
GAZİ ÜNİVERSİTESİ
Gazi
1926

YENİLENEBİLİR ENERJİ PORTFÖYÜ OPTİMİZASYONU: TÜRKİYE UYGULAMASI

Burcu ALTUNOĞLU

YÜKSEK LİSANS TEZİ
ENDÜSTRİ MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI

GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

HAZİRAN 2024

ETİK BEYAN

Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Tez Yazım Kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmasında;

- Tez içinde sunduğum verileri, bilgileri ve dokümanları akademik ve etik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
- Tüm bilgi, belge, değerlendirme ve sonuçları bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
- Tez çalışmasında yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi,
- Kullanılan verilerde herhangi bir değişiklik yapmadığımı,
- Bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu,

bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.

Burcu ALTUNOĞLU
11/06/2024

YENİLENEBİLİR ENERJİ PORTFÖYÜ OPTİMİZASYONU: TÜRKİYE UYGULAMASI

(Yüksek Lisans Tezi)

Burcu ALTUNOĞLU

GAZİ ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

Haziran 2024

ÖZET

Artan dünya nüfusu ile birlikte üretim ve tüketim sektörlerinin faaliyetlerindeki artışlar iklim üzerinde önemli bir etkiye sahiptir. Bu faaliyetler, sera gazlarının atmosferik konsantrasyonlarını artıran ve sera etkisini güçlendiren geleneksel enerji kaynaklarına dayanmaktadır. Sera gazlarının atmosferik seviyelerindeki artışlar küresel ısınma olarak bilinen olumsuz bir etki yaratmaktadır. Bu bağlamda, geleneksel enerji kaynaklarına alternatif olarak yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik dünya çapında bir eğilim söz konusudur. Yenilenebilir enerji kaynakları, çevresel etkileri en aza indirerek sürdürülebilir bir enerji arzı sağlama potansiyeline sahiptir. Ayrıca yerli kaynaklar oldukları için enerjide dışa bağımlılığı azaltmakta, yerel ekonomiyi desteklemekte ve istihdamı artırmaktadır. Bu nedenle, yenilenebilir enerji kaynakları toplumda yaygın olarak kabul görmekte ve desteklenmektedir. Bu tezde, yenilenebilir enerji portföyü oluşturulmuştur. Oluşturulan portföy için planlama dönemi olarak 2024 – 2050 yılları arası belirlenmiştir. Enerji portföyünün temel amacı, yenilenebilir enerji kullanımını artırarak düşük CO_2 salınımını sağlayan bir optimal enerji yatırım planı oluşturmaktır. Bu kapsamda, geliştirilen çok amaçlı karma tam sayılı matematiksel modelin gerçek verilerle bir uygulaması yapılarak, 2024-2050 yılları arasında, mevcut enerji santrallerine ilave inşa edilmesine ihtiyaç bulunan yenilenebilir enerji santrallerini belirleyen bir optimal enerji yatırım planı elde edilmiştir. Önerilen modelde yenilenebilir enerji santrallerinin kurulum ve işletme maliyetleri, elektrik üretim maliyeti ve CO_2 salınım vergisini içeren maliyet fonksiyonunun minimum yapılması ve yeni açılacak enerji santrallerinin mevcut santrallere ve şehir merkezlerine uzaklığı maksimum yapılması amaçlanmaktadır. Modelin, karar vericilerin çevresel etkileri en aza indiren, sürdürülebilir bir enerji arzı sağlayan enerji portföyü belirlemelerine olanak sağlayabileceği; ülkelerin enerji üretim ve tüketimine yön veren politika ve stratejilerin belirlenmesine katkı sağlayabileceği değerlendirilmektedir.

Bilim Kodu	:	90610
Anahtar Kelimeler	:	Enerji Portföyü, Yenilenebilir Enerji, Düşük CO_2 Salınımı, Optimizasyon
Sayfa Adedi	:	165
Danışman	:	Doç. Dr. Gül Didem BATUR SİR
İkinci Danışman	:	Dr. Öğr. Üyesi Durdu Hakan UTKU

OPTIMIZATION OF THE RENEWABLE ENERGY PORTFOLIO: AN APPLICATION IN TURKIYE

(M. Sc. Thesis)

Burcu ALTUNOĞLU

GAZI UNIVERSITY

GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

June 2024

ABSTRACT

Increases in the activities of the production and consumption sectors, together with the growing world population, have a significant impact on the climate. These activities are based on traditional energy sources, which increases atmospheric concentrations of greenhouse gases and reinforces the greenhouse effect. Increases in atmospheric levels of greenhouse gases create a negative effect known as global warming. In this context, there is a worldwide trend towards renewable energy sources as an alternative to traditional energy sources. Renewable energy sources have the potential to provide a sustainable energy supply by minimizing environmental impacts. Moreover, as they are domestic resources, they reduce dependence on energy imports, support the local economy and increase employment. Therefore, renewable energy sources are widely accepted and supported in society. In this thesis, a renewable energy portfolio is created. The planning period for the portfolio is between the years 2024- 2050. The main objective of the energy portfolio is to create an optimal energy investment plan that ensures low CO_2 emissions by increasing the use of renewable energy. In this context, a multi-objective mixed integer mathematical model is developed and applied to real data to obtain an optimal energy investment plan that determines the renewable energy plants that need to be built in addition to the existing power plants between the years 2024 and 2050. The proposed model aims to minimize the cost function, which includes the installation and operation costs of renewable power plants, electricity generation cost and CO_2 emission tax, and to maximize the distance of new power plants to existing power plants and city centers. It is evaluated that the model can enable decision makers to determine an energy portfolio that minimizes environmental impacts and provides a sustainable energy supply and can contribute to the determination of policies and strategies that guide the energy production and consumption of countries.

Science Code	:	90610
Key Words	:	Energy Portfolio, Renewable Energy, Reduced CO_2 Emissions, Optimization
Page Number	:	165
Supervisor	:	Assoc. Prof. Gül Didem BATUR SİR
Co-Supervisor	:	Assist. Prof. Durdu Hakan UTKU

TEŞEKKÜR

Tez çalışmasının yürütülmesi esnasında, teknik bilgi birikimi ve tüm samimiyeti ile desteğini esirgemeyen danışmanım, Doç. Dr. Gül Didem BATUR SİR'e sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Akademik hayata girişimi destekleyen ve bu tez çalışmasında ikinci danışmanım olan Dr. Öğr. Üyesi Durdu Hakan UTKU'ya teşekkürlerimi sunarım.

Tüm akademik yaşantım boyunca sevgisini, desteğini her zaman yanımda hissettiren aileme çok teşekkür ederim. Eğitim ve öğretim hayatımda, ilk kez ellerimden tutup okula götüren ve bugünlere kadar desteğini esirgemeyen sevgili annem Suzan ALTUNOĞLU'na içtenlikle teşekkür ederim.

Son olarak, sevgisi ve bilime bakış açısıyla beni onurlandıran, hayatımın en değerli odağı bir tanecik yol arkadaşıma her şey için çok teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖZET iv

ABSTRACT v

TEŞEKKÜR vi

İÇİNDEKİLER vii

ÇİZELGELERİN LİSTESİ x

ŞEKİLLERİN LİSTESİ xiii

HARİTALARIN LİSTESİ xv

SİMGELER VE KISALTMALAR xvi

1. GİRİŞ 1

2. LİTERATÜR TARAMASI 3

2.1. Enerji Optimizasyonu Çalışmaları 3

2.2. Elektrik Talep Tahmini Çalışmaları 18

3. PROBLEM TANIMI 27

3.1. Planlama Dönemi 27

3.2. Türkiye'de Mevcut Enerji Durumu 28

3.2.1. Türkiye'de enerji üretimi 30

3.2.2. Türkiye'de enerji dağıtımı 33

3.3. Yenilenebilir Enerji Kaynakları 35

3.3.1. Jeotermal enerji 36

3.3.2. Rüzgâr enerjisi 39

3.3.3. Biyokütle enerjisi 43

3.4. Kapasite Planlaması 47

3.5. Elektrik maliyetleri 48

3.6. Tahmin 49

Sayfa

3.7. Enerji Portföyü 52
3.7.1. $\boldsymbol{\varepsilon}$ kısıt yöntemi 53
4. MATEMATİKSEL MODEL 55
4.1. Varsayımlar ve Notasyon 55
4.1.1. Varsayımlar 55
4.1.2. Notasyon 56
4.2. Önerilen Matematiksel Model 57
4.2.1. Birinci aşama 58
4.2.2. İkinci aşama 59
4.3. Çoklu Enerji Kaynak Tipine Yönelik Matematiksel Model 61
4.3.1. Birinci aşama 61
4.3.2. İkinci aşama 62
4.4. $\boldsymbol{\varepsilon}$ Kısıt Yöntemi Uygulaması 64
5. UYGULAMA 67
5.1. Kümeler ve Parametreler 67
5.2. Uygulama Sonuçları 69
5.2.1. Alternatif I için uygulama sonuçları 70
5.2.2. Alternatif II için uygulama sonuçları 78
5.2.3. Alternatif III için uygulama sonuçları 87
5.2.4. Alternatif IV için uygulama sonuçları 96
5.2.5. Alternatif V için uygulama sonuçları 105
5.2.6. Alternatif VI için uygulama sonuçları 114
5.2.7. Alternatif VII santralleri için uygulama sonuçları 123
5.3. Uygulama Sonuçlarının Analizi 134
6. SONUÇ VE ÖNERİLER 141
KAYNAKLAR 145

Sayfa

EKLER 153

EK-1. Şehirlere Ait ARIMA Parametre Değerleri 154

EK-2. Şehirlere Ait Elektrik Talepleri (GWh) 157

ÖZGEÇMİŞ 165

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge **Sayfa**

Çizelge 2.1. Enerji optimizasyonu çalışmalarının özeti 13

Çizelge 2.2. Elektrik talep tahmini çalışmalarının özeti 24

Çizelge 3.1. Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu kapasitesinin yıllık gelişimi 29

Çizelge 3.2. 1990-2022 yılları arasında elektrik üretimi 31

Çizelge 3.3. Kaynak bazında kurulu güç ve üretim değerleri 33

Çizelge 3.4. Santrallere ait sermaye maliyetleri 48

Çizelge 3.5. Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti 49

Çizelge 3.6. Üretime katılım oranları 51

Çizelge 5.1. Modelde kullanılan birimler 67

Çizelge 5.2. Santrallere ait parametreler 68

Çizelge 5.3. CO_2 salınım faktörü 69

Çizelge 5.4. Parametreler 69

Çizelge 5.5. Alternatifler 69

Çizelge 5.6. Alternatif I için birinci amaç fonksiyonu sonucu 70

Çizelge 5.7. Alternatif I için ikinci amaç fonksiyonu sonucu 70

Çizelge 5.8. Alternatif I için ε kısıt yöntemi sonuçları 71

Çizelge 5.9. Alternatif I için açık santral sayıları 73

Çizelge 5.10. Alternatif I için kurulum maliyetleri 74

Çizelge 5.11. Alternatif I için üretime katılım oranları 75

Çizelge 5.12. Alternatif I için CO_2 salınımı miktarı 76

Çizelge 5.13. Alternatif I için üretilen elektrik miktarı 77

Çizelge 5.14. Alternatif II için birinci amaç fonksiyonu sonucu 78

Çizelge 5.15. Alternatif II için ikinci amaç fonksiyonu sonucu 78

Çizelge 5.16. Alternatif II için ε kısıt yöntemi sonuçları 79

Çizelge **Sayfa**

Çizelge 5.17. Alternatif II için açık santral sayıları 81

Çizelge 5.18. Alternatif II için kurulum maliyetleri 82

Çizelge 5.19. Alternatif II için üretime katılım oranları 83

Çizelge 5.20. Alternatif II için CO_2 salınımı miktarı 85

Çizelge 5.21. Alternatif II için üretilen elektrik miktarı 86

Çizelge 5.22. Alternatif III için birinci amaç fonksiyonu sonucu 87

Çizelge 5.23. Alternatif III için ikinci amaç fonksiyonu sonucu 87

Çizelge 5.24. Alternatif III için ε kısıt yöntemi sonuçları 88

Çizelge 5.25. Alternatif III için açık santral sayıları 90

Çizelge 5.26. Alternatif III için kurulum maliyetleri 91

Çizelge 5.27. Alternatif III için üretime katılım oranları 92

Çizelge 5.28. Alternatif III için CO_2 salınımı miktarı 94

Çizelge 5.29. Alternatif III için üretilen elektrik miktarı 95

Çizelge 5.30. Alternatif IV için birinci amaç fonksiyonu sonucu 96

Çizelge 5.31. Alternatif IV için ikinci amaç fonksiyonu sonucu 96

Çizelge 5.32. Alternatif IV için ε kısıt yöntemi sonuçları 97

Çizelge 5.33. Alternatif IV için açık santral sayıları 99

Çizelge 5.34. Alternatif IV için kurulum maliyetleri 100

Çizelge 5.35. Alternatif IV için üretime katılım oranları 101

Çizelge 5.36. Alternatif IV için CO_2 salınımı miktarı 103

Çizelge 5.37. Alternatif IV için üretilen elektrik miktarı 104

Çizelge 5.38. Alternatif V için birinci amaç fonksiyonu sonucu 105

Çizelge 5.39. Alternatif V için ikinci amaç fonksiyonu sonucu 105

Çizelge 5.40. Alternatif V için ε kısıt yöntemi sonuçları 106

Çizelge 5.41. Alternatif V için açık santral sayıları 108

Çizelge 5.42. Alternatif V için kurulum maliyetleri 109

Çizelge **Sayfa**

Çizelge 5.43. Alternatif V için üretime katılım oranları 110

Çizelge 5.44. Alternatif V için CO_2 salınımı miktarı..... 112

Çizelge 5.45. Alternatif V için üretilen elektrik miktarı 113

Çizelge 5.46. Alternatif VI için birinci amaç fonksiyonu sonucu 114

Çizelge 5.47. Alternatif VI için ikinci amaç fonksiyonu sonucu..... 114

Çizelge 5.48. Alternatif VI için ε kısıt yöntemi sonuçları 115

Çizelge 5.49. Alternatif VI için açık santral sayıları 117

Çizelge 5.50. Alternatif VI için kurulum maliyetleri..... 118

Çizelge 5.51. Alternatif VI için üretime katılım oranları..... 119

Çizelge 5.52. Alternatif VI için CO_2 salınımı miktarı 121

Çizelge 5.53. Alternatif VI için üretilen elektrik miktarı..... 122

Çizelge 5.54. Alternatif VII için birinci amaç fonksiyonu sonucu 123

Çizelge 5.55. Alternatif VII için ikinci amaç fonksiyonu sonucu 123

Çizelge 5.56. Alternatif VII için ε kısıt yöntemi sonuçları..... 124

Çizelge 5.57. Alternatif VII için açık santral sayıları 126

Çizelge 5.58. Jeotermal enerji santralleri için kurulum maliyetleri..... 127

Çizelge 5.59. Rüzgâr enerjisi santralleri için kurulum maliyetleri 128

Çizelge 5.60. Biyokütle enerji santralleri için kurulum maliyetleri..... 129

Çizelge 5.61. Alternatif VII için üretime katılım oranları 130

Çizelge 5.62. Alternatif VII için CO_2 salınımı miktarı..... 132

Çizelge 5.63. Alternatif VII için üretilen elektrik miktarı 133

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil **Sayfa**

Şekil 3.1. Türkiye'de toplam kurulu gücü içinde yerli kaynaklara dayalı kurulu güç payının yıllık gelişimi 30

Şekil 3.2. Elektrik dağıtım akışı..... 34

Şekil 3.3. İletim sistemi kayıpları 35

Şekil 3.4. Türkiye'de jeotermal enerjiden üretilen elektrik miktarı 37

Şekil 3.5. Türkiye'de jeotermal enerjinin elektrik üretimine katılım oranı..... 37

Şekil 3.6. Türkiye'de rüzgâr enerjisinden üretilen elektrik miktarı 40

Şekil 3.7. Türkiye'de rüzgâr enerjisinin elektrik üretimine katılım oranı..... 41

Şekil 3.8. Türkiye'de biyokütle enerjisinden üretilen elektrik miktarı 44

Şekil 3.9. Türkiye'de biyokütle enerjisinin elektrik üretimine katılım oranı..... 45

Şekil 5.1. Alternatif I için maliyet değerleri 72

Şekil 5.2. Jeotermal enerji için üretime katılım oranları..... 75

Şekil 5.3. Alternatif II için maliyet değerleri..... 80

Şekil 5.4. Rüzgâr enerjisi için üretime katılım oranları 84

Şekil 5.5. Alternatif III için maliyet değerleri..... 89

Şekil 5.6. Biyokütle enerji için üretime katılım oranları 93

Şekil 5.7. Alternatif IV için maliyet değerleri 98

Şekil 5.8. Jeotermal enerji için üretime katılım oranı..... 102

Şekil 5.9. Rüzgâr enerji için üretime katılım oranı..... 102

Şekil 5.10. Alternatif V için maliyet değerleri..... 107

Şekil 5.11. Jeotermal enerji için üretime katılım oranları..... 111

Şekil 5.12. Biyokütle enerji için üretime katılım oranları 111

Şekil 5.13. Alternatif VI için maliyet değerleri 116

Şekil 5.14. Rüzgâr enerjisi için üretime katılım oranları 120

Şekil 5.15. Biyokütle enerjisi için üretime katılım oranları..... 120

Şekil **Sayfa**

Şekil 5.16. Alternatif VII için maliyet değerleri 125

Şekil 5.17. Jeotermal enerji için üretime katılım oranı 131

Şekil 5.18. Rüzgâr enerjisi için üretime katılım oranı 131

Şekil 5.19. Biyokütle enerji için üretime katılım oranı 131

Şekil 5.20. Alternatif I – jeotermal enerji için üretime katılım oranları 134

Şekil 5.21. Alternatif II – rüzgâr enerjisi için üretime katılım oranları 135

Şekil 5.22. Alternatif III – biyokütle enerjisi için üretime katılım oranları 136

Şekil 5.23. Alternatif IV – jeotermal enerjisi için üretime katılım oranları 136

Şekil 5.24. Alternatif IV – rüzgâr enerjisi için üretime katılım oranları 137

Şekil 5.25. Alternatif V – jeotermal enerjisi için üretime katılım oranları 137

Şekil 5.26. Alternatif V – biyokütle enerji için üretime katılım oranları 138

Şekil 5.27. Alternatif VI – rüzgâr enerjisi için üretime katılım oranları 138

Şekil 5.28. Alternatif VI – biyokütle enerji için üretime katılım oranları 139

Şekil 5.29. Alternatif VII – jeotermal enerji için üretime katılım oranları 139

Şekil 5.30. Alternatif VII – rüzgâr enerjisi için üretime katılım oranları 140

Şekil 5.31. Alternatif VII – biyokütle enerji için üretime katılım oranları 140

HARİTALARIN LİSTESİ

Harita **Sayfa**

Harita 3.1. Türkiye'de bulunan jeotermal enerji santralleri 36

Harita 3.2. Aday jeotermal enerji santralleri..... 39

Harita 3.3. Türkiye'de bulunan rüzgâr enerjisi santralleri 40

Harita 3.4. Aday rüzgâr enerjisi santralleri..... 43

Harita 3.5. Türkiye'de bulunan biyokütle enerji santralleri 44

Harita 3.6. Aday biyokütle enerji santralleri..... 47

SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış simgeler ve kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

Simgeler	**Açıklamalar**
$	Dolar
%	Yüzde
t	Ton

Kısaltmalar	**Açıklamalar**
ARIMA	Oto-regresif entegre hareketli ortalama
BESS	Batarya enerji depolama sistemleri
CCGT	Çevrimli gaz türbini teknolojileri
CO_2	Karbon Dioksit
EPAT	Enerji portföyü değerlendirme aracı
GW	Giga watt
GWh	Giga watt saat
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı
MILP	Karma tam sayılı lineer programlama
MOMILP	Çok amaçlı karma tam sayılı lineer programlama
MW	Mega watt
MWh	Mega watt saat
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
YPS	Yenilenebilir portföy standardı

1. GİRİŞ

Günümüzde enerji ihtiyacının sürdürülebilir ve çevre dostu kaynaklardan karşılanması küresel çapta önemli bir hedef haline gelmiştir. Bu bağlamda, Türkiye gibi enerji talebinin sürekli arttığı ve enerji güvenliğinin kritik bir önem arz ettiği gelişmekte olan ülkelerde, yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik stratejik bir dönüşüm kaçınılmaz hale gelmiştir. Geleneksel enerji kaynaklarına alternatif olarak yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen enerji toplam enerji talebinin bir kısmını karşılamaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynakları, sürdürülebilir kalkınmanın temel yapı taşlarından birisi olarak kabul edilmekte ve kullanıcılarına çeşitli avantajlar sunmaktadır. Bu kaynakların kullanımı, CO_2 salınımlarının azaltılması, enerji bağımsızlığının sağlanması ve ekonomik büyüme için yeni iş olanaklarının yaratılması gibi çeşitli faydalar sağlamaktadır. Türkiye'nin coğrafi konumu ve iklim özellikleri, güneş, rüzgâr, hidroelektrik, jeotermal ve biyokütle gibi çeşitli yenilenebilir enerji potansiyellerini bünyesinde barındırmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynakları, küresel iklim değişikliğiyle mücadelede önemli bir role sahiptir. Fosil yakıtlara dayalı geleneksel olarak nitelendirilen enerji kaynakları, sera gazı salınımlarının artmasına neden olmakta ve çevresel kirlilik yaratmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakları, güneş, biyokütle, rüzgâr, hidroelektrik ve jeotermal gibi doğal kaynaklardan elde edildiği için çevre dostu olarak nitelendirilmekte ve sürdürülebilir bir enerji geleceği için oldukça önem arz etmektedir. Türkiye gibi gelişmekte olan ülkeler kategorisi içerisinde yer alan bir ülke için yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı, enerji portföyü açısından dışa bağımlılığın azaltılmasını sağlarken ekonomik büyümenin desteklenmesine katkıda bulunmaktadır.

Tüm bunlara ek olarak, birçok ülkenin coğrafi konumu, güneş enerjisi ve rüzgâr enerjisi gibi çok çeşitli yenilenebilir kaynaklara sahip olmasıyla stratejik bir avantaj sağlamaktadır. Bu potansiyelin etkin bir şekilde kullanılması, toplam enerji ihtiyacının karşılanmasında ve ekonomik kalkınmanın sağlanmasında önemli bir rol oynamaktadır. Ülkeler için yenilenebilir enerjiye yapılan yatırımlar istihdamı artırabilir, teknoloji transferini teşvik edebilir ve enerji verimliliğini artırarak çevresel sürdürülebilirliğin teşvik edilmesinde öncü bir rol oynayabilir. Bu nedenle, yenilenebilir enerji kaynaklarına yatırım yapmak hem ekonomik kalkınma hem de çevresel etki için çok önemli bir adımdır.

Bu çalışma, enerji talebini karşılamak için kullanılabilecek yenilenebilir enerji kaynaklarının nasıl etkin bir şekilde entegre edilebileceğini, enerji verimliliğinin nasıl artırılabileceğini değerlendirmektedir. Ayrıca, yenilenebilir enerji portföy optimizasyonunun ekonomik, çevresel ve sosyal avantajlarının altı çizilerek, sürdürülebilir bir enerji geleceğine katkı sağlamak için stratejik adımlar atılmasının gerekliliği vurgulanmaktadır.

Portföy yönetimi, yatırımcılar için doğru yatırım politikasını seçme süreci olarak ifade edilebilmektedir. Bu süreç, yatırım politikası hakkında karar verme, yatırımların hedeflerle eşleştirilmesi, performansa karşı riskin dengelenmesi, getirileri en üst düzeye çıkarma, portföy optimizasyonu ve performans ölçümlerini içermektedir. Portföy yönetimi, yatırımları optimize etmeye çalışırken aynı zamanda riskleri en aza indirmeyi ve beklenen getiriyi artırmayı hedeflemektedir [1].

Enerji portföy yönetimi, daha düşük maliyetli ve daha az riskli optimal enerji portföylerinin seçiminde enerji tüketicilerine ve politika yapıcılara yararlı rehberlik sağlayabilecek optimal bir enerji çözümü bulmak için kullanılmaktadır. Enerji portföyü optimizasyonu, toplam üretim maliyetini en aza indiren ve aynı zamanda gerekli toplam talebi karşılayan en uygun enerji üretim tahsisini bulmayı amaçlamaktadır [1].

Bu tezin amacı, düşük CO_2 salınımı elde etmek için elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kullanımını artırmayı amaçlayan enerji portföyü sunmaktır. Enerji portföyü kapsamında jeotermal, rüzgâr ve biyokütle olmak üzere üç tip yenilenebilir enerji kaynağı kullanılarak, yedi farklı alternatif oluşturulmaktadır. Alternatifler tek tip ve birden fazla enerji tipi içerecek şekilde üretilmektedir. Bu tez, enerji portföyü ile mevcut enerji santrallerini dikkate alarak yeni kurulmasına karar verilen enerji santralleri için yer seçimi, elektrik talebini karşılamak için düşük maliyetli dağıtım ve düşük CO_2 salınımı sorunlarına çözümler sunmaktadır.

2. LİTERATÜR TARAMASI

Çalışmanın bu bölümünde ilk olarak enerji optimizasyonu konusu ele alınacak ve enerji optimizasyonu ile ilgili literatür incelenecektir. Daha sonra, elektrik talep tahmini modellemeleri ele alınacak; sonrasında ise, incelenen modeller ışığında bu çalışmada kullanılan enerji optimizasyonu ve talep tahmin modellemesine ilişkin değerlendirme yapılacaktır.

2.1. Enerji Optimizasyonu Çalışmaları

Enerji sektörü disiplinler arası bir sektör olup, literatürde kapsamlı bir uygulama alanına sahiptir. Günümüzde farklı mühendislik problemlerinin birleşimi optimizasyon ve uygulamalarını gerektirebilmektedir. Enerji ile ilgili sorunlar genel olarak karmaşık ve belirsiz bir yapıda olup sorunun birçok ilişkili tarafı bulunmaktadır. Bu nedenle optimizasyon aşamalarında karar alanı çeşitli kısıtlamalarla sınırlı olabilmektedir. Enerji ile ilgili problemlerde karar değişkenlerinin ve parametrelerin sayısı oldukça fazla olduğundan bu problemler teknik açıdan karmaşık ve çözülmesi zor bir yapıda olabilmektedir.

Elektrik piyasaları alanında risk yönetimi stratejileri ve portföy performans değerlendirmesini inceleyen [2-6] makalelerin her biri, bu çalışma alanına farklı bakış açıları ve metodolojilerle katkıda bulunmaktadır.

Atmaca [2] tarafından 2022 yılında yayımlanan araştırma makalesinde, elektrik piyasası bağlamına uyarlanmış risk yönetimi tekniklerinin kapsamlı bir incelenmesi sunulmaktadır. Atmaca, Sharpe Oranı ve Treynor Oranı gibi gelişmiş finansal ölçütleri kullanarak, bu yöntemlerin enerji piyasalarının doğasında var olan belirsizliklerin ortasında portföy performansını değerlendirmedeki etkinliğini göstermektedir. Çalışma, elektrik portföy yönetiminde risk değerlendirmesinin inceliklerinin aydınlatılmasında temel bir parça olarak hizmet etmektedir.

Han ve Vinel [3] tarafından 2022 yılında gerçekleştirilen çalışmada, tamamlayıcı bir yaklaşımla, tahmin hatalarını azaltmak amacıyla rüzgâr enerjisi portföylerinin optimizasyonu incelenmektedir. Han ve Vinel, sofistike portföy optimizasyon modelleri geliştirerek, rüzgâr enerjisi yatırımlarının güvenilirliğini ve performansını artırmaya yönelik

incelikli bir yaklaşım sunmaktadır. Çalışmanın katkıları, yenilenebilir enerji kaynaklarının potansiyelinden yararlanmada özel portföy stratejilerinin öneminin altını çizmektedir.

Simoglou vd. [4] tarafından 2022 yılında yayımlanan araştırma makalesi, odak noktasını Yunanistan elektrik piyasasına kaydırarak tedarik maliyetlerini en aza indirmeyi amaçlayan optimizasyon modellerini incelemektedir. Titiz analiz ve modelleme teknikleri sayesinde Simoglou ve arkadaşları, belirli bir bölgesel bağlamda maliyet minimizasyon stratejilerini etkileyen faktörlerin karmaşık etkileşimi hakkında önemli bilgiler sunmaktadır. Çalışmanın bulguları, farklı piyasa ortamlarında maliyet etkin enerji tedarikine ilişkin bilgi birikimine önemli ölçüde katkıda bulunmaktadır.

Cucchiella vd. [5] İtalyan elektrik piyasasında yatırım riski minimizasyon stratejilerinin ayrıntılı bir incelemesini sunmaktadır. Cucchiella vd. [6], gerçekleştirdikleri analizle en uygun portföyleri seçerek, enerji sektöründe yatırım kararı vermek isteyen paydaşlar için uygulanabilir bilgiler sunmaktadır. Çalışmada, piyasa oynaklığının ortasında portföy performansını optimize etmede ihtiyatlı risk yönetimi uygulamalarının önemini vurgulamaktadır.

Bu beş makalenin [2-6] bulguları sentezlendiğinde, elektrik piyasalarında risk yönetimi ve portföy performans optimizasyonuna ilişkin kapsamlı bir anlayış ortaya çıkartılması hedeflenmiştir. Her bir çalışmanın doğasında bulunan bağlamsal nüanslara rağmen, risk azaltma, portföy optimizasyonu ve maliyet minimizasyonuna ilişkin kapsayıcı temalar, enerji piyasalarının dinamik ortamında karar alma süreçlerini geliştirmeye yönelik kolektif çabanın önemini vurgulamaktadır.

Politikalar, düzenlemeler ve enerji sistemleri arasındaki karmaşık etkileşimi inceleyen çalışmalar [7-13] çeşitli düzenleyici çerçeveler altında enerji ortamını şekillendiren çok yönlü dinamikler hakkında önemli bilgiler sunmaktadır.

Dong vd. [7] tarafından 2022 yılında gerçekleştirilen araştırmada, Çin'in Yenilenebilir Portföy Standartlarına (YPS) geçişini çevreleyen politika ortamı incelenmektedir. Dong vd. [7], sofistike simülasyon teknikleri aracılığıyla, politika müdahalelerinin çevresel sürdürülebilirlik, ekonomik uygulanabilirlik ve enerji yapısı üzerindeki potansiyel

sonuçlarını hakkında bilgiler vermektedir. Çalışma, dünyanın en büyük enerji piyasasında politika uygulamasının karmaşıklığını incelemede öncü bir çaba olarak hizmet etmektedir.

Georgiou vd. [8] tarafından 2022 yılında gerçekleştirilen araştırma makalesinde, bir yandan ekonomik sürdürülebilirliği teşvik ederken diğer yandan yenilenebilir enerji hedeflerine ulaşmak için çatı üstü güneş paneli sistemlerinden yararlanmaya odaklanılmaktadır. Georgiou vd. [8], dağıtık üretim teknolojilerinin potansiyelinden faydalanarak, çevresel yönetim ve ekonomik kalkınmanın ikili zorunluluklarını ele almak için pragmatik çözümler sunmaktadır. Araştırma, yenilenebilir enerji hedeflerine ulaşmada merkezi olmayan enerji üretiminin önemini belirtmektedir.

Arnette ve Zobel [9], Amerika Birleşik Devletleri'nde bölgesel enerji planlamasına yönelmekte ve yerel bağlamlara göre uyarlanmış karar destek sistemlerinin geliştirilmesini savunmaktadır. Arnette ve Zobel, kapsamlı bir karar destek çerçevesinin kavramsallaştırılması yoluyla, enerji yönetişiminin karmaşık ortamında politika yapıcılar ve paydaşlar için bir yol haritası sunmaktadır. Çalışma, politika zorunlulukları ile pratik uygulama stratejileri arasındaki sinerjiyi teşvik ederek, bölgesel düzeyde kanıta dayalı karar verme için temel oluşturmaktadır.

Yan [10] tarafından gerçekleştirilen çalışma; biyokütle, kömür ve nükleer enerji santralleri baz alınarak Enerji Portföy Yönetimi modeli, enerji tüketicilerine ve politika yapıcılara daha düşük maliyet ve daha az riskle optimal enerji portföyünün nasıl seçileceği konusunda faydalı rehberlik sağlayabilecek optimal bir enerji çözümü bulmayı amaçlamaktadır.

Zangeneh vd. [11] tarafından gerçekleştirilen araştırma makalesinde planlama sürecinde temiz teknolojiler lehine teşvik edici bir mekanizma önerilmiştir. Önerilen bu mekanizma, yenilenebilir ve temiz teknolojileri teşvik etmek için dağıtılmış üretim planlaması sahiplerine ödenen kirlenmemiş emisyon hibe işlevine dayanarak tanımlanmaktadır. Önerilen yöntemin işlevselliğini değerlendirmek için, iki çevresel senaryo altında genişleme planlaması için tipik bir dağıtım sistemi kullanılmış ve çeşitli değerlendirmelerde bulunulmuştur.

Dicorato vd. [12] dağıtık üretim ve enerji verimliliği önlemlerini dikkate alarak enerji akışının optimizasyonuna ilişkin içgörüler sunmaktadır. Dicorato vd. [12], dağıtık üretim

teknolojilerini ve enerji verimliliği eylemlerini optimizasyon çerçevesine entegre ederek, enerji sisteminin esnekliğini ve sürdürülebilirliğini artırmaya yönelik bütüncül bir yaklaşım sunmaktadır. Araştırma, çevresel etkilerin azaltılmasında ve kaynak kullanımının optimize edilmesinde bütüncül enerji yönetimi stratejilerinin önemini vurgulamaktadır.

Levin vd. [13] tarafından gerçekleştirilen araştırma kapsamında elektrik talebi ve yardımcı hizmet gereksinimlerini karşılamak için en düşük maliyetli üretim genişletmelerini, taahhütleri ve dağıtım planını belirleyen bir optimizasyon modeli oluşturulmuştur. Çalışmada genel olarak karbon teşvik mekanizmalarının ekonomik verimliliğin değerlendirilmesinde elektrik piyasası etkenlerinin dikkate alınmasının önemi vurgulanmaktadır.

Bu yedi makalenin [7-13] bulguları sentezlendiğinde, enerji sistemlerinin şekillendirilmesinde politika formülasyonu, mevzuata uyum ve teknolojik yenilik gibi kapsayıcı temalar ortaya çıkmaktadır. Her bir çalışma, enerji-politika bağlantısının belirli yönlerine ilişkin değerlendirmeler sunmakta ve toplu olarak ise küresel çerçevede enerji geçişlerini yönlendiren karmaşık dinamiklerin incelikli bir şekilde anlaşılmasına katkıda bulunmaktadır.

Gelişmekte olan yenilenebilir enerji planlaması ve optimizasyonu alanına toplu olarak katkıda bulunan [14-23] çalışmalar, yenilenebilir enerji sistemi tasarımı, enerji optimizasyonu ve karar verme süreçlerinin çeşitli yönlerine ilişkin kapsamlı bilgiler sunmaktadır.

Bangjun vd. [14] tarafından 2022 yılında yayımlanan araştırma makalesinde, güneş enerjisi üretim projelerinin altında yatan karmaşık yatırım karar alma süreçleri incelenmektedir. Bangjun vd., yatırım analizi ve risk değerlendirmesinin karmaşıklıklarını inceleyerek, yenilenebilir enerji yatırımlarını şekillendiren finansal uygulanabilirlik ve stratejik hususlar hakkında önemli bilgiler sunmaktadır.

Riddervold vd. [15] tarafından 2021 yılında gerçekleştirilen çalışmada, tamamlayıcı bir şekilde, karlılığı en üst düzeye çıkarmak için birleşik rüzgâr ve hidroelektrik portföylerini optimize etmeye odaklanılmaktadır. Sofistike modelleme teknikleri sayesinde, Riddervold

vd. [15], farklı yenilenebilir enerji kaynakları arasındaki sinerjileri ortaya koyarak portföy performansını ve finansal getirileri artırmaya yönelik stratejiler sunmaktadır.

Ding ve Somani [16] tarafından gerçekleştirilen çalışmada rüzgâr enerjisi santrali kullanılarak uzun vadeli enerji planlama problemleri için paralel hesaplama yöntemi önerilmekte ve yenilenebilir enerji gelişiminin teşvik edilmesi ile yatırım planları belirlenmesi amaçlanmaktadır. Çalışma kapsamında gerçekleştirilen vaka analizi ile bölgesel veya ulusal düzeyde paralel modelleme metodolojisi kullanılarak yenilenebilir enerji süreçlerinde gelişim sağlanabildiği belirtilmiştir.

Moura ve Almeida [17], maliyetleri ve kesintileri en aza indirmek için yenilenebilir enerji sistemlerinin karışımını optimize etmeye odaklanmaktadır. Moura ve Almeida [17], maliyet değerlendirmelerini ve güvenilirlik ölçütlerini entegre ederek, yenilenebilir enerji dağıtımlarının ekonomik ve operasyonel verimliliğini artırmak için bütünsel bir yaklaşım sunmaktadır.

Kaviani vd. [18], maliyet minimizasyonunu amaçlayan hibrit rüzgâr, güneş ve yakıt pili üretim sistemleri tasarlayarak literatüre katkıda bulunmaktadır. Kaviani vd., çeşitli yenilenebilir enerji teknolojilerinin entegrasyonu yoluyla, uygun maliyetli ve güvenilir enerji üretimi elde etmek için pragmatik çözümler sunmaktadır.

Bernal-Agustín vd. [19] tarafından gerçekleştirilen çalışmada, ilk kez, Güç Pareto Evrimsel Algoritmasının, izole hibrit sistemlerinin çok amaçlı tasarımına uygulanması açıklanmaktadır. Çalışma kapsamında ele alınan tasarım, sistem konfigürasyonunun yanı sıra tesisatın kullanım ömrü boyunca hem toplam maliyeti hem de kirletici emisyonlarını aynı anda en aza indiren kontrol stratejisini elde etmeyi sağlayan bir optimizasyon problemi olarak ortaya konulmaktadır. Elde edilen sonuçlar, kullanılan tasarım yönteminin pratik faydasını göstermekte olup çalışma kapsamında değerlendirmelerde bulunulmuştur.

Cormio vd. [20] tarafından gerçekleştirilen çalışmada, yenilenebilir enerji alternatiflerinin dahil edilmesini vurgulayarak enerji planlama politikaları için optimizasyon yöntemleri geliştirilmektedir. Politika hedefleri ve teknolojik kabiliyetler arasındaki dinamik etkileşimi göz önünde bulunduran Cormio vd. [20], sürdürülebilir enerji politikalarının formülasyonuna ilişkin içgörüler sunmaktadır.

Daniel vd. [21] tarafından gerçekleştirilen çalışmada, Hindistan'ın Tamil Nadu eyaletinde yenilenebilir enerji teknolojileri ve enerji tasarrufu teknikleri değerlendirilmiştir. Daniel vd. [21], teknolojik seçeneklerin ve verimlilik önlemlerinin kapsamlı bir değerlendirmesini yaparak, belirli bir coğrafi bağlamda sürdürülebilir enerji gelişimi için potansiyel yollar ortaya koymuştur.

Santos vd. [22] tarafından gerçekleştirilen çalışmada, elektrik üretimindeki belirsizlikleri ve bunların uzun vadeli üretim seviyeleri üzerindeki etkilerini belirlemek için bir metodoloji önerilmektedir. Santos vd. [22], yenilenebilir enerji üretimindeki doğal belirsizlikleri ele alarak, risk yönetimi stratejileri ve dayanıklılık planlaması konusunda kapsamlı bilgiler sunmaktadır.

Prasad ve Raturi [23] tarafından gerçekleştirilmiş olan çalışmada çeşitli senaryolar incelenmiş, emisyonları azaltmak ve elektrik üretiminde yenilenebilir enerji katkısını artırmak için uzun vadeli bir enerji planlama aracı geliştirilmiştir. Bu amaç çerçevesinde çalışma kapsamında 2015-2040 dönemi için emisyonların azaltılması ve elektrik üretiminde yenilenebilir enerji payının artırılması amacıyla çeşitli senaryolar geliştirilerek değerlendirmelerde bulunulmuştur.

Bu on çalışma incelendiğinde [14-23] yenilenebilir enerji planlaması ve optimizasyonu alanında teknolojik yenilik, finansal uygulanabilirlik ve risk yönetimine ilişkin kapsayıcı temalar ortaya çıkmaktadır. Her bir çalışma, yenilenebilir enerji dağıtımının belirli yönlerine ilişkin benzersiz içgörüler sunarken, toplu olarak, sürdürülebilir enerji sistemlerine geçişi şekillendiren karmaşık dinamiklerin bütünsel bir şekilde anlaşılmasına katkıda bulunmaktadır.

Enerji sistemleri için modelleme ve optimizasyon teknikleri alanına önemli ölçüde katkıda bulunan çalışmalar [24-34] stratejik enerji planlaması ve optimizasyonu için kullanılan çeşitli metodolojiler hakkında bilgiler sunmaktadır.

Xin-gang vd. [24] tarafından gerçekleştirilen çalışmada, Sistem Dinamikleri (SD) metodolojisi kullanılarak Çin için uzun vadeli bir enerji modeli oluşturmuştur. Xin-gang vd., SD'den yararlanarak Çin'in enerji sektöründeki karmaşık etkileşimleri analiz etmek için

dinamik bir çerçeve sunmakta ve uzun vadeli enerji planlaması ile politika formülasyonu için bilinçli karar verme süreçlerini kolaylaştırmaktadır.

Zhou [25] tarafından 2021 yılında gerçekleştirilen çalışmada bütünleşmiş bir enerji sisteminin ekonomik performansının optimizasyonu desteklemesi için veri analizi algoritmaları tarafından yönlendirilen özel bir iş akışı geliştirilmiştir. Araştırmanın amacı, bir dizi farklı enerji üreticisinden (örneğin; nükleer, kömür, gaz, rüzgâr ve güneş) optimum enerji kapasite karışımının belirlenmesidir. Çalışma kapsamında bütünleşmiş enerji sistemindeki enerji portföylerinin mevcut optimizasyon yöntemlerindeki bazı önemli zorluklar ele alınarak değerlendirmelerde bulunulmuştur.

Soroudi vd. [26] tarafından gerçekleştirilen çalışmada, dağıtılmış enerji seçenekleriyle birlikte dağıtım ağı genişlemesi için uzun vadeli dinamik çok amaçlı bir planlama modeli sunulmaktadır. Çalışmada önerilen model kapsamında, maliyetler ve emisyonlar olmak üzere iki hedef optimize edilmekte ve planlama dönemi boyunca dağıtılmış üretim birimlerine ve ağ takviyelerine yapılan yatırımların en uygun boyutlandırma, yerleştirme ve özel olarak dinamikleri (zamanlaması) belirlenmektedir.

Rebennack vd. [27] tarafından gerçekleştirilen çalışmada, Almanya'daki gerçek verilerden yararlanarak enerji portföyü optimizasyonu için Karma Tam sayılı Doğrusal Programlama (MILP) modellerini kullanmaktadır. Rebennack vd., MILP optimizasyonu aracılığıyla, uygun maliyetli ve sürdürülebilir çözümler elde etmek için çeşitli enerji kaynaklarını ve operasyonel kısıtlamaları göz önünde bulundurarak enerji portföylerini optimize etmek için sağlam bir çerçeve sunmaktadır.

Yongping vd. [28] tarafından gerçekleştirilen araştırma makalesinde temel olarak yenilenebilir enerji ve CO_2 yakalama ve depolama (CCS) teknolojileri de dahil olmak üzere güç sistemleri ile yük sevkiyatının çok amaçlı optimizasyonu incelenmektedir. Çalışma kapsamında yenilenebilir enerji kullanımı ve CCS teknolojileri göz önünde bulundurularak enerji sistemleri için geliştirilmiş çevresel ve ekonomik yük sevk modeli oluşturulmuştur.

Cai vd. [29] tarafından gerçekleştirilen çalışmada uzun vadeli enerji planlaması için dinamik programlama optimizasyon modelleri uygulanarak optimum kaynak tahsisi ve kapasite genişletme stratejileri hakkında değerlendirmeler yapılmaktadır. Dinamik programlama

sayesinde Cai vd., belirsizlik altında uzun vadeli enerji planlamasının karmaşıklığını ele almak için sistematik bir çerçeve sunarak dinamik enerji ortamlarında uyarlanabilir karar verme süreçlerinin kolaylaştırmaktadır. Cai vd. [30] gerçekleştirmiş oldukları araştırmalarında, uzun vadeli enerji planlaması için karar destek aracı olarak dinamik bir programlama optimizasyon modeli önermiş ve yenilenebilir enerji seçenekleri, enerji politikaları, emisyonlar vb. dikkate alarak mevcut dağıtım sistemlerinin optimum çalışmasını amaçlayarak bu kapsamda değerlendirmelerde bulunmuşlardır.

Zhang vd. [31] çevresel ve ekonomik optimizasyon için bütünleşmiş bir matematiksel enerji optimizasyon modeli önermektedir. Zhang vd., çevresel hedefleri ekonomik hususlarla entegre ederek, enerji optimizasyonuna bütünsel bir yaklaşım sunmakta ve karar vericilerin enerji sistemi planlaması ve işletmesinde çevresel sürdürülebilirliği ekonomik verimlilikle dengelemelerini sağlamaktadır.

Moret vd. [32], stratejik enerji planlaması için çok dönemli karma tam sayılı doğrusal programlama modelleri geliştirerek katkıda bulunmuştur. Moret vd., çok dönemli analiz ve karma tam sayılı programlama tekniklerini birleştirerek, uzun vadeli enerji planlamasına sofistike bir yaklaşım sunmakta ve karar vericilerin gelişen piyasa dinamiklerini göz önünde bulundururken zaman içinde kaynak tahsisini optimize etmelerini sağlamaktadır.

Shen vd. [33] kömürle çalışan enerji santrallerinin yenilenebilir enerji kaynaklarıyla değiştirilmesini dikkate alan genişleme modelleri geliştirmiştir. Kömürden çıkış zorunluluğunu genişleme planlamasına dahil ederek, Shen vd., düşük karbonlu enerji sistemlerine geçiş konusunda içgörü sağlamakta, kaynak tahsisini optimize etmek ve çevresel etkiyi en aza indirmek için stratejiler sunmaktadır.

Senatla vd. [34] tarafından gerçekleştirilen araştırma kapsamında tedarik zinciri güvenilirliğini dikkate alan bir kapasite genişletme planı önerilmiş ve ARIMA talep modellemesi kullanılarak çeşitli değerlendirmelerde bulunulmuştur. Çalışma kapsamında ek olarak yatırım maliyetleri ve gelecekteki elektrik üretim kapasitesi analiz edilerek yönetsel katkılarda bulunulmuştur.

Çalışmalar incelendiğinde [24 - 34] enerji modelleme ve optimizasyonu alanında metodolojik çeşitlilik, hesaplama verimliliği ve karar desteği gibi kapsayıcı temalar ortaya

çıkmaktadır. Her çalışma farklı metodoloji ve yaklaşımlar kullansa da toplu bir çerçeve içerisinde enerji sistemi planlaması ve optimizasyonunun çok yönlü zorluklarını ele almak için kapsamlı bir araç setinin geliştirilmesinde katkıda bulunmaktadır.

[35-40] çalışmalarda farklı coğrafi bağlamlarda benimsenen bölgesel ve ulusal enerji planlama stratejilerine ışık tutan araştırma makalelerinin bir incelemesi sunulmaktadır. Bu çalışmalar, bölgesel ve ulusal düzeylerde enerji planlaması ile ilgili çeşitli zorluklar, metodolojiler ve politika çıkarımları hakkında önemli bilgiler sunmaktadır.

Mroue vd. [35] tarafından 2019 yılında kömür, hidroelektrik, doğal gaz, nükleer enerji, güneş ve rüzgâr enerjisi santralleri temel alınarak gerçekleştirilen çalışmada üretim değişikliği dikkate alınarak mevcut ve öngörülen Texas enerji portföylerinin su ve çevre üzerindeki etkisi incelenmiştir. Çalışmada Enerji Portföyü Değerlendirme Aracı (EPAT), politika yapıcının çeşitli enerji ve elektrik kaynakları ile farklı enerji portföyü senaryolarının oluşturması ve senaryoların çevresel ve ekonomik sürdürülebilirliğinin değerlendirmesi amaçlanmıştır.

Geleta ve Manshahia [36] tarafından gerçekleştirilen çalışmada Senegal'in Kuzey Kıyısındaki Potou bölgesi için genetik algoritmalar kullanılarak optimize edilmiş bir hibrit sistem için boyutlandırma yöntemi uygulanmıştır. Elde edilen sonuçlar, güç kaynağı kaybı olasılığının çeşitli değerleri için, optimum enerji konfigürasyonun yıllık maliyetinin, tüketimine kıyasla gün içinde yük miktarı daha düşük olanın daha pahalı olduğunu göstermektedir. Sahip olma maliyeti sisteminin daha doğru bir değerlendirmesini elde etmek için bileşenler ile kullanılabilirlik ve güvenilirlik kısıtlarını içeren modellemelerin gerçekleştirilmesi önerilmiştir.

Pina, vd. [37] tarafından gerçekleştirilen çalışmada, Portekiz'de yenilenebilir ve fosil üretim kapasitesi için yatırım planlarının uygulanmasına odaklanılmaktadır. Portekiz'in kendine özgü sosyo-ekonomik ve çevresel dinamiklerini göz önünde bulunduran Pina, vd., yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu ile fosil yakıt temelli altyapının sürdürülmesini dengeleyerek ülkenin enerji karmasını optimize etmek için özel stratejiler sunmaktadır. Çalışma, yapılan analizler aracılığıyla Portekiz bağlamında sürdürülebilir enerji geçişleri söylemine katkıda bulunmakta ve bağlama özgü politika müdahalelerinin ve yatırım kararlarının önemini vurgulamaktadır.

Farklı bir jeopolitik bağlamda Kachoee vd. [38] tarafından gerçekleştirilen çalışmada, gelecekteki eğilim analizi için İran'daki elektrik arz ve talep sorunlarını ele almaktadır. Kachoee vd., İran'ın kendine özgü enerji ortamından ve jeopolitik kısıtlamalarından yola çıkarak, İran'ın enerji sektörünü şekillendiren zorluklar ve fırsatlara ilişkin içgörüler sunmaktadır. Kachoee vd., kapsamlı trend analizleri yaparak İran'ın enerji dinamiklerinin incelikli bir şekilde anlaşılmasını sağlamakta, politika yapıcıları ile paydaşları enerji güvenliği, sürdürülebilirlik ve dayanıklılık endişelerini ele alarak potansiyel yollar hakkında bilgilendirmektedir.

Walmsley vd. [39] tarafından gerçekleştirilen araştırma kapsamında sera gazı emisyonları ile fosil ve yenilenebilir enerji üretim seçeneklerini kullanan enerji üretim tesisleri karşılaştırılmıştır. Bu kapsamda çalışma içerisinde yer alan modelde santralin farklı aşamalarındaki (inşaat, işletme ve kapatma) emisyonlar dikkate alınarak Yeni Zelanda için küresel düşük maliyetli ve karma yenilenebilir enerji santrali açılması için örnek bir vaka analizi gerçekleştirilmiştir.

Gaete-Morales vd. [40] tarafından gerçekleştirilen çalışma kapsamında, Şili'de elektrik kapasitesi planlaması için matematiksel yöntemler geliştirmeye odaklanılmaktadır. Şili'nin coğrafi çeşitliliğini, enerji talep modellerini ve politika önceliklerini göz önünde bulunduran Gaete-Morales vd., elektrik kapasitesinin artırılmasını optimize etmek için yenilikçi yaklaşımlar önermektedir. Yapılan analizler aracılığıyla çalışmada Şili'deki elektrik altyapısının stratejik planlamasına ilişkin önemli bilgiler sunulmakta, yenilenebilir enerji kaynaklarının entegre edilmesinin, şebeke güvenilirliğinin artırılmasının ve artan elektrik talebinin karşılanırken çevresel etkinin en aza indirilmesinin önemini vurgulanmaktadır.

Amerika, Senegal, Portekiz, Yeni Zelanda ve Şili'nin temsil ettiği coğrafi çeşitliliğe rağmen, bu çalışmalar [35 - 40] bölgesel ve ulusal düzeylerde kanıta dayalı enerji planlaması ve politika formülasyonu hakkında bilgi vermek gibi ortak bir amacı paylaşmaktadır. Her bir bağlamın kendine özgü zorluklarını ve fırsatlarını ele alan bu çalışmalar [35 - 40] farklı jeopolitik ortamlarda enerji geçişleri, altyapı gelişimi ve politika çıkarımlarının daha geniş bir şekilde anlaşılmasına katkıda bulunmaktadır.

Literatürde enerji portföy optimizasyonu ile ilgili yapılan çalışmalar incelendiğinde, enerji planlaması çalışmaları için genellikle çok amaçlı matematiksel metodolojiler veya optimizasyon tekniklerinin kullanıldığı görülmektedir. Literatürdeki araştırmalar çoğunlukla yenilenebilir enerji planlaması, elektrik kullanım planlaması, en uygun enerji alternatiflerinin belirlenmesi, enerji kaynağı tahsisi konularına odaklanmaktadır. Bu kapsamda, bu tez çalışması içerisinde, çok amaçlı karma tam sayılı matematiksel programlama kullanılarak problem çözülmekte ve değerlendirmelerde bulunulmaktadır. Çizelge 2.1'de, enerji optimizasyonu ile ilgili yapılan çalışmaların amaçları ve çalışmalarda kullanılan yenilenebilir enerji kaynakları ile kullanılan yöntemler gösterilmiştir. Çalışmalar arasında incelenen enerji türleri ve kullanılan metodolojiler yönünden belirgin farklılıklar bulunmaktadır.

