



**T.C.  
DÜZCE ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**RÜZGAR GÜCÜ ENTEGRELİ GÜÇ SİSTEMLERİ  
PROBLEMLERİNİN GELİŞTİRİLMİŞ KIR KURDU  
OPTİMİZASYON ALGORİTMASI İLE ÇÖZÜMÜ**

**ENES KAYMAZ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ  
ELEKTRİK-ELEKTRONİK VE BİLGİSAYAR MÜHENDİSLİĞİ  
ANABİLİM DALI**

**DANIŞMAN  
DOÇ. DR. UĞUR GÜVENÇ**

**DÜZCE, 2019**

**T.C.**  
**DÜZCE ÜNİVERSİTESİ**  
**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**RÜZGAR GÜCÜ ENTEGRELİ GÜÇ SİSTEMLERİ**  
**PROBLEMLERİNİN GELİŞTİRİLMİŞ KIR KURDU**  
**OPTİMİZASYON ALGORİTMASI İLE ÇÖZÜMÜ**

Enes KAYMAZ tarafından hazırlanan tez çalışması aşağıdaki jüri tarafından Düzce Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik-Elektronik ve Bilgisayar Mühendisliği Anabilim Dalı'nda **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

**Tez Danışmanı**

Doç. Dr. Uğur GÜVENÇ

Düzce Üniversitesi

**Jüri Üyeleri**

Doç. Dr. Uğur GÜVENÇ

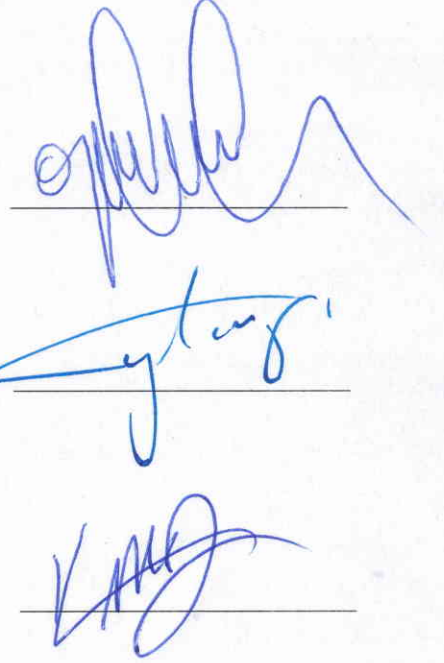
Düzce Üniversitesi

Doç. Dr. Cemal YILMAZ

Gazi Üniversitesi

Doç. Dr. M. Kenan DÖŞOĞLU

Düzce Üniversitesi



Tez Savunma Tarihi: 29/05/2019

## BEYAN

Bu tez çalışmasının kendi çalışmam olduğunu, tezin planlanmasından yazımına kadar bütün aşamalarda etik dışı davranışımın olmadığını, bu tezdeki bütün bilgileri akademik ve etik kurallar içinde elde ettiğimi, bu tez çalışmasıyla elde edilmeyen bütün bilgi ve yorumlara kaynak gösterdiğimi ve bu kaynakları da kaynaklar listesine aldığımı, yine bu tezin çalışılması ve yazımı sırasında patent ve telif haklarını ihlal edici bir davranışımın olmadığını beyan ederim.

29 Mayıs 2019

Enes KAYMAZ

## TEŞEKKÜR

Yüksek lisans öğrenimimde ve bu tezin hazırlanmasında gösterdiği her türlü destek ve yardımdan dolayı çok değerli hocam ve tez danışmanım Doç. Dr. Uğur GÜVENÇ'e en içten dileklerle teşekkür ederim.

Tez çalışmam boyunca değerli katkılarını esirgemeyen çok değerli hocalarım Doç. Dr. M. Kenan DÖŞOĞLU ve Dr. Öğr. Üyesi Serhat DUMAN'a, çalışma arkadaşım Arş. Gör. Yunus HINISLIOĞLU'na da şükranlarımı sunarım.

Bu çalışma boyunca yardımlarını ve desteklerini esirgemeyen sevgili aileme ve çalışma arkadaşlarıma sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

**29 Mayıs 2019**

**Enes KAYMAZ**

# İÇİNDEKİLER

## Sayfa No

ŞEKİL LİSTESİ .....	vii
ÇİZELGE LİSTESİ .....	viii
KISALTMALAR.....	x
SİMGELER .....	xi
ÖZET .....	xiii
ABSTRACT .....	xiv
1. GİRİŞ .....	1
1.1.YENİLENEBİLİR ENERJİ VE RÜZGAR ENERJİSİ.....	2
1.2.EKONOMİK YÜK DAĞITIMI PROBLEMİ.....	6
1.3.OPTİMAL GÜÇ AKIŞI PROBLEMİ.....	9
1.4.TEZİN AMACI.....	11
2. RÜZGAR GÜCÜ ENTEGRELİ ÇEŞİTLİ GÜÇ SİSTEMLERİ PROBLEMLERİ.....	12
2.1. EKONOMİK YÜK DAĞITIMI.....	12
2.1.1.Geleneksel Üretim Birimlerinin Maliyet Hesabı.....	13
2.1.2.Sistem Kısıtlamaları.....	14
2.1.2.1.Gerçek Güç Dengesi .....	14
2.1.2.2.Gerçek Güç Üretim Sınırı .....	14
2.1.2.3.Yasaklı Çalışma Bölgeleri .....	15
2.2. OPTİMAL GÜÇ AKIŞI .....	15
2.2.1.Sistem Kısıtlamaları.....	16
2.2.1.1.Eşitlik Kısıtlamaları .....	16
2.2.1.2.Eşitsizlik Kısıtlamaları .....	17
2.3. RÜZGAR GÜCÜ .....	18
2.3.1. Rüzgar Gücü Genel Maliyet Hesabı .....	18
2.3.2. Rüzgar Gücü Karakterizasyonu.....	21
2.4. RÜZGAR GÜCÜ ENTEGRELİ EKONOMİK YÜK DAĞITIMI AMAÇ FONKSİYONU .....	23
2.4.1. Genel Maliyet Hesabı.....	23
2.5. RÜZGAR ENTEGRELİ OPTİMAL GÜÇ AKIŞI AMAÇ FONKSİYONLARI.....	24
2.5.1. Genel Maliyet Hesabı.....	24
2.5.2. Parçalı Maliyet Hesabı.....	25
2.5.3. Gerilim Kararlılığı .....	25
2.5.4. Güç Kaybı .....	26
2.5.5. Valf Nokta Etkili Genel Maliyet Hesabı.....	26
2.5.6. Genel Maliyet Hesabı ve Emisyon Maliyeti.....	27

2.5.7. Genel Maliyet Hesabı ve Güç Kaybı .....	28
2.5.8. Genel Maliyet Hesabı ve Gerilim Sapması .....	28
2.5.9. Genel Maliyet Hesabı ve Gerilim Kararlılığı.....	29
2.5.10. Valf Nokta Etkili Genel Maliyet Hesabı ve Emisyon Maliyeti.....	29
2.5.11. Genel Maliyet Hesabı, Emisyon Maliyeti, Gerilim Sapması ve Güç Kaybı .....	30
<b>3. GELİŞTİRİLMİŞ KIR KURDU OPTİMİZASYON ALGORİTMASI .....</b>	<b>31</b>
3.1. KIR KURDU OPTİMİZASYON ALGORİTMASI.....	31
3.1.1. Kır Kurdu Optimizasyon Algoritması İlham Kaynağı .....	31
3.1.2. Kır Kurdu Optimizasyon Algoritmasının Temel Kavramları ve Matematiksel İfadeleri.....	32
3.2. GELİŞTİRİLMİŞ KIR KURDU OPTİMİZASYON ALGORİTMASI.....	38
3.2.1. Levy Uçuşu Yöntemi .....	38
3.2.2. Levy Uçuşu Yöntemi ile Geliştirilmiş Kır Kurdu Optimizasyon Algoritması .....	40
<b>4. BENZETİM SONUÇLARI .....</b>	<b>44</b>
4.1. RÜZGAR GÜCÜ ENTEGRELİ EKONOMİK YÜK DAĞITIMI SONUÇLARI.....	44
4.1.1. Durum 1: 6 Üniteli Test Sistemi İçin Genel Maliyet Hesabı .....	44
4.1.2. Durum 2: 12 Üniteli Test Sistemi İçin Genel Maliyet Hesabı .....	45
4.2. RÜZGAR GÜCÜ ENTEGRELİ OPTİMAL GÜÇ AKIŞI SONUÇLARI .....	46
4.2.1. IEEE 30 Baralı Sistem .....	47
4.2.1.1. Durum 1 : Genel Maliyet .....	49
4.2.1.2. Durum 2: Parçalı Maliyet Hesabı.....	50
4.2.1.3. Durum 3: Gerilim Kararlılığı .....	53
4.2.1.4. Durum 4: Güç Kaybı.....	54
4.2.1.5. Durum 5: Valf Nokta Etkili Genel Maliyet Hesabı .....	56
4.2.1.6. Durum 6: Genel Maliyet Hesabı ve Emisyon Maliyeti.....	58
4.2.1.7. Durum 7: Genel Maliyet Hesabı ve Güç Kaybı .....	60
4.2.1.8. Durum 8: Genel Maliyet Hesabı ve Gerilim Sapması.....	62
4.2.1.9. Durum 9: Genel Maliyet Hesabı ve Gerilim Kararlılığı.....	64
4.2.1.10. Durum 10: Valf Nokta Etkili Maliyet Hesabı ve Emisyon Maliyeti .....	66
4.2.1.11. Durum 11: Genel Maliyet, Emisyon Maliyeti, Gerilim Sapması ve Güç Kaybı .....	68
4.2.2. IEEE 57 Baralı Sistem .....	70
4.2.2.1. Durum 12: Genel Maliyet Hesabı .....	72
4.2.2.2. Durum 13: Genel Maliyet Hesabı ve Gerilim Sapması.....	73
4.2.2.3. Durum 14: Genel Maliyet Hesabı ve Gerilim Kararlılığı.....	75
4.2.2.4. Durum 15: Genel Maliyet Hesabı ve Emisyon Maliyeti.....	77
4.2.2.5. Durum 16: Valf Nokta Etkili Genel Maliyet Hesabı .....	79
4.2.3. IEEE 118 Baralı Sistem .....	81
4.2.3.1. Durum 17: Genel Maliyet Hesabı .....	82
4.2.3.2. Durum 18: Güç Kaybı.....	85
<b>5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER .....</b>	<b>89</b>
<b>6. KAYNAKLAR .....</b>	<b>90</b>
<b>ÖZGEÇMİŞ.....</b>	<b>97</b>

## ŞEKİL LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 1.1. Türkiye’de yıllara göre talep güç miktarı ve talep artış oranı. ....	1
Şekil 1.2. Türkiye’deki rüzgar enerjisi santralleri için kümülatif kurulum gücü .....	4
Şekil 1.3. Türkiye’deki rüzgar enerjisi santrallerinin elektrik üretimindeki payı.....	5
Şekil 2.1. Generatör giriş-çıkış karakteristiği. ....	27
Şekil 3.1. Kır Kurdu Optimizasyon Algoritması akış şeması.....	36
Şekil 3.2. Kır Kurdu Optimizasyon Algoritmasının geliştirilme aşaması .....	40
Şekil 4.1. Rüzgar Gücü Entegreli IEEE 30 Baralı Sistem .....	48
Şekil 4.2. Rüzgar Entegreli IEEE 57 Baralı Sistem.....	71

## ÇİZELGE LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Çizelge 3.1. Algoritma 1 'e ait işlem basamakları Test fonksiyonları. ....	35
Çizelge 3.2. Algoritma 2'ye ait işlem basamakları: Sürü içindeki Doğum ve Ölüm Durumu.....	37
Çizelge 3.3.CEC-2005 Test fonksiyonlarından elde edilen ortalama ve standart sapma değerleri (30 Boyut) .....	44
Çizelge 3.4. CEC 2005 Test fonksiyonları için Formula 1 puan değerleri.....	42
Çizelge 3.5. CEC 2005 Test fonksiyonları için önerilen yöntemlere göre Formula 1 puanlamaları .....	42
Çizelge 3.6. CEC 2005 Test fonksiyonları için önerilen yöntemlere göre genel toplam puan ve genel sıralama değerleri. ....	43
Çizelge 4.1. GA, PSO, KKOA ve GKOA ile elde edilen maliyet değerlerinin karşılaştırılması .....	45
Çizelge 4.2. Rüzgar Gücü Birimlerine ait veriler. ....	45
Çizelge 4.3. GA,PSO ve KKOA'nın Karşılaştırılması .....	46
Çizelge 4.4. Çalışmada Kullanılan Test Fonksiyonları .....	47
Çizelge 4.5. IEEE 30 Baralı Sistem İçin Rüzgar Gücüne Ait Katsayılar .....	48
Çizelge 4.6. IEEE 30 Baralı Sistem İçin Generatörlere Ait Maliyet Katsayıları.....	49
Çizelge 4.7. Durum1 için değişken değerleri. ....	49
Çizelge 4.8. Durum 1: Hesaplanan değerler .....	50
Çizelge 4.9. Durum 1 minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri .....	50
Çizelge 4.10. IEEE 30 baralı sistem için generatörlerin parçalı maliyet katsayıları.. ....	51
Çizelge 4.11. Durum 2 için değişken değerleri. ....	51
Çizelge 4.12. Durum 2: Hesaplanan değerler.....	52
Çizelge 4.13. Durum 2 minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri. ....	52
Çizelge 4.14. Durum 3 için değişken değerleri.. ....	53
Çizelge 4.15. Durum 3: Hesaplanan değerler.....	53
Çizelge 4.16. Durum 3 minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.. ....	54
Çizelge 4.17. Durum 4 için değişken değerleri .....	55
Çizelge 4.18. Durum 4: Hesaplanan değerler .....	55
Çizelge 4.19. Durum 4 minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri. ....	56
Çizelge 4.20. IEEE 30 baralı sistem için valf nokta etkili maliyet katsayıları .....	56
Çizelge 4.21. Durum 5 için değişken değerleri .....	57
Çizelge 4.22. Durum 5: Hesaplanan değerler .....	57
Çizelge 4.23. Durum 5 minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.. ....	58
Çizelge 4.24. IEEE 30 baralı sistem için genel ve emisyon maliyeti katsayıları.....	58
Çizelge 4.25. Durum 6 için değişken değerleri .....	59
Çizelge 4.26. Durum 6: Hesaplanan değerler .....	59
Çizelge 4.27. Durum 6 minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri. ....	60
Çizelge 4.28. Durum 7 için değişken değerleri. ....	61
Çizelge 4.29. Durum 7: Hesaplanan değerler .....	61
Çizelge 4.30. Durum 7 minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri. ....	62
Çizelge 4.31. Durum 8 için değişken değerleri. ....	63
Çizelge 4.32. Durum 8: Hesaplanan değerler .....	63

Çizelge 4.33. Durum 8 minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri. ....	64
Çizelge 4.34. Durum 9 için değişken değerleri. ....	65
Çizelge 4.35. Durum 9: Hesaplanan değerler .....	65
Çizelge 4.36. Durum 9 için minimum, ortalama ve standart sapma değerleri .....	66
Çizelge 4.37. Valf nokta etkili genel maliyet ve emisyon maliyeti katsayıları. ....	66
Çizelge 4.38. Durum 10 değişken değerleri. ....	67
Çizelge 4.39. Durum 10: Hesaplanan değerler .....	67
Çizelge 4.40. Durum 10 minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri. ...	68
Çizelge 4.41. Genel maliyet ve emisyon maliyeti katsayıları.....	68
Çizelge 4.42. Durum 11 için değişken değerleri. ....	69
Çizelge 4.43. Durum 11: Hesaplanan değerler .....	69
Çizelge 4.44. Durum 11 minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.. ..	70
Çizelge 4.45. IEEE 57 baralı sistem için rüzgar gücüne ait katsayılar. ....	71
Çizelge 4.46. IEEE 57 baralı sistem için generatörlere ait maliyet katsayıları .....	71
Çizelge 4.47. Durum 12 için değişken değerleri. ....	72
Çizelge 4.48. Durum 12: Hesaplanan değerler .....	72
Çizelge 4.49. Durum 12 minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri. ...	73
Çizelge 4.50. Durum 13 için değişken değerleri .....	74
Çizelge 4.51. Durum 13: Hesaplanan değerler .....	74
Çizelge 4.52. Durum 13 minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.. ..	75
Çizelge 4.53. Durum 14 için değişken değerleri. ....	76
Çizelge 4.54. Durum 14: Hesaplanan değerler .....	76
Çizelge 4.55. Durum 14 minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri. ...	77
Çizelge 4.56. IEEE 57 baralı sistem için genel ve emisyon maliyeti katsayıları. ....	77
Çizelge 4.57. Durum 15 için değişken değerleri .....	78
Çizelge 4.58. Durum 15: Hesaplanan değerler .....	78
Çizelge 4.59. Durum 15 minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri ....	79
Çizelge 4.60. IEEE 57 baralı sistem için valf nokta etkili maliyet katsayıları. ....	79
Çizelge 4.61. Durum 16 için değişken değerleri.. ....	80
Çizelge 4.62. Durum 16: Hesaplanan değerler .....	80
Çizelge 4.63. Durum 16 minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri ....	81
Çizelge 4.64. IEEE 118 baralı sistem için rüzgar gücüne ait katsayılar. ....	81
Çizelge 4.65. IEEE 118 baralı sistem için generatörlere ait maliyet katsayıları .....	82
Çizelge 4.66. Durum 17 için değişken değerleri .....	83
Çizelge 4.67. Durum 17: Hesaplanan değerler .....	85
Çizelge 4.68. Durum 17 minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.. ..	85
Çizelge 4.69. Durum 18 için değişken değerleri. ....	86
Çizelge 4.70. Durum 18: Hesaplanan değerler .....	88
Çizelge 4.71. Durum 18 minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri ....	88

## KISALTMALAR

AB	Avrupa Birliği
ABA	Ateş böceği algoritması
CEC	Congress on evolutionary computation
DAY	Doğrudan arama yöntemi
EP	Evrimsel programlama
EPDK	Enerji piyasası düzenleme kurumu
ESO	Evrimsel strateji optimizasyonu
EYD	Ekonomik yük dağıtım
GA	Genetik algoritma
GKCOA	Geliştirilmiş kır kurdu optimizasyon algoritması
GKO	Gri kurt optimizasyonu
GSA	Güve sürüsü algoritması
IEEE	The institute of electrical and electronics engineers
KGSA	Kaotik güve sürü algoritması
KKO	Karınca kolonisi optimizasyonu
KCOA	Kır kurdu optimizasyon algoritması
KSA	Krill sürüsü algoritması
OGA	Optimal güç akışı
ORT	Ortalama değer
PSO	Parçacık sürü optimizasyonu
RES	Rüzgar enerji santrali
SOA	Simbiyotik organizmalar algoritması
SS	Standart sapma
VNE	Valf nokta etkisi
YEK	YEK
YAK	Yapay arı kolonisi algoritması
YA	Yarasa algoritması

## SİMGELER

$F$	Amaç fonksiyonu
$g$	Eşitlik kısıt fonksiyonu
$h$	Eşitsizlik kısıt fonksiyonu
$P$	Aktif güç
$S$	İletim hat yükü
$u$	Bağımsız değişkenler vektörü
$V$	Gerilim
$x$	Bağımlı değişken vektörü
$Q$	Reaktif güç
$f_l$	Toplam yakıt maliyeti
$C_T$	Termik generatörün yakıt maliyeti
$T$	Zaman periyodundaki saat sayısı
$N$	Üretim birimlerinin sayısı
$F_i P_i$	Gerçek güç çıkışının i. üretim birimine ait yakıt maliyet fonksiyonu
$a_i, b_i, c_i$	i. üretim birimine ait maliyet katsayıları
$e_i, f_i$	i. birime ait Valf Nokta Etkisinden kaynaklanan katsayılar
$P_i$	i. birime ait çıkış gücü
$P_{i(min)}$	i. birim için minimum gerçek güç sınırı
$P_{i(max)}$	i. birim için maksimum gerçek güç sınırı
$P_D$	Toplam yük talebi
$P_L$	Sistemdeki toplam kayıp
$f_v(v)$	Rüzgar hızının olasılıksal dağılım fonksiyonu (odf)
$v$	Rüzgar hızı
$c_j$	j. rüzgar birimine ait ölçeklendirme faktörü
$k_j$	j. rüzgar birimine ait şekil faktörü
$\sigma_v$	Standart sapma
$\Gamma(x)$	Gamma fonksiyonu
$v_{in}$	Cut-in kesme hızı
$v_{out}$	Cut-out kesme hızı
$v_r$	Nominal hız
$C_w$	Rüzgar gücünün maliyeti
$E(Y_{oe,j})$	Rüzgar generatörü için rüzgar gücünün aşırı tahmin beklenen değeri
$E(Y_{ue,j})$	Rüzgar generatörü için rüzgar gücünün düşük tahmin beklenen değeri
$v_l$	Ara parametre değeri
$WPCost_o$	MW cinsinden j. rüzgar generatörü için ortalama aşırı tahmin maliyeti.
$WPCost_{ue}$	MW cinsinden j. rüzgar generatörü için ortalama düşük tahmin maliyeti.
$C_{rwj}$	$\$/MW$ sa cinsinden j.rüzgar generatörü için aşırı tahmin maliyet katsayısı

$C_{pwj}$	\$ / MWsa cinsinden j. rüzgar generatörü için düşük tahmin maliyet katsayısı
$q_j$	\$ / MWsa cinsinden direkt elektrik enerjisi maliyet katsayısı
$w_j$	MW cinsinden rüzgar santrali j. rüzgar jeneratörü tarafından üretilen gerçek güç
$w_{r,j}$	j. rüzgar generatörü için anma rüzgar gücü



## ÖZET

# RÜZGAR GÜCÜ ENTEGRELİ GÜÇ SİSTEMLERİ PROBLEMLERİNİN GELİŞTİRİLMİŞ KIR KURDU OPTİMİZASYON ALGORİTMASI İLE ÇÖZÜMÜ

Enes KAYMAZ

Düzce Üniversitesi

Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik-Elektronik ve Bilgisayar Mühendisliği Anabilim Dalı  
Yüksek Lisans Tezi

Danışman: Doç. Dr. Uğur GÜVENÇ

Mayıs 2019, 96 sayfa

Günümüzde endüstri ve teknoloji bazlı gelişmeler göz önüne alındığında talep edilen ve tüketilen enerjide ciddi bir artış durumu söz konusudur. Bu artış enerji sektöründe çeşitli planlamalar yapılması durumunu meydana getirmiştir. Güç sistemleri planlamasında en temel optimizasyon problemlerinin başında Ekonomik Yük Dağıtım (EYD) ve Optimal Güç Akışı (OGA) problemleri gelmektedir. EYD, gerekli yük talebini karşılamak amacıyla çeşitli kısıtlara bağlı olarak sistem mevcut yükünün üretim birimleri tarafından minimum maliyetiyle karşılanmasıdır. OGA problemi ise, eşitlik ve eşitsizlik sınırlamalarına bağlı kalarak, en iyi kontrol parametrelerin belirlendiği lineer ve konveks olmayan bir optimizasyon problemidir. Günümüzde gerekli olan yük talebini karşılamak amacıyla kullanılan fosil yakıtlar tükenme aşamasında olup,  $CO_x$ ,  $NO_x$  ve  $SO_x$  gibi gaz salınımları nedeniyle atmosferde sera etkisi oluşturmaktadır. Son zamanlarda artan çevresel farkındalık ve ekonomik faktörlerden dolayı yenilenebilir enerji ve özellikle de rüzgar gücü, güç sistemlerinde daha yaygın bir şekilde kullanılmaya başlanmıştır. Bu çalışmada rüzgar gücü entegreli çeşitli güç sistemleri problemleri ele alınmıştır. Rüzgar hızının doğadaki belirsizliğinden dolayı rüzgar hızını tahmin edebilmek amacıyla Weibull Olasılıksal Dağılım Fonksiyonu (ODF) ve Tamamlanmamış Gama Fonksiyonu (TGF) kullanılmıştır. EYD ve OPF problemlerinin çözümünde geçmişte kullanılan klasik matematiksel yöntemler günümüzde yerini sezgisel algoritmalara bırakmıştır. Bu çalışmada bu problemlerin çözümünde kullanılmak üzere sezgisel ve sürü zekasına dayalı bir yöntem olan Kır Kurdu Optimizasyon Algoritması (KKOA)'nın Levy Uçuşu tabanlı geliştirilmesi sağlanmıştır. Geliştirilmiş Kır Kurdu Optimizasyon Algoritması (GKKOA), CEC-2005 problemlerinde test edilmiş ve yapılan geliştirmenin algoritmanın performansında önemli ölçüde artış sağladığı görülmüştür. GKKOA etkili sonuçlar verebilen ve probleme kolay uygulanabilen bir optimizasyon algoritmasıdır. Elde edilen sonuçlar, Parçacık Sürüsü Optimizasyonu (PSO), Genetik Algoritma (GA), Güve Sürüsü Algoritması (GSA), Kaos Tabanlı Güve Sürüsü Algoritması (KGSA) ve Kır Kurdu Optimizasyon Algoritması (KKOA) gibi etkili algoritmalar ile karşılaştırıldığında güç sistemleri problemlerinin çözümünde GKKOA'nın daha etkili sonuçlar verdiği açık bir şekilde görülmektedir.

**Anahtar sözcükler:** Geliştirilmiş kır kurdu optimizasyon algoritması, Güç sistemleri, Ekonomik yük dağıtım, Optimal güç akışı, Rüzgar gücü.

# ABSTRACT

## SOLVING POWER SYSTEM PROBLEMS INTEGRATED WIND POWER USING IMPROVED COYOTE OPTIMIZATION ALGORITHM

Enes KAYMAZ

Düzce University

Graduate School of Natural and Applied Sciences, Department of Electrical-Electronic  
and Computer Engineering

Master's Thesis

Supervisor: Assoc. Prof. Uğur GÜVENÇ

May 2019, 97 pages

Nowadays, considering the developments in industry and technology, it can be seen a serious increase in the energy demanded and consumed. This increase has led to various plans in the energy sector. Economic Load Distribution (ELD) and Optimal Power Flow (OPF) problems are the most important optimization problems in power systems planning. ELD can be described as allocation of the demand among the generating units with minimum costs while meeting the various system constraints. OPF is a nonlinear and non-convex optimization problem which aims to find the best control parameters while providing the equality and inequality constraints. Today, the fossil fuels used in order to meet the required load demand are in the depletion phase and cause greenhouse effect in the atmosphere due to gas emissions such as  $CO_x$ ,  $NO_x$  and  $SO_x$ . Recently, renewable energy and especially wind power have become more widely used in power systems due to increasing environmental awareness and economic factors.

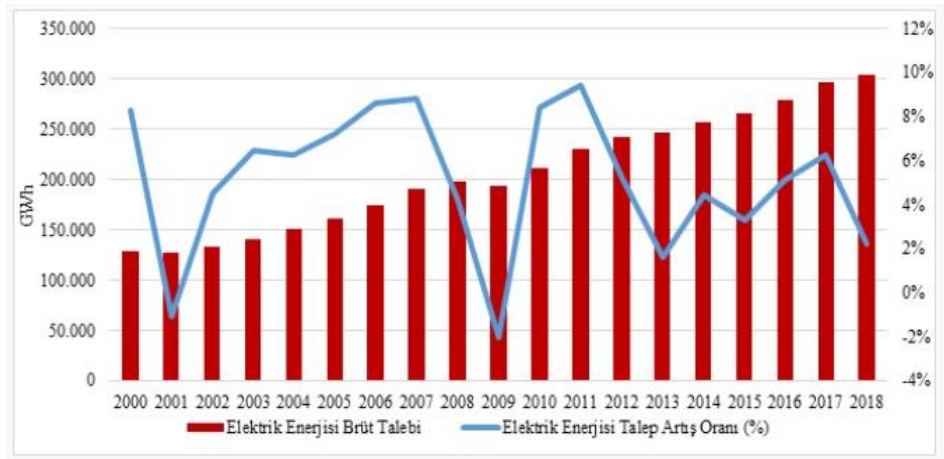
In this thesis, wind power integrated various power systems problems are handled. Weibull Probability Distribution Function (PDF) and Incomplete Gamma Function (IGF) were used to estimate wind speed in nature. The classical mathematical methods used in the past to solve ELD and OPF problems have been replaced by heuristic algorithms today. In this thesis, it is provided to improve the Coyote Optimization Algorithm (COA) which is a heuristic and swarm intelligence based method to solve problems by using Levy flight method. Improved Coyote Optimization Algorithm (ICOA) has been tested in CEC-2005 problems and it has been seen that the improvement has significantly increased the performance of the algorithm. ICOA is an optimization algorithm that can give effective results and can be applied to the problem easily. According to the results obtained, it is clearly seen that ICOA provides more effective results in the solution of power systems problems compared to effective algorithms such as Particle Swarm Optimization (PSO) and Genetic Algorithm (GA), Moth Swarm Algorithm (MSA) Chaotic Moth Swarm Algorithm (CMSA) and Coyote Optimization Algorithm (COA).

**Keywords:** Improved coyote optimization algorithm, Power systems, Economic load dispatch, Optimal power flow, Wind power.

# 1. GİRİŞ

Enerji, bir toplumda ekonomik ve sosyal kalkınmayı sağlamakla birlikte uluslararası rekabet gücünün sürdürülebilmesinde önemli bir rol oynar. Bir toplumun endüstri ve teknoloji bakımından gelişmişliği enerji talebi ile doğrudan ilişkilidir. Enerji kaynaklarının kullanımında çevresel, politik ve coğrafi şartlar etkin rol oynamaktadır. Gelişmiş ve gelişmekte olan çok sayıda ülkede artan nüfus, sanayileşme ve teknolojik gelişmelere bağlı olarak enerji talebi ve tüketiminde artış meydana gelmektedir. Bir ülkenin enerji ihtiyacını karşılama konusunda dışa bağımlılığı azaltabilmesi enerji üretimindeki artış ile mümkündür.

Enerji kaynaklarının temininde dışa bağımlılık ve düzenli talep artışı ülkemiz adına en temel iki problem olmakla beraber, ülkemiz milli enerji stratejisi çerçevesinde atmakta olduğu adımlarla bu bağımlılığı azaltmayı hedeflemektedir [1]. Ülkemiz kalkınma hedefleri doğrultusunda enerji talebini, üretimde artış yoluyla sağlama çabasıdadır. 2018 yılı sonu itibarıyla ülkemiz kurulu gücü 88.551 MW'a ulaşmıştır. 2018 yılı sonunda kurulu gücümüzün kaynaklara göre dağılımı; %31,9'u hidrolik enerji, %25,6'sı doğal gaz, %21,5'i kömür, %7,9'u rüzgâr, %5,7'si güneş, %1,4'ü jeotermal ve %5,9'u ise diğer kaynaklar şeklindedir [2]. Şekil 1.1'de ülkemizde yıllara göre elektrik enerjisi talebi ve talep artış oranı görülmektedir.



Şekil 1.1. Türkiye'de yıllara göre talep güç miktarı ve talep artış oranı [1].

Türkiye elektrik enerjisi tüketimi ise 2018 yılında bir önceki yıla göre %2,2 artarak 303,3 milyar kWsa, elektrik üretimi ise bir önceki yıla göre %2,2 oranında artarak 303,9 milyar kWsa olarak gerçekleşmiştir [2].

Geçmişten günümüze kadar olan süreçte enerji sorununa dair çözüm arayışları güncel bir problem olarak varlığını sürdürmektedir. Elektrik enerjisine olan talebin sürekli olarak artış göstermesi, kaynakların kısıtlı olması ve kullanılan yakıt çeşitlerine bağlı olarak ortaya çıkan çevresel sorunlar sektörü çeşitli planlamalar yapmaya ve alternatif enerji kaynakları arayışına yönlendirmiştir. Bir elektrik üretim sisteminin planlanması aşamasında talep gücü en uygun santral setiyle, minimum kayıp ve maliyetlerle karşılayabilecek çeşitli optimal üretim planları üzerinde durulması gerekmektedir [3].

## 1.1. YENİLENEBİLİR ENERJİ VE RÜZGAR GÜCÜ

Teknoloji ve endüstride meydana gelen gelişmeler doğrultusunda yük çeşitliliği ve elektrik enerjisine olan talep ülkemiz ve tüm dünyada her geçen gün artmaktadır. Bu durumun aksine enerji talebinin karşılanabilmesi amacıyla güç sistemlerinde kullanılmakta olan fosil yakıtlar günümüzde tükenme aşamasındadır. Fosil yakıtlar tarafından atmosfere salınan,  $CO_x$ ,  $NO_x$  ve  $SO_x$  gibi gazlar sera etkisi ve emisyon artışına sebep olmakta, buna bağlı olarak da artan sıcaklıklar küresel ısınma problemine yol açmaktadır.

Enerji üretiminde kullanılan mevcut fosil yakıtların tükenme aşamasında olması, ham madde fiyatlarının artışı, çevreye ve insan sağlığına olumsuz etkileri gibi nedenlerden dolayı tüm dünyada güç endüstrileri ve araştırmacılar tarafından enerji üretiminde alternatif yöntemlere yönelim durumu söz konusu olmuştur. Enerji üretimi için seçilecek yöntemin belirlenmesinde yatırım ve üretim maliyetleri, kaynağın elde edilebilirliği, çevreye etkisi, ömrü gibi faktörler oldukça önemlidir. Bu faktörler göz önüne alındığında günümüzde artan yakıt maliyetleri, çevresel kirlilik ve enerjideki dışa bağımlılık sorunu gibi sebeplerden dolayı Yenilenebilir Enerji Kaynakları (YEK) kullanımı araştırmacıların ilgisini fazlasıyla çekmektedir.

Özellikle 1997 yılında imzalanan ve sera etkisi yaratan gazların salınımlarını azaltabilmeyi hedefleyen uluslararası bir anlaşma olan Kyoto Protokolü ile birlikte YEK'e yönelim pek çok ülkede devlet politikası olmuş ve buna bağlı olarak ülkeler tarafından büyük yatırımlar yapılmıştır. Bununla birlikte 2006 yılında Avrupa

Komisyonu tarafından komisyona üye ülkeler arasında ortak bir yenilenebilir enerji politikası oluşturabilmek amacıyla Yeşil Kitap yayımlanmıştır. Devamında ise 2008 yılında Avrupa Birliği (AB) tarafından Yenilenebilir Enerji ve İklim Değişikliği Paketi açıklanmıştır. Bu paket ile beraber 2020 yılına kadar sera gazlarını %20'ye kadar azaltmak ve yenilenebilir enerji payını %20 arttırabilmek amacıyla üye ülkeler arasında anlaşma sağlamıştır [4].

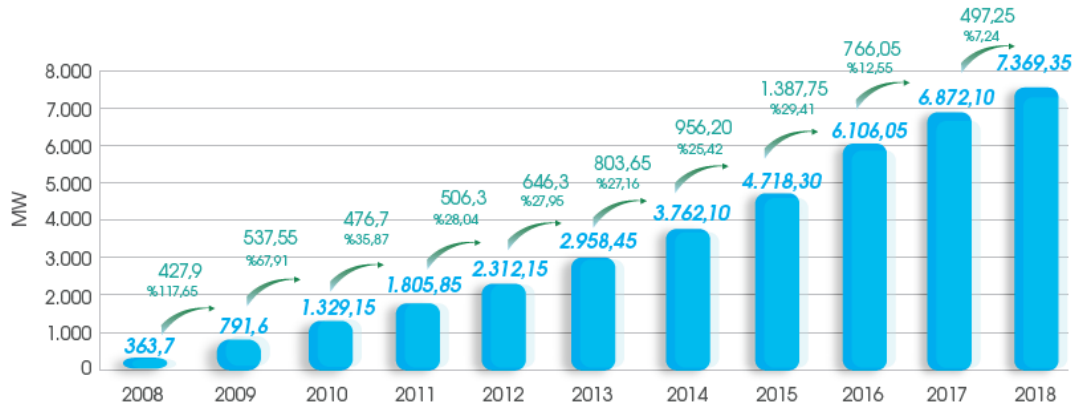
YEK'ler arasında en önemlilerin başında rüzgar enerjisi gelmektedir. Eski yıllarda tarım ve sulamacılık gibi alanlarda faydalanılan rüzgar enerjisi, günümüzde güç endüstrisinde hızla büyüyen bir enerji kaynağı haline gelmiştir. Son yıllarda ülkeler rüzgardan enerji üretimini sağlamak amacı ile teknolojik, ekonomik ve kurumsal olarak gerekli yapıyı kurmaya çalışmaktadır. Rüzgar enerjisi potansiyelinin bulunduğu alanların tespiti ile bu potansiyelden en düşük maliyet ile yararlanmaya yönelik teknolojilerin geliştirilmesi çalışmaları devam etmektedir [5].

