SPOT ELEKTRİK FİYATLARININ DERİN ÖĞRENME TEKNİKLERİ İLE TAHMİNİ: TÜRKİYE ENERJİ BORSASI ÜZERİNE BİR UYGULAMA

Arif ARİFOĞLU

Doktora Tezi

Danışman: Prof. Dr. Tuğrul KANDEMİR

Ağustos, 2021

Afyonkarahisar

T.C.
AFYON KOCATEPE ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME ANABİLİM DALI
DOKTORA TEZİ

SPOT ELEKTRİK FİYATLARININ DERİN ÖĞRENME TEKNİKLERİ İLE TAHMİNİ: TÜRKİYE ENERJİ BORSASI ÜZERİNE BİR UYGULAMA

Hazırlayan
Arif ARİFOĞLU

Danışman
Prof. Dr. Tuğrul KANDEMİR

AFYONKARAHİSAR 2021

Bu Tez Çalışması; Afyon Kocatepe Üniversitesi Bilimsel Araştırma Projeleri Koordinasyon Birimi'nce Desteklenmiştir. Proje No: "18.SOS.BİL.08"

YEMİN METNİ

Doktora tezi olarak sunduğum **"Spot Elektrik Fiyatlarının Derin Öğrenme Teknikleri ile Tahmini: Türkiye Enerji Borsası Üzerine Bir Uygulama"** adlı çalışmanın, tarafımdan bilimsel ahlak ve geleneklere aykırı düşecek bir yardıma başvurmaksızın yazıldığını ve yararlandığım eserlerin Kaynakça'da gösterilen eserlerden oluştuğunu, bunlara atıf yapılarak yararlanmış olduğumu belirtir ve bunu onurumla doğrularım.

06.08.2021
İmza
Arif ARİFOĞLU

T.C.
AFYON KOCATEPE ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ

ENSTİTÜ ONAYI

Öğrencinin	**Adı- Soyadı**	Arif ARİFOĞLU
	Numarası	150674103
	Anabilim Dalı	İşletme Anabilim Dalı
	Programı	İşletme
	Program Düzeyi	☐Yüksek Lisans ☒Doktora ☐Sanatta Yeterlik
Tezin Başlığı		SPOT ELEKTRİK FİYATLARININ DERİN ÖĞRENME TEKNİKLERİ İLE TAHMİNİ: TÜRKİYE ENERJİ BORSASI ÜZERİNE BİR UYGULAMA
Tez Savunma Sınav Tarihi		06.08.2021
Tez Savunma Sınav Saati		10:00

Yukarıda bilgileri verilen öğrenciye ait tez, Afyon Kocatepe Üniversitesi Lisansüstü Eğitim-Öğretim ve Sınav Yönetmeliği'nin ilgili maddeleri uyarınca jüri üyeleri tarafından değerlendirilerek ☒oy birliği – ☐oy çokluğu ile kabul edilmiştir.

Prof. Dr. Elbeyi PELİT
MÜDÜR

ÖZET

SPOT ELEKTRİK FİYATLARININ DERİN ÖĞRENME TEKNİKLERİ İLE TAHMİNİ: TÜRKİYE ENERJİ BORSASI ÜZERİNE BİR UYGULAMA

Arif ARİFOĞLU

AFYON KOCATEPE ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME ANABİLİM DALI

Ağustos, 2021

Danışman: Prof. Dr. Tuğrul KANDEMİR

Türkiye elektrik piyasası, reform ve deregülasyon hareketleri ile dikey bütünleşik yapıdan rekabetin olduğu bir piyasa formuna dönüşmüştür. Bu durumun bir getirisi olarak, Mart 2015'te Enerji Piyasaları İşletme A.Ş. (EPİAŞ) kurulmuştur. EPİAŞ bünyesinde, fiziki elektrik ticaretinin yapılabildiği Gün Öncesi Piyasası ve Gün İçi Piyasası işletilmektedir. Gün Öncesi Piyasası ve Gün İçi Piyasası, elektrik enerjisi spot piyasalarını oluşturmaktır. Gün Öncesi Piyasası, piyasa katılımcıları için ikili anlaşmalara ilave olarak ticaret imkânı sunmakta ve gerçek zamandan bir gün öncesinde piyasa dengesine önemli bir katkı sağlamaktadır. Gün Öncesi Piyasası'nda oluşan Piyasa Takas Fiyatı elektrik enerjisi referans fiyatı olarak nitelendirilmektedir. Bu anlamda, Gün Öncesi Piyasası'nda her bir saat için bir Piyasa Takas Fiyatı belirlenmektedir. Gün Öncesi Piyasası'nda oluşan saatlik Piyasa Takas Fiyatının önceden tahmin edilmesi piyasa katılımcılarının teklif stratejileri geliştirebilmeleri ve üretim/tedarik planlaması yapmaları açısından önem arz etmektedir. Bu çalışmada, Türkiye Enerji Borsası EPİAŞ'ın bünyesinde işletilmekte olan Gün Öncesi Piyasası'nda gerçekleşen saatlik Piyasa Takas Fiyatının tahmin edilmesi amaçlanmıştır. Bu doğrultuda, derin öğrenme teknikleri olan Çok Katmanlı Algılayıcılar (MLP), Evrişimli Sinir Ağları (CNN), Uzun Kısa Dönem Hafıza (LSTM) ve Kapılı Tekrarlayan Birim (GRU) modelleri ile 24 saat ve 168 saat ilerisi için tahminler gerçekleştirilmiştir. Tahmin sonuçlarına göre, 24 saat ilerisi için yapılan tahminlerde MLP, CNN, LSTM ve GRU modelleri ile sırasıyla ortalama 8,44, 9,27, 8,15 ve 8,72 MAPE değerleri elde edilmiştir. 168 saat ilerisi için yapılan tahminlerde ise, MLP, CNN ve GRU modelleri ile elde edilen tahminlerin ortalama MAPE değerleri sırasıyla 10,60, 10,13 ve 9,58 olmuştur.

Anahtar Kelimeler: Elektrik Fiyat Tahmini, Gün Öncesi Piyasası, Piyasa Takas Fiyatı, Derin Öğrenme, EPİAŞ.

ABSTRACT

FORECASTING SPOT ELECTRICITY PRICES BY DEEP LEARNING TECHNIQUES: AN APPLICATION ON TURKISH ENERGY EXCHANGE

Arif ARİFOĞLU

AFYON KOCATEPE UNIVERSITY
INSTITUTE OF SOCIAL SCIENCES
DEPARTMENT OF BUSINESS ADMINISTRATION

August, 2021

Advisor: Prof. Dr. Tuğrul KANDEMİR

Turkish electricity market has transformed from a vertically integrated structure to a competitive market with reforms and deregulations. As a result of this, in March 2015, Energy Markets Operations Inc. (EPİAŞ) was established. Within EPİAŞ, Day-Ahead Market and Intra-Day Market, where physical electricity trade is made, are operated. The Day-Ahead Market and the Intraday Market are the spot markets of electricity. The Day Ahead Market offers trading opportunities for market participants in addition to bilateral agreements and makes a significant contribution to the market balance one day ahead of the real time. The Market Clearing Price formed in the Day Ahead Market is defined as the reference price of electrical energy. In this sense, for each hour a Market Clearing Price is determined in the Day Ahead Market. Forecasting the hourly Market Clearing Price is important for market participants to develop bid strategies and to plan production/supply programs. In this study, it is aimed to forecast hourly Market Clearing Price realized in the Day Ahead Market, which is operated by Turkish Energy Exchange EPİAŞ. In this direction, forecastings for 24 hours and 168 hours ahead are made by Multilayer Perceptrons (MLP), Convolutional Neural Networks (CNN), Long Short Term Memory (LSTM) and Gated Recurrent Unit (GRU) models, The findings show that for 24 hours ahead forecasting MLP, CNN, LSTM and GRU models create 8,44, 9,27, 8,15 and 8,72 average MAPE values, respectively. And, for the 168 hours ahead forecasting, the average MAPE values obtained by MLP, CNN and GRU models are 10,60, 10,13 and 9,58, respectively.

Key Words: Electricity Price Forecast, Day Ahead Market, Market Clearing Price, Deep Learning, EPİAŞ.

ÖNSÖZ

Akademik kariyerim boyunca bana her açıdan destek olup doktora sürecini başarıyla tamamlamamda büyük pay sahibi olan, gerek akademik gerek bireysel anlamda gelişmem için görüş ve önerilerini esirgemeyen değerli danışman hocam Prof. Dr. Tuğrul KANDEMİR'e en içten duygularımla teşekkür ederim.

Ayrıca, bu tezin ortaya çıkmasında ve şekillenmesinde önerileri ile önemli katkı sağlamış olan değerli hocalarım Prof. Dr. Selçuk AKÇAY'a, Prof. Dr. Mehmet CİHANGİR'e, Prof. Dr. Ender COŞKUN'a ve Doç. Dr. Ender BAYKUT'a şükranlarımı sunarım.

Doktora sürecim boyunca benimle birlikte her türlü zorluğa sabır gösteren ve her zaman desteğini gördüğüm sevgili eşim Esra ALABOYUN ARİFOĞLU'na ve bugüne gelmem için benden hiçbir fedakarlığı esirgemeyip her daim güven ve cesaret veren annem Dilek ARİFOĞLU ve babam Fuat ARİFOĞLU'na çok teşekkür ederim.

Bende iyi olan ne varsa kendisine borçlu olduğum, her türlü sıkıntımı ve sevincimi paylaştığım, vermiş olduğu sevgiyle bana kardeş olmanın en güzel duygusunu yaşatmış olan, bu tezin yazım sürecinde kaybettiğim canım ablam Seval Özge ARİFOĞLU'na bugüne gelmem için gösterdiği destek ve hayatıma kattığı anlam için ne kadar teşekkür etsem azdır.

Arif ARİFOĞLU
2021, Afyonkarahisar

İÇİNDEKİLER

Sayfa

YEMİN METNİ ... **ii**
ENSTİTÜ ONAYI ... **iii**
ÖZET ... **iv**
ABSTRACT ... **v**
ÖNSÖZ ... **vi**
İÇİNDEKİLER ... **vii**
TABLOLAR LİSTESİ ... **x**
ŞEKİLLER LİSTESİ ... **xi**
KISALTMALAR DİZİNİ ... **xiii**
GİRİŞ ... **1**

BİRİNCİ BÖLÜM

ENERJİ KAVRAMI, ENERJİ KAYNAKLARI VE ENERJİ PİYASALARI

1. ENERJİ KAVRAMI VE ENERJİ KAYNAKLARI ... **6**
1.1. ENERJİ KAVRAMI ... 6
1.1.1. Enerji ve Çevre ... **7**
1.1.2. Enerji Arz Güvenliği ... **8**
1.1.3. Enerji Verimliliği ... **10**
1.2. YENİLENEMEYEN ENERJİ KAYNAKLARI ... 10
1.2.1. Kömür ... **11**
1.2.2. Petrol ... **12**
1.2.3. Doğal Gaz ... **14**
1.2.4. Nükleer Enerji ... **17**
1.3. YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI ... 18
1.3.1. Hidroelektrik Enerjisi ... **19**
1.3.2. Rüzgâr Enerjisi ... **21**
1.3.3. Güneş Enerjisi ... **23**
1.3.4. Jeotermal Enerji ... **25**
1.3.5. Biyokütle Enerjisi ... **26**
2. ENERJİ PİYASALARI ... **27**
2.1. ENERJİ ARZ VE TALEBİ ... 27
2.1.1. Küresel Birincil Enerji Talebi ... **28**
2.1.2. Küresel Enerji Dengesi ... **30**
2.2. KÖMÜR PİYASASI ... 32
2.3. PETROL PİYASASI ... 35
2.4. DOĞAL GAZ PİYASASI ... 37
2.5. ELEKTRİK PİYASASI ... 41
2.5.1. Elektrik Enerjisi ... **41**
2.5.2 Elektrik Piyasası Faaliyetleri ... **43**
2.6. EMİSYON PİYASASI ... 45
2.7. TÜREV ENERJİ PİYASALARI ... 47
2.7.1. Enerji Futures (Vadeli İşlem) Sözleşmeleri ... **48**
2.7.2. Enerji Forward (Alivre) Sözleşmeleri ... **49**
2.7.3. Enerji Opsiyon Sözleşmeleri ... **49**
2.7.4. Enerji Swap (Takas) Sözleşmeleri ... **50**

İKİNCİ BÖLÜM

TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI

1. ELEKTRİK PİYASALARINDA REFORM VE DEREGÜLASYON 52
2. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASININ TARİHÇESİ VE REFORM SÜRECİ 58
2.1. 1923-1972 DÖNEMİNDE TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI 58
2.2. 1972-2001 DÖNEMİNDE TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI 59
2.3. 2001-2009 DÖNEMİNDE TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI 59
2.4. 2009 YILI SONRASINDA TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI 61
2. TÜRKİYE ENERJİ BORSASI 67
3. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA TİCARET.....69
3.1. İKİLİ ANLAŞMALAR.....72
3.2. SPOT PİYASALAR.....73
3.2.1. Gün Öncesi Piyasası 73
3.2.2. Gün İçi Piyasası 79
3.3. GERÇEK ZAMANLI PİYASALAR 82
3.4. TÜREV ELEKTRİK PİYASASI 84

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

SPOT ELEKTRİK FİYATLARININ DERİN ÖĞRENME TEKNİKLERİ İLE TAHMİNİ: TÜRKİYE ENERJİ BORSASI ÜZERİNE BİR UYGULAMA

1. ÇALIŞMANIN AMACI.....86
2. LİTERATÜR TARAMASI.....89
3. VERİ SETİ.....101
3.1. GÜN ÖNCESİ PİYASASI PİYASA TAKAS FİYATI.....102
3.2. DIŞSAL DEĞİŞKENLER.....107
4. METODOLOJİ.....109
4.1. ÇOK KATMANLI ALGILAYICILAR (MULTILAYER PERCEPTRONS-MLP) 112
4.2. EVRİŞİMLİ SİNİR AĞLARI (CONVOLUTIONAL NEURAL NETWORKS-CNN) 115
4.3. TEKRARLAYAN SİNİR AĞLARI (RECURRENT NEURAL NETWORKS-RNN) 119
4.3.1. Uzun Kısa Dönem Hafıza Modeli (Long Short Term Memory-LSTM).....120
4.3.2. Kapılı Tekrarlayan Birim (Gated Recurrent Unit-GRU) 123
4.4. HİPERPARAMETRE SEÇİMİ VE DEĞERLENDİRME KRİTERİ.....125
5. BULGULAR 127
5.1. DOĞRULAMA DÖNEMİ TAHMİN SONUÇLARI 127
5.1.1. 24 Saatlik Girdi-Çıktı Kümesi İle Elde Edilen Doğrulama Sonuçları.....128
5.1.2. 168 Saatlik Girdi-Çıktı Kümesi İle Elde Edilen Doğrulama Sonuçları.....135
5.2. TEST DÖNEMİ TAHMİN SONUÇLARI.....140
5.2.1. Test Dönemi 24 Saatlik Tahmin Sonuçları 141
5.2.2. Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları 147
5.3. BULGULARIN DEĞERLENDİRİLMESİ.....160

SONUÇ VE ÖNERİLER 163
KAYNAKÇA.....170
EKLER 187

TABLOLAR LİSTESİ

Sayfa

Tablo 1. Kanıtlanmış Kömür Rezervleri (2019 Yılı-Milyon Ton) **11**
Tablo 2. Kanıtlanmış Petrol Rezervleri (2019 Yılı) **14**
Tablo 3. Kanıtlanmış Doğal Gaz Rezervleri (2019 Yılı) **16**
Tablo 4. Kaynaklarına Göre Küresel Birincil Enerji Talebi **29**
Tablo 5. Bölgelere Göre Küresel Birincil Enerji Talebi **30**
Tablo 6. 2018 Yılı Küresel Enerji Dengesi (mtep) **31**
Tablo 7. Küresel Kömür Üretimi (exajoule (EJ)) **33**
Tablo 8. Küresel Kömür Tüketimi (exajoule (EJ)) **33**
Tablo 9. Kömür Piyasası Ticaret Hareketleri (exajoule (EJ)) **34**
Tablo 10. Küresel Petrol Üretimi (bin varil/gün) **36**
Tablo 11. Küresel Petrol Tüketimi (bin varil/gün) **36**
Tablo 12. Petrol Piyasası Ticaret Hareketleri (bin varil/gün) **37**
Tablo 13. Küresel Doğalgaz Üretimi (milyar metreküp) **39**
Tablo 14. Küresel Doğalgaz Tüketimi (milyar metreküp) **39**
Tablo 15. Doğalgaz Piyasası Boru Hattı Ticaret Hareketleri (milyar metreküp) **40**
Tablo 16. Doğalgaz Piyasası LNG Ticaret Hareketleri (milyar metreküp) **41**
Tablo 17. Küresel Elektrik Üretimi (terawatt-saat) **43**
Tablo 18. Kaynaklara Göre Küresel Elektrik Üretimi-2019 (terawatt-saat) **44**
Tablo 19. Küresel Karbon Salınımı (milyon ton CO_2) **47**
Tablo 20. Türkiye Elektrik Üretim, İthalat, İhracat ve Brüt Talep Gelişimi **63**
Tablo 21. Türkiye Elektrik Piyasası Katılımcı Sayıları **71**
Tablo 22. Türkiye Fiziki Elektrik Piyasası İşlem Miktarı Dağılımı (MWh) **71**
Tablo 23. GÖP'te Fiyata Göre Değişen Saatlik Teklif Örneği **76**
Tablo 24. GÖP'te Fiyattan Bağımsız Saatlik Alış Teklif Örneği **76**
Tablo 25. GÖP'te Fiyattan Bağımsız Saatlik Satış Teklif Örneği **76**
Tablo 26. GÖP'te Satış ve Alış Yönlü Blok Teklif Örneği **77**
Tablo 27. GÖP'te Esnek Teklif Örneği **78**
Tablo 28. GİP'te Alış ve Satış Tekliflerinin Tam Eşleşmesi **80**
Tablo 29. GİP'te Alış Teklifinin Kısmi Eşleşmesi **81**
Tablo 30. GİP'te Satış Teklifinin Kısmi Eşleşmesi **81**
Tablo 31. DGP'de SMF'nin Belirlenmesi **84**
Tablo 32. Yıllık Elektrik Piyasası Miktarının Piyasalar Arasında Dağılımı **87**
Tablo 33. İstatistiki Yöntemler ile Yapılan Elektrik Fiyat Tahmini Çalışmaları **92**
Tablo 34. Yapay Zekâ Yöntemleri ile Yapılan Elektrik Fiyat Tahmini Çalışmaları **95**
Tablo 35. Yapay Zekâ Modelleri ile Yapılan Çalışmaların Performansı **99**
Tablo 36. Saat Bazında Piyasa Takas Fiyatına Ait Tanımlayıcı İstatistikler **104**
Tablo 37. Günlük Ortalama Piyasa Takas Fiyatına Ait Tanımlayıcı İstatistikler **105**
Tablo 38. Kullanılan Dışsal Değişkenler **108**
Tablo 39. Uygulanan Modellere Ait Hiperparametreler **125**
Tablo 40. 24 Saatlik Girdi-Çıktı Kümesi ile Elde Edilen Doğrulama Sonuçları **128**
Tablo 41. 168 Saatlik Girdi-Çıktı Kümesi ile Elde Edilen Doğrulama Sonuçları **135**
Tablo 42. Test Dönemi 24 Saatlik Tahmin Sonuçları **141**
Tablo 43. Test Dönemi 24 Saatlik Tahmin Sonuçları (Haftanın Günleri) **145**
Tablo 44. Test Dönemi 24 Saatlik Tahmin Sonuçları (Günün Saatleri) **146**
Tablo 45. Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (Haftalık) **147**
Tablo 46. Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (Günlük) **157**
Tablo 47. Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (Haftanın Günleri) **158**
Tablo 48. Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (Günün Saatleri) **159**

ŞEKİLLER LİSTESİ

Sayfa

Şekil 1. Türkiye Brüt Elektrik Talebi ve Elektrik Üretiminin Gelişimi **63**
Şekil 2. Türkiye'de Toplam Kurulu Gücün Gelişimi 1 ..... **64**
Şekil 3. Türkiye'de Toplam Kurulu Gücün Gelişimi 2 ..... **64**
Şekil 4. 2019 Yılı Toplam Kurulu Gücün Kaynaklara Göre Dağılımı **65**
Şekil 5. Toplam Kurulu Gücün Kaynaklara Göre Dağılımı (2009-2019) **66**
Şekil 6. Türkiye Elektrik Piyasasının İşleyiş Yapısı **70**
Şekil 7. Saatlik Piyasa Takas Fiyatı (13.06.2016-28.03.2021) **103**
Şekil 8. Test Verisi **106**
Şekil 9. Yapay Zekâ, Makine Öğrenmesi ve Derin Öğrenme **110**
Şekil 10. Derin Öğrenmede Girdi-Çıktı Süreci **111**
Şekil 11. Derin Sinir Ağlarının Eğitim Süreci **112**
Şekil 12. Tek Gizli Katmana Sahip Çok Katmanlı Sinir Ağı Yapısı **113**
Şekil 13. Tek Gizli Katmana Sahip Geri Beslemeli Çok Katmanlı Sinir Ağı Yapısı **114**
Şekil 14. Evrişimli Sinir Ağlarında Özellik Çıkarma ve Sınıflandırma Süreci **116**
Şekil 15. Evrişimli Sinir Ağı Mimarisi **117**
Şekil 16. Tekrarlayan Sinir Ağı Yapısı **119**
Şekil 17. LSTM Modelinin Şematik Görünümü **121**
Şekil 18. LSTM Hafıza Bloğu **122**
Şekil 19. GRU Hafıza Bloğu **124**
Şekil 20. MLP Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-24 Saatlik (05.10.2020-28.02.2021) **128**
Şekil 21. CNN Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-24 Saatlik (05.10.2020-28.02.2021) **129**
Şekil 22. LSTM Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-24 Saatlik (05.10.2020-28.02.2021) **129**
Şekil 23. GRU Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-24 Saatlik (05.10.2020-28.02.2021) **130**
Şekil 24. MLP Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-24 Saatlik (01.02.2021-28.02.2021) **130**
Şekil 25. CNN Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-24 Saatlik (01.02.2021-28.02.2021) **131**
Şekil 26. LSTM Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-24 Saatlik (01.02.2021-28.02.2021) **131**
Şekil 27. GRU Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-24 Saatlik (01.02.2021-28.02.2021) **132**
Şekil 28. MLP Modeli 24 Saat Bazında Doğrulama Sonuçları Dağılımı (13.06.2021-28.02.2021) **133**
Şekil 29. CNN Modeli 24 Saat Bazında Doğrulama Sonuçları Dağılımı (13.06.2021-28.02.2021) **133**
Şekil 30. LSTM Modeli 24 Saat Bazında Doğrulama Sonuçları Dağılımı (13.06.2021-28.02.2021) **134**
Şekil 31. GRU Modeli 24 Saat Bazında Doğrulama Sonuçları Dağılımı (13.06.2021-28.02.2021) **134**
Şekil 32. MLP Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-168 Saatlik (05.10.2020-28.02.2021) **136**

Şekil 33. CNN Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-168 Saatlik (05.10.2020-28.02.2021) **136**
Şekil 34. GRU Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-168 Saatlik (05.10.2020-28.02.2021) **137**
Şekil 35. MLP Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-168 Saatlik (01.02.2021-28.02.2021) **137**
Şekil 36. CNN Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-168 Saatlik (01.02.2021-28.02.2021) **138**
Şekil 37. GRU Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-168 Saatlik (01.02.2021-28.02.2021) **138**
Şekil 38. MLP Modeli 168 Saat Bazında Doğrulama Sonuçları Dağılımı (13.06.2021-28.02.2021).....**139**
Şekil 39. CNN Modeli 168 Saat Bazında Doğrulama Sonuçları Dağılımı (13.06.2021-28.02.2021).....**139**
Şekil 40. GRU Modeli 168 Saat Bazında Doğrulama Sonuçları Dağılımı (13.06.2021-28.02.2021).....**140**
Şekil 41. Test Dönemi 24 Saatlik Tahmin Sonuçlarının Dağılımı.....**142**
Şekil 42. MLP Modeli Test Dönemi 24 Saatlik Tahmin Sonuçları **143**
Şekil 43. CNN Modeli Test Dönemi 24 Saatlik Tahmin Sonuçları **144**
Şekil 44. LSTM Modeli Test Dönemi 24 Saatlik Tahmin Sonuçları.....**144**
Şekil 45. GRU Modeli Test Dönemi 24 Saatlik Tahmin Sonuçları **145**
Şekil 46. Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçlarının Dağılımı.....**148**
Şekil 47. MLP Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (01.03.2021-07.03.2021).....**149**
Şekil 48. CNN Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (01.03.2021-07.03.2021).....**149**
Şekil 49. GRU Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (01.03.2021-07.03.2021).....**150**
Şekil 50. MLP Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (08.03.2021-14.03.2021).....**151**
Şekil 51. CNN Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (08.03.2021-14.03.2021).....**151**
Şekil 52. GRU Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (08.03.2021-14.03.2021).....**152**
Şekil 53. MLP Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (15.03.2021-21.03.2021).....**153**
Şekil 54. CNN Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (15.03.2021-21.03.2021).....**153**
Şekil 55. GRU Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (15.03.2021-21.03.2021).....**154**
Şekil 56. MLP Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (22.03.2021-28.03.2021).....**155**
Şekil 57. CNN Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (22.03.2021-28.03.2021).....**155**
Şekil 58. GRU Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (22.03.2021-28.03.2021).....**156**

KISALTMALAR DİZİNİ

A.Ş. : Anonim Şirket
AB : Avrupa Birliği
ABD : Amerika Birleşik Devletleri
ADAM : Adaptif Moment
APEX : Enerji Borsaları Birliği
API : Argus/McCloskey Kömür Fiyat Endeksi
AR : Otoregresif
ARCH : Otoregresif Koşullu Değişen Varyans
ARFIMA : Fraksiyonel Bütünleşik Otoregresif Hareketli Ortalama
ARIMA : Bütünleşik Otoregresif Hareketli Ortalama
ARIMAX : Eksojenli Bütünleşik Otoregresif Hareketli Ortalama
ARMA : Otoregresif Hareketli Ortalama
ARMAX : Eksojenli Otoregresif Hareketli Ortalama
ARX : Eksojenli Otoregresif
BEKK : Baba, Engle, Kraft ve Kroner
BİST : Borsa İstanbul
BMİDÇS : Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi
BOTAŞ : Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
BP : British Petroleum
BVAR : Bayes Vektör Otoregresif
CDM : Temiz Kalkınma Mekanizması
CER : Sertifikalı Emisyon Azaltımı
CH_4 : Metan Gazı
CNN : Evrişimli Sinir Ağları
CO_2 : Karbondioksit
ConvLSTM : Evrişimli Uzun Kısa Dönem Hafıza
ÇŞB : Türkiye Cumhuriyeti Çevre ve Şehircilik Bakanlığı
DGP : Dengeleme Güç Piyasası
DSİ : Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü
EEX : Avrupa Enerji Borsası
EGARCH : Üssel Genelleştirilmiş Otoregresif Koşullu Değişen Varyans
EİEİ : Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EJ : Exajoule
ELM : Aşırı Öğrenme Makineleri
ENTSO-E : Avrupa Elektrik İletim Sistemi Operatörleri Ağı
EPDK : Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPEX : Avrupa Spot Enerji Borsası
EPİAŞ : Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
EPK : Elektrik Piyasası Kanunu
ERU : Emisyon Azaltma Birimi
ETKB : Türkiye Cumhuriyeti Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EUROPEX : Avrupa Enerji Borsaları Birliği
EÜAŞ : Elektrik Üretim Anonim Şirketi
EÜD : Elektrik Üreticileri Derneği
EXIST : İstanbul Enerji Borsası
GARCH : Genelleştirilmiş Otoregresif Koşullu Değişen Varyans
G-DUY : Geçici Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği

GES : Güneş Enerjisi Santrali
GİP : Gün İçi Piyasası
GJR : Glosten, Jagannathan ve Runkle
GÖP : Gün Öncesi Piyasası
GRF : Doğalgaz Referans Fiyatı
GRU : Kapılı Tekrarlayan Birim
GUN : Haftanın Günleri ve Resmi Tatiller
GW : Gigawatt
GWh : Gigawatt Saat
GZT : Saatlik Gerçek Zamanlı Tüketim
HAR-RV : Heterojen Otoregresif Gerçekleşen Varyans
HES : Saatlik Gerçek Zamanlı Hidroelektrik Santral Üretim Miktarı
IEA : Uluslararası Enerji Ajansı
IET : Uluslararası Emisyon Ticareti
IoT : Nesnelerin İnterneti
IRENA : Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı
İHD : İşletme Hakkı Devri
JI : Ortak Uygulama
KWh : Kilowatt Saat
LNG : Likit Doğal Gaz
LSTHAR-RV : Lojistik Yumuşak Geçişli Heterojen Otoregresif Gerçekleşen Varyans
LSTM : Uzun Kısa Dönem Hafıza
MAE : Ortalama Mutlak Hata
MAPE : Ortalama Mutlak Yüzde Hata
MFA : Türkiye Cumhuriyeti Dışişleri Bakanlığı
MGARCH : Çok Değişkenli Genelleştirilmiş Otoregresif Koşullu Değişen Varyans
MLP : Çok Katmanlı Algılayıcılar
MPE : Ortalama Yüzde Hata
MS : Markov Rejim Değişim
MSE : Ortalama Hata Karesi
MTA : Maden Teknik ve Arama
MTEP : Milyon Ton Eşdeğer Petrol
MW : Megawatt
MWh : Megawatt Saat
MYTM : Milli Yük Tevzi Merkezi
NARX : Doğrusal Olmayan Eksojenli Otoregresif
OPEC : Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü
OPEC + : Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü Artı
OSB : Organize Sanayi Bölgesi
OTC : Tezgâh Üstü Piyasa
OTDSPY : Organize Toptan Doğalgaz Satış Piyasası Yönetmeliği
PJM : Pennsylvania-New Jersey-Maryland
PMUM : Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
PTF : Piyasa Takas Fiyatı
PV : Fotovoltaik
PVC : Polivinil Klorür
RELU : Rektifiye Edilmiş Doğrusal Birim
RNN : Tekrarlayan Sinir Ağları

RZG : Saatlik Rüzgâr Hızı
SARIMA : Mevsimsel Bütünleşik Otoregresif Hareketli Ortalama
SARIMAX : Eksojenli Mevsimsel Bütünleşik Otoregresif Hareketli Ortalama
SCARX : Eksojenli Mevsimsel Bileşen Otoregresif
SCK : Saatlik Sıcaklık
SeaDFA : Mevsimsel Dinamik Faktör Analizi
SMF : Sistem Marjinal Fiyatı
sMAPE : Simetrik Ortalama Mutlak Yüzde Hata
TANAP : Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı Projesi
TAR : Eşik Otoregresif
TARCH : Eşik Otoregresif Koşullu Değişen Varyans
TARX : Eksojenli Eşik Otoregresif
TBATS : Trigonometrik Mevsimsellik, Box-Cox dönüşümü, ARMA Hataları, Trend ve Mevsimsel Bileşenler
TEİAŞ : Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEAŞ : Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi
TEDAŞ : Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEK : Türkiye Elektrik Kurumu
TEP : Ton Eşdeğer Petrol
TETAŞ : Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TL : Türk Lirası
TVR : Zamanla Değişen Regresyon
TWh : Terawatt Saat
USD : Amerikan Doları
VAR : Vektör Otoregresif
VARX : Eksojenli Vektör Otoregresif
VEP : Vadeli Elektrik Piyasası
VGP : Vadeli Gaz Piyasası
VİOP : Vadeli İşlem ve Opsiyon Piyasası
WNN : Ağırlıklı En Yakın Komşu
WT : Dalgacık Dönüşümü
WTI : West Texas Intermediate
YAL : Yük Alma
YAT : Yük Atma
YEKA : Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı
YEKDEM : Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması
YEK-G : Yenilenebilir Enerji Kaynak Garanti Sistemi
YH : Yan Hizmetler
Yİ : Yap-İşlet
YİD : Yap-İşlet-Devret
YTP : Saatlik Yük Tahmin Planı
°C : Derece Santigrat

GİRİŞ

Reform ve deregülasyon hareketlerinden önce üretim, iletim ve dağıtım faaliyetlerinden oluşan elektrik piyasaları, reform ve deregülasyon hareketleri ile serbestleşme sürecine girmiştir. Serbestleşme öncesi çoğunlukla kamu tekelinde olan elektrik piyasalarında, elektriğin üretiminden son kullanıcıya sunulmasına kadar gerekli faaliyetler dikey bütünleşik bir yapıda gerçekleştirilirken, zaman içerisinde reform ve deregülasyon sürecine geçilerek piyasa faaliyetlerinin ayrıştırılmasına başlanmıştır. Bu bağlamda, dünyanın birçok bölgesinde elektrik piyasalarında reformlar yapılıp toptan elektrik piyasaları oluşturulmuş ve üretim, iletim, dağıtım ve tedarik faaliyetleri ayrıştırılmıştır.

