T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK ÜRETİM KAYNAKLARININ PAYLARININ VE ETKİLERİNİN BELİRLENMESİ İÇİN BİR SİSTEM TASARIMI VE UYGULAMASI

DOKTORA TEZİ

Meryem Nur MORGÜL TUMBAZ

Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı

EKİM 2023

T.C.
SAKARYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK ÜRETİM KAYNAKLARININ PAYLARININ VE ETKİLERİNİN BELİRLENMESİ İÇİN BİR SİSTEM TASARIMI VE UYGULAMASI

DOKTORA TEZİ

Meryem Nur MORGÜL TUMBAZ

Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı

Tez Danışmanı: Dr. Öğr. Üyesi Mümtaz İPEK

EKİM 2023

Meryem Nur MORGÜL TUMBAZ tarafından hazırlanan "Elektrik Üretim Kaynaklarının Paylarının ve Etkilerinin Belirlenmesi İçin Bir Sistem Tasarımı ve Uygulaması " adlı tez çalışması 20.10.2023 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oy birliği ile Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı'nda Doktora tezi olarak kabul edilmiştir.

Tez Jürisi

Jüri Başkanı :	**Prof. Dr. Ahmet Kürşad TÜRKER** Kırıkkale Üniversitesi	.....
Jüri Üyesi :	**Dr. Öğr. Üyesi Mümtaz İPEK (Danışman)** Sakarya Üniversitesi	.....
Jüri Üyesi :	**Prof. Dr. Emin GÜNDOĞAR** Sakarya Üniversitesi	.....
Jüri Üyesi :	**Prof. Dr. İsmail Hakkı CEDİMOĞLU** Sakarya Üniversitesi	.....
Jüri Üyesi :	**Prof. Dr. Muharrem DÜĞENCİ** Karabük Üniversitesi	.....

ETİK İLKE VE KURALLARA UYGUNLUK BEYANNAMESİ

Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Lisansüstü Eğitim-Öğretim Yönetmeliğine ve Yükseköğretim Kurumları Bilimsel Araştırma ve Yayın Etiği Yönergesine uygun olarak hazırlamış olduğum "ELEKTRİK ÜRETİM KAYNAKLARININ PAYLARININ VE ETKİLERİNİN BELİRLENMESİ İÇİN BİR SİSTEM TASARIMI VE UYGULAMASI" başlıklı tezin bana ait, özgün bir çalışma olduğunu; çalışmamın tüm aşamalarında yukarıda belirtilen yönetmelik ve yönergeye uygun davrandığımı, tezin içerdiği yenilik ve sonuçları başka bir yerden almadığımı, tezde kullandığım eserleri usulüne göre kaynak olarak gösterdiğimi, bu tezi başka bir bilim kuruluna akademik amaç ve unvan almak amacıyla vermediğimi ve 20.04.2016 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanan Lisansüstü Eğitim ve Öğretim Yönetmeliğinin 9/2 ve 22/2 maddeleri gereğince Sakarya Üniversitesi'nin abonesi olduğu intihal yazılım programı kullanılarak Enstitü tarafından belirlenmiş ölçütlere uygun rapor alındığını, çalışmamla ilgili yaptığım bu beyana aykırı bir durumun ortaya çıkması halinde doğabilecek her türlü hukuki sorumluluğu kabul ettiğimi beyan ederim.

(20/10/2023).

Meryem Nur MORGÜL TUMBAZ

Aileme

TEŞEKKÜR

Doktora eğitimim boyunca bilgi ve tecrübelerinden yararlandığım danışman hocam Dr. Öğr. Üyesi Mümtaz İPEK'e sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Tez izleme jürimde yer alan Prof. Dr. Emin GÜNDOĞAR ve Prof. Dr. İsmail Hakkı CEDİMOĞLU hocalarıma tez çalışmama yaptıkları katkı ve değerli yorumlarından ötürü çok teşekkür ederim.

Üniversitemiz bünyesinde yer aldığım komisyonlar vasıtasıyla tanıdığım çok kıymetli hocalarıma ve kıymetli personelimize gösterdikleri anlayış ve duydukları güven için teşekkür ediyorum. Birlikte çalıştığım asistan arkadaşlarıma da her zaman yanımda ve yardıma hazır oldukları için tüm kalbimle teşekkür ediyorum.

Desteği olmadan sadece doktora çalışmamı tamamlamakta değil, her işimde eksik kalacağımı bildiğim canım anneme ve varlığını çok özlediğimiz canım babama benim için yaptıkları her şey için şükran borçluyum. Sevgili kardeşlerime sahip olduğum için ve bu güzel ailede büyüyebildiğim için ne kadar şükretsem az kalacağını biliyorum.

Eşime ve oğullarıma, tez çalışması boyunca istemeden de olsa kendilerine yansıttığım sıkıntı ve kaygılarımdan ötürü çok üzgün olduğumu belirttikten sonra, hayatımı tamamladıkları ve bana öğrettikleri ile yaşamıma kattıkları değer için her birine ayrı ayrı çok teşekkür ediyorum. Sizi çok seviyorum.

Meryem Nur MORGÜL TUMBAZ

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ETİK İLKE VE KURALLARA UYGUNLUK BEYANNAMESİ ..... **v**
TEŞEKKÜR ..... **ix**
İÇİNDEKİLER ..... **xi**
KISALTMALAR ..... **xiii**
SİMGELER ..... **xv**
TABLO LİSTESİ ..... **xvii**
ŞEKİL LİSTESİ ..... **xix**
ÖZET..... **xxi**
SUMMARY ..... **xxiii**
1. GİRİŞ..... **1**
1.1. Tezin Amacı ve Kapsamı 2
1.2. Tezin Katkısı 3
1.3. Tezin Organizasyonu 4
2. LİTERATÜR TARAMASI **5**
2.1. Türkiye Elektrik Sistemine Dair 5
2.1.1. Tarihsel gelişim: özelleştirmeler ile bugüne 5
2.1.2. Türkiye'de elektrik enerjisinin genel görünümü 9
2.2. Elektrik Talep Tahmini 13
2.2.1. Çalışmada kullanılacak talep tahmin metotları 13
2.2.1.1. Ridge regresyon 14
2.2.1.2. Diğer teknikler 16
2.2.2. Talep tahmini konulu çalışmalar 18
2.2.2.1. Türkiye için elektrik talep tahmini konulu çalışmalar 19
2.3. Enerji Yatırım Planlama 23
2.3.1. Literatürdeki yöntemler 25
2.3.2. Türkiye'de enerji yatırımını konu alan çalışmalar 30
3. ELEKTRİK TALEBİNİN TAHMİN EDİLMESİ **37**
3.1. Uygulama Verisi 37
3.2. Uygulama 41
3.2.1. Regresyon analizi 42
3.2.2. Ridge regresyon analizi 45
3.2.3. Yapay sinir ağları ile talep tahmini 49
3.2.4. Üstel düzleme ile talep tahmini 50
3.2.5. ARIMA ile tahminleme 51
3.3. Uygulama Çıktılarının Değerlendirilmesi 52
3.4. Yatırım Plan Periyodu için Elektrik Talebinin Tahmin Edilmesi 53
4. ENERJİ YATIRIMLARINA KARAR VERİLMESİ **57**
4.1. Matematik Model 57
4.1.1. Amaç fonksiyonu 57
4.1.2. Kısıtlar 58
4.1.2.1. Üretim kısıtları 58
4.1.2.2. Talep kısıtı 58

4.1.2.3. İnşa kısıtı 59
4.1.2.4. Değişkenlere ait kısıtlar 59
4.2. Model Verisi 60
4.3. Modele İlişkin Kabuller 64
4.4. Modelde Değerlendirilecek Senaryolar 64
4.5. Modelin Çözümü 67
4.6. Model Çıktıları 68
4.6.1. Senaryo 1 durumuna ait modellerin incelenmesi 68
4.6.1.1. Senaryo 1 68
4.6.1.2. Senaryo 1 a 70
4.6.1.3. Senaryo 1 b 71
4.6.1.4. Senaryo 1 ab 72
4.6.1.5. Senaryo 1 e 73
4.6.1.6. Senaryo 1 f 74
4.6.1.7. Senaryo 1 fe 75
4.6.1.8. Senaryo 1 ad 76
4.6.1.9. Senaryo 1 abd 77
4.6.1.10. Senaryo 1 de 78
4.6.1.11. Senaryo 1 def 79
4.6.1.12. Senaryo 1 durumuna ait modellerin kıyaslanması 80
4.6.2. Senaryo 2 durumuna ait modellerin incelenmesi 90
4.6.2.1. Senaryo 2 90
4.6.2.2. Senaryo 2 a 91
4.6.2.3. Senaryo 2 b 92
4.6.2.4. Senaryo 2 ab 93
4.6.2.5. Senaryo 2 e 94
4.6.2.6. Senaryo 2 f 95
4.6.2.7. Senaryo 2 fe 96
4.6.2.8. Senaryo 2 ad 97
4.6.2.9. Senaryo 2 abd 98
4.6.2.10. Senaryo 2 de 99
4.6.2.11. Senaryo 2 def 100
4.6.2.12. Senaryo 2 durumuna ait modellerin kıyaslanması 101
4.6.3. Senaryo 1 ve Senaryo 2'nin istatistiksel incelemesi 111
5. SONUÇ VE ÖNERİLER 119
KAYNAKLAR 127
ÖZGEÇMİŞ 137

KISALTMALAR

AHP : Analitik Hiyerarşi Prosesi

ANFIS : Uyarlamalı Ağ Tabanlı Bulanık Çıkarım Sistemi

ANN : Yapay sinir ağı

ANP : Analitik Ağ Süreci

ARIMA : Bütünleşik otoregresif hareketli ortalama

ATB : Annual Technolohy Baseline (Yıllık Teknoloji Temel Çizgisi)

BUEM : Bottom-Up Energy Model (Aşağıdan Yukarıya Enerji Modeli)

COVID-19 : Koronavirüs hastalığı

CO_2 : Karbondioksit

ÇKKV : Çok kriterli karar verme

DVM : Destek vektör makineleri

DPT : Devlet Planlama Teşkilatı

EDAŞ : Elektrik Dağıtım A.Ş.

EKK : En Küçük Kareler

ENPEP : Çevre ile bütünleşik enerji ve elektrik sektörleri değerlendirme modeli

EPDK : Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

EPİAŞ : Enerji Piyasaları İşletme A.Ş

ETKB : Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

ETSAP : Enerji-çevre-teknoloji modeli

EÜAŞ : Elektrik Üretim A.Ş.

GAP : en iyi bilinen çözüm ile en iyi sınır arasındaki farkın büyüklüğü

GAMS : The General Algebraic Modeling System (Genel Cebirsel Modelleme Sistemi)

GSYH : Gayrisafi yurt içi hasıla

GEP : Generation expansion planning (Üretim genişleme planlaması)

GWh : Giga Watt Hours (Giga Watt saat)

IAEA : Uluslararası Atom Enerjisi Kurumu

ICCT : Uluslararası Temiz Ulaşım Konseyi

IEA : Uluslararası Enerji Ajansı

IPCC : Hükûmetlerarası İklim Değişikliği Paneli

KG : Kurulu güç

LEAP : Uzun dönem enerji alternatifleri planlama sistemi

LNG : Sıvılaştırışmış doğal gaz

MAED : Model for Analysis of Energy Demand (Enerji Talebi Analiz Modeli)

MARKAL : Market&Allocation Model (Piyasa ve Dağıtım Modeli)

MEDEE : Talep taraflı teknik-ekonomik tahmin modeli

MSE : Ortalama hata karesi

NCSS : İstatistiksel bir yazılım

MW : Megawatt

NGS : Nükleer Güç Santrali

POLES : uzun vadeli arz tahmin modeli

PTF : Piyasa Takas Fiyatı

SCIP : Kısıt Tam Sayı Programlama Çözücüsü

Sm^3 : Standart metreküp

SPSS : Sosyal Bilimler İçin İstatistik Programı

TBA : Temel Bileşenler Analizi

TEAŞ : Türkiye Elektrik Üretim-İletim A.Ş.

TEDAŞ : Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.

TEİAŞ : Türkiye Elektrik İletim A.Ş.

TEK : Türkiye Elektrik Kurumu

TETAŞ : Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş

TOPSIS : İdeal Çözüme Benzerliğe Göre Tercih Sırası Tekniği

TÜİK : Türkiye İstatistik Kurumu

TW : Terawatt

TWh : Tera Watt hours (Tera Watt saat)

VIF : Varyans enflasyon faktörüne

VLEEM : Uzun vadeli enerji-çevre modeli

YSA : Yapay sinir ağları

YEK : Yenilenebilir Enerji Kaynakları

YEKDEM : Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması

WASP : Wien Automatic System Planning (Viyana Otomatik Sistem Planlama)

WASPAS : Ağırlıklandırılmış Bütünleşik Toplam Çarpım Değerlendirmesi

SİMGELER

g : Üretim kaynakları

t : Yıllar

IC : Yeni ünite için yatırım maliyeti [$/kw]

FC : Sabit maliyet [$/kW]

VC : Değişken maliyet [$/MWh]

f : Yakıt maliyeti [$/MWh]

af : Kullanılabilirlik faktörü [%]

i : Yeni tesislerin inşa süresi [yıl]

EM : Mevcut tesislerin için emisyon oranları [kg CO_2/MWh]

EY : Yeni kurulacak üniteler için emisyon oranları [kg CO_2/MWh]

KGM : Mevcut kurulu güç [MW]

KGY : İlerleme raporlarına göre kurulabilir güç [MW]

KGO : Fiili tamamlanma > 0,5 ise kurulabilir güç [MW]

KGS : Fiili tamamlanma <0,5 ise kurulabilir güç [MW]

Kap : Kurulabilir minimum güç [MW]

r : Enflasyon oranı [%7,9]

M : Büyük bir sayı

PM : Mevcut kaynaklardan üretilen elektrik enerjisi [MWh]

PY : Yeni kurulan tesislerden üretilen elektrik enerjisi [MWh]

Z : Yeni kurulan ünitenin kapasitesi [MW]

Y : İkili değişken [0,1]

TABLO LİSTESİ

Sayfa

Tablo 3.1. Uygulama verisinin tanımlanması..... 38
Tablo 3.2.. Türkiye elektrik tüketimi ve çeşitli değişkenler (1975-2016)..... 39
Tablo 3.3. Ham verilerin normallik testi. 41
Tablo 3.4. Analizde kullanılacak değişkenler. 41
Tablo 3.5. Olası tüm regresyon modelleri için sonuçlar. 42
Tablo 3.6. Stepwise metodu ile regresyon analizine ilişkin sonuçlar (5.iterasyon). . 43
Tablo 3.7. Çoklu regresyon analizi sonuçları. 44
Tablo 3.8. Çoklu regresyon detay tablosu 45
Tablo 3.9. Ridge regresyona ilişkin sonuçlar. 46
Tablo 3.10. Varyans enflasyon faktörüne (VIF) karar verilmesi. 48
Tablo 3.11. Kullanılan YSA modeline ait özellikler. 50
Tablo 3.12. Üstel düzleme modeline ilişkin değerler. 50
Tablo 3.13. Üstel düzleme ile üretilen tahmin değerleri. 51
Tablo 3.14. ARIMA modeline ilişkin veriler ve tahmin değerleri. 52
Tablo 3.15. 2009-2016 yılları arası gerçekleşen ve tahmin edilen elektrik tüketim değerleri..... 53
Tablo 3.16. Plan periyodu için gerekli değerler ve hesaplanan elektrik tüketim tahminleri 55
Tablo 4.1. 2021 Aralık itibariyle Türkiye kurulu gücü. 61
Tablo 4.2. Dolar kuru dönüşüm çizelgesi. 62
Tablo 4.3. 20 yıllık tahmine ilişkin 3 ayrı senaryo (TEİAŞ, 2019). 65
Tablo 4.4. Kaynaklara ilişkin çeşitli veriler. 66
Tablo 4.5. Modelde değerlendirilecek senaryolara ilişkin özet. 67
Tablo 4.6. Senaryo 1 tüm durumların karşılaştırılması. 81
Tablo 4.7. Senaryo 1 tüm durumlar için plan süresince mevcut santrallerden üretilen elektrik miktarı ($PM_{g,t}$, MWh). 83
Tablo 4.8. Senaryo 1 tüm durumlar için plan süresince yeni santrallerden üretilen elektrik miktarı ($PY_{g,t}$, MWh). 84
Tablo 4.9. Senaryolara göre plan süresince yeni kurulan santrallerin toplam kurulu gücü ($t = 1TZgt$, MW). 85
Tablo 4.10. Senaryo 2 tüm durumların karşılaştırılması. 102
Tablo 4.11. Senaryo 2 tüm durumlar için plan süresince mevcut santrallerden üretilen elektrik miktarı ($PM_{g,t}$, MWh). 104
Tablo 4.12. Senaryo 2 tüm durumlar için plan süresince yeni santrallerden üretilen elektrik miktarı ($PY_{g,t}$, MWh). 105
Tablo 4.13. Senaryolara göre plan süresince yeni kurulan santrallerin toplam kurulu gücü ($t = 1TZgt$, MW). 106
Tablo 4.14. Senaryo 1 ve Senaryo 2 maliyetlerinin kıyaslanması (milyar $). 111
Tablo 4.15. Senaryo 1 ve Senaryo 2 karbon salınımının kıyaslanması (milyon ton). 111
Tablo 4.16. Wilcoxon test istatistiği. 113
Tablo 4.17. Etki büyüklüğünün hesaplanması. 114

Tablo 4.18. Dağıtık santrallere göre plan maliyeti ve emisyonu. 114
Tablo 4.19. Gruplara ilişkin tanımlayıcı istatistikler. 117
Tablo 4.20. Sıralamalar. 117
Tablo 4.21. Test istatistiği. 117
Tablo 5.1. Öngörülen talep verisinin %10'u. 120
Tablo 5.2. Doğal gaz piyasası genel görünümü (Milyon Sm3) (2021). 122

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1. Türkiye elektrik sektörünün tarihsel gelişimi. 6
Şekil 2.2. Elektrik üretiminin kuruluşlara göre dağılımı (2021). 8
Şekil 2.3. Elektrik kurulu gücünün kuruluşlara göre dağılımı (2021). 8
Şekil 2.4. Türkiye elektrik üretimi ve tüketimi değişimi (2018-2021). 9
Şekil 2.5. Yıllar itibariyle elektrik enerjisi talebi ve artış oranı (EPDK, 2022a). 9
Şekil 2.6. Lisanslı elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı (2021). 10
Şekil 2.7. Lisanslı kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı (2021). 11
Şekil 2.8. Elektrik üretiminin kaynaklara göre gelişimi (EPDK, 2022a). 11
Şekil 2.9. 2021 yılı sonu itibariyle toplam kurulu güç. 12
Şekil 2.10. 2021 yılı sonu itibariyle Türkiye toplam elektrik üretimi 13
Şekil 3.1. Tüketim değerinin bulunması için ridge analizi. 47
Şekil 3.2. Tüketim değerini bulmak için diğer değişkenlere ait VIF grafiği. 47
Şekil 3.3. Gerçek tüketim değerleri ile tahmin değerlerinin kıyaslanması. 53
Şekil 4.1. Probleminin çözümüne ilişkin iş akış diyagramı. 69
Şekil 4.2. Senaryo 1 için üretim payları yüzdesi. 70
Şekil 4.3. Senaryo 1 için kaynaklardan elektrik üretimi. 70
Şekil 4.4. Senaryo 1 a için üretim payları yüzdesi. 71
Şekil 4.5. Senaryo 1 a için kaynaklardan elektrik üretimi. 71
Şekil 4.6. Senaryo 1 b için üretim payları yüzdesi. 72
Şekil 4.7. Senaryo 1 b için kaynaklardan elektrik üretimi. 72
Şekil 4.8. Senaryo 1 ab için üretim payları yüzdesi. 73
Şekil 4.9. Senaryo 1 ab için kaynaklardan elektrik üretimi. 73
Şekil 4.10. Senaryo 1 e için üretim payları yüzdesi. 74
Şekil 4.11. Senaryo 1 e için kaynaklardan elektrik üretimi. 74
Şekil 4.12. Senaryo 1 f için üretim payları yüzdesi. 75
Şekil 4.13. Senaryo 1 f için kaynaklardan elektrik üretimi. 75
Şekil 4.14. Senaryo 1 fe için üretim payları yüzdesi. 76
Şekil 4.15. Senaryo 1 fe için kaynaklardan elektrik üretimi. 76
Şekil 4.16. Senaryo 1 ad için üretim payları yüzdesi. 77
Şekil 4.17. Senaryo 1 ad için kaynaklardan elektrik üretimi. 77
Şekil 4.18. Senaryo 1 abd için üretim payları yüzdesi. 78
Şekil 4.19. Senaryo 1 abd için kaynaklardan elektrik üretimi. 78
Şekil 4.20. Senaryo 1 de için üretim payları yüzdesi. 79
Şekil 4.21. Senaryo 1 de için kaynaklardan elektrik üretimi. 79
Şekil 4.22. Senaryo 1 def için üretim payları yüzdesi. 80
Şekil 4.23. Senaryo 1 def için kaynaklardan elektrik üretimi. 80
Şekil 4.24. Senaryo 1 tüm durumlara göre maliyet ve emisyon değişimi. 82
Şekil 4.25. Senaryo 1 tüm durumlara göre inşa edilen kapasite (MW). 86
Şekil 4.26. Senaryo 1 tüm durumlara göre üretimde yenilenebilir kaynakların kullanımı. 86
Şekil 4.27. Senaryo 1 tüm durumlara göre karbon emisyonunun değişimi. 87
Şekil 4.28. Senaryo 1 tüm durumlara göre inşa edilen tesis sayıları. 88

Şekil 4.29. Senaryo 1 tüm durumlara göre ithal edilen enerji oranı. 89
Şekil 4.30. Senaryo 1 tüm durumlara göre yerli kömür kullanımı. 90
Şekil 4.31. Senaryo 2 için üretim payları yüzdesi..... 91
Şekil 4.32. Senaryo 2 için kaynaklardan elektrik üretimi. 91
Şekil 4.33. Senaryo 2 a için üretim payları yüzdesi. 92
Şekil 4.34. Senaryo 2 a için kaynaklardan elektrik üretimi. 92
Şekil 4.35. Senaryo 2 b için üretim payları yüzdesi..... 93
Şekil 4.36. Senaryo 2 b için kaynaklardan elektrik üretimi. 93
Şekil 4.37. Senaryo 2 ab için üretim payları yüzdesi. 94
Şekil 4.38. Senaryo 2 ab için kaynaklardan elektrik üretimi. 94
Şekil 4.39. Senaryo 2 e için üretim payları yüzdesi. 95
Şekil 4.40. Senaryo 2 e için kaynaklardan elektrik üretimi. 95
Şekil 4.41. Senaryo 2 f için üretim payları yüzdesi. 96
Şekil 4.42. Senaryo 2 f için kaynaklardan elektrik üretimi. 96
Şekil 4.43. Senaryo 2 fe için üretim payları yüzdesi. 97
Şekil 4.44. Senaryo 2 fe için kaynaklardan elektrik üretimi. 97
Şekil 4.45. Senaryo 2 ad için üretim payları yüzdesi. 98
Şekil 4.46. Senaryo 2 ad için kaynaklardan elektrik üretimi. 98
Şekil 4.47. Senaryo 2 abd için üretim payları yüzdesi. 99
Şekil 4.48. Senaryo 2 abd için kaynaklardan elektrik üretimi. 99
Şekil 4.49. Senaryo 2 de için üretim payları yüzdesi. 100
Şekil 4.50. Senaryo 2 de için kaynaklardan elektrik üretimi. 100
Şekil 4.51. Senaryo 2 def için üretim payları yüzdesi. 101
Şekil 4.52. Senaryo 2 def için kaynaklardan elektrik üretimi. 101
Şekil 4.53. Senaryo 2 tüm durumlara göre maliyet ve emisyon değişimi. 102
Şekil 4.54. Senaryo 2 tüm durumlara göre inşa edilen kapasite (MW). 108
Şekil 4.55. Senaryo 2 tüm durumlara göre üretimde yenilenebilir kaynakların kullanımı..... 108
Şekil 4.56. Senaryo 2 tüm durumlara göre emisyon değişimi. 109
Şekil 4.57. Senaryo 2 tüm durumlara göre inşa edilen tesis sayısı. 109
Şekil 4.58. Senaryo 2 tüm durumlara göre ithal edilen enerji oranı. 110
Şekil 4.59. Senaryo 2 tüm durumlara göre yerli kömür kullanımı. 110
Şekil 4.60. Nükleer santralin varlığının maliyetler üzerine etkisi..... 112
Şekil 4.61.Nükleer santralin varlığının karbon salınımına etkisi. 113
Şekil 4.62. Dağıtık santraller mevcut iken senaryoların maliyet değişimi. 115
Şekil 4.63. Dağıtık santraller mevcut iken senaryoların emisyon değişimi. 116
Şekil 4.64. Senaryolara göre kurulu güç değişimi. 118

ELEKTRİK ÜRETİM KAYNAKLARININ PAYLARININ VE ETKİLERİNİN BELİRLENMESİ İÇİN BİR SİSTEM TASARIMI VE UYGULAMASI

ÖZET

Bu çalışmada, artan elektrik talebinin mevcut ve yeni kurulacak santraller ile karşılanabilmesi için bir üretim genişleme planlaması problemi ele alınmıştır. Bu problem için tek amaçlı lineer olmayan bir model önerilmiş, modelin uygun ortamda çözümü ile enerji yatırımına ilişkin değerlendirmelerde bulunulmuştur.

Elektrik üretimine ilişkin yatırım problemlerini ele aldıkları konular ve kullandıkları yöntemler ile çeşitlendirmek mümkündür. Güncel hususların da modellere eklenmesi bu problemleri daha gerçekçi hale getirmektedir.

Bu çalışmanın amacı Türkiye'nin artan elektrik talebini karşılamak amacıyla ulaşması gereken enerji karmasını incelemektir. Bu amaçla, çeşitli kaynakların elektrik üretimindeki paylarının 2022-2035 yılları arasında nasıl olacağı, hangi kaynaklardan ve hangi güçte yeni tesislerin kurulacağı ve bunların emisyon salınımına etkisi araştırılmıştır. Planlamada karşılanamayan talep olmayacak şekilde tercih edilen elektrik talebi, tesislerin inşa süreleri, kullanılabilirlik faktörleri de göz önüne alınarak modele dahil edilmiştir.

Yeni kurulacak tesislerin kapasitesi ve bu tesisin kurulma kararı olan ikili değişkenin, yatırım maliyeti hesaplanırken birlikte bulunmaları amaç fonksiyonunu lineer olmayan hale getirmektedir. Tek amaçlı, lineer olmayan ve karışık tam sayılı olarak ele alınan problemin çözümü için Python programlama dili ve geniş kütüphanesinden faydalanılmıştır. Çözücü olarak kısıt tam sayı programlama çözücüsü olan SCIP tercih edilmiştir. Toplam 22 ayrı durumun değerlendirildiği başlıca iki senaryo vardır. Senaryo 1, 2021 Aralık verileri ile mevcut kurulu güç üzerinden, Senaryo 2 ise 2023 yılında Akkuyu Nükleer Santralinin devrede olacağı şartı üzerinden çeşitli durumları inceler. Bu durumlardan başlıcaları ithal edilen enerji oranının sınırlandırılması, yenilenebilir kaynakların üretimdeki payının arttırılması, net sıfır emisyon hedefi doğrultusunda emisyon salınımının azaltılmasıdır. Uygun optimallik aralığındaki senaryo çıktıları not edilmiş ve enerji yatırımına dair yorumlarda bulunulmuştur.

Nükleer santralin varlığının plan maliyetini ve plan süresince salınan emisyonu düşürdüğü istatistiksel test ile gösterilmiştir. Çalışmada rüzgâr santrallerinin artan elektrik talebini karşılamada öncelikle tercih edildikleri, doğal gaz santrallerinin ithal enerji olduğu göz ardı edildiğinde elektrik üretim maliyetini düşürdükleri, güneş santrallerinin kullanılabilirlik faktörlerinin küçük olması nedeniyle elektrik üretiminde payının düşük olduğu ifade edilmiştir. Model çıktıları geçtiğimiz yıllarda duyurulan doğal gaz keşifleri, yenilenebilir enerji kaynaklarının desteklendiği finansal mekanizma ve küresel anlamda destekçisi olduğumuz net sıfır taahhüdü ile birlikte ele alınarak yorumlarda bulunulmuştur.

A SYSTEM DESIGN AND IMPLEMENTATION TO DETERMINE THE SHARES AND THE IMPACT OF ELECTRICITY GENERATION SOURCES

SUMMARY

Undoubtedly, energy is the most controversial issue on the world's agenda. Technological developments, politics, crises, and even wars frame discussions about energy subjects. There is a significant evolution in politics and economy; Covid-19, The Russian-Ukraine War, and digital transformation impact both global balance and daily routines. The pandemic has hit the electricity supply-demand balance and shaken energy markets. This situation has shown that global warming enforcement should be more realistic and stricter restrictions for a more sustainable society.

The decision-makers should distribute energy mix to generate electricity to meet energy demand and react quickly to price fluctuations. The use of renewable sources and decarbonization policies are a must for sustainability targets. However, natural gas and nuclear power are also necessary for a predictable and manageable market.

While the rate of renewable energy use is increasing, the electricity market structure has evolved with the prosumers and storage facilities. Electric cars involved in energy networks and institutions' digital transformation have brought new dimensions. Therefore, macro and micro scales' energy planning and policy design are crucial.

With population and income per capita growth, Turkey is named one of the biggest twentieth economies in the world. Although the share of renewable sources in electricity production, the carbon dioxide emission per capita rate has also increased over the years. As one of the developing countries, Turkey should plan its energy policy meticulously. Energy investments should be comprised of energy efficiency and energy density.

There are two different approaches to examining energy investments. The first one is energy models that aim mainly to bring economic conclusions. The other is comprised of more technical algorithms and suggests mathematical solutions. The mix of examining the financial sides of the energy system and the technical properties of the power system is ideal. Generation expansion planning (GEP) problems deal with energy policies and investments, aiming to meet energy demand by adding new plants. Topics and methods differentiate GEP problems, and integrating recent developments such as stochasticity into the models makes GEPs more complex but comprehensive.

Energy planning studies in Turkey generally used multi-criteria decision-making techniques. These studies mainly focus on renewable energy installation. There are also some generation expansion planning problems in the literature. However, some are limited to renewable energy investments, and some disregard nuclear power. There needs to be a study considering both recent technological developments and politics.

This study focuses on a GEP problem to meet increasing electricity demand by existing generating units and newly built facilities. A single nonlinear model is proposed, then solved in an appropriate environment to make conclusions on energy investments.

Predicting energy demand accurately is the first step to designing an investment plan for expansion planning. When the literature is examined, there are many studies focusing on demand forecasting. This thesis tries several options for predicting electricity demand between 2009 and 2016, and ridge regression is found to be far better than other techniques. After that, the plan period of the study (2022-2035) is predicted with ridge regression. Although the expected demand for 2022 is closer to the actual electricity consumption than the official projections, the higher demand values calculated by the Turkish Electricity Transmission Corporation (TEIAS) are preferred to avoid unmet energy demand.

The target is here to predict Turkey's energy mix to meet the electricity growth and analyze the impact of this energy mix. The ratio of different energy sources in electricity production between 2022 and 2035 will be found. Then, which units at what capacity will be built and the emission ratio will be investigated. While there is no unmet demand in the proposed model, construction time and availability factors of generating units are involved.

The capacity of newly built units and the binary variable of these units -considered to be constructed or not- make the objective function nonlinear. A single objective mixed integer nonlinear problem is coded in Python 3.9.12 using the Pyomo software and solved via SCIP 7.0 solver. The optimality gap value is accepted between 1-10%. When required, the model is moved to Google Collaboratory, where accelerated compute environments are offered. There are two main scenarios, and these evaluate 22 cases in total. Scenario 1 is based on Turkey's installed capacity of December 2021. Scenario 2 assumes that Turkey's first nuclear power plant, Akkuyu NPP, is ready to generate electricity in 2023. Both two scenarios examine several cases, including reducing the energy import of Turkey, increasing the renewable share in electricity production, and achieving net zero emission targets. In addition, domestic coal production, a renewable production support mechanism called YEKDEM, and also CO2 emissions from electricity production are discussed in the study. The output of the study with the acceptable optimality gap is noted, and then conclusions about energy investments are made.

The existence of nuclear power in the energy mix is found to reduce the cost of energy investment plans and also the emission rates. Wind turbines are preferred to meet increasing electricity demand with their low prices. Apart from the fact that Turkey has very limited gas reserves and it is a large natural gas importer country, the efficiency rate of natural gas while burning fuel into electricity puts it into the energy mix in most of the scenarios. However, solar energy plants with their low availability factors are included relatively low in energy investment plans. Distributed energy sources, which are mainly unlicensed projects, are also evaluated in the thesis. However, the policy encouraging the use of distributed sources is not found to reduce the plan cost or total emission significantly. Moreover, ongoing projects of power plants are also evaluated in scenarios. Their completion rates are also taken into account. Although those projects increase the plan cost, when they are embedded into the energy mix, they will lower emission rates.

Since electric car use is increasing, battery costs are declining, electricity storage facilities are being improved, and carbon capture technologies are being supported, the proposed model can be enhanced and rerun. Especially, Turkey has taken some action on energy efficiency. The effect of such studies on the cost and the emissions that will be conducted on energy efficiency fields would be diversified the study. This

study neglects the transmission line investments. However, the integration of transmission expansion planning can enhance the model. Moreover, adding stochasticity will bring more realistic conclusions but make a more challenging solution.

1. GİRİŞ

Enerjinin küreselleşen dünyamızın en önemli konularından olduğu tartışmasız bir gerçektir. Enerji konulu tartışmalar teknolojik gelişmeleri, politik senaryoları, diplomatik krizleri ve hatta savaşları beraberinde getirmektedir.

Politika ve ekonomide büyük çaplı dönüşümlerin olduğu şu günlerde; Covid-19 salgını, Ukrayna savaşı ve dijital dönüşüm gibi konular yalnızca küresel dengeyi değil günlük hayatı da etkiler hale gelmiştir. Salgının hem elektrik arz-talep dengesinde hem de enerji piyasalarındaki etkisi iklim değişikliği konusunda daha ciddi önlemler alınıp, sürdürülebilirlik için daha büyük adımlar atılması gerektiğini bir kez daha gözler önüne sermiştir.

Elektrik üretiminde kullanılan enerji kaynaklarının payları hem tüm talebi karşılayacak hem de enerji fiyatlarındaki sıçramalara hızlı yanıt verecek şekilde dağıtılmalıdır. Yenilenebilir kaynakların kullanımı ve karbonsuzlaştırma politikaları sürdürülebilirlik hedefleri için olmazsa olmazlardır. Ancak tahmin edilebilir ve yönetilebilir bir piyasa için doğal gaz ve nükleer kullanımı da tartışmasız gereklidir.

Yenilenebilir enerji kaynakları yaygınlaşırken; elektrik piyasa yapısı da dağıtık üreticiler, depolama sistemleri, elektrikli araçların yaygınlaşması ve dijital dönüşüm ile yepyeni bir boyut kazanmıştır. Enerjinin dünya gündeminin en sıcak konusu olduğu hemen herkesçe kabul görecektir. Bu nedenle makro ve mikro boyutta enerji planlaması da şarttır.

2021 yılında küresel enerji talebi geçen yıla oranla %5,52 oranında artarak 176431 TWh değerine ulaşmıştır. Bu talebin karşılanması da en büyük pay fosil yakıtlara aittir. 2019 yılında kişi başına karbondioksit salınımı 4,5 metrik ton olarak kaydedilmiştir. Uluslararası anlaşmalar bazı hedefler ortaya koymalarına rağmen, bu hedeflerin gerçekleşme olasılığı maalesef düşüktür. Net sıfır emisyon bunlardan biridir ve atmosfere salınan emisyon ile atmosferden uzaklaştırılan emisyon miktarının dengede olması anlamına gelmektedir. Gelişmemiş ülkeler için net sıfır emisyon hedefi ise gerçeklikten çok uzaktır. Karbondioksit salınımındaki en büyük pay elektrik üretimine aittir. 2021 yılında 28214,07 TWh olan elektrik üretiminin %35,99'u kömürden,

%22,9'u ise doğal gazdan gelmektedir (Climate Watch, 2022; Ritchie ve ark., 2020; TheWorldBank, 2023).

Türkiye seksen beş milyona ulaşan nüfusu, 815 milyar $ değerindeki GSYH, her yıl %2-4 oranında artması öngörülen kişi başına düşen geliri ile dünyanın en büyük 20 ekonomisinden biridir. Toplam elektrik üretimi içinde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı artış eğiliminde olmasına rağmen, kişi başına düşen karbondioksit salınımı da yıllar içinde sürekli artmaktadır (TheWorldBank, 2023).

Türkiye'nin gelişmekte olan ülkeler arasında yer alması, sürekli artan nüfusu ve enerji talebi de dikkate alınarak enerji politikasının ihtiyatla planlanması gerektiği, enerji yatırımları, enerji verimliliği ve enerji yoğunluğu gibi kavramların da bu plana dahil edilmesi gerektiği açıktır. Türkiye'de yapılan tez çalışmalarının yenilenebilir enerji kaynakları özelinde yoğunlaştığı; örneğin güneş enerjisi yatırımlarının ya da rüzgâr enerji yatırımlarının desteklenmesinin enerji yatırımlarını nasıl etkileyeceğinin incelenmesi gibi spesifik problemleri ele aldığı görülmüştür. Dünyada ise enerji yatırım planlaması çok uzun yıllardır önem ve güncelliğini korumaktadır.

Ülkemizdeki çalışmaların geneli farklı Çok Kriterli Karar Verme (ÇKKV) tekniklerinden faydalanmış ve belli başlı yenilenebilir enerji projelerini değerlendirmiştir. Belirsizlik durumu kısıtlı sayıda problemde hesaba katılmıştır. Oysa ki siyasetin enerji piyasaları üzerindeki etkisinin her gün artıyor olması enerji politikasının da yeni bir çerçevede değerlendirilmesini zorunlu kılmaktadır.

1.1. Tezin Amacı ve Kapsamı

Bu çalışmada amaç yalnızca kapsamlı bir üretim genişlemesi problemi çözmek, yeni yatırımların yerine ve zamanına karar vermek değil; hangi kaynaktan ne kadar elektrik üretildiğinde bunun ekonomik ve çevresel etkilerinin nasıl olacağına dair yorumlarda bulunmaktır.

Araştırma problemi iki aşamalı olarak ele alınmıştır. İlk aşamada talep tahmini yapılırken, ikinci aşamada matematiksel model yardımıyla optimum elektrik üretim karması bulunmaya çalışılmıştır. Elektrik üretimine dair projeksiyon gerçekleştirilirken başta regresyon ve yapay sinir ağları olmak üzere birden fazla teknik kullanılmıştır. Elde edilen tahminler, yayınlanan ulusal projeksiyonlar ile de kıyaslanarak çalışmada kullanılmıştır. İkinci aşamada ise tek amaçlı lineer olmayan

bir matematiksel model yardımı ile farklı senaryolar altında Türkiye için enerji yatırımlarına karar verilmiş olup, bu model ile olası yatırımların maliyet ve emisyonları kıyaslanmıştır.

1.2. Tezin Katkısı

Elektrik tüketiminin tahmininde farklı teknikler denenerek mevcut tahminlerden daha iyi sonuç üreten bir metodun önerilmesi çalışmanın ilk katkısı olarak değerlendirilebilir. Ayrıca enerji yatırım planı için model kurulurken, mevcut kaynaklara ek olarak inşa edilecek yeni tesislerin inşa süreleri ile birlikte değerlendirilmesi, modeli doğrusal olmayan bir hale getirmektedir. Tüm maliyetleri tek bir değere indirgeyen seviyelendirilmiş maliyetler yerine, ayrı ayrı tüm maliyet unsurlarının modele eklenmesi, bunu yaparken maliyetlerin net bugünkü değerinin hesaplanması da modeli anlamlı kılmaktadır. İncelenen senaryolar, son gelişmeler ışığında nükleer santral kurulu gücünü, doğal gaz keşiflerini ve emisyon konusundaki taahhütlerimizi de değerlendirdiği için literatürdeki çalışmalardan ayrılmaktadır.

Model kurulurken literatür incelenmiş olup, literatürde sıklıkla rastlanan lineer problem yerine lineer olmayan bir model ile Python programlama dili kullanılarak hazırlanan bir model tercih edilmiştir. Python programlama dilinin geniş kütüphanesinden yararlanılarak çözülen problem geliştirilmeye ve farklı ülkeler için farklı senaryolar ile denenmeye elverişlidir. Benzer problemlerin genellikle GAMS (The General Algebraic Modeling System: Genel Cebirsel Modelleme Sistemi) platformunda CPLEX çözücüsü ile çözüldüğü bilindiğinden, kullanılan dil ve çözücü ile de çalışma literatürdeki örneklerinden ayrılmaktadır. Çalışmanın yalnızca akademik çalışmalara değil, politika yapıcılara da yol göstermesi planlanmaktadır. Açık kaynak kodlu yazılım ile çözülüyor olması tezin uygulamasında farklı çözücülerin kullanılması konusunda kolaylık sağladığı gibi, farklı veri setlerine de kolaylıkla uygulanabilirliği açısından çalışmanın bir avantajıdır. Çalışmanın Python programlama dili ile yazılması ve SCIP çözücüsünün tercih edilmesi yönüyle, bu alandaki araştırmalarda mevcut modelleme ortamlarına ve problem çözücülerine alternatif olması beklenmektedir.

1.3. Tezin Organizasyonu

Tez beş bölümden oluşmaktadır. Giriş bölümünden sonra ikinci kısımda literatür taramasına yer verilmiştir. Literatür taraması yukarıda da bahsedildiği gibi problemin ilk aşaması için elektrik talep tahmini ve ikinci aşaması matematiksel model ile elektrik üretim planlaması için bir çerçeve çizmeye çalışarak, iki alt başlıkta tamamlanmıştır. Üçüncü kısımda tez verileri kullanılarak elektrik talep tahmini yapılmış, dördüncü bölümde yine aynı verilerden faydalanılarak optimizasyon problemi çözülmüştür. Son bölümde ise sonuç ve yorumlara yer verilmiştir.

2. LİTERATÜR TARAMASI

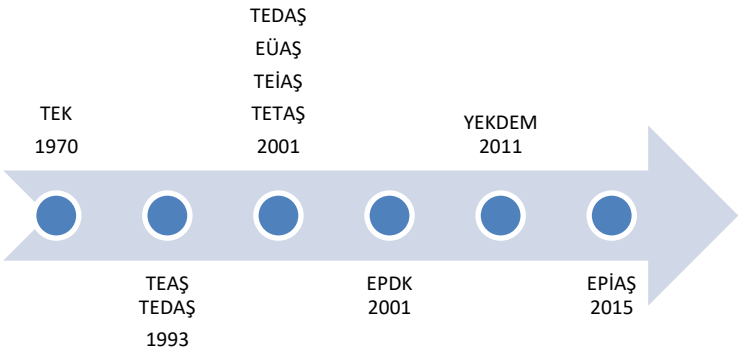
Bu bölümde Türkiye elektrik sistemi hakkında genel bilgiler verildikten sonra çalışmanın iki aşamasını oluşturan elektrik talebinin tahmin edilmesi ve enerji yatırım planlaması konuları özetlenecektir.

2.1. Türkiye Elektrik Sistemine Dair

Bu kısımda 1970'ten bu yana Türkiye elektrik sektörünün yapısal olarak geçirdiği evrimler ve dönüşümlere değinilerek, Türkiye elektrik enerjisi hakkında genel bir görünüm sunulmaya çalışılmıştır.

2.1.1. Tarihsel gelişim: özelleştirmeler ile bugüne

Türkiye elektrik sektörü 4 ana başlıkta incelenir. Bunlar elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve satışıdır. 1970 yılında kurulan Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) çok uzun yıllar bu 4 ayrı alanda tek başına hizmet vermiştir. Ancak 1984 yılında özel sektörün de elektrik piyasasına katılmasına izin veren 3096 sayılı yasanın neticesinde 1993 yılında TEAŞ (Türkiye Elektrik Üretim-İletim A.Ş.) ve TEDAŞ (Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.) olmak üzere ikiye ayrılmıştır. TEAŞ üretim ve iletime bakarken, TEDAŞ dağıtım ve perakendeyi kapsayan elektrik ticareti işini üstlenmiştir. Ardından 2001 yılında yürürlüğe giren 4628 sayılı Elektrik Piyasası Yasası ile TEAŞ da kendi içinde 3'e ayrılmıştır. Bu 3 şirket; EÜAŞ (Elektrik Üretim A.Ş.), TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim A.Ş.) ve TETAŞ (Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş)'tır. Türkiye elektrik sektörünün gelişimine ait kurumsal süreç Şekil 2.1'de verilmiştir.



Şekil 2.1. Türkiye elektrik sektörünün tarihsel gelişimi.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) ise 2001 yılında önce Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu adıyla kurulmuş, hemen ardından doğal gaz piyasasını da kapsayacak şekilde bugünkü ismini almıştır. Kurum bugün elektrik ve doğal gazın yanı sıra petrol ve sıvılaştırılmış petrol gazları piyasasında lisanslama, denetleme ve tarifelerin hazırlanması gibi görevlere sahiptir (T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu [EPDK], 2023).

Elektrik dağıtımının özelleşmesi ise bölgesel dağıtım şirketlerinin kurulması ile 2004 yılında başlamıştır. Bu amaçla Türkiye 21 dağıtım bölgesine ayrılmıştır. 2013 yılına gelindiğinde ise TEDAŞ kendisine bağlı dağıtım şirketlerine 30 yıllık işletme hakkı vermiştir (Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. [TEDAŞ], 2023).

EPDK'nın 2001'de kurulmasından sonra elektrik ticaretinin daha iyi yönetilebilmesi amacıyla 2004 yılında Geçici Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği yayımlanmıştır. Bu piyasanın gerçek manada devreye girmesi ise ancak 2006 yılında olmuştur. Dengeleme Güç Piyasası TEİAŞ'a bağlıdır. 2009 yılında yayımlanan Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği ile elektrik ticaretinin daha etkin hale getirilmesi düşüncesi ile Gün Öncesi Piyasasına geçilmesinin uygun olacağı düşünülmüş ve 2011 tarihinde hedeflendiği şekliyle devreye alınmıştır (EPDK, 2023; Enerji Piyasaları İşletme A.Ş. [EPİAŞ],2023).

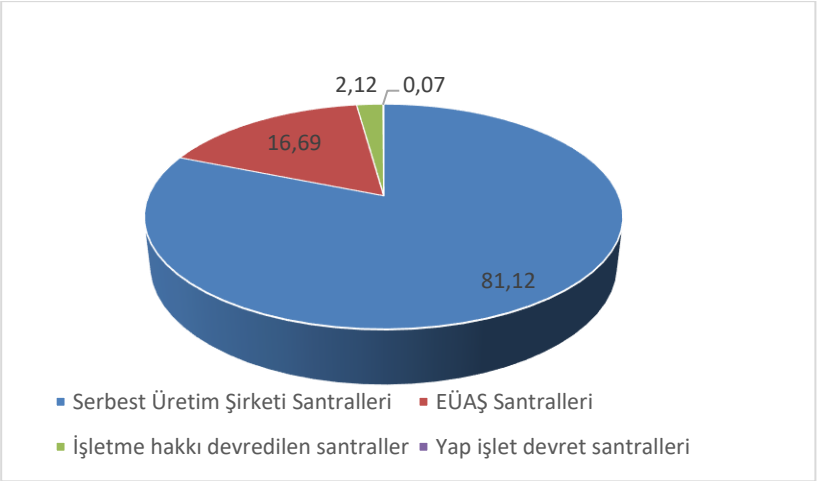
Gün öncesi piyasası kullanıcılara ürettikleri elektriğin saatlik fiyatlandırma ve uzlaştırma ile ticaretini yapma imkânı sağlar. Elektrik piyasasının daha hassas yönetilebilmesi için ihtiyaca binaen, 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile Enerji Piyasaları İşletme A.Ş (EPİAŞ)'nin kurulması hükme bağlandı (EPİAŞ, 2023).

Bu sırada yine 2011 tarihinde, Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM) devreye alınmıştır. Bu mekanizmada amaç; yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılması durumunda kaynağın türüne ve yerliliğine göre üreticilerin desteklenmesidir. Bu destek 10 yıl süre ile üretilen elektriğin sabit fiyat ile alım garantisini de kapsamaktadır. 2021 yılı sonu itibariyle YEKDEM'den faydalanan santral sayısı 929'a ulaşmıştır. Toplam kapasite de 21622,4 MW olarak not edilmiştir. Üretimin %34 'lük kısmı rüzgâr enerjisinden olurken, %30'u hidroelektrikten elde edilmiştir (EPDK, 2022a; EPİAŞ, 2023).

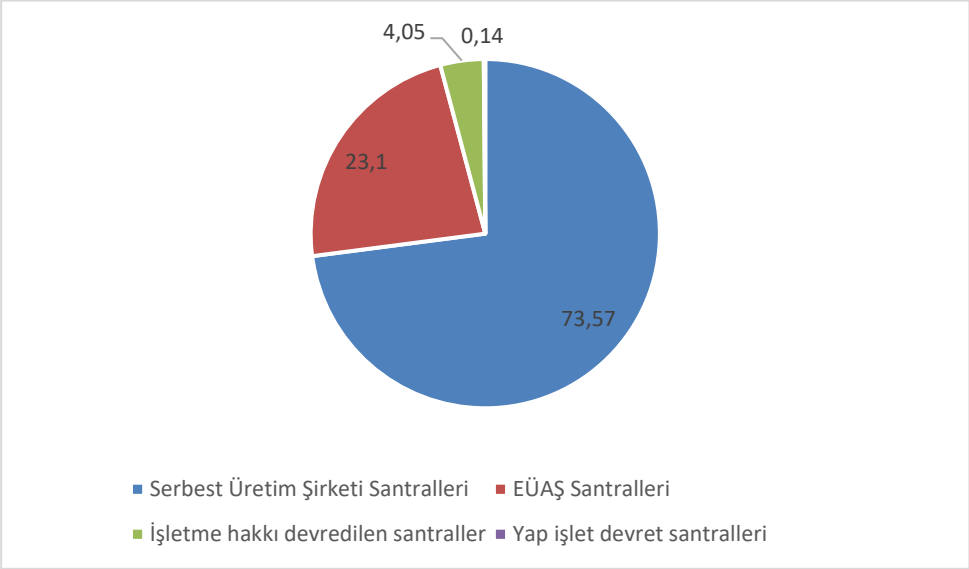
EPİAŞ'ın faaliyete geçmesi ise 2015 yılında olmuştur. Faaliyete başlamasının ardından yine 2015 yılında Gün İçi Piyasası da devreye alınmıştır. EPİAŞ gün öncesi ve gün içi elektrik piyasasında güvenilir fiyat oluşturmakla yükümlüdür. Piyasada katılımcıların teklif vermesinin ardından Piyasa Takas Fiyatı(PTF) ile alış satış miktarları katılımcılara duyurulur. Gün içi piyasasında ise sürekli ticaret yöntemi ile eşleşmeler gerçekleşir. 2016 yılına gelindiğinde EPİAŞ, tüm faaliyetlerini Şeffaflık Platformuna taşıyarak kamuoyu ve kullanıcılarına açmıştır. Bu tarihte aynı zamanda yerli yazılım da devreye alınmıştır. Doğal gaz piyasasının ise, elektrik piyasası gibi ticarete uygun hale gelmesi ancak 2018 yılında olmuştur (EPİAŞ, 2023).

Elektriğe ilişkin son kullanıcılara yönelik tarifeler 3 aylık periyotlarla EPDK tarafından yeniden düzenlenmektedir. EPİAŞ ise elektrik piyasasında üreticilere yönelik elektrik fiyatlarını belirlemekle yükümlüdür.

2021 yılı itibariyle üretilen elektriğin yaklaşık %17'si yalnızca kamuya yani EÜAŞ'a aittir (Şekil 2.2). Elektrik üretimindeki en büyük pay özel elektrik şirketlerine aittir. EÜAŞ santrallerinin toplam kurulu güçteki payı ise 2020 yılında %24,05 iken, 2021 yılında %23,10'a gerilemiştir (Şekil 2.3) (EPDK, 2022a).



Şekil 2.2. Elektrik üretiminin kuruluşlara göre dağılımı (2021).



Şekil 2.3. Elektrik kurulu gücünün kuruluşlara göre dağılımı (2021).