Geleneksel üretim birimleriyle karşılaştırıldığında, rüzgar enerjisi üniteleri, sıfır kömür tüketimi ve kirlilik olmaması nedeniyle ekonomik ve çevresel faydalar sağlayabilir. Rüzgar enerjisi sisteminin en önemli faydalarından biri, sermaye maliyeti ve başlangıç maliyeti hariç, enerji üretiminde başka bir maliyetinin olmamasıdır. Rüzgar enerjisi üretimi için gerekli tek girdi rüzgardır, çünkü doğadaki rüzgârın hiçbir maliyeti yoktur Rüzgar enerji sistemlerinin bakım ve işletme maliyetleri düşüktür. Rüzgar enerjisi üretimi istikrarlı olup ve üretim maliyetlerinin zaman içerisinde yükselme durumu söz konusu değildir. Dört-beş ay gibi kısa bir sürede inşa edilebilen rüzgar santralleri kolaylıkla bir bölgeden başka bir bölgeye taşınabilmektedir. Rüzgar çiftlikleri, kurulan rüzgar türbinlerinin fazla yer kaplamaması nedeniyle kuruldukları bölgelerdeki tarım ve hayvancılık faaliyetlerinin devam etmesine engel teşkil etmezler [6-7]. Rüzgârdan üretilen güç yeşil ve sürdürülebilirdir çünkü diğer geleneksel enerji kaynakları ile kıyaslandığında zararlı bir yan ürün yoktur. Böylece rüzgar enerjisi, diğer kaynaklardan kaynaklanan çevresel zararları azaltmaya yardımcı olur. Dünyadaki çok sayıda ülke, temiz ve sürekli bir enerji kaynağı olması, hammadde maliyeti olmaması, dışa bağımlılığı azaltması ve türbin kuruluşunun hızla gerçekleşmesi gibi sebeplerden dolayı rüzgar enerjisini tercih etmektedir [8].

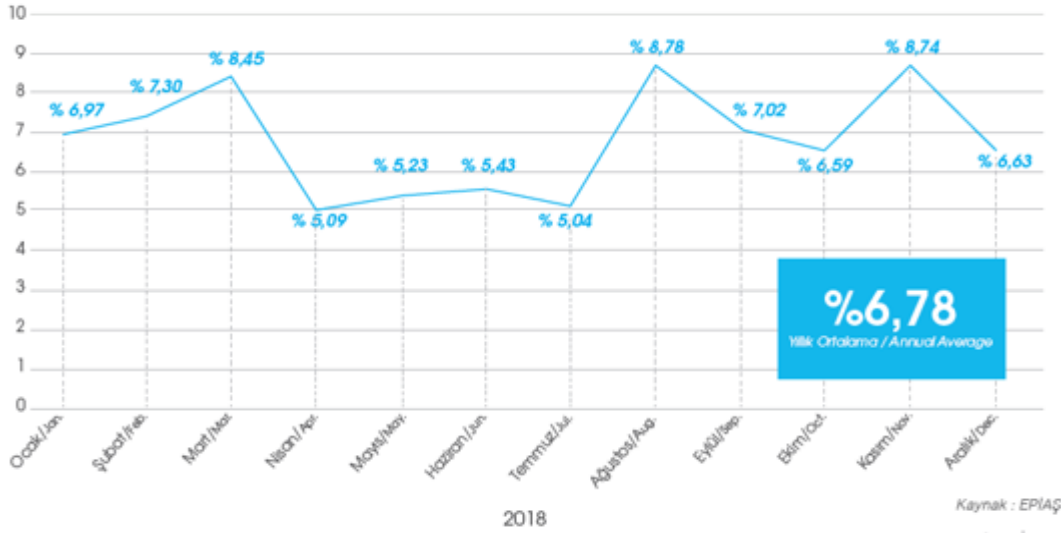
Avrupa'da Yenilenebilir enerji, 2017'deki toplam 28.3 GW'lık yeni güç kapasitesinin 23,9 GW'si ile tüm yeni AB güç tesislerinin %85'ini oluşturmaktadır. Rüzgar enerjisi kapasitesi ise, 2017 yılında bir önceki yıla kıyasla yıllık %20 artışla 15.680 MW olmuştur.

Danimarka, elektrik talebinde %44 ile rüzgar enerjisinin en büyük payına sahip olan ülkedir. Almanya 2017 yılında AB'nin yeni kurulumlarının %42'si ile en fazla rüzgar gücü kapasitesini kurmuştur [9]. Türkiye'de ise ticari olarak şebekeye bağlı rüzgar enerjisiyle elektrik üretimi ilk olarak 1998 yılında kurulumu tamamlanan ve 3 adet 500 kW'lık rüzgar türbininden oluşan Germiyan Rüzgar Enerji Santrali (RES) ile başlamıştır. Yine aynı yıl içinde Çeşme'de 600 kW'lık 12 adet rüzgar türbininden oluşan ARES RES işletmeye başlamıştır. 2000 yılında Bozcaada'da ise her biri 600 kW gücünde 17 adet türbinin yer aldığı Bozcaada RES'in kurulmasıyla da rüzgar gücünden elektrik üretimi konusunda önemli bir adım atılmıştır. 2005 yılından itibaren ise 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun'un yürürlüğe girmesinin ardından RES'lerden üretilen elektriğe alım garantisi getirilmiş ve teknolojik ilerlemelerle beraber sektörde büyük bir artış meydana gelmiştir. Rüzgar enerjisinin kurulu gücünün 21 Mayıs 2009 tarihli Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesinde, 2023 yılına kadar 20.000 MW'a çıkarılmasının hedeflendiği belirtilmektedir. Bu amaca ulaşabilmek için, son yıllarda rüzgar türbinlerine özel sektör yatırımı artmış olup, güç endüstrilerinde yakıt maliyeti ve emisyonları en aza indirmeye çalışılmaktadır [10].

Gelişim ve kalkınma hedefleri doğrultusunda, enerjide dışa bağımlılığı azaltabilmek adına ülkemizde de YEK'lerin elektrik üretiminde kullanılma oranı artmaya başlamıştır. Son yıllarda ülkemizde özellikle rüzgar gücüne olan yatırımlarda ciddi şekilde bir artış söz konusudur. 2018 yılı sonu itibariyle ülkemizde bulunan RES'lere ait toplam kurulu gücümüz 7.369,35 MW olup rüzgar gücünün yıllık enerji üretimindeki payı 2018 yılında %6,78'dir [11].



Şekil 1.2. Türkiye'deki rüzgar enerjisi santralleri için kümülatif kurulum gücü [11].



Şekil 1.3. Türkiye’deki rüzgar enerjisi santrallerinin elektrik üretimindeki payı [11].

Yukarıdaki bilgilerden de anlaşılacağı üzere ülkemizde rüzgar enerjisine son yıllarda ciddi bir yatırım söz konusu olup bu yatırımlar devam etmektedir. Rüzgar enerjisi, YEK’ler arasında en çok tercih edilenlerin başında gelmektedir. Sürdürülebilir ve doğa dostu olması, elde edilen gücün temiz bir enerji kaynağı olması, hammaddesinin doğada bulunan rüzgar olmasından dolayı maliyeti olmaması ve buna bağlı olarak ülkeler açısından dışa bağımlılığı azaltması gibi sebeplerle son yıllarda rüzgar enerjisi elektrik üretiminde daha cazip hale gelmiştir.

Bu tür sebeplerden dolayı, özellikle de sürdürülebilir bir ekonomik kalkınma ve enerji talebinde dışa bağımlılığı azaltabilmek amacıyla ülkemizde YEK kullanımını daha yaygın hale getirilmelidir. Ancak elbette ki ülkemizde talep artış hızının yüksek olması ve yenilenebilir enerji santrallerinin şu an için kısıtlı enerji üretim imkanına sahip olması nedeniyle geleneksel üretim tekniklerinden de faydalanılmaya devam edilecektir. Bundan dolayı yenilenebilir enerji kullanımının yanı sıra üretilen ve talep edilen güçteki artışa bağlı olarak güç sistemlerinin işletilmesi ve planlamasında çözümlenmesi gereken çeşitli optimizasyon problemleri bulunmaktadır:

## 1.2. EKONOMİK YÜK DAĞITIMI PROBLEMİ

Bir güç sistemi; elektrik enerjisi üretim santralleri, üretilen enerjinin taşındığı iletim hatları, enerjiyi tüketiciyle buluşturan dağıtım hatları ve yükler olmak üzere dört temel kısımdan oluşur [12].

Güç sistemleri tesislerinin sahip olduğu belli bir kapasite değeri vardır ve talep edilen gücün kapasite değerden fazla olması durumunda generatörler sahip oldukları kapasitelerinin üzerinde çalışmak durumunda kalabilir. Bu durum yükün dengesiz bir biçimde paylaşılmasına ve buna bağlı olarak da durum değişkenlerinin sınır değerlerini aşmasına yol açar. Bundan dolayı uygulanan ceza ile sistemin yakıt maliyetinde artış meydana gelir.

Bir güç sisteminden elde edilen gücün, kullanıcıya en yüksek kalite ve verimlilikte ulaştırılmasının yanı sıra aynı zamanda minimum kayıp ile ulaşması son derece önem arz etmektedir. Son yıllarda sanayileşme ve teknolojik gelişmeler neticesinde üretilen ve talep edilen güçteki artışa bağlı olarak, güç sistemlerinin işletilmesi ve planlaması oldukça önem kazanan bir durum haline almıştır. Güç sisteminin işletilmesi ve planlanması noktasında en sık karşılan ve çözümlenmesi gerekli olan optimizasyon problemlerinin başında EYD problemi gelmektedir.

EYD, gerekli yük talebini karşılamak amacıyla çeşitli kısıtlara bağlı olarak sistem yükünün üretim birimleri tarafından minimum maliyetiyle karşılanması olarak tanımlanabilir [13-15]. Talep güç ve kayıp gücün toplamının üretilen güce eşit olması ve generatör baralarının sınır değerleri aşmaması aktif güce bağlı iki önemli koşul olup, bu koşulların sağlanması güç sisteminde EYD'nin yapılabilmesi için yeterlidir. Bu durum EYD probleminin sade ve karmaşıklıktan uzak olmasını sağlamaktadır. Bir güç sisteminde EYD'yi etkileyen en önemli faktörler yakıt ve işletme maliyetleri, üretim birimlerinin çalışma performansı ve iletim kayıpları olarak sıralanabilir.

Geçmiş yıllarda, EYD problemini çözmek amacıyla çok sayıda optimizasyon yöntemi geliştirilmiştir. Bu optimizasyon yöntemlerini klasik ve sezgisel yöntemler olarak ayırmamız mümkündür. Her iki yöntemin de çeşitli avantaj ve dezavantajları bulunmasıyla beraber, güç sistemlerindeki bir optimizasyon probleminin çözümünde asıl önemli olan sistemin kriterlerine en uygun yöntemi seçmektir. Örneğin, doğrusal olmayan programlama metotları, yakınsama ve algoritmik karmaşıklık sorunlarına sebep olabilirken doğrusal programlama metotları ise hızlı ve güvenilir olmasına rağmen parçalı

doğrusal maliyet yaklaşımı ile ilişkili bir dezavantaja sahiptir. Örneğin, Lineer Programlama Yöntemi [16], Lambda İterasyon Yöntemi [17] ve Dinamik Programlama Yöntemi [18] gibi klasik yöntemler ile EYD problemi etkili bir şekilde çözülmüştür ancak bu yöntemler lineer olmayan karakteristikleri nedeniyle Valf-Nokta Etkili (VNE) problemler için uygun değildir.

Son zamanlarda, araştırmacılar çeşitli sezgisel optimizasyon yöntemlerine odaklanmaktadır. Klasik olmayan / sezgisel yöntemler çoğunlukla yapay zekaya dayanır.

Genetik Algoritma (GA), düzgün ve konveks olmayan objektif fonksiyonlarla optimizasyon problemlerini çözmek için kullanılan bir yöntemdir. Genetiğin doğal mekanizmasına dayanır ve arama tekniklerini takip ederek cevabı bulur. GA yöntemi, [19-22]'de EYD problemini çözmek amacıyla kullanılmıştır.

Evrimsel Programlama (EP), düzgün ve konveks olmayan objektif fonksiyonların optimal değerini bulmak için tercih edilen arama tekniklerini temel alan ve klasik olmayan bir başka yöntemdir. EP yöntemi, [23-30]'da EYD problemini çözmek amacıyla kullanılmıştır.

PSO rastgele seçilmiş bir popülasyona dayanan sezgisel bir yöntemdir. Parçacıklar grubu arasında en uygun çözümü bulur. PSO yöntemi [31-37]'de EYD problemini çözmek amacıyla kullanılmıştır.

Yapay zekaya dayalı diğer sezgisel algoritmalarından bazıları şu şekildedir: Evrimsel Benzetimli Tavlama (EBT) [38], Evrimsel Strateji Optimizasyonu (ESO) [39,40], Karınca Kolonisi Optimizasyonu (KKO) [41], Krill Sürüsü Algoritması (KSA) [42], Guguk Kuşu Arama Algoritması (GKAA) [43],

EYD probleminin çözümünde daha iyi bir yöntem bulmak amacıyla iki ve daha fazla yöntemi birleştiren bazı kapsamlı yöntemler vardır. Örneğin, [44]'te GA, EP ve PSO' dan oluşan karma bir yöntem kullanılmıştır.

Son zamanlarda, rüzgar gücü entegreli EYD problemi, araştırmacılar tarafından en önemli sorunlardan biri haline gelmiştir. Problemi çözmek için pek çok yöntem ve algoritma önerilmiştir.

Rüzgar enerjisi entegreli EYD problemiyle ilgili ilk makale Miranda ve Hang tarafından yayınlanmıştır [45]. Önerilen algoritma, EYD probleminde rüzgar gücünün belirsizliğini

içerir ve rüzgar penetrasyonundaki bulanık (fuzzy) kısıtlar ile maliyetlerin değişmesi arasındaki ilişkiyi en uygun hale getirir.

Chen ve diğ. Rüzgar enerjisi entegreli EYD problemi hakkında ilk detaylı yöntemi tanıtmıştır. Sorunu çözmek için Rampa hızı kısıtlamaları ve eğirme rezervinin gerekliliklerini ile sistemin sınırlamalarını da içeren Doğrudan Arama Yöntemi (DAY) kullanılmıştır [46].

Min ve diğ. [47] tarafından, rüzgar gücü entegreli bir güç sisteminin ekonomik dağıtım probleminde, rüzgar üretiminin olasılıksal olarak tahmin edilebilir olması nedeniyle, sistem taleplerinin, sabit bir değer yerine kendi olasılık dağılım fonksiyonuyla rastgele bir değişkeni ifade etmesi gerektiği düşünülmüştür. Uyguladıkları hesaplama yöntemini stokastik üretim maliyeti olarak adlandırdıkları bu çalışmada, rüzgar enerjisinin olasılık dağılım fonksiyonunun normal dağılım olduğu ve üretilen tüm rüzgar gücünün güç sisteminde tüketildiği varsayılmıştır. Bu nedenle, toplam sistem yükü ile toplam rüzgar enerjisi üretimi arasındaki fark, ısı birimleri arasında dağıtılmıştır.

Liu ve Xu, EYD problemini çözmek için burada ve şimdi yaklaşımı kullanmışlardır. Bu yöntemde, rüzgar türbini tarafından üretilen gerçek gücün, amaç fonksiyonu için bir kısıtlama olduğu varsayılmaktadır [48].

Daha sonra Liu, EYD problemini çözmek için bir başka yaklaşım olan bekle-ve-gör yöntemini tanıtmıştır. Aynı şekilde bu çalışmada da, rüzgar türbini tarafından üretilen gerçek güç, amaç fonksiyonu için bir kısıtlama olarak kabul edilir [49].

Liu ve Xu, [50]'de termik birimlerden gelen  $NO_x$  emisyonunu en aza indirmek için bir EYD prosedürü önermişler, buna karşın kesikli bir kaynak olarak rüzgar enerjisinin durumunu da göz önünde bulundurmuşlardır. Rüzgar gücünün etkisi, TGF ile karakterize edilmiş ve rüzgar gücünün emisyon kontrolü üzerindeki etkisi araştırılmıştır.

Farhat ve El-Hawary, valf-nokta etkisi ve güç kayıpları dahil edilmiş, tek amaç fonksiyonlu EYD problemini çözmek için Dinamik Adapteli Bakteri Yem Bulma Algoritması (DABYBA) kullanmışlardır [51].

Lee ve arkadaşları, rüzgar gücü ve valf-nokta etkisi dahil edilmiş dinamik ekonomik yük dağıtım problemini çözmek için Kuantum Genetik Algoritma (KGA) yöntemini kullanmışlardır [52].

Jiang ve arkadaşları, Rüzgar gücü ile birleştirilmiş dinamik EYD için geliştirilmiş bir PSO yaklaşımı önermiştir [53].

[54]'te, ekonomik dağıtım ve enerji tasarrufu dağıtımının uyumu açısından cezai önlemler getirilmiştir. Rüzgar generatörü ünitesinin aşırı kapasite cezası, Monte Carlo simülasyonu ve genetik algoritmanın rüzgar enerjisi üretiminin öncelikli dağıtımını gerçekleştirmek için simülasyonu IEEE 30 baralı güç tasarruf sistemine entegre edilmiştir.

### 1.3. OPTİMAL GÜÇ AKIŞI PROBLEMİ

Genel itibariyle maliyet odaklı olan EYD problemine kararlı halde güç akışı için sağlanması şart olan eşitsizlik denklemlerinin de ilave edilmesiyle en iyi koşullarda yük akışının yapılmasını sağlayan problem OGA problemi olarak adlandırılmıştır [55]. OGA probleminin temel amacı çeşitli kısıtlamalar ve sistem güvenliği göz önünde bulundurularak sistemin optimum koşullarda en uygun maliyetle çalışabilmesini sağlamaktır. EYD'ye kıyasla daha fazla sayıda giriş verisi ve denklemin hesaba katıldığı OGA probleminin çözümünde, üç fazlı güç sisteminin dengeli ve kararlı hal durumunda olduğu kabul edilmektedir. Bu varsayım ile baraların gerilim değerleri ve açıları hesaplanmaktadır. Elde edilen sonuçlar kullanılarak da, sistemdeki iletim hatları ve trafolardaki aktif ve reaktif güç akışları ile kayıplar bulunmaktadır [56]. Ayrıca uzun vadeli planlamalar, yakıt maliyeti gibi konuların değerlendirilmesi de mümkün olmaktadır. OGA'yı, EYD probleminden ayıran en büyük farklılık sınır değerler dâhilinde güç sisteminin işletilmesi ve yükün dağıtılması ile güç akışının zorunlu istekleri ve temel kriterleri sağlanırken aynı zamanda amaç fonksiyon sonucunun en iyi hale getirilmesidir.

Başlangıçta OGA probleminin çözümünü elde etmek için, iç nokta yöntemi [57], lineer programlama [58], Newton Raphson [59], Lagrangian [60] gibi çeşitli matematiksel yöntemler kullanılmıştır. Ancak matematiksel yöntemler lineer olmayan ve büyük çaplı problemlerde yakınsama, hız, global optimumu bulmayı garanti edememe, başlangıç koşullarına bağlı kalmaları vb. eksikliklerden dolayı günümüzde kullanım alanını sezgisel optimizasyon algoritmalarına bırakmak durumunda kalmıştır. Sezgisel algoritmalarda genellikle doğadaki belli kanunlardan, canlıların biyolojik özelliklerinden veya toplu halde göstermiş oldukları davranışlardan esinlenilmektedir. Sezgisel algoritmaların

gündeme gelmesinin ardından 2002 yılında Abido tarafından parçacık sürüsü algoritması kullanılarak yakıt maliyeti, gerilim kararlılığı ve gerilim profili geliştirme gibi test fonksiyonlarının minimize edilme işlemi IEEE 30 baralı test sisteminde gerçekleştirilmiştir [61]. 2003'te ise Roa Sepulveda tarafından benzetilmiş tavlama algoritması kullanılarak IEEE 6 ve IEEE 30 baralı sistemlerde yakıt maliyeti minimize edilmiştir [62]. 2012 yılında Duman ve diğerleri tarafından IEEE 30 baralı ve IEEE 57 baralı test sistemlerinde yer çekimi arama algoritması kullanılarak, yakıt maliyeti, gerilim profilinin geliştirilmesi, gerilim kararlılığının geliştirilmesi, gerilim kararlılığının kısıtlılık durumunda geliştirilmesi, parçalı kuadratik yakıt maliyeti ve valf etkili kuadratik yakıt maliyeti fonksiyonları minimize edilmiştir [63]. 2016 yılında yakıt maliyetini ve emisyonu en aza indirgeyebilmek amacıyla IEEE 30 baralı ve Hindistan 75 baralı test sistemlerinde geliştirilmiş ateşböceği sürü algoritması kullanılmıştır [64].

Günümüzde artan teknolojik gelişmelerle birlikte elektrik enerjisine olan talepte de artış meydana gelmiştir. Bu durum enerji üretiminde fosil yakıtların kullanımını arttırmıştır. Fosil yakıtların kullanımıyla atmosfere salınan zararlı gazlar çevreyi olumsuz yönde etkilemekte ve küresel ısınmada artışa sebebiyet vermektedir. Bu nedenle günümüzde araştırmacılar ve güç endüstrisi tarafından yenilenebilir enerjiye yönelim söz konusudur. Emisyonu ve yakıt maliyetini minimum seviyeye düşürebilmek amacıyla geleneksel enerji üretim sistemlerine yenilenebilir enerji kaynaklarını entegre edilmektedir. Son yıllarda OGA probleminde de geleneksel üretim sistemlerine YEK entegre edilmeye başlanmıştır. 2015 yılında Panda ve Tripathy tarafından besin arayan bakteri algoritması ile IEEE 30 baralı test sisteminde fosil yakıtlı enerji üretim birimlerine rüzgar gücü üretim birimleri eklenerek OGA problemi çözülmüştür [65]. 2016 yılında Marley ve diğerleri tarafından IEEE 14 baralı test sistemine rüzgar üniteleri eklenmiş ve kuadratik programlama tekniğiyle OGA problemi çözülmüştür [66]. Yine 2016'da yapılan bir başka çalışmada Reddy ve Bijwe tarafından IEEE 30 baralı test sistemine rüzgar ve güneş enerjisi üretim birimleri eklenerek gerçek zamanlı OGA problemi çözülmüştür [67].

#### **1.4. TEZİN AMACI**

Bu tez çalışmasında geleneksel termik üretim birimlerinin bulunduğu sistemlere rüzgar gücü birimleri entegre edilmiş ve ekonomik yük dağıtımı ile optimal güç akışı problemlerinin çözülmesi amaçlanmıştır. Problemlerin çözümünde sezgisel, evrimsel ve sürü zekasına dayalı bir optimizasyon algoritması olan ve 2018'de J. Pierezan ve L. D. S.

Coelho tarafından sunulan KKOVA geliştirilmiş ve GKKOVA yöntemi ile rüzgar gücü entegreli güç sistemleri problemleri etkili bir biçimde çözülmüştür [68]. Tez çalışmasında çeşitli klasik güç sistemlerine rüzgar gücü entegresi edilerek daha düşük maliyet sağlanırken eş zamanlı olarak talep edilen güç de karşılanmaktadır. Bu doğrultuda tez şu şekilde düzenlenmiştir:

Bölüm 1’de enerjinin öneminden, ülkemizin enerji talebinden, güç sistemlerinde EYD ve OGA problemlerinden bahsedilmiş ve günümüz dünyasında enerji üretimi politikaları bakımından rüzgar enerjisi konusu ele alınmıştır. Yine bu bölümde rüzgar gücünün öneminden ve avantajlarından bahsedilmiş, ülkemizde rüzgar gücü üretimi ile ilgili bilgiler verilmiştir. Ayrıca güç sistemleri problemlerine bir çözüm yöntemi olarak rüzgar enerjisi entegreli sistemlerin sunulabileceği vurgulanmış, konu ile ilgili literatürde yer alan çalışmalara yer verilmiş, problemin çözümünün gerekliliğinden bahsedilmiş ve tezin amacı belirtilmiştir.

Bölüm 2’de ise güç sistemlerinin en temel problemlerinden olan EYD ve OGA problemleri üzerinde durulmuş ve bu problemlere ait temel formüllere yer verilmiştir. Ayrıca rüzgar gücü entegreli sisteme ait formüller ve konu ile ilgili oluşturulan çeşitli amaç fonksiyonları bu bölümde ifade edilmiştir.

Bölüm 3’te rüzgar gücü entegreli güç sistemleri problemlerinin çözümü için önerilen KKOVA ve geliştirilmenin yapıldığı GKKOVA ile ilgili çeşitli bilgiler verilmiştir.

Bölüm 4’te rüzgar gücü entegreli çeşitli güç sistemleri problemlerinin çözümü için kullanılan test sistemleri ve veriler verilmiş, oluşturulan amaç fonksiyonlarına göre elde edilen benzetim sonuçları gösterilmiştir.

Bölüm 5’te ise son olarak elde edilen benzetim sonuçlarına göre değerlendirme yapılmış ve öneriler belirtilmiştir.

## 2. RÜZGAR GÜCÜ ENTEGRELİ ÇEŞİTLİ GÜÇ SİSTEMLERİ PROBLEMLERİ

Güç sistemlerinde elektrik üretimi amacıyla kullanılmakta olan fosil yakıtlar günümüzde tükenme aşamasına gelmiştir. Ayrıca fosil yakıtlar  $CO_x$ ,  $NO_x$  ve  $SO_x$  gibi gaz salınımları nedeniyle sera etkisi oluşturmakta ve küresel ısınma sorununa sebep olmaktadır. Son zamanlarda artan teknolojik gelişmelere ve çevresel farkındalığa bağlı olarak enerji üretiminde fosil yakıtların yerini YEK'ler almaya başlamıştır.

Temiz enerji kaynağı olması, kaynağının doğada bulunan rüzgar olması, çevreye zararlı bir yan ürün bırakmaması, sürdürülebilir olması, sermaye maliyeti ve başlangıç maliyeti hariç, enerji üretiminde başka bir maliyetinin olmaması ve türbin kurulumunun hızlı bir şekilde gerçekleşmesi gibi nedenlerden dolayı rüzgar enerjisi en çok tercih edilen yenilebilir enerji kaynakları arasında yer almaktadır.

Bu nedenlerden dolayı bu çalışmada EYD ve OGA gibi güç sistemleri ile ilgili iki temel optimizasyon problemine rüzgar gücü entegre edilerek ve GKCOA uygulanarak, güç sistemlerinde talep edilen güç çeşitli kısıtların göz önünde bulundurulduğu optimum koşullarda en uygun maliyetle karşılanmaya çalışılmıştır.

### 2.1. EKONOMİK YÜK DAĞITIMI

Günümüzde, teknolojik gelişmeler doğrultusunda artan güç talebi ve yakıt maliyetlerine bağlı olarak düşük maliyetli elektrik enerjisi üretimi son derece önem kazanan bir durum haline gelmiştir. Güç sistemlerinin işletilmesi ve planlamasında EYD problemi en çok karşılaşılan optimizasyon problemlerinin başında gelmektedir.

EYD, temel amacı termik santrallerin yakıt maliyet fonksiyonunun minimize edilmesini amaçlayan bir optimizasyon problemidir. EYD'nin gerçekleşmesi için aktif güce bağlı olarak iki koşul bulunmaktadır. Bunlardan bir tanesi güç sisteminde bulunan generatör baralarının belirlenmiş sınır değer aralıklarında güç üretmesi iken, bir diğer koşul ise talep edilen güç ile kayıp gücün toplamının üretilen toplam güce eşit olmasıdır.

### 2.1.1. Geleneksel Üretim Birimlerinin Maliyet Hesabı

Geleneksel termal birimlere ait maliyet fonksiyonu Denklem (2.1) ve Denklem(2.2)'de verilmiştir:

$$f_I = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (2.1)$$

$$F_i(P_i) = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \quad (2.2)$$

Denklem (2.1) ve Denklem (2.2)'de yer alan  $f_I$  yakıt maliyeti,  $N$  üretim birimi sayısı,  $a_i$ ,  $b_i$ ,  $c_i$  i. üretim birimine ait yakıt maliyet katsayıları,  $P_i$ ; i. üretim birimine ait aktif güç  $F_i(P_i)$  i. generatöre ait yakıt maliyet fonksiyonudur.

Geleneksel olarak, her bir termal ünitenin yakıt maliyeti fonksiyonu ikinci dereceden bir fonksiyon olarak ifade edilir ve EYD probleminde valf nokta etkisi göz ardı edilir. Ancak gerçekte bu durum en iyi çözümün bulunmasında hataya sebep olur. Çünkü çok vanalı buhar türbinlerinden oluşan termik üretim birimlerinde maliyet fonksiyonu konveks değildir ve çeşitli dalgalanmalar görülür. EYD probleminin analizinde daha gerçekçi bir değerlendirme için, açma vanalarından kaynaklanan valf nokta etkisi dikkate alınır. Buhar vanaları açılmaya başladığında valf nokta etkisinden dolayı yakıt maliyetinde önemli ölçüde bir artış ortaya çıkmaktadır [69]. Dolayısıyla, valf noktası etkili ekonomik yük dağıtımı; maliyet fonksiyonu konveks olmayan, çeşitli dalgalanmalar gösteren, çok sayıda kısıtlama bulunduran, ve en uygun çözümün bulunması zor olan bir optimizasyon problemi olarak ifade edilir [70]. Buna bağlı olarak, valf noktası etkili üretim birimlerinin yakıt maliyeti fonksiyonları şu şekilde ifade edilebilir:

$$F_i(P_i) = (a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i) + |d_i \sin(e_i (P_i^{min} - P_i))| \quad (2.3)$$

Denklem (2.3)'te yer alan  $a_i$ ,  $b_i$ ,  $c_i$  i. üretim birimine ait yakıt maliyet katsayıları,  $d_i$ ,  $e_i$  i. birime ait valf nokta etkisinden kaynaklanan katsayıları,  $P_i$ ; i. üretim birimine ait aktif güç,  $P_i^{min}$  ise i. birim için alt üretim sınırıdır.

Valf noktası etkili EYD problemi aşağıdaki verilen kısıtlamalara tabidir [70]:

## 2.1.2. Sistem Kısıtlamaları

### 2.1.2.1. Gerçek Güç Dengesi

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_D + P_L \quad (2.4)$$

Denklem (2.4)'te;  $P_D$  toplam yük talebi,  $P_L$  sistemdeki toplam kayıp ve  $N$  ise üretim birimi sayısıdır.

Sistemin toplam kaybının kayıp katsayıları veya bir başka deyişle  $B$  katsayıları kullanılarak hesaplanması aşağıdaki denklemde verilmiştir:

$$P_L = \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{j=1}^{N_G} P_{Gi} B_{ij} P_{Gj} + \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} B_{i0} B_{00} \quad (2.5)$$

$B_{ij}$ ,  $B_{i0}$ , ve  $B_{00}$  kayıp parametreleri olup, bu çalışmada  $B$  katsayıları [71]'den alınmıştır.

### 2.1.2.2. Gerçek Güç Üretim Sınırları

$$P_{i(min)} < P_{i,t} < P_{i(max)} \quad i \in N_s, t \in T \quad (2.6)$$

Bu denklemde  $P_{i(min)}$  ve  $P_{i(max)}$   $i$ . üretim birimine ait minimum ve maksimum gerçek güç sınırlarıdır.

### 2.1.2.3. Yasaklı Çalışma Bölgeleri

Generatörlerin çalışmasında, Yasaklı Çalışma Bölgeleri (YÇB) mil yatağı titreşiminden dolayı çıkabilir. Bu durumda çalışan jeneratörde bazı hatalar oluşabilir. Bu nedenle, generatörlerin güç çıkışları YÇB sınırlarını karşılamalıdır. Bu limitler aşağıdaki gibi tanımlanabilir [70-71].

$$P_i \in \left\{ \begin{array}{l} P_i^{min} \leq P_i \leq P_{i,l}^l \\ P_{i,j-1}^u \leq P_i \leq P_{i,j}^l \\ P_{i,YÇB_i}^u \leq P_i \leq P_i^{max} \end{array} \right\} \quad j=2,3,\dots,YÇB_i. \quad (2.7)$$

Bu denklemde  $YÇB_i$   $i$ . üretim birimine ait yasaklı bölgelerin sayısıdır.  $P_{i,j}^u$  ve  $P_{i,j}^l$   $i$ . birimin  $k$ . işletim bölgesinin alt ve üst sınırlarıdır. Bu çalışmada diğer kısıtlar ihmal edilmiştir.

## 2.2. OPTİMAL GÜÇ AKIŞI

OGA problemi, eşitlik ve eşitsizlik sınırlamalarına bağlı kalarak, belirli parametrelere göre, en iyi kontrol parametrelerinin belirlendiği lineer ve konveks olmayan bir optimizasyon problemidir [72].

Güç akışında belirli üretim ve yük durumunda sistemin tüm baralarındaki gerilim genlikleri ve açıları elde edilir. OGA, güç akışından farklı olarak sistemin, eşitlik ve eşitsizlik kısıtları şeklinde ifade edilen akış denklemleri, yük durumları, aktif ve reaktif güç üretim limitleri dahilinde çalışmasını ve bu çalışmayı optimum seviyede sürdürmesini sağlar. Bir başka deyişle OGA optimizasyonu ile sistem ayarları optimum düzeyde tutularak amaç fonksiyonu minimize edilir [73].

OGA modellenirken, salınım (referans) barası, generatör barası ve yük barası olmak üzere üç çeşit bara mevcuttur. OGA koşullarının sağlanabilmesi için gerilim baralarından bir tanesi referans bara seçilir ve diğer generatörlerin bara çıkış değerlerine göre güç sisteminin istenilen düzeyde kalabilmesi için gerekli çıkış değerlerini verir.

OGA problemi matematiksel olarak ifade edilecek olursa;

$$\min F(x, u) \quad (2.8)$$

$$g(x, u) = 0 \quad (2.9)$$

$$h(x, u) \leq 0 \quad (2.10)$$

şeklindedir.

Denklem (2.8), Denklem (2.9) ve Denklem (2.10)'da yer alan  $x$  ve  $u$  ifadeleri sırasıyla bağımlı ve bağımsız değişkenlerin oluşturduğu vektörleri  $F(x, u)$  fonksiyonu minimize edilmesi istenen amaç fonksiyonunu,  $g(x, u)$  ve  $h(x, u)$  fonksiyonları ise sırasıyla eşitlik ve eşitsizlik sınırlarını tanımlayan fonksiyonları ifade eder.

$x$  vektörünü meydana getiren bağımlı değişkenler şu şekildedir:

$$x = [P_{G1}, V_{L1} \dots V_{LN}, Q_{G1} \dots Q_{GNG}, S_{I1} \dots S_{INL}] \quad (2.11)$$

Denklem (2.11)'de yer alan  $P_{G1}$  salınım (slack) barasında bulunan generatörün aktif

gücünü,  $V_L$  yük bara gerilimini,  $Q_G$  generatörün reaktif gücünü,  $S_l$  iletim hattı yükünü ifade etmektedir.

Yük bara sayısı, gerilim kontrollü generatör bara sayısı ve iletim hattı sayısı sırasıyla  $LN$ ,  $NG$  ve  $NL$  şeklinde ifade edilmiştir.

Aynı şekilde  $u$  vektörünü meydana getiren bağımsız değişkenler şu şekildedir:

$$u = [P_{G2} \dots P_{GNG}, V_{G1} \dots V_{GNG}, Q_{C1} \dots Q_{CNC}, T_1 \dots T_{NT}] \quad (2.12)$$

Denklem (2.12)'de yer alan  $P_G$  PV baralarındaki generatörlerin aktif gücünü,  $V_G$  generatör bara gerilimlerini,  $Q_C$  şönt kapasitelerini,  $T$  transformatör kademe ayarlarını ifade eder.

Gerilim kontrollü generatör bara sayısı, kapasiteli bara sayısı ve transformatörlü bara sayısı sırasıyla  $NG$ ,  $NC$  ve  $NT$  şeklinde ifade edilmiştir.

### 2.2.1. Sistem Kısıtlamaları

Sistemin gerçek anlamda verimli çalışabilmesi için sistemde kullanılan elemanların belli sınırlar dâhilinde çalışması zorunludur. Bu kısıtlamalar, eşitlik ve eşitsizlik kısıtlamaları olmak üzere ikiye ayrılır.

#### 2.2.1.1. Eşitlik Kısıtlamaları

Denklem (2.9)' da  $g(x,u)$  olarak ifade edilen eşitlik kısıtlamaları şu şekilde tanımlanabilir:

$$P_{Gi} - P_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] = 0 \quad (2.13)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] = 0 \quad (2.14)$$

Denklem (2.13) ve Denklem (2.14)'te yer alan  $P_{Gi}$  ve  $Q_{Gi}$ ,  $i$ . generatöre ait aktif ve reaktif güçleri,  $P_{Di}$  ve  $Q_{Di}$ ,  $i$ . baraya ait talep edilen aktif ve reaktif güçleri,  $V_i$  ve  $V_j$ ,  $i$ . ve  $j$ . baralara ait gerilim değerlerini,  $G_{ij}$ ,  $B_{ij}$  ve  $(\delta_i - \delta_j)$  ifadeleri  $i$ . ve  $j$ . baralar arasındaki sırasıyla kondüktans, suseptans ve gerilim açısı farkını,  $NB$  ise sistemdeki toplam bara

sayısını ifade etmektedir.

