekaresi değerleri [79]

İLÇE ADI	ARAZİNİN CİNSİ		
	KIRAÇ (")	TABAN (")	SULAK (")
AVCILAR	1,9	2,5	3,5
BEYLİKDÜZÜ	0,74	1,13	0
BÜYÜKÇEKMECE	0,74	1,13	1,75
ÇATALCA	0,41	0,63	0,85
SİLİVRİ	0,4	0,6	1
Ortalama	0,838	1,198	1,42

5.2.4.1.3 Rüzgar Türbinlerin Enerji Sitemlerine Bağlantı Maliyeti

Şebeke ve rüzgar çiftliğinin ortak bağlantı noktası (PCC) arasındaki ENH ve yüksek gerilim elemanlarının maliyet kalemleri [20] numaraları referansta belirtilen maliyet parametrelerine göre hesaplanmıştır. PCC noktası ile rüzgar enerji santrali arasında yapılacak olan bağlantıda kullanılan iletim hatları, transformatör ve şalt tesislerinin birim maliyet değerleri Çizelge 5.11'de verilmiştir.

Çizelge 5. 11 Yatırım maliyetinin analizinde kullanılan parametre değerleri [20]

İşletme Giderleri ve Karbon Emisyon Maliyetleri	Birim bedel	Birim
$cwf_{l,i,j,k}^{10}$	720000	€
$cwf_{l,i,j,k}^{11}$	2000000	€
$cwf_{l,i,j,k}^{12}$	25000	€
$cwf_{l,i,j,k}^{13}$	50000	€
Birim hat maliyeti	1000000	€/km

Orta noktaları ve kapasite faktörleri tespit edilen bölgenin enerji sistemi üzerindeki baraların koordinatlarına olan öklid uzunluğu (5.14) kullanılarak hesaplanmıştır.

$$lh_{l,i} = \sqrt{(X_{ort_i} - X_{bra_k})^2 + (Y_{ort_i} - Y_{bra_k})^2} \quad (5.14)$$

Burada; $lh_{l,i}$ i . rüzgar çiftliği bölgesinin orta noktasının k . baraya olan uzaklığı (m), X_{ort_i} i . rüzgar çiftliği bölgesinin orta noktasının x doğrultusundaki koordinatı, Y_{ort_i} i . rüzgar çiftliği bölgesinin orta noktasının y doğrultusundaki koordinatı, X_{bra_k} k . baranın x doğrultusundaki koordinatı, Y_{bra_k} k . baranın y doğrultusundaki koordinatı, i çiftlik indeksi ($1...nf$) ve k bara indeksi ($1...ns$) olarak tanımlanmaktadır.

5.2.4.2 Üretim Maliyetinin Hesaplanması

Üretim maliyetlerinin hesaplanmasında kullanılan bileşenlerin birim maliyetleri Çizelge 5.12’de verilmiştir.

Çizelge 5. 12 Üretim maliyeti analizinde kullanılan girdilerin birim maliyetleri [20]

İşletme Giderleri ve Karbon Emisyon Maliyetleri	Birim bedel	Birim
$B\&O$	0,01	(€/kWh)
$cf_{l,i,j,k}^2$	144000,00	(€/Yıl)
E_c	0,67	(tCO ₂ /MWh)
K_s	5,50	(€/t CO ₂)

Çizelge 5.11’de verilen maliyet bileşenleri, santral bölgesinde üretilen enerji miktarı Bölüm 3.4.3.1 ve 3.4.3.2 de verilen denklemler yardımı ile hesaplanmıştır.

5.2.4.3 Test Bölgesi İçin Yıllık İndirgenmiş Maliyet Hesabı

Bölüm 5.4.1.1, 5.4.1.2 ve 5.4.1.3 altında bir rüzgar çiftliğinin kurulumu için yapılan toplam maliyetler elde edilmiştir. Elde edilen kurulum maliyeti, (3.51) kullanılarak yıllık indirgenmiş maliyet haline dönüştürülmektedir [46]. Buna göre uzun dönem kredi faiz değeri % 3,27 olarak hesaplanmıştır [80]. Gerçekleştirilen çalışmada yatırım süresi ise türbinin işletme ömrü olarak kabul edilen 25 yıl olarak kabul edilmiştir.

5.3 Güç Sisteminin Oluşturulması ve Sistem Değişkenlerinin Tanımlanması

Güç sistemi analizinde ulusal şebekenin bir bütün olarak analiz edilmesi oldukça zordur. Bu sebeple çalışmadan doğrudan etkilenecek bölgenin seçilmesi ve seçilen bölgeye ilişkin analizlerin yapılması gerçekleştirilen analizlerin anlaşılabilirliğini artıracak gibi hesaplama zamanını da düşürecektir. Bu çalışmada Türkiye Ulusal Elektrik Enerjisi sistemine bağlı birinci iletim sistemde bulunan İkitelli (B1), Büyükçekmece (B2), Çatalca (B3), Silivri (B4), Trakya Elektrik (B5), BOTAŞ (B6) ve Akçansa (B7) baralarını içine alan güç sistemi bölümü çalışma alanı olarak seçilmiştir. Seçilen baraların coğrafi sistem üzerindeki koordinatları Çizelge 5.13'te sunulmuştur.

Çizelge 5. 13 Test bölgesinde bulunan baraların konum bilgileri

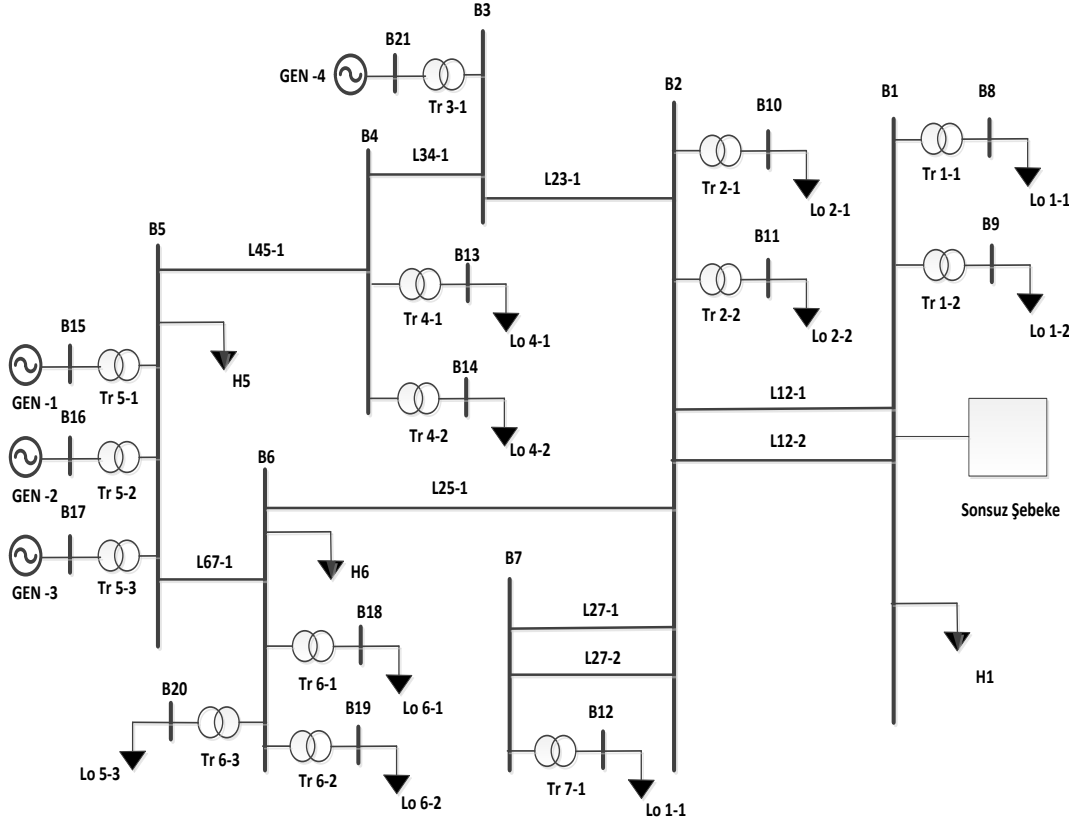
Bara No	Bara Adı	X Koordinatı (dD)	Y Koordinatı (m K)
1	İkitelli	650313	4547902
2	Büyükçekmece	629085	4543118
3	Çatalca	621401	4554979
4	Silivri	603448	4550293
5	Trakya Elektrik	582265	4538903
6	BOTAŞ	581960	4538559
7	Akçansa	630222	4542388

Ele alınan bölgenin modellenmesi amacıyla; gerekli olan iletim hatlarının baralar arasındaki uzunlukları, iletim hatlarına ilişkin elektriksel parametreler, transformatörlerin nominal güçleri, generatörlerin maksimum ve minimum üretim değerleri kullanılmıştır[81]. Çalışma esnasında yüklerin değişkenlik arz edeceği ihmal edilerek 2012 yılının yaz mevsiminde maksimum tüketimin olduğu 27.07.2012 günü saat 14:30'da gerçekleşen puant üretim ve yükler sabit kabul edilmiştir [82]. Optimizasyon çalışmasında ise sistem bileşenlerinin nominal güçleri göz önünde bulundurulmuştur.

5.3.1 Güç Sisteminin Tanımlanması

Türkiye ulusal elektrik ağındaki rüzgar enerji sistemlerinin modellenmesi amacıyla referans olarak alınan birinci iletim sisteminin içerisindeki bölüme ilişkin tek hat diyagramı Şekil 5.22'de verilmiştir. B1 barası ulusal enerji ağı ile bağlantı noktası olarak

alınmış ve referans bara olarak seçilmiştir. Seçilen baranın sonsuz güçte olduğu varsayılmıştır. Nominal çalışma gerilimi 154 kV baz olarak alınmıştır.



Şekil 5.22 Birinci iletim hattına bağlı yedi baralı sistemin tek hat şeması [82]

Şekil 5.22’de tanımlanan güç sistemi bileşenleri; yükler, generatörler, iletim hatları ve transformatörlere ilişkin bilgiler sırası ile aşağıda açıklanmıştır. Verilen bu değerler optimizasyon çalışmasında güç sistemlerinin modellenmesi amacıyla kullanılmıştır.

5.3.2 Yük Bileşenleri

Ele alınan sisteme ait yük bilgileri Çizelge 5.14’te verilmiştir. Referans çalışma bölgesi enterkonnekte sistem ile diğer baralara bağlantı noktaları ise birer yük ile temsil edilmiştir. Çalışma bölgesi ile başka baralar arasındaki yük akışları H1, H5 ve H6 yükleri ile tanımlanarak bölge sınırlandırılmıştır. Güç sisteminde kullanılan bara tipleri; salınım barası, sadece üretimin yapıldığı üretim barası (PV), üretim ve yükün birlikte olduğu baralar ise (PQ) baraları olarak ifade edilmektedir. Tez kapsamında PQ barasının bara tipi 1 ile PV barasının bara tipi 2 ile salınım barasının bara tipi ise 3 ile ifade edilmiştir.

Çizelge 5. 14 Yedi baralı sistem üzerinde 2012 yılının yaz mevsiminde maksimum tüketimin oluşturduğu 27.07.2012 günü saat 14:30'da verilen yük profili [82]

Bara No	Bara tipi	Yük P (MW)	Gerilim Seviyesi (kV)	Bara No	Bara tipi	Yük P (MW)	Gerilim Seviyesi (kV)
1	3	8,9	154	12	1	27	34,5
2	1	0	154	13	1	40	34,5
3	1	0	154	14	2	40	34,5
4	1	0	154	15	2	0	11
5	1	119,4	154	16	2	0	11
6	1	55,1	154	17	1	0	15,75
7	1	0	154	18	1	5	6,76
8	1	38	34,5	19	1	5	6,76
9	1	55	34,5	20	1	25	31,5
10	1	62	34,5	21	2	0	34,5
11	1	62	34,5				

Analizlerin yapıldığı yedi baralı sistem üzerinde toplam 552,4 MW aktif güç talebi bulunmaktadır.

5.3.3 Hat Bileşenleri

Çalışma sistemi içinde bulunan hatlar Arz Güvenirliği Yönetmeliği'nde verilen 154 kV'luk 795 MCM, 477 MCM ve 954 MCM havai hat iletkenleriyle tesis edilmiştir. Çizelge 5.15'de hatlarının bağlantı şekilleri, uzunlukları, omik dirençleri, reaktansları, maksimum/minimum açı değerleri ve maksimum taşıyabilecekleri güç değerleri tanımlanmıştır [21],[81]. Çalışma şartları için en zor şartlarının düşünülmesi gerektiği için yapılan analizlerde yazlık kapasite sınırları baz alınmıştır.