Çizelge 2.1. Enerji optimizasyonu çalışmalarının özeti

Kaynak	Araştırmanın Amaç (lar)ı	Yenilenebilir Enerji Kaynakları Seti	Kullanılan Yöntemler
Elektrik Piyasalarında Risk Yönetimi ve Portföy Performansı			
Atmaca [2]	Bir elektrik üretim şirketi için riski yönetmek ve elektrik piyasası teklif stratejilerini ve karar politikasını optimize etmek	-	Ortalama Varyans, Yarı Varyans, Olumsuz Taraf Risk Yöntemleri
Han ve Vinel [3]	Rüzgâr enerjisi üretiminin sınırlı öngörülebilirliği sorununu ele almayı amaçlayan yaklaşımın potansiyelini değerlendirmek	Rüzgâr Enerjisi	Koşullu Riske Maruz Değer (CVAR) Optimizasyon Metodolojisi
Simoglou vd. [4]	Perakendecinin gelecekteki bir planlama ufku için öngörülen elektrik tüketimini yıllık bazda en düşük maliyetle tam olarak karşılamasını sağlayan optimum varlık seçenekleri karışımını tanımlamak ve değerlendirmek	-	Doğrusal Programlama, Simülasyon
Cucchiella vd. [5]	Farklı yenilenebilir enerji kaynakları için çeşitlendirme yoluyla yatırım riskini en aza indiren optimum portföyleri seçmek	Biyokütle Enerji Hidroelektrik Enerji Güneş Enerji Rüzgâr Enerjisi	Getiri/Risk Optimizasyonu, Sharpe Oranı
Cucchiella vd. [6]	Portföy riskini açık hale getirmenin uygunluğunu göstermek ve optimal bir üretim portföyü aracılığıyla, yenilenebilir enerjilere yapılan yatırımların çeşitlendirilmesiyle bu riskin nasıl azaltılabileceğini göstermek	Biyokütle Enerji Hidroelektrik Enerji Rüzgâr Enerjisi	Getiri/Risk Optimizasyonu, Sharpe Oranı

Çizelge 2.1. (devam) Enerji optimizasyonu çalışmalarının özeti

Kaynak	Araştırmanın Amaç (lar)ı	Yenilenebilir Enerji Kaynakları Seti	Kullanılan Yöntemler
Politikaların ve Düzenlemelerin Enerji Sistemleri Üzerindeki Etkisi			
Dong vd. [7]	Besleme Tarifesi (Feed-in Tariff (FIT)) ve Yenilenebilir Enerji Portföyü Standartı (Renewable Portfolio Standard (RPS)) arasındaki iş birliğini ve gelişimini araştırmak, düzenleyici kurumlara dayalı üçlü bir evrimsel oyun modeli oluşturmak, FIT ve RPS'lerin politika etkilerini simüle ve analiz etmek	-	Evrimsel Oyun Teorisi
Georgiou vd. [8]	Çatılarda yer alan fotovoltaik sistemlerin hızlı büyümesini yeni mekanizmalarla kolaylaştırmak için ilgili kamu kurumlarına ekonomik bir çözüm sağlamak	Güneş Enerjisi	Karma Tam Sayılı Doğrusal Programlama (MILP)
Arnette ve Zobel [9]	Toplam üretim maliyetlerini ve toplam sera gazı emisyonlarını en aza indirmek	-	Çok Amaçlı Doğrusal Programlama (MOLP) Modeli
Yan [10]	Enerji tüketim maliyetini düşürmek için en uygun enerji seçimi ve enerjinin sosyal maliyetlerinin enerji tüketimine etkisini incelemek	Biyokütle Enerji	Simülasyon
Zangeneh vd. [11]	Planlama sürecinde temiz teknolojiler lehine teşvik edici bir mekanizma önermek	Güneş Enerji Rüzgâr Enerjisi	Çok Amaçlı Optimizasyon, Monte Carlo Simülasyonu
Dicorato vd. [12]	Dağıtılmış üretim (distributed-generation (DG)) üretiminin ve enerji verimliliği eylemlerinin katkısını değerlendirmek	-	Enerji Akışı Optimizasyon Modeli (EFOM)
Levin vd. [13]	Saatlik elektrik talebine ve yan hizmet gereksinimlerine hizmet edecek en düşük maliyetli üretim birimi genişletme, taahhüt ve sevk planını bulmak	Rüzgâr Enerjisi Güneş Enerjisi	Karma Tam Sayılı Doğrusal Programlama (MILP)
Yenilenebilir Enerji Planlaması ve Optimizasyonu			
Bangjun vd. [14]	Güneş enerjisi üretim projelerine yapılan yatırımlarla ilgili karar vermede belirsiz faktörlerin etkilerini incelemek	Güneş Enerjisi	Çekirdek Fonksiyonu Tabanlı Güçlendirilmiş Öğrenme Algoritması ve Simülasyonu

Çizelge 2.1. (devam) Enerji optimizasyonu çalışmalarının özeti

Kaynak	Araştırmanın Amaç (lar)ı	Yenilenebilir Enerji Kaynakları Seti	Kullanılan Yöntemler
Riddervold vd. [15]	Tek tip fiyat piyasasına (spot ve denge) bağlı ve gün içi piyasasının dengesizlikleri olan bir enerji şirketi için nasıl zorluklar ve fırsatlar yaratabileceğini göstermek	Hidroelektrik Enerji Rüzgâr Enerjisi	Karma Tamsayı Doğrusal Programlama
Politikaların ve Düzenlemelerin Enerji Sistemleri Üzerindeki Etkisi			
Ding ve Somani [16]	Yenilenebilir enerji gelişiminin iki darboğaz enerji yatırım planlaması sorununu (iletim ve dalgalanma) çözmek için uzun vadeli bir yatırım planlama modeli önermek	Rüzgâr Enerjisi	Güç Sistemleri İçin Paralel Planlama Yöntemi
Moura ve Almeida [17]	Yenilenebilir sistemin karışımını optimize etmek, zirve yüke katkısını en üst düzeye çıkarırken, birleşik kesintileri en aza indirmek ve minimum maliyetle optimize etmek için çok amaçlı yöntem önermek	Rüzgâr Enerjisi Güneş Enerjisi Hidroelektrik Enerji	Çok Amaçlı Matematiksel Model
Kaviani vd. [18]	Hibrit sistemin 20 yıllık işletme süresi boyunca yıllık maliyetini en aza indirmek	Rüzgâr Enerjisi Güneş Enerjisi	Parçacık Sürü Optimizasyonu Algoritması
Bernal-Agustín vd. [19]	Sistem kurulumunun kullanım ömrü boyunca hem toplam maliyeti hem de sera gazı salınımlarını aynı anda en aza indiren kontrol stratejisinin elde edilmesini sağlamak	Güneş Enerji Rüzgâr Enerjisi	Çok Amaçlı Evrimsel Algoritmalar
Cormio vd. [20]	Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını teşvik etmek için planlama politikalarını desteklemek amacıyla teklif vermek	Biyokütle Enerji Rüzgâr Enerjisi	Enerji Akışı Optimizasyon Modeli (EFOM)
Daniel vd. [21]	Planlama ufkunda gerçekleşen toplam enerji üretim maliyetini azaltmak ve enerji talebini karşılamak için mevcut tesislerle birlikte gereken ek tesisleri öngörmek	Rüzgâr Enerjisi	Enerji Akışı Optimizasyon Modeli (EFOM)
Santos vd. [22]	Senaryo analizi yoluyla elektrik sisteminde sunulan büyük belirsizlikleri belirlemek ve bunların uzun vadeli elektrik üretim karması üzerindeki etkilerini göstermek için bir metodoloji önermek	Rüzgâr Enerjisi Güneş Enerjisi Hidroelektrik Enerji Biyokütle Enerji	Monte Carlo Simülasyonu

Çizelge 2.1. (devam) Enerji optimizasyonu çalışmalarının özeti

Kaynak	Araştırmanın Amaç (lar)ı	Yenilenebilir Enerji Kaynakları Seti	Kullanılan Yöntemler
Prasad ve Raturi [23]	LEAP aracına dayalı bir enerji modeli kullanarak Fiji'nin şebeke elektrik sektörü için üretimi, salınımları ve yatırımları ölçmek için senaryolar geliştirmek	Rüzgâr Enerjisi Güneş Enerjisi	Uzun Menzilli Enerji Alternatifleri Planlama Sistemi (LEAP)
Modelleme ve Optimizasyon Teknikleri			
Xin-gang vd. [24]	Çin'in YPS'si altında uzun vadeli bir ticaret modeli oluşturmak ve ilgili sistem parametrelerinin piyasa ticaret süreci üzerindeki etkisini analiz etmek	-	Simülasyon, Duyarlılık Analizi, Sistem Dinamiği Modeli
Zhou [25]	Entegre Enerji Sistemleri (IES) üzerine optimize edilmiş enerji üretim ve kullanım konfigürasyonları programı oluşturmak	Rüzgâr Enerjisi Güneş Enerjisi	Otomatik Regresif Hareketli Ortalama (ARMA), Tarama Eğrisi Yöntemi (SCM)
Soroudi vd. [26]	Maliyetleri ve salınımları optimize etmek ve en uygun boyutlandırma şemalarını belirleyerek yatırımların planlama dönemi boyunca dağıtılmış üretim birimlerine ve ağ takviyelerine yerleştirilmesi	-	Dinamik Programlama, Çok Amaçlı Optimizasyon
Rebennack vd. [27]	Dağıtılan bir elektrik hizmetinin portföy optimizasyonu için bir model geliştirmek	-	Karma Tam Sayılı Doğrusal Programlama
Yongping vd. [28]	Yenilenebilir enerji ve CO_2 yakalama ve depolama (CO_2 capture and storage (CCS)) teknolojileri dahil olmak üzere güç sistemlerinin yük gönderiminin çok amaçlı optimizasyonunu incelemek	-	Tekil Ağırlıklı Yöntem (SWM), Çok Amaçlı ve Çok Kısıtlamalı Optimizasyon Problemi
Cai vd. [29]	Belirsizlik altında REM sistemleri planlamasını desteklemek için kesin olmayan bir topluluk ölçekli enerji modeli (ICSEM) geliştirmek	Rüzgâr Enerjisi Güneş Enerjisi Hidroelektrik Enerji	Aralıklı Doğrusal Programlama (ILP), Şansı Kısıtlı Programlama (CCP), Karma Tam Sayılı Doğrusal Programlama (MILP)
Cai vd. [30]	Uzun vadeli enerji sistemleri planlamasını desteklemek için büyük ölçekli bir dinamik optimizasyon modeli geliştirmek	Güneş Enerjisi Rüzgâr Enerjisi Biyokütle Enerji	Büyük Ölçekli Dinamik Optimizasyon Modeli
Zhang vd. [31]	Gelecekteki akıllı elektrik sistemlerini planlamak için bütünleşmiş bir model geliştirmek	-	Çok Amaçlı Optimizasyon Modeli, Simülasyon

Çizelge 2.1. (devam) Enerji optimizasyonu çalışmalarının özeti

Kaynak	Araştırmanın Amaç (lar)ı	Yenilenebilir Enerji Kaynakları Seti	Kullanılan Yöntemler
Moret vd. [32]	Belirsizlik altında önerilen stratejik enerji sisteminin toplam yıllık maliyetini en aza indirmek	-	Karma Tam Sayılı Doğrusal Programlama
Shen vd. [33]	Kömürle çalışan jeneratörlerin yaşam ömürleri ve büyük ölçekli yenilenebilir enerji santrallerinin entegrasyonunu içeren bir geçiş planlama yöntemi önermek	Rüzgâr Enerjisi	Değiştirilmiş Diferansiyel Evrim (DE) Algoritması
Senatla vd. [34]	Arz güvenliğine odaklanan araştırmaya dayalı bütünleşmiş bir elektrik genişletme planı üretmeyi hedeflemek	Rüzgâr Enerjisi Güneş Enerjisi	Otoregresif Entegre Hareketli Ortalama (ARİMA)
Bölgesel ve Ulusal Enerji Planlaması			
Mroue vd. [35]	Enerji ve diğer sistemler arasındaki bağlantıları tanımlayan bütünsel bir çerçeve sunmak ve enerji portföylerinin etkisini ölçmek	-	Enerji Portföyü Değerlendirme Aracı (EPAT)
Geleta ve Manshahia [36]	Güç dengesi altında toplam yıllık maliyetin minimizasyonuna dayalı olarak rüzgâr ve güneş yenilenebilir enerji sistemlerinin hibritlerinin optimum boyutunu bulmak.	Rüzgâr Enerjisi Güneş Enerjisi	Optimizasyon Yineleme Yöntemi
Pina, vd. [37]	Elektrik arz ve talebinin saatlik dinamiklerini dikkate alarak uzun vadede yenilenebilir üretim kapasitesine yapılan yatırımı optimize etmek	Rüzgâr Enerjisi Güneş Enerjisi Hidroelektrik Enerji	Entegre Markal-EFOM Sistemi (TIMES)
Kachoee vd. [38]	Gelecekteki elektrik talebinin miktarı ile ilgili parametreleri tahmin etmek ve gelecekteki elektrik üretimi için olası eğilimleri bulmak	Rüzgâr Enerjisi Hidroelektrik Enerji	Uzun Vadeli Enerji Alternatifleri Planlama Sistemi (LEAP)
Walmsley vd. [39]	Toplam sera gazı salınım ayak izini Yatırılan Enerjinin Enerji Getirisi (Energy Return on Energy Invested) ile ilişkilendirmeyi amaçlamak	Rüzgâr Enerjisi Güneş Enerjisi Hidroelektrik Enerji Jeotermal Enerji	Enerji Oranı Analizi
Gaete-Morales vd. [40]	Uzun süreli enerji depolaması ile düşük elektrik maliyetlerinin elde etmek	Rüzgâr Enerjisi Güneş Enerjisi Hidroelektrik Enerji Jeotermal Enerji Biyokütle Enerjisi	Çok Dönemli Doğrusal Programlama Modeli

Özetle, elektrik enerjisi optimizasyonu planlaması literatürde farklı yönleri ile ele alınan popüler çalışma alanı olarak değerlendirilebilmektedir. Gerçekleştirilen bu çalışmada ise ilk olarak çok amaçlı karma tam sayılı matematiksel programlama modeli geliştirilmiş ardından geliştirilen model yenilenebilir enerji yatırımlarını belirlemek için kullanılarak kapsamlı değerlendirmelerde bulunulmuştur. Başka bir ifade ile diğer çalışmalardan farklı olarak bu çalışmada enerji portföyü ile mevcut santralleri dikkate alarak kurulacak santraller için yer seçimi, santrallerden karşılanacak enerji talebi için düşük maliyetli dağıtım ve CO_2 salınımı problemlerine çözüm sunulmakta ve enerji portföyü optimizasyon çalışması yapılmaktadır.

2.2. Elektrik Talep Tahmini Çalışmaları

Elektrik talep tahmini ile ilgili literatürde geliştirilmiş çok sayıda yöntem ve model bulunmaktadır. Elektrik talep tahmini özelinde gerçekleştirilen çalışmalar kısa vadeli, orta vadeli ve uzun vadeli tahmin yöntemi olmak üzere üç ana gruba ayrılabilir [41]. Literatürdeki çalışmalarda kısa vadeli tahminler bir haftaya kadar olan süreyi, orta vadeli tahminler bir yıla kadar olan süreyi ve uzun vadeli tahminler ise bir yıldan daha uzun bir süreyi kapsamaktadır. Elektrik talep tahmini çalışmaları, gelecekteki talep miktarını doğru bir şekilde tahmin etmenin ve buna göre üretim ve tedarik planlarını düzenlemenin kritik önem taşıdığı alanlarda yoğunlaşmaktadır. Elektrik talep tahmini ile ilgili farklı bir sınıflandırma yöntemi ise tahmin yönteminde kullanılan matematiksel analiz yöntemidir. Literatürde yer alan çalışmalarda genel olarak regresyon testleri gibi niceliksel ve Delphi yöntemi gibi niteliksel yöntemler elektrik talep tahmini çalışmalarında kullanılmıştır [42].

Gross ve Galiana [43], Paarmann ve Najar [44], Abd Jalil vd. [45], Taylor [46] ve Mori ve Kobayashi [47] tarafından yazılan makaleler, çeşitli yenilikçi yaklaşımlar ve teknolojiler aracılığıyla kısa vadeli elektrik yükü tahmini anlayışını toplu olarak geliştirmektedir. Gross ve Galiana [43], kısa vadeli tahmin alanındaki en son teknolojik gelişmelere ilişkin temel bir bakış sunarak diğer çalışmalarda incelenen daha spesifik metodolojiler için zemin hazırlamaktadır.

Paarmann ve Najar [44], uyarlanabilir zaman serisi modelleri, Gross ve Galiana tarafından tartışılan teknolojik yeniliklerle uyumlu olup gerçek zamanlı uyarlanabilirliği ve minimum insan müdahalesini vurgulamaktadır. Abd Jalil vd. [45], üstel düzeltme yöntemlerine odaklanması, Taylor'ın mevsimsel tahmin yöntemleri üzerine yaptığı çalışmayı

tamamlamaktadır; zira her iki çalışma da tahmin doğruluğunu artırmak için talep dalgalanmalarını ve mevsimsel değişimleri yakalamanın önemini vurgulamaktadır.

Mori ve Kobayashi [47] optimal bulanık mantık yöntemi, kısa vadeli tahmin doğruluğunu iyileştirmek için yeni bir yaklaşım sunmakta ve bu araştırma kapsamında incelenen metodolojilerin çeşitliliğine katkıda bulunmaktadır. Bu çalışmalar [43 - 47] birlikte, çeşitli teknikler arasındaki etkileşimi ve bunların enerji yönetim sistemleri üzerindeki pratik etkilerini göstererek, kısa vadeli elektrik yükü tahminine ilişkin tutarlı ve kapsamlı bir bakış açısı sunmaktadır.

Çunkaş ve Altun [48], Ding [49] ve Padmakumari vd. [50] makaleleri, sofistike modelleme tekniklerinin geliştirilmesi ve uygulanması yoluyla uzun vadeli elektrik talebi tahmini alanını toplu olarak geliştirmektedir. Çunkaş ve Altun [48], Türkiye için yapay sinir ağlarına (YSA) odaklanması, ekonomik faktörlerin uzun vadeli talebi nasıl etkilediğini anlamak için sağlam bir çerçeve sunmakta ve YSA'ların bu dinamikleri yakalamadaki etkinliğini göstermektedir.

Ding [49], gelişmekte olan ülkelerde uzun vadeli doğru tahminlerin önemine yaptığı vurgu, ekonomik büyümeyi ve altyapı gelişimini desteklemek için hassas tahminlere duyulan kritik ihtiyacı vurgulayarak Çunkaş ve Altun'un çalışmasıyla örtüşmektedir. Ding'in karar kuralına dayalı yaklaşımı, farklı tahmin tekniklerine karşılaştırmalı bir bakış açısı sağlamakta ve hızla gelişen bağlamlarda uyarlanabilirlik ve hassasiyetin gerekliliğini vurgulayarak YSA metodolojisini tamamlamaktadır.

Padmakumari vd. [50], hibrit bulanık sinir tekniği, bulanık mantığı sinir ağları ile entegre ederek tartışmayı genişletmekte ve arazi kullanımına dayalı uzun vadeli dağıtım yükü tahmini için yeni bir çözüm sunmaktadır. Bu yaklaşım, etkili kaynak yönetimi ve altyapı geliştirme için çok önemli olan ayrıntılı ve yerelleştirilmiş planlama ile ilgili belirli zorlukları ele almaktadır. Hibrit modelin küçük alanlarda tüketici talebini ve yük dağılımını yönetme kabiliyeti, Çunkaş ve Altun [48] ve Ding [49] tarafından sunulan daha geniş ekonomik ve gelişimsel içgörüleri tamamlayan pratik bir araç sağlamaktadır.

Bu çalışmalar [48 - 50] birlikte, gelişmiş modelleme teknikleri ile bunların çeşitli ekonomik ve kalkınma bağlamlarındaki pratik uygulamaları arasındaki etkileşimi sergileyerek uzun

vadeli elektrik talebi tahminine kapsamlı bir bakış açısı sunmaktadır. Bu makalelerin ortak görüşleri çerçevesinde sürdürülebilir enerji planlamasını ve altyapı gelişimini küresel ölçekte desteklemek için doğru ve uyarlanabilir tahmin yöntemlerinin önemi vurgulanmaktadır.

Jiang vd. [51], Al-Musaylh vd. [52] ve Lee ve Ko [53] tarafından yayımlanan makaleler, hibrit ve karşılaştırmalı metodolojiler aracılığıyla elektrik talebi tahmininin geliştirilmesini toplu olarak araştırmaktadır. Jiang vd. [51], Holt-Winters üstel düzleştirme yöntemini kullanan hibrit yaklaşımı, farklı tekniklerin birleştirilmesinin genel tahmin doğruluğunu ve verimliliğini artırmak için periyodik seriler ve küçük örneklem boyutları gibi belirli tahmin zorluklarını nasıl ele alabileceğini göstermektedir.

Al-Musaylh vd. [52], MARS, SVR ve ARIMA modellerine ilişkin karşılaştırmalı çalışması, farklı tahmin modellerinin performansına ilişkin kapsamlı bir değerlendirme sunarak Jiang ve arkadaşlarının çalışmasını tamamlamaktadır. MARS ve SVR'nin kısa vadeli tahminlerde ARIMA'dan daha iyi performans gösterdiğine dair bulguları, hibrit yaklaşımın daha iyi sonuçlar için birden fazla tekniği entegre etme hedefiyle uyumlu olarak daha gelişmiş, doğrusal olmayan modellerin benimsenmesinin potansiyel faydalarını vurgulamaktadır.

Lee ve Ko [53], ARIMA modelini bir kaldırma şeması aracılığıyla geliştirmesi, geleneksel modellerin yenilikçi veri işleme teknikleriyle nasıl geliştirilebileceğini göstererek tartışmayı daha da genişletmektedir. ARIMA tahminlerini iyileştirmek için verileri ayrıştırma ve yeniden birleştirme yaklaşımları, hibrit metodolojinin daha yüksek doğruluk elde etmek için birden fazla süreci entegre etme ilkesiyle uyumludur.

Bu çalışmalar [51 - 53] elektrik talebi tahminini geliştirmede hibrit ve karşılaştırmalı yöntemlerin değerini vurgulamaktadır. Çalışmalar, farklı tekniklerin entegrasyonunu ve geleneksel modellerin iyileştirilmesini araştırarak, çeşitli bağlamlarda ve zaman dilimlerinde daha doğru ve güvenilir tahminlerin nasıl elde edileceğine dair daha derin bir anlayışa toplu olarak katkıda bulunurlar. Bir araya getirilen görüşler, elektrik talebinin karmaşıklığını ve dinamik doğasını ele alma ihtiyacından kaynaklanan tahmin metodolojilerinin sürekli evrimini ve gelişimini vurgulamaktadır.

Yükseltan vd. [54], Varadan ve Makram [55], Park vd. [56] ve Dilaver ve Hunt [57] tarafından yayınlanan makalelerin her biri, elektrik talebinin özel olarak modellenmesine katkıda bulunmakta ve tahminin farklı yönlerini ve zaman dilimlerini ele almaktadır.

Yükseltan vd. [54], mevsimsel ve döngüsel değişiklikleri içeren doğrusal modeli, zamansal faktörlerin elektrik talebini nasıl etkilediğini anlamak için bir temel sağlamaktadır. Periyodik değişimlere odaklanan bu çalışma, bileşik yük modeli de kısa vadeli, saatlik yük tahminleriyle ilgilenen ve doğruluğu artırmak için birden fazla yük bileşenini entegre eden Park vd. [56] çalışmasını tamamlamaktadır. Her iki çalışma da tahmin hassasiyetini artırmak için ayrıntılı tüketim modellerini yakalamanın önemini vurgulamaktadır.

Varadan ve Makram [55], en küçük kareler yöntemini kullanarak harmonik yük tanımlama ve yük kompozisyonu belirleme çalışması, güç kalitesi sorunlarına ve harmonik modellemeye odaklanarak teknik bir derinlik katmaktadır. Bu yaklaşım, elektrik sistemlerinin kararlılığını ve verimliliğini sağlamak için çok önemli olup Yükseltan vd. [54] ile Park vd. [56] çalışmalarında görülen daha geniş kapsamlı doğru yük tahmini hedefiyle uyumludur.

Dilaver ve Hunt [57] yapısal zaman serisi modeli, konutlarda elektrik kullanımı ile ekonomik faktörler arasındaki uzun vadeli ilişkileri inceleyerek analize ekonomik bir bakış açısı getirmektedir. Bu çalışmanın ekonomik eğilimlerin elektrik talebi üzerindeki etkisine yaptığı vurgu, özellikle daha geniş ekonomik koşulların zaman içinde tüketim kalıplarını nasıl etkilediğini anlamak açısından diğer modeller için değerli bir bağlam sağlamaktadır.

Bu çalışmalar [54 - 57] teknik harmonik analizden ekonomik modellemeye ve ayrıntılı zamansal tahminlere kadar özel tahmin modellerinde kullanılan çeşitli metodolojileri göstermektedir. Bu makalelerin ortak görüşleri, elektrik talebi tahmininin çok yönlü doğasının altını çizmekte ve kapsamlı ve doğru tahminler elde etmek için çeşitli yaklaşımları entegre etme ihtiyacını vurgulamaktadır.

Damborg vd. [58] ve Lee vd. [59] makalelerinin her ikisi de gelişmiş yapay zekâ (YZ) ve makine öğrenimi tekniklerinin elektrik talebi tahmini ve güç sistemi yönetimi alanına uygulanmasına odaklanmaktadır.

Damborg vd. [58] çalışması, elektrik güç sistemlerinde gerçek zamanlı karar verme ve sistem güvenliğinde yapay sinir ağlarının (YSA) pratik uygulamasını vurgulamaktadır. Karmaşık, gerçek zamanlı verileri işlemek ve eyleme geçirilebilir içgörüler sağlamak için YSA'ların kullanılması, gelişmiş operasyonel verimlilik ve güvenilirlik için yapay zekadan yararlanmaya yönelik daha geniş eğilimle uyumludur.

Lee vd. [59], uzun vadeli elektrik talebi tahmini için genetik programlama (GP) üzerine araştırması, başka bir yapay zekâ tekniğinin tahmin görevlerini yerine getirme yeteneğini göstererek Damborg vd. [58] çalışmasını tamamlamaktadır. Damborg vd. [58], gerçek zamanlı karar desteğine odaklanırken, Lee vd. [59], GP'nin doğrusal olmayan ve dinamik talep modellerini modellemedeki etkinliğini vurgulayarak uzun vadeli talep tahmini sorununu ele almaktadır.

Her iki çalışma [58, 59] elektrik talebi tahmini ve güç sistemi yönetiminde yapay zekâ ve makine öğreniminin dönüştürücü potansiyelinin altını çizmektedir. Gerçek zamanlı uygulamalar için YSA'lar ve uzun vadeli tahminler için GP gibi farklı YZ metodolojilerini sergileyerek, enerji sektöründeki çok çeşitli zorlukların ele alınmasında YZ tekniklerinin çok yönlülüğünü ve etkinliğini toplu olarak göstermektedirler. Bu görüşler, operasyonel karar vermeyi geliştirmekten talep tahminlerinin doğruluğunu ve güvenilirliğini artırmaya ve nihayetinde daha esnek ve verimli güç sistemlerine katkıda bulunmaya kadar YZ uygulamalarının devam eden evrimini vurgulamaktadır.

Singh vd. [41], Srinivasan ve Lee [42] ve Bunn ve Farmer [60] tarafından yazılan makaleler, her biri farklı ancak tamamlayıcı yönlere odaklanan elektrik talebi tahmin tekniklerinin kapsamlı bir incelemesini sunmaktadır. Singh vd. [41], hem geleneksel hem de modern teknikleri kapsayan ve hibrit yöntemlerin potansiyelini vurgulayan çeşitli tahmin yöntemlerinin geniş bir incelemesini sunmaktadır. Srinivasan ve Lee [42], tahmin metodolojilerindeki evrime ve mevcut eğilimlere, özellikle de yapay sinir ağlarına ve diğer gelişmiş makine öğrenimi yaklaşımlarına geçişe odaklanarak bu temel üzerine inşa etmektedir. Çalışmaları, Singh vd. [41] tarafından tartışılan gelişmeleri bağlamsallaştırmakta ve alandaki metodolojik gelişmelerin yörüngesini göstermektedir.

Bunn ve Farmer [60], kapsam olarak daha dar olmakla birlikte, güç sistemlerinin operasyonel istikrarı için kritik olan kısa vadeli tahmin yöntemlerine odaklanarak diğer iki

incelemeyi tamamlamaktadır. Kısa vadeli tahmin tekniklerine ilişkin ayrıntılı analizleri, Singh ve diğerlerinin tahmin yöntemlerine ilişkin daha geniş incelemeleri ve Srinivasan ve Lee'nin metodolojik genel bakışıyla uyumlu pratik bilgiler sağlamaktadır.

Bu çalışmalar [41, 42, 60] birlikte, geniş metodolojik incelemelerden kısa vadeli tahminlerdeki özel uygulamalara kadar elektrik talebi tahmin tekniklerinin spektrumunu kapsamlı bir şekilde kapsayan ve böylece alanın mevcut durumu ve gelecekteki yönelimleri hakkında çok yönlü bir anlayış sunan uyumlu bir literatür oluşturmaktadır. Çizelge 2.2'de incelenen çalışmaların amaçları ve kullanılan yöntemler gösterilmektedir.

Çizelge 2.2. Elektrik talep tahmini çalışmalarının özeti

Kaynak	Araştırmanın Amaç (lar)ı	Kullanılan Yöntemler
Kısa Dönem Tahmin Yöntemleri		
Gross ve Galiana [43]	Kısa vadeli yük tahminindeki (STLF) en son teknolojiyi, yani sistem yükünün bir saatten bir haftaya kadar bir aralıkta tahmin edilmesini tartışmak	Regresyon Yöntemleri, Çoklu regresyon, Üstel Düzeltme, Yinelemeli Yeniden Ağırlıklandırılmış En Küçük Kareler
Paarmann ve Najar [44]	Kısa vadeli yük tahminini gerçekleştirmek için güvenilir bir çevrimiçi yöntem sunmak	Zaman Serisi Modelleme, Otoregresif Hareketli Ortalama (ARMA) Süreci
Abd Jalil vd. [45]	Yük tahmini için yarım saat öncesinden bir yıl öncesine kadar değişen beş üstel düzeltme yöntemi kullanmak	Beş Üstel Yumuşatma Yöntemi, Holt-Winters Yöntemi, Taylor Üstel Yumuşatma Yöntemi
Taylor [46]	Gerçek zamanlı elektrik üretimi planlamasında kullanılan kısa vadeli çevrimiçi tahmin yöntemini geliştirmek	Çift Mevsimsel Yöntemler, Tek Değişkenli Sinir Ağı Metodolojisi
Mori ve Kobayashi [47]	Kısa vadeli yük tahmini için optimal bir bulanık çıkarım yöntemi önermek	Bulanık Modelleme Tahmini, Simüle Edilmiş Tavlama Yöntemi
Uzun Dönem Tahmin Yöntemleri		
Çunkaş ve Altun [48]	Türkiye'nin uzun vadeli elektrik talebi tahminine yönelik bir yaklaşım sunmak	Yapay Sinir Ağları
Ding [49]	Yük ile bağıl değişkenler arasındaki ilişkiyi açıklığa kavuşturmak için karar ağacı tabanlı bir yöntem kullanmak	Veri Madenciliği Yöntemi, Karar Ağacı Analizi
Padmakumari vd. [50]	Uzun vadeli arazi kullanımına dayalı dağıtım yükü tahmini için sinir ağı ve bulanık mantık modellemesini birleştiren hibrit bulanık sinir tekniğini uygulamak	Bulanık Sinir Ağı, Radyal Temel Fonksiyon Ağı (RBFN)
Hibrit ve Karşılaştırmalı Tahmin Yöntemleri		
Jiang vd. [51]	Elektrik tüketimini tahmin eden hibrit bir tahmin yöntemi önermek	Meyve Sineği Optimizasyon Algoritması, Holt-Winters Yöntemi, Üstel Yumuşatma
Al-Musaylh vd. [52]	MARS ve SVR modellerinin kısa vadeli tahminlerde ARIMA modeline göre daha iyi sonuçlar ürettiğini göstermek	Çok Değişkenli Uyarlanabilir Regresyon Spline (MARS), Destek Vektör Regresyon (SVR), ARIMA Modelleri

Çizelge 2.2. (devam) Elektrik talep tahmini çalışmalarının özeti

Kaynak	Araştırmanın Amaç (lar)ı	Kullanılan Yöntemler
Lee ve Ko [53]	Yük tahmininin doğruluğunu arttırmak için kaldırma şemasına dayalı ARIMA modeli geliştirmek	ARIMA Modeli
Özelleştirilmiş Tahmin Modelleri		
Yükseltan vd. [54]	Mevsimsel ve döngüsel değişimleri dikkate alan doğrusal bir model kullanarak yıllık, haftalık ve günlük ufuklarda saatlik talep tahmin yöntemi oluşturmak	Ortalama Mutlak Yüzde Hatası (MAPE)
Park vd. [56]	Saatlik elektrik yüklerinin bir gün önceden tahmini için yeni bir algoritma geliştirmek	Bileşik Yük Modeli
Dilaver ve Hunt [57]	Türkiye konut elektrik talebinin önemli etkenlerini belirlemek	Yapısal Zaman Serisi Modeli
Varadan ve Makram [55]	Yük tanımlama problemini çözebilen ve her yük tipinin herhangi bir karmaşık yük veri yolunda görülen toplam yüke bireysel katkısını tanımlayan niceliksel bir ölçüm için bir değer belirleyebilen yeni bir algoritma geliştirmek	En Küçük Kareler Algoritması
Yapay Zekâ ve Makine Öğrenmesi Uygulamaları		
Lee vd. [59]	Elektrik enerjisi talebi sorununun uzun vadeli tahminini çözmek için genetik programlamanın kullanımını tartışmak	Genetik Programlama, Regresyon Modelleri
Damborg vd. [58]	Güç sistemi güvenliğiyle ilgili kararlarda, sevk görevlilerine karar verme konusunda yardımcı olmak ve yapay sinir ağlarının elektrik güç sistemlerine potansiyel uygulanabilirliğini tartışmak	Yapay Sinir Ağları (YSA)
Tahmin Tekniklerinin Genel Değerlendirmeleri		
Singh vd. [41]	Elektrik talebi tahmin tekniklerinin bir incelemesini sunmak	Geleneksel Tahmin Teknikleri
Srinivasan ve Lee [42]	Elektrik talebi tahmin teknikleri ile ilgili yayınlanmış literatüre genel bir bakış sunmak, ortak özellikleri vurgulamak ve kullanılan metodolojinin bazı önemli yönlerini ortaya koymak	Hibrit Bulanık Sinirsel Yaklaşımlar
Bunn ve Farmer [60]	Yük dağıtımının kısa vadeli ihtiyaçlarını karşılamak üzere elektrik tedarik endüstrisinde geliştirilen tahmin süreçlerinin bir incelemesini sunmak	Zaman Serisi Analizi

Bu tez çalışması belirlenecek olan planlama dönemi için ARIMA yöntemi kullanılarak talep tahmini ile başlamaktadır. Talep tahminin yanı sıra, yenilenebilir enerji kaynaklarının yıllar içerisinde değişiklik gösteren elektrik üretimine katılım oranları dikkate alınarak bu parametre için de tahmin yapılmıştır. Bu tahmine bağlı olarak yenilenebilir enerji kaynaklarının büyüme oranları matematiksel modele dahil edilmiştir. Türkiye'nin elektrik üretimi farklı elektrik üretim teknolojileri ile karşılanmaktadır. Problem, talebi en verimli karşılamak için planlama dönemi boyunca çeşitli yatırım kararlarının belirlenmesini içermektedir. Verimlilik sadece maliyet faktörü ile ölçülmemekte, aynı zamanda çevresel hususları ve hükümet stratejileri gibi çeşitli boyutları da kapsamaktadır. Bu kapsamda tez çalışması içerisinde problemi çözmek için, iki aşamalı çok amaçlı karma tam sayılı matematiksel programlama modeli geliştirilmiş ve birden çok yenilenebilir enerji kaynağı (jeotermal, biyokütle, rüzgâr) için farklı senaryolar oluşturulmuştur.

3. PROBLEM TANIMI

Bu tezin amacı, planlama dönemi boyunca yatırım yapılacak enerji kaynaklarını ve elektrik üretim miktarlarını belirlemek için yenilenebilir enerji portföyü oluşturulmaktadır. Bu amaç kapsamında, çok amaçlı karma tam sayılı matematiksel model önerilmektedir. Önerilen matematiksel model, jeotermal, rüzgâr ve biyokütle enerji kaynaklarını kapsamaktadır. Her enerji kaynak tipi için mevcut ve aday santraller bulunmaktadır.

Tez çalışması kapsamında önerilen matematiksel model iki aşamadan oluşmaktadır. Modelin ilk aşaması minimum CO_2 salınımını sağlayan yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimine katılım paylarına karar vermektedir. İkinci aşama ise minimum toplam maliyet sağlayan yerleşim ve dağıtım probleminin yanı sıra kurulacak olan enerji santrallerinin yerleşim yerlerinden uzaklığını maksimize etmektedir. Problemdeki kararlar, açılacak olan santraller, elektrik üretimine katılım payları ve her santral türünün toplam elektrik üretimidir.

İlk olarak talep verileri ve santrallerin üretime katılım oranlarının artışı makine öğrenmesi kullanılarak tahmin edilmektedir. Daha sonra karma tam sayılı matematiksel model için diğer girdiler toplanmaktadır. Modelin girdileri enerji kaynakları, mevcut ve aday tesislerin kapasiteleri ve çalışma oranları, planlama dönemi, talep, maliyet parametreleri, ithalat ve çevresel parametrelerdir. Modelin amacı, arz ve talep dengesi kısıtlamalarına, enerji santralleri kapasite kısıtlamalarına, ithalat kısıtlamalarına ve çevresel kısıtlamalarına bağlı olarak sabit ve değişken maliyetleri, ithalat maliyetleri ve çevre maliyetini kapsayan toplam maliyeti minimize etmek ve bu kısıtlamalarla açılmasına karar verilen santrallerin şehir merkezlerinden ve birbirlerinden olan uzaklıkları maksimize etmektir.

Önerilen model, planlama dönemi için açılacak santral sayısını ve konumlarını, yenilenebilir enerjiden ve fosil yakıttan üretilen elektrik ve CO_2 salınım miktarlarını, ithalat miktarlarını içeren enerji portföyünü vermektedir.

3.1. Planlama Dönemi

Artan CO_2 salınımının etkisiyle küresel ortalama sıcaklıkta artış gözlemlenmektedir. Paris Anlaşması, Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (United Nations

Framework Convention on Climate Change) (BMİDÇS) kapsamında 21. Taraflar Konferansı (COP21) sırasında 12 Aralık 2015 tarihinde Paris, Fransa'da kabul edilmiştir [61].

Paris Anlaşması'nın temel amacı, küresel ortalama sıcaklıktaki artışı sanayi öncesi seviyelerin 2 ° C'nin çok altında tutarak ve sıcaklık artışını 1,5 ° C ile sınırlama çabalarını sürdürerek iklim değişikliğine küresel tepkiyi güçlendirmektir. Bu durum sürdürülebilir kalkınmayı sağlama ve yoksulluğu ortadan kaldırma çabaları bağlamındadır. Anlaşma, uyarlanabilir kapasiteyi artırmayı, dayanıklılığı güçlendirmeyi ve iklim değişikliğine karşı savunmasızlığı azaltarak sürdürülebilir kalkınmaya katkıda bulunmayı ve yeterli bir adaptasyon tepkisi sağlamayı amaçlamaktadır [62].

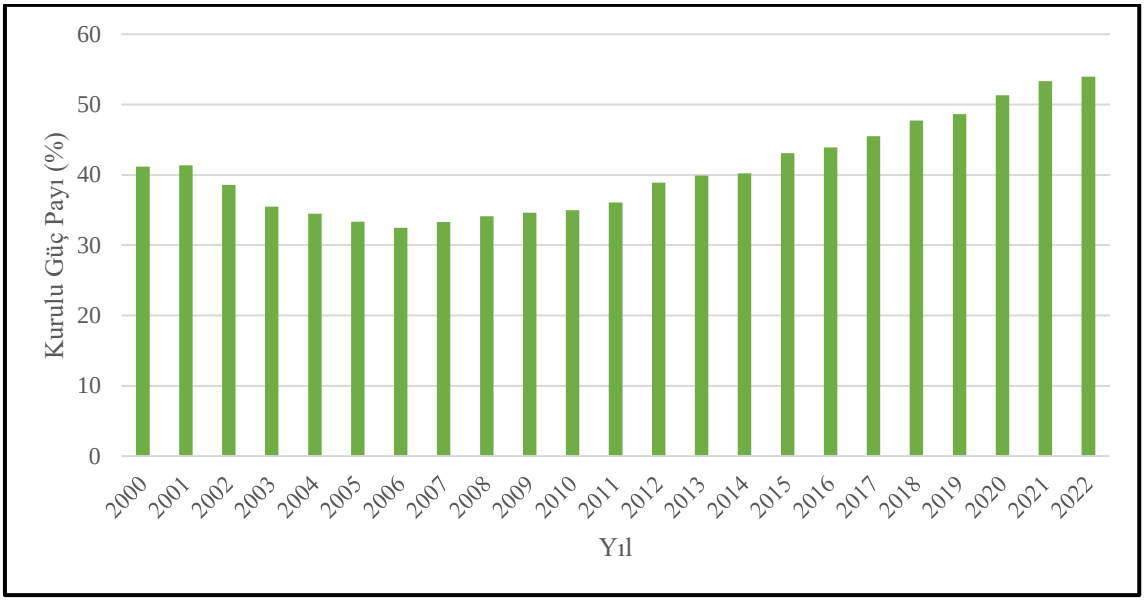
Taraflar, yirmi birinci yüzyılın ikinci yarısında bu dengeyi sağlamak amacıyla, mümkün olan en kısa sürede küresel zirveye ulaştıktan sonra sera gazı salınımında hızlı düşüş gerçekleştirmeyi hedeflemektedir. Bu uzun vadeli hedef, küresel ısınmayı sanayi öncesi seviyelerin 2°C'nin çok altına indirme ve sıcaklık artışını 1,5°C'ye sınırlama çabalarıyla uyumlu olarak değerlendirilmektedir. Anlaşma, 2050 ve sonrasına giden iklim değişikliği zorluklarını ele almak için sürdürülebilir kalkınmanın ve çeşitli eylemlerin önemini vurgulamaktadır [62]. Bu sebeple, bu tezde kullanılan planlama dönemi 2024 – 2050 yıllarını kapsamaktadır.

3.2. Türkiye’de Mevcut Enerji Durumu

Türkiye’de mevcut elektrik üretimi için; doğal gaz, ithal kömür, hidroelektrik, linyit, rüzgâr, akarsu, jeotermal, taş kömürü, asfaltit kömürü, biyokütle, dizel, akaryakıt, güneş ve LNG olmak üzere 15 farklı kaynaktan yararlanılmaktadır. Kullanılan kaynağa bağlı olarak farklı enerji santrali türleri yer almakta olup, her bir enerji kaynağı maliyet, kaynak kullanımı, üretkenlik, verimlilik ve çevresel etki açısından birtakım avantajlar ve dezavantajlar taşımaktadır. Türkiye'nin doğal gaz ve ithal kömür için dış kaynaklara bağımlı olması, ülkenin elektrik üretim altyapısında bir kırılganlık olan dış kaynaklara bağımlılığa açık hale getirmektedir. Her bir santral türü, maliyet, kaynak kullanımı, verimlilik ve çevresel etki gibi faktörler açısından belirli avantaj ve dezavantajlar sunabilmektedir. Santrallerin mevcut kurulu kapasiteleri Çizelge 3.1 ve Şekil 3.1'de gösterilmiştir [63].

Çizelge 3.1. Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu kapasitesinin yıllık gelişimi (MW)

Yıllar	Hidroelektrik	Jeotermal	Rüzgâr	Güneş	Biyokütle	Yenilenebilir Kurulu Gücü	Toplam Kurulu Gücü
2000	11175,2	17,5	18,9		10,0	11221,6	27264,1
2001	11672,9	17,5	18,9		10,0	11719,3	28332,4
2002	12240,9	17,5	18,9		13,8	12291,1	31845,8
2003	12578,7	15,0	18,9		13,8	12626,4	35587,0
2004	12645,4	15,0	18,9		13,8	12693,1	36824,0
2005	12906,1	15,0	20,1		13,8	12955,0	38843,5
2006	13062,7	23,0	59,0		19,8	13164,4	40564,8
2007	13394,9	23,0	147,5		21,2	13586,6	40835,7
2008	13828,7	29,8	363,7		38,2	14260,4	41817,2
2009	14553,3	77,2	791,6		65,0	15487,1	44761,2
2010	15831,2	94,2	1320,2		85,7	17331,3	49524,1
2011	17137,1	114,2	1728,7		104,2	19084,2	52911,1
2012	19609,4	162,2	2260,6		147,3	22179,5	57059,4
2013	22289,0	310,8	2759,7		178,0	25537,5	64007,5
2014	23643,2	404,9	3629,7	40,2	227,0	27945,0	69519,8
2015	25867,8	623,9	4503,2	248,8	277,1	31520,8	73146,7
2016	26681,1	820,9	5751,3	832,5	363,8	34449,6	78497,4
2017	27273,1	1063,7	6516,2	3420,7	477,4	38751,1	85200,0
2018	28291,4	1282,5	7005,4	5062,8	621,9	42264,0	88550,8
2019	28503,0	1514,7	7591,2	5995,2	791,3	44395,3	91267,0
2020	30983,9	1613,2	8832,4	6667,4	1105,3	49202,2	95890,6
2021	31492,6	1676,2	10607,0	7815,6	1642,7	53234,1	99819,6
2022	31571,5	1691,3	11396,2	9425,4	1920,8	56005,3	103809,3



Şekil 3.1. Türkiye'de toplam kurulu gücü içinde yerli kaynaklara dayalı kurulu güç payının yıllık gelişimi (2000-2022)

3.2.1. Türkiye'de enerji üretimi

Türkiye'de elektrik üretimi ağırlıklı olarak doğalgaz, kömür ve petrol kullanan termik santrallerden sağlanmaktadır. Ülkenin enerji santrallerini beslemek için önemli miktarda ithalat yapması nedeniyle doğalgaz önemli bir enerji kaynağıdır. Çizelge 3.2'de kaynaklara göre 1990-2022 yılları arasında üretilen elektrik miktarları gösterilmektedir [63].

Çizelge 3.2. 1990-2022 yılları arasında elektrik üretimi (GWh)

Yıllar	Kömür	Yakıt	Doğal Gaz	Hidroelektrik	Jeotermal	Biyokütle	Rüzgâr	Atık	Diğer	Güneş	Toplam
1990	20181	3942	10192	23148	80						57543
1991	21561	3294	12589	22683	81	38					60246
1992	24571	5273	10813	26568	70	47					67342
1993	23761	5174	10788	33951	78	56					73808
1994	28235	5548	13822	30586	79	51					78321
1995	28047	5772	16579	35541	86	222					86247
1996	30413	6540	17174	40475	84	176					94862
1997	33860	7157	22086	39816	83	294					103296
1998	35688	7923	24851	42229	85	241	5				111022
1999	37031	8079	36418	34677	81	133	21				116440
2000	38187	9311	46216	30879	76	166	33	8	46		124922
2001	38416	10367	49550	24010	90	184	62	4	42		122725
2002	32149	10744	52497	33683	105	130	48	4	40		129400
2003	32252	9197	63536	35330	89	79	61	6	31		140581
2004	34448	7670	62241	46084	93	76	58	7	21		150698
2005	43192	5483	73445	39561	94	34	59	10	78		161956
2006	46650	4340	80691	44244	94	57	127	15	81		176299
2007	53431	6526	95025	35851	156	95	355	14	105		191558
2008	57716	7519	98685	33270	162	142	847	12	65		198418
2009	55684	4804	96095	35958	436	252	1495	12	76		194812
2010	55047	2180	98144	51796	668	332	2916	14	111		211208
2011	66217	904	104048	52338	694	343	4723	20	106		229393
2012	68013	1639	104499	57865	899	592	5860	17	112		239496
2013	63786	1739	105116	59420	1364	879	7557	15	278		240154
2014	76263	2145	120576	40645	2364	1083	8520	12	338	17	251963
2015	76166	2224	99218	67146	3425	1241	11652	22	495	194	261783
2016	92273	1926	89227	67231	4819	1635	15517	24	713	1043	274408
2017	97476	1199	110489	58218	6127	2096	17903	27	848	2889	297272
2018	113248	329	92482	59938	7430	2638	19949	34	950	7799	304797
2019	112894	336	57288	88822	8951	3488	21730	34	1101	9249	303893
2020	105812	322	70931	78094	10027	4430	24828	29	1276	10950	306699
2021	103382	281	111180	55926	10793	6168	31436	299	1311	13942	334718
2022	113280	392	74605	67195	10918	7294	35138	743	1219	15226	326010

Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılan yatırımlar gün geçtikçe artmaktadır. Türkiye'de biyokütle enerjisi, fosil yakıtlara olan bağımlılığı azaltma ve sürdürülebilirliği teşvik etme potansiyeli sunan yenilenebilir enerji sektörünün önemli bir bileşenidir. Hidroelektrik enerji, Türkiye'de önemli ve geleneksel bir yenilenebilir enerji kayağı olarak değerlendirilmektedir. Rüzgâr enerjisi, özellikle kıyı bölgelerinde yüksek potansiyele sahip olup bu alanda büyüyen bir sektör olarak görülmektedir.

Türkiye'nin enerji altyapısı artan talebi karşılamak üzere sürekli olarak gelişmektedir. Kamu kurum ve kuruluşları ile özel sektör işletmeleri yeni enerji santrallerine, şebeke iyileştirmelerine ve yenilenebilir enerji projelerine doğrudan ve dolaylı olarak yatırım yapmaktadır.

Enerji politikasında, Türkiye enerji portföy karmasını çeşitlendirmek ve yenilenebilir enerjinin payını artırmak için çaba gösterilmektedir. Bu durum ülkenin enerji bağımsızlığını artırma ve ithal yakıtlara olan bağımlılığı azaltma hedefinin bir parçası olarak değerlendirilmektedir. Türkiye’de yenilenebilir enerji projelerini teşvik etmek amacıyla çeşitli politikalar ve teşvikler sunulmaktadır [64].

Ancak Türkiye, enerji talebinin arzla dengelenmesi, çevresel etkilerin yönetilmesi ve şebeke altyapısının modernizasyonu gibi zorluklarla karşı karşıya kalmaktadır. Ayrıca, enerji verimliliğinin tüm sektörlerde artırılması hedeflenmektedir [64].

Gelecekte, Türkiye'nin enerji sektörünün yenilenebilir enerji kaynaklarını büyütmeye ve çeşitlendirmeye devam etmesi beklenmektedir. Türkiye, önümüzdeki yıllarda yenilenebilir enerji kapasitesini önemli ölçüde artırmayı planlamaktadır.

Genel olarak, Türkiye'nin elektrik üretim ortamı, nüfus ve sanayinin artan enerji taleplerini karşılarken, daha sürdürülebilir ve çeşitli enerji kaynaklarına doğru bir eğilim olduğunu göstermektedir. Çizelge 3.3’te 2022 yılı sonu itibariyle elektrik üretim kaynaklarının kurulu güç ve üretim değerleri gösterilmektedir [65, 92].

Çizelge 3.3. Kaynak bazında kurulu güç ve üretim değerleri (2022)

Kaynak Türü	Toplam Kurulu Güç (MW)	Oran (%)	Toplam Üretim (MWh)	Oran (%)
Hidrolik	31571,48	30,41	67194934,69	20,71
Rüzgâr	11396,17	10,98	35140858,14	10,83
Güneş	9425,44	9,08	15435661,31	4,76
Jeotermal	1691,34	1,63	10918764,88	3,36
Biyokütle	1921,31	1,85	9080038,21	2,80
Doğal Gaz	25732,79	24,79	70827228,33	21,83
Linyit	10191,52	9,82	44745695,96	13,79
İthal Kömür	1037380	9,99	63259657,34	19,49
Taş Kömürü	840,77	0,81	3242363,27	1,00
Asfaltit	405,00	0,39	1568085,50	0,48
Yakıt Yağı	251,93	0,24	718653,16	0,22
Nafta	4,74	0,00	0,00	0,00
LNG	1,95	0,00	0,00	0,00
Motorin	1,04	000	2385741,41	0,74
Toplam	103809,26	100,00	324517682,20	100,00

3.2.2. Türkiye’de enerji dağıtımı

Türkiye'de elektrik dağıtımı, genel olarak Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) ve özel sektöre ait yerel elektrik dağıtım işletmeleri tarafından gerçekleştirilmektedir. Elektrik dağıtım süreci aşağıda sırasıyla detaylı bir şekilde anlatılan birtakım işlemlerden oluşmaktadır.

Elektrik enerjisi, elektrik santrallerinde üretilmektedir. Türkiye'de bu santraller kamu kurum ve kuruluşları ile ve özel sektöre ait işletmeler tarafından gerçekleştirilebilmektedir. Enerji üreticileri, ürettikleri enerjiyi elektrik iletim sistemlerine aktarmaktadır.

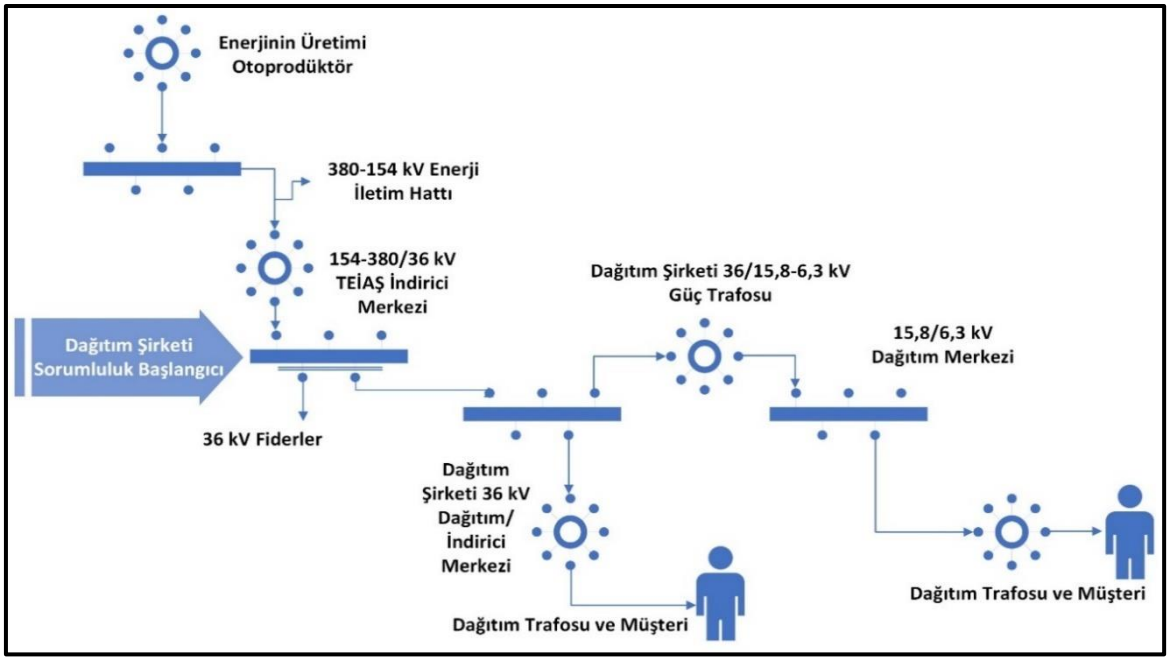
Elektrik enerjisi, elektrik üretildiği yerden iletim hatları aracılığıyla iletim şebekesine taşınmaktadır. Elektrik iletim işlemleri Türkiye’de genel olarak Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) tarafından gerçekleştirilmektedir. Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), elektrik enerjisinin büyük ölçeklerde iletilmesini sağlayan bir kurumdur.

İletim şebekesinden gelen elektrik enerjisi, elektrik dağıtım şirketleri tarafından yerel düzeydeki kullanıcılara ulaştırılmaktadır. Türkiye'de özel sektöre ait birçok dağıtım şirketi bulunmaktadır. Bu şirketler, belirli coğrafi bölgelerde elektrik dağıtımı görevini üstlenmektedir.

Elektrik dağıtım şirketleri, üretilen elektriği perakende satış şirketleri aracılığıyla son kullanıcılara ulaştırmaktadır. Perakende satış şirketleri, tüketicilere elektrik tedarik etmek ve kullanılan elektrik hizmetlerini faturalandırmak gibi birtakım hizmetleri sağlamaktadır.