Ülkemizde de 2001 yılında 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmuş ve elektrik piyasası faaliyetlerinin ayrıştırılmasına başlanmıştır. Böylece, iletim haricindeki elektrik piyasası faaliyetleri yeniden yapılandırılarak serbest rekabet ortamına geçiş yapılmıştır. 2013 yılına gelindiğinde ise, bu doğrultuda 6446 sayılı yeni Elektrik Piyasası Kanunu (EPK) çıkarılmıştır. Yeni EPK ile üretim ve tedarik faaliyetlerinin lisans sahibi özel şirketler tarafından gerçekleştirilmesinin önü açılmış, Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ)'ın elektriğin iletiminden sorumlu tek kuruluş olma özelliği korunmuş, dağıtım faaliyeti ise dağıtım lisansına sahip şirketlerin yetki ve sorumluluğuna verilmiştir. Yeni EPK'nın getirdiği yeniliklerden biri de organize toptan elektrik piyasalarını işletmek üzere Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi'nin (EPİAŞ) kurulması olmuştur. Bu bağlamda, yeni EPK ile EPİAŞ'a, Borsa İstanbul Anonim Şirketi (BİST) ve TEİAŞ tarafından işletilen piyasalar haricindeki toptan elektrik piyasalarının işletilmesi görevi verilmiştir.

Çalışmanın Amacı ve Önemi:

Ülkemizde günümüz itibariyle, elektriğin fiziksel ticareti ikili anlaşmalar, spot piyasalar ve TEİAŞ bünyesinde işletilmekte olan Dengeleme Güç Piyasası (DGP) aracılığı ile yapılmaktadır. Türkiye'nin Enerji Borsası olan EPİAŞ bünyesinde fiziksel elektrik ticaretinin yapıldığı spot piyasalar işletilmektedir. Spot elektrik piyasaları, Gün Öncesi Piyasası (GÖP) ve Gün İçi Piyasası (GİP)'ten oluşmaktadır. Elektrik piyasalarında serbestleşme hareketlerinin bir sonucu olarak, Enerji Borsası kanalı ile gerçekleştirilen ticaret hacmi yıldan yıla artış göstermektedir. EPİAŞ 2016 ve 2020 yılları

Elektrik Piyasası Özet Bilgiler Raporları'na göre, 2016 yılında elektrik piyasasındaki toplam fiziksel ticaret hacminin %66'sı ikili anlaşmalarla, %27'si GÖP'te, %0,2'si GİP'te ve %7'si de TEİAŞ bünyesinde işletilmekte olan DGP'de gerçekleşirken, 2020 yılına gelindiğinde toplam fiziksel ticaret hacminin %56,6'sı ikili anlaşmalarla, %40,2'si GÖP'te, %1,5'i GİP'te ve %1,6'sı da DGP'de gerçekleşmiştir. Bu rakamlar, fiziksel elektrik ticaretinde ikili anlaşmaların halen en çok kullanılan araç olduğunu göstermekle beraber, özellikle Gün Öncesi Piyasasının toplam işlem hacmi içerisindeki yıllar itibariyle artan payı, piyasa katılımcıları açısından GÖP'ün gelecek dönemde daha da önemli hale geleceğini ortaya koymaktadır.

Bir gün sonra gerçekleşecek fiziki elektrik teslimatının ticaretinin yapıldığı GÖP, piyasa katılımcıları açısından ikili anlaşmalardan kalan eksiklerin veya fazlaların dengelenebilmesine ve TEİAŞ'a bir gün öncesinden dengelenmiş bir sistem bırakılmasına olanak tanımaktadır (Yarıcı, 2018: 11). GÖP'te oluşan Piyasa Takas Fiyatı (PTF), elektriğin referans fiyatı olarak kabul edilmektedir (Devir, 2017: 81).

Bu çalışmada, Gün Öncesi Piyasasında oluşan saatlik PTF'nin geleceğe yönelik tahmininin yapılması amaçlanmaktadır. Literatürde farklı yazarlar tarafından GÖP'te gerçekleşecek olan PTF'nin tahmin edilmesinin piyasa katılımcıları açısından önemi çeşitli açılardan vurgulanmaktadır. Liu ve Shi (2013: 152), elektrik fiyatlarının tahmin edilmesinin teklif ve hedge stratejisi geliştirilmesi açısından önemli olduğuna, Nogales vd. (2002: 342) ve Catalao vd. (2007: 1297) elektrik fiyatlarının tahmininin üreticilerin ve tedarikçilerin karlarını en üst düzeye çıkarması açısından önem arz ettiğine, Girish (2016: 52-53) üreticilerin ve tedarikçilerin spot piyasada oluşacak fiyatları tahmin ederek elektriği satmanın ve almanın ne zaman daha karlı olacağına karar verebileceğine, Tan vd. (2010: 3606) elektrik piyasasında doğru bir fiyat tahmini ile üreticilerin ve tedarikçilerin maksimum fayda elde etmek için teklif stratejilerini ayarlamasına ve elektrik türev araçları ile risk yönetim stratejileri geliştirmelerine olanak sağlayacağına, Amjady ve Hemmati (2006: 21-22) ise, Gün Öncesi Piyasası'nda yüksek performanslı fiyat tahmini ile üreticilerin üretim programlarını saatlik PTF'ye ve kendi üretim maliyetlerine göre ayarlayabileceğine ve tedarikçilerin de kendi faydasını maksimum yapabilecek bir teklif stratejisi geliştirebileceğine ve her iki tarafın da ikili anlaşmaları daha doğru değerlendirilip fiyat pazarlığı noktasında avantaj elde edebileceğine işaret etmektedirler.

Literatürden hareketle, elektrik piyasaları için referans fiyat olarak belirtilen Gün Öncesi Piyasası saatlik elektrik fiyatlarının tahmininin özetle, piyasa katılımcıları olan üreticiler ve tedarikçiler açısından teklif stratejisi geliştirilerek karlarını maksimum seviyeye çıkarabilmesi, ikili anlaşmalarda belirlenecek fiyatların daha doğru değerlendirilebilmesi, hedge stratejisi geliştirilebilmesi ve üretim/tedarik planlaması yapılması açısından önemli olduğunu söylemek mümkündür.

GÖP'te piyasa katılımcıları, saatlik teklif, blok teklif ve esnek teklif olmak üzere üç farklı teklif tipi ile elektrik enerjisi almak ve satmak için fiyat ve miktar teklifi girebilmektedir. GÖP'te girilecek teklifler gerçek zamandan bir gün öncesinden başlayarak gerçek zamanın her bir saati için ayrı ayrı girilmektedir. GÖP'te piyasa katılımcılarının beş gün sonrasına kadar teklif girebilmelerine izin verilmektedir. Bu çalışmada, GÖP'ün işleyiş yapısından hareketle piyasa katılımcıları için hem teklif stratejisi geliştirilebilmesi hem de haftalık üretim ve tedarik planlamasının yapılmasında bir araç olabilmesi açısından bir günlük (24 saatlik) ve yedi günlük (168 saatlik) PTF'nin tahmin edilmesi amaçlanmış ve bu bağlamda gelecek 24 saat ve 168 saat için fiyat tahminlemesi gerçekleştirilmiştir.

Çalışmanın Yöntemi:

Yukarıda belirtilen amacın gerçekleştirilmesi için literatürde son dönemde araştırmacılar tarafından sıklıkla kullanılmakta olan yapay zekâ modelleri kullanılmıştır. PTF, literatürde belirtildiği üzere yüksek volatilite, kaldıraç etkisi, mevsimsellik, fiyat sıçraması ve doğrusal olmama gibi özelliklere sahiptir. Bu durum, tahmini zorlaştırmakta ve PTF'nin bu özelliklerini yakalayabilecek modellerin kullanımını gerekli kılmaktadır. Literatürde yapay zekâ yöntemlerinin, PTF'nin bu özelliklerini yakalamada ve daha yüksek performanslı tahmin sonuçları elde etmede istatistiki yöntemlerden daha başarılı olduğu belirtilmektedir. Bu çalışmada, literatürde elektrik fiyatlarının tahmin edilmesinde performansı test edilmiş olan yapay zekâ yöntemlerinden derin öğrenme algoritmaları kullanılarak PTF tahmin edilmiştir. Bu bağlamda, yapay zekanın ve makine öğrenmesinin bir alt sınıfı olan derin öğrenme tekniklerinden Çok Katmanlı Algılayıcılar (MLP), Evrişimli Sinir Ağları (CNN), Uzun Kısa Dönem Hafıza (LSTM) ve Kapılı Tekrarlayan Birim (GRU) modelleri ile PTF'nin 24 saat ve 168 saatlik tahminlemesi gerçekleştirilmiştir. Modellerin eğitim sürecine tabi tutulacak olması ve eğitilen modellerin öncelikle doğrulanıp sonrasında test için kullanılacak olmasından dolayı, analizlerin gerçekleştirileceği veri seti eğitim, doğrulama ve test olmak üç gruba

ayrılmıştır. Böylelikle, eğitim seti ile modellerin, verilerin davranış şeklini öğrenmesi veya diğer bir ifadeyle eğitilmesi sağlanmış, sonrasında ise eğitilen modellerin doğrulama veri seti üzerinde performansı gözlenmiş ve son olarak da örneklem dışı bırakılan test verisi için tahminleme yapılmıştır.

Çalışmanın Kısıtları:

Çalışmada kullanılan verilerin saatlik veri olması, bir yandan kullanılan modellerin eğitimi için büyük bir veri setine sahip olma avantajı sunarken diğer yandan modellere dahil edilecek dışsal değişkenlerin de saatlik olması gerekliliği açısından bir kısıt oluşturmaktadır. Bu nedenle, çalışmada kullanılan dışsal değişkenler saatlik olarak elde edilebilen veya türetilebilen veriler ile sınırlı tutularak analizler gerçekleştirilmiştir.

Çalışmanın İçeriği:

Çalışmanın birinci bölümünde Enerji Kavramı, Enerji Kaynakları ve Enerji Piyasaları başlıkları ele alınmıştır. Bu bağlamda enerji kavramı açıkladıktan sonra, enerji kaynakları iki grup halinde ele alınmış ve yenilenemeyen enerji kaynakları başlığı altında kömür, petrol, doğal gaz ve nükleer enerji; yenilenebilir enerji kaynakları başlığı altında ise hidroelektrik enerjisi, rüzgâr enerjisi, güneş enerjisi, jeotermal enerji ve biyokütle enerjisi açıklanmıştır. Enerji piyasaları başlığı altında ise, enerji arz ve talebi, kömür piyasası, petrol piyasası, doğal gaz piyasası, elektrik piyasası, emisyon piyasası ve türev enerji piyasaları açıklanmıştır.

Çalışmanın ikinci bölümünü Türkiye Elektrik Piyasası oluşturmaktadır. Bu bölümde, öncelikle elektrik piyasalarında yaşanan reformlar ve deregülasyon süreci açıklandıktan sonra Türkiye elektrik piyasasının tarihçesi ve reform süreci dönemler itibariyle anlatılmıştır. Bu bölümde ayrıca, Türkiye Enerji Borsası ve Türkiye Elektrik Piyasasında Ticaret başlıkları ele alınmıştır. Türkiye Elektrik Piyasasında Ticaret başlığının altında, piyasa katılımcılarının gerçekleştirmekte olduğu ikili anlaşmalar, EPİAŞ'ın bünyesinde işletilmekte olan ve spot elektrik piyasaları olan Gün Öncesi Piyasası ve Gün İçi Piyasasının işleyişi, TEİAŞ bünyesinde işletilmekte olan ve Gerçek Zamanlı Piyasalar olan Dengeleme Güç Piyasası ve Yan Hizmetler Piyasasının işleyişi ve Borsa İstanbul A.Ş. bünyesinde işletilmekte olan Türev Elektrik Piyasaları açıklanmıştır.

Çalışmanın üçüncü bölümünde ise, spot elektrik fiyatlarının tahminlemesi üzerine bir uygulama yapılmıştır. Bu bağlamda, öncelikle çalışmanın amacı

açıklanarak konu ile ilgili literatürde yapılan çalışmalar ele alınmıştır. Sonrasında, analizlerde kullanılan veri seti, bağımlı ve dışsal değişken grupları altında açıklanıp, analizlerde kullanılan MLP, CNN, LSTM ve GRU modellerine ilişkin kapsamlı bir açıklama yapılmıştır. Devamında ise, 24 saatlik ve 168 saatlik tahminler için elde bulgular raporlanarak, sonuç ve öneriler ile çalışma sonlandırılmıştır.

BİRİNCİ BÖLÜM

ENERJİ KAVRAMI, ENERJİ KAYNAKLARI VE ENERJİ PİYASALARI

Çalışmanın bu bölümünde öncelikle enerji kavramı açıklanıp enerji kaynakları, yenilenemeyen enerji kaynakları ve yenilenebilir enerji kaynakları olmak üzere iki başlık altında anlatıldıktan sonra, enerji piyasaları başlığı altında enerji arz ve talebi, kömür piyasası, petrol piyasası, doğalgaz piyasası, elektrik piyasası, emisyon piyasası ve türev enerji piyasaları konuları ele alınmıştır.

1. ENERJİ KAVRAMI VE ENERJİ KAYNAKLARI

1.1. ENERJİ KAVRAMI

Kökeni Yunanca "ενέργεια" kelimesine dayanan ve etkili güç anlamına gelen "enerji" kelimesi, Thomas Young tarafından 1807 yılında icat edilmiş bir terimdir. Enerji terimi iç enerjinin termodinamiğin birinci yasası ile birlikte ifade edilmeye başlandığı 19. yüzyılın ikinci yarısına kadar tam olarak kabul edilmemiştir. 20. yüzyılın başlarına gelindiğinde, Einstein'ın $E=mc^2$ formülüne uygun olarak bir kütle olarak kabul edilmeye başlanmıştır (Müller, 2007: 8).

Casper (2007: 1) enerjiyi basit bir ifadeyle, bir işi yapabilme kapasitesi olarak tanımlamaktadır. Bir sistemin, iş ya da ısı üretebiliyor olması o sistemin enerjiye sahip olduğunu göstermektedir. Örneğin, yandığında ısı sağlayabilmesi ve bir aracı hareket ettirmek için kullanılması benzinin enerji içerdiğini göstermektedir (Ngo, 2010:2).

Toplumun gelişiminde her zaman önemli bir rol oynayan enerji, bu anlamda sanayi devriminden bu yana itici bir güç olmuştur. Teknolojik gelişme, dünya nüfusunun artması ve enerji tüketimi birbirine bağlı kavramlardır (Afgan, 2004: 3). IEA (2000) ve Dünya Enerji Konseyi (2006) araştırmalarından aktaran Popovski ve Vasilevska (2008: 160), enerjinin günümüzde yaşamının merkezinde olduğunu ve enerjinin sürdürülebilirliğinin, küresel boyutta karşı karşıya kalınabilecek başlıca sorunlardan biri olduğunu belirtmektedirler. Buna göre, artan büyüme ve refah talebi, enerji tüketiminde de bir artış meydana getirmekte ve bu durum, daha yüksek kalkınma düzeyine ulaşmak için enerji kaynakları üzerinde daha fazla baskı uygulamaktır (Popovski ve Vasilevska, 2008: 160).

Sürdürülebilir kalkınma kavramı 1990'ların başından beri artan bir ilgi görmektedir. Sürdürülebilir kalkınma, sosyal, ekonomik ve çevresel sürdürülebilirlik

olmak üzere üç başlık altında ele alınmaktadır. Sürdürülebilirlik kavramı, doğal kaynaklardan elde edilen ekonomik faydanın mevcut ve gelecek nesiller arasında paylaşılması gerektiğini belirtmektedir. (Schrattenholzer vd., 2004: 1-3). Dolayısıyla, sürdürülebilir kalkınma kavramı, gelecek nesillerin kendi ihtiyaçlarını karşılama yeteneklerinden ödün vermeden bugünün ihtiyaçlarını karşılamanın altını çizmektedir. Bu bağlamda, enerji üretimi, ekonomik büyüme ile çevrenin koruması için gerekli kriterleri içermenin yanında, karşılanabilir, güvenilir, ihtiyaçlara uygun ve her zaman için ulaşılabilir oldukça sürdürülebilir olabilmektedir (Dukert, 2009: 185).

1.1.1. Enerji ve Çevre

Gerek enerji üretimi gerek enerji kullanımı kirletici gazların salınmasına neden olur. Enerji sektörü, çevreyi kirletici emisyonları artırmakla birlikte, sanayi ve tarım gibi diğer sektörler de büyük miktarlarda çevreye zarar veren gazlar yaymaktadır. Fosil yakıtların çıkarılması, gaz veya sıvı haldeki atıkların salınmasıyla atmosferde kirliliğe yol açmaktadır. Fosil yakıtların taşınma aşamalarında ve rafine etme sürecinde toksik ürünler açığa çıkmakta ve fosil yakıtların yanması nitrojen oksit üretimine neden olmaktadır (Ngo, 2010: 95-100).

Endüstriyel faaliyetlerle birlikte, elektrik üretim istasyonlarında, konutlarda ve ticari faaliyetlerde yakıtların yakılması ve ulaşımda enerji kullanımı hava kirliliğinin başlıca kaynaklarıdır. Birçok gelişmiş ülkede katı çevre düzenlemelerinin uygulanması ve doğal gaz ve nükleer enerjiye geçişin yanında yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının yaygınlaşması ile çevre kirliliğinin önüne geçilmeye çalışılmaktadır. Gelişmekte olan ülkelerdeki ekonomik büyüme ihtiyacından dolayı, emisyon sınırlama yönündeki tedbirlerin uygulanması gelişmiş ülkelere göre daha zor olmakta, bu da iklim sorunu ile mücadeleyi daha zorlu hale getirmektedir. (Bhattacharyya, 2011: 532-533).

1994 yılında yürürlüğe giren ve 196 ülke ve Avrupa Birliği'nin taraf olduğu Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (BMİDÇS), sera gazı emisyonlarının sürdürülebilir olmasına yönelik uluslararası boyutta atılan ilk adım olmuştur. BMİDÇS, sera gazı emisyonlarının azaltılması için araştırma yapma ve teknoloji kullanımına yönelik taraf ülkeler arasında iş birliği yapılması ve orman, deniz ve göllerin korunmasına yönelik tedbirler alınmasını öngörmektedir (MFA, 2020a).

1997 yılında BMİDÇS'ye taraf ülkelerce imzalanan Kyoto Protokolü de sera gazı emisyonlarının 2020 yılına kadar kademeli bir şekilde 1990 yılına göre önce %5,

sonrasında ise %18 azaltılmasına yönelik olarak iki taahhüt dönemini kapsamaktadır (MFA, 2020b).

2015 yılında Paris Anlaşması imzalanan Paris Anlaşması ise, gelişmekte olan ülkelerin emisyon azaltım hedeflerini yükseltmesini, gelişmiş ülkelerin ise mevcut emisyon azaltım hedeflerini sürdürmekle birlikte az gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerin sera gazı emisyon azaltım kabiliyetinin artırılmasına yönelik finansman, teknoloji transferi ve kapasite geliştirme olanakları sağlamasını öngörmektedir (MFA, 2020c).

Günümüzde sera gazı emisyonlarının neden olduğu iklim değişikliği, doğal zaman çizelgesine göre çok daha hızlı gerçekleşmektedir. Bu sorun karşısında kullanılabilecek yenilenebilir enerji kaynakları için en önemli unsur, ekonomik olarak rekabetçi hale getirilebilmeleri ve enerjiden kesintisiz yararlanabilmek için çözümler üretilmesidir. Mevcut durumda, yenilenebilir enerjilerin kısa ve orta vadeli hedefi, fosil yakıtların yerini almak değil, mümkün olan yerlerde fosil yakıt tüketimini azaltmaktır. Bu bağlamda, bir ülkenin ve bir bölgenin yenilenebilir kaynaklarını en iyi şekilde kullanması da önem arz etmektedir. Nitekim, küresel çevre kirliliğinin çözümü, öncelikle her ülkenin kendi çözümünü üretmesinden geçmektedir (Ngo, 2010: 109-113).

1.1.2. Enerji Arz Güvenliği

Enerjinin tüm ekonomik süreçlerin girdilerinden biri olmasından dolayı, ekonomilerin işleyişi için vazgeçilmez bir unsurdur. Enerji arz güvenliği genel olarak makul fiyatlarla güvenilir ve yeterli enerji arzının sağlanması olarak tanımlanmaktadır. Enerji arz güvenliği, ekonomik kalkınma ve çevrenin korunması gibi temel politikalarla birlikte var olan ana hedeflerden birisidir. (Bielecki, 2002: 236-237).

Enerji arz güvenliğinin içine kullanılabilirlik, güvenilirlik ve uygun fiyatla erişilebilirlik kavramları girmektedir. Enerjinin kullanılabilirliği, üreticilerin fiziki donanımlarının yeterliliğini, sermaye yatırımlarını, üretim, nakliye, dönüştürme, depolama ve dağıtım süreçlerinde gerekli çözümlerin sunulmasını, arz ve talebin buluşabileceği bir piyasanın varlığını ve çevresel ve diğer yasal gerekliliklere uygunluğu gerektirmektedir. Güvenilirlik ise, sağlam ve çeşitlendirilmiş enerji tedarik zincirini ve yedek kapasitesini, tedarik zincirinin dış etkilerden kısa ve uzun vadede muhafaza edilmesini gerekli kılmaktadır. Ayrıca, düşük fiyat oynaklığı, şeffaf fiyatlandırma ve gelecekteki fiyat için gerçekçi beklentiler, enerji arz güvenliği açısından önemli kriterlerdir (Elkind, 2010: 121-122).

Bir yakıtın ithalata bağımlılık seviyesi, yakıtın ithal edilmesiyle ilişkili fiyat ve miktar risklerini içermektedir. Buna göre, daha yüksek ithalat seviyesi genellikle daha riskli bir seçenek olarak kabul edilmektedir. Benzer şekilde, bir enerji üretimi söz konusu olduğunda, tek bir yakıta yüksek oranda bağımlılık daha riskli bir seçenek olarak kabul edilmektedir. Optimum düzeyde enerji bağımsızlığı için, ithalat kısıtlamaları, ithalatın çeşitlendirilmesi, yakıt karışımının çeşitlendirilmesi ve mümkün olan yakıtların depolanması başvurulabilecek politika seçeneklerindendir (Bhattacharyya, 2011: 463-476).

Reddy (2000)'den aktaran Chevalier ve Ouedraogo (2009: 115), sosyo-ekonomik kalkınma için uygun fiyatlı, güvenilir, etkili ve sürdürülebilir enerji hizmetlerine erişimin yeterli olmamasını enerji yoksulluğu olarak tanımlamaktadır. Bu anlamda enerji yoksulluğu, ekonomik kalkınmanın önünde bir engel teşkil etmektedir. Yoksul ülkelerde kişi başına enerji tüketimi 1 tep (ton eşdeğer petrol)'in altındadır. Bu ülkelerde, sağlık ve çevre üzerinde olumsuz etkileri olan odun, tarım artıkları ve gübre gibi biyokütle kullanımına aşırı bağımlılık, düşük elektrifikasyon oranı ve petrol ürünlerinin aydınlatma, yemek pişirme ve ulaşım için kullanılması gibi unsurlar ön plana çıkmaktadır (Chevalier ve Ouedraogo, 2009: 115-118).

Sürdürülebilir enerji hizmetlerine erişim eksikliği ve verimsiz enerji kaynaklarına aşırı bağımlılık, yoksul ülkelerde günlük yaşamı ve insan sağlığını olumsuz etkilemektedir. Bu bağlamda, sürdürülebilir enerjiye erişim, yoksul ülkelerin acil endişesi olmaya devam etmektedir (Cherian, 2015: 38).

Modern enerji kaynaklarına erişim, yeni üretim alanlarının oluşturulması, yeni iş fırsatlarının geliştirilmesi, temiz suya erişimin kolaylaşması, sağlık, eğitim ve gıda güvenliğinin iyileştirilmesi ve çevrenin korunması için bir koşul olmaktadır. Özellikle, elektrifikasyonun konfor, sağlık, eğitim, üretim vb. konularda günlük yaşam üzerindeki etkileri göz önüne alındığında, elektriğe erişim, ekonomik ve sosyal kalkınma için bir ön şart olarak karşımıza çıkmaktadır (Chevalier ve Ouedraogo, 2009: 117; Chevalier ve Ouedraogo, 2009: 132).

Enerjiye erişim sorununun elektrifikasyon yoluyla çözülebilmesi ve elektrifikasyonun rekabetçi bir tercih olabilmesi için, özellikle kırsal kalkınma programlarının kırsal alan elektrifikasyonuyla entegre edilmesi ve elektrik kullanımının yaygınlaştırılması gerekmektedir (Bhattacharyya, 2011: 516).

1.1.3. Enerji Verimliliği

Enerji verimliliği, tüketilen her birim birincil enerji kaynağından olabildiğince faydalı enerji çıktısı elde etmektir. Enerji tedarik sisteminin üç bileşeni bulunmaktadır. Bunlar, birincil yakıt tedariki, üretim-dağıtım sistemleri ve nihai kullanımdır. Enerji verimliliğini sağlamak için enerji sistemi bileşenlerin planlaması, yatırımı ve operasyonu entegre edilmelidir. Birincil yakıtların seçimi, üretim ve dağıtım ekipmanlarının seçimi, üretim ve dağıtım sistemlerinin kurulduğu yerin seçimi gibi faktörlerin tümü, enerji kaynaklarının verimli olarak kullanılmasını etkilemektedir. Birincil enerji kaynağını dönüştürme sürecinde, enerjinin üçte ikisi ısıya dönüşmektedir. Enerji verimliliğindeki en büyük kazanç, üretim ve dağıtım sistemlerinin verimliliğini artırarak kayıp enerjiyi geri kazanmaktır (Solmes, 2009: 19-20).

Dördüncü sanayi devrimi, enerji sektörünü de önemli ölçüde dönüştürmektedir. Enerji 4.0 olarak tanımlanan bu dönüşüm, enerji sektörünün dijitalleşmesini içermektedir. Enerji 4.0, büyük veri, bulut bilişim ve IoT (nesnelerin interneti) gibi teknolojilerin, enerji üretimi, iletimi, dağıtımı ve tüketimi alanlarına girişi anlamına gelmektedir (Alimkhan vd., 2019: 1).

Enerji 4.0 uygulamaları, enerjinin arz tarafında etkinliğin artmasını sağlamaktadır. Dijital teknolojiler sayesinde, erişilmesi güç olan derin sularda veya sert arazilerde bulunan petrol ve gaz sahalarına erişilebilmektedir. Dijitalleşme, elektrik tüketiminde sistemden gelen sinyallere esnek bir şekilde yanıt verilmesine ve cihazların sürekli olarak izlenmesi ve şebekeye bağlanmasına olanak tanımaktadır. Enerjide dijitalleşme için en büyük dönüşüm potansiyeli, enerji sektörleri arasındaki sınırların aşılması, esnekliğin artırılması ve tüm sistemler arasında entegrasyonun sağlanmasındadır. Elektrik sektörü bu dönüşüm potansiyelinin merkezinde yer almaktadır. Küresel ölçekte devam eden elektrifikasyon, elektrik sisteminin dönüşümünü daha önemli hale getirmekle birlikte, yeni dijital teknolojilerin kullanılması için de fırsatlar sunmaktadır (IEA, 2017: 67-89).

1.2. YENİLENEMEYEN ENERJİ KAYNAKLARI

Enerji kaynakları genel olarak iki sınıfa ayrılmaktadır. Bunlar, yenilenemeyen ve yenilenebilir kaynaklardır. Yenilenemeyen enerji kaynakları, literatürde çoğunlukla fosil kaynaklar olarak da adlandırılmaktadır. Bu kaynaklar, adından da anlaşılacağı üzere kullanıldıklarında yerine konmaları mümkün olmayan veya yerine konması milyonlarca yıl gibi çok uzun süreler alan kaynaklardır. Fosil enerji kaynakları bitki ve hayvanların

jeolojik yataklardaki asırlık kalıntılarından tamamen doğal süreçlerle oluşmuş kaynaklar olduğu için kullanımdan sonra kolayca yenilenemezler. Bu kaynaklar, yeni yatakların veya rezervlerin bulunması yolu ile çoğaltılabilir ancak yeni keşfedilen rezervler de kullanıldıklarında tükeneceklerdir. Bu nedenle, fosil kaynaklar yenilenemeyen enerji kaynakları olarak adlandırılmaktadırlar (Smith ve Taylor, 2008: 2; Doğanay ve Coşkun, 2017: 3).

1.2.1. Kömür

Kömür, %50'den fazlası karbondan oluşan tabakalı tortul bir kayadır. Çoğunluğu karbondan oluşan kömür, bunun yanında hidrojen, azot ve oksijen de içermektedir (Ngo ve Natowitz, 2009: 57). Kömür, en eski fosil enerji kaynağıdır. Dünya yüzeyini kaplayan ormanların su altında kalmasıyla ölen bitkiler kalın bir bitkisel tabaka oluşturmuş ve bu tabaka sertleştikçe turba haline gelmiş ve toprak tabakalarının altında gömülen turba havadan korunarak kömüre dönüşmüştür. Bu sürecin tekrar tekrar gerçekleşmesi ile dünya üzerinde farklı kömür yatakları oluşmuştur (Casper, 2007: 34).

Kömür; antrasit, taşkömürü ve linyit olarak sınıflandırılmaktadır. Taşkömürünün, kok fabrikalarında uçucu maddelerinden kurtarılmasıyla karbon oranı artırılmakta ve antrasit olarak adlandırılan bu kömür ısı kaynağı olarak demir-çelik sanayisinde kullanılmaktadır. Taşkömürlerinin içeriğindeki uçucu madde oranı kömürün yağlı veya yağsız olmasını belirler ve yağlı taş kömürleri kok kömürü üretimine en uygun kömürlerdir. Antrasitlerden sonra ekonomik değeri en yüksek olan taşkömürü de endüstrinin önemli bir enerji kaynağıdır. Yağsız olarak nitelendirilen taşkömürleri ise çoğunlukla konutların ısınma ihtiyacını karşılamada kullanılmaktadır. Nem oranı taşkömüründen yüksek olan linyit ise termik santrallerde elektrik enerjisi üretiminde kullanılmaktadır (Doğanay ve Coşkun, 2017: 10-17).

Tablo 1. *Kanıtlanmış Kömür Rezervleri (2019 Yılı-Milyon Ton)*

Kıta	Antrasit ve Taş Kömürü	Linyit	Toplam
Asya	442.584	204.884	647.468
Kuzey Amerika	225.040	32.290	257.330
Avrupa	56.953	78.156	135.109
Orta Doğu & Afrika	15.974	66	16.040
Güney Amerika	8.616	5.073	13.689
Toplam	749.167	320.469	1.069.636

Kaynak: BP (2020: 44).