Çizelge 5. 15 Birinci iletim Sistemi üzerinde bulunan yedi baralı sisteme ilişkin iletim hatlarının teknik özellikleri

Başlangıç Barası	Bitiş Barası	Uzunluk (km)	R (Ω)	X (Ω)	Güç MVA	Durum	θ_{min}	θ_{max}
1	2	45,53	3,319149	11,29287	153	1	-360	360
1	2	45,53	3,319149	11,29287	153	1	-360	360

Çizelge 5. 15 Birinci iletim Sistemi üzerinde bulunan yedi baralı sisteme ilişkin iletim hatlarının teknik özellikleri (Devamı)

Başlangıç Barası	Bitiş Barası	Uzunluk (km)	R (Ω)	X (Ω)	Güç MVA	Durum	θ_{min}	θ_{max}
2	3	16	1,166404	3,968504	153	1	-360	360
2	6	68,273	4,97712	16,93385	153	1	-360	360
2	7	1,637	0,196569	0,439326	110	1	-360	360
2	7	1,637	0,196569	0,439326	110	1	-360	360
3	4	19,82	1,444883	4,915984	153	1	-360	360
4	5	33,344	2,430786	8,270362	153	1	-360	360
5	6	0,5	0,030512	0,12418	171	1	-360	360

5.3.4 Transformatör Bileşenleri

Çalışma sistemi içerisinde bulunan transformatörlerin nominal güçleri, primer ve sekonder gerilim seviyeleri Çizelge 5.16’da verilmiştir [82].

Çizelge 5. 16 Birinci iletim sistemi üzerinde bulunan 7 baralı sisteme ilişkin güç transformatörlerinin teknik özellikleri

No	Adı	Gücü (MVA)	Ur1 (kV)	Ur2 (kV)	No	Adı	Gücü (MVA)	Ur1 (kV)	Ur2 (kV)
1	Tr1-1	100	154	34,50	8	Tr5-1	180	154	11,00
2	Tr1-2	100	154	34,50	9	Tr5-2	180	154	11,00
3	Tr2-1	100	154	34,50	10	Tr5-3	220	154	15,75
4	Tr2-2	100	154	34,50	11	Tr6-1	16	154	6,76
5	Tr3-1	100	34,5	154,00	12	Tr6-2	16	154	6,76
6	Tr4-1	100	154	33,60	13	Tr6-3	50	154	31,50
7	Tr4-2	100	154	34,50	14	Tr7-1	50	154	33,60

5.3.5 Generatör Bileşenleri

7 baralı sistem üzerinde 3 adet konvansiyonel elektrik enerjisi üretim santrali B5 barası üzerinden, bir adet rüzgar santrali ise B3 barası üzerinden sisteme bağlanmıştır. Ulusal şebeke ile bağlantının yapıldığı B1 barası ise salınım barası olarak seçilmiştir.

Konvansiyonel üretim sistemleri üzerinde bulunan generatörlere ait teknik özellikleri ise [82]'te belirtilen referans içerisinde alınmış olup Çizelge 5.17'de teknik detayları verilmiştir.

Çizelge 5. 17 Birinci iletim sistemi üzerinde bulunan 7 baralı sisteme ilişkin elektrik üretim santrallerin teknik özellikleri

Durum	Bara	Pm (MW)	Bara tipi	Pmax (MW)	Pmin (MW)
Kurulu Santraller	1	0	Salınım	1000	-300
	15	130	PV	180	0
	16	130	PV	180	0
	17	159	PV	220	0
	12	38,8	PV	60	32
Aday Ns= 440 Nt=2 Nh=3 Toplam=2640 adet adaya santral	2	50	PV	50	0
	.	.	.	.	.
	.	.	.	.	.
	3	50	PV	50	0
	.	.	.	.	.
	.	.	.	.	.
	4	50	PV	50	0
	.	.	.	.	.
	.	.	.	.	.
	5	50	PV	50	0
	.	.	.	.	.
	.	.	.	.	.
	7	50	PV	50	0

Tez kapsamında Çizelge 5.18'de gösterilen iki farklı rüzgar santrali üreticisine ait model ve bu modellerin kurulabilir kule yüksekliklerinde çalışma durumları ayrı ayrı analiz edilmiştir [47]. Bölge 440 adet potansiyel rüzgar çiftlik alanı 2 farklı teknoloji ve her teknolojinin 3 farklı yükseklik için değerlendirilmiş olup toplamda aday rüzgar santrali sayısı 2460 adet olarak hesaplanmıştır.

Çizelge 5. 18 İki farklı rüzgar santrali üreticisine ait türbinlerin teknik özellikleri

NO	Marka	Teknoloji	Nominal Güç (MW)	Kule Yüksekliği (m)	Rotor Çapı (m)	Nominal devri Dev/dk
1	Siemens SWT	SMSG	3	74,5-89,5-94	101	16
2	GE	ÇBAG	2,75	75 -85- 98,3	100	14,8

5.4 Havza Tespiti

Gerçekleştirilen tez çalışmasında her rüzgar santrali bölgesinin bağlanacağı baranın tespiti için en düşük birim enerji maliyeti baz alınarak karşılaştırma yapılmıştır. Karşılaştırma sonucu en düşük üretim maliyetini veren baraya ait santral bölgesi (5.15) yardımıyla tanımlanmıştır. Böylece tüm bölgelere en düşük üretim maliyetine göre bir baraya tanımlanarak baraların bölgeleri belirlenmiştir.

$$SBM_{i,j,k} = \min\{BM_{i,j,k,l}\}_{l=1}^{ns} \quad (5.15)$$

Burada; $SBM_{i,j,k}$ seçilen en düşük maliyet barası vektörünü, $BM_{i,j,k,l}$ i . bölgede j . teknolojinin, k . kule yüksekliğinde ve l . barasında birim enerji üretim maliyetini ve ns sistemde bağlanabilir bara sayısının toplamı göstermektedir.

$SBM_{i,j,k}$ vektörü içerisinde; bağlantı noktasının koordinat bilgilerini, iletim hattının baraya olan uzaklığını, toplam yatırım değerini, indirgenmiş yatırım değerini ve birim enerji üretim değerini barındırmaktadır.

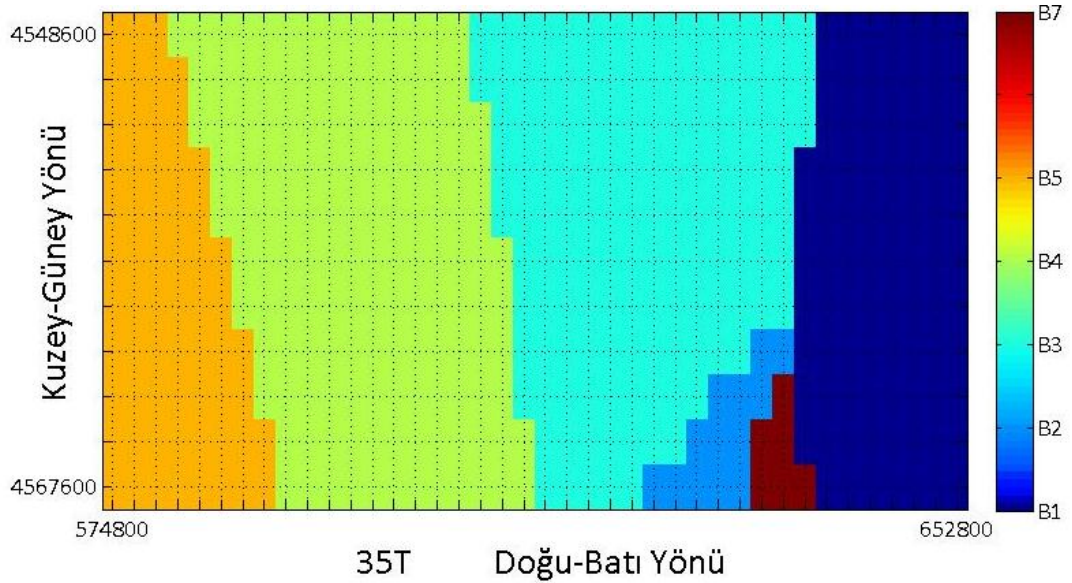
200 x 200 m çözünürlükte 70 m yükseklikte yapılan hesaplamalarda 440 adet rüzgar bölgesi bulunmuş ve bulunan her bir bölge Çizelge 5.19'da verildiği gibi enerji üretim maliyeti, indirgenmiş yıllık enerji maliyeti, birim enerji maliyetlerine göre atandıkları bölgeler hesaplanmıştır.

Çizelge 5.19'da 638800 X Koordinat 4550600 Y Koordinatı orta noktasına sahip bölgedeki potansiyel rüzgar santralinin en düşük birim enerji maliyeti 0,022293 €/kWh olarak hesaplanmış ve bu koordinattaki aday rüzgar çiftliği B1 barasına atanmıştır.

Çizelge 5. 19 Yatırım analizi için varsayılan başlangıç değerleri

Koordinat	KF	Bara	Lh_i (m)	$M_{i,j,k,l}$ (M€)	$OCW_{i,j,k,l}$ (M€)	$BM_{i,j,k,l}$ (€/kWh)	Seçilen Bara
X 638800 Y 4550600	0,317	İkiteli (B1)	11,82	42,86	3,072	0,022293	İkiteli (B1)
		B.Çekmece (B2)	12,26	42,91	3,075	0,022312	
		Silivri (B3)	57,73	47,45	3,344	0,024265	
		Çatalca (B4)	35,35	45,22	3,211	0,023304	
		T.Elek. (B5)	11,87	42,87	3,073	0,022296	
		Botaş (B6)	58,10	47,49	3,346	0,02428	
		Akçansa (B7)	17,94	43,48	3,108	0,022556	

Her rüzgar santrali bölgesinin bir baraya atanması ile çalışma bölgesi kendi içinde bara havzalarına dönüştürülmüştür. Bara havzalarının dağılımı Şekil 5.23'te verilmiştir. Çalışma bölgesi içinde bulunan bara bölgeleri farklı renklerle ifade edilmektedir.



Şekil 5. 23 70 m Yükseklik ve 200 x 200 m çözünürlükte birim enerji maliyetine göre bara bölgelerine ayrılmış havzalar

Havza sınırları içerisinde her bir bara bölgesinin belirlenmesi sonucunda bölgedeki potansiyel santrallerin kapasite faktörleri dikkate alınarak kurulabilecek rüzgar santrallerinin enerji üretim değerleri hesaplanabilmektedir. Tez kapsamında 200 x 200 m çözünürlükte ve 70 m yükseklikte hazırlanmış birim enerji üretim değerine göre elde edilen sayısal değerlerin toplam sonuçları Çizelge 5.20'de verilmiştir.

Koordinatlar arasında yapılan analizde 440 adet rüzgar çiftliği bölgesi hesaplanmıştır. Buna göre elde edilen çiftlikler her bir bölgeye göre farklı olarak dağılmış en çok çiftlik

141 adet ile Silivri barasında en düşük bağlantının ise B6 barasında olduğu hesaplanmıştır. Çizelge 5.20’den görülebileceği gibi B6 barasında bağlantı olmamasının sebebi; B5 barasının B6 barasına yakın olması ve B5 barasının çalışma bölgesine yakın olması sebebi ile iletim maliyetlerinin B6 barasına göre daha düşük çıkmasıdır.

Çizelge 5. 20 Test bölgesinde 50 MW’lık rüzgâr çiftlikleri kurulması durumundaki bara bazındaki çiftlik dağılımları

MW	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7
Toplam Rüzgar çiftliği sayısı (Adet)	84	13	133	141	63	0	6
Toplam Potansiyel Güç(MW)	4200	650	6650	7050	3150	0	300
Hesaplanan KF	0,31	0,30	0,27	0,27	0,30	0	0,31
KF Bağlı Güç(MW)	1284,64	196,76	1791,32	1889,11	943,7	0	94,241