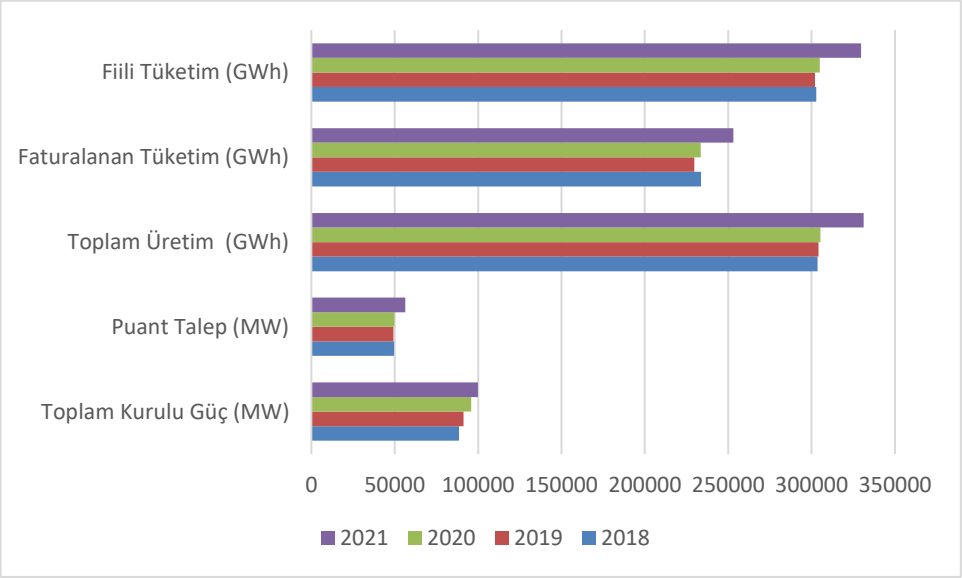
İletim istatistiklerine gelince; 2022 Kasım sonu itibarıyla enerji iletim hattı uzunluğu 73170 km olmuştur. 782 adet transformatör merkezi sayısı ve 11 adet enterkoneksiyon bağlantısına ulaşılmıştır (Türkiye Elektrik İletim A.Ş. [TEİAŞ], 2023). Son 18 yılda iletim hat uzunluğunda %58'lik artış olmuştur (EPDK, 2022a).

Son olarak 21 bölgeye ayrılan elektrik dağıtımı hakkında şunları söylemek mümkündür. 2021 yılı itibarıyla dağıtım sisteminde yer alan tüketici sayısı 2020 yılına oranla %2,67 artarak 47311976 olarak kaydedilmiştir. Tüketici sayısına göre 5.31 milyonla Boğaziçi, 4,45 milyonla Başkent ve 4,2 milyonla Toroslar en yüksek kullanıcının olduğu bölgelerdir. Dağıtımda gerçekleşen kayıplara ilişkin ise 2020 yılında olduğu gibi 2021 yılında da en yüksek kayıp oranlarının Dicle EDAŞ (%46,19),

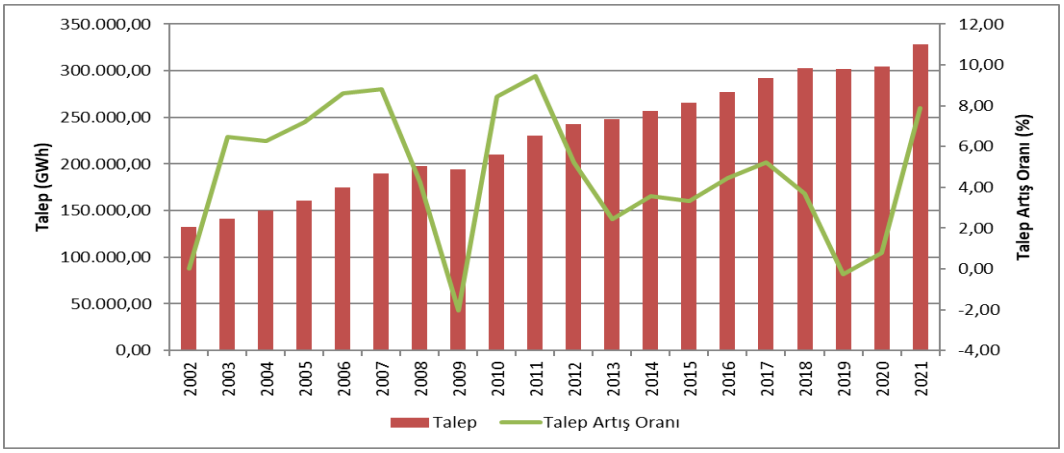
Vangölü EDAŞ (%38,07) ve Aras EDAŞ (%20,08) Şirketlerine ait dağıtım bölgelerinde olduğu gözlenmiştir (EPDK, 2022a).

2.1.2. Türkiye'de elektrik enerjisinin genel görünümü

13 Aralık 2022 itibariyle Türkiye kurulu gücü 103589 MW'e ulaşmıştır. 2022 Kasım sonu itibariyle ise elektrik enerjisi üretimi 299,4 TWh olarak kaydedilirken, gerçekleşen tüketim 301,7 TW'dir (TEİAŞ, 2023). 2021 yılı sonu itibariyle Türkiye kurulu gücünün 100 MW'e ulaştığı görülmüştür. Üretim ise 331225 Gwh olmuştur. Şekil 2.4'de 2018 yılından itibaren Türkiye elektrik üretimi, tüketimi ve puant talebe ilişkin değişim görülmektedir (Şekil 2.5) (EPDK, 2022a).

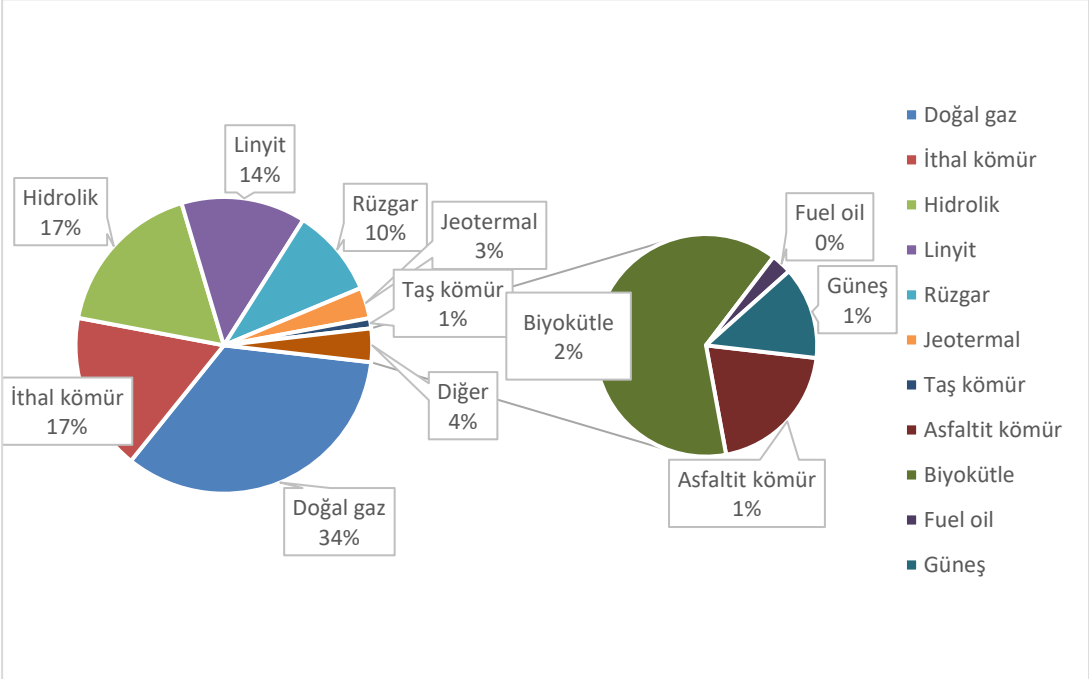


Şekil 2.4. Türkiye elektrik üretimi ve tüketimi değişimi (2018-2021).

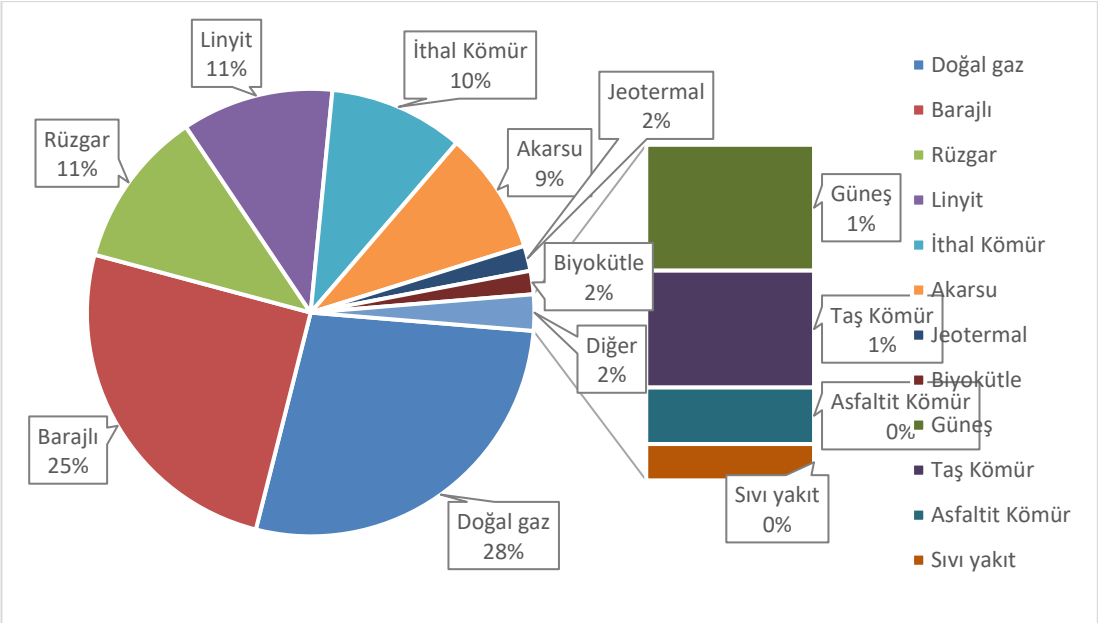


Şekil 2.5. Yıllar itibariyle elektrik enerjisi talebi ve artış oranı (EPDK, 2022a).

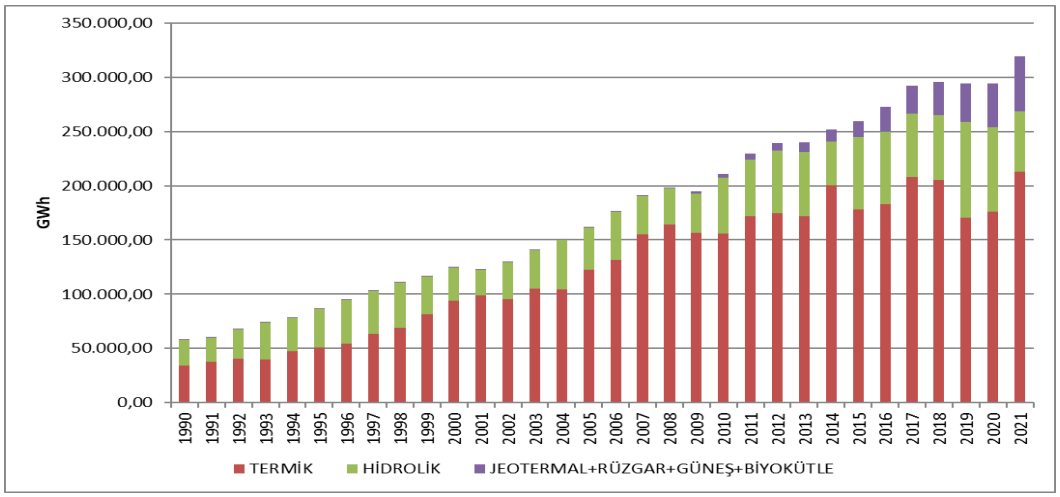
2021 yılında lisanslı elektrik üretiminde en büyük pay doğal gaza ait iken, bunu hidrolik ve ithal kömür üretimi takip etmektedir. Şekil 2.6'dan da görüldüğü üzere 2021 yılı Türkiye elektrik üretiminin yalnızca %23'ü yenilenebilir kaynaklardan karşılanmıştır. Üretimde fosil kaynakların ve ithal edilen enerji (doğal gaz ve kömür) payı çok büyüktür. Lisanslı kurulu gücün ise %50'si yenilenebilir kaynaklardan oluşmaktadır (Şekil 2.7). Lisanslı güneş santralleri 907,9 MW kurulu güce sahip iken, lisanssız güneş santralleri kurulu gücü ise 6907,8 MW'a ulaşmıştır. Şekil 2.8 kaynaklara göre elektrik üretiminin yıllar içindeki gelişimini gösterir. 2011 yılında YEKDEM'in devreye girmesi ile rüzgâr ve güneş santrallerine ait payın arttığı bu şekilde de görülmektedir (EPDK, 2022a).



Şekil 2.6. Lisanslı elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı (2021).



Şekil 2.7. Lisanslı kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı (2021).

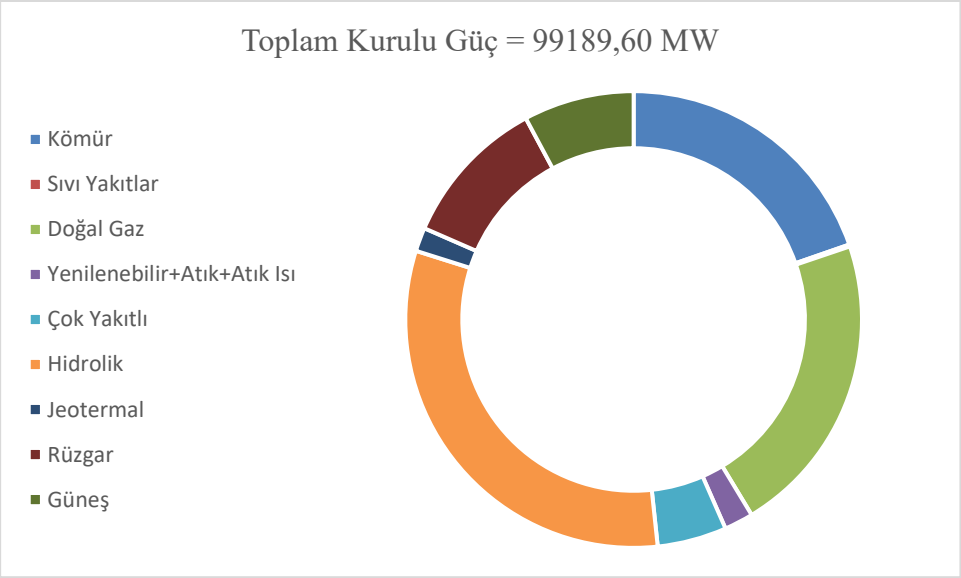


Şekil 2.8. Elektrik üretiminin kaynaklara göre gelişimi (EPDK, 2022a).

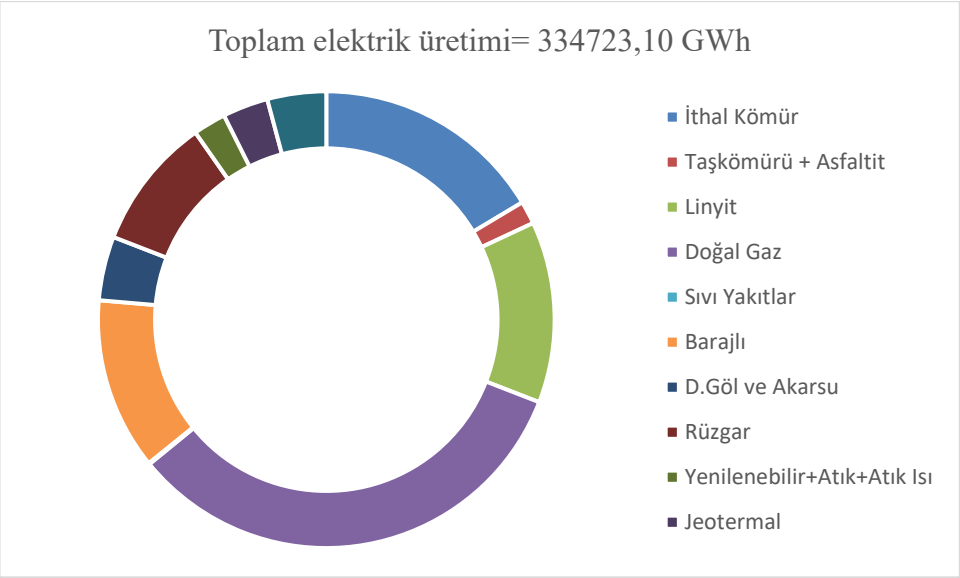
6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun 14'üncü maddesinin birinci fıkrasında lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaf tutulan üretim tesisleri tanımlanmıştır. Bu çalışma kapsamında incelenecek senaryolar kapsamında dağıtık üreticiler olarak anılacak tüketici grubu da, tanımlanan bu lisanssız üreticiler kapsamındadır. Lisanssız üretime ilişkin istatistikler dağıtık üretime ait olarak yorumlanabilir ve bu üretimde en büyük payın güneşe ait olduğu görülür. Lisanssız üretimin neredeyse %92'si güneşten olurken, %6'sı doğal gaz geri kalan ise biyokütleye aittir. Toplam kurulu güç ise 2020 yılına oranla %10 artış ile 7547 MWe olmuştur (EPDK, 2022a).

Son olarak nükleer enerjiye ait şunları not etmek gerekir. Ülkemizde kurulması planlanan 2 adet nükleer tesis projesi bulunmaktadır. Akkuyu (4800 MW) ve Sinop (4480MW) kurulu gücünde olacaktır (T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı [ETKB], 2023a). Akkuyu Nükleer Güç Santrali (NGS) 20 Ekim 2017 tarihi itibariyle Türkiye Atom Enerjisi Kurumu'ndan sınırlı çalışma iznini almış bulunmaktadır. İnşaatı tamamlandıktan sonra, Akkuyu NGS yılda yaklaşık 35 milyar kWh üretecektir. Santralin işletme ömrü ise en az 60 yıldır (Akkuyu Nükleer, 2023).

Türkiye için lisanslı ve lisanssız olmak üzere toplam kurulu gücü ve toplam elektrik üretimini gösteren Şekil 2.9 ve Şekil 2.10 özetlenirse; toplam kurulu güç içinde en büyük pay %32 ile hidrolik santrallere ait iken, bunu %22 ile doğal gaz santralleri, %20 ile kömür santralleri takip etmektedir. Üretimde ise en büyük pay %33 ile doğal gaza aittir. Üretimin %16'sı ithal kömür, %13'ü linyit, %12'si ise barajlardan sağlanmaktadır (TEİAŞ, 2023).



Şekil 2.9. 2021 yılı sonu itibariyle toplam kurulu güç.



Şekil 2.10. 2021 yılı sonu itibariyle Türkiye toplam elektrik üretimi

2.2. Elektrik Talep Tahmini

Enerjinin etkin yönetimi için mevcut kaynakların doğru kullanılması gereklidir. Kaynakların doğru yönetilebilmesi de gerçeğe yakın tahminler yapılarak politikaların planlanması ile mümkündür.

Zaman serileri, regresyon, ekonometrik modeller, bütünleşik otoregresif hareketli ortalama (ARIMA), bulanık mantık, genetik algoritmalar, yapay sinir ağları, destek vektör makineleri (DVM), arı kolonisi, parçacık sürü algoritması, piyasa dağıtımı (MARKAL: market allocation), uzun dönem enerji alternatifleri planlama sistemi (LEAP: Long-range Energy Alternatives Planning System) gibi çeşitli metotlar literatürde sıklıkla karşılaşılan yöntemlerdir (Suganthi ve Samuel, 2012).

2.2.1. Çalışmada kullanılacak talep tahmin metotları

Bu çalışmada regresyon tekniklerinin dışında, zaman serileri ve yapay sinir ağları da kullanılmıştır. Regresyon analizine özellikle ridge tekniğin önemini vurgulaması yönüyle yer verilmiştir. Zaman serilerinde değişkenlerin bir önemi yoktur, tahminde yalnızca yıllar etkilidir. Yapay sinir ağları ise tahmin çalışmalarında genellikle en düşük hata yüzdesi veren metot olarak karşımıza çıkmaktadır. Bu kısımda regresyonda karşılaşılan çoklu doğrusal bağlantı problemini çözmede başarısından dolayı ridge tekniği diğer metotlara kıyasla biraz daha ayrıntılı incelenmiştir.

2.2.1.1. Ridge regresyon

Ridge tekniği 1970 yılında Hoerl ve Kennard tarafından önerilen bir metottur ve çoklu doğrusal bağlantı problemini çözmede hala en yaygın yol olarak kullanılır (Hintze, 2007). Çoklu doğrusal bağlantı en küçük kareler tekniğiyle kullanılan parametrelerin tahminlerini etkiler. Bu etkilerin tespit edilmesinin birçok yolu vardır. Korelasyon matrislerinde yüksek korelasyon görmek, yüksek varyans enflasyon faktörü veya çok büyük şart sayıları bağlantılı değişkenleri işaret edebilir. Konuyla ilgili en detaylı bilgi için (Hoerl ve Kennard, 1970) ile (Marquardt ve Snee, 1975) kaynakları kontrol edilebilir. Daha güncel çalışmalar ise (Assaf ve ark., 2019) ile (Wilcox, 2019) kaynaklarında bulunabilir. Burada ridge metoduna ilişkin temel bilgiler özetlenip genel bir çerçeve çizilmiştir.

Regresyon modellerinde karşılaştığımız çoklu doğrusal bağlantı problemlerini aşmak için, daha geniş bir örneklem tercih edilmesi ya da bu duruma sebep olan değişkenin modelden çıkartılması veya dönüştürülmesi denenebilir. Ancak tüm bu denemeler sonuç vermediğinde ridge regresyon veya Temel Bileşenler Analizi (TBA) kullanılır. Ridge regresyon tekniği TBA'ya kıyasla daha yaygın olarak kullanılmaktadır. Değişkenler arası çoklu doğrusal bağlantı olması demek katsayıların yanlı olarak bulunması demek değildir. Ancak varyans değerleri çok yüksek olduğundan katsayılar gerçek değerlerinden çok daha yüksek bulunmuşlardır. İşte ridge regresyon tekniği de bu modele biraz yanlılık ekleyerek standart sapmayı düşürür. Böylece daha güvenilir tahmin sonuçları elde edilmiş olur. Korelasyon matrisinin köşegen elemanları çok küçük bir k değeri eklenir. k sıfırdan büyük, birden küçük ve genellikle 0,3'ten daha küçük bir değerdir. k değeri ne kadar düşükse tahminler o kadar az yanlıdır diye kabul edilir (Hintze, 2007; Hoerl ve ark., 1975).

Genel haliyle çoklu regresyon modeli denklem 2.1'deki gibi verilir. Bu modelde; bağımsız değişken matrisi X (n x p) boyutunda ve p rankındadır, β boyutu (p x 1) olan bilinmeyen parametre vektörü ve son olarak ε (n x 1) boyutunda hata terimleri için bir vektördür. ε 'nun beklenen değeri ve varyansı denklem 2.2'deki gibi ifade edilir. Tüm değişkenler standart formda oldukları için de, $X'X$ korelasyon matrisi R'ye eşittir.

$$y = X\beta + \varepsilon \tag{2.1}$$

$$E(\varepsilon) = 0\ Var(\varepsilon) = \sigma^2\ I_n \tag{2.2}$$

Ridge regresyon tekniğinde, β_R yanlı tahmin değerini k ise yanlılık parametresini ifade eder. Kanonik formdaki β_R ve k değerinin açıklaması aşağıdaki denklemlerde verilmiştir.

$$\beta_R = (X'X + kI)^{-1}X'y \tag{2.3}$$

$C = XP$, $\alpha = P'\beta$ ve P (n x p) boyutlu matrisi olduğundan $P'P = I$ şeklinde ifade edilir. $\beta = P\alpha$ olduğu için de $MSE(\alpha) = MSE(\beta)$ şeklinde yazılır. Ridge tahmininin hata kareleri ortalaması ise denklem 2.5'deki gibi hesaplanır.

$$\alpha_R(k) = (C'C + kI)^{-1}C'C\alpha \tag{2.4}$$

$$MSE\big(\alpha_R(k)\big) = \sigma^2 \sum_{i=1}^{n} \lambda_i(\lambda_i + k)^{-2} + \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{k\alpha_i}{\lambda_i + k}\right)^2 \tag{2.5}$$

Ridge tahminin MSE değerinin, en küçük kareler tahminin MSE değerinden daha küçük olduğu k değeri seçilir. Ayrıca grafik de en uygun k değerini seçmede yardımcı olacaktır. Değişkenlerin değerlerin sabitleştiği k değeri metodun sonuç değeri olarak kabul edilir. Analitik olarak ise k değeri denklem 2.6 yardımı ile hesaplanabilir. k 'nın ilk değeri en küçük kareler tekniğinin katsayıları (α) kullanılarak elde edilir. k'nın yeni değeri ise modelin katsayılarının yeniden hesaplanmasına yardım eder ve bu döngü şeklinde devam eder (Al-Jararha, 2018; Hintze, 2007; Hoerl ve ark., 1975).

$$k = \frac{p.\sigma^2}{\alpha'.\alpha} \tag{2.6}$$

Ridge regresyon tekniğinde hataların karesinin toplamı belli bir değerden aşağıda tutulmak istenir. Bu nedenle katsayılar sürekli azalırken asla sıfır olmazlar. Başka bir ifadeyle, ridge regresyon hataların karesi toplamını tahmin değerini bir ceza değeri ile kısıtlamak suretiyle azaltır. Eğer tahmin değerleri büyükse, ceza değeri de hata kareleri toplamını düşürmek için arttırılır. Genelde ceza terimi ikinci derecedendir. Bazı çalışmalarda ridge regresyon tekniği kernel yaklaşımı ve bulanık regresyon ile birlikte ele alınmıştır amaç çoklu bağlantıyı ortadan kaldırmaktır (Ali ve ark., 2020; Bas ve

ark., 2020; González-Briones ve ark., 2019). Ayrıca yalnızca enerji talep tahmininde değil, turistik talep ile rüzgâr hızının tahmin edilmesinde ve bazı finansal çalışmalarda da ridge regresyon tekniğine rastlamak mümkündür (Assaf ve ark., 2019; González-Briones ve ark., 2019; Wei ve ark., 2020).

2.2.1.2. Diğer teknikler

Bu çalışmada Ridge regresyon tekniğinin talep tahmininde kullanılan modern yöntemlere alternatif olabileceği vurgulanmak istendiğinden, bu kısımda çalışmada kullanılacak diğer metotlar özetlenmiştir.

Çoklu regresyon

Çoklu regresyon iki veya daha fazla değişken arasındaki ilişkiyi inceler. Y bağımlı değişkeni, X bağımsız değişkenlerini ifade ederken; j örnek sayısıdır. β değerleri regresyon katsayıları ve b'ler ise bu katsayıların tahmin değerleridir. ε ise her zamanki gibi hata anlamına gelmektedir (Denklem 2.7). En küçük kareler tekniği (EKK) en bilinen regresyon tekniği iken robust regresyon tekniği de çok yaygındır. EKK regresyon da hataların kareleri toplamı minimize edilecek şekilde katsayılar belirlenirken, robust regresyonda veri setindeki aykırı değerlerin etkilerinin azaltılması amaçlanır.

$$y_j = \beta_0 + \beta_1 X_{1j} + \beta_2 X_{2j} + \cdots + \beta_p X_{pj} + \varepsilon_j \qquad (2.7)$$

Denklem elde edildikten sonra modelin güvenirliği test edilmelidir. Korelasyon katsayısı bu testlerden yalnızca biridir, güçlü bir ilişki için ± 1'e yakın olması beklenir. Çoklu regresyonun değişkenler arasında lineer bir ilişki olduğunda daha iyi sonuç verecektir. Her bir bağımsız değişkenin bağımlı değişkene karşı ayrı ayrı çizilen grafiği, analize başlamadan önce lineerliği görmek açısından yardımcı olacaktır (Fumo ve Biswas, 2015; Hintze, 2007; Rencher, 2003; Tso ve Yau, 2007).

Üstel düzleme

Artan ve azalan trendleri tahmin etmenin üç yolu vardır. Bunlar en küçük kareler, çiftel düzleme ve Holt'un lineer trend algoritmasıdır (Hintze, 2007). En küçük kareler durağan ve kararlı serilerde kullanılırken, bu serilerin son iki elemanı üzerinde durulur. Fonksiyon çok basittir. Denklem 2.8'de t zaman periyodunu F tahmini, b ise eğimi verir. Bu yöntemde eğim bir periyottan diğerine geçerken tahmine eklenen ya da tahminden çıkarılan miktarı verir.

Çiftel düzlemede ise özel bir ağırlıklandırma fonksiyonu vardır. Son yılların tahmin değeri üzerinde çok daha fazla etkisi vardır. Bu durumda fonksiyon aşağıdaki gibi yazılır.

$$F_t = a_t + b_t \tag{2.8}$$

$$a_t = X_t + (1-\alpha)^2 e_t \tag{2.9}$$

$$b_t = b_{t-1} + \alpha^2 e_t \tag{2.10}$$

$$e_t = F_t - X_t \tag{2.11}$$

Daha yaygın olan Holt'un lineer trend algoritmasında ise bir zamandan bir sonrakine geçilirken algoritma yeniden oluşturulur. α ve β değerleri 0-1 arasındadır. Eğer α 1 ise, en fazla ağırlığın son zaman periyodundaki değere ait olduğu anlamına gelir.

$$a_t = \alpha X_t + (1-\alpha)(a_{t-1} + b_{t-1}) \tag{2.12}$$

$$b_t = \beta(a_t - a_{t-1}) + (1-\beta) b_{t-1} \tag{2.13}$$

ARIMA

Zaman serileri metotlarından biri olan ARIMA'da zaman serileri sistematik olarak tanımlanır. Model tahmin edilir ve en son kontrolü gerçekleştirilir. Orta ve uzun vadeli veri setleri ARIMA için daha kullanışlıdır. En az 50 gözlem değerinin olması önerilir. ARIMA tekniği (p,d,q) formunda kullanılır. p otoregresif kısmı, d zaman verisinin kaç kere farkının alındığını, q ise hareketli ortalamayı ifade eder. Türev ya da farkını almak, trendi elimine etmek ve veri setini durağanlaştırmak için iyi bir yöntemdir (Box ve Jenkins, 1976; Geem ve Roper, 2009; Harvey, 1990; Hintze, 2007; Hussain ve ark., 2016).

Yapay sinir ağları

Yapay sinir ağları insan beyninden ilham alan ve biyolojik sinapsislerin çalışma prensibini benimseyen bir yöntemdir. Nöronlar arasında sinyaller arasında sürekli bir iletişim vardır. Örneklerden öğrenen başka bir algoritma yoktur. Bu teknik bir ağ

yapısı oluşturur ve bu ağın girdi çıktı değerlerinin kullanarak bir tahmin üretmesi beklenir. Değişkenler arasındaki ilişki bilinmediğinde ve özellikle lineer olmayan bir ilişki görüldüğünde yapay sinir ağlarının daha etkin olduğu kabul edilir. Eğitim algoritmasının değiştirilmesi, nöronların tipi ve sayısı gibi ağın yapı özellikleri ile oynanarak tahminler iyileştirilmeye çalışılır. Ancak bu teknikte, regresyonda olduğu gibi katsayı değerlerin güvenirliğini ölçen bir p istatistiği yoktur (Hecht- Nielsen, 1990; Hintze, 2007; Hornik, 1993; Kalogirou, 2000; Lippmann, 1987; Tso ve Yau, 2007).

2.2.2. Talep tahmini konulu çalışmalar

Elektrik talep tahminine yönelik çok geniş bir literatür bulunmaktadır. Yıllardır yapılan elektrik tahminleme çalışmalarından özellikle çok sayıda atıf almış olan çalışmalara yer verilmiştir. Bu kısımda, yapılan çalışmalar göz önünde bulundurdukları faktörler ile birlikte eskiden yeniye doğru verilmeye çalışılmıştır.

Mohamed ve Bodger (2005), Yeni Zelanda elektrik tüketimini GSYH, ortalama elektrik fiyatı ve nüfus değişkenlerini kullanarak tahmin etmeye çalışmışlardır. 1965-1999 yıllarına ait 35 yıllık veri ile çalışılmış, toplam elektrik tüketimi konut ve konut-dışı kullanım olmak üzere ikiye ayrılmıştır. Çoklu lineer regresyon tekniği uygulanmış ve bu tekniğin sonuçlarının ülkenin ulusal tahminlerine göre daha etkin olduğu yorumunda bulunulmuştur.

Pao (2006), Tayvan için ekonometrik bir tahmin metodu geliştirmiş ve yapay sinir ağlarının tahmin performanslarının lineer modellerden daha iyi olduğu sonucuna ulaşmıştır. Bianco ve ark. (2009), 1970-2007 verilerini kullanarak İtalya elektrik tüketimini tahmin etmişlerdir. GSYH, kişi başı GSYH ve nüfus verisi kullanılmışlardır. MARKAL time ile kıyaslanınca önerilen regresyon modeli daha üstün bulunmuştur. Tüketim konut ve konut dışı olarak yine ikiye ayrılmıştır. Elektrik tüketimini tahmin etmek için önce basit regresyon yöntemi ile bağımsız değişkenler yani nüfus ve GSYH tahmin edilmiş, daha sonra zaman serileri yardımıyla da elektrik talebine ilişkin tahminler yapılmıştır.

Geem ve Roper (2009) de yine Güney Kore'nin enerji talebini inceledikleri çalışmalarında doğru tahminleme yapmanın enerji politikaları belirlenirken ne kadar önemli olduğunu vurgulamışlardır. Bu çalışmada da yapay sinir ağlarının performansı lineer regresyon modelleri ile üstel modellere göre daha iyi bulunmuştur.

Bianco ve ark. (2010), Romanya'nın konut dışı elektrik tüketimini inceledikleri çalışmalarında ise önce GSYH ve fiyat esnekliğini tahmin etmiş, bu tahminleri de zaman serileri tekniği ile elektrik tüketiminin tahmininde kullanmışlardır.

Enerji talep tahmini için çok sayıda farklı teknik denenmiştir. Yine Çin'de yapılan bir çalışmada genetik algoritma ve parçacık sürü algoritmasından türetilmiş bir hibrit yaklaşım kullanılmıştır (Yu ve Zhu, 2012).

Talep tahminlerini özetleyen geniş kapsamlı bir çalışmada zaman serileri, regresyon, ekonometri, ARIMA gibi geleneksel metotların yanı sıra bulanık mantık, genetik algoritmalar ve yapay sinir ağları gibi esnek hesaplama yöntemlerine de yer verilmiştir. Destek vektör regresyonu, karınca kolonisi ve parçacık sürü algoritmasının ise enerji talep tahmininde yeni yöntemler oldukları, MARKAL ve LEAP gibi aşağıdan yukarıya yaklaşımların ulusal ve yerel düzeyde enerji yönetiminde sıkça kullanıldığı belirtilmiştir. Esnek hesaplama teknikleri ile desteklenmiş ARIMA modellerinin tahmin doğruluğunu artırdığı ve gri tahmin yönteminin de aynı amaçla başarı ile uygulandığı vurgulanmıştır (Suganthi ve Samuel, 2012).

Saravman ve ark. (2012), Hindistan elektrik tüketimini nüfus ve GSYH verilerini kullanarak tahmin etmek istemişlerdir. Bu amaçla ANN ve regresyon denenmiş, ANN daha üstün performans gösterdiği not edilmiştir. Goel ve Goel (2014) ise New Delhi'nin elektrik talebi ve iklim değişkenleri arasındaki ilişkiyi incelemişlerdir. Sıcaklık, ortalama nem ve yağış verilerini kullanarak regresyon yapılmıştır. Elektrik talebinin doğası gereği logaritmik dönüşüm yapıldığı belirtilmiştir. Çoklu regresyon, logaritmik regresyon, Zaman serileri ve ARIMA modelleri karşılaştırılmış en iyi sonucun logaritmik regresyon ile elde edildiği belirtilmiştir.

Hussain ve ark. (2016) Pakistan'ın elektrik tüketimini inceledikleri çalışmalarında arz ve talep dengesizliği ile konut tüketimindeki artışa vurgu yapmışlardır. Winter ve ARIMA tekniklerini karşılaştırmış ve Holt'un Winter tekniğinin tahminleme için daha uygun olduğu sonucuna varmışlardır. Hamedmoghadam ve ark. (2018) Avustralya elektrik talebini derin yapay sinir ağları ile tahmin etmek istemişlerdir. Derin YSA'nın performansının geleneksel YSA'dan daha iyi olduğu belirtilmiştir.

2.2.2.1. Türkiye için elektrik talep tahmini konulu çalışmalar

Türkiye için enerji talep tahmini çalışmaları 1960 yılında Devlet Planlama Teşkilatı (DPT) tarafından başlatılmıştır. Önceleri basit regresyon teknikleri kullanılmakta idi.

1984 yılında ekonometrik modeller kullanılmaya başlanmıştır. MAED bu yöntemlerden yalnızca biridir ve Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığınca yürütülmeye devam eden talep tahminlerinde sıklıkla kullanılmaktadır. Yapılan tahminler her zaman gerçekleşenin üzerinde olmakta ve bu da kaynak bolluğuna neden olmaktadır. Enerji talebinin az ya da çok değil mümkün olduğunca az hata ile tahmin edilmesi kaynaklarda aşırılık ya da enerji krizlerinin önüne geçilmesi açısından son derece önemlidir.

Bu amaçla Türkiye enerji talebini konu edinen çalışmalar incelenmiştir. Erdoğdu (2007) çalışmasında Türkiye konulu diğer çalışmalarda olduğu gibi ülkemiz elektrik talebine ilişkin tahminlerin aşırıya kaçtığını vurgulamıştır. Eşbütünleşme analizi ve ARIMA ile tahminde bulunulmuştur. 1923-2004 yılları arası veri kullanılmıştır. Fiyat ve gelir esnekliğine değinilerek elektrik piyasasının düzenlenmesinin gerekliliği vurgulanmıştır. Resmi tahminler ile kıyaslanarak ARIMA'nın daha doğru tahmin değerleri verdiği kaydedilmiştir.

Ünler (2008), parçacık sürü algoritması ile Türkiye enerji talebini tahmin etmeyi denemiştir. GSYH, nüfus, ithalat ve ihracat parametrelerini göz önünde bulundurmuştur. 1979-2005 yılları arasındaki veriler kullanılarak 2025 yılına kadarki enerji talebi hesaplanmıştır. Lineer ve ikinci dereceden olmak üzere 2 farklı şekilde denenen parçacık sürü algoritmasının karınca algoritmasından daha düşük tahmin değerleri bulduğu kaydedilmiştir.

Kavaklıoğlu ve ark. (2009) elektrik tüketimine odaklandıkları çalışmalarında yapay sinir ağları kullanmışlardır. 1975-2006 yılları arası değerler ile 2017 yılına kadar Türkiye elektrik talebi tahmin edilmeye çalışılmıştır. Kullanılan parametreler yine GSMH, nüfus, ithalat ve ihracattır. Yapay sinir ağları deterministik ve rassal olmak üzere iki ayrı metotla seçilen eğitim seti ile çalıştırılmış ve test edilmiştir. Rassal eğitim setinin tahminde daha üstün performans gösterdiği kaydedilmiştir. İthalat ve ihracat verisinin ayrı ayrı ele alınmasındansa; bu ikisinin oranının analizde kullanılmasının ağ performansını iyileştirmediği görülmüştür. Ayrıca ağ girdi değerlerinin zamanın fonksiyonu olarak alınmasının da performansı etkilemediği not edilmiştir.

Demirel ve ark. (2010), elektrik enerjisi yük tahminini ANFIS, ARMA, YSA ve regresyon ile denemişlerdir. 1970-2007 yılları arasındaki GSMH, üretilen enerji, nüfus ve kurulu güç verilerini kullanarak tüketilen enerji hesaplanmıştır. Regresyon analizi

yıllık tüketim verisi ve nüfus verisi kullanılarak ayrı ayrı iki türlü denenmiştir. Yıl faktörünün bağımsız değişken alındığı durumda karesel regresyon, nüfus bağımsız değişken olarak alındığında ise logaritmik regresyon uygun bulunmuştur. Birinci modelin daha üstün olduğu görülmüştür. Çok değişkenli regresyon modeli tahmin çalışmasında başarısız olduğu için parametreler tek tek denenmiştir. En iyi seriler nüfus ve yıl verisi ile elde edildiği için onlardan bahsedilmiştir. Çalışma ANFIS'in diğerlerinden daha iyi sonuç verdiğini söylemektedir.

Kavaklıoğlu (2011) daha sonra destek vektör makineleri kullanarak Türkiye elektrik talebini tahmin etmeye çalışmıştır. Ağ girdi ve çıktı değerleri arasındaki ilişkinin lineer olmadığını, üç yıl önceki değerler ile dinamik ilişki gösterdiğini vurgulamıştır. Yıl, GSMH, nüfus, ithalat ve ihracat girdi değerleri olarak kullanılmıştır. 1975-2006 yılları arasında toplam 32 yıllık verinin %20'sinin yani yalnızca 6 tanesinin test için kullanılmasının yerine geçmiş yılları da dahil ederek verilerin çoğaltılması amaçlanmıştır. Modelin performansı iyi sonuç verse de gelecek tahminlerin doğruluğunu ölçecek gerçek veri olmadığından yorum yapılmamıştır.

Kankal ve ark. (2011), Türkiye enerji talebini yine benzer parametreleri kullandıkları 4 ayrı model ile tahmin etmişlerdir. Model 1, GSYH ve nüfus değişkenlerini ele almıştır. Model 2 ise ihracat ve ithalat verilerini de dahil etmiştir. Model 3 ve Model 4 ise sırayla Model 1 ve Model 2'ye istihdam değişkenini de dahil eder. 1980-2007 yılları arası Türkiye enerji kullanımına ilişkin veriler kullanılmıştır. Üstel regresyonun lineer regresyondan daha iyi sonuç verdiği gözlenmiştir. Ayrıca YSA ile tahmin çalışmasına da yer verilmiştir. En iyi sonuç veren YSA parametreleri not edilmiştir. 2008-2014 yılları için hesaplanan tahmin verileri 5 farklı senaryo için denenmiştir. Tüm senaryoların Bakanlık tarafından yapılan tahminlerden daha az hata ile gerçekleştiği ve Model 2'nin YSA ile en iyi tahmin performansı gösterdiği belirtilmiştir.

Dilaver ve Hunt (2011), 1960-2008 verileri ile yapısal zaman serilerini kullanarak bir tahmin modeli geliştirmişlerdir. Konut enerji talebi, tüketim masrafları, enerji fiyatları ve talep trendleri faktör olarak ele alınmıştır. Tüketicilerin davranışları ve piyasa düzenlemeleri de modele dahil edilmiştir. Tahminler iyi ve model ileriye dönük olarak uygulanabilir olarak yorumlanmıştır.

Kıran ve ark. (2012), 1979-2006 yıllarının verisini kullanarak ve yine GSYH, nüfus, ithalat ve ihracat değişkenlerini kullanarak tahmin yapmıştır. Arı kolonisi algoritması ve parçacık sürü algoritması lineer ve karesel formda denenmiş ve bunlar karınca koloni algoritması ile kıyaslanmıştır. Her modelin lineer ve karesel olma durumuna göre performans üstünlüğünün değiştiği not edilmiştir.

Es ve ark. (2014) 1970-2010 yılları arası enerji tüketim verilerini kullanarak 2011-2025 yılları için tahmin yapmışlardır. GSYH, nüfus, ithalat ve ihracat verisinin yanı sıra bina yüzölçümü ve taşıt sayısı da modele dahil edilmiştir. YSA performansı regresyon ile karşılaştırılmıştır. 2 ayrı YSA modeli ele alınmıştır. Birincisi sebep sonuç ilişkisine dayalı YSA ve ikincisi zaman serisine dayalı YSA'dır. Zaman serisine dayalı YSA bir sonraki dönemi tahmin edebilmek için 3 dönem önceki net enerji talep değerlerini dikkate alır. İlk YSA modelinin daha üstün olduğu görülmüştür. Sebep-sonuç YSA'nın girdi-çıktı değerleri regresyon için bağımsız-bağımlı değişken olarak ele alınmıştır. Bu çalışmada da bağımsız değişkenler arasında çoklu bağlantı problemi olduğu görülmüş ve model istatistiksel olarak anlamlı bulunmamıştır. GSYH, ithalat ve ihracat modelden çıkarılarak tekrar denenmiştir. Nüfus, bina yüzölçümü ve taşıt için tam kare dönüşümü uygulanmıştır. Bu 3 değişken ile yapılan regresyon analizinin sonuçları, aynı değişken için gerçekleştirilen sebep sonuç YSA ile de denenmiş ve yapay sinir ağlarının regresyondan daha iyi sonuçlar verdiği görülmüştür.

Uzlu ve ark. (2014) enerji tüketimini GSYH, nüfus, ithalat ve ihracat değişkenlerini kullanarak tahmin etmeye çalışmıştır. Hataların geri yayılması yöntemi ve öğrenme temelli algoritmanın kullanıldığı yapay sinir ağları modellerini denemişler, 2013 ve 2020 arasını tahmin etmişlerdir. 3 ayrı senaryo denenerek, öğrenme temelli algoritmanın daha iyi sonuç verdiği bulunmuştur. Yapılan tahminlerin Bakanlığın tahminlerinden daha düşük olması yöntemin avantajı olarak not edilmiştir.

Kaytez ve ark. (2015) çalışmalarında regresyon, yapay sinir ağları ve en küçük kareler destek vektör makineleri kullanarak elektrik talep tahmini çalışmışlardır. 1979-2009 arası veriler kullanılmıştır. Kurulu güç, toplam elektrik üretimi, nüfus ve tüketici sayısı bağımsız değişkenlerdir. En küçük kareler DVM'nın diğer tekniklere göre daha hızlı ve doğru tahmin verdiği gözlenmiştir.

Regresyon ve yapay sinir ağlarının karşılaştırıldığı bir diğer çalışmada, popülasyon, GSYH'nin yanı sıra enflasyon oranı ve ortalama yaz sıcaklığı da modele dahil

edilmiştir. Bir kez daha yapay sinir ağları regresyona kıyasla tahminlemede çok üstün bulunmuştur (Günay, 2016).

Çamurdan ve Ganiz (2017) çalışmalarında Türkiye elektrik talep tahminini makine öğrenmesi tekniklerini kullanarak gerçekleştirmişlerdir. Karar ağacı, lineer regresyon ve random forest modelleri denenmiş, random forest modelinin en üstün model olduğu gözlenmiş. Lineer regresyon ile çoklu bağlantı problemine değinilmemiştir. 56 tane bağımlı değişkene karşılık elektrik tüketimi incelenmiştir. Elektrik fiyatlarından, market hacmine kadar elektrik piyasasındaki birçok değişkene aynı anda yer verilmiştir.

Beşkırlı ve ark. (2017) elektrik talebini tahmin etmek için; Diferansiyel Gelişim Algoritması geliştirmiş ve sonuçlarını parçacık sürü optimizasyonu ve karınca kolonisi ile karşılaştırmıştır, geliştirilen metodun daha iyi olduğu belirtilmiştir.

Karaaslan ve Gezen (2017) çalışmalarında enerji talebinin sektörel bazda ele almış olup, bulanık gri regresyon tekniğini uygulamışlardır. Bulanık yaklaşımın daha az veri ile daha güvenilir sonuç verdiği not edilmiştir.

Şişman (2018) doktora tezinde Türkiye elektrik talep tahminini yeni bağımsız değişkenler ekleyerek incelemiştir. GSYH, ihracat, ithalat, nüfus verilerinin yanı sıra cep telefonu abone sayısı, doğurganlık oranı, kişi başı ekilebilir arazi gibi yeni değişkenler de analize dahil edilmiştir. 1975-2016 verileri kullanılarak 2012-2023 arası tahmin edilmek istenmiştir. Bu çalışmada öngörülen elektrik talebini karşılayacak optimum güneş enerjisi ihtiyacı hesaplanmıştır. Yapay sinir ağları kullanılarak yapılan tahmin de 2 bağımlı değişken (net elektrik tüketimi ve kişi başı elektrik tüketimi) ve 14 bağımsız değişken ele alınmıştır.

Türkiye'nin enerji talebinin tahmin edilmesi konulu çalışmalar özetlenmeye çalışılmıştır. Bu çalışmalarda birçok teknik kullanılmış ve tekniklerin birbirlerine olan üstünlüklerinden bahsedilmiştir. Burada da görüldüğü gibi başta yapay sinir ağları olmak üzere modern teknikler, regresyon gibi görece olarak daha eski yöntemlerden talep tahmininde daha etkin bulunmuşlardır.

2.3. Enerji Yatırım Planlama

Literatürde enerji yatırımlarına değinen iki ayrı yaklaşım söz konusudur. İlki daha çok ekonomik yorumlar getirmeyi hedefleyen çeşitli enerji modellerinin uygulanmasıdır.

İkincisi ise daha teknik algoritmalarla matematiksel çözümlerin üretildiği yöntemlerden oluşur.

Birinci yaklaşım türüne giren enerji modelleri, kendi içinde kısa-orta-uzun vadeli, talep veya arz tarafı yönetimi ile birlikte, bütünleşik olarak ele alınabileceği diğer sektörler (ulaşım, çevre, temiz teknolojiler, vb.) de dikkate alındığında farklılıklar göstermektedir. Bu tip modellere örnek olarak ETSAP (enerji-çevre-teknoloji modeli), ENPEP (çevre ile bütünleşik enerji ve elektrik sektörleri değerlendirme modeli), MEDEE (talep taraflı teknik-ekonomik tahmin modeli), POLES (uzun vadeli arz tahmin modeli), VLEEM (uzun vadeli enerji-çevre modeli) ve MAED (enerji talebi analiz modeli) gibi modeller verilebilir. Dünya genelinde en yaygın olarak kullanılan MAED, ülkelerin elektrik ve enerji taleplerini orta veya uzun dönemde simüle ederek değerlendirmeye yarayan bir modeldir. Modelde çeşitli sektörlere ait veriler kullanılmakta ve hassas bir şekilde değerlendirilmektedir (Satman, 2007).

Türkiye'de önceleri DPT'nin yürüttüğü tahmin çalışmaları maalesef gerçek tüketim değerlerinin çok gerisinde kalmıştır. ETKB, 1984 yılında Dünya Bankası tarafından Türkiye'ye önerilen MAED ve WASP (Wien Automatic System Planning) gibi yazılımları kullanmaya başlamıştır (Özcan, 2013). Kullanılan modeller MAED ile sınırlı olmayıp, bunlar haricinde excel, ekonometrik, Matlab, LEAP gibi farklı modeller de mevcuttur. MAED orta ve uzun vadeli dönemlerde sosyo-ekonomik verileri kullanarak talep tahmini yaparken, WASP bu modelden elde edilen sonuçları kullanarak yatırım planlaması yapar. TEİAŞ, yatırım planlaması yaparken WASP kullanmaktadır.

Enerji sistemlerinin modellenmesinde yukarıdan aşağıya (top-down) yaklaşım enerji sistemindeki operasyonların ekonomik boyutu ile ilgilenirken; aşağıdan yukarıya (bottom-up) yaklaşımı ise güç sistemlerinin teknik özelliklerine değinir. Günümüzde bu iki yaklaşımın karması enerji sistemleri ile güç sistemlerinin birlikte incelenmesi en ideal olanıdır (Wierzbowski ve ark., 2016).

Enerji politikalarına ilişkin enerji modelleri haricinde enerji yatırımlarına ilişkin problemler literatürde üretim kaynak genişletmesi planlaması (GEP: generation expansion planning) olarak karşımıza çıkar. Elektrik üretiminin enerji talebini karşılamak üzere yeni yatırımlar ile genişletilmesini konu edinir. Yatırımın yeri, zamanı ve yatırımda kullanılacak teknolojinin belli bir zaman periyodunda

düzenlenmesidir. Amaç: maliyeti veya emisyon değerlerini en küçüklemek olabileceği gibi sistem güvenirliğini, enerji güvenliğini veya enerjide bağımsızlığın maksimizasyonu olarak belirlenebilir. Optimizasyon problemi talep kısıtı, kapasite kısıtı, yatırım ve bütçe kısıtı, çevresel yönetmelikler, yenilenebilir enerji standartlarını içerebilir. Ayrıca tüm bu kısıtlar, iklim değişikliği, talep artışı, yakıt fiyatları, teknolojik yenilikler ve daha fazla belirsizlikler içerir. Bu nedenle GEP problemleri gerçek yaşamda karşımıza çıkan en çetrefilli çok amaçlı stokastik optimizasyon problemlerinden biridir (Selçuklu, 2015).

Ülkelerin enerji karması optimize edilirken ilk önceleri ekonomik modeller tek başına kullanılmıştır. Bu modeller, güç sistemlerini hesaba katmadığından GEP problemleri için uzun dönemli bir çözüm üretememiştir. Daha sonraları dinamik programlama teknikleri kullanılmaya başlanmış, özellikle Benders Ayrıştırma metodunun uygulandığı karışık tam sayılı lineer olmayan problemlerin lineer problemlere dönüştürüldüğü teknikler denenmiştir. Karışık tam sayılı lineer problemler ise karar ağacı yaklaşımı ile çözülmeye çalışılmıştır. Ancak lineer temelli GEP problemlerinin, birçok bilinmeyeni/belirsizliği barındırmasından dolayı GEP problemlerini çözmede yetersiz kaldığı gözlenmiştir (Wierzbowski ve ark., 2016).