Elektrik tüketicileri, elektrik dağıtım şirketlerine abone olmaktadır. Elektrik dağıtım şirketleri, tüketilen elektriği devamlı olarak ölçmekte ve periyodik faturalar düzenleyerek tüketicilere göndermektedir.

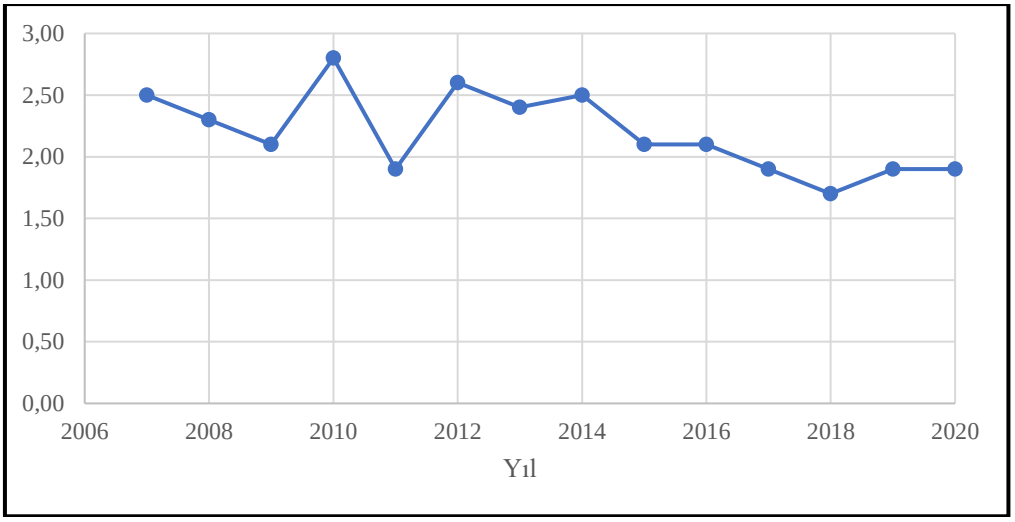
Türkiye'de elektrik dağıtımı ve elektik tedarikiyle ilgili düzenlemeler, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) gözetimi çerçevesinde gerçekleştirilmektedir. EPDK, enerji sektöründe faaliyet gösteren işletmeleri denetlemekte ve enerji piyasasında adil rekabeti sağlamak için çeşitli düzenlemeleri yürürlüğe koymaktadır.



Şekil 3.2. Elektrik dağıtım akışı

Yapılan çalışma, elektrik enerjisinin santrallerde üretilmesi ve elektrik üretilen yerden iletim hatları aracılığıyla iletim şebekesine taşınmasını kapsamaktadır. Şekil 3.2'de elektrik dağıtım akışı görülmektedir [66].

Elektriğin üretim kaynaklarından son kullanıcılara verimli bir şekilde ulaştırılması, iyi işleyen bir enerji sistemi için oldukça önem arz etmektedir. Bu durum, güvenilirliği sağlamak ve enerji kayıplarını en aza indirmek için elektrik iletim ve dağıtım ağlarına gerekli yatırımların hesaplanmasını içermektedir. Türkiye'nin nüfus yoğunluğu, arz kaynaklarının yeri ve coğrafi koşullarına uygun olarak, Avrupa standartlarına göre belirlenen enerji iletim sistemi kayıpları, uluslararası standartlar düzeyindedir. 2006 – 2020 yılları arasında oluşan iletim sistemi kayıpları Şekil 3.3'te gösterilmektedir [67].



Şekil 3.3. İletim sistemi kayıpları (%)

3.3. Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Enerji portföyü çalışmaları, enerji talebini karşılamak için en verimli ve sürdürülebilir enerji kaynakları karışımının belirlenmesini içermektedir. Bu, yenilenebilir kaynakların (biyokütle, rüzgâr ve hidroelektrik gibi) ve geleneksel kaynakların (kömür, doğal gaz ve nükleer gibi) yanı sıra potansiyel katkılarının değerlendirilmesini de içermektedir. Bu tez kapsamında, yenilenebilir enerji kaynaklarından jeotermal, rüzgâr ve biyokütle enerji kaynakları ele alınmıştır. Amaç, maliyet etkinliğini, çevresel etkiyi ve güvenilirliği dengelemek için üretim karışımını optimize etmektir.

3.3.1. Jeotermal enerji

Jeotermal enerji, Dünya yüzeyinin altında depolanan ısıdan elde edilen yenilenebilir bir enerji kaynağı olarak tanımlanabilmektedir. Jeotermal enerji, konut, ticari ve endüstriyel kullanım için elektrik ve ısı üretmek amacıyla kullanılabilmektedir. Türkiye'de jeotermal enerji, yenilenebilir enerji sektörünün önemli ve büyüyen bir bileşeni olarak nitelendirilebilmektedir [68].

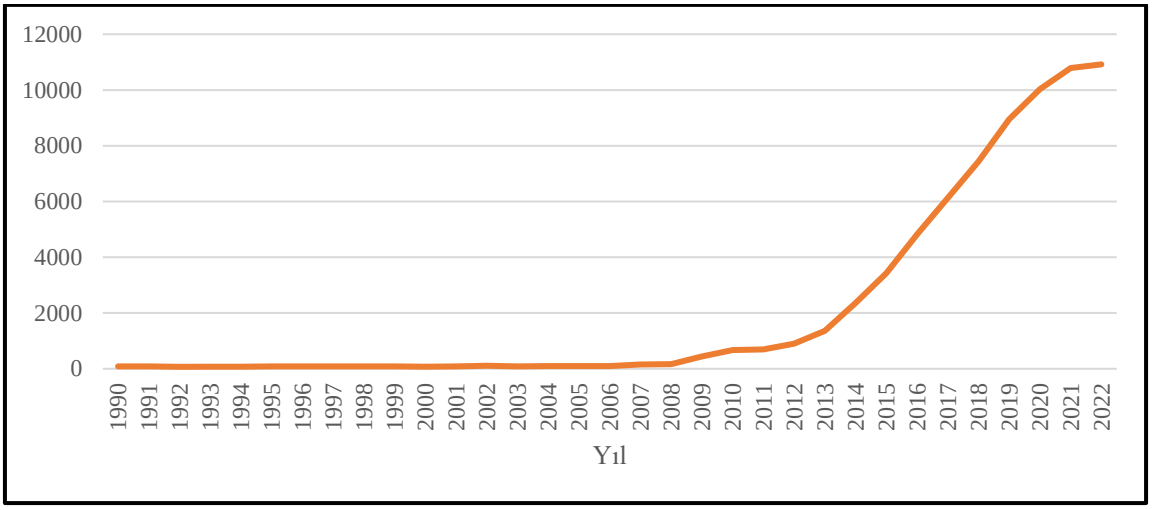
Türkiye, jeotermal enerji kapasitesi ve üretimi açısından küresel olarak en üst sıralarda yer alan bir ülke konumundadır. Türkiye, jeotermal enerji üretim kapasitesini ve doğrudan kullanım uygulamalarını sürekli olarak genişletmektedir.

Türkiye'de jeotermal enerjinin geleceği, araştırma ve geliştirmeye yönelik devlet desteği ve yatırımların devam etmesiyle umut verici görünmektedir. Özellikle jeotermal enerjinin doğrudan kullanım uygulamalarında daha fazla genişleme potansiyeli bulunmaktadır [68].

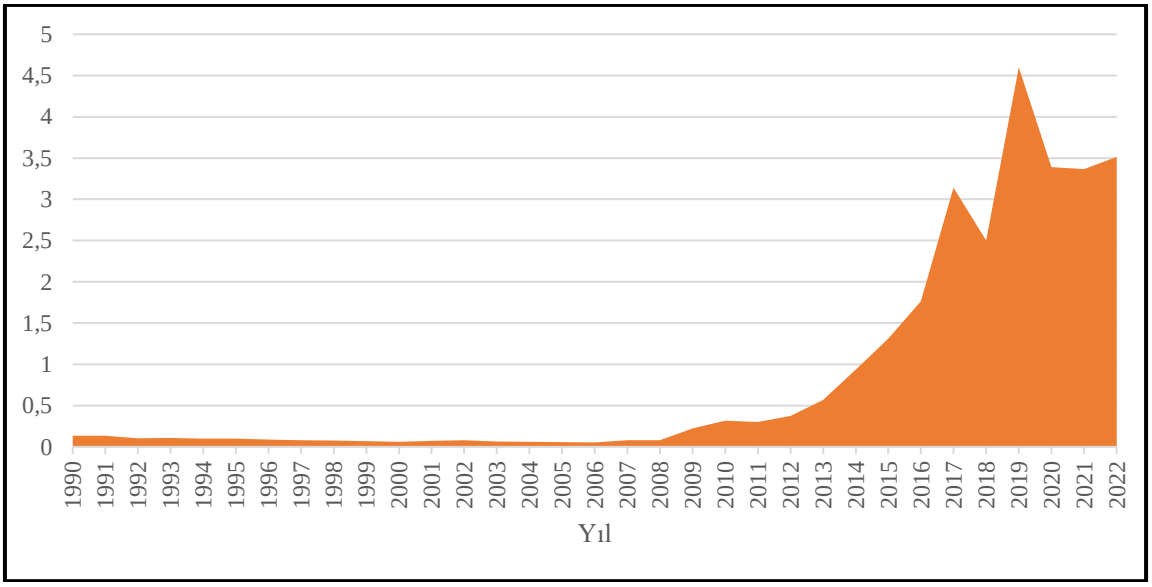
2024 yılı itibariyle Türkiye'de bulunan 83 adet jeotermal enerji santrali Harita 3.1'de gösterilmektedir [68, 69]. Türkiye'de jeotermal enerjisinin elektrik üretimi Şekil 3.4'te ve toplam üretime katılım oranları Şekil 3.5'te gösterilmiştir [69].



Harita 3.1. Türkiye'de bulunan jeotermal enerji santralleri



Şekil 3.4. Türkiye'de jeotermal enerjiden üretilen elektrik miktarı (GWh)



Şekil 3.5. Türkiye'de jeotermal enerjinin elektrik üretimine katılım oranı (%)

Özetle, jeotermal enerji Türkiye'nin yenilenebilir enerji sektörünün önemli ve büyüyen bir parçası konumundadır. Önemli jeotermal kaynakları ve destekleyici hükümet politikaları ile Türkiye, önümüzdeki yıllarda jeotermal enerji kullanımını artırmaya devam etmek için iyi bir potansiyele sahiptir.

Aday enerji santrallerin yer seçimi

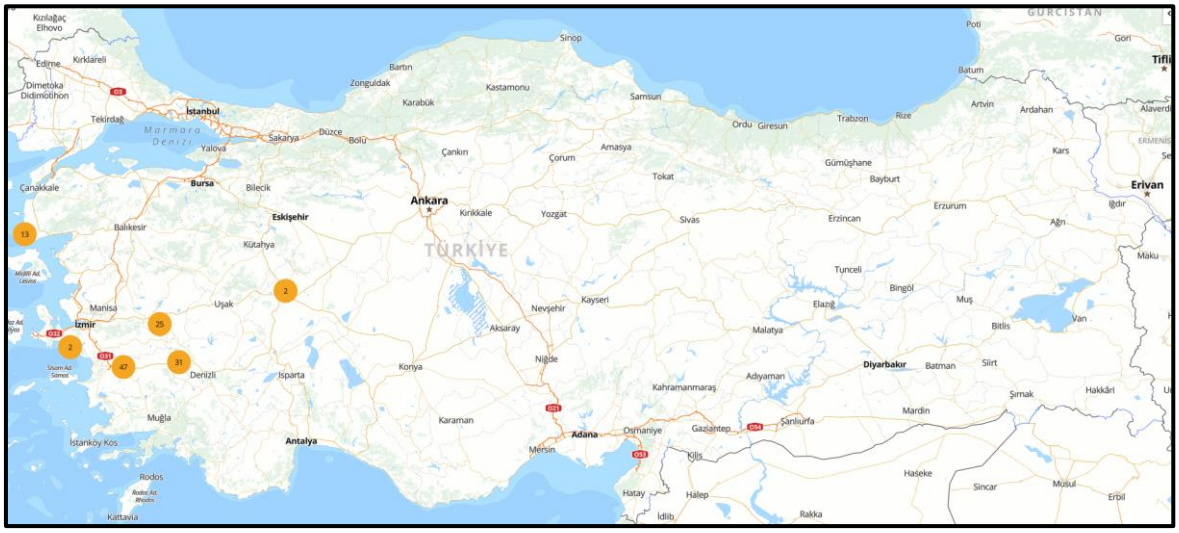
Önerilen matematiksel model kapsamında yeni kurulacak jeotermal enerji santralleri için konum belirlenmesi gerekmektedir. Bu konumları seçerken, konumun jeolojik, teknik,

çevresel, ekonomik ve sosyal açılardan uygun olmasını sağlamak için birkaç kritik koşul değerlendirilmelidir [70, 71, 93].

1. Jeolojik Koşullar
- Sıcaklık ve ısı akışı: Santralin işletme ömrü boyunca sürdürülebilir enerji üretimini sağlamak için yeterli ısı akışı mevcut olmalıdır.
- Rezervuar Özellikleri: Tektonik plaka sınırlarına yakınlık veya rezervuarı beslemek için volkanik aktivite gibi bir ısı kaynağının varlığı gerekmektedir.
- Yeraltı Yapısı: Rezervuar derinliği, sondaj ve ekstraksiyon için ekonomik olarak uygun olmalıdır.
2. Teknik Koşullar
- Sınırlandırılabilirlik: Jeolojik koşullar, gereksiz teknik zorluklar olmadan güvenli ve verimli sondaj işlemlerini desteklemelidir.
- Altyapı Erişilebilirliği: Şebeke bağlantısı için mevcut güç iletim hatlarına yakın olmalıdır ve erişim yollarının mevcudiyeti veya malzeme ve ekipmanı taşımak için yeni yollar inşa etmenin gerekliliği dikkate alınmalıdır.
3. Çevre Koşulları
- Arazi Kullanımı ve Ekosistem Duyarlılığı: Site, mevcut arazi kullanımları, ekosistemler ve vahşi yaşam habitatlarındaki bozulmayı en aza indirmelidir.
- Su Kaynakları: Yerel su kaynaklarını tüketmeden sondaj, soğutma ve diğer operasyonel ihtiyaçlar için yeterli suyun bulunması gerekmektedir.
4. Ekonomik Koşullar
- Geliştirme Maliyeti: Jeolojik koşullara dayalı ilk arama ve sondaj maliyetlerinin fizibilitesi yapılmalıdır.
- Pazara Yakınlık ve Talep: Üretilen güç için bir pazar sağlamak için yüksek elektrik talebine sahip alanlara yakınlık göz önünde bulundurulmalıdır.
5. Sosyal ve Düzenleyici Koşullar
- Topluluk ve Paydaş Katılımı: Destek almak ve endişeleri gidermek için yerel topluluklarla etkileşim kurulmalıdır. İstihdam yaratma ve ekonomik faydalar dahil olmak üzere yerel sosyoekonomik etkilerin dikkate alınmalıdır.
- Sağlık ve Güvenlik Standartları: Potansiyel tehlikeler için acil müdahale planlarının geliştirilmeli ve sürdürülmelidir.

- Kültürel ve Sosyal Düşünceler: Yerli topraklara saygı duyulmalı ve proje alanındaki kültürel miras alanlarının korunmasına dikkat edilmelidir. Olumsuz sosyal etkiler en aza indirilmelidir.

Bu koşullar dikkate alınarak yer seçimi problemi için 120 adet aday jeotermal enerji santrali belirlenmiştir. Belirlenen aday santraller Harita 3.2'de gösterilmektedir.



Harita 3.2. Aday jeotermal enerji santralleri

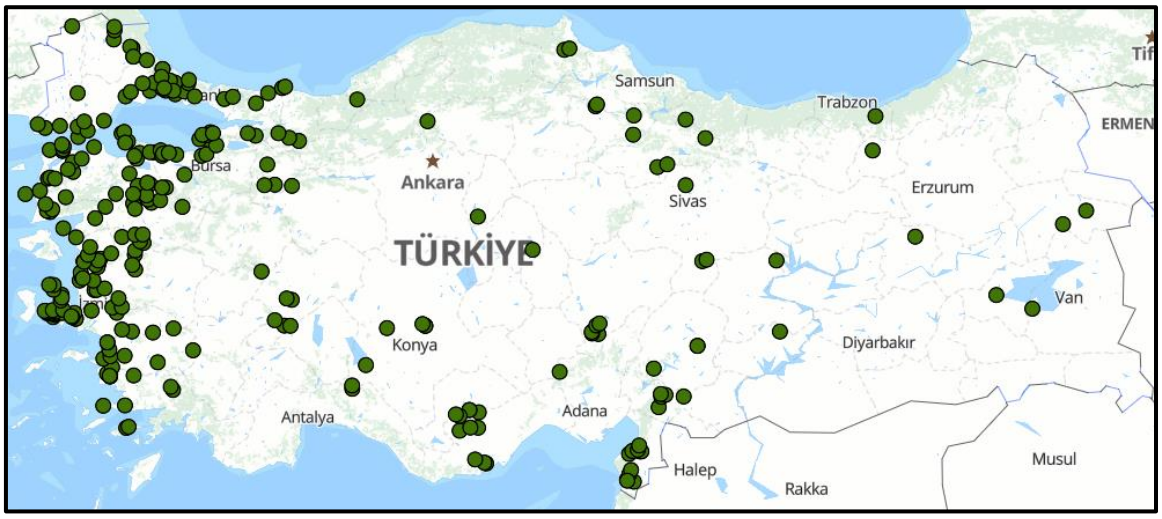
3.3.2. Rüzgâr enerjisi

Rüzgâr enerjisi, rüzgârın kinetik enerjisinden elde edilen yenilenebilir bir enerji kaynağı olarak tanımlanabilmektedir. Türkiye'de rüzgâr enerjisi, yenilenebilir enerji sektörünün ve ülkenin genel enerji portföy karışımının giderek daha önemli bir parçası haline gelmektedir. Türkiye, rüzgâr enerjisi potansiyeli açısından özellikle Ege ve Marmara denizleri boyunca uzanan kıyı bölgeleri ile bazı iç bölgelerde önemli bir zenginliğe sahiptir. Avrupa'da rüzgâr enerjisi potansiyeli açısından üst sıralarda yer alan Türkiye, ülke genelinde çok sayıda rüzgâr santrali ile büyük ve giderek artan bir kurulu rüzgâr enerjisi kapasitesine sahiptir. Ege bölgesi, özellikle İzmir ve çevresi, rüzgâr enerjisi üretimi için önemli bir merkez olarak ön plana çıkmaktadır [72].

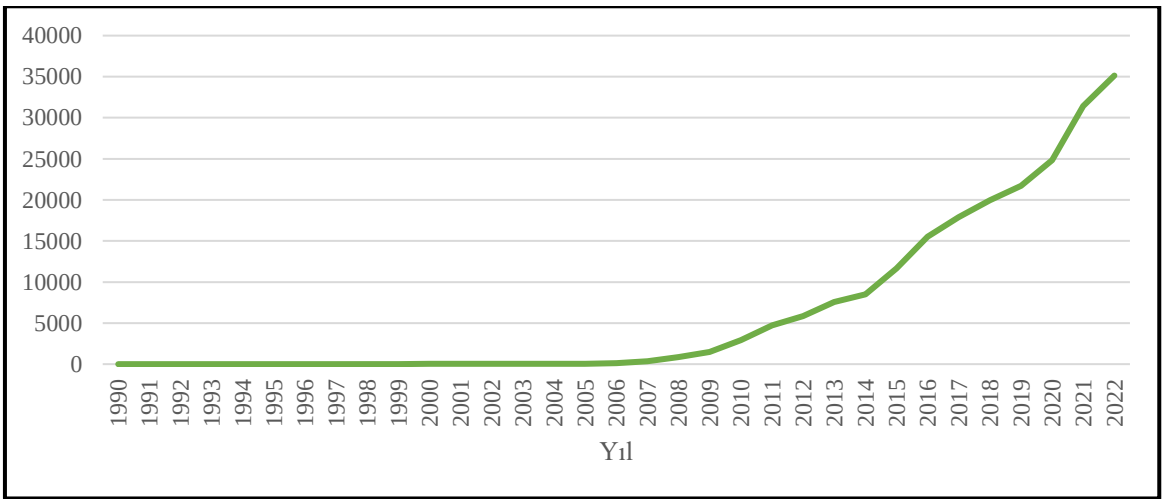
Türkiye, rüzgâr enerjisinin toplam enerji üretimindeki payının artmasıyla birlikte rüzgâr enerjisi gelişiminde önemli bir ilerleme kaydetmiştir. Bölgedeki rüzgâr enerjisi kapasitesinde önde gelen ülkelerden birisi konumunda yer almaktadır [72].

Devam eden devlet desteği, yatırımlar ve teknolojik gelişmelerle Türkiye'de rüzgâr enerjisi sektörünün daha da büyümesi ve ülkenin yenilenebilir enerji hedeflerine önemli ölçüde katkıda bulunması beklenmektedir [72].

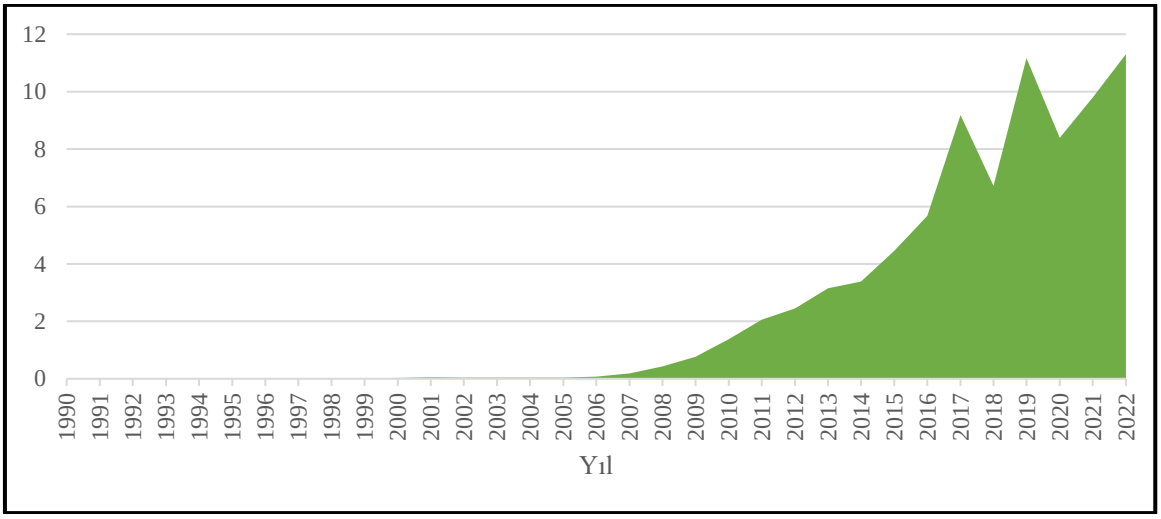
2024 yılı itibariyle Türkiye'de bulunan 275 adet rüzgâr enerjisi santrali Harita 3.3'te gösterilmektedir [68, 69]. Rüzgâr enerjisinin elektrik üretimi Şekil 3.6'da ve toplam üretime katılım oranları Şekil 3.7'de gösterilmiştir [69, 91].



Harita 3.3. Türkiye'de bulunan rüzgâr enerjisi santralleri



Şekil 3.6. Türkiye'de rüzgâr enerjisinden üretilen elektrik miktarı (GWh)



Şekil 3.7. Türkiye'de rüzgâr enerjisinin elektrik üretimine katılım oranı (%)

Özetle rüzgâr enerjisi, Türkiye'nin yenilenebilir enerji sektörünün vazgeçilmez bir bileşeni konumunda olup önemli bir büyüme potansiyeline sahiptir. Ülkenin rüzgâr enerjisine odaklanması, enerji portföyü karışımının çeşitlendirmesi ve CO_2 salınımlarının azaltılması hedefleriyle uyumludur.

Aday enerji santrallerin yer seçimi

Önerilen matematiksel model kapsamında yeni kurulacak rüzgâr enerjisi santralleri için konum belirlenmesi gerekmektedir. Bu konumları seçerken, konumun enerji üretimi için en uygun, ekonomik olarak uygulanabilir, çevresel olarak sürdürülebilir ve sosyal olarak kabul edilebilir olmasını sağlamak için çeşitli koşulların kapsamlı bir değerlendirmesini içermektedir [73, 74].

1. Rüzgâr Kaynağı Koşulları
- Rüzgâr Hızı ve Tutarlılığı: Saha, türbinlerin göbek yüksekliğinde tipik olarak saniyede 5 metrenin (m / s) üzerinde, yüksek ve tutarlı bir ortalama rüzgâr hızına sahip olmalıdır.
- Rüzgâr Yönü: Enerji yakalamayı en üst düzeye çıkarmak için baskın rüzgâr yönleri tutarlı olmalıdır.

2. Teknik Koşullar
- Topografya: Düz veya hafif engebeli arazi, türbülansı en aza indirmek ve enerji üretimini en üst düzeye çıkarmak için idealdir. Sırt hatlarındaki veya yüksek alanlardaki alanlar, daha yüksek rüzgâr hızları nedeniyle avantajlı kabul edilmektedir.

- Şebeke Bağlantısı: Şebeke bağlantısını kolaylaştırmak ve iletim kayıplarını en aza indirmek için mevcut güç iletim hatlarına ve trafo merkezlerine yakın olarak seçilmelidir. İnşaat ve bakım faaliyetlerini destekleyecek altyapının analizlerinin yapılmalıdır.
- Erişilebilirlik: Türbin bileşenlerini, inşaat malzemelerini ve bakım ekipmanlarını taşımak için iyi erişim yolları kurulmalı ve gerektiğinde yeni erişim yolları inşa etmenin fizibilite çalışmaları yapılmalıdır.

3. Çevre Koşulları

- Ekolojik Etki: Yerel yaban hayatı, özellikle kuşlar ve yarasalar ve bunların göç kalıpları üzerinde minimum etki sağlanmalıdır. Korunan alanlardan, kritik habitatlardan ve biyoçeşitlilik noktalarından kaçınılmalıdır.
- Arazi Kullanımı: Genellikle rüzgâr çiftlikleriyle bir arada bulunabilen tarım gibi mevcut arazi kullanımlarıyla uyumluluk sağlanmalıdır. Gürültüyü ve görsel kirliliği önlemek için yerleşim alanları üzerinde minimum etki dikkate alınmalıdır.

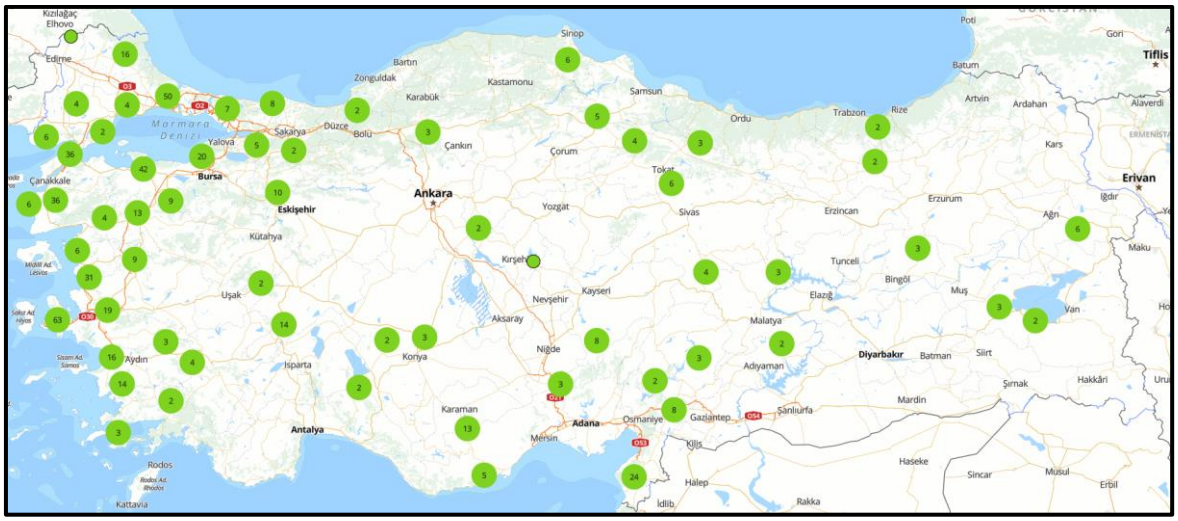
4. Ekonomik Koşullar

- Geliştirme Maliyeti: Arazi edinimi, türbin tedariki ve altyapı geliştirme maliyeti dahil olmak üzere ilk sermaye yatırımının fizibilitesi yapılmalıdır.
- Finansal Teşvikler: Yenilenebilir enerji projeleri için devlet teşvikleri, sübvansiyonlar veya vergi kredilerinin mevcudiyeti değerlendirilmelidir.

5. Sosyal ve Düzenleyici Koşullar

- Topluluk ve Paydaş Katılımı: Destek almak ve endişeleri gidermek için yerel topluluklarla etkileşim kurulmalıdır. İstihdam yaratma ve ekonomik faydalar dahil olmak üzere yerel sosyoekonomik etkilerin dikkate alınmalıdır.
- Sağlık ve Güvenlik Standartları: Potansiyel tehlikeler için acil müdahale planlarının geliştirilmeli ve sürdürülmelidir.
- Kültürel ve Sosyal Düşünceler: Yerli topraklara saygı duyulmalı ve proje alanındaki kültürel miras alanlarının korunmasına dikkat edilmelidir. Olumsuz sosyal etkiler en aza indirilmelidir.

Bu koşullar dikkate alınarak yer seçimi problemi için 600 adet aday rüzgâr enerjisi santrali belirlenmiştir. Belirlenen aday santraller Harita 3.4'te gösterilmektedir.



Harita 3.4. Aday rüzgâr enerjisi santralleri

3.3.3. Biyokütle enerjisi

Biyoenerji, biyolojik kaynaklardan enerji elde edilmesi sürecini tanımlamaktadır. Bu kaynaklar, doğrudan kullanılabileceği gibi farklı biyoyakıt türlerine dönüştürülerek katı, sıvı veya gaz formunda da kullanılabilmektedir. Biyoyakıtlar, elektrik üretimi, ulaşım, ısıtma ve soğutma gibi geniş ve çeşitli alanlarda kullanılabildiği için farklı uygulama alanlarına sahiptir [75].

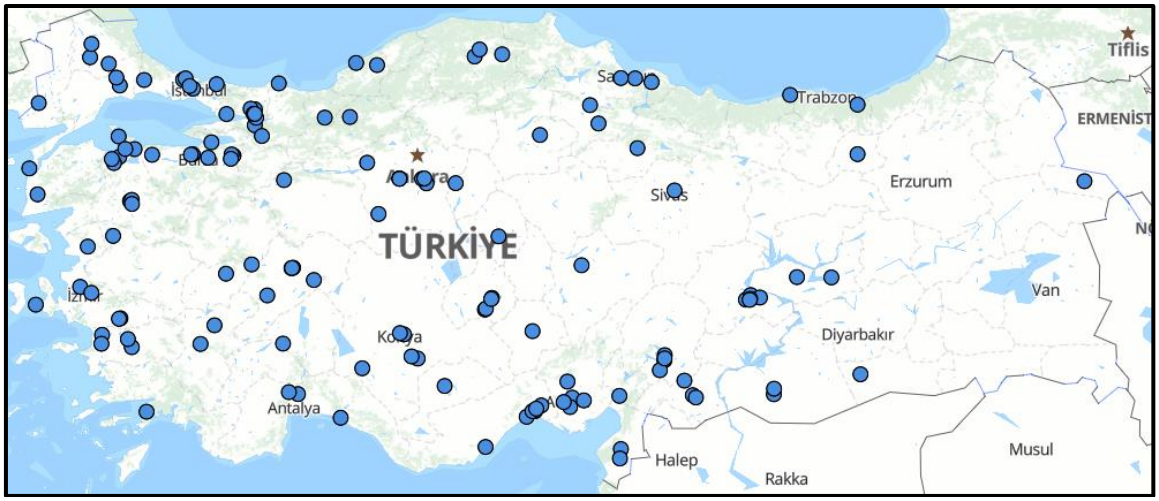
Biyokütle enerjisi, odun, tarımsal ürünler ve kalıntılar, hayvan atıkları ve diğer biyolojik olarak parçalanabilen malzemeler gibi organik maddelerden elde edilen yenilenebilir bir enerji kaynağı olarak tanımlanabilmektedir [75]. Türkiye'de biyokütle enerjisi, fosil yakıtlara olan bağımlılığı azaltma ve sürdürülebilirliği teşvik etme potansiyeli sunan yenilenebilir enerji sektörünün önemli bir bileşenidir.

Son yıllarda, biyokütle enerjisi Türkiye'nin toplam enerji üretiminin toplam payı içerisinde küçük ancak sürekli olarak büyüyen bir yüzdesini oluşturmaktadır. Türkiye, enerji portföyünü çeşitlendirme ve CO_2 salınımlarını azaltma çabalarının bir parçası olarak biyokütle de dahil olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını artırmayı hedeflemektedir [76].

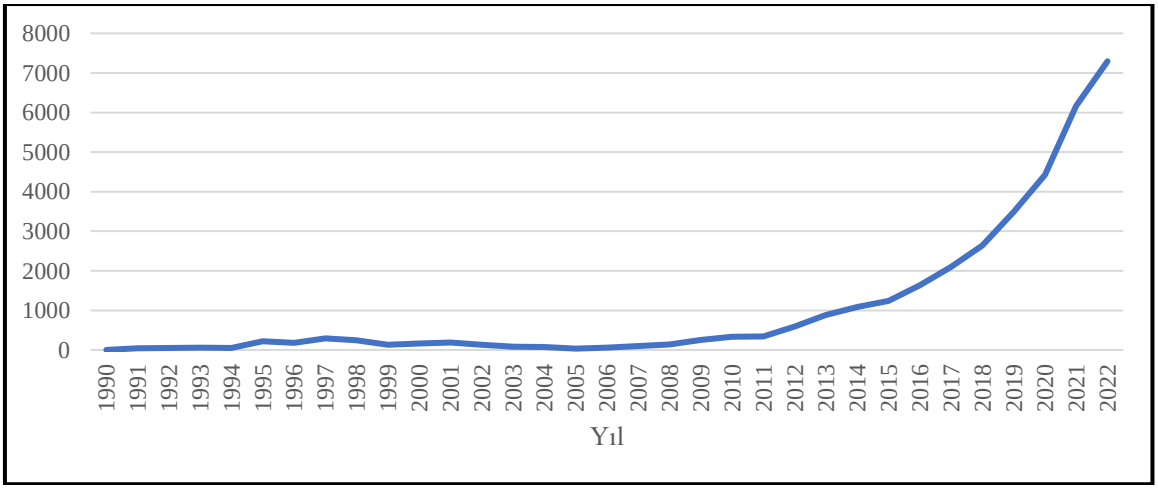
Doğru politikalar ve yatırımlarla Türkiye, biyokütle enerjisi potansiyelinden daha fazla yararlanabilir. Bu politika ve yatırımlar, biyogaz üretiminin genişletilmesini, enerji üretimi

için atık yönetiminin iyileştirilmesini ve biyokütle enerjisinin enerji şebekesine daha verimli bir şekilde entegre edilmesini içermektedir.

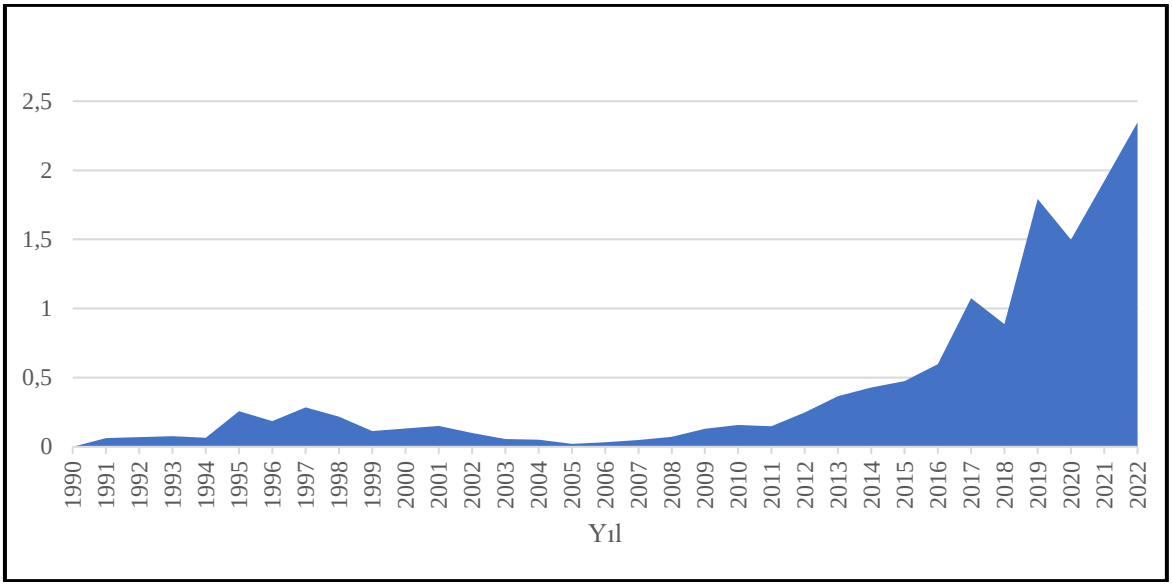
2024 yılı itibariyle Türkiye'de bulunan 138 adet biyokütle enerji santrali Harita 3.5'te gösterilmektedir [77, 78]. Türkiye'de biyokütle enerjisinin elektrik üretimi Şekil 3.8'de ve toplam üretime katılım oranları Şekil 3.9'da gösterilmiştir [69, 90].



Harita 3.5. Türkiye'de bulunan biyokütle enerji santralleri



Şekil 3.8. Türkiye'de biyokütle enerjisinden üretilen elektrik miktarı (GWh)



Şekil 3.9. Türkiye'de biyokütle enerjisinin elektrik üretimine katılım oranı (%)

Özetle, Türkiye'de biyokütle enerjisi önemli bir potansiyele sahip olup yenilenebilir enerji sektörünün büyüyen bir parçası olarak değerlendirilmektedir. Devlet desteği ve devam eden projelerle birlikte biyokütle enerjisinin Türkiye'nin enerji geleceğinde giderek daha önemli bir rol oynaması beklenmektedir.

Aday enerji santrallerin yer seçimi

Önerilen matematiksel model kapsamında yeni kurulacak biyokütle enerji santralleri için konum belirlenmesi gerekmektedir. Bu konumları seçerken, optimum performans, ekonomik uygulanabilirlik, çevresel sürdürülebilirlik ve sosyal kabulü sağlamak için çeşitli faktörlerin dikkatlice değerlendirilmesini gerektirmektedir [79, 80, 94].

1. Biyokütle Kaynaklarının Kullanılabilirliği

- Biyokütle Kaynaklarına Yakınlık: Saha, tarımsal kalıntılar, ormancılık kalıntıları, enerji mahsulleri veya organik atıklar gibi bol ve güvenilir biyokütle kaynaklarının yakınında olmalıdır. Sürekli çalışma için tutarlı ve uzun vadeli bir biyokütle hammaddesi tedarikinin sağlanmalıdır.
- Biyokütle Hammaddelerinin Çeşitliliği: Birden fazla biyokütle hammaddesinin mevcudiyeti esneklik sağlayabilir ve arzın güvenilirliğini artırabilir.

2. Teknik Koşullar

- Altyapı Erişilebilirliği: Biyokütle hammaddesinin verimli taşınması için karayolları, demiryolları veya su yolları gibi mevcut ulaşım ağlarına yakınlık dikkate alınmalıdır.
- Şebeke Bağlantısı: Şebeke bağlantısını kolaylaştırmak ve iletim kayıplarını en aza indirmek için mevcut güç iletim hatlarına ve trafo merkezlerine yakın olarak seçilmelidir.
- Site Topografyası ve Alanı: Biyokütle santralini ve depolama ve işleme üniteleri gibi ilgili tesisleri barındıracak yeterli düz arazi alanı seçilmelidir.

3. Çevre Koşulları

- Arazi Kullanım Uyumluluğu: Saha mevcut arazi kullanımlarıyla uyumlu olmalı ve çatışmaları önlemek için birinci sınıf tarım arazilerinden kaçınmalıdır. Korunan alanlardan, kritik habitatlardan ve biyoçeşitlilik noktalarından kaçınılmalıdır.
- Su Mevcudiyeti: Yerel su kaynaklarını tüketmeden biyokütle işleme, soğutma ve diğer operasyonel ihtiyaçlar için yeterli su kaynakları bulunması dikkate alınmalıdır.
- Hava Kalitesi ve Emisyonları: Potansiyel hava kalitesi etkilerinin değerlendirilmesi ve yerel ve ulusal emisyon standartlarına uygunluğuna dikkat edilmelidir.

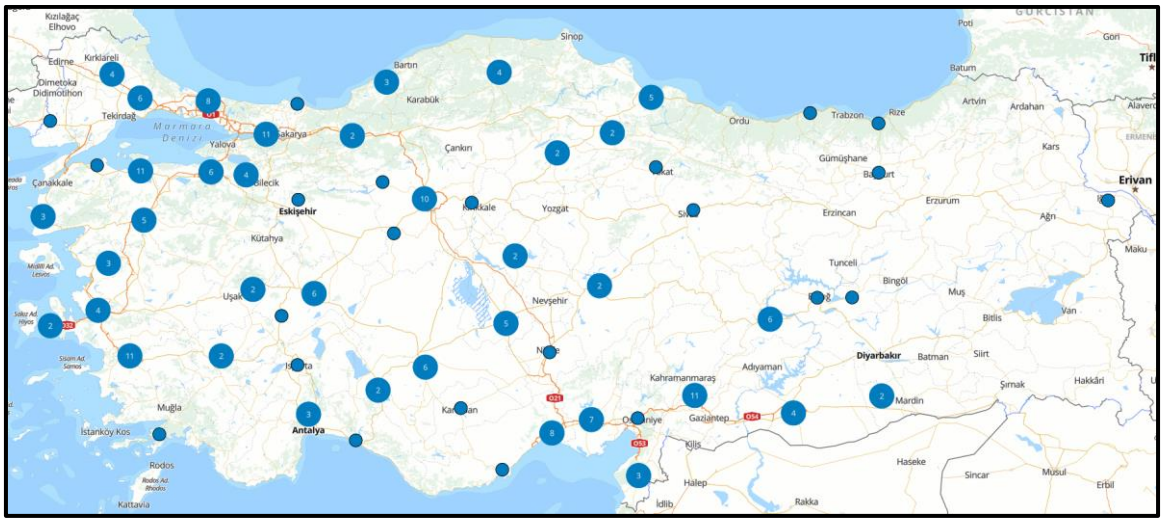
4. Ekonomik Koşullar

- Geliştirme ve İşletme Maliyeti: Arazi edinimi, tesis inşaatı ve altyapı geliştirme dahil olmak üzere ilk sermaye yatırımının fizibilitesi çalışmaları yapılmalıdır.
- Finansal Teşvikler: Yenilenebilir enerji projeleri için devlet teşvikleri, sübvansiyonlar veya vergi kredilerinin mevcudiyeti değerlendirilmelidir.

5. Sosyal ve Düzenleyici Koşullar

- Topluluk ve Paydaş Katılımı: Destek almak ve endişeleri gidermek için yerel topluluklarla etkileşim kurulmalıdır. İstihdam yaratma ve ekonomik faydalar dahil olmak üzere yerel sosyoekonomik etkilerin dikkate alınmalıdır.
- Sağlık ve Güvenlik Standartları: Potansiyel tehlikeler için acil müdahale planlarının geliştirilmeli ve sürdürülmelidir.
- Kültürel ve Sosyal Düşünceler: Yerli topraklara saygı duyulmalı ve proje alanındaki kültürel miras alanlarının korunmasına dikkat edilmelidir. Olumsuz sosyal etkiler en aza indirilmelidir.

Bu koşullar dikkate alınarak yer seçimi problemi için 200 adet aday biyokütle enerji santrali belirlenmiştir. Belirlenen aday santraller Harita 3.6’da gösterilmektedir.



Harita 3.6. Aday biyokütle enerji santralleri

3.4. Kapasite Planlaması

Kapasite planlamalarında, talebi karşılamak için yeterli kapasitenin sağlanılması amaçlanmaktadır. Kapasite planlama hesaplamaları, yeni enerji santrallerine olan ihtiyacı belirlerken, mevcut santral ve altyapının genişletilmesi ile eski altyapının potansiyel kullanım sürelerinin belirlenmesine yardımcı olmaktadır.

Önerilen çok amaçlı karma tam sayılı matematiksel modelde, biyokütle enerji santralleri için 200 adet, rüzgâr enerjisi santralleri için 600 adet ve jeotermal enerji santralleri için 120 adet aday santral yeri belirlenmiştir.

Aday santrallerin kapasite planlaması, çalışma oranları dikkate alınarak yapılmıştır. Bir elektrik üretim santrali çalışma oranı, santralin belli bir periyotta ürettiği toplam enerjinin tam kapasitede üretebileceği enerjiye oranı şeklinde ifade edilebilmektedir. Çalışma oranları; biyokütle santralleri için %40 - %46 arasında, rüzgâr santralleri için %30 - %33 arasında, jeotermal santralleri için %65 - %71 arasında değişmektedir [67]. Çalışma oranlarını da kullanarak yıllık ortalama elektrik üretimi Eş. 3.1 kullanılarak hesaplanmaktadır:

$$Yıllık\ Ortalama\ Elektrik\ Üretimi\ (GWh) = \frac{Kurulu\ \ Güç\ (MW) * Çalışma\ Oranı * 365\ gün * 24\ saat}{1000} \quad (3.1)$$

3.5. Elektrik maliyetleri

Etkin planlama için elektrik üretimi ile ilgili maliyetlerin tahmin edilmesi önem arz etmektedir. Maliyetler, sermaye harcamalarını (enerji santrallerine ve şebeke altyapısına yapılan yatırımlar gibi) ve işletme giderlerini (yakıt, bakım ve işçilik gibi) içermektedir. Bu maliyetler, her bir enerji üretim varlığının tüm yaşam döngüsü boyunca tahsis edilmekte ve planlama, inşaat ve işletme giderlerine bölünmektedir.

Sermaye maliyetleri; yeni enerji üretim santralleri, enerji iletim hatları ve dağıtım ağları inşa etmekle ilgili ön harcamalardan oluşmaktadır. Sermaye maliyetleri; arazi edinimi, inşaat, ekipman ve ilk kurulum harcamalarını içermektedir. Çizelge 3.4'te jeotermal, rüzgâr ve biyokütle enerji santrallerine ait kurulum maliyetleri, santral ömrü ve amortisman maliyetleri verilmiştir [81, 82].

Çizelge 3.4. Santrallere ait sermaye maliyetleri

	Toplam Kurulum Maliyet ($ / MW)	Santral Ömrü (yıl)	Amortisman Maliyeti ($ / MW)
Jeotermal Enerji Santrali	3 477 910	25	139 116,7
Rüzgâr Enerjisi Santrali	1 274 185	25	50 967,4
Biyokütle Enerji Santrali	2 162 000	30	72 066,67

İşletme ve bakım maliyetleri; yakıt, bakım, işçilik ve diğer idari giderler dahil olmak üzere enerji santrallerinin günlük çalışmasını içermektedir. Bu maliyetler aynı zamanda santralleri optimum çalışma koşullarında tutmak için gerekli birtakım onarımları, değiştirmeleri ve yükseltmeleri de kapsamaktadır. Seviyelendirilmiş enerji maliyeti (Levelized cost of energy-LCOE), elektrik üretim santrallerinin her bir birim enerji üretim maliyetini belirlemek için kullanılan bir yöntemdir. Bu hesaplama, ilk yatırım maliyeti, işletme ve bakım giderleri ile yakıt masraflarını içermekte ve enerji birim fiyatının tespit edilmesini sağlamaktadır.

Enerji Bilgi İdaresi (Energy Information Administration (EIA)) 2022 raporlarına göre, elektrik üretim maliyeti 239700 $/GWh'dır [83]. Çizelge 3.5'te jeotermal, rüzgâr ve biyokütle enerji santrallerine ait seviyelendirilmiş enerji maliyeti gösterilmektedir [81].

Çizelge 3.5. Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti

	Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti ($ / GWh)
Jeotermal Enerji Santrali	56000 $/GWh
Rüzgâr Enerjisi Santrali	33000 $/GWh
Biyokütle Enerjisi Santrali	92000 $/GWh

İletim sırasında güç kaybı, maliyetlere iletim sistemi teknik kayıpları olarak yansımaktadır. TEİAŞ'ın yayınladığı "Maliyet Unsurlarına Göre 2022 Yılı İletim Maliyeti" raporuna göre iletim sistemi teknik kayıp maliyeti 257 $/GWh' tır [63].

3.6. Tahmin

Otoregresif Bütünleşik Hareketli Ortalama (ARIMA), zaman serisi verilerini analiz etmek ve tahmin etmek için yaygın olarak kullanılan istatistiksel bir yöntemdir [89]. Bir zaman serisinin davranışını modellemek ve tahmin etmek için birlikte çalışan üç temel bileşenin (otoregresyon, farklılaştırma ve hareketli ortalama) kombinasyonuyla bilinir. Yöntem üç parametre ile temsil edilir: sırasıyla otoregresif, fark alma ve hareketli ortalama terimlerini ifade eden p, d ve q. Auto ARIMA, model seçimi ve ayarlama sürecini otomatikleştiren ARIMA yaklaşımının bir uzantısıdır. Optimal değerleri belirlemek için algoritmalardan yararlanmaktadır. Akaike Bilgi Kriteri (AIC) veya Bayesian Bilgi Kriteri (BIC) gibi kriterler, model seçimi sürecinde p, d ve q parametrelerinin belirlenmesinde kullanılmaktadır. Bu otomasyon, belirli bir zaman serisi için en uygun modeli belirleme sürecini kolaylaştırmakta ve verilerdeki mevsimsel değişimleri de ele alabilmektedir [84].

ARIMA yöntemi, durağan olmayan zaman serisi verilerini farklılaştırarak ele alma ve seriyi daha doğru modelleme için durağan hale getirme kabiliyeti nedeniyle elektrik talep tahmininde kullanılmıştır. Ayrıca tahminleri karşılaştırmak ve en iyi ARIMA modelini bulmak için ortalama karesel hata (mean squared error (MSE)) dikkate alınmıştır. Ortalama karesel hata, daha büyük hataları daha ağır bir şekilde cezalandırarak önemli tahmin sapmalarından kaçınan modellerin seçilmesini teşvik etmektedir [84].

Bu tezde geliştirilen enerji protföyü, 2024- 2050 yılları arası döneme ilişkin yatırım kararlarının belirlenmesi için Türkiye örneğine uygulanmaktadır. Bu amaca ulaşmak için Türkiye'nin 1995-2021 dönemine ait talep verileri 2024-2050 dönemi arasındaki talebin tahmininde kullanılmıştır. Tahmin yöntemi kullanılan bir diğer parametre ise seçilen yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam elektrik üretimine katılım oranı tahmin edilmiştir.

Tezde kullanılan ARIMA modeli Python programında çalıştırılmıştır. Yazılan modelin aşamaları aşağıdaki gibidir:

1. Veri seti gerekli dosyadan alınır. Veri seti, eğitim ve test setlerine ayrılır. "train_test_split()" fonksiyonu, verilerin %80'ini eğitim için ve %20'sini test için ayırır.
2. Eğitim verileri üzerinde ARIMA modeli kurulur. Auto_arima() fonksiyonu, otomatik olarak en iyi ARIMA modelini seçmek için kullanılır. Bu adımda, ARIMA modeli parametreleri belirlenir ve model eğitilir.
3. Test verileri üzerinde tahminler yapılır.
4. Yapılan tahminler ile gerçek değerler arasındaki ortalama karesel hata (mean_squared_error) hesaplanır.
5. Tüm veriler kullanılarak ARIMA modeli tekrar uygulanır ve gelecekteki talep tahminleri oluşturulur.

Bu kod, bir zaman serisi veri setini kullanarak istenilen tahminleri yapmak için ARIMA modelini kullanmakta ve tahmin sonuçlarını kaydetmektedir.

Tezde kullanılan talep ve üretime katılım oranları için 2024-2050 yılları arasında tahmin yapılmıştır. Talep tahmini planlama dönemi için Türkiye'de bulunan bütün şehirler için yapılmıştır ve EK 1'de ARIMA modeli sonuçları, EK 2'de talep verileri verilmektedir. Çizelge 3.6'da 2024-2050 yılları için enerji kaynaklarının üretime katılım oranları ve değişim oranları gösterilmektedir. Eş. 3.2'de üretime katılım oranı artış miktarının hesaplaması gösterilmektedir.

Çizelge 3.6. Üretime katılım oranları

	Jeotermal Enerji		Rüzgâr Enerjisi		Biyokütle Enerjisi	
Yıl	Üretime Katılım Oranı (%)	Değişim Oranı	Üretime Katılım Oranı (%)	Değişim Oranı	Üretime Katılım Oranı (%)	Değişim Oranı
2023	3,478		12,035		4,899	
2024	3,559	0,081	12,693	0,658	4,899	0
2025	3,749	0,189	13,321	0,628	4,899	0
2026	4,120	0,372	13,666	0,345	4,906	0,007
2027	4,491	0,371	14,679	1,014	4,973	0,067
2028	4,944	0,454	15,956	1,277	5,281	0,307
2029	6,324	1,380	19,427	3,471	6,381	1,100
2030	5,684	-0,641	16,989	-2,438	7,525	1,144
2031	7,781	2,097	21,415	4,426	9,651	2,126
2032	6,572	-1,208	18,662	-2,753	8,602	-1,049
2033	6,546	-0,026	20,055	1,393	9,246	0,644
2034	6,695	0,149	21,571	1,515	9,798	0,553
2035	6,660	-0,035	22,292	0,722	9,798	0
2036	6,741	0,081	22,956	0,663	9,798	0
2037	6,930	0,189	23,580	0,624	9,798	0
2038	7,302	0,372	23,928	0,348	9,805	0,007
2039	7,672	0,371	24,939	1,011	9,872	0,067
2040	8,126	0,454	26,217	1,278	10,180	0,307
2041	9,506	1,380	29,687	3,470	11,280	1,100
2042	8,865	-0,641	27,250	-2,437	12,425	1,144
2043	10,962	2,097	31,676	4,425	14,550	2,126
2044	9,754	-1,208	28,923	-2,752	13,501	-1,049
2045	9,728	-0,026	30,316	1,393	14,145	0,644
2046	9,876	0,149	31,831	1,516	14,697	0,553
2047	9,841	-0,035	32,553	0,722	14,697	0
2048	9,922	0,081	33,216	0,663	14,697	0
2049	10,112	0,189	33,840	0,624	14,697	0
2050	10,483	0,372	34,188	0,348	14,704	0,0067

$$\text{Üretime katılım oranı artış miktarı} = \sum_t \text{Değişim Oranı} / (2050 - 2024) \qquad (3.2)$$

3.7. Enerji Portföyü

Enerji portföyü, bir ülke, bölge veya kuruluş tarafından enerji taleplerini karşılamak için kullanılan enerji kaynaklarının karışımını temsil etmektedir. Enerji portföyü tipik olarak geleneksel ve yenilenebilir enerji kaynakları olarak kategorize edilen çeşitli enerji üretim ve tüketim kaynaklarını kapsamaktadır. Bir enerji portföyünün bileşimi ekonomik, çevresel, teknolojik ve politik faktörler tarafından şekillendirilmekte ve portföy yapısı enerji güvenliğini, sürdürülebilirliğini ve dayanıklılığını önemli ölçüde etkileyebilmektedir.