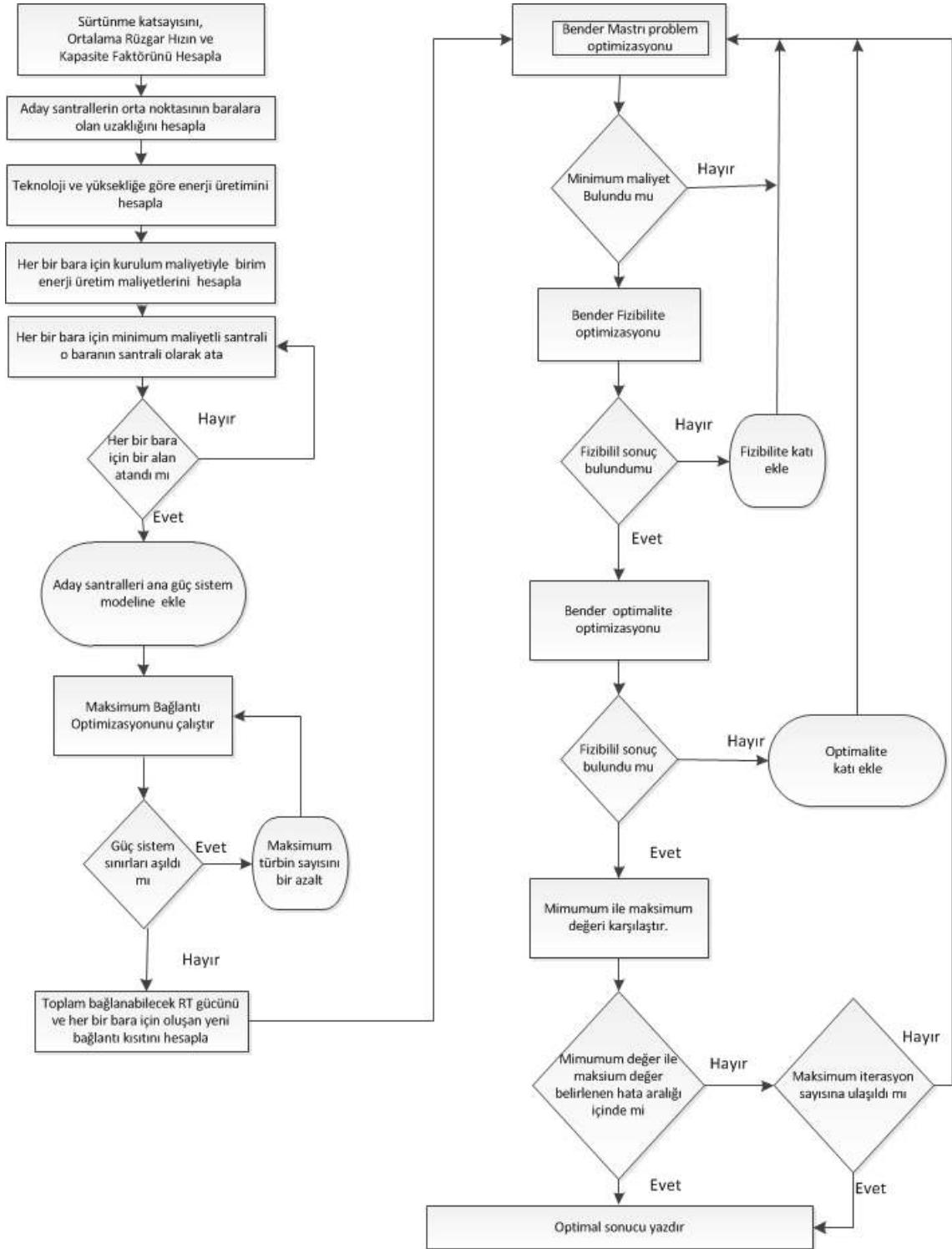
Çizelge 5.20’den görüldüğü gibi B3 bölgesinde alan bazında 6650 MW rüzgar gücü potansiyeli olduğu fakat bölgeye bağlanabilir 133 adet rüzgar santrali göz önünde alındığında 50 MW’lık santrallerin kapasite faktörleri ile çarpılması sonucunda bölgenin kullanılabilir potansiyelin 1791,32 MW değerine düştüğü sonucuna ulaşılmıştır. Rüzgâr potansiyelinin yüksek olmasına rağmen kapasite faktörleri dikkate alındığında bölgenin kullanılabilir rüzgar gücünde büyük düşüşlerin olduğu görülmektedir.

5.5 Enerji Sistemi Üzerinde Rüzgar Santralleri için Maksimum Yerleşim

Optimizasyonu

Optimizasyon algoritmasının amacı güç sistemi içerisinde bir bölgeye bağlanabilecek maksimum rüzgar santrali sayısının üretim ve yatırım maliyetlerini minimize edecek şekilde tespit edilmesidir.

Optimizasyon algoritması iki doğrusal tam sayılı optimizasyon bloğundan oluşmaktadır. Birinci doğrusal tam sayılı programla bölgeye bağlanabilecek maksimum rüzgar santrali sayısını hesaplanmaktadır. İkinci doğrusal tam sayılı optimizasyon algoritmasında ise birinci optimizasyon algoritmasından gelen maksimum bağlanabilecek rüzgar santrallerinin, yatırım maliyeti, üretim maliyeti ve güvenilirlik göz önüne alınarak optimal yerleşimi elde edilmektedir. Geliştirilen algoritmaya ait akış diyagramı Şekil 5.24’te gösterilmiştir.



Şekil 5. 24 Türbin topolojisine bağlı ekonomik yerleşim algoritması

5.5.1 Bağlanabilecek Maksimum Rüzgar Gücünün Optimizasyonu

Bölgesel rüzgar verileri, bölge içinde bulunan enerji iletim sistemine bağlanacak maksimum türbin sayısının bilinmesi ve sistemin sınır koşullarının tespit edilmesi amacıyla kullanılmaktadır. Tez kapsamında aday rüzgar santralleri için maksimum

bağlanabilirliğin tespitinde karışık tam sayılı doğrusal programla kullanılmıştır. Doğrusal programla içinde aday rüzgar santralleri için kurulumun var olması veya olmaması durumları (1 veya 0) temel alınmıştır. Rüzgar santrallerinin kurulması veya kurulmaması değerinin tamsayı programlamada kullanılabilmesi amacıyla tüm güç sistemi bileşenleri ve sınır değer güçleri çiftlik baz gücüne bölünmüştür. Böylece güç sistemi üzerinde kurulabilecek maksimum rüzgar santrali sayısı tespit edilmiştir. Karışık tamsayı optimizasyon problemi başlangıç için verilen bağlantı sayısında çözüme ulaşılmaz ise maksimum bağlantı sayısı bir azaltılarak optimum bağlantı sayısı bulunana kadar tekrarlanmıştır.

Güç sistemine bağlanabilecek maksimum rüzgar santrali sayısını bulan amaç fonksiyonu (5.16)'da verilmiştir.

$$Max \mathbf{MG} = \sum_{i=1}^{nf} \sum_{j=1}^{nt} \sum_{k=1}^{nh} GW_{i,j,k} \times y_{i,j,k} \quad (5.16)$$

Optimizasyon probleminin kısıtları aşağıda maddeler halinde sıralanmıştır;

Kısıt 1: Enerji arz güvenilirliği yönetmeliği içerisinde 154 kV enerji iletim sistemlerinde her bir bara için bağlantı sayısı 10 olarak tanımlanmıştır [21]. Bu kapsamda var olan toplam bağlantı sayının 10 dan çıkartılmasıyla her bir bara için kullanılabilir boş fider sayısı tespit edilmiş ve maksimum bağlantı optimizasyonuna kısıt olarak atanmıştır (Çizelge 5.21). Optimizasyon içinde bara bağlantı kısıtı (5.17)'de tanımlanmıştır. B1 Barası Salınım barası olarak tayin edilmiştir ve B1 barasına rüzgar çiftlikleri tanımlanmamıştır.

Çizelge 5. 21 Baralar için kullanılabilir boş fider sayısı değerleri

Bk_i	Bk_1	Bk_2	Bk_3	Bk_4	Bk_5	Bk_6	Bk_7
Kullanılabilir Bağlantı sayısı	Salınım barası	2	7	6	4	4	7

* Bk_6 barası alan dağılımı sonucunda seçilmemiştir.

Buna göre sistem üzerinde kurulabilecek maksimum santral sayısı başlangıç değeri bütün baralara bağlanabilecek elemanların toplamı olarak tanımlanır. En yüksek

bağlantı sayısında optimizasyonun uygun sonuç üretmemesi durumunda en uygun değer bulununcaya kadar maksimum sayı azaltılarak optimizasyon işlemi sürdürülür.

$$\sum_{i=1}^{nf} \sum_{j=1}^{nt} \sum_{k=1}^{nh} GW_{i,j,k} \times y_{i,j,k} \leq \sum_{l=2}^{ns} Bk_l \quad (5.17)$$

Burada; $GW_{i,j,k}$ sisteme bağlanabilir aday rüzgar santralin nominal gücü, $y_{i,j,k}$ optimizasyonun tam sayı değişkeni, Bk_l l . baraya bağlanabilecek rüzgar türbini sayısı, nf bölge içinde hesaplan toplam rüzgar santral alanı sayısı, nt optimizasyonda kullanılan toplam teknoloji sayısı, nh optimizasyon içerisinde kullanılan rüzgar santrallerin kurulum yüksekliklerin toplam sayısı, ns optimizasyon bağlantı yapılaması istenilen toplam bara sayısı, i Rüzgar çiftlik alanı indisi, j Rüzgar santrali teknoloji indisi ve k . Seçilen rüzgar santrali teknolojilerin kullanılabilir kule yükseklikleri indisi.

Şebeke bağlantı kısıtları içerisinde her bir baraya bağlanabilecek rüzgar türbini sayısı Bk_l kullanılarak tanımlanır. Bölge içinde bir bara farklı teknolojilerde ve farklı yükseklikte tanımlanan rüzgar türbini sayısı o bara için tanımlanmış maksimum bağlantı sayısından fazla olmamalıdır. Optimizasyon kısıtının elde edilmesi için öncelikle (5.18)'de gösterildiği gibi her bir bara için birim üretim maliyeti en düşük olan rüzgar türbinleri tanımlanır. Eğer en düşük üretim maliyeti mevcut değil ise o elaman sıfıra eşitlenerek (5.19)'da verilen matris formuna getirilir..

$$f(BM_{i,j,k,l}) = \begin{cases} 1 & \text{Eğer } \min\{BM_{i,j,k,l}\}_{l=1}^{ns} = BM_{i,j,k,l} \\ 0 & \text{Değilse} \end{cases} \quad (5.18)$$

$$BT_{i,j,k,l} = f(BM_{i,j,k,l}) \quad (5.19)$$

$BA_{j,k}$ matrisi (5.20)'de ifade edilen eşitlik, (5.19)'da $BT_{i,j,k,l}$ kullanılan baralar ve türbin teknolojilerine bağlı olarak yeniden düzenlenerek elde edilir.

$$BA_{j,k} = \begin{bmatrix} BT_{1,1,k,1} & \cdots & BT_{nf,1,k,ns} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ BT_{1,1,k,ns} & \cdots & BT_{nf,1,k,ns} \end{bmatrix} \quad (5.20)$$

(5.20)'de her bir teknoloji için elde edilen matrisler rüzgar santrallerin kurulması planlan hedef yükseklik değerine göre yeniden elde edilip (5.21)'de tanımlanan matris formuna getirilir.

$$BW_k = [BA_{1,k} \quad \dots \quad BA_{nt,k}] \quad (5.21)$$

(5.21)'de verilen yüksekliğe ve türbin teknolojisine göre düzenlenmiş matrisler (5.22) yardımıyla toplanarak her bir bara için bağlantının olduğu değerlerin 1, olmayanların ise 0 değerini aldığı ns satırlı nw sütunlu bağlantı matrisi elde edilir.

$$BR = [BW_1 \quad \dots \quad BW_k]_{ns,nw} \quad (5.22)$$

BR bağlantı matrisinin her bir satırı, Bk_l vektöründe karşısına gelen satırdaki bağlantı sayısından daha fazla rüzgar türbininin bağlanmasını sınırlandıran kısıt, (5.23)'de verilen eşitliğe göre tanımlanmaktadır.

Burada; **BR** Bölge içerisinde konum, teknoloji ve yüksekliklere göre her bir bara bağlanabilecek rüzgar santrallerin tanımlandığı bağlantı matrisidir.

$$BR \leq (Bk_l, 1 \dots ns)^T \quad (5.23)$$

Kısıt 2: Rüzgar santrali sahası birden fazla teknolojiye göre aynı anda değerlendirilmektedir. Potansiyel çiftlik bölgesi için bir adet santralin kurulmasını tanımlayan optimizasyon kısıtı (5.24)'te tanımlanmaktadır.

$$\begin{bmatrix} \sum_{j=1}^{nt} \sum_{k=1}^{nh} GW_{1,j,k} \\ \vdots \\ \sum_{j=1}^{nt} \sum_{k=1}^{nh} GW_{nf,j,k} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} \quad (5.24)$$

Kısıt 3: Rüzgar çiftliklerinin devrede olup olmadığı kontrol edilmektedir. Rüzgar çiftlikleri değeri devrede olmaları durumu 1 aksi durumlarıysa 0 olarak tanımlanmıştır. (5.25)'te rüzgar çiftliklerinin tamsayı değişimleri tanımlanmıştır. Buna göre rüzgar türbinlerinin şebekeden güç çekmedikleri kabul edilmiştir.

$$GW_{i,j,k} \geq 0 \text{ ve } GW_{i,j,k} \text{ tamsayı } [0,1] \quad (5.25)$$

Kısıt 4: Güvenilirlik gereksinimi tanımlanmıştır ve her bir barada izin verilebilir yük atma sınırı (5.26)'da verilmiştir. Eğer bir barada tüm yüklerin her zaman karşılanması isteniyorsa (5.26)'nın toplam değerinin sıfıra eşit olduğu kabul edilir.

$$\sum_{l=1}^{ns} r_l \leq \varepsilon S \quad (5.26)$$

Burada; r_l her bir bara için hesaplan yük atma değeri, εS izin verilen yük atma değeridir.

Kısıt 5: Kısıt Kirchhoff'un birinci kanunudur. Birinci kanun (5.27)'de gösterilmiş ve buna göre bir baradaki toplam üretimin toplam tüketime eşitliği tanımlanmıştır.

$$sf + p + r = dy \quad (5.27)$$

Burada; s bara ve iletim hatlarının bir birleri ile ilişkilerin gösteren bağlantı matrisi f güç sistemindeki ENH hatlarında meydana gelen yük akışının vektör formda gösterimi, p baralardaki üretim santrallerin tanımlandığı matris, r her bir bara kabul edilen yük atma değerin vektör formda gösterimi ve dy baralar için yüklerinin tanımlandığı vektördür.

Kısıt 6: Kirchhoff'un ikinci kanunu (5.28)'de verilmiştir. Enerji iletim hattı üzerindeki yük akışı enerji iletim hattının bağlı bulunduğu baraların faz açıklarının farkının iletim hattının reaktanslarına oranı olarak tanımlanmaktadır.

$$f_{mn} = (\theta_n - \theta_m) / x_{mn} \quad (5.28)$$

Burada; f_{mn} m ve n barları arasında bulunan iletim hattının üzerindeki güç akışını (MW), θ_n n. baradanın yük akışını (Derece), x_{mn} m düğümü ile n düğümü arasındaki ENH'nın reaktansı olarak tanımlanmaktadır.