Tablo 1.'de dünya kömür rezervleri kıtalar bazında yer almaktadır. Buna göre, 2019 yılı sonu itibariyle dünya genelinde toplam kanıtlanmış kömür rezervi 1.069.636 milyon metreküptür. Toplam rezervin 749.167 milyon metreküpü antrasit ve taşkömüründen, 320.469 milyon metreküpü de linyitten oluşmaktadır. Kıta bazında bakıldığında, antrasit ve taşkömürü açısından en zengin rezervler sırasıyla Asya, Kuzey Amerika, Avrupa, Orta Doğu & Afrika ve Güney Amerika'da bulunmaktadır. Linyitte ise en büyük rezervlere sırasıyla Asya, Avrupa, Kuzey Amerika, Güney Amerika ve Orta Doğu & Afrika sahiptir.

BP (2020: 44)'e göre, en büyük antrasit ve taşkömürü rezervinin bulunduğu ülke 219.534 milyon ton ile Amerika Birleşik Devletleri (ABD)'dir. ABD'yi sırasıyla, Çin (133.467 milyon ton), Hindistan (100.858 milyon ton), Avustralya (72.571 milyon ton), Rusya (71.719 milyon ton), Ukrayna (32.039 milyon ton), Endonezya (28.163 milyon ton), Kazakistan (25.605 milyon ton) ve Polonya (21.067 milyon ton) izlemektedir. Bu ülkelerin toplam antrasit ve taşkömürü rezervleri, dünya antrasit ve taşkömürü rezervlerinin %94,1'ini oluşturmaktadır. Linyitte ise, ülke bazında en büyük rezerve 90.447milyon ton ile Rusya sahiptir. Rusya'yı sırasıyla Avustralya (76.508 milyon ton), Almaya (35.900 milyon ton), ABD (30.003 milyon ton), Endonezya (11.728 milyon ton), Türkiye (10.975 milyon ton), Çin (8.128 milyon ton) izlemektedir. Türkiye, toplam 11.525 milyon ton ile dünya toplam kömür rezervlerinin %1'ine ve 10.975 milyon ton ile dünya linyit rezervlerinin %3,4'üne sahiptir.

Türkiye dünyaya kıyasla fakir bir taşkömürü rezervine sahipken, linyit rezervleri açısından daha iyi bir konumdadır. Türkiye'de taşkömürü rezervi Zonguldak Havzası ile sınırlıyken, linyit ülkemizin birçok yerinde bulunmaktadır (MTA, b.t.: 11). Ülkemizdeki en büyük linyit rezervleri Afşin-Elbistan havzasında yer almaktadır. Ayrıca, Karapınar (Konya), Trakya Havzası, Alpu (Eskişehir) ve Soma (Manisa) bölgelerinde de linyit yatakları bulunmaktadır (Erbilen ve Şahin, 2015: 145).

1.2.2. Petrol

Fosil enerji kaynaklarından bir diğeri olan ve temel olarak hidrokarbonlardan oluş petrol de, kömür gibi milyonlarca yıl içerisinde oluşmuştur. Su bitkisi ve hayvan kalıntılarının tortu, kaya ve mineral parçacıklarıyla kaplanıp aşırı basınç ve yüksek sıcaklık ile sıvı hidrokarbon karışımı haline gelmesi, bitki ve hayvan kalıntılarının zaman içerisinde ham petrol olarak şekillenmesine neden olmuştur (Ghosh ve Prelas, 2009: 383).

Petrolün kalitesini tayin etmede kullanılan özellik, gravite olarak da bilinen ve petrolün özgül ağırlığını belirleyen akışkanlık derecesidir. Petrolün özgül ağırlığı suyun özgül ağırlığı olan 1 değerine yakın veya büyükse, ağır petrol olarak adlandırılır. Meksika petrolleri buna örnek olarak verilebilir. Özgül ağırlık 0,8-0,9 arasında ise hafif, daha da azsa çok hafif petrol olarak nitelendirilir. Bu gruba da Rusya petrolleri örnek verilebilir (Doğanay ve Coşkun, 2017: 93).

Rezervuar adı verilen yeraltı bölgelerinde bulunan ham petrol, sarı-siyah bir sıvıdır. Kaya örnekleri incelenerek seçilen bir bölgeden ölçümler alınır ve yağ içeren bir oluşum varsa bu bölgede vinç (derrick) adı verilen üçgen bir yapı ile sondaj başlar ve derinlere inildikten sonra, yüzeye sabit bir yağ akışı gelir. Ham petrol olarak isimlendirilen bu kaynak çıkarıldıktan sonra işlenmek üzere rafineriye gönderilerek çeşitli petrol ürünlerine ayrıştırılır. Ham petrol varil cinsinden ölçülür ve bir varil ham petrol yaklaşık 159 litre veya 42 galona denk gelmektedir (Casper, 2007: 31).

M. Ö. 400'lü yıllarda ışık vermede kullanılan petrol, Bizans döneminde ise paçavraların yakılarak silah olarak kullanılması için gerekli yanıcılığı sağlamada kullanılmıştır. Bugünkü kullanım şekliyle petrol endüstrisinin ilk temelleri 1859'da ABD'de ilk petrol sondaj kuyusunun açılması ile atılmıştır. Petrol, esas önemini ise 1900'lu yılların başında içten yanmalı motorların icat edilmesi ile kazanmıştır. Bu döneme kadar kömür dünyanın en önemli enerji kaynağı iken, termik enerji kaynağı olarak kömürden daha verimli olması ve kömüre göre daha az güçle yüklenebilmesi, petrolü 20. yüzyılın en önemli enerji kaynağı haline getirmiştir (Doğanay ve Coşkun, 2017: 90-99).

Bu dönemde petrol üretimi ve tüketimi hız kazanmıştır. 1901'de Teksas Spindletop petrol sahasında günde 100.000 varil civarı petrol üretilmeye başlanmış ve bu durum, dünya genelinde petrol arama faaliyetlerini hızlandırmıştır. Yıllar içerisinde petrol talebi günlük 80 milyon varili aşmıştır. 1900'lü yılların başında petrol ideal bir enerji kaynağı olarak görülürken, o dönemde, yenilenemeyen bir enerji kaynağı olan petrolün tedarikindeki sınırlılıklar üzerine bir endişe bulunmamaktaydı (Kelly, 2007: 22). Ta ki, M. King Hubbert tarafından ileri sürülen petrol üretim zirvesi terimi kabul görene kadar. Hubbert, bir petrol kuyusunda üretimin ilk başlarda üstel olarak yükseleceğini, bu artışı bir platonun takip edeceğini ve bundan sonra üretimin üstel olarak azalacağını ileri sürmüştür. Literatürde, Hubbert Eğrisi olarak adlandırılan bu eğri üretim sahasının tamamı için düşünüldüğünde, bir petrol sahasının üretimi önce üstel bir artışla zirveye

ulaşacak ve sonrasında plato çizip üstel olarak düşerek sıfıra yaklaşacaktır. Bu sav, ABD'nin 1970 yılında petrol üretiminde zirveye geldiğinin farkına varılması ile kabul görmeye başlanmıştır ve günümüzde bir yandan petrolün ne zaman tükeneceğine yönelik araştırmalar devam ederken bir yandan da petrol arama sahaları genişlemesini sürdürmektedir (Öztürk ve Karbuz, 2006: 79-81).

Tablo 2. *Kanıtlanmış Petrol Rezervleri (2019 Yılı)*

Kıta	Milyon Varil	Toplam İçindeki Pay
Orta Doğu	833.800	%48,1
Güney Amerika	324.100	%18,7
Kuzey Amerika	244.400	%14,1
Asya	191.500	%11,05
Afrika	125.700	%7,25
Avrupa	14.400	%0,8
Toplam	1.733.900	%100

Kaynak: BP (2020: 14).

Tablo 2.'de dünya genelinde toplam kanıtlanmış petrol rezervleri belirtilmiştir. Tabloda görüldüğü üzere, 2019 yılı itibariyle dünya kanıtlanmış petrol rezervlerinde birinci sırada Orta Doğu gelmektedir. Orta Doğu'daki petrol rezervleri dünya genelindeki toplam rezervlerin %48,1'ini oluşturmaktadır. Buna göre, 833.800 milyon varil ile Orta Doğu kanıtlanmış petrol rezervlerinin toplam dünya rezervlerinin neredeyse yarısı kadar olduğunu söylemek mümkündür. Petrol rezerv büyüklüğünde Orta Doğu'yu Güney Amerika, Kuzey Amerika, Asya ve Afrika izlemektedir. Avrupa ise, kanıtlanmış petrol rezervi büyüklüğünde son sırada yer almaktadır.

BP (2020: 14)'e göre, 2019 sonu itibariyle kanıtlanmış petrol rezervi en büyük olan ülke 303.800 milyon varil ile Venezuela'dır. Venezuela'yı 297.600 milyon varil ile Suudi Arabistan, 169.700 milyon varil ile Kanada, 155.600 milyon varil ile İran, 145.000 milyon varil ile Irak, 107.200 milyon varil ile Rusya, 101.500 milyon varil ile Kuveyt ve 97.800 milyon varil ile Birleşik Arap Emirlikleri takip etmektedir. Bu sekiz ülkenin toplam rezervleri, dünya kanıtlanmış petrol rezervlerinin yaklaşık %80'ini oluşturmaktadır.

1.2.3. Doğal Gaz

Doğal gaz, bitki ve hayvan kalıntılarının zaman içerisinde basınç ve ısı ile kokusuz gaz kabarcıklarına dönüşmesi ile oluşmuştur. Doğal gaz da petrol ile benzer jeolojik ortamlarda oluşmuştur. Doğal gaz sondajı yapılacak alanlar petrolde olduğu gibi sismik

araştırmalar yolu ile tespit edilir ve kuyudan sondaj ile yüzeye çıkarılan gaz, büyük boru hatlarında aktarılır (Casper, 2007: 33).

Doğal gaz endüstrisinin doğuşu, gazın ABD'de aydınlatma amacıyla kullanılmaya başlandığı 19. yüzyıla dayanmaktadır. İlk doğal gaz boru hattı, yine ABD'de boş çam ağaçlarının gövdelerinden üretilen ve uzunluğu toplam 40 km olan borular olmuş, sonrasında ise metal borular kullanılmaya başlanmıştır. Günümüzde, dünya genelindeki toplam doğal gaz boru hattı ağının uzunluğu, dünyadan aya kadar olan mesafenin dört katını aşmış bulunmaktadır (Ngo ve Natowitz, 2009: 24-25).

Esas olarak metan gazından (CH_4) oluşan doğal gaz, içerisinde etan, propan, bütan, pentan ve heksan gibi yüksek hidrokarbonlar ve ayrıca azot ve karbondioksit bulundurmaktadır. Doğal gaz, rezervinden çıkarılıp son kullanıcıya teslim edilinceye kadar işleme, taşıma ve depolama gibi işlemlerden geçmektedir. (Ghosh ve Prelas, 2009: 311).

Doğal gazın önemli bir özelliği likit hale getirilebilmesidir. Doğal gaz, -160 °C'de likit hale gelir ve LNG olarak kısaltılan likit doğal gaz halini alır. Sıvılaşan doğal gazın hacmi 600 kere küçülmektedir. Bu durum, doğal gazın deniz yolu ile taşınmasını kolaylaştırır. Gerek boru hattı ile gerekse deniz üzerinden tankerlerle taşınan doğal gaz, sürekli olarak tedarik etme imkânının olması için yeraltında depolanabilmektedir (Ngo, 2010: 20-21).

Doğal gaz, konut kullanımı, ticari kullanım, endüstriyel kullanım, araçlarda kullanım ve elektrik üretimi olmak üzere 5 amaçla kullanılmaktadır. Doğal gaz, konutların ısıtılması, pişirme ve sıcak su temininde, otel, restoran, ofis vb. yerlerde ticari amaçla, kâğıt hamuru, PVC (Polivinil Klorür) gibi petrokimya endüstrisinin üretim alanlarında, enerji kaynağı olarak otomobillerde ve doğal gaz çevrim santrali adı verilen tesislerde buhar elde edip türbinler vasıtasıyla elektrik üretiminde kullanılmaktadır (Ghosh ve Prelas, 2009: 348-352).

Tablo 3. *Kanıtlanmış Doğal Gaz Rezervleri (2019 Yılı)*

Kıta	Trilyon Metreküp	Toplam İçindeki Pay
Asya	81,9	%41,2
Orta Doğu	75,6	%38
Kuzey Amerika	15,0	%7,55
Afrika	14,9	%7,5
Güney Amerika	8,0	%4,05
Avrupa	3,4	%1,7
Toplam	198,8	%100

Kaynak: BP (2020: 32).

Tablo 3'te 2019 yılı sonu itibariyle dünya genelinde kanıtlanmış doğal gaz rezervleri bulunmaktadır. Tabloda yer alan verilere göre, 2019 yılı sonu itibariyle toplam kanıtlanmış doğal gaz rezervlerinin Asya ve Orta Doğu'da yoğunlaştığı görülmektedir. Bu iki kıta toplamda 157,5 trilyon metreküp ile dünya doğal gaz rezervlerinin yaklaşık %80'ine sahiptir. Asya ve Orta Doğu'yu 15 trilyon metreküp ile Kuzey Amerika, 14,9 trilyon metreküp ile Afrika ve 8 trilyon metreküp ile Güney Amerika izlemektedir. 3,4 trilyon metreküp ile en az doğal gaz rezervine sahip olan Avrupa ise, dünya doğal gaz rezervlerinin %1,7'sine sahiptir.

BP (2020: 32)'ye göre, 2019 yılı sonu itibariyle en büyük doğal rezervlerine sahip olan ilk dört ülke sırasıyla, Rusya (38 trilyon metreküp), İran (32 trilyon metreküp), Katar (24,7 trilyon metreküp) ve Türkmenistan (19,5 trilyon metreküp)'dır. Bu dört ülkenin toplam doğal gaz rezerv büyüklüğü, dünya kanıtlanmış doğal gaz rezervleri toplamının yaklaşık %57'sini oluşturmaktadır. Bu durum, Asya ve Orta Doğu'nun doğal gaz rezervi açısından önemini ortaya koymaktadır.

Ülkemizde ise, özellikle Karadeniz ve Akdeniz'de doğal gaz arama çalışmalarının yanında üretim çalışmaları da devam etmekte (ETKB, 2021a) ve Silivri ve Kuzey Marmara depolama tesislerinde doğal gaz depolanmakta ve geri üretim yapılmaktadır. Bunun yanında, Tuz Gölü doğal gaz depolama projesinin yapım çalışmaları da devam etmektedir (BOTAŞ, 2021). Jeopolitik konumu itibariyle Asya'yı Avrupa'ya bağlayan Türkiye, Batı Hattı (Rusya-Türkiye), Mavi Akım Gaz Boru Hattı (Rusya-Türkiye), Doğu Anadolu Gaz Ana İletim Hattı (İran-Türkiye), Bakü-Tiflis-Erzurum Doğal Gaz Boru Hattı, Türkiye-Yunanistan Doğal Gaz Enterkonneksiyonu, Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı Projesi (TANAP) ve Türk Akım Gaz Boru Hattı Projesi gibi önemli boru hattı projelerini bünyesinde bulundurmaktadır (ETKB, 2021b).

1.2.4. Nükleer Enerji

Nükleer enerji, atom çekirdeklerinin fizyon ve füzyon olarak adlandırılan parçalanma ve birleştirilme reaksiyonları ile elde edilen bir enerji kaynağıdır. Atom çekirdeklerinin parçalanması (fizyon) sırasında büyük miktarda enerji açığa çıkmaktadır. Benzer şekilde, atom çekirdeklerinin birleştirilerek (füzyon) yeni bir atom çekirdeğinin oluşturulması sırasında da enerji açığa çıkmaktadır. Atom çekirdeklerinin fizyon ve füzyonu ile açığa çıkan bu enerji nükleer enerji veya diğer bir ismi ile çekirdek enerjisi olarak adlandırılır (Doğanay ve Coşkun, 2017: 265-266).

Nükleer enerjinin gelişmesinde en önemli etken, nüfus artışı, teknolojik gelişmeler vb. etkenlerin elektriğe olan talebi giderek artırması ve talepteki bu artışla beraber, petrol, kömür ve doğal gaz gibi fosil yakıtlara alternatif bulma ihtiyacıdır. Petrol kaynaklarının tükenebileceği yönündeki endişeler, doğal gaz kaynaklarının petrolden fazla olmasına karşın onun da sınırlı bir kaynak olması ve kömür kaynaklarının karbon salınımının yüksek olması, nükleer enerjiye olan ilgiyi artırmaktadır. Nükleer enerjinin fosil yakıtlara kıyasla çok büyük miktarlarda ve temiz enerji üretebilme özelliği, teknolojik zorluklara rağmen tercih edilen bir enerji kaynağı olmasını sağlamaktadır (Bodansky, 2004: 6-20). Özellikle sürdürülebilir enerjiye olan talebin artması, birim elektrik üretiminde diğer enerji kaynaklarına göre hammadde maliyetinin daha düşük olması, yakıt fiyatlarında meydana gelen hareketlilikten etkilenmemesi, küresel ısınmanın önüne geçmede iyi bir alternatif olması, birim elektrik üretimi bazında kurulacak tesis alanının bütün santrallere göre küçük olması gibi özellikler, nükleer enerjiyi ülkelerin giderek daha fazla tercih ettiği bir enerji kaynağı haline getirmektedir (ETKB, 2020a).

Nükleer enerjinin bu gibi avantajlarının yanında, henüz tam olarak çözülememiş birtakım sorunları da bulunmaktadır. Günümüzde, nükleer santrallerin kurulum maliyetleri, hükümetlerin önemli düzeyde katılımını gerektirmektedir. Nükleer enerjinin en önemli dezavantajlarından bir diğeri ise, radyoaktif tehlike oluşturmasıdır. Nükleer enerji, gerek doğal afetler nedeniyle yaşanabilecek kaza risklerinden gerek üretim sırasında meydana gelebilecek teknik arızalardan gerekse üretimden sonra ortaya çıkan atıkların saklanmasında oluşabilecek zorluklar nedeniyle radyoaktif tehlike arz etmektedir (Beckjord, 2003: 2-3; Doğanay ve Coşkun, 2017: 277-278).

Günümüzde en pratik nükleer enerji kaynakları uranyum ve toryumdur (Suppes ve Storvick, 2007: 48). Nükleer enerjinin üretildiği en önemli radyoaktif element olan uranyum rezervlerinde 2019 yılı itibariyle dünyanın en önde gelen ülkesi 1.692.700 ton ile Avustralya'dır. Avustralya, dünya uranyum rezervlerinin %28'ine sahiptir. 906.800 ton ile ikinci sıradaki Kazakistan ise, dünya rezervlerinin %15'ini barındırmaktadır. Kazakistan'ı sırasıyla Kanada (564.900 ton), Rusya (486.000 ton), Namibya (448.300 ton), Güney Afrika (320.900 ton), Brezilya (276.800 ton), Nijer (276.400 ton) ve Çin (248.900 ton) izlemektedir. Bu sekiz ülkenin uranyum rezervi, dünya uranyum rezervlerinin %87'sini oluşturmaktadır (World Nuclear Association, 2021). Nükleer enerji tüketiminde ise, 2019 yılında dünya toplam tüketimi 24,92 exajoule (EJ) olarak gerçekleşmiştir. Burada ilk sırada, 7,60 EJ ile ABD gelmektedir. ABD'yi 3,56 EJ ile Fransa, 3,11 EJ ile Çin, 1,86 EJ ile Rusya ve 1,30 EJ ile Güney Kore izlemektedir. Bu beş ülkenin nükleer enerji tüketimi, toplam nükleer enerji tüketiminin %70'ini oluşturmaktadır (BP, 2020: 50). Ülkemizde ise bugüne kadar toplam 12.614 ton uranyum rezervi tespit edilmiş (ETKB, 2021c) ve Akkuyu Nükleer Santrali'nin temeli atılmış olup, ilk ünitesinin 2023 yılında işletmeye alınması hedeflenmektedir. Bir diğer proje olan Sinop Nükleer Santrali için de çalışmalar devam etmektedir (ETKB, 2020a).

1.3. YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI

Yenilenebilir enerji, doğal süreçlerle tekrarlanabilen ve kalıcı enerji akışlarından elde edilen enerji olarak tanımlanmaktadır. Yenilenebilir enerjinin bariz bir örneği güneş enerjisidir. Güneş enerjisi bölgesel olarak değişiklik göstermesine karşın sürekli olarak yenilenmektedir. Bu anlamda, yenilenebilir enerjiye sürdürülebilir enerji de denilmektedir. Sürdürülebilir enerji, sürdürülebilir büyümenin bir gereksinimidir. Fosil yakıtların sonsuz olmaması ve fosil yakıt ithalatının bazı ülkelerde yüksek düzeylerde olması, enerjinin sürdürülebilir bir şekilde karşılanması ihtiyacını doğurmaktadır. Fosil yakıtların aksine yenilenebilir enerji atmosfere sera gazı girdisi yapmamaktadır. Bu anlamda, yenilenebilir enerji kaynakları fosil kaynaklara göre ekolojik olarak daha sürdürülebilir kaynaklardır (Twidell ve Weir, 2015: 3-7).

Yenilenebilir enerjinin kullanılması hem çevre hem de ekonomi üzerinde etkilidir. Yenilenebilir kaynakların kullanılması, ithal edilecek fosil yakıt gereksinimi azaltacağı için, ülke ekonomisini destekleyecektir (Casper, 2007: 43). Nükleer, petrol, doğal gaz ve kömür gibi fosil kaynakların yüksek oranda sermaye-yakıt maliyeti olsa da biyokütle ile üretilen enerji dışındaki tüm yenilenebilir teknolojilerin yakıt maliyeti bulunmamaktadır.

Buradaki değiş-tokuş, yenilenebilir enerji teknolojilerinin mevcut sabit sermaye maliyetlerine karşı fosil yakıtın devam eden ve gelecekteki maliyetidir (Papay, 2010: 67).

BP (2020: 53)'te yer alan verilere göre, 2019 yılında küresel yenilenebilir enerji tüketimi 28,98 exajoule (EJ) olarak gerçekleşmiştir. Bu tüketimin 6,70 EJ'si Kuzey Amerika'da, 2,73 EJ'si Güney Amerika'da, 8,18 EJ'si Avrupa'da, 10,84 EJ'si Asya'da, 0,12 EJ'si Ortadoğu'da ve 0,41 EJ'si Afrika'da gerçekleşmiştir. Ülke bazında yıllık 1 EJ'nin üzerinde yenilenebilir enerji tüketiminin gerçekleştiği ülkeler sırasıyla, Çin (6,63 EJ), ABD (5,83 EJ), Almanya (2,12 EJ), Brezilya (2,02), Hindistan (1,21 EJ), Japonya (1,10 EJ) ve Birleşik Krallık (1,08 EJ) olmuştur. Bu 7 ülkenin yenilenebilir enerji tüketimi, küresel yenilenebilir enerji tüketiminin yaklaşık %70'ini oluşturmaktadır. Ülkemizde ise, 2019 yılında yenilenebilir enerji tüketimi 0,41 EJ seviyesinde gerçekleşmiştir.

1.3.1. Hidroelektrik Enerjisi

Hidroelektrik enerjisi, suyun hareketinden elde edilen güçtür (Carrasco, 2011: 3). Hidroelektrik enerjisi, güneşin dolaylı olarak üretimini sağladığı bir enerjidir. Güneşin buharlaştırdığı su, yükseldikçe genişleyip soğur ve sonunda bulutlar halinde yoğunlaşıp yağmur olarak deniz seviyesinden yüksek yerlere düşer. Bu su, böylelikle potansiyel bir enerji kazanmış olur. Hidrolik güç, potansiyel enerji kazanan suyun denize doğru geri akarken bu enerjinin bir kısmının çıkarılması ile elde edilir (Freris ve Infield, 2008: 23).

Hidroelektrik santrallerinde su, mekanik enerji üreten bir türbine kanalize edilir. Burada, enerji dönüşümünün iki ana unsuru bulunmaktadır. Bunlar, enerjiyi sudan alan ve mekanik enerjiye dönüştüren türbin ve elektrik enerjisine dönüştüren alternatördür. Su rezervuardan türbine doğru aktığında, türbin kanatlarını döndürerek kinetik enerjiye dönüştürülür. Türbinler de bu enerjiyi elektrik enerjisine dönüştürmesi üzerine bir alternatöre bağlanır (Kaltschmitt vd., 2007: 353; Ghosh ve Prelas, 2011: 167).

Hidroelektrik santraller küçük ve büyük olmak üzere iki tür elektrik santraline ayrılmaktadır. Küçük santraller çoğu zaman baraj olmadan bir nehrin akışından yararlanırlar. Bunlar nehir kenarı elektrik santralleridir. Bu tür santraller, nehir akışında kayda değer bir değişikliğe neden olmadan, suyun akışından kaynaklanan enerjiyi kullanarak elektrik üretirler. Küçük hidroelektrik santraller, küçük bir topluluğa veya endüstriyel tesise hizmet vermek üzere tasarlanmışlardır. Tanımı değişmekle birlikte, genel olarak üretim kapasitesi 10 Megawatt (MW)'a kadar olan santraller küçük

hidroelektrik santral olarak adlandırılmaktadır (Ghosh ve Prelas, 2011: 185-186; Carrasco, 2011: 34).

Büyük hidroelektrik santrallerde ise baraj vasıtasıyla su depolanarak elektrik talebinin yoğun olduğu zamanlarda sürekli olarak üretim yapılabilmektedir. Böylece santral, talep artış veya azalmasına dakikalar içinde tepki verme kabiliyetine sahip olabilmektedir. Büyük hidroelektrik santrallerinin dezavantajı, kurulum döneminde önemli ölçüde sermaye yatırımları gerektirmesidir. Bu santrallerin, geniş alanların patlaması sonucu oluşturduğu tahribat ve santralin kurulacağı bölgedeki nüfusların yer değiştirmesi gibi çevresel etkileri de olabilmektedir (Freris ve Infield, 2008: 24).

Öte yandan, nehir akışı miktarındaki değişiklikler barajın ürettiği enerji miktarını etkilemektedir. Kuraklık ve iklim değişikliği gibi sapmalar nedeniyle rezervuardaki depolama miktarı azalabilmekte ve buna bağlı olarak hidroelektriğe bağlı olan alanlarda güç kesintileri olabilmektedir (Carrasco, 2011: 39). Dolayısıyla, hidroelektrik santraller bir yandan düşük CO_2 emisyon oranları ile iklim değişikliğinin önüne geçilmesinde önemli bir rol oynarken, bir yandan da tahribatlar nedeniyle oluşturması muhtemel olan karbon ayak izi (ekolojik ayak izi) ile de bu konumuna gölge düşürebilmektedir (Ürker ve Çobanoğlu, 2012: 68). Bu noktada bir görüş, büyük santrallerin kurulması yerine küçük boyutta birçok santralin kurulmasının daha iyi olabileceği yönündedir (Seifried ve Witzel, 2010: 120).

Hidroelektrik enerjisi, suyun akışıyla ilgili olduğu için dalga ve gelgit gibi su akımlarının olduğu yerlerde de suyun akışından yararlanılarak enerji üretilebilmektedir (Papay, 2010: 57).

Dünya genelinde, hidroelektrik enerjisi yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde en çok yararlanılan enerji kaynağıdır. Norveç, İsviçre, Brezilya, Kanada gibi ülkelerde hidroelektrik enerjisi, elektrik üretiminin en büyük kaynağını oluşturmaktadır. Bugün dünyadaki en büyük hidroelektrik santrali 2006'da Çin'in Yangtze Nehri üzerinde inşa edilen 185 metre yüksekliğe ve 2,3 km uzunluğa sahip Three Gorges Barajı'dır. Baraj'daki tüm türbinler devreye alındığında 18,2 gigawatt (GW) güç üretme kapasitesine sahiptir. Three Gorges Barajı'nı, Brezilya ve Paraguay arasındaki Iguaçu ve Paraná Nehirleri üzerine inşa edilen Itaipú Barajı izlemektedir. 196 metre yüksekliğinde ve 7,8 km uzunluğundaki baraj toplam 14 GW üretim kapasitesine sahiptir. Yine Çin'deki Xiluodu Barajı 13,86 GW, Brezilya'daki Belo Monte Barajı 11,2 GW ve Venezuela'daki

Guri Barajı 10,2 GW üretim kapasitesiyle dünyanın 10 GW'ın üzerinde üretim kapasitesine sahip en büyük hidroelektrik santralledir (Seifried ve Witzel, 2010: 114-120; Wikipedia, 2020a). Türkiye'de ise, Temmuz 2019 itibariyle aktif olarak faaliyette olan 584 adet hidroelektrik santral bulunmaktadır. Bu santrallerin toplam üretim kapasitesi 27,1 GW'dir. Yapım aşamasında ise, toplam üretim kapasitesi 7,2 GW olan 167 adet santral projesi bulunmaktadır (Yıldız vd., 2019: 9). Türkiye'deki hidroelektrik santrallerin en büyüğü, Şanlıurfa'da kurulu olan ve 2,4 GW güç potansiyeline sahip olan Atatürk Barajı'dır. Atatürk Barajı'nı Diyarbakır'daki Karakaya Barajı (1,8 GW güç) ve Elazığ'daki Keban Barajı (1,3 GW güç) izlemektedir (EÜAŞ, 2019: 21). Yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde ülkemizin en büyük potansiyeline sahip olan hidroelektrik enerji kaynaklarımızın toplam teorik potansiyeli 433.000 GWh/yıl olup, teknik olarak değerlendirilebilir potansiyel 216.000 GWh/yıl ve ekonomik potansiyel de 160.000 GWh/yıl'dır (ETKB, 2021d).

1.3.2. Rüzgâr Enerjisi

Güneş atmosferdeki hava kütlelerini ısıtır. Dünyanın küresel şekli, dönüşü ve güneş ışınımının mevsimsel ve bölgesel dalgalanmaları mekânsal hava basıncı farklılıklarına neden olur. Basınç merkezleri arasında, antisiklon adı verilen yüksek basınçlı bölgeden siklon adı verilen alçak basınçlı bölgelere doğru yönlenmiş olan hava hareketine rüzgâr denilmektedir. Bu anlamda rüzgâr enerjisi, güneşin dolaylı olarak sağlamış olduğu bir enerji türüdür (Quaschning, 2005: 180-182; Doğanay ve Coşkun, 2017: 252).

Hareketli hava molekülleri kinetik enerjiye sahiptir (Nelson, 2009: 35). Bu kinetik enerji, belirli bir bölgeden belirli bir hızda geçen rüzgârın içindeki gücü ifade etmektedir (Stiebler, 2008: 11). Rüzgâr enerjisi, rüzgârın sahip olduğu kinetik enerjinin türbinler tarafından yakalanması ve elektrik enerjisine dönüştürülmesi sistemine dayanmaktadır. Rüzgârın enerjisi ile dönen türbin, dönme harekete ile kinetik enerjiyi jeneratöre aktarır ve burada üretilen elektrik dağıtım şebekesine gönderilir (Nakaya, 2013a: 7).

Rüzgâr türbinleri belirli bir prensibine göre çalışırlar. Rüzgâr, türbinin sürtünme direncini aşacak kadar esmediğinde, türbin hareket etmez. Rüzgâr hızı saniyede 3 metreye ulaştığında, türbin dönmeye ve elektrik üretmeye başlar. Rüzgâr hızı arttıkça, türbin jeneratöre üretebileceği maksimum güç miktarına ulaşana kadar güç aktarır. Rüzgâr hızı daha da arttıkça, rotor kanatları ile aşırı rüzgârı dışarı fırlatılır. Fırtına (saniyede 20-25

m'lik rüzgâr hızları) durumunda ise, türbin hasarı önlemek için otomatik olarak kapanır (Seifried ve Witzel, 2010: 102).