Çeşitlendirilmiş bir enerji portföyü, modern enerji ortamının karmaşık zorluklarının üstesinden gelmek için gereklidir. Kömür, petrol, doğal gaz ve nükleer enerji dahil olmak üzere geleneksel enerji kaynakları, güvenilirlik ve yerleşik altyapı imkanları sunarak tarihsel olarak enerji portföyü karışımına hâkim olmuştur. Bununla birlikte, sera gazı emisyonları ve nükleer enerjiyle ilişkili riskler gibi çevresel ve sosyal etkiler, daha temiz alternatiflere doğru bir geçişi zorunlu kılmaktadır.

Güneş, rüzgâr, hidroelektrik, biyokütle ve jeotermal enerji gibi yenilenebilir enerji kaynakları sürdürülebilir ve düşük CO_2 salınımı içeren seçenekler sunmaktadır. Bu kaynaklar, teknolojik gelişmeler ve destekleyici politikalar sebebiyle son yıllarda önemli bir büyüme kaydetmiştir. Hidrojen ve CO_2 yakalama ve depolama (CCS) gibi gelişmekte olan teknolojiler de enerji portföylerini çeşitlendirmek ve emisyonları azaltmak için umut vaat etmektedir.

Politika ve düzenleyici çerçeveler, ekonomik hususlar ve teknolojik yenilikler, dünya çapında enerji portföylerinin şekillendirilmesinde kilit bir rol oynamaktadır. Hükümetler ve kuruluşlar, enerji üretimini çevresel ve sosyal hususlarla dengelemeye çalışırken, aynı zamanda satın alınabilirliği ve güvenilirliği de sağlamaya çalışmaktadır.

Bu tezde, enerji portföylerinin bileşenlerini, bileşenlere etkileyen faktörleri ve bunların ekonomik, çevresel ve sosyal boyutlar üzerindeki etkilerini dikkate alan enerji planlama problemi çalışılmaktadır. Enerji portföyü jeotermal, rüzgâr ve biyokütle enerji kaynaklarını kapsamaktadır. Bu yenilenebilir enerji kaynakları kullanılarak enerji portföyü içerisinde yedi farklı alternatif değerlendirilmiştir.

3.7.1. ε kısıt yöntemi

ε kısıt yöntemi, çok amaçlı optimizasyon alanında yaygın olarak kullanılan köklü bir tekniktir. Bu yaklaşım, birbiriyle çelişen birden fazla amaç içeren optimizasyon problemlerinin ortaya çıkardığı zorlukları ele almak için tasarlanmıştır. Çok amaçlı optimizasyon problemini (MOOP) bir dizi tek amaçlı optimizasyon problemine dönüştüren epsilon-kısıt yöntemi, araştırmacıların ve uygulayıcıların farklı hedefler arasındaki ödünleşmeleri sistematik olarak keşfetmelerine olanak tanımaktadır [85].

ε kısıt yöntemi, bir amacı optimizasyon için birincil hedef olarak belirlerken geri kalan hedefleri kısıtlar olarak ele alarak problem çözümüne olanak sağlamaktadır. Bu kısıtlar, epsilon değerleri olarak bilinen ve birincil olmayan hedeflerin olası değerlerini kısıtlayan bir dizi üst sınır limiti kullanılarak ifade edilmektedir. Bu ε değerlerini iteratif bir şekilde ayarlayarak, yöntem farklı optimal çözümler üretmekte ve bir MOOP'ta baskın olmayan çözümler kümesini temsil eden Pareto cephesine yaklaşmaktadır.

Bu yöntem, Pareto cephesini keşfetmede esneklik ve çok amaçlı optimizasyon problemlerini ele almada verimlilik dahil olmak üzere çeşitli avantajlar sunmaktadır. Bununla birlikte, uygun epsilon değerlerinin seçilmesi ve amaç sayısı arttıkça ölçeklenebilirliğin sağlanması gibi zorlukları da beraberinde getirmektedir.

Bu çalışma Türkiye için uygun enerji portföyünü incelemektedir. İncelenen problem için çok amaçlı matematiksel model önerilmiştir. Probleme ait ilk amaç planlama dönemi içerisinde minimum toplam maliyeti sağlamak, ikinci amaç ise toplumsal etkiyi azaltmak için kurulacak olan santrallerin birbirleri ve şehir merkezleri ile arasındaki uzaklığı maksimum yapmaktır. Önerilen çok amaçlı matematiksel model için ε kısıt yöntemi kullanılmıştır.

4. MATEMATİKSEL MODEL

Tezin bu bölümünde varsayımlar, notasyon, önerilen matematiksel model sunulmuştur.

4.1. Varsayımlar ve Notasyon

4.1.1. Varsayımlar

- Santrallerin inşaat süresi göz ardı edilmiş ve açılacak santrallerin yılın başında çalışmaya başlayacağı varsayılmaktadır.
- Santral verimliliği, bakım ve diğer kaynak gereksinimleri göz önünde bulundurularak santrallerin maksimum çalışma yüzdesini belirlenmektedir. Plansız kesintiler ve santral arızaları gibi operasyonel düzeydeki faktörler dikkate alınmamaktadır.
- Mevcut santrallerin planlama döneminin sonuna kadar kapatılmadan faaliyetlerine devam edeceği varsayılmaktadır.
- Maliyetlerin gelecekteki değerleri, her bir maliyet bileşeni için bugünkü değeri kullanılarak hesaplanmaktadır.
- Talep modelinde önemli ani bir değişiklik meydana gelmemekte ve talep, uzun vadeli talep trendine uygun davranış göstermektedir.
- Türkiye'deki farklı kaynakların enerji kaynağı potansiyelleri planlama dönemi boyunca önemli ölçüde değişiklik göstermeyeceği varsayılmaktadır.
- Enerji santrallerinin temel verileri, elektrik üretim maliyetleri (işletme ve bakım maliyetleri ve yakıt giderleri), verimlilik, ilk yatırım maliyetleri ve CO_2 salınımlarının yıllar içinde değişmeyeceği varsayılmaktadır.
- Aday santrallerin kapasitelerinin planlama dönemi boyunca değişmeyeceği ve santral kapasitelerinin yakınlarında bulunan santrallerin kapasite değerlerine yakın olacağı varsayılmıştır.
- Aday santrallerin potansiyel açılabilecek yerleri mevcut santrallerin yakınlarında olacak şekilde belirlenmiştir. Uzaklık santrallerle şehir merkezleri arasında hesaplanmıştır.
- Elektrik iletim maliyeti dikkate alınmamakta, ancak iletim kaybı maliyeti dikkate alınmaktadır.
- İthalat limiti 2022 yılı ithalat miktarı olarak alınmaktadır ve planlama dönemi boyunca değişmemektedir.

4.1.2. Notasyon

Kümeler

- T $Planlama\ dönemi, t \in T$
- J $Trafo\ kümeleri, j \in J$
- I $Yenilenebilir\ enerji\ santral\ kümesi, i \in I$
- I_c $Aday\ yenilenebilir\ enerji\ \ santrali\ kümesi\ , i_c, i_c' \in I_c, I_c \subset I$
- I_e $Mevcut\ yenilenebilir\ enerji\ santrali\ kümesi\ , i_e, i_e' \in I_e, I_e \subset I$

Parametreler

- h_j^t $j\ trafosunun\ t\ dönemindeki\ talebi\ (GWh)$
- β_i $i\ yenilenebilir\ enerji\ santrallerinin\ kapasitesi\ (GW)$
- α $elektrik\ \ üretim\ maliyeti\ (\$/GWh)$
- γ $santral\ \ kurulum\ maliyeti\ \ (\$/MW)$
- r $CO_2\ \ salınım\ vergisi\ (\$/ton)$
- q $ithalat\ maliyeti\ (\$/GWh)$
- v^t $t\ döneminde\ \ santrali\ \ verimliliği\ (\%)$
- $b_{i,j}$ $i\ santralinin\ j\ \ trafosuna\ uzaklığı\ (km)$
- $b_{i,i'}$ $i, i'\ santrallerinin\ birbirine\ uzaklıkları (km)$
- l $iletim\ kayıp\ oranı\ (\%)$
- L $iletim\ kayıp\ maliyeti\ (\$/GWh)$
- f $fosil\ yakıtların\ \ CO_2\ salınım\ faktörü\ (ton/GWh)$
- f^* $yenilenebilir\ enerji\ kaynağının\ \ CO_2\ salınım\ faktörü (ton/GWh)$
- K $başlangıç\ üretime\ katılım\ oranı\ (\%)$
- $K+$ $üretime\ katılım\ oranı\ artış\ miktarı\ \ (\%)$
- p_+^t $üretime\ katılım\ oranı\ diğer\ modelden\ \ (\%)$
- q_+^t $ithalat\ limiti\ (GWh)$
- M $büyük\ pozitif\ sayı$

Karar değişkenleri

- x_i^t $\begin{cases} 1, eğer\ i\ santrali\ t\ döneminde\ açıksa \\ 0, diğer\ durumlar \end{cases}$
- $z_{i,j}^t$ $t\ döneminde\ i\ santralinden\ j\ trafosuna\ gönderilen\ elektrik\ miktarı\ (GWh)$
- R^t $t\ döneminde\ oluşan\ CO_2\ salınım\ miktarı\ (ton)$
- U^t $t\ döneminde\ yenilenebilir\ enerji\ ile\ üretilen\ elektrik\ miktarı\ (GWh)$
- P^t $t\ döneminde\ yenilenebilir\ enerjinin\ üretime\ katılım\ oranı\ (\%)$
- F^t $t\ döneminde\ fosil\ yakıttan\ üretilen\ elektrik\ miktarı\ (GWh)$
- Q_j^t $t\ döneminde\ j\ şehrine\ ithal\ edilen\ elektrik\ miktarı\ (GWh)$
- D_i^t $i\ santralleri\ arası\ minimum\ uzaklık\ (km)$
- $D^{+t}{}_i$ $i\ santralleri\ ile\ j\ trafoları\ arası\ minimum\ uzaklık\ (km)$

4.2. Önerilen Matematiksel Model

Tez çalışması kapsamında önerilen matematiksel model iki aşamadan oluşmaktadır. Modelin ilk aşaması, minimum CO_2 salınımı için yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimine katılım oranlarını bulmayı amaçlamaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimine katılımı, jeotermal, rüzgâr ve biyokütle enerji kaynakların kullanımını içermektedir. Bu kaynaklar, sürdürülebilir ve çevre dostu bir enerji üretimini desteklemekte ve fosil yakıtların kullanımının azaltılmasına önemli bir katkı sağlamaktadır. Enerji portföyünde yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimine katılımlarını artırma amacı olduğundan, elektrik üretimine katılım oranlarını minimum CO_2 salınımı sağlayacak birinci aşamadan almak önem arz etmektedir.

Modelin ikinci aşaması minimum toplam maliyeti amaçlayan yer seçimi ve dağıtım probleminden oluşmaktadır. Mevcut santrallerin modele dahil edilerek, aday santrallerin açılması ve üretilen elektriğin dağıtılmasını sağlayan model, üretim ve işletim maliyeti, santrallerin kurulum maliyeti, fosil yakıtlardan üretilen elektriğin maliyeti ve CO_2 salınımı maliyetlerini minimize etmeyi amaçlamaktadır.

Modelin ikinci aşamasında bulunan diğer amaç ise açılacak tesislerin şehir merkezlerine ve birbirlerine olan uzaklığını maksimum yapmayı amaçlamaktadır. Aday santral yerleri, tarım

arazilerine ve kültürel miras alanlarına dikkat edilerek seçilmiş olsa bile oluşabilecek toplumsal tepki öngörülmektedir. Maksimum uzaklık sayesinde, aday enerji santrallerinin kurulmasına karşı oluşabilecek olumsuz tepkiler ve sosyal etkilerin azaltılması amaçlanmaktadır.

4.2.1. Birinci aşama

Matematiksel modelin minimum CO_2 salınımını sağlamayı ve yenilenebilir enerji kaynaklarının üretime katılım oranını bulmayı amaçlayan birinci aşama için amaç fonksiyonu ve kıstılar aşağıdaki gibidir:

$$Min \ \sum_t R^t \tag{4.1}$$

$$U^t = \sum_j h_j^t * P^t \qquad \forall t \in T \tag{4.2}$$

$$U^t \leq \sum_i \beta_i * v^t/100 * x_i^t \qquad \forall t \in T \tag{4.3}$$

$$F^t = \sum_j h_j^t - U^t \qquad \forall t \in T \tag{4.4}$$

$$x_{i_e}^t = 1 \qquad \forall i_e \in I_e, I_e \subset I \ , \forall t \in T \tag{4.5}$$

$$x_{i_c}^t \leq x_{i_c}^{t'} \qquad t \leq t', \ t, t' \in T, \forall i_c \in I_c, I_c \subset I \tag{4.6}$$

$$P^1 = K \tag{4.7}$$

$$P^t + K^+ \leq P^{t+1} \qquad \forall t \in T \tag{4.8}$$

$$R^t = F^t * f + U^t * f^* \qquad \forall t \in T \tag{4.9}$$

$$x_i^t \in [0,1] \qquad \forall t \in T, \forall i \in I \tag{4.10}$$

$$U^t, F^t, P^t, R^t \geq 0 \qquad \forall t \in T \tag{4.11}$$

Eş. 4.1, CO_2 salınımını minimize etmeyi amaçlamaktadır. Eş. 4.2, yenilenebilir enerji ile üretilen elektrik miktarı ve enerji kaynağının elektrik üretimine katılım oranını hesaplamaktadır. Eş. 4.3, yenilenebilir enerji ile üretilen miktar santral kapasitesinin aşılmamasını sağlamaktadır. Eş. 4.4, fosil yakıttan üretilen elektrik miktarını hesaplamaktadır. Eş. 4.5, var olan santrallerin açık olmasını sağlamaktadır. Eş. 4.6, açılan aday santrallerin açık kalmasını sağlamaktadır. Eş. 4.7 ve 4.8, üretime katılım oranını hesaplamaktadır. Eş. 4.9, fosil yakıttan ve yenilenebilir enerjiden üretilen elektrik miktarlarını dikkate alarak yıllık CO_2 salınımını hesaplamaktadır. Eş. 4.10 ve Eş. 4.11 karar değişkenleri için sınır kısıtlarıdır.

4.2.2. İkinci aşama

Birinci aşamada bulunan üretime katılım oranını parametre olarak kullanan ve minimum toplam maliyet ile maksimum toplam uzaklık sağlamayı amaçlayan ikinci aşama için amaç fonksiyonu ve kısıtlar verilmektedir.

$$Min\ \sum_t U^t * \alpha + \sum_{i_c} \sum_t x_{i_c}^t * \beta_{i_c} * \gamma + \sum_{i_c} \sum_j \sum_t z_{i_c,j}^t * l * L * b_{i_c,j} + \sum_t F^t * f + \sum_t R^t * r + \sum_t \sum_j Q_j^t * q \quad (4.12)$$

$$Max\ \sum_{i_c} \sum_t D_{i_c}^t + {D^t}_{i_c}^+ \quad (4.13)$$

$$U^t \leq \sum_j h_j^t * P^t \qquad \forall t \in T \quad (4.14)$$

$$U^t \leq \sum_i \beta_i * v^t/100 * x_i^t \qquad \forall t \in T \quad (4.15)$$

$$\sum_i \sum_j z_{i,j}^t/l = U^t \qquad \forall t \in T \quad (4.16)$$

$$x_{i_e}^t = 1 \qquad \forall i_e \in I_e, I_e \subset I\ , \forall t \in T \quad (4.17)$$

$$x_{i_c}^t \leq x_{i_c}^{t'} \qquad t \leq t', \forall t, t' \in T, \forall i_c \in I_c, I_c \subset I \quad (4.18)$$

$$\sum_i z_{i,j}^t/l + Q_j^t = h_j^t\ * P^t \qquad \forall j \in J, t \in T \quad (4.19)$$

$$\sum_j z_{i,j}^t / l \leq \beta_i * v^t / 100 * x_i^t \qquad \forall i \in I, t \in T \qquad (4.20)$$

$$F^t = \sum_j h_j^t - U^t \qquad \forall t \in T \qquad (4.21)$$

$$R^t = F^t * f + U^t * f^* \qquad \forall t \in T \qquad (4.22)$$

$$D_{i_c}^t = \sum_{i_c'} b_{i_c, i_c'} * x_{i_c'}^t \qquad \forall i_c, i_c' \in I_c, i_c \neq i_c', I_c \subset I \qquad (4.23)$$

$$D^{t+}_{i_c} = \sum_j b_{i,j} * x_{i_c}^t \qquad \forall i_c \in I_c, I_c \subset I, \forall t \in T \qquad (4.24)$$

$$P^1 \leq P^t \leq p_+^t \qquad \forall t \in T \qquad (4.25)$$

$$\sum_j Q_j^t \leq q_+^t \qquad \forall t \in T \qquad (4.26)$$

$$x_i^t \in [0,1] \qquad \forall t \in T, \forall i \in I \qquad (4.27)$$

$$z_{i,j}^t \geq 0 \qquad \forall t \in T, \forall i \in I, \forall j \in J \qquad (4.28)$$

$$Q_j^t \geq 0 \qquad \forall t \in T, \forall j \in J \qquad (4.29)$$

$$D_i^t, D^{t+}_i \geq 0 \qquad \forall t \in T, \forall i \in I \qquad (4.30)$$

$$U^t, F^t, P^t, R^t \geq 0 \qquad \forall t \in T \qquad (4.31)$$

Eş. 4.12 birinci amaç fonksiyonudur ve yenilenebilir enerjiden üretilen elektrik maliyeti, kurulum maliyeti, iletim kayıp maliyeti, fosil yakıttan üretilen elektrik maliyeti, CO_2 salınım cezası, ithalat maliyetlerini hesaplamaktadır. Eş. 4.13 santrallerin birbirine uzaklığını ve şehirlere uzaklığını maksimum yapmayı amaçlayan ikinci amaç fonksiyonudur. Eş. 4.14, yenilenebilir enerji ile üretilen elektrik miktarını ve enerji kaynağının elektrik üretimine katılım oranını hesaplamaktadır. Eş. 4.15, yenilenebilir enerji ile üretilen enerji miktarının santral kapasitesini aşmamasını sağlamaktadır. Eş. 4.16, yıllık üretilen elektrik miktarını iletim kayıplarını dikkate alarak, şehirlere gönderilmesini sağlamaktadır. Eş. 4.17, var olan santrallerin açık olmasını sağlamaktadır. Eş. 4.18, açılan aday santrallerin açık kalmasını sağlamaktadır. Eş. 4.19, şehirlerin talebinin üretilen elektrik enerjisi ve ithal edilecek elektrik

enerjisi ile karşılanmasını sağlamaktadır. Eş. 4.20, şehirlere gönderilen elektrik miktarının santral kapasitesini aşmamasını sağlamaktadır. Eş. 4.21, fosil yakıttan üretilen elektrik miktarını hesaplamaktadır. Eş. 4.22, fosil yakıttan ve yenilenebilir enerjiden üretilen elektrik miktarlarını dikkate alarak yıllık CO_2 salınımını hesaplamaktadır. Eş. 4.23, aday santraller arası uzaklığı hesaplamaktadır. Eş. 4.24, açılan santrallerin şehirlere olan uzaklığını hesaplamaktadır. Eş. 4.25, elektrik üretimine katılım oranının alt ve üst limitini belirtmektedir. Eş. 4.26, ithalat miktarının üst limitini belirtmektedir. Eş. 4.27 – Eş. 4.31 karar değişkenleri için sınır kısıtlarıdır.

4.3. Çoklu Enerji Kaynak Tipine Yönelik Matematiksel Model

Önceki bölümde anlatılan tek tip yenilenebilir enerji kaynağı için uygulanan matematiksel model bu bölümde çoklu enerji kaynak tipine uygun hale getirilmektedir. Çoklu enerji kaynak tipine yönelik matematiksel model için değiştirilen parametreler ve karar değişkenleri aşağıda gösterilmiştir.

Kümeler:

TT $\quad$ $Yenilenebilir\ enerji\ santrali\ tipi, tt \in TT$

Parametreler:

$f^*_{i,tt}$ $\quad$ $i\ yenilenebilir\ enerji\ kaynaklarının\ \ CO_2\ salınım\ faktörü\ (ton/GWh)$

Karar değişkenleri:

$U_i^t\ t\ döneminde\ i\ yenilenebilir\ enerji\ santrali\ ile\ üretilen\ elektrik\ miktarı\ \ (GWh)$

P_i^t $\quad$ $t\ döneminde\ i\ yenilenebilir\ enerji\ santralinin\ üretime\ katılım\ oranı\ (\%)$

4.3.1. Birinci aşama

Çoklu enerji kaynağına yönelik matematiksel modelin birinci aşamasına ait amaç fonksiyonu ve kısıtlar aşağıdaki gibidir.

$$Min \sum_t R^t \tag{4.32}$$

$$\sum_i U_i^t = \sum_j h_j^t * \sum_i P_i^t \qquad \forall t \in T \tag{4.33}$$

$$\sum_i U_i^t \leq \sum_i \beta_i * v^t/100 * x_i^t \qquad \forall t \in T \tag{4.34}$$

$$F^t = \sum_j h_j^t - \sum_i U_i^t \qquad \forall t \in T \tag{4.35}$$

$$x_{i_e}^t = 1 \qquad \forall i_e \in I_e, I_e \subset I\ , \forall t \in T \tag{4.36}$$

$$x_{i_c}^t \leq x_{i_c}^{t'} \qquad t \leq t',\ t, t' \in T, \forall i_c \in I_c, I_c \subset I \tag{4.37}$$

$$\sum_i P_i^1 = K \tag{4.38}$$

$$\sum_i P_i^t + K^+ \leq \sum_i P_i^{t+1} \qquad \forall t \in T \tag{4.39}$$

$$R^t = F^t * f + \sum_i U^t * f_{i,tt}^* \qquad \forall t \in T, TT \cap I \tag{4.40}$$

$$x_i^t \in [0,1] \qquad \forall t \in T, \forall i \in I \tag{4.41}$$

$$F^t, R^t \geq 0 \qquad \forall t \in T \tag{4.42}$$

$$U_i^t, P_i^t \geq 0 \qquad \forall t \in T, \forall i \in I \tag{4.43}$$

Eş. 4.32, CO_2 salınımını minimize etmeyi amaçlamaktadır. Eş. 4.33, yenilenebilir enerji ile üretilen elektrik miktarı ve enerji kaynağının elektrik üretimine katılım oranını hesaplamaktadır. Eş. 4.34, yenilenebilir enerji ile üretilen miktar santral kapasitesinin aşılmamasını sağlamaktadır. Eş. 4.35, fosil yakıttan üretilen elektrik miktarını hesaplamaktadır. Eş. 4.36 ve Eş. 4.37, var olan santrallerin açık olmasını ve açılan aday santrallerin açık kalmasını sağlamaktadır. Eş. 4.38 ve 4.39, üretime katılım oranını hesaplamaktadır. Eş. 4.40, fosil yakıttan üretilen elektrik miktarı ile yenilenebilir enerjiden üretilen elektrik miktarlarını yenilenebilir enerji kaynağı tipine göre yıllık CO_2 salınımını hesaplamaktadır. Eş. 4.41- Eş. 4.43 karar değişkenleri için sınır kısıtlarıdır.

4.3.2. İkinci aşama

Çoklu enerji kaynağına yönelik matematiksel modelin ikinci aşamasına ait amaç fonksiyonları ve kısıtlar aşağıdaki gibidir.

$$Min\ \sum_t \sum_{i_c} U_{i_c}^t * \alpha + \sum_{i_c} \sum_t x_{i_c}^t * \beta_{i_c} * \gamma + \sum_{i_c} \sum_j \sum_t z_{i_c,j}^t * l * L * b_{i_c,j} + \sum_t F^t * f + \sum_t R^t * r + \sum_t \sum_j Q_j^t * q \quad (4.44)$$

$$Max\ \sum_{i_c} \sum_t D_{i_c}^t + {D^t}_{i_c}^+ \quad (4.45)$$

$$\sum_i U_i^t \leq \sum_j h_j^t * \sum_i P_i^t \qquad \forall t \in T \quad (4.46)$$

$$\sum_i U_i^t \leq \sum_i \beta_i * v^t/100 * x_i^t \qquad \forall t \in T \quad (4.47)$$

$$\sum_i \sum_j z_{i,j}^t/l = \sum_i U_i^t \qquad \forall t \in T \quad (4.48)$$

$$x_{i_e}^t = 1 \qquad \forall i_e \in I, I_e \subset I\ , \forall t \in T \quad (4.49)$$

$$x_{i_c}^t \leq x_{i_c}^{t'} \qquad t \leq t', \forall t, t' \in T, \forall i_c \in I_c, I_c \subset I \quad (4.50)$$

$$\sum_i z_{i,j}^t/l + Q_j^t = h_j^t\ * \sum_i P_i^t \qquad \forall j \in J, t \in T \quad (4.51)$$

$$\sum_j z_{i,j}^t/l \leq \beta_i * v^t/100 * x_i^t \qquad \forall i \in I, t \in T \quad (4.52)$$

$$F^t = \sum_j h_j^t - \sum_i U_i^t \qquad \forall t \in T \quad (4.53)$$

$$R^t = F^t * f + \sum_i U_i^t * f_{i,tt}^* \qquad \forall t \in T, TT \cap I \quad (4.54)$$

$$D_{i_c}^t = \sum_{i_c'} b_{i_c,i_c'} * x_{i_c'}^t \qquad \forall i_c, i_c' \in I_c, i_c \neq i_c', I_c \subset I \quad (4.55)$$

$${D^t}_{i_c}^+ = \sum_j b_{i,j} * x_{i_c}^t \qquad \forall i_c \in I_c, I_c \subset I\ , \forall t \in T \quad (4.56)$$

$$\sum_i P_i^t \leq \sum_i P_i^t \leq p_+^t \qquad \forall t \in T, TT \cap I \quad (4.57)$$

$$\sum_j Q_j^t \leq q_+^t \qquad \forall t \in T \quad (4.58)$$

$$x_i^t \in [0,1] \qquad \forall t \in T, \forall i \in I \quad (4.59)$$

$$z_{i,j}^{t} \geq 0 \qquad \forall t \in T, \forall i \in I, \forall j \in J \qquad (4.60)$$

$$Q_{j}^{t} \geq 0 \qquad \forall t \in T, \forall j \in J \qquad (4.61)$$

$$D_{i}^{t}, D^{t}{}_{i}^{+} \geq 0 \qquad \forall t \in T, \forall i \in I \qquad (4.62)$$

$$F^{t}, R^{t} \geq 0 \qquad \forall t \in T \qquad (4.63)$$

$$U_{i}^{t}, P_{i}^{t} \geq 0 \qquad \forall t \in T, \forall i \in I \qquad (4.64)$$

Eş. 4.44 birinci amaç fonksiyonudur ve yenilenebilir enerjiden üretilen elektrik maliyeti, kurulum maliyeti, iletim kayıp maliyeti, fosil yakıttan üretilen elektrik maliyeti, CO_2 salınım cezası, ithalat maliyetlerini hesaplamaktadır. Eş. 4.45 santrallerin birbirine uzaklığını ve şehirlere uzaklığını maksimum yapmayı amaçlayan ikinci amaç fonksiyonudur. Eş. 4.46, yenilenebilir enerji ile üretilen elektrik miktarını ve enerji kaynağının elektrik üretimine katılım oranını hesaplamaktadır. Eş. 4.47, yenilenebilir enerji ile üretilen enerji miktarının santral kapasitesini aşmamasını sağlamaktadır. Eş. 4.48, yıllık üretilen elektrik miktarını iletim kayıplarını dikkate alarak, şehirlere gönderilmesini sağlamaktadır. Eş. 4.49 ve Eş. 4.50, var olan santrallerin açık olmasını ve açılan aday santrallerin açık kalmasını sağlamaktadır. Eş. 4.51, şehirlerin talebinin üretilen elektrik enerjisi ve ithal edilecek elektrik enerjisi ile karşılanmasını sağlamaktadır. Eş. 4.52, şehirlere gönderilen elektrik miktarının santral kapasitesini aşmamasını sağlamaktadır. Eş. 4.53, fosil yakıttan üretilen elektrik miktarını hesaplamaktadır. Eş. 4.54, fosil yakıttan üretilen elektrik miktarı ile yenilenebilir enerjiden üretilen elektrik miktarlarını yenilenebilir enerji kaynağı tipine göre yıllık CO_2 salınımını hesaplamaktadır. Eş. 4.55 ve Eş. 4.56, aday santraller arası uzaklığı ve açılan santrallerin şehirlere olan uzaklığını hesaplamaktadır. Eş. 4.57, her yenilenebilir enerji kaynağı için elektrik üretimine katılım oranının alt ve üst limitini belirtmektedir. Eş. 4.58, ithalat miktarının üst limitini belirtmektedir. Eş. 4.59 – Eş. 4.64 karar değişkenleri için sınır kısıtlarıdır.

4.4. ε Kısıt Yöntemi Uygulaması

Gerçek hayatta ulaşılması gereken birden fazla amaç bulunmakta ve çok amaçlı optimizasyon yöntemlerine ihtiyaç duyulmaktadır. Çok amaçlı problemlerin temel amacı

karar vericiye çeşitli çözümler sunmaktır. Çok amaçlı problemlerin çözümünde kullanılan yöntemlerden biri de ε kısıt yöntemidir. ε kısıt yöntemi literatürde yaygın olarak kullanılmaktadır. ε kısıt yönteminde bir amaç fonksiyonu optimal seviyeye ulaşırken diğer amaç fonksiyonu modele ε kısıtı olarak eklenmektedir [85].

Bu tezde, yer seçimi ve dağıtım modelinin minimum toplam maliyetini amaçlayan birinci amaç fonksiyonu amaç olarak seçilmiş, açılan santraller arası uzaklığı maksimum yapmayı amaçlayan ikinci amaç fonksiyonu ise kısıt olarak eklenmiştir. Tek tip ve çoklu tip yenilenebilir enerji kaynağı modellerinin uygulaması gösterilmektedir.

Tek tip yenilenebilir enerji kaynağı için;

$$Min\ \sum_t U^t * \alpha + \sum_{i_c} \sum_t x_{i_c}^t * \beta_{i_c} * \gamma + \sum_{i_c} \sum_j \sum_t z_{i_c,j}^t * l * L * b_{i_c,j} + \sum_t F^t * f + \sum_t R^t * r + \sum_t Q^t * q \quad (4.65)$$

$$\sum_{i_c} \sum_t D_{i_c}^t + D^{t}{}_{i_c}^{+} \geq \varepsilon \qquad \varepsilon \in [obj_2^-, obj_2^+] \quad (4.66)$$

Eş. (4.14) – Eş. (4.31)

Çoklu tip yenilenebilir enerji kaynakları için;

$$Min\ \sum_t \sum_{i_c} U_{i_c}^t * \alpha + \sum_{i_c} \sum_t x_{i_c}^t * \beta_{i_c} * \gamma + \sum_{i_c} \sum_j \sum_t z_{i_c,j}^t * l * L * b_{i_c,j} + \sum_t F^t * f + \sum_t R^t * r + \sum_t \sum_j Q_j^t * q \quad (4.67)$$

$$\sum_{i_c} \sum_t D_{i_c}^t + D^{t}{}_{i_c}^{+} \geq \varepsilon \qquad \varepsilon \in [obj_2^-, obj_2^+] \quad (4.68)$$

Eş. (4.46) – Eş. (4.64)

Problemin çözümünde kullanılan ε kısıt yöntemine göre, ikinci amaç genel kısıtlardan biri olarak alınarak birinci amaç fonksiyonu minimize edilmeye çalışılmaktadır. ε değeri, ikinci amaç fonksiyonunun alabileceği alt sınır değeri ile optimal değeri arasında çalıştırılmaktadır. ε değeri, ikinci amaç fonksiyonunun sınırları arasında yüzdelik artışlarla güncellenmektedir. ε değeri için artış oranı hesaplaması Eş. 4.65'te verilmektedir.

$$\varepsilon^{+} = obj_2^{-} + (obj_2^{+} - obj_2^{-}) * \%artış \quad (4.69)$$

Matematiksel model, ikinci amaç fonksiyonun üst değeri olan optimal değere ulaşıncaya kadar çalıştırılır. Her çalışma sonucunda toplam maliyet ve toplam uzaklık kaydedilip, elde edilen değerler karşılaştırılarak minimum toplam maliyet sağlanan senaryolar incelenmektedir.

5. UYGULAMA

Bölüm 4'te formüle edilen matematiksel model Python Yazılımı Pyomo kütüphanesi ile çözülmüştür. Bu bölümde Türkiye'nin enerji üretim planlama problemi ele alınmış ve bölüm 4'te tanımlanan matematiksel model Türkiye örneği için çözülmüştür. Parametrelerin değerleri Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), Türkiye İstatistik Kurumu gibi çeşitli kaynaklardan toplanmıştır. Kullanılan parametrelerin birimleri Çizelge 5.1'de verilmiştir.

Çizelge 5.1. Modelde kullanılan birimler

Parametre	Birim
Kurulu Kapasite	Megawatt (MW) ve Gigawatt (GW)
Elektrik Enerjisi	Megawatt saat (MWh) ve Gigawatt saat (GWh)
Zaman	Yıl ve saat
Çalışma Oranı	%
Para Birimi	$
Birim Maliyet	$/MW ve $/MWh ve $/GW ve $/GWh
Emisyon Çarpanı	Ton/GWh

5.1. Kümeler ve Parametreler

Kümeler:

- $T = \{2024, \dots 2050\}$
- $J = \{Şehirler\}$
- $I = \{Mevcut\ Enerji\ Santralleri, Aday\ Enerji\ Santralleri\}$
- $I_c = \{Aday\ Enerji\ Santralleri\}$
- $I_e = \{Mevcut\ Enerji\ Santralleri\}$
- $TT = \{Jeotermal, Rüzgar, Biyokütle\}$

Parametreler:

Yenilenebilir enerji santrallerine ait parametreler Çizelge 5.2'de verilmektedir.

Çizelge 5.2. Santrallere ait parametreler [67, 69, 81, 82, 83]

	$\boldsymbol{\alpha}$ *Elektrik üretim maliyeti ($/GWh)*	$\boldsymbol{\gamma}$ *Santral kurulum maliyeti ($/MW)*	$\boldsymbol{v^t}$ *t döneminde santrali çalışma oranı (%)*	$\boldsymbol{K}$ *Başlangıç üretime katılım oranı (%)*	$\boldsymbol{K^+}$ *Üretime katılım oranı artış miktarı (%)*
Jeotermal Enerji Santrali	56000	139116,7	65 – 71	3,36	0,259
Rüzgâr Enerjisi Santrali	33000	50967,4	30 – 33	10,83	0,821
Biyokütle Enerji Santrali	92000	72066,67	40 – 46	2,80	0,173

2022 itibariyle, birçok ülke ve bölge CO_2 salınım vergisi veya benzeri iklim politikalarını uygulamaktadır. Ancak bu politikaların detayları, uygulama şekilleri ve vergi düzeyleri ülkeden ülkeye farklılık gösterebilmektedir. Günümüzde Türkiye'de CO_2 salınım vergisi ya da fiyatlandırması uygulaması bulunmamaktadır. Bu nedenle, bu uygulama için örnek ülke olarak İsviçre alınmıştır. İsviçre, 2008 yılından itibaren CO_2 salınım vergisi uygulamaktadır. Bu vergi, fosil yakıtlardan kaynaklanan CO_2 salınımlarını azaltmayı hedeflemektedir. İsviçre'deki CO_2 salınım vergisi, 2022 itibariyle ton başına 120 İsviçre frangı (CHF) civarındadır [86]. 2024 yılı şubat ayı kur verilerine göre 120 CHF yaklaşık olarak 140 $'ına eşittir. Çizelge 5.3'te yenilenebilir enerji santrali tiplerinin CO_2 salınım faktörleri verilmiştir [87, 88].

Çizelge 5.3. CO_2 salınım faktörü [87, 88]

	f CO_2 salınım faktörü (ton/GWh)
Jeotermal Enerji Santrali	38
Rüzgâr Enerjisi Santrali	10
Biyokütle Enerji Santrali	24,9
Diğerleri	480

Çizelge 5.4'te ithalat ve iletim kayıp parametreleri gösterilmektedir.

Çizelge 5.4. Parametreler [63, 67, 86, 88]

q *ithalat maliyeti ($/GWh)*	113650
q_+^t *ithalat limiti (GWh)*	6438,8
L *iletim kayıp maliyeti ($/GWh)*	257
l *iletim kayıp oranı (%)*	2

5.2. Uygulama Sonuçları

Matematiksel model, kullanılan üç yenilenebilir enerji kaynağı için yedi farklı alternatif oluşturulup çalıştırılmıştır. Alternatif ve ilgili olan enerji kaynakları Çizelge 5.5'te verilmektedir.

Çizelge 5.5. Alternatifler

Alternatifler	Enerji Tipi
Alternatif I	Jeotermal enerji
Alternatif II	Rüzgâr enerjisi
Alternatif III	Biyokütle enerji
Alternatif IV	Jeotermal ve rüzgâr enerji
Alternatif V	Jeotermal ve biyokütle enerji
Alternatif VI	Rüzgâr ve biyokütle enerji
Alternatif VII	Jeotermal, rüzgâr ve biyokütle enerji

5.2.1. Alternatif I için uygulama sonuçları

Sadece jeotermal enerji santrallerini dikkate alan Alternatif I, Türkiye uygulamasının birinci amaç fonksiyonu olan minimum toplam maliyeti amaçlayan model sonucu Çizelge 5.6'da verilmiştir.

Çizelge 5.6. Alternatif I için birinci amaç fonksiyonu sonucu

Amaç 1	Amaç 2
2 911 047 531 319,25 $	135 953 781,48 km

İkinci amaç fonksiyonu olan maksimum toplam uzaklık amaçlayan model sonucu Çizelge 5.7'de verilmiştir.

Çizelge 5.7. Alternatif I için ikinci amaç fonksiyonu sonucu

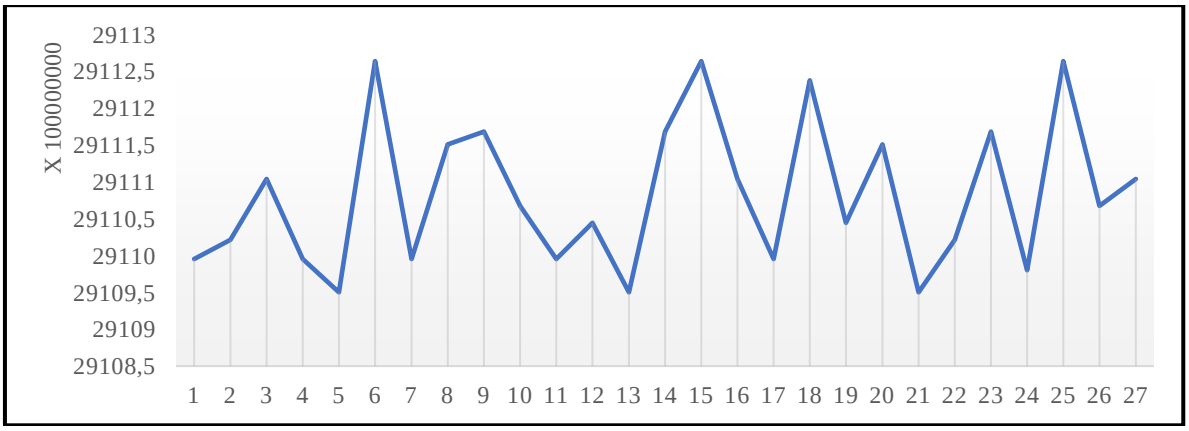
Amaç 1	Amaç 2
3 005 603 718 795,85 $	144 050 032,85 km

Model için uygulanacak ε kısıt uygulaması için ikinci amaç fonksiyonu kısıt olarak eklenmiştir ve alacağı değer aralığı [135 953 781,48; 144 050 032,85] olarak belirlenmiştir. ε- kısıt yöntemi doğrultusunda alınan ε değerleri, değişim yüzde oranı, minimum toplam maliyeti sağlayan amaç fonksiyonu ve uzaklık değerleri Çizelge 5.8'de verilmektedir.

Çizelge 5.8. Alternatif I için ε kısıt yöntemi sonuçları

	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Artış Yüzdesi	Maliyet	Uzaklık
1	135953781	%50	2910995397598,44	136679010,26
2	140001906	%50	2911021422245,44	140249174,67
3	144050031	%50	2911103904086,62	144089595,25
4	135953781	%40	2910995397598,44	136679010,26
5	139192281	%40	2910950183397,18	139245975,07
6	142430781	%40	2911263814951,76	142458229,42
7	135953781	%30	2910995397598,44	136679010,25
8	138382656	%30	2911150982394,35	138424980,84
9	140811531	%30	2911168033184,94	140817268,54
10	143240406	%30	2911067327133,87	143579320,30
11	135953781	%20	2910995397598,44	136679010,25
12	137573031	%20	2911044482303,06	137578111,05
13	139192281	%20	2910950183397,18	139245975,07
14	140811531	%20	2911168033184,94	140817268,54
15	142430781	%20	2911263814951,76	142458229,42
16	144050031	%20	2911103904086,62	144089595,25
17	135953781	%10	2910995397598,44	136679010,25
18	136763406	%10	2911237529966,34	137532339,53
19	137573031	%10	2911044482303,06	137578111,05
20	138382656	%10	2911150982394,35	138424980,84
21	139192281	%10	2910950183397,18	139245975,07
22	140001906	%10	2911021422245,44	140249174,66
23	140811531	%10	2911168033184,94	140817268,54
24	141621156	%10	2910980052757,29	141670955,22
25	142430781	%10	2911263814951,76	142458229,42
26	143240406	%10	2911067327133,87	143579320,30
27	144050031	%10	2911103904086,62	144089595,25

Model, ε kısıt yöntemi için toplam 27 kez çalıştırılmıştır ve 5., 13. ve 21. çalışmalarında "139192281" ε değeri ile en düşük maliyete ulaşmıştır. Maliyette 0,0033 % azalma görülürken, uzaklık değerinde 2,42 % artma görülmektedir. Elde edilen bu değerlerle maliyeti azaltırken maksimum toplam uzaklıkta gelişme gözlemlenmiştir. Maliyet değerlerindeki değişim Şekil 5.1'de gösterilmektedir.



Şekil 5.1. Alternatif I için maliyet değerleri ($)

Çizelge 5.9. Alternatif I için açık santral sayıları

Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 139192281
2024	1	1	1
2025	7	7	9
2026	10	10	12
2027	14	14	13
2028	16	16	16
2029	21	21	19
2030	26	26	24
2031	29	29	29
2032	34	34	34
2033	34	34	34
2034	42	42	41
2035	44	44	43
2036	49	49	51
2037	53	53	55
2038	56	56	62
2039	59	59	63
2040	68	68	69
2041	71	71	72
2042	78	78	79
2043	82	82	85
2044	85	85	86
2045	93	93	96
2046	93	93	97
2047	103	103	110
2048	106	106	112
2049	115	115	115
2050	120	120	120

Çizelge 5.10'a bakıldığında, açık santral sayıları bakımından birinci ve ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarında bir değişiklik gözlenmezken kurulum maliyetlerinde ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarının arttığı görülmektedir. Toplam kurulum maliyetleri açısından

bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu santral kurulum maliyetini %9,51 artırırken ε kısıt yöntemi ise %0,46 düşürmektedir.

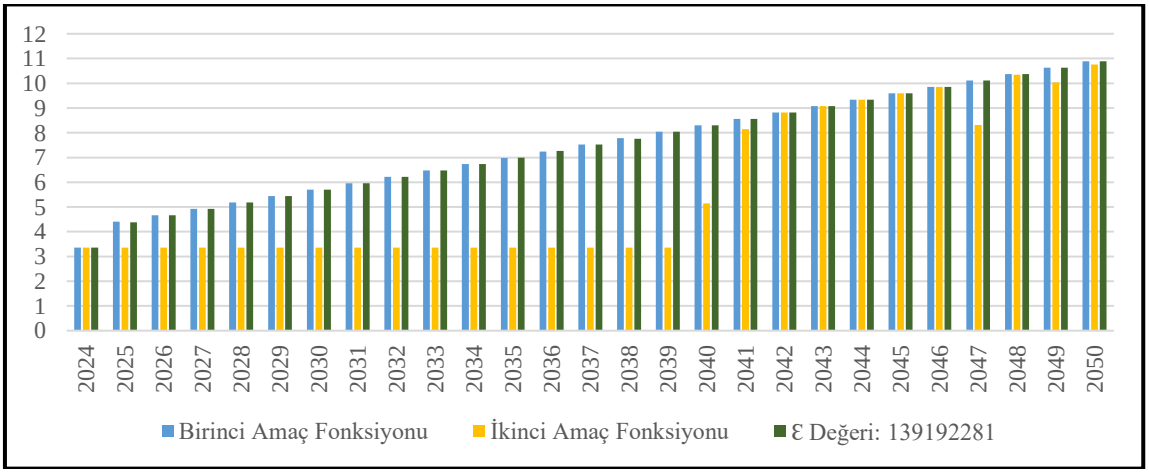
Çizelge 5.10. Alternatif I için kurulum maliyetleri ($)

Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 139192281
2024	4173501,00	12520503,00	4173501,00
2025	83456108,33	108483202,66	81105036,10
2026	123104367,83	150218212,66	130491464,60
2027	152318874,83	207937731,49	153445720,10
2028	187098049,83	230878075,32	175320430,01
2029	207998942,84	288611505,82	209404021,51
2030	246951618,84	358726322,62	253921365,51
2031	286599878,34	392114330,62	285918206,51
2032	345028892,34	447399307,20	345571447,47
2033	345028892,34	447399307,20	345571447,47
2034	425702666,67	560765506,03	432783706,70
2035	454917173,67	572312192,13	468258465,20
2036	531570475,37	614047202,13	538929748,80
2037	570356211,33	643957292,63	574126273,90
2038	630858064,16	691256970,63	626493973,28
2039	656316420,26	722419111,43	648752645,28
2040	748332379,14	805750014,73	732904337,11
2041	790067389,14	826617519,73	772413479,91
2042	867833624,44	906609622,23	855869588,24
2043	906647183,74	944866714,73	891205230,04
2044	929601439,24	985892229,56	913463902,04
2045	1036011803,07	1082578336,06	1017787515,37
2046	1036011803,07	1082578336,06	1032394768,87
2047	1170648945,33	1189545166,69	1164597368,88
2048	1204732536,83	1207286719,44	1209810296,38
2049	1262660730,71	1296599640,84	1262660730,71
2050	1348913084,71	1348913084,71	1348913084,71
Toplam	16552941057,37	18126284158,35	16476287755,67

Çizelge 5.11'de yer alan elektrik üretimine katılım oranlarına göre ikinci amaç fonksiyonu ile en düşük üretime katılım gerçekleşirken; birinci amaç ve ε kısıt yöntemi yakın değerler ile elektrik üretimine katkı sağlamıştır. Şekil 5.2'de görülebileceği gibi elektrik üretimine katılım oranları birinci amaç fonksiyonu ve bağlantılı olarak ε kısıt yöntemi sonuçları düzenli artışlar gösterirken; ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarında bu artış görülmemektedir.

Çizelge 5.11. Alternatif I için üretime katılım oranları (%)

Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	ε Değeri: 139192281
2024	3,36	3,36	3,36
2025	4,41	3,36	4,38
2026	4,67	3,36	4,67
2027	4,92	3,36	4,92
2028	5,18	3,36	5,18
2029	5,44	3,36	5,44
2030	5,70	3,36	5,70
2031	5,96	3,36	5,96
2032	6,22	3,36	6,22
2033	6,47	3,36	6,48
2034	6,73	3,36	6,74
2035	6,98	3,36	7,00
2036	7,24	3,36	7,26
2037	7,52	3,36	7,52
2038	7,78	3,36	7,76
2039	8,04	3,36	8,04
2040	8,30	5,14	8,30
2041	8,56	8,14	8,56
2042	8,82	8,82	8,82
2043	9,08	9,08	9,08
2044	9,33	9,33	9,33
2045	9,59	9,59	9,59
2046	9,85	9,85	9,85
2047	10,11	8,31	10,11
2048	10,37	10,34	10,37
2049	10,63	10,04	10,63
2050	10,89	10,76	10,89



Şekil 5.2. Jeotermal enerji için üretime katılım oranları (%)

Çizelge 5.12'de yer alan CO_2 salınım miktarları elektrik üretimine katılım oranları ile ilişkili olduğundan toplam CO_2 salınım miktarı ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarında daha fazla çıkmıştır. Toplam CO_2 salınım miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %3,09 artırırken ε kısıt yöntemi ise %0,001 düşürmektedir.

Çizelge 5.12. Alternatif I için CO_2 salınımı miktarı (ton)

Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 139192281
2024	142434865,46	145304638,62	142434865,46
2025	147723087,79	152076670,94	147758195,62
2026	151965941,32	156745500,92	151965941,32
2027	153377642,31	158561616,22	153375490,22
2028	157464385,59	163113487,16	157464385,59
2029	161676624,38	167814103,41	161676624,38
2030	167786776,77	174479594,71	167786776,77
2031	175336623,35	182655024,22	175336623,35
2032	179278779,82	187163308,73	179278779,82
2033	179724319,37	188077529,79	179713660,54
2034	182480246,17	191385121,77	182455738,51
2035	191609922,17	201311713,21	191573778,37
2036	198773974,22	209254432,66	198732532,86
2037	205942671,48	217291447,71	205942671,48
2038	210295846,88	222387601,32	210326611,70
2039	211924932,16	224659176,88	211924932,16
2040	216110454,82	225796705,13	216110454,82
2041	220808500,99	224607187,38	220808500,99
2042	227108962,41	229978735,57	227108962,41
2043	235128446,66	237998219,82	235128446,66
2044	239353865,49	241133257,22	239353865,49
2045	239262305,88	242132079,04	239262305,88
2046	241927915,07	244797688,23	241927915,07
2047	252348816,84	259829322,19	252349250,99
2048	260134699,96	263082655,06	260128461,21
2049	266568378,49	271061721,67	266568378,49
2050	271039164,58	274269260,99	271039164,58
Toplam	5487588150,43	5656967800,59	5487533314,75

Jeotermal enerji için çalıştırılan model sonuçlarına göre Çizelge 5.12'de yenilenebilir enerjiden ve fosil yakıttan üretilen elektrik miktarları gösterilmektedir. Toplam yenilenebilir enerjiden üretilen elektrik miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %39,22 azalırken ε kısıt yöntemi ise %0,013 artırmaktadır.

Çizelge 5.13'e göre, toplam fosil yakıttan üretilen elektrik miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %3,37 artırırken ε kısıt yöntemi ise %0,001 düşürmektedir.

Çizelge 5.13. Alternatif I için üretilen elektrik miktarı (GWh)

	Yenilenebilir Enerjiden Üretilen Elektrik Miktarı (GWh)			Fosil Yakıttan Üretilen Elektrik Miktarı (GWh)		
Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	ε Değeri: 139192281	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	ε Değeri: 139192281
2024	10210,29	3771,49	10210,29	293667,30	300106,10	293667,30
2025	14024,90	4256,93	13946,13	304300,48	314068,45	304379,25
2026	15315,33	4591,61	15315,33	312970,76	323694,48	312970,76
2027	16352,88	4721,80	16357,71	315807,80	327438,88	315802,97
2028	17722,77	5048,09	17722,77	324149,10	336823,77	324149,10
2029	19155,48	5385,05	19155,48	332744,92	346515,34	332744,92
2030	20879,28	5862,86	20879,28	345241,60	360258,02	345241,60
2031	22868,92	6448,91	22868,92	360693,83	377113,84	360693,83
2032	24462,30	6772,08	24462,30	368718,65	386408,87	368718,65
2033	25579,39	6837,61	25603,31	369552,00	388293,78	369528,09
2034	27054,24	7074,72	27109,23	375133,73	395113,26	375078,74
2035	29553,83	7786,29	29634,92	393812,03	415579,56	393730,93
2036	31870,26	8355,66	31963,24	408440,98	431955,59	408348,00
2037	34394,60	8931,78	34394,60	423063,21	448526,03	423063,21
2038	36426,90	9297,09	36357,87	431903,30	459033,10	431972,32
2039	38031,27	9459,93	38031,27	435145,22	463716,56	435145,22
2040	40137,66	18404,99	40137,66	443632,88	465365,55	443632,88
2041	42402,13	33879,17	42402,13	453167,71	461690,67	453167,71
2042	45051,11	38612,31	45051,11	465985,16	472423,96	465985,16
2043	48139,59	41700,79	48139,59	482321,98	488760,78	482321,98
2044	50537,25	46544,90	50537,25	490869,24	494861,59	490869,24
2045	52057,93	45619,13	52057,93	490560,48	496999,28	490560,48
2046	54203,26	47764,46	54203,26	495902,81	502341,61	495902,81
2047	58179,42	41395,70	58178,45	517134,59	533918,31	517135,56
2048	61659,97	55045,75	61673,97	532957,66	539571,88	532943,66
2049	64953,09	54871,55	64953,09	545999,92	556081,46	545999,92
2050	67833,60	60586,35	67833,60	555016,51	562263,76	555016,51
Toplam	969057,64	589027,02	969180,68	11268893,86	11648924,49	11268770,83

Jeotermal enerji santralleri için “139192281” ε değeri ile en düşük maliyete ulaşan model sonucuna göre maliyette 0,0033 % azalma görülürken, uzaklık değerinde 2,42 % artma görülmektedir. CO_2 salınımı miktarı, yenilenebilir enerjiden üretilen elektrik miktarı ve kurulum maliyetlerinde iyileşmeler gözlenmektedir. Elde edilen bu değerlerle maliyeti azaltırken maksimum toplam uzaklıkta gelişme gözlenmiştir.

5.2.2. Alternatif II için uygulama sonuçları

Sadece rüzgâr enerji santrallerini dikkate alan Alternatif II, Türkiye uygulamasının birinci amaç fonksiyonu olan minimum toplam maliyeti amaçlayan model sonucu Çizelge 5.14’te verilmiştir.

Çizelge 5.14. Alternatif II için birinci amaç fonksiyonu sonucu

Amaç 1	Amaç2
2 697 670 431 105,6 $	2 647 406 735,61 km

İkinci amaç fonksiyonu olan maksimum toplam uzaklık amaçlayan model sonucu Çizelge 5.15’te verilmiştir.