Kısıt 7: Sistemde daha önceden kurulmuş diğer santrallerin (5.29)'da verilen maksimum ve minimum üretim sınır değerleri arasında çalışması gerektiği tanımlanmaktadır.

$$P_g^{min} \leq P_g \leq P_g^{max}, \quad q = 1 \dots n_g \quad (5.29)$$

Buarada; P_g^{min} g santralinin en düşük üretim değerini (MW), P_g^{max} g. santralin nominal üretim değerini (MW), P_g^q ise santralin anlık üretim değerini tanımlamaktadır.

Kısıt 8: Sistemde bulunan aday rüzgar santralleri (5.30)'da verilen maksimum ve minimum sınır değerleri içinde çalışmalıdır.

$$0 \leq GW_{i,j,k} \leq GW^{max} \times y_{i,j,k} \quad (5.30)$$

Burada; GW^{max} santralin üreteceği maksimum değeri olarak kurulması planlan rüzgar çiftliğini nominal gücü (wfp) değerini, $GW_{i,j,k}$ aday santralin anlık ürettiği değer olup wfp değerini ve $y_{i,j,k}$ Mastır probleme dahil olmuş aday üretim santralinin tamsayı değişkenini (0 veya 1) ifade etmektedir.

Kısıt 9: Sistemde bulunan iletim hatları (5.31)'de verilen maksimum ve minimum sınır değerleri içinde çalışmalıdır.

$$-PL_{mn}^{max} \leq f_{mn} \leq PL_{mn}^{max} \quad j \in mn \quad (5.31)$$

Burada; PL_{mn}^{max} ENH'nın en yüksek taşıma kapasitesini (MW) dir.

Kısıt 10: sistemde bulunan bara açıları (5.32)'de verilen maksimum ve minimum sınır değerleri içinde çalışmalıdır.

$$\theta_l^{min} \leq \theta_l \leq \theta_l^{max} \quad j \in mn \quad (5.32)$$

Burada; θ_l^{max} bara için en yüksek açısını (Derece), θ_l^{min} l. bara için en düşük açısını(Derece) ve θ_l l. bara için en düşük açısını (Derece). ifade etmektedir.

Elde edilen optimizasyon sonucunda konvansiyonel santrallerin üretim değerleri değiştirilerek bağlanabilecek maksimum rüzgar santrali sayısı tespit edilmektedir. Buna ek olarak tespit edilen maksimum rüzgar santrali sayının hangi barada kaç adet rüzgar çiftliği bağlantısıyla oluşturulduğu tespit edilip yeni bara kısıtı olarak tanımlanır.

Yeni bara kısıtları başlangıçtaki bara kısıtları vektörünün bir alt kümesi olmaktadır. Yeni bara kısıtları ve maksimum bağlanabilir rüzgar santrali Bender Ayrıştırma Yöntemine girdi olarak gönderilmektedir.

5.5.2 Ekonomik Yerleşim Optimizasyonu

Amaç fonksiyonu sisteme bağlanabilecek maksimum rüzgar santrallerinin yatırım ve üretim maliyetlerinin bileşkesinin minimize edilmesi olarak tanımlanmış olup optimizasyona ilişkin matematiksel eşitlik (5.33)'de verilmiştir. Amaç fonksiyonu denkleminde verilen üretim maliyetlerinin minimize edilmesi, tamsayı programlama yöntemi ile mastır problem olarak tanımlanmıştır. Üretim değerlerinin kontrol edildiği fizibilite ve yatırım maliyetlerinin minimize edildiği alt programlar ise ana program sonucu belirlenen bağlantı konfigürasyonlarına göre lineer programlama olarak

tanımlanmıştır. Amaç fonksiyonunun alt optimizasyon bloklarına bölünerek çözülmesinde Bender ayrıştırma algoritması yöntemi kullanılmıştır.

$$\min_X = \sum_{i=1}^{nf} \sum_{j=1}^{ns} \sum_{k=1}^{nt} ICW_{i,j,k} \times y_{i,j,k} + \sum_{i=1}^{nf} \sum_{j=1}^{ns} \sum_{k=1}^{nt} OCW_{i,j,k} \times GW_{i,j,k} + \sum_{q=1}^{ng} OC_q \times Pg_q \quad (5.33)$$

Burada; $ICW_{i,j,k}$ rüzgar santralleri için yıllık yatırım maliyetlerini (€), $OCW_{i,j,k}$ rüzgar santralleri için yıllık üretim maliyetlerini(€), OC_q kurulu santralleri için yıllık üretim maliyetlerini (M€), $GW_{i,j,k}$ kurulması planlanan rüzgar çiftliklerinin ürettiği güç (MW), Pg_q kurulu santrallerini ürettiği güç (MW), nf toplam çiftlik alanı sayısı, ns toplam teknolojisi sayısı, nt toplam kule yüksekliği sayısı ve ng kurulu santrallerini toplam sayısını ve değişkenlerini ifade etmektedir.

Yatırım ve üretim maliyetlerinin minimizasyonunu amaçlayan optimizasyon fonksiyonunun kısıtları (5.19) ile (5.32) arasında verilen denklemlerde verilmiştir.

5.5.2 Optimizasyon Çözüm Prosedürü

Optimizasyon probleminin çözümünde Bender Ayrıştırma Yöntemi (BAY) kullanılmıştır. Buna göre problem iki parçaya ayrıştırılmıştır. Birinci parçada ana problem yatırım maliyetlerinin en düşük değerde oluşturulmasıdır. İkinci parçada alt problemler tanımlanmıştır. Alt problemin birincisinde sistemin üzerinde var olan yüklerin yük atımı olmaksızın karşılanması amaç fonksiyonudur. İkinci alt problemde birinci alt problemden gelen uygun çözümlerin optimal üretim değerlerinde çalıştırılması amaç fonksiyondur.

BAY'e göre çözüm adımları;

1. **Adım** : Yatırım maliyetinin minimize edilmesi başlangıç ana problemi (5.34)'te ifade edilmektedir. Ana problemin amacı çalışma bölgesinde kurulacak santrallerin minimum kurulum maliyetiyle oluşturulmasıdır. Yatım maliyeti optimizasyonun sonucu genel probleminin alt limiti olarak atanır.

$$\min Z \quad (5.34)$$

Optimizasyon rüzgar santrallerinin kurulması veya kurulmaması üzerine kurulmuştur. Buna göre her bir rüzgar santrallerinin alabileceği tam sayı değişkenleri (0/1) olarak tanımlanmıştır.

Maliyet fonksiyonunun minimize edilmesi için kullanılan kısıt fonksiyonları eşitlik ve eşitsizlik fonksiyonları olarak tanımlanmalıdır. Eşitlik ve eşitsizlik denklemleri; (5.23) ile (5.25) arasında verilmiştir. Bunlara ek kısıt olarak (5.35)'de tanımlanan denklem eklenip ana problem çözümlenmektedir.

$$Z \geq \sum_{i=1}^{nf} \sum_{j=1}^{ns} \sum_{k=1}^{nt} ICW_{i,j,k} \times y_{i,j,k} \quad (5.35)$$

2. Adım: Alt problemlerdeki asıl amaç üretim maliyetlerini minimize eden problemi çözmektir. Fakat bu problemi çözmeden önce sistemin güvenli sınırlar içinde çalışıp çalışmadığının kontrol edilmesi gerekmektedir. Bu amaçla sırası ile mastır problemde yıllık yatırım maliyeti içinden seçilen aday rüzgar enerji üretim santralleriyle mevcut sistemde bulunan tüm santrallerin sistem üzerindeki yükleri karşılayabiliyor olması diğer bir ifade ile yük atma değerinin sıfır olması durumu ile üretim maliyeti optimizasyonu problemi çözülür.

Bu iki optimizasyon işlemini sonucu sınır değerlerin elde edilmesi durumunda maliyet optimizasyonu işlemi yapılmıştır. Alt optimizasyon problemlerinin mevcut kısıtlar altında çözülememesi veya sonsuz çözüm olması durumunda fizibilite ve optimalite katları hesaplanarak ana probleme kısıt olarak eklenir. Yeniden düzenlenmiş kısıtlara göre ana problem tekrar çözülmeaktadır.

Birinci alt optimizasyon probleminin amacı çalışma bölgesi içindeki bütün yüklerin belirtilen yük atma değerleri içinde çalışmalarının sağlanmasıdır (5.36). Tez kapsamında tüm yüklerin enerji ihtiyacının karşılanabiliyor olması hedeflenmiştir ve yük atma değerleri(ε_l) sıfır olarak kabul edilmiştir.

$$\min ft^{it} = \sum_{l=1}^{ns} r_l \leq \varepsilon_l \quad (5.36)$$

Birinci alt optimizasyon probleminin kısıt fonksiyonları (5.26) ile (5.32) arasındaki denklemlerden oluşmaktadır. (5.26) ile (5.32) arasındaki verilen denklemler DA yük akışı kısıtları ve güç sisteminde bulunan değişkenlerin maksimum ve minimum

sınırlarını tanımlamaktadır. Birinci alt optimizasyonda (5.30) yeniden düzenlenerek (5.37) ve (5.38)'ye dönüştürülür.

$$GW_{i,j,k} \leq GW^{max} \times y_{i,j,k} \quad \bar{\sigma}_{i,j,k}^{it} \quad (5.37)$$

$$-GW_{i,j,k} \leq -GW^{min} \times y_{i,j,k} \quad \underline{\sigma}_{i,j,k}^{it} \quad (5.38)$$

Burada; it optimizasyon tekrar sayısı, $\bar{\sigma}_{i,j,k}^{it}$ ve $\underline{\sigma}_{i,j,k}^{it}$ parametreleri rüzgar santrallerinin birinci alt optimizasyon dual çarpanlarıdır ve enerji üretiminde 1 MW artış olması durumunda üretim maliyetlerindeki azalma miktarı olarak tanımlanmaktadır. Fizibil olmayan durumlarda eklenecek olan fizibilite katının hesaplanmasında (5.39) kullanılmaktadır. Hesaplanan fizibilite katı (5.34)'te verilen ana optimizasyon problemine kısıt olarak eklenmektedir.

$$ft^{it} + \sum_{i=1}^{nf} \sum_{j=1}^{ns} \sum_{k=1}^{nt} \bar{\sigma}_{i,j,k}^{it} GW^{max} \times y_{i,j,k} - \underline{\sigma}_{i,j,k}^{it} GW^{min} \times y_{i,j,k} \leq \varepsilon_{i,j,k} \quad (5.39)$$

3. Adım : Bu adım üretim maliyeti optimizasyonudur. Eğer (5.35)'te verilen fizibilite optimizasyonu sonucunda optimal değer bulunmuş ise (5.40)'de verilen optimal üretim değerinin hesaplandığı alt optimizasyonuna geçilir. Üretim maliyeti optimizasyonunda amaç üretim maliyeti toplam değerinin minimize edilmesidir. Üretim maliyeti değeri olarak ekonomik analizden elde edilen kWh/€ birimi, üretim maliyetleri için MWh/€ dönüşümü yapılarak kullanılır. Konvansiyonel santrallerin üretim değeri gerçek şartlar altında parabolik bir eğri olarak tanımlansa da bu çalışma kapsamında sabit kabul edilerek doğrusallaştırılmıştır.

$$\min ot_{i,j,k}^{it} = \sum_{i=1}^{nf} \sum_{j=1}^{ns} \sum_{k=1}^{nt} OCW_{i,j,k} \times GW_{i,j,k} + \sum_{q=1}^{ng} OC_{idbt} \times Pg_q \quad (5.40)$$

İkinci alt optimizasyonun eşitlik kısıt fonksiyonları (5.26) ile (5.32) arasındaki verilen denklemlerden oluşmaktadır.