### 2.2.1.2. Eşitsizlik Kısıtlamaları

Denklem (2.10)'da  $h(x,u)$  şeklinde belirtilen eşitsizlik kısıtlamaları, güç sistemlerinin çalışmasında rol alan generatör, transformatör, şönt kapasite ve iletim hattına bağlı gerilim ve yük değerlerinin belli sınır aralıkları içinde kalması olarak tanımlanabilir.. Kısıtlamalar dört farklı başlıkta tanımlanabilir.

#### a. Generatör Kısıtları

Generatörlerin gerilimleri, aktif ve reaktif güçlerinin sınırlamaları:

$$V_{Gi}^{min} \leq V_{Gi} \leq V_{Gi}^{max}, \quad i = 1, 2, \dots, NG \quad (2.15)$$

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max}, \quad i = 1, 2, \dots, NG \quad (2.16)$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{max}, \quad i = 1, 2, \dots, NG \quad (2.17)$$

şeklinde tanımlanır.

Denklem (2.15), Denklem (2.16) ve Denklem (2.17)'de yer alan  $V_{Gi}^{min}$  ve  $V_{Gi}^{max}$   $i$ . generatörün sırasıyla minimum ve maksimum bara gerilimini,  $P_{Gi}^{min}$  ve  $P_{Gi}^{max}$   $i$ . generatörün sırasıyla minimum ve maksimum aktif güç değerlerini,  $Q_{Gi}^{min}$  ve  $Q_{Gi}^{max}$   $i$ . generatörün minimum ve maksimum reaktif güç değerlerini ifade eder.

#### b. Transformatör Kısıtları

Transformatör kademe ayar sınırlamaları:

$$T_i^{min} \leq T_i \leq T_i^{max}, \quad i = 1, 2, \dots, NT \quad (2.18)$$

şeklinde ifade edilir.

Denklem (2.18)'de yer alan  $T_i^{min}$  ve  $T_i^{max}$   $i$ . transformatörün minimum ve maksimum kademe değerlerini ifade eder.

#### c. Şönt Kapasite Kısıtları

Şönt kapasite sınırlamaları:

$$Q_{Ci}^{min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci}^{max}, \quad i = 1, 2, \dots, NC \quad (2.19)$$

şeklinde ifade edilir. Denklem (2.19)'da yer alan,  $Q_{Ci}^{min}$  ve  $Q_{Ci}^{max}$   $i$ . baradaki şönt kapasite değerinin minimum ve maksimum değerlerini ifade eder.

#### d. Güvenlik Kısıtları

Güvenlik kısıtları içerisinde yük baralarının gerilimleri ve iletim hatlarının akış limit değerleri:

$$V_{Li}^{min} \leq V_{Li} \leq V_{Li}^{max}, \quad i = 1, 2, \dots, LN \quad (2.20)$$

$$S_{li} \leq S_{li}^{max}, \quad i = 1, 2, \dots, NL \quad (2.21)$$

şeklinde ifade edilir. Denklem (2.20) ve Denklem (2.21)'de yer alan,  $V_{Li}^{min}$  ve  $V_{Li}^{max}$   $i$ . baranın minimum ve maksimum gerilimlerini,  $S_{li}^{max}$   $i$ . iletim hattının maksimum akış limitini ifade eder.

## 2.3. RÜZGAR GÜCÜ

### 2.3.1. Rüzgar Gücü Maliyet Hesabı

Rüzgar hızının doğadaki belirsizliği nedeniyle rüzgar gücü rastlantısaldır. Bu sebeple rüzgar hızını tahmin edebilmek amacıyla çok sayıda çalışma yapılmıştır.

Hetzer ve arkadaşları 2008 yılında yapmış oldukları çalışmada rüzgar hızının Weibull Olasılık Dağılım Fonksiyonu (ODF) ile tahminini gerçekleştirmenin yanı sıra, rüzgar gücünün toplam maliyeti ile ilgili bir model önermişlerdir [74].

Bu model, mevcut rüzgar gücünün aşırı tahmin ve düşük tahmin maliyetlerini içerir. Ayrıca rezerv maliyeti ve ceza maliyeti de amaç fonksiyonuna dahil edilmiştir. Burada,  $C_{w,t}$   $t$  zamanında rüzgar gücünün maliyetidir. Bu maliyet; doğrudan rüzgar maliyeti, fazla tahmin (overestimation) rüzgar maliyeti ve düşük tahmin (underestimation) rüzgar maliyeti olmak üzere üç kısımdan oluşabilir. Rüzgar santrallerinden gelen asıl gücün tahmin edilenden daha az olması fazla tahmin (overestimation) maliyeti olarak adlandırılırken, rüzgar santrallerinden gelen asıl gücün tahmin edilenden daha fazla

olması durumu düşük tahmin (underestimation) maliyeti olarak adlandırılır [75]. Buna göre rüzgar gücünün maliyet hesabına ait formül:

$$C_W = \sum_{j=1}^{NW} (P_W \text{Cost}_{dir,j} + P_W \text{Cost}_{oe,j} + P_W \text{Cost}_{ue,j}) \quad (2.22)$$

şeklinde detaylı olarak tanımlanabilir

Bu denklemde,

$P_W \text{Cost}_{dir,j}$  rüzgar gücünün doğrudan çıkış gücü maliyetini,

$P_W \text{Cost}_{oe,j}$  fazla tahmin maliyeti,

$P_W \text{Cost}_{ue,j}$  düşük tahmin maliyetidir.

$P_W \text{Cost}_{dir,j}$  şu şekilde ifade edilebilir :

$$P_W \text{Cost}_{dir} = \sum_{j=1}^{NW} (q_j \times w_j) \quad (2.23)$$

şeklinde ifade edilebilir.  $q_j$  ve  $w_j$  simgeleri sırasıyla elektrik enerjisi maliyet katsayısını (\$/MW) ve  $j$ . rüzgar generatörünün üretilen gerçek gücünü (MW) temsil eder [76].

Hem rüzgar generatörü hem de geleneksel termik generatörü birleştiren sistemde, işletim ve programlama maliyetlerinin değerini karakterize etmek için çeşitli yöntemler kullanılabilir. Rüzgar hızı herhangi bir zamanda rastgele olduğu için fazla ve düşük tahmin maliyetleri ortaya çıkar. [75-77] 'de, fazla tahmin ve düşük tahmin etkilerini karakterize eden bir yöntem geliştirilmiştir. [77]'ye göre fazla tahmin maliyeti:

$$P_W \text{Cost}_{oe} = \sum_{j=1}^{NW} (C_{rwj} \times E(Y_{oe,j})) \quad (2.24)$$

şeklinde tanımlanır.  $C_{rwj}$  ve  $E(Y_{oe,j})$  ifadeleri  $j$ . rüzgar generatörünün fazla tahmin maliyet katsayısını ve beklenen değerini temsil eder. Fazla tahmin için rüzgar generatörünün beklenen değerine ait formül şu şekilde ifade edilebilir:

$$\begin{aligned}
E(Y_{oe,j}) = & w_j \left[ 1 - \exp\left(-\frac{v_{in,j}^{K_j}}{C_j^{K_j}}\right) + \exp\left(-\frac{v_{out,j}^{K_j}}{C_j^{K_j}}\right) \right] \\
& + \left( \frac{w_{r,j} v_{in,j}}{v_{r,j} - v_{in,j}} + w_j \right) \left[ \exp\left(-\frac{v_{in,j}^{K_j}}{C_j^{K_j}}\right) - \exp\left(-\frac{v_{1,j}^{K_j}}{C_j^{K_j}}\right) \right] \\
& + \left( \frac{w_{r,j} C_j}{v_{r,j} - v_{in,j}} \right) \left[ \Gamma\left(1 + \frac{1}{K_j}, \left(\frac{v_{1,j}}{C_j}\right)^{K_j}\right) - \Gamma\left(1 + \frac{1}{K_j}, \left(\frac{v_{in,j}}{C_j}\right)^{K_j}\right) \right]
\end{aligned} \tag{2.25}$$

Düşük tahmin maliyeti genel olarak:

$$P_W \text{Cost}_{ue} = \sum_{j=1}^{NW} (C_{pwj} \times E(Y_{ue,j})) \tag{2.26}$$

şeklinde tanımlanır.  $C_{pwj}$  ve  $E(Y_{ue,j})$  ifadeleri  $j$ . rüzgar generatörünün az tahmin maliyet katsayısını ve beklenen değerini temsil eder. Düşük tahmin rüzgar generatörünün beklenen değerine ait formül ise şu şekilde ifade edilebilir:

$$\begin{aligned}
E(Y_{ue,j}) = & (w_{r,j} - w_j) \left[ \exp\left(-\frac{v_{r,j}^{K_j}}{C_j^{K_j}}\right) - \exp\left(-\frac{v_{out,j}^{K_j}}{C_j^{K_j}}\right) \right] \\
& + \left( \frac{w_{r,j} v_{in,j}}{v_{r,j} - v_{in,j}} + w_j \right) \left[ \exp\left(-\frac{v_{r,j}^{K_j}}{C_j^{K_j}}\right) - \exp\left(-\frac{v_{1,j}^{K_j}}{C_j^{K_j}}\right) \right] \\
& + \left( \frac{w_{r,j} C_j}{v_{r,j} - v_{in,j}} \right) \left[ \Gamma\left(1 + \frac{1}{K_j}, \left(\frac{v_{1,j}}{C_j}\right)^{K_j}\right) - \Gamma\left(1 + \frac{1}{K_j}, \left(\frac{v_{r,j}}{C_j}\right)^{K_j}\right) \right]
\end{aligned} \tag{2.27}$$

şeklinde ifade edilir [75-77].

Denklem (2.25) ve Denklem (2.27)'de geçen ifadeler:

$\Gamma(\cdot)$  tamamlanmamış gama fonksiyonunu,

$K_j, C_j$   $j$ . rüzgar generatörünün Weibull dağılımına ait biçim ve ölçek çarpanını,

$v_r, v_{in}, v_{out}$  rüzgarının nominal, devreye girme ve devreden çıkma hızlarını,

$v_1$  aracı parametreyi  $v_1 = v_{in} + (v_r - v_{in})w_1/w_r$

$w_j$  ve  $w_{r,j}$   $j$ . rüzgar generatörünün üretilen ve nominal gücü temsil eder.

### 2.3.2. Rüzgar Gücü Karakterizasyonu ve Rüzgar Hızı Tahmini

Rüzgar gücünün en önemli dezavantajı rüzgar hızının doğadaki belirsizliğinden dolayı rastlantısal oluşudur. Dolayısıyla rüzgar gücü entegreli güç sistemleri problemi ele alınırken en önemli sorunların başında rüzgar gücünün belirsiz oluşu gelmektedir. Bu sebeple rüzgar hızını tahmin edebilmek amacıyla çeşitli yöntemler kullanılarak çok sayıda çalışma yapılmıştır.

Son zamanlarda bu problemin çözümünde, rüzgar hızını tahmin edebilmek amacıyla iki önemli yöntem kullanılmaktadır. Bunlardan birincisi Bulanık Küme Teorisi (BKT)'dir [78]. Rüzgar gücü çıkışının rastlantısal oluşu nedeniyle [79]'da rüzgar gücü entegreli dinamik ekonomik yük dağıtımını probleminde bulanık teori yöntemi ve problemin çözümünde PSO kullanılmıştır. Elde edilen sonuçlar önerilen yöntemin uygulanabilir olduğunu göstermiştir.

Son dönemlerde, belirsiz rüzgar enerjisi için bulanık modelleme yöntemine ek olarak, rastgele olasılık dağılımına dayalı simülasyon yöntemi de kullanılmaktadır. Özellikle, uzun süreli dağıtım problemlerinde rüzgar hızı tahmini için çoğunlukla Weibull tahmin yöntemi tercih edilmektedir. Rüzgâr hızının rastlantısal olması nedeniyle, rüzgar gücü tahmini yük tahmininden daha zordur ve bu da yük tahmini kadar kesin sonuçlar elde edilememesine yol açar. Bu nedenle rüzgar hızını ve rüzgar gücü tahmini hatalarını iyi analiz etmek gerekir. [80]'de, rüzgar hızları örneklerinden elde edilen verileri tahmin etmek için maksimum olasılık kullanılmış ve ardından rüzgar enerjisine dönüştürülmüştür. Bu çalışmada kullanılan yöntem basit olmasına rağmen rüzgar hızlarının zamana bağlı sıralamasını dikkate almaz ve ekonomik dağıtım açısından çok da uygun değildir. [81] ise, rüzgar hızları ve rüzgar güçleri konusunda güç sistemlerinin ekonomik dağıtımını gerçekleştirecek şekilde nispeten doğru tahminler yapar.

Hetzer ve diğerleri [74], Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonuna dayanan stokastik rüzgar hızı karakterizasyonu ile rüzgar gücü içeren bir EYD modeli geliştirmiştir. Bu model, mevcut rüzgar gücünün aşırı tahmin ve düşük tahmin maliyetlerini içerir. Ayrıca, rezerv maliyeti ve ceza maliyeti amaç fonksiyonuna dahil edilmiştir.

Bu çalışmada rüzgar hızı tahmini yapabilmek amacıyla Weibull ODF ve TGF yöntemleri

kullanılmıştır.

Buna göre Weibull olasılıksal dağılımı:

$$f_v(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-(v/c)^k}, \quad 0 < v < \infty \quad (2.28)$$

şeklinde ifade edilir. Formülde  $v$  rüzgar hızının olasılığını,  $k$  ve  $c$  sırasıyla biçim ve ölçek çarpanını temsil eder [82].

Weibull olasılıksal dağılımının ortalaması:

$$\mu = c\Gamma(1 + k^{-1}) \quad (2.29)$$

şeklinde tanımlanabilir. Formüldeki gama fonksiyonu  $\Gamma(x)$  ise Denklem (2.30)'da belirtilmiştir.

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} e^{-t} dt \quad (2.30)$$

Bir rüzgar türbini, rüzgar hızı belli bir seviye ulaştığında elektrik üretimine başlayabilir. Devreye girme hızı rüzgar hızına ait seviyenin altında olduğunda rüzgar türbini elektrik üretemez ve bu cut-in hızı ( $v_{in}$ ) olarak adlandırılır. Türbinlerin belirli bir rüzgar hızında ulaşabildiği en büyük güç değeri nominal güç ve en büyük hız ise nominal hız ( $v_r$ ) olarak adlandırılır. Rüzgar hızının belli değerleri aşması halinde, türbinin sisteme zarar vermesini önlemek amacıyla rüzgar türbinlerinin durdurulması gereken maksimum hıza Cut-out ( $v_{out}$ ) devreden çıkma hızı adı verilmektedir. Modern rüzgar türbinlerinin Cut-in hızları ( $v_{in}$ ) 3-4 m/s, nominal hızları ( $v_r$ ) 11-15 m/s ve Cut-out hızları ise 25-30 m/s arasındadır [83].

Rüzgar generatörünün rüzgar hızına göre fonksiyonu Denklem (2.31)'de belirtildiği gibidir.

$$P_w(v) = \begin{cases} 0 & , v < v_{in} \text{ ve } v > v_{out} \\ p_{wr} \left( \frac{v - v_{in}}{v_r - v_{in}} \right) & , v_{in} \leq v \leq v_r \\ p_{wr} & , v_r < v \leq v_{out} \end{cases} \quad (2.31)$$

Formüldeki rüzgar hızı, devreye girme hızından düşük ve devreden çıkma hızından büyük ise çıkış gücü sıfır olur. Eğer rüzgar hızı, nominal hız ve devreden çıkma hızının arasında ise çıkış gücü nominal güce eşittir. Bu ayrık bölgelerdeki belirli sınırlar için, olasılıklar:

$$f_w(p_w) \{p_w = 0\} = 1 - \exp \left[ - \left( \frac{v_{in}}{c} \right)^k \right] + \exp \left[ - \left( \frac{v_{out}}{c} \right)^k \right] \quad (2.32)$$

$$f_w(p_w) \{p_w = p_{wr}\} = \exp \left[ - \left( \frac{v_r}{c} \right)^k \right] - \exp \left[ - \left( \frac{v_{out}}{c} \right)^k \right] \quad (2.33)$$

şeklinde verilebilir. Denklem (2.31)'deki rüzgar hızı, devreye girme hızı ve nominal hız arasında ise sürekli bölge için olasılık formülü:

$$f_w(p_w) = \frac{k(v_r - v_{in})}{c^k * p_{wr}} \left[ v_{in} + \frac{p_w}{p_{wr}}(v_r - v_{in}) \right]^{k-1} \exp \left[ - \left( \frac{v_{in} + \frac{p_w}{p_{wr}}(v_r - v_{in})}{c} \right)^k \right] \quad (2.34)$$

şeklinde hesaplanabilir [82].

## 2.4. RÜZGAR GÜCÜ ENTEGRELİ EKONOMİK YÜK DAĞITIMI AMAÇ FONKSİYONU

### 2.4.1. Genel Maliyet Hesabı

Tez çalışmasının bu bölümünde rüzgar gücü entegreli ekonomik yük dağıtımı probleminin amaç fonksiyonu Denklem (2.3)'te yer alan valf noktası etkili geleneksel termik üretim birimlerinin maliyet fonksiyonu ve Denklem (2.22)'de yer alan rüzgar üretim birimleri maliyet fonksiyonunun toplamından oluşmaktadır. Dolayısıyla genel maliyet hesabı amaç fonksiyonumuz şu şekilde ifade edilebilir:

$$F = \sum_{i=1}^{NG} a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i + \left| d_i \sin \left( e_i \left( P_{Gi}^{\min} - P_{Gi} \right) \right) \right| + \sum_{i=1}^{NW} \left( P_W Cost_{dir,j} + P_W Cost_{oe,j} + P_W Cost_{ue,j} \right) \quad (2.35)$$

## 2.5. RÜZGAR GÜCÜ ENTEGRELİ OPTİMAL GÜÇ AKIŞI AMAÇ FONKSİYONLARI

### 2.5.1. Genel Maliyet Hesabı

Bir güç sistemi üretim, iletim, dağıtım ve tüketim birimlerinden oluşmaktadır. Üretim birimleri farklı kaynaklar kullanarak üretim yapmakta olup bu kaynaklar belli bir maliyete sahiptir. Tez çalışmasının bu bölümünde sistemde yer alan termal generatörlerin ve rüzgar santrallerinin maliyetlerinin toplamı amaç fonksiyonu olarak belirlenmiştir. Denklem (2.8)'de verilen optimal güç akışı problemi genel amaç fonksiyonu aşağıdaki şekilde düzenlenmiştir.

$$F = f_T + f_W \quad (2.36)$$

$$f_T = \sum_{i=1}^{NG} \left( a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i \right) \quad (2.37)$$

$$f_W = \sum_{j=1}^{NW} \left( P_W Cost_{dir,j} + P_W Cost_{oe,j} + P_W Cost_{ue,j} \right) \quad (2.38)$$

Yukarıdaki denklemlerde,

$F$  genel maliyet fonksiyonunu,  $f_T$  termal generatörlerin maliyetini,  $f_W$  rüzgar gücü maliyetini,  $a_i, b_i, c_i$  ifadeleri  $i$ . termal generatörüne ait maliyet katsayılarını,  $P_{Gi}$  ifadesi  $i$ . termal generatöre ait gücü,  $P_W Cost_{Dir,j}$  ifadesi  $j$ . rüzgar santraline ait gücü,  $P_W Cost_{oe,j}, P_W Cost_{ue,j}$  ifadeleri sırasıyla  $j$ . rüzgar santraline ait fazla ve düşük tahmin güçlerini ifade eder.

### 2.5.2. Parçalı Maliyet Hesabı

Bir güç sisteminde elektrik üretimi yaparken, elektrik üretimi sadece tek bir kaynaktan sağlanmayıp petrol, doğalgaz, kömür gibi farklı kaynaklardan da sağlanabilir. Yakıt çeşitliliğinin olduğu bu durumda generatöre ait maliyet katsayıları da farklılık göstermektedir. Farklı yakıtlara ait maliyet katsayıları:

$$F_{\text{mf,cost}} = \begin{cases} a_{i1}P_{Gi}^2 + b_{i1}P_{Gi} + c_{i1} & P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi1} \\ a_{i2}P_{Gi}^2 + b_{i2}P_{Gi} + c_{i2} & P_{Gi1} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi2} \\ \vdots & \vdots \\ a_{ik}P_{Gi}^2 + b_{ik}P_{Gi} + c_{ik} & P_{Gik-1} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \end{cases} \quad (2.39)$$

şeklinde ifade edilebilir. Yukarıdaki denklemde ifade edilen  $a_{ik}$ ,  $b_{ik}$  ve  $c_{ik}$  ifadeleri  $k$  tipi yakıt için  $i$ . generatöre ait maliyet katsayıları anlamına gelmektedir.

Bu bölümde parçalı fonksiyona ait amaç fonksiyonu sistemde bulunan üç farklı generatör tipinin maliyetlerinin toplamı şeklinde tanımlanabilir. Bunlar, genel maliyet hesabı kısmında Denklem (2.37)'de verilen yakıtta ait generatörlerin maliyetleri toplamı, farklı yakıtlara ait generatörlerin maliyetleri toplamı ve Denklem (2.38)'de belirtilen rüzgar santrallerine ait maliyetlerin toplamı şeklindedir. Buna göre Denklem (2.8)'de verilen OGA problemi amaç fonksiyonu şu şekilde düzenlenmiştir [72].

$$F = \sum_{i=1}^2 (a_{ik}P_{Gi}^2 + b_{ik}P_{Gi} + c_{ik}) + \sum_{i=3}^{NG} (a_iP_{Gi}^2 + b_iP_{Gi} + c_i) + \sum_{j=1}^{NW} (P_W \text{Cost}_{\text{dir},j} + P_W \text{Cost}_{\text{oe},j} + P_W \text{Cost}_{\text{ue},j}) \quad (2.40)$$

### 2.5.3. Gerilim Kararlılığı

Gerilim kararlılığının artması, tüketiciye sağlanan elektriğin kalitesinde de artış sağlar. Gerilim kararlılığını sağlamak için bir güç sistemindeki bara gerilimleri, belirlenen sınırlar içinde tutulmalıdır. Sistemde meydana gelen ani bir arıza durumunda meydana gelen yük değişiklikleri, talep güçteki artış veya azalış gibi durumlar gerilimde kararsızlığa sebep olabilmektedir.

L-index sayesinde güç sisteminde meydana gelen kararlı halden sapma veya çökme durumu tespit edilebilmekte veya gerekli tedbirler alınabilmektedir [84].

Bu durumdan yola çıkarak amaç fonksiyonu olarak yerel parametre  $L_j$  'ye bağlı,  $j$ . baraya ait gerilim çökme derecesi aşağıdaki gibi tanımlanabilir [72].

$$L_j = \left| 1 - \sum_{i=1}^{NG} F_{ji} \frac{V_i}{V_j} \right| \quad \forall j = 1, 2, \dots, NL \quad (2.41)$$

$$F_{ji} = - \frac{[Y_2]}{[Y_1]} \quad (2.42)$$

Formüldeki  $Y_1$  ve  $Y_2$  matrisleri sistem  $Y$  baralarına ait alt matrislerdir. Bu durumda, bütün sisteme ait sistem kararlılığı:

$$f_L = \max(L_j) \quad \forall j = 1, 2, \dots, NL \quad (2.43)$$

şeklinde tanımlanabilir.

#### 2.5.4. Güç Kaybı

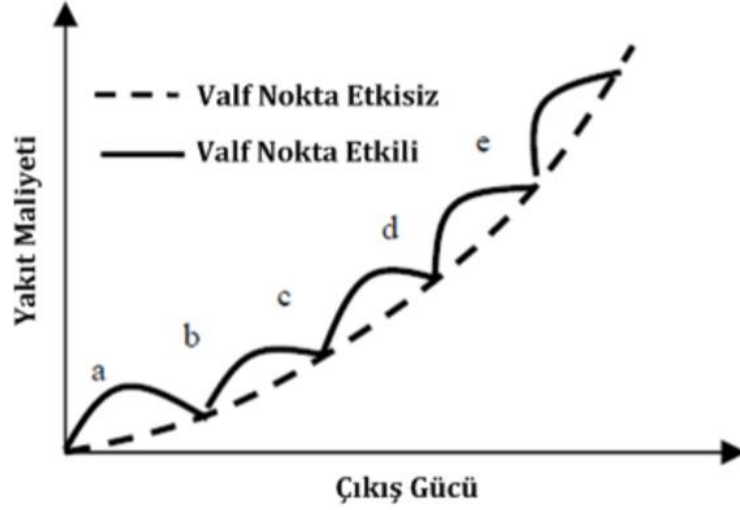
Güç sistemlerinde enerji üretiminde iletim hatlarının uzunluğunun artması güç kaybına yol açmakta ve yüke ulaşan toplam güç azalmaktadır. Güç sistemlerinde üretilen enerjinin iletim kayıpları iletim hatlarının uzunluğunun artması neticesinde üretilen enerjinin iletim kayıpları da gittikçe artmıştır. Bu kayıpların minimum düzeye inmesi OGA problemi için önemli bir amaç fonksiyonu olup, Denklem (2.8)'de verilen genel amaç fonksiyonu güç kaybı hesabı için şu şekilde düzenlenmiştir:

$$F = \sum_{i=1}^{NL} \sum_{j \neq i}^{NL} G_{ij} V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j) \quad (2.44)$$

#### 2.5.5. Valf Nokta Etkili Genel Maliyet Hesabı

Güç sistemlerinde enerji üretimi yapan türbinlerin üretime dahil edilmesi valfler vasıtasıyla olmaktadır. Pratikte, çok vanalı buhar türbinlerinden oluşan termik üretim birimlerinde maliyet fonksiyonu konveks değildir ve çeşitli dalgalanmalar görülür. Gerçek sistemlerin yakıt maliyetini modellemek için valf nokta etkisinin de dikkate alınması gerekmektedir. Buhar vanaları açılmaya başladığında Valf-noktası etkisinden dolayı yakıt maliyetinde önemli ölçüde bir artış ortaya çıkmaktadır. Şekil 2.1'de valf

nokta etkili ve valf nokta etkisiz maliyet hesabı ve çıkış gücü karakteristiği verilmiştir.



Şekil 2.1. Generator giriş-çıkış karakteristiği [85].

Bu bölümde amaç fonksiyonu olarak valf nokta etkili genel maliyet hesabı kullanılmış olup Denklem (2.8)'de verilen genel amaç fonksiyonu düzenlenerek Denklem (2.45)'te şu şekilde ifade edilebilir:

$$F = \sum_{i=1}^{NG} a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i + \left| d_i \sin \left( e_i \left( P_{Gi}^{\min} - P_{Gi} \right) \right) \right| + \sum_{i=1}^{NW} \left( P_W Cost_{dir,j} + P_W Cost_{oe,j} + P_W Cost_{ue,j} \right) \quad (2.45)$$

Denklem (2.45)'te yer alan  $a_i$ ,  $b_i$ ,  $c_i$ ,  $d_i$  ve  $e_i$  ifadeleri  $i$ . generatöre ait maliyet katsayılarıdır.

### 2.5.6. Genel Maliyet Hesabı ve Emisyon Maliyeti

Güç sistemlerinde yalnızca bir amaca yönelik problemlerin çözümü yapılabildiği gibi aynı anda birden fazla amacın birlikte kullanılması ile oluşturulan problemler için çözüm yöntemleri geliştirilmektedir.

Günümüzde güç sistemlerinde kullanılan fosil yakıtlar  $CO_x$ ,  $NO_x$  ve  $SO_x$  gibi zararlı gazların atmosfere yayılmasına sebep olmakta ve doğada çeşitli tahribatlara yol açmaktadır. Maliyeti azaltmanın yanı sıra zararlı gazların doğada sebep olduğu emisyon kirliliğini de azaltmak güç sistemleri problemlerinde öncelikli amaçlardan olmaya başlamıştır. Güç sistemleri problemlerinin çözümünde çok amaçlı fonksiyonların çözümü

için de çeşitli yöntemler geliştirilmektedir. Bu sebeple bu kısımda yapılan minimizasyon işleminde emisyon ile genel maliyet hesabı birleştirilerek amaç fonksiyonu olarak kullanılmıştır. Denklem (2.8)'de verilen genel amaç fonksiyonu aşağıdaki şekilde düzenlenmiştir [72].

$$F = f_{T-W} + C_{tax} f_E \quad (2.46)$$

$$f_{T-W} = \sum_{i=1}^{NG} (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i) + \sum_{i=1}^{NW} (P_W Cost_{dir,j} + P_W Cost_{oe,j} + P_W Cost_{ue,j}) \quad (2.47)$$

$$f_E = \sum_{i=1}^{NG} (\gamma_i P_{Gi}^2 + \beta_i P_{Gi} + \alpha_i + \zeta_i e^{(\lambda_i P_{Gi})}) \quad (2.48)$$

Burada  $F$  amaç fonksiyonu,  $f_{T-W}$  genel maliyet  $f_E$  emisyon maliyeti,  $C_{tax}$  amaç fonksiyonları arasında denge sağlayan denge kat sayısı,  $\gamma_i, \beta_i, \alpha_i, \zeta_i$  ve  $\lambda_i$  ifadeleri ise  $i$ . birime ait emisyon katsayılarıdır [72].

### 2.5.7. Genel Maliyet Hesabı ve Güç Kaybı

Bu bölümde genel maliyet hesabı ve güç kaybı amaç fonksiyonu olarak düşünülmüş ve çok amaçlı bir fonksiyon minimizasyonu gerçekleştirmek amacıyla Denklem (2.8)'de verilen genel amaç fonksiyonu aşağıdaki şekilde düzenlenmiştir.

$$F = f_{T-W} + \lambda_{GK} f_{GK} \quad (2.49)$$

$$f_{T-W} = \sum_{i=1}^{NG} (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i) + \sum_{i=1}^{NW} (P_W Cost_{dir,j} + P_W Cost_{oe,j} + P_W Cost_{ue,j}) \quad (2.50)$$

$$f_{GK} = \sum_{i=1}^{NL} \sum_{j \neq i}^{NL} G_{ij} V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j) \quad (2.51)$$

Denklem (2.49)'da yer alan  $\lambda_{GK}$  denge katsayısıdır.

### 2.5.8. Genel Maliyet Hesabı ve Gerilim Sapması

Bu bölümde amaç, yakıt maliyetini azaltmak ve yük baralarının gerilim değerlerindeki sapmaları düzeltmektir. Gerilim profili, güç sistemleri için en önemli konulardan bir

tanisi olup, yük baralarının hedeften sapmayı gösteren mutlak değerlerine ait toplam gerilim profili düzeyini belirtir.

Buna bağlı olarak, Denklem (2.8)'deki amaç fonksiyonu, genel maliyet hesabı ve gerilim saptamasından oluşan amaç fonksiyonuna göre Denklem (2.52)'de yeniden düzenlenmiştir.

$$F = f_{T-W} + \lambda_{GS} f_{GS} \quad (2.52)$$

$$f_{T-W} = \sum_{i=1}^{NG} (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i) + \sum_{i=1}^{NW} (P_W Cost_{dir,j} + P_W Cost_{oe,j} + P_W Cost_{ue,j}) \quad (2.53)$$

$$f_{GS} = \sum_{i=1}^{LN} |V_{L_i} - 1| \quad (2.54)$$

Denklem (2.52)'de yer alan  $\lambda_{GS}$  denge katsayısıdır.

### 2.5.9. Genel Maliyet Hesabı ve Gerilim Kararlılığı

Bu bölümde amaç fonksiyonu olarak genel maliyet hesabının yanında gerilim kararlılığı da dikkate alınmış, Denklem (2.8)'de verilen genel amaç fonksiyonu aşağıdaki şekilde düzenlenmiştir.

$$F = f_{T-W} + \lambda_L f_L \quad (2.55)$$

$$f_{T-W} = \sum_{i=1}^{NG} (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i) + \sum_{i=1}^{NW} (P_W Cost_{dir,j} + P_W Cost_{oe,j} + P_W Cost_{ue,j}) \quad (2.56)$$

$$f_L = \max(L_i) \quad (2.57)$$

Denklem (2.55)'te bulunan  $\lambda_L$  denge katsayısıdır.

### 2.5.10. Valf Nokta Etkili Genel Maliyet Hesabı ve Emisyon Maliyeti

Bu kısımda amaç fonksiyonu Denklem (2.45)'te bulunan valf nokta etkili maliyet hesabı ve Denklem (2.48)'de verilen emisyon maliyetinden oluşmaktadır. Bu doğrultuda Denklem (2.8)'de yer alan genel amaç fonksiyonu şu şekilde düzenlenmiştir.

$$F = f_{Valf} + C_{tax} f_E \quad (2.58)$$

$$f_{Valf} = \sum_{i=1}^{NG} a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i + \left| d_i \sin \left( e_i \left( P_{Gi}^{\min} - P_{Gi} \right) \right) \right| + \sum_{i=1}^{NW} \left( P_W Cost_{dir,j} + P_W Cost_{oe,j} + P_W Cost_{ue,j} \right) \quad (2.59)$$

$$f_E = \sum_{i=1}^{NG} \left( \gamma_i P_{Gi}^2 + \beta_i P_{Gi} + \alpha_i + \zeta_i e^{(\lambda_i P_{Gi})} \right) \quad (2.60)$$

### 2.5.11. Genel Maliyet Hesabı, Emisyon Maliyeti, Gerilim Sapması ve Güç Kaybı

Problemin bu aşamasında genel amaç fonksiyonumuz; genel maliyet hesabı, Denklem (2.48)'de belirtilen emisyon maliyeti, Denklem (2.54)'de yer alan gerilim sapması ve Denklem (2.44)'de bulunan güç kaybı gibi çeşitli amaç fonksiyonlarından oluşmaktadır ve şu şekilde ifade edilebilir:

$$F = f_{T-W} + \lambda_E C_{tax} f_E + \lambda_{GS} f_{GS} + \lambda_{GK} f_{GK} \quad (2.61)$$

$$f_{T-W} = \sum_{i=1}^{NG} \left( a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i \right) + \sum_{i=1}^{NW} \left( P_W Cost_{dir,j} + P_W Cost_{oe,j} + P_W Cost_{ue,j} \right) \quad (2.62)$$

$$f_E = \sum_{i=1}^{NG} \left( \gamma_i P_{Gi}^2 + \beta_i P_{Gi} + \alpha_i + \zeta_i e^{(\lambda_i P_{Gi})} \right) \quad (2.63)$$

$$f_{GS} = \sum_{i=1}^{LN} |V_{L_i} - 1| \quad (2.64)$$

$$f_{GK} = \sum_{i=1}^{NL} \sum_{j \neq i}^{NL} G_{ij} V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j) \quad (2.65)$$

### 3. GELİŞTİRİLMİŞ KIR KURDU OPTİMİZASYON ALGORİTMASI

Bir güç sistemi planlanırken üretim, iletim ve dağıtım aşamalarında en uygun maliyeti belirlemek ve verimliliği sağlamak amacıyla optimizasyon yapılmaktadır. Bir optimizasyon probleminin çözümünde klasik, sezgisel veya metasezgisel optimizasyon yöntemleri kullanılabilir. Sezgisel optimizasyon yöntemlerinden birisi olan sürü zekası tabanlı algoritmalarda belirlenen hedefe ulaşabilmek amacıyla doğal veya yapay olarak organize olabilen sistemlerin ortaklaşa gösterdiği davranış biçiminden esinlenilmektedir [86]. Canlıların sürü halinde gerçekleştirdiği davranışlardan esinlenen sürü algoritmaları, son zamanlarda kompleks optimizasyon problemlerinin matematiksel modellemelerinin çözümünde kullanılmaktadır.

Bu çalışmada sezgisel ve sürü tabanlı bir algoritma olan ve 2018 yılında J. Pierazan ile L. D. S. Coelho tarafından literatüre sunulan KKOA geliştirilmiş ve rüzgar gücü entegreli çeşitli güç sistemleri problemlerinin çözümünde GKKOA kullanılmıştır.

#### 3.1. KIR KURDU OPTİMİZASYON ALGORİTMASI

KKOA, 2018 yılında J. Pierazan ile L. D. S. Coelho tarafından kır kurtlarının davranışlarından esinlenilerek oluşturulan, evrimsel, sezgisel ve sürü zekası tabanlı olarak sınıflandırılan, popülasyona dayalı bir algoritmadır [68].

##### 3.1.1. Kır Kurdu Optimizasyon Algoritması İlham Kaynağı

Kır Kurdu, Canis Latrans türünden gelen ve çoğunluğu Kuzey Amerika'da yaşayan zeki bir canlı türüdür. Bu canlılar keskin görme ve güçlü koku alma duyusuna sahip olup tavşan, balık, geyik gibi canlıları avlayarak beslenme gereksinimlerini karşılayabilirler. Sonbahar ve kış aylarında, daha etkili avlanma için sürüler oluştururlar [87].

Kır kurtları aile grupları da oluşturabilirler. İlkbaharda dişiler 3 ile 12 arasında yavru doğurabilirler. Her iki ebeveyn de yavrularını besler ve korur. Yavrular takip eden sonbaharda kendi başlarına avlanabilirler. Kır kurtları, kurtlardan daha küçük olup zaman

zaman çakal olarak da adlandırılabilirler. Geceleri uzak mesafelerde kendi aralarında ayırt edici bir çağrı ile iletişim sağlayabilirler [87].