Çizelge 5.15. Alternatif II için ikinci amaç fonksiyonu sonucu

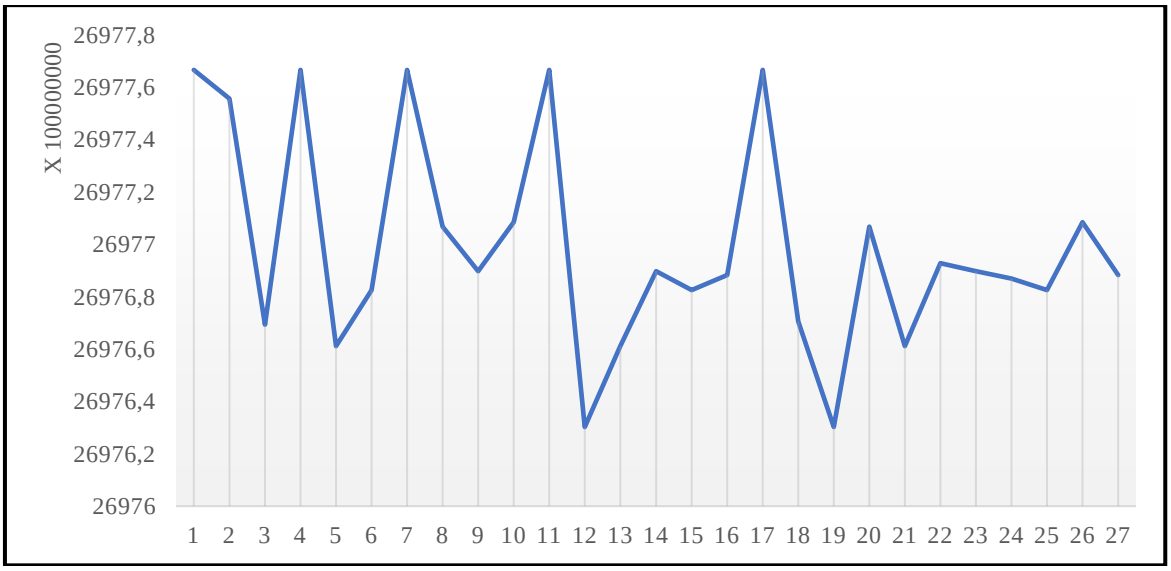
Amaç 1	Amaç2
2 853 045 532 739,31 $	2 841 531 997,94 km

Model için uygulanacak ε-kısıtı uygulaması için ikinci amaç fonksiyonu kısıt olarak eklenmiştir ve alacağı değer aralığı [2 647 406 735,61; 2 841 531 997,94] olarak belirlenmiştir. ε kısıt yöntemi doğrultusunda alınan ε değerleri, değişim yüzde oranı, minimum toplam maliyeti sağlayan amaç fonksiyonu ve uzaklık değerleri Çizelge 5.16’da verilmektedir.

Çizelge 5.16. Alternatif II için ε kısıt yöntemi sonuçları

	ε Değeri	ε Artış Yüzdesi	Maliyet	Uzaklık
1	2647406735	%50	2697766471218,86	2656291108,58
2	2744469366	%50	2697755517228,95	2746927001,29
3	2841531997	%50	2697669314413,34	2841595732,11
4	2647406735	%40	2697766471218,86	2656291108,58
5	2725056839	%40	2697661096518,78	2726855312,32
6	2802706943	%40	2697682422699,07	2803209012,19
7	2647406735	%30	2697766471218,86	2656291108,58
8	2705644313	%30	2697706701095,64	2714978871,83
9	2763881891	%30	2697689728067,71	2764155751,65
10	2822119469	%30	2697708333106,3	2825298088,40
11	2647406735	%20	2697766471218,86	2656291108,58
12	2686231787	%20	2697630202560,34	2686458161,84
13	2725056839	%20	2697661096518,78	2726855312,32
14	2763881891	%20	2697689728067,71	2764155751,65
15	2802706943	%20	2697682422699,07	2803209012,19
16	2841531995	%20	2697688209367,48	2841666136,02
17	2647406735	%10	2697766471218,86	2656291108,58
18	2666819261	%10	2697670500275,44	2673733707,34
19	2686231787	%10	2697630202560,34	2686458161,84
20	2705644313	%10	2697706701095,64	2714978871,83
21	2725056839	%10	2697661096518,78	2726855312,32
22	2744469365	%10	2697692715268,39	2744548123,28
23	2763881891	%10	2697689728067,71	2764155751,65
24	2783294417	%10	2697686801256,27	2784418101,12
25	2802706943	%10	2697682422699,07	2803209012,19
26	2822119469	%10	2697708333106,3	2825298088,40
27	2841531995	%10	2697688209367,48	2841666136,02

Model, ε kısıt yöntemi için toplam 27 kez çalıştırılmıştır ve 12. ve 19. çalışmalarında "2686231787" ε değeri ile en düşük maliyete ulaşmıştır. Maliyette 0,0015 % azalma görülürken, uzaklık değerinde 1,48 % artma görülmüştür. Elde edilen bu değerlerle maliyeti azaltırken maksimum toplam uzaklıkta gelişme gözlemlenmiştir. Maliyet değerlerindeki değişim Şekil 5.3'te gösterilmektedir.



Şekil 5.3. Alternatif II için maliyet değerleri ($)

Rüzgâr enerji santralleri için toplamda 600 adet aday santral bulunmaktadır. Çizelge 5.17'de görüldüğü üzere 2050 yılında bütün aday santraller açılmıştır. Birinci ve ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarına göre açılan santral sayılarında bir farklılık gözlenmemektedir. Ancak ε kısıt yöntemi ile minimum toplam maliyet sağlanan çalışmasında elde edilen santral sayıları yıllara göre artış ve azalış göstermektedir.

Çizelge 5.17. Alternatif II için açık santral sayıları

Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 2686231787
2024	1	1	1
2025	10	10	13
2026	58	58	70
2027	58	58	70
2028	58	58	70
2029	80	80	89
2030	123	123	130
2031	124	124	131
2032	168	168	174
2033	168	168	174
2034	168	168	174
2035	168	168	174
2036	189	189	196
2037	197	197	203
2038	297	297	306
2039	297	297	306
2040	297	297	306
2041	313	313	321
2042	385	385	388
2043	385	385	388
2044	464	464	476
2045	464	464	476
2046	464	464	476
2047	560	560	565
2048	600	600	600
2049	600	600	600
2050	600	600	600

Çizelge 5.18'ye bakıldığında, açık santral sayıları bakımından birinci ve ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarında bir değişiklik gözlenmezken kurulum maliyetlerinde ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarının arttığı görülmektedir. Toplam kurulum maliyetleri açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu santral kurulum maliyetini %1,77 azalırken ε kısıt yöntemi ise %0,3 artırmaktadır.

Çizelge 5.18. Alternatif II için kurulum maliyetleri ($)

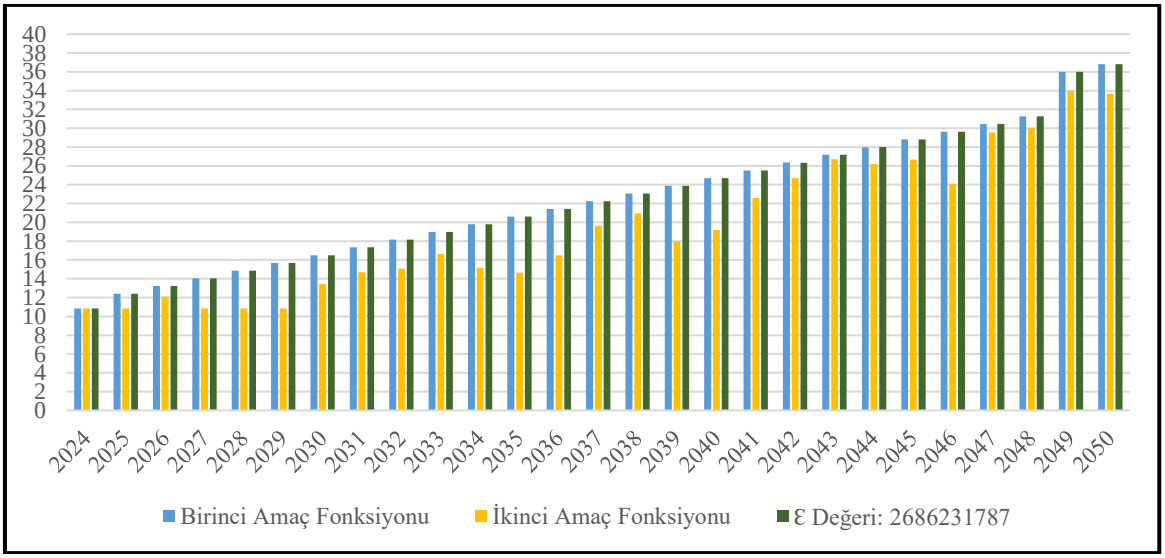
Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 2686231787
2024	1997922,08	3988199,05	1962244,9
2025	44785564,05	40730597,71	43888537,81
2026	282212100,2	251060315,7	282759999,8
2027	282212100,2	251060315,7	282759999,8
2028	282212100,2	251060315,7	282759999,8
2029	385324247,2	373568106,7	386106596,7
2030	574989232,8	578278668,8	576575338,3
2031	580585453,3	584203629	582500298,5
2032	779811923,2	783741509,7	778220211,3
2033	779811923,2	783741509,7	778220211,3
2034	779811923,2	783741509,7	778220211,3
2035	779811923,2	783741509,7	778220211,3
2036	887281782,8	872272902,8	885668664,6
2037	923257122,1	913834269,2	922143484,4
2038	1465304086	1432307791	1467622083
2039	1465304086	1432307791	1467622083
2040	1465304086	1432307791	1467622083
2041	1541607380	1541174157	1544735759
2042	1965572052	1913136791	1964758102
2043	1965572052	1913136791	1964758102
2044	2375867267	2281464939	2377990059
2045	2375867267	2281464939	2377990059
2046	2375867267	2281464939	2377990059
2047	2836694111	2789923367	2837361784
2048	3045285840	3045285840	3045285840
2049	3045285840	3045285840	3045285840
2050	3045285840	3045285840	3045285840
Toplam	36332922491,01	35689570174,94	36344313704,91

Çizelge 5.19'da yer alan elektrik üretimine katılım oranlarına göre ikinci amaç fonksiyonu ile en düşük üretime katılım gerçekleşirken; birinci amaç ve ε kısıt yöntemi yakın değerler ile elektrik üretimine katkı sağlamıştır. Şekil 5.4'te görülebileceği gibi elektrik üretimine

katılım oranları birinci amaç fonksiyonu ve bağlantılı olarak ε kısıt yöntemi sonuçları düzenli artışlar gösterirken; ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarında bu artış görülmemektedir.

Çizelge 5.19. Alternatif II için üretime katılım oranları (%)

Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 2686231787
2024	10,83	10,83	10,83
2025	12,41	10,83	12,41
2026	13,23	12,11	13,23
2027	14,05	10,83	14,05
2028	14,87	10,83	14,87
2029	15,69	10,83	15,69
2030	16,51	13,42	16,51
2031	17,33	14,69	17,33
2032	18,15	15,06	18,15
2033	18,97	16,64	18,97
2034	19,79	15,18	19,79
2035	20,61	14,67	20,61
2036	21,43	16,49	21,43
2037	22,25	19,63	22,25
2038	23,06	20,96	23,07
2039	23,89	18,00	23,89
2040	24,71	19,19	24,71
2041	25,53	22,59	25,53
2042	26,35	24,68	26,34
2043	27,18	26,72	27,18
2044	27,98	26,19	28,00
2045	28,82	26,68	28,82
2046	29,64	24,10	29,64
2047	30,46	29,58	30,46
2048	31,28	30,00	31,28
2049	36,01	33,95	36,01
2050	36,83	33,64	36,83



Şekil 5.4. Rüzgâr enerjisi için üretime katılım oranları (%)

Çizelge 5.20'de yer alan CO_2 salınım miktarları elektrik üretimine katılım oranları ile ilişkili olduğundan toplam CO_2 salınım miktarı ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarında daha fazla çıkmıştır. Toplam CO_2 salınım miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %5,52 artırırken ε kısıt yöntemi ise %0,001 düşürmektedir.

Çizelge 5.20. Alternatif II için CO_2 salınımı miktarı (ton)

Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	ε Değeri: 2686231787
2024	132236150,1	135306169,9	132236150,1
2025	136131136,9	141593306,7	136131136,9
2026	139106511	143917860,9	139106511
2027	139448852,5	147613912,7	139448852,5
2028	142188384,7	151839857,5	142188384,7
2029	144982677,8	156203897,1	144982677,8
2030	149409190,1	157865492,3	149409190,1
2031	155026436,9	162537291,4	155026436,9
2032	157375690,4	166237675,6	157375690,4
2033	156610569,7	164065063,7	156610569,7
2034	157834032,4	169736361,3	157834032,4
2035	164488779,6	179557474,2	164488779,6
2036	169349949	182361819,6	169349949
2037	174155120,4	182948773,1	174155120,4
2038	176489564,2	184238795,4	176462084,9
2039	176436984	192799878,2	176436984
2040	178494688,8	194311716,6	178494688,8
2041	180916927	190581086,4	180909485,9
2042	184569851,5	191697751,3	184590529,4
2043	189496347,9	193712861	189496347,9
2044	191338046,5	199011734,3	191288132,4
2045	189593523,7	198035902,3	189593523,7
2046	190057655,5	207644774,7	190057655,5
2047	196516102,1	201984357,8	196516102,1
2048	200783615,4	207480521,9	200783615,4
2049	192523723	201570839,6	192523723
2050	193836062,2	206374361,1	193836062,2
Toplam	4559396573,53	4811229536,67	4559332416,85

Alternatif II için çalıştırılan model sonuçlarına göre Çizelge 6.20'de yenilenebilir enerjiden ve fosil yakıttan üretilen elektrik miktarları gösterilmektedir. Toplam yenilenebilir enerjiden üretilen elektrik miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %18,01 azalırken ε kısıt yöntemi ise %0,005 artırmaktadır.

Çizelge 5.21'ye göre, toplam fosil yakıttan üretilen elektrik miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %5,68 artırırken ε kısıt yöntemi ise %0,001 düşürmektedir.

Çizelge 5.21. Alternatif II için üretilen elektrik miktarı (GWh)

	Yenilenebilir Enerjiden Üretilen Elektrik Miktarı (GWh)			Fosil Yakıttan Üretilen Elektrik Miktarı (GWh)		
Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 2686231787	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 2686231787
2024	32909,94	26471,14	32909,94	270967,65	277406,45	270967,65
2025	39491,73	28035,84	39491,73	278833,65	290289,54	278833,65
2026	43421,05	33330,14	43421,05	284865,04	294955,96	284865,04
2027	46658,91	29534,20	46658,91	285501,77	302626,48	285501,77
2028	50828,11	30585,92	50828,11	291043,76	311285,95	291043,76
2029	55206,45	31672,01	55206,45	296693,95	320228,38	296693,95
2030	60441,39	42705,86	60441,39	305679,49	323415,02	305679,49
2031	66467,93	50715,30	66467,93	317094,82	332847,45	317094,82
2032	71360,73	52774,35	71360,73	321820,22	340406,60	321820,22
2033	74956,78	59322,35	74956,78	320174,61	335809,04	320174,61
2034	79595,37	54632,43	79595,37	322592,60	347555,54	322592,60
2035	87260,32	55656,51	87260,32	336105,54	367709,35	336105,54
2036	94365,70	67075,70	94365,70	345945,55	373235,54	345945,55
2037	101793,92	83350,86	101793,92	355663,89	374106,95	355663,89
2038	107998,27	91745,69	108055,90	360331,93	376584,51	360274,29
2039	113056,48	78738,33	113056,48	360120,01	394438,16	360120,01
2040	119557,06	86383,77	119557,06	364213,47	397386,77	364213,47
2041	126523,64	106254,85	126539,25	369046,20	389314,99	369030,59
2042	134653,11	119703,65	134609,74	376383,16	391332,61	376426,52
2043	144153,41	135310,05	144153,41	386308,16	395151,52	386308,16
2044	151465,25	135371,11	151569,94	389941,24	406035,38	389836,55
2045	156361,41	138655,08	156361,41	386257,00	403963,34	386257,00
2046	163032,68	126146,94	163032,68	387073,40	423959,13	387073,40
2047	175223,90	163755,25	175223,90	400090,11	411558,76	400090,11
2048	185982,06	171936,54	185982,06	408635,57	422681,09	408635,57
2049	219983,65	201008,99	219983,65	390969,36	409944,02	390969,36
2050	229377,88	203081,11	229377,88	393472,23	419769,00	393472,23
Toplam	2932127,14	2403953,97	2932261,69	9305824,37	9833997,53	9305689,81

Rüzgâr enerjisi santralleri için “2686231787” ε değeri ile en düşük maliyete ulaşan model sonucuna göre maliyette 0,0015 % azalma görülürken, uzaklık değerinde 1,48 % artma görülmektedir. Elde edilen bu değerlerle maliyeti azaltırken maksimum toplam uzaklıkta gelişme gözlemlenmiştir. CO_2 salınımı miktarı, yenilenebilir enerjiden üretilen elektrik miktarı ve iyileşmeler gözlenirken toplam kurulum maliyette artış gözlenmiştir.

5.2.3. Alternatif III için uygulama sonuçları

Sadece biyokütle enerji santrallerini dikkate alan Türkiye uygulamasının birinci amaç fonksiyonu olan minimum toplam maliyeti amaçlayan model sonucu Çizelge 5.22’de verilmiştir.

Çizelge 5.22. Alternatif III için birinci amaç fonksiyonu sonucu

Amaç 1	Amaç 2
2 923 437 704 936,3 $	514 247 795,69 km

İkinci amaç fonksiyonu olan maksimum toplam uzaklık amaçlayan model sonucu Çizelge 5.23’te verilmiştir.

Çizelge 5.23. Alternatif III için ikinci amaç fonksiyonu sonucu

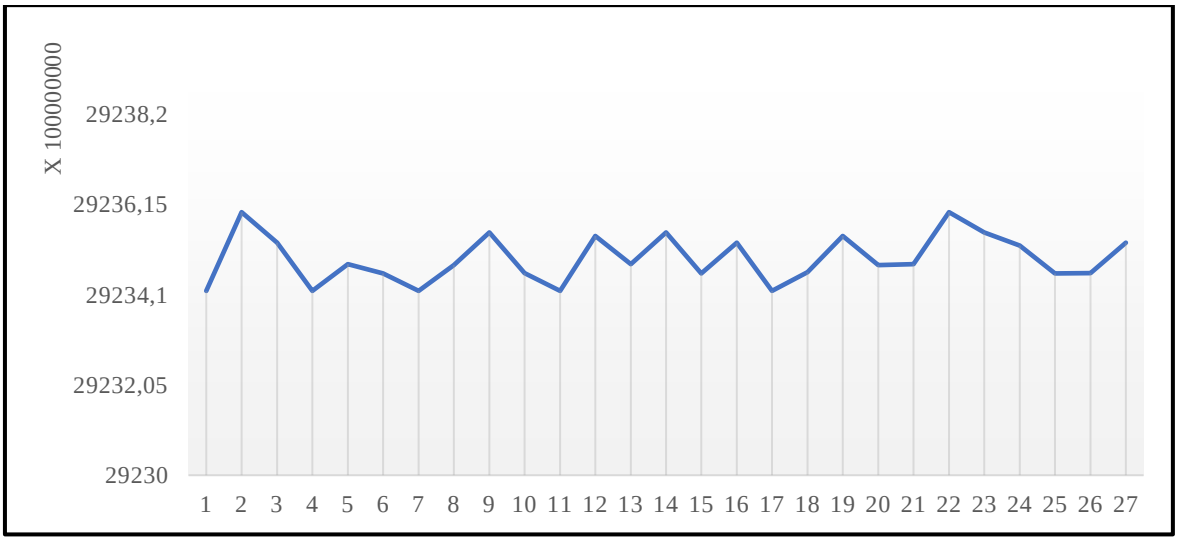
Amaç 1	Amaç 2
3 000 949 131 902,55 $	542 248 067,19 km

Model için uygulanacak ε kısıt uygulaması için ikinci amaç fonksiyonu kısıt olarak eklenmiştir ve alacağı değer aralığı [514 247 795,69; 542 248 067,19] olarak belirlenmiştir. ε- kısıt yöntemi doğrultusunda alınan ε değerleri, değişim yüzde oranı, minimum toplam maliyeti sağlayan amaç fonksiyonu ve uzaklık değerleri Çizelge 5.24’te verilmektedir.

Çizelge 5.24. Alternatif III için ε kısıt yöntemi sonuçları

	ε Değeri	ε Artış Yüzdesi	Maliyet	Uzaklık
1	514247795	%50	2923418246022,39	515494413,11
2	528247930	%50	2923596834681,04	528286527,08
3	542248065	%50	2923527202467,07	542289694,62
4	514247795	%40	2923418246022,39	515494413,11
5	525447903	%40	2923478932424,41	527249839,57
6	536648011	%40	2923458182004,29	536734603,98
7	514247795	%30	2923418246022,39	515494413,11
8	522647876	%30	2923476841016,56	523056227,30
9	531047957	%30	2923550681213,97	531074975,20
10	539448038	%30	2923458240556,63	539911256,59
11	514247795	%20	2923418246022,39	515494413,11
12	519847849	%20	2923542737204,7	519953278,14
13	525447903	%20	2923478932424,41	527249839,57
14	531047957	%20	2923550681213,97	531074975,20
15	536648011	%20	2923458182004,29	536734603,98
16	542248065	%20	2923527202467,07	542289694,62
17	514247795	%10	2923418246022,39	515494413,11
18	517047822	%10	2923460939362,2	518919598,00
19	519847849	%10	2923542737204,7	519953278,14
20	522647876	%10	2923476841016,56	523056227,30
21	525447903	%10	2923478932424,41	527249839,57
22	528247930	%10	2923596834681,04	528286527,08
23	531047957	%10	2923550681213,97	531074975,20
24	533847984	%10	2923521286314,4	534554430,30
25	536648011	%10	2923458182004,29	536734603,98
26	539448038	%10	2923458240556,63	539911256,59
27	542248065	%10	2923527202467,07	542289694,62

Model, ε kısıt yöntemi için toplam 27 kez çalıştırılmıştır ve 1., 4., 7., 11. ve 17. çalışmalarında "514247795" ε değeri ile en düşük maliyete ulaşmıştır. Maliyette 0,0007 % azalma görülürken, uzaklık değerinde 0,24 % artma görülmektedir. Elde edilen bu değerlerle maliyeti azaltırken maksimum toplam uzaklıkta gelişme gözlemlenmiştir. Maliyet değerlerindeki değişim Şekil 5.5'te gösterilmektedir.



Şekil 5.5. Alternatif III için maliyet değerleri ($)

Biyokütle enerji santralleri için toplamda 200 adet aday santral bulunmaktadır. Çizelge 5.25'te görüldüğü üzere 2050 yılında bütün aday santraller açılmıştır. Birinci ve ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarına göre açılan santral sayılarında bir farklılık gözlenmemektedir. Ancak ε kısıt yöntemi ile minimum toplam maliyet sağlanan çalışmasında elde edilen santral sayıları yıllara göre artış ve azalış göstermektedir.

Çizelge 5.25. Alternatif III için açık santral sayıları

Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	ε Değeri: 514247795
2024	19	19	18
2025	47	47	49
2026	55	55	57
2027	55	55	57
2028	56	56	58
2029	59	59	61
2030	75	75	76
2031	75	75	76
2032	84	84	84
2033	90	90	90
2034	90	90	90
2035	96	96	95
2036	108	108	107
2037	113	113	112
2038	114	114	112
2039	118	118	119
2040	127	127	128
2041	145	145	146
2042	145	145	146
2043	159	159	160
2044	171	171	170
2045	171	171	170
2046	171	171	170
2047	179	179	180
2048	180	180	180
2049	200	200	200
2050	200	200	200

Çizelge 5.26'ya bakıldığında, açık santral sayıları bakımından birinci ve ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarında bir değişiklik gözlenmezken kurulum maliyetlerinde ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarının arttığı görülmektedir. Toplam kurulum maliyetleri açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu santral kurulum maliyetini %13,97 artırırken ε kısıt yöntemi ise %1,75 düşürmektedir.

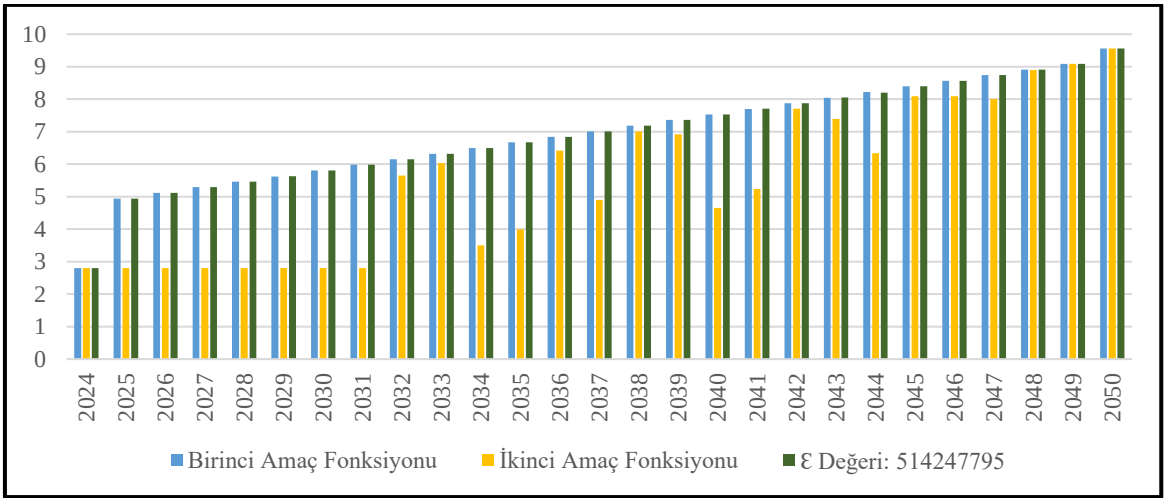
Çizelge 5.26. Alternatif III için kurulum maliyetleri ($)

Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 514247795
2024	82624437,16	94163752,36	81177338,42
2025	219308966,1	229333151,7	219917208,8
2026	253814487,7	268983945,2	253011665
2027	253814487,7	268983945,2	253011665
2028	258031829,3	273279118,8	258776998,6
2029	270064080,5	287414275,4	272459576,6
2030	353492493,4	381701117,7	354322701,5
2031	353492493,4	381701117,7	354322701,5
2032	392761621,9	426918629,1	389524387,1
2033	422976294	460170190,6	418182419,1
2034	422976294	460170190,6	418182419,1
2035	450765201,9	520273793,4	443794913,6
2036	508025053,9	578092882,7	506627681,2
2037	534869888,5	600390310,4	531892814,3
2038	540058688,7	605371558,7	531892814,3
2039	575111196,3	622410137,3	568694380
2040	615321227,3	673445446,9	612734149,1
2041	701059232,8	761761709,6	702860438,3
2042	701059232,8	761761709,6	702860438,3
2043	771804891,9	829798843,8	773877529,4
2044	834389894,3	882247524,9	829156989,3
2045	834389894,3	882247524,9	829156989,3
2046	834389894,3	882247524,9	829156989,3
2047	886334397	915661380,6	883434145,9
2048	890517146,5	919610634,1	883434145,9
2049	1029908788	1029908788	1029908788
2050	1029908788	1029908788	1029908788
Toplam	82624437,16	94163752,36	81177338,42

Çizelge 5.27'de yer alan elektrik üretimine katılım oranlarına göre ikinci amaç fonksiyonu ile en düşük üretime katılım gerçekleşirken; birinci amaç ve ε kısıt yöntemi yakın değerler ile elektrik üretimine katkı sağlamıştır. Şekil 5.6 'da elektrik üretimine katılım oranlarının artışları gösterilmektedir.

Çizelge 5.27. Alternatif III için üretime katılım oranları (%)

Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 514247795
2024	2,80	2,80	2,80
2025	4,94	2,80	4,94
2026	5,12	2,80	5,12
2027	5,29	2,80	5,29
2028	5,46	2,80	5,46
2029	5,62	2,80	5,63
2030	5,81	2,80	5,81
2031	5,98	2,80	5,98
2032	6,15	5,65	6,15
2033	6,32	6,03	6,32
2034	6,50	3,50	6,50
2035	6,67	3,99	6,67
2036	6,84	6,42	6,84
2037	7,01	4,90	7,01
2038	7,19	7,01	7,19
2039	7,36	6,92	7,36
2040	7,53	4,65	7,53
2041	7,70	5,24	7,71
2042	7,88	7,71	7,88
2043	8,04	7,39	8,05
2044	8,22	6,34	8,20
2045	8,40	8,09	8,40
2046	8,57	8,09	8,57
2047	8,74	8,00	8,74
2048	8,91	8,90	8,91
2049	9,09	9,09	9,09
2050	9,56	9,56	9,56



Şekil 5.6. Biyokütle enerji için üretime katılım oranları (%)

Çizelge 5.28'de yer alan CO_2 salınım miktarları elektrik üretimine katılım oranları ile ilişkili olduğundan toplam CO_2 salınım miktarı ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarında daha fazla çıkmıştır. Toplam CO_2 salınım miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %2,52 ve ε kısıt yöntemi %0,001 artmaktadır.

Çizelge 5.28. Alternatif III için CO_2 salınımı miktarı (ton)

Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	ε Değeri: 514247795
2024	143084247,6	146035978,8	143118143
2025	146754045	152838772,2	146754045
2026	151086156,7	157528809,7	151087573,8
2027	152606313,8	159353174,5	152606313,8
2028	156797250,5	163925721,7	156797250,5
2029	161132792,3	168647689,9	161118101,6
2030	167339045,8	175343458,3	167339045,8
2031	175007278,1	183556023,6	175007278,1
2032	179084394,8	180982996	179091767,2
2033	179659874,9	183155205,9	179659874,9
2034	182549900,1	189938314,1	182549900,1
2035	191827112,2	198931425,8	191832407,6
2036	199156392,9	201859892,2	199156392,9
2037	206549669,7	213938774	206549669,7
2038	211087864,1	212799121,6	211087864,1
2039	212897503,1	215108831,8	212897503,1
2040	217281017,6	226638870,2	217293184,8
2041	222195765,4	230750857,2	222188129
2042	228717796,2	232057160,4	228717796,2
2043	237017489,4	241564126,7	236991659,2
2044	241452732,4	249086717,8	241509397,2
2045	241563523,6	245288478,2	241563523,6
2046	244461267,6	247057807,4	244461267,6
2047	255207819,3	260105577,1	255207819,3
2048	263299986	266292047,6	263299986
2049	270049575,5	272187789,8	270049575,5
2050	273940662,1	275878778,7	273940662,1
Toplam	5511807477,09	5650852401,07	5511876131,82

Biyokütle enerji için çalıştırılan model sonuçlarına göre Çizelge 5.28'de yenilenebilir enerjiden ve fosil yakıttan üretilen elektrik miktarları gösterilmektedir. Toplam yenilenebilir

enerjiden üretilen elektrik miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %34,11 ve ε kısıt yöntemi %0,017 azalmaktadır.

Çizelge 5.29'a göre, toplam fosil yakıttan üretilen elektrik miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %2,67 ve ε kısıt yöntemi %0,001 artmaktadır.

Çizelge 5.29. Alternatif III için üretilen elektrik miktarı (GWh)

	Yenilenebilir Enerjiden Üretilen Elektrik Miktarı (GWh)			Fosil Yakıttan Üretilen Elektrik Miktarı (GWh)		
Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 514247795	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 514247795
2024	8503,36	2069,77	8429,48	295374,23	301807,82	295448,11
2025	15736,58	2474,31	15736,58	302588,80	315851,07	302588,80
2026	16795,61	2753,21	16792,52	311490,48	325532,88	311493,57
2027	17567,15	2861,70	17567,15	314593,53	329298,98	314593,53
2028	18670,82	3133,61	18670,82	323201,05	338738,26	323201,05
2029	19793,87	3414,41	19825,89	332106,52	348485,99	332074,50
2030	21258,99	3812,58	21258,99	344861,89	362308,30	344861,89
2031	22933,79	4300,96	22933,79	360628,96	379261,79	360628,96
2032	24187,51	20049,32	24171,44	368993,44	373131,63	369009,51
2033	24989,49	17371,07	24989,49	370141,90	377760,32	370141,90
2034	26129,95	10026,17	26129,95	376058,02	392161,80	376058,02
2035	28236,60	12752,04	28225,06	395129,26	410613,81	395140,80
2036	30126,76	24234,21	30126,76	410184,49	416077,03	410184,49
2037	32089,52	15984,24	32089,52	425368,29	441473,57	425368,29
2038	33660,53	29930,68	33660,53	434669,66	438399,52	434669,66
2039	34825,55	30005,75	34825,55	438350,93	443170,74	438350,93
2040	36440,26	16043,89	36413,74	447330,28	467726,64	447356,80
2041	38167,76	19521,09	38184,40	457402,08	476048,75	457385,44
2042	40258,16	32979,69	40258,16	470778,10	478056,58	470778,10
2043	42647,72	32737,87	42704,02	487813,85	497723,70	487757,55
2044	44519,59	27880,56	44396,08	496886,90	513525,93	497010,41
2045	45555,80	37436,90	45555,80	497062,61	505181,52	497062,61
2046	47133,92	41474,50	47133,92	502972,16	508631,57	502972,16
2047	50286,76	39611,61	50286,76	525027,25	535702,39	525027,25
2048	53000,35	46478,86	53000,35	541617,28	548138,77	541617,28
2049	55510,89	50850,44	55510,89	555442,12	560102,57	555442,12
2050	59572,66	55348,34	59572,66	563277,45	567501,77	563277,45
Toplam	888599,97	585537,80	888450,33	11349351,54	11652413,71	11349501,18

Biyokütle enerji santrallerini kapsayan Alternatif III için “514247795” ε değeri ile en düşük maliyete ulaşan model sonucuna göre maliyette %0,0007 azalma görülürken, uzaklık değerinde %0,24 artma görülmektedir. Elde edilen bu değerlerle maliyeti azaltırken maksimum toplam uzaklıkta gelişme gözlemlenmiştir. CO_2 salınımı miktarı, fosil yakıttan üretilen elektrik miktarı artarken toplam kurulum maliyetinde düşüş gözlenmiştir.

5.2.4. Alternatif IV için uygulama sonuçları

Sadece jeotermal ve rüzgâr enerji santrallerini dikkate alan Alternatif IV modelinin Türkiye uygulamasının birinci amaç fonksiyonu olan minimum toplam maliyeti amaçlayan model sonucu Çizelge 5.30’da verilmiştir.

Çizelge 5.30. Alternatif IV için birinci amaç fonksiyonu sonucu

Amaç 1	Amaç 2
2 000 796 681 840,78 $	3 464 286 898,46 km

İkinci amaç fonksiyonu olan maksimum toplam uzaklık amaçlayan model sonucu Çizelge 5.31’de verilmiştir.

Çizelge 5.31. Alternatif IV için ikinci amaç fonksiyonu sonucu

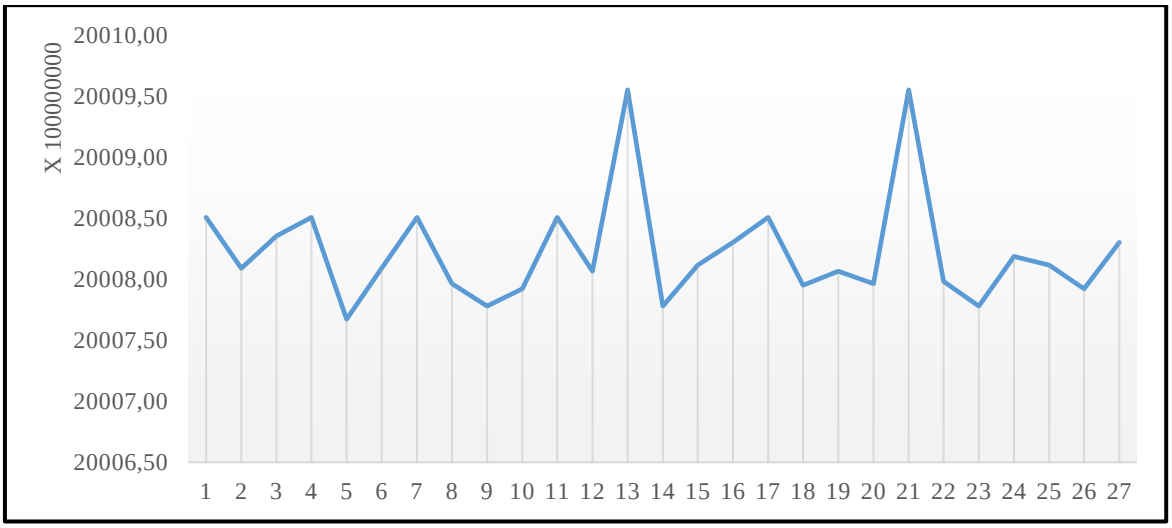
Amaç 1	Amaç 2
2 192 662 733 123,42 $	3 725 075 641,31 km

Model için uygulanacak ε kısıt uygulaması için ikinci amaç fonksiyonu kısıt olarak eklenmiştir ve alacağı değer aralığı [3 464 286 898,46; 3 725 075 641,31] olarak belirlenmiştir. ε kısıt yöntemi doğrultusunda alınan ε değerleri, değişim yüzde oranı, minimum toplam maliyeti sağlayan amaç fonksiyonu ve uzaklık değerleri Çizelge 5.32’de verilmektedir.

Çizelge 5.32. Alternatif IV için ε kısıt yöntemi sonuçları

	ε Değeri	ε Artış Yüzdesi	Maliyet	Uzaklık
1	3464286898,00	%50	2000850332720,34	3465437096
2	3594681269,00	%50	2000808653460,80	3594720346
3	3725075640,00	%50	2000835073644,87	3726843182
4	3464286898	%40	2000850332720,34	3465437096,42
5	3568602395	%40	2000767084748,13	3570975000,48
6	3672917892	%40	2000809076665,54	3672939351,33
7	3464286898	%30	2000850332720,34	3465437096,42
8	3542523520	%30	2000796159066,47	3542617151,88
9	3620760142	%30	2000777874923,73	3620811006,10
10	3698996764	%30	2000791862157,48	3699156106,04
11	3464286898	%20	2000850332720,34	3465437096,42
12	3516444646	%20	2000806212487,67	3516601283,67
13	3568602394	%20	2000954686647,30	3568868779,48
14	3620760142	%20	2000777874923,73	3620811006,10
15	3672917890	%20	2000811304046,95	3673476186,74
16	3725075638	%20	2000829826819,49	3725230359,54
17	3464286898	%10	2000850332720,34	3465437096,42
18	3490365772	%10	2000794814158,40	3492137824,34
19	3516444646	%10	2000806212487,67	3516601283,67
20	3542523520	%10	2000796159066,47	3542617151,88
21	3568602394	%10	2000954686647,30	3568868779,48
22	3594681268	%10	2000797910934,61	3598563438,58
23	3620760142	%10	2000777874923,73	3620811006,10
24	3646839016	%10	2000818503088,61	3646856193,54
25	3672917890	%10	2000811304046,95	3673476186,74
26	3698996764	%10	2000791862157,48	3699156106,04
27	3725075638	%10	2000829826819,49	3725230359,54

Model, ε kısıt yöntemi için toplam 27 kez çalıştırılmıştır ve 5. çalışmasında "3568602395" ε değeri ile en düşük maliyete ulaşmıştır. Maliyette %0,0015 azalma görülürken, uzaklık değerinde %3,08 artma görülmektedir. Elde edilen bu değerlerle maliyeti azaltırken maksimum toplam uzaklıkta gelişme gözlemlenmiştir. Maliyet değerlerindeki değişim Şekil 5.7'de gösterilmektedir.



Şekil 5.7. Alternatif IV için maliyet değerleri ($)

Jeotermal enerji santralleri için toplamda 120 adet ve rüzgâr santralleri için 600 adet aday santral bulunmaktadır. Çizelge 5.33'te görüldüğü üzere 2050 yılında bütün aday santraller açılmıştır. Birinci ve ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarına göre açılan santral sayılarında bir farklılık gözlenmemektedir. Ancak ε kısıt yöntemi ile minimum toplam maliyet sağlanan çalışmasında elde edilen santral sayıları yıllara göre artış ve azalış göstermektedir.

Çizelge 5.33. Alternatif IV için açık santral sayıları

	Jeotermal Enerji Santrali			Rüzgâr Enerji Santrali		
Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	ε Değeri: 3568602395	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	ε Değeri: 3568602395
2024	0	0	0	2	2	2
2025	0	0	0	7	7	9
2026	0	0	1	59	59	70
2027	0	0	1	59	59	70
2028	0	0	1	59	59	70
2029	0	0	1	91	91	105
2030	0	0	1	142	142	150
2031	0	0	1	146	146	156
2032	0	0	1	200	200	207
2033	0	0	1	200	200	207
2034	0	0	1	200	200	207
2035	0	0	1	208	208	215
2036	0	0	1	231	231	238
2037	0	0	1	240	240	245
2038	1	1	1	361	361	375
2039	1	1	1	361	361	375
2040	1	1	1	361	361	375
2041	1	1	1	383	383	392
2042	1	1	1	488	488	500
2043	1	1	1	488	488	500
2044	1	1	1	590	590	593
2045	1	1	1	590	590	593
2046	1	1	1	590	590	593
2047	64	64	70	600	600	600
2048	93	93	96	600	600	600
2049	93	93	96	600	600	600
2050	93	93	96	600	600	600

Çizelge 5.34’e bakıldığında, açık santral sayıları bakımından birinci ve ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarında bir değişiklik gözlenmezken kurulum maliyetlerinde ikinci amaç

fonksiyonu sonuçlarının arttığı görülmektedir. Jeotermal enerji santralleri için toplam kurulum maliyetleri açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu santral kurulum maliyetini %11,06 artırırken ε kısıt yöntemi ise %0,044 düşürmektedir. Rüzgâr enerji santralleri için toplam kurulum maliyetleri açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu santral kurulum maliyetini %1,07 azalırken ε kısıt yöntemi ise %0,036 artmaktadır.

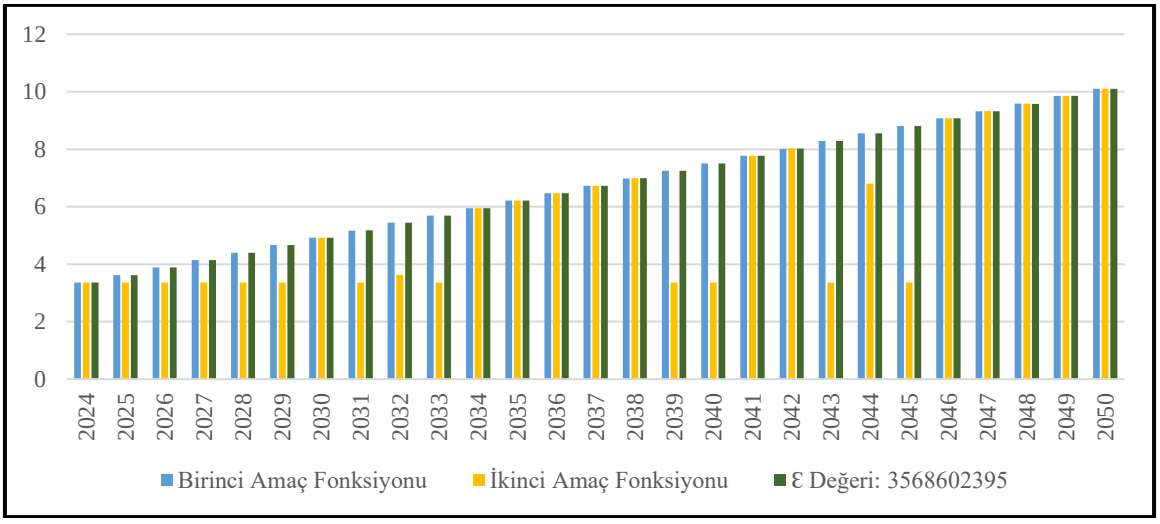
Çizelge 5.34. Alternatif IV için kurulum maliyetleri ($)

	Jeotermal Enerji Santrali			Rüzgâr Enerji Santrali		
Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 3568602395	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 3568602395
2024	0	0	0	8384137,30	6793954,42	4026424,60
2025	0	0	0	29243055,42	24833865,65	24250288,92
2026	0	0	417350,10	283389447,15	265728733,38	280768703,45
2027	0	0	417350,10	283389447,15	265728733,38	280768703,45
2028	0	0	417350,10	283389447,15	265728733,38	280768703,45
2029	0	0	417350,10	447155348,46	423307192,33	442508650,61
2030	0	0	417350,10	667650514,34	658315835,03	667563869,76
2031	0	0	417350,10	688052764,56	684502885,15	691742804,32
2032	0	0	417350,10	935937301,53	973412611,40	938333279,00
2033	0	0	417350,10	935937301,53	973412611,40	938333279,00
2034	0	0	417350,10	935937301,53	973412611,40	938333279,00
2035	0	0	417350,10	978173985,91	1011263551,01	979887000,22
2036	0	0	417350,10	1118553495,73	1108810057,87	1125319927,75
2037	0	0	417350,10	1171126368,83	1152978406,71	1177877510,63
2038	417350,10	14607253,50	417350,10	1824194600,36	1746959621,75	1824503462,80
2039	417350,10	14607253,50	417350,10	1824194600,36	1746959621,75	1824503462,80
2040	417350,10	14607253,50	417350,10	1824194600,36	1746959621,75	1824503462,80
2041	417350,10	14607253,50	417350,10	1954815382,10	1884670988,18	1956901477,78
2042	417350,10	14607253,50	417350,10	2475526372,57	2403886085,46	2476547249,59
2043	417350,10	14607253,50	417350,10	2475526372,57	2403886085,46	2476547249,59
2044	417350,10	14607253,50	417350,10	2990174790,81	2980669370,71	2992227757,68
2045	417350,10	14607253,50	417350,10	2990174790,81	2980669370,71	2992227757,68
2046	417350,10	14607253,50	417350,10	2990174790,81	2980669370,71	2992227757,68
2047	686995826,11	744538666,73	688261788,08	3045285840,43	3045285840,43	3045285840,43
2048	989477266,92	1062605351,4	986847961,29	3045285840,43	3045285840,43	3045285840,43
2049	989477266,92	1062605351,4	986847961,29	3045285840,43	3045285840,43	3045285840,43
2050	989477266,92	1062605351,4	986847961,29	3045285840,43	3045285840,43	3045285840,43
Toplam	3659183777,77	4063820002,6	3657570024,1	42296439579,1	41844703280,7	42311815424,3

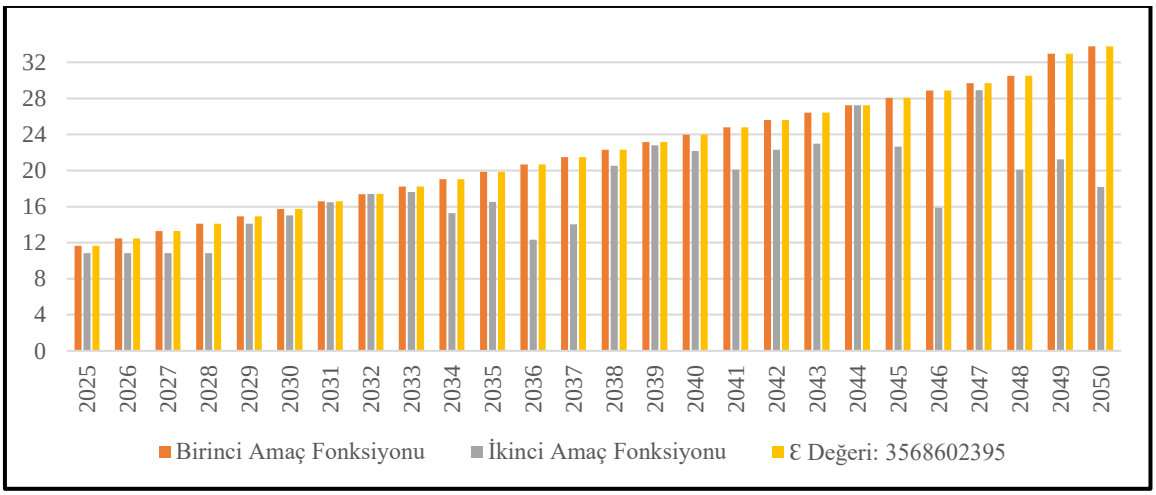
Çizelge 5.35'te yer alan jeotermal ve rüzgâr enerji santralleri için elektrik üretimine katılım oranlarına göre ikinci amaç fonksiyonu ile en düşük üretime katılım gerçekleşirken; birinci amaç ve ε kısıt yöntemi yakın değerler ile elektrik üretimine katkı sağlamıştır. Şekil 5.8 ve Şekil 5.9'da görüldüğü üzere ikinci amaç fonksiyonu için çalıştırılan model sonuçlarında üretime katılım oranı çoğunlukla sabit kalırken; birinci amaç fonksiyonu ve ε kısıt yöntemi sonuçları artış göstermektedir.

Çizelge 5.35. Alternatif IV için üretime katılım oranları (%)

	Jeotermal Enerji Santrali			Rüzgâr Enerji Santrali		
Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 3568602395	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 3568602395
2024	3,36	3,36	3,36	10,83	10,83	10,83
2025	3,62	3,36	3,62	11,65	10,83	11,65
2026	3,88	3,36	3,88	12,46	10,83	12,47
2027	4,14	3,36	4,14	13,29	10,83	13,29
2028	4,40	3,36	4,40	14,11	10,83	14,11
2029	4,66	3,36	4,66	14,93	14,09	14,93
2030	4,92	4,92	4,92	15,75	15,02	15,75
2031	5,17	3,36	5,18	16,57	16,47	16,57
2032	5,44	3,63	5,44	17,38	17,39	17,39
2033	5,69	3,36	5,69	18,21	17,63	18,21
2034	5,95	5,95	5,95	19,04	15,26	19,04
2035	6,21	6,21	6,21	19,86	16,53	19,86
2036	6,47	6,47	6,47	20,68	12,33	20,68
2037	6,73	6,73	6,73	21,50	14,02	21,50
2038	6,98	6,99	6,99	22,32	20,54	22,32
2039	7,25	3,36	7,25	23,14	22,81	23,14
2040	7,51	3,36	7,51	23,96	22,16	23,96
2041	7,77	7,77	7,77	24,78	20,11	24,78
2042	8,01	8,03	8,02	25,60	22,29	25,60
2043	8,29	3,36	8,29	26,42	22,98	26,42
2044	8,55	6,80	8,55	27,23	27,24	27,24
2045	8,81	3,36	8,81	28,06	22,67	28,06
2046	9,07	9,07	9,07	28,88	15,89	28,88
2047	9,32	9,33	9,32	29,70	28,91	29,70
2048	9,59	9,59	9,58	30,52	20,10	30,52
2049	9,85	9,85	9,85	32,96	21,23	32,96
2050	10,10	10,10	10,10	33,78	18,19	33,78



Şekil 5.8. Jeotermal enerji için üretime katılım oranı (%)



Şekil 5.9. Rüzgâr enerji için üretime katılım oranı (%)

Çizelge 5.36'da yer alan CO_2 salınım miktarları elektrik üretimine katılım oranları ile ilişkili olduğundan toplam CO_2 salınım miktarı ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarında daha fazla çıkmıştır. Toplam CO_2 salınım miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %9,71 artarken ε kısıt yöntemi ile %0,003 azalmaktadır.

Çizelge 5.36. Alternatif IV için CO_2 salınımı miktarı (ton)

Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	ε Değeri: 3568602395
2024	125594735,2	128620971,2	125594735,2
2025	129950437,4	134592343,5	129950437,4
2026	132363238,9	138185206,7	132350488
2027	132226660,6	140310571,1	132226660,6
2028	134357312,8	144324272,5	134357312,8
2029	136512492	143079578,7	136512492
2030	140170779,5	144451696,2	140170779,5
2031	144911941,6	151081574,8	144901680,2
2032	146558590	152902497,6	146539624,6
2033	145261059,4	153360839,7	145261059,4
2034	145813933,4	155609813	145813933,4
2035	151343204,2	160986948,9	151343204,2
2036	155176679,3	175460214,6	155165964,7
2037	158886584,5	177369535,5	158886584,5
2038	160303623,4	167221719,6	160295888,9
2039	159542833,1	171494000,9	159542833,1
2040	160659479,4	177218058,9	160659479,4
2041	162062731,4	175613979,9	162062731,4
2042	164562673,8	175506961,5	164537108,9
2043	168088381,4	191969359,9	168088381,4
2044	168838211,3	176284802,1	168808594,4
2045	166432391,3	197090034,2	166432391,3
2046	165936933,9	202543474,8	165936933,9
2047	170650856,3	175788839,7	170626128,4
2048	173327638,1	205485370,5	173334000,4
2049	170346052,7	207064052,8	170346052,7
2050	170501910,6	219151999	170501910,6
Toplam	4140381365,76	4542768717,96	4140247391,46

Alternatif IV için çalıştırılan model sonuçlarına göre Çizelge 5.37'de yenilenebilir enerjiden ve fosil yakıttan üretilen elektrik miktarları gösterilmektedir. Toplam yenilenebilir enerjiden üretilen elektrik miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %23,21 azalırken ε kısıt yöntemi ile %0,008 artmaktadır.

Çizelge 5.37'ye göre, toplam fosil yakıttan üretilen elektrik miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %10,02 artarken ε kısıt yöntemi ile %0,003 azalmaktadır.

Çizelge 5.37. Alternatif IV için üretilen elektrik miktarı (GWh)

	Yenilenebilir Enerjiden Üretilen Elektrik Miktarı (GWh)			Fosil Yakıttan Üretilen Elektrik Miktarı (GWh)		
Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 3568602395	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 3568602395
2024	43120,23	36681,43	43120,23	260757,36	267196,16	260757,36
2025	48607,97	38731,57	48607,97	269717,41	279593,81	269717,41
2026	53646,99	41259,82	53674,12	274639,10	287026,27	274611,97
2027	57894,61	40694,80	57894,61	274266,07	291465,88	274266,07
2028	63279,12	42072,82	63279,12	278592,75	299799,05	278592,75
2029	68935,53	54963,00	68935,53	282964,87	296937,39	282964,87
2030	75674,99	66566,66	75674,99	290445,89	299554,23	290445,89
2031	83400,38	70273,50	83422,21	300162,37	313289,25	300140,54
2032	89719,71	76222,04	89760,07	303461,24	316958,91	303420,88
2033	94472,36	77238,78	94472,36	300659,03	317892,61	300659,03
2034	100502,75	79660,46	100502,75	301685,22	322527,52	301685,22
2035	110366,82	89848,22	110366,82	312999,03	333517,64	312999,03
2036	119516,42	76359,96	119539,22	320794,82	363951,28	320772,03
2037	129134,39	89808,97	129134,39	328323,42	367648,85	328323,42
2038	137223,13	122503,78	137239,59	331107,07	345826,42	331090,61
2039	143791,24	118363,22	143791,24	329385,25	354813,27	329385,25
2040	152234,85	117003,83	152234,85	331535,69	366766,71	331535,69
2041	161299,56	132467,12	161299,56	334270,28	363102,73	334270,28
2042	171776,03	148490,31	171830,42	339260,24	362545,95	339205,84
2043	184113,13	133302,54	184113,13	346348,44	397159,03	346348,44
2044	193695,54	177851,73	193758,55	347710,95	363554,76	347647,94
2045	200052,01	134822,99	200052,01	342566,40	407795,43	342566,40
2046	208753,15	130866,90	208753,15	341352,92	419239,18	341352,92
2047	224467,80	213535,92	224520,42	350846,20	361778,08	350793,59
2048	238486,86	170066,15	238473,32	356130,77	424551,48	356144,31
2049	261513,60	183390,20	261513,60	349439,41	427562,81	349439,41
2050	273332,22	169821,39	273332,22	349517,89	453028,72	349517,89
Toplam	3689011,39	2832868,09	3689296,45	8548940,11	9405083,41	8548655,06

Jeotermal ve rüzgâr enerji santralleri için “3568602395” ε değeri ile en düşük maliyete ulaşan model sonucuna göre maliyette %0,0015 azalma görülürken, uzaklık değerinde %3,08 artma görülmektedir. Elde edilen bu değerlerle maliyeti azaltırken maksimum toplam uzaklıkta gelişme gözlemlenmiştir. CO_2 salınımı miktarı, fosil yakıttan üretilen elektrik miktarı azalırken; toplam kurulum maliyeti jeotermal enerji santralleri bakımında düşüş, rüzgâr enerji santralleri bakımından artış gözlenmiştir.