Kısıt denklemlerinde rüzgar çiftliklerinin alt ve üs limitlerinin belirlenmesi için (5.30) yeniden düzenlenerek (5.41) ve (5.42) elde edilir. Rüzgar çiftliklerinin nominal kapasitesi ile kapasite faktörü çarpılarak türbinin verebileceği nominal güç (5.41)'dan belirlenir.

$$GW_{i,j,k} \leq GW^{max} \times y_{i,j,k} \times KF_{i,j,k} \quad \bar{\mu}_{i,j,k}^{it} \quad (5.41)$$

$$-GW_{i,j,k} \leq -GW^{min} \times y_{i,j,k} \quad \underline{\mu}_{i,j,k}^{it} \quad (5.42)$$

Burada; $\bar{\mu}_{i,j,k}^{it}$ ve $\underline{\mu}_{i,j,k}^{it}$ çarpanları Rüzgar santrallerinin optimalite dual çarpanlarıdır ve enerji üretimindeki 1 MW'lık artışa karşılık üretim maliyetlerindeki azalma miktarı olarak tanımlanmaktadır (5.43)'de ikinci alt optimizasyon probleminin optimal bir sonucunun olmaması durumunda hesaplan optimalite katı verilmiştir. Hesaplanan optimalite katı (5.34)'te verilen ana optimizasyon problemine kısıt olarak eklenir.

$$Z \geq \sum_{i=1}^{nf} \sum_{j=1}^{nt} \sum_{k=1}^{nh} ICW_{i,j,k} \times y_{i,j,k} + \sum_{l=1}^{ns} \left\{ ot_{i,j,k_l}^{it} + \left[\bar{\mu}_{i,j,k}^{it} \times GW^{max} \times y_{i,j,k} - \underline{\mu}_{i,j,k}^{it} \times GW^{min} \times y_i \right] \right\} \quad (5.43)$$

4 Adım: Optimizasyonun üst limiti (Z) (5.34)'te verilen denklem kullanılarak hesaplanırken alt limit (Y) ise (5.44)'te verilen denklem kullanılarak tanımlanmıştır. Optimizasyon sonlandırma kriteri (5.45)'de tanımlanmıştır ve optimizasyon istenilen fark (Δ) değerine geldiğinde veya belirlenen iterasyon sayısı aşıldığında sonlandırılır.

$$Y = \sum_{i=1}^{nf} \sum_{j=1}^{ns} \sum_{k=1}^{nt} ICW_{i,j,k} \times y_{i,j,k} + \sum_{i=1}^{nf} \sum_{j=1}^{ns} \sum_{k=1}^{nt} OCW_{i,j,k} \times WP_{i,j,k} + \sum_{q=1}^{ng} OC_{idbt} \times Pg_q \quad (5.44)$$

Alt sınır ile üst sınır arasındaki fark (5.44)'de verildiği gibi ifade edilir [23].

$$\Delta = \left(\frac{2(Y - Z)}{(Y + Z)} \right) \quad (5.45)$$

5.6 Optimizasyon Sonuçları

Bölgesel verilerin düzenlenmesi ile çalışma bölgesi her biri 50 MW gücündeki santrallerin kurulabileceği 440 adet alana bölünmüştür. Rüzgar santrallerinin ekonomik analizi bölümünde anlatılan yöntemlere göre hesaplanan indirgenmiş yıllık yatırım maliyetleri BAY'a göre ana optimizasyonun kısıt denklemlerine eklenmiştir. Güç üretim için hesaplanan üretim maliyetleri BAY'a göre hazırlanmış optimalite amaç

fonksiyonuna eklenmiştir. Fizibilite optimizasyonunda mevcut güç sistemine rüzgar çiftlikleri nominal üçlerinde çalıştırılarak analiz edilmiştir. Üretim maliyeti optimizasyonunda ise nominal güçlerinin kapasite faktörüyle çarpılmış değerleri kullanılmıştır. Hesaplanan yatırım maliyetleri Bender optimizasyonunda ana amaç optimizasyon programının kısıt denklemlerine, üretim maliyetleri ise optimal üretim optimizasyonun amaç fonksiyonuna eklenmiştir.

Ekonomik analiz kısmında hesaplanarak baralara atanan santraller Kısım 5.6.1 de anlatılan yöntemle otomatik olarak optimizasyon işlemi içerisinde tanımlanmıştır. Optimizasyon işlemi için 200 x 200 m çözünürlükte bölgesel veriler baz alınarak yapılmıştır. Optimizasyon işlemi yapılabilmesi için optimizasyona girecek sistemin, MATLAB/Matpower güç sistemi modeline göre düzenlenerek tanımlaması yapılmıştır.

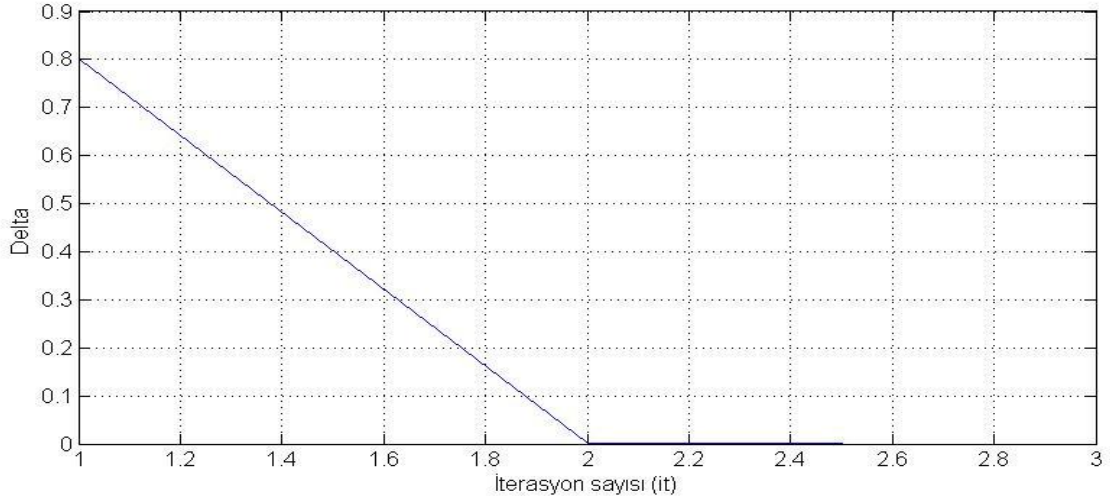
Maksimum bağlantı optimizasyonunda tüm baralara bağlanabilecek başlangıç rüzgar santrali sayısı (Bk_l) 30 olarak hesaplanmıştır. Maksimum bağlantı optimizasyonu işlemi yapıldıktan sonra bölgeye bağlanabilecek rüzgar santrali sayısı güç sistemi kısıtları nedeniyle 11 adet olarak elde edilmiştir. Maksimum bağlantı optimizasyonu sonucunda 11 adet rüzgar santralinin baralara dağılımı Çizelge 5.22 de verilmiştir.

Çizelge 5. 22 Test sisteminde bulunan baralar da kullanılabilir boş fiderleri

Bara	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7
Başlangıç bara Konfigürasyonu	0	2	7	6	4	4	7
Optimizasyon Sonucu Bara konfigürasyonu	0	2	1	6	1	0	1

Elde edilen sonuçlara göre her bir baraya bağlanabilecek toplam rüzgar santrali sayısı Bender ayrıştırma optimizasyonun başlangıç kısıtları olarak düzenlenmiştir. Böylece Bender ayrıştırma optimizasyonu sonucunda 11 adet rüzgar santralinin Çizelge 5.22’de verilen konfigürasyona göre en ekonomik bağlantı modeli hesaplanmıştır.

Sistem için iterasyonu sonlandırma değeri 0.0002 olarak girilmiştir. Optimizasyon algoritması üç iterasyon sonucunda $-1,1104E-16$ Δ değerine ulaşmıştır ve sınır değer olan 0.0002 değerinden daha küçük olduğu için optimizasyona son verilmiştir ($\Delta \leq 0.0002$). Elde edilen iterasyon değişimi Şekil 5.25’de verilmiştir.



Şekil 5. 25 Optimizasyon Delta (Δ) değişim grafiği

Her bir iterasyonda bulunan alt ve üst maliyet değerleri ile durdurma sınırı olan Delta (Δ) değeri Çizelge 5.23'te verilmiştir. Üçüncü iterasyon sonucunda Bender ayrıştırma algoritmasının alt limiti 3.044E+08 € den 2,6838E+08 € değerine hesaplanmış ve üst limit yani yatırım ve üretim maliyetlerin toplamı ise birinci iterasyonda 3.236E+07 € değerinde hesaplanmış eklenen yeni opimalite kısıtları ile 3. ve son iterasyonda 2,6838E+08 € olarak hesaplanmıştır. Böylece bölgeye kurulacak 11 adet rüzgar santralinin indirgenmiş yıllık toplam maliyet değeri 2,6838E+08 € olarak hesaplanmıştır.

Çizelge 5. 23 Optimizasyon Delta (Δ) değişim değeri

İterasyon No	Δ	Z	Z+Y
1	0,807811	3,04E+08	32365502
2	0,014122	2,68E+08	2,61E+08
3	-1,11E-16	2,68E+08	2,68E+08

İterasyon sonucunda 11 adet rüzgar santrallerinin şebeke bağlantı koordinatları, bağlanacakları baraya olan uzaklıkları, birim kurulum maliyetleri, birim enerji üretim maliyetleri, seçilen teknoloji ve rüzgar santrallerinin kurulacağı yükseklik değeri çizelge 5. 24'te verilmiştir.

Çizelge 5.24'den görüldüğü gibi Siemens SWT 100 3 MW rüzgar türbini bu bölge için en uygun türbin modeli olarak seçilmiştir. Gerek maliyet gerekse türbin güç üretim değerine göre bölgenin rüzgar potansiyeli analizinde en uygun yükseklik 94 m ve en uygun teknolojinin, SMSG modeli rüzgar türbinleri olduğu hesaplanmıştır.

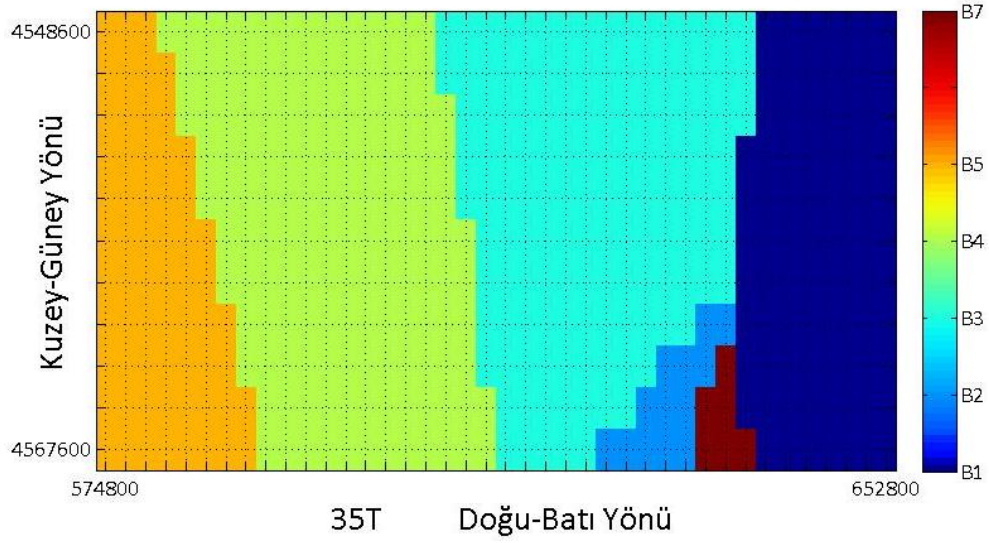
Çizelge 5. 24 Bölgesel optimizasyon sonuçları

No	X	Y	KF	Uzunluk (km)	Toplam Yatırım (M€)	Üretim Maliyeti (€/kWh)	Bara	Teknoloji	Yükseklik (m)
1	630800	4550600	0,332	7,68	44,19	0,02203	2	Siemens	94
2	632800	4550600	0,336	8,35	44,26	0,02178	2	Siemens	94
3	638800	4566600	0,370	20,92	45,52	0,02055	3	Siemens	94
4	588800	4556600	0,335	15,95	45,02	0,02217	4	Siemens	94
5	590800	4558600	0,339	15,13	44,94	0,02191	4	Siemens	94
6	596800	4548600	0,325	6,86	44,11	0,02236	4	Siemens	94
7	598800	4548600	0,327	4,95	43,92	0,02216	4	Siemens	94
8	606800	4548600	0,323	3,76	43,80	0,02237	4	Siemens	94
9	608800	4548600	0,331	5,61	43,98	0,02199	4	Siemens	94
10	574800	4556600	0,346	19,21	45,34	0,02171	5	Siemens	94
11	636800	4548600	0,345	9,05	44,33	0,02134	7	Siemens	94

Şekil 5.26’da baralara göre ayrıştırılan bölge içerisine Çizelge 5.24’de ki rüzgar türbinleri yerleştirildiğinde rüzgar santrallerin bölge içerisindeki dağılımı gösterilmiştir.

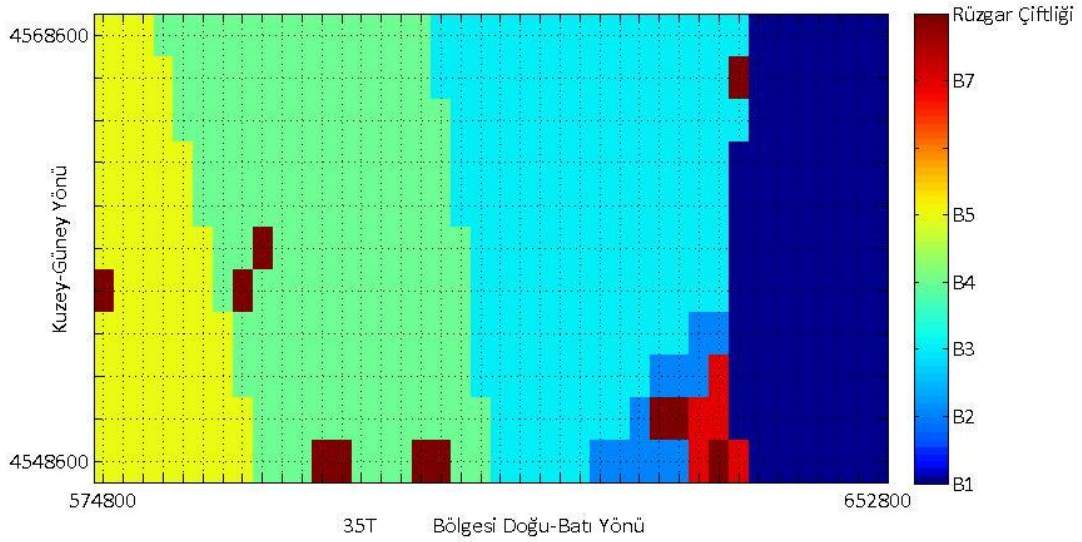
Bölge içersin de en yüksek kapasite değerine sahip santral, B4 (Çatalca) barası sınırları içinde bulunan 3 numaralı rüzgar santralidir. Bu santral aynı zamanda seçilen türbinler arasında en düşük enerji üretim maliyetlerine sahip olan rüzgar santralidir.