### 3.1.2. Kır Kurdu Optimizasyon Algoritmasının Temel Kavramları ve Matematiksel İfadeleri

KKOA'da sürünün lideri alfa olarak adlandırılır. KKOA'da, kır kurdu popülasyonu oluşturulurken  $N_p$  sürü sayısını,  $N_c$  ise kır kurdu sayısını ifade eder. İlk aşamada sürü başına düşen kır kurdu sayısı, tüm sürüler için statik ve benzerdir. Bu nedenle, algorithma  $N_p$  ve  $N_c$  ifadelerinin çarpımı toplam popülasyonu meydana getirir.

KKOA'nın ilk aşamasında sadeleştirme amacıyla, geçici kır kurtları dikkate alınmaz. Her bir kır kurdu optimizasyon probleminin olası bir çözümü ve her bir kır kurduna ait sosyal koşullar amaç fonksiyonunun maliyetidir.

Kır kurtlarının aktivitelerinde cinsiyet, sosyal statü ve kır kurdunun üyesi olduğu sürü gibi içsel faktörler ve kar derinliği, sıcaklık gibi, dışsal faktörler etkilidir. Buna bağlı olarak kır kurtlarının sosyal koşulları, bu global optimizasyon probleminin  $x$  karar değişkenleri anlamına gelir.

$t$  anlık zamanda  $p$ . sürüye ait  $c$ . kır kurdunun sosyal koşulları ( $soc$ ) bir dizi değişken değerinden oluşur ve şu şekilde ifade edilir [68]:

$$soc_c^{p,t} = \vec{x} = (x_1, x_2, \dots, x_D) \quad (3.1)$$

Bu duruma bağlı olarak, kır kurdunun çevreye adaptasyonu amaç fonksiyonunun maliyeti anlamına gelir ve  $fit_c^{p,t} \in R$  şeklinde ifade edilebilir.

KKOA'daki ilk adım, kır kurtlarının global popülasyonunu başlatmaktır. KKOA rastlantısal bir algoritma olduğundan, ilk sosyal koşullar her bir kır kurdu için rastgele ayarlanır ve bu da arama uzayına rastgele değerler atanarak gerçekleşir. Bu durum  $j$ . boyutta  $p$ . sürünün  $c$ . kır kurdu için aşağıdaki gibidir [68]:

$$soc_{c,t}^{p,t} = lb_j + r_j(ub_j - lb_j) \quad (3.2)$$

Bu denklemde  $lb_j$  ve  $ub_j$   $j$ . karar değişkeni için alt ve üst sınırları ifade eder.  $r_j$ , tekdüze (uniform) olasılık dağılımı kullanılarak  $[0,1]$  aralığında oluşturulan gerçek bir rastgele

sayıdır.  $D$  arama uzayı boyutudur. Bunun ardından, kır kurtlarının anlık sosyal durumlardaki adaptasyonu değerlendirilir:

$$fit_c^{p,t} = f(soc_c^{p,t}) \quad (3.3)$$

Başlangıçta kır kurtları sürülere rastgele atanırlar. Ancak bazen sürülerini terk ederek yalnız kalabilir veya başka bir sürüye katılabilirler. Bir kır kurdunun sürüden ayrılması, sürüdeki kır kurdu sayısına bağlı olarak  $Pe$  olasılığı ile meydana gelir:

$$P_e = 0.005 * N_c^2 \quad (3.4)$$

$P_e$ 'nin 1'den büyük değerler alamayacağı düşünülerek  $N_c \leq 200$ , sürü başına düşen kır kurdu sayısı 14 ile sınırlıdır. Bu durum, KKOA'nın popülasyonda bulunan kır kurtları arasındaki etkileşimi çeşitlendirmesine yardımcı olur ve bu da global popülasyonun kültürel değişimi anlamına gelir.

Bu en aza indirgeme probleminde,  $t$  anlık zamanda  $p$ . sürünün lideri (alfa) şu şekilde ifade edilir [68]:

$$\alpha^{p,t} = \left\{ soc_c^{p,t} \mid \arg_{c=\{1,2,\dots,N_c\}} \min f(soc_c^{p,t}) \right\} \quad (3.5)$$

Bu türdeki sürü zekası belirtileri nedeniyle, KKOA, sürünün devamlılığına katkıda bulunmak ve sosyal koşulları paylaşmak amacıyla kır kurtlarının yeterince organize olduğunu varsayar. Böylece, KKOA kır kurtlarından aldığı bütün bilgileri sürünün kültürel eğilimi olarak hesaplar [68].

$$cult_j^{p,t} = \begin{cases} O_{\frac{N_c+1}{2},j}^{p,t}, & N_c \text{ is odd} \\ \frac{O_{\frac{N_c}{2},j}^{p,t} + O_{\frac{N_c+1}{2},j}^{p,t}}{2} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (3.6)$$

Burada  $O^{p,t}$   $[1, D]$  aralığındaki her  $j$  için  $t$  anlık zamanda  $p$ . sürünün tüm kır kurtlarının sıralı sosyal koşullarını temsil eder. Başka bir deyişle, sürünün kültürel eğilimi, bu spesifik sürüden olan tüm çakalların ortalama sosyal koşulları olarak hesaplanır.

KKOA, hayatın iki ana biyolojik olayı olan doğum ve ölümü dikkate alarak, kır kurtlarının  $age_j^{p,t} \in N$  olarak ifade edilen yaşlarını yıl cinsinden hesaplar.

Yeni bir kır kurdunun doğumu, rastgele seçilmiş iki ebeveynin sosyal koşullarının ve çevresel etkinin bir kombinasyonu olarak Denklem (3.7)'de ifade edildiği şekilde yazılır [68]:

$$pup_j^{p,t} = \begin{cases} soc_{r_1 j}^{p,t}, & md_j < P_s \text{ or } j=j_1 \\ soc_{r_2 j}^{p,t}, & md_j \geq P_s + P_a \text{ or } j=j_2 \\ R_j, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (3.7)$$

Denklem (3.7)'de  $r_1$  ve  $r_2$  p.sürünün rastgele kır kurtları  $j_1$  ve  $j_2$  problemin rastgele iki boyutu,  $P_s$  dağılım olasılığı ve  $P_a$  ilişki olasılığı,  $R_j$  j. boyutlu karar değişkenindeki rastgele bir sayıdır. Ayrıca  $md_j$  uniform (*tekdüze*) olasılıkla oluşturulan  $[0,1]$  aralığında rastgele bir sayıdır [68].

Dağılım (scatter) ve ilişki (association) olasılıkları, sürüdeki kır kurtlarının kültürel çeşitliliği açısından önemlidir.

KKOA'nın bu ilk aşamasında,  $P_s$  ve  $P_a$  olasılıkları Denklem (3.8) ve Denklem (3.9)'da yer alan şekilde tanımlanmıştır [68]:

$$P_s = 1/D \quad (3.8)$$

$$P_a = (1 - P_s)/2 \quad (3.9)$$

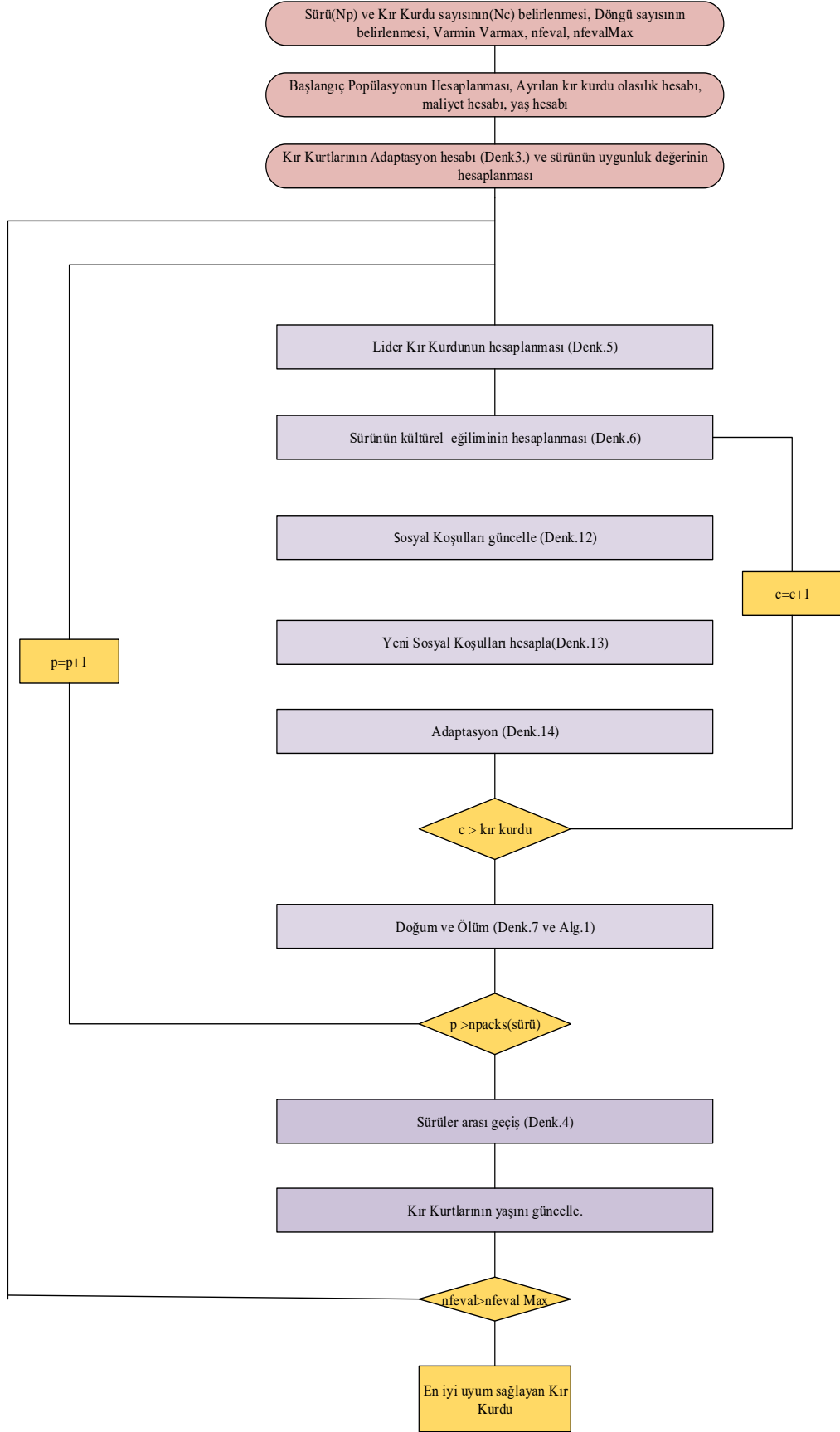
Denklem (3.9)'da yer alan  $P_a$  olasılığı, her iki ebeveyn için de aynı etkidedir.

KKOA'nın sözde kodu Çizelge 3.1'de yer alan Algoritma 1'de açıklanmıştır [68]. Problemin çözümünde  $N_c$ , ilk tahmin olarak  $[5,10]$  aralığında ayarlanabilir ve  $N_p$ , algoritmanın toplam popülasyon büyüklüğünü tanımlamak için daha sonra ayarlanabilir.

Çizelge 3.1. Algoritma 1'e ait işlem basamakları

- Adım 1:** Her bir  $N_c$  kır kurduna sahip  $N_p$  sürüsünü başlat.(Denk.2)
- Adım 2:** Kır kurdu adaptasyonunu doğrula.(Denk.3)
- Adım 3:** **while** Durdurma kriteri sağlanamazsa, **do**
- Adım 4:** **for** Her bir p sürüsü için şunları yap. **do**
- Adım 5:** Sürüde yer alan lider (alpha) Kır Kurdunu tanımla. (Denklem (3.5))
- Adım 6:** Sürünün sosyal eğilimini (cultural tendency) hesapla. (Denklem (3.6))
- Adım 7:** **for** p. sürüde yer alan her bir c. Kır Kurdu için şunları yap **do**
- Adım 8:** Sosyal koşulları güncelle. (Denk.(3.12))
- Adım 9:** Yeni sosyal koşulları hesapla. (Denk.(3.13))
- Adım 10:** Adaptasyon (Denk.(3.14))
- Adım 11:** **end for**
- Adım 12:** Doğum ve Ölüm (Denk (3.7) ve Algoritma 1 )
- Adım 13:** **end for**
- Adım 14:** Sürüler arası geçiş (Denk (3.4))
- Adım 15:** Kır Kurtlarının yaşlarını güncelle
- Adım 16:** **end while**
- Adım 17:**En iyi uyum sağlayan Kır Kurdunu seç.

KKOA'nın işlem basamaklarından yola çıkılarak oluşturulan akış şeması ise Şekil 3.1'de verilmiştir.



Şekil 3.1. Kır Kurdu Optimizasyon Algoritması akış şeması.

Bazı araştırmalara göre, yavruların yaşamdan önce bile %10 civarında ölme ihtimali söz konusudur ve ayrıca kır kurdunun yaşı ne kadar büyükse ölüm olasılığı o kadar yüksektir. Popülasyon büyüklüğünü sabit tutmak için KKOAA, kır kurdunun doğum ve ölümünü izelge 3.2’de yer alan Algoritma 2’ye ait işlem basamaklarının açıklandığı Şekilde düzenler.

Çizelge 3.2. Algoritma 2’ye ait işlem basamakları: Sürü içindeki Doğum ve lm Durumu.

**Adım 1:**  $\omega$  ve  $\phi$  hesapla.

**Adım 2:** **if**  $\phi = 1$  **ise then**

**Adım 3:** Yavru Kır Kurdu hayatta kalır ve  $\omega$ ’deki yalnız kır kurdu ölür.

**Adım 4:** **elseif**  $\phi > 1$  **ise then**

**Adım 5:** Yavru Kır Kurdu hayatta kalır ve sadece  $\omega$ ’deki en yaşlı kır kurdu ölür.

**Adım 6:** **else**

**Adım 7 :** Yavru Kır Kurdu lr.

**Adım 8:** **end if**

Çizelge 3.2’de yer alan  $\omega$  ve  $\phi$ , sırasıyla, çevreye uyumda yeni doğmuş yavrudan daha kötü uyum sağlayan kır kurdu grubunu ve bu gruptaki kır kurdu sayısını temsil eder. İki kır kurdunun benzer yaşta olması da mümkündür. Bu durumda ölen daha az uyum sağlayan kır kurdu, bir başka ifadeyle amaç fonksiyonunun en kötü maliyete sahip olanı olur.

Sürüler içindeki kültürel etkileşimi gösterebilmek için, KKOAA, kır kurtlarının lider etkisi ( $\delta_1$ ) ve sürü etkisi ( $\delta_2$ ) altında olduğunu varsayar. Birincisi, sürünün rastgele bir kır kurdundan ( $cr_1$ ) lider kır kurduna kadar olan kültürel bir farklılık anlamına gelirken, ikincisi, rastgele bir kır kurdundan ( $cr_2$ ), paketin kültürel eğilimine kadar olan kültürel bir farklılık anlamına gelir. Rastgele kır kurtları, eşit olasılık dağılımı (uniform) ile seçilir ve  $\delta_1$  ile  $\delta_2$  sırasıyla Denklem (3.10)’da ifade edildiği gibi yazılır:

$$\delta_1 = \alpha^{p,t} - soc_{cr_1}^{p,t} \quad (3.10)$$

$$\delta_2 = cult^{p,t} - soc_{cr2}^{p,t} \quad (3.11)$$

Buna bağılı olarak, kır kurdunun yeni sosyal durumu, alfa ve sürü etkisi kullanılarak aşağıdaki denklemle güncellenir:

$$new\_soc_c^{p,t} = r_1 \cdot \delta_1 + r_2 \cdot \delta_2 \quad (3.12)$$

Burada,  $r_1$  ve  $r_2$  sırasıyla alfa ağırlıkları ve sürü etkisidir. Başlangıçta,  $r_1$  ve  $r_2$  eşit (üniform) olasılıkla üretilen  $[0,1]$  aralığında rastgele sayılar olarak tanımlanmıştır.

$$new\_fit_c^{p,t} = f(new\_soc_c^{p,t}) \quad (3.13)$$

ve kır kurdunun bilişsel kapasitesi tarafından, yeni sosyal durumun onu korumak için yaşlı olandan daha iyi olup olmadığına Denklem (3.14)'e göre karar verilir.

$$new\_soc_c^{p,t+1} = \begin{cases} new\_soc_c^{p,t}, new\_fit_c^{p,t+1} < fit_c^{p,t} \\ soc_c^{p,t} & otherwise \end{cases} \quad (3.14)$$

Son olarak, kendini çevreye en iyi adapte eden kır kurdunun sosyal durumu seçilir ve bu da problemin küresel çözümü olarak kullanılır.

## 3.2. GELİŞTİRİLMİŞ KIR KURDU OPTİMİZASYON ALGORİTMASI

Literatürde yer alan KKOVA yeni ve etkili bir yöntem olmasına rağmen rüzgar gücü entegreli güç sistemleri problemlerinin çözümünde zaman zaman yerel noktalara takılabilme durumu söz konusu olması ve daha etkili çözümler elde edebilmek amacıyla, önerilen yöntemle Levy Uçuş Yöntemi eklenerek daha etkili sonuçlar elde edilmeye çalışılmıştır.

### 3.2.1. Levy Uçuşu Yöntemi

Lévy uçuşu,  $\alpha$ -kararlı dağılımına dayanan, adım uzunluklarının ağır kuyruklu olasılık dağılımı ile ifade edildiği ve farklı ölçülerde adım büyüklüğü kullanarak büyük boyuttaki mesafelerde hareket etme kabiliyeti sağlayan rastgele işlemlerdir. Bir Levy uçuşunda, rastgele yürüyüş işleminin adımları bir güç kanunu dağılımına sahiptir, bu da aşırı uzun atlamalar olabileceği anlamına gelir [88-89].

Mantegna ve Stantely [90], bir Lévy uçuşunun keyfi olarak büyük adımlarının atıldığı, kesilmiş Lévy uçuşu adı verilen bir stokastik süreç sınıfı ortaya koymuştur. Önerilen yöntem, bir adım atma olasılığının, belirli bir kritik adım boyutunda aniden sifıra indirildiği sonsuz varyans problemini çözmek için kullanışlıdır. Gupta ve Campanha [91] tarafından, istatistiksel dağılım faktörü ve kontrol mekanizmasını birleştirerek kademeli olarak kesilmiş Lévy uçuşu genişletilmiştir. Yang ve Deb ise [92]'de guguk kuşu arama algoritmasına Levy uçuşu ekleyerek algoritmada geliştirme yapmışlardır.

Lévy dağılımı diğer dağılımlardan daha ağır kuyruğa sahiptir. Mantegna'ya ait algoritmada [90], Lévy-uçuşundaki davranışın aynısına sahip rastgele örnekler,  $L_i$ , üretilerek  $\alpha$ -kararlı dağılımı benzetilmiştir. Bu durum aşağıdaki şekilde tanımlanabilir:

$$L_i \sim step \oplus Levy(\alpha) \sim 0.01 \frac{u}{|y|^{1/\alpha}} \quad (3.2)$$

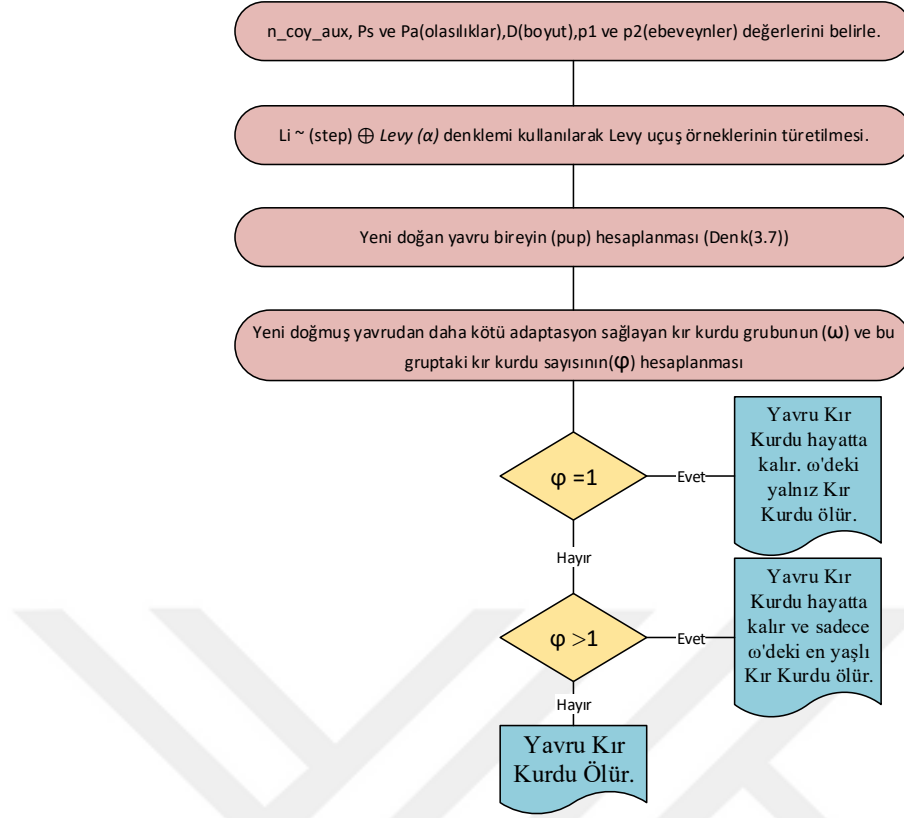
formüldeki,  $step$  ifadesi ilgili problemin ölçeğine bağlı ölçekleme büyüklüğünü,  $\oplus$  ifadesi matrisin elemanlarının bireysel çarpımını,  $u = N(0, \sigma_u^2)$  ve  $y = N(0, \sigma_y^2)$  ifadeleri

de iki normal olasılıksal dağılımı  $\sigma_u = \left[ \frac{\Gamma(1+\alpha) \sin \pi \alpha / 2}{\Gamma((1+\alpha)/2) 2\alpha 2^{(\alpha-1)/2}} \right]^{1/\alpha}$  ve  $\sigma_y = 1$  şeklinde

tanımlanır [72].

### 3.2.2. Levy Uçuşu Yöntemi ile Geliştirilmiş Kır Kurdu Optimizasyon Algoritması

Bu aşamada, Lévy Uçuşu yöntemi kullanılarak algoritmanın geliştirilmesi amaçlanmıştır. Geliştirme rastgele seçilen ebeveynlerden yeni bir kurdu meydana getirme aşamasında yapılmıştır. Denklem (3.7)'de yer alan formülde yeni bir yavru kır kurdu meydana getirilirken ebeveynler rastgele bir şekilde seçilmektedir. Rastgele oluşturulan ebeveyn değerleri Lévy uçuşu ile çarpılarak kültürel çeşitlilik açısından daha iyi durumda yavru birey meydana getirilmektedir. Devamında ise  $P_s$  ve  $P_a$  olasılıklarına göre yeni bireyin sosyal koşulları hesaplanarak hayatta kalıp kalamama durumu tespit edilmektedir. Şekil 3.3'te KKOA'da geliştirme yapılan bölüme ait akış şeması daha detaylı olarak verilmiştir.



Şekil 3.2. Kır Kurdu Optimizasyon Algoritmasının geliştirilme aşaması.

İyileştirilen yöntemin doğruluğunu test etmek amacıyla [68]'de verilen CEC-2005-30 boyutlu test sistemleri ve 25 farklı fonksiyon için çözümler elde edilmiş ve bu çalışmada elde edilen ortalama çözüm değerleri ve standart sapma değerleri ile karşılaştırılmıştır. Önerilen geliştirilmiş kır kurdu optimizasyon algoritmasında sürü sayısı ( $Np$ ) = 20 ve her bir sürüde yer alan kır kurdu sayısı ( $Nc$ ) = 5 olarak düşünülmüştür. Maksimum iterasyon sayısının 5000 olduğu durum için toplam 30 kez tekrar çalıştırma sonucunda IEEE -CEC-2005 30 boyutlu test fonksiyonları için ortalama ve standart sapma değerleri Çizelge 3.2'de verilmiştir. Ayrıca yine aynı çizelgede geliştirme yapmış olduğumuz GKCOA yöntemi ile elde edilen sonuçlar, [68]'de yer alan KCOA, Parçacık Sürü Optimizasyonu (PSO) Yapay Arı Kolonisi (YAK), Simbiyotik Organizmalar Arama Algoritması (SOA) Gri Kurt Optimizasyonu (GKO), Yarasa Algoritması (YA) ve Ateşböceği Algoritması (ABA) gibi yöntemlerden elde edilen sonuçlar ile karşılaştırılmıştır.

Çizelge 3.3. CEC-2005 Test fonksiyonlarından elde edilen ortalama ve standart sapma değerleri (30 boyut).

		GK KOA	K KOA [68]	PSO [68]	YAK [68]	SOA [68]	GKO [68]	YA [68]	ABA [68]
F1	ORT	3,94e-09	4,32e-07	1,05e+03	7,28e-16	0,00e+00	6,90e+02	5,97e+04	8,02e+04
	SS	5,18e-09	3,37e-07	1,08e+03	9,44e-17	0,00e+00	6,04e+02	1,07e+04	6,78e+03
F2	ORT	4,65e+01	2,14e+02	5,47e+02	5,27e+03	3,95e-05	8,47e+03	7,53e+04	8,71e+04
	SS	2,47e+01	9,02e+01	8,64e+02	1,73e+03	1,07e-04	3,10e+03	2,16e+04	9,56e+03
F3	ORT	1,54e+06	3,10e+06	4,02e+06	1,25e+07	2,43e+06	1,62e+07	8,61e+08	9,46e+08
	SS	6,82e+05	1,64e+06	5,82e+06	2,79e+06	1,41e+06	1,46e+07	3,80e+08	1,83e+08
F4	ORT	1,99e+03	2,86e+03	2,84e+03	4,38e+04	4,38e+01	1,21e+04	1,35e+05	8,81e+04
	SS	1,47e+03	1,18e+03	3,51e+03	5,98e+03	4,96e+01	4,67e+03	4,10e+04	1,45e+04
F5	ORT	2,08e+03	2,13e+03	7,48e+03	9,61e+03	2,42e+03	3,75e+03	3,60e+04	3,40e+04
	SS	5,64e+02	8,28e+02	2,10e+03	1,17e+03	8,48e+02	2,59e+03	4,37e+03	2,02e+03
F6	ORT	3,15e+01	8,23e+01	5,54e+07	2,10e+00	3,57e+01	1,78e+07	3,05e+10	5,40e+10
	SS	2,31e+01	5,51e+01	1,34e+08	2,33e+00	4,81e+01	1,72e+07	1,09e+10	6,89e+09
F7	ORT	4,70e+03	4,70e+03	5,13e+03	4,70e+03	4,70e+03	4,70e+03	1,17e+04	1,05e+04
	SS	2,61e-06	3,67e-12	6,15e+02	3,20e-09	6,76e-13	1,57e+00	4,96e+02	2,47e+02
F8	ORT	2,04e+01	2,09e+01	2,07e+01	2,09e+01	2,09e+01	2,10e+01	2,01e+01	2,10e+01
	SS	1,45e-01	1,72e-01	1,07e-01	6,17e-02	5,34e-02	3,59e-02	4,33e-02	6,59e-02
F9	ORT	1,72e-07	3,77e-06	1,02e+02	4,20e-15	7,99e+01	7,89e+01	2,35e+02	4,26e+02
	SS	3,19e-07	3,02e-06	2,40e+01	1,18e-14	1,37e+01	1,65e+01	4,87e+01	1,81e+01
F10	ORT	7,30e+01	7,41e+01	1,44e+02	3,09e+02	1,68e+02	1,24e+02	5,08e+02	6,99e+02
	SS	1,01e+01	2,23e+01	3,82e+01	4,02e+01	3,65e+01	5,88e+01	7,83e+01	4,05e+01
F11	ORT	2,52e+01	2,79e+01	2,54e+01	2,75e+01	2,05e+01	1,59e+01	3,82e+01	3,21e+01
	SS	2,31e+00	3,77e+00	3,18e+00	1,39e+00	6,79e+00	2,54e+00	2,46e+00	3,72e+00
F12	ORT	3,31e+03	1,35e+04	2,13e+04	1,12e+04	7,49e+03	6,84e+04	3,38e+03	1,47e+06
	SS	1,81e+03	7,81e+03	1,65e+04	4,51e+03	6,50e+03	3,08e+04	6,72e+03	1,39e+05
F13	ORT	1,43e+00	1,58e+00	5,74e+00	1,80e+00	9,80e+00	5,20e+00	3,02e+02	6,72e+02
	SS	2,61e-01	2,91e-01	1,78e+00	1,97e-01	1,80e+00	2,83e+00	1,44e+02	1,84e+02
F14	ORT	1,16e+01	1,31e+01	1,24e+01	1,30e+01	1,31e+01	1,17e+01	1,40e+01	1,39e+01
	SS	4,41e-01	3,32e-01	5,25e-01	2,56e-01	2,47e-01	4,71e-01	2,39e-01	1,10e-01
F15	ORT	2,00e+01	1,40e+02	5,60e+02	2,15e+01	3,47e+02	4,12e+02	1,07e+03	1,10e+03
	SS	6,11e+01	1,25e+02	5,75e+01	1,20e+01	1,20e+02	7,94e+01	2,93e+02	3,78e+01
F16	ORT	1,00e+02	1,06e+02	2,97e+02	3,13e+02	2,40e+02	2,40e+02	8,52e+02	8,73e+02
	SS	1,14e+02	3,47e+01	1,46e+02	4,34e+01	9,94e+01	1,44e+02	2,42e+02	5,28e+01
F17	ORT	1,02e+02	1,27e+02	3,54e+02	4,33e+02	3,01e+02	2,54e+02	1,16e+03	8,52e+02
	SS	8,78e+01	3,84e+01	1,59e+02	3,57e+01	1,16e+02	1,82e+02	1,56e+02	5,25e+01
F18	ORT	9,06e+02	9,07e+02	9,39e+02	8,84e+02	9,12e+02	9,29e+02	1,36e+03	1,29e+03
	SS	3,80e-01	1,55e+00	2,41e+01	9,59e+01	4,37e+00	1,11e+01	5,90e+01	2,55e+01
F19	ORT	9,06e+02	9,07e+02	9,43e+02	9,18e+02	9,11e+02	9,27e+02	1,36e+03	1,29e+03
	SS	8,70e-01	1,56e+00	2,58e+01	3,23e+00	4,62e+00	9,85e+00	5,62e+01	2,75e+01
F20	ORT	9,07e+02	9,07e+02	9,43e+02	9,14e+02	9,11e+02	9,29e+02	1,36e+03	1,29e+03
	SS	5,69e-01	1,67e+00	2,58e+01	1,88e+01	4,57e+00	9,42e+00	5,61e+01	2,87e+01
F21	ORT	5,00e+02	5,00e+02	1,02e+03	4,89e+02	5,83e+02	6,61e+02	1,48e+03	1,48e+03
	SS	3,39e-04	4,31e-07	1,79e+02	2,57e+01	1,98e+02	1,81e+02	5,23e+01	2,07e+01
F22	ORT	8,69e+02	8,72e+02	9,24e+02	1,08e+03	9,25e+02	9,51e+02	1,64e+03	1,48e+03
	SS	5,18e+00	2,10e+01	5,30e+01	2,65e+01	3,02e+01	2,62e+01	1,52e+02	5,98e+01
F23	ORT	5,34e+02	5,34e+02	9,73e+02	5,34e+02	6,02e+02	7,21e+02	1,48e+03	1,47e+03
	SS	1,04e-04	2,05e-03	1,74e+02	2,41e+00	1,54e+02	1,34e+02	4,96e+01	2,16e+01
F24	ORT	6,21e+02	6,23e+02	9,52e+02	1,07e+03	4,29e+02	4,87e+02	1,48e+03	1,46e+03
	SS	7,83e+00	3,76e+02	5,92e+01	2,99e+02	3,56e+02	2,91e+02	3,91e+01	2,73e+01
F25	ORT	1,62e+03	1,62e+03	1,63e+03	1,74e+03	1,62e+03	1,63e+03	1,90e+03	1,84e+03
	SS	3,01e+00	4,82e+00	1,73e+01	1,26e+01	3,97e+00	7,51e+00	3,79e+01	1,92e+01

Bilindiği üzere günümüzde çok sayıda optimizasyon problemi bulunmaktadır ve her optimizasyon problemi her algoritma ile başarılı bir şekilde çözülemeyebilir. Bu nedenle CEC-2005 30 boyutlu sistemde 25 farklı durum için GKKOA test edilirken Formula 1 puanlama sistemi kullanılarak önerilen yöntemler arasında genel bir puanlama yapılmış ve bu puanlamaya göre önerilen yöntemler arasında sıralama yapılmıştır. Buna göre oluşturulan puanlama sistemi ve önerilen yöntemlerin sıralamalarına göre almış oldukları puanlar Çizelge 3.4 ve Çizelge 3.5’te verilmiştir.

Çizelge 3.4. CEC-2005 Test fonksiyonları için Formula 1 puan sistemi.

Formula 1 Puan Sistemi	CEC-2005-30 Boyut									
Sıralama	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Puan	25	18	15	12	10	8	6	4	2	1

Çizelge 3.5. CEC-2005 Test fonksiyonları için önerilen yöntemlere göre Formula 1 puanlamaları.

	GKKOA	KKOA	PSO	YAK	SOA	GKO	YA	ABA
F1	15	12	8	18	25	10	6	4
F2	18	15	12	10	25	8	6	4
F3	25	15	12	10	18	8	6	4
F4	18	12	15	8	25	10	4	6
F5	25	18	10	8	15	12	4	6
F6	18	12	8	25	15	10	6	4
F7	25	18	15	18	18	18	10	12
F8	18	12	15	12	12	10	25	8
F9	18	15	8	25	10	12	6	4
F10	25	18	12	8	10	15	6	4
F11	15	8	12	10	18	25	4	6
F12	25	10	8	12	15	6	18	4
F13	25	18	10	15	8	12	6	4
F14	25	10	15	12	10	18	8	6
F15	25	15	8	18	12	10	6	4
F16	25	18	12	10	15	15	8	6
F17	25	18	10	8	12	15	4	6
F18	18	15	8	25	12	10	4	6
F19	25	18	8	12	15	10	4	6
F20	25	18	8	12	15	10	4	6
F21	15	18	8	25	12	10	6	6
F22	25	18	15	8	12	10	4	6
F23	18	25	10	25	15	12	6	8
F24	15	12	10	8	25	18	6	4
F25	25	18	15	12	18	15	8	10

Önerilen yöntemlerin toplam puan değerlerine göre genel sıralaması ise Çizelge 3.6’da

verilmiştir.

Çizelge 3.6. CEC-2005 Test fonksiyonları için önerilen yöntemlere göre genel toplam puan ve genel sıralama değerleri.

<b>Yöntem</b>	<b>Toplam Puan</b>	<b>Sıralama</b>
<b>GKKOA</b>	536	1
<b>SOA</b>	387	2
<b>KKOA</b>	386	3
<b>YAK</b>	354	4
<b>GKO</b>	309	5
<b>PSO</b>	272	6
<b>YA</b>	175	7
<b>ABA</b>	144	8

CEC-2005 problemlerinin 25 farklı durumuna göre elde edilen test sonuçları GKKOA'nın diğer yöntemlere kıyasla en etkili yöntem olduğunu açıkça göstermektedir. Algoritmada yapılan geliştirmenin test edilmesinin ardından, GKKOA yöntemi rüzgar gücü entegreli ekonomik yük dağıtımı ve rüzgar gücü entegreli optimal güç akışı problemlerini çözebilmek amacıyla çeşitli sistemlerle test edilmiş ve elde edilen benzetim sonuçlarına Bölüm 4'te yer verilmiştir.

## 4. BENZETİM SONUÇLARI

Tez çalışmasının bu bölümünde çeşitli sistemler ve amaç fonksiyonlarından oluşan rüzgar gücü entegre edilmiş EYD ve OGA problemlerinin çözümü için GK KOA önerilmiştir. Rüzgar gücü entegreli EYD probleminin çözümüne ait benzetim çalışmalarında 6 ve 12 üretim birimli test sistemleri, rüzgar gücü entegreli OGA probleminin çözümüne ait benzetim çalışmalarında ise IEEE 30 baralı, 57 baralı ve 118 baralı test sistemleri kullanılmış ve OGA için toplamda 18 farklı amaç fonksiyonuna göre çözümler elde edilmiştir. GK KOA ve K KOA ile her bir sistem ve amaç fonksiyonlarına ait elde edilen çözümler, PSO [93], GA [94], GSA [72] ve KGSA [88] yöntemleri ile karşılaştırılmıştır.