2.3.1. Literatürdeki yöntemler

Enerji karmasının optimizasyonu ya da diğer adı ile GEP problemleri enerji sistemi modellemesi denilen geniş bir çalışmanın alt başlığıdır. Enerji sistem modellemesinde daha önce belirtildiği gibi yukarıdan aşağıya ve aşağıdan yukarıya yaklaşımı mevcuttur. Wierzbowski ve arkadaşları (2016) makalelerinde bu çalışmaları, karakteristikleri ve bulgularıyla beraber incelemiş, güçlü ve zayıf yönlerini belirtmiştir. Yapılan çalışmaların güç sistemlerin günlük ihtiyaçlarını hesaba katmadan uzun dönem üretim genişlemesi planlamasını hedef aldığı için yetersiz olacağını söylenmiştir. Bu amaçla eMix adı verilen yeni bir metot geliştirilmiş ve 2050'ye kadar yıllık planlama yapılmıştır. Önerilen model Polonya'nın gerçek verileri üzerinde denenmiştir.

Modelin sadeleştirilmesi/basitleştirilmesi, güç birimlerinin toplam güç sisteminin yanında ihmal edilmesi gibi dezavantajları bu mühendislik modellerini gerçek sistemlerden uzaklaştırmıştır. İdeal yaklaşım olarak tanımlanan enerji ve güç sistemlerinin birlikte ele alındığı yöntemde; enerji karması planlanırken yenilenebilir

enerji kaynaklarındaki ani değişikliklerin sisteme yansıtılması, bu kaynaklar için depolama ihtiyacı (back up units) vb. gibi unsurlar modele esneklik kazandırmaktadır.

Son yıllarda yapılan üretim genişleme planlaması çalışmalarının kapsamlı bir özeti için Oree ve ark. (2017) ile Koltsaklis ve Dagoumas (2018) tarafından yapılan çalışmalar kontrol edilebilir. Bu çalışmalarda üretim genişleme planlaması çok geniş bir başlık altında incelenmiştir. Oree ve ark. (2017), son yirmi yılda GEP problemlerindeki değişimi anlatmaktadır. Çözüm metotlarının yanı sıra, çevre politikaları ve belirsizlikler de probleme sırasıyla dahil edilmiştir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının yaygınlaşması enerji planlamasını daha karmaşık hale getirirken, sistemine esnekliğini de arttırmıştır. Koltsaklis ve Dagoumas (2018) ise iletim hatlarının da GEP problemlerine dahil edilmesi gerekliliğini vurgulamışlardır. Uzun dönem planlamasında kısa dönem dinamiklerinin de etkili olduğu belirtilmiştir. Elektrik ve doğal gaz piyasalarının birlikte değerlendirilmesi gerekliliğinin altı çizilmiştir. Yeni yatırımlara karar verirken, depolama sistemlerin artırılması, elektrikli araç sayılarının artması ve talep tarafı uygulamalarının da göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Daha güvenilir çıkarımlar için iletim hatlarının da GEP problemlerinde değerlendirilmesi şarttır. İletim hatlarının da değerlendirildiği çalışmalara örnek olarak Gbadamosi ve Nwulu (2021), Zhou ve ark. (2021), Li ve ark. (2022) ile Mahdave ve ark. (2023) makaleleri verilebilir.

Enerji planlaması dinamik bir problem olduğundan, literatürü incelediğimizde çok fazla alt başlık altında ele alındığını görmek mümkündür. Bazıları GEP problemini lineer olarak ele alırken, bazı araştırmalar gerçekliği arttırmak için belirsizliği de katarak lineer olmayan modeller ile çalışmışlardır. Jin ve ark. (2011), Kim ve ark. (2022) ile Thangavelu ve ark. (2015)'nın çalışmaları talep ve fiyat belirsizliğini incelendiği çalışmalara örnektir. Stokastisite gibi lineer olmama durumu da problemin çözümünü zorlaştırır. Gbadamosi ve Nwulu (2021) ve Pereira ve ark. (2017) karışık tam sayılı lineer olmayan model kullanmışlardır. Lineer olmayan çözücülerin yanı sıra, Haghighi ve ark. (2021) ile Mahdavi ve ark. (2023) metasezgisel algoritmaları çözümlerinde kullanmışlardır. Bazı çalışmalar ise çok amaçlı olarak modellenmiştir. Gbadamosi ve Nwulu (2021) ve Purwanto ve ark. (2015)'in çalışmaları bunlara örnektir.

GEP problemleri çözüm metotları kadar odaklandıkları temel soruna göre ayrışırlar. Bazı çalışmalarda yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının plan üzerindeki

etkisi incelenirken, bazılarında dağıtık enerji kaynakları da çalışılmıştır. Bazı çalışmalar enerji depolamayı odağına alırken, bazıları elektrikli araçların varlığının plana etkisini çalışmışlardır. Yenilenebilir enerji üretimi değişken olduğundan, elektrik üretimi için gerekli enerji karmasına da etkileri farklı olacaktır. Gbadamosi ve Nwulu (2021), Pereira ve ark. (2017) ile Zhou ve ark. (2021)'e göre sistem güvenilirliğini arttırmak için enerji depolama kaçınılmazdır. Literatürde rastlanılan bir diğer odak konusu da karbondioksit emisyonların azaltılmasına yönelik çalışmalardır. Haghighi ve ark. (2021) ile Kim ve ark. (2022) minimum maliyetle enerji talebini karşılarken iklime ilişkin düzenlemeleri de değerlendirmişlerdir. İklimin yanı sıra enerji yatırım planlamasının insan sağlığına etkileri üzerinde de durulmuştur (Rodgers, 2016).

GEP problemlerine yer veren geniş bir başka çalışma da Tekiner'in doktora tezidir. Bu tezde amaç yalnızca maliyet, emisyon ve güvenilirliğin belirsizlik altında incelenmesi değildir. Akıllı şebekeler ve dağıtım kayıpları da göz önünde bulundurulmuştur. Kesinlik olmayan ortamda şebekenin en ekonomik ve güvenilir şekilde tüketicilere enerji ulaştırması için bir model önermiştir. Senaryoların sistemin stokastik karakteristiğini yansıtması istenmiştir. Ayrıca tezde akıllı şebekeler incelenmiştir. 3 farklı amaç vardır; toplam maliyeti minimize etmek ve sırasıyla karbondioksit ve azot oksitlerin emisyonunun minimize edilmesidir ve problem Bender's Ayrıştırması yaklaşımı ile çözülmüştür (Tekiner, 2010).

Çin'de düşük karbon ekonomisinin uygulanmasına yönelik bir GEP problemi çözümünde toplam maliyet ile karbonmonoksit ticareti ve emisyon cezalarının minimize edilmesi amaçlanmıştır. Bu çalışmada da rüzgâr enerjisi temiz ve maliyeti düşük olduğu için diğer enerji türlerinin önüne geçmiştir (Chen ve ark., 2010).

Faleye (2012) Nijerya'nın elektrik sistemini incelediği çalışmasında, ülkesi için yeni reformlar önermiştir. Karşılanamayan talebin yüksek olduğu ülkede elektriğe erişimi olmayan nüfus da yoğun olarak yaşamaktadır. Bu çalışmada iki aşamalı karışık tam sayılı lineer problem olarak modellenmiştir. Stokastik yaklaşım ile GAMS platformunda CPLEX çözücü ile çözüm bulunmuştur Sadece üretim planlaması değil elektrik iletimi de modellenmeye çalışılmıştır.

Yine Amerika'da kırsal bölgelerin elektrifikasyon problemini ele alan bir doktora çalışmasında hidro ve güneş enerjisi üretimi ve kurulumu uzun dönem yatırımları ve

depolama seçenekleri ile beraber değerlendirilmiştir. Arz ve talep dengesini sağlayabilecek optimum yatırıma en güvenilir yol ve en uygun maliyetle karar verilmesi amacıyla hibrit bir model önerilmiştir. Kullanılacak farklı kaynakların esnekliği arttırdığı ve maliyetleri düşürdüğü sonucuna varılmıştır (Kocaman, 2014).

Uzun dönem enerji üretim planlamasını kısa dönem talebini de dikkate alarak inceleyen Lohmann (2015), serbest piyasa ortamındaki elektrik üreticilerinin karlarını maksimize etmeyi amaçlayan bir model geliştirmiştir. Yatırım kararları ve ömrünü tamamlayan tesislere ilişkin kararları 20 yıldan daha uzun süreli bir periyot için inceleyen ve bunu yaparken gün içi piyasasını da takip eden bir model önerilmiştir. Bu model oldukça zordur ve ayrıştırma algoritmaları kullanılarak çözülmüştür. Model karbondioksit salınımının azaltılmasına yönelik hedefleri de içeren politikalar ile Teksas elektrik sistemine uygulanarak denenmiştir. Ünite atama problem ile ekonomik dispatch modelinin kombinasyonudur. Tek amaçlı karışık tam sayılı doğrusal programlama problem olarak ele alınmıştır. İletim de dikkate alınmıştır.

Selçuklu tarafından yürütülen doktora çalışmasında, Pareto Belirsizlik Endeksi ve genetik algoritmalar yaklaşımlarını Amerika'nın kuzeydoğu bölgesi için yatırım genişletme planlaması üzerinde test edilmiştir. Bu çalışmada maliyet ve emisyon hedefleri ekonomik belirsizlikler, teknolojik gelişmeler ve iklim değişikliği etkileri açısından incelemektedir (Selçuklu, 2015).

İnsan sağlığına etkilerini de dikkate alan GEP problemlerine simülasyon temelli bir optimizasyon modeli ile katkı sunan Rodgers (2016), doktora tezinde tek bir amaç olarak maliyet minimizasyonuna odaklanmıştır. 2015-2040 yılları arası planlama periyodu olarak seçilmiş ve pik saatler ile mevsimler dikkate alınmıştır. Sağlığa zararın minimize edilmesi amaç fonksiyonuna ilave edildiğinden, fosil yakıtlar elektrik üretiminin en ekonomik yönü olmasına rağmen, bu yakıtların yatırım planında yer almadığı; bunun yerine rüzgâr ve güneş yatırımlarının olması gerektiği uygun bulunmuştur.

Enerji kaynaklarının birlikte değerlendirildiği GEP problemlerinin yanı sıra bazı çalışmalarda odak belirli bir enerji kaynağı olmuştur. Örneğin, Rajesh ve ark. (2016) çalışmalarında GEP problemi depolama imkânı olan solar tesisler için çözülmüştür. Emisyon değerleri yüksek olan santraller yerine güneş santrallerin kurulması, depolama tesislerinin olduğu veya olmadığı durumlarda solar tesis inşası ve yüksek

emisyon değerleri için cezaların olduğu yatırım stratejileri birlikte değerlendirilmiştir. Solar panellerin kurulmasının maliyeti artırdığı ancak emisyon cezaları söz konusu olduğunda etkili olduğu gözlenmiştir. Her bir alternatif, değişkenlerin ayrı değerler alması durumunda başka sonuçlar vermektedir. Karar vericiler bunları göz önünde bulundurmalıdır.

Banuro (2016) tez çalışmasında yine elektrik talebinin karşılanmasının sıkıntılı olduğu bir Afrika ülkesinde bütçe kısıt altında 20 yıllık bir plan ile enerji yatırımının modellenmesini çalışmıştır. Çok periyotlu karışık tam sayılı lineer problem olarak kurulan model yine GAMS platformunda CPLEX çözücüsü ile çözülmüştür.

Bir ada devleti olan Endonezya'da çok amaçlı optimizasyon çok bölgeli bir elektrik sistemi için denenmiştir. Altı bölgeye ayrılan Endonezya elektrik sistemi için en uygun enerji karmasına karar verilirken kaynaklara uzaklık, gelişmişlik gibi lokal faktörler de dikkate alınmıştır. Bir bütün olarak ele alınmaktansa sistemin alt bölgelere ayrılarak incelenmesinin daha doğru bir yaklaşım olacağı sonucuna varılmıştır. Bu çalışma da daha sürdürülebilir bir elektrik sisteminin sosyal ve çevresel faydalarının yanı sıra ekonomik dezavantajları olacağını doğrular niteliktedir (Pratama ve ark., 2017).

Portekiz elektrik sistemi üzerinde geleneksel GEP problemi ve önerilen entegre yeni bir model birlikte çözülmüştür. İkili karışık tam sayılı ve lineer olmayan bir model kurulmuştur. Yeni modelde rüzgâr, jeotermal ve hidro güç birlikte değerlendirilmiş, yenilenebilir kaynakların kullanımının termal kaynakların etkinliğini değiştirdiği gözlenmiş, yenilenebilir enerji kaynaklarının oranının artmasının bu kaynakların mevsimselliğine bağlı sistem duyarlılığını artırdığı söylenmiştir (Pereira ve ark., 2017).

Yatırım planlamasında yenilenebilir enerji kaynaklarının entegre edildiği GEP problemlerinin özetlendiği bir diğer çalışma; oluşturulan modellerin yıllar içinde nasıl değiştiğini göstermektedir. Geçmişten bugüne önce operasyon esnekliği, belirsizlik durumları ve sonraları da akıllı şebekeler modellerde yer almaktadır. Kronolojik olarak GEP problemlerinin nasıl değiştiğine yer verilmiştir. Özellikle son 20 yılda yenilenebilir enerji kaynaklarının üretim karmasındaki payının artmasında çevre, güvenlik ve sürdürülebilirlik kaygılarının artması etkilidir. Bugün üretim kapasitesinin yalnızca uzun dönem enerji talebini karşılaması değil, arz ve talepteki anlık

değişmelere karşı esnek olması önemlidir. Karar vericilerin teknolojik ve politik gelişmeleri takip etmesi gerekmektedir (Oree ve ark., 2017).

GEP'e ilişkin en güncel çalışmalardan biri de yenilenebilir enerji kaynaklarının payının artırılmasını hedefleyen çok amaçlı bir lineer problem içerir. Çalışmada toplam maliyetin minimizasyonu, talebin yoğun olduğu zamandaki üretimin maksimizasyonu ve hidro olmayan yenilenebilir kaynakların üretime katkısının maksimizasyonu hedeflenmiştir. Bu amaçla interaktif paket kullanılmıştır (iMOLP Explorer). Sonuçta güneş enerjisinin mevcut kapasite ve solar üretimin pik saatlere denk gelmesi nedeniyle ana kaynak olarak kullanılması öngörülmüştür (Luz ve ark., 2018).

Auguadro ve ark. (2023), İspanya elektrik sistemini inceledikleri çalışmalarında yenilenebilir kaynaklarının kullanımıyla sistemde oluşabilecek talep dengesizliklerini önlemek için enerji depolama stratejilerinin önemini vurgulayan bir model önermişlerdir. Enerji depolamanın, özellikle hidrojenin kullanımının tüm elektrik sisteminin karbonsuzlaştırılmasında beklenenden daha büyük etkisinin olacağını savunmaktadırlar.

2.3.2. Türkiye'de enerji yatırımını konu alan çalışmalar

Bu çalışmaya başlamadan önce mevcut veri tabanları incelendiğinde; endüstri mühendisliği alanında enerji konulu tez çalışmalarında en sık rastlanan çalışmaların üretim kapasite planlaması problemleri olduğu görülmüştür. Özellikle son yıllarda Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarının da hesaba katıldığı ve ÇKKV tekniklerinin kullanıldığı yatırım problemleri çözülmeye çalışılmıştır. Uluslararası literatürde ise konu çok eski yıllardan beri önem ve güncelliğini koruyup önemli dergilerde yayınlara konu olduğu ve sürekli atıf aldığı gözlenmiştir.

Türkiye'de gerçekleştirilen enerji planlama konulu çalışmaların çoğunda ÇKKV teknikleri kullanılmıştır. Belli başlı yenilenebilir enerji yatırım projeleri incelenmiş ve etkileri değerlendirilmiştir..

Enerji planlamasında çok kriterli karar verme tekniklerinin kullanılmasına dair yayınlanmış doksandan fazla makalenin incelendiği özet niteliğindeki bir çalışmada AHP'nin en popüler teknik olduğu bunu PROMETHEE ve ELECTRE yöntemlerinin takip ettiği sonucuna varılmıştır (Pohekar ve Ramachandran, 2004).

Türkiye'nin çevre etkileşimli enerji sistemi analiz edildiği bir diğer çalışma, 4 farklı senaryo uygulandığında SO_2 ve NO_x çıktılarının nasıl değiştiğini gözlemler. Enerji arz sisteminin modellenmesinde ve analizinde karar destek aracı olarak EFOM-ENV/GAMS modeli kullanılmıştır Periyodik doğrusal programlamaya bulanık talep verileri eklendiğinde klasik modele göre daha iyi sonuç verdiği gözlenmiş (Sarucan, 2006).

Özyiğit (2007), doktora tezinde ise Türkiye elektrik üretimi için enerji kaynak alternatiflerini değerlendirmede dual bulanık veri zarflama analizinden faydalanılmıştır. Nükleer dahil tüm enerji kaynakları analize dahil edilmiştir. 3 farklı bulanık veri zarflama analizine ilaveten dual bulanık veri zarflama tekniğinde de rüzgâr enerjisi etkinlik sıralamasında en üstte yer almıştır. Rüzgârı sırasıyla doğal gaz, hidrolik, biyokütle, kömür, petrol, güneş ve nükleer takip etmektedir.

Kahraman ve ark. (2009), makalelerinde yenilenebilir enerji alternatifleri arasında seçim yaparken bulanık aksiyomatik tasarım ve AHP yöntemlerini kullanmış, her iki yöntemde de farklılık olmadığını göstermiştir. Yenilenebilir enerji tercihleri için önerilen sıralama; rüzgâr, güneş, biyokütle, jeotermal ve hidro şeklinde olmuştur.

Karali (2012) tez çalışmasında MARKAL modelinden esinlenilerek hazırlanan Bottom-Up Energy Model (BUEM), ülkemizin gerçek veri ve istatistikleri kullanılarak test edilmiştir. BUEM'in kısıt sayısını azaltması avantaj olarak tanımlanmıştır. Bu çalışmada da enerji politikaları modellerinin geniş özetine yer vermiştir.

Kat (2011), aynı Karali'nin çalışmasında olduğu gibi enerji modellerine geniş bir yer ayırmış. Tek bir sektör altında incelenen makroekonomik modele 5 ayrı alt sektör yeniliği getirerek enerji politikalarına karar verilmesini büyük ölçekli bir lineer olmayan problem olarak ele almıştır. Nükleer enerji, karbon yakalama teknolojileri, çevre ve iklim kotalarının da analize dahil edildiği çalışma, köklü politika değişimlerine gitmeden ekonomik büyüme ile birlikte temiz çevre beklentisini fazla iyimser bulmaktadır.

ÇKKV tekniklerinden diğer biri olan Analitik Ağ Süreci (ANP)'nin kullanıldığı bir çalışmada ise önce sürdürülebilirlik göstergeleri belirlenmiş, alternatif enerji kaynakları seçilmiş ve göstergeler ile bu kaynaklar arasındaki ilişkiler sayısal olarak ifade edilmiştir. Çalışma Türkiye'nin sürdürülebilir enerji sistemine sahip olması için

termik kaynaklar yerine hidrolik ve rüzgâr santrallerini daha yüksek oranda kullanması gerektiği sonucunu vurgulamıştır (Pak, 2011).

Özcan (2013) doktora çalışmasında, genetik algoritmalar kullanarak 2012-2027 yıllarını kapsayan bir üretim planı geliştirmiştir. Bu planda özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılmasının uzun vadede etkilerini görmek istemiştir. Ulaşılan çözümde işletme ve bakım maliyetlerinin yüksek olması nedeniyle nükleer enerji yer almamıştır. Planlanan döneme hidro kaynak rezervlerinden tam kapasite faydalanıldığı kabul edilmiş, hidro kaynaklardan sonra doğal gaz ve kömürün elektrik üretiminde kullanılması öngörülmüştür. Yenilenebilir kaynaklara ağırlık verilecek planlamada talep değişmemesine rağmen kapasite kısıtlarından dolayı aynı enerji ihtiyacı için çok daha fazla kurulu güç gerektirmelerinden dolayı doğal gaz ve kömürün gelecek senaryolarında yer bulduğu söylenebilir.

Yine üretim genişleme planlaması yapılan bir diğer doktora çalışmasında ise enerji ithalatının minimizasyonu, istihdamın arttırılması, üretim tesislerinin sosyal kabulü gibi konular da dahil edilerek çok amaçlı karışık tam sayılı doğrusal bir model önerilmiştir. Fosil yakıtlarla üretim yapan santrallerin 12 yılı kapsayan projeksiyon döneminin yalnızca ilk yıllarında aktif olduğu, gerekli güneş ve rüzgâr santralleri kurulduktan sonra doğal gaz ve kömür kullanımından vazgeçilmesi beklendiği görülmektedir. Ayrıca ülkemizin hidroelektrik güç potansiyeli fazla olmasına rağmen bu santrallerin kabul edilirliğinin düşük olması nedeniyle planlama döneminde yeni hidroelektrik santrallerin kurulumu öngörülmemektedir (Özcan, 2013).

Türkiye'nin hangi enerji kaynaklarını kullanması gerektiğine yönelik bir başka çalışma yine bulanık AHP ve bulanık TOPSIS metoduna dayalı çok kriterli karar verme problemi olarak modellenmiştir. Çözümünde ise Uyarlamalı Ağ Tabanlı Bulanık Çıkarım Sistemi (ANFIS) metodundan faydalanılmış, sonuçta rüzgâr enerjisinin Türkiye için en iyi alternatif olduğu ifade edilmiştir. Rüzgâr enerjisini yenilenebilir kaynaklar takip ederken nükleer enerji ve hidrojen enerjisi en alt sırada yer almıştır (Balın, 2014).

2012-2027 yılları arasını değerlendiren çalışmalarında Özcan ve ark. (2014), genetik algoritma kullanmışlardır. Ancak nükleer santral göz ardı edilmiştir. Çalışma Türkiye'nin değişen yerli ve milli enerji politikasından çok uzaktır.

Özellikle son 10 yılda elektrik piyasasının merkezi yapısının değişmesi ve özelleştirilmesi neticesinde GEP problemleri maliyet minimizasyonundan kazancı maksimize etmeye çalışan çalışmalara dönmüştür. Türkiye'de tamamlanan bu çalışmalardan birinde serbestleşen piyasada yatırım kararlarını veren özel bir şirket için karışık tam sayılı lineer model oluşturulmuş ve kısıtlarda dahi serbest piyasa yaklaşımı benimsenmiştir (Sivrikaya ve Cebi, 2016). Bu çalışma elektrik piyasasının en son hali üzerine kurulduğu için baz alınacak temel çalışmalardan biri olmalıdır. İkili anlaşmalar, gün öncesi piyasası, spot elektrik fiyatları vb. gibi birçok unsur birlikte ele alınmıştır. Karbon ticareti modele dahil edilmiş, yalnızca iletim hatları kısıtının olmadığı kabulü yani iletim hatlarının yeni kurulacak tesisler için de yeterli olduğu varsayımı ile model kurulmuştur. Tekelleşmenin olmadığı varsayımı ile hiçbir enerji üretici firmanın elektrik fiyatları üzerinde etkisinin olmadığı kabul edilmiştir.

Diğer üretim genişleme planlamalarından farklı olarak dağıtık enerji üretim kaynaklarını konu edinen bir doktora tezinde ise lokal istasyonlarda üretilen elektriğin talebi karşılamak için nasıl yönlendirilmesi gerektiği araştırılmıştır. Bir tesis yer seçimi olarak modellenen problem maliyetleri ve iletim kayıpları da göz önünde bulundurmuştur. Model örnek problem üzerinde denenmiş ve bu karmaşık problemin çözümünde başarılı olduğu, yalnızca boyut arttığında sürenin uzadığı ve maliyetlerin yükseldiği görülmüştür (Ok, 2016).

Çok kriterli karar verme tekniklerinin kullanıldığı bir diğer çalışmada WASPAS, AEAS, TOPSIS gibi farklı metotlar kullanılmış, Monte Carlo benzetimi ile senaryolar denenmiştir. Aynı veri girişi ve benzer varsayımlar ile farklı optimizasyon teknikleri kullanıldığında enerji politika senaryolarının sırasının değiştiği gözlenmiştir. Buradan yola çıkarak en mantıklı seçeneğe karar vermek adına enerji senaryoları geliştirilirken farklı metotların denenmesi önerilmiştir (Balezentis ve Streimikiene, 2017).

Literatürde özellikle yenilenebilir enerji alternatiflerinin değerlendirildiği çalışmalar görmek mümkündür. Büyüközkan ve Güleryüz (2017), Türkiye için en uygun YEK alternatifine karar vermek amacıyla dilsel değişkenler ve Grup KV tekniklerinden faydalanmışlardır. Bu amaçla 3 ayrı uzman görüşü, 20 kriter ve 4 alternatif değerlendirmeye alınmıştır. Hibrit bir yaklaşım denenmiş, DEMATEL-ANP kriterlerin önceliklerini belirlemek için, TOPSIS de uygun YEK alternatiflerini sıralamak için tercih edilmiştir. Sonuçta Türkiye için en uygun seçeneğin jeotermal ve biyogaz olduğuna karar verilmiştir. Bu sonuçta Türkiye'de rüzgâr çiftliği kurmadaki

yasal zorlukların ve hidroelektrik santrallerinin çevreci profillerinin düşük olmasının etkili olduğu söylenebilir.

Sürdürülebilirliklerine göre enerji projelerinin değerlendirildiği ve ÇKKV tekniklerinin kullanıldığı bir diğer çalışma yine Büyüközkan ve Karabulut (2017) tarafından gerçekleştirilmiştir. Projelerin sürdürülebilirliği çevresel, ekonomik ve sosyal çıktılar gözetilerek ölçülmüştür. Bu çalışmada da kriterlerin ağırlıklarına AHP ile karar verilmiş, alternatifler VIKOR ile sıralanmış, yine Grup KV tekniklerinden faydalanılmıştır. Bu amaçla 1 termal ve 3 yenilenebilir enerji projesi incelenmiştir. Rüzgâr ve biyogaz santrallerinin hidro ve doğal gaz santrallerine göre daha sürdürülebilir olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Türkiye'nin gelecekteki enerji modelini tasarlamak amacıyla yapılan bir diğer çalışma; elektrik üretimini özellikle YEK'lerin kullanıldığı ve ekosisteme en az zararın olduğu durumda 15 yıl için planlamaktadır. Bu kapsamda; çok amaçlı karışık tam sayılı bir lineer problem, ETKB'nin strateji dokümanlarında öngördüğü hedeflere enerji üretim maliyetlerinin ve fosil kaynak kullanımının minimizasyonu ile sera gazı salınımının azaltılması amacıyla çözülmek istenmiştir. Güneş, rüzgâr ve hidro kaynakları çevre dostu oldukları için 2023 ve 2030 yılları için hazırlanan enerji politikalarında en üstte yer almıştır. Bu çalışma kurulması planlanan nükleer santralleri de modele dahil etmiştir. Modelin çözülmesi için miminum sapma metodu kullanılmıştır (İncekara ve Oğulata, 2017).

Arslan (2017), üretim genişleme planlaması için yatırım modelini çok hedefli olarak ele almıştır. İki aşamalı olarak önerilen çözümde önce yatırımlara karar verilmiş, ardından model belirsizlikleri de göz önünde bulundurarak uyumsuzlukları gidermek için telafi problemine dönüştürülmüştür.

Ervural (2018), sürdürülebilirliği gözeterek başka bir model önermiştir. Türkiye'yi dağıtım bölgeleri ile ele alarak, kısa, orta ve uzun vadede kaynak optimizasyonu yapmıştır. Tahmin için Holt-Winters-GA ve destek vektör regresyonu daha iyi sonuç verdiği not edilmiştir. Sosyal çevresel etki faktörü kararsız bulanık TOPSIS ile hesaplanmıştır. Çok amaçlı modelde de amaçlar AHP ile belirlenmiştir. Model tutarlılığı ve sonuçların sağlamlığı senaryo ve duyarlılık analizleri ile test edilmiştir. Bu tez çalışması talep tahmini yaptığı, bulanık yaklaşıma yer verdiği ve çok kriterli

çok amaçlı karar verme tekniğini uyguladığı için bütünleşik bir yaklaşım önermektedir.

Deveci ve Güler (2020), Türkiye için yenilenebilir kaynak alternatiflerine karar verdikleri çalışmalarında da önce parçacık sürü algoritması daha sonra da bulanık AHP kullanmışlardır.

Saygın ve ark. (2021) şebeke esnekliği ve sistem güvenilirliğini inceledikleri çalışmalarında temiz enerjiye geçiş için politika önerilerinde bulunmuşlardır. 2016-2026 yılları arasını değerlendiren çalışmada elektrik piyasası ünite atama algoritması ile simüle edildikten sonra şebeke modeli çalıştırılmıştır.

Horasan ve Kılıç (2022) tarafından yürütülen ve Türkiye'nin enerji planını inceleyen çalışma, bir karar verme problemi olarak değil, sadece yenilenebilir alternatifleri değerlendiren çok amaçlı problem olarak modelleniştir. İki aşamalı bulanık amaç programlama tekniği LINGO kullanılarak uygulanmıştır.

Selçuklu ve ark. (2022) bir diğer çalışması üretim alternatifleri üzerine GSYH'nın etkisini incelemektedir. Model yine çok amaçlı ve karışık tam sayılı lineer olarak kurulmuştur. Gezen ve Karaaslan (2022), Türkiye'nin Vizyon 2023 planını bulanık amaç programlama tekniği ile incelemişlerdir. Söz konusu plan çerçevesince yapılacak yatırımların maliyet ve emisyonlarını da değerlendirmişlerdir.

Kaytez (2022) bulanık ANP uyguladığı çalışmasında Türkiye rüzgâr kapasitesinin genişletilmesini incelemiştir. Ülkemizin 2023 yılı hedefleri ve rüzgâr santralleri özelinde yenilenebilir kaynakların kullanımının yaygınlaştırılması detaylıca değerlendirilmiştir.

Ağbulut ve ark. (2023), Türkiye'nin mevcut enerji politikasını elektrik üretimi ve fosil yakıtlardan sürdürülebilir enerjiye geçiş süreçleriyle ele almıştır. Lisanssız üretim ve YEKA modelleri üzerinde durulmuştur.

Türkiye güç sistemini konu olan çok güncel bir çalışmada lineer ama belirsizlikleri dahil eden çok amaçlı bir model kurulmuştur. Pareto endeksi genetik algoritmalara uygulanarak, GAMS yazılımı ve CPLEX çözücüden faydalanılmıştır (Selçuklu ve ark., 2023).

3. ELEKTRİK TALEBİNİN TAHMİN EDİLMESİ

Bu bölümde çalışmanın ilk uygulaması olan elektrik talep tahminine yer verilmiştir. Uygulama öncesi veriler hazırlanmış ve analiz için düzenlenmiştir. Türkiye'nin elektrik talebini tahmin etmek için beş faktör belirlenmiştir. Bunlar; GSYH, nüfus, taşıt sahipliği, dış ticaret ve sanayi verileridir. Bunların detaylı açıklamalarına ileriki bölümde yer verilmiştir. Analiz için 1975-2016 yılları arasındaki veri kullanılmıştır.

3.1. Uygulama Verisi

Analiz verisine ilişkin tanım, birim, kaynak bilgileri Tablo 3.1'de özetlenmiştir. Tablo 3.2'de ise analizde kullanılacak veriler verilmiştir. Verinin %80'ine tekabül eden 1975-2008 yılları arasındaki veri analizde kullanılmak üzere ayrılırken geri kalan 8 satırlık veri ise kontrol için kullanılacaktır. Ham verinin hazırlanması ve veri analizi için NCSS 12 tercih edilmiştir. NCSS, istatistiksel analiz için geliştirilmiş bir paket programıdır. SPSS ve Minitab gibi diğer programlar yerine, NCSS programının tercih edilme sebebi regresyon analizinde daha fazla alternatife izin vermesidir. Yapay sinir ağları ile yapılan uygulamada ise Matlab 2014a tercih edilmiştir.

Analiz için kullanılacak verinin normal dağılım göstermesi beklenir. Eğer normal dağılım söz konusu değil ise farklı metotlar ile verilerin dönüştürülmesi söz konusudur. The Shapiro-Wilk, Anderson-Darling ve Kolmogorov-Smirnov testleri yıllardır kullanılan normallik testleridir. Burada şekil ve Gaussian dağılımına mesafesi nedeniyle, the D'Agostino-Pearson normallik testi kullanılmıştır. The D'Agostino-Pearson, normalliği çarpıklık ile açıklar. Eğer bir veri seti normal dağılım gösteriyorsa simetrik olması beklenir, çarpıklık değeri de bu simetriden ne kadar saptıklarını gösterir. Verilerin x ekseninde oluşturdukları desen de dağılımın şeklini verir. Oluşan desende tepe noktasının basık veya sivri olması durumu da normalliğin bir ölçüsüdür ve basıklık olarak ifade edilir. Diğer bir deyişle, çarpıklık ve basıklık tanımlayıcı istatistiklerdir. Çarpıklık simetriden sapmayı, basıklık da kuyruğun ağırlığını ölçer. Normal dağılmış verinin çarpıklığı 0, basıklığının 3 olması beklenir. Omnibus değeri ise bu iki istatistiğin kombinasyonudur (Hintze, 2007; NCSS, 2018).

Tablo 3.1. Uygulama verisinin tanımlanması.

Değişken	Tanımı/ Birimi	Kaynak
Elektrik tüketimi	Net elektrik tüketimi / GWh	(Türkiye İstatistiktik Kurumu [TÜİK], 2023a)
Sanayi	Katma değerli sanayi verisi / TL	(TheWorldBank, 2023)
GSYH	Enflasyon etkilerinden ayrıştırılmış gayri safi yurt içi hasıla / TL	(TheWorldBank, 2023)
Nüfus	Yasal statüsü veya vatandaşlığa bakılmaksızın tüm sakinlerin sayısı	(TheWorldBank, 2023)
Dış ticaret hacmi	İhracat ve ithalat değerleri toplamı / TL	(TÜİK, 2023b)
Taşıt sahipliği	Motorlu kara taşıtlarının sayısı	(TÜİK, 2023c)

Çoklu doğrusal regresyon analizinde verilerin normal dağılıma uygun olduğu kabul edilir. Bu amaçla değişkenlerin normal dağılım gösterip göstermedikleri kontrol edilmiştir. Bunun için NCSS "Data screening" sekmesi kullanılmıştır. Skewness (Çarpıklık) ve Kurtosis (Basıklık) istatistikleri tanımlayıcı ölçülerdir. Tablo 3.3'den görüldüğü üzere nüfus, dış ticaret ve sanayi değişkenleri normal dağılım göstermiyor. Olasılık değerleri 0,05'ten küçük olanlar için normal dağılım hipotezi reddedilir. Yani eğer olasılık değeri 0,05'ten küçükse bu verinin normal dağılmadığını söyleriz ve gerekli dönüşümler yapılır. Nüfus değişkeni sağa çarpık (negatif çarpıklık (skewness) iken, diğer ikisi sola çarpıktır. Bu durumlarda uygulanabilecek dönüşümler bellidir (Kalaycı, 2010). Çeşitli denemelerden sonra, söz konusu değişkenler için normal dağılım şartını sağlayan en uygun dönüşümler Tablo 3.4'te not edilmiştir.

Tablo 3.2.. Türkiye elektrik tüketimi ve çeşitli değişkenler (1975-2016).

Yıllar	Net tüketim (GWh)	Reel GSYH	Nüfus	Taşıt	Dış ticaret	Sanayi
1975	13492	273990,918	39277,211	785920	61396,332	521690,028
1976	16079	302653,599	40189,511	920141	70888,615	572851,263
1977	17969	312964,008	41108,248	1042239	75493,038	603551,692
1978	18934	317667,648	42039,935	1142561	68871,872	598548,507
1979	19633	315685,041	42993,991	1566405	73306,269	577984,483
1980	20398	307959,122	43975,921	1696681	108194,857	572403,899
1981	22030	322915,614	44988,356	1802742	136363,082	616117,016
1982	23587	334421,833	46025,357	1901926	145886,388	628183,177
1983	24465	351046,213	47073,422	2041244	149628,357	680499,423
1984	27635	374608,490	48114,105	2215174	178906,359	750326,199
1985	29709	390496,894	49133,883	2391357	193013,860	808195,142
1986	32210	417878,657	50128,489	2641353	185614,968	897514,708
1987	36697	457516,700	51100,878	2887287	243478,563	990236,047
1988	39722	468134,458	52053,704	3140265	259974,219	992231,04
1989	43120	469493,191	52992,429	3388259	274168,346	1041220
1990	46820	512997,118	53921,699	3750678	352614,132	1109820
1991	49283	516692,129	54840,531	4101975	346404,758	1136570
1992	53985	542710,858	55748,875	4584717	375856,839	1204700
1993	59237	584235,106	56653,729	5250622	447734,364	1302770
1994	61401	556962,1503	57564,132	5606712	413758,911	1238200
1995	67394	600841,114	58486,381	5922859	573460,516	1346490
1996	74157	645181,173	59423,208	6305707	668511,074	1439400
1997	81885	694070,832	60372,499	6863462	748197,924	1575670
1998	87705	710091,469	61329,590	7371541	728953,436	1676680

Tablo 3.2. (Devamı) Türkiye elektrik tüketimi ve çeşitli değişkenler (1975-2016).

Yıllar	Net tüketim (GWh)	Reel GSYH	Nüfus	Taşıt	Dış ticaret	Sanayi
1999	91202	686024,303	62287,326	7758511	672584,969	1591810
2000	98296	731576,737	63240,121	8320449	822777,265	1698320
2001	97070	687957,859	64191,474	8521956	727332,993	1514850
2002	102948	732195,466	65143,054	8655170	876128,863	1610140
2003	111766	773258,855	66085,803	8903843	1165925,284	1761640
2004	121142	847834,434	67007,855	10236357	1607069,188	2006300
2005	130263	924223,072	67903,406	11145826	1902505,591	2224110
2006	143071	989932,591	68763,405	12227393	2251108,497	2512760
2007	155135	1039730,732	69597,281	13022945	2773344,644	2700900
2008	161948	1048519,071	70440,032	13765395	3339907,697	2683200
2009	156894	999191,848	71339,185	14316700	2430710,338	2403650
2010	172051	1083996,979	72326,914	15095603	2994275,510	2688710
2011	186100	1204466,935	73409,455	16089528	3757485,451	3203070
2012	194923	1262160,181	74569,867	17033413	3890068,775	3355690
2013	198045	1369334,107	75787,333	17939447	4034638,872	3702190
2014	207375	1440083,365	77030,628	18828721	3997872,748	3903990
2015	217312	1527725,206	78271,472	19994472	3510732,300	4099830
2016	231204	1576365,403	79512,426	21090424	3411478,189	4286380

Tablo 3.3. Ham verilerin normallik testi.

Değişkenler	Çarpıklık			Basıklık			Omnibus		Normal Mi?
	Değer	Z	Olasılık	Değer	Z	Olasılık	K2	Olasılık	
Elektrik tüketimi	0,71	1,85	0,065	2,39	-0,62	0,5333	3,8	0,1499	✓
GSYH	0,59	1,56	0,12	2,37	-0,66	0,5107	2,86	0,2398	✓
Nüfus	-0,04	-0,11	0,909	1,8	-2,55	0,0107	6,52	0,0384	X
Taşıt	0,66	1,72	0,086	2,33	-0,75	0,4561	3,51	0,1732	✓
Dış ticaret	1,91	3,97	1,00E-04	5,98	2,74	0,0062	23,23	0	X
Sanayi	0,77	1,97	0,049	2,79	0,16	0,8698	3,9	0,1422	X

Tablo 3.4. Analizde kullanılacak değişkenler.

Bağımlı değişken	Bağımsız değişken
Elektrik tüketimi	Reel GSYH
	1/nüfus
	Otomobil sayısı
	Log(dış ticaret)
	$(\text{Sanayi})^{1/2}$
	Reel GSYH

3.2. Uygulama

Bu kısımda birden fazla regresyon tekniği ile yapay sinir ağları, üstel düzleme ve ARIMA metodu kullanılarak aynı veri üzerinde talep tahmini gerçekleştirilmiştir.

3.2.1. Regresyon analizi

Verilerin normal dağılım gösterdiğinden emin olduktan sonra; ilk olarak olası regresyon denklemlerinden en iyisi belirlenmeye çalışılmıştır (Tablo 3.5). Model değişkenler eklendikçe yeniden adlandırılmıştır. Kullanılan notasyonlar şu kilde olmuştur; A:GSYH, B:nüfus, C:taşıt sahipliği, D:dış ticaret, E: sanayi. Hem R^2 değeri hem de Cp değeri göz önünde bulundurulduğunda yukarıdaki bağımsız değişkenlerin hepsinin dahil olduğu model en iyi olarak belirlenmiştir. Cp istatistiği aday modeldeki toplam parametre sayısının hata kareleri ortalamasının basit bir fonksiyonu olarak tanımlanmaktadır. Cp değeri (p+1)'e (p=bağımsız değişken sayısı) yakın olmalıdır. Eğer Cp, p'den küçükse önemli bir bağımsız değişkenin modelden çıkarıldığı yorumu yapılabilir. Cp'nin küçük değerleri tercih edilmelidir (Walpole ve ark., 2012).

Diğer bir regresyon denemesi de Stepwise metodu ile minimum MSE tekniği seçilerek yapılmıştır. Her adımda bir değişken eklenerek ilerlemiş ve sonuçta 5. iterasyonda dış ticaret hariç tüm değişkenler olduğu model tercih edilmiştir (Tablo 3.6). Bu sonucun Tablo 3.5'te ABCE modeli ile aynı değeri verdiği görülmektedir.

Tablo 3.5. Olası tüm regresyon modelleri için sonuçlar.

Boyut	R^2	MSE	Cp	Model
1	0,99719	2358,831	14,76442	C
1	0,987664	4942,043	166,4954	A
1	0,966417	8154,262	504,9443	E
1	0,94017	10883,89	923,0326	D
1	0,821825	18782,24	2808,141	B
2	0,997581	2223,541	10,53374	BC
2	0,997384	2312,175	13,66702	AC
2	0,997332	2334,969	14,49261	CD
2	0,997191	2396,074	16,74572	CE
2	0,993743	3576,102	71,67142	AE
2	0,988858	4772,051	149,4848	AB
2	0,988812	4781,828	150,2127	AD
2	0,971223	7669,078	430,3923	BE

Tablo 3.5. (Devam) Olası tüm regresyon modelleri için sonuçlar.

Boyut	R^2	MSE	Cp	Model
2	0,966488	8275,997	505,816	DE
2	0,961298	8893,789	588,4879	BD
3	0,998166	1968,312	3,221212	ACE
3	0,998065	2021,557	4,823525	ABC
3	0,997966	2072,429	6,394403	ACD
3	0,997866	2122,723	7,985776	BCE
3	0,997687	2210,086	10,84079	BCD
3	0,997535	2281,601	13,26358	CDE
3	0,994536	3397,047	61,03896	ABE
3	0,993898	3589,867	71,20021	ADE
3	0,988919	4837,69	150,517	ABD
3	0,975041	7260,282	371,5736	BDE
4	0,998242	1959,789	4,00309	ACDE
4	0,998209	1977,917	4,523537	ABCE
4	0,998074	2051,385	6,681871	ABCD
4	0,997872	2156,265	9,89935	BCDE
4	0,994827	3361,895	58,40538	ABDE
5	0,998242	1994,368	6	ABCDE

NCSS programı farklı olarak çoklu regresyon seçeneğiyle de analiz yapılmasına izin vermektedir. Bu analize ait çıktılar Tablo 3.7'de verilmiştir. Stepwise regresyondan farkı tüm değişkenlerin modele dahil olmasıdır. Bu analize çoklu doğrusal bağlantı problemini vurgulamak için yer verilmiştir. Çoklu regresyon sonucu elde edilen eşitlik de denklem 3.1 ile gösterilmiştir.

Tablo 3.6. Stepwise metodu ile regresyon analizine ilişkin sonuçlar (5.iterasyon).

Dahil mi?	Değişken	Std. katsayı	R^2
✓	GSYH	0,5379	0,998815
✓	nüfus	0,0284	0,945826
✓	Taşıt sahipliği	0,7517	0,993499
✓	sanayi	-0,2657	0,997955
X	Dış ticaret		0,99174
R^2= 0,998209	**$\sqrt{MSE}$= 1977,917**		

Subset seçeneğinde en iyi regresyon değerlerini alınabilir ama yalnızca R^2 değerleri ile yorum yapılabilir. Model istatistiksel olarak anlamlı olabilir ancak VIF gibi detaylar görünmez. Yine Stepwise seçeneğinde de analiz yapmak mümkündür ancak çoklu regresyon seçeneğinde yorum yapma imkânı daha çok olacaktır.

Modelin R^2 değeri çok yüksek olmuştur. Ancak bağımsız değişkenlerin hiçbiri ya da çok azı anlamlı olabilir (Kalaycı, 2010). Tablo 3.8'den de görüldüğü gibi tüm değişkenler için VIF değerleri 10'dan büyük bulunmuştur. Yani bağımsız değişkenler birbirlerinden tam da bağımsız değil. Çoklu doğrusal bağlantı varsa en küçük kareler tahmini yanlı olmasa da varyansları çok büyüktür ve bu da onları gerçek değerden uzaklaştırır.

Tablo 3.7. Çoklu regresyon analizi sonuçları.

Bağımsız değişken	Regresyon katsayısı b(i)	Olasılık	H0 red?	Testin doğruluğu (%5)
Kesim noktası	35930,77	0,516	X	0,0974
GSYH	0,1178283	0,0218	✓	0,6499
nüfus	-4,01E+07	0,9561	X	0,0503
Taşıt sahipliği	0,008519	0	✓	1
sanayi	-5641,211	0,4753	X	0,1076
Dış ticaret	-47,38754	0,1127	X	0,3528

$$\begin{aligned} elektrik\ tüketimi &= 35930{,}77 + 0{,}12 * (\text{GSYH}) - 40108785{,}54 \\ &* \text{norm}_{\text{nüfus}} + 0{,}0085 * \text{otomobil} - 5641{,}21 \\ &* \text{norm}_{\text{dış ticaret}} - 47{,}39 * \text{norm}_{\text{sanayi}} \end{aligned} \quad (3.1)$$

Tablo 3.8. Çoklu regresyon detay tablosu

Bağımsız değişken	VIF	Diğer değişkenlere göre R^2	Tolerans
GSYH	1012,567	0,999	0,001
norm_nüfus	48,6607	0,9794	0,0206
otomobil	159,502	0,9937	0,0063
norm_dışticaret	121,0673	0,9917	0,0083
norm_sanayi			

Çoklu doğrusal bağlantı problemini aşmak için literatür incelendiğinde; örneklemin çoğaltılması, değişkenlerin analizden çıkarılması ya da dönüştürülmesi gibi önerilere rastlanılmıştır. Ancak bu öneriler işe yaramadığında regresyon analizinde çoklu bağlantı problemi aşılamadığından –ki elektrik talebini konu alan çalışmaların genelinde- basit regresyon çoklu regresyona tercih edilmiştir (Demirel ve ark., 2010; Es ve ark., 2014). Ridge Regresyon ve TBA kullanılması önerilmektedir. Ancak ridge regresyon daha yaygın olarak kullanılmaktadır. Analize ridge regresyon ile devam edilmiş olup, çoklu bağlantı problemine rağmen daha sonra verilecek sonuç kısmında çoklu regresyon modeli için de performans hesaplanmıştır.

3.2.2. Ridge regresyon analizi

Ridge regresyon tekniği, çoklu regresyon analizinde karşılaşılan çoklu doğrusal bağlantı problemini aşmak için kullanılır. Çoklu doğrusal bağlantı varsa en küçük kareler yöntemi ile elde edilen katsayıları yanlı değildir ancak varyansları o kadar büyüktür ki gerçek değerlerinden uzaklaşmış olabilirler. Regresyon tahminlerine bir miktar yanlılık ekleyerek standart hata düşürülür ve böylece daha güvenilir tahminler elde edileceği umulur. Küçük bir k değeri; korelasyon matrisinin köşegen elemanlarına eklenir. “k” değeri 1’den küçük pozitif bir değer olmalıdır, genelde de 0,3’ten küçük olması beklenir (NCSS, 2018).

Ridge regresyon, regresyon tahminlerine bir miktar yanlılık ekleyip standart hatayı düşürür. k değeri en küçük kareler katsayılarını kullanarak türetilir. k ne kadar küçük olursa tahminlerdeki yanlılık o derece düşük olur.

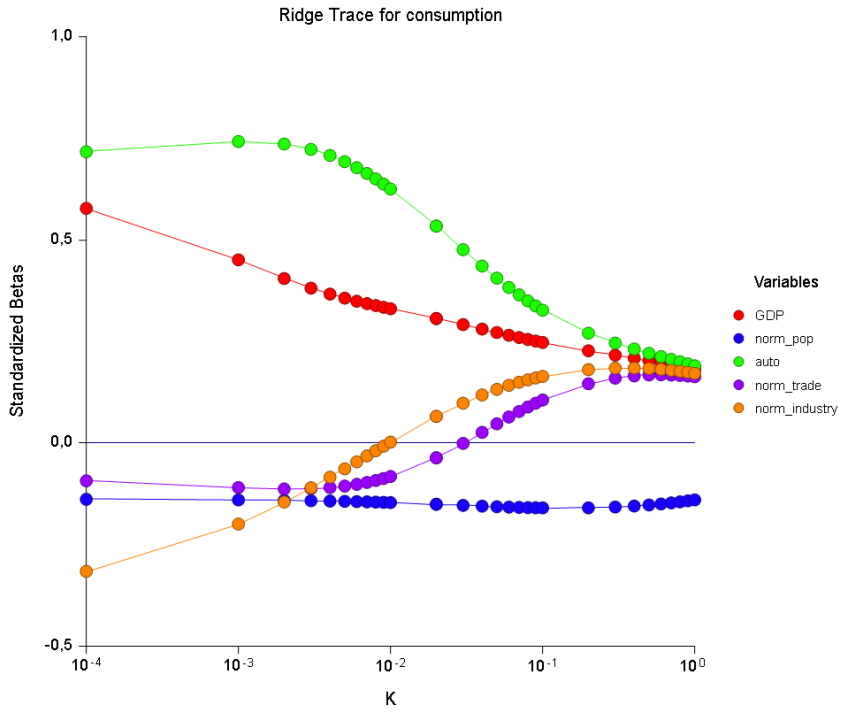
Tablo 3.9'da NCSS yardımı ile hesaplanan ridge regresyon sonucuna ilişkin tüm veriler verilmiştir. Ridge regresyon ile 5 bağımsız değişken için k=0,02 olduğunda tüm VIF değerlerinin 10'dan küçük olduğu gözlenmiştir. Bu tablo yardımı ile elde edilen denklem 3.2'de verilmiştir. Şekil 3.1 ve Şekil 3.2 VIF değerlerinin 10'un altına düştüğü k değerinin 0,02 olduğunu göstermektedir. Tablo 3.10 yardımı ile de VIF değerinin tüm değişkenler için 10'un altına düştüğü k değerinin 0,02 olduğunu görmek mümkündür.

Tablo 3.9. Ridge regresyona ilişkin sonuçlar.