Güç sistemi açısından bakıldığına en çok bağlantının B4 (Silivri) barasına yapıldığı bunu sırası ile B2 (Büyükçekmece), B3 (Çatalca), B5 (Trakya Elektrik) ve B7 (Akçansa) baralarının izlediği görülmüştür.



Şekil 5.26 Test bölgesinde rüzgar santrallerin 200 x 200 m çözünürlükte 94 m yükseklikte baralara göre dağılımları

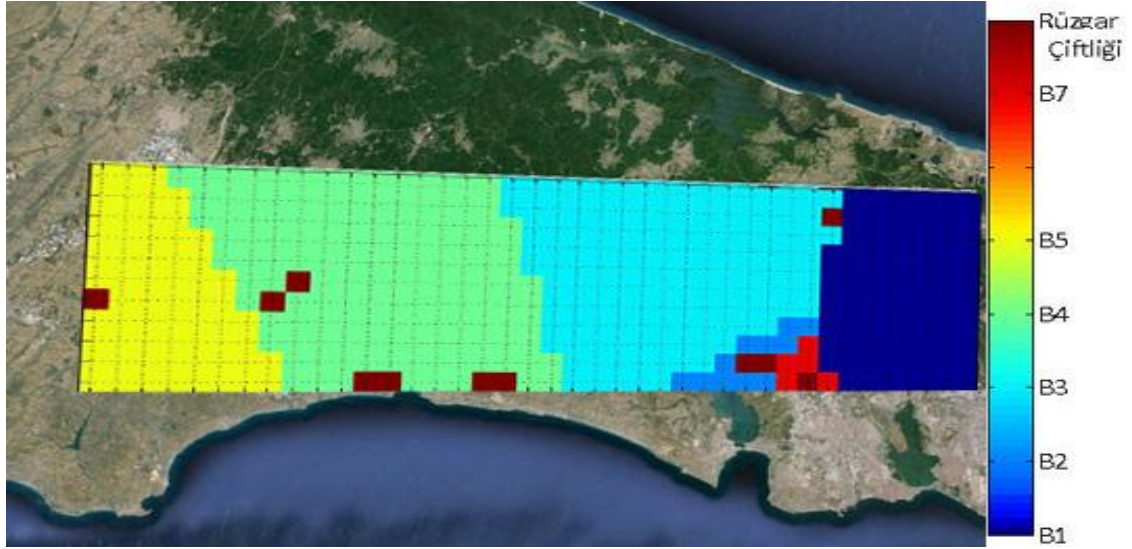
Şekil 5.27 İncelenen bölgenin 200 x 200 m çözünürlükte 94 m yükseklikte baralara göre bölgesel en uygun rüzgar santrali dağılımı gösterilmiştir. Burada her bir renk baranın çalışma bölgesini belirlerken kahverengi ise optimizasyon sonucunda bölge üzerinde en uygun bağlantı noktalarını tanımlamaktadır.



Şekil 5.27 Test bölgesinin 200 x 200 m çözünürlükte 100 m yükseklikte baralara göre bölgesel en uygun rüzgar santrali dağılımı

Optimizasyon işlemi sonucunda santrallerin çalışma bölgesinde bara bazında konumlarının harita üzerindeki dağılımı Şekil 5.28’de verilmiştir. Şekil 5.28 coğrafi harita üzerine elde edilen bara bağlantı haritası resim olarak yerleştirilmesi ile elde

edilmiştir.



Şekil 5. 28 Optimizasyon işlemi sonucunda bara bazında santrallerin konumlarının harita üzerinde gösterimi

Güç sisteminin diğer kısıtlarından biride bölge içindeki iletim hatlarının ve transformatörlerin belirlenen güç aralıkları içerisinde çalışmalarıdır. Çizelge 5.25'te güç sistemindeki transformatörler ve iletim hatlarının maksimum ve minimum sınırları ile optimizasyon sonucu bulunan yük akış değerleri verilmiştir. Buna göre optimizasyon işlemi belirlenen sınır değerler içerisinde gerçekleşmiştir.

Çizelge 5. 25 Optimizasyon sonucunda ENH ve Tr'lerde meydana gelen güç akışı sonuçları

Baş	Son	ENH/TR	Pmin	P	Pmax	Baş	Son	ENH/TRo	Pmin	P	Pmax
1	2	ENH	-153	19,68	153	1	8	Tr	-100	38,00	100
1	2	ENH	-153	19,68	153	1	9	Tr	-100	55,00	100
2	3	ENH	-153	-65,5	153	2	10	Tr	-100	62,00	100
2	6	ENH	-153	4,60	153	2	11	Tr	-100	62,00	100
2	7	ENH	-110	4,87	110	4	13	Tr	-100	40,00	100
2	7	ENH	-110	4,87	110	4	14	Tr	-100	40,00	100
3	4	ENH	-153	12,89	153	5	15	Tr	-180	0,00	180
3	12	Tr	-60	-60,0	60	5	16	Tr	-180	0,00	180
4	5	ENH	-153	31,94	153	5	17	Tr	-220	-155,6	220
5	6	ENH	-171	85,50	171	6	18	Tr	-16	5,00	16

Optimizasyon içerisinde başlangıçta kurulu olan konvansiyonel santraller ve yeni kurulacak olan güç santrallerinin maksimum ve minimum değerleri ile optimizasyon sonuçları Çizelge 5.26'da verilmiştir. Bu çizelgeden de görüldüğü gibi bütün santraller

tanımlanan sınır değerler içerisinde çalışmaktadır. Buna ek olarak salınım barasının şebekeye 141,26 MW güç aktardığı, G2 ve G3 santrallerin üretim değerlerinin ise sıfır olduğu görülmüştür. Sistemdeki güç ihtiyacı ise 11 adet rüzgar santralinden sağlanmaktadır. 11 rüzgar santralinin üretime katkıları Çizelge 5.26’da verilmiştir.

Çizelge 5. 26 Optimizasyon sonucunda oluşan enerji santrali üretim değerleri

Santral	Minimum (MW)	Üretim (MW)	Maksimum (MW)	Santral	Minimum (MW)	Üretim (MW)	Maksimum (MW)
Salınım	-300	141,26	1000	RT 4	0	16,75159	50
G2	0	0,00	180	RT 5	0	16,95379	50
G3	0	0,00	180	RT 6	0	16,27252	50
G4	0	155,68	220	RT 7	0	16,3736	50
G5	0	60,00	60	RT 8	0	16,15518	50
RT1	0	16,58237	50	RT 9	0	16,54187	50
RT 2	0	16,82481	50	RT 10	0	17,27528	50
RT 3	0	18,47802	50	RT 11	0	17,25052	50

SONUÇ VE ÖNERİLER

Enerji ihtiyacının gün geçtikçe artması beraberinde yeni enerji kaynaklarının devreye alınması ve mevcut kaynaklarının optimal kullanılması olmak üzere iki temel problemi beraberinde getirilmektedir. Birinci probleminin çözümünde, dünyada olduğu gibi ülkemizde de enerji talebinin çözümünde karşılamada en yoğun kullanılan kaynaklar fosil yakıtlardır. Mevcut sistem içerisinde fosil yakıtlarına artan talebin yanında alternatif kaynaklar aranmaya devam edilmektedir. Gerek kurulumunun hızlı olması gerekse yenilenebilir enerji kaynağı olmasından dolayı rüzgar enerjisi alternatif bir enerji kaynağı olarak ortaya çıkmaktadır. İkinci probleminin çözümü olan optimal işletim durumu ise mevcut sistem verileri göz önünde bulundurularak kaynakların ekonomik parametreleriyle modellenmesini gerektirmektedir.

Bölgesel rüzgar verisinin doğru değerlendirilmesi, tahmini enerji hesaplamalarını doğrudan etkilediği için rüzgar verilerinin enerji sistemlerinde kullanımı ile ilgili araştırmalar her geçen gün artmaktadır. Tez kapsamında yapılan çalışma sonucunda bir bölgenin rüzgar potansiyeli ile güç sistemi verilerini birlikte değerlendiren bir optimizasyon algoritması sunulmuştur.

Geliştirilen algoritma üzerinde bir bölgenin analiz edilebilmesi için gerekli giriş bilgileri; kısa dönemli rüzgar verileri, pürüzlülük haritaları, yükselti haritaları, bölge haritası, bölgenin birim arazi maliyetleri, güç sistem haritası, rüzgar türbinlerine ait rüzgar hızı ve güç eğrileri iken algoritmanın çıktıları; bölgenin rüzgar hızı özelliklerinin Weibull ölçü ve şekil parametrelerine bağlı ortalama rüzgar hızı, kapasite faktörü, ortalama güç

yoğunlukları, bara bazında bölge dağılımları, aday rüzgar türbinlerinin konumları, yaklaşık maliyetleri ve teknoloji seçimi olarak sıralanmaktadır.

Geliştirilen algoritmayla sırası ile bölgesel veriler, ölçülmüş rüzgar verisi ve uzun dönem hesaplanmış rüzgar verileri kullanılarak her bir bölgenin detaylı rüzgar haritası çıkartılmıştır.

Farklı teknolojilere sahip rüzgar santrallerinin hız ve güç eğrileri eğri uydurma yöntemine göre üreticinin vermiş olduğu bilgilere dayanılarak yeniden türetilmiştir. Türetilen bu veriler çalışma bölgesinde kullanılarak her teknoloji için farklı yüksekliklerde kapasite faktörleri çıkartılmıştır.

Farklı teknolojiler için referans [17] de verilen üretim maliyeti hesaplama verilerine göre teknoloji başına üretim ve kurulum maliyetleri hesaplanmıştır. Türbinlerin bölge içinde konumlarının enerji iletim sistemlerinin bulunduğu baralara uzaklıklarına göre referans [20] de verilen maliyet parametreleri ile iletim sistemine bağlantı maliyetleri hesaplanmış ve bir çiftlikteki türbin sayısına göre de santrallin sisteme olan toplam bağlantı maliyetleri hesaplanmıştır. Elde edilen kurulum maliyetlerine göre bağlantı baraları seçilerek hedef bölge olası bağlantı bara bağlantı bölgelerine dönüştürülmüştür.

Sistemin mevcut durumu göz önünde bulundurularak maksimum bağlantı optimizasyonu yapılmış ve toplam bağlanabilecek santral sayısı ile her bir baraya bağlanabilecek santral sayısı tespit edilmiştir.

Her bir baraya bağlanacak rüzgar santrali sayısı ve toplam bağlanabilir rüzgar santrali verileri, yatırım maliyeti, birim enerji üretimi, teknoloji tipleri ve kurulum yüksekliğine bağlı üretilmiş kapasite faktörlerini birlikte dikkate alan Bender Ayrıştırma yöntemine göre bölge için kurulabilecek en uygun rüzgar santrali bağlantı topolojisi tespit edilmiştir.

Sonuç olarak bir bölgenin rüzgar verisi ve bölgenin enerji iletim sistemleri verildiğinde belirlenen teknoloji tipine göre her hangi bir yer için en uygun bağlantı ve yatırım maliyetini belirleyen bir algoritma geliştirilmiştir.

Hazırlanan algoritma ile bir bölgenin giriş bilgilerinin verilmesi ile o bölgenin rüzgar potansiyeli hakkında yorumlar yapılmasına imkan sağlanmıştır.

Ülkemizde rüzgar enerjisi kullanımının artmasının yansira yerli teknoloji üretimini de gündeme taşınmıştır. Teknik ve ekonomik açıdan ülke şartlarına uygun rüzgar teknolojisinin belirlenmesinde, ülke kaynaklarının doğru kullanılması ve teknolojiyi üretecek olan sanayinin yönlendirilmesi son derece önemlidir. Yapılan çalışmada farklı yükseklikte farklı teknolojilerin değerlendirilmesi sağlanmış olup bir bölge veya ülkenin geneli için kullanılacak rüzgar santral modeli, teknolojisi, hedef yüksekliği ve hedef maliyet aralığı gibi önemli sorulara cevap verilebilmektedir. Bu yönüyle ülkemizde yapılan akademik çalışmalara önemli bir katkı sağlanmıştır.

Rüzgar türbinlerinin maliyet bileşenleri ayrı fonksiyonlar olarak tanımlanmıştır. Böylece ülke içerisinde rüzgar türbini bileşenlerinin ekonomik girdilerine göre üretimlerinde öncelik sıralamalarının belirlenmesine imkan sağlanmıştır.