### 4.1. RÜZGAR GÜCÜ ENTEGRELİ EKONOMİK YÜK DAĞITIMI

Bu bölümde Geliştirilmiş Kır Kurdu Optimizasyon Algoritması (GK KOA) Rüzgar Gücü Entegreli Ekonomik Yük Dağıtım Problemine uygulanmıştır. Önerilen çözüm yöntemi olarak kullanılan GK KOA, rüzgar gücü ve geleneksel üretim birimlerinden oluşan çeşitli sistemlere uygulanmıştır. Deneme test sistemlerinde maksimum iterasyon sayısı 5000 olarak seçilmiştir. Arama ajanı  $N_p=10$  ve  $N_c=10$  olarak düşünülmüştür. Rüzgar gücüne ait devreye girme ve devreden çıkma hızları  $(v_{in})=3\text{m/s}$ ,  $(v_r)=16\text{m/s}$ , ve  $(v_{out})=25\text{m/s}$  şeklinde seçilmiştir. Rüzgar hızı tahmininde kullanılan Weibull Dağılımı'na ait ölçeklendirme ve şekil faktörleri sırasıyla  $k_1=k_2=2$  and  $c_1=9$ ,  $c_2=10\text{m/s}$  olarak seçilmiştir.

#### 4.1.1. Durum 1: 6 Üniteli Test Sistemi İçin Genel Maliyet Hesabı

Bu bölümde önerilen yöntemin etkisini gösterebilmek amacıyla 6 üniteli test sistemi kullanılmıştır. Sistemde ilk 5 üretim birimi termal üretim birimi sistemi, son ünite rüzgar üretim birimi olarak düşünülmüştür. 6 üniteli test sisteminde yük talebi 610 MW olarak düşünülmüştür. Termal üretim birimlerine ait katsayılar [95]'ten alınmıştır. Rüzgar gücü rezerv ve ceza maliyet katsayıları sırasıyla  $C_{rwj}=3$  and  $C_{pwj}=1,5$  şeklindedir. Her bir rüzgar türbinine ait nominal güç değeri  $P_r=3\text{MW}$  olarak düşünülmüştür. Ayrıca toplam nominal güç 30 MW şeklindedir. GA, PSO, K KOA ve GK KOA elde edilen maliyet

değerlerinin karşılaştırması Çizelge 4.1’de verilmiştir.

Çizelge 4.1. GA, PSO, KKO A ve GK KO A ile elde edilen maliyet değerlerinin karşılaştırılması.

Maliyet /Yöntem	GA	PSO	KKO A	GK KO A
P1	10,67150	10,00000	10,00000	10,0000
P2	98,57409	98,53981	98,54033	98,53981
P3	112,88864	112,67349	112,67992	112,67349
P4	209,81585	124,90790	209,81421	209,81581
P5	139,80404	229,51958	139,76239	139,75979
Rüzgar Ünitesi	45,17645	41,32140	46,11554	46,12278
Toplam Kayıp	6,93060	6,96220	6,91180	6,91170
Rüzgar Maliyeti(\$/sa)	127,59188	120,40488	129,41729	129,43146
Termik Ünitelerin Maliyeti (\$/sa)	1575,44629	1581,72257	1568,76106	1568,67180
Toplam Maliyet (\$/sa)	<b>1703,03817</b>	<b>1702,12745</b>	<b>1698,17836</b>	<b>1698,10327</b>

Çizelge 4.1’de görüldüğü üzere GK KO A yöntemi **1698,10327 \$/sa** değeri ile KKO A, GA ve PSO’dan daha uygun maliyetli sonuç vermiştir.

#### 4.1.2. Durum 2: 12 Üniteli Test Sistemi İçin Genel Maliyet Hesabı

Bu bölümde 12 generatör ünitesinden oluşan sistemin son iki ünitesi rüzgar gücü üretim birimi olarak düşünülürken kalanlar termal üretim birimi olarak düşünülmüştür. Yük talebi 1.750 MW olup, kayıplar ihmal edilmiş ve yakıt maliyet katsayıları [71]’den alınmıştır. Her bir rüzgar türbinine ait nominal güç değeri  $P_r = 5$  MW olarak düşünülmüş ve toplam nominal çıkış gücü her iki rüzgar arazisi için 50 MW ve 75 MW olarak düşünülmüştür. Rüzgar gücü ünitelerine ait katsayılar Çizelge 4.2’de, GK KO A’nın, KKO A, GA ve PSO ile karşılaştırılması Çizelge 4.3’te sunulmuştur:

Çizelge 4.2. Rüzgar gücü birimlerine ait veriler.

Rüzgar Gücü Üretim Birimleri	Katsayılar									
	$q$	$V_{in}$ (m/s)	$V_{out}$ (m/s)	$V_r$ (m/s)	$k$ (m/s)	$c$ (m/s)	$C_{rwj}$	$C_{pwj}$	$P_R$ (MW)	$P_T$ (MW)
W <sub>1</sub>	1,60	3	25	16	2	9	9	4,5	3	50
W <sub>2</sub>	1,75	3	25	16	2	10	9	4,5	3	75

Çizelge 4.3. GA, PSO, KKO A ve GK KO A'nın Karşılaştırılması.

Maliyet /Yöntem	GA	PSO	KKO A	GK KO A
P1	456,4968	456,4968	303,2478	303,2482
P2	309,5329	396,7994	396,7994	396,7996
P3	297,3995	185,1997	297,3735	297,3994
P4	60,0000	60,0000	60,0000	60,0000
P5	122,8666	122,8666	172,7227	172,7352
P6	160,0000	122,4498	122,4433	122,4500
P7	130,0000	129,5904	129,6072	129,5906
P8	47,0000	85,3123	47,0000	47,0000
P9	20,0000	20,0000	20,0000	20,0000
P10	55,0000	55,0000	55,0000	55,0000
Rüzgar Ünitesi 1	45,8521	58,1425	72,2270	72,9207
Rüzgar Ünitesi 2	45,8521	58,1425	73,5791	72,8558
Rüzgar Maliyeti (\$/sa)	2.093,9540	2.606,6846	3.260,7932	3.260,0800
Termik Birim Maliyeti (\$/sa)	41.748,5733	41.186,4692	40.357,9961	40.357,7704
<b>Toplam Maliyet (\$/sa)</b>	<b>43.842,5273</b>	<b>43.793,1538</b>	<b>43.618,7893</b>	<b>43.617,8504</b>

Elde edilen sonuçlara göre termal ve rüzgar üretim birimlerinden oluşan, kayıpların ihmal edildiği 12 üniteli sistemde GK KO A **43.617,8504 \$/sa** maliyet değeriyle diğer yöntemlere kıyasla daha düşük maliyet değeri sunmaktadır.

## 4.2. RÜZGAR GÜCÜ ENTEGRELİ OPTİMAL GÜÇ AKIŞI

Bu bölümde rüzgar gücü entegreli optimal güç akışı problemini çözebilmek amacıyla IEEE 30 baralı, IEEE 57 baralı ve IEEE 118 baralı test sistemleri kullanılmıştır. Amaç fonksiyonu olarak düşünülen toplam 18 farklı durum her bir test sistemi için Çizelge 4.4'te ifade edildiği şekilde çözümlene yapılmıştır. Her bir algoritma için döngü sayısı 5000 olarak belirlenmiş, 30 tekrar için çeşitli sonuçlar elde edilmiş ve IEEE 30 baralı, IEEE 57 Baralı ve IEEE 118 baralı test sistemlerine ait karakteristik özellikler [95]'ten alınmıştır. Her bir sistem ve amaç fonksiyonu için literatürde yer alan; parçacık sürü optimizasyon algoritması [93], genetik algoritma [94], güve sürü algoritması [72], 10 farklı kaotik harita eklenmiş güve sürü algoritması [88] yöntemlerinden elde edilen sonuçlar ile probleme uygulamış olduğumuz kır kurdu optimizasyon algoritması [68] ve

geliştirilmiş kır kurdu optimizasyon algoritması arasında karşılaştırma yapılmıştır. Çözümlere ait minimum, ortalama ve standart sapma değerleri çizelgelerde ifade edilmiş ve GKCOA'ya ait değişken değerleri de ayrı çizelgelerde sunulmuştur. Ayrıca, tüm durumlar için KCOA ve GKCOA yöntemlerinin bulmuş olduğu en iyi uygunluk değerlerini oluşturan değişken parametrelerine göre hesaplanan toplam maliyet, emisyon, güç kaybı, gerilim sapması, L-indeksi değerleri çizelgelerde verilmiştir. Bu sonuçlar ise çizelgelerde hesaplanan değerler olarak adlandırılmıştır.

Çizelge 4.4. Çalışmada kullanılan test fonksiyonları.

Adı	Test Fonksiyonu	Test Sistemi
<b>Durum 1</b>	Genel maliyet hesabı	<b>IEEE 30 Bara</b>
<b>Durum 2</b>	Parçalı maliyet hesabı	
<b>Durum 3</b>	Gerilim kararlılığı	
<b>Durum 4</b>	Güç kaybı	
<b>Durum 5</b>	Valf nokta etkili genel maliyet hesabı	
<b>Durum 6</b>	Genel maliyet hesabı ve emisyon maliyeti	
<b>Durum 7</b>	Genel maliyet hesabı ve güç kaybı	
<b>Durum 8</b>	Genel maliyet hesabı ve gerilim sapması	
<b>Durum 9</b>	Genel maliyet hesabı ve gerilim kararlılığı	
<b>Durum 10</b>	Valf nokta etkili genel maliyet hesabı ve emisyon maliyeti	
<b>Durum 11</b>	Genel Maliyet Hesabı, Emisyon Maliyeti, Gerilim Sapması ve Güç Kaybı	
<b>Durum 12</b>	Genel maliyet hesabı	<b>IEEE 57 Bara</b>
<b>Durum 13</b>	Genel maliyet hesabı ve gerilim sapması	
<b>Durum 14</b>	Genel maliyet hesabı ve gerilim kararlılığı	
<b>Durum 15</b>	Genel maliyet hesabı ve emisyon maliyeti	
<b>Durum 16</b>	Valf nokta etkili genel maliyet hesabı	
<b>Durum 17</b>	Genel maliyet hesabı	<b>IEEE 118 Bara</b>
<b>Durum 18</b>	Güç kaybı	

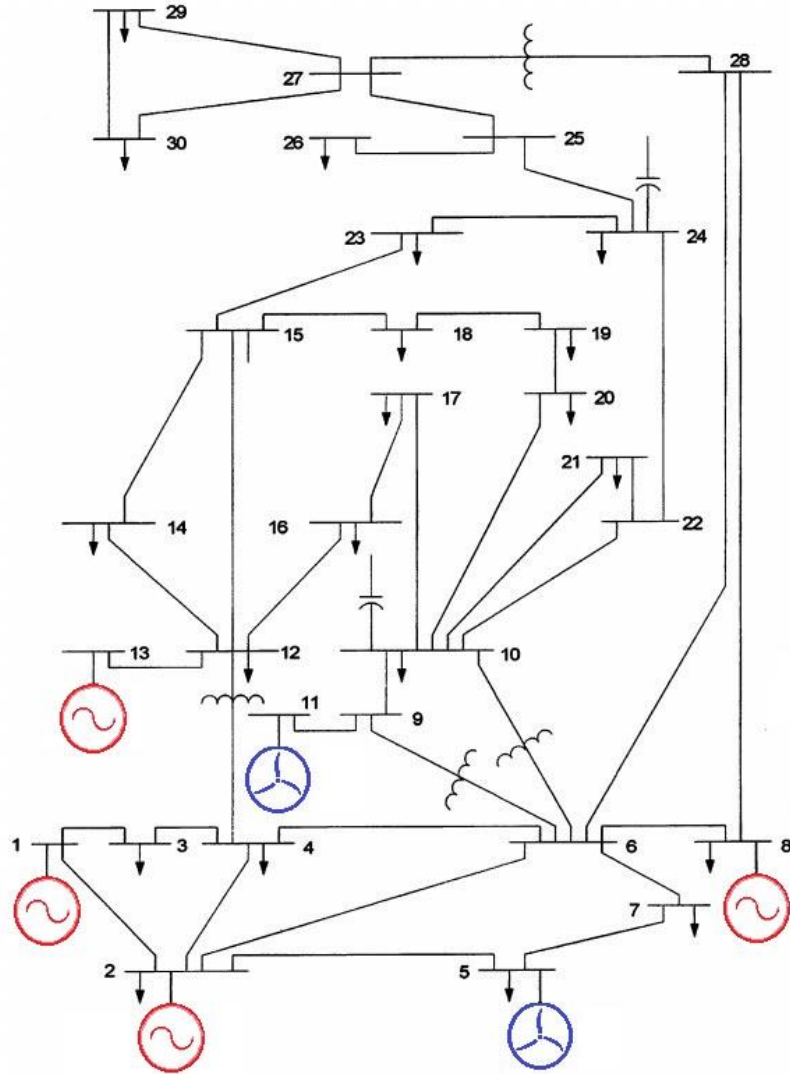
#### 4.2.1. IEEE 30 Baralı Sistem

Tez çalışmasının bu bölümünde Şekil 4.2'de verilen IEEE 30 baralı sistem kullanılarak KCOA ve GKCOA test edilmiştir. Test sisteminde bulunan 5. ve 11. baralardaki generatörlerin yerine sırasıyla 25 ve 20 adet rüzgar türbininden oluşan rüzgar tarlaları eklenmiştir. Rüzgar gücüne ait katsayılar Çizelge 4.5.'te verilmiştir. Rüzgar gücüne ait maliyet hesabında kullanılan katsayılar [88]'de baralara ve iletim hatlarına ait veriler [96]'da detaylı olarak verilmiştir.

Çizelge 4.5. IEEE 30 baralı sistem için rüzgar gücüne ait katsayılar.

Rüzgar Gücü Üretim Birimleri	Katsayılar									
	$q$	$V_{in}$ (m/s)	$V_{out}$ (m/s)	$V_r$ (m/s)	$k$ (m/s)	$c$ (m/s)	$C_{rwj}$	$C_{pwj}$	$P_R$ (MW)	$P_T$ (MW)
$W_5$	1,60	3	25	16	2	9	3	1,5	3	75
$W_{11}$	1,75	3	25	16	2	10	3	1,5	3	60

Rüzgar gücü entegreli IEEE 30 baralı sistem Şekil 4.1’de verilmiştir. Sisteme ait aktif ve reaktif güç talebi 283,4 MW ve 126,2 MVAR olarak belirtilirken, 11 farklı amaç fonksiyonu için elde edilen sonuçlar daha detaylı olarak şu şekilde ifade edilebilir:



Şekil 4.1. Rüzgar gücü entegreli IEEE 30 baralı sistem [88].

#### 4.2.1.1. Durum 1: Genel Maliyet Hesabı

Durum 1’de rüzgar gücü entegreli optimal güç akışı problemine ait amaç fonksiyonu olarak Bölüm 2.5.1’ de açıklanan genel maliyet hesabı test fonksiyonu kullanılmıştır. Test sistemine ait, Denklem (2.38)’de belirtilen rüzgar gücüne ait katsayılar Çizelge 4.5’te, Denklem (2.37)’de geçen generatör maliyet katsayıları Çizelge 4.6’da verilmiştir.

Çizelge 4.6. IEEE 30 baralı sistem için generatörlere ait maliyet katsayıları.

Üretim Baraları	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	P <sub>8</sub>	P <sub>13</sub>
<i>a</i>	0,00375	0,0175	0,00834	0,025
<i>b</i>	2	1,75	3,25	3
<i>c</i>	0	0	0	0

Çözüm sonucunda elde edilen en iyi sonuçlara ait değişken değerleri Çizelge 4.7’de verilmiştir.

Çizelge 4.7. Durum 1 için değişken değerleri.

Durum 1				
Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA
P <sub>2</sub> (MW)	20,00	80,00	41,813334	41,913767
P <sub>8</sub> (MW)	0,00	75,00	41,744964	41,755286
P <sub>13</sub> (MW)	10,00	35,00	10,000003	10,000054
W <sub>5</sub> (MW)	0,00	60,00	35,479989	35,412092
W <sub>11</sub> (MW)	12,00	40,00	12	12,000030
V <sub>1</sub> (p.u)	0,95	1,10	1,077121	1,077641
V <sub>2</sub> (p.u)	0,95	1,10	1,061108	1,061463
V <sub>5</sub> (p.u)	0,95	1,10	1,036648	1,036841
V <sub>8</sub> (p.u)	0,95	1,10	1,037714	1,038254
V <sub>11</sub> (p.u)	0,95	1,10	1,053087	1,052267
V <sub>13</sub> (p.u)	0,95	1,10	1,058352	1,056906
T <sub>1</sub> (p.u)	0,90	1,10	0,991603	0,991862
T <sub>2</sub> (p.u)	0,90	1,10	1,048586	1,045422
T <sub>3</sub> (p.u)	0,90	1,10	0,973368	0,970423
T <sub>4</sub> (p.u)	0,90	1,10	0,964927	0,965934
Q <sub>1</sub> (MVAR)	0,00	30,00	30	30
Q <sub>2</sub> (MVAR)	0,00	30,00	10,896105	10,494920
P <sub>1</sub> (MW)	50	200	148,942321	148,899397

Durum 1 için KKOA ve GKKOA ile hesaplanan değerler Çizelge 4.8’de verilmiştir.

Çizelge 4.8. Durum 1: Hesaplanan değerler.

	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>Toplam Maliyet (\$/sa)</b>	792,2252	792,2239
<b>Emisyon (ton/sa)</b>	0,236172	0,236089
<b>Güç Kaybı (MW)</b>	6,580613	6,580628
<b>Gerilim Sapması (p.u)</b>	0,906763	0,901530
<b>L-indeksi</b>	0,137951	0,138111

Test sisteminde Durum 1’de genel maliyet hesabı amaç fonksiyonuna ait elde edilen çözümlerin önerilen yöntemlere göre minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri Çizelge 4.9’da verilmiştir. PSO, GA, GSA ve 10 farklı KGSA yöntemi ile elde edilen çözümler [88]’den alınmıştır.

Çizelge 4.9. Durum 1 için minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.

<b>Yöntem</b>	<b>Minimum</b>	<b>Ortalama</b>	<b>Standart Sapma</b>
<b>PSO</b>	793,6792	793,7682	0,125865
<b>GA</b>	792,3773	792,7982	0,455149
<b>GSA</b>	792,4097	792,4870	0,067334
<b>KGSA1</b>	792,3264	792,4022	0,039252
<b>KGSA2</b>	792,2892	792,3916	0,062738
<b>KGSA3</b>	792,3262	792,3853	0,035269
<b>KGSA4</b>	792,3579	792,4268	0,037942
<b>KGSA5</b>	792,2879	792,4060	0,069729
<b>KGSA6</b>	792,3217	792,3641	0,037112
<b>KGSA7</b>	792,3086	792,3746	0,040985
<b>KGSA8</b>	792,3068	792,4162	0,069725
<b>KGSA9</b>	792,3105	792,3911	0,054276
<b>KGSA10</b>	792,3088	792,3760	0,045592
<b>KKOA</b>	<b>792,2252</b>	<b>792,2293</b>	0,002901
<b>GKKOA</b>	<b>792,2239</b>	<b>792,2268</b>	0,002452

Çizelge 4.9’dan da görülebileceği üzere **792,2239** minimum ve **792,2268** ortalama değerlerine sahip GKKOA yöntemi amaç fonksiyonu için en uygun değeri sağlamaktadır.

#### 4.2.1.2. Durum 2: Parçalı Maliyet Hesabı

Durum 2’de amaç fonksiyonu olarak Bölüm 2.5.2’de açıklanan parçalı maliyet hesabı test fonksiyonu kullanılmıştır. Test sistemine ait, Denklem (2.40)’da verilen generatör parçalı maliyet katsayıları Çizelge 4.10’da verilmiştir ve Denklem (2.40)’da belirtilen rüzgar gücüne ait katsayılar Çizelge 4.5’de verilmiştir.

Çizelge 4.10. IEEE 30 baralı sistem için generatörlerin parçalı maliyet katsayıları [88].

Üretim Baraları	Güç aralığı	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
<b>P<sub>1</sub></b>	P <sub>1</sub> >200	0,0075	1,05	82,5
	200>P <sub>1</sub> >140	0,0075	1,05	82,5
	140>P <sub>1</sub> >50	0,005	0,7	55
	50>P <sub>1</sub>	0,005	0,7	55
<b>P<sub>2</sub></b>	P <sub>2</sub> >80	0,02	0,6	80
	80> P <sub>2</sub> >55	0,02	0,6	80
	55> P <sub>2</sub> >20	0,01	0,3	40
	20> P <sub>2</sub>	0,01	0,3	40
<b>P<sub>8</sub></b>	-	0,00834	3,25	0
<b>P<sub>13</sub></b>	-	0,025	3	0

Durum 2 için çözüm sonucunda elde edilen en iyi sonuçlara ait değişken değerleri Çizelge 4.11’de verilmiştir.

Çizelge 4.11. Durum 2 için değişken değerleri.

Durum 2				
Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA
<b>P<sub>2</sub> (MW)</b>	20,00	80,00	54,999979	54,999921
<b>P<sub>8</sub> (MW)</b>	0,00	75,00	39,224811	39,402269
<b>P<sub>13</sub> (MW)</b>	10,00	35,00	10	10,001145
<b>W<sub>5</sub> (MW)</b>	0,00	60,00	33,684673	33,499469
<b>W<sub>11</sub> (MW)</b>	12,00	40,00	12	12,000021
<b>V<sub>1</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,077589	1,076597
<b>V<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,062484	1,062099
<b>V<sub>5</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,035079	1,036813
<b>V<sub>8</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,037466	1,036983
<b>V<sub>11</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,031457	1,056252
<b>V<sub>13</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,057074	1,059883
<b>T<sub>1</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	1,100000	1,013360
<b>T<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,900000	0,998661
<b>T<sub>3</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,972148	0,975688
<b>T<sub>4</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,965162	0,966915
<b>Q<sub>1</sub> (MVAR)</b>	0,00	30,00	29,514998	25,481420
<b>Q<sub>2</sub> (MVAR)</b>	0,00	30,00	10,049845	10,828835
<b>P<sub>1</sub> (MW)</b>	50	200	139,997997	139,998403

Durum 2 için KKOA ve GKKOA ile hesaplanan değerler Çizelge 4.12’de verilmiştir.

Çizelge 4.12. Durum 2: Hesaplanan değerler.

	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>Toplam Maliyet (\$/sa)</b>	630,9598	630,9465
<b>Emisyon (ton/sa)</b>	0,221524	0,221525
<b>Güç Kaybı (MW)</b>	6,507461	6,501230
<b>Gerilim Sapması (p.u)</b>	0,846600	0,884829
<b>L-indeksi</b>	0,138360	0,138284

Durum 2’de parçalı maliyet hesabı amaç fonksiyonu için elde edilen sonuçların önerilen yöntemlere göre minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri Çizelge 4.13’te verilmiştir. PSO, GA, GSA ve 10 farklı KGSA yöntemi ile elde edilen çözümler [88]’den alınmıştır.

Çizelge 4.13. Durum 2 için minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.

<b>Yöntem</b>	<b>Minimum</b>	<b>Ortalama</b>	<b>Standart Sapma</b>
<b>PSO</b>	633,5528	639,6075	1,491588
<b>GA</b>	632,0597	638,9260	0,716249
<b>GSA</b>	633,3344	635,6396	2,049413
<b>KGSA1</b>	632,0917	635,1732	2,276449
<b>KGSA2</b>	632,8163	636,5812	3,022093
<b>KGSA3</b>	632,6723	635,4883	1,898054
<b>KGSA4</b>	631,9129	635,7362	3,200275
<b>KGSA5</b>	633,9882	636,4408	2,374232
<b>KGSA6</b>	633,0919	636,8663	2,341246
<b>KGSA7</b>	632,4287	635,4991	2,463614
<b>KGSA8</b>	634,3322	636,7895	2,120417
<b>KGSA9</b>	632,5175	636,2079	2,298164
<b>KGSA10</b>	632,4916	636,1030	2,658626
<b>KKOA</b>	<b>630,9598</b>	<b>630,9813</b>	0,016297
<b>GKKOA</b>	<b>630,9465</b>	<b>630,9540</b>	0,007704

Çizelge 4.13’te görüldüğü üzere Durum 2’den elde edilen çözüme göre **630,9465** minimum değeri ve **630,9540** ortalama değeri ile GKKOA yöntemi diğer yöntemlere kıyasla en iyi çözümü sunmaktadır.

#### 4.2.1.3. Durum 3: Gerilim Kararlılığı

Rüzgar gücü entegreli optimal güç akışı probleminin bu kısmında amaç fonksiyonu olarak Bölüm 2.5.3'te açıklanan gerilim kararlılığı fonksiyonu test edilmiştir.

Çözüm sonucunda elde edilen en iyi sonuçlara ait değişken değerleri ise Çizelge 4.14'te verilmiştir.

Çizelge 4.14. Durum 3 için değişken değerleri.

<b>Durum 3</b>				
<b>Değişkenler</b>	<b>Min</b>	<b>Max</b>	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>P<sub>2</sub> (MW)</b>	20,00	80,00	21,552726	52,863039
<b>P<sub>8</sub> (MW)</b>	0,00	75,00	75	75
<b>P<sub>13</sub> (MW)</b>	10,00	35,00	35	29,955144
<b>W<sub>5</sub> (MW)</b>	0,00	60,00	60	59,868463
<b>W<sub>11</sub> (MW)</b>	12,00	40,00	12	12,674541
<b>V<sub>1</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,051741	1,049629
<b>V<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,046731	1,047823
<b>V<sub>5</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,053596	1,054810
<b>V<sub>8</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,054535	1,052756
<b>V<sub>11</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,091727	1,096872
<b>V<sub>13</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,077204	1,090739
<b>T<sub>1</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	1,039998	1,033890
<b>T<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,935324	0,904478
<b>T<sub>3</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	1,006208	1,024373
<b>T<sub>4</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,960511	0,958947
<b>Q<sub>1</sub> (MVAR)</b>	0,00	30,00	12,684703	3,310704
<b>Q<sub>2</sub> (MVAR)</b>	0,00	30,00	0	0
<b>P<sub>1</sub> (MW)</b>	50	200	82,683137	55,583466

Durum 3 için KKOA ve GKKOA ile hesaplanan değerler Çizelge 4.15'te verilmiştir.

Çizelge 4.15. Durum 3: Hesaplanan değerler.

	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>Toplam Maliyet (\$/sa)</b>	865,0456	875,0939
<b>Emisyon (ton/sa)</b>	0,161932	0,147619
<b>Güç Kaybı (MW)</b>	2,835864	2,544656
<b>Gerilim sapsması (p.u)</b>	0,881689	0,888742
<b>L-indeksi</b>	0,136541	0,136350

Durum 3'te gerilim fonksiyonu amaç fonksiyonu için önerilen yöntemlere göre çözüme ait elde edilen minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri Çizelge 4.16'da verilmiştir. PSO, GA, GSA ve 10 farklı KGSA yöntemi ile elde edilen çözümler [88]'den alınmıştır.

Çizelge 4.16. Durum 3 için minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.

Yöntem	Minimum	Ortalama	Standart Sapma
PSO	0,138298	0,138834	0,000758
GA	0,138103	0,138611	0,000689
GSA	0,137781	0,139103	0,000843
KGSA1	0,138396	0,138897	0,000515
KGSA2	0,137512	0,138528	0,000737
KGSA3	0,138398	0,139162	0,000489
KGSA4	0,137680	0,138617	0,000636
KGSA5	0,137921	0,138684	0,000467
KGSA6	0,137383	0,138676	0,000772
KGSA7	0,137452	0,138749	0,000713
KGSA8	0,137620	0,138544	0,000707
KGSA9	0,137959	0,138725	0,000505
KGSA10	0,137574	0,138769	0,000803
KKOA	<b>0,136541</b>	<b>0,136708</b>	0,000115
GKKOA	<b>0,136350</b>	<b>0,136452</b>	0,000091

Çizelge 4.16'da minimum ve ortalama değerler açısından GKKOA yönteminin minimum **0,136350** ve ortalama **0,136452** uygunluk değerleri ile gerilim kararlılığı amaç fonksiyonumuz için en iyi değerleri sunduğu açıkça görülmektedir.

#### 4.2.1.4. Durum 4: Güç Kaybı

Problemin bu bölümünde amaç fonksiyonumuz Bölüm 2.5.4'te ifade edilen güç kaybı test fonksiyonudur. Güç kaybı hesaplamasına ilişkin gerekli olan formül Denklem (2.44)'te yer almaktadır.

Durum 4'ün çözümünde elde edilen en iyi sonuca ait değişken değerleri Çizelge 4.17'de verilmiştir.

Çizelge 4.17. Durum 4 için değişken değerleri.

<b>Durum 4</b>				
<b>Değişkenler</b>	<b>Min</b>	<b>Max</b>	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>P<sub>2</sub> (MW)</b>	20,00	80,00	25,309335	25,293456
<b>P<sub>8</sub> (MW)</b>	0,00	75,00	74,999999	74,999862
<b>P<sub>13</sub> (MW)</b>	10,00	35,00	34,999961	35
<b>W<sub>5</sub> (MW)</b>	0,00	60,00	59,990256	59,996507
<b>W<sub>11</sub> (MW)</b>	12,00	40,00	39,988238	39,999415
<b>V<sub>1</sub>(p.u)</b>	0,95	1,10	1,057651	1,057192
<b>V<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,051055	1,051354
<b>V<sub>5</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,040430	1,041634
<b>V<sub>8</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,045978	1,046635
<b>V<sub>11</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,044290	1,051240
<b>V<sub>13</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,067602	1,064980
<b>T<sub>1</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,984137	0,991322
<b>T<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	1,047649	1,045161
<b>T<sub>3</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,996203	0,992228
<b>T<sub>4</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,971038	0,969928
<b>Q<sub>1</sub> (MVAR)</b>	0,00	30,00	30	29,484691
<b>Q<sub>2</sub> (MVAR)</b>	0,00	30,00	10,469954	10,664993
<b>P<sub>1</sub> (MW)</b>	50	200	50,003031	50,000219

Durum 4 için KKOA ve GKKOA ile hesaplanan değerler Çizelge 4.18’de verilmiştir.

Çizelge 4.18. Durum 4: Hesaplanan değerler.

	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>Toplam Maliyet (\$/sa)</b>	913,3775	913,4120
<b>Emisyon (ton/sa)</b>	0,141579	0,141582
<b>Güç Kaybı (MW)</b>	1,890822	1,889461
<b>Gerilim Sapması (p.u)</b>	0,899801	0,915249
<b>L-indeksi</b>	0,138677	0,138291

KKOA ve GKKOA yöntemleri ile elde edilen en iyi çözüme ait minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri ile önerilen GKKOA yönteminin diğer yöntemlerle karşılaştırılması Çizelge 4.19’da verilmiştir. PSO, GA, GSA ve 10 farklı KGSA yöntemi ile elde edilen çözümler [88]’den alınmıştır.

Çizelge 4.19. Durum 4 için minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.

Yöntem	Minimum	Ortalama	Standart Sapma
PSO	2,181152	2,334750	0,217221
GA	1,994154	2,278081	0,296855
GSA	1,968938	2,123533	0,113667
KGSA1	2,083663	2,178403	0,081898
KGSA2	2,033923	2,179150	0,104728
KGSA3	2,011701	2,156400	0,124795
KGSA4	1,942081	2,116063	0,112464
KGSA5	2,016354	2,150918	0,107444
KGSA6	2,103871	2,225114	0,064936
KGSA7	1,966790	2,127214	0,124745
KGSA8	2,031471	2,166384	0,099927
KGSA9	2,066373	2,167164	0,105973
KGSA10	1,922377	2,183796	0,153019
KKOA	<b>1,890822</b>	<b>1,891863</b>	0,000497
GKKOA	<b>1,889461</b>	<b>1,890639</b>	0,000703

Çizelge 4.19’da verilen sonuçlar incelendiğinde güç kaybı amaç fonksiyonu için GKKOA yöntemi **1,889461** minimum ve **1,890639** ortalama uygunluk değeri ile diğer yöntemlere kıyasla daha iyi çözüm değerleri sunmaktadır.

#### 4.2.1.5. Durum 5: Valf Nokta Etkili Genel Maliyet Hesabı

Problemin bu bölümünde amaç fonksiyonu olarak Bölüm 2.5.5’te bahsedilmiş olan valf nokta etkili genel maliyet hesabı fonksiyonu test edilmiştir. Denklem (2.45)’te verilen valf nokta etkili generatör maliyet katsayıları Çizelge 4.20’de verilmiştir ve Denklem (2.45)’te belirtilen rüzgar gücüne ait katsayılar Çizelge 4.5’te verilmiştir. .

Çizelge 4.20. IEEE 30 baralı sistem için valf nokta etkili maliyet katsayıları.

Üretim Baraları	$a$	$b$	$c$	$d$	$e$
P <sub>1</sub>	0,00375	2	0	18	0,037
P <sub>2</sub>	0,0175	1,75	0	16	0,038
P <sub>8</sub>	0,00834	3,25	0	12	0,045
P <sub>13</sub>	0,025	3	0	13,5	0,041

Çözüm sonucunda elde edilen en iyi sonuçlara ait değişken değerleri Çizelge 4.21’de verilmiştir.

Çizelge 4.21. Durum 5 için değişken değerleri.

<b>Durum 5</b>				
<b>Değişkenler</b>	<b>Min</b>	<b>Max</b>	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>P<sub>2</sub> (MW)</b>	20,00	80,00	40,708725	40,597528
<b>P<sub>8</sub> (MW)</b>	0,00	75,00	50,036804	49,640726
<b>P<sub>13</sub> (MW)</b>	10,00	35,00	10,001593	10,000507
<b>W<sub>5</sub> (MW)</b>	0,00	60,00	41,353695	41,862356
<b>W<sub>11</sub> (MW)</b>	12,00	40,00	12,000000	12,000152
<b>V<sub>1</sub>(p.u)</b>	0,95	1,10	1,075655	1,074622
<b>V<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,060678	1,059884
<b>V<sub>5</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,038861	1,038130
<b>V<sub>8</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,038112	1,038783
<b>V<sub>11</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,044430	1,052769
<b>V<sub>13</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,059103	1,060248
<b>T<sub>1</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,998925	0,997575
<b>T<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	1,020597	1,034541
<b>T<sub>3</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,975179	0,975478
<b>T<sub>4</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,963664	0,966134
<b>Q<sub>1</sub> (MVAR)</b>	0,00	30,00	28,820696	28,887407
<b>Q<sub>2</sub> (MVAR)</b>	0,00	30,00	10,437047	10,435224
<b>P<sub>1</sub> (MW)</b>	50	200	134,909817	134,908377

Durum 5 için KKOA ve GKKOA ile hesaplanan değerler Çizelge 4.22’de verilmiştir.

Çizelge 4.22. Durum 5: Hesaplanan değerler.

	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>Toplam Maliyet (\$/sa)</b>	807,2792	807,2618
<b>Emisyon (ton/sa)</b>	0,213540	0,213547
<b>Güç Kaybı (MW)</b>	5,610634	5,609646
<b>Gerilim Sapması (p.u)</b>	0,898823	0,902946
<b>L-İndeksi</b>	0,137895	0,138084

Durum 5’te valf nokta etkili genel maliyet hesabı amaç fonksiyonumuz için elde edilen minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri önerilen yöntemlere göre Çizelge 4.23’te verilmiştir. PSO, GA, GSA ve 10 farklı KGSA yöntemi ile elde edilen çözümler [88]’den alınmıştır. Çizelge 4.23’ten de açıkça görülebileceği üzere GKKOA

yöntemi ile **807,2618** minimum ve **807,2683** ortalama uygunluk değeri elde edilmiş ve diğer yöntemlere göre daha iyi sonuç vermiştir.

Çizelge 4.23. Durum 5 için minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.

Yöntem	Minimum	Ortalama	Standart Sapma
PSO	808,0674	810,2331	3,062783
GA	807,9571	808,5276	0,532514
GSA	807,7097	808,8466	1,122872
KGSA1	807,7568	808,6899	0,835296
KGSA2	807,8838	808,8970	0,876011
KGSA3	807,7573	808,7017	0,644814
KGSA4	807,4636	808,6440	1,002766
KGSA5	807,7612	808,5358	0,816998
KGSA6	807,6781	808,9593	0,979720
KGSA7	807,8088	808,7033	0,903093
KGSA8	807,5551	808,5457	0,711595
KGSA9	807,8323	808,5250	0,596009
KGSA10	807,7905	808,9448	0,747056
KKOA	<b>807,2792</b>	<b>807,2855</b>	0,003620
GKKOA	<b>807,2618</b>	<b>807,2683</b>	0,005254

#### 4.2.1.6. Durum 6: Genel Maliyet Hesabı ve Emisyon Maliyeti

Problemin bu bölümünde amaç fonksiyonu olarak Bölüm 2.5.6’da açıklanan genel maliyet hesabı test fonksiyonu ve emisyon maliyeti test fonksiyonu birlikte kullanılmıştır.

Çizelge 4.24. IEEE 30 baralı sistem için genel ve emisyon maliyeti katsayıları [88].