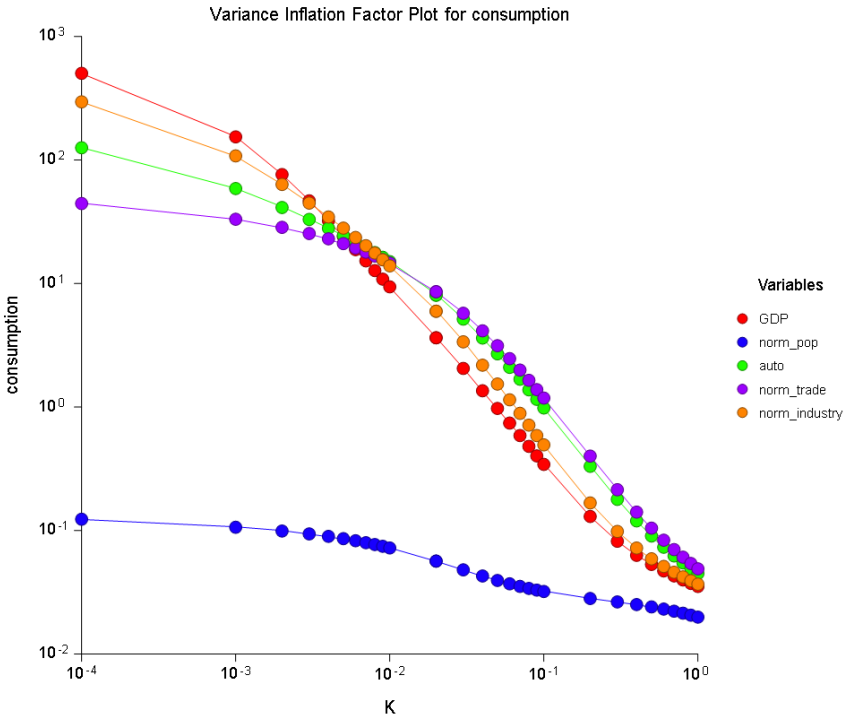
Bağımsız değişken	Regresyon katsayısı	Std. Hata	Regresyon katsayısı	VIF
Kesim noktası	41052,39			
GSYH	0,05898164	0,004232	0,3065	3,6362
Nüfus	-1,97E+09	3,58E+07	-0,1506	0,0566
Taşıt sahipliği	0,006163083	0,000378	0,534	8,0422
Dış ticaret	-3248,202	3021,665	-0,0363	8,5824
Sanayi	10,58088	4,539671	0,0656	5,9634

$$\begin{aligned} elektrik\ tüketimi &= 41052{,}39 + 0{,}059 * gsyh - 1{,}966248E + 09 \\ &* norm_{nüfus} + 0{,}006163083 * taşıt - 3248{,}202 \\ &* norm_{dışticaret} + 10{,}58088 * norm_{sanayi} \end{aligned} \quad (3.2)$$

2009-2016 yılları için değerler denklemde yerine koyulduktan sonra ridge regresyon ile tahmin değerleri bulunmuş, bu değerler gerçek elektrik tüketim değerleri ile kıyaslandıktan sonra MSE= 49939692,46 olarak not edilmiştir. VIF değeri yüksek olan değişken analizden çıkarılıp analiz tekrarlandığında sonuç değişebilir. Gerçekleştirilen denemelerde VIF değeri yüksek olan değişkeni çıkartıp analiz yinelendiğinde k değeri değişmemiştir. Bu durumda analizden herhangi bir değişken çıkarmadan devam edebiliriz.



Şekil 3.1. Tüketim değerinin bulunması için ridge analizi.



Şekil 3.2. Tüketim değerini bulmak için diğer değişkenlere ait VIF grafiği.

Tablo 3.10. Varyans enflasyon faktörüne (VIF) karar verilmesi.

k	GSYH	norm_nüfus	taşıt	norm_dışticaret	norm_sanayi
0	503,1401	0,1234	125,607	44,417	295,534
0,001	153,8219	0,1063	58,7198	33,1308	107,9984
0,002	76,2286	0,0991	41,2434	28,4925	63,4072
0,003	46,7272	0,0939	33,0154	25,3984	44,7505
0,004	32,2543	0,0897	27,9724	23,0075	34,5617
0,005	23,995	0,086	24,4273	21,0461	28,0913
0,006	18,7836	0,0827	21,7324	19,3863	23,5797
0,007	15,2517	0,0797	19,5827	17,9544	20,234
0,008	12,7272	0,077	17,8119	16,7024	17,6447
0,009	10,8469	0,0745	16,3199	15,5965	15,5776
0,01	9,4001	0,0723	15,0414	14,6114	13,8883
0,02	**3,6362**	**0,0566**	**8,0422**	**8,5824**	**5,9634**
0,02	**3,6362**	**0,0566**	**8,0422**	**8,5824**	**5,9634**
0,03	2,054	0,048	5,1501	5,7427	3,3709
0,04	1,3543	0,0429	3,6183	4,1395	2,1816
0,05	0,9739	0,0394	2,6962	3,1366	1,535
0,06	0,7412	0,037	2,0943	2,4646	1,1437
0,07	0,5874	0,0353	1,6782	1,9914	0,8889
0,08	0,4801	0,034	1,378	1,6452	0,7134
0,09	0,402	0,0329	1,1539	1,384	0,5875

Tablo 3.10. (Devamı) Varyans enflasyon faktörüne (VIF) karar verilmesi.

k	GSYH	norm_nüfus	taşıt	norm_dışticaret	norm_sanayi
0,1	0,3432	0,0321	0,9821	1,1821	0,494
0,2	0,13	0,0282	0,331	0,4009	0,1673
0,3	0,0819	0,0264	0,1789	0,214	0,0983
0,4	0,063	0,0252	0,1198	0,141	0,0722
0,5	0,0532	0,0241	0,0903	0,1046	0,059
0,6	0,0471	0,0231	0,0733	0,0836	0,0512
0,7	0,0429	0,0222	0,0623	0,0701	0,046
0,8	0,0398	0,0214	0,0547	0,0609	0,0422
0,9	0,0373	0,0206	0,0491	0,0541	0,0392
1	0,0353	0,0199	0,0448	0,049	0,0368

3.2.3. Yapay sinir ağları ile talep tahmini

Yapay sinir ağları ile talep tahmini yapılırken aynı bağımlı değişken (elektrik tüketimi) ve bağımsız değişkenler (reel GSYH, nüfus, taşıt sahipliği, dış ticaret hacmi ve sanayi) kullanılmıştır. Fonksiyon ve parametreler değiştirilerek en iyi performansı veren YSA modeli kaydedilerek diğer tahmin yöntemleri ile kıyaslanmıştır. YSA analizi Matlab nntool kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Kullanılan modele ait özellikler Tablo 3.11'de not edilmiştir. Matlab'de kullanılmadan önce veriler literatürdeki örnekler de incelenerek normalize edilmiştir (Kankal ve ark., 2011).

YSA modelinden elde edilen; 2009-2016 yılına ait elde edilen [0,57775 0,63078 0,64403 0,64435 0,64471 0,6448 0,64445 0,64434] bu çıktı değerleri denormalizasyona tabi tutulduktan sonra gerçek üretim değerleri ile kıyaslanıp, hatalar hesaplanmış ve modele ilişkin MSE= 1678477963 olarak bulunmuştur.

Tablo 3.11. Kullanılan YSA modeline ait özellikler.

5 girdi	1 çıktı	1 gizli katman	Eğitim fonksiyonu
GSYH, nüfus, taşıt sahipliği, dış ticaret hacmi ve sanayi	Elektrik tüketimi	10 nöron	trainlm

3.2.4. Üstel düzleme ile talep tahmini

Yine NCSS paket programı kullanılarak üstel düzleme metodu ile tahmin yapılmıştır. En küçük kareler trend, Çiftli üstel düzleme ve Holt'un Lineer Trend analizi olmak üzere 3 teknikle üstel düzleme trend analizi yapılabilir. En iyi performansı veren Holt'un Lineer Trend Analizi tekniği tercih edilmiştir. Bu teknikte zaman periyotlarına ağırlık verilir, özellikle de en son yıllar en büyük ağırlığı alarak tahmin yapılır. Alpha ve Beta değerleri 0-1 arasındaki sabitlerdir. Üstel düzleme analizinde tahmin değerleri üretilmiş ve bu tahmine ait tüm özellikler Tablo 3.12'de kaydedilmiştir. 2016 yılını da kapsayan tahmin değerleri ise Tablo 3.13'de verilmiştir. MSE= 74404417,3 olarak bulunmuştur. Alpha değerinin 1 olması; tahmin yapılırken tüm ağırlığın bir önceki yıla verilmesi anlamına gelmiştir. Alpha değeri program tarafından otomatik olarak atanmıştır. Çiftli üstel düzleme de denenmiş; bu durumda alpha değeri 0,7423 olmuştur. Ancak tahmin hatası daha yüksek olduğu için analize Holt'un Lineer Trend Analizi ile devam edilmiştir.

Tablo 3.12. Üstel düzleme modeline ilişkin değerler.

Değişken	Elektrik tüketimi	**Ortalama %hata**	2,807785
Satır sayısı	34	**Tahmin tekniği**	Holt's Linear Trend
Ortalama	64129,06	**Arama kriteri**	Mean Square Error
Eksik değer	-	**Alpha**	1
Pseudo R-Squared	0,996996	**Beta**	0,4184819
MSE	5597592	**Kesim noktası (A)**	-151019,9
Ortalama hata	1760,857	**Eğim (B)**	9204,938

Tablo 3.13. Üstel düzleme ile üretilen tahmin değerleri.

Yıl	Tahmin	Yıl	Tahmin
2009	171152,9	2013	207972,7
2010	180357,9	2014	217177,6
2011	189562,8	2015	226382,6
2012	198767,8	2016	235587,5

3.2.5. ARIMA ile tahminleme

Box-Jenkins (ARIMA) tekniği ile yapılan tahmin Otoregresif bütünleşik hareketli ortalama zaman serilerinin sistematik olarak tanımlanması, modele uydurulması ve kontrol edilmesi anlamına gelir. Orta ve uzun ölçekli zaman serilerinde daha başarılıdır. Bu nedenle en az 50 gözlem olması önerilmektedir. ARIMA(p,d,q) şeklinde kullanılır. P otoregresif ar(p) kısım için kullanılır. D ise veri setinin kaç kere farkının alındığını (difference) q ise hareteketli ortalama için kullanılır ma(q). D genelde eldeki veri setinin trendinin eliminize edilmesi ve durağanlaştırılması için kullanılır. Box Jenkins ARIMA yöntemini kullanmak için 3 aşamalı bir yol haritası önerir. Öncelikle verinin tanımlanması, ardından tahminin yapılması ve son olarak da kontrol edilmesi şeklindedir (NCSS, 2018).

Çalışmada önce ARIMA(2,1,1) denenmiş ama denemede AR(2)'nin "prob. Level=0.75" olduğu için derecesini düşürerek tekrar analiz edilmiştir. Sonuç olarak çalışmada ARIMA(1,1,1) modeli tercih edilmiş olup, MSE= 298543018,6 olarak bulunmuştur (Tablo 3.14).

Tablo 3.14. ARIMA modeline ilişkin veriler ve tahmin değerleri.

Parametre adı	Parametre tahmini	Std. hata	T değeri	Olasılık	Satır	Tahmin
AR(1)	1,037898	0,02066502	50,2249	0	35	172052,4
AR(2)	0,7477982	0,1133629	6,5965	0	36	182539,7
					37	193424,5
Asymptotic Correlation Matrix of Parameters					38	204721,8
	AR(1)	MA(1)			39	216447,2
AR(1)	1	0,122728			40	228617
MA(1)	0,122728	1			41	241248
					42	254357,7

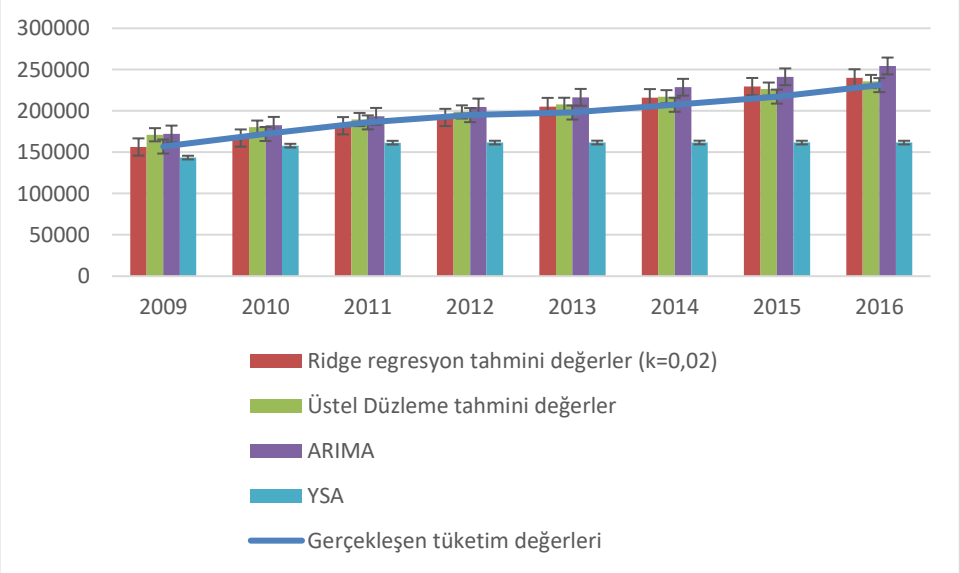
3.3. Uygulama Çıktılarının Değerlendirilmesi

Bu kısımda yapılan tahmin çalışmalarının performansları MSE hesaplanarak karşılaştırılmıştır. Tablo 3.15'ten de görüldüğü gibi en iyi tahmin sonucu MSE değeri en düşük olan Ridge regresyon tekniği ile elde edilmiştir. Daha sonra sırasıyla üstel düzleme ve ARIMA teknikleri gelmektedir. YSA'nın en düşük performansı göstermesi ise veri setimizin çok büyük olmaması ile açıklanabilir. Şekil 3.3 bu teknikler ile elde edilen sonuçları gerçekleşen elektrik tüketim değerleri ile kıyaslamaktadır.

Ridge regresyon tekniğinin elektrik talebinde kullanılmasına literatürde rastlanmamıştır. Elektrik talebini konu alan çalışmalarda, regresyon analizindeki çoklu bağlantı probleminden sıklıkla söz edilmiş ancak bu problemin çözümü yerine basit regresyon tekniği ile uygulamaya devam edilmiştir. Yapılan çalışma ile ridge regresyonun, analizden değişken çıkarmadan elektrik talep tahmininde kullanılabileceği iddia edilmektedir. Diğer teknikler ile kıyaslandığında performansının da iyi olduğunu not etmek gerekir.

Tablo 3.15. 2009-2016 yılları arası gerçekleşen ve tahmin edilen elektrik tüketim değerleri.

Yıl	Gerçek tüketim	Ridge	Üstel düzleme	ARIMA	YSA
2009	156894	156321,5	171152,9	172052,4	143506,9
2010	172051	167151,7	180357,9	182539,7	157938,5
2011	186100	182050,4	189562,8	193424,5	161544,3
2012	194923	192084,3	198767,8	204721,8	161631,4
2013	198045	205337,7	207972,7	216447,2	161729,4
2014	207375	215970,5	217177,6	228617,0	161753,9
2015	217312	229430,3	226382,6	241248,0	161658,6
2016	231204	239968,1	235587,5	254357,7	161628,7
MSE		**49939692**	**74404417**	**2,99E+08**	**1,68E+09**



Şekil 3.3. Gerçek tüketim değerleri ile tahmin değerlerinin kıyaslanması.

3.4. Yatırım Plan Periyodu için Elektrik Talebinin Tahmin Edilmesi

Bir önceki bölümünde ridge regresyonun elektrik talebini açıklamada diğer tekniklerden daha iyi olduğu belirtilmiştir. Çalışma iki aşamalı olarak planlandığı için

ilk aşamada elde edilecek talep verisine, bir sonraki bölümde kurulacak modelde ihtiyaç duyulacaktır. Bu amaçla, elektrik talebini açıkladığı düşünülen reel gayri safi yurt içi hasıla, nüfus, taşıt sahipliği, dış ticaret hacmi ve sanayiye ilişkin verilerin yatırım planının kapsadığı 2022-2035 yıllarına ait değerlerine karar verilmesi gerekmektedir.

2022-2035 yılları için bu beş ayrı değişkenin projeksiyonu başlı başına bir tahmin çalışması olacağı için, tez kapsamında bu değişkenlerin gelecek değerlerinin hali hazırdaki yayınlar kullanılarak ridge regresyon denkleminden elde edilen modelde yerine koyulmasının daha doğru olacağına karar verilmiştir.

Çeşitli kaynaklar incelendiğinde Türkiye için ortak kanaatin GSYH değerinin artacağı yönündedir. En kapsamlı veriye yer verdiği için kullanılan raporda 2050 yılına kadar Türkiye'de yıllık ortalama %3,5 bir büyüme hızı öngörülmektedir (PWC, 2017). Bu değer incelenen diğer yayınlar ile de karşılaştırılmış ve uygun bulunmuştur. Nüfus verisi için TÜİK (2018) tarafından hazırlanan 2080 yılını kapsayan projeksiyondan faydalanılmıştır. Taşıt sayısına ilişkin veri hesaplanırken de Uluslararası Temiz Ulaşım Konseyi (ICCT) tarafından hazırlanan rapordan %4'lük büyüme beklentisi temel alınmıştır (Mock, 2016). İthalat ve ihracat değerlerinin toplamı olarak ifade edilen dış ticaret hacmi için ise Türkiye İhracatçılar Meclisi [TİM] (2022) tarafından hazırlanan rapor kullanılmıştır. 2021-2035 yılları arasında Türkiye ithalatının yıllık ortalama değişimi %3,53 beklenirken, ihracat için %7,4'lük bir değişim öngörülmüştür. Bu iki değere ilişkin projeksiyonlar göz önünde bulundurularak dış ticaret hacmine ilişkin beklenen değer hesaplanmıştır.

Yalnızca sanayi olarak tanımlanan değişkenin tam karşılığı mevcut raporlardan elde edilemediği için, bu parametre zaman serisi olarak ele alınmıştır. Yalnızca geçmiş değerler üzerinden tahmin yapılacağından üstel düzleme, ARIMA, regresyon denenmiştir. Ancak üstel düzleme ile hata oranları daha düşük gözlendiğinden, bu yöntem ile elde edilen değerlerin kullanılmasına karar verilmiştir.

Reel gayri safi yurt içi hasıla, nüfus, taşıt sahipliği, dış ticaret hacmi ve sanayi değişkenlerinin 2022-2035 yılları arasındaki projeksiyonlarına karar verildikten sonra normalizasyon için gerekli dönüşümler yapılmış ve plan periyodu için elektrik talebi, Bölüm 3.2.2'de yer verilen ridge regresyon eşitliği denklem 3.2 kullanılarak hesaplanmıştır. Hesaplanan talep değerleri Tablo 3.16'da son sütunda görülmektedir.

Tablo 3.16'da 2022 yılı elektrik tahmini 331375,83 GWh olarak bulunmuştur. 2022 yılı gerçekleşen tüketim verisi ise 328,7 TWh olarak açıklanmıştır (ETKB, 2023c). Her ne kadar yalnızca bir değere bakarak yorumlamak doğru olmasa da ridge regresyon ile gerçek değere yakın bir değer bulunduğunu tekrarlamak mümkündür.

Tablo 3.16. Plan periyodu için gerekli değerler ve hesaplanan elektrik tüketim tahminleri

Yıllar	GSYH	Nüfus	Taşıt	Dış ticaret	Sanayi	Elektrik tüketimi
2022	2079818,01	85911,04	26259084	5229687	22802194,1	331375,83
2023	2152611,64	86907,37	27309447	5507935	23050713,6	342606,64
2024	2227953,05	87885,57	28401825	5802934	23299233,1	354234,15
2025	2305931,41	88844,93	29537898	6115788	23547752,7	366274,33
2026	2386639,01	89784,58	30719414	6447680	23796272,2	378743,67
2027	2470171,37	90703,6	31948190	6799871	24044791,7	391659,29
2028	2556627,37	91601,12	33226118	7173714	24293311,2	405038,92
2029	2646109,33	92476,32	34555163	7570656	24541830,7	418900,98
2030	2738723,15	93328,57	35937369	7992244	24790350,2	433264,59
2031	2834578,46	94153,78	37374864	8440136	25038869,7	448148,83
2032	2933788,71	94951,51	38869859	8916105	25287389,2	463574,35
2033	3036471,31	95721,35	40424653	9422050	25535908,8	479562,56
2034	3142747,81	96463,09	42041639	9960004	25784428,3	496135,72

.

4. ENERJİ YATIRIMLARINA KARAR VERİLMESİ

Bu bölümde çalışmanın diğer bir uygulaması olan üretim genişlemesi planlamasına yer verilmiştir. Kurulan model, amaç fonksiyonu ve kısıtları ile gösterilmiştir. Mevcut kurulu güç kaynakları ile yeni kurulacak tesislere ilişkin veriler modelde kullanılmak üzere düzenlenmiştir. Plan periyodu olarak 2022-2035 yılları arası tercih edilmiş, değerlendirilecek senaryolardan bahsedilmiştir.

4.1. Matematiksel Model

Bu bölümde Türkiye'nin enerji yatırım planı üzerine bir model geliştirilmiştir. Karışık tam sayılı doğrusal olmayan model ile, 2035 yılına kadar Türkiye elektrik talebinin karşılanması amacıyla yapılacak yatırımlar farklı senaryolar altında incelenmiştir.

4.1.1. Amaç fonksiyonu

Problem tek amaçlı olarak modellenmiştir. 2022-2035 yılları arasında 14 yıllık periyot için enerji yatırım planlamanın maliyeti minimize edilmeye çalışılmıştır. Modelde kullanılacak parametre ve değişkenler Simgeler başlığında listelenmiştir.

Amaç plan maliyetini minimize etmek olduğundan; plan süresince inşa edilecek tesislerin yatırım maliyeti, tesislere ilişkin sabit ve değişken maliyetler ile, elektrik üretimine bağlı olarak hesaplanan üretim maliyeti göz önünde bulundurulmuştur. Yeni kurulacak tesisler için yatırım maliyeti hesaplanırken; Y ikili değişken kullanılmıştır. Eğer yatırım t yılında yapıldıysa Y, 1 değerini almış; aksi takdirde 0 olmuştur. Z değeri yeni kurulan kapasite olarak kaydedilmiştir. Sabit maliyet kapasiteye bağlıdır. Mevcut tesislerin kurulu güçleri plan süresince sabit kabul edildiğinden, bu santraller için sabit maliyet değişmez. Yeni kurulan tesislerin sabit maliyeti ise inşa edilen kapasitelerine bağlı olarak her adımda hesaplanacaktır. Yeni tesisler için sabit maliyet; maliyet parametreleri ile Z değerinin plan başlangıcından t yılına kadar aldığı değerler toplamının çarpımı ile hesaplanır. Tesislerin çalışma süresi günde 24 saatten; yıllık 8760 olarak kabul edilmiştir. Tüm bu hesaplamalar yapılırken %7,9 faiz oranı göz önünde bulundurulmuştur. Faiz oranı ise politik gelişmeleri, piyasa tasarımı, gelecekteki yatırım ve yakıt maliyetlerine ilişkin risk ve belirsizlikleri yansıtmak için

kullanılır. İstikrarlı bir piyasa ortamı yatırımcılar için daha güvenilir bulunurken, burada düşük faiz tercih edilir. Daha riskli ekonomik ortamlar daha yüksek faiz oranları ile ifade edilir. Literatürdeki benzer çalışmalarda dikkate alınarak tercih edilen %7,9'luk oran düşük riski yansıtan orta seviyeli bir orandır (OECD, 2020).

$$
\begin{aligned}
min \sum_{t=1}^{T} (1+r)^{-t} . (\sum_{g=1}^{G} . (Z)_{gt} . (Y)_{gt} . (IC)_g * 1000 \\
+ \sum_{g=1}^{G} \sum_{t=1}^{T+1} (Z)_{gt} (FC)_g . 1000 \\
+ \sum_{g=1}^{G} . (KGM)_g . (FC)_g . 1000 \\
+ \sum_{g=1}^{G} . (PM)_{gt} . (VC+f)_g + \sum_{g=1}^{G} . (PY)_{gt} . (VC+f)_g)
\end{aligned}
\tag{4.1}
$$

4.1.2. Kısıtlar

4.1.2.1. Üretim kısıtları

Mevcut kaynaklardan üretilen elektrik enerjisi miktarı, kurulu güç (KG), kullanılabilirlik faktörü (af) ve yıllık çalışma süresi ile çarpılarak bulunurken; yeni tesisler için inşa süresi göz önünde bulundurulan bir denkleme ihtiyaç vardır. Plan başlangıcında hiçbir tesis için inşa süreci henüz başlamadı olarak kabul edilmiştir.

$$
PM_{gt} \leq KGM_{gt} . af_g . 8760 \; \forall g, t \tag{4.2}
$$

$$
PY_{gt} \leq \sum_{t}^{t-i_g+1} Z_{gt} . af_g . 8760 \; \forall g, t \tag{4.3}
$$

$$
\left(eğer \; t > ig \; , aksi \; takdirde \; PY_{gt} = 0 \right)
$$

4.1.2.2. Talep kısıtı

Mevcut kaynaklar ile yeni kurulan tesislerden üretilen elektrik enerjisi toplamı toplam talebi vermelidir. Çalışmada her ne kadar karşılanamayan talep de göz önünde bulundurularak modele dahil edilmişse de farklı senaryoların değerlendirildiği hiçbir

modelde karşılanamayan talep değeri oluşmadığından bu parametre modelden çıkarılmış ve burada yer verilmemiştir.

$$\sum_{g=1}^{G}\left(PM_{g,t}+PY_{g,t}\right)=\ D_t\ \forall t \tag{4.4}$$

4.1.2.3. İnşa kısıtı

İnşa kısıtına karar verilirken EPDK tarafından yayınlanmakta olan ilerleme raporları incelenmiştir. Bu raporlarda inşa edilecek tesislerin kurulu gücü ile fiili tamamlanma sürelerine yer verilmektedir. Kap_g değeri bu raporlardan derlenen kurulabilir minimum güç değeridir. Bu değere ihtiyaç duyulmasının sebebi; model çalıştırılırken gerçeğe aykırı şekilde, örneğin 1 MW gücünde nükleer tesis kurulmasına engel olmaktır. Eğer yeni bir tesis kuruldu ise $Y_{gt}=1$; bu durumda Z_{gt} değeri 0'dan farklı olmalıdır. Eğer tesis inşa edilmediyse yani $Y_{gt}=0$ ise $Z_{gt}=0$ olmalıdır.

$$Z_{gt}\leq M.Y_{gt} \tag{4.5}$$

$$Z_{gt}\geq Kap_g\ Y_{gt}\ \forall g,t \tag{4.6}$$

4.1.2.4. Değişkenlere ait kısıtlar

Mevcut ve yeni santrallerden üretilen elektrik miktarı negatif olmamalıdır. Aynı zamanda yeni tesislere ilişkin inşa kararı ikili değişken olarak tanımlanmıştır.

$$PM_{gt}\geq 0\ \forall g,t \tag{4.7}$$

$$PY_{gt}\geq 0\ \forall g,t \tag{4.8}$$

$$Z_{gt}\geq 0\ \forall g,t \tag{4.9}$$

$$Y_{gt}\in\{0,1\}\ \forall g,t \tag{4.10}$$

4.2. Model Verisi

Üretim kaynaklarına ilişkin kurulu güç verisi için TEİAŞ Yük Tevzi Dairesi Başkanlığınca hazırlanan Kurulu Güç Raporları incelenmiş olup, 2021 Aralık itibariyle ilan edilen değerler kaydedilmiştir (TEİAŞ, 2022). Bu raporlarda birincil kaynaklara göre kurulu güç verisi 16 kaynak türüne göre verilmiştir. Veriler düzenlenirken; fuel oil, nafta, motorin ve LNG birlikte sıvı yakıtlar olarak düşünülse de toplam kurulu gücün sadece %0,26'sına denk geldiğinden tezde kurulan modele dahil edilmemesine karar verilmiştir. İthal kömür ayrı başlıkta incelendiğinden; asfaltit kömür, taş kömür ve linyit santralleri birlikte ele alınarak yerli kömür olarak modele geçirilmiştir. Atık ısı ise ihmal edilmiştir. Nükleer ise 2023 yılında 1600 MW gücü ile devrede olacağı öngörüldüğünden modelde yerini almıştır.

Tezde değerlendirilecek bir diğer üretim kaynağı da dağıtık üretim yapan santrallerdir. Dağıtık üretim kullanılacağı yerde veya bu yerin yakınında elektriğin güneş panelleri ya da kombine çevrimler ile üretilmesi anlamına gelir. Dağıtık üretimin ölçeği değişebilir, örneğin büyük bir iletim ağına bağlı bir kampüs ya da endüstriyel işletmeyi besleyen küçük bir şebeke olabilir. Hanelerde daha çok güneş panelleri, küçük rüzgâr türbinleri olarak rastlanan dağıtık üretim; sanayi de karşımıza kombine ısı çevrimleri şeklinde çıkar (EPA, 2023). Tezde kurulan modelde dağıtık santrallerin yaygınlaştırılması senaryosu da ele alınacaktır. Bu çalışmada, dağıtık üretimin doğal gaz ve biyokütle kullanan kombine çevrimler ile yapıldığı kabul edilecektir. Bunun nedeni zaten güneş santralleri içinde dağıtık üretim kabul edebileceğimiz lisanssız üretimin payının %90 olmasıdır. Lisanslı güneş santralleri 907,9 MW kurulu güce sahip iken, lisanssız güneş santralleri kurulu gücü ise 6907,8 MW'a ulaşmıştır (EPDK, 2022a). Ülkemizin güneş santrali kurulu gücü, bazı belli başlı büyük projeler hariç lisanssız üretime dayanmaktadır. Değerlendirilecek senaryoda, güneş ve dağıtık santral verilerinin birbiri ile aynı olmaması için, çalışmada dağıtık üretimin diğer kaynaklar ile gerçekleştirileceği kabulü yapılmıştır. Senaryo gereği sanayide kullanılan dağıtık üretim örnekleri ihmal edilerek, kurulu gücü 0 olacak şekilde modelde yerini almıştır. Bu durumda dağıtık santrallerin de değerlendirildiği toplam 11 üretim kaynağı Tablo 4.1'de listelenmiştir.

Tablo 4.1. 2021 Aralık itibariyle Türkiye kurulu gücü.

Kaynak	KGM (MW)	Kaynak	KGM (MW)
Hidro-akarsu	8212,2	İthal kömür	8993,8
Hidro-baraj	23280,4	Jeotermal	1676,2
Yerli kömür	11365,7	Rüzgâr	10607,0
Biyokütle	1644,5	Nükleer	0
Doğal gaz	25573,6	Dağıtık	0
Güneş	7815,6		

Maliyetler için ise ABD Enerji Bakanlığı'nın Enerji Verimliliği ve Yenilenebilir Enerji Ofisi'nin finansmanıyla geliştirilmiş "Annual Technolohy Baseline (ATB)" veri tabanından alınan maliyet verileri kullanılmıştır (ATB, 2023). Yatırım maliyetleri tesis inşa maliyeti ($/KW), sabit maliyet kurulu güce bağlı sabit işletme ve bakım giderlerini ($/KW), değişken maliyet ise üretime bağlı olarak değişen maliyeti ($ /MWh) ifade eder. Yakıt maliyetleri için de yine aynı tablodan faydalanılmıştır. Yakıt maliyeti ($/ MMBTU) santralde kullanılan yakıtın türüne bağlı olarak değişecektir. 1 MMBTU=293,07107 kWh denkliğinden faydalanılarak uygun dönüşümler yapılmıştır. Ayrıca, maliyet özelliklerine ait finansal değerler her bir kaynak türü için kaydedildikleri yıl da dikkate alınarak gerekli dolar kuru dönüşümleri yapıldıktan sonra tablolara geçirilmiştir. Bahsedildiği gibi ATB veri tabanından çeşitli kaynaklardan alınan 2010, 2011, 2012 ve 2014 yılına ait veriler GSYH bileşik fiyat endeksi kullanılarak 2020 yılına dönüştürülmüştür (Arslan, 2017). Kur dönüşüm katsayıları ise Tablo 4.2'de verilmiştir.

Kullanılabilirlik faktörü bir santrale ilişkin ortalama güç ile pik kapasitesinin oranıdır. Örneğin bir tesis tam kapasite ile yılın yarısında çalışıyorsa ise bu durumda kapasite faktörü 0,5 olur. Literatürde kapasite faktörü ya da kullanılabilirlik faktörü olarak karşımıza çıkan bu değer daha çok yenilenebilir kaynaklardan üretimi ifade ederken; diğer santraller için ise emreamade kapasite tanımı yaygındır. Santrallerde rastlanan arızalar ve arıza dışı durumlar emreamadeliği etkileyen faktörlerdir. Arızalar bakımlar ile önlenebilir, ya da arıza süreleri kısaltılabilirken; arıza dışı durumlar kaynak türüne

bağlı olarak ortaya çıkar. Örneğin akarsu ve barajlarda suyun debisi, yağış etkili olurken, solar sistemlerde güneşlenme süreleri, rüzgâr santrallerinde rüzgâr hızındaki değişiklikler o santrale ilişkin emreamadeliği etkileyecektir. Bu çalışmada her bir kaynak türü için kullanılabilirlik faktörü terimi kullanılarak devam edilmiştir.

Tablo 4.2. Dolar kuru dönüşüm çizelgesi.

	2005	2009	2010	2011	2012	2013	2014
2005	1						
2006	1,033						
2007	1,063						
2008	1,086						
2009	1,096	1					
2010	1,11	1,012774	1				
2011	1,134	1,034672	1,021622	1			
2012	1,154	1,05292	1,03964	1,017637	1		
2013	1,171	1,068431	1,054955	1,032628	1,014731	1	
2014	1,192	1,087591	1,073874	1,051146	1,032929	1,017933	1
2015	1,211	1,104927	1,090991	1,067901	1,049393	1,034159	1,01594
2016	1,23	1,122263	1,108108	1,084656	1,065858	1,050384	1,031879
2017	1,248	1,138686	1,124324	1,100529	1,081456	1,065756	1,04698
2018	1,26	1,149635	1,135135	1,111111	1,091854	1,076003	1,057047
2019	1,286	1,173358	1,158559	1,134039	1,114385	1,098207	1,078859
2020	1,307	1,193	1,177	1,153	1,133	1,116	1,096

Modelde kullanılan kullanılabilirlik faktörüne karar verilirken ATB veri tabanının yanı sıra, TEİAŞ tarafından hazırlanan rapordan da faydalanılmıştır (TEİAŞ, 2021). Bu raporda özellikle 2016-2020 yılları arasında çeşitli kaynak türlerine ait emreamadelik

oranlarının nasıl değiştiği not edilmiştir. Gerçekleşen en yüksek ve en düşük değerler dikkate alınmıştır. ATB veri tabanında yer alan kullanılabilirlik faktörü değerleri TEİAŞ raporu çerçevesinde incelenerek uygun bulunduğundan veri setine dahil edilmiştir. ATB veri tabanı tercih edilmesinin sebebi; bu parametreler derlenirken halihazırda 40'tan fazla yayın ve rapor kullanılmış olması, ayrıca bunların yıllara ve hatta kullanılan teknolojiye göre gruplandırılmış olmasıdır (ATB, 2023).

İnşa süreleri için literatürdeki özellikle Türkiye konulu doktora tezlerinden faydalanılmıştır (Arslan, 2017; Özcan 2013). Emisyon değerleri için ise özellikle yeni tesislerin emisyon değerlerinin daha düşük olması bekleneceğinden buna dikkat edilerek literatür incelenmiştir. Çalışmada emisyon olarak yalnızca karbondioksit salınımı ele alınmıştır; kükürtlü ve azotlu salınımlar göz ardı edilmiştir. TÜİK verilerine göre 2021 yılında sera gazı emisyonları içinde karbondioksit gazı oranı %80,2 olmuştur (TÜİK, 2023d). Uluslararası Enerji Ajansının [IEA] (2023) yayınladığı rapora göre ise 2022 yılı için enerji kaynaklı sera gazı emisyonu içinde CO_2 gazının payı %89 olarak açıklanmıştır. Bu nedenle kükürtlü ve azotlu salınımlar dahil edilmemiş, karbondioksit emisyonu için Hükûmetlerarası İklim Değişikliği Paneli (IPCC) tarafından hazırlanan tablolardan faydalanılmıştır (Schlömer ve ark., 2014).

Modelde kullanılacak talep verisine karar verilirken 2021 yılında gerçekleşen tüketim değeri ile farklı yayınlardaki tahminler kıyaslanmıştır. Genelde tüketim tahminlerinin gerçekleşen değerden düşük kaldığı gözlenmiştir. 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun 20.maddesi, 3.fıkrası, a bendinde yer alan "Gelecek yirmi yılı kapsayan Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu Raporu, her iki yılda bir Kalkınma Bakanlığı ve Kurum görüşleri de alınmak suretiyle Bakanlık tarafından hazırlanır ve yayımlanır" hükmüne istinaden ETKB tarafından hazırlanan "2019-2039 yıllarını kapsayan Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu Raporu" başlıklı dokümanda; nüfus, hane halkı sayısı, ulaşım, ekonomik büyüme oranı, iç tüketim ve şebeke kayıpları ile verimlilik konularını da ele alarak uluslararası yayınlardan da faydalanarak hazırlanan elektrik talep tahmininde ise aşağıdaki verilen Senaryo 1'e göre alınacak talep verilerin kullanılmasının uygun olacağına karar verilmiştir (TEİAŞ, 2019). Senaryo 1, 2021 yılı gerçekleşen üretimin de üzerinde kalarak zaten fazla talep öngörmüştür. Bu çalışmada 2022-2035 yılları için ilk sütun talep verileri kullanılacaktır (Tablo 4.3). Talebin tümüyle karşılanabilmesi ve karşılanamayan

talebin önüne geçilmesi maksadıyla Bölüm 3'ün sonunda verilen ve Tablo 3.16'da ridge regresyon ile hesaplanan talep verileri yerine Tablo 4.3'deki talep verisinin kullanılması daha uygun bulunmuş, çalışmaya bu veriler ile devam edilmiştir.

Çalışmada kullanılacak mevcut kaynaklara ve nükleer ile dağıtık santrallere ilişkin toplam 11 üretim kaynağına ait çeşitli maliyetler ile, kullanılabilirlik faktörü, inşa süresi, mevcut ve yeni inşa edilecek tesislerin emisyon salınımları Tablo 4.4'de verilmiştir. Hidrolik güç, güneş, jeotermal ve rüzgâr yenilenebilir kaynaklar olup emisyon değerleri 0'dır. Kömür, doğal gaz ve biyokütle santralleri içinse yeni kurulacak santrallerin mevcut kaynaklara göre iyileştirilmiş ve daha az emisyon üretir şekilde inşa edileceği kabul edilerek tabloya eklenmiştir.

4.3. Modele İlişkin Kabuller

Mevcut tesislerin plan süresince devrede olduğu ve devreden çıkma gibi durumlarının olmayacağı kabul edilir. Ayrıca plan başlangıcında inşası başlayan tesis yoktur. Doğal gaz kurulu gücü değerlendirilirken ithalat maliyeti plana dahil edilmemiştir. Güneş santralleri kurulu gücünde lisanslı/lisanssız ayrımına gidilmemiş, toplam kurulu güç alınmıştır. Dağıtık santraller değerlendirilirken lisanssız santraller yerine doğal gaz ve biyokütle santralleri olduğu kabul edilmiştir.

4.4. Modelde Değerlendirilecek Senaryolar

Bu bölümde nükleer santralden, yenilenebilir kaynak kullanımına, doğalgaz ve kömür santrallerinin kısıtlanmasından emisyon düşürmeyi amaçlayan durumlara kadar farklı senaryolar değerlendirilmeye çalışılmıştır. Bu senaryolara çalışılırken yayınlanan ulusal ve uluslararası stratejik planlar ve sözleşmeler incelenmiştir.

Tablo 4.3. 20 yıllık tahmine ilişkin 3 ayrı senaryo (TEİAŞ, 2019).

Yıllar	Senaryo 1(GWh)	Senaryo 2(GWh)	Senaryo 3(GWh)
2019	313832	315182	316503
2020	327285	329603	332057
2021	340511	344407	348662
2022	353200	359593	366385
2023	366767	375821	385177
2024	380401	392105	404287
2025	392610	406939	422303
2026	404628	421754	440654
2027	416619	436632	548917
2028	428791	451729	477553
2029	441026	466820	496555
2030	452951	481721	515730
2031	464567	496702	533989
2032	476288	511642	552912
2033	487827	526353	571626
2034	499262	541044	590223
2035	510826	555682	608452
2036	522668	570795	627037
2037	543008	585308	644936
2038	545145	599382	662508
2039	556324	613386	679865

Tablo 4.4. Kaynaklara ilişkin çeşitli veriler.

	Kaynak türü (g)	IC ($/KW)	FC ($/KW)	VC ($/MWh)	f ($/MWh)	af (%)	i yıl	EM (kg/MWh)	EY kg/MWh)
0	Hidro-akarsu	3180,521	54,258	4,34252	-	39	4	0	0
1	Hidro-baraj	3465,226	34,291	3,74567	-	43	5	0	0
2	Yerli kömür	4782,011	51,518	7,06867	9,294	75	4	1180	760
3	Biyokütle	3945,971	156,291	6,51373	7,740	81	2	970	750
4	Doğal gaz	1260,627	17,871	4,98616	17,625	59	2	490	350
5	Güneş	5943,182	53,539	3,98905	-	29	2	0	0
6	İthal kömür	4951,176	43,945	4,48987	9,262	91	4	868	670
7	Jeotermal	5803,299	150,708	19,31137	-	86	2	0	0
8	Rüzgâr	2439,078	36,850	10,15596	-	38	1	0	0
9	Nükleer	6442,004	94,621	1,63366	3,020	89	5	0	0
10	Dağıtık	4848,585	63,748	30,48856	11,463	79	2	163	117

Herhangi bir kısıt ya da hedef olmadığı takdirde mevcut kaynakların talebi yeni tesis inşa etmeden karşıladığı görülmüştür. Senaryolara belli kısıtlar veya hedefler eklendiğinde ise üretim tablosu değişmiş ve yeni tesislerin de devreye alınması zorunluluğu doğmuştur. EPDK'nın yayınladığı ilerleme raporları incelenirken inşası devam eden tesisler fiili tamamlanma sürelerine göre gruplandırılmış. Cumhuriyetimizin 100.yılına denk geldiği ve bu yıla özel anlam verildiği bilindiğinden 2023 kurulan model için ara bir dönüm noktası olarak ele alınmıştır. İlerleme raporlarında fiili tamamlanma süresi %50'den fazla olan santrallerin en geç 2023 yılında kurulacağı, %50'den az olanların ise 2030 yılına kadar kurulacağı kabulü yapılmıştır. Nükleer santralin 2023 yılında 1/3 kapasite ile yani 1600 MW gücünde devrede olacağı düşünüldüğünden bu durum diğer senaryolar için baz alınarak model çalıştırılmıştır.Modelde değerlendirilen başlıca senaryolar Tablo 4.5'te verilmiştir.

Tablo 4.5. Modelde değerlendirilecek senaryolara ilişkin özet.

No	Model adı	Tanımı
1	Senaryo 1	Mevcut kurulu kaynaklar ile herhangi bir kısıt ya da şart olmaksızın elektrik talebinin karşılanması
2	Senaryo 2	2023 yılında Akkuyu Nükleer santralin 1600 MW gücünde kapasite ile devreye alınması (T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı [CSBB], 2019)
3	Durum a	Doğal gazdan elektrik üretimi payının %20,7 ile sınırlandırılması İthal edilen elektriğin azaltılması (CSBB,2019)
4	Durum b	Yenilenebilir kaynakların üretimdeki payının en az %38,8 olması (CSBB,2019)
5	Durum ab	Doğal gaz kısıtı ve yenilenebilir kaynak hedefinin birlikte değerlendirilmesi
6	Durum d	Dağıtık santrallerin yaygınlaştırılması (CSBB,2019)
7	Durum e	2053'te net sıfır emisyon için 2020'ye kıyasla 2030'da en az %35 mutlak emisyon azaltımı (IEA, 2021)
8	Durum f	Kapasite İlerleme raporuna göre kurulması planlanan santrallerin plan süresince inşasının tamamlanması
9	Durum fe	İnşaların tamamlanması şartı mutlak %35 emisyon azaltım hedefi ile birlikte ele alınmıştır

4.5. Modelin Çözümü

Probleminin modellenmesinde açık kaynak kodlu ve tam donanımlı kütüphanesi ile geliştirilmeye açık, çok sayıda platformda kullanıma elverişli Python 3.9.12 programlama dili kullanılmıştır. Çalışmada, hem farklı veri setlerini girdi olarak alabilen, hem de çeşitli raporlama imkânı sunan, aynı zamanda çok sayıda çözücüye ve buluta erişim imkânı veren ücretsiz ve lisans kısıtı olmayan Python'ın bir optimizasyon aracı olan Pyomo modülü tercih edilmiştir.

Programlama çözücüsü olarak Zuse Institute Berlin tarafından geliştirilen SCIP 7.0 kullanılmıştır. SCIP, karışık tam sayılı problemleri son derece hızlı çözebilen tam

sayılı kısıt programlama çerçevesinde çalışan esnek bir çözücüdür (Anderson ve ark., 2020).

Probleme ait önerilen model Intel i7 2.40 GHz işlemci ve 16 GB belleğe sahip 64 bit Windows 10 işletim sistemi kullanan bilgisayarda çalıştırılmıştır. Optimallik aralığı olarak değerlendirilen primal ve dual problemin birbirinden farkı anlamına gelen "GAP value" yüksek çıktığında ise model Google Colab üzerinde daha yüksek donanımla denenmiş ve elde edilen sonuçlar not edilmiştir. Optimallik aralığı %1-10 olarak alınmıştır.

Probleminin çözümüne ilişkin izlenen yöntem Şekil 4.1'de verilmiştir.

4.6. Model Çıktıları

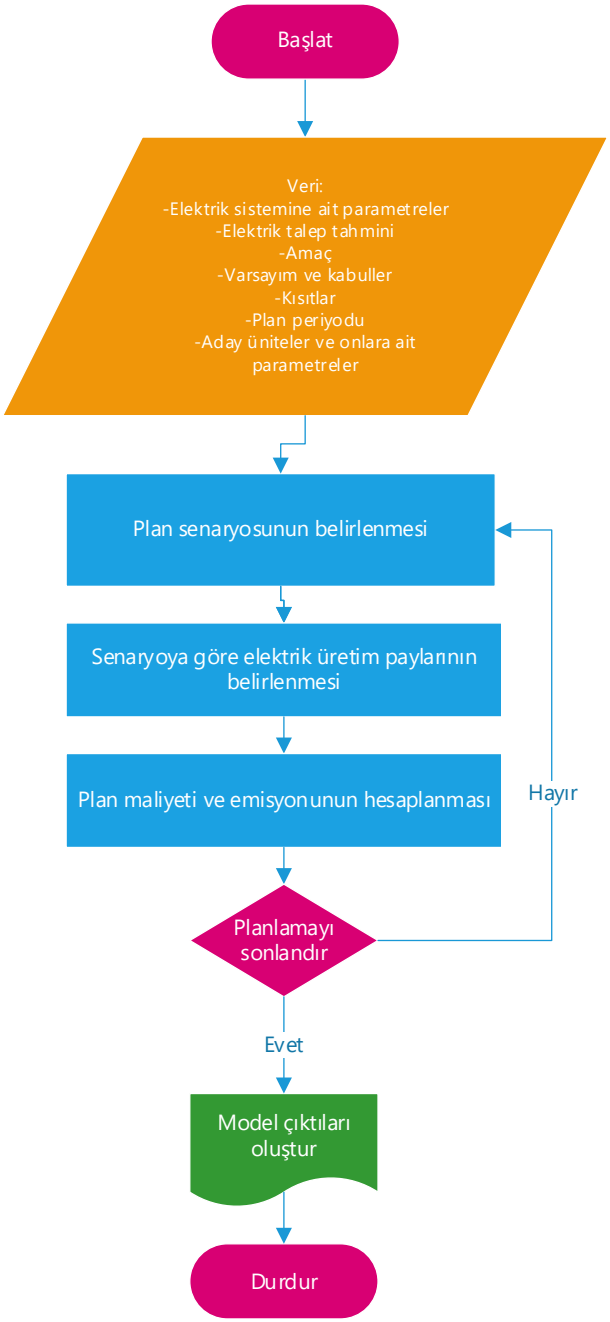
Model ilk olarak mevcut kaynaklar ile çalıştırılmıştır. Bu durum Senaryo 1 olarak not edilirken; nükleer santralin 1/3 kapasite ile devrede olduğu durum Senaryo 2 olarak ele alınmıştır. Senaryoları modele dökmeye yardımcı olan tüm kısıtlar ve/veya hedefler bu iki senaryo için ayrı ayrı denenmiştir.

4.6.1. Senaryo 1 durumuna ait modellerin incelenmesi

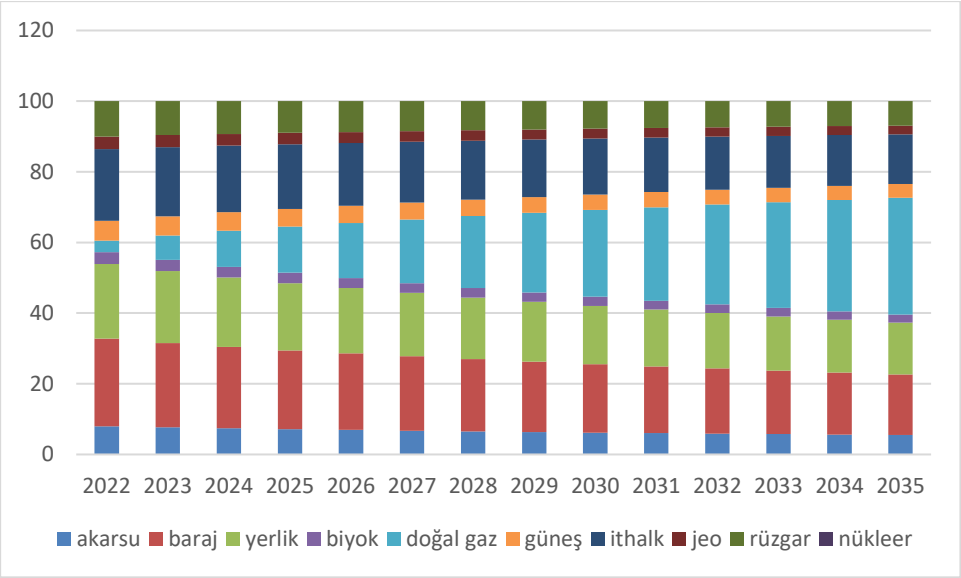
Bu bölümde Senaryo 1'e çeşitli politikaların uygulanmasına karşılık model çıktılarının nasıl değiştiği incelenecektir.

4.6.1.1. Senaryo 1

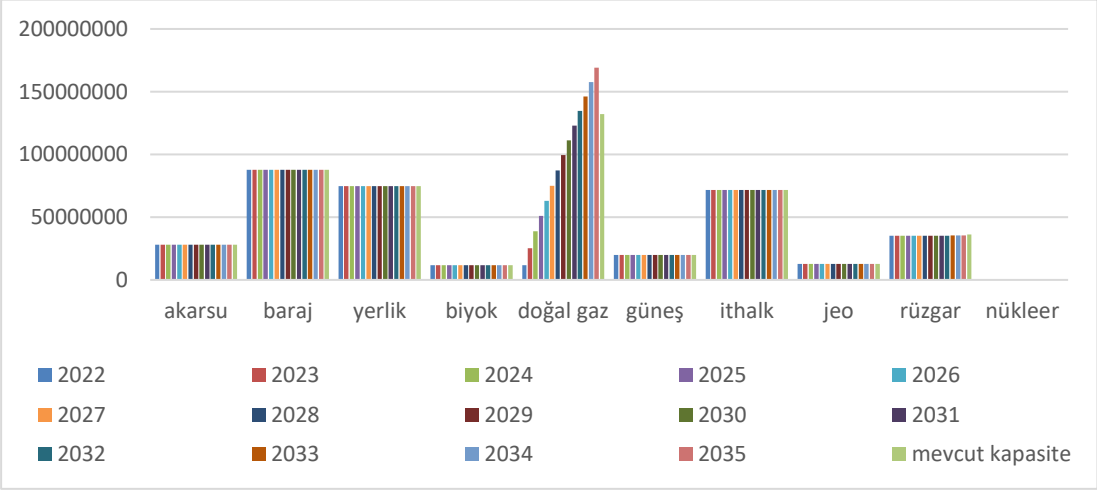
Plan maliyeti yaklaşık 87,617 milyar dolar ve yıllık ortalama emisyon 206,13 milyon ton CO_2 olmuştur. 2032 yılı itibariyle talep artışı yeni inşa edilen doğal gaz tesislerinden karşılanmıştır. Şekil 4.2 ve Şekil 4.3'ten görüldüğü gibi doğal gaz santrallerinin üretimdeki payı plan süresince artmıştır. Tüm santraller üretebilecekleri maksimum güçte enerjiyi ilk yıldan itibaren üretirken; ilave 24'er MW gücünde baraj ve rüzgâr santrali inşa edilirken, 7141 MW gücünde doğal gaz santraline ihtiyaç duyulmuştur. Toplam kurulu güç değeri 2035 yılında plan başlangıcına göre %7'lik bir artışla 106358 MW olmuştur.



Şekil 4.1. Probleminin çözümüne ilişkin iş akış diyagramı.