Bir bölgenin rüzgar potansiyeli değerlendirilmesinde güç sistemi bileşenleri teknik ve ekonomik açıdan dikkate almadan analizler yapılması ülkenin hedef planlamalarında önemli hatalar yapılmasına sebep olmaktadır. Tez kapsamında bölgesel rüzgar verilerinin güç sistemi bileşenleriyle birlikte değerlendirilmesi sonucunda bölgenin bağlanabilir rüzgar potansiyelinin tespitinde daha gerçekçi sonuçların bulunmasına ve uzun dönem planlamaların daha doğru yapılmasına imkan sağlanmıştır.

Tez kapsamında yapılan optimizasyon sonucunda bir bölgeye bağlanabilecek maksimum rüzgar santrali sayısı, bu rüzgar santrallerine ilişkin kapasite faktörü ve birim enerji üretim maliyetleri elde edilmektedir. Böylece bölge için yapılacak enerji planlamasında hangi santralin diğerlerine nazaran öncelikli olarak kurulabileceği veya hangi bölgelerde öncelikli analizlerin yapılması gerektiği hesaplanabilmektedir.

Bir bölgenin enerji iletim sisteminin planlanması yüksek maliyetler gerektiren bir işlemdir. Bölgenin rüzgar potansiyelinin olması ekonomik açıdan o bölgenin optimal nokta olduğu anlamına gelmemektedir. Bölgenin enerji iletim sistemine olan uzaklığı ve buraya kurulacak enerji iletim sistemi maliyetinin yüksek olması o bölgenin rüzgar enerjisi kullanımını mümkün kılmayabilir. Tez kapsamında yapılan bölgesel ayrışım algoritması ile bir bölgenin rüzgar potansiyelini daha yüksek verimde kullanabilmek için yeni bağlantı noktalarının değerlendirilmesi yapılabilmektedir. Böylece gelecek planlamasında daha ekonomik kurulum ve işletim olanağı sağlanabilecektir.

Enerji iletim sistemi bir bütün olmasına rağmen bir bölgede olan değişim kendisine yakın olan bölgelerde daha büyük etki bırakırken baradan uzaklaştıkça etkisi de azalmaktadır. Tez kapsamında yapılan çalışma ile mevcut iletim sistemi içerisindeki ayrılmış bölgelerin ayrı ayrı optimizasyonu yapılarak bölgelere has sonuçlar üretilip bölgeye göre özel yapıların geliştirilebileceği gösterilmiştir.

Tez kapsamında 50 MW'lık santraller baz alınmış olsa da hazırlanan algoritma, optimizasyon ve yazılan fonksiyonlar farklı güç değerleri içinde kullanılabilir. Böylece farklı boyutlarda rüzgar üretim santrallerinin etkileri de incelenebilmektedir. Bu sayede, rüzgar enerji kaynaklarının daha yüksek güçlerde kullanımı önündeki engeller kısmen aşılabilecektir.

Tez kapsamında hazırlanan optimizasyon işleminde enerji kaynağı olarak rüzgar kullanılmasına rağmen başta güneş enerji olmak üzere diğer enerji kaynaklarının planlanmasında da kolayca kullanılabilir bir yapıya sahip olduğu belirtilebilir.

Hazırlanan çalışma MATLAB ortamında yazılmıştır. Çalışmaya görsel bir ara yüz hazırlanarak ülke şartlarına özgün ve daha ucuz bir paket program haline dönüştürülebilecektir.

KAYNAKLAR

- [1] İlkiliç, C., (2012). "Wind Energy and Assessment of Wind Energy Potential in Turkey", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16(2): 1165-1173.
- [2] Ertürk, M., (2012). "The Evaluation of Feed-in Tariff Regulation of Turkey for Onshore Wind Energy Based on the Economic Analysis", Energy Policy, 45: 359-367.
- [3] Erdem, Z.B., (2010). "The Contribution of Renewable Resources in Meeting Turkey's Energy-Related Challenges", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14(9): 2710-2722.
- [4] Özdemir, M., (2010). Rüzgar Enerjisi Santrallerinin Türkiye Elektrik Enerji Sistemine Olan Etkilerinin Analizi, Doktora Tezi, KOÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, Kocaeli
- [5] Hammons, T.J., (2008). "Integrating Renewable Energy Sources into European Grids", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 30(8): 462-475.
- [6] Rüzgar Gücü İzleme ve Tahmin Merkezi, Türkiye’de Rüzgardan Üretilen Elektriksel Güç İçin İzleme ve Tahmin Sistemi Geliştirilmesi Projesi, <http://www.ritm.gov.tr/aboutus/ritm.php>, 22 Nisan 2015
- [7] Türkçü, S.İ., (2006). Türkiye’nin Rüzgar Enerjisi Politikaları ve Enterekonnekte Sistemlere Entegrasyonu, Yüksek Lisans Tezi, İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul
- [8] Jowder, F.A.L., (2009). "Wind Power Analysis and Site Matching of Wind Turbine Generators in Kingdom of Bahrain", Applied Energy, 86(4): 538-545.
- [9] Ahmed, A.S., (2011). "Analysis of Electrical Power Form the Wind Farm Sitting on the Nile River of Aswan, Egypt", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15(3): 1637-1645.
- [10] Fırtın, E., Güler, Ö. ve Akdağ, S.A., (2011). "Investigation of Wind Shear Coefficients and Their Effect on Electrical Energy Generation", Applied Energy, 88(11): 4097-4105.

- [11] Seguro, J.V. ve Lambert, T.W., (2000). "Modern Estimation of the Parameters of the Weibull Wind Speed Distribution for Wind Energy Analysis", Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 85(1): 75-84.
- [12] Akdağ, S.A. ve Dinler, A., (2009). "A New Method to Estimate Weibull Parameters for Wind Energy Applications", Energy Conversion and Management, 50(7): 1761-1766.
- [13] Mortensen, N.G., Landberg, L., Troen I., Rathmann ,O. ve Lundtang Petersen, E., (2001). Wind Atlas Analysis and Application Program (Wasp) Vol. 3: Utility Programs. Risø National Laboratory, Danka Services International A/S, Denmark
- [14] Simirislioğlu, N., (2012). Wind Resource Assessment Comparison On A Complex Terrain Employing Windpro and Windsim., Yüksek Lisans Tezi, Gotland University Wind Power Project Management, Visby.
- [15] Xydis, G., (2015). "A Wind Energy Integration Analysis Using Wind Resource Assessment as a Decision Tool for Promoting Sustainable Energy Utilization in Agriculture", Journal of Cleaner Production, 96(0): 476-485.
- [16] Ackermann, T., (2005). Wind Power in Power Systems: John Wiley&Sons Ltd, Sweden
- [17] Fingersh, L.J., Hand, M.M. ve Laxson, A.S., (2006). Wind Turbine Design Cost and Scaling Model (NREL/TP-500-40566): National Renewable Energy Laboratory Golden, Colorado
- [18] Ka-Chung, W., (2009). Optimisation Studies of A Wind Power Genration System, Doktora Tezi ,The Hong Kong Polytecnic University, Hong Kong
- [19] Kekezoglu, B. Erduman, A. Durusu, A. Nakir, İ. ve Tanriöven, M., (2011). "Reliability Assessment of Wind Energy System Considering Turbine Dimensions", Set2011. İstanbul: 10th International Conference on Sustainable Energy Technologies, 4-7 September 2011, İstanbul.
- [20] Hatipoğlu, A., (2010). Rüzgâr Santrallerinde Rüzgâr Karakterestiği ve Saha Topografafisine Göre Türbin Seçimi ve Yerleştirilmesi, Yüksek Lisans Tezi , YTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [21] T.C. Resmi Gazete, Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliği, (25639), 10 Kasım 2004.
- [22] Wu, F., Zheng, Y., Yunhe, H. ve Yixin, N., (2004). "Applications of AI Techniques to Generation Planning and Investment", Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE, 6-10 June 2004,936-940 Vol.1
- [23] Shahidehpour, M. ve Fu, Y., (2005). "Benders Decomposition in Restructured Power Systems", Tutorial, Electric Power and Power Electronic Center, Illinois Institute of Technology, Chicago.
- [24] Nemcova, J. Petreczky, M. Ve Van Schuppen, J.H., (2009). "Realization Theory of Nash Systems". Decision and Control, 2009 held jointly with the 2009 28th Chinese Control Conference. CDC/CCC 2009. Proceedings of the 48th IEEE Conference on, 15-18 Dec. 2009, 5935 - 5940, Chinese

- [25] Shahidehpour, M., Yamin, H. ve Li, Z., (2002). Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management, Wiley & Sons, Inc., 2002, New York,
- [26] TEİAŞ, istatistik2013, <http://www.teias.gov.tr/t%c3% bcrkiyeelektrik%c4% b0statistikleri/ istatistik2012/istatistik2013.htm>, 24 Nisan 2015
- [27] TEİAŞ, Kurulu Güç, <http://www.teias.gov.tr/yukdagitim/kuruluguc.xls.>, 24 Nisan 2015.
- [28] World Wind Energy Association, World Wind Energy Report 2013 -List of Countries and Region sUsing Wind Power in 2013, http://wwindea.org/webimages/wwea_wwer2013_countries.pdf., 24 Nisan 2014.
- [29] T.C. Resmi Gazete, Elektrik Şebeke Yönetmeliği, (29013), 28 Mayıs 2014.
- [30] TEİAŞ. APK Dairesi Başkanlığı, Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2014–2018), http://www.epdk.gov.tr/Documents/Elektrik/ Rapor_Yayin/Uretimkapasiteprojeksiyonu_2014_2018.Pdf., 27 Nisan 2015.
- [31] TEİAŞ., Harita Yük Tevzi, <http://www.teias.gov.tr/HaritaYukTevzi.aspx>. 27 Nisan 2015.
- [32] TEİAŞ, Üretim Tesisleri Bölgesel Bağlantı Kapasite Raporu (2019-2024), <http://www.teias.gov.tr/yayinrapor/apk/Projeksiyon/Kapasiteraporu.pdf>, 27 Nisan 2015.
- [33] T.C. Resmi Gazete, Elektrik Enerjisi Üretimine Yönelik Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanlarının Belirlenmesi, Derecelendirilmesi, Korunması ve Kullanılmasına İlişkin Usul ve Esaslara Dair Yönetmelik Birinci Bölüm, (28834), 27 Kasım 2013.
- [34] T.C. Resmi Gazete, Rüzgâr Enerjisine Dayalı Lisans Başvurularının Teknik Değerlendirilmesi Hakkında Yönetmelik (27049), 9. Kasım 2008.
- [35] TS EN 61400-1, (2010). Rüzgâr Türbinleri Bölüm 1: Tasarım Kuralları, TSE, Ankara
- [36] TS EN 61400-21, (2011), "Rüzgâr Türbinleri - Bölüm 21: Şebekeye Bağlı Rüzgâr Türbinlerinde Güç Kalitesi Karakteristiklerinin Ölçülmesi ve Değerlendirilmesi, TSE, Ankara
- [37] Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği, Türkiye Rüzgar Enerjisi İstatistik Raporu 2015, http://www.tureb.com.tr/attachments/article/420/T%C3%BCrkiye%20R%C3%B Czgar%20Enerjisi%20%C4%B0statistik%20Raporu_Ocak%202015.pdf, 29 Nisan 2015.
- [38] The World Wind Energy Association, 2014 Half-Year Report, http:// www.wwindea.org/webimages/Wwea_Half_Year_Report_2014.Pdf., 28 Nisan 2015.
- [39] Gasch, R. and Twele, J., (2011). Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation, Second Edition, Springer Science & Business Media, New York
- [40] Tanrıöven, M., Yenilenebilir Enerji Sistemleri Ders Notları, <http:// www.yarbis1.yildiz.edu.tr/tanriov-Dersler-979-materials>, 24 Nisan 2015

- [41] Kekezoğlu, B., (2013). Yeni Bir Rüzgar Enerji Üretim Sisteminin Optimal Tasarımı, Gerçeklenmesi ve Performans İyileştirmesi, Doktora Tezi, YTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [42] S. Tegen, E.L., M. Hand, B. Maples, ve A. Smith, a.P.S.,ss (2013). 2011 Cost of Wind Energy Review, (Nrel/Tp-5000-56266), National Renewable Energy Laboratory Golden, Colorado
- [43] Masters, G.M., (2013). Renewable and Efficient Electric Power Systems, Second Edition, John Wiley & Sons, Inc., New Jersey
- [44] Celik, A.N., (2004). "A Statistical Analysis of Wind Power Density Based on the Weibull and Rayleigh Models at the Southern Region of Turkey", Renewable Energy, 29(4): 593-604.
- [45] Wen, J., Zheng, Y. ve Donghan, F., (2009). "A Review on Reliability Assessment for Wind Power", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13(9): 2485-2494..
- [46] Sathyajith, M., (2006). Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics, Springer Science & Business Media, New York
- [47] Nielsen, P., Villadsen, J., Kobberup, J., Thørgersen, M., Sørensen, M., Sørensen, T., Albinus, L. ve Chun, S., (2005). Windpro 2.5 User Guide, EMD International A/S, Aalborg, Denmark.
- [48] Thørgersen, M.L., Motta, M., Sørensen, T. ve Nielsen, P., Measure-Correlate-Predict Methods: Case Studies and Software Implementation, http://www.emd.dk/files/windpro/Thoegersen_MCP_EWEC_2007.pdf, 08.07.2015.
- [49] Soliman, S.A.-H. ve Mantawy, A.-A.H., (2011). Modern Optimization Techniques with Applications in Electric Power Systems: Springer Science & Business Media, New York
- [50] Pizano-Martínez, A., Fuerte-Esquivel, C., Zamora-Cárdenas, E. ve Segundo Ramírez, J., (2010). "Conventional Optimal Power Flow Analysis Using the Matlab Optimization Toolbox", ROPEC International.
- [51] Doğan, A., (2011). Enerji Sistemlerinde En Uygun Yük Akışının Sağlanabilmesi İçin Optimizasyon Algoritmalarının Kullanılması,Yüksek Lisans Tezi, T.C. Erciyes Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Kayseri,
- [52] Abido, M., (2002). "Optimal Design of Power-System Stabilizers Using Particle Swarm Optimization", Energy Conversion, IEEE Transactions on, 17(3): 406-413.
- [53] Yuan, X.-H., Wang, C., Zhang, Y.-c. ve Yuan, Y.-b., (2004). "A Survey on Application of Particle Swarm Optimization to Electric Power Systems ", Power System Technology, 19: 003.
- [54] Yang, H., Wei, Z. ve Chengzhi, L., (2009). "Optimal Design and Techno-Economic Analysis of a Hybrid Solar–Wind Power Generation System", Applied Energy, 86(2): 163-169.
- [55] Erdiñç, O., (2012). Şebekeden Bağımsız Uygulamalar İçin Hibrit Bir Rüzgâr Türbini/Fotovoltaik/Yakıt Hücresi/Batarya Sisteminin Optimizasyonu, Tasarımı ve Uygulaması", Doktora Tezi, YTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [56] Türkay,M., Optimizasyon Modelleri ve Çözüm Metodları,[http:// storage.ku.edu.tr/~mturkay/indr501/optimizasyon.pdf](http://storage.ku.edu.tr/~mturkay/indr501/optimizasyon.pdf), 15 Mayıs 2015.