Üretim Baraları	$P_1$	$P_2$	$P_8$	$P_{13}$
$a$	0,00375	0,0175	0,00834	0,025
$b$	2	1,75	3,25	3
$c$	0	0	0	0
$\gamma$	0,04091	0,02543	0,05326	0,06131
$\beta$	- 0,05554	- 0,06047	- 0,0355	- 0,05555
$\alpha$	0,0649	0,05638	0,0338	0,05151
$\zeta$	0,0002	0,0005	0,002	0,00001
$\lambda$	2,857	3,333	2	6,667

Denklem (2.47)’de ifade edilen generatör maliyet katsayıları ve Denklem (2.48)’de ifade edilen emisyon maliyet katsayıları Çizelge 4.24’te verilmiştir [88]. Denklem (2.47)’de ifade edilen rüzgar gücüne ait katsayılar ise Çizelge 4.5’te verilmiştir. Denklem (2.46)’da yer alan  $C_{tax}$  değeri ise 20 olarak düşünülmüştür. Durum 6 için elde edilen değişken

değerleri Çizelge 4.25'te yer almaktadır.

Çizelge 4.25. Durum 6 için değişken değerleri.

<b>Durum 6</b>				
<b>Değişkenler</b>	<b>Min</b>	<b>Max</b>	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>P<sub>2</sub> (MW)</b>	20,00	80,00	42,506169	42,507349
<b>P<sub>8</sub> (MW)</b>	0,00	75,00	42,195945	42,256659
<b>P<sub>13</sub> (MW)</b>	10,00	35,00	10,002069	10,000277
<b>W<sub>5</sub> (MW)</b>	0,00	60,00	35,788193	35,856556
<b>W<sub>11</sub> (MW)</b>	12,00	40,00	12	12,000059
<b>V<sub>1</sub>(p.u)</b>	0,95	1,10	1,077200	1,077368
<b>V<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,061397	1,061362
<b>V<sub>5</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,036718	1,036926
<b>V<sub>8</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,038400	1,037933
<b>V<sub>11</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,050173	1,050872
<b>V<sub>13</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,056564	1,057647
<b>T<sub>1</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	1,006399	0,993423
<b>T<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	1,022972	1,041611
<b>T<sub>3</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,970165	0,971816
<b>T<sub>4</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,967061	0,965774
<b>Q<sub>1</sub> (MVAR)</b>	0,00	30,00	29,903597	30
<b>Q<sub>2</sub> (MVAR)</b>	0,00	30,00	10,551739	10,716024
<b>P<sub>1</sub> (MW)</b>	50	200	147,409559	147,271114

Durum 6 için KKOA ve GKKOA ile hesaplanan değerler Çizelge 4.26'da verilmiştir.

Çizelge 4.26. Durum 6: Hesaplanan değerler.

	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>Toplam Maliyet (\$/sa)</b>	792,2495	792,2523
<b>Emisyon (ton/sa)</b>	0,233428	0,233187
<b>Güç kaybı (MW)</b>	6,501938	6,492016
<b>Gerilim Sapması (p.u)</b>	0,893282	0,902863
<b>L-indeksi</b>	0,138264	0,138092

Durum 6'da genel maliyet hesabı ve emisyon maliyetinden oluşan amaç fonksiyonumuz için çözüme ait minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri önerilen yöntemlere göre Çizelge 4.27'de verilmiştir. PSO, GA, GSA ve 10 farklı KGSA yöntemi ile elde edilen çözümler [88]'den alınmıştır.

Çizelge 4.27. Durum 6 için minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.

Yöntem	Minimum	Ortalama	Standart Sapma
PSO	797,5623	798,3389	1,098216
GA	797,0708	797,6276	0,553234
GSA	797,0830	797,1810	0,055710
KGSA1	797,0561	797,1782	0,088343
KGSA2	797,0000	797,1466	0,104006
KGSA3	796,9622	797,1690	0,122097
KGSA4	797,0035	797,1348	0,137019
KGSA5	797,0146	797,1446	0,098640
KGSA6	797,0346	797,2280	0,114379
KGSA7	797,0287	797,0990	0,089275
KGSA8	796,9562	797,1697	0,188423
KGSA9	797,0245	797,1248	0,060119
KGSA10	797,0292	797,1690	0,073940
KKOA	<b>796,9181</b>	<b>796,9238</b>	0,003568
GKKOA	<b>796,9160</b>	<b>796,9196</b>	0,002668

Çizelge 4.27’den de görülebileceği üzere **796,9160** minimum ve **796,9196** ortalama uygunluk değerine sahip GKKOA yöntemi en iyi çözüm değerini sunmaktadır.

#### 4.2.1.7. Durum 7: Genel Maliyet Hesabı ve Güç Kaybı

Durum 7’de problemin çözümü için amaç fonksiyonu olarak Bölüm 2.5.7’de bahsedilen genel maliyet hesabı test fonksiyonu ve güç kaybı test fonksiyonu birlikte kullanılmıştır. Test sistemine ait, Denklem (2.50)’de verilen ve rüzgar gücüne ait katsayılar ve generatör maliyet katsayıları ırasıyla Çizelge 4.5 ve Çizelge 4.6’da verilmiştir. Denklem (2.49)’da belirtilen  $\lambda_{GK}$  değeri 40 olarak belirlenmiştir.

Çözüm sonucunda elde edilen en iyi sonuçlara ait değişken değerleri Çizelge 4.28’de verilmiştir.

Çizelge 4.28. Durum 7 için değişken değerleri.

<b>Durum 7</b>				
<b>Değişkenler</b>	<b>Min</b>	<b>Max</b>	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>P<sub>2</sub> (MW)</b>	20,00	80,00	41,579966	41,502742
<b>P<sub>8</sub> (MW)</b>	0,00	75,00	69,512288	69,820714
<b>P<sub>13</sub> (MW)</b>	10,00	35,00	35	34,999989
<b>W<sub>5</sub> (MW)</b>	0,00	60,00	47,569998	47,460734
<b>W<sub>11</sub> (MW)</b>	12,00	40,00	17,668979	17,720159
<b>V<sub>1</sub>(p.u)</b>	0,95	1,10	1,063591	1,063891
<b>V<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,055947	1,055926
<b>V<sub>5</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,041879	1,042306
<b>V<sub>8</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,045220	1,044995
<b>V<sub>11</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,049506	1,048518
<b>V<sub>13</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,064180	1,064453
<b>T<sub>1</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,993242	0,989454
<b>T<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	1,052366	1,056589
<b>T<sub>3</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,984879	0,985259
<b>T<sub>4</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,969855	0,968700
<b>Q<sub>1</sub> (MVAR)</b>	0,00	30,00	29,885122	29,997870
<b>Q<sub>2</sub> (MVAR)</b>	0,00	30,00	10,660564	10,541531
<b>P<sub>1</sub> (MW)</b>	50	200	74,745843	74,562781

Durum 6 için KKOA ve GKKOA ile hesaplanan değerler Çizelge 4.26'da verilmiştir.

Çizelge 4.29. Durum 7:Hesaplanan değerler.

	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>Toplam Maliyet (\$/sa)</b>	846,3955	846,7777
<b>Emisyon (ton/sa)</b>	0,151519	0,151421
<b>Güç kaybı (MW)</b>	2,677077	2,667122
<b>Gerilim Sapması (p.u)</b>	0,920835	0,923597
<b>L-indeksi</b>	0,137942	0,137818

Çözüme ait minimum, ortalama ve standart sapma değerleri Çizelge 4.30'da verilmiştir. PSO, GA, GSA ve 10 farklı KGSA yöntemi ile elde edilen çözümler [88]'den alınmıştır.

Çizelge 4.30. Durum 7 için minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.

Yöntem	Minimum	Ortalama	Standart Sapma
PSO	958,9037	959,5234	0,876373
GA	954,4281	956,1806	1,515594
GSA	953,8306	954,2739	0,649638
KGSA1	953,7873	954,4769	0,512904
KGSA2	953,9913	954,5015	0,493670
KGSA3	953,9589	954,6105	0,518644
KGSA4	953,7148	954,0917	0,215181
KGSA5	953,7338	954,0412	0,256040
KGSA6	953,6618	954,3002	0,664513
KGSA7	953,7200	954,2547	0,386184
KGSA8	953,6992	954,1509	0,448834
KGSA9	953,6980	954,2570	0,474162
KGSA10	953,7338	954,0925	0,370132
KKOA	<b>953,4786</b>	<b>953,5223</b>	0,037113
GKKOA	<b>953,4626</b>	<b>953,4874</b>	0,027883

Çizelge 4.30’da genel maliyet hesabı ve güç kaybından oluşan amaç fonksiyonumuzun önerilen yöntemlere göre minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri verilmiş olup, tablodan da anlaşılacağı üzere önerilen GKKOA yöntemi minimum ve ortalama değer açısından sırasıyla **953,4626** minimum ve **953,4874** ortalama uygunluk değerleri ile en iyi sonucu sunmaktadır.

#### 4.2.1.8. Durum 8: Genel Maliyet Hesabı ve Gerilim Sapması

Durum 8’de problemin amaç fonksiyonu olarak Bölüm 2.5.8’de açıklanan genel maliyet hesabı test fonksiyonu ve gerilim sapması test fonksiyonu birlikte kullanılmıştır. Denklem (2.53)’te verilen rüzgar gücüne ait katsayılar ve generatör maliyet katsayıları sırasıyla Çizelge 4.5’te ve Çizelge 4.6’da verilmiştir. Denklem (2.52)’de belirtilen  $\lambda_{GS}$  değeri 100 olarak belirlenmiştir. Problem çözümüne ait elde edilen en iyi sonuçların değişken değerleri Çizelge 4.31’de verilmiştir.

Çizelge 4.31. Durum 8 için değişken değerleri.

<b>Durum 8</b>				
<b>Değişkenler</b>	<b>Min</b>	<b>Max</b>	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>P<sub>2</sub> (MW)</b>	20,00	80,00	41,902177	41,992422
<b>P<sub>8</sub> (MW)</b>	0,00	75,00	42,588668	42,269322
<b>P<sub>13</sub> (MW)</b>	10,00	35,00	10,009210	10
<b>W<sub>5</sub> (MW)</b>	0,00	60,00	35,578630	35,773388
<b>W<sub>11</sub> (MW)</b>	12,00	40,00	12,002886	12,000002
<b>V<sub>1</sub>(p.u)</b>	0,95	1,10	1,038626	1,037646
<b>V<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,024710	1,024500
<b>V<sub>5</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,011666	1,011740
<b>V<sub>8</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,005465	1,004632
<b>V<sub>11</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,016963	1,025685
<b>V<sub>13</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	0,996611	0,995943
<b>T<sub>1</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	1,034372	1,043619
<b>T<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	1,005169	1,019270
<b>T<sub>3</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,921011	0,919943
<b>T<sub>4</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,951217	0,951550
<b>Q<sub>1</sub> (MVAR)</b>	0,00	30,00	28,259018	29,999923
<b>Q<sub>2</sub> (MVAR)</b>	0,00	30,00	11,773174	11,976986
<b>P<sub>1</sub> (MW)</b>	50	200	148,498829	148,561242

Durum 8 için KKOA ve GKKOA ile hesaplanan değerler Çizelge 4.32’de verilmiştir.

Çizelge 4.32. Durum 8: Hesaplanan değerler.

	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>Toplam Maliyet</b>	794,3594	794,3648
<b>Emisyon (ton/sa)</b>	0,235375	0,235484
<b>Güç kaybı (MW)</b>	7,180403	7,196378
<b>Gerilim Sapması (p.u)</b>	0,130965	0,130590
<b>L-indeksi</b>	0,147314	0,147337

Durum 8’de genel maliyet hesabı ve gerilim sapmasından oluşan amaç fonksiyonumuz için problem çözümüne ait minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri Çizelge 4.33’te verilmiştir. PSO, GA, GSA ve 10 farklı KGSA yöntemi ile elde edilen çözümler [88]’den alınmıştır.

Çizelge 4.33. Durum 8 için minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.

Yöntem	Minimum	Ortalama	Standart Sapma
PSO	809,2895	811,1804	2,674116
GA	808,4875	809,3462	0,609891
GSA	808,0479	809,1738	2,175161
KGSA1	807,6827	808,8161	0,859324
KGSA2	808,0858	809,1346	0,862140
KGSA3	808,1058	809,1153	0,895079
KGSA4	807,8702	808,5497	0,639989
KGSA5	807,8363	809,0945	1,056703
KGSA6	808,0712	808,6991	0,972122
KGSA7	807,9236	808,9578	0,888957
KGSA8	807,8445	809,1023	1,376871
KGSA9	807,9393	808,7600	0,843828
KGSA10	808,1224	809,1667	0,834334
KKOA	<b>807,4559</b>	<b>807,5002</b>	0,035024
GKKOA	<b>807,4238</b>	<b>807,4401</b>	0,009725

Çizelge 4.33 incelendiğinde önerilen yöntem olan GKKOA'nın minimum ve ortalama değer açısından bakıldığında **807,4238** minimum ve **807,4401** ortalama uygunluk değerleri ile literatürde bulunan diğer yöntemlere kıyasla daha iyi sonuç verdiği görülmektedir.

#### 4.2.1.9. Durum 9: Genel Maliyet Hesabı ve Gerilim Kararlılığı

Problemin bu bölümünde amaç fonksiyonu Bölüm 2.5.9'da yer alan genel maliyet hesabı ve gerilim kararlılığı test fonksiyonudur.

Denklem (2.56)'da bulunan rüzgar gücüne ait katsayılar ve generatör maliyet katsayıları Çizelge 4.5'te ve Çizelge 4.6'da verilmiştir. Bunun dışında Durum 9 için önerilen amaç fonksiyonunda, Denklem (2.55)'te belirtilen  $\lambda_L$  değeri ise 100 olarak düşünülmüştür. Durum 9 için elde edilen en iyi çözümlere ait değişken değerleri Çizelge 4.34'te verilmiştir.

Çizelge 4.34. Durum 9 için değişken değerleri.

Durum 9				
Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA
P <sub>2</sub> (MW)	20,00	80,00	42,273961	41,829734
P <sub>8</sub> (MW)	0,00	75,00	41,698079	41,928161
P <sub>13</sub> (MW)	10,00	35,00	10	10
W <sub>5</sub> (MW)	0,00	60,00	35,729548	35,493255
W <sub>11</sub> (MW)	12,00	40,00	12	12,000562
V <sub>1</sub> (p.u)	0,95	1,10	1,077324	1,077529
V <sub>2</sub> (p.u)	0,95	1,10	1,061276	1,061239
V <sub>5</sub> (p.u)	0,95	1,10	1,036578	1,036454
V <sub>8</sub> (p.u)	0,95	1,10	1,039620	1,038245
V <sub>11</sub> (p.u)	0,95	1,10	1,100000	1,099685
V <sub>13</sub> (p.u)	0,95	1,10	1,058112	1,060154
T <sub>1</sub> (p.u)	0,90	1,10	1,048928	1,047040
T <sub>2</sub> (p.u)	0,90	1,10	0,900000	0,904251
T <sub>3</sub> (p.u)	0,90	1,10	0,973202	0,975289
T <sub>4</sub> (p.u)	0,90	1,10	0,961971	0,961692
Q <sub>1</sub> (MVAR)	0,00	30,00	5,035238	5,444528
Q <sub>2</sub> (MVAR)	0,00	30,00	9,306341	9,753925
P <sub>1</sub> (MW)	50	200	148,260961	148,717892

Durum 9 için KKOA ve GKKOA ile hesaplanan değerler Çizelge 4.35'te verilmiştir.

Çizelge 4.35. Durum 9: Hesaplanan değerler.

	KKOA	GKKOA
<b>Toplam Maliyet (\$/sa)</b>	792,2604	792,2424
<b>Emisyon (ton/sa)</b>	0,234935	0,235772
<b>Güç kaybı (MW)</b>	6,562550	6,569606
<b>Gerilim Sapması (p.u)</b>	0,899115	0,903548
<b>L-idxi</b>	0,137145	0,137145

Durum 9 için genel maliyet hesabı ve gerilim kararlılığından oluşan amaç fonksiyonumuzda çözüme ait minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri önerilen yöntemlere göre Çizelge 4.36'da verilmiştir. Çizelge 4.36 incelendiğinde minimum ve ortalama değer bakımından, önerilen GKKOA yöntemi sırasıyla **805,9569** minimum ve **805,9612** ortalama uygunluk değerleri ile problemin çözümünde en iyi sonucu vermiştir. PSO, GA, GSA ve 10 farklı KGSA yöntemi ile elde edilen çözümler [88]'den alınmıştır.

Çizelge 4.36. Durum 9 için minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.

Yöntem	Minimum	Ortalama	Standart Sapma
PSO	807,5795	807,8020	0,314714
GA	806,4636	807,0799	0,568029
GSA	806,1070	806,3733	0,256217
KGSA1	806,0296	806,3985	0,319294
KGSA2	806,1848	806,4173	0,282253
KGSA3	806,1238	806,3826	0,183370
KGSA4	806,1481	806,4207	0,358162
KGSA5	806,1068	806,4340	0,330525
KGSA6	806,2586	806,4184	0,129789
KGSA7	806,1749	806,3712	0,106980
KGSA8	806,1739	806,3043	0,106376
KGSA9	806,0726	806,2675	0,104450
KGSA10	806,1511	806,3059	0,145030
KKOA	<b>805,9749</b>	<b>805,9863</b>	0,009822
GKKOA	<b>805,9569</b>	<b>805,9612</b>	0,003305

#### 4.2.1.10. Durum 10: Valf Nokta Etkili Maliyet Hesabı ve Emisyon Maliyeti

Bölüm 2.5.10'da yer alan valf nokta etkili genel maliyet hesabı ve emisyon maliyeti test fonksiyonları Durum 10'da yer alan amaç fonksiyonunu oluşturmaktadır. Denklem (2.59)'da verilen valf nokta etkili generatör maliyet katsayıları ve Denklem (2.60)'da verilen emisyon maliyet katsayıları Çizelge 4.37'de verilmiş olup Denklem (2.59)'de verilen rüzgar gücü katsayıları ise Çizelge 4.5'te verilmiştir. Ayrıca Denklem (2.58)'de bulunan  $C_{tax}$  değeri 20 olarak belirlenmiştir.

Çizelge 4.37. Valf nokta etkili genel maliyet ve emisyon maliyeti katsayıları [88].

Üretim Baraları	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	P <sub>8</sub>	P <sub>13</sub>
<i>a</i>	0,00375	0,0175	0,00834	0,025
<i>b</i>	2	1,75	3,25	3
<i>c</i>	0	0	0	0
<i>d</i>	18	16	12	13,5
<i>e</i>	0,037	0,038	0,045	0,041
$\gamma$	0,04091	0,02543	0,05326	0,06131
$\beta$	- 0,05554	- 0,06047	- 0,0355	- 0,05555
$\alpha$	0,0649	0,05638	0,0338	0,05151
$\zeta$	0,0002	0,0005	0,002	0,00001
$\lambda$	2,857	3,333	2	6,667

Durum 10 için problem çözümünde elde edilen en iyi sonuçlara ait değişken değerleri

Çizelge 4.38’de verilmiştir.

Çizelge 4.38. Durum 10 değişken değerleri.

<b>Durum 10</b>				
<b>Değişkenler</b>	<b>Min</b>	<b>Max</b>	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>P<sub>2</sub> (MW)</b>	20,00	80,00	40,319754	40,581433
<b>P<sub>8</sub> (MW)</b>	0,00	75,00	49,832176	49,713314
<b>P<sub>13</sub> (MW)</b>	10,00	35,00	10,001545	10
<b>W<sub>5</sub> (MW)</b>	0,00	60,00	41,939281	41,805603
<b>W<sub>11</sub> (MW)</b>	12,00	40,00	12,0000003	12
<b>V<sub>1</sub>(p.u)</b>	0,95	1,10	1,074445	1,074469
<b>V<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,060281	1,059846
<b>V<sub>5</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,038208	1,037030
<b>V<sub>8</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,039776	1,038489
<b>V<sub>11</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,047520	1,048445
<b>V<sub>13</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,059060	1,061646
<b>T<sub>1</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,991080	0,987208
<b>T<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	1,039114	1,049412
<b>T<sub>3</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,974290	0,978920
<b>T<sub>4</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,965695	0,965865
<b>Q<sub>1</sub> (MVAR)</b>	0,00	30,00	29,778155	30
<b>Q<sub>2</sub> (MVAR)</b>	0,00	30,00	9,797030	10,645975
<b>P<sub>1</sub> (MW)</b>	50	200	134,908870	134,908627

Durum 10 için KKOA ve GKKOA ile hesaplanan değerler Çizelge 4.39’da verilmiştir.

Çizelge 4.39. Durum 10: Hesaplanan değerler.

	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>Toplam Maliyet (\$/sa)</b>	807,2713	807,2638
<b>Emisyon (ton/sa)</b>	0,213571	0,213549
<b>Güç Kaybı (MW)</b>	5,601628	5,608978
<b>Gerilim Sapması (p.u)</b>	0,898766	0,901790
<b>L-indeksi</b>	0,138087	0,138131

Durum 10’da amaç fonksiyonunun elde edilen çözümlerine ait minimum, ortalama ve standart sapma değerleri önerilen yöntemlere göre Çizelge 4.40’ta yer almaktadır. PSO, GA, GSA ve 10 farklı KGSA yöntemi ile elde edilen çözümler [88]’den alınmıştır.

Çizelge 4.40. Durum 10 için minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.

Yöntem	Minimum	Ortalama	Standart Sapma
PSO	812,3520	813,9040	2,194725
GA	812,1881	813,0445	0,629267
GSA	812,0683	813,2208	1,226592
KGSA1	812,3015	813,3040	1,097698
KGSA2	811,8788	813,2046	1,212477
KGSA3	812,1317	813,5344	1,059153
KGSA4	812,5192	813,2122	0,622968
KGSA5	812,0399	813,8851	1,475464
KGSA6	812,2465	813,0831	0,734048
KGSA7	812,1392	812,9215	0,523852
KGSA8	812,0293	813,1195	0,803744
KGSA9	812,3675	813,3089	0,625510
KGSA10	811,8736	813,0746	0,932979
KKOA	<b>811,5427</b>	<b>811,5545</b>	0,008715
GKKOA	<b>811,5348</b>	<b>811,5410</b>	0,005456

Çizelge 4.40 incelendiğinde **811,5348** minimum ve **811,5410** ortalama uygunluk değerleri ile GKKOA yönteminin problemin çözümünde en iyi sonucu verdiği açıkça görülmektedir.

#### 4.2.1.11. Durum 11: Genel Maliyet, Emisyon Maliyeti, Gerilim Sapması ve Güç Kaybı

Durum 11’de problemin amaç fonksiyonu Bölüm 2.5.11’de açıklanan genel maliyet hesabı, emisyon maliyeti, gerilim sapması ve güç kaybı fonksiyonlarından oluşmaktadır. Denklem (2.62)’de verilen generatör maliyet katsayıları ve Denklem (2.63)’te verilen emisyon maliyet katsayıları Çizelge 4.41’de [88], Denklem (2.62)’de belirtilen rüzgar gücüne ait katsayılar ise Çizelge 4.5’te verilmiştir.

Çizelge 4.41. Genel maliyet ve emisyon maliyeti katsayıları [88].

Üretim Baraları	$P_1$	$P_2$	$P_8$	$P_{13}$
$a$	0,00375	0,0175	0,00834	0,025
$b$	2	1,75	3,25	3
$c$	0	0	0	0
$\gamma$	0,04091	0,02543	0,05326	0,06131
$\beta$	- 0,05554	- 0,06047	- 0,0355	- 0,05555
$\alpha$	0,0649	0,05638	0,0338	0,05151
$\zeta$	0,0002	0,0005	0,002	0,00001
$\lambda$	2,857	3,333	2	6,667

Ayrıca Denklem (2.61)'de ifade edilen,  $\lambda_E, C_{tax}, \lambda_{GS}, \lambda_{GK}$  değerleri sırasıyla 19, 20, 21 ve 22 olarak belirlenmiştir. Durum 11 için problemin çözümünde elde edilen en iyi sonuçlara ait değişken değerleri Çizelge 4.42'de verilmiştir.

Çizelge 4.42. Durum 11 için değişken değerleri.

<b>Durum 11</b>				
<b>Değişkenler</b>	<b>Min</b>	<b>Max</b>	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>P<sub>2</sub> (MW)</b>	20,00	80,00	44,808559	44,780169
<b>P<sub>8</sub> (MW)</b>	0,00	75,00	60,392110	60,455463
<b>P<sub>13</sub> (MW)</b>	10,00	35,00	35	34,998799
<b>W<sub>5</sub> (MW)</b>	0,00	60,00	43,854149	43,834975
<b>W<sub>11</sub> (MW)</b>	12,00	40,00	17,401109	17,458354
<b>V<sub>1</sub>(p.u)</b>	0,95	1,10	1,064541	1,065422
<b>V<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,055292	1,055948
<b>V<sub>5</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,037856	1,038305
<b>V<sub>8</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,041966	1,042460
<b>V<sub>11</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	0,996940	0,995545
<b>V<sub>13</sub> (p.u)</b>	0,95	1,10	1,034391	1,033873
<b>T<sub>1</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	1,061141	1,059690
<b>T<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	1,005762	1,009333
<b>T<sub>3</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	1,025833	1,025142
<b>T<sub>4</sub> (p.u)</b>	0,90	1,10	0,988139	0,988414
<b>Q<sub>1</sub> (MVAR)</b>	0,00	30,00	29,749881	29,979812
<b>Q<sub>2</sub> (MVAR)</b>	0,00	30,00	10,601849	10,705994
<b>P<sub>1</sub> (MW)</b>	50	200	85,217107	85,139654

Durum 11 için KKOA ve GKKOA ile hesaplanan değerler Çizelge 4.43'te verilmiştir.

Çizelge 4.43. Durum 11: Hesaplanan değerler.

	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>Toplam Maliyet (\$/sa)</b>	829,9952	830,1017
<b>Emisyon (ton/sa)</b>	0,157112	0,157043
<b>Güç Kaybı (MW)</b>	3,273036	3,267416
<b>Gerilim Sapması (p.u)</b>	0,334576	0,336423
<b>L-indeksi</b>	0,145842	0,145815

Durum 11 için problem çözümüne ait minimum, ortalama ve standart sapma değerleri Çizelge 4.44'te verilmiştir. PSO, GA, GSA ve 10 farklı KGSA yöntemi ile elde edilen çözümler [88]'den alınmıştır.

Çizelge 4.44. Durum 11 için minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.

Yöntem	Minimum	Ortalama	Standart Sapma
PSO	969,4606	971,1475	2,385624
GA	968,9881	969,3560	0,342776
GSA	968,7621	969,6998	2,814934
KGSA1	968,7561	968,8475	0,076861
KGSA2	968,7607	968,8458	0,078058
KGSA3	968,7863	968,8445	0,042599
KGSA4	968,7711	968,8579	0,060515
KGSA5	968,7914	968,8423	0,031069
KGSA6	968,8327	968,8729	0,045003
KGSA7	968,7698	968,8355	0,039755
KGSA8	968,7668	968,8146	0,035684
KGSA9	968,7743	968,8126	0,044898
KGSA10	968,7713	968,8211	0,041986
KKOA	<b>968,7306</b>	<b>968,7459</b>	0,014653
GKKOA	<b>968,7263</b>	<b>968,7285</b>	0,001907

Çizelge 4.44'ten de incelenebileceği üzere minimum ve ortalama değerlere bakıldığında önerilen yöntem olan GKKOA'nın **968,7263** minimum ve **968,7285** ortalama uygunluk değerleri ile önerilen yöntemler arasında en iyi sonucu verdiği açıkça görülmektedir.

#### 4.2.2. IEEE 57 Baralı Sistem

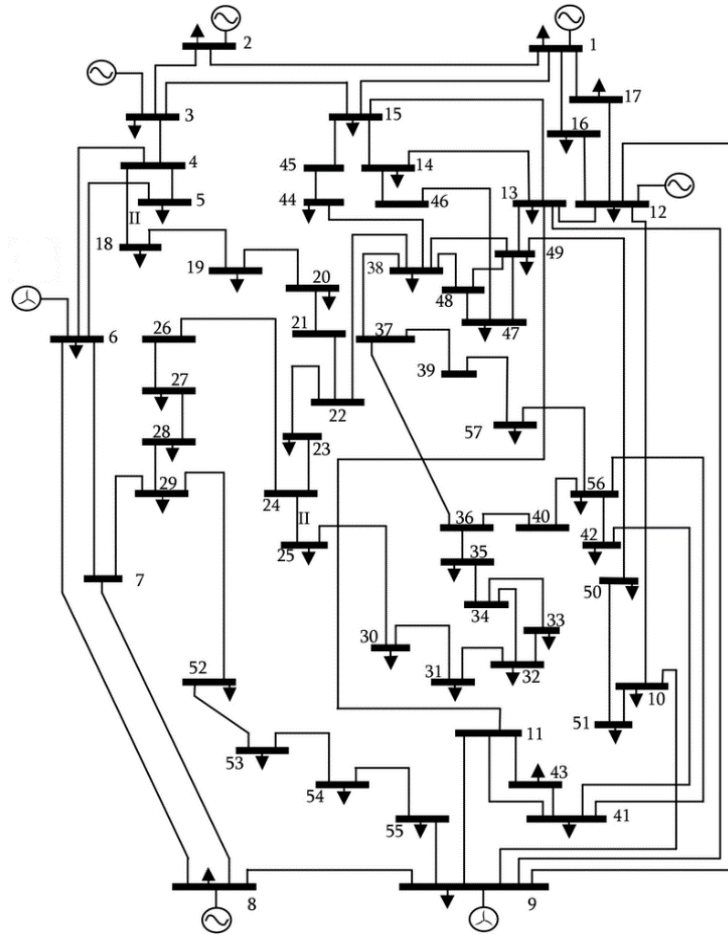
Tez çalışmasının bu bölümünde Şekil 4.13'te verilen IEEE 57 baralı sistem kullanılarak GKKOA test edilmiştir. Test sisteminde bulunan 6. ve 9. baralardaki generatörlerin yerine sırasıyla 50 ve 40 adet rüzgar türbininden oluşan rüzgar arazileri eklenmiştir. Rüzgar Gücü Entegreli IEEE 57 baralı sistem Şekil 4.3'te görülmektedir. Test sisteminde 6 ve 9 numaralı baralara rüzgar ünitesi dahil edilmiştir. Rüzgar gücüne ait maliyet hesabında kullanılan katsayılar Çizelge 4.45'te verilmiştir [82]. Generatörlere ait maliyet katsayıları ise Çizelge 4.46'da verilmiştir [96]. Rüzgar gücü entegreli IEEE 57 baralı sistem Şekil 4.1'de verilmiştir. Sisteme ait aktif ve reaktif güç talebi 1250,8 MW ve 336,4 MVAR olarak belirtilirken, 5 farklı amaç fonksiyonu için elde edilen sonuçlar daha detaylı olarak şu şekilde ifade edilebilir:

Çizelge 4.45. IEEE 57 baralı sistem için rüzgar gücüne ait katsayılar [82].

Rüzgar Gücü Üretim Birimleri	Katsayılar									
	$q$	$V_{in}$ (m/s)	$V_{out}$ (m/s)	$V_r$ (m/s)	$k$ (m/s)	$c$ (m/s)	$C_{rwj}$	$C_{pwj}$	$P_R$ (MW)	$P_T$ (MW)
$W_6$	1.60	3	25	16	2	9	3	1,5	3	150
$W_9$	1.75	3	25	16	2	10	3	1,5	3	120

Çizelge 4.46. IEEE 57 baralı sistem için generatörlere ait maliyet katsayıları [96].

Üretim Baraları	$a$	$b$	$c$
$P_1$	0,0775795	20	0
$P_2$	0,01	40	0
$P_3$	0,25	20	0
$P_8$	0,0222222	20	0
$P_{12}$	0,0322581	20	0



Şekil 4.2. Rüzgar Entegreli IEEE 57 Baralı Sistem [88].

#### 4.2.2.1. Durum 12: Genel Maliyet Hesabı

Bu bölümde rüzgar gücü entegreli optimal güç akışı problemi amaç fonksiyonu olarak Bölüm 2.5.1’de açıklanan genel maliyet hesabı test fonksiyonu kullanılmıştır. Test sistemine ait, Denklem (2.38)’de belirtilen rüzgar gücüne ait katsayılar Çizelge 4.45’te, Denklem (2.37)’de verilen generatör maliyet katsayıları Çizelge 4.46’da verilmiştir. Elde edilen çözüme ait en iyi değişken değerleri Çizelge 4.47’de verilmiştir.

Çizelge 4.47. Durum 12 için değişken değerleri.

Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA	Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA
<b>P<sub>2</sub> (MW)</b>	30	100	51,087715	50,456971	<b>T<sub>5</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,962319	1,032664
<b>P<sub>3</sub> (MW)</b>	40	140	42,612034	42,613037	<b>T<sub>6</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,041737	1,040116
<b>P<sub>8</sub> (MW)</b>	0	150	149,999993	149,999957	<b>T<sub>7</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,999181	0,998988
<b>P<sub>12</sub> (MW)</b>	100	550	425,330774	425,061285	<b>T<sub>8</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,971469	0,966612
<b>W<sub>6</sub> (MW)</b>	0	120	119,999318	119,999980	<b>T<sub>9</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,904549	0,915146
<b>W<sub>9</sub> (MW)</b>	100	410	341,319241	342,073753	<b>T<sub>10</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,976453	0,978103
<b>V<sub>1</sub>(p.u)</b>	0,95	1,1	1,056221	1,059311	<b>T<sub>11</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,961533	0,965120
<b>V<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,052796	1,055691	<b>T<sub>12</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,974817	0,975746
<b>V<sub>3</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,051864	1,054136	<b>T<sub>13</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,937738	0,939428
<b>V<sub>6</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,068087	1,068172	<b>T<sub>14</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,983736	0,975951
<b>V<sub>8</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,076342	1,076343	<b>T<sub>15</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,993463	0,993969
<b>V<sub>9</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,055168	1,056036	<b>T<sub>16</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,966024	0,964432
<b>V<sub>12</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,046356	1,047975	<b>T<sub>17</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,011797	1,013727
<b>T<sub>1</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,004794	1,027894	<b>Q<sub>1</sub> (MVAR)</b>	0	30	10,624366	10,057971
<b>T<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,981871	0,965978	<b>Q<sub>2</sub> (MVAR)</b>	0	30	15,084395	13,994591
<b>T<sub>3</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,017155	1,013962	<b>Q<sub>3</sub> (MVAR)</b>	0	30	11,844059	11,747349
<b>T<sub>4</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,100000	1,008527	<b>P<sub>1</sub> (MW)</b>	0	576	136,525954	136,629514

Durum 12 için KKOA ve GKKOA ile elde edilen hesaplanan değerler Çizelge 4.48’de verilmiştir.

Çizelge 4.48. Durum 12: Hesaplanan değerler.

	KKOA	GKKOA
<b>Toplam Maliyet (\$/sa)</b>	31592,767	31592,448
<b>Emisyon (ton/sa)</b>	1,128427	1,129139
<b>Güç kaybı (MW)</b>	16,075030	16,034498
<b>Gerilim Sapması (p.u)</b>	1,651688	1,667432
<b>L-indeksi</b>	0,280226	0,279545

Durum 12’de genel maliyet hesabından oluşan amaç fonksiyonunun çözümüne ait minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri Çizelge 4.49’da verilmiştir. PSO, GA, GSA ve 10 farklı KGSA yöntemi ile elde edilen çözümler [88]’den alınmıştır.

Çizelge 4.49. Durum 12 için minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.

Yöntem	Minimum	Ortalama	Standart Sapma
PSO	33.400,326	34.011,353	372,90838
GA	31.637,539	31.674,742	42,02340
GSA	31.644,253	31.678,663	43,51231
KGSA1	31.643,330	31.692,315	46,91891
KGSA2	31.643,440	31.686,981	24,08940
KGSA3	31.632,225	31.673,839	27,88850
KGSA4	31.653,108	31.687,630	22,36032
KGSA5	31.620,368	31.662,273	26,63302
KGSA6	31.634,476	31.686,314	35,07042
KGSA7	31.646,452	31.681,208	18,99773
KGSA8	31.638,856	31.675,526	29,87536
KGSA9	31.653,425	31.681,458	33,43692
KGSA10	31.616,898	31.657,860	22,30268
KKOA	<b>31.596,098</b>	<b>31.597,314</b>	0,950794
GKKOA	<b>31.595,742</b>	<b>31.596,447</b>	0,640332

Çizelge 4.49 incelendiğinde GKKOA yönteminin **31.595,742** ile minimum değer için **31.596,447** ile ortalama uygunluk değeri için en iyi çözümü verdiği görülebilir.

#### 4.2.2.2. Durum 13: Genel Maliyet Hesabı ve Gerilim Sapması

Durum 13 için amaç fonksiyonu Başlık 2.5.8’de açıklanan genel maliyet hesabı ve gerilim sapması test fonksiyonu olarak düşünülmüştür. Denklem (2.53)’te verilen rüzgar gücüne ait katsayılar ve generatör maliyet katsayıları sırasıyla Çizelge 4.45’te ve Çizelge 4.46’da verilmiştir. Denklem (2.52)’de belirtilen  $\lambda_{GS}$  değeri 100 olarak düşünülmüştür. En iyi sonuçlara ait olan değişken değerleri Çizelge 4.50’de verilmiştir.

Çizelge 4.50. Durum 13 için değişken değerleri.