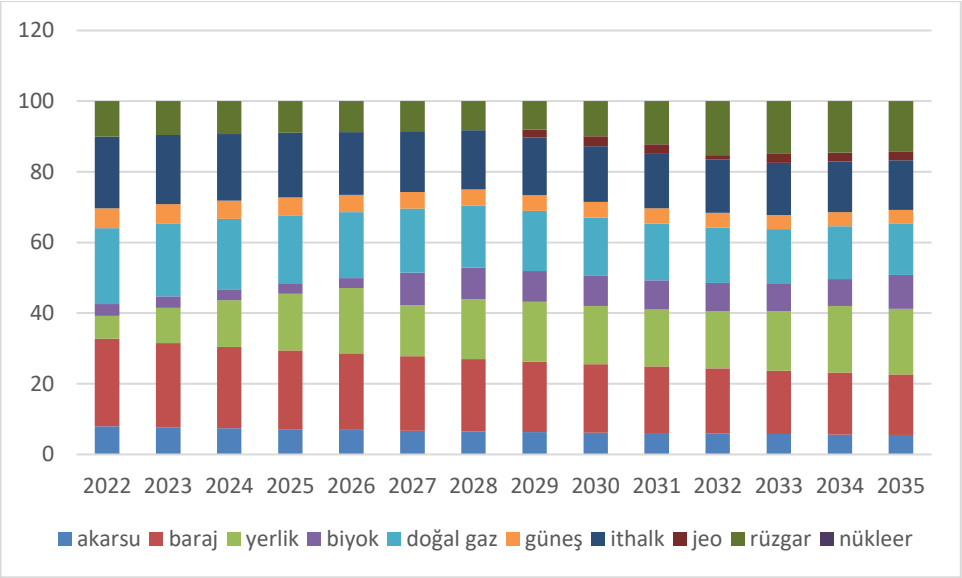
Şekil 4.2. Senaryo 1 için üretim payları yüzdesi.



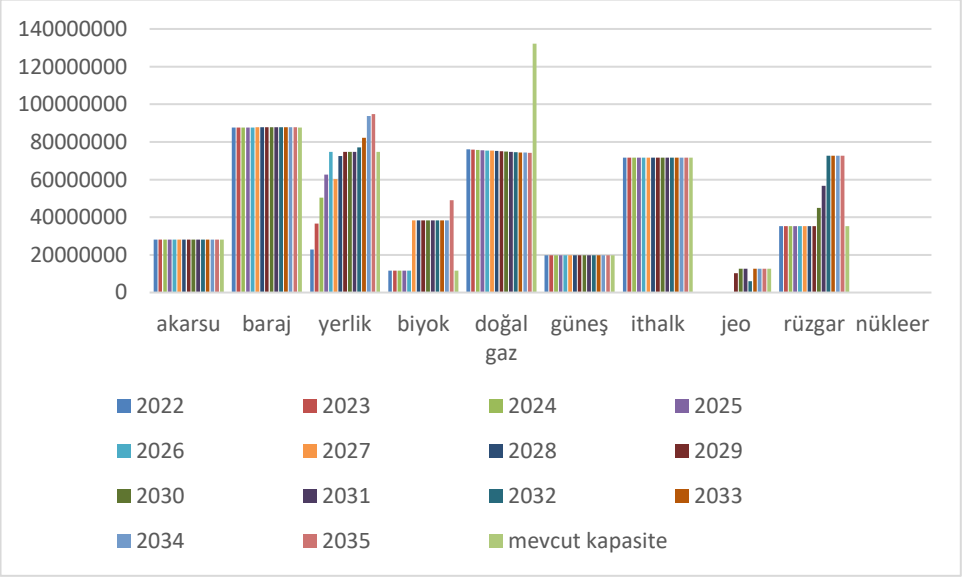
Şekil 4.3. Senaryo 1 için kaynaklardan elektrik üretimi.

4.6.1.2. Senaryo 1 a

Bu senaryoda doğal gazdan üretim payının 2023 yılı itibariyle %28,8 ile sınırlandırılması ve ithal edilen enerji miktarının plan süresince azalması koşulu ele alınmıştır. Plan maliyeti 124,793 milyar dolar, plan süresince emisyon toplamı 2835,76 milyon ton CO_2 olarak hesaplanmıştır. Doğal gazdan elektrik üretim yüzdesi azalırken, yerli kömür ve rüzgâr santrallerinin üretimdeki payı artmıştır (Şekil 4.4). Doğal gaz kapasitesi hali hazırda mevcut iken eklenen kısıttan ötürü baraj, yerli kömür, biyokütle ve rüzgâr santralleri inşa edilerek plana dahil edilmiştir. Kurulu güç kapasitesi %20 oranında artmıştır.



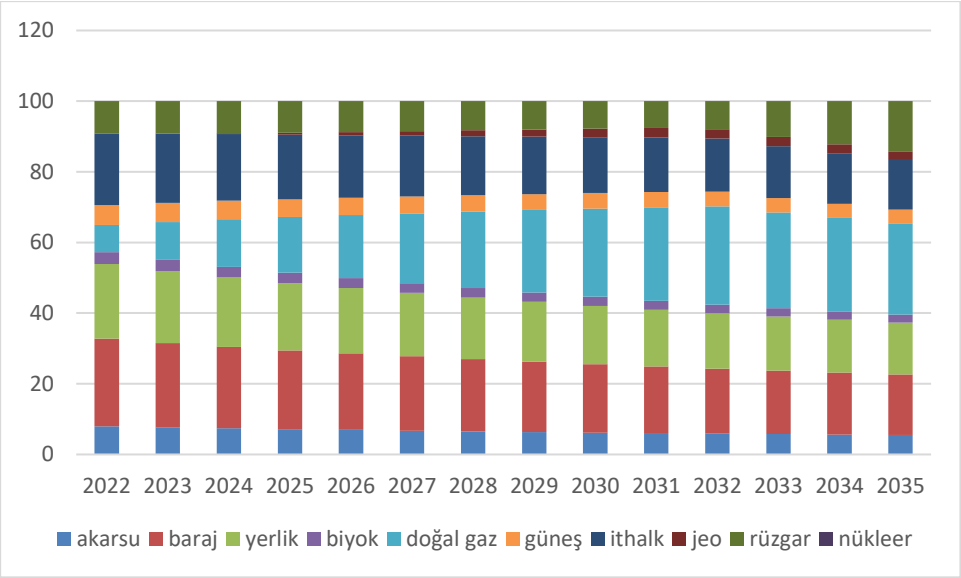
Şekil 4.4. Senaryo 1 a için üretim payları yüzdesi.



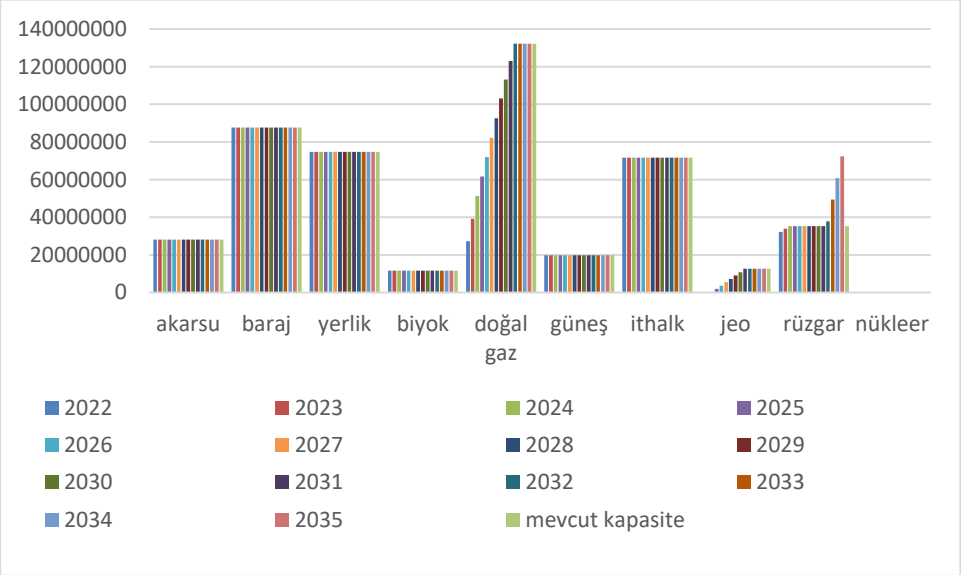
Şekil 4.5. Senaryo 1 a için kaynaklardan elektrik üretimi.

4.6.1.3. Senaryo 1 b

Bu durumda 2023 yılı itibariyle yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretim payının en az %38,8 olduğu ve yenilenebilir kaynaklardan üretimin plan süresince artmasının beklendiği senaryo incelenmiştir. Plan maliyeti 95,215 milyar dolar olurken; yıllık ortalama emisyon 206,96 milyon ton CO_2 olarak not edilmiştir. Senaryo 1 durumunda en düşük yenilenebilir kaynak oranı en son yılda %35 olmaktaydı. Belirlenen hedefi karşılamak için 11138 MW gücünde rüzgâr santrali kurulması yeterli görülmüştür. Toplam kurulu güç %11 oranında artmıştır.



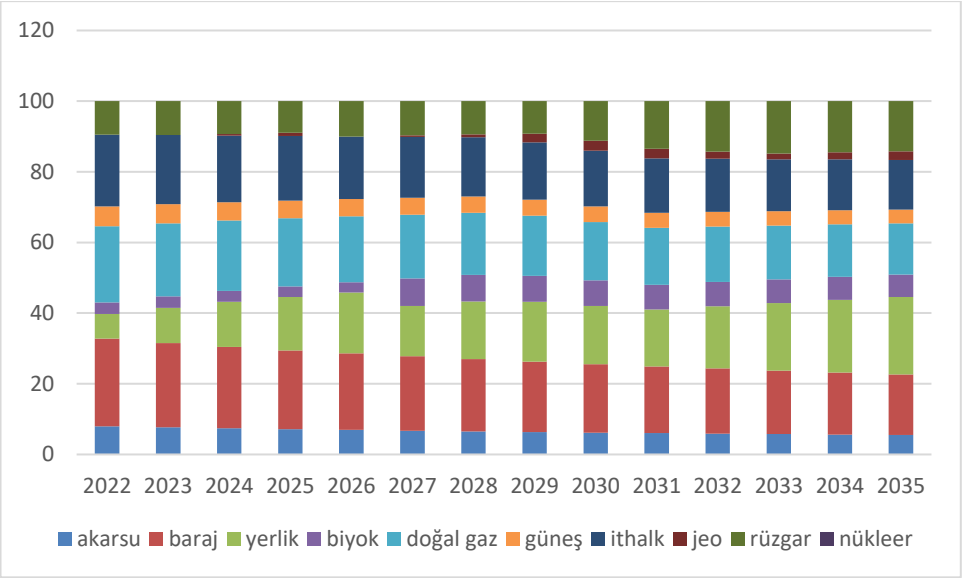
Şekil 4.6. Senaryo 1 b için üretim payları yüzdesi.



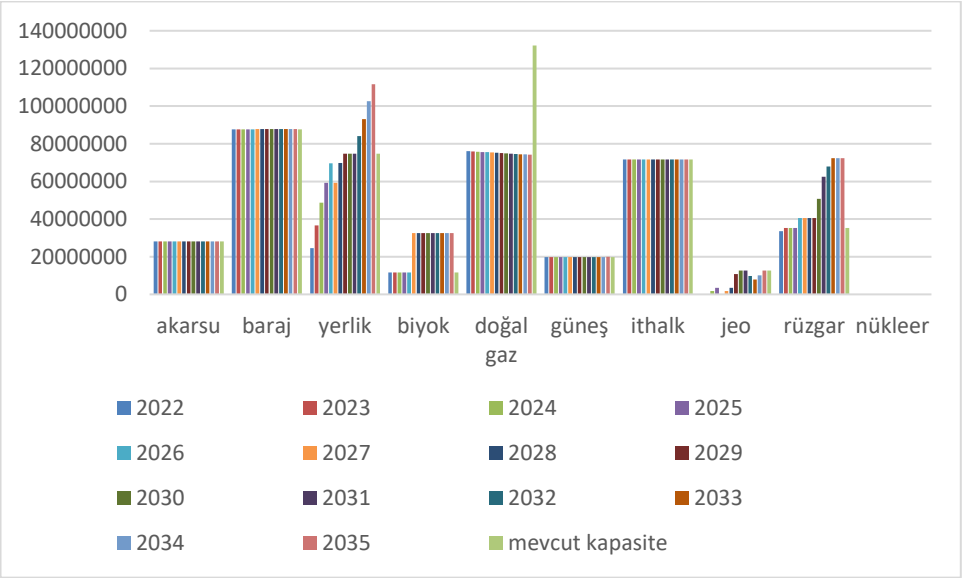
Şekil 4.7. Senaryo 1 b için kaynaklardan elektrik üretimi.

4.6.1.4. Senaryo 1 ab

Burada a ve b senaryoları birlikte ele alınmış olup maliyet 127,395 milyar dolar olurken, emisyon toplamı 2803,307 milyon ton CO_2 olarak not edilmiştir. Baraj, yerli kömür, biyokütle, güneş ve rüzgâr santralleri inşa edilmesi uygun bulunmuştur. Toplam kurulu güç %20'lik artış ile 118922 MW olmuştur.



Şekil 4.8. Senaryo 1 ab için üretim payları yüzdesi.

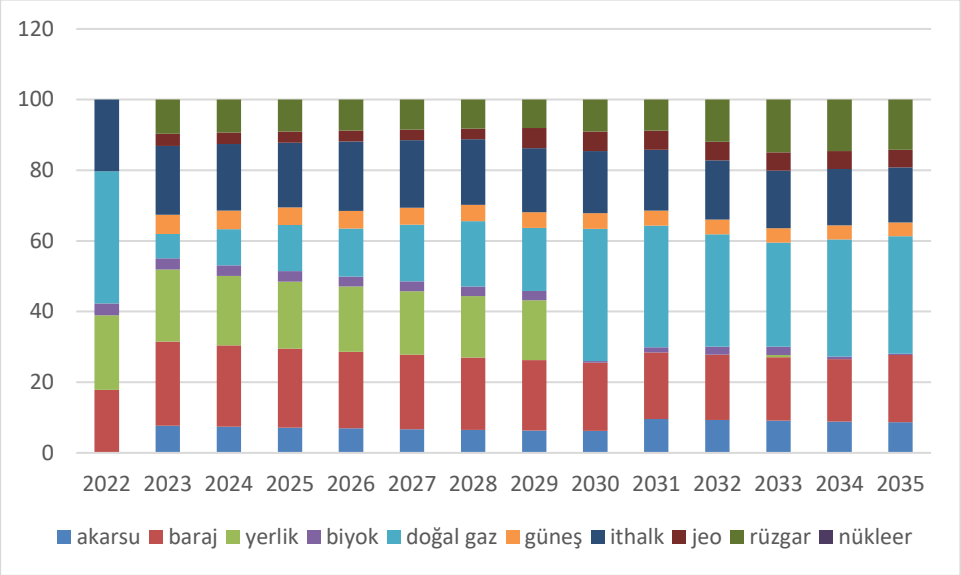


Şekil 4.9. Senaryo 1 ab için kaynaklardan elektrik üretimi.

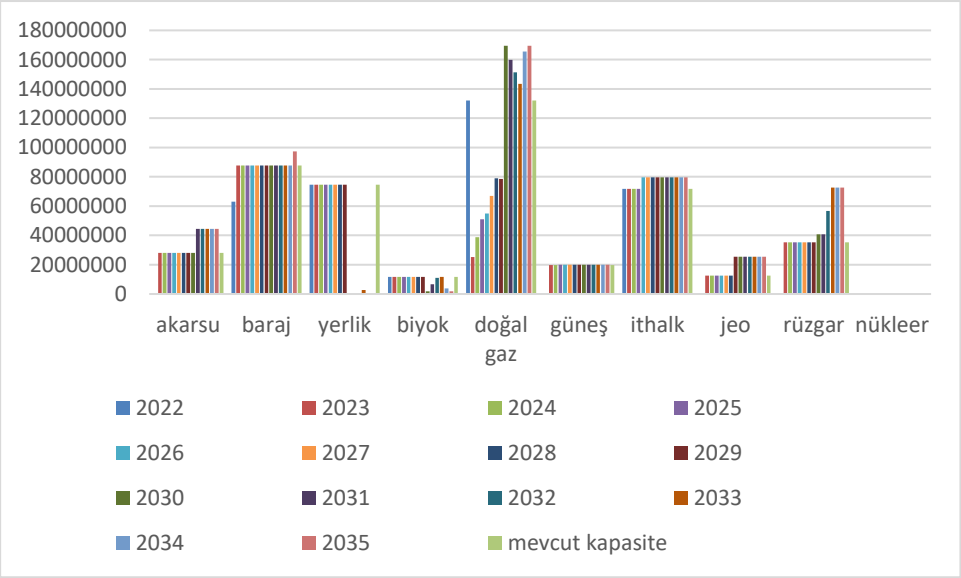
4.6.1.5. Senaryo 1 e

Bu durumda emisyona ilişkin kısıt değerlendirilmek istenmiştir. Paris İklim Anlaşması çerçevesinde 2050 yılında net sıfır emisyon hedefine erişmek için 2030 yılında bugüne kıyasla en az mutlak %35 azaltım olması gerektiği vurgulanmıştır. Bu hedef modele eklendiğinde ise maliyet 135,283 milyar dolara yükselmiş, yıllık CO_2 emisyonu ise ortalama 175,42 milyon tona gerilemiştir. Model emisyonu ilk yıllarda yüksek tutup 2030 yılında plan başlangıcından %35 daha az emisyon üretecek şekilde çalışmıştır. Toplam kurulu güç değeri %29 oranında artarak 127717 MW'a ulaşmıştır. Bu

senaryoda dikkat çeken emisyon hedefini tutturmak için nükleer santral yerine doğal gaz santrali inşa edilmesine karar verilmesi olmuştur.



Şekil 4.10. Senaryo 1 e için üretim payları yüzdesi.

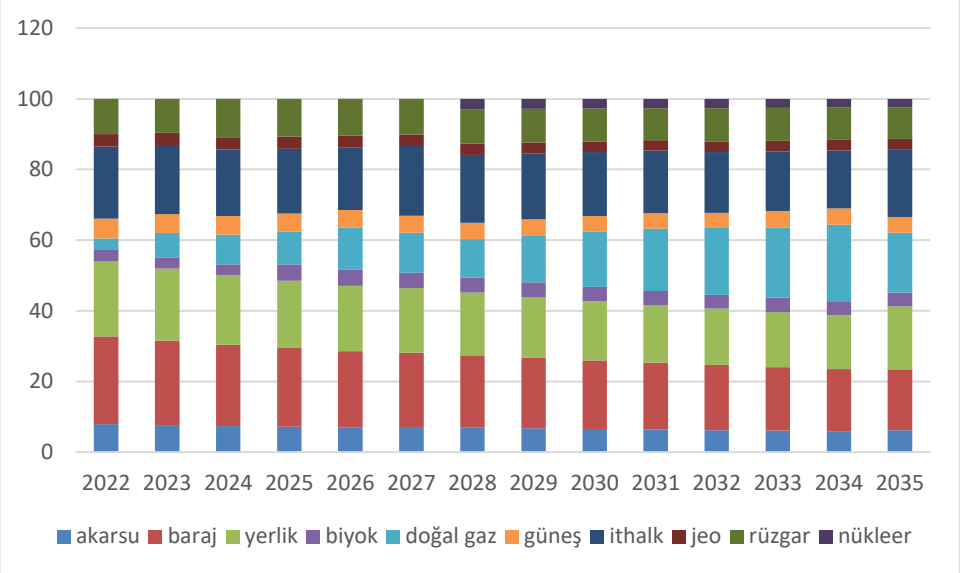


Şekil 4.11. Senaryo 1 e için kaynaklardan elektrik üretimi.

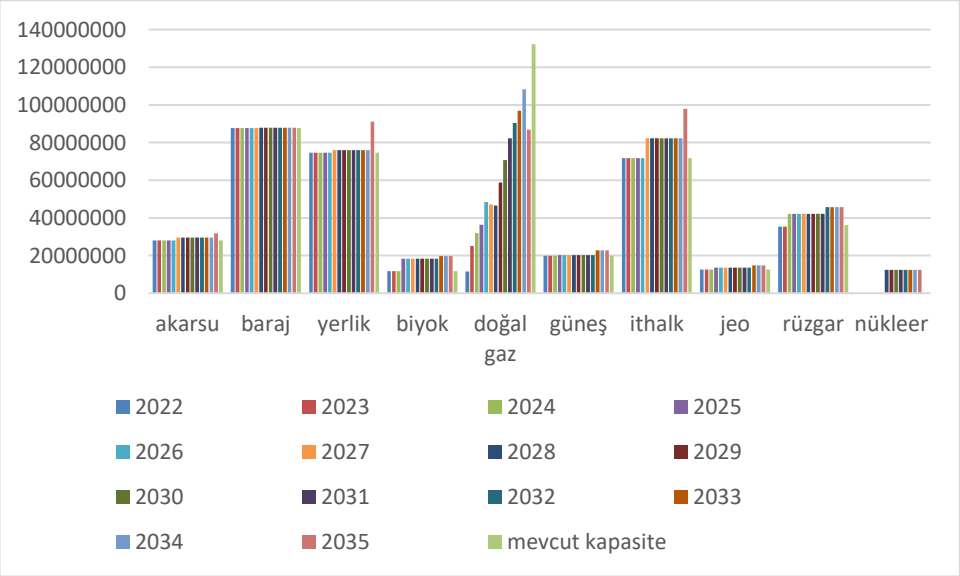
4.6.1.6. Senaryo 1 f

Bu durumda ise EPDK tarafından senede iki kez yayınlanan ilerleme raporları incelenerek kurulması planlanan tesisler santral türlerine göre gruplandırılmıştır. Bu tesislerin, raporda yer alan fiili tamamlanma oranları göz önünde bulundurularak fiili tamamlanmaları %50'den fazla olanların en geç 2023 yılında inşasına karar verildiği, %50'den az olanların ise en geç 2030 yılında kurulması şartı modele eklenmiştir. İnşası planlanan tüm tesisler kurulduğunda maliyet 143,061 milyar dolara yükselirken,

yıllık CO_2 emisyonu 202,01 milyon ton olarak not edilmiştir. Kurulu güç yalnızca %16 artmış ve 115510 MW değerine ulaşmıştır. Nükleer santrallerden üretim bu kez gerçekleşmiştir.



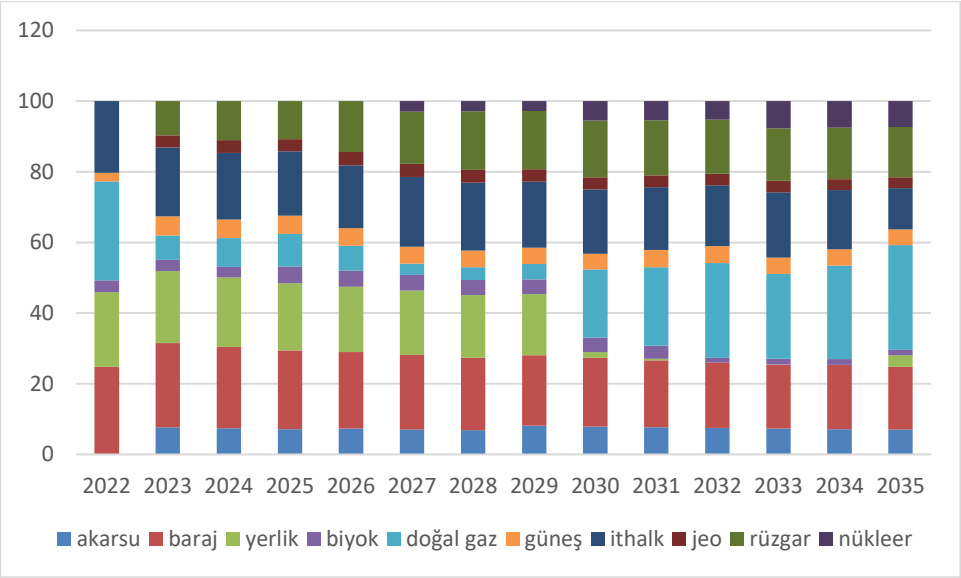
Şekil 4.12. Senaryo 1 f için üretim payları yüzdesi.



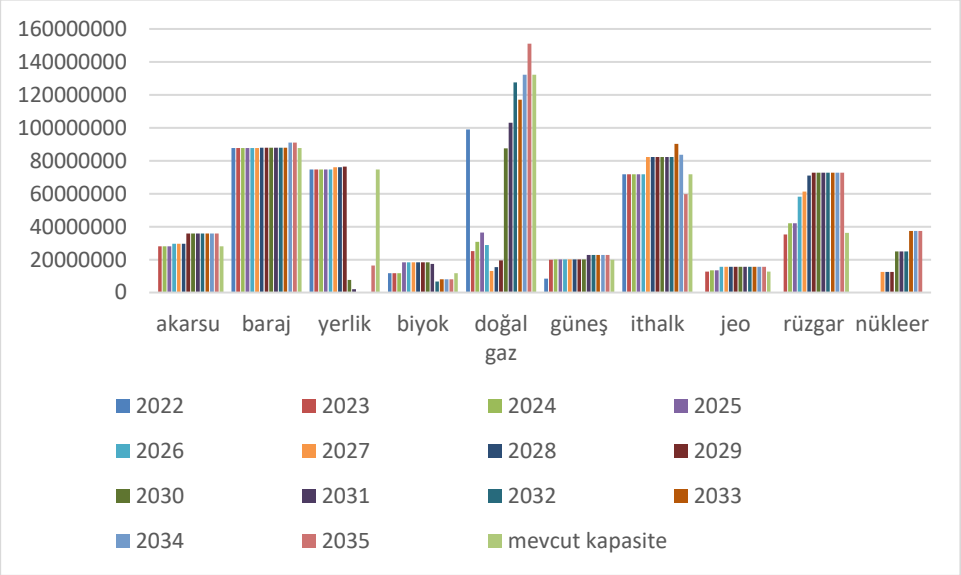
Şekil 4.13. Senaryo 1 f için kaynaklardan elektrik üretimi.

4.6.1.7. Senaryo 1 fe

Bu durumda inşaların tamamlanması şartı mutlak %35 emisyon azaltım hedefi ile birlikte ele alınmıştır. Maliyet 174,205 milyar dolar olurken, bu üretime bağlı olarak yıllık ortalama 163,83 milyon ton CO_2 salınımı gerçekleşmiştir. Kurulu güç bu kez %32 oranında artmış ve 130553 MW'a ulaşmıştır. Nükleer santral tam kapasite olarak devreye alınmıştır.



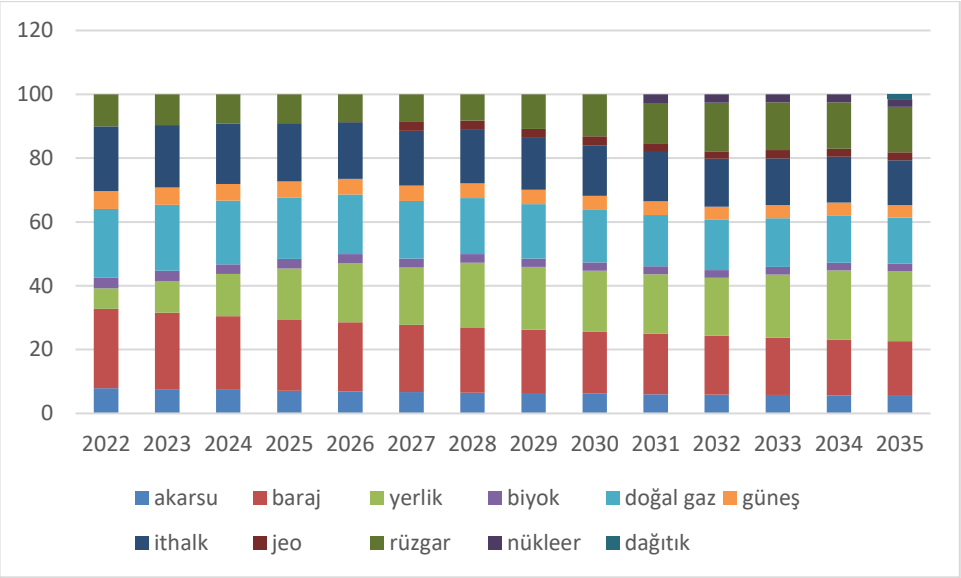
Şekil 4.14. Senaryo 1 fe için üretim payları yüzdesi.



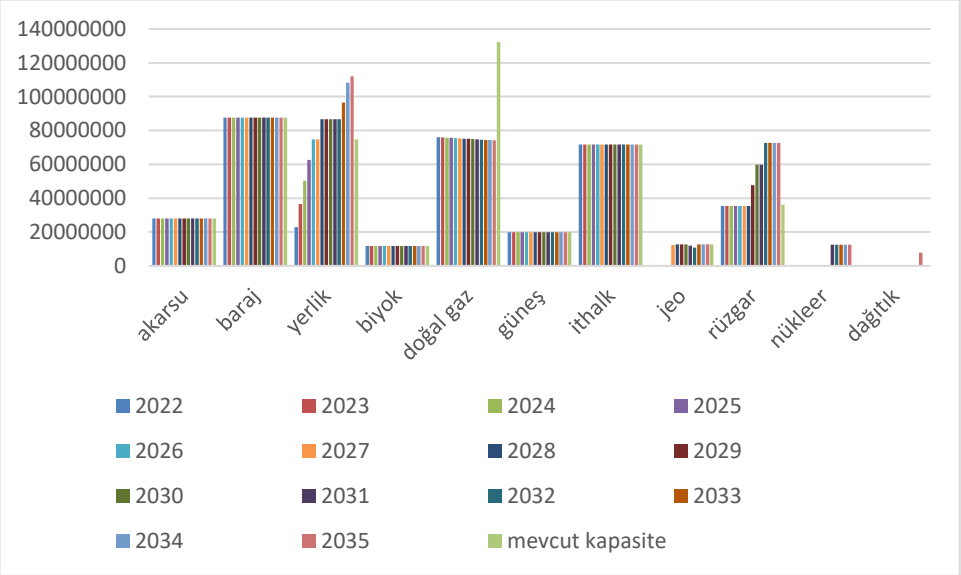
Şekil 4.15. Senaryo 1 fe için kaynaklardan elektrik üretimi..

4.6.1.8. Senaryo 1 ad

Durum d senaryosu dağıtık santrallerin yaygınlaştırılması politikasını değerlendirir. Senaryo 1ad durumunda bu politika doğal gaz santrallerinin kullanımına ilişkin kısıt ve ithal edilen enerji oranının kısıtlanması ile beraber ele alınmış olup, plan maliyeti 128,67 milyar dolar ve yıllık ortalama emisyon 196,20 milyon ton CO_2 olmuştur.



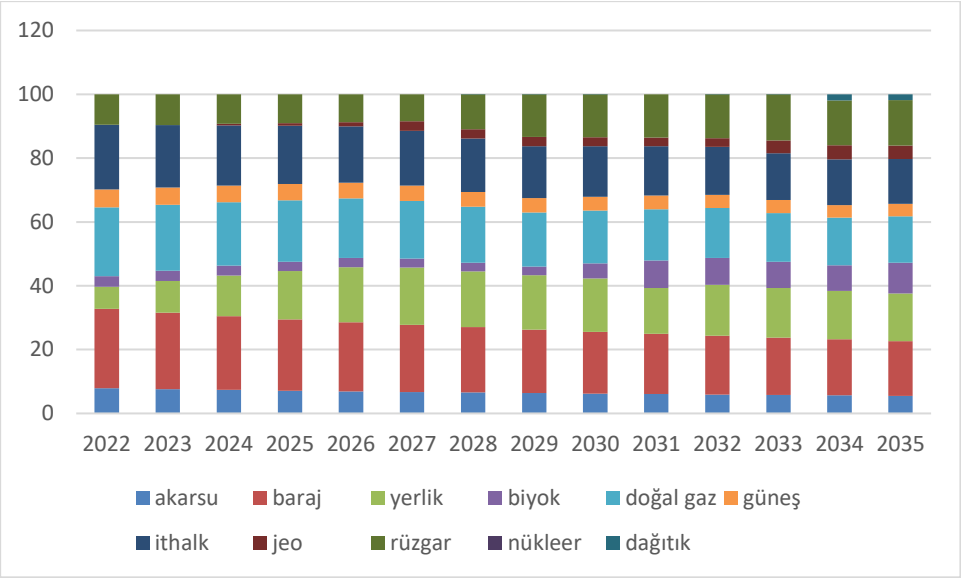
Şekil 4.16. Senaryo 1 ad için üretim payları yüzdesi.



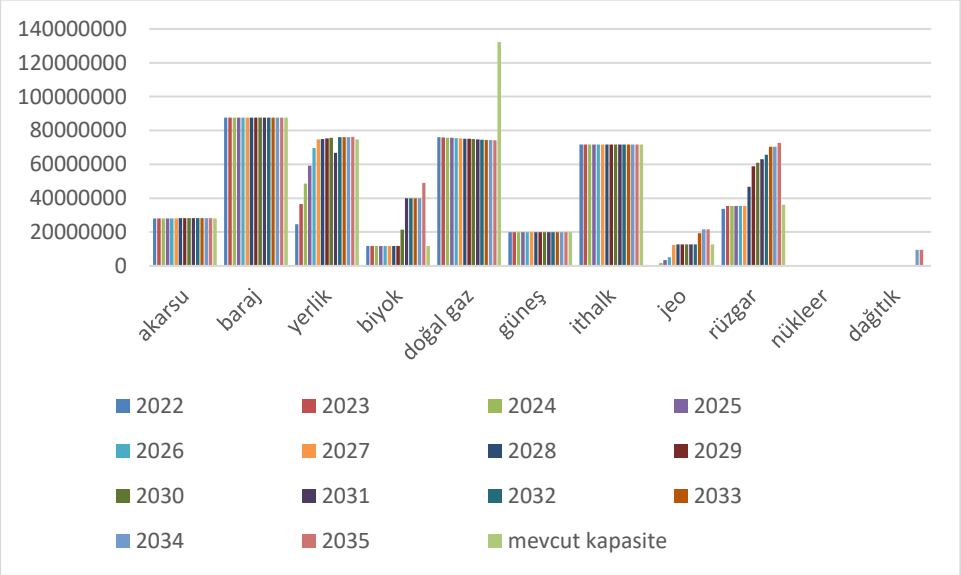
Şekil 4.17. Senaryo 1 ad için kaynaklardan elektrik üretimi.

4.6.1.9. Senaryo 1 abd

Bu senaryo dağıtık santrallerin yaygınlaştırılması, ithal enerjinin kısıtlanması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının teşvik edilmesini birlikte değerlendirir. Toplam maliyet 122,183 milyar dolar olurken, ortalama yıllık emisyon 195,58milyon ton CO_2 olarak bulunmuştur.



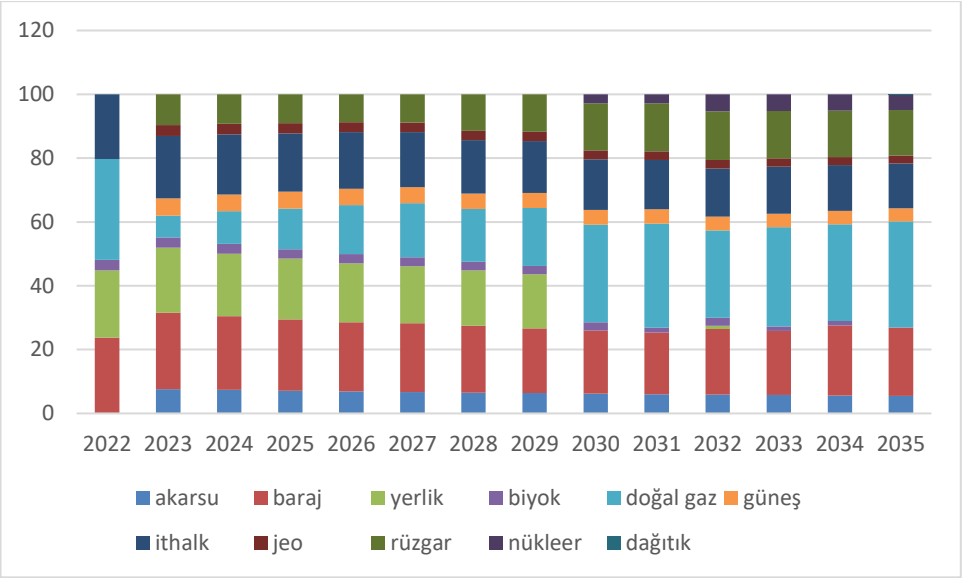
Şekil 4.18. Senaryo 1 abd için üretim payları yüzdesi.



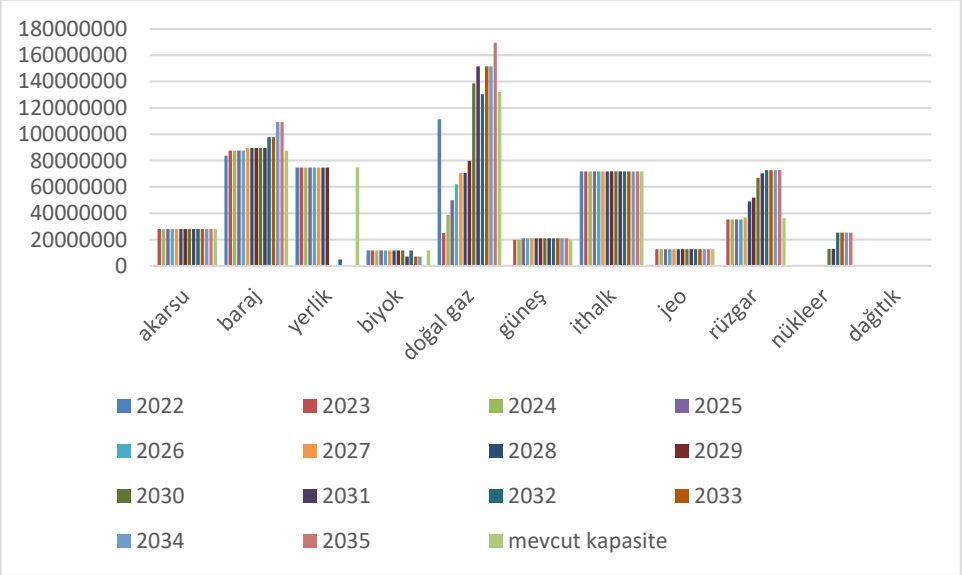
Şekil 4.19. Senaryo 1 abd için kaynaklardan elektrik üretimi.

4.6.1.10. Senaryo 1 de

Net sıfır emisyon hedefi dağıtık santrallerin yaygınlaştırılması ile birlikte değerlendirilmiştir. 140,122 milyar dolar maliyet ile 170,39 milyon ton CO_2 ortalama yıllık emisyon kaydedilmiştir.



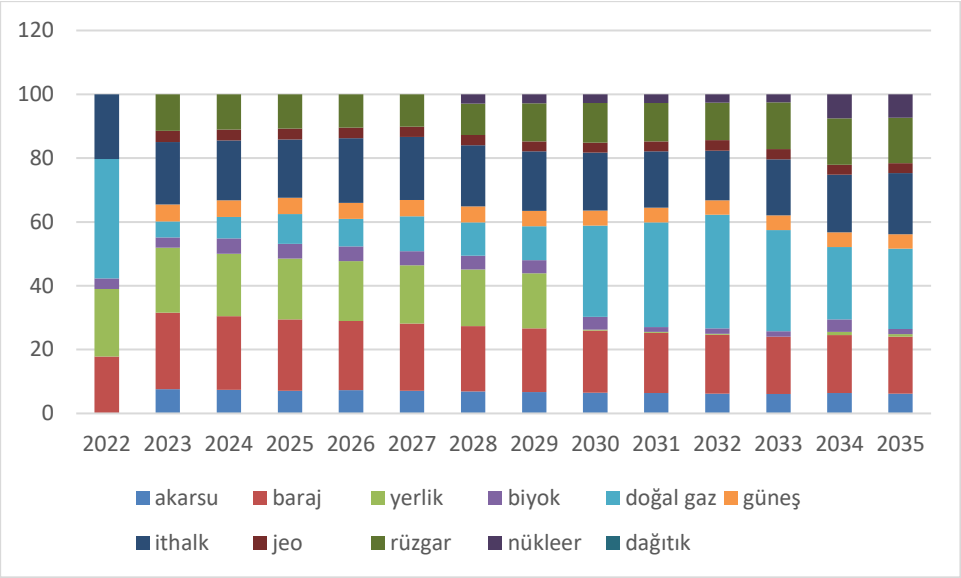
Şekil 4.20. Senaryo 1 de için üretim payları yüzdesi.



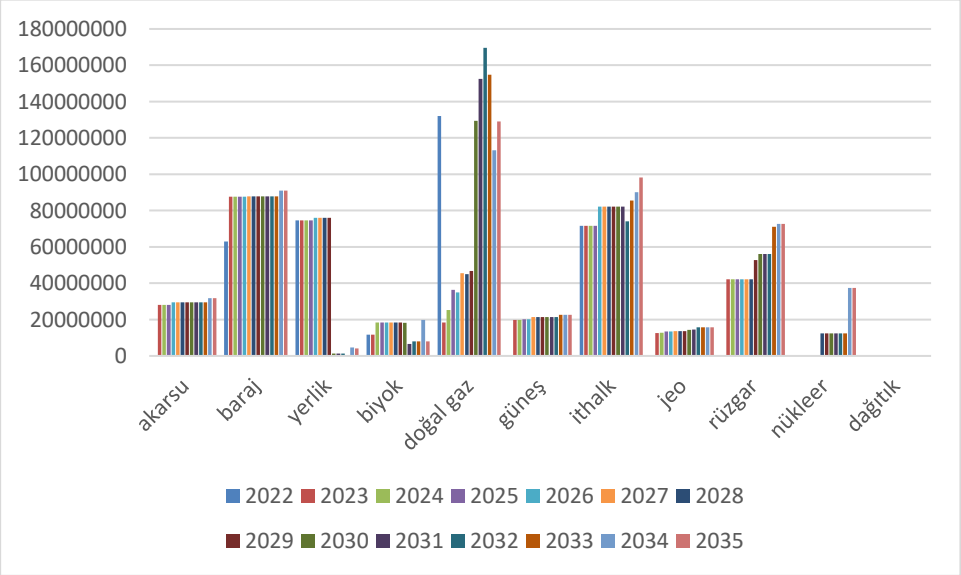
Şekil 4.21. Senaryo 1 de için kaynaklardan elektrik üretimi.

4.6.1.11. Senaryo 1 def

Bir önceki senaryoya ilaveten inşası başlanan tesislerin plan süresince tamamlanmaları şartı değerlendirilmiştir. Maliyet 167,65 milyar dolar olurken, ortalama yıllık emisyon 173,35 milyon ton CO_2 olarak bulunmuştur.



Şekil 4.22. Senaryo 1 def için üretim payları yüzdesi.



Şekil 4.23. Senaryo 1 def için kaynaklardan elektrik üretimi.

4.6.1.12. Senaryo 1 durumuna ait modellerin kıyaslanması

Nükleer santralin 2023'te devrede olacağını ihmal ederek çalışılan tüm durumların maliyet ve emisyon değerlerinin kıyaslanması Tablo 4.6'da verilmiştir. İnşaların tamamlanması şartı net sıfır emisyon hedefi politikası ile beraber; maliyetin en yüksek olduğu durumlar olurken, net sıfır hedefi doğrultusunda CO_2 salınımının kısıtlanması beklendiği gibi en düşük emisyon ile neticelenmiştir (Şekil 4.24). Dağıtık santrallerin yaygınlaştırılması politikası değerlendirildiğinde ise maliyet ve emisyon değerlerinin değiştiği gözlenmiştir. Doğal gazdan elektrik üretiminin kısıtlanması da plan

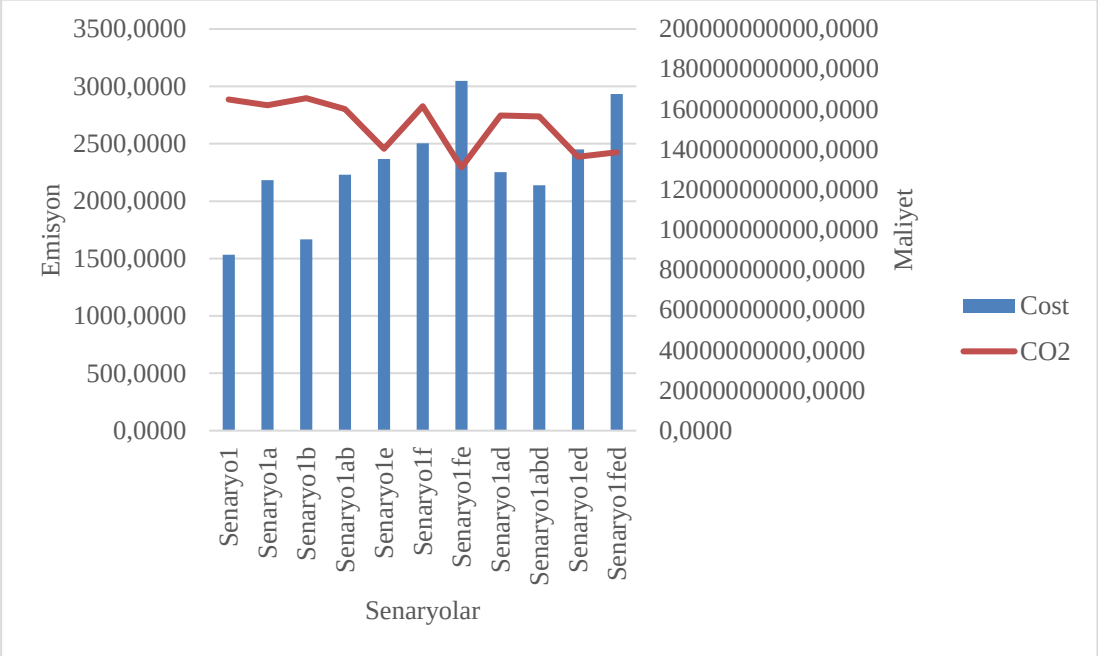
maliyetini arttırmıştır. Emisyon hedefi söz konusu olduğunda kurulu santral gücünün arttığı söylenebilir.

Tablo 4.6. Senaryo 1 tüm durumların karşılaştırılması.

Senaryolar	Maliyet (milyar $)	CO_2 (milyon ton)	Toplam KG
Senaryo1	87616727081,2896	2885,8520	106358
Senaryo1 a	124793349900,4490	2835,7600	118781
Senaryo1 b	95214934081,3219	2897,4190	110307
Senaryo1 ab	127394961204,7350	2803,3070	118922
Senaryo1 e	135282753707,0050	2455,8320	127717
Senaryo1 f	143061363835,1800	2828,1490	115510
Senaryo1 fe	174204697845,3200	2293,6430	130553
Senaryo1 ad	128669823326,9070	2746,8170	117710
Senaryo1 abd	122183132879,7930	2738,0950	117182
Senaryo1 ed	140121502341,7320	2385,5010	127068
Senaryo1 fed	167649856828,4810	2426,9180	132921

Mevcut kaynaklardan üretilen elektrik miktarı $PM_{g,t}$ ve yeni santrallerden üretilen elektrik mitarı $PY_{g,t}$ karar değişkenlerinin durum 1 tüm senaryoları için aldıkları değerler Tablo 4.6 ve Tablo 4.7'de gösterilmiştir. Daha önce de belirtildiği gibi emisyon hedefi söz konusu olduğunda yeni santraller daha erken devreye alınırken (2023 yılı itibariyle), baz senaryo olan Senaryo 1'de 2030 yılına kadar talep mevcut kaynaklardan karşılanabilmekte, 2030 yılı itibariyle yeni santraller de üretim portföyüne katılmaktadır. İthal edilen enerji miktarı kısıtlandığında yeni santraller 2026 yılından itibaren üretim yapmakta iken, yenilenebilir enerji kaynaklarının teşvik edildiği durumda ise ancak 2032 yılında yeni santrallerin devreye alınması ihtiyacı doğmuştur. Tablo 4.8 inşa süreleri göz önünde bulundurularak çalıştırılan modelde 2022-2035 yılları arasında inşa edilen yeni tesislere ait toplam kurulu gücü göstermektedir. 2022-2035 yılları arasını kapsayan 14 yıllık plan süresince, dağıtık

santraller de dahil toplam 11 santral için her yıl yeni eklenen toplam kapasiteyi göstermektedir. Baz senaryoda 2025 yılında yeni güç santrali inşa edilirken, üretime başlaması ancak 2030 yılını bulmuştur. İthal edilen enerji miktarı kısıtlandığında, emisyon hedefi şart koşulduğunda ve inşa edilen tesislerin devreye alınması durumunda, yatırım planının ilk yılında yeni güç santralleri inşa edilmiştir. Ancak yenilenebilir enerjinin teşvik edildiği durumda 2031 yılından sonra yeni güç santrallerinin inşa edilmesine karar verilmiştir.



Şekil 4.24. Senaryo 1 tüm durumlara göre maliyet ve emisyon değişimi.

Tablo 4.7. Senaryo 1 tüm durumlar için plan süresince mevcut santrallerden üretilen elektrik miktarı ($PM_{g,t}$, TWh).

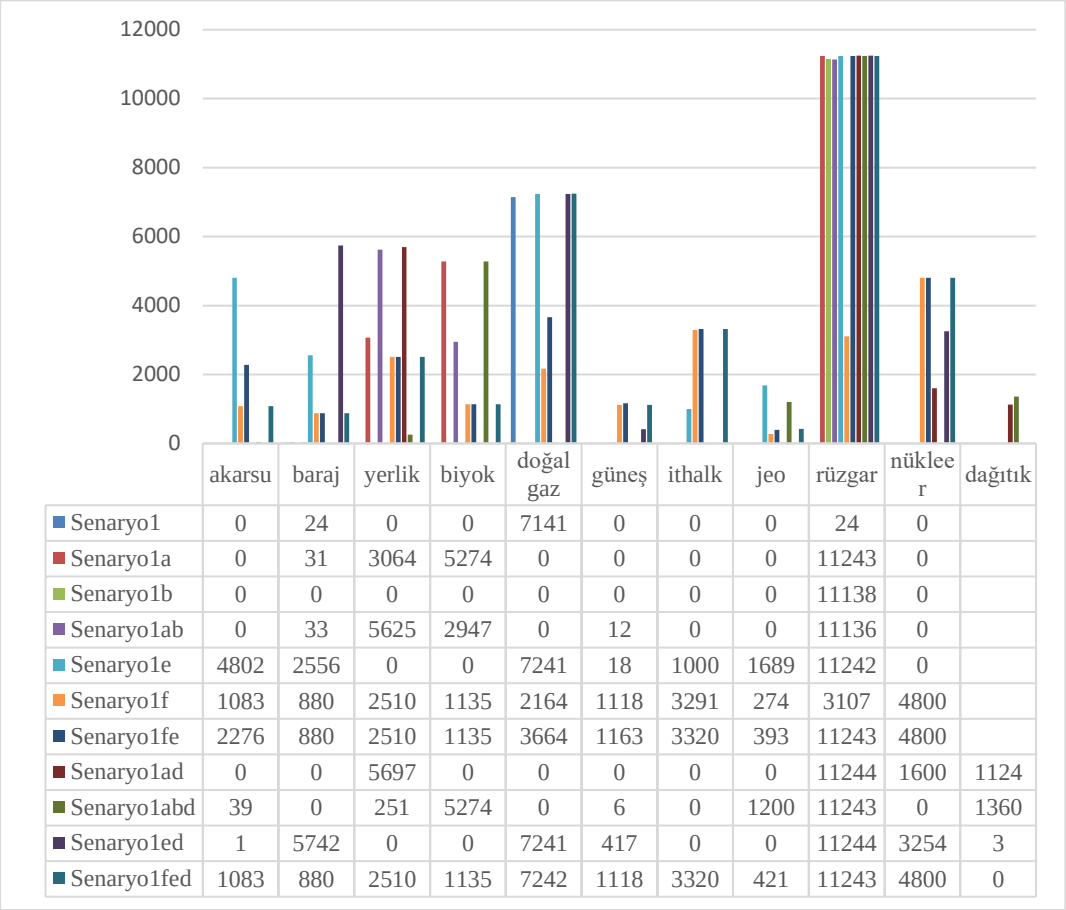
	Baz	**a**	**b**	**ab**	**e**	**f**	**ef**	**ad**	**abd**	**ed**	**efd**
2022	353,20	353,20	353,20	353,20	353,20	353,20	353,20	353,20	353,20	353,20	353,20
2023	366,77	366,77	366,77	366,77	366,73	366,77	366,73	366,77	366,77	366,77	359,97
2024	380,40	380,40	380,40	380,40	380,35	373,59	371,40	380,40	380,40	380,40	366,88
2025	392,61	392,61	392,61	392,61	392,55	377,99	376,96	392,61	392,61	388,74	377,99
2026	404,63	404,59	404,63	399,45	396,59	390,01	370,43	404,63	404,63	403,57	375,61
2027	416,62	389,86	416,62	390,49	408,51	388,58	354,76	416,62	416,62	412,12	387,05
2028	428,79	401,99	428,79	402,62	420,68	388,09	357,00	416,75	416,76	412,18	386,64
2029	441,03	414,19	441,03	414,81	420,15	399,32	361,01	416,61	416,61	421,44	388,27
2030	452,90	416,46	452,95	416,46	389,20	412,24	359,17	416,46	416,47	399,08	375,97
2031	464,48	416,32	464,57	416,32	384,42	423,86	367,82	415,60	407,09	394,42	387,40
2032	473,70	409,61	473,75	413,37	380,16	430,78	381,58	414,35	416,17	382,88	379,29
2033	473,75	416,03	473,75	411,30	375,72	438,43	361,05	416,02	416,03	394,42	367,86
2034	473,71	415,88	473,75	404,51	387,16	449,87	361,71	415,88	415,88	394,42	346,04
2035	473,75	415,73	473,75	415,73	389,21	428,40	349,03	415,73	415,74	387,90	346,80

Tablo 4.8. Senaryo 1 tüm durumlar için plan süresince yeni santrallerden üretilen elektrik miktarı ($PY_{g,t}$, GWh).