5.2.5. Alternatif V için uygulama sonuçları

Sadece jeotermal ve biyokütle enerji santrallerini dikkate alan Alternatif V, Türkiye uygulamasının birinci amaç fonksiyonu olan minimum toplam maliyeti amaçlayan model sonucu Çizelge 5.38’de verilmiştir.

Çizelge 5.38. Alternatif V için birinci amaç fonksiyonu sonucu

Amaç 1	Amaç 2
2 138 935 118 194,49 $	1 104 137 143,25 km

İkinci amaç fonksiyonu olan maksimum toplam uzaklık amaçlayan model sonucu Çizelge 5.39’da verilmiştir.

Çizelge 5.39. Alternatif V için ikinci amaç fonksiyonu sonucu

Amaç 1	Amaç 2
2 236 900 548 011,12 $	1 144 965 282,76 km

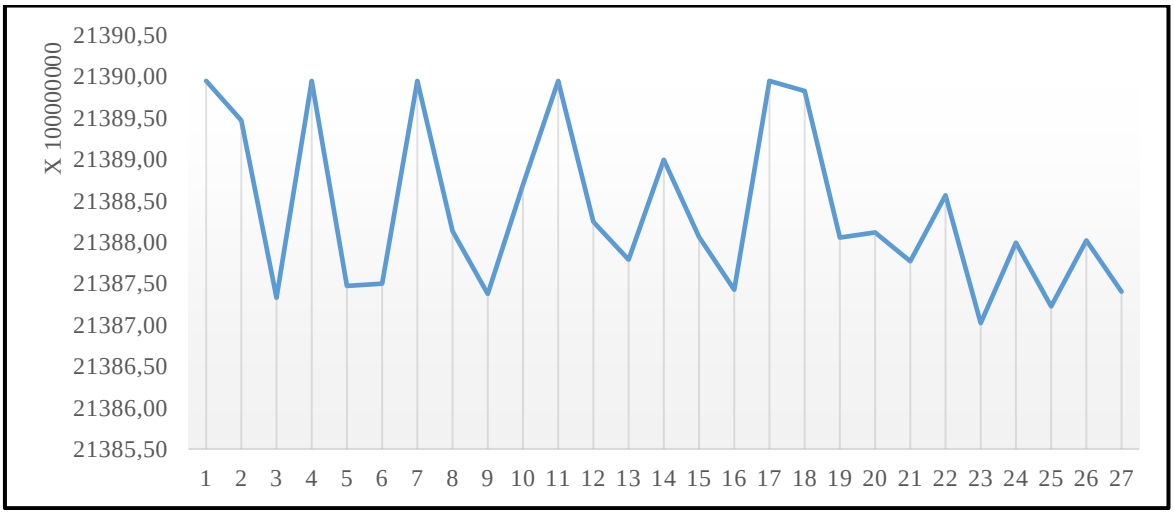
Model için uygulanacak ε kısıt uygulaması için ikinci amaç fonksiyonu kısıt olarak eklenmiştir ve alacağı değer aralığı [1 104 137 143,25; 1 144 965 282,76] olarak belirlenmiştir. ε kısıt yöntemi doğrultusunda alınan ε değerleri, değişim yüzde oranı, minimum toplam maliyeti sağlayan amaç fonksiyonu ve uzaklık değerleri Çizelge 5.40’da verilmektedir.

Çizelge 5.40. Alternatif V için ε kısıt yöntemi sonuçları

	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Artış Yüzdesi	Maliyet	Uzaklık
1	1104137143,00	%50	2138994403416,25	1104275854
2	1124551212,00	%50	2138946904525,70	1125740162
3	1144965281,00	%50	2138732601550,06	1145891148
4	1104137143,00	%40	2138994403416,25	1104275854
5	1120468398,00	%40	2138746934884,25	1120626439
6	1136799653,00	%40	2138749747533,10	1136914950
7	1104137143	%30	2138994403416,25	1104275854,17
8	1116385584	%30	2138813141269,68	1116637109,19
9	1128634025	%30	2138737069532,52	1128653550,62
10	1140882466	%30	2138868860084,12	1140919421,46
11	1104137143	%20	2138994403416,25	1104275854,17
12	1112302770	%20	2138824097323,32	1112380984,07
13	1120468397	%20	2138778461597,03	1121426455,34
14	1128634024	%20	2138899061428,18	1129007614,31
15	1136799651	%20	2138806045503,46	1136908197,65
16	1144965278	%20	2138742190803,71	1145095575,27
17	1104137143	%10	2138994403416,25	1104275854,17
18	1108219956	%10	2138982467432,05	1111939272,79
19	1112302769	%10	2138805087121,36	1112404436,75
20	1116385582	%10	2138811319059,09	1116425900,29
21	1120468395	%10	2138776461619,17	1120562029,64
22	1124551208	%10	2138856113186,25	1124636339,86
23	1128634021	%10	2138701976279,86	1128677322,74
24	1132716834	%10	2138798951463,99	1132969488,38
25	1136799647	%10	2138722144198,30	1137727508,11
26	1140882460	%10	2138801907790,95	1141643659,47
27	1144965273	%10	2138739807672,82	1145200906,93

Model, ε kısıt yöntemi için toplam 27 kez çalıştırılmıştır ve 23. çalışmasında "1128634021" ε değeri ile en düşük maliyete ulaşmıştır. Maliyette %0,011 azalma görülürken, uzaklık

değerinde %2,22 artma görülmektedir. Elde edilen bu değerlerle maliyeti azaltırken maksimum toplam uzaklıkta gelişme gözlemlenmiştir. Maliyet değerlerindeki değişim Şekil 5.10'da gösterilmektedir.



Şekil 5.10. Alternatif V için maliyet değerleri ($)

Jeotermal enerji santralleri için toplamda 120 adet ve biyokütle santralleri için 200 adet aday santral bulunmaktadır. Çizelge 5.41'de görüldüğü üzere 2050 yılında bütün aday santraller açılmıştır. Birinci ve ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarına göre açılan santral sayılarında bir farklılık gözlenmemektedir. Ancak ε kısıt yöntemi ile minimum toplam maliyet sağlanan çalışmasında elde edilen santral sayıları yıllara göre artış ve azalış göstermektedir.

Çizelge 5.41. Alternatif V için açık santral sayıları

	Jeotermal Enerji Santrali			Biyokütle Enerji Santrali		
Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	ε Değeri: 1128634021	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	ε Değeri: 1128634021
2024	3	3	1	16	16	20
2025	3	3	3	64	64	68
2026	3	3	3	79	79	85
2027	3	3	3	82	82	86
2028	3	3	3	90	90	91
2029	3	3	3	96	96	98
2030	3	3	3	123	123	125
2031	3	3	3	123	123	125
2032	3	3	3	144	144	146
2033	3	3	3	155	155	154
2034	3	3	3	155	155	155
2035	3	3	3	171	171	170
2036	3	3	3	189	189	189
2037	5	5	3	196	196	198
2038	7	7	5	196	196	199
2039	13	13	14	197	197	199
2040	25	25	29	198	198	199
2041	45	45	54	200	200	200
2042	45	45	54	200	200	200
2043	63	63	73	200	200	200
2044	73	73	82	200	200	200
2045	77	77	86	200	200	200
2046	77	77	86	200	200	200
2047	95	95	100	200	200	200
2048	97	97	102	200	200	200
2049	117	117	117	200	200	200
2050	120	120	120	200	200	200

Çizelge 5.42’ye bakıldığında, açık santral sayıları bakımından birinci ve ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarında bir değişiklik gözlenmezken kurulum maliyetlerinde ikinci amaç

fonksiyonu sonuçlarının arttığı görülmektedir. Jeotermal enerji santralleri için toplam kurulum maliyetleri açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu santral kurulum maliyetini %16,10 artırırken ε kısıt yöntemi ile %1,31 düşürmektedir. Biyokütle enerji santralleri için toplam kurulum maliyetleri açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu santral kurulum maliyetini %2,29 artırırken ε kısıt yöntemi ile %0,065 düşürmektedir.

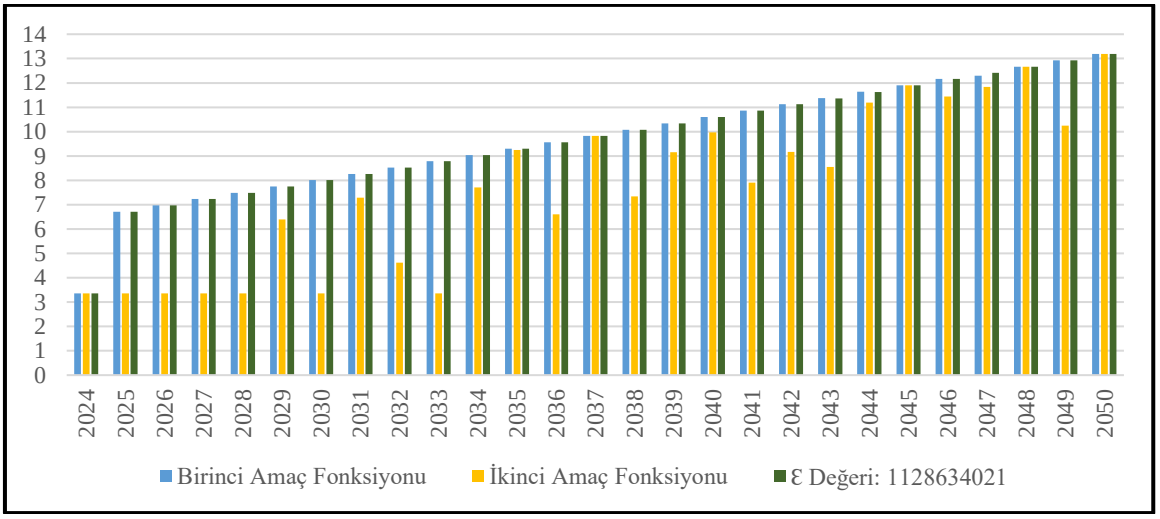
Çizelge 5.42. Alternatif V için kurulum maliyetleri ($)

	Jeotermal Enerji Santrali			Biyokütle Enerji Santrali		
Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	ε Değeri: 1128634021	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	ε Değeri: 1128634021
2024	9599052,30	43112265,33	417350,10	75775941,50	68363884,50	82363555,81
2025	9599052,30	43112265,33	8764352,10	298490057,81	300644562,97	298241139,53
2026	9599052,30	43112265,33	8764352,10	372236313,62	378929145,26	374291655,05
2027	9599052,30	43112265,33	8764352,10	386553078,28	400170363,84	378246673,90
2028	9599052,30	43112265,33	8764352,10	419742662,48	455344173,99	407166307,90
2029	9599052,30	43112265,33	8764352,10	451741705,29	505106209,63	445035901,65
2030	9599052,30	43112265,33	8764352,10	594549018,57	646819839,12	587053335,39
2031	9599052,30	43112265,33	8764352,10	594549018,57	646819839,12	587053335,39
2032	9599052,30	43112265,33	8764352,10	695841432,96	758690372,29	693050434,96
2033	9599052,30	43112265,33	8764352,10	745036736,30	812037004,09	742030403,09
2034	9599052,30	43112265,33	8764352,10	745036736,30	812037004,09	745922003,27
2035	9599052,30	43112265,33	8764352,10	831974507,79	894985856,57	828505794,83
2036	9599052,30	43112265,33	8764352,10	962561043,43	973864268,22	960641763,87
2037	17946054,30	77891440,33	8764352,10	1008185010,87	1013604712,72	1017545029,97
2038	44378227,30	108483202,66	25458356,10	1008185010,87	1013604712,72	1021981454,18
2039	125065913,30	195417228,49	114353927,40	1014382744,49	1017553966,24	1021981454,18
2040	258437093,59	336467650,62	252391081,81	1022310078,19	1021736715,77	1021981454,18
2041	427205127,03	566051940,63	426889332,12	1029908787,88	1029908787,88	1029908787,88
2042	427205127,03	566051940,63	426889332,12	1029908787,88	1029908787,88	1029908787,88
2043	633018546,51	719497660,73	624462869,46	1029908787,88	1029908787,88	1029908787,88
2044	756554176,11	841906445,06	728522161,06	1029908787,88	1029908787,88	1029908787,88
2045	812896439,61	892618655,71	786951175,06	1029908787,88	1029908787,88	1029908787,88
2046	812896439,61	892618655,71	786951175,06	1029908787,88	1029908787,88	1029908787,88
2047	999730167,71	1074569387,64	1016479818,4	1029908787,88	1029908787,88	1029908787,88
2048	1029640258,21	1103783894,64	1035956156,4	1029908787,88	1029908787,88	1029908787,88
2049	1296062650,38	1297439905,71	1306496402,9	1029908787,88	1029908787,88	1029908787,88
2050	1348913084,71	1348913084,71	1348913084,7	1029908787,88	1029908787,88	1029908787,88
Toplam	9114736985,29	10582170542,6	8995068799,9	21526238976,1	22019400509,9	21512179575,9

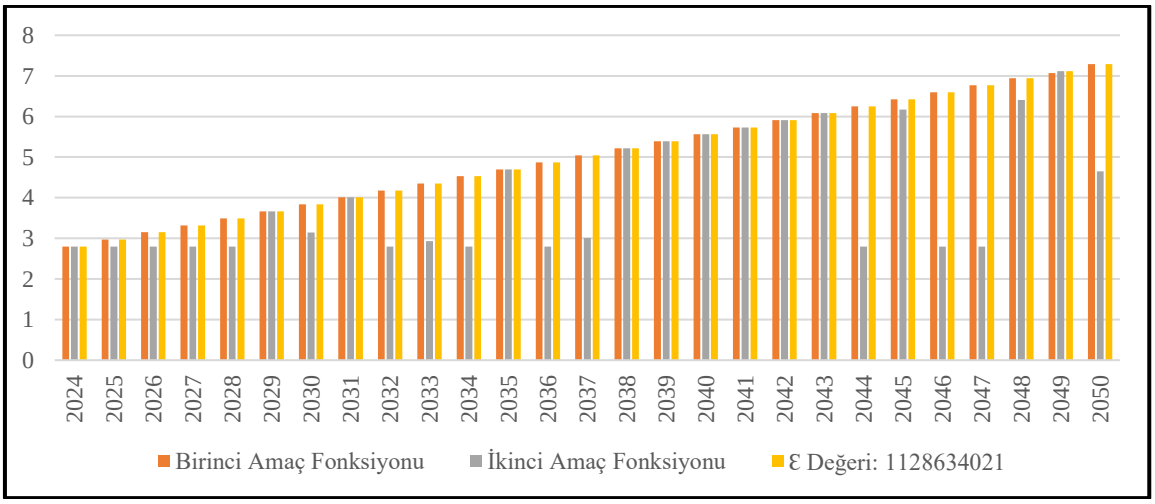
Çizelge 5.43'te yer alan jeotermal ve biyokütle enerji santralleri için elektrik üretimine katılım oranlarına göre ikinci amaç fonksiyonu ile en düşük üretime katılım gerçekleşirken; birinci amaç ve ε kısıt yöntemi yakın değerler ile elektrik üretimine katkı sağlamıştır. Şekil 5.11 ve Şekil 5.12'de görüldüğü üzere ikinci amaç fonksiyonu için çalıştırılan model sonuçlarında üretime katılım oranının çoğunlukla sabit kaldığı gözlenmektedir.

Çizelge 5.43. Alternatif V için üretime katılım oranları (%)

	Jeotermal Enerji Santrali			Biyokütle Enerji Santrali		
Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 1128634021	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 1128634021
2024	3,36	3,36	3,36	2,80	2,80	2,80
2025	6,71	3,36	6,71	2,97	2,80	2,97
2026	6,97	3,36	6,97	3,15	2,80	3,15
2027	7,23	3,36	7,23	3,32	2,80	3,32
2028	7,49	3,36	7,49	3,49	2,80	3,49
2029	7,75	6,40	7,75	3,66	3,66	3,66
2030	8,01	3,36	8,01	3,84	3,14	3,84
2031	8,26	7,29	8,26	4,01	4,01	4,01
2032	8,52	4,62	8,52	4,18	2,80	4,18
2033	8,78	3,36	8,78	4,35	2,93	4,35
2034	9,04	7,71	9,04	4,53	2,80	4,53
2035	9,30	9,24	9,30	4,70	4,70	4,70
2036	9,56	6,61	9,56	4,87	2,80	4,87
2037	9,82	9,82	9,82	5,04	3,01	5,04
2038	10,08	7,34	10,08	5,22	5,22	5,22
2039	10,34	9,15	10,34	5,39	5,39	5,39
2040	10,60	9,97	10,60	5,56	5,56	5,56
2041	10,86	7,91	10,86	5,73	5,73	5,73
2042	11,12	9,17	11,12	5,91	5,91	5,91
2043	11,38	8,55	11,36	6,08	6,08	6,08
2044	11,64	11,19	11,63	6,25	2,80	6,25
2045	11,90	11,90	11,90	6,42	6,17	6,42
2046	12,16	11,44	12,16	6,60	2,80	6,60
2047	12,30	11,84	12,42	6,77	2,80	6,77
2048	12,67	12,67	12,67	6,94	6,41	6,94
2049	12,93	10,25	12,93	7,07	7,12	7,12
2050	13,19	13,19	13,19	7,29	4,65	7,29



Şekil 5.11. Jeotermal enerji için üretime katılım oranları (%)



Şekil 5.12. Biyokütle enerji için üretime katılım oranları (%)

Çizelge 5.44'te yer alan CO_2 salınım miktarları elektrik üretimine katılım oranları ile ilişkili olduğundan toplam CO_2 salınım miktarı ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarında daha fazla çıkmıştır. Toplam CO_2 salınım miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %4,69 artarken ε kısıt yöntemi ile %0,008 azalmaktadır.

Çizelge 5.44. Alternatif V için CO_2 salınımı miktarı (ton)

Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 1128634021
2024	137342290,3	140272588,2	137342290,3
2025	138771059,4	146802495,2	138771059,4
2026	142467920,9	151304397,2	142467920,9
2027	143496357,2	153055579,6	143496357,2
2028	147019544,9	157444704,3	147019544,9
2029	150640393,7	155400801,8	150640393,7
2030	156008049,6	167778472,6	156008049,6
2031	162686119,7	167045871,9	162686119,7
2032	165992621,1	178374548,3	165992621,1
2033	166039216,2	181206383,6	166039216,2
2034	168213766,3	176592787,4	168213766,3
2035	176238993,1	179280571,1	176238993,1
2036	182427364,5	195422308,3	182427364,5
2037	188632059,8	195802010	188632059,8
2038	192194520,3	200967419,5	192194520,3
2039	193253073,5	198752609,6	193253073,5
2040	196628748,9	200940535,7	196628748,9
2041	200450275,4	210038202,7	200450275,4
2042	205701488,2	213155992,8	205701488,2
2043	212477626,6	222226650,1	212531502,1
2044	215797217,4	228337699,4	215818897,7
2045	215213467,8	218778894,4	215213467,8
2046	217101700,6	231322200,3	217101700,6
2047	226225565	240741699,9	225919032,8
2048	232349945,2	236598897,7	232330300,9
2049	237640143,4	247905145,4	237511742,6
2050	240912270,5	251329625,2	240912270,5
Toplam	5011921799,45	5246879092,57	5011542777,96

Jeotermal ve biyokütle enerji santralleri için çalıştırılan model sonuçlarına göre Çizelge 5.45'te yenilenebilir enerjiden ve fosil yakıttan üretilen elektrik miktarları gösterilmektedir. Toplam yenilenebilir enerjiden üretilen elektrik miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %23,21 azalırken ε kısıt yöntemi ile %0,0077 artmaktadır.

Çizelge 5.45'e göre, toplam fosil yakıttan üretilen elektrik miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %10,02 artarken ε kısıt yöntemi ile %0,0033 azalmaktadır.

Çizelge 5.45. Alternatif V için üretilen elektrik miktarı (GWh)

	Yenilenebilir Enerjiden Üretilen Elektrik Miktarı (GWh)			Fosil Yakıttan Üretilen Elektrik Miktarı (GWh)		
Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 1128634021	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 1128634021
2024	43120,23	36681,43	43120,23	260757,36	267196,16	260757,36
2025	48607,97	38731,57	48607,97	269717,41	279593,81	269717,41
2026	53646,99	41259,82	53674,12	274639,10	287026,27	274611,97
2027	57894,61	40694,80	57894,61	274266,07	291465,88	274266,07
2028	63279,12	42072,82	63279,12	278592,75	299799,05	278592,75
2029	68935,53	54963,00	68935,53	282964,87	296937,39	282964,87
2030	75674,99	66566,66	75674,99	290445,89	299554,23	290445,89
2031	83400,38	70273,50	83422,21	300162,37	313289,25	300140,54
2032	89719,71	76222,04	89760,07	303461,24	316958,91	303420,88
2033	94472,36	77238,78	94472,36	300659,03	317892,61	300659,03
2034	100502,75	79660,46	100502,75	301685,22	322527,52	301685,22
2035	110366,82	89848,22	110366,82	312999,03	333517,64	312999,03
2036	119516,42	76359,96	119539,22	320794,82	363951,28	320772,03
2037	129134,39	89808,97	129134,39	328323,42	367648,85	328323,42
2038	137223,13	122503,78	137239,59	331107,07	345826,42	331090,61
2039	143791,24	118363,22	143791,24	329385,25	354813,27	329385,25
2040	152234,85	117003,83	152234,85	331535,69	366766,71	331535,69
2041	161299,56	132467,12	161299,56	334270,28	363102,73	334270,28
2042	171776,03	148490,31	171830,42	339260,24	362545,95	339205,84
2043	184113,13	133302,54	184113,13	346348,44	397159,03	346348,44
2044	193695,54	177851,73	193758,55	347710,95	363554,76	347647,94
2045	200052,01	134822,99	200052,01	342566,40	407795,43	342566,40
2046	208753,15	130866,90	208753,15	341352,92	419239,18	341352,92
2047	224467,80	213535,92	224520,42	350846,20	361778,08	350793,59
2048	238486,86	170066,15	238473,32	356130,77	424551,48	356144,31
2049	261513,60	183390,20	261513,60	349439,41	427562,81	349439,41
2050	273332,22	169821,39	273332,22	349517,89	453028,72	349517,89
Toplam	3689011,39	2832868,09	3689296,45	8548940,11	9405083,41	8548655,06

Jeotermal ve biyokütle enerji santralleri için “1128634021” ε değeri ile en düşük maliyete ulaşan model sonucuna göre maliyette %0,011 azalma görülürken, uzaklık değerinde %2,22 artma görülmektedir. Elde edilen bu değerlerle maliyeti azaltırken maksimum toplam uzaklıkta gelişme gözlemlenmiştir. CO_2 salınımı miktarı, fosil yakıttan üretilen elektrik miktarı, toplam kurulum maliyeti iyileşme gözlenmiştir.

5.2.6. Alternatif VI için uygulama sonuçları

Sadece rüzgâr ve biyokütle enerji santrallerini dikkate alan Türkiye uygulamasının birinci amaç fonksiyonu olan minimum toplam maliyeti amaçlayan model sonucu Çizelge 5.46’da verilmiştir.

Çizelge 5.46. Alternatif VI için birinci amaç fonksiyonu sonucu

Amaç 1	Amaç 2
1 930 584 538 833,30 $	5 098 340 285,80 km

İkinci amaç fonksiyonu olan maksimum toplam uzaklık amaçlayan model sonucu Çizelge 5.47’de verilmiştir.

Çizelge 5.47. Alternatif VI için ikinci amaç fonksiyonu sonucu

Amaç 1	Amaç 2
2 115 692 324 938,46 $	5 319 488 057,20 km

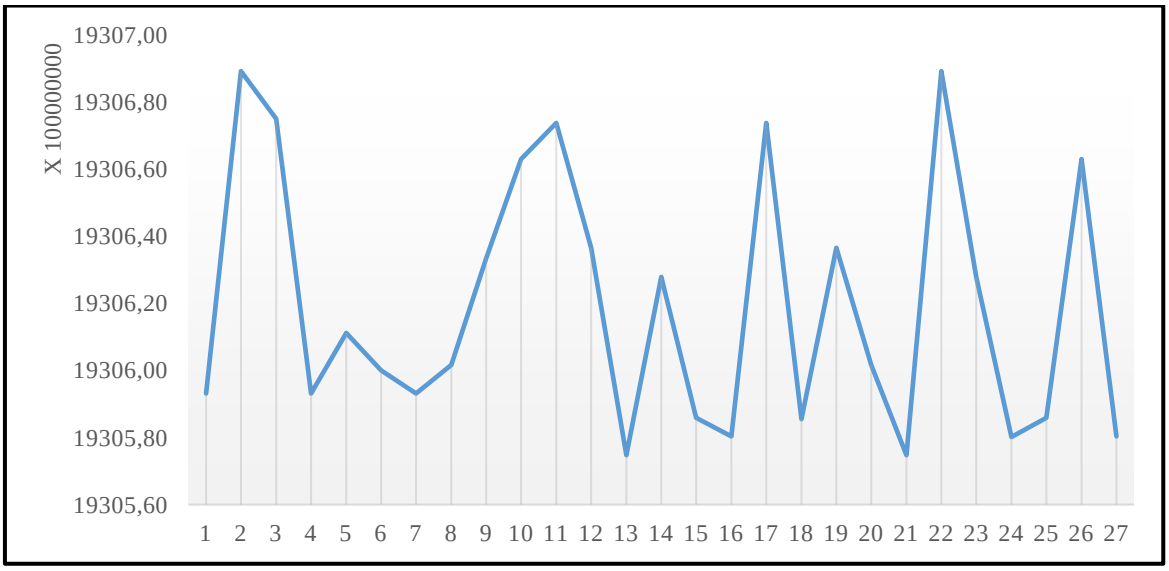
Model için uygulanacak ε kısıt uygulaması için ikinci amaç fonksiyonu kısıt olarak eklenmiştir ve alacağı değer aralığı [5 098 340 285,80; 5 319 488 057,20] olarak belirlenmiştir. ε kısıt yöntemi doğrultusunda alınan ε değerleri, değişim yüzde oranı, minimum toplam maliyeti sağlayan amaç fonksiyonu ve uzaklık değerleri Çizelge 5.48’de verilmektedir.

Çizelge 5.48. Alternatif VI için ε kısıt yöntemi sonuçları

	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Artış Yüzdesi	Maliyet	Uzaklık
1	5098340285	%50	1930593142185,45	5098699467,22
2	5208914170	%50	1930689191549,95	5214378933,83
3	5319488055	%50	1930675010187,64	5320058358,41
4	5098340285	%40	1930593142185,45	5098699467,22
5	5186799393	%40	1930611118055,13	5187334964,89
6	5275258501	%40	1930600014457,55	5279382978,19
7	5098340285	%30	1930593142185,45	5098699467,22
8	5164684616	%30	1930601639447,49	5165600873,29
9	5231028947	%30	1930633419514,01	5232935245,40
10	5297373278	%30	1930662978810,90	5301247014,94
11	5098340285	%20	1930673787536,03	5112762613,06
12	5142569839	%20	1930636537452,86	5143754292,48
13	5186799393	%20	1930574724850,33	5192965211,00
14	5231028947	%20	1930627828075,08	5231195327,44
15	5275258501	%20	1930585895097,03	5275833755,10
16	5319488055	%20	1930580351356,31	5319600984,26
17	5098340285	%10	1930673787536,03	5112762613,06
18	5120455062	%10	1930585527031,84	5126250471,47
19	5142569839	%10	1930636537452,86	5143754292,48
20	5164684616	%10	1930601639447,49	5165600873,29
21	5186799393	%10	1930574724850,33	5192965211,00
22	5208914170	%10	1930689191549,95	5214378933,83
23	5231028947	%10	1930627828075,08	5231195327,44
24	5253143724	%10	1930580171084,16	5253640306,00
25	5275258501	%10	1930585895097,03	5275833755,10
26	5297373278	%10	1930662978810,90	5301247014,94
27	5319488055	%10	1930580351356,31	5319600984,26

Model, ε kısıt yöntemi için toplam 27 kez çalıştırılmıştır ve 13. ve 21. çalışmalarında "5186799393" ε değeri ile en düşük maliyete ulaşmıştır. Maliyette %0,001 azalma

görülürken, uzaklık değerinde %1,86 artma görülmektedir. Elde edilen bu değerlerle maliyeti azaltırken maksimum toplam uzaklıkta gelişme gözlemlenmiştir. Maliyet değerlerindeki değişim Şekil 5.13'te gösterilmektedir.



Şekil 5.13. Alternatif VI için maliyet değerleri ($)

Rüzgâr enerji santralleri için toplamda 600 adet ve biyokütle santralleri için 200 adet aday santral bulunmaktadır. Çizelge 5.49'da görüldüğü üzere 2050 yılında bütün aday santraller açılmıştır. Birinci ve ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarına göre açılan santral sayılarında bir farklılık gözlenmemektedir. Ancak ε kısıt yöntemi ile minimum toplam maliyet sağlanan çalışmasında elde edilen santral sayıları yıllara göre artış ve azalış göstermektedir.

Çizelge 5.49. Alternatif VI için açık santral sayıları

	Rüzgâr Enerjisi Santrali			Biyokütle Enerji Santrali		
Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 5186799393	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 5186799393
2024	15	15	21	0	0	0
2025	76	76	87	0	0	0
2026	156	156	169	0	0	0
2027	156	156	169	0	0	0
2028	156	156	169	0	0	0
2029	178	178	190	0	0	0
2030	233	233	240	0	0	0
2031	233	233	240	0	0	0
2032	285	285	296	0	0	0
2033	285	285	296	0	0	0
2034	285	285	296	0	0	0
2035	285	285	296	0	0	0
2036	304	304	314	0	0	0
2037	314	314	323	0	0	0
2038	450	450	463	0	0	0
2039	450	450	463	0	0	0
2040	450	450	463	0	0	0
2041	468	468	476	1	1	0
2042	581	581	583	2	2	1
2043	581	581	583	2	2	1
2044	600	600	600	103	103	104
2045	600	600	600	103	103	104
2046	600	600	600	103	103	104
2047	600	600	600	200	200	200
2048	600	600	600	200	200	200
2049	600	600	600	200	200	200
2050	600	600	600	200	200	200

Çizelge 5.50'ye bakıldığında, açık santral sayıları bakımından birinci ve ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarında bir değişiklik gözlenmezken kurulum maliyetlerinde ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarının arttığı görülmektedir. Rüzgâr enerjisi santralleri için toplam kurulum maliyetleri açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu santral kurulum maliyetini %1,92 azalırken ε kısıt yöntemi ile %0,008 artmaktadır. Biyokütle enerji santralleri için toplam kurulum maliyetleri açısından

bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu santral kurulum maliyetini %0,55 ve ε kısıt yöntemi ile %0,26 azalmaktadır.

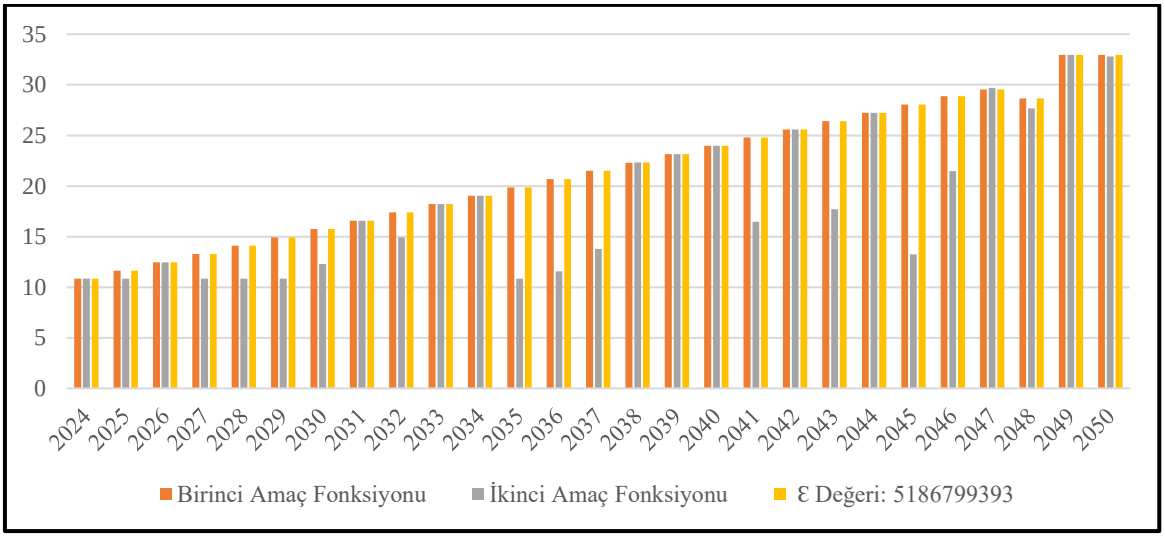
Çizelge 5.50. Alternatif VI için kurulum maliyetleri ($)

	Rüzgâr Enerjisi Santrali			Biyokütle Enerji Santrali		
Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 5186799393	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 5186799393
2024	75661105,3	62088486,7	74807911,0	0	0	0
2025	385254931,5	352470151,4	384284512,2	0	0	0
2026	746739177,3	713381014,0	742287684,6	0	0	0
2027	746739177,3	713381014,0	742287684,6	0	0	0
2028	746739177,3	713381014,0	742287684,6	0	0	0
2029	852167792,6	821426805,3	847716299,8	0	0	0
2030	1130471202,9	1117765030,1	1130011476,9	0	0	0
2031	1130471202,9	1117765030,1	1130011476,9	0	0	0
2032	1402968407,0	1359294441,9	1402852711,0	0	0	0
2033	1402968407,0	1359294441,9	1402852711,0	0	0	0
2034	1402968407,0	1359294441,9	1402852711,0	0	0	0
2035	1402968407,0	1359294441,9	1402852711,0	0	0	0
2036	1508911793,0	1444861061,4	1510592697,8	0	0	0
2037	1549609261,9	1506824678,0	1552997574,6	0	0	0
2038	2311356299,8	2187486659,8	2313809360,7	0	0	0
2039	2311356299,8	2187486659,8	2313809360,7	0	0	0
2040	2311356299,8	2187486659,8	2313809360,7	0	0	0
2041	2388866502,4	2300244387,2	2391042810,3	3877186,8	3776293,5	0
2042	2951204607,1	2934457229,1	2956372701,5	8499543,1	9109227,1	5033136,2
2043	2951204607,1	2934457229,1	2956372701,5	8499543,1	9109227,1	5033136,2
2044	3045285840,4	3045285840,4	3045285840,4	503851932,5	493208290,7	502489151,7
2045	3045285840,4	3045285840,4	3045285840,4	503851932,5	493208290,7	502489151,7
2046	3045285840,4	3045285840,4	3045285840,4	503851932,5	493208290,7	502489151,7
2047	3045285840,4	3045285840,4	3045285840,4	1029908787,9	1029908787,9	1029908787,9
2048	3045285840,4	3045285840,4	3045285840,4	1029908787,9	1029908787,9	1029908787,9
2049	3045285840,4	3045285840,4	3045285840,4	1029908787,9	1029908787,9	1029908787,9
2050	3045285840,4	3045285840,4	3045285840,4	1029908787,9	1029908787,9	1029908787,9
Toplam	51026983948,6	50049141760,5	51030913025,5	5652067221,9	5621254771,2	5637168879,2

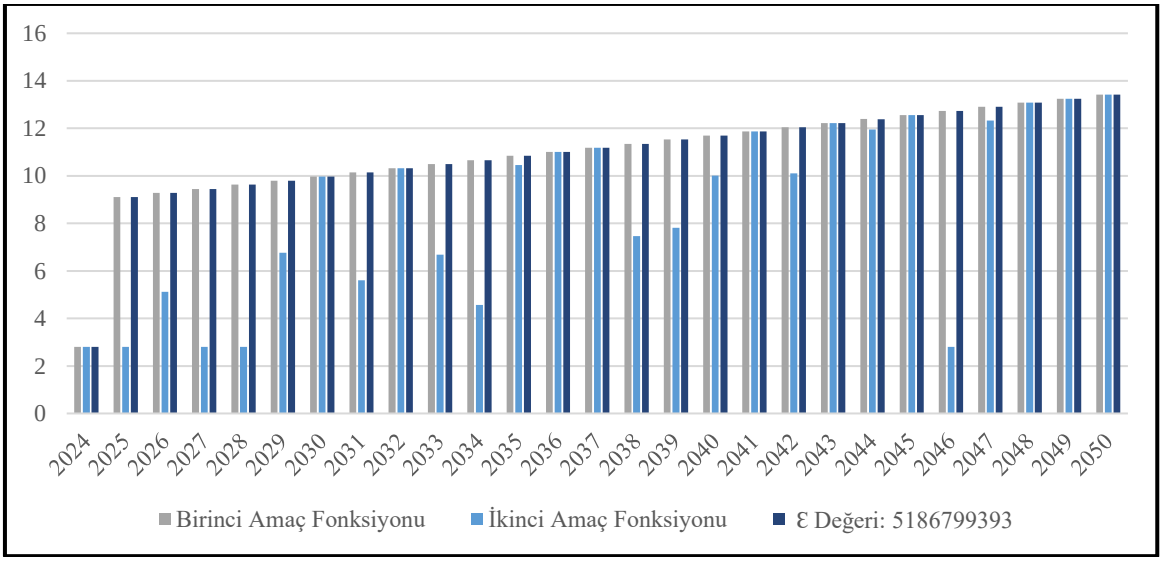
Çizelge 5.51'de yer alan rüzgâr ve biyokütle enerji santralleri için elektrik üretimine katılım oranlarına göre ikinci amaç fonksiyonu ile en düşük üretime katılım gerçekleşirken; birinci amaç ve ε kısıt yöntemi yakın değerler ile elektrik üretimine katkı sağlamıştır. Şekil 5.14 ve 5.15, rüzgâr ve biyokütle enerjilerinin elektrik üretimine katılım oranları gösterilmektedir. Rüzgâr enerjisi elektrik üretime katılım oranları düzenli artış gösterirken; biyokütle enerjinin üretime katılım oranı daha hızlı artış göstermiştir.

Çizelge 5.51. Alternatif VI için üretime katılım oranları (%)

	Rüzgâr Enerjisi Santrali			Biyokütle Enerji Santrali		
Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 5186799393	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 5186799393
2024	10,83	10,83	10,83	2,80	2,80	2,80
2025	11,65	10,83	11,65	9,11	2,80	9,11
2026	12,47	12,47	12,47	9,28	5,12	9,28
2027	13,29	10,83	13,29	9,45	2,80	9,45
2028	14,11	10,83	14,11	9,63	2,80	9,63
2029	14,93	10,83	14,93	9,80	6,77	9,80
2030	15,75	12,31	15,75	9,97	9,97	9,97
2031	16,57	16,57	16,57	10,14	5,61	10,14
2032	17,39	14,92	17,39	10,32	10,32	10,32
2033	18,21	18,21	18,21	10,49	6,68	10,49
2034	19,04	19,04	19,04	10,66	4,57	10,66
2035	19,86	10,83	19,86	10,84	10,45	10,84
2036	20,68	11,58	20,68	11,01	11,01	11,01
2037	21,50	13,78	21,50	11,18	11,18	11,18
2038	22,31	22,32	22,32	11,35	7,46	11,35
2039	23,14	23,14	23,14	11,53	7,82	11,53
2040	23,96	23,96	23,96	11,70	10,01	11,70
2041	24,78	16,47	24,78	11,87	11,87	11,87
2042	25,60	25,60	25,60	12,04	10,10	12,04
2043	26,42	17,72	26,42	12,22	12,22	12,22
2044	27,24	27,24	27,24	12,39	11,95	12,38
2045	28,06	13,24	28,06	12,56	12,56	12,56
2046	28,88	21,46	28,88	12,73	2,80	12,73
2047	29,54	29,70	29,54	12,91	12,33	12,91
2048	28,67	27,67	28,67	13,08	13,08	13,08
2049	32,96	32,96	32,96	13,25	13,25	13,25
2050	32,97	32,79	32,97	13,42	13,42	13,42



Şekil 5.14. Rüzgâr enerjisi için üretime katılım oranları (%)



Şekil 5.15. Biyokütle enerjisi için üretime katılım oranları (%)

Çizelge 5.52'de yer alan CO_2 salınım miktarları elektrik üretimine katılım oranları ile ilişkili olduğundan toplam CO_2 salınım miktarı ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarında daha fazla çıkmıştır. Toplam CO_2 salınım miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %9,82 ve ε kısıt yöntemi ile %0,0001 artış gözlenmektedir.

Çizelge 5.52. Alternatif VI için CO_2 salınımı miktarı (ton)

Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	ε Değeri: 5186799393
2024	126394541	129420777	126394541
2025	121736962	135430175,9	121736962
2026	124013932,5	132876661	124013932,5
2027	123927221,3	141184818	123927221,3
2028	125954697,8	145224079,3	125954697,8
2029	128006954,5	141747829,6	128006954,5
2030	131470891,2	139993439,1	131470891,2
2031	135943810,7	146785065,6	135943810,7
2032	137517530,2	144834228,2	137517557,6
2033	136355407,1	146172456,6	136355407,1
2034	136913313,2	151318953,9	136913313,2
2035	142146623,3	163788288,3	142146623,3
2036	145780916,2	167622532,3	145780916,2
2037	149322688,7	168940781,6	149322688,7
2038	150694477,7	162273883,2	150685672,7
2039	150036387,1	161314229,8	150036387,1
2040	151137550,5	158006112,8	151137550,5
2041	152510732,6	174880064,9	152510732,6
2042	154898907,4	162590388,4	154885198,7
2043	158296666,5	183024388,3	158296666,5
2044	159035721	163166365,8	159062457,8
2045	156859008,2	197678733,4	156859008,2
2046	156455867,7	204364882,9	156455867,7
2047	161376348,7	165536120,6	161376348,7
2048	168733054,8	174552719,4	168733054,8
2049	160564024,1	163565636,3	160564024,1
2050	163161300,9	166714749,6	163161300,9
Toplam	3909245536,90	4293008361,54	3909249787,45

Rüzgâr ve biyokütle enerji santralleri için çalıştırılan model sonuçlarına göre Çizelge 5.52'de yenilenebilir enerjiden ve fosil yakıttan üretilen elektrik miktarları gösterilmektedir. Toplam yenilenebilir enerjiden üretilen elektrik miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %19,53 ve ε kısıt yöntemi ile %0,0002 azalış gözlenmektedir.

Çizelge 5.53'e göre, toplam fosil yakıttan üretilen elektrik miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %10,13 ve ε kısıt yöntemi ile %0,0001 artış gözlenmektedir.

Çizelge 5.53. Alternatif VI için üretilen elektrik miktarı (GWh)

	Yenilenebilir Enerjiden Üretilen Elektrik Miktarı (GWh)			Fosil Yakıttan Üretilen Elektrik Miktarı (GWh)		
Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 5186799393	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 5186799393
2024	41418,52	34979,72	41418,52	262459,07	268897,87	262459,07
2025	66083,45	36948,95	66083,45	252241,93	281376,43	252241,93
2026	71411,47	52554,60	71411,47	256874,62	275731,49	256874,62
2027	75552,99	38834,70	75552,99	256607,69	293325,98	256607,69
2028	81157,02	40158,34	81157,02	260714,85	301713,53	260714,85
2029	87032,42	57796,51	87032,42	264867,98	294103,88	264867,98
2030	94185,39	76052,31	94185,39	271935,49	290068,57	271935,49
2031	102481,51	79415,01	102481,51	281081,24	304147,74	281081,24
2032	108956,01	93388,57	108955,95	284224,94	299792,38	284225,00
2033	113420,56	92533,22	113420,56	281710,84	302598,18	281710,84
2034	119440,24	88789,94	119440,24	282747,73	313398,03	282747,73
2035	129934,01	83887,92	129934,01	293431,84	339477,94	293431,84
2036	139507,41	93035,88	139507,41	300803,84	347275,36	300803,84
2037	149483,11	107742,48	149483,11	307974,70	349715,33	307974,70
2038	157668,12	133031,09	157686,86	310662,08	335299,11	310643,34
2039	164017,72	140022,31	164017,72	309158,77	333154,18	309158,77
2040	172494,27	157880,31	172494,27	311276,27	325890,23	311276,27
2041	181622,96	134028,64	181622,96	313946,88	361541,21	313946,88
2042	192337,23	175972,38	192366,40	318699,03	335063,88	318669,86
2043	204946,57	152334,39	204946,57	325515,00	378127,18	325515,00
2044	214551,90	205763,30	214495,02	326854,59	335643,19	326911,47
2045	220420,91	133570,43	220420,91	322197,50	409047,98	322197,50
2046	228925,63	126991,56	228925,63	321180,44	423114,52	321180,44
2047	244200,80	235350,22	244200,80	331113,21	339963,79	331113,21
2048	248262,57	235880,30	248262,57	346355,06	358737,33	346355,06
2049	282326,43	275940,02	282326,43	328626,58	335012,99	328626,58
2050	288950,54	281390,01	288950,54	333899,57	341460,10	333899,57
Toplam	4180789,75	3364273,11	4180780,71	8057161,75	8873678,40	8057170,79

Rüzgâr ve biyokütle enerji santralleri için “5186799393” ε değeri ile en düşük maliyete ulaşan model sonucuna göre maliyette % 0,001 azalma görülürken, uzaklık değerinde % 1,86 artma görülmektedir. Elde edilen bu değerlerle maliyeti azaltırken maksimum toplam uzaklıkta gelişme gözlemlenmiştir. ε kısıt yöntemi ile elde edilen sonuçlarda toplam CO_2 salınımı miktarı ve toplam fosil yakıttan üretilen elektrik miktarlarında artış, toplam kurulum maliyeti iyileşme gözlenmiştir.

5.2.7. Alternatif VII santralleri için uygulama sonuçları

Sadece rüzgâr ve biyokütle enerji santrallerini dikkate alan Türkiye uygulamasının birinci amaç fonksiyonu olan minimum toplam maliyeti amaçlayan model sonucu Çizelge 5.54’te verilmiştir.

Çizelge 5.54. Alternatif VII için birinci amaç fonksiyonu sonucu

Amaç 1	Amaç 2
1 376 570 523 412,11 $	6 420 705 871,18 km

İkinci amaç fonksiyonu olan maksimum toplam uzaklık amaçlayan model sonucu Çizelge 5.55’te verilmiştir.

Çizelge 5.55. Alternatif VII için ikinci amaç fonksiyonu sonucu

Amaç 1	Amaç 2
1 526 728 251 315,29 $	6 664 415 685,35 km

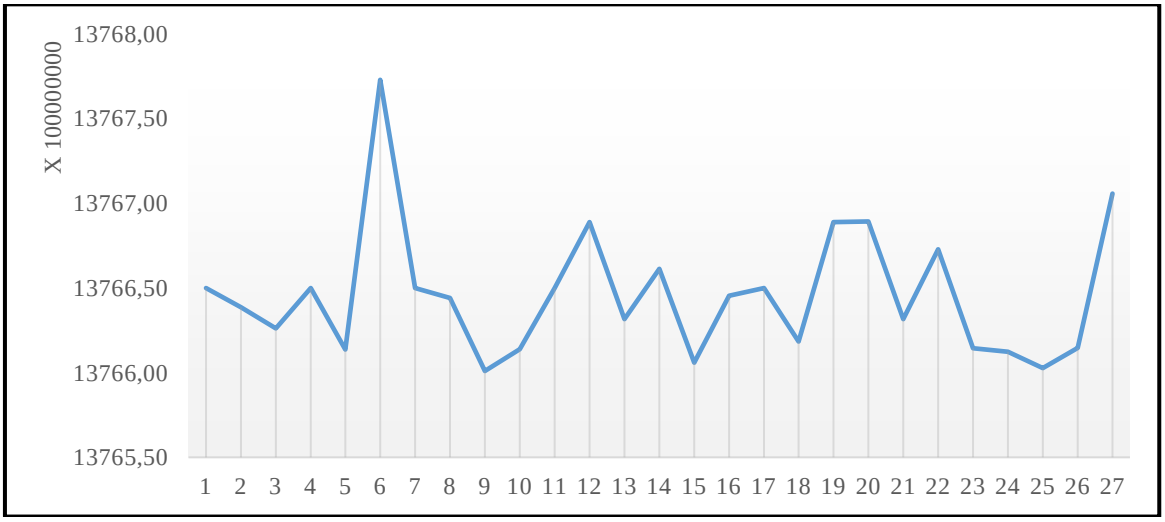
Model için uygulanacak ε-kısıtı uygulaması için ikinci amaç fonksiyonu kısıt olarak eklenmiştir ve alacağı değer aralığı [6 420 705 871,18; 6 664 415 685,35] olarak belirlenmiştir. ε kısıt yöntemi doğrultusunda alınan ε değerleri, değişim yüzde oranı, minimum toplam maliyeti sağlayan amaç fonksiyonu ve uzaklık değerleri Çizelge 5.56’da verilmektedir.

Çizelge 5.56. Alternatif VII için ε kısıt yöntemi sonuçları

	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Artış Yüzdesi	Maliyet	Uzaklık
1	6420705871	%50	1376649859309,60	6449236606
2	6542560778	%50	1376638506253,67	6548873799
3	6664415685	%50	1376626098353,22	6664565125
4	6420705871	%40	1376649859309,60	6449236606,35
5	6518189796	%40	1376613568065,05	6518534365,81
6	6615673721	%40	1376772768298,42	6615987053,69
7	6420705871	%30	1376649859309,60	6449236606,35
8	6493818815	%30	1376644060935,95	6494487034,86
9	6566931759	%30	1376600943679,30	6567377594,60
10	6640044703	%30	1376613721553,79	6641474938,74
11	6420705871	%20	1376649859309,60	6449236606,35
12	6469447833	%20	1376688785068,30	6493803479,96
13	6518189795	%20	1376631541984,89	6519436321,68
14	6566931757	%20	1376661314872,42	6567234858,88
15	6615673719	%20	1376605835521,70	6616651782,45
16	6664415681	%20	1376645353630,64	6665255597,65
17	6420705871	%10	1376649859309,60	6449236606,35
18	6445076852	%10	1376618283601,66	6445171339,32
19	6469447833	%10	1376688785068,30	6493803479,96
20	6493818814	%10	1376689227476,52	6493886952,10
21	6518189795	%10	1376631541984,89	6519436321,68
22	6542560776	%10	1376672693461,70	6542899264,91
23	6566931759	%10	1376614421735,56	6567586057,23
24	6591302740	%10	1376612311247,02	6592111406,08
25	6615673721	%10	1376602669852,30	6616310623,33
26	6640044702	%10	1376614594965,39	6640055967,91
27	6664415683	%10	1376705526904,85	6675486189,15

Model, ε kısıt yöntemi için toplam 27 kez çalıştırılmıştır ve 9. çalışmasında "6566931759" ε değeri ile en düşük maliyete ulaşmıştır. Maliyette %0,002 ve uzaklık değerinde %2,28 artma görülmektedir. Elde edilen bu değerlerle maliyeti azaltırken maksimum toplam

uzaklıkta gelişme gözlemlenmiştir. Maliyet değerlerindeki değişim Şekil 5.16'da gösterilmektedir.



Şekil 5.16. Alternatif VII için maliyet değerleri ($)

Jeotermal enerji santralleri için 120 adet, rüzgâr enerji santralleri için 600 adet ve biyokütle santralleri için 200 adet aday santral bulunmaktadır. Çizelge 5.57'de görüldüğü üzere 2050 yılında bütün aday santraller açılmıştır. Birinci ve ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarına göre açılan santral sayılarında bir farklılık gözlenmemektedir. Ancak ε kısıt yöntemi ile minimum toplam maliyet sağlanan çalışmasında elde edilen santral sayıları yıllara göre artış ve azalış göstermektedir.

Çizelge 5.57. Alternatif VII için açık santral sayıları

	Jeotermal Enerji Santrali			Rüzgâr Enerjisi Santrali			Biyokütle Enerji Santrali		
Yıl	1.Amaç	2.Amaç	$\boldsymbol{\varepsilon}$ 6566931759	1.Amaç	2.Amaç	$\boldsymbol{\varepsilon}$ 6566931759	1.Amaç	2.Amaç	ε 6566931759
2024	0	0	0	16	16	27	0	0	0
2025	0	0	0	83	83	102	0	0	0
2026	1	1	1	164	164	185	0	0	0
2027	1	1	1	164	164	185	0	0	0
2028	1	1	1	164	164	185	0	0	0
2029	1	1	1	201	201	217	0	0	0
2030	1	1	1	259	259	272	0	0	0
2031	1	1	1	259	259	272	0	0	0
2032	1	1	1	325	325	336	0	0	0
2033	1	1	1	325	325	336	0	0	0
2034	1	1	1	325	325	336	0	0	0
2035	1	1	1	325	325	336	0	0	0
2036	1	1	1	357	357	366	0	0	0
2037	1	1	1	367	367	374	0	0	0
2038	1	1	1	538	538	550	1	1	1
2039	1	1	1	538	538	550	1	1	1
2040	1	1	1	538	538	550	1	1	1
2041	1	1	1	566	566	570	1	1	1
2042	1	1	1	600	600	599	99	99	100
2043	1	1	1	600	600	599	99	99	100
2044	19	19	34	600	600	600	200	200	200
2045	19	19	34	600	600	600	200	200	200
2046	19	19	34	600	600	600	200	200	200
2047	102	102	101	600	600	600	200	200	200
2048	120	120	120	600	600	600	200	200	200
2049	120	120	120	600	600	600	200	200	200
2050	120	120	120	600	600	600	200	200	200

Çizelge 5.58, 5.59, 5.60 incelendiğinde, açık santral sayıları bakımından birinci ve ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarında bir değişiklik gözlenmezken kurulum maliyetlerinde ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarının jeotermal enerji santralleri için artarken; rüzgâr ve biyokütle enerji santrallerinde azalma görülmektedir. Çizelge 5.58'e bakıldığında, jeotermal enerji santralleri için toplam kurulum maliyetleri açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu santral kurulum maliyetini %7,42 artarken ε kısıt yöntemi ile %0,014 azalmaktadır. Çizelge 5.59'a bakıldığında, rüzgâr enerjisi santralleri için

toplam kurulum maliyetleri açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu santral kurulum maliyetini %1,29 ve ε kısıt yöntemi %0,013 azaltmaktadır. Çizelge 5.60'a bakıldığında, biyokütle enerji santralleri için toplam kurulum maliyetleri açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu santral kurulum maliyetini %0,12 azaltırken ε kısıt yöntemi ile %0,18 artmaktadır.