Değişken	Min	Max	KKOA	GKKOA	Değişken	Min	Max	KKOA	GKKOA
P <sub>2</sub> (MW)	30	100	50,018936	50,017550	T <sub>5</sub> (p.u)	0,9	1,1	0,933992	0,995772
P <sub>3</sub> (MW)	40	140	42,646833	42,365303	T <sub>6</sub> (p.u)	0,9	1,1	1,027313	1,025494
P <sub>8</sub> (MW)	0	150	150	150	T <sub>7</sub> (p.u)	0,9	1,1	1,022337	1,024480
P <sub>12</sub> (MW)	100	550	424,939443	425,436735	T <sub>8</sub> (p.u)	0,9	1,1	0,938181	0,939690
W <sub>6</sub> (MW)	0	120	119,999903	119,999999	T <sub>9</sub> (p.u)	0,9	1,1	0,900136	0,900006
W <sub>9</sub> (MW)	100	410	342,842453	343,229131	T <sub>10</sub> (p.u)	0,9	1,1	0,967958	0,968437
V <sub>1</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,029287	1,029686	T <sub>11</sub> (p.u)	0,9	1,1	0,965673	0,967121
V <sub>2</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,026140	1,026717	T <sub>12</sub> (p.u)	0,9	1,1	0,985602	0,985936
V <sub>3</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,027018	1,028041	T <sub>13</sub> (p.u)	0,9	1,1	0,937953	0,936785
V <sub>6</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,054675	1,056092	T <sub>14</sub> (p.u)	0,9	1,1	0,974830	0,975541
V <sub>8</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,065608	1,066321	T <sub>15</sub> (p.u)	0,9	1,1	0,996372	0,999054
V <sub>9</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,036057	1,036367	T <sub>16</sub> (p.u)	0,9	1,1	0,946765	0,943641
V <sub>12</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,016803	1,016268	T <sub>17</sub> (p.u)	0,9	1,1	1,019218	1,020251
T <sub>1</sub> (p.u)	0,9	1,1	0,932225	1,044115	Q <sub>1</sub> (MVAR)	0	30	16,097969	9,419726
T <sub>2</sub> (p.u)	0,9	1,1	1,099281	0,975721	Q <sub>2</sub> (MVAR)	0	30	15,981368	15,460169
T <sub>3</sub> (p.u)	0,9	1,1	0,991400	0,989140	Q <sub>3</sub> (MVAR)	0	30	15,632563	15,738320
T <sub>4</sub> (p.u)	0,9	1,1	1,095616	1,011247	P <sub>1</sub> (MW)	0	576	137,065465	136,484250

Durum 13 için KKOA ve GKKOA ile elde edilen hesaplanan değerler Çizelge 4.51’de verilmiştir.

Çizelge 4.51. Durum 13: Hesaplanan değerler.

	KKOA	GKKOA
<b>Toplam Maliyet (\$/sa)</b>	31621,477	31621,483
<b>Emisyon (ton/sa)</b>	1,130783	1,132555
<b>Güç kaybı (MW)</b>	16,713033	16,732967
<b>Gerilim Sapması (p.u)</b>	0,799436	0,797664
<b>L-indeksi</b>	0,293002	0,292375

Durum 13’te genel maliyet hesabı ve gerilim sapmasından oluşan amaç fonksiyonuna ait minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri Çizelge 4.52’de verilmiş ve önerilen diğer yöntemlerle karşılaştırılmıştır. PSO, GA, GSA ve 10 farklı KGSA yöntemi ile elde edilen çözümler [88]’den alınmıştır.

Çizelge 4.55. Durum 13 için minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.

Yöntem	Minimum	Ortalama	Standart Sapma
PSO	33.074,269	34.133,103	681,79467
GA	31.740,725	31.788,590	30,14663
GSA	31.762,010	31.797,596	23,98666
KGSA1	31.749,703	31.790,269	22,30793
KGSA2	31.730,243	31.790,388	38,13225
KGSA3	31.787,123	31.833,340	21,83160
KGSA4	31.762,045	31.795,202	25,68660
KGSA5	31.763,666	31.788,368	14,58113
KGSA6	31.749,997	31.807,396	63,26620
KGSA7	31.754,275	31.779,434	18,90494
KGSA8	31.755,087	31.799,295	46,55918
KGSA9	31.736,800	31.798,753	43,00306
KGSA10	31.742,276	31.796,479	48,36869
KKOA	<b>31.701,421</b>	<b>31.702,058</b>	0,557310
GKKOA	<b>31.701,249</b>	<b>31.701,537</b>	0,347453

Elde edilen sonuçlara dikkat edildiğinde önerilen GKKOA yöntemi **31.701,249** minimum ve **31.701,537** ortalama uygunluk değerleri ile problemin çözümünde amaç fonksiyonumuz için en iyi sonucu vermiştir.

#### 4.2.2.3. Durum 14: Genel Maliyet Hesabı ve Gerilim Kararlılığı

Durum 14'te problemin çözümü için genel maliyet hesabı ve gerilim kararlılığı test fonksiyonunun birlikte olduğu amaç fonksiyonu kullanılmıştır. Denklem (2.56)'da verilen rüzgar gücüne ait katsayılar ve generatör maliyet katsayıları sırasıyla Çizelge 4.45'te ve Çizelge 4.46'da verilmiştir. Ayrıca Denklem (2.55)'te yer alan  $\lambda_L$  değeri 100 olarak düşünülmüştür.

Çözüm sonucunda elde edilen en iyi sonuçların değişken değerleri ise Çizelge 4.53'te verilmiştir.

Çizelge 4.53. Durum 14 için değişken değerleri.

Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA	Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA
<b>P<sub>2</sub> (MW)</b>	30	100	50,244060	50,186206	<b>T<sub>5</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,006319	1,023853
<b>P<sub>3</sub> (MW)</b>	40	140	42,619625	42,460392	<b>T<sub>6</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,039997	1,039786
<b>P<sub>8</sub> (MW)</b>	0	150	150	149,999837	<b>T<sub>7</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,001530	0,995819
<b>P<sub>12</sub> (MW)</b>	100	550	424,291281	424,740969	<b>T<sub>8</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,962885	0,965530
<b>W<sub>6</sub> (MW)</b>	0	120	120	119,999729	<b>T<sub>9</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,915972	0,908754
<b>W<sub>9</sub> (MW)</b>	100	410	342,840268	342,933284	<b>T<sub>10</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,979617	0,972906
<b>V<sub>1</sub>(p.u)</b>	0,95	1,1	1,059308	1,052861	<b>T<sub>11</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,965499	0,958891
<b>V<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,055940	1,049532	<b>T<sub>12</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,979452	0,969909
<b>V<sub>3</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,055257	1,049087	<b>T<sub>13</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,940472	0,932101
<b>V<sub>6</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,067770	1,065505	<b>T<sub>14</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,982018	0,969839
<b>V<sub>8</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,079273	1,071347	<b>T<sub>15</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,990911	0,994782
<b>V<sub>9</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,058481	1,050184	<b>T<sub>16</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,958173	0,971316
<b>V<sub>12</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,050132	1,041297	<b>T<sub>17</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,011311	1,005613
<b>T<sub>1</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,994865	1,000374	<b>Q<sub>1</sub> (MVAR)</b>	0	30	7,708786	12,513927
<b>T<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,981516	0,990268	<b>Q<sub>2</sub> (MVAR)</b>	0	30	14,393234	14,080997
<b>T<sub>3</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,013587	1,012946	<b>Q<sub>3</sub> (MVAR)</b>	0	30	11,941840	12,079215
<b>T<sub>4</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,042222	1,019790	<b>P<sub>1</sub> (MW)</b>	0	576	136,752965	136,561158

Durum 14 için KKOA ve GKKOA ile hesaplanan değerler Çizelge 4.54'te verilmiştir.

Çizelge 4.54. Durum 14: Hesaplanan değerler.

	KKOA	GKKOA
<b>Toplam Maliyet (\$/sa)</b>	31591,409	31595,956
<b>Emisyon (ton/sa)</b>	1,128197	1,129689
<b>Güç kaybı (MW)</b>	15,948199	16,081575
<b>Gerilim Sapması (p.u)</b>	1,693590	1,631387
<b>L-indeksi</b>	0,279436	0,279713

Durum 14 için genel maliyet hesabı ve gerilim kararlığından oluşan amaç fonksiyonunun çözümünde önerilen GKKOA yöntemi ile elde edilen minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerlerine Çizelge 4.55'te yer verilmiş ve bu değerler diğer yöntemlerle karşılaştırılmıştır. PSO, GA, GSA ve 10 farklı KGSA yöntemi ile elde edilen çözümler [88]'den alınmıştır.

Çizelge 4.55. Durum 14 için minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.

Yöntem	Minimum	Ortalama	Standart Sapma
PSO	33.265,566	34.026,284	685,21731
GA	31.671,485	31.723,829	38,58923
GSA	31.658,933	31.702,507	24,62628
KGSA1	31.680,675	31.702,914	17,09222
KGSA2	31.690,596	31.708,622	22,39562
KGSA3	31.676,956	31.696,190	16,14467
KGSA4	31.673,962	31.716,260	35,57920
KGSA5	31.651,088	31.679,262	24,01534
KGSA6	31.685,874	31.722,403	24,29488
KGSA7	31.657,498	31.722,718	54,01977
KGSA8	31.685,451	31.702,253	24,45054
KGSA9	31.671,515	31.713,426	32,54344
KGSA10	31.675,720	31.699,856	21,94027
KKOA	<b>31.624,280</b>	<b>31.625,747</b>	1,696675
GKKOA	<b>31.624,057</b>	<b>31.624,734</b>	0,672707

Önerilen GKKOA yöntemi ile minimum ve ortalama değer olarak sırasıyla **31.624,057** ve **31.624,734** uygunluk değerleri elde edilmiştir. Çizelge 4.55'te GKKOA yönteminin diğer yöntemlerle karşılaştırıldığında en iyi sonucu verdiği açıkça görülmektedir.

#### 4.2.2.4. Durum 15: Genel Maliyet Hesabı ve Emisyon Maliyeti

Durum 15 için Bölüm 2.5.6'da açıklanan genel maliyet hesabı ve emisyon maliyeti test fonksiyonlarının birlikte yer aldığı bir amaç fonksiyonu düşünülmüştür. Denklem (2.39)'da verilen generatör maliyet katsayıları ve Denklem (2.48)'de verilen emisyon maliyet katsayıları Çizelge 4.56'da verilmiştir [88].

Çizelge 4.56. IEEE 57 baralı sistem için genel ve emisyon maliyeti katsayıları [88].

Üretim Baraları	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	P <sub>3</sub>	P <sub>8</sub>	P <sub>12</sub>
<i>a</i>	0,0775795	0,01	0,25	0,0222222	0,0322581
<i>b</i>	20	40	20	20	20
<i>c</i>	0	0	0	0	0
$\gamma$	0,04091	0,02543	0,06131	0,04258	0,05326
$\beta$	- 0,05554	- 0,06047	- 0,05555	- 0,05094	- 0,03555
$\alpha$	0,0649	0,05638	0,05151	0,04586	0,0338
$\zeta$	0,0002	0,0005	0,00001	0,000001	0,002
$\lambda$	0,286	0,3333	0,667	0,8	0,2

Denklem (2.47)'de bulunan rüzgar gücüne ait katsayılar ise Çizelge 4.38'de verilmiş ve

Denklem (2.46)'da belirtilen  $C_{tax}$  değeri ise 20 olarak düşünülmüştür. Çözüm için elde edilen en iyi sonuçlara ait değişken değerleri Çizelge 4.57'de verilmiştir.

Çizelge 4.57. Durum 15 için değişken değerleri.

Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA	Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA
<b>P<sub>2</sub> (MW)</b>	30	100	51,895948	51,058970	<b>T<sub>5</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,005086	1,098075
<b>P<sub>3</sub> (MW)</b>	40	140	42,566517	42,555081	<b>T<sub>6</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,038278	1,041979
<b>P<sub>8</sub> (MW)</b>	0	150	150	149,999969	<b>T<sub>7</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,996626	0,997709
<b>P<sub>12</sub> (MW)</b>	100	550	423,621061	424,091022	<b>T<sub>8</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,967819	0,971422
<b>W<sub>6</sub> (MW)</b>	0	120	120	120	<b>T<sub>9</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,912026	0,910400
<b>W<sub>9</sub> (MW)</b>	100	410	342,222183	342,307662	<b>T<sub>10</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,972518	0,974858
<b>V<sub>1</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,052944	1,054924	<b>T<sub>11</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,959734	0,961323
<b>V<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,049536	1,051441	<b>T<sub>12</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,971871	0,971985
<b>V<sub>3</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,048382	1,050229	<b>T<sub>13</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,936600	0,934335
<b>V<sub>6</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,064613	1,066673	<b>T<sub>14</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,971495	0,972111
<b>V<sub>8</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,073452	1,073805	<b>T<sub>15</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,995142	0,996765
<b>V<sub>9</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,052041	1,052493	<b>T<sub>16</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,960831	0,969318
<b>V<sub>12</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,043300	1,043312	<b>T<sub>17</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,007613	1,006888
<b>T<sub>1</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,083692	0,922998	<b>Q<sub>1</sub> (MVAR)</b>	0	30	14,965957	14,462493
<b>T<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,944136	1,070792	<b>Q<sub>2</sub> (MVAR)</b>	0	30	13,949727	15,859122
<b>T<sub>3</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,010163	1,012335	<b>Q<sub>3</sub> (MVAR)</b>	0	30	11,430927	11,841512
<b>T<sub>4</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,031444	0,980649	<b>P<sub>1</sub> (MW)</b>	0	576	136,527068	136,808389

Durum 15 için KKOA ve GKKOA ile elde edilen hesaplanan değerler Çizelge 4.58'de verilmiştir.

Çizelge 4.58. Durum 15: Hesaplanan değerler.

	KKOA	GKKOA
<b>Toplam Maliyet (\$/sa)</b>	31595,618	31594,246
<b>Emisyon (ton/sa)</b>	1,124402	1,126521
<b>Güç Kaybı (MW)</b>	16,032777	16,021092
<b>Gerilim Sapması (p.u)</b>	1,609756	1,656152
<b>L-indeksi</b>	0,280211	0,280505

Durum 15 için test sisteminde problemin çözümü için elde edilen minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri Çizelge 4.59'da verilmiştir. PSO, GA, GSA ve 10

farklı KGSA yöntemi ile elde edilen çözümler [88]'den alınmıştır.

Çizelge 4.59. Durum 15 için minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.

Yöntem	Minimum	Ortalama	Standart Sapma
PSO	33.092,210	33.902,833	560,60281
GA	31.668,644	31.698,924	23,44370
GSA	31.650,378	31.691,178	28,52851
KGSA1	31.659,946	31.707,411	68,82261
KGSA2	31.670,826	31.705,425	35,84378
KGSA3	31.671,052	31.711,862	34,39960
KGSA4	31.648,944	31.701,589	21,74973
KGSA5	31.663,442	31.693,626	21,31848
KGSA6	31.662,513	31.702,774	33,68288
KGSA7	31.646,143	31.701,634	44,60571
KGSA8	31.643,983	31.704,747	33,40714
KGSA9	31.658,113	31.689,175	20,91438
KGSA10	31.658,431	31.700,963	26,54256
KKOA	<b>31.618,847</b>	<b>31.619,743</b>	0,815852
GKKOA	<b>31.618,568</b>	<b>31.619,934</b>	2,260902

Bu sonuçlar göz önüne alındığında **31.618,568** minimum ve **31.619,934** ortalama değerleri ile önerilen GKKOA yönteminin, karşılaştırılan diğer yöntemlere kıyasla daha iyi sonuç sağladığı açıkça görülmektedir.

#### 4.2.2.5. Durum 16: Valf Nokta Etkili Genel Maliyet Hesabı

Durum 16'da problemin amaç fonksiyonu Başlık 2.5.5'te açıklanan valf nokta etkili genel maliyet hesabı test fonksiyonudur. Denklem (2.45)'te ifade edilen valf nokta etkili generatör maliyet katsayıları Çizelge 4.60'ta yer almaktadır [88].

Çizelge 4.60. IEEE 57 baralı sistem için valf nokta etkili maliyet katsayıları [88].

Üretim Baraları	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>e</i>
P <sub>1</sub>	0,0775795	20	0	18	0,037
P <sub>2</sub>	0,01	40	0	16	0,038
P <sub>3</sub>	0,25	20	0	13,5	0,041
P <sub>8</sub>	0,0222222	20	0	14	0,04
P <sub>12</sub>	0,0322581	20	0	12	0,045

Ayrıca Denklem (2.45)'te bulunan rüzgar gücü katsayıları Çizelge 4.45'te görülebilir. Problemin çözümünde elde edilen en iyi sonuca ait değişken değerleri Çizelge 4.61'de sunulmuştur.

Çizelge 4.61. Durum 16 için değişken değerleri.

Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA	Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA
<b>P<sub>2</sub> (MW)</b>	30	100	42,426846	44,290249	<b>T<sub>5</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,054345	1,015678
<b>P<sub>3</sub> (MW)</b>	40	140	42,339496	42,060901	<b>T<sub>6</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,041487	1,040586
<b>P<sub>8</sub> (MW)</b>	0	150	150,000000	150,000000	<b>T<sub>7</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,995639	0,998806
<b>P<sub>12</sub> (MW)</b>	100	550	420,254158	420,361657	<b>T<sub>8</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,965902	0,964027
<b>W<sub>6</sub> (MW)</b>	0	120	119,999931	120,000000	<b>T<sub>9</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,911668	0,911551
<b>W<sub>9</sub> (MW)</b>	100	410	350,298887	348,574940	<b>T<sub>10</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,974606	0,977126
<b>V<sub>1</sub>(p.u)</b>	0,95	1,1	1,056268	1,058200	<b>T<sub>11</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,963928	0,963185
<b>V<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,051889	1,054117	<b>T<sub>12</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,972739	0,974874
<b>V<sub>3</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,050418	1,052607	<b>T<sub>13</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,936551	0,935740
<b>V<sub>6</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,066223	1,068064	<b>T<sub>14</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,972482	0,975048
<b>V<sub>8</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,072531	1,075340	<b>T<sub>15</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,989912	0,994617
<b>V<sub>9</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,052452	1,054685	<b>T<sub>16</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,971238	0,971047
<b>V<sub>12</sub> (p.u)</b>	0,95	1,1	1,045046	1,046252	<b>T<sub>17</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,006875	1,008348
<b>T<sub>1</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,976646	1,028669	<b>Q<sub>1</sub> (MVAR)</b>	0	30	11,890390	12,272966
<b>T<sub>2</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,008568	0,973492	<b>Q<sub>2</sub> (MVAR)</b>	0	30	13,977980	13,911679
<b>T<sub>3</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	1,011309	1,014248	<b>Q<sub>3</sub>(MVAR)</b>	0	30	11,259866	11,775324
<b>T<sub>4</sub> (p.u)</b>	0,9	1,1	0,989252	1,027174	<b>P<sub>1</sub> (MW)</b>	0	576	141,106294	141,126916

Durum 16 için KKOA ve GKKOA ile hesaplanan değerler Çizelge 4.62'de verilmiştir.

Çizelge 4.62. Durum 16: Hesaplanan değerler.

	KKOA	GKKOA
<b>Toplam Maliyet (\$/sa)</b>	31639,508	31636,987
<b>Emisyon (ton/sa)</b>	1,135595	1,132329
<b>Güç Kaybı (MW)</b>	15,625611	15,614663
<b>Gerilim Sapması (p.u)</b>	1,633571	1,681117
<b>L-indeksi</b>	0,279854	0,279234

Durum 16'da yer alan valf nokta etkili genel maliyet hesabı amaç fonksiyonu için elde edilen minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri Çizelge 4.63'te verilmiştir. Elde edilen sonuçlar incelendiğinde sırasıyla **31.639,926** minimum ve **31.640,269** ortalama değerleri ile önerilen GKKOA yönteminin karşılaştırılan diğer yöntemlere oranla çok daha uygun bir maliyet sonucu ortaya koyduğu açıkça

görülmektedir. PSO, GA, GSA ve 10 farklı KGSA yöntemi ile elde edilen çözümler [88]'den alınmıştır.

Çizelge 4.63. Durum 16 için minimum, ortalama ve standart sapma değerleri.

Yöntem	Minimum	Ortalama	Standart Sapma
PSO	33.018,493	33.802,581	751,67456
GA	31.686,265	31.715,136	18,25213
GSA	31.669,233	31.734,190	63,87314
KGSA1	31.684,250	31.718,723	23,59040
KGSA2	31.687,403	31.722,005	41,77976
KGSA3	31.691,601	31.722,598	28,68644
KGSA4	31.697,391	31.721,495	26,15510
KGSA5	31.689,722	31.731,373	32,13851
KGSA6	31.686,382	31.718,293	31,04786
KGSA7	31.683,357	31.719,565	34,41069
KGSA8	31.663,175	31.714,219	31,93902
KGSA9	31.685,770	31.726,721	65,82683
KGSA10	31.669,973	31.714,596	29,63496
KKOA	<b>31.640,159</b>	<b>31.640,966</b>	0,864243
GKKOA	<b>31.639,926</b>	<b>31.640,269</b>	0,221690

#### 4.2.3. IEEE 118 Baralı Sistem

Tez çalışmasının bu bölümünde IEEE 118 baralı sistem kullanılarak GKKOA test edilmiştir. Sistemde yer alan 15, 32, 49, 55, 104 ve 112. baralardaki generatörlerin yerine sırasıyla 50, 40, 40, 50, 50 ve 40 adet rüzgar türbini olan rüzgar tarlaları eklenmiştir.

Çizelge 4.64. IEEE 118 baralı sistem için rüzgar gücüne ait katsayılar [88].

Rüzgar Gücü Üretim Birimleri	Katsayılar									
	$q$	$V_{in}$ (m/s)	$V_{out}$ (m/s)	$V_r$ (m/s)	$k$ (m/s)	$c$ (m/s)	$C_{rwj}$	$C_{pwj}$	$P_R$ (MW)	$P_T$ (MW)
$W_{15}$	1,60	3	25	16	2	9	3	1,5	3	150
$W_{32}$	1,75	3	25	16	2	10	3	1,5	3	120
$W_{49}$	1,75	3	25	16	2	10	3	1,5	3	120
$W_{55}$	1,60	3	25	16	2	9	3	1,5	3	150
$W_{104}$	1,60	3	25	16	2	9	3	1,5	3	150
$W_{112}$	1,75	3	25	16	2	10	3	1,5	3	120

IEEE 118 baralı sistem için rüzgar gücüne ait katsayılar Çizelge 4.64'te, generatörlere ait maliyet katsayıları ise Çizelge 4.65'te verilmiştir [88]. Baralara ve iletim hatlarına ait veriler [96]'da detaylı olarak verilmiştir. Sisteme ait aktif ve reaktif güç talebi 4.242 MW ve 1.439 MVAR olarak belirtilmiştir.

#### 4.2.3.1. Durum 17: Genel Maliyet Hesabı

Durum 17'de Bölüm 2.5.1'de açıklanan genel maliyet hesabı test fonksiyonu problemin amaç fonksiyonu olarak belirlenmiştir. Denklem (2.38)'de ifade edilen rüzgar gücü katsayıları Çizelge 4.64'te, Denklem (2.37)'de yer alan generatör maliyet katsayıları Çizelge 4.65'te yer almaktadır.

Çizelge 4.65. IEEE 118 baralı sistem için generatörlere ait maliyet katsayıları [88].

Üretim Baraları	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	Üretim Baraları	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
P <sub>1</sub>	0,01	40	0	P <sub>66</sub>	0,02551	20	0
P <sub>4</sub>	0,01	40	0	P <sub>69</sub>	0,01936	20	0
P <sub>6</sub>	0,01	40	0	P <sub>70</sub>	0,01	40	0
P <sub>8</sub>	0,01	40	0	P <sub>72</sub>	0,01	40	0
P <sub>10</sub>	0,02222	20	0	P <sub>73</sub>	0,01	40	0
P <sub>12</sub>	0,01	40	0	P <sub>74</sub>	0,01	40	0
P <sub>18</sub>	0,01	40	0	P <sub>76</sub>	0,01	40	0
P <sub>19</sub>	0,01	40	0	P <sub>77</sub>	0,01	40	0
P <sub>24</sub>	0,01	40	0	P <sub>80</sub>	0,02096	20	0
P <sub>25</sub>	0,04545	20	0	P <sub>85</sub>	0,01	40	0
P <sub>26</sub>	0,03184	20	0	P <sub>87</sub>	2,5	20	0
P <sub>27</sub>	0,01	40	0	P <sub>89</sub>	0,01647	20	0
P <sub>31</sub>	0,01	40	0	P <sub>90</sub>	0,01	40	0
P <sub>34</sub>	0,01	40	0	P <sub>91</sub>	0,01	40	0
P <sub>36</sub>	0,01	40	0	P <sub>92</sub>	0,01	40	0
P <sub>40</sub>	0,01	40	0	P <sub>99</sub>	0,01	40	0
P <sub>42</sub>	0,01	40	0	P <sub>100</sub>	0,03968	20	0
P <sub>46</sub>	0,04901	20	0	P <sub>103</sub>	0,25	20	0
P <sub>54</sub>	0,01	40	0	P <sub>105</sub>	0,01	40	0
P <sub>56</sub>	0,01	40	0	P <sub>107</sub>	0,01	40	0
P <sub>59</sub>	0,06451	20	0	P <sub>110</sub>	0,01	40	0
P <sub>61</sub>	0,0625	20	0	P <sub>111</sub>	0,27777	20	0
P <sub>62</sub>	0,01	40	0	P <sub>113</sub>	0,01	40	0
P <sub>65</sub>	0,02557	20	0	P <sub>116</sub>	0,01	40	0

Çözüm sonucunda elde edilen en iyi sonuçlara ait değişken değerleri Çizelge 4.66'da verilmiştir.

Çizelge 4.66. Durum 17 için değişken değerleri.

Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA	Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA
P <sub>1</sub> (MW)	30	100	30,0068	30,000089	P <sub>92</sub> (MW)	31,2	104	31,2000	31,200001
P <sub>4</sub> (MW)	30	100	30,0002	30,000574	P <sub>99</sub> (MW)	212,1	707	309,3761	307,772061
P <sub>6</sub> (MW)	30	100	30,0000	30,000493	P <sub>100</sub> (MW)	30	100	30,0000	30,000019
P <sub>8</sub> (MW)	30	100	30,0000	30,000016	P <sub>103</sub> (MW)	30	100	30,0000	30,000001
P <sub>10</sub> (MW)	165	550	252,4952	252,094304	P <sub>105</sub> (MW)	30	100	30,0001	30,000000
P <sub>12</sub> (MW)	0	150	149,9997	149,999794	P <sub>107</sub> (MW)	30	100	30,0000	30,000002
P <sub>18</sub> (MW)	30	100	30,0003	30,000005	P <sub>110</sub> (MW)	105,6	352	129,0826	129,568034
P <sub>19</sub> (MW)	30	100	30,0002	30,000242	P <sub>111</sub> (MW)	42	140	42,0000	42,000000
P <sub>24</sub> (MW)	30	100	30,0001	30,000352	P <sub>113</sub> (MW)	0	150	150,0000	149,999597
P <sub>25</sub> (MW)	30	100	30,0000	30,000841	P <sub>116</sub> (MW)	30	100	30,0000	30,001018
P <sub>26</sub> (MW)	96	320	122,1199	121,838431	W <sub>15</sub> (MW)	30	100	30,0000	30,000540
P <sub>27</sub> (MW)	124,2	414	176,5255	175,387923	W <sub>32</sub> (MW)	30	100	30,0000	30,000004
P <sub>31</sub> (MW)	30	100	30,0001	30,000142	W <sub>49</sub> (MW)	40,8	136	40,8000	40,800020
P <sub>34</sub> (MW)	0	120	120,0000	119,999964	W <sub>55</sub> (MW)	0	120	120,0000	119,999989
P <sub>36</sub> (MW)	30	100	30,0011	30,000063	W <sub>104</sub> (MW)	30	100	30,0008	30,002846
P <sub>40</sub> (MW)	30	100	30,0013	30,000046	W <sub>112</sub> (MW)	30	100	30,0001	30,000038
P <sub>42</sub> (MW)	30	100	30,0000	30,000292	V <sub>1</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0001	1,026667
P <sub>46</sub> (MW)	30	100	30,0000	30,000023	V <sub>4</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0261	1,050254
P <sub>54</sub> (MW)	30	100	30,0000	30,000231	V <sub>6</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0208	1,046265
P <sub>56</sub> (MW)	0	120	120,0000	119,999996	V <sub>8</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0389	1,040094
P <sub>59</sub> (MW)	91,2	304	130,0899	129,059652	V <sub>10</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0465	1,045448
P <sub>61</sub> (MW)	0	150	150,0000	150,000000	V <sub>12</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0162	1,042829
P <sub>62</sub> (MW)	30	100	30,0006	30,000396	V <sub>15</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0092	1,042041
P <sub>65</sub> (MW)	30	100	30,0000	30,000000	V <sub>18</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0114	1,042980
P <sub>66</sub> (MW)	76,5	255	101,7905	101,357792	V <sub>19</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0081	1,041307
P <sub>70</sub> (MW)	78	260	100,8962	100,411224	V <sub>24</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0433	1,049584
P <sub>72</sub> (MW)	30	100	30,0001	30,000129	V <sub>25</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0524	1,064471
P <sub>73</sub> (MW)	147,3	491	236,5535	236,825199	V <sub>26</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0740	1,074346
P <sub>74</sub> (MW)	147,6	492	234,0783	236,118725	V <sub>27</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0304	1,048981
P <sub>76</sub> (MW)	30	100	30,0006	30,002026	V <sub>31</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0327	1,055088
P <sub>77</sub> (MW)	30	100	30,0004	30,000000	V <sub>32</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0284	1,049433
P <sub>80</sub> (MW)	30	100	30,0004	30,000000	V <sub>34</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0027	1,054012
P <sub>85</sub> (MW)	30	100	30,0000	30,001501	V <sub>36</sub> (p.u)	0,95	1,1	0,9993	1,052215
P <sub>87</sub> (MW)	30	100	30,0038	30,000026	V <sub>40</sub> (p.u)	0,95	1,1	0,9828	1,033829
P <sub>89</sub> (MW)	30	100	30,0000	30,000000	V <sub>42</sub> (p.u)	0,95	1,1	0,9810	1,031756
P <sub>90</sub> (MW)	173,1	577	284,0404	284,809518	V <sub>46</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0135	1,057407
P <sub>91</sub> (MW)	30	100	30,0038	30,000659	V <sub>49</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,000376	1,048455

Çizelge 4.66 (devam) Durum 17 için değişken değerleri.

Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA	Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA
V <sub>54</sub> (p.u)	0,95	1,1	0,958846	1,031627	V <sub>111</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,076666	1,077970
V <sub>55</sub> (p.u)	0,95	1,1	0,956153	1,029768	V <sub>112</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,077991	1,080598
V <sub>56</sub> (p.u)	0,95	1,1	0,957937	1,030398	V <sub>113</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,023615	1,051333
V <sub>59</sub> (p.u)	0,95	1,1	0,977768	1,042982	V <sub>116</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,045345	1,060321
V <sub>61</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,001852	1,055660	T <sub>1</sub> (p.u)	0,9	1,1	1,006226	0,985073
V <sub>62</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,001838	1,055052	T <sub>2</sub> (p.u)	0,9	1,1	1,053894	1,063206
V <sub>65</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,045023	1,060248	T <sub>3</sub> (p.u)	0,9	1,1	1,020616	0,989501
V <sub>66</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,015086	1,062650	T <sub>4</sub> (p.u)	0,9	1,1	1,017898	0,972768
V <sub>69</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,053145	1,036683	T <sub>5</sub> (p.u)	0,9	1,1	1,047317	0,998016
V <sub>70</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,050802	1,022101	T <sub>6</sub> (p.u)	0,9	1,1	1,038064	1,003628
V <sub>72</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,050294	1,040391	T <sub>7</sub> (p.u)	0,9	1,1	0,996812	0,971572
V <sub>73</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,055028	1,026234	T <sub>8</sub> (p.u)	0,9	1,1	0,950710	0,977003
V <sub>74</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,034248	1,007291	T <sub>9</sub> (p.u)	0,9	1,1	0,984619	1,021671
V <sub>76</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,016929	0,988325	Q <sub>1</sub> (MVAR)	0	25	6,690778	1,153320
V <sub>77</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,044571	1,014844	Q <sub>2</sub> (MVAR)	0	25	0,046102	0,201224
V <sub>80</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,052103	1,021783	Q <sub>3</sub> (MVAR)	0	25	0,006567	0,016036
V <sub>85</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,060166	1,036312	Q <sub>4</sub> (MVAR)	0	25	3,404830	2,366751
V <sub>87</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,075753	1,053953	Q <sub>5</sub> (MVAR)	0	25	22,054475	19,068249
V <sub>89</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,065861	1,045871	Q <sub>6</sub> (MVAR)	0	25	0,000000	12,071687
V <sub>90</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,047722	1,028516	Q <sub>7</sub> (MVAR)	0	25	10,049843	6,953447
V <sub>91</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,054435	1,034909	Q <sub>8</sub> (MVAR)	0	25	22,025493	21,352712
V <sub>92</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,055902	1,036663	Q <sub>9</sub> (MVAR)	0	25	24,919258	24,991489
V <sub>99</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,057268	1,037170	Q <sub>10</sub> (MVAR)	0	25	24,458932	24,980927
V <sub>100</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,059697	1,045018	Q <sub>11</sub> (MVAR)	0	25	13,315505	14,286402
V <sub>103</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,063476	1,055090	Q <sub>12</sub> (MVAR)	0	25	0,813570	21,842707
V <sub>104</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,065487	1,059779	Q <sub>13</sub> (MVAR)	0	25	22,927330	1,264600
V <sub>105</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,056651	1,054501	Q <sub>14</sub> (MVAR)	0	25	7,511370	15,424519
V <sub>107</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,049521	1,047114	P <sub>69</sub> (MW)	0	805,2	303,161057	303,229446
V <sub>110</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,066574	1,068174					

Durum 17 için KKOA ve GKKOA ile hesaplanan değerler Çizelge 4.67’de verilmiştir.

Çizelge 4.67. Durum 17: Hesaplanan değerler.

	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>Toplam Maliyet (\$/sa)</b>	109.666,22	109.612,33
<b>Güç kaybı (MW)</b>	52,229712	50,484285
<b>Gerilim Sapması (p.u)</b>	1,883101	2,313237
<b>L-indeksi</b>	0,068511	0,062186

Durum 17’de yer alan genel maliyet hesabı amaç fonksiyonuna göre elde edilen çözümün minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri ve önerilen yöntemin diğer yöntemlerle karşılaştırılması Çizelge 4.68’de görülmektedir. PSO, GA, GSA ve 10 farklı KGSA yöntemi ile elde edilen çözümler [88]’den alınmıştır.

Çizelge 4.68. Durum 17 için minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.

<b>Yöntem</b>	<b>Minimum</b>	<b>Ortalama</b>	<b>Standart Sapma</b>
<b>PSO</b>	163.714,83	177.203,94	8.149,1004
<b>GA</b>	116.975,16	118.732,99	1.708,2417
<b>GSA</b>	112.850,75	115.067,15	1.610,0793
<b>KGSA1</b>	111.293,36	114.271,10	1.900,6637
<b>KGSA2</b>	112.202,94	115.361,67	2.162,8734
<b>KGSA3</b>	112.327,76	116.872,11	2.749,5940
<b>KGSA4</b>	113.358,39	114.629,90	1.404,3589
<b>KGSA5</b>	112.872,33	115.476,19	1.530,9110
<b>KGSA6</b>	111.622,27	113.923,23	1.384,7495
<b>KGSA7</b>	112.531,56	115.872,34	2.726,4942
<b>KGSA8</b>	112.354,03	114.191,36	1.499,1219
<b>KGSA9</b>	111.860,81	115.677,62	2.107,5166
<b>KGSA10</b>	114.100,06	115.921,53	1.418,2023
<b>KKOA</b>	<b>109.666,22</b>	<b>109.714,26</b>	56,030346
<b>GKKOA</b>	<b>109.612,33</b>	<b>109.677,51</b>	36,777613

Elde edilen sonuçlara göre minimum **109.612,33** ve ortalama **109.677,51** değerleri ile önerilen GKKOA yönteminin, karşılaştırılan diğer yöntemlere oranla daha uygun maliyet sunduğu açıkça görülmektedir.

#### 4.2.3.2. Durum 18: Güç Kaybı

Durum 18’de Bölüm 2.5.4’te açıklanan güç kaybı test fonksiyonu problemin amaç fonksiyonu olarak belirlenmiştir. Problemin amaç fonksiyonuna göre elde edilen en iyi sonuçlara ait değişken değerleri Çizelge 4.69’da yer almaktadır.

Çizelge 4.69. Durum 18 için değişken değerleri.

Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA	Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA
P <sub>1</sub> (MW)	30	100	66,8300	71,116882	P <sub>92</sub> (MW)	31,2	104	31,2007	31,223287
P <sub>4</sub> (MW)	30	100	30,0085	30,000000	P <sub>99</sub> (MW)	212,1	707	212,1104	212,149499
P <sub>6</sub> (MW)	30	100	30,0000	30,000000	P <sub>100</sub> (MW)	30	100	99,9067	99,989574
P <sub>8</sub> (MW)	30	100	30,0001	30,029400	P <sub>103</sub> (MW)	30	100	30,1262	30,004730
P <sub>10</sub> (MW)	165	550	165,0395	165,000025	P <sub>105</sub> (MW)	30	100	30,1695	30,023989
P <sub>12</sub> (MW)	0	150	135,6555	131,897013	P <sub>107</sub> (MW)	30	100	43,2962	41,549408
P <sub>18</sub> (MW)	30	100	88,3937	89,180367	P <sub>110</sub> (MW)	105,6	352	105,6427	106,215520
P <sub>19</sub> (MW)	30	100	30,4591	30,815299	P <sub>111</sub> (MW)	42	140	42,0001	42,074702
P <sub>24</sub> (MW)	30	100	58,7925	55,915190	P <sub>113</sub> (MW)	0	150	35,2600	30,434626
P <sub>25</sub> (MW)	30	100	30,0095	30,001287	P <sub>116</sub> (MW)	30	100	53,9351	54,991880
P <sub>26</sub> (MW)	96	320	96,0096	96,003199	W <sub>15</sub> (MW)	30	100	55,8338	58,438450
P <sub>27</sub> (MW)	124,2	414	124,2005	124,201579	W <sub>32</sub> (MW)	30	100	30,0030	30,008390
P <sub>31</sub> (MW)	30	100	50,9262	48,203097	W <sub>49</sub> (MW)	40,8	136	40,8005	40,801801
P <sub>34</sub> (MW)	0	120	60,5030	59,033304	W <sub>55</sub> (MW)	0	120	48,6277	50,657584
P <sub>36</sub> (MW)	30	100	38,0785	40,241677	W <sub>104</sub> (MW)	30	100	30,0000	30,000888
P <sub>40</sub> (MW)	30	100	71,4229	70,014251	W <sub>112</sub> (MW)	30	100	60,8981	66,667057
P <sub>42</sub> (MW)	30	100	52,9759	58,559764	V <sub>1</sub> (p.u)	0,95	1,1	0,9925	1,019156
P <sub>46</sub> (MW)	30	100	99,9998	99,998943	V <sub>4</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0081	1,035301
P <sub>54</sub> (MW)	30	100	99,9664	99,997839	V <sub>6</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0046	1,030551
P <sub>56</sub> (MW)	0	120	83,3723	80,165413	V <sub>8</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0372	1,037036
P <sub>59</sub> (MW)	91,2	304	138,8835	144,085831	V <sub>10</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0454	1,045002
P <sub>61</sub> (MW)	0	150	146,4262	149,998395	V <sub>12</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0038	1,028033
P <sub>62</sub> (MW)	30	100	78,2598	68,768437	V <sub>15</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0197	1,030438
P <sub>65</sub> (MW)	30	100	94,9284	95,129001	V <sub>18</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0224	1,029435
P <sub>66</sub> (MW)	76,5	255	247,9274	251,803404	V <sub>19</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0210	1,029835
P <sub>70</sub> (MW)	78	260	78,0001	78,038129	V <sub>24</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0388	1,036011
P <sub>72</sub> (MW)	30	100	68,5664	69,013354	V <sub>25</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0484	1,045188
P <sub>73</sub> (MW)	147,3	491	147,3337	147,306987	V <sub>26</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0526	1,057987
P <sub>74</sub> (MW)	147,6	492	147,6012	147,614921	V <sub>27</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0303	1,028022
P <sub>76</sub> (MW)	30	100	30,0243	30,039296	V <sub>31</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0284	1,027872
P <sub>77</sub> (MW)	30	100	30,0000	30,000409	V <sub>32</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0293	1,027907
P <sub>80</sub> (MW)	30	100	30,0459	30,000089	V <sub>34</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0187	1,042470
P <sub>85</sub> (MW)	30	100	95,7370	95,640322	V <sub>36</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0168	1,041562
P <sub>87</sub> (MW)	30	100	99,9864	99,949606	V <sub>40</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0087	1,033810
P <sub>89</sub> (MW)	30	100	99,9462	100,000000	V <sub>42</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,0018	1,024285
P <sub>90</sub> (MW)	173,1	577	292,4056	290,631391	V <sub>46</sub> (p.u)	0,95	1,1	0,9963	1,009298
P <sub>91</sub> (MW)	30	100	30,0148	30,050020	V <sub>49</sub> (p.u)	0,95	1,1	0,9929	1,003498

Çizelge 4.69 (devam) Durum 18 için değişken değerleri

Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA	Değişkenler	Min	Max	KKOA	GKKOA
V <sub>54</sub> (p.u)	0,95	1,1	0,977822	0,984946	V <sub>111</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,048077	1,040425
V <sub>55</sub> (p.u)	0,95	1,1	0,977138	0,983383	V <sub>112</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,035245	1,028632
V <sub>56</sub> (p.u)	0,95	1,1	0,976991	0,983917	V <sub>113</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,027922	1,035292
V <sub>59</sub> (p.u)	0,95	1,1	0,977384	0,986643	V <sub>116</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,033201	1,041427
V <sub>61</sub> (p.u)	0,95	1,1	0,981119	0,994500	T <sub>1</sub> (p.u)	0,9	1,1	1,024414	0,995170
V <sub>62</sub> (p.u)	0,95	1,1	0,980084	0,995486	T <sub>2</sub> (p.u)	0,9	1,1	1,053060	1,069004
V <sub>65</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,035893	1,044195	T <sub>3</sub> (p.u)	0,9	1,1	1,004337	1,003770
V <sub>66</sub> (p.u)	0,95	1,1	0,992148	1,005142	T <sub>4</sub> (p.u)	0,9	1,1	1,002481	0,981653
V <sub>69</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,026101	1,024133	T <sub>5</sub> (p.u)	0,9	1,1	1,044890	1,053577
V <sub>70</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,029272	1,026188	T <sub>6</sub> (p.u)	0,9	1,1	1,046944	1,038713
V <sub>72</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,040013	1,036230	T <sub>7</sub> (p.u)	0,9	1,1	1,023285	1,016652
V <sub>73</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,034094	1,031601	T <sub>8</sub> (p.u)	0,9	1,1	0,978854	0,985232
V <sub>74</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,027612	1,023591	T <sub>9</sub> (p.u)	0,9	1,1	0,974145	0,988902
V <sub>76</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,021206	1,015950	Q <sub>1</sub> (MVAR)	0	25	1,557070	1,242071
V <sub>77</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,037367	1,030156	Q <sub>2</sub> (MVAR)	0	25	0,000000	0,180597
V <sub>80</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,044840	1,035797	Q <sub>3</sub> (MVAR)	0	25	0,000571	0,000000
V <sub>85</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,052937	1,039232	Q <sub>4</sub> (MVAR)	0	25	5,690534	3,065961
V <sub>87</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,074193	1,058747	Q <sub>5</sub> (MVAR)	0	25	20,178291	20,045751
V <sub>89</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,062498	1,045500	Q <sub>6</sub> (MVAR)	0	25	15,341439	8,217783
V <sub>90</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,054658	1,038528	Q <sub>7</sub> (MVAR)	0	25	6,428145	6,936800
V <sub>91</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,057476	1,040736	Q <sub>8</sub> (MVAR)	0	25	21,275313	19,697283
V <sub>92</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,052343	1,035800	Q <sub>9</sub> (MVAR)	0	25	24,699075	24,996929
V <sub>99</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,049218	1,035277	Q <sub>10</sub> (MVAR)	0	25	24,963539	25,000000
V <sub>100</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,050625	1,034471	Q <sub>11</sub> (MVAR)	0	25	12,897725	13,119293
V <sub>103</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,049336	1,034488	Q <sub>12</sub> (MVAR)	0	25	22,875337	23,196236
V <sub>104</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,045659	1,031285	Q <sub>13</sub> (MVAR)	0	25	16,704355	23,700852
V <sub>105</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,043886	1,031238	Q <sub>14</sub> (MVAR)	0	25	0,101269	5,747641
V <sub>107</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,043810	1,031778	P <sub>69</sub> (MW)	0	805,2	11,120873	5,780047
V <sub>110</sub> (p.u)	0,95	1,1	1,040776	1,032535					

Durum 18 için KKOA ve GKKOA ile hesaplanan değerler Çizelge 4.70’te verilmiştir.

Çizelge 4.70. Durum 18: Hesaplanan değerler.

	<b>KKOA</b>	<b>GKKOA</b>
<b>Toplam Maliyet (\$/sa)</b>	129.602,94	130.017,00
<b>Güç kaybı (MW)</b>	17,661656	17,455554
<b>Gerilim Sapması (p.u)</b>	1,653473	1,636986
<b>L-indeksi</b>	0,069128	0,067036

Durum 18'e ait güç kaybı amaç fonksiyonunun minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri Çizelge 4.71'de verilmiştir. PSO, GA, GSA ve 10 farklı KGSA yöntemi ile elde edilen çözümler [88]'den alınmıştır.

Çizelge 4.71. Durum 18 için minimum, ortalama ve standart sapma uygunluk değerleri.

<b>Yöntem</b>	<b>Minimum</b>	<b>Ortalama</b>	<b>Standart Sapma</b>
<b>PSO</b>	14903,5756	18951,6976	2198,4104
<b>GA</b>	1430,8250	1924,2635	406,4027
<b>GSA</b>	36,9873	536,8315	569,5909
<b>KGSA1</b>	58,7223	236,1201	236,6810
<b>KGSA2</b>	56,9804	284,1983	216,9442
<b>KGSA3</b>	29,3671	229,9728	295,4492
<b>KGSA4</b>	32,2497	151,6917	199,9779
<b>KGSA5</b>	40,3159	316,3669	363,0136
<b>KGSA6</b>	34,1358	354,3480	396,5025
<b>KGSA7</b>	29,6994	335,3587	410,9514
<b>KGSA8</b>	30,4069	188,0419	208,5916
<b>KGSA9</b>	39,9133	354,9724	338,3226
<b>KGSA10</b>	63,1966	240,8859	197,5908
<b>KKOA</b>	<b>17,6617</b>	<b>19,3191</b>	1,395385
<b>GKKOA</b>	<b>17,4556</b>	<b>18,3588</b>	1,066673

Çizelge 4.71'de görüldüğü üzere, elde edilen sonuçlar karşılaştırıldığında minimum **17,4556** ve ortalama **18,3588** uygunluk değerleri ile önerilen GKKOA yönteminin güç kaybı açısından minimum sonucu verdiği açıkça görülmektedir.

## 5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu tez çalışmasında güç sistemlerinin planlaması ve işletilmesinde, talep edilen gücü karşılayabilmek ve fosil yakıtların atmosferde neden olduğu sera etkisini azaltabilmek amacıyla geleneksel elektrik üretim birimlerinden olan termal generator ünitelerine rüzgar gücü üretim birimleri entegre edilerek, Rüzgar Gücü Entegreli Güç Sistemlerinde EYD ve OGA problemleri başarılı bir şekilde çözülmüştür. EYD'nin çözümünde talep gücü minimum maliyet ile karşılanmaya çalışılırken çeşitli kısıtlar ve valf nokta etkisi de göz önünde bulundurulmuştur. OGA problemi ise maliyet, emisyon, güç kaybı, gerilim sapması, gerilim kararlılığı, valf nokta etkisi gibi parametrelerin ayrı ayrı veya bir arada yer aldığı çeşitli amaç fonksiyonları oluşturularak çözümlenmiştir. Her iki probleme de rüzgar gücü dahil ederek oluşturulan modelde, rüzgar hızının doğa koşullarında herhangi bir zaman aralığında belirsiz oluşundan dolayı rüzgar hızını tahmin edebilmek amacıyla Weibull ODF ile TGF de sisteme uygulanmış, rüzgar hızının aşırı tahmin ile düşük tahmin maliyetleri hesaplanmış ve rezerv ile ceza maliyetleriyle birlikte amaç fonksiyonuna dahil edilmiştir. Problemin çözümünde evrimsel ve sezgisel, aynı zamanda da sürü zekasına sahip olan KKOA önerilmiş, başarıyla probleme uygulanmış ve çeşitli durumlar göz önünde bulundurularak test sistemlerinde elde edilen sonuçlar incelenmiştir. Ayrıca KKOA'ya Levy uçuşu dahil edilerek geliştirilen algoritma CEC-2005 test fonksiyonları ile test edilmiş ve elde edilen sonuç neticesinde Rüzgar Gücü Entegreli EYD ve OGA problemlerine GKKOA uygulanmıştır. Elde edilen sonuçlar incelendiğinde GKKOA'nın sonuç kalitesi ve yakınsama karakteristiği açısından etkili bir yöntem olduğu görülmüştür. Ayrıca GKKOA yöntemi EYD problemi için 6 ve 12 üniteli test sistemleri üzerinde incelendiğinde ve KKOA, GA ve PSO yöntemleriyle karşılaştırıldığında bu yöntemlere kıyasla daha etkili sonuçlar vermiştir. Yine GKKOA'nın OGA problemi için incelendiğinde IEEE 30, 57 ve 118 baralı test sistemleri için 18 farklı durum göz önünde bulundurulduğunda her durum için GA, PSO, GSA, KGSA, KKOA gibi yöntemlerden daha etkili sonuçlar sunduğu açıkça görülmektedir. Sonuç olarak elde edilen çözümler incelendiğinde GKKOA'nın Rüzgar Gücü Entegreli EYD ve OGA Problemleri için oldukça etkili bir yöntem olduğu açıkça görülebilmektedir.

## 6. KAYNAKLAR

- [1] T.C. Dışişleri Bakanlığı. (2019, 7 Şubat). *Türkiyenin Enerji Profili ve Stratejisi*. [Online]. Erişim: [http://www.mfa.gov.tr/turkiye\\_nin-enerji-stratejisi.tr.mfa](http://www.mfa.gov.tr/turkiye_nin-enerji-stratejisi.tr.mfa).
- [2] T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2019, 10 Şubat). *Elektrik*. [Online]. Erişim: <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Elektrik>.
- [3] B. E. Tutu, “Türkiye için kısa vadeli elektrik enerjisi talep tahmini,” Yüksek lisans tezi, İşletme Bölümü, Sosyal Bilimler Enstitüsü, TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi, Ankara, Türkiye, 2017.
- [4] H. İ. Karadağ, “Yenilenebilir enerji kaynakları arasında rüzgar enerjisinin önemi ve rüzgar türbini tasarımı,” Yüksek lisans tezi, Makine Mühendisliği Bölümü Konstrüksiyon Programı, Yıldız Teknik Üniversitesi, İstanbul, Türkiye, 2009.
- [5] Ü. Şenol, “Rüzgar enerjisi ve rüzgar enerjisi potansiyelinin yapay sinir ağları yöntemiyle tahmini,” Yüksek lisans tezi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü, Bozok Üniversitesi, Yozgat, Türkiye, 2017.
- [6] W. Luo, “Research on Novel Algorithms for Smart Grid Reliability Assessment and Economic Dispatch,” Ph.D. dissertation, Department of Electrical Engineering, Faculty of the Graduate School of the University at Buffalo, New York, United States, 2015.
- [7] X. Zhu, “Wind speed forecasting for power system operation,” Ph.D. dissertation, Texas A&M University, Texas, United States, 2013.
- [8] J. Al Sumait, “Solving dynamic economic dispatch problems using Pattern Search based methods with particular focus on the West Doha Power Station in Kuwait,” Ph.D. dissertation, School of Electronics and Computer Science, University of Southampton, Southampton, United Kingdom, 2010.
- [9] I. Pineda and P. Tardieu, “Wind in power 2017,” Windeurope, Brussels, Belgium, Rep. 2017.
- [10] Elektrik Mühendisi Abdullah Onur Kısar. (2019, 3 Mart). *Türkiye’de Rüzgar Enerjisinin Gelişimi ve Geleceği* [Online]. Erişim: [http://www.emo.org.tr/ekler/f236bbe59930b1c\\_ek.pdf?dergi=1035](http://www.emo.org.tr/ekler/f236bbe59930b1c_ek.pdf?dergi=1035).
- [11] Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği (TÜREB), “Türkiye Rüzgar Enerjisi İstatistik Raporu,” Türkiye, Rap. Ocak 2019.
- [12] E. Karaman, “Güç sistemlerinde optimal güç akışı ve analizi,” Yüksek lisans tezi, Elektrik Elektronik Mühendisliği, Fen Bilimleri Enstitüsü, Gazi Üniversitesi, Ankara, Türkiye, 2018.
- [13] N. Nomana and H. Iba, “Differential evolution for economic load dispatch problems,” *Electric Power System Research*, c. 78, sayı 8, ss. 1322–1331, 2008.
- [14] B. K. Panigrahi and V.R Pandi, “Bacterial foraging optimization: Nelder–Mead hybrid algorithm for economic load dispatch.” *IET Generation, Transmission and*

*Distribution*, c. 2, sayı 4, ss. 556-565, 2008.

- [15] M. Basu, “Artificial bee colony optimization for multi-area economic dispatch,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, c. 49, ss. 181–187, 2013.
- [16] C. B. Somuah and N. Khunaizi, “Application of linear programming redispatch technique to dynamic generation allocation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, c. 5, sayı 1, ss. 20-26, 1990.
- [17] C. E. Lin and G. L. Viviani, “Hierarchical economic dispatch for piecewise quadratic cost functions,” *IEEE Transactions on Power Application Systems*, c. 103, sayı 6, ss. 1170–1175, 1984.
- [18] D. L. Travers and R. J. Kaye, “Dynamic dispatch by constructive dynamic programming.” *IEEE Transactions on Power Systems*, c. 13, sayı 1, ss 72-80, 1998.
- [19] D. C. Walters and G. B. Sheble, “Genetic algorithm solution of economic dispatch with valve point loading,” *IEEE Transactions on Power Systems*, c. 8, sayı 3, ss. 1325-1332, 1993.
- [20] W. Warsono, C. S. Ozveren, D. J. King, and D. Bradley, “A review of the use of genetic algorithms in economic load dispatch,” *In proceedings of 43rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2008, ss. 1-5.
- [21] R. Garg and A. K. Sharma, “Economic generation and scheduling of power by genetic algorithm,” *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*, c. 4, sayı 12, ss. 1142-1149, 2008.
- [22] S. S. Reddy, P. Praveen, and M. S. Kumari, “Micro genetic algorithm based optimal power dispatch in multinode electricity market,” *International Journal of Recent Trends in Engineering*, c. 2, sayı 5, ss. 298-302, 2009.
- [23] N. Kumarappan and M. R. Mohan, “Fuel restricted short term economic dispatch using evolutionary programming for utility system,” *Electrical Power and Energy Systems*, c. 25, sayı 10, ss. 821-827, 2003.
- [24] M. A. Abido, “Environmental/Economic power dispatch using multiobjective evolutionary algorithms,” *IEEE Transactions on Power Systems*, c. 18, sayı 4, ss. 1529-1537, 2003.
- [25] M. A. Abido, “A novel multiobjective evolutionary algorithm for environmental / economic power dispatch,” *Electric Power Systems Research*, c. 65, sayı 1, ss. 71-81, 2003.
- [26] T. Jayabarathi, K. Jayaprakash, D. N. Jeyakumar, and T. Raghunathan, “Evolutionary programming techniques for different kinds of economic dispatch problems,” *Electric Power Systems Research*, c. 73, sayı 2, ss. 169-176, 2005.
- [27] M. Younes, M. Rahli, and L. A. Koridak, “Economic power dispatch using evolutionary algorithm,” *Journal of Electrical Engineering*, c. 57, sayı 4, ss. 211-217, 2006.
- [28] L. D. S. Coelho and V. C. Mariani, “Improved differential evolution algorithms for handling economic dispatch optimization with generator constraints,” *Energy Conversion and Management*, c. 48, sayı 5, ss. 1631-1639, 2007.
- [29] A. A. Abou El Ela, M. A. Abido, and S. R. Spea, “Differential evolution algorithm

- for emission constrained economic power dispatch problem,” *Electric Power and Energy Systems*, c. 80, sayı 10, ss. 1286-1292, 2010.
- [30] L. H. Wu, Y. N. Wang, X. F. Yuan, and S. W. Zhou, “Environmental/Economic power dispatch problem using multi-objective differential evolution algorithm,” *Electric Power Systems Research*, c. 80, sayı 9, ss. 1171-1181, 2010.
- [31] R. K. Pancholi and K. S. Swarup, “Particle swarm optimization for security constrained economic dispatch,” *In Proceedings of International Conference on Intelligent Sensing and Information Processing*, 2004, ss. 7-12.
- [32] J. Park, K. Lee, J. Shin, and K. Y. Lee, “A particle swarm optimization for economic dispatch with nonsmooth cost functions,” *IEEE Transactions on Power Systems*, c. 20, sayı 1, ss. 34-42, 2005.
- [33] M. Basu, “Particle swarm optimization based goal-attainment method for dynamic economic emission dispatch,” *Electric Power Components and Systems*, c. 34, sayı 9, ss. 1015-1025, 2006.
- [34] C. H. Chen and S. N. Yeh, “Particle swarm optimization for economic power dispatch with valve-point effects,” *In Proceedings of IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America*, 2006, ss. 1-5.
- [35] G. Baskar and M. R. Mohan, “Security constrained economic load dispatch using improved particle swarm optimization suitable for utility systems,” *Electrical Power and Energy Systems*, c. 30, sayı 10, ss. 609-613, 2008.
- [36] C. Kuo, “A novel coding scheme for practical economic dispatch by modified particle swarm approach,” *IEEE Transaction on Power Systems*, c. 23, sayı 4, ss. 1825-1835, 2008.
- [37] P. Pao-la-or, A. Oonsivilai, and T. Kulworawanichpong, “Combined economic and emission dispatch using particle swarm optimization,” *WSEAS Transactions on Environment and Development*, c. 6, sayı 4, ss. 296-305, 2010.
- [38] C. K. Panigrahi, P. K. Chattopadhyay, R. N. Chakrabarti, and M. Basu, “Simulated annealing technique for dynamic economic dispatch,” *Electric Power Components and Systems*, c. 34, sayı 5, ss. 577-586, 2006.
- [39] A. Pereira-Neto, C. Unsihuay and O. R. Saavedra, “Efficient evolutionary strategy optimization procedure to solve the nonconvex economic dispatch problem with generator constraints,” *IEEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, c. 152, sayı 5, ss. 653-660, 2005.
- [40] A. Pereira-Neto, C. Unsihuay and O. R. Saavedra, “Reply concerning the comments on efficient evolutionary strategy optimization procedure to solve the nonconvex economic dispatch problem with generator constraints,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, c. 1, sayı 2, ss. 366-367, 2007.
- [41] S. Pothiya, I. Ngamroo and W. Kongprawechnon, “Ant colony optimization for economic dispatch problem with non-smooth cost functions,” *International Journal Electric Power Energy Systems*, c. 32, sayı 5, ss. 478-487, 2010.
- [42] B. Mandal, P. K Roy and S. Mandal, “Economic load dispatch using krill herd algorithm,” *Electric Power Energy Systems*, c. 57, ss. 1-10, 2014.
- [43] M. Basu and A. Chowdhury, “Cuckoo search algorithm for economic dispatch,” *Energy*, c. 60, ss. 99-108, 2013.

- [44] C. Kuo, "Wind energy dispatch considering environmental and economic factors," *Renewable Energy*, c. 35, sayı 10, ss. 2217-2227, 2010.
- [45] V. Miranda and P. S. Hang, "Economic dispatch model with fuzzy wind constraints and attitudes of dispatchers," *IEEE Transactions on Power Systems*, c. 20, sayı 4, ss. 2143-2145, 2005.
- [46] C. Chen, T. Lee, and R. Jan, "Optimal wind-thermal coordination dispatch in isolated power systems with large integration of wind capacity," *Energy Conversion and Management*, c. 47, ss. 3456-3472, 2006.
- [47] K. Min, S. Lee, H. Kim, and Y. Moon, "Calculation of stochastic generation costs considering wind power generation," *In Proceedings of IEEE Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, 2009, ss. 1-4.
- [48] X. Liu and W. Xu, "Economic load dispatch constrained by wind power availability: a here-and-now approach," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, c. 1, sayı 1, ss. 2-9, 2010.
- [49] X. Liu, "Economic load dispatch constrained by wind power availability: a wait-and-see approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, c. 1, sayı 3, ss. 347-355, 2010.
- [50] X. Liu and W. Xu, "Minimum emission dispatch constrained by stochastic wind power availability and cost," *IEEE Transactions on Power Systems*, c. 25, sayı 3, ss. 1705-1713, 2010.
- [51] I. A. Farhat and M. E. El-Hawary, "Dynamic adaptive bacterial foraging algorithm for optimum economic dispatch with valve-point effects and wind power," *IET Generation, Transmission & Distribution*, c. 4, sayı 9, ss. 989-999, 2010.
- [52] I. Lee, W. Lin, G. Liao, and T. Tsao, "Quantum genetic algorithm for dynamic economic dispatch with valve-point effects and including wind power system," *Electrical Power & Energy Systems*, c. 33, sayı 2, ss. 189-197, 2011.
- [53] W. Jiang, Z. Yan, and Z. Hu, "A novel improved particle swarm optimization approach for dynamic economic dispatch incorporating wind power," *Electric Power Component Systems*, c. 39, sayı 5, ss. 461-477, 2011.
- [54] G. Demartini, T.R. De Simone, G.P. Granelli, M. Montagna, and K. Robo, "Dual programming methods for large-scale thermal generation scheduling," *IEEE Transactions on Power Systems*, c. 13, sayı 3, ss. 857-863, 1998.
- [55] J. Carpentier, "Contribution to the economic dispatch problem," *Bulletin de la Societe Francoise des Electriciens*, c. 3, sayı 8, ss 431-447, 1962.
- [56] J. D. Glover and M. S. Sarma, *Power System Analysis and Design*, (3. baskı), USA: Brooks/Cole, 2002, ss. 275-276.
- [57] X. Yan and V. H. Quintana, "Improving an interior-point-based off by dynamic adjustments of step sizes and tolerances," *IEEE Transactions on Power Systems*, c. 14, sayı 2, ss. 709-716, 1999.
- [58] M. Olofsson, G. Andersson, and L. Söder, "Linear programming based optimal power flow using second order sensitivities," *IEEE Transactions on Power Systems*, c. 10, sayı 3, ss. 1691-1697, 1995.
- [59] D. I. Sun, B. Ashley, B. Brewer and, A. Hughes, "Optimal power flow by newton approach," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, c. 3, sayı 10, ss.

2864-2880, 1984.

- [60] A. Santos, S. Deckmann, and S. Soares, "A dual augmented lagrangian approach for optimal power flow," *IEEE Transactions on Power Systems*, c. 3, sayı 3, ss. 1020–1025, 1988.
- [61] M. A. Abido, "Optimal power flow using particle swarm optimization," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, c. 24, sayı 7, ss. 563-571, 2002.
- [62] C. A. Roa-Sepulveda and B. J. Pavez-Lazo, "A solution to the optimal power flow using simulated annealing," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, c. 25, sayı 1, ss. 47–57, 2003.
- [63] S. Duman, U. Güvenç, Y. Sönmez, and N. Yörükeren, "Optimal power flow using gravitational search algorithm," *Energy Conversion and Management*, c. 59, ss. 86-95, 2012.
- [64] S. S. Reddy, and C. S. Rathnam, "Optimal power flow using glowworm swarm optimization," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, c. 80, ss. 128-139, 2016.
- [65] A. Panda and M. Tripathy, "Security constrained optimal power flow solution of wind-thermal generation system using modified bacteria foraging algorithm." *Energy*, c. 93, ss. 816-827, 2015.
- [66] J. F. Marley, M. Vrakopoulou, and I. A. Hiskens, "An AC-QP optimal power flow algorithm considering wind forecast uncertainty." *In Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia)*, Melbourne, Australia, 2016, ss. 317-323.
- [67] S. S. Reddy and P. R. Bijwe, "Day-ahead and real time optimal power flow considering renewable energy resources," *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, c. 82, ss. 400-408, 2016.
- [68] J. Pierazan and L. D. S. Coelho, "Coyote Optimization Algorithm: A new metaheuristic for global optimization problems" *IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, 2018, ss. 1-8.
- [69] Y. Lu, J. Zhou, H. Qin, Y. Li and Y. Zhang, "An adaptive hybrid differential evolution algorithm for dynamic economic dispatch with valve-point effects," *Expert Systems with Applications*, c. 37, sayı 7, ss. 4842–4849, 2010.
- [70] M. Q. Wang , H. B. Gooi , S. X. Chen, and S. Lu, "A mixed integer quadratic programming for dynamic economic dispatch with valve point effect," *IEEE Transactions on Power Systems*, c. 29, sayı 5, ss. 2097-2106, 2014.
- [71] Y. Sonmez, H. T. Kahraman , K. Dosoglu , U. Guvenc and S. Duman , "Symbiotic Organisms Search Algorithm for Dynamic Economic Dispatch with Valve-Point Effects," *Journal of Experimental & Theoretical Artificial Intelligence*, c. 29, sayı 3, ss. 495-515, 2017.
- [72] A. A. A. Mohamed, Y. S. Mohamed, A. A. M. El-Gaafary, and A. M. Hemeida, "Optimal power flow using moth swarm algorithm," *Electric Power Systems Research*, c. 142, ss. 190–206, 2017.
- [73] Ö. Aydın, "Girdap arama algoritması kullanarak optimal güç akışı probleminin çözümü," Yüksek lisans tezi, Elektrik Elektronik Mühendisliği, Fen Bilimleri Enstitüsü, Gazi Üniversitesi, Ankara, Türkiye, 2017.

- [74] J. Hetzer, D. C. Yu, and K. Bhattarai, “An economic dispatch model incorporating wind power,” *IEEE Transaction on Energy Conversion*, c. 23, sayı 2, ss. 603-611, 2008.
- [75] M. J. Morshed and Asgharpour, “A hybrid imperialist competitive-sequential quadratic programming (HIC-SQP) algorithm for solving economic load dispatch with incorporating stochastic wind power: a comparative study on heuristic optimization techniques,” *Energy Conversion and Management (Elsevier)*, c. 84, ss. 30–40, 2014.
- [76] P. P. Biswas, P. N. Sugathan and G .A Amaratunga, “Optimal power flow solutions incorporating stochastic wind and solar power,” *Energy Conversion and Management*, c. 148, ss. 1194–1207, 2017.
- [77] X. Liu and W. Xu, “Minimum emission dispatch constrained by stochastic wind power availability and cost,” *IEEE Transaction on Power Systems*, c. 25, sayı 3, ss. 1705–1713, 2010.
- [78] R. Billinton and P. Wang, “Teaching distribution system reliability evaluation using Monte Carlo simulation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, c. 14, sayı 2, ss. 397-403, 1999.
- [79] P. B. Luh, D. Zhang, and R. N. Tomastik, “An algorithm for solving the dual problem of hydrothermal scheduling,” *IEEE Transactions on Power Systems*, c. 13, ss. 593-600, 1998.
- [80] B. A. Carreras, V. E. Lynch, I. Dobson, and D. E. Newman, “Critical points and transitions in an electric power transmission model for cascading failure blackouts, Chaos,” *An Interdisciplinary Journal Of Nonlinear Science*, c. 12, sayı 4, ss. 985-994, 2002.
- [81] E. Ni, P. B. Luh, and X. Guan, "An aggregation method for improving Lagrangian relaxation based auction implementation and generation scheduling," in *Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE*, 2001, ss. 1491-1496.
- [82] U. Güvenç, S. Duman, and E. Kaymaz, “Economic dispatch of power system including wind power using salp swarm algorithm,” presented at 7th International Conference on Advanced Technologies (ICAT'18), Antalya, Turkey, 2018.
- [83] Enerji İşleri Genel Müdürlüğü (Kampüs). (2019, 6 Mart). [Online]. Erişim: [http://www.yegm.gov.tr/yenilenebilir/ruzgar-ruzgar\\_enerjisi.aspx](http://www.yegm.gov.tr/yenilenebilir/ruzgar-ruzgar_enerjisi.aspx).
- [84] P. Kessel and H. Glavitsch “Estimating the voltage stability of a power system,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, c. 1 sayı 3, ss. 346-354, 1986.
- [85] S. Özyön, C. Yaşar, ve H. Temurtaş, “Diferansiyel gelişim algoritmasının valf nokta etkili konveks olmayan ekonomik güç dağıtım problemlerine uygulanması,” *6th International Advanced Technologies Semposium (IATS'11)*, Elazığ, Turkey, ss. 181-185, 2011.
- [86] E. Varol ve B. Altıntaş “Sürü zekasında yeni bir yaklaşım: kuş sürüsü algoritması,” *Dicle Üniversitesi Mühendislik Dergisi*, c. 8, sayı 1, ss. 133–146, 2017.
- [87] National Geographic. (2019, 10 Nisan). *Coyote*. [Online] Erişim: <https://www.nationalgeographic.com/animals/mammals/c/coyote/>
- [88] Y. Hımslıoğlu, “Kaotik güve sürüsü algoritması kullanarak rüzgar gücü entegreli optimal güç akışı,” Yüksek lisans tezi, Elektrik Elektronik Mühendisliği, Fen

Bilimleri Enstitüsü, Düzce Üniversitesi, Düzce, Türkiye, 2018.

- [89] P. Barthelemy, J. Bertolotti, D.S. Wiersma, “A Lévy flight for light,” *Nature*, c. 453, ss. 495-498, 2008.
- [90] R. N. Mantegna, and H. E. Stanley, “Stochastic process with ultraslow convergence to a Gaussian: the truncated Lévy flight,” *Physical Review Letters*, c. 73, sayı 22, ss. 2946, 1994.
- [91] H. M. Gupta, and J. R. Campanha, “The gradually truncated Lévy flight: stochastic process for complex systems,” *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, c. 275, sayı 3, ss. 531-543, 2000.
- [92] X. S. Yang, and S. Deb. “Cuckoo search via Lévy flights,” *In : Nature Biologically Inspired Computing, NaBIC2009 World Congress*, ss. 210-214, 2009.
- [93] J. Kennedy and R. Eberhart, “Particle swarm optimization,” in *Proceedings of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks*, Perth, Australia, 2002, c. 4, ss. 1942–1948.
- [94] T. Bouktir, L. Slimani, and M. Belkacemi, “A Genetic Algorithm for Solving the Optimal Power Flow Problem,” *Leonardo Journal of Sciences*, c. 4, sayı 4, ss. 44–58, 2004
- [95] J. Zhan, Q. Wu, C. Guo, L. L. Zhang and M. Bazargan, “Impacts of wind power penetration on combined economic and emission dispatch,” *4th IEEE/PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE)*, 2013, ss. 1–5.
- [96] O. Alsac and B. Stott, “Optimal load flow with steady-state security,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, c. 93, sayı 3, ss. 745–751, 1974.

# ÖZGEÇMİŞ

## KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı :Enes KAYMAZ  
Doğum Tarihi ve Yeri :27.04.1993 Karamürsel  
Yabancı Dili :İngilizce  
E-posta :eneskaymaz@duzce.edu.tr

## ÖĞRENİM DURUMU

Derece	Alan	Okul/Üniversite	Mezuniyet Yılı
Yüksek Lisans	Elektrik Elektronik ve Bilgisayar Mühendisliği	Düzce Üniversitesi	2019
Lisans	Elektrik Elektronik Müh.	Düzce Üniversitesi	2016
Lise	Fen	Erdem Koleji Fen Lisesi	2011

## YAYINLAR

- [1] U. Güvenç, E. Kaymaz and S. Duman, “Economic dispatch of power system including wind power using salp swarm algorithm,” *7th International Conference on Advanced Technologies (ICAT'18)*, Antalya, Turkey, 2018.
- [2] U. Güvenc, S. Duman, E. Kaymaz and H. H. Sayan, “Dynamic economic dispatch integrated wind power using salp swarm algorithm,” *IV. INES International Academic Research Congress (INES – 2018)*, Antalya, Turkey, 2018, ss. 1529-1535.
- [3] U. Güvenç and E. Kaymaz, “Economic load dispatch problem using coyote optimization algorithm,” *International Conference on Artificial Intelligence and Applied Mathematics in Engineering (ICAIAME-2019)*, Antalya/Turkey, 2019.
- [4] U. Güvenç and E. Kaymaz, “Economic load dispatch integrated wind power using coyote optimization algorithm,” *7th International Istanbul Smart Grids and Cities Congress and Fair (ICSG-2019)*, Istanbul, Turkey, 2019.
- [5] E. Kaymaz, Y. Hınıslioğlu ve U. Güvenç, “Optimal güç akışı probleminin kır kurdu algoritması ile çözümü,” Uluslararası Marmara Fen ve Sosyal Bilimler Kongresi (IMASCON-2019-Bahar), Kocaeli, Türkiye, 2019.
- [6] Y. Hınıslioğlu, E. Kaymaz ve U. Güvenç, “Ekonomik yük dağıtım problemi kaotik güve sürüsü algoritması ile çözümü,” Uluslararası Marmara Fen ve Sosyal Bilimler Kongresi (IMASCON-2019-Bahar), Kocaeli, Türkiye, 2019