Rüzgâr kaynakları kıyı bölgelerinde yüksektir. Su ve kara arasındaki sıcaklık farklılıkları da rüzgâr akışlarına neden olmaktadır (Quaschning, 2005: 182). Denizlerdeki rüzgâr kaynaklarının kapasitesi ve istikrarı karadan daha yüksektir. Denizlerdeki bu kaynağı kullanmak için inşa edilen bir grup rüzgâr türbinine açık deniz rüzgâr türbini çiftliği (offshore wind farm) denilmektedir. Açık deniz rüzgâr çiftlikleri genellikle karadan 10 km veya daha fazla mesafede inşa edilmektedir. Karada kurulmuş olan bir grup rüzgâr türbinine ise, kara rüzgâr çiftliği (onshore wind farm) adı verilmektedir (Ghosh ve Prelas, 2011: 51-53). Açık deniz rüzgâr çiftlikleri genellikle, karada olduğu kadar alan kısıtlanmasına maruz değillerdir. Bu nedenle, açık deniz rüzgâr çiftlikleri karadan daha geniş alanlara kurulabilmektedir. Öte yandan, açık deniz rüzgâr çiftliklerinin yatırım ve şebekeye bağlanma maliyetleri kara rüzgâr çiftliklerininkini önemli ölçüde aşabilmektedir (Kaltschmitt vd., 2007: 333-342).

Şebekeye bağlı, batarya yedeklemeli şebekeye bağlı ve şebekeden bağımsız olmak üzere 3 çeşit rüzgâr enerji santrali bulunmaktadır. Şebekeye bağlı sistemler, doğrudan elektrik şebekesine bağlanmaktadır. Diğer sistemlere göre daha basit, daha ucuz ve daha çevreci olan bu sistemler, rüzgâr enerji santrallerinin çoğunluğunu temsil etmektedir. Batarya yedeklemeli şebekeye bağlı sistemler çoğunlukla evlerde veya işyerlerinde gerekli olan elektriği üretmek için kullanılırlar. Yedekleme gücüne sahip olan bu sistemler, bataryadan dolayı daha maliyetli ve daha az çevrecidirler. Şebekeden bağımsız sistemler ise, tüm ihtiyaçlarını rüzgâr enerjisinden sağlayan ve şebekeye bağlı olmayan sistemlerdir. Aynı zamanda batarya destekli olan bu sistemler, güvenilir bir elektrik kaynağı olmakla birlikte, genellikle yüksek maliyetli sistemlerdir (Chiras, 2010: 37-55).

Rüzgâr enerjisinin, maliyeti, çevresel etkisi ve fosil yakıtların yerini alabilme kabiliyeti üzerine tartışmalar mevcuttur. Özellikle, rüzgârın esmediği durumlarda, bu kaybın karşılanması için diğer enerji kaynakları ile çalışan santrallere ihtiyaç duyulabilecektir. Gelecekte, rüzgârdan üretilen enerjinin batarya gibi sistemlerde depolanması umulmaktadır. Bu durum, rüzgâr esmediğinde kullanmak üzere enerjinin depolanmasına imkân sağlayabilecektir. Diğer elektrik üretim yöntemleri ile karşılaştırıldığında, rüzgâr enerjisi çevreye daha az zararlıdır. Küresel ısınmanın önlenmesine ve fosil yakıt enerji üretiminin neden olduğu toprak, su ve hava kirliliğini

azaltmaya yardımcı olabilirler. Ancak, dev rüzgâr çiftliklerinin kurulumu doğal alanların yıkılmasına ve orada yaşayan canlı türlerinin bundan zarar görmesine neden olabilmektedir (Nakaya, 2013a: 13-43).

Dünya'daki en büyük rüzgâr enerji santrali Çin'de bulunmaktadır. Çin'in Gansu Rüzgâr Santrali, 8.000 MW kapasite ile Dünya'nın en büyük rüzgâr enerji santralidir. ABD, Hindistan, Romanya, Mısır ve Birleşik Krallık'ta da kapasitesi 500 MW'ı aşan rüzgâr santralleri ile üretim yapılmaktadır (Wikipedia, 2021a). Türkiye'de ise en büyük rüzgâr santrali 288 MW güç potansiyeli ile Soma Rüzgâr Santrali'dir. Soma'nın ardından Karaburun Rüzgâr Santrali (223 MW), Dinar Rüzgâr Santrali (200 MW), Geycek Rüzgâr Santrali (168 MW) ve Balıkesir Rüzgâr Santrali (143 MW) ülkemizin en büyük ilk beş rüzgâr santralidir (Enerji Atlası, 2021a).

1.3.3. Güneş Enerjisi

Güneş enerjisi terimi, doğrudan güneşten toplanan enerjiyi ifade eder (Ghosh ve Prelas, 2011:79). Pasif güneş enerjisi, genellikle ısıtma için güneş enerjisinin mekanik veya elektronik bir cihaz olmadan doğrudan kullanılmasıdır. Güneş ışınlarının, binaların ve evlerin içlerine girerek iç mekanları ısıtması pasif güneş enerjisine örnek olarak verilebilir. Teknolojinin gelişmesiyle birlikte makineleri çalıştırmak ve elektrik üretmek için ortaya çıkan aktif güneş enerjisi sistemleri, pasif sistemlere göre daha kapsamlı etkiler ortaya koymaktadır (Tabak, 2009: 4-6).

Güneş ışığının kullanılabilir enerjiye dönüştürülmesi için iki ana teknoloji vardır. Bunlardan ilki güneş (solar) termal sistemler, diğeri ise fotovoltaik sistemlerdir. Solar termal sistemleri güneş enerjisini buhar şeklinde termal enerjiye dönüştürürken, fotovoltaik (PV) sistemler güneş ışınlarını doğrudan elektrik enerjisine dönüştürmektedir (Freris ve Infield, 2008: 37).

Güneş enerjisinden yararlanmanın en basit ve ekonomik yolu suyu ısıtmaktır. Güneş enerjisini kullanarak suyu 30-150 °C aralığında ısıtmak mümkündür. Bu su, ısınma derecesine göre, çeşitli amaçlarla kullanılabilmektedir. Örneğin, güneş enerjisi ile ısınan su, banyo amacıyla kullanılabilir veya uygun dereceye geldiğinde binaların ısıtılmasında kullanılabilir (Ngo ve Natowitz, 2009: 175). Bunun yanında, güneş termal sistemleri, soğutma uygulamaları ve güneş enerjisi termik santralleri ile elektrik üretimi için de kullanılabilmektedir (Quaschning, 2005: 77).

Güneş enerjisinin kullanılabilir enerjiye dönüştürüldüğü diğer bir sistem olan fotovoltaik (PV) sistemlerinde, PV teknolojisi güneş ışığını ısıya dönüştürmeden doğrudan elektriğe dönüştürmektedir (Tabak, 2009: 12). PV tabanlı sistemler yaygın olarak "güneş pilleri" olarak bilinmektedir. Fotovoltaik hücrelerde, fotonlardan oluşan güneş ışığının enerjisini yakalamak için yarı iletken malzemeler kullanır. Güneş ışığı PV hücresine çarptığında emilir (Ghosh ve Prelas, 2011: 110-112).

PV hücreleri ışığın yoğunluğuna duyarlı olduğundan, paneller güneşe bakacak şekilde yönlendirilmektedir ve belirli bir aralıktaki enerji değerlerine sahip fotonları emerek bu fotonların enerjisini elektrik enerjisine dönüştürür (Tabak, 2009: 33-34). Fotonların PV hücreleri tarafından emilimi, ortam sıcaklığı, rüzgâr hızı, güneş radyasyonu ve hava şartlarına bağlı olarak değişiklik göstermektedir (Tiwari ve Dubey, 2010: 59).

PV sistemleri, bağımsız ve şebekeye bağlı olmak üzere iki çeşittir. Bağımsız PV sistemleri, miliwatt'tan birkaç kilowatt'a kadar güç üretmektedirler. Şebekeye bağlı PV sistemleri ise, invertör aracılığıyla elektrik şebekesine bağlanarak şebekeyi beslerler (Goetzberger ve Hoffman, 2005: 95-107).

Güneş enerji santralleri, yakıt maliyeti olmadığından, uzun vadede tasarruf sağlayabilmektedir. Ancak, güneş enerjisi santralinin ilk kurulum maliyeti, doğal gaz ve kömürden önemli ölçüde pahalıdır. Ancak, güneş enerjisi, özellikle fosil yakıtlar ile karşılaştırıldığında çok az çevresel etkiye sahiptir. Gelecekteki teknolojik iyileştirmeler sayesinde güneş enerjisinin fosil yakıtların yerine geçebilecek bir kaynak olması beklenmektedir. Ancak, güneş enerjisinin aralıklı bir güç kaynağı olması bu durumu tartışmalı kılmaktadır (Nakaya, 2013b: 12-39).

Günümüzde, Dünya'da 1.000 MW'nin üzerinde kapasiteye sahip en büyük iki fotovoltaik güneş enerji santrali Hindistan'daki Bhadla Güneş Parkı (2.245 MW güç) ve Çin'deki Huanghe Hydropower Golmud Güneş Parkı (2.200 MW güç)'dır. Bu iki santrali, sırasıyla Pavagada Güneş Parkı (Hindistan-2.050 MW), Benban Güneş Parkı (Mısır-1.650 MW) Tengger Çölü Güneş Parkı (Çin-1.547 MW), ve Noor Abu Dhabi Güneş Parkı (BAE-1.177 MW) ve Muhammed bin Rashid Al Maktoum Güneş Parkı (BAE-1.013 MW) izlemektedir (Wikipedia, 2021b). Ülkemizde ise, 50 MW'nin üzerinde kurulu güce sahip ve faaliyette olan güneş enerji santrallerinin en büyüğü 226 MW kurulu güç ile Konya Karapınar YEKA-1 GES, 118 MW kurulu güç ile Naturel & Esenboğa

GES ve 50 MW kurulu güç ile Kayseri Organize Sanayi Bölgesi GES'tir. Karapınar YEKA-1 GES'in kurulumu devam etmekle birlikte, toplam kurulu gücü 1.000 MW olacaktır (Enerji Atlası, 2021b).

1.3.4. Jeotermal Enerji

Dünyanın içi veya yerin çekirdeği yaklaşık 4.200 °C sıcaklıktadır. Sıcak iç çekirdekten gelen bu ısı, dünyanın daha soğuk dış kabuğuna doğru akmaktadır. Bu ısı kaynağından gelen ve çeşitli uygulamalarda kullanılan enerjiye, jeotermal enerji denilmektedir (Ghosh ve Prelas, 2011: 217). Termal kaynakların kökeni, meteorik sular olarak da adlandırılabilecek yüzeyden yerin derinliklerine sızan ve yerin kendi jeotermisi ile ısınıp hacimce genişleyip yerkabuğunun kırık hatlarından geçerek yüzeye sıcak kaynak suyu, gayzer ve doğal buhar olarak çıkan basınçlı sulardır. Jeoterminin, diğer bir ifadeyle yerin öz sıcaklığının süreklilik göstermesi ve yerin derinliklerine sızan suyun meteorik sular olması, jeotermal enerjinin kendi kendine yeniden oluşmasını sağlamaktadır. Bu açıdan jeotermal enerji kaynakları, yenilenebilir enerji kaynağı olarak nitelendirilmektedir (Doğanay ve Coşkun, 2017: 228).

Dünyamızın içindeki ısı enerjisi, insanlık tarafından binlerce yıldır kullanılmaktadır. İlk uygulamalar banyolar, evler, yemek pişirme ve tarım için suyun ısıtılması içindir. Bununla birlikte, yakın zamanda jeotermal enerji büyük ölçekte kullanılmaya başlanmıştır (Ngo ve Natowitz, 2009: 197). Jeotermal rezervuarların kullanımı büyük ölçüde enerji içeriğine ve dolayısıyla sıcaklığa bağlıdır. 150 °C'nin üstünde jeotermal rezervuarlar elektrik üretimi için kullanılabilmektedir. Bu yerlerde, ısının yer kabuğundan buhar veya çok sıcak su olarak çıkması sağlanır. Çıkarılan sıcak su, borular vasıtasıyla jeotermal güç santrallerine taşınır. Elde edilen buhar elektrik üretmek için türbini çevirerek jeneratör vasıtasıyla elektrik üretilir. Jeotermal enerji, elektrik üretmek için ilk kez 1903'te İtalya'da kullanılmıştır. Jeotermal enerjinin diğer bir kullanım şekli sıcak su arzının sağlanmasıdır. Bu ısı kaynağı, hamamlarda, endüstriyel süreçlerde, su ürünleri yetiştiriciliğinde, sebze ve meyvelerin kurutulmasında ve binaların ısıtılmasında kullanılmaktadır (Casper, 2007: 53-54; Twidell ve Weir, 2015: 497-498). Jeotermal enerji aynı zamanda jeotermal ısı pompaları vasıtasıyla iklimlendirilme sistemlerinde de kullanılmaktadır. Isı üretmek yerine ısıyı hareket ettirdikleri için, jeotermal ısı pompaları elektrikli ısıtma ve soğutma sistemlerine kıyasla elektrik kullanımını %30-%60 oranında azaltabilmektedir (Ghosh ve Prelas, 2011: 243-246).

Ülkemiz, jeotermal enerji potansiyeli bakımından Avrupa'da birinci konumda yer alırken, kurulu güç açısından Dünya'da dördüncü sıradadır. Jeotermal kaynaklarla elektrik üretiminde Dünya'nın ilk 5 ülkesi, ABD, Endonezya, Filipinler, Türkiye ve Yeni Zelanda'dır. Ülkemizde, jeotermal enerji kaynakları elektrik üretiminde, ısıtmada, termal ve sağlık turizminde, tarım ve endüstride çeşitli alanlarda yaygın olarak kullanılmaktadır. %78'i Batı Anadolu'da ve kalan kısmı ülkemizin diğer bölgelerine yayılmış olan yaklaşık 1.000 adet farklı sıcaklıklardaki jeotermal enerji kaynaklarımızın %10'u elektrik üretiminde, %90'ı ise doğrudan uygulamalarda kullanılmaktadır (ETKB, 2021e). Jeotermal enerji kaynakları ile elektrik üretimi yapan santraller özellikle Denizli ve Aydın civarında yoğunlaşmıştır. Ülkemizin en büyük jeotermal enerji santrali olan Kızıldere Jeotermal Enerji Santrali (165 MW güç) Denizli'de, ikinci sıradaki Efeler Jeotermal Enerji Santrali (115 MW güç) de Aydın'da bulunmaktadır (Enerji Atlası, 2021c). Dünya'da ise en büyük jeotermal enerji santrali, ABD'ye bulunan ve 1.590 MW güç kapasitesine sahip olan The Geysers Jeotermal Enerji Santrali'dir (Wikipedia, 2020b).

1.3.5. Biyokütle Enerjisi

Biyokütle, genel anlamıyla çeşitli türlerden meydana gelen canlı organizmaların belirli bir dönemde sahip oldukları toplam kütle olarak tanımlanmaktadır (ETKB, 2020b). Canlı organizmaların atıkları ve kalıntıları biyokütleyi oluşturmaktadır. Biyokütle, bitkilerden ve hayvanlardan elde edilen organik bir malzemedir ve güneşten depolanan enerjiyi içermektedir. Bitkiler fotosentez ile güneş enerjisini emer ve bitkilerdeki kimyasal enerji besin zincirinde onları yiyen hayvanlara da geçer. Bu, önemli bir yenilenebilir enerji sürecidir ve daha fazla bitki yetiştirmek mümkün olduğundan, biyokütle bir yenilenebilir enerji kaynağı olarak nitelendirilmektedir (Casper, 2007: 54; Twidell ve Weir, 2015: 326-327).

Biyokütle, birincil ve ikincil ürünlere ayrılabilir. İlki, tarım ve ormancılıktan kaynaklanan atıklardır. İkincil ürünler ise, hayvanların sindirim sistemi gibi organizmalardaki organik maddelerin ayrıştırılması veya dönüştürülmesi yoluyla üretilir (Kaltschmitt vd., 2007: 81). Her iki şekilde de biyokütlelerin tümü enerji üretimi için kullanılabilmektedir. Biyokütleleri kullanarak üretilen enerjiye biyokütle enerjisi ismi verilmektedir (Ghosh ve Prelas, 2011: 327).

Çeşitli yöntemlerle biyokütlelerden üretilen sıvı ve gaz yakıtlara biyoyakıt ismi verilir (Mooney, 2013: 7). Fosil yakıtlar gibi gerektiğinde elektrik üretimi için

depolanabilen ve kullanılabilen biyoyakıt, bu yönüyle diğer yenilenebilir kaynaklardan ayrılmaktadır. Bununla birlikte, biyoyakıt genellikle depolanan biyokütlenin enerji yoğunluğu ile sınırlıdır (Freris ve Infield, 2008: 50).

Başlıca biyokütle enerjisi kaynakları, selüloz ve kâğıt endüstrisi başta olmak üzere endüstri kalıntıları, orman kalıntıları, tarımsal kalıntılar, kentsel atıklar, hayvan atıkları, özel yetiştirilen enerji ağaçları ve su bitkileridir (Ghosh ve Prelas, 2011: 339-341). Genel olarak biyokütle enerjisi, üç şekilde elde edilmektedir. Birincisi, oksijensiz bir ortamda biyogaz oluşturmak için ıslak biyokütle kullanılabilir. Bu şekilde açığa çıkarılan biyogaz, elektrik, ısı veya her ikisini de üretmek için kullanılabilir. İkinci yöntemde, odun ve saman gibi kuru biyokütlelerin sahip olduğu enerji açığa çıkarılarak, bu enerji elektrik ve ısı üretmek için kullanılabilir. Üçüncü olarak da mısır, kavak vb. gibi özel enerji bitkileri yetiştirilerek, bu bitkiler elektrik ve ısı üretiminde kullanılabilir (Seifried ve Witzel, 2010: 78).

Günümüzde biyoyakıtların ekonomik bir alternatif enerji kaynağı olduğu düşünülmektedir. Biyoyakıtlar, ulusal kaynaklarla da üretilebileceği için, fosil yakıt ithalat giderlerini de azaltabilecektir. Ayrıca, biyoyakıtların yaydığı sera gazları fosil yakıtlardan önemli ölçüde az olduğu için çevresel maliyeti fosil yakıtlara göre daha düşüktür. Öte yandan, biyoyakıtların gelecekte kullanılmak üzere depolanabilir olması, onu güvenilir bir enerji kaynağı haline getirmektedir. Ancak, biyoyakıtların yaygın olarak kullanılabilmesi için teknolojik gelişmelere, yeni tesislerin inşa edilmesine ve üretim, nakliye ve dağıtım sistemlerine ihtiyaç duyulmaktadır (Mooney, 2013: 12-39).

Dünya'nın en büyük biyoyakıt enerji üretme tesisi, Birleşik Krallık'ta bulunan 740 MW güç üretme kapasitesine sahip Ironbridge Enerji Santrali'dir. Ironbridge'i sırasıyla Alholmenskraft (265 MW-Finlandiya), Toppila (210 MW-Finlandiya), Polaniec (205 MW-Polonya) ve Kymijarvi (160 MW-Finlandiya) izlemektedir (Bester Energy, 2020). Ülkemizin toplam biyokütle atık potansiyelinin 8,6 milyon ton petrol eşdeğeri kadar olduğu tahmin edilmektedir (ETKB, 2020b).

2. ENERJİ PİYASALARI

2.1. ENERJİ ARZ VE TALEBİ

Enerji, diğer emtialar gibi arz ve talep fonksiyonuna tepki vermektedir. Serbest bir piyasada enerji fiyatları, arz tarafının belirli bir miktarda enerji satmak için istekli olduğu ve talep tarafının belirli bir miktar enerjiyi almak için ödemeye istekli olduğu

noktalar arasındaki denge ile belirlenmektedir. Çeşitli enerji kaynaklarının maliyetleri farklı bölgelerde değişiklik gösterebilmektedir. Ayrıca, çeşitli enerji türlerinin farklı formalara dönüştürülebilir olması, formlar arasında geçiş yapmayı da mümkün kılmaktadır. Enerji kaynaklarına olan talep, ısıtma, soğutma, aydınlatma, ulaşım, makineleri çalıştırma, endüstrideki kimyasal işlemleri gerçekleştirme gibi çeşitli kullanım amaçlarına göre farklılık gösterebilmektedir. Enerji arz-talep dengesi, bu ve benzeri birçok faktörün bir sonucu olarak ortaya çıkmaktadır (Dukert, 2009: 4-7).

Enerji sistemi hem arz hem de talep yönlü faaliyetlerden oluşmaktadır. Enerjinin talep yönetimi, talep edenlerin kullanım miktarını ve zamanını yönetmek için tasarlanmış faaliyetleri içermektedir. Bunlar, yük yönetimi, enerji tasarrufu ve etkinliği, yakıt ikamesinin sağlanması ve yük sisteminin daha iyi yönetilmesi için belirlenecek stratejileri içermektedir. Bu anlamda talep yönetimi, arz güvenilirliğini artıran bir unsur konumundadır. Talebin yönetilmesi ve enerji kullanımda etkinliğin artırılması, ithalat bağımlılığını azaltılmasında ve fiyat dalgalanmalarına karşı kırılganlığın azaltılarak arz güvenliğinin artırılmasında etkili olabilmektedir (Bhattacharyya, 2011: 136-138).

Dünyanın en büyük ekonomileri, sosyal ve endüstriyel ilerlemesini büyük ölçüde enerji yoğun endüstrilerle gerçekleştirmiştir. Özellikle, küresel nüfusun giderek artması ve dayanıklı tüketim mallarına olan talebin artış göstermesi, endüstriyel gelişmenin ve dolasıyla enerji tüketiminin artmasında etkili olmaktadır (Banks, 2000: 2; Crastan, 2010: 63). Bu anlamda, nüfus artışı ve toplumun yaş, gelir dağılımı gibi demografik özellikler, enerji talebinin artmasında önemli bir itici güç olmaya devam etmektedir (Wilbanks, 2014: 12).

2.1.1. Küresel Birincil Enerji Talebi

Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) 2019 Dünya Enerji Görünümü raporuna göre, 2018 yılında küresel birincil enerji talebi 14.314 milyon ton eşdeğer petrol (mtep) olarak gerçekleşmiştir. İlgili yılda birincil enerji talebinin yüzde 81'i fosil enerji kaynaklarına dağılırken, yüzde 19'u ise yenilenebilir enerji kaynaklarına dağılmıştır. Tablo 4'te kaynaklara göre küresel birincil enerji talebi 2000 ve 2018 yılları baz alınarak karşılaştırmalı olarak verilmiştir.

Tablo 4. *Kaynaklarına Göre Küresel Birincil Enerji Talebi*

Kaynak/Yıl	2000 (mtep)	2000 (%)	2018 (mtep)	2018 (%)
Petrol	3.665	%36,5	4.513	%31,6
Kömür	2.317	%23,1	3.842	%26,9
Doğal Gaz	2.083	%20,8	3.256	%22,8
Biyoenerji	1.012	%10,1	1.328	%9,3
Nükleer	675	%6,7	700	%4,9
Hidroelektrik	225	%2,2	357	%2,5
Rüzgâr, Güneş, Jeotermal	60	%0,6	286	%2
Toplam	10.037	%100	14.282	%100

Kaynak: IEA (2019: 38); IEA, (2020a: 6).

Tablo 4'e göre, küresel birincil enerji talebi 2000 yılından 2018'e gelindiğinde 4.245 mtep artış göstermiştir. Kaynak bazında bakıldığında, fosil yakıtlara olan küresel talep toplam talebin 2000 yılında yüzde 80'ini oluştururken, 2018 yılında fosil yakıtlara olan talebin halen aynı düzeyde devam ettiği görülmektedir. 2018 yılında yenilenebilir enerji kaynaklarına olan talep 1.971 mtep olarak gerçekleşmiştir. Bunun 357 mtep'i hidroelektrik enerjisine, 286 mtep'i rüzgâr, güneş ve jeotermal enerjisine, 1.328 mtep'i ise biyoenerjiye aittir.

Biyoenerji kullanımını geleneksel ve modern biyoenerji olarak iki kategoriye ayırmak mümkündür. Geleneksel biyoenerji, odun, hayvan atıkları ve geleneksel odun kömürü gibi formlardaki katı biyokütlenin yanmasını ifade etmektedir. Modern biyoenerji ise, küspe ve diğer bitkilerden üretilen sıvı biyoyakıtları ve kalıntılardan üretilen biyogazları ifade etmektedir (IRENA, 2020). Kategorik olarak ele alındığında, 2018 yılı toplam biyoenerji talebinin 606 mtep'i geleneksel biyoenerji, 722 mtep'i ise modern biyoenerji kullanımına yönelik olmuştur (IEA, 2019: 38).

2018 yılında birincil enerji kaynağı olarak en yüksek talep toplam talebin %31,6'sı ile petrole olmuştur. Petrolü %26,9 ile kömür ve %22,8 ile doğalgaz takip etmektedir. Rüzgâr, güneş ve jeotermal enerjiye olan talep ise toplam talebin yalnızca %2'si seviyesinde gerçekleşmiştir. Toplamda bakıldığında, 2000 yılında birincil enerji talebinin %12,9'u yenilenebilir kaynaklara, %87,1'i de fosil kaynaklara olurken, 2018 yılında birincil enerji talebinin %13,8'i yenilenebilir kaynaklara, %86,2'si ise fosil kaynaklara olmuştur.

Tablo 5, küresel birincil enerji talebinin bölgelere göre dağılımını karşılaştırmalı olarak göstermektedir. Asya, Avrupa ve Kuzey Amerika'nın birincil enerji talebi gerek 2000 gerekse 2018 yılında küresel talebin büyük çoğunluğunu oluşturmaktadır.

Tablo 5. *Bölgelere Göre Küresel Birincil Enerji Talebi*

Bölge/Yıl	2000 (mtep)	2000 (%)	2018 (mtep)	2018 (%)
Asya Pasifik	3.012	%30	5.976	%41,8
Kuzey Amerika	2.678	%26,7	2.708	%19
Avrupa	2.027	%20,2	1.996	%14
Avrasya	742	%7,4	932	%6,5
Afrika	489	%4,9	836	%5,9
Orta Doğu	365	%3,6	761	%5,3
Merkez & Güney Amerika	449	%4,5	658	%4,6
Uluslararası Bunkerler	274	%2,7	415	%2,9
Toplam	10.037	100	14.282	%100

Kaynak: IEA (2019: 40); IEA (2020a: 6).

Tablo 5, mtep bazında 2000 yılına kıyasla 2018 yılında Avrupa haricindeki bütün bölgelerde birincil enerji talebinin arttığını göstermektedir. Ele alınan dönemde Afrika, Orta Doğu ve Asya Pasifik bölgelerindeki birincil enerji talebinin yaklaşık iki katına çıktığı görülmektedir. Merkez & Güney Amerika ve Uluslararası Bunkerler'in birincil enerji talebi de 18 yılda yaklaşık 1,5 katına çıkmıştır. Bu dönemde birincil enerji talebi azalan tek bölge Avrupa olmuştur.

Küresel birincil enerji talebinin Asya, Avrupa ve Kuzey Amerika'da yoğunlaştığı Tablo 5'te görülmektedir. Asya Pasifik bölgesi 2018 yılı küresel birincil enerji talebinin %41,8'ini oluştururken, talep artış hızı nispeten az olan Kuzey Amerika'nın küresel talebin 2000 yılında %26,7'si kadar olan birincil enerji talep payı 2018 yılında %19'a düşmüştür. Toplam birincil enerji talebi azalan Avrupa'nın da 2000 yılında %20,2 seviyesinde olan küresel talepteki payı 2018 yılında %14 seviyesine gerilemiştir. Afrika, Orta Doğu, Avrasya, Merkez & Güney Amerika ve Uluslararası Bunkerler toplamının 2018 yılı birincil enerji talebi ise 2000 yılına kıyasla yaklaşık 2 puanlık artışla %25,2 seviyesinde gerçekleşmiştir.

2.1.2. Küresel Enerji Dengesi

Enerjinin tedariki, dönüşümü ve kullanımını üç bölümde ayrı ayrı gösteren enerji dengesi, arz ve talebi detaylı bir şekilde analiz etme imkânı tanımaktadır. Enerji dengesinin tedarik bölümü toplam enerji arzını üretim, ihracat, ithalat ve stok değişimleri bazında ayrı ayrı ele alarak gösterirken, dönüşüm bölümü enerji dönüşümünün dönem boyunca nasıl değiştiğini gösterir. Enerji dengesindeki nihai tüketim verileri ise, enerjinin kullanım alanları hakkında bilgi vererek, kullanım alanı ve enerji kaynağı bazında talebin daha iyi anlaşılmasını sağlar (Bhattacharyya, 2011: 29).

Tablo 6. *2018 Yılı Küresel Enerji Dengesi (mtep)*

Arz ve Tüketim	Kömür	Ham Petrol	Petrol Ürünleri	Doğal Gaz	Nükleer	Hidro	Biyo-Yakıtlar	Jeotermal, Güneş, Rüzgâr, Isı, Elektrik	Toplam
Üretim	3.894	4.553	-	3.293	707	362	1.324	288	14.421
İthalatlar	829	2.479	1.397	985	-	-	29	63	5.782
İhracatlar	-880	-2.440	-1.489	-1.020	-	-	-25	-62	-5.916
Stok Değişimleri	-5	-6	3	3	-	-	-1	-	-6
Toplam Enerji Arzı	3.838	4.586	-89	3.261	707	362	1.327	289	14.282
Transferler	-1	-231	261	-	-	-	-	-	29
İstatistiksel Farklılıklar	-27	5	10	-3	-	-	-	-1	-16
Elektrik Santralleri	-1.759	-31	-146	-911	-703	-362	-136	1.697	-2.351
Kojenerasyon Santralleri	-676	-	-15	-333	-4	-	-65	609	-484
Isı Santralleri	-24	-	-10	-60	-	-	-12	99	-7
Yüksek Fırınlar	-181	-	-	-	-	-	-	-	-181
Gaz Üretim Santralleri	-10	-	-2	5	-	-	-1	-	-8
Kok Fırınları	-66	-	-2	-	-	-	-	-	-68
Petrol Rafineleri	-	-4.362	4.269	-	-	-	-	-	-93
Petrokimya Santralleri	-	36	-36	-	-	-	-	-	-
Sıvılaştırma Santralleri	-17	15	-	-11	-	-	-	-	-13
Diğer Transferler	-	13	-1	-15	-	-	-85	-1	-89
Enerji Endüstrisinin Kendi Kullanımı	-80	-10	-199	-303	-	-	-15	-232	-839
Enerji Kayıpları	-2	-8	-1	-19	-	-	-1	-192	-223
Toplam Nihai Tüketim	995	13	4.039	1.611	-	-	1.012	2.268	9.938
Endüstri	797	3	290	598	-	-	204	947	2.839
Ulaşım	-	-	2.651	117	-	-	89	34	2.891
Diğer Sektörler	146	-	436	703	-	-	719	1.287	3.291
Enerji Dışı Kullanım	52	10	662	193	-	-	-	-	917

Kaynak: IEA (2020a: 47).

Tablo 6, 2018 yılında küresel boyutta gerçekleşmiş enerji arz, dönüşüm ve tüketim değerlerini ele alarak nihai enerji dengesini ortaya koymaktadır. Tablonun birinci bölümünde, küresel birincil enerji üretimi, enerji ihracat ve ithalatı ve enerji stok değişimleri enerji kaynağı bazında gösterilmiştir. Buna göre, 2018 yılında küresel birincil enerji üretimi 14.421 mtep olurken, birincil enerji ithalatı 5.782 mtep ve birincil enerji ihracatı 5.916 mtep olmuştur. Stok değişimleri de göz önüne alındığında, 2018 yılı küresel enerji arzı toplam 14.282 mtep olarak gerçekleşmiştir.

Tablo 6'nın ikinci bölümünde, birincil enerji arzının nihai enerji tüketimine hazır hale gelene kadar uğradığı dönüşüm süreçleri ve bu süreçler bazında enerji miktarında meydana gelen azalış ve artışlar gösterilmiştir. Bu bölümde yer alan "transferler", ürünler arası dönüşümleri, işlenmek üzere aktarılan ürünleri ve geri dönüştürülmüş ürünleri; "istatistiksel farklılıklar", çeşitli dönüşüm faktörlerinden dolayı ortaya çıkan istatistiksel farklılıkları; " diğer transferler", transferler bölümünde sınıflandırılmamış diğer dönüştürme işlemlerini, "enerji endüstrisinin kendi kullanımı", üretimi doğrudan desteklemek ve yakıt ve enerji kullanımına hazırlık için yakıt ve enerji tüketimini ve "enerji kayıpları", enerjinin dağıtım, iletim ve nakliyesindeki kayıpları ifade etmektedir (IEA, 2020b: 11-16; Birleşmiş Milletler, 2020: 7). Tablo 6'nın ikinci bölümünde belirtilen çeşitli dönüşüm süreçlerinde toplam birincil enerji arzının 4.344 mtep'lik kısmının kullanıldığı görülmektedir.