	Baz	**a**	**b**	**ab**	**e**	**f**	**ef**	**ad**	**abd**	**ed**	**efd**
2022	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2023	0,00	0,00	0,00	0,00	33,29	0,00	33,29	0,00	0,00	0,00	6794,08
2024	0,00	0,00	0,00	0,00	48,53	6815,37	8998,53	0,00	0,00	0,00	13517,99
2025	0,00	0,00	0,00	0,00	63,77	14616,32	15647,11	0,00	0,00	3866,05	14616,32
2026	0,00	36,62	0,00	5179,61	8035,37	14616,32	34200,79	0,00	0,00	1059,35	29017,41
2027	0,00	26760,84	0,00	26131,78	8106,33	28042,34	61857,51	0,00	0,00	4500,01	29564,82
2028	0,00	26798,50	0,00	26169,45	8106,33	40701,15	71790,39	12036,24	12030,57	16606,41	42147,69
2029	0,00	26839,94	0,00	26214,65	20871,66	41702,07	80019,62	24418,11	24412,45	19588,34	52759,90
2030	52,74	36486,80	0,00	36487,33	63749,94	40707,98	93780,09	36489,84	36484,18	53872,79	76978,32
2031	90,40	48250,78	0,00	48247,98	80148,66	40707,98	96748,07	48964,08	57474,62	70145,04	77170,08
2032	2583,17	66676,65	2539,87	62913,62	96130,31	45512,40	94711,37	61933,20	60114,21	93405,04	96996,82
2033	14078,02	71801,25	14077,50	76526,83	112105,22	49392,12	126774,23	71805,14	71799,50	93405,04	119969,43
2034	25555,33	83384,16	25515,25	94747,55	112105,22	49392,12	137554,78	83386,28	83380,65	104840,04	153218,62
2035	37076,47	95092,17	37076,17	95091,29	121620,16	82422,14	161798,08	95096,28	95090,65	122924,30	164025,36

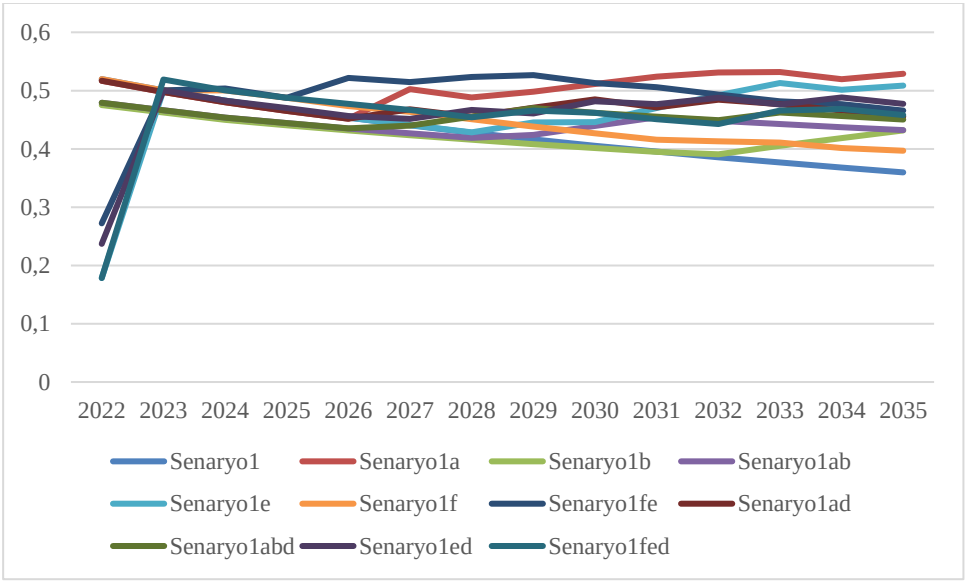
Tablo 4.9. Senaryolara göre plan süresince yeni kurulan santrallerin toplam kurulu gücü ($\sum_{g=1}^{G}(Z)_{gt}$, MW).

	Baz	**a**	**b**	**ab**	**e**	**f**	**ef**	**ad**	**abd**	**ed**	**efd**
2022	0	10	0	11	1026	13	2498	0	0	1045	5205
2023	0	10	0	10	6	7016	4541	0	0	411	1824
2024	0	11	0	12	10	0	277	1832	89	19	6
2025	14	3772	0	4503	11	1	8291	0	56	1654	501
2026	10	0	0	0	10	1	1012	1600	58	470	3741
2027	0	0	0	0	8930	0	2992	0	3499	8137	11
2028	0	373	0	1418	4807	0	2144	3720	4983	885	3275
2029	0	3678	0	4472	1623	50	2910	5130	3252	10019	6032
2030	955	5297	0	6304	2526	0	1050	1763	629	1012	4332
2031	1745	4948	763	1657	4800	13281	4169	4496	2019	755	3807
2032	4451	0	3466	1360	4799	0	0	0	2820	0	4530
2033	0	1513	3436	6	0	0	1500	1124	1289	3495	488
2034	14	0	3473	0	0	0	0	0	679	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



	akarsu	baraj	yerlik	biyok	doğal gaz	güneş	ithalk	jeo	rüzgar	nüklee r	dağıtık
Senaryo1	0	24	0	0	7141	0	0	0	24	0	
Senaryo1a	0	31	3064	5274	0	0	0	0	11243	0	
Senaryo1b	0	0	0	0	0	0	0	0	11138	0	
Senaryo1ab	0	33	5625	2947	0	12	0	0	11136	0	
Senaryo1e	4802	2556	0	0	7241	18	1000	1689	11242	0	
Senaryo1f	1083	880	2510	1135	2164	1118	3291	274	3107	4800	
Senaryo1fe	2276	880	2510	1135	3664	1163	3320	393	11243	4800	
Senaryo1ad	0	0	5697	0	0	0	0	0	11244	1600	1124
Senaryo1abd	39	0	251	5274	0	6	0	1200	11243	0	1360
Senaryo1ed	1	5742	0	0	7241	417	0	0	11244	3254	3
Senaryo1fed	1083	880	2510	1135	7242	1118	3320	421	11243	4800	0

Şekil 4.25. Senaryo 1 tüm durumlara göre inşa edilen kapasite (MW).

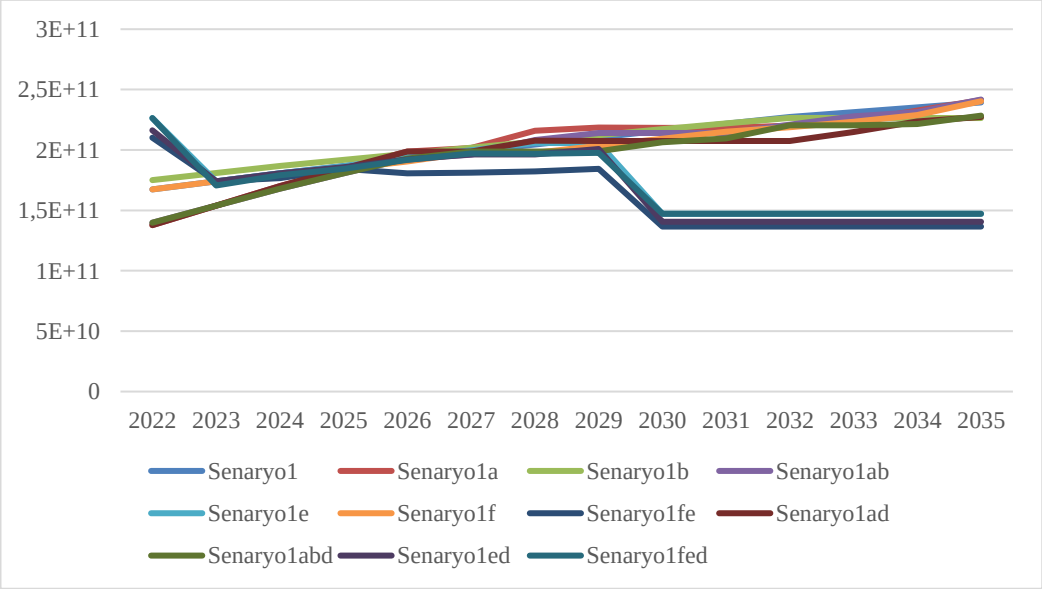


Şekil 4.26. Senaryo 1 tüm durumlara göre üretimde yenilenebilir kaynakların kullanımı.

Şekil. 4.25'den anlaşıldığı üzere rüzgâr santralleri tüm senaryolarda inşa edilen tesisler olmuştur. Nükleer santral ise yalnızca inşası başlanan tesislerin plan süresince tamamlanması durumuyla dağıtık santrallerin yaygınlaştırılması politikası değerlendirildiğinde devreye alınmıştır. Doğal gaz santralleri ise yalnızca ithal edilen enerji kısıtlandığında kurulmazken, emisyon hedefinin değerlendirildiği senaryolarda bile inşa edilerek devreye alınmıştır.

Şekil 4.26 Senaryo 1 tüm durumları için yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretiminin nasıl değiştiğini gösterir. Plan süresince en yüksek yenilenebilir kaynak kullanımı doğal gazdan üretimin kısıtladığı a durumunda ortaya çıkmıştır. Senaryolarda a durumu ve net sıfır emisyon hedefinin değerlendirildiği e durumunda yenilenebilir kaynak kullanımı artış eğilimde olmuştur.

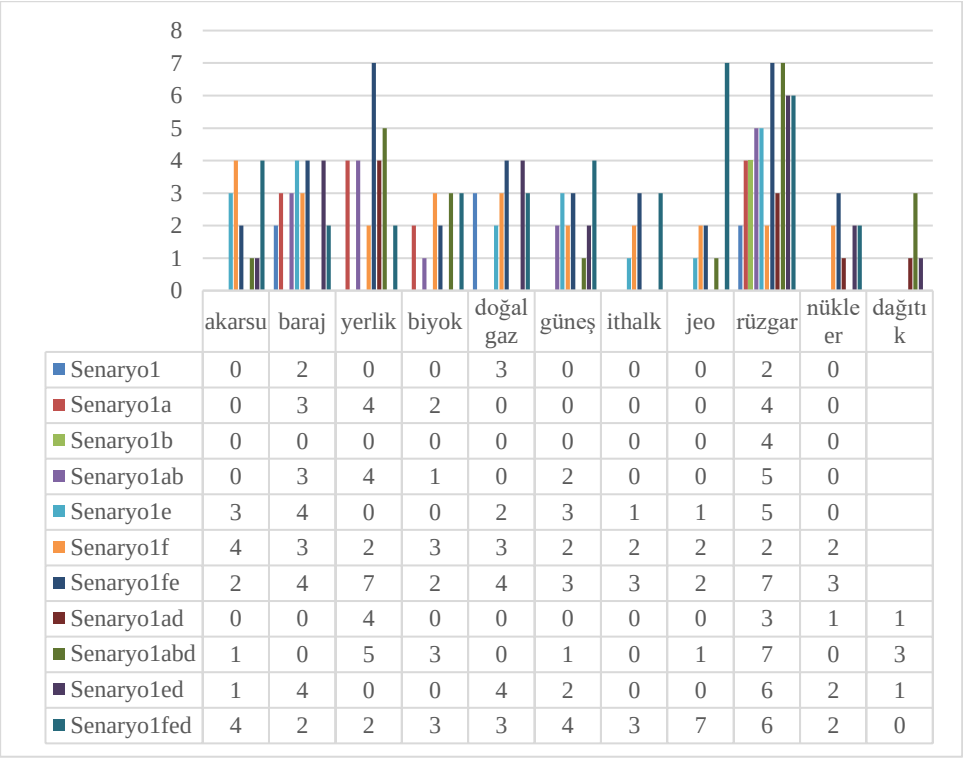
En düşük emisyon net sıfır emisyon hedefinin inşası başlanan tesislerin plan içinde tamamlanması şartı değerlendirildiğinde yani Senaryo 1 fe durumunda kaydedilirken, yenilenebilir kaynak kullanımının teşvik edildiği Senaryo 1b durumunda en yüksek emisyon salınımı söz konusudur. Yalnızca e durumu; yani net sıfır emisyona yönelik kısıtlar mevcut iken salınım azalan trend göstermiş; diğer senaryolarda artan eğilimde olmuştur (Şekil 4.27).



Şekil 4.27. Senaryo 1 tüm durumlara göre karbon emisyonunun değişimi.

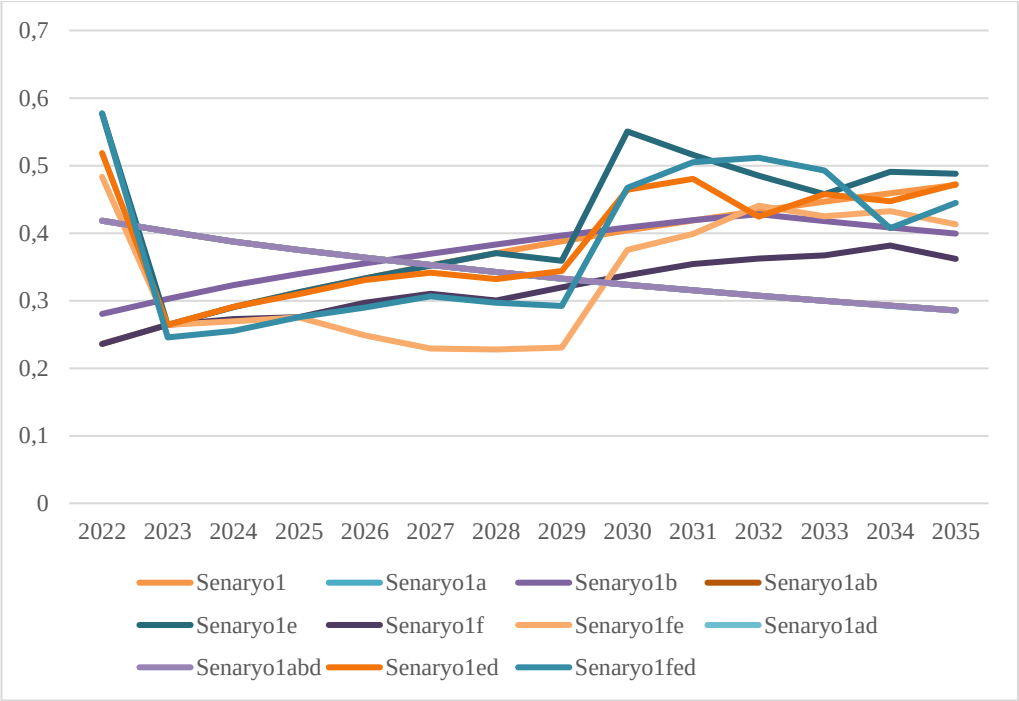
Dağıtık santraller ihmal edilerek bakıldığında; Senaryo 1 fe hem tesislerin inşaya zorlandığı hem de emisyona sert kısıtın getirildiği durum olarak 37 sayıda yeni santral ile en çok tesisin inşa edildiği senaryo olmuştur. Senaryo 1 b; yani yenilenebilir kaynak

kullanımının en az %38,8 olduğu durumda ise yalnızca 4 adet yeni tesis kurulmuştur. Şekil 4.28 yine rüzgâr santrallerinin en çok tercih edilen santral olduğunu göstermektedir. En çok santral inşaların tamamlanması şartı emisyonun kısıtlanması hedefi ile birlikte dikkate alındığında kurulurken, yenilenebilir kaynaklarının kullanılmasının teşvik edildiği durumda en az sayıda yeni tesise ihtiyaç duyulmuştur.



	akarsu	baraj	yerlik	biyok	doğal gaz	güneş	ithalk	jeo	rüzgar	nükleer	dağıtık
Senaryo1	0	2	0	0	3	0	0	0	2	0	
Senaryo1a	0	3	4	2	0	0	0	0	4	0	
Senaryo1b	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	
Senaryo1ab	0	3	4	1	0	2	0	0	5	0	
Senaryo1e	3	4	0	0	2	3	1	1	5	0	
Senaryo1f	4	3	2	3	3	2	2	2	2	2	
Senaryo1fe	2	4	7	2	4	3	3	2	7	3	
Senaryo1ad	0	0	4	0	0	0	0	0	3	1	1
Senaryo1abd	1	0	5	3	0	1	0	1	7	0	3
Senaryo1ed	1	4	0	0	4	2	0	0	6	2	1
Senaryo1fed	4	2	2	3	3	4	3	7	6	2	0

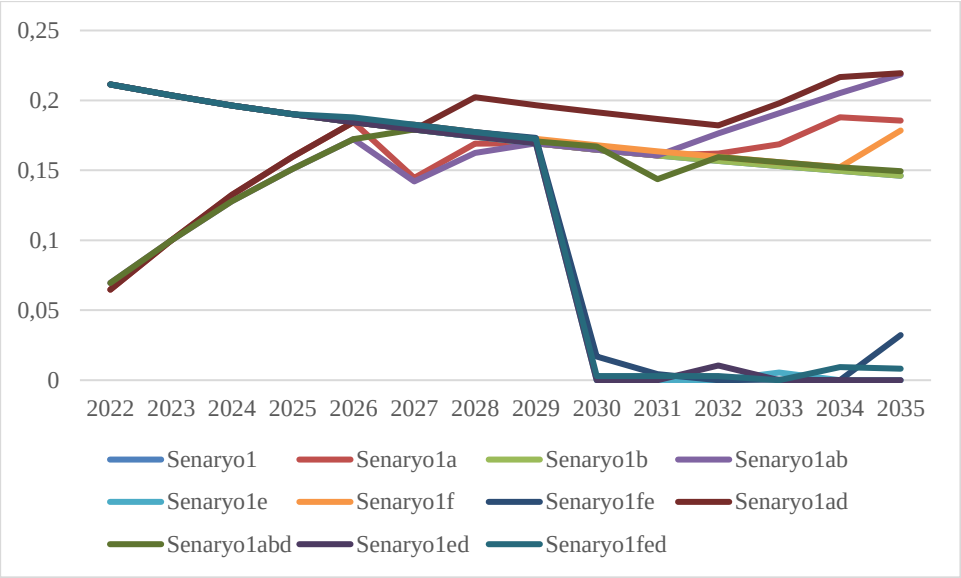
Şekil 4.28. Senaryo 1 tüm durumlara göre inşa edilen tesis sayıları.



Şekil 4.29. Senaryo 1 tüm durumlara göre ithal edilen enerji oranı.

Senaryolara göre ithal edilen enerji oranı incelendiğinde Senaryo 1 f durumunda plan süresince ortalama en düşük ithal enerji oranı görülürken, net sıfır emisyonun değerlendirildiği 1 e durumunda ise en yüksek oran gözlenmiştir. Senaryolarda a durumu olarak adlandırılan, doğal gaz kullanımına ve dolayısıyla ithal edilen enerji payına kısıt getirilen durumda enerji ithalatının azalış trendi gösterdiği anlaşılmaktadır (Şekil 4.29).

Şekil 4.30 ile yerli kömür kullanımına bakıldığında; ithal enerjinin kısıtlandığı a senaryosunun yerli kömür kullanımını artırdığını söylemek mümkündür. Plan süresince yerli kömür payının en düşük olduğu senaryo emisyona sert kısıtın eklendiği e senaryosu olurken, inşaların tamamlanması şartı ile en yüksek yerli kömür kullanımı elde edilmiştir. Yenilenebilir kaynak kullanımının teşvik edildiği senaryo olan b durumunda ise yerli kömür oranının etkilenmediği görülürken, dağıtık santrallerin plana dahil edildiği durumda ise yerli kömür kullanımın arttığı not edilmiştir.



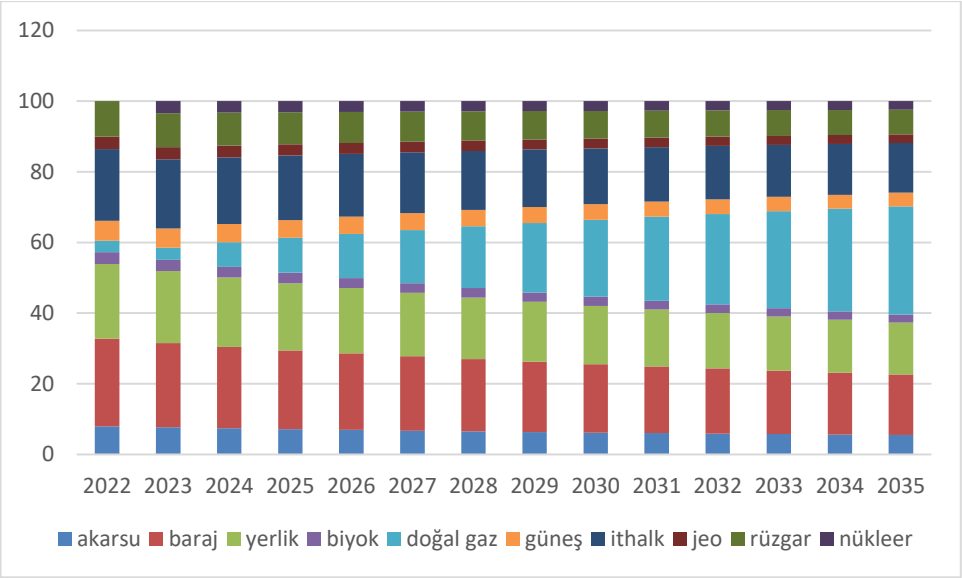
Şekil 4.30. Senaryo 1 tüm durumlara göre yerli kömür kullanımı.

4.6.2. Senaryo 2 durumuna ait modellerin incelenmesi

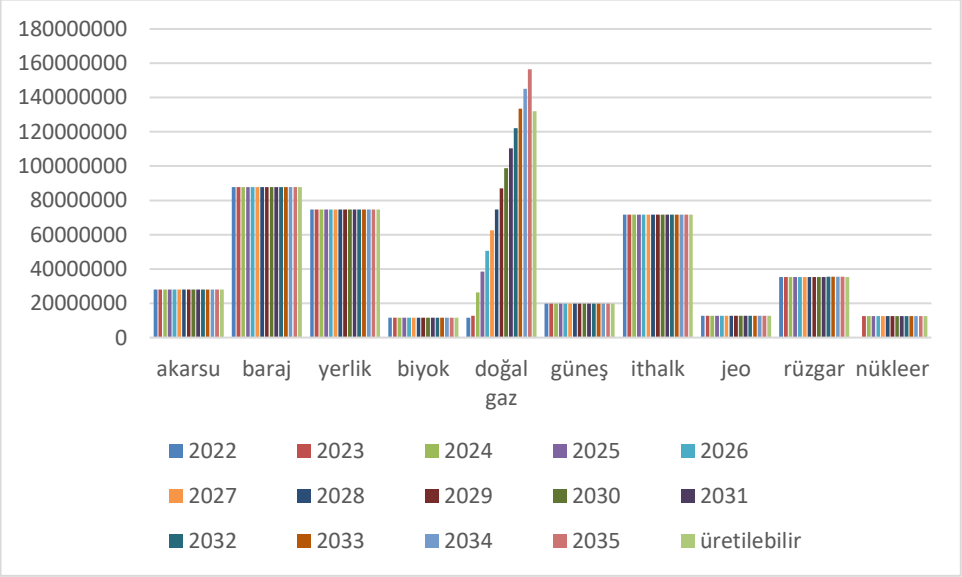
Bu bölümde Senaryo 2'e çeşitli politikaların uygulanmasına karşılık model çıktılarının nasıl değiştiği incelenecektir.

4.6.2.1. Senaryo 2

Bu durumda nükleer santralin 2023 yılında 1600 MW'lık kurulu güç ile üretime hazır olacağı değerlendirilmiştir. Nükleer santralin inşasına plan döneminden önce başlandığından ve hemen bir yıl sonra devrede olması beklendiğinden nükleer santrale ait yalnızca sabit maliyetler hesaba katılmıştır. Üretime geçtiği 2023 yılı, yani plan döneminin 2. Yılı itibariyle değişken maliyetleri de ele alınmıştır. Senaryo 1 durumunda; doğalgaz üretimi ile talep karşılanmakta denilmişti. Bu durumda ise nükleerin devrede olan kapasitesi tam olarak üretime katılıp doğalgazdan üretim azalmıştır. Toplam maliyet 85,423 milyar dolar olurken, yıllık ortalama emisyon 200,84 milyon ton CO_2 olmuştur. Senaryo 1 durumuna göre kıyaslandığında hem maliyet hem de emisyon değeri azalmıştır. Bu nükleer santralin devrede olmasının olumlu etkisi olarak yorumlanabilir. Talep artışı öncelikle doğal gazdan olmak üzere barajlı hidro santral ile rüzgâr santrallerinin inşa edilmesi ile karşılanmaya çalışılmıştır. Kurulu güç yalnızca %6 oranında artmış, 2035 yılında 105553 MW olmuştur.



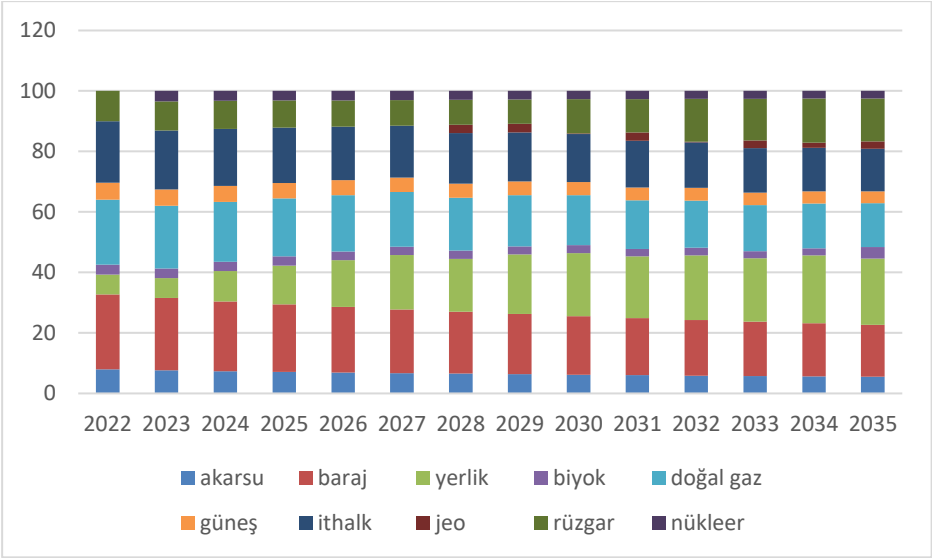
Şekil 4.31. Senaryo 2 için üretim payları yüzdesi.



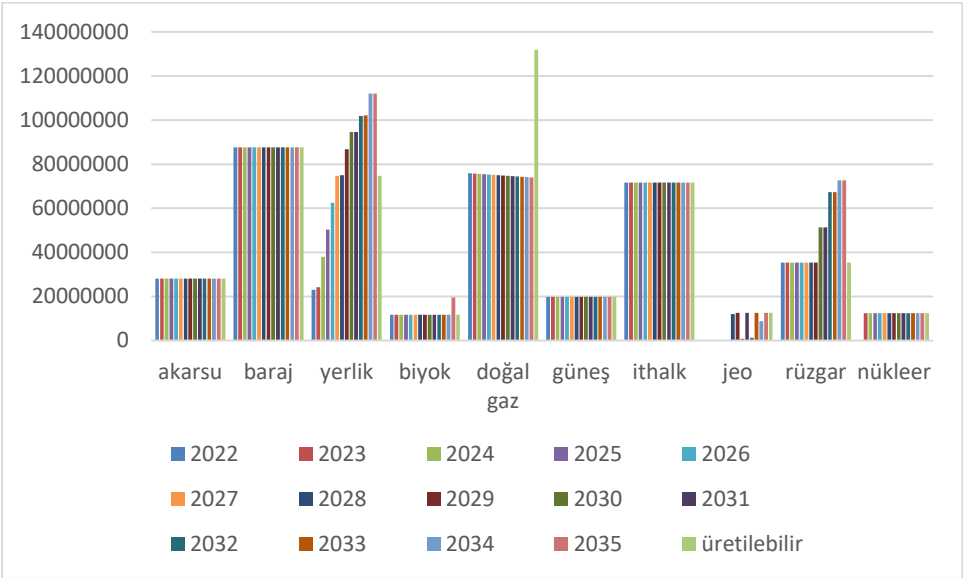
Şekil 4.32. Senaryo 2 için kaynaklardan elektrik üretimi.

4.6.2.2. Senaryo 2 a

Yine nükleer santralin 2023 yılında üretime hazır olacağı kabulü ile bu senaryoda doğal gazdan elektrik üretim payının kısıtlanması ve elektrik üretiminde ithal edilen enerjinin payının düşürülmesi durumu çalışılmıştır. Plan maliyeti yaklaşık 119,926 milyar dolar olurken, plan süresince yıllık ortalama emisyon 193,92 milyon ton CO_2 olarak kaydedilmiştir. Bu durumda doğal gaz üretimi kısıtlandığından, artan talebin karşılanması için yeni tesislerin inşa edilmesi ihtiyacı doğmuştur. Akarsu, yerli kömür, biyokütle ve rüzgâr tesisleri devreye alınmıştır. Kurulu güç %17 oranında artmıştır.



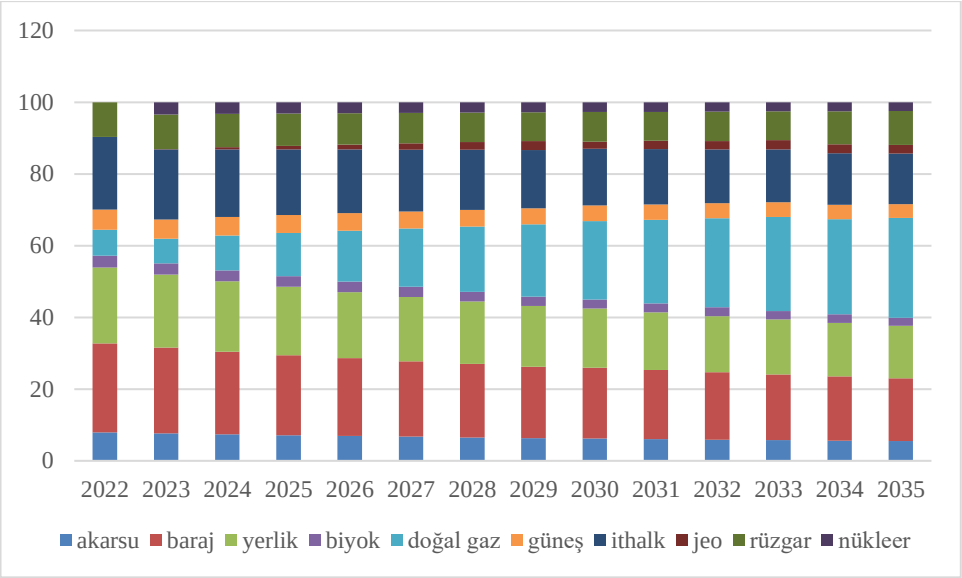
Şekil 4.33. Senaryo 2 a için üretim payları yüzdesi.



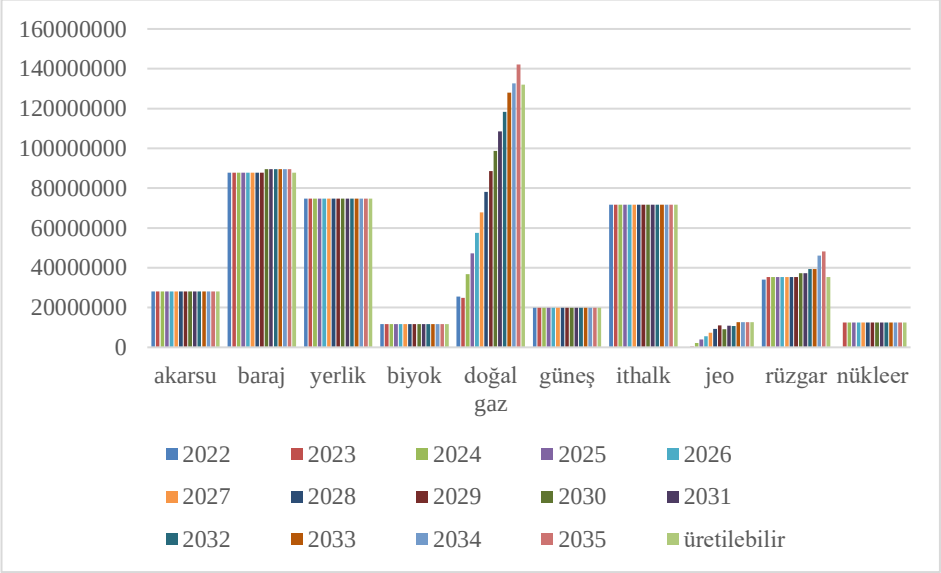
Şekil 4.34. Senaryo 2 a için kaynaklardan elektrik üretimi.

4.6.2.3. Senaryo 2 b

Yine nükleer santralin 2023 yılında üretime hazır olacağı kabulü ile bu senaryoda yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının 2023 yılı itibariyle en az %38,8 olması şartı değerlendirilmiştir. Plan maliyeti yaklaşık 89,945 milyar dolar olurken, plan süresince yıllık ortalama emisyon yaklaşık 202 milyon ton CO_2 olarak kaydedilmiştir. Bu durumda doğal gaz üretimine dair herhangi bir kısıt olmadığından baz senaryoya göre bir farklılık gözlenmemiştir. Baraj, doğal gaz ve rüzgâr santralleri inşa edilerek toplam kurulu güç %8'lik artış ile 107037 MW'a ulaşmıştır.



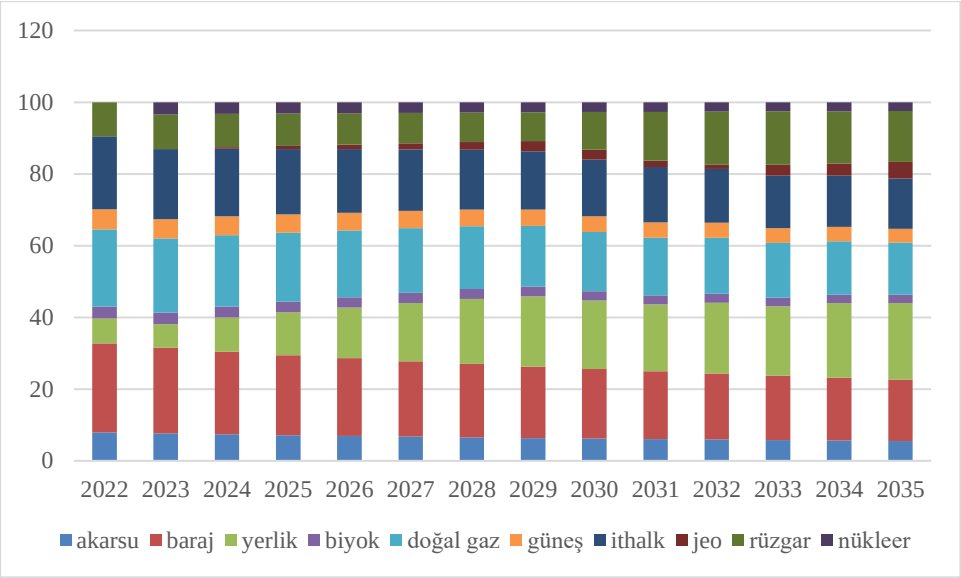
Şekil 4.35. Senaryo 2 b için üretim payları yüzdesi.



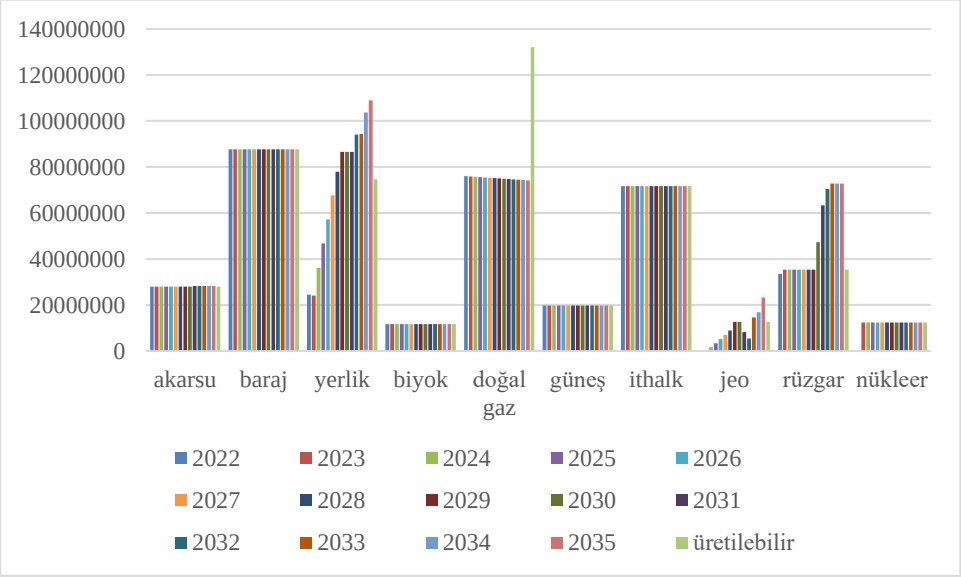
Şekil 4.36. Senaryo 2 b için kaynaklardan elektrik üretimi.

4.6.2.4. Senaryo 2 ab

Nükleer santralin 2023 yılında üretime hazır olduğu baz senaryoya doğal gaz üretimine ilişkin kısıt ile yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimine ilişkin hedef eklenerek birlikte değerlendirilmiştir. Plan maliyeti yaklaşık 120,746 milyar dolar ve plan süresince yıllık ortalama emisyon 190 milyon ton CO_2 olarak bulunmuştur. Yerli kömür, jeotermal ve rüzgâr santrallerin üretimdeki payı yeni kurulan tesisler ile beraber artmıştır. Kurulu güç %20 oranında artarak 118715 MW değerine ulaşmıştır.



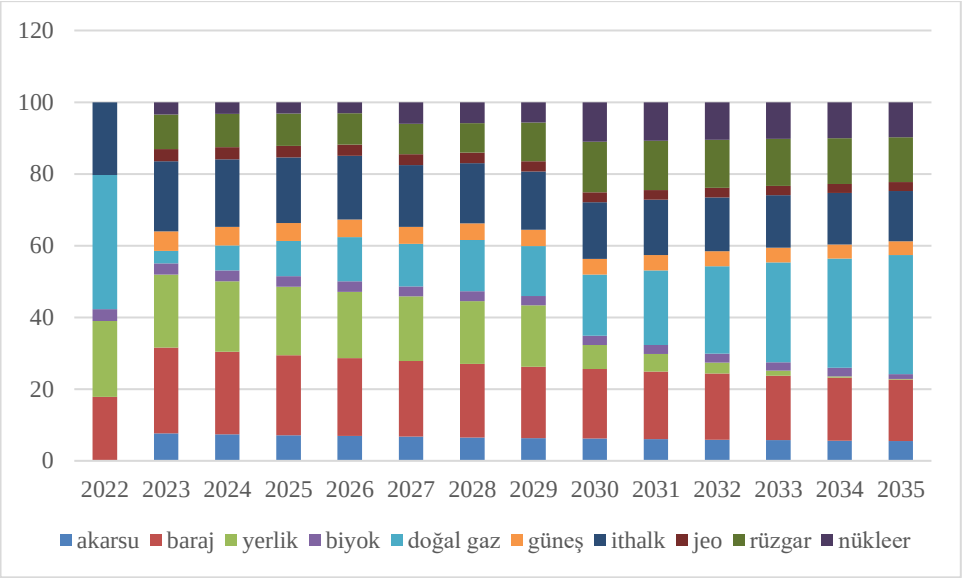
Şekil 4.37. Senaryo 2 ab için üretim payları yüzdesi.



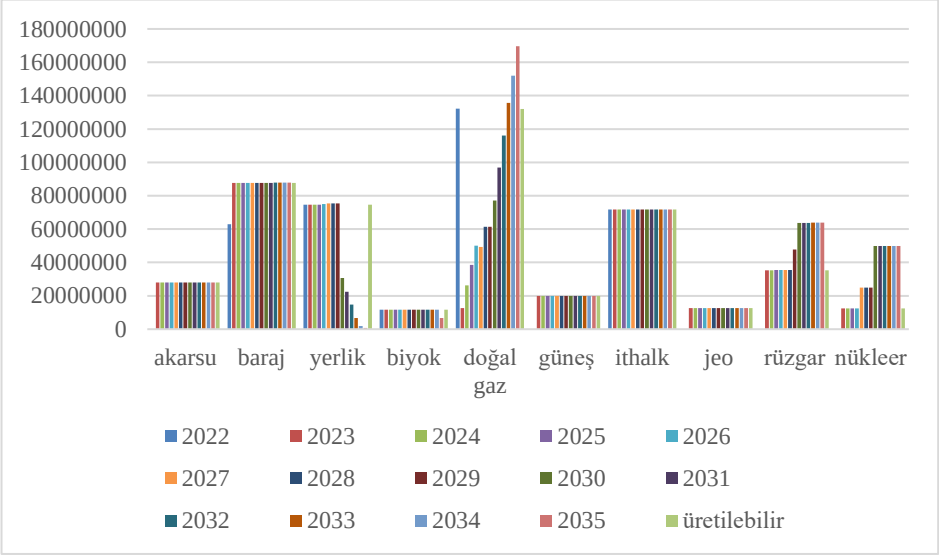
Şekil 4.38. Senaryo 2 ab için kaynaklardan elektrik üretimi.

4.6.2.5. Senaryo 2 e

Net sıfır emisyon hedefi için 2030 yılında mutlak %35 sera gazı azaltımı için Senaryo 2 durumuna emisyon kısıtı eklenerek çalıştırılmıştır. Plan maliyeti yaklaşık 130,791 milyar dolar olurken, yıllık ortalama emisyon 170,69 milyon ton CO_2 değerinde kalmıştır. Nükleerin üretimdeki payı ilk kez artmıştır. Rüzgâr, doğal gaz ve nükleer santrallere eklenen başlıca ilave kapasiteler ile kurulu güç %23 oranında artarak 121512 MW'a ulaşmıştır.



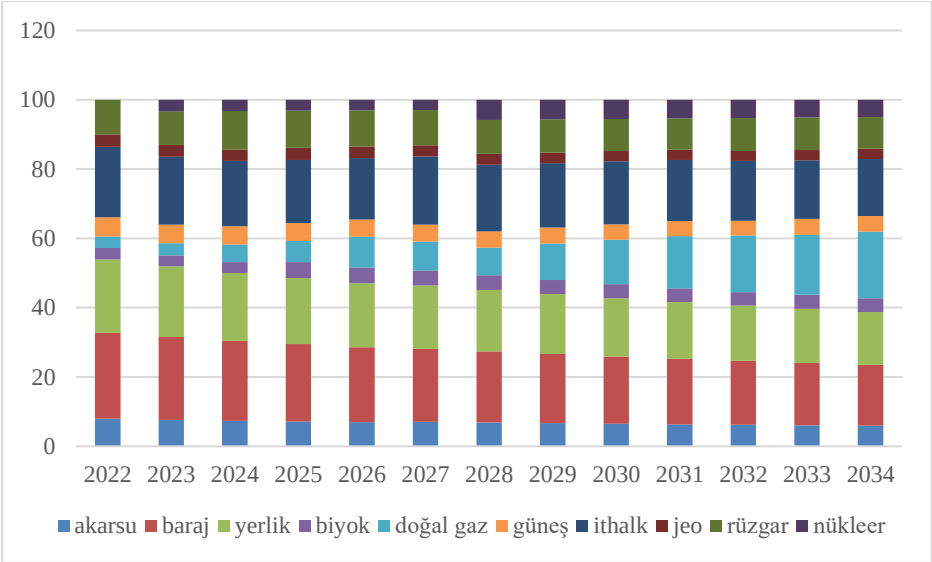
Şekil 4.39. Senaryo 2 e için üretim payları yüzdesi.



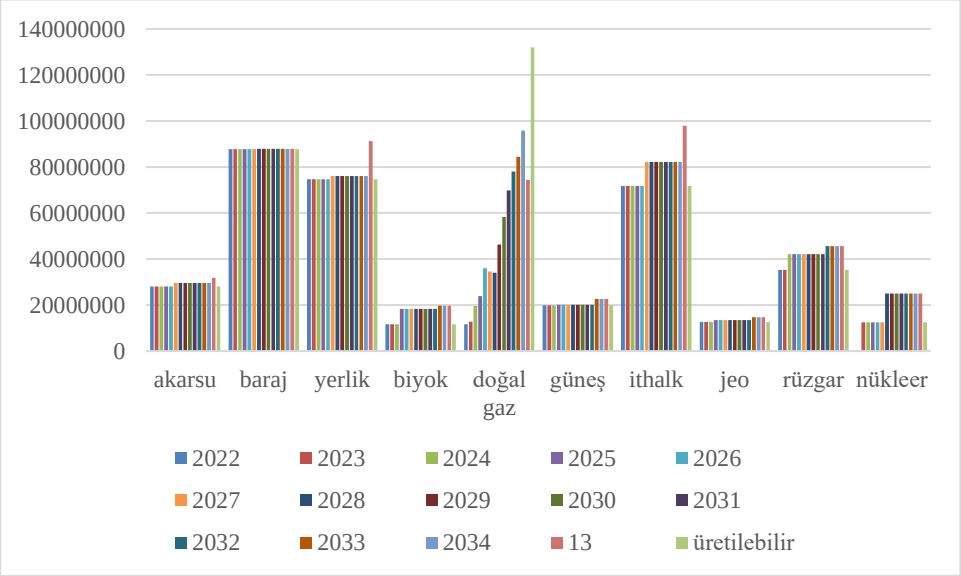
Şekil 4.40. Senaryo 2 e için kaynaklardan elektrik üretimi.

4.6.2.6. Senaryo 2 f

İnşası planlanan tesislerin tamamlanma durumu Senaryo 2 durumu baz alınarak değerlendirilmiştir. Plan maliyeti yaklaşık 137,095 milyar dolara yükselmiş, yıllık ortalama emisyon ise 196,36 milyon ton CO_2 seviyesine gerilemiştir. Mevcut kurulu güç %18 artış ile 117710 MW'a ulaşmıştır.



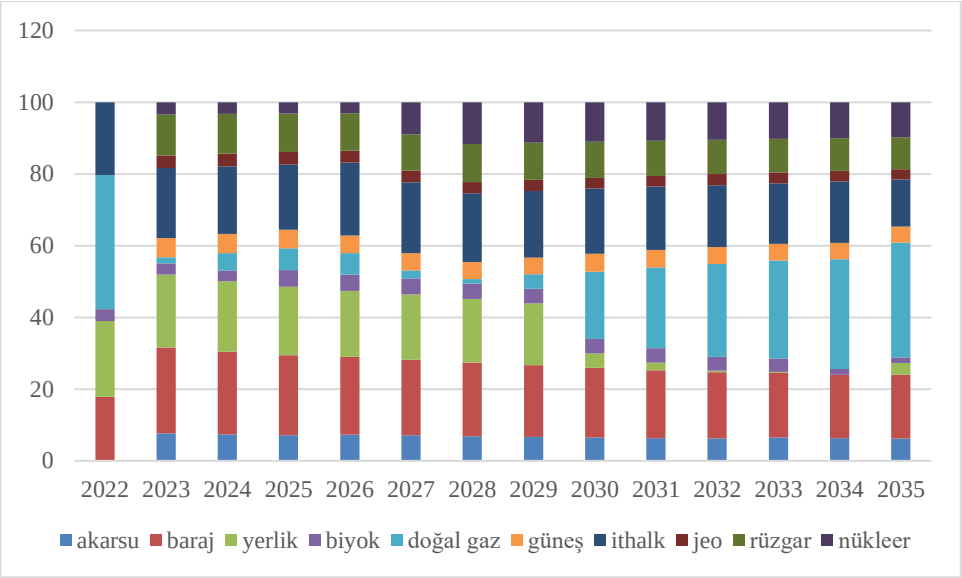
Şekil 4.41. Senaryo 2 f için üretim payları yüzdesi.



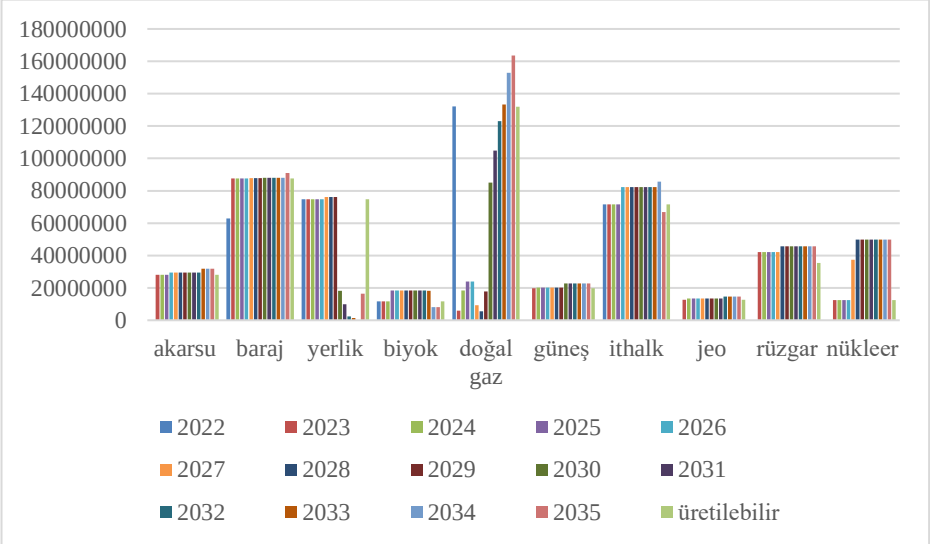
Şekil 4.42. Senaryo 2 f için kaynaklardan elektrik üretimi.

4.6.2.7. Senaryo 2 fe

Senaryo 2 baz senaryosu olarak ele alındığında, inşası planlanan tesislerin kurulması ve emisyon azaltım hedefi birlikte değerlendirilmiştir. Maliyet yaklaşık 167,866 milyar dolar olurken, ortalama emisyon 167,77 milyon ton CO_2 olarak not edilmiştir. %26'lık artışla 125099 MW'a yükselen kurulu güç içinde tüm tesisler öngörüldüğü gibi inşa edilirken doğal gaz ve nükleer santrallerin ilave kapasiteleri beklentinin üzerine çıkmıştır.



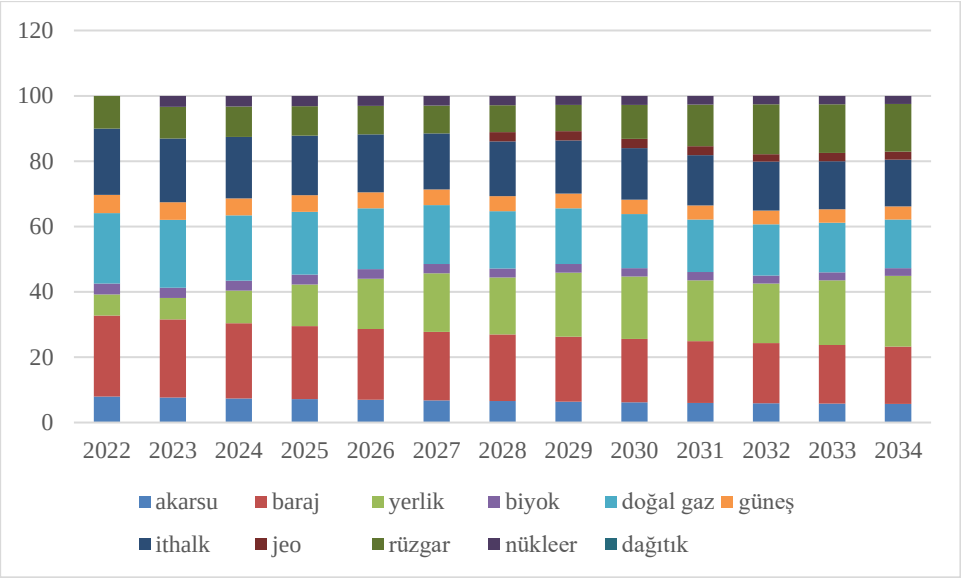
Şekil 4.43. Senaryo 2 fe için üretim payları yüzdesi.