Çizelge 5.58. Jeotermal enerji santralleri için kurulum maliyetleri ($)

Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 6566931759
2024	0	0	0
2025	0	0	0
2026	417350,1	14607253,5	417350,1
2027	417350,1	14607253,5	417350,1
2028	417350,1	14607253,5	417350,1
2029	417350,1	14607253,5	417350,1
2030	417350,1	14607253,5	417350,1
2031	417350,1	14607253,5	417350,1
2032	417350,1	14607253,5	417350,1
2033	417350,1	14607253,5	417350,1
2034	417350,1	14607253,5	417350,1
2035	417350,1	14607253,5	417350,1
2036	417350,1	14607253,5	417350,1
2037	417350,1	14607253,5	417350,1
2038	417350,1	14607253,5	417350,1
2039	417350,1	14607253,5	417350,1
2040	417350,1	14607253,5	417350,1
2041	417350,1	14607253,5	417350,1
2042	417350,1	14607253,5	417350,1
2043	417350,1	14607253,5	417350,1
2044	228554826,4	259396998,8	229130769,6
2045	228554826,4	259396998,8	229130769,6
2046	228554826,4	259396998,8	229130769,6
2047	1072822081,9	1156370007,2	1070304069,6
2048	1348913084,7	1348913084,7	1348913084,7
2049	1348913084,7	1348913084,7	1348913084,7
2050	1348913084,7	1348913084,7	1348913084,7
Toplam	5812738117,1	6244230820,8	5811947934,3

Çizelge 5.59. Rüzgâr enerjisi santralleri için kurulum maliyetleri ($)

Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	ε Değeri: 6566931759
2024	77060670,1	66280555,3	77115714,9
2025	400219469,8	381116378,6	400860130,0
2026	790326497,8	771049098,1	790357078,2
2027	790326497,8	771049098,1	790357078,2
2028	790326497,8	771049098,1	790357078,2
2029	953280488,4	951081245,1	953440016,4
2030	1275543790,9	1235568020,4	1276005045,9
2031	1275543790,9	1235568020,4	1276005045,9
2032	1614301163,4	1557499015,4	1616044248,4
2033	1614301163,4	1557499015,4	1616044248,4
2034	1614301163,4	1557499015,4	1616044248,4
2035	1614301163,4	1557499015,4	1616044248,4
2036	1795926041,6	1732503228,4	1794868468,1
2037	1851093155,4	1780932451,9	1851554410,4
2038	2732842936,6	2682726182,5	2730983136,2
2039	2732842936,6	2682726182,5	2730983136,2
2040	2732842936,6	2682726182,5	2730983136,2
2041	2865732787,0	2836423473,9	2866714419,1
2042	3045285840,4	3045285840,4	3039918973,2
2043	3045285840,4	3045285840,4	3039918973,2
2044	3045285840,4	3045285840,4	3045285840,4
2045	3045285840,4	3045285840,4	3045285840,4
2046	3045285840,4	3045285840,4	3045285840,4
2047	3045285840,4	3045285840,4	3045285840,4
2048	3045285840,4	3045285840,4	3045285840,4
2049	3045285840,4	3045285840,4	3045285840,4
2050	3045285840,4	3045285840,4	3045285840,4
Toplam	54928685714,4	54218367841,2	54921599716,8

Çizelge 5.60. Biyokütle enerji santralleri için kurulum maliyetleri ($)

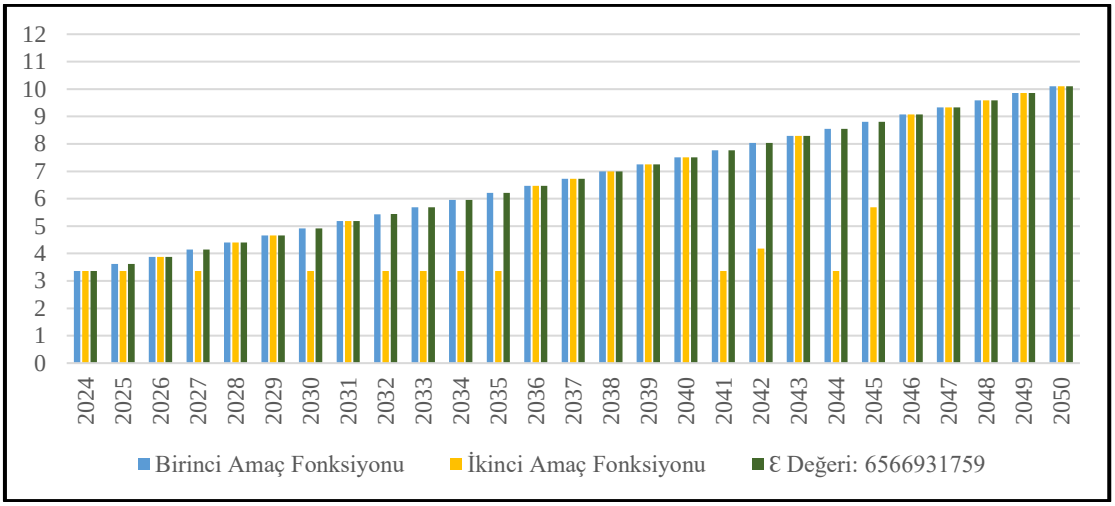
Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	ε Değeri: 6566931759
2024	0	0	0
2025	0	0	0
2026	0	0	0
2027	0	0	0
2028	0	0	0
2029	0	0	0
2030	0	0	0
2031	0	0	0
2032	0	0	0
2033	0	0	0
2034	0	0	0
2035	0	0	0
2036	0	0	0
2037	0	0	0
2038	3949253,5	3776293,5	5765333,6
2039	3949253,5	3776293,5	5765333,6
2040	3949253,5	3776293,5	5765333,6
2041	3949253,5	3776293,5	5765333,6
2042	475451899,2	470752316,3	479127299,3
2043	475451899,2	470752316,3	479127299,3
2044	1029908787,9	1029908787,9	1029908787,9
2045	1029908787,9	1029908787,9	1029908787,9
2046	1029908787,9	1029908787,9	1029908787,9
2047	1029908787,9	1029908787,9	1029908787,9
2048	1029908787,9	1029908787,9	1029908787,9
2049	1029908787,9	1029908787,9	1029908787,9
2050	1029908787,9	1029908787,9	1029908787,9
Toplam	8176062327,5	8165971321,8	8190677448,2

Çizelge 5.61'de yer alan jeotermal, rüzgâr ve biyokütle enerji santralleri için elektrik üretimine katılım oranlarına göre ikinci amaç fonksiyonu ile en düşük üretime katılım gerçekleşirken; birinci amaç ve ε kısıt yöntemi yakın değerler ile elektrik üretimine katkı sağlamıştır. Şekil 5.17'de jeotermal enerji için üretime katılım oranı gösterilmektedir. Birinci amaç fonksiyonu ve ε kısıt yöntemi sonuçları düzenli artış gösterirken; ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarında artış ve azalışlar gözlenmektedir. Şekil 5.18 ve 5.19, sırasıyla

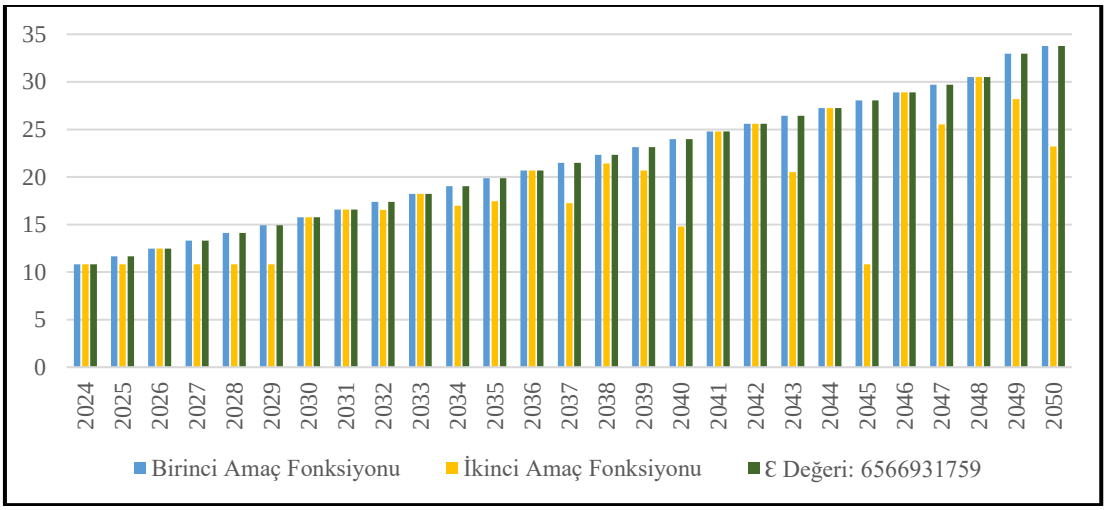
rüzgâr ve biyokütle enerjilerinin üretimine katılım oranlarını göstermektedir. Jeotermal enerji sonuçları ile benzer sonuçlar göstermesine rağmen, rüzgâr ve biyokütle enerjilerinin üretime katılım oranlarında daha ciddi artışlar gözlenmektedir.

Çizelge 5.61. Alternatif VII için üretime katılım oranları (%)

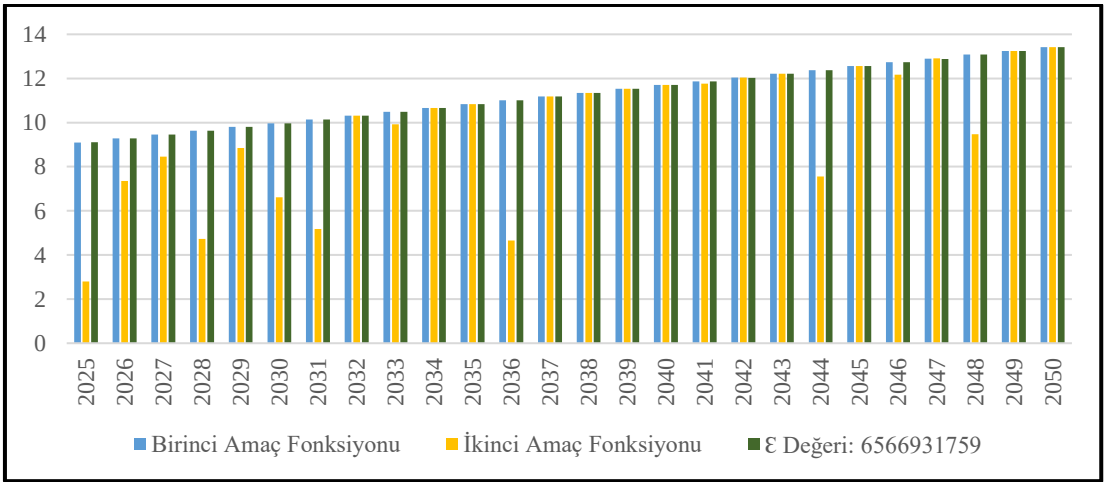
	Jeotermal Enerji Santrali			Rüzgâr Enerjisi Santrali			Biyokütle Enerji Santrali		
Yıl	1.Amaç	2.Amaç	ε 6566931759	1.Amaç	2.Amaç	ε 6566931759	1.Amaç	2.Amaç	ε 6566931759
2024	3,36	3,36	3,36	10,83	10,83	10,83	2,80	2,80	2,80
2025	3,62	3,36	3,62	11,65	10,83	11,65	9,10	2,80	9,11
2026	3,88	3,88	3,88	12,47	12,47	12,47	9,28	7,35	9,28
2027	4,14	3,36	4,14	13,29	10,83	13,29	9,45	8,45	9,45
2028	4,40	4,40	4,40	14,11	10,83	14,11	9,63	4,73	9,63
2029	4,66	4,66	4,66	14,93	10,83	14,93	9,80	8,85	9,80
2030	4,92	3,36	4,92	15,75	15,75	15,75	9,97	6,61	9,97
2031	5,18	5,18	5,18	16,57	16,57	16,57	10,14	5,18	10,14
2032	5,43	3,36	5,44	17,39	16,54	17,39	10,32	10,32	10,32
2033	5,69	3,36	5,69	18,21	18,21	18,21	10,49	9,92	10,49
2034	5,95	3,36	5,95	19,04	16,97	19,04	10,66	10,66	10,66
2035	6,21	3,36	6,21	19,86	17,43	19,86	10,84	10,84	10,84
2036	6,47	6,47	6,47	20,68	20,68	20,68	11,01	4,65	11,01
2037	6,73	6,73	6,73	21,50	17,25	21,50	11,18	11,18	11,18
2038	6,99	6,99	6,99	22,32	21,40	22,32	11,35	11,35	11,35
2039	7,25	7,25	7,25	23,14	20,66	23,14	11,53	11,53	11,53
2040	7,51	7,51	7,51	23,96	14,79	23,96	11,70	11,70	11,70
2041	7,77	3,36	7,77	24,78	24,78	24,78	11,87	11,76	11,87
2042	8,03	4,18	8,03	25,60	25,60	25,60	12,04	12,04	12,03
2043	8,29	8,29	8,29	26,42	20,50	26,42	12,22	12,22	12,22
2044	8,55	3,36	8,55	27,24	27,24	27,24	12,37	7,56	12,38
2045	8,81	5,69	8,81	28,06	10,83	28,06	12,56	12,56	12,56
2046	9,07	9,07	9,07	28,88	28,88	28,88	12,73	12,17	12,73
2047	9,33	9,33	9,33	29,70	25,52	29,70	12,90	12,91	12,88
2048	9,59	9,59	9,59	30,52	30,52	30,52	13,08	9,47	13,08
2049	9,85	9,85	9,85	32,96	28,19	32,96	13,25	13,25	13,25
2050	10,10	10,10	10,10	33,78	23,19	33,78	13,42	13,42	13,42



Şekil 5.17. Jeotermal enerji için üretime katılım oranı (%)



Şekil 5.18. Rüzgâr enerjisi için üretime katılım oranı (%)



Şekil 5.19. Biyokütle enerji için üretime katılım oranı (%)

Çizelge 5.62'de yer alan CO_2 salınım miktarları elektrik üretimine katılım oranları ile ilişkili olduğundan toplam CO_2 salınım miktarı ikinci amaç fonksiyonu sonuçlarında daha fazla çıkmıştır. Toplam CO_2 salınım miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %11,42 ve ε kısıt yöntemi ile %0,002 artmaktadır.

Çizelge 5.62. Alternatif VII için CO_2 salınımı miktarı (ton)

Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 6566931759
2024	121595706,10	124621942,10	121595706,10
2025	116333500,03	130403181,47	116321871,70
2026	118029158,85	124029164,16	118029158,85
2027	117466848,82	127114591,78	117466848,82
2028	118888643,83	135053750,21	118888643,83
2029	120304593,79	131243366,96	120304593,79
2030	123010906,62	134494308,58	123010906,62
2031	126613163,46	138127491,18	126613163,46
2032	127474136,54	135612013,81	127473549,84
2033	125779865,47	133890814,67	125779865,47
2034	125658565,39	137066965,85	125658565,39
2035	129783078,68	143319368,22	129783078,68
2036	132385697,03	148567642,82	132385697,03
2037	134848110,58	146649091,01	134848110,58
2038	135296098,85	140297753,09	135296098,85
2039	133910674,32	142343540,23	133910674,32
2040	134060992,40	157865044,54	134060992,40
2041	134413483,42	147964420,57	134413483,42
2042	135600100,62	147881654,73	135631781,91
2043	137631782,83	155409199,39	137631782,83
2044	137322602,58	165789520,25	137310670,94
2045	134397438,44	189313492,36	134397438,44
2046	133013669,43	137486599,80	133013669,43
2047	135751746,55	150041866,69	135800930,62
2048	136775672,87	149899744,53	136775672,87
2049	132294311,92	149003040,99	132294311,92
2050	131203918,95	165228742,97	131203918,95
Toplam	3489844468,37	3888718312,95	3489901187,06

Jeotermal, rüzgâr ve biyokütle enerji santralleri için çalıştırılan model sonuçlarına göre Çizelge 5.63'te yenilenebilir enerjiden ve fosil yakıttan üretilen elektrik miktarları gösterilmektedir. Toplam yenilenebilir enerjiden üretilen elektrik miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %16,73 ve ε kısıt yöntemi ile %0,002 azalmaktadır.

Çizelge 5.63'e göre, toplam fosil yakıttan üretilen elektrik miktarları açısından bakıldığında birinci amaç fonksiyonuna göre, ikinci amaç fonksiyonu %11,85 ve ε kısıt yöntemi ile %0,002 artmaktadır.

Çizelge 5.63. Alternatif VII için üretilen elektrik miktarı (GWh)

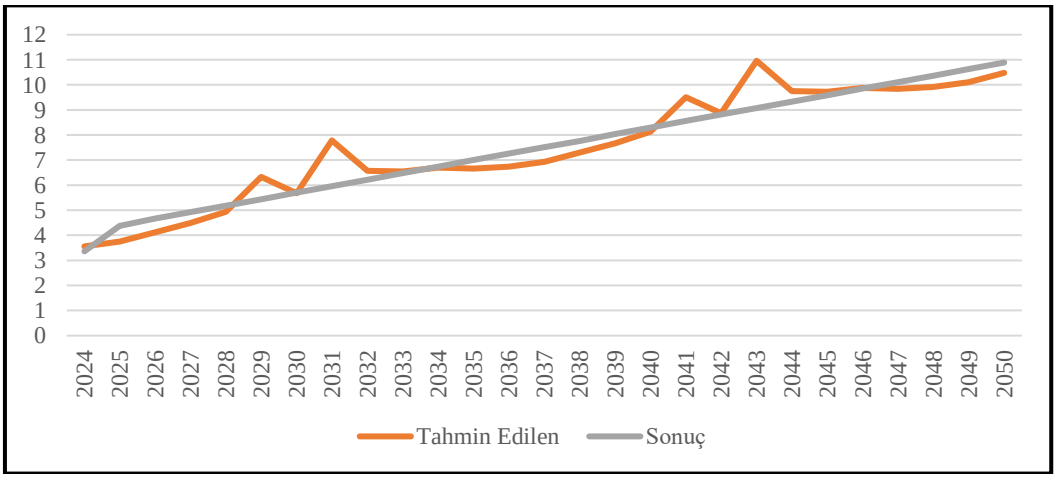
	Yenilenebilir Enerjiden Üretilen Elektrik Miktarı (GWh)			Fosil Yakıttan Üretilen Elektrik Miktarı (GWh)		
Yıl	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 6566931759	Birinci Amaç Fonksiyonu	İkinci Amaç Fonksiyonu	$\boldsymbol{\varepsilon}$ Değeri: 6566931759
2024	51628,80	45190,00	51628,80	252248,79	258687,59	252248,79
2025	77580,17	47644,68	77604,92	240745,20	270680,70	240720,46
2026	84145,03	71379,06	84145,03	244141,06	256907,03	244141,06
2027	89298,47	68771,35	89298,47	242862,22	263389,33	242862,22
2028	96191,18	61797,33	96191,18	245680,69	280074,54	245680,69
2029	103420,42	80146,43	103420,42	248479,98	271753,96	248479,98
2030	112185,36	87752,59	112185,36	253935,53	278368,30	253935,53
2031	122333,95	97835,38	122333,95	261228,80	285727,37	261228,80
2032	130324,93	113010,30	130326,18	262856,02	280170,65	262854,77
2033	135921,71	118664,37	135921,71	259209,68	276467,02	259209,68
2034	143386,51	119113,32	143386,51	258801,46	283074,65	258801,46
2035	156239,43	127438,81	156239,43	267126,43	295927,04	267126,43
2036	168007,87	133578,20	168007,87	272303,37	306733,04	272303,37
2037	180280,08	155171,61	180280,08	277177,73	302286,20	277177,73
2038	190430,63	179788,81	190430,63	277899,57	288541,39	277899,57
2039	198327,75	180385,48	198327,75	274848,74	292791,01	274848,74
2040	208827,37	158180,45	208827,37	274943,16	325590,08	274943,16
2041	220127,75	191295,96	220127,75	275442,10	304273,88	275442,10
2042	233398,52	207267,56	233331,12	277637,74	303768,71	277705,15
2043	248914,41	211090,12	248914,41	281547,16	319371,45	281547,16
2044	260750,03	200182,12	260775,41	280656,46	341224,37	280631,08
2045	268211,49	151368,82	268211,49	274406,92	391249,59	274406,92
2046	278802,65	269285,78	278802,65	271303,42	280820,30	271303,42
2047	298721,23	268316,72	298616,58	276592,78	306997,29	276697,43
2048	316257,00	288333,44	316257,00	278360,63	306284,19	278360,63
2049	342474,75	306924,26	342474,75	268478,26	304028,75	268478,26
2050	356944,97	284551,72	356944,97	265905,14	338298,39	265905,14
Toplam	5073132,45	4224464,70	5073011,78	7164819,05	8013486,80	7164939,73

Jeotermal, rüzgâr ve biyokütle enerji santralleri için “6566931759” ε değeri ile en düşük maliyete ulaşan model sonucuna göre maliyette %0,002 azalma görülürken, uzaklık değerinde %2,28 artma görülmektedir. Elde edilen bu değerlerle maliyeti azaltırken maksimum toplam uzaklıkta gelişme gözlemlenmiştir.

5.3. Uygulama Sonuçlarının Analizi

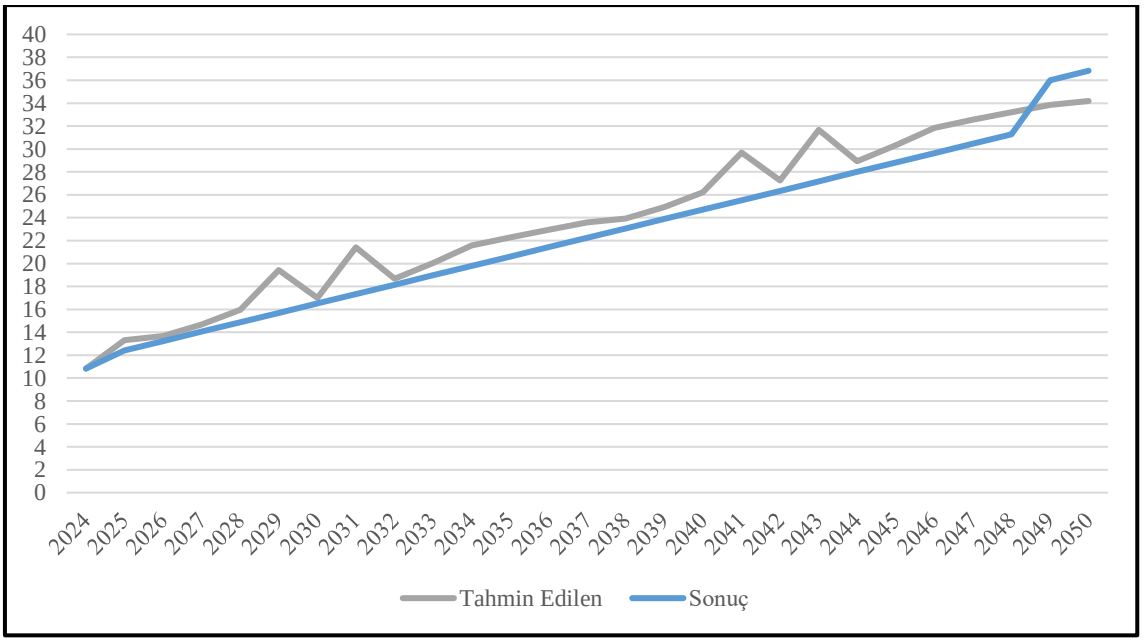
Bu bölümde, yedi farklı alternatif enerji planı geliştirilmiş ve her bir enerji kaynağının elektrik üretimine katılım oranları, kurulum maliyetleri, her alternatifin için CO_2 salınım ve yenilenebilir enerjiden üretilen elektrik miktarları açısından analiz edilmiştir. Çalıştırılan model iki amaçlıdır ve çok amaçlı matematiksel modeli çözmek için ε kısıt yöntemi kullanılmıştır. Her alternatif minimum toplam maliyet sonuçları, ε kısıt yöntemi sonuçları ile karşılaştırılmıştır.

Alternatif I’de sadece jeotermal enerji kaynağının dikkate alındığı matematiksel model çalıştırılmıştır. ε kısıt yöntemi ile toplam maliyette %0,0033 azalma ve toplam uzaklıkta % 2,42 artma gözlenmiştir. Bunlara ek olarak santrallerin toplam kurulum maliyetlerinde %0,46 düşüş, jeotermal enerjiden üretilen elektrik miktarında %0,0013 artma ve buna bağlı olarak toplam CO_2 salınımında %0,001 azalma gözlenmektedir. ε kısıt yöntemi ile minimum toplam maliyet sağlanırken maksimum toplam uzaklık gelişme göstermiştir. Şekil 5.20’de, Bölüm 3.6’da bahsedilen elektrik üretimine katılım oranlarının tahmin sonuçları ve ε kısıt yöntemi sonuçlarının karşılaştırılması görülmektedir. Düzenli bir artış ile yenilenebilir enerjide süreklilik sağlanmıştır.



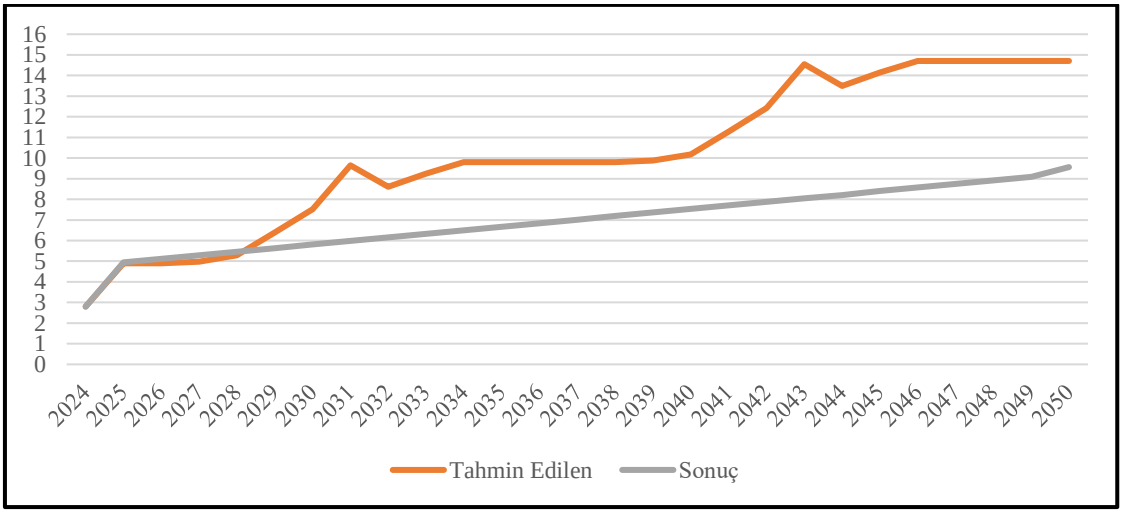
Şekil 5.20. Alternatif I – jeotermal enerji için üretime katılım oranları (%)

Alternatif II'de sadece rüzgâr enerji kaynağının dikkate alındığı matematiksel model çalıştırılmıştır. ε kısıt yöntemi ile toplam maliyette %0,0015 azalma ve toplam uzaklıkta % 1,48 artma gözlenmiştir. Bunlara ek olarak santrallerin toplam kurulum maliyetlerinde % 0,3 artış, jeotermal enerjiden üretilen elektrik miktarında %0,005 artış ve buna bağlı olarak toplam CO_2 salınımında %0,001 azalma gözlenmektedir. ε kısıt yöntemi ile minimum toplam maliyet sağlanırken maksimum toplam uzaklık gelişme göstermiştir. Şekil 5.21'de, tahmin edilen elektrik üretimine katılım oranları ve ε kısıt yöntemi sonuçlarının karşılaştırılması görülmektedir. Üretime katılım oranlarında düzenli bir artış sağlanmıştır fakat tahmin edilen oranlara göre düşük sonuçlar elde edilmiştir.



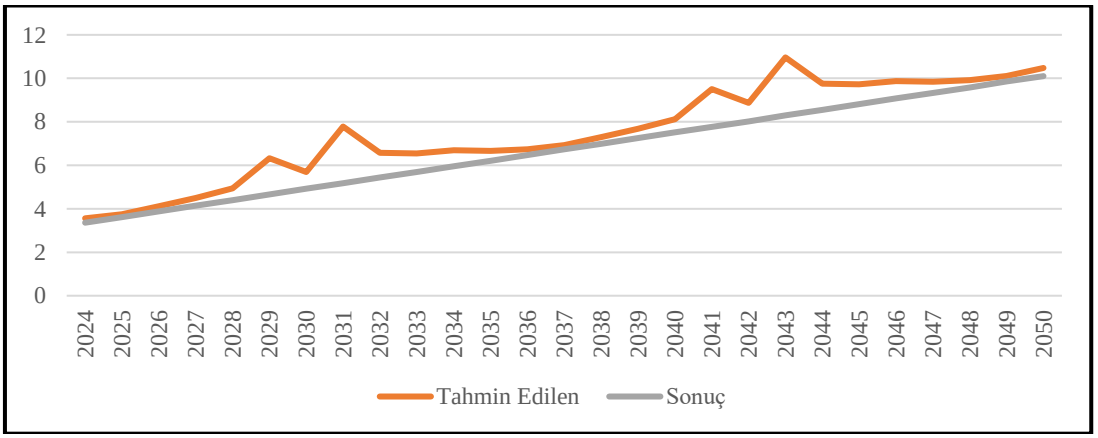
Şekil 5.21. Alternatif II – rüzgâr enerjisi için üretime katılım oranları (%)

Alternatif III'te sadece biyokütle enerji kaynağının dikkate alındığı matematiksel model çalıştırılmıştır. ε kısıt yöntemi ile toplam maliyette %0,0007 azalma ve toplam uzaklıkta % 0,24 artma gözlenmiştir. Bunlara ek olarak santrallerin toplam kurulum maliyetlerinde %1,75 düşüş, jeotermal enerjiden üretilen elektrik miktarında %0,0017 azalma ve buna bağlı olarak toplam CO_2 salınımında %0,001 artma gözlenmektedir. ε kısıt yöntemi ile minimum toplam maliyet sağlanırken maksimum toplam uzaklık gelişme göstermiştir. Şekil 5.22'ye bakıldığında, tahmin edilen elektrik üretimine katılım oranlarının elde edilen üretime katılım oranlarından fazla olduğu görülmektedir. Matematiksel model sonuçlarının düşük çıkma sebepleri maliyetler ve uzaklık kısıtlarıdır.

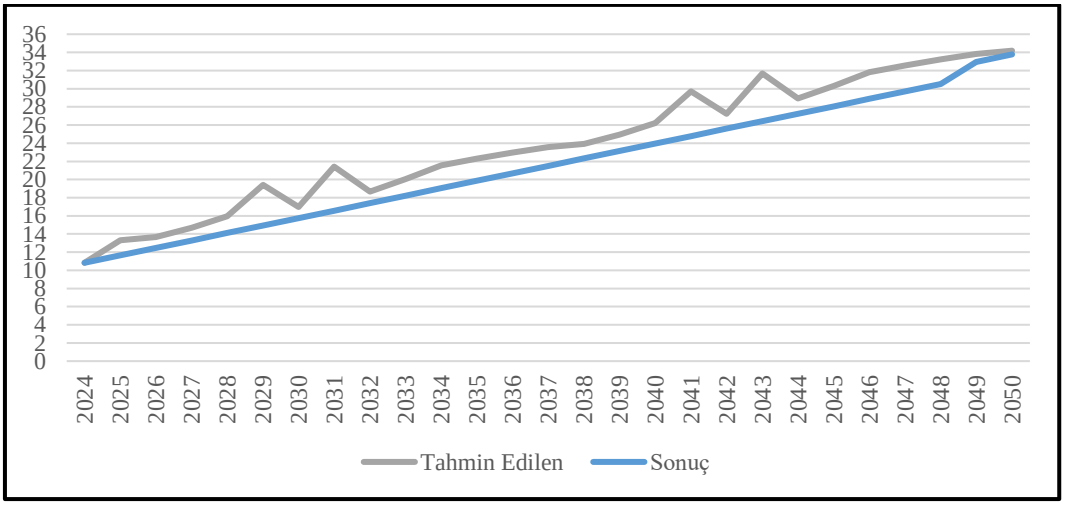


Şekil 5.22. Alternatif III – biyokütle enerjisi için üretime katılım oranları (%)

Alternatif IV'te jeotermal ve rüzgâr enerji kaynaklarının dikkate alındığı matematiksel model çalıştırılmıştır. ε kısıt yöntemi ile toplam maliyette %0,0015 azalma ve toplam uzaklıkta % 3,08 artma gözlenmiştir. Bunlara ek olarak jeotermal enerji santrallerin toplam kurulum maliyetlerinde %0,044 düşüş ve rüzgâr enerjisi santralleri toplam kurulum maliyetlerinde %0,036 artış, jeotermal ve rüzgâr enerjiden üretilen elektrik miktarında %0,008 artma ve buna bağlı olarak toplam CO_2 salınımında %0,003 azalma gözlenmektedir. ε kısıt yöntemi ile minimum toplam maliyet sağlanırken maksimum toplam uzaklık gelişme göstermiştir. Şekil 5.23 ve 5.24'e bakıldığında, tahmin edilen elektrik üretimine katılım oranlarının elde edilen üretime katılım oranlarından fazla olduğu görülmektedir. Ancak iki farklı enerji kaynağı için de planlama dönemi sonunda beklenen değerlere ulaşıldığı görülmektedir.

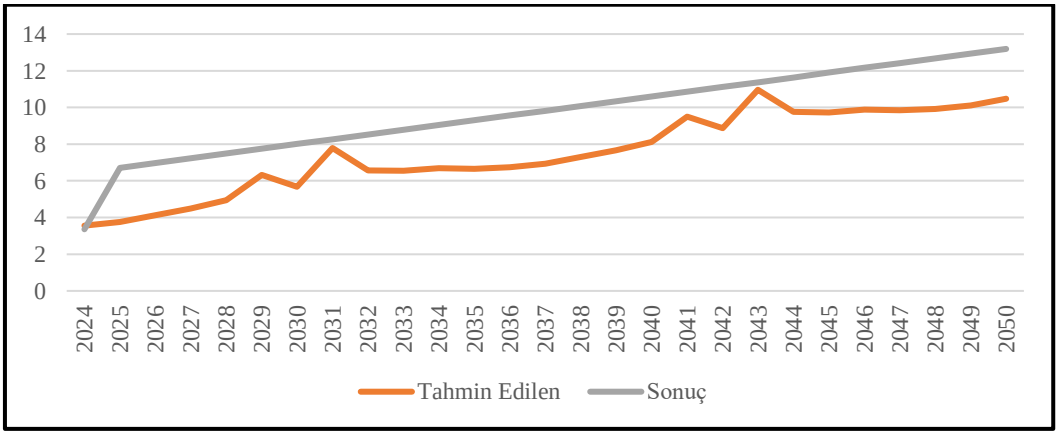


Şekil 5.23. Alternatif IV – jeotermal enerjisi için üretime katılım oranları (%)

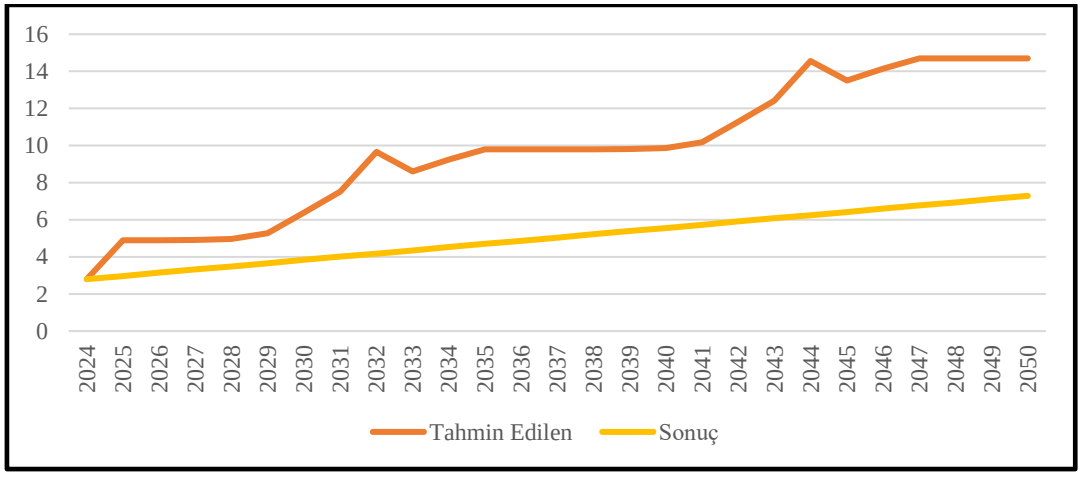


Şekil 5.24. Alternatif IV – rüzgâr enerjisi için üretime katılım oranları (%)

Alternatif V'te jeotermal ve biyokütle enerji kaynaklarının dikkate alındığı matematiksel model çalıştırılmıştır. ε kısıt yöntemi ile toplam maliyette %0,011 azalma ve toplam uzaklıkta %2,22 artma gözlenmiştir. Bunlara ek olarak jeotermal enerji santrallerin toplam kurulum maliyetlerinde % 1,31 düşüş ve biyokütle enerji santralleri toplam kurulum maliyetlerinde %0,065 düşüş, jeotermal ve biyokütle enerjiden üretilen elektrik miktarında %0,0077 artma ve buna bağlı olarak toplam CO_2 salınımında %0,008 azalma gözlenmektedir. ε kısıt yöntemi ile minimum toplam maliyet sağlanırken maksimum toplam uzaklık gelişme göstermiştir. Şekil 5.25 ve 5.26'e bakıldığında, tahmin edilen elektrik üretimine katılım oranlarının elde edilen üretime katılım oranlarından farklılıklar gösterdiği gözlenmektedir. Jeotermal enerjinin elektrik üretimine katılım oranı tahmin edilenden fazla iken biyokütle enerji için az olduğu görülmektedir. İki enerji kaynağı santralinin kurulum ve işletim maliyetlerinin farklılık göstermesi sonucu bu durum ortaya çıkmaktadır.

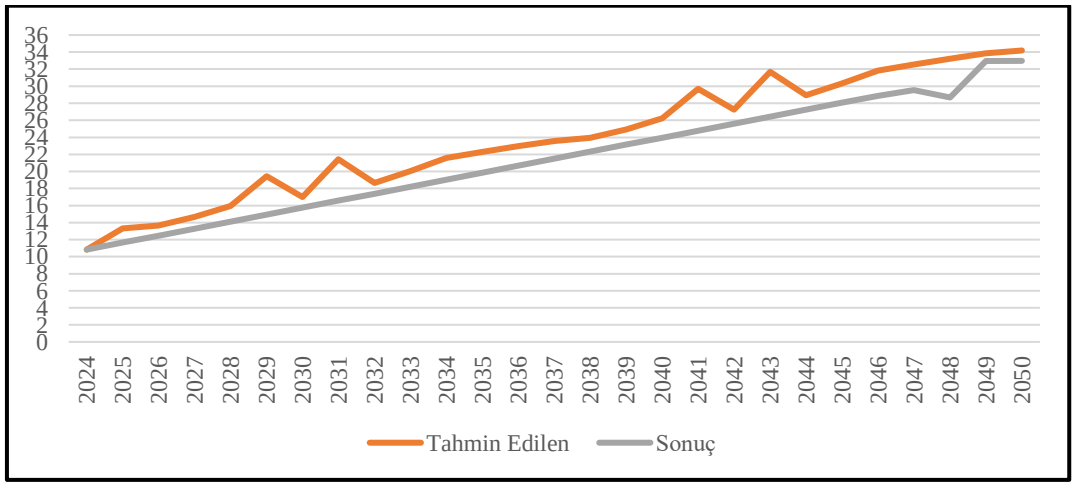


Şekil 5.25. Alternatif V – jeotermal enerjisi için üretime katılım oranları (%)

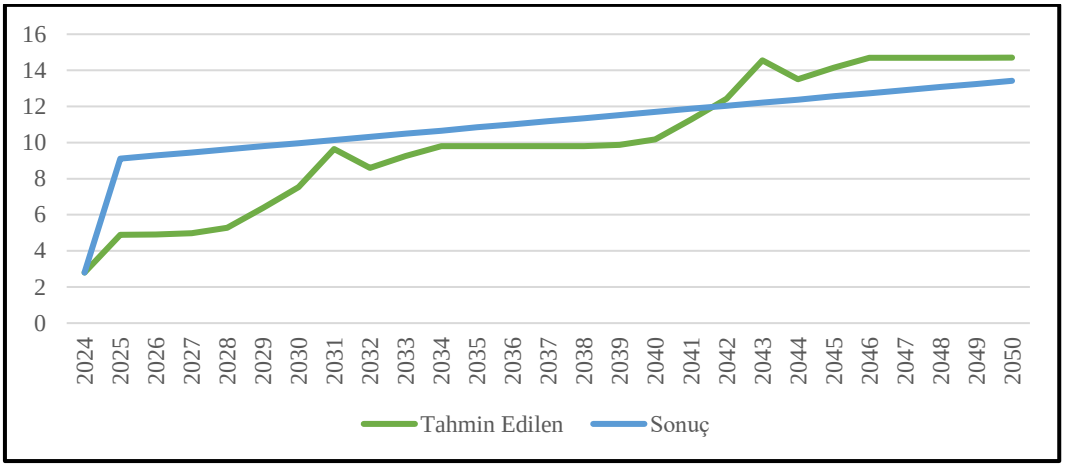


Şekil 5.26. Alternatif V – biyokütle enerji için üretime katılım oranları (%)

Alternatif VI'da rüzgâr ve biyokütle enerji kaynaklarının dikkate alındığı matematiksel model çalıştırılmıştır. ε kısıt yöntemi ile toplam maliyette %0,001 azalma ve toplam uzaklıkta % 1,86 artma gözlenmiştir. Bunlara ek olarak rüzgâr enerjisi santrallerin toplam kurulum maliyetlerinde %0,008 artış ve biyokütle enerji santralleri toplam kurulum maliyetlerinde %0,26 düşüş, rüzgâr ve biyokütle enerjiden üretilen elektrik miktarında %0,0002 azalış ve buna bağlı olarak toplam CO_2 salınımında %0,0001 artış gözlenmektedir. ε kısıt yöntemi ile minimum toplam maliyet sağlanırken maksimum toplam uzaklık gelişme göstermiştir. Şekil 5.27 ve 5.28'e bakıldığında, tahmin edilen elektrik üretimine katılım oranlarının elde edilen üretime katılım oranlarından farklılıklar gösterdiği gözlenmektedir. Rüzgâr enerjisinin elektrik üretimine katılım oranı tahmin edilenden az iken biyokütle enerji için fazla olduğu görülmektedir. İki enerji kaynağı santralinin kurulum ve işletim maliyetlerinin farklılık göstermesi sonucu bu durum ortaya çıkmaktadır.

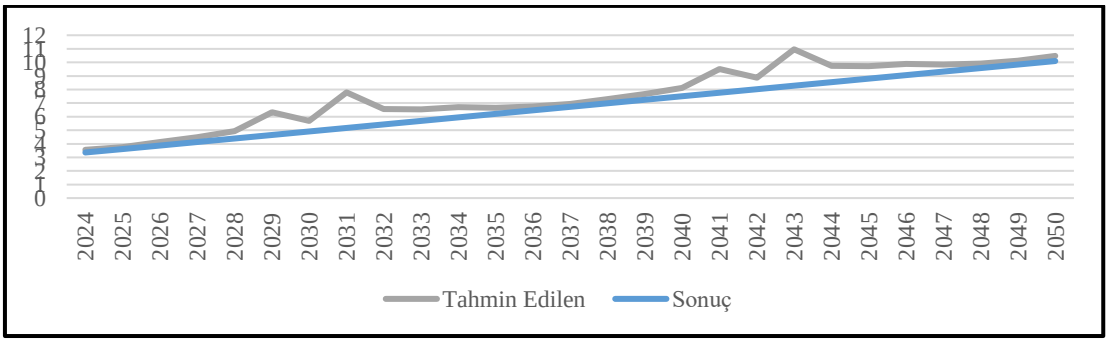


Şekil 5.27. Alternatif VI – rüzgâr enerjisi için üretime katılım oranları (%)

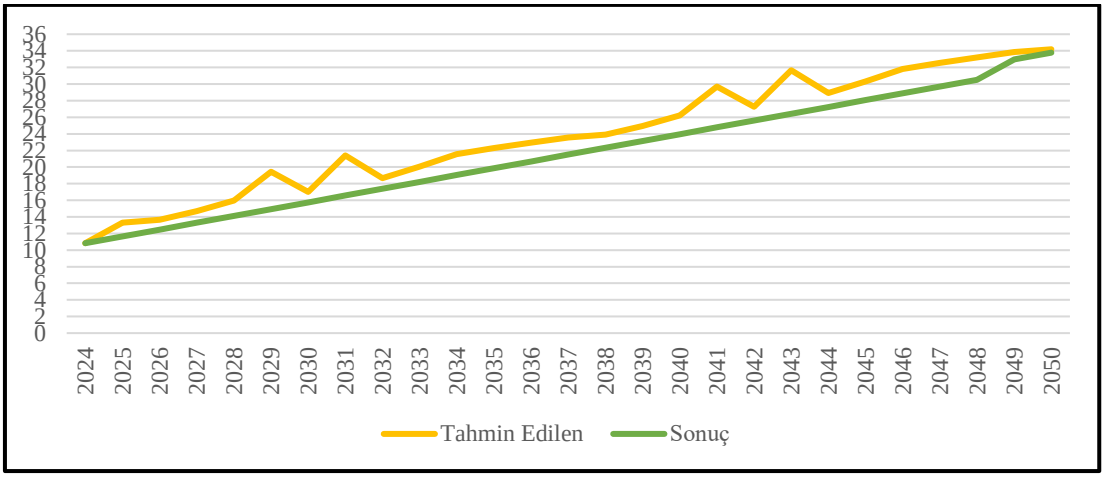


Şekil 5.28. Alternatif VI – biyokütle enerji için üretime katılım oranları (%)

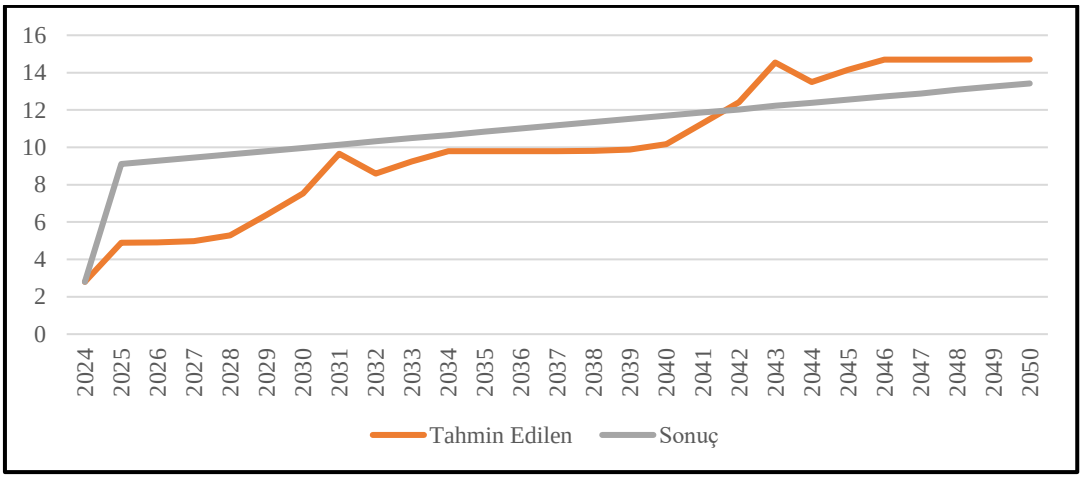
Alternatif VII'de jeotermal, rüzgâr ve biyokütle enerji kaynaklarının dikkate alındığı matematiksel model çalıştırılmıştır. ε kısıt yöntemi ile toplam maliyette %0,002 artma ve toplam uzaklıkta %2,28 artma gözlenmiştir. Bunlara ek olarak jeotermal enerji santrallerinin toplam kurulum maliyetlerinde %0,014 düşüş, rüzgâr enerjisi santrallerin toplam kurulum maliyetlerinde %0,013 düşüş ve biyokütle enerji santralleri toplam kurulum maliyetlerinde %0,18 artış gözlenirken; yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik miktarında %0,002 azalma ve buna bağlı olarak toplam CO_2 salınımında %0,002 artma gözlenmektedir. ε kısıt yöntemi ile minimum toplam maliyet sağlanırken maksimum toplam uzaklık gelişme göstermiştir. Şekil 5.29, 5.30 ve 5.31'e bakıldığında, tahmin edilen elektrik üretimine katılım oranlarının elde edilen üretime katılım oranlarından farklılıklar gösterdiği gözlenmektedir. Jeotermal enerjinin tahmin edilen oranlara yakınken, rüzgâr enerjisinin elektrik üretimine katılım oranı tahmin edilenden az iken biyokütle enerji için fazla olduğu görülmektedir. Matematiksel model sonuçlarının düşük çıkma sebepleri maliyetler ve uzaklık kısıtlarıdır.



Şekil 5.29. Alternatif VII – jeotermal enerji için üretime katılım oranları (%)



Şekil 5.30. Alternatif VII – rüzgâr enerjisi için üretime katılım oranları (%)



Şekil 5.31. Alternatif VII – biyokütle enerji için üretime katılım oranları (%)

6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Dünya nüfusundaki artışla birlikte, üretim ve tüketim sektörlerindeki aktivitelerdeki yükseliş, iklim üzerinde belirgin bir etkiye sahiptir. Bu faaliyetler, geleneksel enerji kaynaklarına dayanan ve atmosferdeki sera gazlarının konsantrasyonunu artıran, dolayısıyla sera etkisini güçlendiren bir temele dayanmaktadır. Sera gazlarının atmosferdeki artışları, küresel ısınma olarak adlandırılan olumsuz bir etkiyi beraberinde getirmektedir. Bu nedenle, dünya genelinde geleneksel enerji kaynaklarına alternatif olarak yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik bir eğilim gözlemlenmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları, çevresel etkileri en aza indirerek sürdürülebilir bir enerji tedariki sağlama potansiyeline sahiptir. Ayrıca, yerel kaynaklar oldukları için enerji bağımlılığını azaltmakta, yerel ekonomiyi güçlendirmekte ve istihdamı artırmaktadırlar. Bu nedenle, yenilenebilir enerji kaynakları toplumda geniş bir kabul ve destek görmektedir.

Bu tezde, stratejik düzeyde elektrik enerjisi planlama problemi, stratejik planlama, kapasite planlaması ve çevre politikaları gibi farklı açılardan ele alınmaktadır. Tanımlanan problemi çözmek için, jeotermal enerji, rüzgâr enerjisi ve biyokütle enerji kaynaklarını kapsayan bir karma tam sayılı matematiksel programlama modeli önerilmiştir. Tanımlanan problem, iki aşamadan oluşmaktadır ve iki amaca sahiptir. Araştırma, elektrik üretim maliyetlerinin minimize edilmesine ek olarak, CO_2 salınımlarının minimize edilmesi, kurulacak enerji santrallerinin şehir merkezlerinden uzakta açılmasını ve yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimine oranını da dikkate almaktadır. Tezde 2024-2050 planlama aralığı ele alınmıştır. Her enerji kaynağı için sonuçlar analiz edilmiş ve sunulmuştur.

Çok amaçlı matematiksel modeli çözmek için ε kısıt yöntemi kullanılmıştır. ε kısıt yöntemi ile model birden fazla çalıştırılmış ve probleme en uygun amaç fonksiyonu değeri alınmıştır. Modelde bulunan iki amaç fonksiyonundan; minimum toplam maliyeti sağlayan fonksiyon amaç fonksiyonu olarak alınıp maksimum uzaklığı sağlayan fonksiyon kısıta dönüştürülmüştür. Böylece en küçük maliyeti sağlayacak sonuca ek olarak açılacak olan enerji santrallerinin şehir merkezlerinden uzakta açılması sağlanmıştır.

Bu tez, gelecekteki elektrik talebini tahmin etmek için bir araç sunan modelin geliştirildiği bir araştırmayı içermektedir. Araştırmanın temel hedefi, düşük CO_2 salınımı sağlayan optimal enerji portföyünü belirlemek amacıyla yenilenebilir enerji kullanımını artırmaktır.

Bu çerçevede, mevcut enerji santrallerinin yanı sıra 2024-2050 arasında yapılacak olan yenilenebilir enerji santralleri de hesaba katılarak optimal bir enerji portföyü oluşturulmuştur. Bu portföy, karma tam sayılı matematiksel modelleme yöntemi kullanılarak tasarlanmıştır. Önerilen model, yenilenebilir enerji santrallerinin kurulum ve işletme maliyetleri, elektrik üretim maliyeti ve CO_2 salınım vergisi gibi faktörleri içeren maliyet fonksiyonunun minimize edilmesini ve oluşabilecek toplumsal tepkiyi göz önüne alarak açılacak santrallerin şehirlere ve diğer santrallere maksimum uzaklıkta açılması amaçlamaktadır. Geliştirilen model, karar vericilere çevresel etkileri en aza indirirken sürdürülebilir bir enerji tedariki sağlayan bir enerji portföyü belirleme olanağı sunmaktadır. Bu çalışmanın, ülkelerin enerji üretim ve tüketimini şekillendiren politika ve stratejilerin belirlenmesine katkı sağlayabileceği değerlendirilmektedir.

Önerilen enerji portföyünün uygulaması için Türkiye dikkate alınmıştır. Türkiye'nin coğrafi konumu, jeotermal enerjisi ve rüzgâr enerjisi gibi yenilenebilir kaynakların yeterince bulunduğu stratejik bir avantaja sahiptir. Bu potansiyelin etkin bir şekilde değerlendirilmesi, toplam enerji talebinin karşılanmasında ve ekonomik büyümenin desteklenmesinde önemli bir rol oynamaktadır. Yenilenebilir enerjiye yapılan yatırımlar, ülkelerin istihdamını artırabilir, teknoloji transferini teşvik edebilir ve enerji verimliliğini artırarak çevresel sürdürülebilirliği destekleyebilir. Bu nedenle, Türkiye'nin yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılan yatırımı hem ekonomik kalkınma açısından hem de çevresel etki bakımından değerli bir yaklaşım olacaktır.

Bu tezde yenilenebilir enerji yatırımlarının kademeli olarak artırılması (özellikle biyokütle, rüzgâr ve jeotermal) ve uzun vadede fosil yakıt alternatiflerinin yerini alması önerilmektedir. Önerilen enerji portföyü sadece yatırım, işletme ve bakım maliyetlerini düşürmekle kalmayıp aynı zamanda daha düşük zararlı salınıma da yol açmaktadır.

Gelecekte yapılacak çalışmalar, en iyi uygulamaları belirlemek için Türkiye ile benzer coğrafi ve ekonomik koşullara sahip ülkeler arasında yenilenebilir enerji politikalarının karşılaştırmalı analizlerini yapabilir. Uzun vadeli çevresel faydaları ve büyük ölçekli yenilenebilir enerji dağıtımının potansiyel istenmeyen sonuçlarını değerlendirmek için uzunlamasına çalışmalar yapılabilir. Çalışmalar, istikrar ve güvenilirliği sağlamak için Türkiye'nin mevcut elektrik şebekesine yüksek düzeyde yenilenebilir enerjinin entegre edilmesine yönelik zorlukları ve çözümleri ele alabilir. Enerji depolama çözümlerinin

araştırılması, yenilenebilir enerji kaynaklarını tamamlayabilir ve istikrarlı ve güvenilir bir enerji arzı sağlayabilir.