Tablo 6'nın üçüncü bölümünde ise, toplam birincil enerji arzından ikinci bölümündeki çeşitli dönüşüm süreçlerinde kullanılan enerjinin çıkarılmasıyla ulaşılan toplam nihai enerji tüketimine yer verilmiştir. 2018 yılını kapsayan dönemde küresel nihai enerji tüketimin 9.938 mtep olduğu ve nihai enerji tüketiminin 2.839 mtep'inin endüstride, 2.891 mtep'inin ulaşımda, 3.291 mtep'inin diğer sektörlerde ve 917 mtep'inin ise enerji dışı kullanımda gerçekleştiği tablonun bu bölümünde görülmektedir.

2.2. KÖMÜR PİYASASI

Kömür kullanımı genel olarak iki gruba ayrılmaktadır. İlki, endüstriyel kullanım, diğeri ise elektrik üretimidir. Dünya kömür kullanımı çoğunlukla elektrik üretiminde gerçekleşmektedir (Dahl, 2015: 51-54). Kömürün içerdiği enerji, kalitesini ve dolayısıyla fiyatını belirlemede etkendir. Taş kömürünün bir emtia olarak dünya çapında ticareti yapılmaktadır. Daha düşük enerji yoğunluğuna sahip olan linyit ve diğer kömür türlerinin ise uzak mesafelere taşınması ekonomik olmadığından, genellikle üretim sahalarının yakınında tüketilmektedir. Kömürün nakliye maliyetleri önemli düzeylere ulaşabildiğinden dolayı, kömür fiyatları teslimat noktalarına göre farklılık gösterebilmektedir. (Burger vd., 2014: 23-24).

Kömür için en yaygın taşıma yöntemi trendir. Kömür taşımacılığının pahalı olmasından dolayı, kömürle çalışan elektrik santralleri genellikle kömür madenlerinin yakınına kurulurlar. Bu durum, kömürün uluslararası pazarını sınırlandırıcı bir etken

olmaktadır. Nakliye maliyeti kömür fiyatının önemli bir bölümünü oluşturduğu için ithal kömür genellikle yerel kömürden çok daha pahalı olmaktadır (Edwards, 2010: 146).

Tablo 7. *Küresel Kömür Üretimi (exajoule (EJ))*

Kıta	2009	2019
Asya	101,57	136,15
Kuzey Amerika	23,32	15,68
Afrika	5,92	6,66
Avrupa	9,71	6,52
Güney Amerika	2,34	2,54
Orta Doğu	0,03	0,03
Toplam	142,89	167,58

Kaynak: BP (2020: 46).

Tablo 7, 2009 ve 2019 yıllarında küresel kömür üretimini bölgelere göre göstermektedir. 2009 yılında küresel kömür üretimi 142,89 exajoule (EJ) olarak gerçekleşirken, 2019 yılında 2009'a göre 25 EJ'lik artışla 167,58 EJ olmuştur. Her iki dönemde de kömür üretiminde Asya dünyanın açık ara lideri konumundadır. Asya'da üretilen kömür miktarı küresel kömür üretiminin 2009 yılında %71'ini, 2019 yılında ise %81'ini oluşturmaktadır. Asya'dan sonra en çok kömür üretiminin olduğu bölge ise Kuzey Amerika olmuştur. Kuzey Amerika'da üretilen kömür miktarı küresel kömür üretiminin 2009 yılında %16'sını, 2019 yılında ise %9'unu oluşturmaktadır.

Tablo 8. *Küresel Kömür Tüketimi (exajoule (EJ))*

Kıta	2009	2019
Asya	103,10	127,75
Kuzey Amerika	21,15	12,41
Avrupa	14,67	11,35
Afrika	4,23	4,47
Güney Amerika	0,98	1,48
Orta Doğu	0,40	0,40
Toplam	144,53	157,86

Kaynak: BP (2020: 47).

Tablo 8'de 2009 ve 2019 yıllarında küresel kömür tüketimi yer almaktadır. 2009 yılında 144,53 EJ olan küresel kömür tüketimi, 2019 yılında 157,86 EJ olmuştur. Üretimde olduğu gibi kömür tüketiminde de Asya açık ara dünya lideri konumundadır. Küresel kömür tüketimin 2009 yılında %71'i, 2019 yılında ise %81'i Asya kıtasında gerçekleşmiştir. Kuzey Amerika üretimde olduğu gibi tüketimde de Asya'dan sonra en yüksek paya sahiptir. Kuzey Amerika'nın kömür tüketimi 2009 yılında küresel tüketimin %15'ini, 2019 yılında ise %8'ini oluşturmaktadır.

Kömür ticareti hem tezgahüstü piyasalarda hem de borsalarda yapılabilmektedir. Kömür üreticileri ve tüketicileri genellikle uzun vadeli tedarik sözleşmeler imzalarlar. Kömür için kullanılan en yaygın fiyat endeksleri API 2 indeksi ve API 4 indeksidir. API 2 indeksi Batı Avrupa'ya ithal edilen kömürün fiyatını, API 4 indeksi ise Güney Afrika'dan ihraç edilen kömürün fiyatını göstermektedir. API 2 indeksi ve API 4 indeksi kömürle ilgili türev ürünlerin büyük çoğunluğu için de kriter olarak kullanılır ve bu iki endeks arasındaki fark zımni navlun olarak nitelendirilmektedir. Öte yandan, Küresel Kömür Platformu (Global Coal Platform) ise, ihale ve tekliflere dayanan Newcastle fiyat indeksini yayınlamaktadır (Kaminski, 2012: 950-952).

Tablo 9. *Kömür Piyasası Ticaret Hareketleri (exajoule (EJ))*

İthalat	2009	2019
Çin	3,28	6,40
Hindistan	1,80	5,69
Avrupa	5,01	5,25
Japonya	4,22	4,90
Diğer	8,44	13,04
Toplam	22,75	35,28
İhracat	2009	2019
Avustralya	6,99	9,69
Endonezya	5,07	9,18
Rusya	2,45	5,87
Diğer	8,24	10,54
Toplam	22,75	35,28

Kaynak: BP (2020: 49).

Tablo 9, küresel kömür ithalat ve ihracat rakamlarını göstermektedir. 2009 yılında en yüksek kömür ithalatını gerçekleştiren ilk üç ülke/bölge, sırasıyla Avrupa, Japonya ve Çin olmuştur. 2019 yılında ise Çin 6,40 EJ ile en çok kömür ithal eden ülke olurken, Hindistan'ın kömür ithalatının 2009 yılına kıyasla ciddi bir artış gösterdiği ve 5,69 EJ ile Çin'den sonra en çok kömür ithal eden ülke olduğu görülmektedir. Kömür ihracatında ise 2009 yılında Avustralya 6,99 EJ ile, 2019 yılında ise 9,69 EJ ile en çok kömür ihraç eden ülke olmuştur. Her iki dönemde de kömür ihracatında Endonezya ikinci sırada yer alırken Rusya üçüncü sırada yer almıştır. Toplam kömür ithalat/ihracat hareketlerine bakıldığında ise, 2009 yılında 22,75 EJ olan küresel kömür ticaret hacmi, 2019 yılında 35,28 EJ olarak gerçekleşmiştir.

2.3. PETROL PİYASASI

Petrol ilk çıkarıldığında ham petrol olarak adlandırılmaktadır. Ticari açıdan bakıldığında, ham petrol en önemli petrol ürünüdür. Ham petrol taşımacılığında aktif bir küresel ticaret ağı bulunmaktadır. West Texas Intermediate ve Brent, en yaygın iki ham petrol kriteridir. WTI ham petrol, Amerika Birleşik Devletleri'nde üretilen ham petrol için, Brent ham petrol ise, Kuzey Denizi'nde üretilen ham petrol için ortak ölçüttür (Edwards, 2010: 12-13). Brent ham petrolü, dünyanın en büyük emtia piyasası olan petrol piyasası için en önemli fiyat ölçütüdür (Kaminski, 2012: 629).

Çeşitli derecelerde ham petrol, benzin, likit petrol gazı, gazyağı, vb. gibi bir dizi nihai ürün üretmek için rafine edilmektedir. Petrol piyasasını oluşturan beş ayrı aşama bulunmaktadır. Bunlar, arama, üretim, nakliye, rafinaj ve dağıtımdır. Büyük petrol şirketleri dikey entegre olarak bu beş aşamayı doğrudan veya bağlı şirketler aracılığıyla gerçekleştirmektedir. Kısmen entegre şirketler olan orta ölçekli şirketler ise, büyük şirketlerin yanında faaliyet göstermektedir. Son olarak, petrol piyasasında sürecin tek bir aşamasında faaliyet gösteren küçük şirketler bulunmaktadır (Roncaglia, 1985: 8-9).

Herhangi bir anda fiili petrol arzı, çoğunlukla önde gelen Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü (OPEC) hükümetlerine bağlı olarak ve maliyetler ile fiyatlar tarafından belirlenmektedir (Noreng, 2007: 103-104). OPEC, Venezuela, İran, Irak, Kuveyt ve Suudi Arabistan tarafından Eylül 1960'ta Bağdat'ta kurulmuştur. Beş kurucu üyeye daha sonra Katar (2019'da üyeliğini sonlandırmıştır), Endonezya (Kasım 2016'da üyeliğini askıya almaya karar vermiştir), Libya, Birleşik Arap Emirlikleri, Cezayir, Nijerya, Ekvador (üyeliğini 2020'den itibaren geri çekmeye karar vermiştir), Angola, Gabon, Ekvator Ginesi ve Kongo katılmıştır (OPEC, 2020). Yeni bir oluşum olan Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü Artı (OPEC +) ise, 13 OPEC üyesi ve dünyanın en büyük OPEC olmayan petrol ihraç eden ülkelerinin 10'undan oluşmaktadır (Investopedia, 2021).

Tablo 10. *Küresel Petrol Üretimi (bin varil/gün)*

Kıta	2009	2019
Orta Doğu	24.866	30.329
Kuzey Amerika	13.576	24.614
Asya	21.199	22.263
Afrika	9.923	8.399
Güney Amerika	7.387	6.174
Avrupa	4.627	3.413
Toplam	81.578	95.192
OPEC Dışı	47.988	59.626
OPEC	33.590	35.566

Kaynak: BP (2020: 16).

Tablo 10'a göre, 2009 yılında 81.578 bin varil/gün olan petrol üretimi, 2019 yılında 95.192 bin varil/gün'e çıkmıştır. Küresel petrol piyasalarında üretimde öncü bölge her iki dönemde de Orta Doğu olmuştur. En az üretim ise, iki dönemde de Avrupa'da gerçekleşmiştir. 2009 yılına kıyaslandığında, 2019 yılında Kuzey Amerika'daki petrol üretimi ciddi bir artış göstererek 13.576 bin varil/gün'den 24. 614 bin varil/gün'e çıkmıştır. Küresel petrol piyasaları OPEC ve OPEC Dışı üretim olarak ele alınırsa, 2009 yılında OPEC ülkelerinin toplam üretimdeki %41 olan payının 2019 yılına gelindiğinde %37'ye gerilediği görülmektedir. Buna karşın, OPEC Dışı ülkelerin 2009 yılında %59 olan üretim payı, 2019 yılında %63'e yükselmiştir.

Tablo 11. *Küresel Petrol Tüketimi (bin varil/gün)*

Kıta	2009	2019
Asya	29.716	40.405
Kuzey Amerika	22.235	23.536
Avrupa	15.561	14.896
Orta Doğu	7.730	9.416
Güney Amerika	5.519	5.923
Afrika	3.322	4.096
Toplam	84.083	98.272

Kaynak: BP (2020: 21).

Tablo 11, kıtalar bazında 2009 ve 2019 yıllarındaki petrol tüketimini göstermektedir. Küresel petrol tüketimi 2009 yılında 84.083 bin varil/gün iken, 2019 yılında 98.272 bin varil/gün'e çıkmıştır. Tüketimde öncü bölge, her iki dönemde de Asya olmuştur. Asya'yı sırasıyla Kuzey Amerika, Avrupa, Orta Doğu, Güney Amerika ve Afrika takip etmektedir.

Tablo 12. *Petrol Piyasası Ticaret Hareketleri (bin varil/gün)*

İthalat	2009	2019
Avrupa	12.802	14.867
Çin	5.100	11.825
ABD	11.453	9.094
Diğer	24.965	35.139
Toplam	54.320	70.925
İhracat	2009	2019
Orta Doğu (Suudi Arabistan Hariç)	11.744	15.010
Rusya	7.257	9.186
Suudi Arabistan	7.276	8.397
Diğer	28.043	38.332
Toplam	54.320	70.925

Kaynak: BP (2020: 30).

Tablo 12'de ise, 2009 yılları ve 2019 yıllarında petrol piyasalarında gerçekleşen ticaret hareketleri ele alınmıştır. Petrol ithalatına bakıldığında, Avrupa 2009 ve 2019 yıllarının ikisinde de en çok petrol ithal eden bölge olmuştur. ABD, 2009 yılında ithalatta ikinci iken, 2019 yılına gelindiğinde Çin ithalatta ikinciliğe yükselmiştir. Avrupa, Çin ve ABD, 2009 yılında petrol piyasalarındaki toplam ithalatın %54'ünü, 2019 yılında ise %50'sini gerçekleştirmiştir. Petrol ihracatında ise, Orta Doğu her iki dönemde de liderliği elinde bulundurmaktadır. Suudi Arabistan 2009 yılında Orta Doğu petrol ihracatı toplamının %38'ine, küresel ihracat toplamının da %13'üne sahiptir. 2019 yılında ise bu oranlar sırasıyla, yaklaşık %36 ve %12 olarak gerçekleşmiştir. Öte yandan, Rusya'nın küresel petrol ihracatında 2009 yılında %13 olan payı 2019 yılında da yine %13 olmuştur. Orta Doğu'nun tamamı ve Rusya küresel petrol ihracatının 2009 yılında %48'ini, 2019 yılında ise %46'sını gerçekleştirmiştir.

2.4. DOĞAL GAZ PİYASASI

Doğal gaz, sanayide ısı kaynağı olarak, konutlarda ısınma amaçlı ve doğal gazla çalışan santrallerde elektrik üretimi için kullanılmaktadır. Doğal gaz kullanıcıları arasında en hızlı büyüyen, elektrik üretim santralleridir. Doğal gazın yaygın bir taşıma şekli, boru hatları ile taşınmasıdır. Doğal gazın, uzak mesafedeki bölgelere taşınmasında kıtalar arası boru hatları kullanılırken, sınırlı bir bölgedeki tüketicilere taşınmasında bölgesel boru hatları kullanılmaktadır. İki veya daha fazla boru hattının bağlandığı yere doğal gaz merkezi, boru hatlarının yerel dağıtım ağlarına bağlandığı yere ise şehir kapısı

denilmektedir. Çok uzun boru hatlarının durdurulması durumunda yeniden tam kapasiteyle çalışması birkaç gün sürebilmektedir. Bu nedenle, boru hatları çalışmayı durdurmazlar ve bu durum doğal gazın depolanmasını gerekli kılmaktadır (Edwards, 2010: 69-78; Edwards, 2010: 86-87).

Doğalgazı depolamak için geliştirilmiş olan yapılar üç kategoriye ayrılmaktadır. Bunlar, büyük gözenekli kaya yapılarından oluşan akifer depolama tesisleri, doğalgaz depolaması için tasarlanmış olan tuz mağaraları ve doğalgaz depolamaya uygun olarak inşa edilmiş olan doğalgaz üretim sahalarındaki rezervuar saklama alanlarıdır. Üç kategoriden tuz mağaraları, yüksek enjeksiyon ve geri çekme oranına sahip olmasından dolayı talepteki hızlı değişimleri karşılamada avantajlı olmaktadır (Swindle, 2014: 298).

Boru hattı taşımacılığının yanı sıra, doğalgazı taşımanın diğer yolları, doğalgazın özel tankerlerde sıkıştırılarak taşınması ve daha da önemlisi LNG taşımacılığıdır (Kaminski, 2012: 366). Doğalgazın LNG olarak taşınması, gazın uzun mesafeler boyunca büyük ve yüksek basınçlı tankerlerde depolanması gibi bir lojistik sorunu ortadan kaldırmaktadır. Doğalgazın özellikle boru hattı inşa etmenin oldukça zor ve maliyetli olduğu okyanuslar üzerinden LNG olarak taşınması daha pratik bir yöntemdir (Edwards, 2010: 70).

Doğalgaz için küresel boyutta geçerli tek bir fiyat bulunmamaktadır. Son yıllarda, fiziksel ve finansal bağlantıların artmasıyla doğalgaz pazarı daha az bölgesel hal almakla birlikte, fiyatlar birtakım faktörlere bağlı olarak önemli ölçüde değişiklik gösterebilmektedir. Doğalgaz fiyatlarını etkileyen başlıca faktörler, tedarik zinciri aşamalarında gerçekleşen taşıma, dağıtım, depolama ve satış maliyetleri, mevsimsellik, bölgesel özgünlük, uluslararası politik ilişkiler, müşteri tipi ve büyüklüğü, tedarik anlaşmalarının yapısı, uzun süreli sözleşmelerin petrol ile bağlantısı, piyasa riski, yasal düzenlemeler, vergiler, arz-talep dengesi ve piyasa beklentileri şeklinde ön plana çıkmaktadır (Gilardoni, 2008: 116-120).

Tablo 13. *Küresel Doğalgaz Üretimi (milyar metreküp)*

Kıta	2009	2019
Asya	1.107,80	1.518,60
Kuzey Amerika	765,20	1.128,00
Orta Doğu	413,80	695,30
Afrika	192,10	237,90
Avrupa	303,70	235,90
Güney Amerika	152,30	173,60
Toplam	2.934,90	3.989,30

Kaynak: BP (2020: 34).

Tablo 13'te, 2009 ve 2019 yıllarında küresel doğalgaz üretimi bölgelere göre verilmektedir. Her iki dönemde de doğalgaz üretiminde liderliği Asya kıtası elinde bulundurmaktadır. Küresel doğalgaz üretiminin 2009 ve 2019 yıllarında yaklaşık %38'i Asya'da gerçekleşmiştir. Asya'nın en yakın takipçisi 2009 yılındaki 765,20 milyar metreküplük, 2019 yılında ise 1128 milyar metreküplük üretim ile küresel üretimin sırasıyla %26 ve %28'lik payına sahip olan Kuzey Amerika'dır. Orta Doğu ise, 2009 yılında %14, 2019 yılında da %17'lik üretim payı ile üçüncü sırada yer almaktadır. 2009 yılında dördüncü sırada yer alan Avrupa ise 2019 yılında üretimini azaltmış, buna karşın üretimini artıran Afrika 2019 yılında Avrupa'nın dördüncü sıradaki yerini almıştır. İki dönemde de doğalgaz üretiminin en az olduğu bölge Güney Amerika olmuştur.

Tablo 14. *Küresel Doğalgaz Tüketimi (milyar metreküp)*

Kıta	2009	2019
Asya	1.015,50	1.443,60
Kuzey Amerika	769,40	1.057,60
Orta Doğu	347,30	558,40
Avrupa	577,40	554,10
Güney Amerika	135,80	165,40
Afrika	95,60	150,10
Toplam	2.941,00	3.929,20

Kaynak: BP (2020: 34).

Tablo 14'te doğalgaz tüketimine bakıldığında da Asya'nın 2009 ve 2019 yıllarında küresel tüketim içerisinde birinci sırada yer aldığı görülmektedir. Kuzey Amerika üretimde olduğu gibi tüketimde de Asya'nın arkasından ikinci sırada gelmektedir. Doğalgaz tüketiminde 2009 yılında üçüncü sırada yer alan Avrupa'nın 2019 yılında tüketiminin azaldığı, buna karşın 2009 yılında dördüncü sırada yer alan Orta Doğu'nun 2019 yılında tüketiminin artarak üçüncü sırada yer aldığı görülmektedir. Üretimde son sırada yer alan Güney Amerika tüketimde hem 2009 hem de 2019 yıllarında

beşinci sırada yer alırken, aynı dönemlerde Afrika doğalgaz tüketiminde son sırada yer almaktadır.

Tablo 15. *Doğalgaz Piyasası Boru Hattı Ticaret Hareketleri (milyar metreküp)*

İthalat	2009	2019
Avrupa	218,3	233,5
ABD	89,9	73,3
Çin	-	47,7
Rusya	38,5	26,8
Diğer	73,8	118,1
Toplam	420,5	499,4
İhracat	2009	2019
Rusya	189,6	217,2
Kuzey Amerika	118,2	148,75
Asya (Rusya Hariç)	57,5	90,9
Afrika	42,0	28,3
Diğer	13,2	14,3
Toplam	420,5	499,4

Kaynak: BP (2020: 40).

Doğalgazın boru hatları ile transferine ilişkin veriler Tablo 15'te yer almaktadır. Doğalgazın boru hatları ile ithalatında 2009 ve 2019 yıllarında en yüksek paya Avrupa sahiptir. ABD ve Rusya'da boru hattı ile ithalatta dünyada önde gelen ülkeler arasında yer almaktadır. Çin'in 2009 yılında boru hattı ile doğalgaz ithalatı bulunmazken, 2019 yılında boru hattı ile küresel boyutta ithal edilen doğalgazın yaklaşık %10'unu gerçekleştirmiştir. Boru hattı ile ihracatta ise, Rusya hem 2009 hem de 2019'da açık ara lider konumdadır. Rusya, dünya genelinde boru hattı ile ihraç edilen doğalgazın 2009 yılında %45'ini, 2019 yılında da %43'ünü gerçekleştirmiştir. Rusya haricindeki Asya ülkelerinin ve Kuzey Amerika'nın da doğalgaz ihracatında büyük paya sahip olduğu Tablo 15'ten anlaşılmaktadır.

Tablo 16. *Doğalgaz Piyasası LNG Ticaret Hareketleri (milyar metreküp)*

İthalat	2009	2019
Asya	157,6	334,1
Avrupa	70,5	119,8
Diğer	21,6	31,2
Toplam	249,7	485,1
İhracat	2009	2019
Asya	98,2	216,7
Orta Doğu	71,8	128,8
Afrika	56,0	61,2
ABD	0,8	47,5
Diğer	22,9	16,6
Toplam	249,7	485,1

Kaynak: BP (2020: 40).

Tablo 16'da ise, doğalgazın LNG olarak ithalat ve ihracat hareketleri yer almaktadır. LNG ithalatında Asya ve Avrupa ülkeleri toplam ithalatın %90'dan fazlasını gerçekleştirmektedir. LNG ihracatında ise Asya 2009 ve 2019'da lider konumda iken, Orta Doğu her iki dönemde de ikinci sırada yer almaktadır. Afrika da LNG ihracatında önemli bir paya sahiptir. 2009 yılında küresel LNG ihracatının %22'si, 2019 yılında ise %12'si Afrika'dan gerçekleşmiştir. 2009 yılında çok az bir paya sahip olan ABD ise, 2019 yılında önemli bir LNG ihracatçısı konumuna gelerek küresel LNG ihracatının yaklaşık %10'unu gerçekleştirmiştir.

2.5. ELEKTRİK PİYASASI

2.5.1. Elektrik Enerjisi

Elektrik, birincil enerji kaynaklarından üretilen ve günümüzde modern ekonomilerin işleyişinde vazgeçilmez olan bir enerji türüdür (Nersesian, 2016: 32). Elektriğin üretilmesinde kömür, doğalgaz, petrol, nükleer enerji gibi yenilenemeyen enerji kaynakları ve hidroelektrik, rüzgâr, güneş ve diğer yenilenebilir enerji kaynakları kullanılmaktadır. Elektrik, ısı, ışık, güç üretimi gibi çok çeşitli uygulamalarda ihtiyaç duyulan enerji kullanımının çevreci ve rahat bir kaynağıdır (Burger vd., 2014: 27). Enerji ve elektrik, modern dünyada temel itici güç haline gelmiştir. Dijitalleşen dünyada cihaz odaklı ekonomilerde istikrarlı, risksiz ve adil fiyatlandırılmış elektrik arzı, günlük hayatın dayandığı bir odak noktası haline gelmiştir (Savolainen ve Svento, 2012: 1).

Elektrik, endüstriyel makineler, bilgisayarlar, cep telefonları ve örneği çoğaltabilecek birçok cihaz için kolay bir şekilde güç sağlamak için kullanılabilen bir enerji türüdür. Elektrik enerjisinin yaygın kullanımının yanında, bazı güçlükleri de bulunmaktadır. Elektrik depolanması çok zor ve pahalı bir enerji türüdür ve uzun mesafelerde iletimi oldukça pahalıdır (Edwards, 2010: 93).

Elektrik, çoğunlukla yük merkezlerinden uzakta bulunan kaynaklardan üretilir ve iletim hatları kullanılarak uzun mesafelerde iletilip fabrika, ofis, ev vb. gibi müşterilerine dağıtılır. Elektriğin üretiminden son kullanıcıya dağıtılmasına kadar olan zincir, elektrik güç sistemi olarak adlandırılmaktadır (Lin ve Magnago, 2017: 1).

Elektrik enerjisinin taşıdığı özelliklerden dolayı, elektrik piyasası diğer enerji piyasalarından büyük oranda ayrılmaktadır. Günümüz koşullarında elektriği depolamanın ekonomik ve kolay bir yolu bulunmamaktadır. Bu durum, üretilen elektriğin hemen tüketilmesini gerekli kılmaktadır. Diğer bir ifadeyle, elektrik arzı ve talebinin sürekli olarak gerçek zamanda dengelenmesi gerekmektedir (Atiyas ve Dutz, 2004: 2). Diğer enerji piyasalarında arz ve talebin eşit olmaması durumunda aradaki farkın piyasa sistemi üzerinde önemli denebilecek olumsuz bir etkisi olmamakla birlikte, elektrik piyasasında arz ve talep arasındaki dengesizlik sistem güvenliği açısından problemler oluşturabilmektedir (Atiyas, 2006: 27). Arz ve talep arasındaki dengenin sürekli olarak sağlanmaması durumunda istenmeyen gerilim ve frekans değişimleri meydana gelebilmekte ve bunun sonucunda sistem oturması olarak adlandırılan elektrik sisteminin kısmen veya tamamen enerjisiz kalması ve bölgesel elektrik kesintileri meydana gelebilmektedir. Üretim tahminlerinin gerçek zamanlı tüketime tam olarak eşit olması mümkün olmayacağından, mevcut üretimin talep miktarından az veya fazla olması durumlarını yöneterek, arz ve talebin sürekli olarak dengede tutulmasını sağlayacak ve sistemi gerçek zamanlı olarak işletecek bir sistem işletmecisine gereksinim duyulmaktadır (Devir, 2017: 8-9).

Elektrik piyasasını diğer piyasalardan ayıran bir diğer nokta ise, yük talebine bağlı olarak iletim ağları gücü aktaramadığında tıkanıklık oluşmasıdır. Tıkanıklık, sistem kısıtları ve hat kapasiteleri ihlal edildiğinde iletim hatlarının aşırı yüklenmesini ifade etmektedir. Voltaj sınırlamasının aşılması, sistemde tıkanıklık meydana getirmektedir. Tıkanıklık ayrıca üretim kesintileri ve ekipman arızası gibi durumlarda da ortaya çıkabilmektedir. Sistemde tıkanıklığın meydana gelmesi, sistem kesintilerine yol açmaktadır. Sık sık sistem kesintilerinin meydana gelmesi ise, sistem bileşenlerinin hasar

görmesine neden olabilmektedir. Bu nedenle, güç sistemlerindeki tıkanıklığın sistem güvenliğini sağlamak için hemen düzeltilmesi gerekmektedir (Yusoff vd., 2017: 22).

2.5.2 Elektrik Piyasası Faaliyetleri

Elektrik piyasası faaliyetleri temel olarak üretim, iletim, dağıtım ve tedarikten oluşmaktadır (Devir, 2017: 11). Üretim, enerji kaynaklarının elektrik enerjisine dönüştürülmesidir. Elektrik üretiminde başlıca, buhar türbinleri, gaz türbinleri, hidro türbinler ve rüzgâr türbinleri kullanılmaktadır. Buhar türbinleri, kömür, doğalgaz, petrol gibi enerji kaynaklarının yakılmasıyla ve jeotermal kaynaklar kullanılarak elde edilen buhar ile çalıştırılarak elektrik elde edilir. Benzer şekilde, nükleer enerji istasyonlarında da nükleer yakıt kullanılarak buhar türbini çalıştırılıp elektrik elde edilir. Gaz türbinleri ile elektrik üretiminde ise doğalgaz basınçlı hava ile karıştırılarak yüksek basınçlı gaz elde edilerek türbin çalıştırılır. Son olarak, hidroelektrik santrallerinde akan suyun enerjisi hidro türbinlerde önce mekanik enerjiye dönüştürülür ve elde edilen mekanik enerji jeneratör vasıtasıyla elektrik enerjisine dönüştürülür (Lin ve Magnago, 2017: 29-31).

Tablo 17. *Küresel Elektrik Üretimi (terawatt-saat)*

Kıta	2009	2019
Asya	8.764	14.122
Kuzey Amerika	5.088	5.426
Avrupa	3.895	3.993
Güney Amerika	1.083	1.329
Orta Doğu	808	1.265
Afrika	627	870
Toplam	20.265	27.005

Kaynak: BP (2020: 59).

Tablo 17'de küresel elektrik üretimi yer almaktadır. 2009 yılında küresel elektrik üretimi 20.265 terawatt saat (TWh) olurken, 2019 yılında 27.005 TWh rakamına ulaşmıştır. Asya'nın iki dönemde de en çok elektrik üretiminin gerçekleştiği bölge olduğu görülmektedir. Asya, 2009 yılında 8.764 TWh ile küresel elektrik üretiminin %43'ünü, 2019 yılında ise 14.122 TWh ile küresel elektrik üretiminin %52'sini gerçekleştirmiştir. Asya'dan sonra her iki dönemde de elektrik üretiminin en çok olduğu iki bölge sırasıyla Kuzey Amerika ve Avrupa olmuştur. Asya, Kuzey Amerika ve Avrupa'nın toplam elektrik üretimi, küresel üretimin 2009 ve 2019 yıllarında yaklaşık %87'sini oluşturmaktadır. Elektrik üretiminin kalan %13'lük payını oluşturan Güney Amerika, Orta Doğu ve Afrika'nın 2009 yılına kıyasla 2019 yılında üretimlerini yüzdesel olarak Kuzey Amerika ve Avrupa'dan daha fazla artırmalarına rağmen, halen elektrik

üretiminde oldukça az bir paya sahip oldukları söylenebilir. Bunda, Asya'da gerçekleşen elektrik üretiminin 2019 yılında 2009 yılına kıyasla %61 oranında artmasının etkisi bulunmaktadır.

Tablo 18. *Kaynaklara Göre Küresel Elektrik Üretimi-2019 (terawatt-saat)*

Kıta	Petrol	Doğalgaz	Kömür	Nükleer	Hidro	Yenilenebilir	Diğer	Toplam
Asya	148	2.176	7.641	858	2.032	1.150	117	14.122
Kuzey Amerika	62	1.976	1.134	964	677	577	36	5.426
Avrupa	52	768	698	928	633	837	77	3.993
Güney Amerika	86	245	74	25	715	184	0	1.329
Orta Doğu	396	793	23	7	33	13	0	1.265
Afrika	81	340	254	14	133	45	3	870
Toplam	825	6.298	9.824	2.796	4.223	2.806	233	27.005

Kaynak: BP (2020: 61).