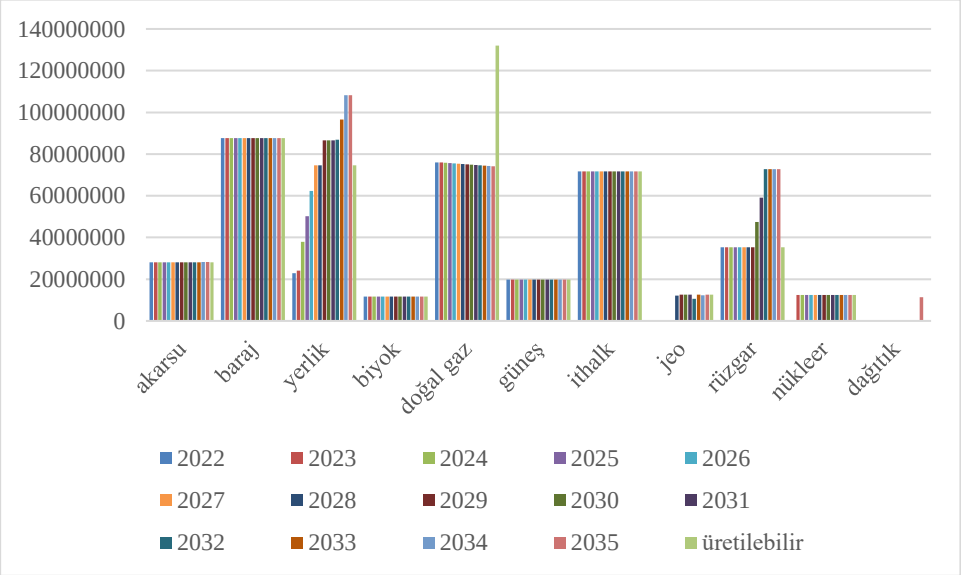
Şekil 4.44. Senaryo 2 fe için kaynaklardan elektrik üretimi.

4.6.2.8. Senaryo 2 ad

Senaryo d dağıtık santrallerin yaygınlaştırılması politikasını değerlendirir. Senaryo 2ad durumunda bu politika nükleer santralin 2023 yılında devrede olacağı koşuluyla, doğal gaz santrallerinin kullanımına ilişkin kısıt ve ithal edilen enerji oranının kısıtlanması ile beraber ele alınmış olup, plan maliyeti 119,027 milyar dolar ve yıllık ortalama emisyon ise 191,16 milyon ton CO_2 olmuştur.



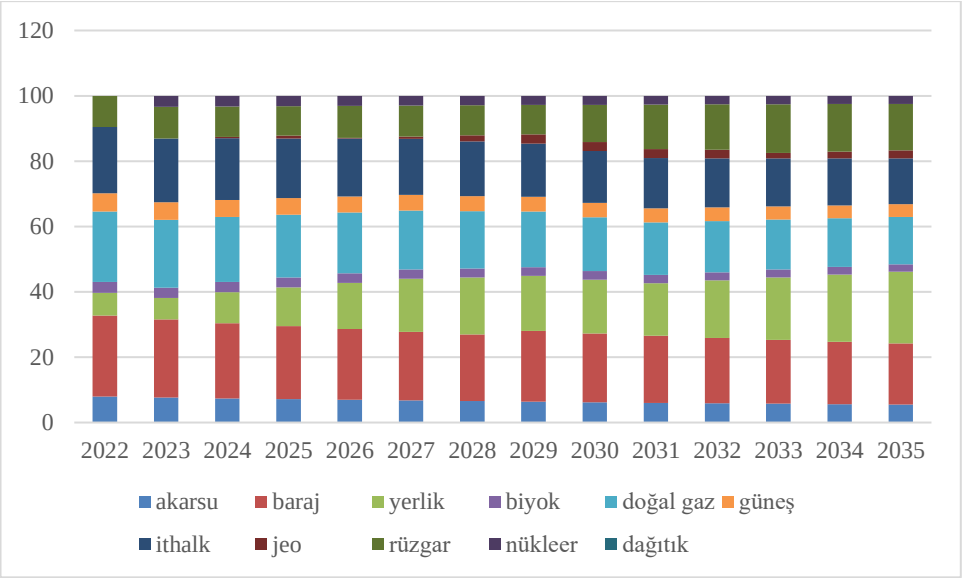
Şekil 4.45. Senaryo 2 ad için üretim payları yüzdesi.



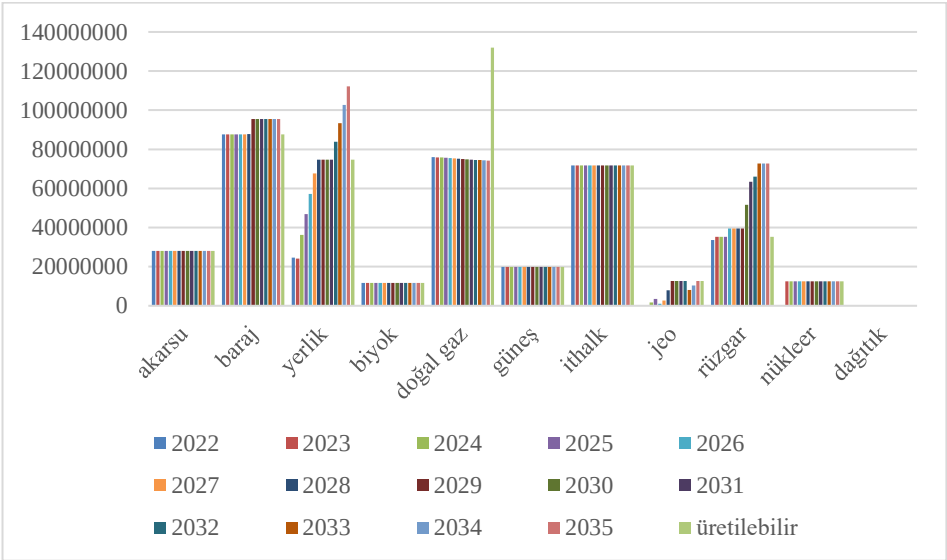
Şekil 4.46. Senaryo 2 ad için kaynaklardan elektrik üretimi.

4.6.2.9. Senaryo 2 abd

Bu senaryo Akkuyu Nükleer Santrali 2023 yılında devreye alındığında dağıtık santrallerin yaygınlaştırılması, ithal enerjinin kısıtlanması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının teşvik edilmesini birlikte değerlendirir. Toplam maliyet 121,755 milyar dolar olurken, ortalama yıllık emisyon 187,38 milyon ton CO_2 olarak bulunmuştur.



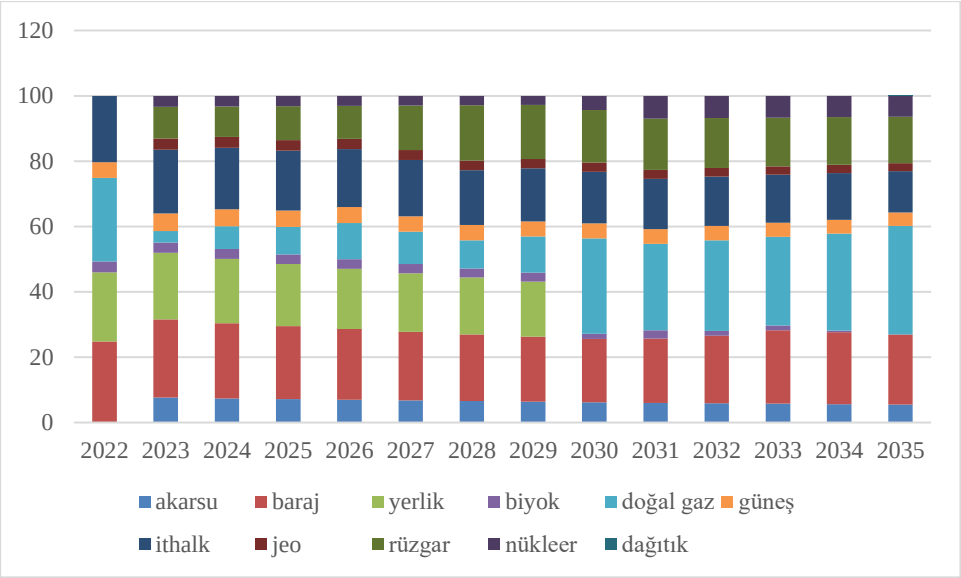
Şekil 4.47. Senaryo 2 abd için üretim payları yüzdesi.



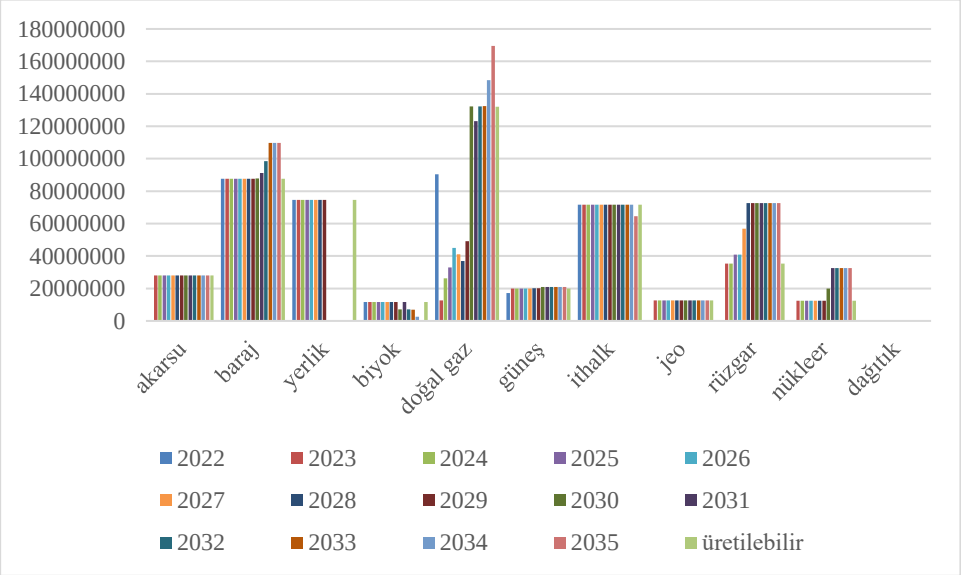
Şekil 4.48. Senaryo 2 abd için kaynaklardan elektrik üretimi.

4.6.2.10. Senaryo 2 de

Nükleer santralin 2023 yılında devrede olması halinde, net sıfır emisyon hedefi dağıtık santrallerin yaygınlaştırılması ile birlikte değerlendirilmiştir. 141,838 milyar dolar maliyet ile 161,46 milyon ton CO_2 ortalama yıllık emisyon kaydedilmiştir.



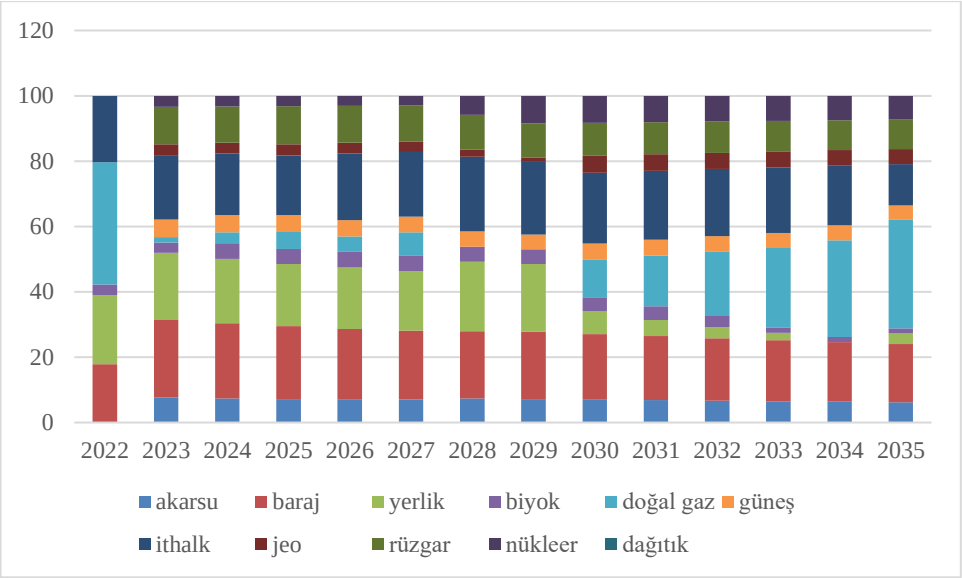
Şekil 4.49. Senaryo 2 de için üretim payları yüzdesi.



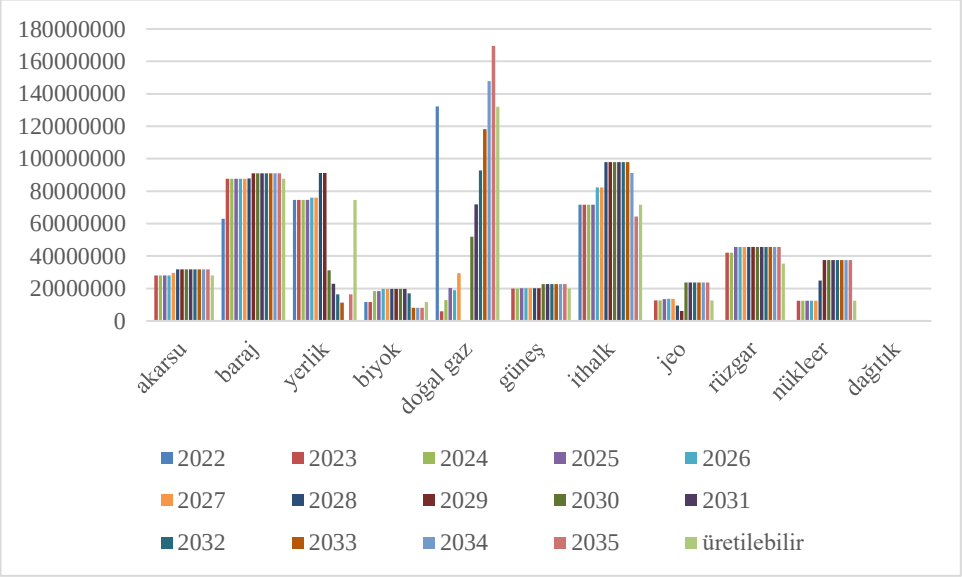
Şekil 4.50. Senaryo 2 de için kaynaklardan elektrik üretimi.

4.6.2.11. Senaryo 2 def

Bir önceki senaryoya ilaveten inşası başlanan tesislerin plan süresince tamamlanmaları şartı değerlendirilmiştir. Maliyet 169,6 milyar dolar olurken, ortalama yıllık emisyon 171,05 milyon ton CO_2 olarak bulunmuştur.



Şekil 4.51. Senaryo 2 def için üretim payları yüzdesi.



Şekil 4.52. Senaryo 2 def için kaynaklardan elektrik üretimi.

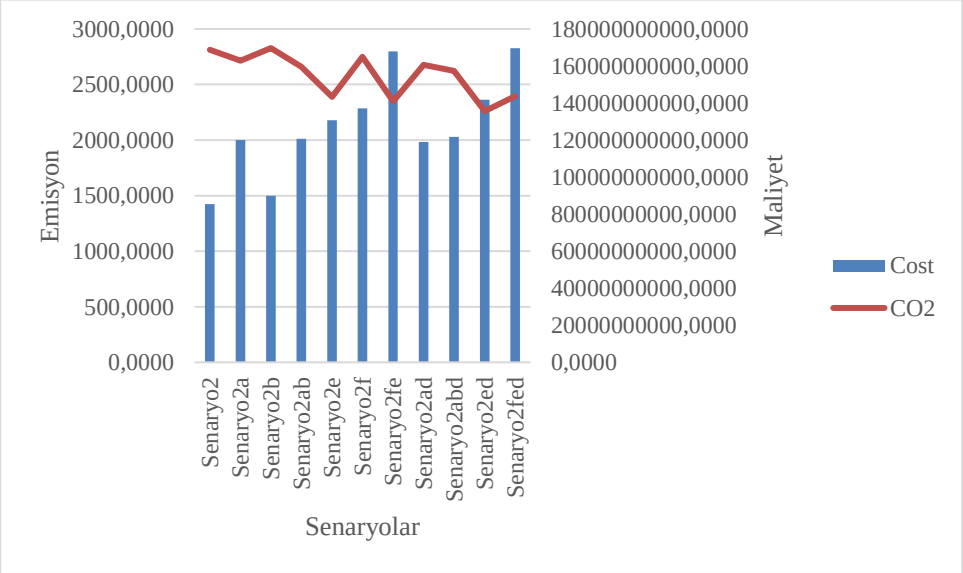
4.6.2.12. Senaryo 2 durumuna ait modellerin kıyaslanması

Nükleer santralin 2023'te devrede olacağını göz önünde bulundurarak çalışılan tüm durumların maliyet ve emisyon değerlerinin kıyaslanması Tablo 4.10'da verilmiştir. İnşaların tamamlanması şartı emisyon kısıtı da eklendiğinde maliyetin en yüksek olduğu durum olurken, net sıfır hedefi doğrultusunda CO_2 salınımının kısıtlanması en düşük sera gazı salınımı olarak kaydedilmiştir (Şekil 4.53). Sera gazı salınımının kısıtlanması da doğal gazdan elektrik üretiminin kısıtlanmasıyla beraber plan maliyetini arttırmıştır. Yenilenebilir kaynakların teşvik edildiği b senaryosunun ne maliyeti iyileştirmesi ne de emisyon değerini azaltmaması dikkat çekici bulunmuştur.

Dağıtık santrallerin yaygınlaştırılma politikasının değerlendirildiği d durumu ise eklendiği senaryolarda plan maliyetini yükseltirken, karbon salınım değerini de etkilemiştir.

Tablo 4.10. Senaryo 2 tüm durumların karşılaştırılması.

Senaryolar	Maliyet (milyar $)	CO_2 (milyon ton)	Toplam KG
Senaryo2	85422553058,9908	2811,7770	105553
Senaryo2 a	119925930914,7380	2714,9040	115787
Senaryo2 b	89944557690,8616	2827,8320	107037
Senaryo2 ab	120745650592,3210	2659,9090	118715
Senaryo2 e	130791166312,4380	2389,7080	121512
Senaryo2 f	137094936627,6970	2749,0350	117110
Senaryo2 fe	167866369494,8830	2348,8060	125099
Senaryo2 ad	119027087642,6230	2676,2650	117206
Senaryo2 abd	121755076741,5190	2623,3100	119775
Senaryo2 ed	141838306558,9200	2260,4060	128758
Senaryo2 fed	169600178443,4860	2394,6460	125805



Şekil 4.53. Senaryo 2 tüm durumlara göre maliyet ve emisyon değişimi.

Mevcut kaynaklardan üretilen elektrik miktarı $PM_{g,t}$ ve yeni santrallerden üretilen elektrik mitarı $PY_{g,t}$ karar değişkenlerinin durum 2 tüm senaryoları için aldıkları değerler Tablo 4.11 ve Tablo 4.12'de gösterilmiştir. Emisyon hedefini yakalamak için şart koşulan mutlak %35 azaltım söz konusu olduğunda yeni santraller 2023 yılı itibariyle üretime başlamıştır. Akkuyu NGS'in devrede olduğu ancak herhangi bir kısıt ya da hedefin incelenmediği durum olan Senaryo 2'de talep 2028 yılına kadar mevcut kaynaklardan karşılanabilmekte, 2028 yılı itibariyle yeni santraller de üretim portföyüne katılmaktadır. Yeni santraller Senaryo 1'e göre daha erken devreye alınmış olmalarına rağmen, Senaryo 1'de yeni santrallerden üretilen elektrik miktarı Senaryo 2'de üretilenin neredeyse iki katıdır. Bu durum nükleer santral kurulu gücünün de devrede olmasıyla açıklanabilir. Yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretiminin teşvik edimesi ve inşası planlanan tesislerin devrede olma durumları incelendiğinde yeni santrallerden üretimin diğer durumlara kıyasla azaldığı söylenebilir. Doğal gazdan üretimin kısıtlandığı Senaryo 2a'da yeni santrallerden üretilen elektrik miktarı en fazla olmuştur. Tablo 4.13 incelendiğinde, plan başlarında yeni santraller yalnızca emisyon azaltımı şart koşulduğunda inşa edilmiştir.

Tablo 4.11. Senaryo 2 tüm durumlar için plan süresince mevcut santrallerden üretilen elektrik miktarı ($PM_{g,t}$, TWh).

	Baz	**a**	**b**	**ab**	**e**	**f**	**ef**	**ad**	**abd**	**ed**	**efd**
2022	353,20	353,20	353,20	353,20	353,20	353,20	353,20	353,20	353,20	353,20	353,20
2023	366,77	366,77	366,77	366,77	366,73	366,77	359,97	366,77	366,77	366,77	359,97
2024	380,40	380,40	380,40	380,40	380,33	373,61	372,43	380,40	380,40	380,40	366,87
2025	392,61	392,61	392,61	392,61	392,51	377,99	377,99	392,61	392,61	386,96	374,45
2026	404,63	404,63	404,63	404,63	404,20	390,01	378,00	404,63	400,43	398,98	373,08
2027	416,62	416,62	416,62	416,62	403,31	388,61	363,41	416,62	412,42	395,17	383,55
2028	428,76	428,46	428,79	425,52	415,49	388,09	359,59	428,79	424,55	390,99	350,96
2029	440,99	428,96	440,99	429,08	415,40	400,32	371,81	429,08	429,08	403,23	347,61
2030	452,85	417,05	449,22	428,94	386,40	412,25	374,49	428,94	428,94	406,96	308,52
2031	464,43	428,67	460,83	424,39	397,98	423,87	386,10	428,79	428,79	402,47	320,14
2032	476,11	417,17	470,55	421,51	406,46	432,04	396,71	426,59	428,64	406,96	331,86
2033	486,23	428,37	482,09	419,80	417,59	438,44	379,71	428,46	424,02	406,84	348,54
2034	486,22	424,41	486,23	428,35	412,78	449,88	384,52	427,99	426,11	393,47	371,32
2035	486,23	428,08	486,23	428,20	406,67	428,40	368,61	428,20	428,21	392,70	366,40

Tablo 4.12. Senaryo 2 tüm durumlar için plan süresince yeni santrallerden üretilen elektrik miktarı ($PY_{g,t}$, GWh).

	Baz	**a**	**b**	**ab**	**e**	**f**	**ef**	**ad**	**abd**	**ed**	**efd**
2022	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2023	0,00	0,00	0,00	0,00	33,29	0,00	6794,08	0,00	0,00	0,00	6794,08
2024	0,00	0,00	0,00	0,00	66,58	6794,08	7967,75	0,00	0,00	0,00	13533,24
2025	0,00	0,00	0,00	0,00	99,86	14616,32	14616,32	0,00	0,00	5648,83	18164,82
2026	0,00	0,00	0,00	0,00	428,36	14616,32	26624,97	0,00	4200,95	5652,25	31550,72
2027	0,00	0,00	0,00	0,00	13305,48	28004,67	53208,68	0,00	4200,95	21447,55	33071,10
2028	33,29	328,50	0,00	3271,86	13305,48	40701,15	69198,13	0,00	4238,61	37799,22	77832,78
2029	33,29	12069,09	33,29	11942,51	25622,04	40701,15	69213,37	11949,08	11941,72	37799,22	93414,80
2030	104,24	35901,90	3735,26	24012,74	66548,76	40701,15	78462,36	24015,98	24011,95	45987,29	144429,36
2031	141,91	35901,90	3735,26	40178,97	66586,42	40701,15	78465,77	35779,96	35779,26	62098,38	144429,36
2032	175,20	59120,28	5739,20	54776,10	69825,61	44249,65	79580,75	49700,30	47643,89	69324,29	144429,36
2033	1601,90	59452,19	5739,20	68031,21	70241,36	49385,29	108113,99	59364,77	63802,58	80987,36	139286,35
2034	13041,63	74851,92	13036,90	70913,19	86485,38	49385,29	114743,56	71273,29	73156,71	105795,68	127938,66
2035	24600,90	82742,23	24600,90	82623,18	104154,47	82422,14	142215,71	82622,41	82616,70	118128,51	144429,36

Tablo 4.13. Senaryolara göre plan süresince yeni kurulan santrallerin toplam kurulu gücü ($\sum_{g=1}^{G}(Z)_{gt}$, MW).

	Baz	**a**	**b**	**ab**	**e**	**f**	**ef**	**ad**	**abd**	**ed**	**efd**
2022	0	0	0	0	1670	0	7289	0	0	4	6977
2023	0	0	0	0	61	7029	4040	0	10	0	2301
2024	0	50	0	508	10	0	0	10	2045	1700	13413
2025	10	1787	472	1314	3200	0	10	1813	1262	1627	0
2026	10	1196	0	0	20	0	11	0	0	7427	6
2027	10	0	0	56	10	0	1063	0	0	6722	6
2028	0	1102	10	1136	3700	0	1004	50	1397	3270	2333
2029	10	4851	2502	3676	4810	0	656	5096	5066	6	0
2030	220	1512	0	7020	614	0	1943	5384	4957	0	0
2031	60	4800	602	3561	84	11733	9908	4084	2244	67	0
2032	2223	0	0	675	3145	0	0	0	2019	4800	0
2033	2231	2754	2069	0	3419	0	6	1640	6	2375	0
2034	10	0	613	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

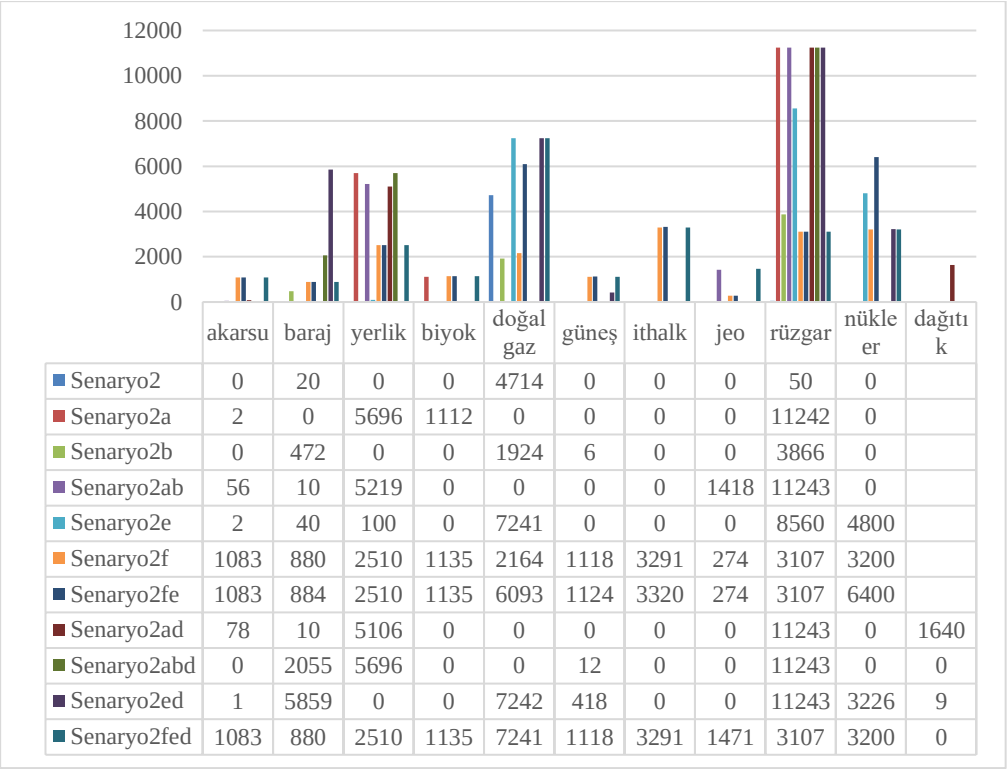
Şekil. 4.54'den anlaşıldığı üzere rüzgâr santralleri burada da tüm senaryolarda inşa edilen tesisler olmuştur. Net sıfır emisyon hedefinin gözetildiği durumlarda ilave nükleer gücüne ihtiyaç duyulmuştur. Doğal gaz santralleri ise yine yalnızca ithal edilen enerji kısıtlandığında kurulmazken, emisyon hedefinin değerlendirildiği senaryolarda bile inşa edilerek devreye alınmıştır.

Şekil 4.55 Senaryo 2 tüm durumları için yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretiminin nasıl değiştiğini gösterir. Net sıfır emisyon hedefinin değerlendirilmesi plan süresince yenilenebilir kaynak kullanımını arttırmıştır. En düşük oran yenilenebilir enerji kullanımının teşvik edildiği b senaryosunda olmuştur, bu durum hedeflenen yüzdenin potansiyel üretimden çok düşük kalmasıyla açıklanabilir. En yüksek yenilenebilir kaynak kullanımı ise emisyonu kısıtlayan e senaryosu ile dağıtık santrallerin yaygınlaştırılmasını hedefleyen d politikası birlikte değerlendirildiğinde kaydedilmiştir.

Şekil 4.56'dan anlaşılacağı üzere net sıfır emisyonun değerlendirildiği durumlarda emisyon oranı azalan trend takip etmiştir. En yüksek emisyon ortalaması b senaryosuna ait olurken, en düşük ortalama Senaryo 2 ed durumunda görülmüştür.

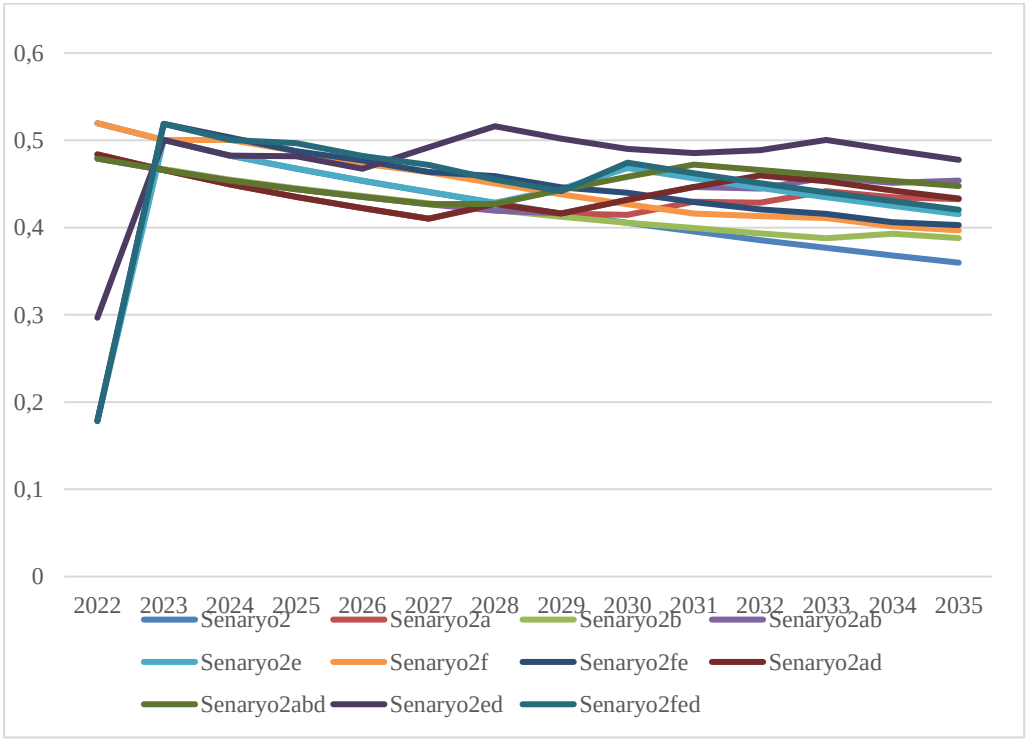
Şekil 4.57 inşa edilen tesisler ve sayılarını göstermektedir. Nükleer santralin 2023 yılında devrede olması koşuluyla çalıştırılan tüm modellerde Senaryo 1'e göre daha az sayıda tesise ihtiyaç duyulduğunu belirtmek gerekir. 31 adet ile en çok sayıda tesis Senaryo 2 fe durumunda kurulurken, Senaryo 2 b 8 adet ile en az tesisin inşa edildiği durum olmuştur. Yine Senaryo 1 tüm durumlar incelendiğine görüldüğü gibi rüzgâr santralleri en çok tercih edilen tesisler olup, bunu benzer şekilde yerli kömür ve barajlı hidro elektrik santralleri takip etmiştir.

Şekil 4.58'de verilen senaryolara göre ithal edilen enerji oranı incelendiğinde Senaryo 2 f durumunda plan süresince ortalama en düşük ithal enerji oranı görülürken, net sıfır emisyonun değerlendirildiği 1 e durumunda ise en yüksek oran gözlenmiştir. A senaryosu olarak adlandırılan, doğal gaz kullanımına ve dolayısıyla ithal edilen enerji payına kısıt getirilen durumda enerji ithalatının azalış trendi gösterdiği anlaşılmaktadır. Senaryo 1'e göre Senaryo 2'de plan süresince kurulması öngörülen toplam tesis sayının azaldığı görülmüştür.

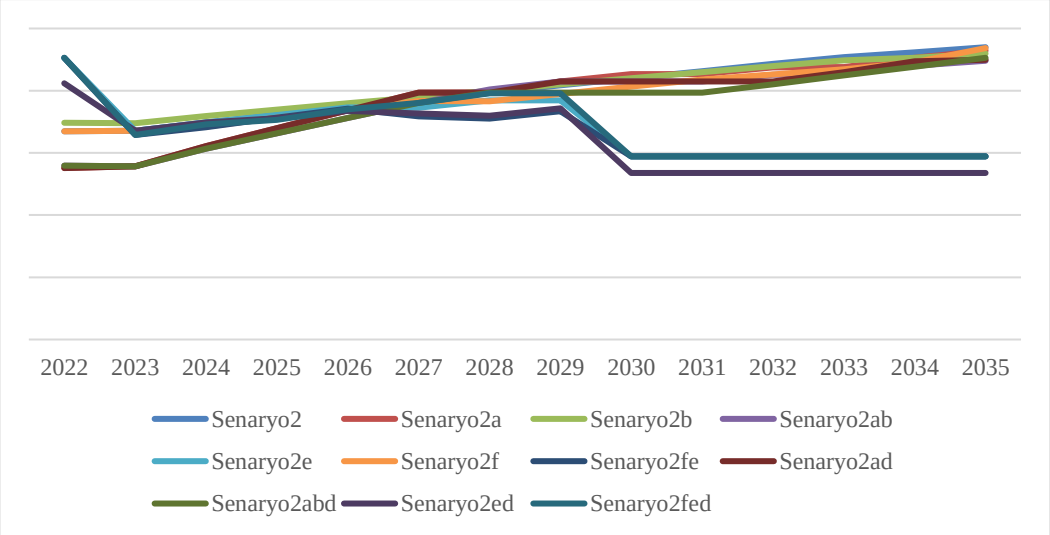


	akarsu	baraj	yerlik	biyok	doğal gaz	güneş	ithalk	jeo	rüzgar	nükleer	dağıtık
Senaryo2	0	20	0	0	4714	0	0	0	50	0	
Senaryo2a	2	0	5696	1112	0	0	0	0	11242	0	
Senaryo2b	0	472	0	0	1924	6	0	0	3866	0	
Senaryo2ab	56	10	5219	0	0	0	0	1418	11243	0	
Senaryo2e	2	40	100	0	7241	0	0	0	8560	4800	
Senaryo2f	1083	880	2510	1135	2164	1118	3291	274	3107	3200	
Senaryo2fe	1083	884	2510	1135	6093	1124	3320	274	3107	6400	
Senaryo2ad	78	10	5106	0	0	0	0	0	11243	0	1640
Senaryo2abd	0	2055	5696	0	0	12	0	0	11243	0	0
Senaryo2ed	1	5859	0	0	7242	418	0	0	11243	3226	9
Senaryo2fed	1083	880	2510	1135	7241	1118	3291	1471	3107	3200	0

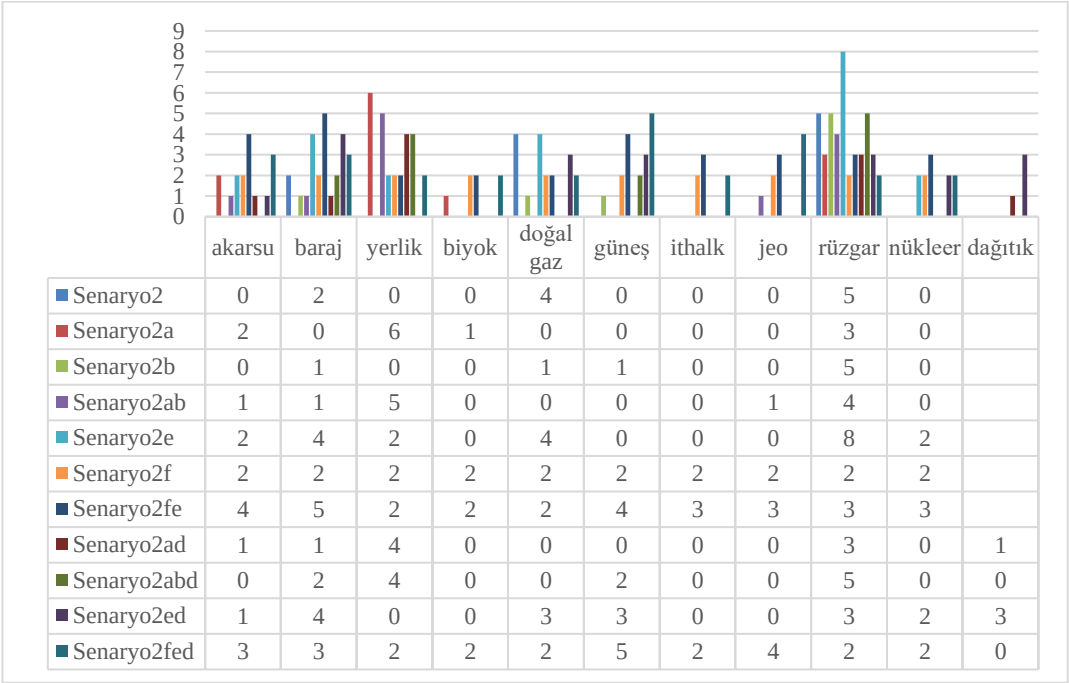
Şekil 4.54. Senaryo 2 tüm durumlara göre inşa edilen kapasite (MW).



Şekil 4.55. Senaryo 2 tüm durumlara göre üretimde yenilenebilir kaynakların kullanımı.

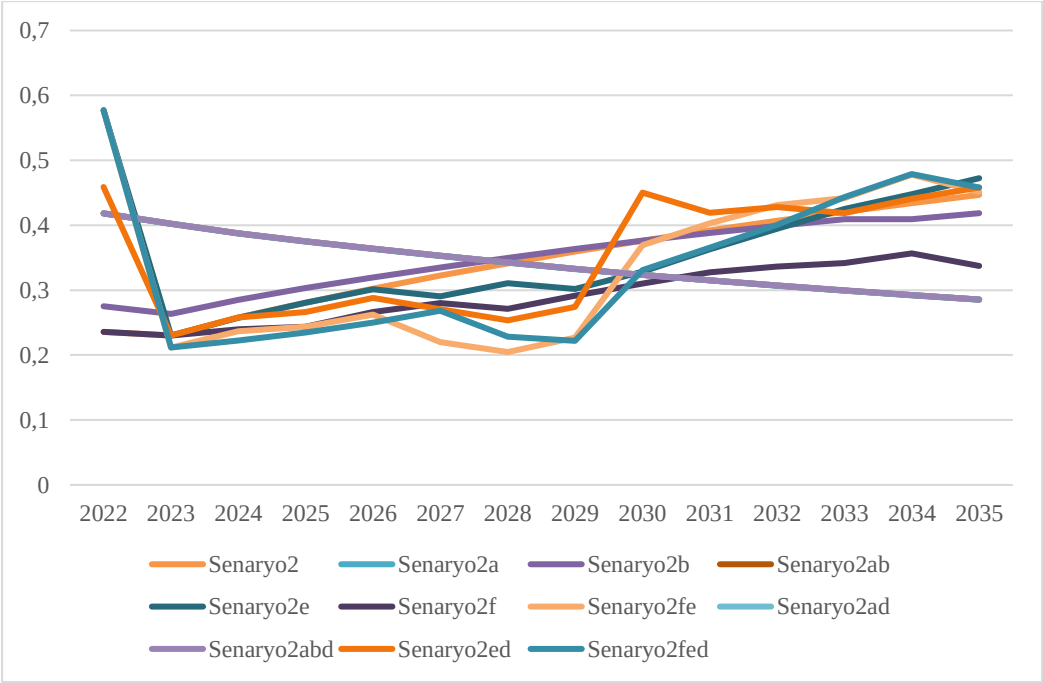


Şekil 4.56. Senaryo 2 tüm durumlara göre emisyon değişimi.



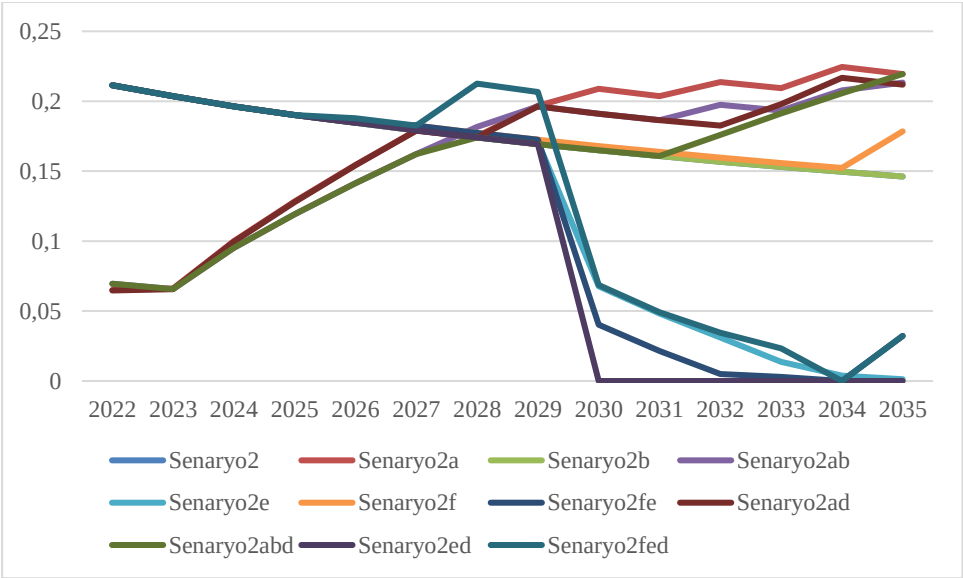
	akarsu	baraj	yerlik	biyok	doğal gaz	güneş	ithalk	jeo	rüzgar	nükleer	dağıtık
Senaryo2	0	2	0	0	4	0	0	0	5	0	
Senaryo2a	2	0	6	1	0	0	0	0	3	0	
Senaryo2b	0	1	0	0	1	1	0	0	5	0	
Senaryo2ab	1	1	5	0	0	0	0	1	4	0	
Senaryo2e	2	4	2	0	4	0	0	0	8	2	
Senaryo2f	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Senaryo2fe	4	5	2	2	2	4	3	3	3	3	
Senaryo2ad	1	1	4	0	0	0	0	0	3	0	1
Senaryo2abd	0	2	4	0	0	2	0	0	5	0	0
Senaryo2ed	1	4	0	0	3	3	0	0	3	2	3
Senaryo2fed	3	3	2	2	2	5	2	4	2	2	0

Şekil 4.57. Senaryo 2 tüm durumlara göre inşa edilen tesis sayısı.



Şekil 4.58. Senaryo 2 tüm durumlara göre ithal edilen enerji oranı.

Şekil 4.59 ile yerli kömür kullanımına bakıldığında; yine ithal enerjinin kısıtlandığı a senaryosunun yerli kömür kullanımını artırdığını söylemek mümkündür. Plan süresince yerli kömür payının en düşük olduğu senaryo emisyona sert kısıtın eklendiği e senaryosunun dağıtık santrallerin yaygınlaştırılması politikası ile beraber değerlendirildiği Senaryo 2 ed durumu olurken, inşaların tamamlanması şartı ile en yüksek yerli kömür kullanımı elde edilmiştir.



Şekil 4.59. Senaryo 2 tüm durumlara göre yerli kömür kullanımı.

4.6.3. Senaryo 1 ve Senaryo 2'nin istatistiksel incelemesi

Senaryo 1 ve Senaryo 2'yi birbirinden ayıran nükleer santralin 2023 yılı itibariyle devrede olması durumudur. Burada amaç nükleer santralin enerji yatırım planındaki etkisini incelemek, maliyet ve emisyon da ne gibi değişikliğe neden olduğunu gözlemektir. Bu amaçla Tablo 4.14 ve Tablo 4.15 oluşturulmuştur.

Tablo 4.14. Senaryo 1 ve Senaryo 2 maliyetlerinin kıyaslanması (milyar $).

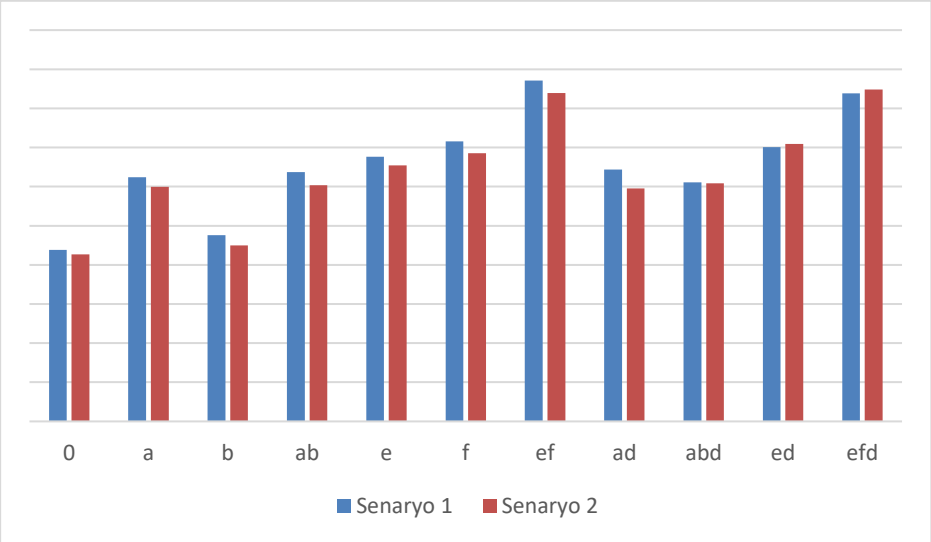
	Senaryo 1	Senaryo 2
0	87616727081,2896	85422553058,9908
a	124793349900,4490	119925930914,7380
b	95214934081,3219	89944557690,8616
ab	127394961204,7350	120745650592,3210
e	135282753707,0050	130791166312,4380
f	143061363835,1800	137094936627,6970
ef	174204697845,3200	167866369494,8830
ad	128669823326,9070	119027087642,6230
abd	122183132879,7930	121755076741,5190
ed	140121502341,7320	141838306558,9200
efd	167649856828,4810	169600178443,4860

Tablo 4.15. Senaryo 1 ve Senaryo 2 karbon salınımının kıyaslanması (milyon ton).

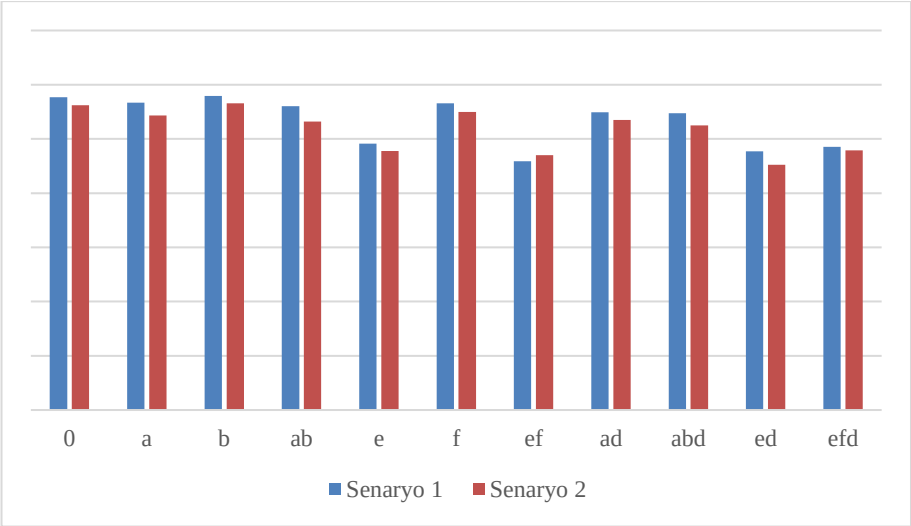
	Senaryo 1	Senaryo 2
0	2885,8520	2811,7770
a	2835,7600	2714,9040

Tablo 4.15. (Devamı) Senaryo 1 ve Senaryo 2 karbon salınımının kıyaslanması (milyon ton).

	Senaryo 1	Senaryo 2
0	2885,8520	2811,7770
a	2835,7600	2714,9040
b	2897,4190	2827,8320
ab	2803,3070	2659,9090
e	2455,8320	2389,7080
f	2828,1490	2749,0350
ef	2293,6430	2348,8060
ad	2746,8170	2676,2650
abd	2738,0950	2623,3100
ed	2385,5010	2260,4060
efd	2426,9180	2394,6460



Şekil 4.60. Nükleer santralin varlığının maliyetler üzerine etkisi.



Şekil 4.61.Nükleer santralin varlığının karbon salınımına etkisi.

Şekil 4.60 ve Şekil 4.61'e bakıldığında maliyet ve emisyon değerlerinin nükleer santralin devrede olması durumuyla düştüğünü söylemek mümkündür. Ancak çalışmada değerlendirilen bu iki senaryo arasında, istatistiksel olarak anlamlı bir fark olup olmadığı Wilcoxon testi ile analiz edilebilir. SPSS'te gerçekleştirilen analizin sonucu Tablo 4.10'da verilmiştir. Hem maliyet hem de emisyon değerleri için $p \leq 0.05$ olduğundan, %95 güven aralığında bu iki senaryo arasında fark vardır denilmiştir.

Tablo 4.16. Wilcoxon test istatistiği.

	Maliyetler	Emisyonlar
Z değeri	-2,490	-2,756
P değeri	,013	,006

İstatistiksel olarak anlamlı bulunan bu farkın düzeyini belirlemek için ise etki büyüklüğünün hesaplanması gerekmektedir. Wilcoxon testinden elde edilen sonuçlar kullanılarak denklem 4.11'de verilen eşitlik yardımı ile nükleer santralin devreye alınmasının maliyet ve emisyonları hangi düzeyde etkilediğini hesaplayabiliriz. Z değeri için Tablo 4.16 kullanılırken N senaryolar toplamı 22 olarak alınacaktır. Etki büyüklüğü anlamına gelen r, hem maliyet hem de emisyon için $r<-0.5$ olduğundan büyük bir fark olarak değerlendirilir (Tablo 4.17). Nükleer santralin devrede olacak olması yatırım planında hem maliyeti düşürmüş hem de emisyonlarda azalmaya sebep olmuştur.

$$r = z\,/\sqrt{N} \tag{4.11}$$

Tablo 4.17. Etki büyüklüğünün hesaplanması.

	Maliyetler	Emisyonlar
r	-0,53108	-0,62596

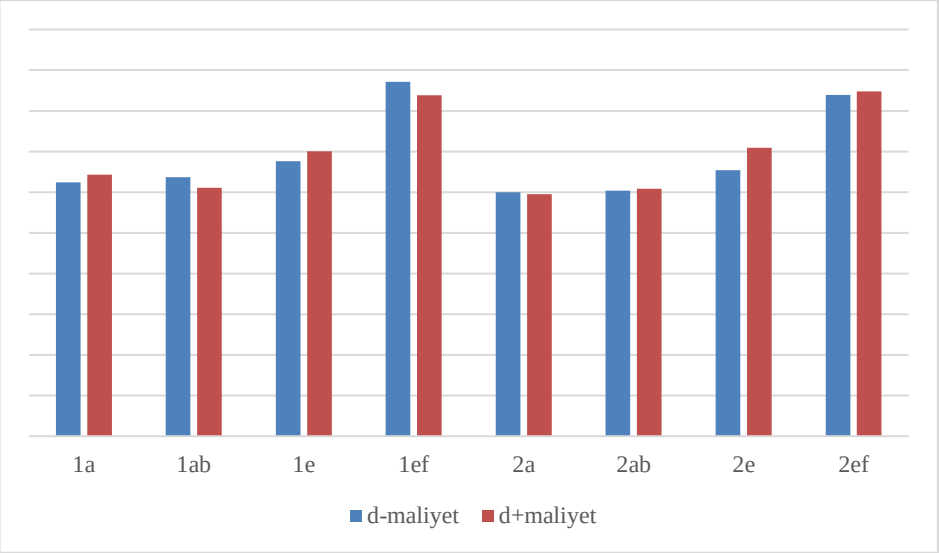
Tablo 4.18 dağıtık santrallerin yaygınlaştırılması politikasının değerlendirildiği senaryoların maliyet ve emisyon değerlerini nasıl etkilediğini anlamaya yardımcı olması amacıyla hazırlanmıştır. Politika sütununda verilen 0 ve 1 değerleri dağıtık santrallerin incelenen senaryoda olup olmadığını belirtmek için kullanılmıştır. Tablo incelendiğinde dağıtık santraller değerlendirildiğinde bir senaryoda maliyet artarken diğer senaryoda maliyetin düştüğünü görebiliriz. Aynı durum emisyon değerleri için de geçerlidir. Bazı senaryolarda emisyon toplamı dağıtık santraller varken artmış, bazıların da azalmıştır. Şekil 4.62 ve Şekil 4.63 dağıtık santrallerin maliyet ve emisyon değerlerini etkilediğini göstermektedir.

Tablo 4.18. Dağıtık santrallere göre plan maliyeti ve emisyonu.