KAYNAKLAR

1. Mack, I. M. (2014). *Energy Trading and Risk Management: a practical approach to hedging, trading and portfolio diversification*. New Jersey: John Wiley & Sons.

2. Atmaca, M. E. (2022). Portfolio management and performance improvement with Sharpe and Treynor ratios in electricity markets. *Energy Reports*, 8, 192-201.

3. Han, C. and Vinel, A. (2022). Reducing forecasting error by optimally pooling wind energy generation sources through portfolio optimization. *Energy*, 239, 122099.

4. Simoglou, C. K., Biskas, P. N., Marneris, I. G. and Roumkos, C. G. (2022). Long-term electricity procurement portfolio optimization. *Electric Power Systems Research*, 202, 107582.

5. Cucchiella, F., D'Adamo, I., & Gastaldi, M. (2013). Italian energy portfolio analysis: an interactive renewable investments tool. *Advanced Materials Research*, 739, 768-776.

6. Cucchiella, F., D'Adamo, I. and Gastaldi, M. (2012). Modeling optimal investments with portfolio analysis in electricity markets. *Energy Education Science and Technology Part A: Energy Science and Research*, 30(1), 673-692.

7. Dong, Z., Yu, X., Chang, C. T., Zhou, D. and Sang, X. (2022). How does feed-in tariff and renewable portfolio standard evolve synergistically? An integrated approach of tripartite evolutionary game and system dynamics. *Renewable Energy*, 186, 864-877.

8. Georgiou, G. S., Rouvas, C. and Nathanael, D. (2022). Enhancing expansion of rooftop PV systems through Mixed Integer Linear Programming and Public Tender Procedures. *Renewable Energy*, 187, 347-361.

9. Arnette, A. and Zobel, C. W. (2012). An optimization model for regional renewable energy development, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(7), 4606-4615.

10. Yan, C. (2012). *The optimization of energy portfolio management (EPM): Framework and simulation*. Southern New Hampshire University.

11. Zangeneh, A., Jadid, S. and Rahimi-Kian, A. (2009). Promotion strategy of clean technologies in distributed generation expansion planning, *Renewable Energy*, 34(12), 2765-2773.

12. Dicorato, M., Forte, G. and Trovato, M. (2008). Environmental-constrained energy planning using energy-efficiency and distributed-generation facilities, *Renewable Energy*, 33(6), 1297-1313.

13. Levin, T., Kwon, J. and Botterud, A. (2019). The long-term impacts of carbon and variable renewable energy policies on electricity markets. *Energy Policy*, 131, 53-71.

14. Bangjun, W., Feng, Z., Feng, J., Yu, P. and Cui, L. (2022). Decision making on investments in photovoltaic power generation projects based on renewable portfolio standard: Perspective of real option. *Renewable Energy*, 189, 1033-1045.

15. Riddervold, H. O., Aasgård, E. K., Haukaas, L. and Korpås, M. (2021). Internal hydro- and wind portfolio optimisation in real-time market operations. *Renewable Energy*, 173, 675-687.

16. Ding, J., and Somani, A. (2010, April). *A long-term investment planning model for mixed energy infrastructure integrated with renewable energy*. In 2010 IEEE Green Technologies Conference, IEEE, 1-10.

17. Moura, P. S. and de Almeida, A. T. (2010). Multi-objective optimization of a mixed renewable system with demand-side management. *Renewable and Sustainable Energy* Reviews, 14(5), 1461-1468.

18. Kaviani, A. K., Riahy, G. H. and Kouhsari, S. M. (2009). Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind/PV generating system, considering component outages. *Renewable Energy*, 34(11), 2380-2390.

19. Bernal-Agustín, J. L., Dufo-López, R. and Rivas-Ascaso, D. M. (2006). Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions. *Renewable Energy*, 31(14), 2227-2244.

20. Cormio, C., Dicorato, M., Minoia, A. and Trovato, M. (2003). A regional energy planning methodology including renewable energy sources and environmental constraints. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 7(2), 99-130.

21. Daniel, J., Dicorato, M., Forte, G., Iniyan, S. and Trovato M. (2009). A methodology for the electrical energy system planning of Tamil Nadu state (India). *Energy Policy*, 37(3), 904–914.

22. Santos, M. J., Ferreira, P. and Araújo, M. (2016). A methodology to incorporate risk and uncertainty in electricity power planning. *Energy*, 115, 1400–1411.

23. Prasad, R. D. and Raturi, A. (2019). Low carbon alternatives and their implications for Fiji's electricity sector. *Utilities Policy*, 56, 1-19.

24. Xin-gang, Z., Lei, X. and Ying, Z. (2022). How to promote the effective implementation of China's Renewable Portfolio Standards considering non-neutral technology, *Energy*, 238, 121748.

25. Zhou, J. (2021). *An optimization workflow for energy portfolio in integrated energy systems.* (Doctoral dissertation, Purdue University).

26. Soroudi, A., Ehsan, M. and Zareipour, H. (2011). A practical eco-environmental distribution network planning model including fuel cells and non-renewable distributed energy resources, *Renewable energy*, 36(1), 179-188.

27. Rebennack, S., Kallrath, J. and Pardalos, P. M. (2010). Energy portfolio optimization for electric utilities: case study for Germany. *Energy, Natural Resources and Environmental Economics*, 221-246.

28. Yongping, Y., Rongrong, Z., Liqiang, D., Masek, O. and Oakey, J. (2010). Study on multi-objective optimization of load dispatch including renewable energy and CCS technologies. *International Journal of Energy Research*, 34(8), 702-715.

29. Cai, Y. P., Huang, G. H., Yang, Z. F., Lin, Q. G. and Tan, Q. (2009). Community-scale renewable energy systems planning under uncertainty—An interval chance-constrained programming approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(4), 721-735.

30. Cai Y.P., Huang, G. H., Yang, Z. F., Lin, Q. G., Bass, B. and Tan Q. (2008). Development of an optimization model for energy systems planning in the Region of Waterloo. *International Journal of Energy Research,* 32(11), 988-1005.

31. Zhang, Q., Mclellan, B. C., Tezuka, T. and Ishihara, K. N. (2013). An integrated model for long-term power generation planning toward future smart electricity systems. *Applied Energy*, 112, 1424–1437.

32. Moret, S., Bierlaire, M. and Maréchal, F. (2016). Strategic Energy Planning under Uncertainty: a Mixed-Integer Linear Programming Modeling Framework for Large-Scale Energy Systems. *Computer Aided Chemical Engineering*, 38, 1899–1904.

33. Shen, W., Qiu, J. and Dong, Z. (2018). Electricity network planning targeting low-carbon energy transition. *Global Energy Interconnection,* 1(4), 487-499.

34. Senatla, M., Nchake, M., Taele, B. M. and Hapazari, I. (2018). Electricity capacity expansion plan for Lesotho – implications on energy policy. *Energy Policy*, 120, 622–634.

35. Mroue, A. M., Mohtar, R. H., Pistikopoulos, E. N. and Holtzapple, M. T. (2019). Energy portfolio assessment tool (EPAT): Sustainable energy planning using the WEF nexus approach–Texas case. *Science of The Total Environment*, 648, 1649-1664.

36. Geleta, D. K., and Manshahia, M. S. (2018, October). *Optimization of hybrid wind and solar renewable energy system by iteration method*. In International Conference on Intelligent Computing & Optimization, Springer, Cham, 98-107.

37. Pina, A., Silva, C. A. and Ferrão, P. (2013). High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables. *Applied Energy*, 112, 215–223.

38. Kachoee, M. S., Salimi, M. and Amidpour, M. (2018). The long-term scenario and greenhouse gas effects cost-benefit analysis of Iran's electricity sector. *Energy*, 143, 585–596.

39. Walmsley, M. R. W., Walmsley, T. G. and Atkins, M. J. (2018). Linking greenhouse gas emissions footprint and energy return on investment in electricity generation planning. *Journal of Cleaner Production,* 200, 911-921.

40. Gaete-Morales, C., Gallego-Schmid, A., Stamford, L. and Azapagic, A. (2019). A novel framework for development and optimisation of future electricity scenarios with high penetration of renewables and storage. *Applied Energy*, 250, 1657-1672.

41. Singh, A. K., and Khatoon, S. (2013). An overview of electricity demand forecasting techniques. *Network and Complex Systems,* 3(3), 38-48.

42. Srinivasan, D. and Lee, M. A. (1995). *Survey of hybrid fuzzy neural approaches to electric load forecasting*. In 1995 IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics. Intelligent Systems for the 21st Century, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 5,4004-4008.

43. Gross, G., & Galiana, F. D. (1987). *Short-term load forecasting*. Proceedings of the Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1558-1573.

44. Paarmann, L. D. and Najar, M. D. (1995). Adaptive online load forecasting via time series modeling. *Electric Power Systems Research,* 32(3), 219-225.

45. Abd Jalil, N. A., Ahmad, M. H. and Mohamed, N. (2013). Electricity load demand forecasting using exponential smoothing methods. *World Applied Sciences Journal,* 22(11), 1540-1543.

46. Taylor, J. W. (2010). Triple seasonal methods for short-term electricity demand forecasting. *European Journal of Operational Research,* 204(1), 139-152.

47. Mori, H., and Kobayashi, H. (1996). Optimal fuzzy ınference for short-term load forecasting. *Transaction on Power System,*11, 390-396.

48. Çunkaş, M. and Altun, A. A. (2010). Long term electricity demand forecasting in Turkey using artificial neural networks. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 5(3), 279-289.

49. Ding, Q. (2006). *Long-term load forecast using decision tree method.* In 2006 Institute of Electrical and Electronics Engineers PES Power Systems Conference and Exposition, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1541-1543.

50. Padmakumari, K., Mohandas, K. P., and Theruvengadam, S. (1999). Long-term distribution demand forecasting using neuro fuzzy computations. *Electrical Power and Energy Systems Research*, 21, 315-322.

51. Jiang, W., Wu, X., Gong, Y., Yu, W. and Zhong, X. (2020). Holt–Winters smoothing enhanced by fruit fly optimization algorithm to forecast monthly electricity consumption. *Energy*, 193, 116779.

52. Al-Musaylh, M. S., Deo, R. C., Adamowski, J. F. and Li, Y. (2018). Short-term electricity demand forecasting with MARS, SVR and ARIMA models using aggregated demand data in Queensland, Australia. *Advanced Engineering Informatics*, 35, 1–16.

53. Lee, C. M. and Ko, C. N. (2011). Short-term load forecasting using lifting scheme and ARIMA models. *Expert Systems with Applications,* 38(5), 5902-5911.

54. Yukseltan, E., Yucekaya, A. and Bilge, A. H. (2017). Forecasting electricity demand for Turkey: Modeling periodic variations and demand segregation. *Applied Energy*, 193, 287–296.

55. Varadan, S., and Makram, E. B. (1996). Harmonic load ıdentification and determination of load composition using a least squares method. *Electric Power System Research*, 37, 203-208.

56. Park, J. H., Park, Y. M., and Lee, K. Y. (1991). Composite Modeling for Adaptive Short-Term Load Forecasting. *Transaction Power System*, 6(2), 450-457.

57. Dilaver, Z. and Hunt, L. C. (2011). Modelling and forecasting Turkish residential electricity demand. *Energy Policy*, 39(6), 3117–3127.

58. Damborg, M. J., El-Sharkawi, M. A., Aggoune, M. E., and Marks II, R. J. (1990). *Potential of artificial neural network to power system operation*. Proceedings of the Institute of Electrical and Electronics Engineers, International Symposium on Circuits and Systems, 2933- 2937.

59. Lee, D. G., Lee, B. W., and Chang, S. H. (1997). Genetic programming model for long-term forecasting of electric power demand. *Electric Power Systems Research*, 40, 17-22.

60. Bunn, D. W. and Farmer, E. D. (1985). Review of short-term forecasting methods in the electric power industry. *Comparative Models for Electrical Load Forecasting*, 13, 30.

61. İnternet: Resmî Gazete. (2021). Paris İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'nin 1'inci Maddesine İlişkin Anlaşmanın Onaylanması Hakkında Karar [Cumhurbaşkanı Kararı No: 4642]. Resmî Gazete, 31638. URL: https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2021/10/20211006-5.htm Son Erişim Tarihi: 10.04.2024.

62. İnternet: Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (UNFCCC). Paris Anlaşması. URL: https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement. Son Erişim Tarihi: 16.05.2024.

63. İnternet: Türkiye Elektrik İletim AŞ (TEİAŞ), Türkiye Elektrik Üretim ve İletim İstatistikleri (2022). URL: https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri, Son Erişim Tarihi: 16.05.2024.

64. İnternet: Bakanlar Kurulu Kararı. (2020). Yenilenebilir enerji destekleme mekanizması hakkında karar [Bakanlar Kurulu Kararı No: 2020/10]. Resmî Gazete, 31397. https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2020/06/20200610-4.htm Son Erişim Tarihi: 10.04.2024.

65. EPDK (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu). (2023). *Elektrik Piyasası 2022 Yılı Piyasa Gelişim Raporu*.

66. İnternet: Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ), Faaliyet Raporları, 2022 Yılı Faaliyet Raporu, https://www.tedas.gov.tr/tr/1/faaliyet-raporlari/RoutePage/63c659ecd27de36b22f9cf1b Son Erişim Tarihi: 10.04.2024.

67. TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim AŞ). (Mayıs 2021). *Üretim Kapasite Projeksiyonu 2021-2025*.

68. Acarkan, N., and Acar, C. (2019). *Geothermal energy resources in Turkey: Past, present, and future*. Florida: CRC Press, 121-125.

69. İnternet: Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency (IEA), Enerji İstatistikleri Veri Tarayıcısı.URL:https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=TURKEY&fuel=Electricity%20and%20heat&indicator=ElecGenByFuel, Son Erişim Tarihi: 16.05.2024.

70. DiPippo, R. (2012). *Geothermal power plants: principles, applications, case studies and environmental impact*. Oxford: Butterworth-Heinemann, 98-110.

71. İnternet: Türkiye Jeotermal Geliştirme Projesi Çevresel Ve Sosyal Yönetim Çerçevesi. URL:https://www.tskb.com.tr/i/assets/document/pdf/final_esmf_cevresel_sosyal_yonetim_cercevesi_12_08_2016-tr.pdf Son Erişim Tarihi: 10.04.2024.

72. Yılmaz, İ. (2020). *Rüzgâr Enerjisi Kaynakları ve Uygulamaları*. Ankara: Nobel Akademik Yayıncılık, 38-45.

73. Manwell, J. F., McGowan, J. G., and Rogers, A. L. (2010). *Wind energy explained: theory, design and application*. New Jersey: John Wiley & Sons, 138-145.

74. İnternet: Rüzgar Enerjisi Santrali (RES) Ön Fizibilite Raporu. URL: https://www.kuzka.gov.tr/paylasim/yayinlar/rapor_analiz/2016-RP-7-103_ruzgar_enerjisi_santrali_(on_fizibilite)_raporu.pdf Son Erişim Tarihi: 10.04.2024.

75. Singh, A. and Olsen, S. I. (2019). *Biomass, biofuels, biochemicals: Bioenergy for sustainability and security*. Amsterdam: Elsevier, 21,145-148.

76. Ünal, E. and Saygın, H. (2019). Renewable energy in Turkey: Policies and practices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105, 37-47.

77. İnternet: TUREB (Türkiye Rüzgâr Enerjisi Birliği). Türkiye Rüzgâr Enerjisi İstatistik Raporları. URL: https://tureb.com.tr//yayinlar/turkiye-ruzgar-enerjisi-istatistik-raporlari/5. Son Erişim Tarihi: 16.05.2024.

78. İnternet: Enerji Atlası. Rüzgâr Enerjisi. URL: https://www.enerjiatlasi.com/ruzgar/. Son Erişim Tarihi: 16.05.2024.

79. Klass, D. L. (2004). Biomass for renewable energy and fuels. *Encyclopedia of Energy*, 1(1), 193-212.

80. İnternet: Bolu İli Biyokütle Enerji Santrali Kurulumu Ön Fizibilite Raporu. URL: https://www.yatirimadestek.gov.tr/pdf/assets/upload/fizibiliteler/bolu-biyokutle-enerji-santrali-kurulumu-2020.pdf Son Erişim Tarihi: 10.04.2024.

81. İnternet: Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (International Renewable Energy Agency (IRENA)), 2022 Yılındaki Yenilenebilir Enerji Üretim Maliyetleri (Renewable power generation costs in 2022). Abu Dabi. URL: https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Aug/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2022.pdf?rev=cccb713bf8294cc5bec3f870e1fa15c2. Son Erişim Tarihi: 16.05.2024.

82. İnternet: Technology Information Sheets. (n.d.). Center for Climate and Energy Decision Making. URL: https://cedmcenter.org/wp-content/uploads/2013/01/Technology_Information_Sheets.pdf. Son Erişim Tarihi: 10.04.2024.

83. İnternet: Enerji Bilgi İdaresi (Energy Information Administration (EIA)), Elektrik Verileri (Electricity Data). URL: https://www.eia.gov/electricity/data.php. Son Erişim Tarihi: 16.05.2024.

84. Nahmias, S. and Olsen, T. L. (2015). *Production and operations analysis*. New York: Waveland Press, 118-125.

85. George, M. (2009). Effective implementation of the ε-constraint method in multi-objective mathematical programming problems. *Applied Mathematics and Computation*, 213(2), 455-465.

86. İnternet: Uluslararası Enerji Ajansı (IEA). İsviçre Karbon Vergisi. URL: https://www.iea.org/policies/17762-swiss-carbon-tax, Son Erişim Tarihi: 16.05.2024.

87. Bates, J., and Henry, S. (2009). *Carbon factor for wood fuels for the Supplier Obligation* Final report. AEA/ED01858010, (2).

88. Yörük, G., Bac, U., Yerlikaya-Özkurt, F. and Ünlü, K. D. (2023). Strategic electricity production planning of Turkey via mixed ınteger programming based on time series forecasting. *Mathematics*, 11(8), 1865.

89. Box, G. E. P., Jenkins, G. M., and Reinsel, G. C. (2015). *Time series analysis: Forecasting and control*. New Jersey: John Wiley & Sons, 125-151.

90. İnternet: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB). (2023). Türkiye'de biyokütle enerjisi kullanımı. https://www.enerji.gov.tr/biyokutle Son Erişim Tarihi: 20.04.2024.

91. İnternet: Türkiye Rüzgâr Enerjisi Birliği (TÜREB). (2023). Rüzgâr Enerjisi İstatistik Raporu 2023. https://www.tureb.com.tr/files/istatistik_raporu_2023.pdf Son Erişim Tarihi: 12.04.2024.

92. İnternet: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB). (2022). Türkiye Enerji Stratejisi ve Politikaları. https://www.enerji.gov.tr/enerji-stratejisi Son Erişim Tarihi: 10.04.2024.

93. İnternet: Resmî Gazete. (2021). Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları (YEKA) ve Tarife Garantisi Yönetmeliği. https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2021/03/20210325-10.htm Son Erişim Tarihi: 18.04.2024.

94. Günay, M. and Koç, A. (2021). Biogas production from animal manure in Turkey: Current status and future prospects. *Renewable Energy*, 169, 267-274.

EKLER

EK-1. Şehirlere Ait ARIMA Parametre Değerleri

Şehirler	En İyi Model	Süre (saniye)	Ortalama Karesel Hata
Adana	ARIMA (1,1,0) (0,1,0) [12]	1,759	429651800356,94
Adıyaman	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	2,258	14541519995,33
Afyonkarahisar	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	4,217	8734179510,61
Aksaray	ARIMA (0,1,0) (1,1,1) [12]	4,905	18956375916,77
Amasya	ARIMA (0,1,0) (1,1,2) [12]	6,911	44938524507,44
Ankara	ARIMA (1,1,0) (0,1,0) [12]	1,185	1523469553519,39
Antalya	ARIMA (0,1,1) (1,1,0) [12]	5,918	610462676609,87
Ardahan	ARIMA (0,1,1) (0,1,0) [12]	1,727	62279424,95
Artvin	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	0,873	1858798109,29
Aydın	ARIMA (1,1,0) (1,1,0) [12]	0,891	53411024075,70
Ağrı	ARIMA (0,1,0) (0,1,1) [12]	0,885	12530712120,16
Balıkesir	ARIMA (1,1,0) (0,1,0) [12]	0,719	122659551007,99
Bartın	ARIMA (0,1,0) (1,1,1) [12]	2,576	14423455836,79
Batman	ARIMA (0,1,0) (1,1,0) [12]	2,182	10801512055,15
Bayburt	ARIMA (0,1,0) (1,1,0) [12]	1,712	107505524,79
Bilecik	ARIMA (0,1,1) (1,1,0) [12]	2,618	102576380253,23
Bingöl	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	3,402	1605621559,28
Bitlis	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	1,272	3252811283,86
Bolu	ARIMA (0,1,1) (1,1,0) [12]	4,819	69704212923,92
Burdur	ARIMA (0,1,0) (0,1,1) [12]	1,758	40010566576,58
Bursa	ARIMA (0,1,0) (1,1,0) [12]	2,098	1106121482885,55
Denizli	ARIMA (1,1,0) (0,1,0) [12]	1,043	63095162020,88
Diyarbakır	ARIMA (0,1,0) (1,1,0) [12]	1,628	643012524796,45
Düzce	ARIMA (2,1,1) (1,1,0) [12]	7,451	13264302721,52
Edirne	ARIMA (0,1,0) (0,1,1) [12]	1,182	10160318520,60
Elazığ	ARIMA (0,1,2) (1,1,0) [12]	3,736	47143571370,88
Erzincan	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	1,544	12590138229,15
Erzurum	ARIMA (1,1,0) (0,1,0) [12]	1,372	18419563926,19
Eskişehir	ARIMA (0,1,1) (1,1,0) [12]	12,29	294240522240,89
Gaziantep	ARIMA (1,1,0) (0,1,0) [12]	0,929	1350274203964,27
Giresun	ARIMA (1,1,0) (0,1,1) [12]	4,522	5419226466,55
Gümüşhane	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	2,079	18848224098,55
Hakkâri	ARIMA (0,1,1) (1,1,0) [12]	2,062	3971642477,11
Hatay	ARIMA (1,1,3) (1,1,0) [12]	20,323	3748833445151,16
Isparta	ARIMA (0,1,1) (0,1,0) [12]	1,27	1591121918,00
Iğdır	ARIMA (1,1,0) (0,1,0) [12]	1,308	14712689516,92
Kahramanmaraş	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	2,387	146945516700,20
Karabük	ARIMA (0,1,0) (1,1,0) [12]	1,709	293549394519,29

EK-1. (devam) Şehirlere Ait ARIMA Parametre Değerleri

Şehirler	En İyi Model	Süre (saniye)	Ortalama Karesel Hata
Karaman	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	1,477	5944818073,17
Kars	ARIMA (1,1,0) (0,1,0) [12]	7,145	811281076,01
Kastamonu	ARIMA (0,1,0) (1,1,0) [12]	1,252	27977315660,42
Kayseri	ARIMA (1,1,0) (0,1,0) [12]	1,163	224639239364,23
Kilis	ARIMA (1,1,1) (1,1,0) [12]	6,029	7216319070,28
Kocaeli	ARIMA (1,1,1) (1,1,0) [12]	7,383	7216319070,28
Konya	ARIMA (0,1,1) (1,1,0) [12]	3,384	1323730999061,46
Kütahya	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	2,231	33098710610,28
Kırklareli	ARIMA (0,1,0) (1,1,0) [12]	2,046	119971911315,00
Kırıkkale	ARIMA (1,1,0) (0,1,0) [12]	4,864	4449075421,54
Kırşehir	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	1,566	469518155,53
Malatya	ARIMA (1,1,0) (0,1,0) [12]	0,831	15354539800,03
Manisa	ARIMA (2,1,0) (0,1,0) [12]	2,7	136020174067,19
Mardin	ARIMA (1,1,0) (0,1,0) [12]	1,115	869498988263,98
Mersin	ARIMA (1,1,1) (1,1,0) [12]	6,655	2183801625141,21
Muğla	ARIMA (3,1,1) (0,1,0) [12]	3,626	177036853967,82
Muş	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	1,663	5075253314,03
Nevşehir	ARIMA (0,1,0) (1,1,0) [12]	1,707	14026293341,43
Niğde	ARIMA (0,1,0) (1,1,0) [12]	1,617	5388925376,30
Ordu	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	1,437	24449840015,95
Osmaniye	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	3,167	803601619309,79
Rize	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	0,847	10554261297,33
Sakarya	ARIMA (3,1,1) (0,1,0) [12]	2,961	929655515174,02
Samsun	ARIMA (1,1,0) (0,1,0) [12]	0,739	52708336845,12
Siirt	ARIMA (0,1,1) (1,1,0) [12]	1,795	713954083,66
Sinop	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	1,133	568794982,17
Sivas	ARIMA (2,1,1) (1,1,0) [12]	17,345	203886844060,01
Tekirdağ	ARIMA (0,1,0) (0,1,1) [12]	1,497	885536104010,48
Tokat	ARIMA (0,1,1) (0,1,0) [12]	1,264	3603307388,39
Trabzon	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	1,229	45459196429,53
Tunceli	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	1,137	47862726,33
Uşak	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	0,577	65660825281,17
Van	ARIMA (0,1,2) (0,1,0) [12]	1,158	7270851374,36
Yalova	ARIMA (0,1,0) (1,1,0) [12]	2,305	50999116352,77
Yozgat	ARIMA (0,1,0) (1,1,0) [12]	1,632	9581304080,61
Zonguldak	ARIMA (2,1,1) (2,1,0) [12]	19,672	1739593676214,84
Çanakkale	ARIMA (0,1,1) (0,1,0) [12]	0,791	825591398494,48
Çankırı	ARIMA (0,1,0) (0,1,0) [12]	0,915	22465263198,33

EK-1. (devam) Şehirlere Ait ARIMA Parametre Değerleri

Şehirler	En İyi Model	Süre (saniye)	Ortalama Karesel Hata
Çorum	ARIMA (1,1,0) (0,1,0) [12]	1,791	110678548856,82
İstanbul	ARIMA (3,1,1) (0,1,0) [12]	3,178	10025748463976,80
İzmir	ARIMA (1,1,0) (0,1,0) [12]	1,025	2925248944222,81
Şanlıurfa	ARIMA (0,1,1) (0,1,0) [12]	1,008	4920303460007,10
Şırnak	ARIMA (0,1,1) (1,1,0) [12]	3,603	69680218799,73

EK-2. Şehirlere Ait Elektrik Talepleri (GWh)

Yıl	Adana	Adıyaman	Afyon	Aksaray	Amasya	Ankara	Antalya	Ardahan	Artvin	Aydın	Ağrı
2024	8189,8	1391,6	2277,8	1383,4	724,4	17021,9	10997,6	143,7	512,7	3295,6	508,3
2025	8987,1	1409,8	2386,8	1387,9	749,6	17722,2	10143,3	154,0	542,9	3535,4	538,0
2026	9345,2	1452,7	2530,9	1516,7	773,6	18091,0	10240,9	159,5	554,9	3725,8	524,1
2027	9201,9	1512,0	2649,1	1596,0	791,9	18143,8	10350,1	155,5	574,2	3764,3	521,7
2028	9870,1	1699,3	2769,8	1713,9	821,3	18439,0	11497,3	169,5	589,3	3819,2	539,7
2029	10000,6	1593,7	2828,1	1772,7	852,1	18925,2	10906,2	165,6	604,1	3916,1	553,1
2030	10173,8	1590,0	3041,8	1986,5	858,4	19131,7	11122,5	179,4	625,6	4169,6	542,8
2031	10864,4	1861,7	3248,9	2055,5	895,2	20985,3	11595,0	183,6	673,4	4344,1	566,6
2032	11092,5	1630,4	3325,8	2207,2	891,0	22575,5	11700,6	187,6	678,1	4396,4	589,1
2033	11132,6	1670,4	3392,1	2152,9	965,6	22428,1	12422,7	191,3	743,3	4377,3	615,5
2034	11588,9	1794,2	3531,6	2316,3	991,2	22638,4	12666,9	193,7	740,8	4498,4	638,1
2035	12184,2	1818,3	3765,1	2480,8	1029,3	23612,5	12502,1	194,5	756,9	4754,7	653,2
2036	12382,4	1882,9	3953,9	2644,7	1053,5	24484,3	13048,1	205,1	828,8	5003,4	666,5
2037	13179,7	1901,0	4105,8	2645,2	1077,5	25184,6	13963,9	215,4	867,6	5243,8	696,2
2038	13537,9	1944,0	4292,8	2822,9	1102,7	25553,4	14055,0	221,0	888,2	5434,5	682,3
2039	13394,5	2003,3	4453,8	2932,7	1122,1	25606,2	14006,4	217,0	916,0	5473,0	679,9
2040	14062,7	2190,6	4617,4	3104,4	1147,5	25901,4	14359,5	231,0	939,6	5528,0	697,9
2041	14193,2	2084,9	4718,6	3184,1	1168,2	26387,6	14873,4	227,0	963,1	5624,8	711,3
2042	14366,4	2081,2	4975,2	3484,8	1185,4	26594,1	14998,7	240,8	993,1	5878,5	701,0
2043	15057,1	2353,0	5225,2	3574,9	1217,0	28447,7	15433,6	245,1	1049,5	6052,9	724,8
2044	15285,2	2121,6	5345,0	3775,5	1231,4	30037,9	16125,1	249,0	1062,8	6105,2	747,3
2045	15325,3	2161,7	5454,3	3670,5	1299,2	29890,5	16514,8	252,7	1136,5	6086,0	773,7
2046	15781,5	2285,5	5636,6	3887,1	1327,1	30100,8	15532,8	255,2	1142,6	6207,2	796,3
2047	16376,8	2309,6	5913,0	4129,3	1359,0	31074,9	16594,0	256,0	1167,2	6463,6	811,4
2048	16575,0	2374,1	6144,7	4336,8	1386,2	31946,7	18819,3	266,6	1247,7	6712,3	824,7
2049	17372,3	2392,3	6339,5	4333,4	1415,2	32647,0	17966,1	276,9	1295,0	6952,7	854,4
2050	17730,5	2435,2	6569,4	4559,9	1444,7	33015,9	18063,7	282,4	1324,2	7143,4	840,5

EK-2. (devam) Şehirlere Ait Elektrik Talepleri (GWh)

Yıl	Balıkesir	Bartın	Batman	Bayburt	Bilecik	Bingöl	Bitlis	Bolu	Burdur	Bursa	Denizli
2024	4594,7	934,6	1028,4	116,9	2777,0	328,6	386,7	1540,86	901,66	14383,89	4665,56
2025	4634,7	1005,7	1060,0	122,3	2807,3	350,2	416,5	1538,78	877,28	14739,03	4819,15
2026	4795,5	1121,8	1112,6	119,2	2848,0	373,2	440,8	1645,66	902,79	15059,95	5064,22
2027	4703,9	1274,9	1143,5	123,8	2845,9	405,4	445,9	1716,40	866,35	15204,09	5224,86
2028	4811,8	1327,9	1256,4	129,0	2804,2	436,3	486,3	1829,66	949,12	15614,74	5314,26
2029	4996,2	1350,1	1290,0	130,3	2970,7	442,5	494,2	1910,07	956,51	16547,80	5511,66
2030	5159,7	1377,2	1360,1	139,7	3092,4	490,3	510,7	2002,53	981,00	16767,20	5622,48
2031	5386,8	1487,0	1457,7	146,3	2720,2	536,5	545,5	2114,19	1018,91	17708,65	5837,35
2032	5580,6	1493,8	1616,8	145,1	2593,3	555,1	554,9	2210,12	1016,62	18348,25	6061,07
2033	5733,7	1442,7	1636,8	147,0	2746,2	563,2	561,8	2369,89	1040,46	18290,78	5977,09
2034	6040,5	1933,3	1673,0	149,8	2551,7	568,7	570,7	2491,80	1160,67	18101,25	6065,04
2035	6402,2	2233,7	1745,6	155,2	2602,7	592,8	601,8	2605,18	1234,15	19029,58	6408,03
2036	6720,2	2386,0	1833,9	162,9	2806,5	608,9	598,9	2782,92	1155,60	19850,30	6859,53
2037	6760,2	2522,7	1886,0	168,4	2915,6	638,2	632,3	2864,71	1131,22	20214,37	7013,13
2038	6921,1	2724,4	1959,4	165,1	2839,7	668,9	660,2	3009,78	1156,73	20507,02	7258,19
2039	6829,5	2969,2	2010,8	169,7	2910,1	708,8	668,8	3147,36	1120,29	20670,42	7418,83
2040	6937,4	3085,0	2146,3	175,0	2993,6	747,4	712,8	3291,57	1203,06	21047,76	7508,23
2041	7121,8	3158,2	2201,6	176,4	3139,0	761,3	724,3	3421,76	1210,45	21990,00	7705,63
2042	7285,3	3240,0	2293,0	186,0	3126,8	816,8	744,4	3541,94	1234,94	22205,44	7816,45
2043	7512,4	3423,2	2412,5	192,6	3412,1	870,7	782,7	3688,11	1272,85	23206,13	8031,32
2044	7706,2	3479,4	2593,8	191,3	3415,7	897,0	795,7	3825,20	1270,56	23848,59	8255,04
2045	7859,3	3461,5	2635,5	193,1	3384,9	912,8	806,2	4033,54	1294,40	23799,10	8171,07
2046	8166,0	4132,9	2692,4	195,9	3586,4	926,0	818,6	4194,07	1414,61	23581,03	8259,01
2047	8527,7	4563,3	2786,3	201,4	4006,7	957,8	853,3	4365,75	1488,09	24568,20	8602,00
2048	8845,8	4800,5	2895,8	209,1	4265,2	981,6	854,0	4589,28	1409,54	25383,05	9053,50
2049	8885,8	5016,9	2969,3	214,6	4303,1	1018,6	890,9	4702,45	1385,16	25745,40	9207,10
2050	9046,7	5311,1	3064,0	211,3	4332,6	1057,0	922,4	4896,12	1410,68	26043,51	9452,16

EK-2. (devam) Şehirlere Ait Elektrik Talepleri (GWh)

Yıl	Diyarbakır	Düzce	Edirne	Elâzığ	Erzincan	Erzurum	Eskişehir	Gaziantep	Giresun
2024	3235,15	1252,60	1402,10	2025,54	724,76	1167,75	3791,65	9567,59	755,01
2025	3325,81	1504,88	1435,84	2176,50	790,05	1251,30	3908,27	9845,06	828,46
2026	3355,60	1616,66	1478,37	2189,35	827,78	1252,35	4140,32	10332,71	855,10
2027	3368,87	1658,75	1463,99	2318,19	845,82	1129,94	4240,85	10392,02	866,95
2028	3549,47	1677,02	1454,83	2174,31	887,30	1238,83	4436,95	10954,31	903,22
2029	3650,35	1784,98	1478,98	2201,77	942,83	1195,73	4789,54	11575,47	914,68
2030	3917,87	1827,11	1478,30	2257,03	998,97	1262,77	5020,78	12780,86	941,30
2031	4150,25	1946,49	1578,43	2271,05	1019,00	1272,29	5149,55	12917,10	1016,31
2032	4561,00	2019,68	1584,33	2512,40	1139,12	1243,01	5351,46	13447,39	1037,10
2033	4485,26	2098,32	1595,51	2500,48	1308,36	1253,07	5592,87	13801,09	1069,02
2034	4701,91	2180,56	1617,07	2573,50	1356,00	1304,45	5819,41	13922,98	1095,71
2035	4858,16	2263,42	1699,54	2746,99	1413,28	1321,83	5820,23	14478,40	1120,65
2036	4943,66	2373,48	1802,52	2842,61	1490,14	1408,40	6139,65	14925,27	1167,11
2037	5039,92	2500,76	1836,26	3006,56	1580,94	1491,95	6451,27	15202,74	1249,61
2038	5060,98	2597,58	1878,79	3019,59	1644,19	1493,00	6698,53	15690,39	1285,31
2039	5063,13	2688,56	1864,41	3182,50	1687,74	1370,59	7122,61	15749,70	1306,22
2040	5247,58	2739,20	1855,25	3043,47	1754,73	1479,48	7414,26	16311,99	1351,55
2041	5356,67	2873,98	1879,40	3063,25	1835,77	1436,38	7577,83	16933,15	1372,07
2042	5633,05	2907,14	1878,72	3120,14	1917,43	1503,42	8075,19	18138,54	1407,73
2043	5885,68	3039,84	1978,86	3134,97	1962,97	1512,94	8422,11	18274,78	1491,80
2044	6306,65	3035,41	1984,75	3384,07	2108,61	1483,67	8257,51	18805,07	1521,65
2045	6237,44	3069,19	1995,93	3362,98	2303,36	1493,72	8466,63	19158,77	1562,63
2046	6463,85	3163,79	2017,49	3436,68	2376,51	1545,10	8550,40	19280,66	1598,37
2047	6640,62	3337,98	2099,96	3635,36	2459,30	1562,48	9031,08	19836,08	1632,37
2048	6725,28	3419,72	2202,94	3727,16	2561,67	1649,06	9228,34	20282,95	1687,89
2049	6820,23	3686,26	2236,68	3887,66	2677,99	1732,61	9448,93	20560,42	1779,44
2050	6843,33	3830,43	2279,21	3900,65	2766,75	1733,66	9784,93	21048,07	1824,20

EK-2. (devam) Şehirlere Ait Elektrik Talepleri (GWh)

Yıl	Gümüşhane	Hakkâri	Hatay	Isparta	Iğdır	K. Maraş	Karabük	Karaman	Kars	Kastamonu
2024	426,52	274,05	7617,55	1265,36	211,94	6342,79	1944,53	1068,70	326,52	1133,00
2025	467,20	296,24	7771,38	1332,83	226,02	6469,71	2020,73	1079,07	328,27	1135,27
2026	520,92	307,81	8291,44	1418,07	233,24	6732,11	2106,53	1190,85	330,64	1136,25
2027	598,02	294,21	8527,53	1483,42	240,91	7134,49	2201,76	1260,48	313,07	1227,37
2028	687,32	289,35	8724,93	1491,92	258,58	7418,22	2091,68	1300,23	319,51	1309,67
2029	701,41	304,38	8946,68	1520,35	274,50	8151,16	2147,19	1350,74	307,10	1191,29
2030	746,60	308,27	8694,04	1580,00	291,37	8409,58	2346,86	1467,76	349,03	1438,68
2031	788,17	328,81	9553,77	1595,52	301,02	8629,23	2494,18	1574,90	352,87	1510,43
2032	780,43	357,86	9153,24	1757,03	296,71	8941,36	2631,52	1672,84	337,88	1590,42
2033	756,22	375,31	9354,92	1603,01	304,06	9361,91	2624,66	1632,88	322,66	1566,38
2034	780,75	396,11	9664,14	1680,58	311,06	9566,80	2729,63	1734,13	330,94	1615,21
2035	824,21	401,06	10541,66	1796,46	322,08	10622,73	2829,37	1833,64	325,84	1675,37
2036	884,29	376,04	10790,11	1672,82	316,40	11066,84	2871,89	1891,01	322,02	1697,46
2037	940,36	396,95	10996,53	1740,28	330,48	11308,86	2958,56	1921,04	318,39	1698,29
2038	1009,46	418,10	11569,69	1825,52	337,70	11686,36	3053,79	2052,46	315,36	1697,29
2039	1101,94	394,87	11858,82	1890,87	345,37	12203,84	3139,88	2141,74	292,40	1798,45
2040	1206,63	399,60	12109,00	1899,37	363,04	12602,66	3021,84	2201,13	293,45	1886,78
2041	1236,10	412,50	12383,22	1927,81	378,96	13450,70	3074,01	2271,30	275,66	1759,62
2042	1296,67	415,88	12182,64	1987,45	395,83	13824,22	3305,32	2407,96	312,20	2028,18
2043	1353,63	441,06	13095,27	2002,97	405,48	14158,97	3468,58	2534,76	310,65	2103,82
2044	1361,27	478,03	12746,58	2164,48	401,17	14586,20	3620,02	2652,34	290,27	2188,32
2045	1352,44	494,75	13000,54	2010,46	408,52	15121,85	3607,79	2632,03	269,65	2157,52
2046	1392,36	518,72	13362,09	2088,03	415,52	15441,84	3722,15	2752,92	272,55	2201,74
2047	1451,20	519,16	14292,63	2203,91	426,54	16612,86	3837,30	2872,09	262,05	2264,46
2048	1526,66	501,80	14593,71	2080,27	420,86	17172,07	3882,15	2949,11	252,85	2286,80
2049	1598,11	523,34	14852,75	2147,74	434,93	17529,19	3965,24	2998,78	243,83	2287,09
2050	1682,60	539,74	15478,55	2232,97	442,16	18021,78	4057,25	3149,85	235,41	2285,37

EK-2. (devam) Şehirlere Ait Elektrik Talepleri (GWh)

Yıl	Kayseri	Kilis	Kocaeli	Konya	Kütahya	Kırklareli	Kırıkkale	Kırşehir	Malatya	Manisa
2024	4874,81	597,47	16771,53	9020,86	2463,13	2805,62	933,71	729,08	1932,79	6259,26
2025	4935,96	598,34	17321,72	9612,48	2678,53	2829,12	1004,09	782,96	1997,81	6628,87
2026	4947,01	610,37	17836,78	9843,11	2778,60	2903,37	1026,68	818,17	2086,80	6908,81
2027	5024,66	609,59	18220,88	9980,80	2821,29	3218,38	1045,57	808,49	2159,76	7134,29
2028	5154,81	618,84	18358,58	9539,22	2893,15	3227,83	1082,99	906,87	2317,43	7313,88
2029	5135,72	626,06	18953,02	10295,42	2936,93	3368,97	1184,26	944,14	2256,34	7550,91
2030	6083,85	629,30	19704,86	11039,42	3102,38	3537,66	1217,97	1017,34	2313,82	8114,46
2031	6033,27	630,41	19720,52	11379,58	3323,32	3431,54	1398,96	1034,41	2573,46	8311,05
2032	5830,50	635,74	20170,17	11932,14	3369,01	3447,26	1366,52	1126,75	2398,39	8501,58
2033	5719,83	643,92	20430,08	11927,66	3309,95	3600,82	1416,29	1124,28	2400,13	8519,48
2034	5958,56	658,28	20860,40	12281,31	3614,84	3583,26	1450,59	1179,87	2449,81	8662,58
2035	6392,67	670,09	22064,04	12460,62	4174,38	3651,22	1544,00	1244,93	2616,76	9131,84
2036	6922,74	679,70	22765,06	12680,70	4451,12	3673,54	1580,32	1318,19	2745,42	9742,20
2037	6983,89	693,10	23326,34	13086,29	4724,06	3752,69	1670,49	1388,76	2810,44	10111,81
2038	6994,94	716,30	23826,95	13361,23	4881,67	3883,55	1712,87	1440,67	2899,43	10391,75
2039	7072,59	739,22	24211,12	13531,05	4981,89	4095,64	1751,55	1447,67	2972,38	10617,24
2040	7202,74	773,85	24341,24	13417,69	5111,28	4134,36	1808,77	1562,73	3130,05	10796,83
2041	7183,66	798,98	24940,32	13979,75	5212,60	4328,49	1929,82	1616,69	3068,97	11033,86
2042	8131,78	769,82	25694,31	14891,36	5435,58	4589,98	1983,33	1706,58	3126,45	11597,40
2043	8081,20	818,50	25701,22	15186,34	5714,06	4507,04	2184,10	1740,34	3386,09	11794,00
2044	7878,43	827,43	26151,69	15767,38	5817,28	4402,55	2171,46	1849,37	3211,01	11984,53
2045	7767,77	856,14	26402,43	15631,25	5815,76	4479,41	2241,02	1863,59	3212,75	12002,42
2046	8006,50	1053,09	26831,65	16131,87	6178,17	4514,12	2295,10	1935,86	3262,44	12145,53
2047	8440,61	1142,27	28050,61	16698,04	6795,25	4685,19	2408,31	2017,61	3429,39	12614,78
2048	8970,67	1149,08	28751,09	16624,89	7129,53	4745,51	2464,43	2107,56	3558,04	13225,15
2049	9031,83	1149,94	29311,17	17120,94	7460,00	4793,43	2574,39	2194,82	3623,06	13594,76
2050	9042,88	1161,98	29813,34	17374,33	7675,14	4892,53	2636,56	2263,41	3712,05	13874,70

EK-2. (devam) Şehirlere Ait Elektrik Talepleri (GWh)

Yıl	Mardin	Mersin	Muğla	Muş	Nevşehir	Niğde	Ordu	Osmaniye	Rize	Sakarya
2024	2619,83	6333,83	3882,46	447,55	825,83	1457,40	1406,56	4701,72	727,03	4378,88
2025	2578,29	6650,80	4047,27	475,54	850,24	1468,70	1526,35	6184,92	759,27	4822,54
2026	2691,24	7007,28	4127,90	499,12	877,03	1524,73	1573,37	6593,15	763,63	4743,27
2027	2340,56	7291,96	4156,73	494,95	873,07	1547,30	1586,65	6819,85	763,22	5159,21
2028	2360,95	7615,49	4336,44	498,93	906,75	1588,92	1629,29	7383,15	820,73	5073,08
2029	2416,75	8152,57	4563,43	523,74	933,08	1662,09	1676,81	7733,64	842,99	5582,77
2030	2837,39	8405,20	4926,18	557,96	976,95	1663,33	1661,67	8657,91	824,71	5650,14
2031	2936,00	8613,45	5173,84	556,67	1022,48	1719,99	1784,11	9210,69	867,74	6238,44
2032	3264,79	9108,11	5380,61	523,16	1064,33	1760,70	1816,30	9323,85	904,57	5948,21
2033	3663,82	9424,51	5206,23	560,62	1008,39	1809,89	1786,92	9186,88	890,77	6006,91
2034	3787,68	9911,92	4949,91	578,43	1050,72	1880,84	1853,50	9616,06	899,52	6029,41
2035	4030,48	10187,31	5377,18	598,70	1082,80	1938,48	1936,91	9975,36	925,00	6535,90
2036	4231,26	10618,69	5631,51	620,46	1102,08	2022,46	1972,39	10660,91	880,88	6732,84
2037	4189,72	11032,30	5796,08	650,50	1126,46	2028,05	2095,62	12348,98	913,12	7190,14
2038	4302,67	11482,85	5876,97	676,14	1153,27	2100,72	2146,08	12962,08	917,48	7103,13
2039	3951,98	11865,25	5906,00	674,03	1149,26	2131,03	2162,80	13393,64	917,08	7527,59
2040	3972,38	12286,00	6085,69	680,06	1183,07	2183,12	2208,87	14161,80	974,59	7435,18
2041	4028,18	12930,39	6312,60	706,93	1209,37	2240,84	2259,84	14717,17	996,85	7949,28
2042	4448,81	13278,66	6675,32	743,21	1253,30	2238,73	2248,13	15846,30	978,56	8012,28
2043	4547,43	13578,10	6922,99	743,98	1298,95	2298,47	2374,01	16603,95	1021,59	8603,63
2044	4876,21	14167,86	7129,79	712,53	1340,78	2328,25	2409,64	16921,98	1058,42	8310,94
2045	5275,25	14578,18	6955,41	752,05	1284,70	2377,53	2383,70	16989,87	1044,63	8371,83
2046	5399,11	15164,98	6699,08	771,91	1327,06	2467,32	2453,72	17623,91	1053,37	8392,77
2047	5641,91	15541,16	7126,34	794,24	1359,22	2548,99	2540,57	18188,09	1078,86	8900,58
2048	5842,69	16067,87	7380,67	818,06	1378,51	2631,80	2579,49	19078,50	1034,74	9096,44
2049	5801,14	16576,90	7545,25	850,17	1402,88	2639,58	2706,16	20971,43	1066,98	9554,55
2050	5914,10	17123,24	7626,14	877,86	1429,69	2705,87	2760,06	21789,40	1071,34	9466,85

EK-2. (devam) Şehirlere Ait Elektrik Talepleri (GWh)

Yıl	Samsun	Siirt	Sinop	Sivas	Tekirdağ	Tokat	Trabzon	Tunceli	Uşak	Van	Yalova
2024	3669,42	485,86	420,61	1629,07	9159,28	924,09	1575,05	133,07	1978,68	1180,12	1731,69
2025	4197,06	509,80	471,57	1590,99	9436,63	921,48	1741,47	141,31	2034,12	1456,81	1720,59
2026	4275,38	543,69	459,30	1620,49	9685,47	1022,43	1775,85	148,68	2118,68	1506,36	1841,31
2027	4318,04	518,85	458,23	1661,97	9465,82	997,21	1809,07	152,33	2174,57	1156,61	1762,77
2028	4426,95	556,22	480,24	1702,99	10242,48	988,85	1854,43	162,21	2339,86	1261,78	1814,50
2029	4528,26	552,99	480,29	1651,25	11154,91	1081,48	1832,61	155,51	2318,57	1268,55	1904,24
2030	4813,37	555,72	490,63	1406,23	12218,14	1083,65	1904,30	157,48	2583,82	1328,31	1939,47
2031	5062,86	576,56	515,86	1672,22	12746,01	1139,75	2006,62	175,02	2669,90	1431,61	2003,17
2032	5185,95	628,39	519,33	1621,87	11813,40	1158,79	2051,11	175,20	2733,26	1421,56	1983,73
2033	4978,83	662,64	516,04	1440,05	11379,76	1120,65	2037,27	178,24	2755,04	1452,30	1947,07
2034	5120,01	644,48	527,18	1472,03	11414,99	1186,16	1972,28	179,58	2760,35	1512,82	1947,04
2035	5458,04	654,20	543,76	1766,07	12365,90	1211,48	2077,34	185,56	3014,81	1548,05	1847,69
2036	5430,50	655,29	572,83	1878,57	13022,30	1219,06	2129,15	185,07	3052,50	1634,70	2125,96
2037	5958,14	677,94	623,79	1802,00	13299,66	1216,45	2296,34	193,30	3107,94	1911,39	2181,11
2038	6036,46	713,58	611,53	1826,47	13548,49	1317,40	2331,48	200,67	3192,50	1960,94	2226,74
2039	6079,12	687,70	610,46	1843,75	13328,84	1292,18	2365,47	204,32	3248,39	1611,19	2180,62
2040	6188,03	728,09	632,46	1877,83	14105,50	1283,82	2411,60	214,21	3413,68	1716,36	2215,49
2041	6289,34	723,19	632,51	1798,18	15017,93	1376,45	2390,54	207,50	3392,39	1723,13	2324,23
2042	6574,44	724,33	642,85	1515,32	16081,16	1378,61	2462,99	209,48	3657,64	1782,89	2376,58
2043	6823,94	745,50	668,08	1768,44	16609,03	1434,72	2566,08	227,02	3743,72	1886,19	2466,25
2044	6947,03	800,74	671,55	1688,82	15676,42	1453,75	2611,33	227,20	3807,08	1876,14	2504,54
2045	6739,90	835,58	668,27	1461,80	15242,78	1415,62	2598,26	230,23	3828,86	1906,88	2505,18
2046	6881,09	816,51	679,40	1479,12	15278,01	1481,13	2534,03	231,58	3834,18	1967,40	2523,69
2047	7219,12	826,13	695,98	1773,85	16228,92	1506,44	2639,85	237,56	4088,64	2002,64	2579,81
2048	7191,58	827,95	725,05	1872,73	16885,32	1514,03	2692,43	237,07	4126,32	2089,28	2926,07
2049	7719,22	850,92	776,01	1769,30	17162,68	1511,41	2860,38	245,30	4181,76	2365,97	2933,21
2050	7797,54	886,12	763,75	1778,03	17411,51	1612,37	2896,29	252,67	4266,32	2415,52	3033,26

EK-2. (devam) Şehirlere Ait Elektrik Talepleri (GWh)

Yıl	Yozgat	Zonguldak	Çanakkale	Çankırı	Çorum	İstanbul	İzmir	Şanlıurfa	Şırnak
2024	752,62	3275,00	4678,01	707,54	966,32	43554,79	23103,60	7451,34	693,32
2025	874,73	3374,17	4981,30	753,03	1054,13	46707,43	24687,31	7057,57	739,26
2026	883,04	3429,76	5502,26	871,18	1090,13	47165,92	25232,98	7478,21	758,98
2027	895,64	3499,67	5422,32	811,13	1087,14	47944,04	25155,15	7174,36	856,28
2028	919,99	3610,06	5202,95	769,05	1159,02	48735,02	26134,67	7074,68	752,90
2029	986,97	3654,87	5151,90	771,46	1233,63	49360,42	26123,20	7498,11	704,92
2030	1051,14	3755,80	5162,26	850,41	1132,19	49632,43	27482,68	7837,66	770,18
2031	1142,32	3852,56	5598,03	917,30	1310,72	52667,09	28176,70	8476,19	779,97
2032	1101,70	3863,28	5685,73	960,27	1168,04	53885,75	29222,63	9476,32	787,20
2033	975,28	4960,56	5128,71	920,70	1111,43	53353,81	28604,15	9986,29	777,50
2034	1024,93	5060,56	5247,23	980,22	1145,84	52779,01	28318,93	10500,36	850,47
2035	1178,18	5310,04	5586,83	1129,45	1202,04	55052,74	30294,20	11266,97	876,16
2036	1058,31	5382,98	5952,03	1163,96	1242,94	57093,12	31344,34	12413,49	820,60
2037	1228,47	5461,46	6255,32	1209,46	1329,63	60244,92	32928,05	12019,73	796,34
2038	1224,12	5640,85	6776,29	1327,61	1364,51	60699,69	33473,72	12440,37	846,79
2039	1241,15	5604,88	6696,35	1267,56	1360,40	61474,09	33395,88	12136,51	816,09
2040	1270,42	5781,78	6476,97	1225,48	1431,16	62262,62	34375,41	12036,83	863,28
2041	1384,92	5878,00	6425,92	1227,88	1504,65	62887,01	34363,93	12460,26	872,18
2042	1453,47	6063,44	6436,28	1306,83	1402,09	63159,03	35723,42	12799,81	907,89
2043	1578,74	6166,92	6872,06	1373,73	1579,50	66194,14	36417,43	13438,35	1031,18
2044	1496,80	6265,89	6959,75	1416,69	1435,70	67413,32	37463,37	14438,47	1193,92
2045	1290,56	6795,95	6402,73	1377,13	1377,97	66881,74	36844,89	14948,44	1156,99
2046	1361,81	6917,78	6521,25	1436,65	1411,26	66307,11	36559,67	15462,51	1194,06
2047	1596,32	7123,62	6860,85	1585,88	1466,34	68580,86	38534,94	16229,13	1182,34
2048	1425,01	7231,44	7226,05	1620,39	1506,12	70621,17	39585,08	17375,64	1231,29
2049	1643,20	7382,65	7529,35	1665,89	1591,69	73772,91	41168,78	16981,88	1275,68
2050	1626,20	7504,30	8050,31	1784,03	1625,45	74227,63	41714,46	17402,52	1296,09



Gazili olmak ayrıcalıktır