Tablo 18, 2019 yılında küresel ölçekte gerçekleşen elektrik enerjisi üretimini, üretildiği kaynak bazında göstermektedir. Buna göre, küresel ölçekte en çok elektrik üretiminin yapıldığı kaynak sırasıyla kömür, doğalgaz, hidroelektrik, yenilenebilir kaynaklar, nükleer ve petrol olmuştur. Diğer kategorisinde bu kaynaklar haricinde olan yenilenemeyen atıklar, istatistiksel farklılıklar ve benzerleri yer almaktadır (BP, 2020: 61). Kömürün elektrik üretiminde birinci sırada olmasında Asya'nın etkisi büyüktür. Asya'da kömürden elde edilen elektrik enerjisi, bütün kaynaklardan küresel ölçekte elde edilen elektrik enerjisinin %28'ini oluşturmaktadır. Yine kaynak bazında bakıldığında, petrolden elektrik üretiminin en çok olduğu bölge Orta Doğu, doğalgaz, kömür, hidroelektrik ve yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretiminin en çok olduğu bölge Asya ve nükleer kaynaklar kullanılarak elektrik üretiminin en çok olduğu bölge Kuzey Amerika olmuştur.

Üretilen elektrik enerjisinin iletimi, üretim santralleri ile dağıtım tesisleri arasında elektriğin yüksek gerilim altında nakledilmesi ve farklı konumlardaki üretim santrallerinin bu sisteme bağlanarak enerjinin sürekli olarak dağıtım noktalarına sevk edilmesi faaliyetidir (Atiyas ve Dutz, 2004: 1). Elektrik iletim sistemi, elektriğin uzun mesafelerde taşınması için kullanılan yüksek gerilim hatlarına verilen isimdir. Elektrik dağıtım sistemi ise, üretim santrallerinden dağıtım noktalarına iletilen elektriğin son kullanıcılara aktarılması üzere son kullanıcıları şebekeye bağlayan bir nakil sistemidir (Kaminski, 2012: 756).

Elektriğin iletim hatları üzerinde sabit gerilim ve frekansta tutulması, yedek kapasitesinin oluşturulması, sistem oturmalarının önüne geçilmesi ve sistem kısıtları göz

önüne alındığında, elektrik iletim faaliyetini yerine getirecek bir sistem işletmecisine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu kuruluş, elektrik iletim faaliyetinin doğal tekeli olma özelliğini taşımaktadır. Bunun altında yatan neden, iletim faaliyetini gerçekleştiren birden fazla kuruluşun olması halinde ayrı ayrı iletim hatlarının kurulacak olması ve bu durumun aynı işlev için ilave maliyetler çıkararak elektrik satış fiyatını artıracak olmasıdır. Dağıtım faaliyetlerinde bulunan şirketler ise, iletim faaliyeti gibi doğal tekel özelliği göstermekle birlikte, iletimden farklı olarak bölgelere ayrılmış olan dağıtım şebekelerinde bölgesel tekel olabilmektedir (Devir, 2017: 15-16).

Elektrik piyasaları, bir şebeke altyapısı gerektirdiğinden dolayı diğer enerji piyasalarına göre daha bölgesel piyasalardır. Geleneksel piyasa yapısında üretim, iletim, dağıtım ve tedarik faaliyetleri dikey bütünleşik bir yapıda gerçekleştirilirken, elektrik piyasalarının özelleştirilmesi ile birlikte bu faaliyetler ayrışmaya başlamıştır (Burger vd., 2014: 28). Elektrik piyasası faaliyetlerinin ayrıştığı bir piyasada, elektrik üretimini üretim şirketleri; elektrik iletim sistemlerinin kurulması, sürdürülmesi ve işletilmesini iletim şirketi; elektriği iletim hattından alıp kullanıcılara dağıtımını ise dağıtım şirketleri gerçekleştirmektedir (Cheung vd., 2010: 58-59).

Elektrik piyasası faaliyetlerinin son ayağı, elektrik ticareti olarak da adlandırılan tedarik işlemidir. Elektrik enerjisinin, toptan ve perakende elektrik satışı olmak üzere iki şekilde ticareti yapılmaktadır. Elektriğin tekrar satılmak üzere satışını ifade eden toptan elektrik satışı ile son kullanıcılar tarafından tüketilmesi üzere satışını ifade eden perakende elektrik satışı toplamı, elektrik enerjisinin tedariki olarak nitelendirilmektedir. Toptan elektrik satışı, ikili anlaşmalar, spot piyasa işlemleri ve türev piyasa işlemleri aracılığıyla yapılmaktadır (Devir, 2017: 17). Perakende elektrik satışı ise, elektrik piyasası zincirinin son halkası olan elektrik enerjisi kullanıcıları ile perakende satış şirketleri arasında elektrik enerjisi teminine yönelik düzenlenen satış sözleşmesi ile yapılmaktadır (Afşar ve Büyükkeklik, 2016: 84).

2.6. EMİSYON PİYASASI

Küresel ısınma veya diğer bir ifadeyle küresel iklim değişikliği 1990'lı yıllarda gündeme gelmiş ve küresel ısınmaya yönelik endişeler sera gazı üretimi noktasında bir dizi uluslararası tartışmayı doğurmuştur. Bu tartışmaların amacı, ülkeleri sera gazı emisyonlarını sınırlayıcı politikalar benimsemeye itmek ve sera gazı emisyonlarını 1990 yılı düzeyinde sınırlayan bir uluslararası anlaşma oluşturmak olmuştur (Edwards, 2010:

159-160). Bu bağlamda 1997 yılında BMİDÇS'ye taraf ülkelerce imzalanan ve 2005 yılında yürürlüğe giren Kyoto protokolü, sera gazı emisyonlarını azaltmak için hedefler içermektedir (Burger vd., 2014: 43).

Bu hedeflerden biri de emisyon salınımının belirli sayısal hedeflere çevrilmesi ve emisyon miktarının tahsis edilen miktarlara ulaşacak şekilde azaltılmasına katkı sağlayacak bir ticaret çerçevesinin oluşturulmasıdır. Hedeflenen emisyon azaltımlarını destekleyen bu çerçeve, birbirini tamamlayan üç mekanizmadan oluşmaktadır. Bunlar; Temiz Kalkınma Mekanizması (CDM), Ortak Uygulama (JI) ve Uluslararası Emisyon Ticareti (IET)'dir. CDM kapsamında, emisyon azaltım hedeflerine yönelik geliştirilen projeler vasıtasıyla Sertifikalı Emisyon Azaltımı (CER) olarak ifade edilen emisyon kredisi kazanılırken; JI kapsamında, geliştirilen projeler vasıtasıyla Emisyon Azaltma Birimi (ERU) olarak ifade edilen emisyon kredisi kazanılmaktadır (Kaminski, 2012: 922).

CER, emisyon azaltım hedefi belirlenmiş olan bir ülkenin emisyon azaltım hedefi olmayan bir ülkede gerçekleştirdiği emisyon azaltımına yönelik proje sonucunda ilave emisyon yapma hakkı kazandıran bir kredidir. ERU ise, emisyon azaltım hedefi olan bir başka ülkede gerçekleştirilen proje sonucunda ev sahibi ülkenin kazandığı bir kredidir. Ev sahibi ülke ERU kredisini yatırımcı ülkeye satabilmekte ve böylece satılan kredi kadar emisyon miktarı ev sahibi ülkenin gerçekleşen emisyon miktarından düşülmektedir. Ev sahibi ülkeden ERU satın alan yatırımcı ülke ise, almış olduğu kredi kadar emisyon hedefini artırabilmektedir. IET mekanizması ise, emisyon hedefleri belirlenmiş olan sanayileşmiş ülkelerin emisyon tahsisatlarının bir bölümünü alıp satabilmelerine olanak sağlayan piyasa tabanlı bir mekanizmadır (Çelikkol ve Özkan, 2011: 205).

Türkiye, Kyoto Protokolü kapsamında çerçevesi oluşturulan esnek mekanizmanın içinde yer almamakla birlikte, ülkemiz 2005 yılından bu yana bu mekanizmalar haricinde işleyen Gönüllü Karbon Piyasası'na yönelik geliştirilmiş projelere ev sahipliği yapmaktadır. Türkiye'de, Gönüllü Karbon Piyasası'nda işlem gören 159'u hidroelektrik santrali, 106'sı rüzgâr santrali, 27'si atıktan enerji üretimi (biyogaz), 10'u enerji verimliliği ve 6'sı da jeotermal enerji üzerine olmak üzere 308 adet proje bulunmaktadır. Bu projelerden 20 milyon ton CO_2/yıl eşdeğeri üzerinde karbon azaltımı yapılması hedeflenmektedir (ÇŞB, 2020).

BP (2020: 13)'te yer alan verilere göre, ülkemizin 2009 yılında 275,3 milyon ton CO_2 düzeyinde olan karbon salınımı, 2019 yılında 383,3 milyon ton düzeyinde gerçekleşmiştir. Küresel boyutta bakıldığında, ülkemizde salınan karbon miktarı küresel karbon salınımının 2009 yılında binde 9'unu, 2019 yılında ise binde 11'ini oluşturmuştur. Küresel karbon salınım miktarları Tablo 19'da yer almaktadır.

Tablo 19. *Küresel Karbon Salınımı (milyon ton CO_2)*

Kıta	2009	2019
Asya	15.120,6	19.354,8
Kuzey Amerika	6.226,4	5.975,9
Avrupa	4.573,5	4.110,8
Orta Doğu	1.658,0	2.164,1
Afrika	1.070,2	1.308,5
Güney Amerika	1.096,5	1.254,9
Toplam	29.745,2	34.169,0

Kaynak: BP (2020: 13).

Tablo 19'da yer alan verilere göre 2009 yılında en az karbon salınımı olan bölge Afrika olurken, 2019 yılında Güney Amerika dünya üzerinde en az karbon salınımı olan bölge olmuştur. 2009 ve 2019 yıllarının her ikisinde de en fazla karbon salınımını gerçekleştiren bölge ise Asya olmuştur. Bu yıllarda Asya'yı sırasıyla Kuzey Amerika, Avrupa ve Orta Doğu izlemektedir. Asya, tek başına küresel karbon salınımının 2009 yılında %50'sini, 2019 yılında ise %56'sını gerçekleştirmiştir. Asya, Kuzey Amerika ve Avrupa bölgelerinin gerçekleştirdiği toplam karbon salınımı ise küresel karbon salınımının 2009 yılında %87'sini, 2019 yılında da %86'sını oluşturmaktadır. Öte yandan, iki dönem karşılaştırıldığında karbon emisyonlarını azaltan bölgeler yalnızca Kuzey Amerika ve Avrupa olmuştur.

2.7. TÜREV ENERJİ PİYASALARI

Enerji piyasalarında, nükleer santral kazası, petrol sızıntısı, LNG patlaması vb. gibi çeşitli fiziksel riskler olabileceği gibi, enerji emtia fiyatlarının düşmesi, enerji üretim maliyetlerinin artması, çeşitli yasal düzenlemelerin ek maliyetler getirmesi ve fiyat dalgalanmaları gibi ekonomik ve finansal riskler de olabilmektedir (Dahl, 2015: 465). Enerji sektöründe fiyatlarda yaşanılan yüksek volatilite, fiyat riskinden korunmak için kısa, orta ve uzun vadeli enerji türev ürünlerini kullanma ihtiyacını doğurmuştur (Fusaro ve James, 2005: 5).

Enerji türev ürünleri, enerji ile ilgili bir emtiadan türetilmiş olan finansal sözleşmelerdir (Burger vd., 2014: 185). Enerji türev ürünleri temel olarak 4 finansal araçtan oluşmaktadır. Bunlar; enerji futures (vadeli işlem) sözleşmeleri, enerji forward (alivre) sözleşmeleri, enerji opsiyon sözleşmeleri ve enerji swap (takas) sözleşmeleridir (Dahl, 2015: 467).

2.7.1. Enerji Futures (Vadeli İşlem) Sözleşmeleri

Enerji futures sözleşmeleri, organize bir vadeli işlem borsasında tarihi, miktarı ve fiyatı belirlenmiş olan petrol, doğalgaz, elektrik gibi belirli bir enerji ürününü gelecekteki bir tarihte anlaşılan fiyat ve miktar üzerinden almak ve satmak üzere düzenlenmiş yasal bağlayıcılığı olan standartlaşmış sözleşmelerdir (James, 2008: 25).

Futures sözleşmelerinin bir takas odasının tüm işlemler için merkezi bir taraf olarak hizmet verdiği emtia borsalarında işlem görmesi, OTC sözleşmelerinde bulunan karşı taraf riskini ortadan kaldırmaktadır. Emtia borsalarında, takas odasını olası kayıplardan korumak için kurallar belirlenmektedir ve piyasa katılımcıları alım-satım işlemleri için borsaya bir başlangıç marjı ödemektedirler. Her işlem gününde futures sözleşmesi için bir uzlaştırma fiyatı belirlenir ve bu teminat hesabı aracılığı ile işlemler anında gerçekleşmektedir (Burger vd., 2014: 189-190).

Bu anlamda vadeli işlem borsaları finansal işlemi garanti altına almaktadır. Futures sözleşmelerinde, sözleşmenin vadesinde emtianın fiziki olarak teslim edilmesi zorunlu değil, bir seçenektir. Enerji piyasalarında, futures sözleşmelerinde fiziki teslimat toplam ticaret hacminin %1'inden daha azdır. Bu bağlamda, enerji futures sözleşmeleri emtianın fiziksel olarak alım-satımından ziyade, finansal açıdan korunma amaçlı olarak gerçekleştirilmektedir (Fusaro ve James, 2005: 41-42).

Enerji futures sözleşmesi ile fiyat riskine karşı nasıl hedge edileceği (korunma) şöyle bir örnekle açıklanabilir (Dahl, 2015: 474'ten türetilmiştir): Bir petrol tüccarının bir varil ham petrolünün olduğu ve kendisi için belirlediği kar da dahil olmak üzere toplam maliyetinin 50 $/varil olduğu varsayılsın. T zamanında teslimat gerçekleştiğinde, tüccar spot piyasa fiyatını alacaktır. Spot piyasa fiyatı 51 $/varil olursa tüccar 1 $ kazanacak, 49 $/varil olursa 1 $ kaybedecektir. Eğer tüccar pozisyonunu hedge etmek istiyorsa, T zamanındaki teslimat için 50 $/varil fiyatından bir futures sözleşmesi satar. T zamanında spot fiyat 49 $/varil olursa, futures sözleşmesi 1 $ olarak kapanır ve spot piyasadaki 1 $'lık kayıp futures sözleşmesi ile dengelenir. T zamanında spot fiyat 51 $/varil olursa,

futures sözleşmesi -1 $ olarak kapanır ve spot piyasadaki 1 $'lık kazanç futures sözleşmesi dengelenir.

2.7.2. Enerji Forward (Alivre) Sözleşmeleri

Forward (alivre) sözleşmeleri, sözleşmede belirlenen miktardaki bir emtianın yine sözleşmede belirlenen bir tarihte ve belirlenmiş fiyat üzerinden alınması veya satılması üzerine yapılan sözleşmelerdir. Forward sözleşmesinin satıcısı ve alıcısının fiziki ticaret zorunluluğu bulunmaktadır. Forward sözleşmesinin satıcısı sözleşmede belirtilen emtiayı anlaşılan tarihte teslim etme zorunluluğuna, forward sözleşmenin alıcısı ise sözleşmede belirtilen emtiayı anlaşılan tarihte alma ve sözleşmede belirtilen bedeli ödeme yükümlülüğüne sahiptir (Burger vd., 2014: 186).

Forward sözleşmeleri, sözleşmenin dayanak varlığını gelecek bir tarihte satın alma anlaşması olması bakımından futures sözleşmelerine benzemektedir. Futures sözleşmelerinden farklı olarak, forward sözleşmeleri OTC'lerde işlem görmektedir ve merkezi bir otorite tarafından garanti altına alınmamış sözleşmelerdir. Bu bağlamda, forward sözleşmeleri tarafların ihtiyaçlarına göre uyarlanabilen standartlaştırılmamış sözleşmelerdir ve sözleşme taraflarının mutabakatı olmadan yeniden satılamazlar. Forward sözleşmelerinde, sözleşme koşulları sözleşmenin tarafları olan enerji emtiasının satıcısı ve alıcısı arasında müzakere edilir ve yapılan sözleşme ilgili enerji emtiasını gelecekte üzerinde anlaşılan bir fiyattan satın almak ve satmak üzere yapılan bir anlaşmayı temsil etmektedir (Dahl, 2015: 467-472).

2.7.3. Enerji Opsiyon Sözleşmeleri

Opsiyonlar, alıcısına gelecekteki bir tarihte belirli bir emtiayı belirli bir fiyattan alma veya satma hakkı veren sözleşmelerdir (James, 2008: 26). Enerji opsiyonunu satın alan taraf gelecekte bir emtiayı belirli bir fiyattan alma veya satma hakkını elde ederken, alma veya satma yükümlülüğü altına girmemektedir. Alım (call) opsiyonu, opsiyon sahibine dayanak varlığı sözleşmede belirtilen fiyat üzerinden satın alma hakkı verirken, satım (put) opsiyonu, sahibine dayanak varlığı sözleşmede belirtilen fiyat üzerinden satma hakkı vermektedir. Opsiyon sözleşmeleri böylece, opsiyona konu olan enerji emtiasının fiyatında meydana gelen volatiliteye karşı pozisyon alma avantajı sağlamaktadır (Fusaro ve James, 2005: 74-76).

Opsiyon alıcısı sözleşmenin vermiş olduğu alma veya satma hakkını kullanmak istediğinde, opsiyon satıcısı sözleşmenin dayanak varlığı olan emtiayı opsiyonun türüne

göre almak ve satmak ile yükümlü olacaktır. Enerji opsiyon sözleşmeleri organize vadeli işlem borsalarında ve OTC'lerde işlem görebilmektedir. Vadeli işlem borsalarında işlem gören opsiyon sözleşmeleri çoğunlukla fiziki teslimat yerine, yayınlanan bir emtia endeksine göre emtia değerine eşdeğer bir ödeme ile finansal olarak kapatılır (Burger vd., 2014: 197).

Elektrik üreten bir şirketin opsiyon sözleşmesi kullanımı şu şekilde bir örnekle açıklanabilir: Söz konusu şirketin elinde gelecek tarihli ve elektriği 55 $/MWh fiyatından satma hakkı veren bir satım opsiyonu olduğu varsayılırsa, şirket vade gününde satacağı elektriğin minimum fiyatını kilitlemiş olacak ve elektriğin piyasa fiyatı 55$/MWh'nin altında olursa satım opsiyonu sözleşmesinin verdiği 55$/MWh fiyatından satma hakkını kullanacaktır (Dahl, 2015: 491-492'den türetilmiştir).

2.7.4. Enerji Swap (Takas) Sözleşmeleri

Enerji swap sözleşmeleri, belirli bir süre boyunca sözleşmenin dayanak varlığı olan emtianın fiyatını sabitlemek için kullanılan risk yönetim araçlarıdır. Enerji swap sözleşmeleri genel olarak fiziksel teslimat yerine finansal olarak kapatılmaktadır. Swap sözleşmelerinde bir dizi ödeme tarihi tanımlanmaktadır. Enerji swap sözleşmesi, bir tarafın ödeme tarihlerinin her biri için emtia fiyatı için anlaşılan sabit fiyatı ödemesi, alıcı konumundaki diğer tarafın ise emtia endeksinin değişken fiyatını ödemesi esasına dayanmaktadır (Burger vd., 2014: 191).

Enerji emtia piyasalarında OTC ürünleri aylık olarak fiyatlandırılmaktadır. Dolayısıyla, uzun vadeli bir swap sözleşmesinde fiyatlama dönemi boyunca her ayın sonunda sözleşme hacminin sözleşme vadesi ile oranlaması yapılıp, o orana göre bir fiyatlandırma yapılarak ödeme alınmaktadır. Amerikan ve Avrupa dalgalı fiyat referansına göre fiyatlandırılan swap sözleşmelerinde her fiyatlama döneminin son gününden sonraki 5. günde, Asya dalgalı fiyat referansına göre fiyatlandırılan swap sözleşmelerinde ise, her fiyatlama döneminin son gününden sonraki 10-14. günde ödeme dengesi gerçekleştirilmektedir (James, 2008: 31-32).

Enerji swap sözleşmeleri, üretici için piyasada oluşan fiyat dalgalanmalarını ortadan kaldırarak gelir istikrarı sağlamaktadır. Enerji swap sözleşmeleri ile üreticiler hem fiyat riskini azaltmış olurlar hem de gelir akışı bu şekilde sürekli olarak sağlanmaktadır. Tüketici tarafından bakıldığında ise, enerji swap sözleşmelerinin diğer

tarafında yer alarak enerji piyasasındaki fiyat dalgalanmalarından korunmak ve tüketilen enerjinin fiyatını sabitlemek mümkündür (Fusaro ve James, 2005: 12).

Enerji swap sözleşmesinin emtia fiyatını sabitlemesi şöyle bir örnekle açıklanabilir (Burger vd., 2014: 191-192'den türetilmiştir): Satış gelirlerini dalgalanan fiyatlara karşı korumak isteyen bir petrol üreticisinin 100 $/varil fiyatı üzerinden ileri tarihli bir enerji swap sözleşmesi yaptığı varsayılsın. Belirlenen bir ay için petrolün piyasa fiyatı swap fiyatının altında ise (örneğin, 90 $/varil), üretici fiyat farkına eşdeğer bir ödeme (10 $/varil) alacaktır. Bu ödeme, üreticinin ilgili ay içinde piyasa satış fiyatından kaynaklanan kaybını dengeleyecektir. İlgili ayda petrolün piyasa fiyatı swap fiyatının üzerinde olursa (örneğin, 115 $/varil), bu sefer üretici fiyat farkına eşdeğer tutarı (15 $/varil) ödeyecektir. Böylelikle, petrolün piyasaya satışından kaynaklanan kazanç ile swap sözleşmesi gereği yapılan ödeme dengelenecektir.

İKİNCİ BÖLÜM

TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI

Çalışmanın bu bölümünde öncelikle elektrik piyasalarında yaşanan reform ve deregülasyon hareketleri anlatıldıktan sonra, Türkiye elektrik piyasasının tarihçesi ve reform süreci, Türkiye Enerji Borsası ve Türkiye elektrik piyasasının işleyişi ele alınmıştır. Bu bağlamda, ikili anlaşmalar, gün öncesi piyasası, gün içi piyasası, gerçek zamanlı piyasalar ve türev elektrik piyasası anlatılmıştır.

1. ELEKTRİK PİYASALARINDA REFORM VE DEREGÜLASYON

Günümüzde üretim, iletim, dağıtım ve tedarik faaliyetlerinin bütününden oluşan elektrik piyasası, 1980'lerden önce dikey olarak entegre edilmiş üretim, iletim ve dağıtım faaliyetlerinden oluşmaktaydı. Bu dönemde, güç altyapısının oluşturulması, iletim sisteminin muhafaza edilmesi, yük talebinin artışına göre yeterli güç kaynağının varlığının sağlanması, güvenilir elektrik dağıtımına yönelik mevcut tesislerin yenilenmesi, yeni iletim hatlarının inşa edilmesi ve diğer elektrik hizmetlerinin müşterilere ulaştırılması faaliyetleri çoğunlukla kamu tarafından gerçekleştirilmekteydi (Cheung vd., 2010: 54). Bu bağlamda, ekonomistler tarafından elektrik piyasasının ölçek ekonomisine sahip olduğu ve doğal tekel bir yapıda olduğu kabul edilmekteydi (Gan vd., 2014: 8). Nitekim, dünya genelinde elektrik piyasasında yaygın olan örgütlenme şekli, kamu tekelinde olan dikey bütünleşik bir yapıydı. Bazı ülkelerde ise, söz konusu dikey bütünleşik yapı özel sektör tarafından oluşturulmuştu. Ancak, bu piyasalarda da özel şirketin tekelci konumunu kendi lehine kullanarak aşırı yüksek fiyat politikası izlemesinin önüne geçmek için kamu müdahaleleri yoğun bir şekilde kullanılmaktaydı (Atiyas, 2006: 25).

Elektrik piyasalarının dikey bütünleşik tekel yapıda olması birtakım varsayımlara dayanıyordu. Öncelikle, elektrik bir kamu hizmeti olarak görülmekteydi ve üretim, iletim, dağıtım gibi faaliyetlerin güvenilirliğini sağlamak için tek tip prosedürlerin uygulanması gerekliydi. Ayrıca, aynı hizmeti verecek olan iletim ve dağıtım birimlerinin oluşturulması israfa ve maliyet artışına neden olmaktaydı. Bunun yanı sıra, elektrik üretimi yüksek oranda sermaye yatırımı gerektirmeydi ve bu durum ölçek ekonomisinin gerekliliğini ortaya çıkarmıştı. Merkezileştirilmiş bir yatırım ve operasyon yönetimi, şebeke birimleri arasında sıkı koordinasyonun sağlanmasına katkıda bulunmaktaydı ve üretimde

kullanılan standartlar, teknoloji ve bilgi sistemlerini şebekenin bütün türlerine uygulama avantajı sağlamaktaydı (Chao vd., 2008: 29-31).

Elektrik endüstrisi tarih boyunca ekonomik kalkınma, sosyal ve çevresel konular üzerindeki önemli etkilerinden dolayı önde gelen bir sektör olarak görülmüş ve bundan dolayı elektrik piyasası ya kamu mülkiyetinde dikey bütünleşik bir yapıda entegre edilmiş ya da özel mülkiyet altında yine dikey bütünleşik yapıda entegre edilmiş fakat hükümetler tarafından mali, sağlık, güvenlik, planlama ve çevresel açıdan kontrole tabi tutulmuştur. Her iki durumda da elektrik piyasasında maliyet minimizasyonu ve yüksek oranda mühendislik gerektiren büyük ölçekli yatırımlara odaklanılmış ve bu nedenle piyasada üretim ve tedarik açısından bir rekabet eksikliği ortaya çıkmıştır (Savolainen ve Svento, 2012: 5).

Öte yandan, yaşanan ekonomik krizler sonrasında ülke ekonomilerinde hayata geçirilmeye başlanılan liberalleşme ve reform hareketleri, kamu kesimlerinin yüksek oranda borçlanmış olmasına bağlı olarak gelişen ekonomik yetersizlikler, kamuya bağlı şirketlerin özelleştirilmesi sonucu elde edilebilecek gelirler ve enerji sektöründe ortaya çıkan yatırım fırsatları elektrik piyasasında reformların temel sebepleri olmuştur (Devir, 2017: 42).

Elektrik piyasalarında dikey bütünleşik bir yapıdan rekabetçi ve özel mülkiyetli bir piyasa formuna geçilmesi için gerekli olan reform adımlarını Jamasb ve Pollitt (2005: 2) şu şekilde belirtmektedir:

- Yeniden Yapılandırma: Üretim, iletim, dağıtım ve tedarik faaliyetlerinin ayrıştırılması ve üretim ve tedarik faaliyetlerinin yatay olarak bölünmesi.

- Rekabet ve Piyasa Oluşumu: Toptan ve perakende elektrik satışı için rekabete dayalı bir piyasa yapısının oluşturulması.

- Regülasyon: Elektrik piyasasını düzenleyici bağımsız bir otoritenin kurulması.

- Mülkiyet: Kamu kesimine ait işletmelerin özelleştirilmesi ve yeni oyuncuların piyasaya girişine izin verilmesi.

Elektrik piyasalarında reformların gerçekleştirilmesi ve piyasanın yeniden yapılandırılması piyasa temellerini elektrik ürün ve sistemlerinin fiziksel özelliklerine göre dizayn etmeyi de gerekli kılmaktadır. Elektrik piyasasının yeniden dizayn edilmesi ile hedeflenen amaçların başında, güç sisteminin güvenli bir şekilde çalışmasının

sağlanması, açık ve şeffaf bir piyasa yapısının oluşturulması ve piyasa katılımcıları için risk yönetim olanaklarının sunulması gelmektedir. Bu amaçlar doğrultusunda enerji kaynakları için ticaret mekanizmalarının oluşturulması, iletim ağına açık erişimin sağlanması, piyasa faaliyetleri ile sistem operasyonunun uyumlu hale getirilmesi ve piyasa katılımının aşamalı olarak uygulanması gerekmektedir (Cheung vd., 2010: 65-68).

Dünya'da ilk toptan elektrik piyasası 1978'de Şili'de kurulmuş (Atiyas, 2006: 25) ve 1982'de ilk spot piyasa burada faaliyete geçmiştir. 1990'da Birleşik Krallık'ta havuz bazlı bir elektrik piyasası kurulmuş ve bu piyasa modeli uzun bir süre birçok ülkeye elektrik hizmeti vermiştir. Birleşik Krallık 2001'de ise, ikili sözleşmelere dayalı serbest ticareti de içeren ikinci bir piyasa reformunu gerçekleştirmiştir. 1994'te İskandinav elektrik piyasası faaliyete başlamış ve ilk çok uluslu spot elektrik piyasası oluşturulmuştur. 1996'da Avustralya ve Yeni Zelenda spot elektrik piyasaları ve Kaliforniya bölgesel spot elektrik piyasası kurulmuştur. 1998'de Pennsylvania-New Jersey-Maryland spot elektrik piyasası kurulmuş ve bu piyasa dünya genelinde bir piyasa modeli olarak faaliyet göstermiştir (Gan vd., 2014: 8-9).

Avrupa Birliği'nde ise, 1996 yılında serbestleşme süreci yürürlüğe girmiş ve elektrik piyasası faaliyetleri ayrışmaya başlamıştır. AB üye devletleri benzer elektrik piyasası mimarisine sahip olmakla birlikte, sınırlar arasında zayıf bir şekilde entegre edilmiş olan elektrik piyasaları arasında iş birliğini sürdürmek için 2009 yılında Avrupa Elektrik İletim Sistemi Operatörleri Ağı (ENTSO-E) kurulmuştur (Cheung vd., 2010: 55-56).

Liberalizasyon veya deregülasyon kavramlarının piyasanın yapısına göre farklı biçimler alabildiği göz önüne alındığında, farklı ülke veya bölgelerdeki piyasa reformlarının farklı şekillerde olduğunu söylemek mümkündür (Savolainen ve Svento, 2012: 6-8). Farklı ülkelerde farklı yöntemlerle reforma tabi tutulan elektrik piyasalarının yeniden yapılandırılmasında genel hatlarıyla ortaya çıkan önemli hususlar, hangi faaliyetlerin deregülasyon kapsamında olup hangilerinin düzenlemeye tabi tutulacağı, piyasada rekabetin ne düzeyde olacağı, üretim ve tedarik faaliyetlerini gerçekleştirecek olan piyasa katılımcılarının bir veya birden çok olup olmayacağı, piyasa katılımcılarının kimler olabileceği, toptan ve perakende satış piyasasına ilişkin düzenlemeler ve sistem işletmeciliğinin kim tarafından yapılacağı konularıdır (Devir, 2017: 69).

Elektrik piyasalarında reform ve deregülasyon hareketleri ile “sadece-enerji piyasası” ve “kapasite piyasası” olmak üzere iki tür piyasa formu ortaya çıkmıştır. Sadece-enerji piyasası üretim kaynaklarının gerçek zamanda ürettiği elektrik ile ilgilenirken, kapasite piyasası aynı kaynakların maksimum üretim kapasitesi ile ilgilenmektedir. Sadece-enerji piyasası, gün öncesi piyasası, gün içi piyasası, dengeleme güç piyasası gibi yakın vadeli veya gerçek zamanlı bir piyasadır ve piyasa katılımcıları için bir takas fiyatı oluşturmaktadır. Kapasite piyasası ise, sadece-enerji piyasasında yeterli gelir elde edemeyen üreticiler için ek gelir sağlamak üzere tasarlanmıştır (Lin ve Magnago, 2017: 174-175).

Kapasite piyasası, üreticilerin piyasada elektrik satışından elde ettikleri gelirlere ilave olarak eklenen bir kapasite ödemesini içermektedir. Kapasite ödemesi, üretim santrallerinin piyasa satışından gelen değişken gelirlerini artırarak ve belirli düzeyde bir geliri sabitleyerek yeni yatırımları teşvik etmektedir (Botterud ve Doorman, 2008: 12).