- [57] Baringo, L. ve Conejo, A.J., (2012). "Wind Power Investment: A Benders Decomposition Approach", Power Systems, IEEE Transactions on, 27(1): 433-441.
- [58] Binato, S., Pereira, M.V.F. ve Granville, S., (2001). "A New Benders Decomposition Approach to Solve Power Transmission Network Design Problems", Power Systems, IEEE Transactions, 16(2): 235-240.
- [59] Türköz, N.F., (2001). Doğrusal Programlama Metodu İle Üretim Planlaması (Isparta Mensucat A.Ş.'nde Uygulama), Yüksek Lisans Tezi , Süleyman Demirel Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, Isparta.
- [60] Şahin, S., (1994). Tamsayılı Programlama ve Bir Uygulama, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, İstanbul
- [61] Sahin, C., Shahidehpour, M. ve Erkmen, I., (2013). "Allocation of Hourly Reserve Versus Demand Response for Security-Constrained Scheduling of Stochastic Wind Energy", Sustainable Energy, IEEE Transactions, 4(1): 219-228.
- [62] Boran, Z. ve Quanyuan, J., (2012). "Security-Constrained Unit Commitment With Wind Power Generation By Using Interval Linear Programming", Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, 22-26 July 2012, 1-6, California
- [63] Rahmann, C. ve Palma-Behnke, R., (2013). "Optimal Allocation of Wind Turbines by Considering Transmission Security Constraints and Power System Stability", Energies, 6(1): 294-311.
- [64] Pinto, L.M.V. Ve Ferreira, J.A., (1992). "A Model For The Inclusion Of Reactive Constraints In A Linearized Optimal Active Power Flow". Circuits and Systems, 1992. ISCAS '92. Proceedings., 1992 IEEE International Symposium on (Volume:6), 10-13 May 1992, 2749 -2752 vol.6, San Diego
- [65] Wang, J., Shahidehpour, M. ve Li, Z., (2008). "Security-Constrained Unit Commitment with Volatile Wind Power Generation", Power Systems, IEEE Transactions on, 23(3): 1319-1327.
- [66] Fu, Y., Shahidehpour, M. ve Li, Z., (2005). "Security-Constrained Unit Commitment with Ac Constraints", Power Systems, IEEE Transactions on, 20(2): 1001-1013.
- [67] Dantzig, G.B. ve Thapa, M.N., (1997). Linear Programming 1: 1: Introduction: Springer Science & Business Media.
- [68] Yılmaz, H., (2010). Doğrusal Programlama Tekniği İle Üretim Planlamasının Mobilya Sektöründe Uygulanması, Yüksek Lisans Tezi, Süleyman Demirel Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, Isparta.
- [69] Geoffrion, A.M., (1972). "Generalized Benders Decomposition", Journal of optimization theory and applications, 10(4): 237-260.
- [70] Caramanis, M., Stremel, J.P. ve Charny, L., (1984). "Modeling Generating Unit Size and Economies of Scale in Capacity Expansion with an Efficient, Real, Number Representation of Capacity Additions", Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, PAS-103(3): 506-515.
- [71] Pessanha, J. Melo, A. ve Falcao, D., (1999). "Allocation of Generation Capacity Reserve Considering The Transmission Network": IEEE. Electric Power Engineering, 1999, PowerTech Budapest 99. International Conference on, 1999, Budapest, 88

- [72] Jatau, J.A. Momoh, J.A. ve Chuku, A.U., (1990). "Evaluation of Methodologies for Shunt Var Planning". Power Symposium, 1990., Proceedings of the Twenty-Second Annual North American, 15-16 Oct 1990, Auburn, 381-389
- [73] Shahidehpour, M. ve Yong, F., (2005). "Benders Decomposition: Applying Benders Decomposition to Power Systems", Power and Energy Magazine, IEEE, 3(2): 20-21.
- [74] Sahin, C., Shahidehpour, M. ve Erkmen, I., (2012). "Generation Risk Assessment in Volatile Conditions with Wind, Hydro, and Natural Gas Units", Applied Energy, 96: 4-11.
- [75] Lei, W., Shahidehpour, M. ve Tao, L., (2008). "Genco's Risk-Based Maintenance Outage Scheduling", Power Systems, IEEE Transactions on, 23(1): 127-136.
- [76] Li, Y., (2008). Decision Making Under Uncertainty In Power System Using Benders Decomposition, Doktora Tezi, Iowa State University, Iowa
- [77] Van Den Bergh, K. Delarue, E. ve D'haeseleer, W., (2014), DC Power Flow In Unit Commitment Models, https://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy_environment/Pdf/wpen2014-12.pdf, 27 Mayıs 2015.
- [78] Zimmerman, R.D., Murillo-Sánchez, C.E. ve Gan, D., Matpower: A Matlab Power System Simulation Package, <http://www.pserc.cornell.edu/matpower>, 27 Mayıs 2015.
- [79] Gelir İdaresi Başkanlığı, 2010 Yılı Asgari Ölçüde Arsa ve Arazi Metrekare Birim Değerleri(İstanbul),http://www.gib.gov.tr/fileadmin/user_upload/Arsaarazi2010/Istanbul.Pdf?Sayfa=Fileadmin%2fuser_Upload%2farsaarazi2010%2fistanbul.Pdf&Test=G%F6ster., 27 Mayıs 2015.
- [80] Türkiye Barolar Birliği, Euro Üzerinden Açılan Mevduata Bankalarca Filen Uygulanan Azami Yıllık Faiz Oranları, http://www.barobirlik.org.tr/dosyalar/duyurular/merkezbankasi/eur_t%c3%9cmbankalar.pdf., 27 mayıs, 2015.
- [81] TEİAŞ Yük Tevzi Dairesi Başkanlığı Etüd ve Raporlama Daire Başkanlığı, (2004). Türkiye Ulusal Elektrik Ağındaki Havai Hatların Trafoların ve Genratörlerin Elektriki Karakteristikleri, Sa-2004/1, Ankara
- [82] TEİAŞ Yük Tevzi Dairesi Başkanlığı Etüd ve Raporlama Daire Başkanlığı, (2012). Sistem İşletme Etütleri Müdürlüğü, 2012 Puant (Yaz) Yük Şartlarında Yük Akişi,Üç Faz ve Faz Toprak Kısa Devre Etüdü ,Se-2012/3, Ankara

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı	:Ali ERDUMAN
Doğum Tarihi ve Yeri	:08.08.1980
Yabancı Dili	:İngilizce
E-posta	:aerduman@yildiz.edu.tr/ aerduman@gmail.com

ÖĞRENİM DURUMU

Derece	Alan	Okul/Üniversite	Mezuniyet Yılı
Y. Lisans	Elektrik Eğitimi	Abant İzzet Baysal Üniversitesi	2008
Lisans	Elektrik Öğretmenliği	Kocaeli Üniversitesi	2004
Lise	Elektrik Bölümü	Sakarya Fatih Teknik Lisesi	1998

İŞ TECRÜBESİ

Yıl	Firma/Kurum	Görevi
2008-2009	Hilkar Eletroteknik Tic. Ltd. Şti.	İmalat Müdürü
2006-2008	Tem Kablo Sanayi ve Tic. Ltd. Şti.	İmalat ve Kalite Müdürü
2005-2006	Sakarya Üniversitesi KMYO	Ücretli Öğretim Görevlisi

YAYINLARI

Makale

1. Kekezoğlu, B., Tanrıöven, M., **Erduman A.**, (2015). "A New Wind Turbine Concept: Design and Implementation", Acta Polytechnica Hungarica Volume 12, Issue Number 3

Bildiri

1. **Erduman, A.**, Uzunoglu, B.,(2014). "Storage Commitment and Placement for an Interconnected Island System with High Wind Penetration, Gotland", 3rd International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), Milwaukee, 605-609
2. Arikan, O., Kekezoğlu, B., Durusu, A., İsen, E., **Erduman, A.**, & Bozkurt, A. (2014). "Comparison of Charge Controllers on PV Panel Performance: An Experimental Study". International Journal of Advancements in Electronics and Electrical Engineering – IJAEEE, 3(3), Roma, 121-125
3. Arikan, O., Isen, E., Durusu, A., Kekezoğlu, B., Bozkurt, A., & **Erduman, A.** (2013). "Introduction to Hybrid System: Yildiz Technical University", IEEE İcon 2013 Conference., Zagreb, 1145-1149
4. Kekezoğlu, B., Arikan, O., **Erduman, A.**, Isen, E., Durusu, A., & Bozkurt, A. (2013). "Reliability Analysis of Hybrid Energy Systems: Case Study of Davutpasa Campus", IEEE İcon 2013 Conference, Zagreb, 1141-1144
5. **Erduman, A.**, Kilickiran, H. C., Durusu, A., Kekezoğlu, B., & Tanrıöven, M. (2013). "Wind Turbine Effects on Power System Voltage Fluctuations", 3rd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems(EPECS), İstanbul
6. Kocatepe, C., Arikan, O., Kumru, C.F., **Erduman, A.**, Umurkan, N., (2012). "Electric Field Measurement and Analysis Around A Line Model At Different Voltage Levels", International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE 2012), Şangay
7. Giroğlu,T., Durusu, A., **Erduman, A.**, Recep Yumurtacı, Muğdeşem Tanrıöven, (2012). "Evaluation of Wind Power Potential and Economic Analysis for Çatalca in Marmara Region", NURER, III. International Conference on Nuclear and Renewable Energy Resources, İstanbul
8. **Erduman, A.**, Kekezoğlu, B., Tanrıöven, M.,(2011). "Techno-Economic Evaluation Of High Temperature Superconductivity Utilization For Sustainability: A Case Study For Turkey's Power System", SET2011, İstanbul
9. Kekezoğlu, B., **Erduman, A.**, Durusu, A., Nakir, İ., Tanrıöven, M., (2011). "Reliability Assessment Of Wind Energy System Considering Turbine Dimensions", SET2011, İstanbul
10. **Erduman, A.**, Kekezoğlu,B., Durusu, A., Tanrıöven, M., (2011). "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından 500 kW'a Kadar Lisanssız Enerji Üretimi ve Fizibilite Analizi", Elektrik-Elektronik Bilgisayar Sempozyumu, Vol. 0, pp. 122-126, Elazığ

11. Tanrioven, M., **Erduman, A.**, Durusu, A., (2010). "The Effect of Lighting Design Parameters on The Efficiency of Building Illumination System", New Perspective in Eco-Technology and Eco-Economy, İstanbul

Proje

1. Üç Fazlı Dengesiz Elektrik Dağıtım Sistemi Ortak Bağlantı Noktası Harmoniklerine Şebeke Ve Müşteri Katkılarının Belirlenmesi, TÜBİTAK Hızlı Destek Programı ,Proje No:110E134 , 2010-2011, (Proje Doktora Bursiyeri)
2. Türkiye Ulusal Enerji Şebekesine Bağlanabilecek Optimum Rüzgâr Enerji Potansiyelinin Belirlenmesi, YTÜ Bilimsel Araştırma Projeleri Koordinatörlüğü, Proje No: 2012-04-02-DOP04, 2012-2015, (Proje Araştırmacısı)
3. Küçük Ölçekli Hibrid Rüzgar - Güneş Enerji Sistemlerinde Güvenilirlik Analizi: Davutpaşa Kampüsü Örnek Uygulaması, YTÜ Bilimsel Araştırma Projeleri Koordinatörlüğü ,Proje No: 2012-04-02-KAP04, 2012-2015, (Proje Araştırmacısı)