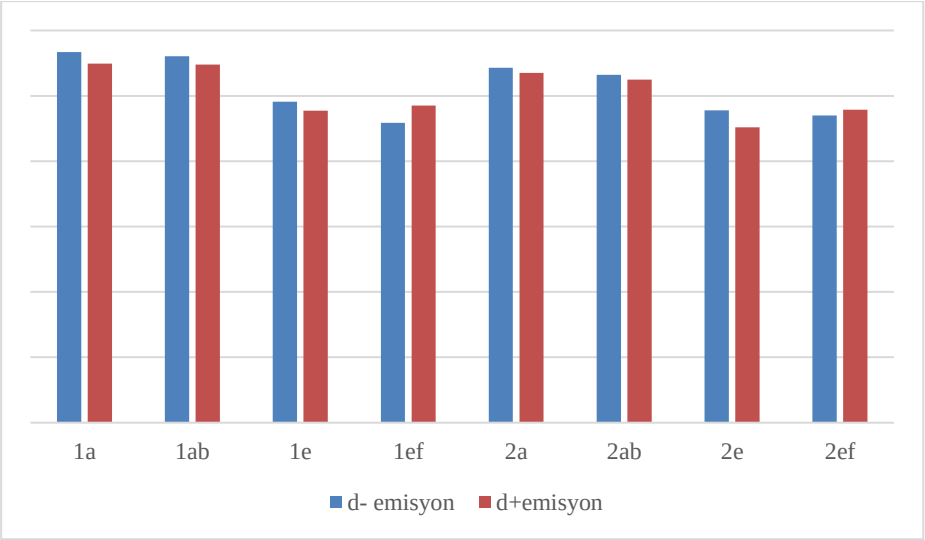
Durum	Politika	Maliyetler (milyar $)	Emisyon (milyon ton)
1a	0	124793349900,4490	2835,7600
1ab	0	127394961204,7350	2803,3070
1e	0	135282753707,0050	2455,8320
1ef	0	174204697845,3200	2293,6430
2a	0	119925930914,7380	2714,9040
2ab	0	120745650592,3210	2659,9090
2e	0	130791166312,4380	2389,7080

Tablo 4.18. (Devamı) Dağıtık santrallere göre plan maliyeti ve emisyonu.

Durum	Politika	Maliyetler (milyar $)	Emisyon (milyon ton)
2ef	0	167866369494,8830	2348,8060
1ad	1	128669823326,9070	2746,8170
1abd	1	122183132879,7930	2738,0950
1ed	1	140121502341,7320	2385,5010
1efd	1	167649856828,4810	2426,9180
2ad	1	119027087642,6230	2676,2650
2abd	1	121755076741,5190	2623,3100
2ed	1	141838306558,9200	2260,4060
2efd	1	169600178443,4860	2394,6460



Şekil 4.62. Dağıtık santraller mevcut iken senaryoların maliyet değişimi.



Şekil 4.63. Dağıtık santraller mevcut iken senaryoların emisyon değişimi.

Dağıtık santrallerin enerji politikasında değerlendirildiği ve politika dışında bırakıldığı iki ayrı grup değerlendirilmek istendiği için Mann Whitney U testi tercih edilmiştir. Normal dağılıma uymayan ve en azından sıralama ölçeğinde olan iki ilişkisiz örneğin t testi olarak kabul edilen bu test için yine SPSS tercih edilmiş ve analiz sonuçları aşağıda verilmiştir.

İlk tablo tanımlayıcı istatistikleri verirken (Tablo 4.19), Tablo 4.20 test için gerekli sıralamaları göstermektedir. Anlamlılık değeri P; 0,05'ten büyük ve hatta 1'e yakın olduğu için plan maliyetleri ve emisyon değerleri açısından dağıtık santrallerin politikada yer alması ile almaması arasında anlamlı bir farklılık yok demektir (Tablo 4.21). Bu iki grubun birbiri ile aynı olduğunu iddia eden sıfır hipotezi kabul edilmiş olur. Maliyet için p değeri emisyona kıyasla daha büyük ve 1 'e daha yakın olduğundan özellikle maliyet açısından dağıtık santraller hiç fark oluşturmamıştır şeklinde yorum yapılabilir.

Şekil 4.64'ten görüldüğü gibi Senaryo 2'de plan sonundaki kurulu güç artışı Senaryo 1'in gerisindedir. Elektrik talebinin nükleer santral ile karşılanıyor oluşu inşa edilen tesislerin kapasitesini dolayısı ile ilave kurulu güç değişimini de etkilemiştir.

Tablo 4.19. Gruplara ilişkin tanımlayıcı istatistikler.

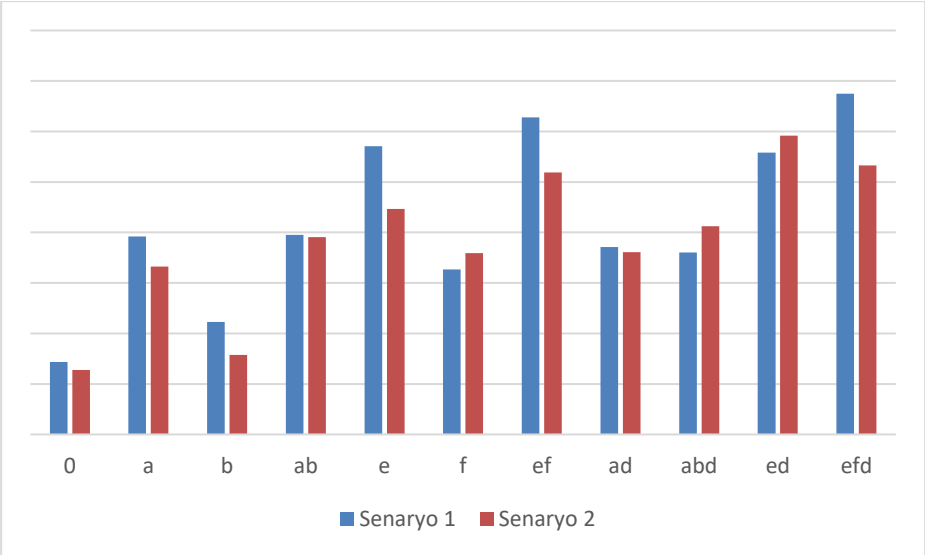
	N	Ortalama	Std. sapma	Minimum	Maksimum
Maliyetler	16	138240615295,96	20050743340,60	119027087642,62	174204697845,32
Emisyonlar	16	2547,11	195,17	2260,41	2835,76

Tablo 4.20. Sıralamalar.

	Politika	N	Sıraların ortalaması	Sıraların toplamı
Maliyetler	Yok	8	8,38	67,00
	Var	8	8,63	69,00
	Toplam	16		
Emisyonlar	Yok	8	8,88	71,00
	Var	8	8,13	65,00
	Toplam	16		

Tablo 4.21. Test istatistiği.

	Maliyetler	Emisyonlar
Mann-Whitney U	31,000	29,000
Z	-0,105	-0,315
P değeri	**0,916**	**0,753**



Şekil 4.64. Senaryolara göre kurulu güç değişimi.

5. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmada Türkiye için 2022-2035 yılları arasında daha ne kadar yatırım yapılmalı, hangi santralden ne kadar güçte kurulmalı sorularına yanıt aranmaya çalışılmıştır. Bu enerji yatırım planı oluşturulurken de birden fazla senaryo denenmiştir. Başlıca senaryolar doğal gaz tüketiminin sınırlandırılması, ithalatın azaltılması, yenilenebilir kaynaklardan üretimin arttırılması, sera gazı emisyonlarının iyileştirilmesi ve dağıtık santrallerin yaygınlaştırılması durumlarıdır.

Önceki bölümlerde de vurgulandığı gibi nükleer santral devrede olduğunda daha az yeni tesise ihtiyaç duyulmuştur. Çalışılan modellerde nükleer santralin varlığında maliyet ve emisyon değerlerinin düştüğü görülmüştür. Senaryo 2 olarak anılan, 2023 yılında Akkuyu NGS'nin 1600 MW ile devrede olma durumunda yalnızca 1/3 kapasitesi için yatırım maliyeti göz ardı edilmiştir. Nükleer santrallerin stratejik bir önemi olduğu artık tartışmasız bir gerçektir. Gerek yakıtın enerjiye verimli dönüşümü, depolanmasının kolaylığı, üretimdeki payının artması ile enerjide dışa bağımlılığın azalması gibi avantajları ile nükleer enerji ülkemiz gündemini de meşgul etmektedir. Beraberinde getirdiği riskler ile uzun tartışmaların konusu olan Akkuyu Nükleer Santrali, 2023 Nisan ayı itibariyle ilk taze nükleer yakıtın getirilmesi töreni ile Türkiye için nükleer tesis durumuna geçmiştir (ETKB, 2023b). Zaten hali hazırda başlanmış bir proje olan Akkuyu NGS'in Türkiye enerji planlamasına etkisi yorumlanmak istendiğinden incelemeye alınmıştır. Akkuyu NGS'ye ilişkin beklentiler de önerilen model ile değerlendirilmiştir (Akkuyu Nükleer, 2023). Tezde çalışılan senaryolarda nükleer santralin 6400 MW gücü ile Akkuyu'nun kapasitesinin üstüne çıktığı da olmuştur. Emisyona getirilen net sıfır hedefi doğrultusunda nükleer santralin özellikle tercih edildiği görülmüştür. Bununla beraber daha önceki bölümlerde de belirtildiği gibi net sıfır emisyon hedefine ulaşmak için doğal gaz santrali dahi devreye alınmıştır. Doğal gaz ile ilgili yorumlara ilerleyen kısımlarda yer verileceğinden, burada Akkuyu Santraline ilişkin incelemeler ile devam edilmiştir.

Akkuyu NGS'nin yılda 35 milyar kWh elektrik üreteceği ve yıllık talebinin %10'unu karşılayacağı iddia edilmiştir (Akkuyu Nükleer, 2023). Akkuyu NGS'nin kapasitesi

4800 MW olarak belirlenmiştir, Tablo 4.4'de verilen değerler yardımı ile bu tesisin üretebileceği en fazla elektriğin 37422720 MWh olduğu hesaplanabilir. Tablo 4.3'te verilen ve çalışmada kullanılan talep verisinin %10'unu alarak, Tablo 5.1 elde edilmiştir. Tablo 5.1'den de görüldüğü gibi Akkuyu NGS'nin en fazla üretebileceği elektrik ancak 2022 ve 2023 yılları için öngörülen talebin %10'undan fazladır. Ayrıca 2023 yılında kullanılabilir kapasite toplam kapasite değil yalnızca 3'te 1'i yani 1600 MW gücünde olacaktır.

Yine iddia edildiği gibi Akkuyu NGS'de, bir yıl ara ile 3 reaktörün devreye alınması durumunda 2024 yılında 3200 MW, 2025 yılında da 4800 MW ile tam kapasite kullanımda olacaktır. 2025 yılında öngörülen talebin %10'u 39 261 000 MWh'tir. Bu değer de 4800 MW kurulu gücüyle Akkuyu NGS'nin üretebileceği en yüksek miktar olan 37 422 720 MWh gücünden fazladır. Akkuyu NGS'nin tam kapasite ile 2025 yılında devrede olması durumunda, yıllık elektrik talebinin %10'unun nükleer santral ile karşılanması demek ilave en az 235 MW gücünde bir nükleer santralin daha devrede olması anlamına gelir. Nükleer santrallerin 5 yılda tamamlandığı bilindiğinden ve inşası başlanan ikinci bir nükleer santral projesi olmadığından söz konusu söylem gerçekçi değildir.

Tablo 5.1. Öngörülen talep verisinin %10'u.

Yıl	Talep (MWh)	Yıl	Talep (MWh)
2022	35320000	2029	44102600
2023	36676700	2030	45295100
2024	38040100	2031	46456700
2025	39261000	2032	47628800
2026	40462800	2033	48782700
2027	41661900	2034	49926200
2028	42879100	2035	51082600

Akkuyu NGS'de 2023 yılında 1600 MW gücün devreye alınmasının ardından, ardışık olarak diğer iki reaktörün de tamamlanması durumu talebin %10'unu karşılaması beklentisi olmaksızın önerilen model üzerinde çalışılmıştır. Bu durumda hiç yeni tesise

ihtiyaç kalmadan elektrik talebinin devreye alınan nükleer santral ile birlikte mevcut doğal gaz kurulu gücünden karşılandığı görülmüştür. Nükleerin üretimdeki payı en fazla 2025 yılında %9,5 olmuştur.

Reaktörlerin ardışık olarak devreye alınması şartı, bu kez nükleer santralin yıllık elektrik talebinin %10'unu karşılaması şartı modele eklenerek değerlendirilmiştir. Bu durumda ilave 1753 MW gücünde nükleer tesisin hemen inşasına başlanması şartıyla 2027 itibariyle yıllık elektrik talebinin en az %10'unun nükleer santrallerden karşılanması söz konusu olacaktır. 2019-2023 yıllarını kapsayan 11. Kalkınma Planında Akkuyu NGS'ye ek iki ayrı nükleer tesis projesine daha başlanması hedeflenmişti. Ancak maalesef plan süresinin sonuna gelinen şu günlerde henüz böyle bir proje başlangıcı söz konusu değildir.

Özetle nükleer santralin Türkiye elektrik üretiminde payının olması maliyetler ve sera gazı açısından olumlu bir etki yapsa da ortaya konan hedefler incelendiğinde Akkuyu NGS'nin tek başına beklentiyi karşılaması gerçekçi değildir.

Doğal gaz santrallerinin de birçok senaryoda tercih edildiği yukarıdaki kısımlarda vurgulanmıştır. Plan maliyetinin minimize edilmek istendiği bu çalışmada, doğal gaz santrallerinin yatırım maliyetlerinin düşük oluşu etkili olmuştur. Ancak doğal gaz kurulu gücünün ithalata dayalı olduğu unutulmamalıdır. Yani doğal gaz kurulu gücü aslında ithal edilen enerjiye dayalıdır. Bu durum 2022 yılında ülkemizde duyurulan doğal gaz keşifleri ile beraber değerlendirildiğinde ise daha anlamlı olacaktır.

Türkiye'nin 2021 yılı doğal gaz ithalatı 58703,93 milyon Standart metreküp (Sm^3) olmuştur. Bu değer bir önceki yıla göre yaklaşık %22 artış göstermiştir. Ülkemiz en fazla ithalatı ise %44,87'lik payla Rusya'dan yapmaktadır. Tüketilen doğal gaz miktarı ise bir önceki yıla göre %24 artışla 2021 yılında yaklaşık 60 milyar Sm^3 değerine ulaşmıştır. EPDK raporlarında kullanıldığı şekliyle Sm^3; "15°C'de ve 1,01325 bar mutlak basınçta, 1 metreküplük bir hacim dolduran, su buharı içermeyen ve Üst Isıl Değeri 9155 Kcal olan doğal gaz miktarı"nı ifade eder (EPDK, 2022b). 1 Sm^3 doğal gazın enerji değeri 10,64 kWh'tır.

Tablo 5.2. Doğal gaz piyasası genel görünümü (Milyon Sm3) (2021).

Üretim	İthalat	Yurtiçi Satış (Tüketim)	İhracat	TOPLAM ARZ (Üretim + İthalat)	TOPLAM TALEP (Yurtiçi Satışlar + İhracat)
394,44	58703,93	59854,17	382,89	59098,37	60237,06

2020 yılı ağustos ayında Karadeniz'de Tuna-1 kuyusunda 320 milyar m^3'lük bir doğal gaz keşfi açıklanmıştı. Hemen ardından Ekim ayında ilave bir 85 milyar m^3'lük keşif daha duyuruldu. 2021 Haziran ayında ise Amasra-1 Kuyusunda yapılan 135 milyar m^3lük keşif ile Karadeniz'deki toplam keşfin 540 milyar m^3 olduğu kaydedildi. Daha sonra yapılan 3 boyutlu modellemeler ile bu keşif 652 milyar metreküp olarak güncellendi. 2022 Aralık ayında ise Çaycuma-1 kuyusundaki 58 milyar m^3lük ilave keşif ile 2022 yılı sonundaki toplam değer 710 milyar m^3'e ulaşmıştır (ETKB, 2022).

Tablo 5.2'den görüldüğü üzere 2021 yılında 59098,37 milyon Sm^3 doğal gaz arzı söz konusu olmuştur. 2021 yılında elektrik üretimi için tüketilen doğal gaz miktarı ise yaklaşık 22,9 milyar m^3 olarak açıklanmıştır (TEİAŞ, 2023). 2021 yılında ithal edilen yaklaşık 59 milyar m^3 doğal gazın yaklaşık %40'ı elektrik üretiminde kullanılmıştır. 710 milyar m^3 değerindeki keşif en az 10 yıllık doğal gaz ithalatına denk gelecektir.

Yatırım maliyetlerinin minimize edilmeye çalışıldığı modelde, doğal gaz santralleri rüzgâr santrallerinden sonra en çok inşa edilen tesis olmuştur. Doğal gaz keşifleri ile planlanan yer altı doğal gaz depolama tesisleri birlikte ele alındığında Türkiye enerji politikası açısından doğru hamleler olduğu söylenebilir. Doğal gaz keşifleri ile yalnızca rezervlerini arttıran değil doğal gaz ticaretinde stratejik konumuna ilave olarak eline avantaj geçen Türkiye, Silivri'ye ek olarak Tuz Gölü ve Kuzey Marmara'da planlanan yer altı depolama projelerinin tamamlanması durumunda daha da rahatlayacaktır.

İnşası başlanan tesislerin tamamlanması şartı değerlendirildiğinde plan maliyetinin en yüksek değere ulaştığı görülmüştür. Bu durum mevcut durumun bir incelemesidir. Bu tesisler inşa süreleri ile birlikte ele alınmışlardır. Fiili tamamlanma süreleri göz önünde bulundurularak %50'den daha fazlası tamamlananlar 2023 yılında, %50'den daha az olanlar ise 2030 yılında devreye alınacak kabulü ile model çalıştırıldığında maliyetin artması zaten beklenen bir durumdu ancak inşası başlanan tesislerin tamamlanarak

elektrik üretim portföyüne katıldıklarında emisyonda iyileşme sağladıkları da göz ardı edilmemelidir.

Birçok senaryoda doğal gaz santrali kurulu gücünün artan talebi karşılamakta öncelikle tercih edildiği, hatta yeni santrallerin de plana dahil edildiği kaydedilmiştir. Kurulması planlanan tesis kapasitelerinin %30'dan fazlası yenilenebilir kaynaklara aittir (EPDK, 2021). Rüzgâr santralleri de planlanan bu yatırımlar içinde en büyük paya sahiptir. Kurulacak rüzgâr tesisleri, model çıktıları ile paralellik göstermektedir. Tezde üretilen modeller de maliyeti en küçüklemeyi amaçlarken rüzgâr santrallerini tercih etmişlerdir. Rüzgâr santrallerinin enerji politikasında yer alması yatırım maliyetlerinin düşürülmesi açısından önemlidir. IEA'nın 2021 yılında Türkiye özelinde yayınladığı raporda da yapılan çalışma ile benzer şekilde rüzgâr maliyetlerinin düşük oluşu nedeniyle rüzgâr santrallerinin yaygınlaştırılması önerilmiştir (IEA, 2021b). Önerilen modelde yalnızca kara rüzgâr santralleri değerlendirilmiştir. Önümüzdeki yıllarda enerji alanında yapılan atılımlara benzer şekilde deniz üstü rüzgâr santrallerinin de tartışılması şaşırtıcı olmayacaktır.

Buna karşın güneş santrallerinin de ülkemizde yaygınlaştığı ve 2021 yılı Aralık ayına kıyasla 2022 Aralık ayında güneş kurulu gücünün yaklaşık 1610 MW arttığı kaydedilmiştir. Model çıktılarında güneş santrallerinin; emisyon kısıtı göz önünde alındığında ya da inşası başlanan tesislerin devreye alınması durumunda tercih edildiği görülmüştür. Yani güneş santralleri, enerji yatırımlarının en küçüklemesi söz konusuyken üretim portföyüne rüzgâr ve doğal gaz santralleri gibi üst sırada katılmamışlardır. Bugün her ne kadar güneş kurulu gücü toplam kurulu gücün %10'una yaklaşsa da mevcut güneş santrallerinin çok büyük bölümü lisanssız santrallerdir. Bunların kapasiteleri ile kullanılabilirlik faktörleri göz önünde bulundurulduğunda ekonomik olmadıkları ve neden maliyetin minimize edildiği çalışmada tercih edilmediği anlaşılır olacaktır. YEKDEM rüzgâr ve güneş santralleri açısından ayrı ayrı yeniden ele alınarak, bu mekanizmanın etkinliğine karar verilmesi daha doğru olacaktır.

Öte yandan senaryo gereği, yalnızca biyokütle ve doğal gaz santralleri olarak kabul edilen dağıtık santrallerin yaygınlaştırılması durumunun maliyet ve emisyon üzerinde bir fark oluşturmadığı ifade edilebilir.

Türkiye Ekim 2021'de Paris İklim Anlaşması'nı onayladıktan sonra, 2053 yılına kadar net sıfır sera gazı emisyonuna ulaşma taahhüdü vermiş bulunmaktadır. Bunun için de son yılları beklemeden düzenli olarak emisyon azaltımına gidilmesi, bu çerçevede yatırımların yapılması gerekmektedir. SHURA (2023) raporunda yapılan analiz 2053 yılına kadar uzanmakta ve deniz üstü rüzgâr santralleri ve enerji verimliliği uygulamalarından, karbon yakalama ve depolama teknolojilerine kadar çok çeşitli alternatifleri değerlendirmektedir. Bu kapsamlı raporun çıkarımları incelendiğinde elektrik üretiminde fosil yakıtlar yerine yenilenebilir kaynakların kullanımını ile 2053 hedefine ulaşılabileceğinin vurgulandığı görülmüştür. SHURA (2023) raporunda mevcut durumda rüzgâr ve güneşin payı, bu çalışmaya benzer şekilde %12 iken, 2030 yılına gelindiğinde rapor bu oranın %27 olmasını öngörmektedir. Çalışmada ise bu oran en fazla %18 olmuştur. Bu farklılık önerilen modelin nükleer santrali de üretim portföyüne katmasıyla açıklanabilir. Öte yandan, Mayıs 2021'de Uluslararası Enerji Ajansı tarafından yayınlanan "Net Zero by 2050" raporuna göre 2050 yılında net sıfır emisyon için 2030 yılına kadar, 2020 yılına kıyasla en az %35'lik bir mutlak azaltım gerçekleşmelidir. Küresel anlamda net sıfır emisyon taahhüdüne ulaşmanın maliyeti ise yılda ortalama 40 milyar dolar olarak ifade edilmiştir (IEA, 2021a). Bu maliyet ise sadece elektrik sektörünü değil, imalat, taşıma ve konutları da kapsamaktadır. Ülkemizin ulusal enerji politikası kadar küresel anlamdaki hedeflerine de değinilmesi amaçlanan bu çalışmada "e" adıyla anılan bu senaryo ise plan başlangıcına göre en az %35 emisyon azaltım şartı koyularak yaklaşık 138 milyar dolar (nükleer devrede iken 130 milyar dolar) maliyet üretmiştir. Türkiye için hesaplanan bu plan maliyeti 14 yıllık bir maliyettir. Önerilen model yıllık yaklaşık 10 milyar dolarlık bir enerji yatırımı öngörmektedir ki Türkiye net sıfır emisyon hedefine ulaşabilsin. Öte yandan, Türkiye'nin küresel enerji tüketiminin %1'ine sahip olduğu bilindiğinde, ülkemiz için net sıfır emisyon maliyeti 400 milyon dolara denk gelir. Bu toplam maliyet değeri içinde enerji yatırımları düşünüldüğünde önerilen modelin IEA raporuna göre daha yüksek maliyet oluşturduğunu söylemek mümkündür.

Çalışmada değerlendirilen "e" durumunda, yeni doğal gaz santralleri kurulmaktan kaçınılmamıştır. Bunu engellemek için doğal gazı kısıtlayan senaryo ile net sıfır hedefleyen durum birlikte değerlendirildiğinde ise model 164 milyar dolarlık bir yatırım maliyeti öngörürken yıllık emisyon salınımı da 241 milyon ton CO_2 olmuştur. Nükleer, rüzgâr ve hidro kaynaklar üretim portföyüne eklenmiştir. Doğal gazdan

üretimin kısıtlanması plan maliyetini %21 oranında arttırmıştır. Doğal gazdan elektrik üretimi düşük maliyetleri nedeniyle, son yıllarda ulaşılan karbon yakalama ve enerji verimliliği teknolojileri ile desteklendiğinde elektrik üretimi için rüzgârla beraber ilk akla gelen yatırım olmaktadır. Bu nedenle Türkiye'nin duyurduğu doğal gaz keşifleri ülkemiz enerji politikası için son derece önemlidir.

Elektrikli araçların yaygınlaşması, batarya maliyetlerinin düşmesi ve elektrik depolama imkanlarının gelişmesi, karbon yakalama teknolojilerinin desteklenmesi gibi çeşitli gelişmeler beraberinde yeni politikaları getireceğinden önerilen model geliştirilmeye ve yeniden yürütülmeye uygundur. Enerji verimliliğinin arttırılması için özellikle çeşitli eylemler planlanmış ve uygulamaya alınmıştır. Enerji verimliliği alanında yapılacak çalışmaların hem maliyete etkisi hem de sera gazı salınımını iyileştirmesi gibi konuların önerilen modele eklenmesi de çalışmayı farklılaştıracaktır. Bu çalışmada enerji yatırımları yapılırken iletim hattı ihtiyacı göz ardı edilmiştir, ancak ileride iletim hattı genişlemesi de probleme entegre edilerek model zenginleştirilebilir. Ayrıca her ne kadar çözümü zorlaştırsa da ileriki çalışmalarda önerilen modele belirsizliklerin katılması gerçeğe daha yakın sonuçların elde edilmesine imkân sağlayacaktır.

KAYNAKLAR

Ağbulut, Ü., Yıldız, G., Bakır, H., Polat, F., Biçen, Y., Ergün, A., & Gürel, A. E. (2023). Current practices, potentials, challenges, future opportunities, environmental and economic assumptions for Türkiye's clean and sustainable energy policy: A comprehensive assessment. *Sustainable Energy Technologies and Assessments, 56*, 103019.

Akkuyu Nükleer (2023). http://www.akkuyu.com/projenin-tarihcesi adresinden Mayıs 2023 tarihinde alınmıştır.

Ali, M., Prasad, R., Xiang, Y., & Yaseen, Z. M. (2020). Complete ensemble empirical mode decomposition hybridized with random forest and kernel ridge regression model for monthly rainfall forecasts. *Journal of Hydrology, 584*, 124647.

Al-Jararha, J. (2018). New approaches for choosing the ridge parameters. *Hacettepe Journal of Mathematics and Statistics, 47*(6), 1625-1633.

Anderson, D., Bestuzheva, K., Chen, W., Eifler, L., Gamrath, G., Gleixner, A., Hendel, G., Hoiny, C., Koch, T., Le Bodic, P., Maher, S. J., Matter, F., Miltenberger, M., Pfetsch, M.E., Serrano, F., Weninger, D., Witzig, J., Gemander, P.,. . ., Wegscheider, F. (2020). *The SCIP Optimization Suite 7.0*, Optimization Online. https://optimization-online.org/?p=16345

Arslan, H. B. (2017). *Stokastik Programlama Yaklaşımı ile Elektrik Üretim Endüstrisinin Modellenmesi* [Doktora Tezi] Hacettepe Üniversitesi.

Assaf, A., Tsionas, M., & Tasiopoulos, A. (2019). Diagnosing and correcting the effects of multicollinearity: Bayesian implications of ridge regression. *Tourism Management, 71*, 1-8.

ATB (2023). 2022 Electricity ATB Technologies and Data Overview. https://atb.nrel.gov/electricity/2022/index adresinden Mart 2023 tarihinde alınmıştır.

Auguadra, M., Ribó-Pérez, D., & Tomás Gómez-Navarro. (2023). Planning the deployment of energy storage systems to integrate high shares of renewables: The Spain case study. *Energy, 264*, 126275.

Balezentis, T., & Streimikiene, D. (2017). Multi-criteria ranking of energy generation scenarios with Monte Carlo simulation. *Applied Energy 185*, 862-871.

Balın, A. (2014). *Türkiye Enerji Planlaması İçin Çok Ölçütlü Bir Model Önerisi* [Doktora Tezi] Yıldız Teknik Üniversitesi.

Banuro, J. K. (2016). Capacity Expansion Planning for Electric Power Generation In Ghana [Master of Philosophy]. University of Ghana.

Bas, E., Yolcu, U., & Egrioglu, E. (2020). Picture fuzzy regression functions approach for financial time series based on ridge regression and genetic algorithm. *Journal of Computational and Applied Mathematics, 370*, 112656.

Beskırlı, M., Haklı, H., & Kodaz, H. (2017). The energy demand estimation for Turkey using differential evolution algorithm. *Sādhanā, 42*, 1705-1715.

Bianco, V., Manca, O., & Nardini, S. (2009). Electricity consumption forecasting in Italy using linear regression models. *Energy*(34), 1413-1421.

Bianco, V., Manca, O., Nardini, S., & Minea, A. A. (2010). Analysis and forecasting of nonresidential electricity consumption in Romania. *Applied Energy, 87*, 3584-3590.

Box, G., ve Jenkins, G. (1976). *Time Series Analysis: Forecasting and Control. Revised edition.* San Francisco, US: Holden Day.

Büyüközkan, G., ve Güleryüz, S. (2017). Evaluation of Renewable Energy Resources in Turkey using an integrated MCDM approach with linguistic interval fuzzy preference relations. *Energy 123*, 149-163.

Büyüközkan, G., ve Karabulut, Y. (2017). Energy project performance evaluation with sustainability perspective. *Energy 119* , 549-560.

Chen, Q., Kang, C., Xia, Q., & Zhong, J. (2010). Power generation expansion planning model towards low carbon economy and its application in China. *IEEE Transactions On Power Systems 25*, 1117-1125.

Climate Watch. (2022). https://www.climatewatchdata.org/ adresinden Mayıs 2023 tarihinde alınmıştır.

Çamurdan, Z., ve Ganiz, M. C. (2017). Machine learning based electricity demand forecasting. *2017 International Conference on Computer Science and Engineering (UBMK)* (s. 412-417). Antalya: IEEE.

Demirel, Ö. , Kakilli, A. & Tektaş, M. (2010). Anfis Ve Arma Modelleri İle Elektrik Enerjisi Yük Tahmini . Gazi Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi Dergisi , 25 (3) ,0- . https://dergipark.org.tr/tr/pub/gazimmfd/issue/6685/88585

Deveci, K., & Güler, Ö. (2020). A CMOPSO based multi-objective optimization of renewable energy planning: Case of Turkey. *Renewable Energy, 155*, 578-590.

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

EPA (2023). Distributed Generation of Electricity and its Environmental Impacts. epa.gov/energy/distributed-generation-electricity-and-its-environmental-impacts adresinden Mayıs 2023 tarihinde alınmıştır.

EPDK (2021). *Elektrik Piyasası Lisans Listesi- Proje İlerleme Durumu.* T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu. https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-86-3/elektriklisans-islemleri.

EPDK (2022a). *Elektrik Piyasası 2021 Yılı Piyasa Gelişim Raporu.* T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Strateji Geliştirme Dairesi Başkanlığı https://epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-0-102/yillik-rapor-elektrik-piyasasi-gelisim-raporlari

EPDK (2022b). *Doğal Gaz Piyasası 2021 Yılı Sektör Raporu*. T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Strateji Geliştirme Dairesi Başkanlığı. https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-94/dogal-gazyillik-sektor-raporu

EPDK (2023). https://www.epdk.gov.tr/Anasayfa/Anasayfa adresinden Mayıs 2023 tarihinde alınmıştır.

EPİAŞ (2023). https://www.epias.com.tr/epias-kurumsal/tarihce/ adresinden Mart 2023 tarihinde alınmıştır.

Erdoğdu, E. (2007). Electricity demand analysis using cointegration and ARIMA modelling: A case study of Turkey. *Energy Policy*(35), 1129-1146.

Ervural, B. Ç. (2018). *Yenilenebilir Enerji Planlaması için Bütünleşik Çok Amaçlı Bir Karar Modeli Önerisi* [Doktora Tezi] İstanbul: İstanbul Teknik Üniversitesi.

Es, H. A., Kalender, F. Y., & Hamzaçebi, C. (2014). Yapay Sinir Ağları ile Türkiye Net Enerji Talep Tahmini. *Gazi Üniv. Müh. Mim. Fak. Der., 29*(3), 495-504.

ETKB (2022). Bakan Dönmez, yeni doğal gaz keşfine ilişkin değerlendirmelerde bulundu. https://enerji.gov.tr/haber-detay?id=21087 adresinden Mart 2023 tarihinde alınmıştır.

ETKB (2023a). Nükleer Bilgilendirme Kitapçığı. https://enerji.gov.tr/arama-sonuc?q=n%C3%BCkleer adresinden Mayıs 2023 tarihinde alınmıştır.

ETKB (2023b). Akkuyu NGS "nükleer tesis" statüsüne kavuştu. https://enerji.gov.tr/haber-detay?id=21145 adresinden Mayıs 2023 tarihinde alınmıştır.

ETKB (2023c). https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-enerji-elektrik adresinden Mayıs 2023 tarihinde alınmıştır.

Faleye, O. O. (2012). Modelling Demand Uncertainties in Generation-Transmission Expansion planning A case study of the Nigerian Power System. International Conference on European Electricity Market.

Fumo, N., & Biswas, M. R. (2015, July). Regression analysis for prediction of residential energy consumption. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 47*, 332-343.

Gbadamosi, S. L., & Nwulu, N. I. (2021). A comparative analysis of generation and transmission expansion planning models for power loss minimization. *Sustainable Energy, Grids and Networks, 26*, 100456.

Geem, Z. W., & Roper, W. E. (2009). Energy demand estimation of South Korea using artificial neural network. *Energy Policy, 37*(10), 4049-4054.

Gezen, M., & Karaaslan, A. (2022). Energy planning based on Vision-2023 of Turkey with a goal programming under fuzzy multi-objectives. *Energy, 261*, 124956.

Goel, A., & Goel, A. (2014). Regression based forecast of electricity demand of New Delhi. *International Journal of Scientific and Research Publications, 4*(9), 437-443.

González-Briones, A., Hernández, G., Pinto, T., Vale, Z., & Corchado, J. M. (2019). A Review of the Main Machine Learning Methods for Predicting Residential Energy Consumption. *16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, (s. 1-6).

Günay, M. E. (2016). Forecasting annual gross electricity demand by artificial neural networks using predicted values of socio-economic indicators and climatic conditions: Case of Turkey. *Energy Policy, 90*, 92-101.

Haghighi, R., Yektamoghadam, H., Dehghani, M., & Nikoofard, A. (2021). Generation expansion planning using game theory approach to reduce carbon emission: A case study of Iran. *Computers & Industrial Engineering, 162*, 107713.

Hamedmoghadam, H., Joorabloo, N., & Jalili, M. (2018). Australia's long-term electricity demand forecasting using deep neural networks. *CoRR*, abs/1801.02148.

Harvey, A. (1990). *Forecasting structural time series models and the Kalman filter.* Cambridge University Press.

Hecht-Nielsen, R. (1990). *Neurocomputing.* Addison-Wesley.

Hintze, D. J. (2007). NCSS User's Guide. *Descriptive Statistics, Means, Quality Control, and Design of Experiments*. Utah: NCSS Statistical System. https://www.ncss.com/ adresinden Kasım 2019 tarihinde alınmıştır.

Hoerl, A. E., & Kennard, R. W. (1970, February). Ridge Regression: Biased Estimation for Nonorthogonal Problems. *12(1)*, 55-67. Technometrcis.

Hoerl, A. E., Kannard, R. W., & Baldwin, K. F. (1975). Ridge regression: some simulations. *Communications in Statistics, 4*(2), 105-123.

Horasan, M. B., & Kilic, H. S. (2022). A multi-objective decision-making model for renewable energy planning: The Case of Turkey. *Renewable Energy, 193*, 484-504.

Hornik, K. (1993). Some new results on neural network approximation. *Neural Networks, 6*(8), 1069-1072.

Hussain, A., Rahman, M., & Memon, J. A. (2016). Forecasting electricity consumption in Pakistan: the way forward. *Energy Policy, 90*, 73-80.

IEA. (2021a). *Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector*. https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050 adresinden Haziran 2022 tarihinde alınmıştır.

IEA. (2021b). *Turkey 2021 Energy Policy Review*. https://www.iea.org/reports/turkey-2021 adresinden Mart 2023 tarihinde alınmıştır.

IEA. (2023). *CO_2 Emissions in 2022*. https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2022 adresinden Mayıs 2023 tarihinde alınmıştır.

İncekara, C. Ö., & Oğulata, S. N. (2017). Turkey's energy planning considering global environmental concerns. *Ecological Engineering 102*, 589-595.

Jin, S., Ryan, S. M., Watson, J.-P., & Woodruff, D. L. (2011). Modeling and solving a large-scale generation expansion planning problem under uncertainty. *Energy Syst, 2*, 209-242.

Kahraman, C., Kaya, I., & Cebi, S. (2009). A comparative analysis for multiattribute selection among renewable energy alternatives using fuzzy axiomatic design and fuzzy analytic hierarchy process. *Energy 34*, 1603–1616.

Kalaycı, D. D. (2010). *SPSS Uygulamalı Çok değişkenli İstatistik Teknikleri* (5. Baskı b.). Ankara: Asil Yayın Dağıtım Ltd. Şti.

Kalogirou, S. A. (2000). Applications of artificial neural-networks for energy systems. *Applied Energy, 67*(1-2), 17-35.

Kankal, M., Mersin, A., Kömürcü, M. İ., & Özşahin, T. Ş. (2011). Modeling and forecasting of Turkey's energy consumption using socio-economic and demographic variables. *Applied Energy* (88), 1927-1939.

Karaaslan, A., & Gezen, M. (2017). Forecasting of Turkey's Sectoral Energy Demand by Using Fuzzy Grey Regression Model. *International Journal of Energy Economics and Policy, 7*(1), 67-77.

Karali, N. (2012). *Design And Development Of A Large Scale Energy Model* [Doktora Tezi] Boğaziçi Üniversitesi.

Kat, B. (2011). *Mathematical Modeling For Energy Policy Analysis* [Doktora Tezi]. Orta Doğu Teknik Üniversitesi.

Kavaklioglu, K. (2011). Modeling and prediction of Turkey's electricity consumption using Support Vector Regression. *Applied Energy* (88), 368-375.

Kavaklioglu, K., Ceylan, H., Ozturk, H. K., & Canyurt, O. E. (2009). Modeling and prediction of Turkey's electricity consumption using Artificial Neural Networks. *Energy Conversion and Management* (50), 2719-2727.

Kaytez, F. (2022). Evaluation of priority strategies for the expansion of installed wind power capacity in Turkey using a fuzzy analytic network process analysis. *Renewable Energy, 196*, 1281-1293.

Kaytez, F., Taplamacioglu, M. C., Cam, E., & Hardalac, F. (2015). Forecasting electricity consumption: A comparison of regression analysis, neural networks and least squares support vector machines. *Electrical Power and Energy Systems* (67), 431-438.

Kim, D., Ryu, H., Lee, J., & Kim, K.-K. (2022). Balancing risk: Generation expansion planning under climate mitigation scenarios. *European Journal of Operational Research, 297*(2), 665-679.

Kıran, M. S., Özceylan, E., Gündüz, M., & Paksoy, T. (2012). A novel hybrid approach based on Particle Swarm Optimization and Ant Colony algorithm to forecast energy demand for Turkey. *Energy Conversion and Management* (53), 75-83.

Kocaman, A. S. (2014). Essays on Infrastructure Design and Planning for Clean Energy Systems. Columbia University.

Koltsaklis, N. E., & Dagoumas, A. S. (2018). State-of-the-art generation expansion planning: A review. *Applied Energy, 230*, 563-589.

Li, C., Conejo, A. J., Liu, P., Omell, B. P., Siirola, J. D., & Grossmann, I. E. (2022). Mixed-integer linear programming models and algorithms for generation and transmission expansion planning of power systems. *European Journal of Operational Research, 297*(3), 1071-1082.

Lippmann, R. (1987). An introduction to computing with neural nets. *IEEE ASSP Magazine, 4*(2), 4-22.

Lohmann, T. (2015). *Long-Term Power Generation Expansion Planning with Short-Term Demand Response Model* [Doktora Tezi] Colorado School of Mines.

Luz, T., Moura, P., & Almeida, A. d. (2018). Multi-objective power generation expansion planning with high penetration of renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 81,* 2637-2643.

Mahdavi, M., Javadi, M. S., & Catalão, J. P. (2023). Integrated generation-transmission expansion planning considering power system reliability and optimal maintenance activities. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 145,* 108688.

Marquardt, D. W., & Snee, R. D. (1975). Ridge Regression in Practice. *The American* Statistician, *29*(1), 3-20.

Mock, P. (2016). *The automotive sector in Turkey: A baseline analysis of vehicle fleet structure, fuel consumption and emissions.* International Council on Clean Transportation (ICCT). https://theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_Turkish-fleet-baseline_20160318.pdf adresinden Aralık 2022 tarihinde alınmıştır.

Mohamed, Z., & Bodger, P. (2005). Forecasting electricity consumption in New Zealand using economic and demographic variables. *Energy* (30), 1883-1843.

NCSS 12 Statistical Software (2018). NCSS, LLC. Kaysville, Utah, USA, ncss.com/software/ncss adresinden Kasım 2018 tarihinde alınmıştır.

OECD. (2020). *Projected Cost of Electricity* 2020 Edition. https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2020-12/egc-2020_2020-12-09_18-26-46_781.pdf

Ok, Y. (2016). *Bölge-Ölçekli Dağıtık Enerji Üretim Sistemleri için Kapsama Mesafesi Temelli Ağ Tasarımı* [Doktora Tezi] Gazi Üniversitesi.

Oree, V., Hassen, S. Z., & Fleming, P. J. (2017). Generation expansion planning optimisation with renewable energy integration: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (69), 790-803.

Ozcan, M., Ozturk, S., & Yildirim, M. (2014). Turkey's long-term generation expansion planning with the inclusion of renewable-energy sources. *Computers and Electrical Engineering, 40,* 2050–2061.

Özcan, E. C. (2013). *Elektrik Üretim Planlamasında Çok Amaçlı Optimizasyon Yaklaşımı: Türkiye Örneği*. [Doktora Tezi] Gazi Üniversitesi.

Özcan, M. (2013). *Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Genişletme Planlamasında Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Etkileri* [Doktora Tezi]. Kocaeli Üniversitesi.

Özyiğit, T. (2007). *Türkiye'de Elektrik Üretimi için Enerji Kaynak Alternatiflerinin Değerlendirilmesi* [Doktora Tezi] İstanbul Teknik Üniversitesi.

Pak, B. K. (2011). *Multi-Criteria Decision Making for Sustainable Energy Planning In Turkey* [Doktora Tezi] Marmara Üniversitesi.

Pao, H.-T. (2006). Comparing linear and nonlinear forecasts for Taiwan's electricity consumption. *Energy, 31*(12), 2129-2141.

Pereira, S., Ferreira, P., & A.I.F.Vaz. (2017). Generation expansion planning with high share of renewables of variable output. *Applied Energy, 190*, 1275-1288.

Pohekar, S., & Ramachandran, M. (2004). Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews 8*, 365–381.

Pratama, Y. W., Purwanto, W. W., Tezuka, T., McLellan, B. C., Hartono, D., Hidayatno, A., & Daud, Y. (2017). Multi-objective optimization of a multiregional electricity system in an archipelagic state: The role of renewable energy in energy system sustainability. *Renewable and Sustainable Energy Reviews 77*, 423-439.

Purwanto, W. W., Pratama, Y. W., Nugroho, Y. S., Warjitob, Hertono, G. F., Hartono, Deendarlianto, Tezuka, T. (2015). Multi-objective optimization model for sustainable Indonesian electricity system: Analysis of economic, environment, and adequacy of energy sources. *Renewable Energy, 81*, 308-318.

PWC (2017). The Long View How will the global economic order change by 2050? https://www.pwc.com/gx/en/world-2050/assets/pwc-world-in-2050-summary-report-feb-2017.pdf adresinden Mart 2023 tarihinde alınmıştır.

Rajesh, K., K.Karthikeyan, S.Kannan, & C.Thangaraj. (2016). Generation expansion planning based on solar plants with storage. *Renewable and Sustainable Energy Review 57*, 953-964.

Rencher, A. (2003). *Methods of multivariate analysis* (2 b.). John Wiley&Sons.

Ritchie, H., Roser, M., & Rosado, P. (2020). *CO_2 and Greenhouse Gas Emissions*. (Global Change Data Lab project) https://ourworldindata.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions adresinden Mart 2022 tarihinde alınmıştır.

Rodgers, M. D. (2016). *Simulation-Based Optimization Models for Electricity Generation Expansion Planning Problems Considering Human Health Externalities* [Doktora Tezi] The State University of New Jersey.

S., S., Bruckner, T., Fulton, L., Hertwich, E., McKinnon, A., Perczyk, D., . . . Wiser, a. R. (2014). Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.

Saravanan, S., Kannan, S., & Thangaraj, C. (2012). Forecasting India's electricity demand using artificial neural network. *Advances in Engineering, Science and Management (ICAESM)* (s. 79-83). Nagapattinam, Tamil Nadu, India: IEEE.

Sarucan, A. (2006). Çevre Etkileşimli Enerji Sistemlerinin Bulanık Optimizasyonu. Gazi Üniversitesi.

Satman, A. (Ed.) (2007). *Türkiye'de Enerji ve Geleceği İTÜ Görüşü.* İstanbul Teknik Üniversitesi.

Saygin, D., Tör, O., Cebeci, M., Teimourzadeh, S., & Godron, P. (2021). Increasing Turkey’s power system flexibility for grid integration of 50%renewable energy share. *Energy Strategy Reviews, 34*, 100625.

Selçuklu, S. B. (2015). *Multı-Objective Generation Expansion Planning Considering Uncertainty And Modeling With The Pareto Uncertainty Index* [Doktora Tezi] The State University of New Jersey.

Selçuklu, S. B., Coit, D., & Felder, F. (2023). Electricity generation portfolio planning and policy implications of Turkish power system considering cost, emission, and uncertainty. *Energy Policy, 173*, 113393.

Selçuklu, S. B., Rodgers, M. & , A. M. (2022). Economically and environmentally sustainable long-term power system expansion. *Computers & Industrial Engineering, 164*, 107892.

SHURA. (2023). *Net Sıfır 2053: Türkiye Elektrik Sektörü için Yol Haritası* (ISBN 978-625-6956-05-6). https://shura.org.tr/wp-content/uploads/2023/05/SHURA-2023-02-Rapor-Net-Sifir-2053_04052023.pdf

Sivrikaya, B. T., & Cebi, F. (2016). Long-termed investment planning model for a generation company operating in both bilateral contract and day-ahead markets. *Int. J. Information and Decision Sciences Vol. 8 No. 1*, 24-52.

Suganthi, L., & Samuel, A. A. (2012). Energy models for demand forecasting—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (16), 1223-1240.

Şişman, N. (2018). *Türkiye'nin 2023 Yılında Toplam Elektrik Enerjisi Talebini Karşılamak İçin Optimum Güneş Enerjisi Seçeneğinin Araştırılması* [Doktora Tezi] Eskişehir Osmangazi Üniversitesi.

T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı. (2019). *11. Kalkınma Planı (2019-2023).* https://www.sbb.gov.tr/wp-content/uploads/2022/07/On_Birinci_Kalkinma_Plani-2019-2023.pdf

TEDAŞ (2023). https://istatistikkitabi.tedas.gov.tr/ adresinden Mayıs 2023 tarihinde alınmıştır.

TEİAŞ (2019). *10 Yıllık Talep Tahminleri Raporu (2019-2028).* Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü, Planlama ve Yatırım Yönetimi Dairesi Başkanlığı. https://webim.teias.gov.tr/file/a5c44e0d-7feb-4c1c-a39b-2a4fd08206fc?download

TEİAŞ (2021). *Üretim Kapasite Projeksiyonu (2021-2025).* Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü Planlama ve Yatırım Yönetimi Dairesi Başkanlığı. https://www.teias.gov.tr/ilgili-raporlar

TEİAŞ (2022). https://www.teias.gov.tr/sayilarla-elektrik-iletimi adresinden Mart 2023 tarihinde alınmıştır.

TEİAŞ (2023). Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri. https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri adresinden Mayıs 2023 tarihinde alınmıştır.

Tekiner, H. (2010). *Multi-Objective Stochastic Models for Electricity Generation Expansion Planning Problems* [Doktora Tezi] The State University of New Jersey.

Thangavelu, S. R., Khambadkone, A. M., & A.Karimi, I. (2015). Long-term optimal energy mix planning towards high energy security and low GHG emission. *Applied Energy, 154*, 959-969.

TheWorldBank (2023). The World Bank Data. https://data.worldbank.org/country/turkey?view=chart adresinden Ocak 2023 tarihinde alınmıştır.

Türkiye İhracatçılar Meclisi. (2022). *İhracat 2022 Raporu Yeni Vizyon Yeni Yol Haritası* https://tim.org.tr/files/downloads/Strateji_Raporlari/TIM%20I%CC%87hracat%20Raporu%202022.pdf adresinden Aralık 2022 tarihinde alınmıştır.

Tso, G. K., & K.W.Yau, K. (2007). Predicting electricity consumption: A comparison of regression analysis, decision tree and neural network. *Energy, 32*(9), 1761-1768.

TÜİK (2018). *Nüfus Projeksiyonları, 2018-2080* (Sayı: 30567). https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Nufus-Projeksiyonlari-2018-2080-30567

TÜİK (2023a). Elektrik İstatistikleri. Elektrik Santrallerinin Toplam Kurulu Gücü, Brüt Üretimi, Net Elektrik Tüketimi. https://www.turkiye.gov.tr/turkiye-istatistik-kurumu-baskanligi-tuik adresinden Mayıs 2023 tarihinde alınmıştır.

TÜİK (2023b). Dış Ticaret İstatistikleri. Yıllara göre dış ticaret. https://www.turkiye.gov.tr/turkiye-istatistik-kurumu-baskanligi-tuik adresinden Mayıs 2023 tarihinde alınmıştır.

TÜİK (2023c). Motorlu kara taşıtları. Motorlu kara taşıt sayısı. https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Motorlu-Kara-Tasitlari-Nisan-2023-49434 adresinden Mayıs 2023 tarihinde alınmıştır.

TÜİK (2023d). *Sera Gazı Emisyon İstatistikleri, 1990-2021* (Sayı: 49672). https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Sera-Gazi-Emisyon-Istatistikleri-1990-2021-49672

Uzlu, E., Kankal, M., Akpınar, A., & Dede, T. (2014). Estimates of energy consumption in Turkey using neural networks with the teaching-learning-based optimization algorithm. *Energy* (75), 295-303.

Ünler, A. (2008). Improvment of energy demand forecasts using swarm intelligence: The case of Turkey with projections to 2025. *Energy Policy* (36), 1937-1944.

Walpole, R. E., Myers, R. H., Myers, S. L., & Ye, K. (2012). *Probability and Statistics for Engineers and Scientists.* Boston: PEARSON.

Wei, Y., Liang, C., Li, Y., Zhang, X., & Wei, G. (2020). Can CBOE gold and silver implied volatility help to forecast gold futures volatility in China? Evidence based on HAR and Ridge regression models. *Finance Research Letters, 35*, 101287.

Wierzbowski, M., Lyzwa, W., & Musial, I. (2016). MILP model for long-term energy mix planning with consideration. *Applied Energy 169* , 93-111.

Wilcox, R. (2019). Multicolinearity and ridge regression: results on type I errors, power and heteroscedasticity. *Journal of Applied Statistics, 46*(5), 946-957.

Yu, S.-w., & Zhu, K.-j. (2012). A hybrid procedure for energy demand forecasting in China. *Energy 37*, 396-404.

Zhou, Y., Zhai, Q., Yuan, W., & Wua, J. (2021). Capacity expansion planning for wind power and energy storage considering hourly robust transmission constrained unit commitment. *Applied Energy, 302*, 117570.

ÖZGEÇMİŞ

Ad-Soyad : Meryem Nur MORGÜL TUMBAZ

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans :** 2010, Yıldız Teknik Üniversitesi, Kimya-Metalürji Fakültesi, Kimya Mühendisliği Bölümü
- **Yükseklisans :** 2014, İstanbul Şehir Üniversitesi, Endüstri ve Sistemler Mühendisliği

TEZDEN TÜRETİLEN ESERLER:

- Tumbaz, MNM, Ipek, M. 2021.Energy Demand Forecasting: Avoiding Multi-collinearity, *Arabian Journal For Science And Engineering*, 46, 1663-1675.

DİĞER ESERLER:

- Tumbaz, MNM, Mogulkoc, HT. 2018. Profiling energy efficiency tendency: A case for Turkish households, Energy Policy, 119, 441-448.