Kapasite piyasası üzerine olan tartışmaların altında yalnızca elektrik alım-satımının yapıldığı ve yalnızca kısa dönem için yedek kapasitenin bulundurulduğu sadece enerji piyasalarında toptan elektrik fiyatlarının gelecek dönemlerdeki ilave elektrik ihtiyacını karşılamak için piyasa katılımcılarına gerekli sinyalleri verip vermediği sorusu yatmaktadır. Gerekli kapasite durumu, reform hareketlerinden sonra birbirinden bağımsız hareket eden piyasa katılımcılarının uzun dönemli yatırımları için kaynak yeterliliği ve maliyet unsurlarını içeren bir ekonomik argüman haline dönüşmüştür. Sadece enerji piyasalarının yetersiz kalabildiği bu durum karşısında kapasite piyasalarının kurulması gerekli olabilmektedir (Atiyas, 2006: 82-83).

Elektrik üretim santrallerinin inşa edilmesinin önemli düzeyde zaman alması ve sermaye yoğun yatırımlar olması nedeniyle, yeni santral kurma kararının santrale ihtiyaç duyulmadan çok önce verilmesi gerekmektedir. Kapasite piyasası elektrik talebini karşılamak üzere gerekli üretim kaynaklarının yeterliliğini sağlamak ve gelecek dönemlerde ihtiyaç duyulan ilave kapasite yatırımlarını güvence altına almak amacıyla oluşturulmuş bir mekanizmadır. Bu mekanizma ile uzun vadeli güvenilir enerji ihtiyacının karşılanması için piyasa katılımcılarına değişken ve sabit maliyetlerini karşılayabilecekleri bir piyasa ortamı sunulması amaçlanmaktadır (Ela vd., 2018: 15).

Elektrik piyasalarının serbestleşmesi ile beraber oluşan piyasa formlarından en önemlileri, havuz modeli ve enerji borsası modelidir. Bu modeller, organize elektrik

piyasaları olarak adlandırılmaktadır. Havuz veya borsa modeli olmaksızın, organize olmayan piyasalarda hüküm ve koşullarının tarafların kendi aralarında anlaşarak gerçekleştirebildiği "ikili anlaşmalar" yolu ile toptan elektrik ticareti yapılması da mümkündür. (Lin ve Magnago, 2017: 175-176). İkili anlaşmalar, talep tarafının tüketeceği elektriğe göre üretim planlaması yapılması ve fiyatın önceden belirlenmesi açısından oldukça yararlıdır. Ancak, gerçek zamanda tüketilen elektrik miktarının anlaşmada belirlenenden sapmama durumu neredeyse imkansızdır. Elektrik üretimi ile tüketiminin dengede olması zorunluluğu ve ikili anlaşmaların toptan elektrik ticareti için yetersiz kalmasından dolayı, ayrıca bir dengeleme mekanizmasına ihtiyaç duyulmaktadır (Devir, 2017: 72).

Havuz modelinde üreticiler, havuza belirli zamanlar için belirli miktardaki elektrik enerjisi sunmak üzere fiyat teklifi vermektedirler. Bu teklifler, sistem işletmecisi tarafından yüksekten düşüğe olacak şekilde sıralanır ve bu şekilde elde edilen arz eğrisinin talep eğrisi ile kesiştiği nokta piyasa takas fiyatını oluşturmaktadır. Bu ticaret, gerçek zamanın belirli bir süre öncesine kadar (ülkelere göre 15 dakika-1 gün arasında) devam etmektedir. Oluşan piyasa takas fiyatı sonrasında, sistem işletmecisi sistemde ne kadar açık veya fazla olduğunu belirlerken, açıkların kapatılması veya fazlaların yok edilmesi için arz ve talep tarafı satmaya veya almaya hazır oldukları enerji miktarını ve fiyatını bildirmektedir. Sistem işletmecisi, arz ve talep tarafının bu tekliflerini dikkate almak suretiyle dengeleme fiyatını belirlemektedir (Atiyas, 2006: 36-37).

Lin ve Magnago (2017: 178), havuz modelinin rolünü dört maddede belirtmektedir. Birincisi, piyasada elektriğin nasıl alınıp satılacağını tanımlayan kuralları geliştirmek; ikincisi, üreticilerin toptan elektrik sunmak zorunda olduğu ve toptan elektrik talep edenler için de satın alma zorunluluğunun olduğu bir piyasa sistemi geliştirmek; üçüncüsü, her saat veya yarım saat gibi zaman dilimleri için bir toptan elektrik fiyatlarını belirleyip üretim santrallerinin devreye alınma planlamasını yapmak ve dördüncüsü de üreticilere yapılacak mali ödemeleri yürütmektir.

Havuz sistemine yöneltilen ana eleştiri, piyasanın manipülasyona açık olmasıdır. Sistem, üreticilerin kapasitelerini kısarak elektrik kesintisi ihtimalini doğurarak piyasa fiyatını yükseltmelerine olanak tanımaktadır. Ayrıca, tüm üreticilere aynı marjinal fiyatın ödenmesi yüksek fiyatlı teklif vermeyi caydırmaktadır. Nitekim, üreticiler düşük fiyatlı teklif vererek ekonomik sıralama (merit order) içerisinde kalmayı garanti edebilmekte ve havuzda belirlenen piyasa fiyatını elde edebilmektedirler. Bunun yanında, talep tarafının

piyasada temsilinin az olması ve sistemin gelecekteki değişimler için kendini reform edememesi de havuz modeline yöneltilen eleştiriler arasındadır (Newbery, 2004 ve Green, 2005'den aktaran Atiyas, 2006: 40; Newbery, 1998: 130-131).

Yeniden yapılandırılan elektrik piyasalarında toptan elektrik ticareti için oluşturulan bir diğer piyasa modeli enerji borsalarıdır. Enerji borsaları, elektriğin, fiziksel tüketim için veya tamamen finansal işlemler için veya her ikisi için de alınıp satılabildiği bir piyasa modelidir. Enerji borsaları, elektrik arz ve talebinin buluştuğu merkezi ve rekabetçi bir piyasayı temsil etmektedir. Enerji borsalarında piyasa takas fiyatı, arz tekliflerini talep teklifleriyle eşleştirerek belirlenmektedir (Lin ve Magnago, 2017: 179).

Enerji borsalarının oluşumu, havuz sisteminin geliştirilmesi ile olmuştur. Katılımın zorunlu olduğu havuz modellerinin aksine, enerji borsalarında elektrik ticaretine katılım arz ve talep tarafının isteğine bağlıdır. Dolayısıyla havuz sisteminden farklı olarak, enerji borsası modelinde arz ve talep tarafı organize piyasada elektrik ticareti faaliyetine katılmadan ikili anlaşmalar yolu ile de elektrik alım-satımını gerçekleştirebilir ve ilave olarak borsaya katılım yolu ile portföylerini dengeleyebilirler. Havuz sistemi tek bir piyasadan oluşan bir mekanizma olmasına karşın, enerji borsasında sistem dengesinin sağlanması için piyasa katılımcılarına birden fazla piyasa olanağı sunulmaktadır (Devir, 2017: 77-78). Enerji borsası modelinde, borsa, arz ve talep tekliflerini eşleştirip piyasa fiyatlarını belirlerken, sistem işletmecisi, diğer ilgi gruplarından bağımsız olarak çalışarak operasyonel faaliyetleri yönetmektedir (Gan vd., 2014: 62).

Enerji borsalarının temel hedefleri, kısa vadede elektrik ticaretinin kolaylaştırılması ve bilgi, rekabet ve likiditenin teşvik edilmesidir. Enerji borsalarının en önemli avantajları, arz ve talep tarafının her ikisi için de erişim kolaylığının olduğu şeffaf bir piyasa modeli olması, standartlaştırılmış sözleşmeler nedeniyle daha hızlı işlem yapma imkanının olması, rekabeti artırması, işlem maliyetlerinin düşük olması, tarafsız bir pazar ve piyasa fiyatı oluşumunu sağlaması, güvenilir takas ve uzlaştırma hizmeti sunması ve likit bir piyasa olması olarak sayılmaktadır. Dezavantajları arasında ise, gizli anlaşmayı kolaylaştırması ve şartları ve koşulları standartlaştırılmış sözleşmelerden dolayı esnekliğin az olması yer almaktadır (Lin ve Magnago, 2017: 180).

2. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASININ TARİHÇESİ VE REFORM SÜRECİ

Türkiye elektrik piyasasının tarihçesi ve reform sürecini, 1923-1972 dönemi, 1972-2001 dönemi, 2001-2009 dönemi ve 2009 yılı sonrası olmak üzere 4 dönem altında ele almak mümkündür.

2.1. 1923-1972 DÖNEMİNDE TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI

Türkiye'de elektrik üretiminin geçmişi 1902 yılında Tarsus'ta kurulan 2 KWh'lık bir hidroelektrik santraline dayanmaktadır. İlk büyük ölçekli üretim santrali ise, 1913'te faaliyete başlayan ve kömürden elektrik üreten Silahtarağa (İstanbul) elektrik santralidir. 1923'te Türkiye Cumhuriyeti kurulduğunda İstanbul, Adapazarı ve Tarsus olmak üzere üç şehirde elektrik üretim tesisi bulunmaktaydı ve buradaki santrallerin toplam kurulu gücü 29.664 KWh'tı (Öztürk vd., 2007: 189-190).

1923-1930 yılları arasında liberal ekonomiye geçiş denemelerinin etkisiyle elektrik endüstrisinde büyük ölçüde yabancı yatırımlar hakimdi. İlk Türk elektrik üretim şirketi 1926'da kurulan Kayseri ve Civarı Elektrik Türk Elektrik Şirketi olmuştur. 1920'lerin sonuna gelindiğinde, 106.3 GWh üretim kapasitesine sahip 48 tane elektrik üretim santrali bulunmaktaydı (Hepbaşlı, 2005: 317). 1930'larda, elektrik enerjisinin kamu mülkiyetinde olmasının sağlayacağı faydalar dünya genelinde değerlendirilirken, Türkiye'de de bu yönde bir eğilimle elektrik endüstrisinin kamulaştırma süreci başlamıştır (Erdoğdu, 2007: 985). Bu doğrultuda, 1935'te Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ), Maden Teknik ve Arama (MTA) ve Etibank kurularak, yabancı girişimlerin hisseleri satın alınıp bu işletmeler ulusallaştırılmış ve 1944 yılına gelindiğinde elektrik sektörünün neredeyse tamamı kamu mülkiyetine geçirilmiştir. 1948 yılından itibaren EİEİ, MTA, Devlet Su İşleri (DSİ) ve İller Bankası'nın katkısıyla birçok hidroelektrik ve termik santral kurularak ulusal elektrik sistemine dahil edilmiştir (Devir, 2017: 91).

1960 yılında planlı kalkınma dönemi başlamış ve birinci kalkınma planı (1963-1967) ve ikinci kalkınma planı (1968-1972) ile elektrik santrallerinin veriminin artırılması ve hidroelektrik kaynaklarının değerlendirilmesi hedeflenmiştir (Yılmaz ve Uslu, 2007: 261). 1963'te Türkiye'nin enerji politikasından sorumlu olan Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) kurulmuştur. Takip eden süreçte ise 1972 yılında Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur (Erdoğdu, 2007: 985).

2.2. 1972-2001 DÖNEMİNDE TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI

Bu dönemde, Türkiye elektrik endüstrisinin her aşamasında tekelleşme başlamış, Çukurova Elektrik ve Kepez ve Antalya Havalisi Elektrik Santralleri haricindeki tüm üretim santralleri TEK'e geçmiş ve belediyeler ile İller Bankası haricinde elektrik sektöründe bütünlük sağlanmıştır. 1982'de çıkan 2705 sayılı kanun ile bütün elektrik varlıkları TEK'e geçmiş ve Türkiye elektrik piyasası dikey bütünleşik bir yapıda TEK bünyesinde merkezileştirilmiştir (Hepbaşlı, 2005: 317-318).

1984 yılından itibaren 3096 sayılı kanun ile özelleştirme yolunda ilk adım atılarak Kayseri ve Civarı Elektrik Türk Elektrik Şirketi, Çukurova Elektrik, Kepez A.Ş. ve Aktaş Elektrik'e kendi bölgelerinde elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticareti görevleri verilmiştir (Devir, 2017: 93).

3096, 3996 ve 4283 sayılı kanunlar ile Yap-İşlet-Devret (YİD), İşletme Hakkı Devri (İHD), Otoprodüktör ve Yap-İşlet (Yİ) modelleri getirilmiştir. YİD modeli, özel şirketlerin üretim santrali kurup üretilen elektriği TEK'e satması ve belirli bir süre sonunda santrali devlete devretmesine yönelik bir modeldir. İHD modeli de devlete ait üretim santralinin işletme hakkının özel sektöre devredilmesine yönelik modeldir. Otoprodüktör sistemi, sanayi şirketlerinin kendi ihtiyaçlarını karşılamaları üzere elektrik santraline sahip olmasını öngörürken; Yİ modeli, özel şirketlerin lisans alma yoluyla üretim santrali inşa etmesini ve tesisin şirketin mülkiyetinde kalmasını öngörmektedir. 1993 yılında TEK'te bölünmeye gidilerek Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) kurulmuştur. 2001 yılına kadar olan süreçte TEAŞ, YİD, İHD ve Yİ modelleri ile üretilen elektriğin alıcısı ve satıcısı pozisyonunda olmuştur (Çetin ve Oğuz, 2007: 1763; Dünya Bankası, 2015: 59-62).

2.3. 2001-2009 DÖNEMİNDE TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI

1990'lı yılların sonuna gelindiğinde, Hazine garantilerine dayalı özelleştirmelerin mali açıdan sürdürülebilir olmadığı ve bu uygulamanın elektrik piyasasında rekabeti geliştirme amacına uygun olmadığı anlaşılarak, rekabetçi bir elektrik piyasasının tasarımı için düzenleyici bağımsız bir kuruluş oluşturma çalışmaları başlamıştır. Bu kapsamda, 2001 yılında 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile bağımsız bir otorite olan Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmuştur (Atiyas ve Dutz, 2004: 9). 2001'de ayrıca TEAŞ yeniden yapılandırılarak, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) olmak üzere

üç iktisadi devlet teşekkülü kurulmuştur. TEAŞ'ın bu şekilde ayrıştırılması ile iletim haricindeki faaliyetlerin (üretim, dağıtım ve tedarik) özelleştirilerek elektrik piyasasında yeniden yapılandırma ve serbest rekabet ortamına geçilmesi amaçlanmıştır (Devir, 2017: 95).

Yeni yapıda TEİAŞ, elektriğin iletimi ile dengeleme ve uzlaştırma sürecinden sorumlu olarak iletim sistemi operatörlüğünü üstlenmiş; EÜAŞ, özel sektöre devredilmeyen kamu santrallerini devralmış; YİD, İHD ve Yİ sözleşmelerinin yeni sahibi olan TETAŞ ise, toptan elektrik satış faaliyetlerinin yürütülmesinden sorumlu olmuştur. 9 üyeden oluşan EPDK'nın başlıca fonksiyonları da lisanslama faaliyetlerinin sürdürülmesi, ikincil mevzuatın hazırlanması, iletim ve dağıtım şebekesine üçüncü tarafların erişiminin sağlanması, iletim ve dağıtım tariflerinin düzenlenmesi, toptan satış tarifesinin düzenlenmesi, tüketicilerin haklarını korumak, piyasayı izlemek ve kural ihlali yapan taraflara yaptırım uygulamaktır (Erdoğdu, 2007: 987).

EPDK, 2002 yılında yayımladığı Enerji Piyasaları Lisans Yönetmeliği ve Elektrik Piyasası Tarifleri Yönetmeliği ile rekabetçi bir elektrik piyasası için gerekli olan yaklaşımlarını açıklamıştır. Buna göre, piyasada faaliyet gösterecek olan katılımcılar, faaliyet alanına göre her bir piyasa faaliyeti için üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış, ithalat ve ihracat lisansı alacaktır. Ayrıca, endüstriyel elektrik kullanıcılarına tedarikçi seçme hakkı verilecek ve dengeleme ve uzlaştırma için Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi'nin (PMUM) kurulması için çalışmalar başlatılacaktır (Öztürk vd., 2007: 199).

Aynı dönemde EPDK'nın yayınlamış olduğu bir diğer ikincil mevzuat olan Geçici Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğine (G-DUY) göre açıklanan piyasa kurallarının PMUM tarafından uygulanması öngörülmüştür. 2004 tarihinde "Elektrik sektörü Reform ve Özelleştirme Strateji Belgesi" yayımlanmıştır. Strateji Belgesi'ne göre, elektrik piyasasında özelleştirmeye dağıtım faaliyetinden başlanılması öngörülmüş ve kendi bölgelerinde tekel olan 21 bağımsız dağıtım bölgesi oluşturularak, bu bölgelerde bölgesel dağıtım şirketlerinin kurulmasına karar verilmiştir. Dağıtım faaliyetinin özelleştirilmesi ve toptan satış piyasasının oluşturulmasından sonra ise üretimin özelleştirilmesi gerçekleştirilecektir (Dünya Bankası, 2015: 68-70).

2.4. 2009 YILI SONRASINDA TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI

PMUM'un kurulması 2006 yılında tamamlanmış ve TEİAŞ bünyesinde faaliyete başlamıştır. 2009 yılında ise, "Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi" yayımlanmıştır. Buna göre, ETKB'nin arz güvenliğinin sağlanmasına yönelik önlemlerini düzenli olarak sunması, dağıtım ve üretimde özelleştirmenin rekabeti tesis edecek ve arz güvenliğini sağlayacak şekilde devam ettirilmesi, yerli kaynaklara ağırlık verilerek doğalgazın üretimdeki payının düşürülmesi, yenilenebilir kaynakların üretimdeki payının yükseltilmesi, ENTSO-E ile bağlantının tesis edilmesi ve elektrik borsasını işletmek üzere 2015 yılına kadar bağımsız bir piyasa işletmecisinin kurulması konuları ele alınmıştır (Devir, 2017: 102-103).

Türkiye elektrik piyasasında 2006 yılı ile 2009 yılı arasında uygulanan mekanizmada üretim şirketleri ayda 2 kere 15'er günlük üretim programını iletiyor, TEİAŞ ise takip eden günün her saati için talebi belirleyerek sistemi dengeliyordu. Arz ve talebin kesiştiği nokta marjinal fiyatı oluşturuyordu. 2009'dan sonra ise, üretim teklifleri takip eden günün her saati sunulmaya başlandı. Gün Öncesi Planlama Mekanizması olarak adlandırılan bu sistem, 2011 yılında arz ve talebin alım-satım, fiyat ve miktar teklifine göre belirlendiği bir Gün Öncesi Piyasası haline gelmiş ve gerçek zamanlı dengeleme bir gün önceden sunulan tekliflere dayalı olarak TEİAŞ tarafından Dengeleme Güç Piyasası'nda gerçekleştirilmeye başlanmıştır (Dünya Bankası, 2015: 77).

4628 sayılı kanun ile piyasa faaliyetlerinin daha net çizgilerle ayrıştırılarak serbestleşme yönünde atılan adımların daha da güçlendirilmesi için 2013 yılında 6446 sayılı yeni Elektrik Piyasası Kanunu (EPK) çıkarılmıştır. Daha önce toptan ve perakende satış için verilen lisanlar birleştirilerek tedarik lisansına dönüştürülmüş, otoprodüktör lisansı kaldırılmış ve üretim şirketlerine inşaat öncesi yükümlülüklerini en fazla 24 ay süre ile yerine getirmeleri üzere ön lisans verilmesi mekanizması getirilmiştir. Üretim ve satış faaliyetleri için de piyasa katılımcılarının bir önceki yıl piyasada üretilen elektrik enerjisi toplamının %20'sini geçememesi sınırı getirilmiştir. Ayrıca, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin lisanssız olarak gerçekleştirilebildiği 500 KWh'lık sınır, 1 MWh'a çıkarılmıştır (Voyvoda ve Voyvoda, 2019: 146-148).

Yeni EPK, elektrik enerjisini toptan ve perakende satışının üretim şirketleri ve tedarik lisansı almış olan tedarik şirketleri tarafından yapılabileceğini belirtmektedir. Buna göre, elektriğin yeniden satılmak üzere satışı toptan satış faaliyetini, elektriğin

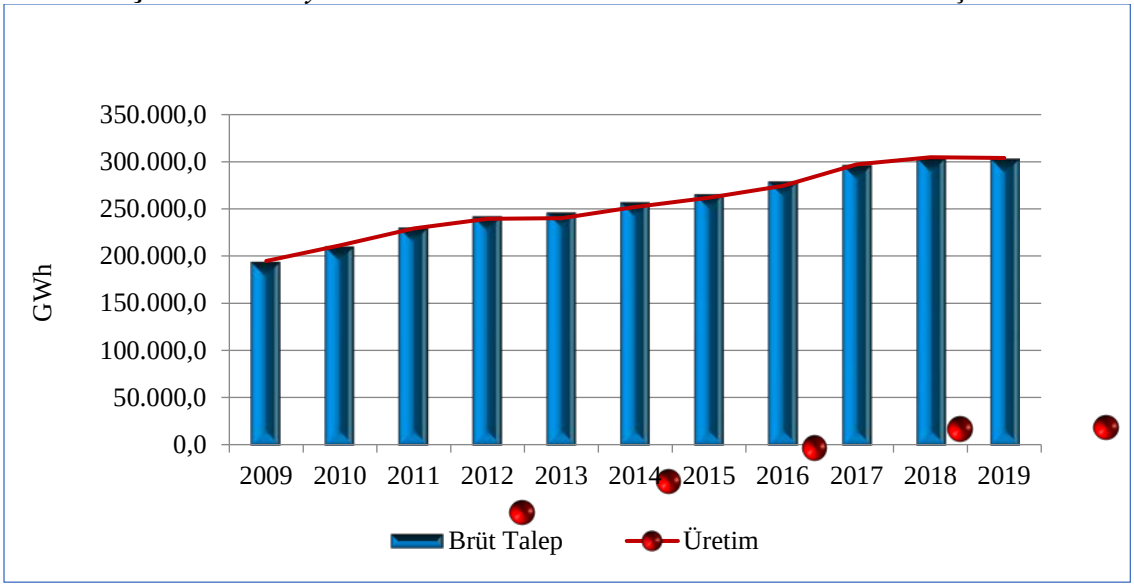
tüketicilere satışı ise perakende satış faaliyetini ifade etmektedir. Tedarik şirketleri, serbest tüketicilere dağıtım bölgesi kısıtlaması olmadan toptan veya perakende elektrik satışı yapabilmektedirler. Serbest tüketici konumunda olmayan tüketicilere ise, perakende elektrik satış faaliyetini yerine getirmede son kaynak tedarikçisi sıfatıyla görevli tedarik şirketleri yükümlüdür. Elektrik enerjisinin ihracatı hem üretim hem tedarik lisansına sahip şirketler tarafından, elektrik enerjisi ithalatı ise tedarik lisansına sahip şirketler tarafından ETKB'nin uygun görüşü ve EPDK'nın onayı ile yapılabilecektir (6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu).

Yeni EPK ile üretim lisansı alan şirketler, ürettikleri elektriği tedarik şirketlerine, serbest tüketicilere, fiziksel ticaretin yapıldığı enerji borsalarına ve dengeleme güç piyasasına satabilecektir. Sistem işletmecisi unvanına sahip olan TEİAŞ'ın görevleri ise, gerçek zamanlı sistem güvenilirliğini izleyerek DGP ve yan hizmetler piyasasını işletmek, iletim için ikame ve kapasite artırım yatırımlarını yapmak, tüm taraflara eşit bir şekilde iletim ve bağlantı hizmeti vermek ve uluslararası enterkonneksiyon çalışmalarını yapmaktır (Devir, 2017: 133-136).

6446 sayılı kanunun getirdiği yeniliklerden biri de organize toptan elektrik piyasalarının işletilmesi ve organize piyasalarda mali uzlaştırma işlemlerinin gerçekleştirilmesi için Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.'nin (EPİAŞ) kurulmasına yönelik getirdiği düzenlemedir (Çetintaş ve Bicil, 2015: 11). Kanunda, piyasa işletim lisansına sahip olacak EPİAŞ'ın, ana sözleşmesinin ticaret siciline tescili ile faaliyete geçmesi öngörülmüştür. EÜAŞ ve daha önce elektrik piyasasında toptan elektrik ticareti faaliyetlerinin yürütülmesinden sorumlu olan TETAŞ ise, 2018 yılında 703 sayılı Kanun Hükmünde Kararname ile 6446 sayılı kanuna getirilen ek madde uyarınca EÜAŞ bünyesinde birleştirilmiştir (6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu).

Türkiye'de ekonomik büyümeyle beraber mal ve hizmet tüketiminde artış meydana gelmiş ve bu duruma bağlı olarak, üretimin önemli bir girdisi olan ve ayrıca yeni mal ve hizmetlerin kullanımında enerji kaynaklarından biri olan elektrik enerjisinin tüketimi de artış göstermiştir (Nişancı, 2005: 108). Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Türkiye'de elektrik enerjisi tüketiminin 2023 baz senaryosuna göre 375,8 TWh olmasının beklendiğini belirtmektedir (ETKB, 2021f). Şekil 1'de Türkiye'nin 2009-2019 yılları arasındaki brüt elektrik talebinin ve elektrik üretiminin gelişimi yer almaktadır.

Şekil 1. *Türkiye Brüt Elektrik Talebi ve Elektrik Üretiminin Gelişimi*



Kaynak: TEİAŞ (2019).

Şekil 1'e göre, 2009-2019 yılları arasında Türkiye'nin brüt elektrik talebi ve elektrik üretimi 2019 yılına kadar sürekli olarak artış göstermiş, 2019 yılında ise bir miktar azalma kaydetmiştir. Brüt elektrik talebi, toplam elektrik üretimine ithalatın eklenip ihracatın çıkarılması ile hesaplanmaktadır. Aşağıdaki tabloda ele alınan dönem itibariyle elektrik üretim, ithalat, ihracat ve brüt talep değerleri yer almaktadır.

Tablo 20. *Türkiye Elektrik Üretim, İthalat, İhracat ve Brüt Talep Gelişimi*

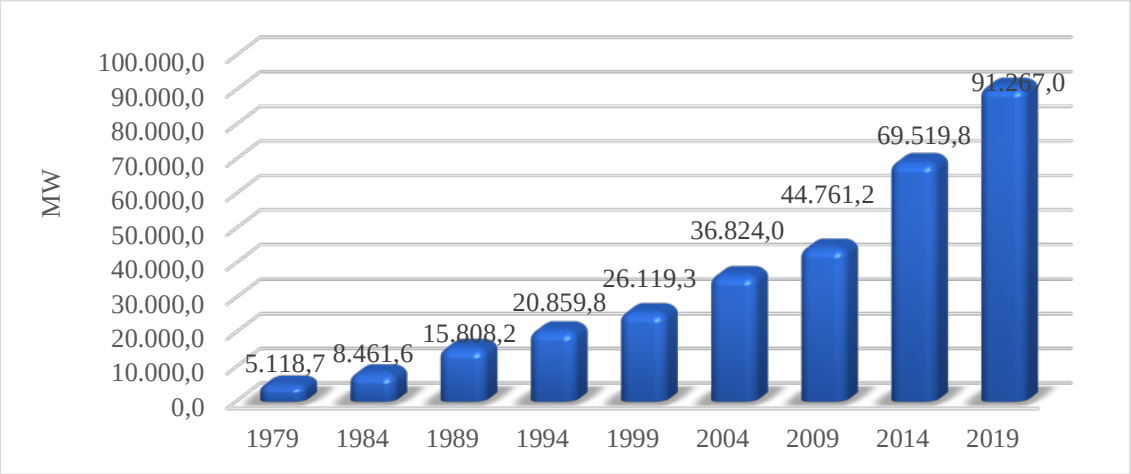
Yıllar	Üretim (GWh)	İthalat (GWh)	İhracat (GWh)	Brüt Talep (GWh)
2009	194.812,9	812,0	1.545,8	194.079,1
2010	211.207,7	1.143,8	1.917,6	210.434,0
2011	22.9395,1	4.555,8	3.644,6	230.306,3
2012	239.496,8	5.826,7	2.953,6	242.369,9
2013	240.154,0	7.429,4	1.226,7	246.356,6
2014	251.962,8	7.953,3	2.696,0	257.220,1
2015	261.783,3	7.135,5	3.194,5	265.724,4
2016	274.407,7	6.330,3	1.451,7	279.286,4
2017	297.277,5	2.728,3	3.303,7	296.702,1
2018	304.801,9	2.476,9	3.111,9	304.166,9
2019	303.897,6	2.211,5	2.788,7	303.320,4

Kaynak: TEİAŞ (2019).

Tablo 20'de yer alan verilere göre, brüt elektrik talebimiz 2009 yılında 194.079 GWh değerindeki iken, 2018 yılına kadar her yıl gösterdiği artışla yaklaşık 304.167 GWh değerine ulaşmış ve 2019 yılında bir miktar azalarak 303.320 GWh olarak gerçekleşmiştir. 2009 yılında yaklaşık 194.813 GWh olan elektrik üretimimiz 2018 yılına

kadar her yıl artış göstererek yaklaşık 304.802 GWh seviyesine ulaşmıştır. 2019 yılında ise bir miktar azalışla yaklaşık 303.898 GWh seviyesinde gerçekleşmiştir.

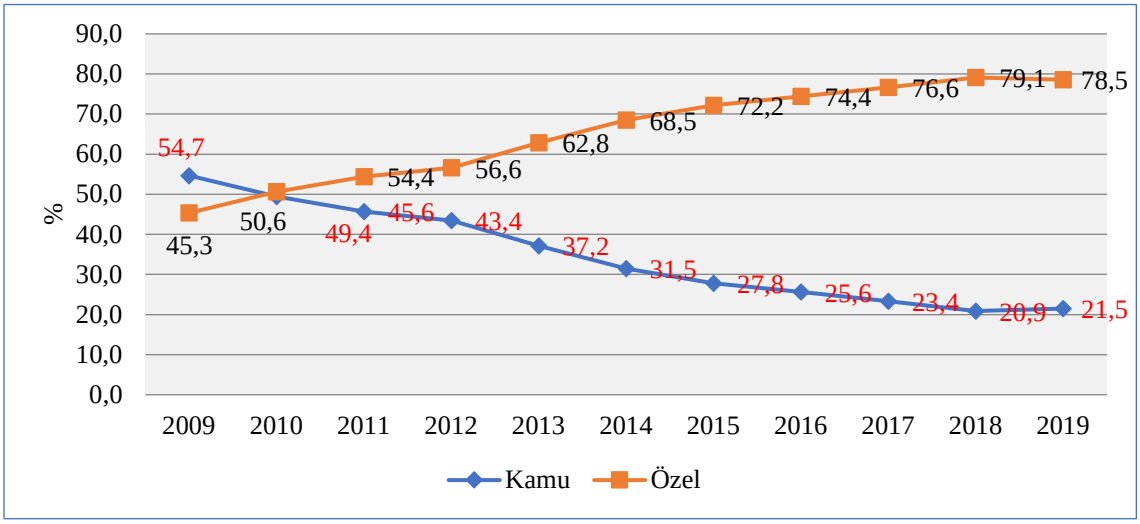
Şekil 2. *Türkiye'de Toplam Kurulu Gücün Gelişimi 1*



Kaynak: TEİAŞ (2019).

Şekil 2'de Türkiye'deki toplam kurulu gücün 1979-2019 yılları arasındaki gelişimi verilmiştir. Ele alınan 40 yıllık periyodun her 5 yıllık döneminde Türkiye'deki kurulu güç artış göstermiştir. 1979 yılında yaklaşık 5.119 MW olan toplam kurulu güç, 2019 yılına gelindiğinde 1979'daki değerinin yaklaşık 18 katına yükselmiştir. 2009 ile 2019 yılları arasındaki 10 yıllık dönemde toplam kurulu güç yaklaşık %104'lük artış göstererek 44.761,2 MW'den 91.267 MW'ye yükselmiştir.

Şekil 3. *Türkiye'de Toplam Kurulu Gücün Gelişimi 2*

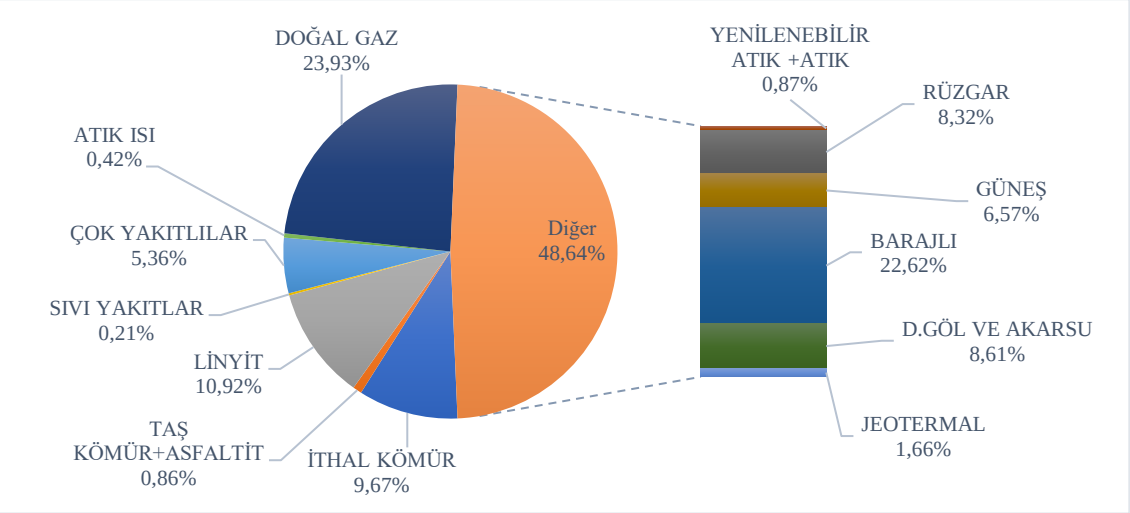


Kaynak: TEİAŞ (2019).

Elektrik üretimi, özel sektör ve kamu kesiminin kurulu gücü ile yapılmaktadır. Şekil 3, Türkiye'deki kurulu güç toplamında 2010 yılına kadar kamu kesiminin payının daha yüksek olduğunu ancak, 2010 yılında özel sektöre ait kurulu gücün kamu kesimine

ait kurulu gücü geçtiğini göstermektedir. 2010 yılını takip eden yıllarda kamu kesiminin kurulu gücü sürekli olarak azalış gösterirken, özel kesimin kurulu gücü artış göstermiştir. 2019 yılına gelindiğinde özel kesimin toplam kurulu güç içerisindeki payı %78,5'e ulaşırken, kamu kesiminin payı %21,5 seviyesine gerilemiştir. Bu durumda, elektrik sektöründeki reformların ve özelleştirme faaliyetlerinin etkisinin olduğunu söylemek mümkündür.

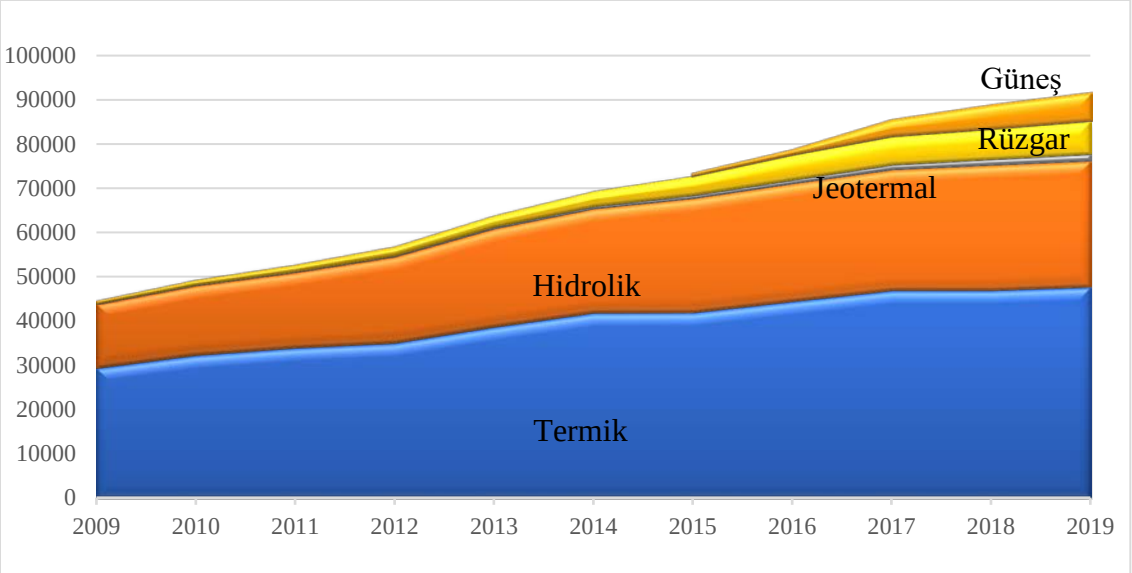
Şekil 4. *2019 Yılı Toplam Kurulu Gücün Kaynaklara Göre Dağılımı*



Kaynak: TEİAŞ (2019).

Şekil 4, Türkiye elektrik sektöründe 2019 yıllındaki toplam kurulu gücü, kullanılan enerji kaynağına göre vermektedir. Buna göre, toplam kurulu güç içerisinde yenilenemeyen enerji kaynakları ile çalışan santrallerin payı %51,36 olurken, yenilenebilir kaynaklarla çalışan santrallerin payı %48,64 olmuştur. Yenilenemeyen kaynaklar içerisinde en yüksek paya %23,93 ile doğalgaz ile çalışan santraller sahipken, yenilenebilir kaynaklar içerisinde en yüksek paya %31,23 (22,62+8,61) ile hidroelektrik santralleri sahiptir.

Şekil 5. *Toplam Kurulu Gücün Kaynaklara Göre Dağılımı (2009-2019)*



Kaynak: TEİAŞ (2019).

Şekil 5'te toplam kurulu gücün 2009 ve 2019 yılları arasındaki 10 yıllık dönemde birincil enerji kaynağına göre gelişimi gösterilmiştir. Burada, yıllar itibariyle termik santrallerin toplam kurulu güç içerisindeki payının azaldığı, buna karşın yenilenebilir kaynaklarla üretim yapan santrallerinin toplam kurulu güç içerisindeki payının giderek arttığı görülmektedir.

Bu artışta ülkemizde 2011 yılından itibaren uygulanmakta olan Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizmasının (YEKDEM) etkisinin olduğunu söylemek mümkündür. YEKDEM, elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının yaygınlaşması amacıyla, yenilenebilir kaynaklarla üretim yapan lisanslı veya lisansız elektrik santrallerinin desteklenmesine yönelik bir mekanizmadır (Bayrak, 2020: 347). Bu bağlamda, 6094 sayılı kanun elektrik üretiminde kullanılan yenilenebilir enerji kaynağının türüne göre sabit fiyat garantisi ve yerli katkı ilavesi şeklinde bir destekleme mekanizmasını getirmiştir (Berksoy ve Akdoğan, 2018: 24).

6094 sayılı kanunun getirdiği sabit fiyat garantisi uygulamasına göre, 31.12.2020 tarihinden önce işletmeye girmiş olan hidroelektrik santralleri için 7,3 USD Cent/KWh, rüzgâr enerjisi santralleri için 7,3 USD Cent/KWh, jeotermal enerji santralleri için 10,5 USD Cent/KWh, biyokütle enerjisi santralleri için 13,3 USD Cent/KWh ve son olarak güneş enerjisi santralleri için 13,3 USD Cent/KWh olmak üzere 10 yıl süreyle sabit fiyat garantisi uygulanmaktadır. Ayrıca, bu santrallerden lisans sahibi olanların üretim santralinde kullanılacak olan mekanik veya elektromekanik aksamın yurtiçinde üretilmesi durumunda yerli katkı ilavesi şeklinde bir destekleme mekanizması da

uygulanmaktadır (Yılmaz ve Hotunluoğlu, 2015: 83-84). Bu destekten yararlanabilecek hidroelektrik santralleri için rezervuar alanının 15 km^2'nin altında olması şartı bulunmaktadır (Bayrak, 2020: 347).

2021 yılında getirilen düzenleme ile yeni yatırımlar için YEKDEM uygulamasındaki 10 yıllık sabit fiyat desteği ve yerli üretim katkısının 1 Temmuz 2021 itibariyle 5 yıl süre ile daha uzatılmasına karar verilmiştir. Yeni uygulamada, sabit fiyat garantisi Türk Lirası cinsinden belirlenecek ve her yıl Ocak, Nisan, Temmuz ve Ekim aylarında fiyatlar güncellenecektir. İlk etapta belirlenen fiyatlar, hidroelektrik santralleri için 40 Kuruş/KWh, rüzgâr enerjisi santralleri için 32 Kuruş/KWh, jeotermal enerji santralleri için 54 Kuruş/KWh, biyokütle enerjisi santralleri için 32 Kuruş/KWh, biyomeditasyon bazlı biyokütle enerjisi santralleri için 54 Kuruş/KWh ve son olarak güneş enerjisi santralleri için 32 Kuruş/KWh şeklindedir (EÜD, 2021).

2. TÜRKİYE ENERJİ BORSASI

6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nda getirilen düzenleme ile, Borsa İstanbul A.Ş. (BİST) ve TEİAŞ tarafından işletilen piyasalar haricindeki toptan elektrik piyasalarını işletmek ve DGP ve yan hizmetler piyasalarındaki faaliyetlerin mali uzlaştırma işlemlerini yerine getirmek üzere 18 Mart 2015 tarihinde Enerji Piyasaları İşletme A.Ş. (EPİAŞ) kurulmuş ve 1 Eylül 2015 tarihinde piyasa işletme lisansını alarak faaliyete başlamıştır. 6446 sayılı kanunun 11. maddesinde belirtildiği üzere, EPİAŞ'ın teşkilat yapısı ve çalışma esasları EPDK tarafından düzenlenmektedir. Bu doğrultuda 2015 yılı Haziran ayında yayımlanan "Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi Teşkilat Yapısı ve Çalışma Esasları Hakkında Yönetmelik" ile EPİAŞ'ın yapısı EPDK tarafından düzenlemiştir (Devir, 2017: 143-145).

EPİAŞ'ın kurucuları arasında TEİAŞ, BİST ve piyasa katılımcıları bulunmaktadır. Merkezi İstanbul'da yer alan EPİAŞ'ın sermayesinin %30'u TEİAŞ, %30'u BİST ve %40'ı piyasa katılımcıları tarafından temsil edilmektedir. EPİAŞ'ın faaliyet konusu ve başlıca amacı, enerji piyasalarının ihtiyaçları karşılayacak şekilde planlanması, kurulması, geliştirilmesi ve işletilmesi ile etkin, şeffaf ve güvenilir bir piyasa yapısının oluşturulmasıdır. Ayrıca, piyasa katılımcıları arasında ayrım gözetmeksizin referans fiyat oluşumun temin edilmesi ve artan piyasa katılımcısı sayısı, ürün çeşitliliği ve işlem hacmi ile likiditenin en üst düzeye ulaştığı bir enerji piyasasının işletmecisi olma, EPİAŞ'ın temel faaliyet konusu ve amaçları arasındadır (EPİAŞ Esas Sözleşmesi, bt.: Madde 1-6).

6446 sayılı kanunun 11. maddesine göre EPİAŞ'ın hak ve yükümlülükleri, organize toptan elektrik piyasalarının gelişimi için yeni piyasaların kurulmasına yönelik çalışmaları yaparak EPDK'ya sunmak, ETKB'nin uygun görmesi halinde uluslararası elektrik piyasalarına taraf olarak katılmak ve uluslararası kuruluşlara ortak veya üye olmak ve piyasa işletim tarifelerini belirleyerek EPDK'ya sunmaktır.

Energy Exchange Istanbul (EXIST) olarak da anılan EPİAŞ, EPDK tarafından verilen enerji piyasaları işletme lisansı ile faaliyet gösteren bir enerji borsası şirketidir (EUROPEX, 2021). Türkiye'nin Enerji Borsası olan ve misyonu enerji piyasalarını etkin, şeffaf ve sürdürülebilir bir şekilde işletmek ve geliştirmek olan EPİAŞ, enerji piyasalarının ihtiyaçları doğrultusunda geliştirmekte olduğu ürün ve hizmetler ile küresel ölçekte referans alınan bir enerji borsası olma vizyonu yolunda ilerlemektedir. EPİAŞ'ın, dünyanın önemli enerji piyasaları ve düzenleyici kurumlarının oluşturduğu Enerji Borsaları Birliği (APEX) ve Avrupa Enerji Borsaları Birliği (EUROPEX)'ne üyeliği bulunmaktadır (EPİAŞ, 2021a).

EPİAŞ bünyesinde işlem gören ve fiziksel elektrik ticaretinin yapıldığı spot elektrik piyasaları Gün Öncesi Piyasası ve Gün İçi Piyasası'dır. Ayrıca, Dengeleme Güç Piyasası uzlaştırması ve mali işlemleri, Yan Hizmetler Piyasası uzlaştırması ve serbest tüketici işlemleri de EPİAŞ bünyesinde gerçekleştirilmektedir. EPİAŞ'ın faaliyete başladığı 1 Eylül 2015 tarihi itibariyle Gün İçi Piyasası açılmıştır. 14 Mart 2016'da güvenilir ve sürdürülebilir enerji piyasalarının tesis edilmesi adına Şeffaflık Platformu piyasa katılımcılarının ve kamuoyunun kullanımına sunulmuştur. 1 Haziran 2016'da yeni Gün Öncesi Piyasası yazılımını devreye alan EPİAŞ, 30 Aralık 2016'da ise Serbest Tüketici Portalı'nı kullanıma açmıştır (EPİAŞ, 2019a: 16-17).

Elektriğin yanı sıra doğalgazın da şeffaf bir piyasada fiyatlanmasını sağlamak ve piyasa katılımcılarının ticaret yapabilmelerine ve iletim sistemindeki dengesizliklerin giderebilmesine imkân vermek amacıyla 1 Nisan 2018 tarihinde "Organize Toptan Doğalgaz Satış Piyasası Yönetmeliği" (OTDSPY) yayımlanmış ve yönetmelikte spot doğalgaz piyasasının işletmecisi olarak Sürekli Ticaret Piyasası'nı kuran ve merkezi karşı taraf olarak işleten piyasa işletim lisansı sahibi EPİAŞ tanımlanmıştır. Organize doğalgaz toptan satış piyasası, 1 Eylül 2018 tarihi itibariyle EPİAŞ bünyesinde açılmıştır. 1 Haziran 2020 tarihinde ise, piyasa katılımcılarının hafta sonu (2 gün), hafta içi (5 gün) ve tüm hafta (7 gün) için işlem yapabilecekleri Doğalgaz Piyasası Haftalık Ürünler işleme açılmıştır (OTDSPY, 2017: Madde 1-3; EPİAŞ, 2021b).

6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun 11. maddesinde sermaye piyasası aracı niteliğindeki standardize edilmiş elektrik sözleşmelerinin ve dayanağı elektrik enerjisi ve/veya kapasitesi olan türev ürünlerin işlem gördüğü piyasaların işleticisi olarak BİST A.Ş. belirtilmiştir. Ayrıca, 6446 sayılı kanuna ileri tarihli fiziksel teslimatlı elektrik piyasasının EPİAŞ tarafından işletilmesi hükmü eklenmiştir (6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu). Bu bağlamda, Vadeli Elektrik Piyasası (VEP) 1 Haziran 2021'de EPİAŞ bünyesinde işleme açılmıştır. Yine, 2021 yılı içerisinde Vadeli Gaz Piyasası (VGP)'nin de işleme açılması hedeflenmektedir. Ayrıca, Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM)'in işletilmesi faaliyetini de yürüten EPİAŞ bünyesinde, 2021 yılında Yenilenebilir Enerji Kaynak Garanti Sistemi (YEK-G)'nin de devreye alınması planlanmaktadır (EPİAŞ, 2021e).

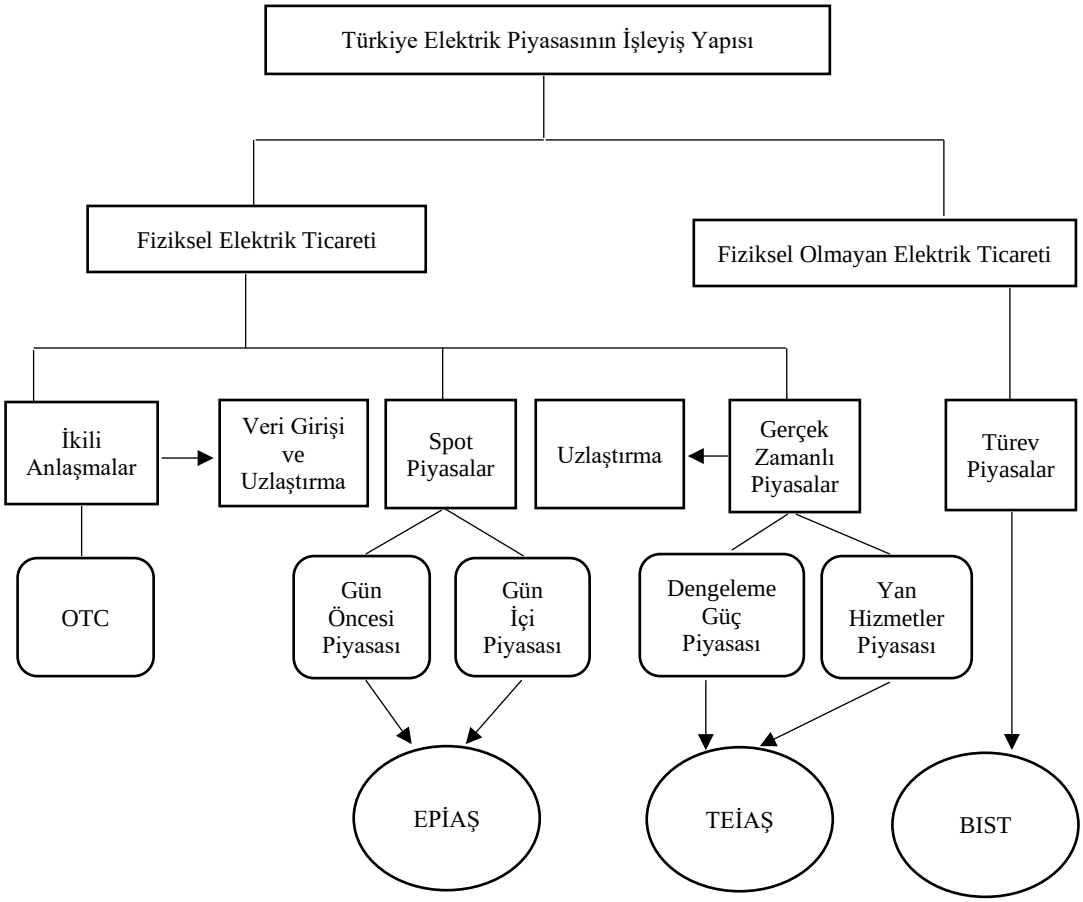
3. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA TİCARET

6446 sayılı Enerji Piyasası Kanunu madde 3'te, elektrik tedarikini, "elektrik enerjisinin ve/veya kapasitenin toptan veya perakende satışı" olarak tanımlamaktadır. Bu tanımdan hareketle, elektrik piyasasında ticareti toptan elektrik ticareti ve perakende elektrik satışı olarak ikiye ayırmak mümkündür. Elektrik enerjisinin toptan satışı, elektriğin yeniden satılmak üzere satışı olarak tanımlanırken, perakende satış ise, elektriğin tüketicilere satışı olarak tanımlanmaktadır (6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu).

Perakende elektrik satışı, elektrik enerjisinin tüketilmesi amacıyla satılmasıdır. Elektrik enerjisini perakende alım yapan kişi veya kurumlar; serbest tüketiciler, serbest olmayan tüketiciler ve EPDK'nın belirlemiş olduğu tüketim limitinin üzerinde elektrik tüketimi gerçekleştirdiği halde tedarikçisini seçmemiş olan serbest tüketicilerdir (Devir, 2017: 156). Serbest tüketicileri, 6446 sayılı kanunun 3. maddesi, EPDK'nın belirlediği tüketim miktarından daha fazla tüketimi olan veya iletim sistemine doğrudan bağlı olan veya organize sanayi bölgesi tüzel kişiliği bulunan ve bu nedenle tedarikçisini seçme hakkına sahip olan gerçek veya tüzel kişiler olarak tanımlamaktadır. Serbest tüketici uygulaması, bu kapsama giren tüketicilerin elektriği yalnızca kendi bölgesinde faaliyet gösteren görevli tedarik şirketinden değil, istediği tedarikçiden alabilmesine olanak sağlamaktadır. 2021 yılı için EPDK tarafından belirlen serbest tüketici olabilme limiti yıllık 1.200 KWh elektrik tüketim miktarıdır (EPİAŞ, 2021d).

Toptan elektrik ticareti ise, fiziksel elektrik ticareti ve fiziksel olmayan elektrik ticareti olmak üzere iki şekilde yapılmaktadır. Fiziksel elektrik ticaretinin yapıldığı piyasalar kendi içerisinde 3 gruba ayrılmaktadır. Bunlar, ikili anlaşmaların gerçekleştirildiği Tezgâh Üstü Piyasalar (OTC), EPİAŞ tarafından işletilmekte olan Gün Öncesi ve Gün İçi piyasaları ve TEİŞ tarafından işletilmekte olan Gerçek Zamanlı piyasalardır. Fiziksel olmayan elektrik ticareti ise BIST bünyesinde işlem gören türev Piyasalar'dır (Yarıcı, 2018: 3).

Şekil 6. *Türkiye Elektrik Piyasasının İşleyiş Yapısı*



Kaynak: Yarıcı (2018: 3).

Türkiye elektrik piyasasının işleyiş yapısı Şekil 6'da verilmiştir. Buna göre, OTC'ler elektrik piyasasında ikili anlaşmaların gerçekleştirildiği piyasalardır. EPİAŞ bünyesinde işlem gören spot piyasalar, Gün Öncesi Piyasası ve Gün İçi Piyasası'ndan oluşmaktadır. Dengeleme Güç Piyasası ve Yan Hizmetler Piyasası'ndan oluşan gerçek zamanlı piyasalar TEİAŞ tarafından işletilmektedir. Dengeleme Güç Piyasası uzlaştırma işlemleri EPİAŞ bünyesinde yapılmaktadır. Elektrik türev sözleşmeleri ise, BIST bünyesindeki türev piyasalarda işlem görmektedir.

Tablo 21'de EPİAŞ tarafından hazırlanan raporlarda yer alan elektrik piyasası katılımcı sayıları, piyasa faaliyetleri olan üretim, dağıtım ve iletim kapsamında verilmektedir. Tablo 22'de ise, bir diğer elektrik piyasası faaliyeti olan ticarete ait 5 yıllık fiziki elektrik piyasası miktarları yer almaktadır.

Tablo 21. *Türkiye Elektrik Piyasası Katılımcı Sayıları*

Lisans Tipi	Kamu Kuruluşu	Özel Sektör
Üretim	4	1.179
Tedarik	0	157
Görevli Tedarik	0	21
Dağıtım	0	21
OSB Üretim	0	1
İletim	1	0

Kaynak: EPİAŞ (2021f).

Tablo 21'deki verilere göre, Haziran 2021 itibariyle Türkiye elektrik piyasasında üretim lisansına sahip toplam 1.183 santral bulunmaktadır. Bunlardan 4 tanesi kamu kuruluşu niteliğinde olup, 1.179 tanesi özel sektöre aittir. Ayrıca 1 tane de Organize Sanayi Bölgesi (OSB) üretim lisansına sahip olan üretim santrali bulunmaktadır. Tedarik lisansına sahip toplam 157 tedarik şirketinin tamamı özel sektör bünyesinde faaliyet göstermektedir. Yine özel sektöre ait olan ve son kaynak tedarikçisi olarak faaliyet gösteren 21 tane görevli tedarik şirketi bulunmaktadır. Elektrik dağıtım faaliyeti ise, 21 dağıtım bölgesindeki 21 dağıtım şirketi tarafından gerçekleştirilmektedir. İletim faaliyetini yürütmekte olan tek kuruluş olan TEİAŞ, kamu kuruluşu niteliğine sahiptir.

Tablo 22. *Türkiye Fiziki Elektrik Piyasası İşlem Miktarı Dağılımı (MWh)*

Yıl	İkili Anlaşma Miktarı	GÖP Eşleşme Miktarı	GİP Eşleme Miktarı	DGP Miktarı	Toplam Piyasa Miktarı
2016	276.381.213	114.050.715	839.382	27.899.907	419.171.217
2017	304.176.941	123.324.453	1.716.469	20.043.048	449.260.911
2018	242.049.205	149.394.710	2.931.088	8.231.713	402.606.715
2019	220.722.982	152.119.912	5.454.431	11.431.065	389.728.389
2020	255.431.584	181.364.682	6.884.287	7.432.463	451.113.017

Kaynak: EPİAŞ (2016b: 28); EPİAŞ (2017: 33); EPİAŞ (2018b: 33); EPİAŞ (2019b: 33); EPİAŞ (2020: 32).

Tablo 22, Türkiye elektrik piyasasında 2016-2020 yılları arasındaki 5 yıllık dönemde gerçekleşen piyasa miktarlarını, fiziki elektrik ticaretinin yapıldığı piyasalar bazında vermektedir. Tablodaki verilere göre, en yüksek miktarda fiziki elektrik ticaretinin yapıldığı piyasa ikili anlaşmalardır. İkili anlaşmalar ile yapılan elektrik ticareti, toplam piyasa miktarının her dönemde %50'sinden fazlasını oluşturmaktadır. İkili

anlaşmalardan sonra, en çok fiziki elektrik ticaretinin yapıldığı piyasa ise Gün Öncesi Piyasası (GÖP)'dır. 2016-2020 yılları arasında GÖP'te yapılan ticaret miktarı, toplam piyasa miktarının sırasıyla yaklaşık %27, %27, %37, %39 ve %40'ını oluşturmaktadır. GÖP'teki ticaret miktarının toplam piyasa miktarı içerisindeki artan seyir gösteren bu payı, piyasa katılımcılarının GÖP'ü elektrik piyasası içerisinde yıllar itibariyle daha aktif bir şekilde kullandığını göstermektedir.

3.1. İKİLİ ANLAŞMALAR

İkili anlaşmalar, merkezi bir takas odası olmaksızın, tezgah üstü piyasalarda elektrik alıcıları ve satıcıları arasında doğrudan gerçekleştirilen görüşmeler neticesinde gerçekleşecek işlemlerin hüküm ve koşulları belirlenerek yapılan anlaşmalardır (Lin ve Magnago, 2017: 176). 6446 sayılı Enerji Piyasası Kanunu'nun 3. maddesinde ikili anlaşmalar, *"gerçek ve tüzel kişiler kişiler arasında özel hukuk hükümlerine tabi olarak, elektrik enerjisi ve/veya kapasitenin alınıp satılmasına dair yapılan ve Kurul onayına tabi olmayan ticari anlaşmalar"* olarak tanımlanmaktadır.

Buna göre, kanunda elektrik üretim şirketleri ile tedarik lisansına sahip şirketler olarak tanımlanan tedarikçilerin kendi aralarında yaptıkları veya serbest tüketicilerle yaptıkları ve satış fiyatının ve hak ve yükümlülüklerinin taraflarca serbest olarak belirlendiği, EPDK onayına tabi olmayan sözleşmeler, ikili anlaşma olarak tanımlanmaktadır (Özel vd., 2013:2097-2098).

İkili anlaşmalar, tarafların serbest rekabet avantajı elde etmek için serbestçe pazarlık yapmasına ve fiyatlandırmasına izin veren bir piyasa modelidir (Gan vd., 2014: 62). Bu anlamda, Rothwell ve Gomez (2003)'ten aktaran Zhang (2010: 101-102), ikili anlaşmaların elektrik piyasalarında tarafların kendi aralarında miktar ve fiyat üzerinde müzakere edebilmelerine ve mutabık kalınan şartlarda anlaşma yapabilmelerine olanak tanıyan etkili bir ticaret yöntemi olduğunu belirtmiştir.

Tedarikçilerin sisteme ne kadar elektrik verdiği ve tüketicilerin ne kadar elektrik enerjisi tükettiği sayaçlar vasıtasıyla ölçülmektedir. Bu nedenle, ikili anlaşma ile elektrik ticareti yapan tarafların Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği ve Elektrik Piyasasında Kullanılacak Sayaçlar Hakkında Tebliğ kapsamında belirtilen özellikleri taşıyan sayaca sahip olması gerekmektedir (Özel vd., 2013: 2099). Ayrıca, herhangi bir gün ve zaman dilimi için ikili anlaşma yapan iki tarafın yapmış oldukları anlaşmanın geçerli olduğu teklif bölgesini ve miktarını, ilgili günün bir gün öncesinde piyasa işletmecisi olan

EPİAŞ'a bildirme zorunluluğu bulunmaktadır. Türkiye elektrik piyasasının yapısı temelde ikili anlaşma esasına dayalıdır ve spot piyasalarda işlem gören gün öncesi ve gün içi piyasaları ile gerçek zamanlı piyasalarda işlem gören dengeleme güç piyasası ikili anlaşmaları tamamlayıcı nitelikte olan piyasalardır (Devir, 2017: 141).

2019 yılı itibariyle, Türkiye elektrik piyasasında toplam ticaret hacminin %56,6'sı ikili anlaşmalarla gerçekleşirken, %39'u Gün Öncesi Piyasası'nda, %1,4'ü Gün İçi Piyasası'nda, %2,9'u da Dengeleme Güç Piyasası'nda gerçekleşmiştir. 2020 yılında ise, toplam ticaret hacminin %56,6'sı ikili anlaşmalarla gerçekleşirken, %40,2'si Gün Öncesi Piyasası'nda, %1,5'i Gün İçi Piyasası'nda, %1,6'sı da Dengeleme Güç Piyasası'nda gerçekleşmiştir (EPİAŞ, 2019b: 3; EPİAŞ, 2020: 3).

3.2. SPOT PİYASALAR

Spot piyasa, nakit karşılığında ilgili malın hemen veya yakın bir zamanda teslim edildiği piyasadır. Spot elektrik piyasası genellikle ertesi gün veya aynı güne ait teslimatın yapıldığı piyasayı ifade eder. Spot piyasada çoğu durumda, arz ve talebi dengeleyen fiyat olan piyasa fiyatı belirlenir. Spot fiyatlar, mevcut arz ve talep durumunda fiziksel emtianın takas fiyatını temsil eder ve bu nedenle gelecekteki duruma ilişkin beklentiler tarafından yönlendirilen türev piyasasının temelini oluştururlar (Burger vd., 2014: 3-4).

3.2.1. Gün Öncesi Piyasası

Gün Öncesi Piyasası (GÖP), elektrik enerjisinin gerçek zamanlı teslimatının bir gün öncesinde piyasa katılımcılarının elektrik ticareti yapabildiği ve portföylerini dengeleyebilmek için kullanabildiği organize bir piyasadır. GÖP, ülkemizde EPİAŞ tarafından işletilmektedir. Fiziki teslimatın yapılacağı gerçek zamandan bir gün öncesinde işletilen GÖP, piyasa katılımcılarının yapmış oldukları ikili anlaşmalardan kalan eksik veya fazlalarını dengeleyebilmelerine imkân tanınması, elektrik referans fiyatının belirlenmesi ve sistem işletmecisi olan TEİAŞ'a bir gün öncesinden dengelenmiş bir sistem bırakılması amaçlarını taşımaktadır (Yarıcı, 2018: 10-11).

Gün Öncesi Piyasası'nda oluşan Piyasa Takas Fiyatı (PTF), gerçek zamana yakın bir piyasada oluşması ve gerçek zamanda oluşabilecek ani santral arızası ve anlık arz talep değişimlerini içermemesi nedeniyle elektrik enerjisi referans fiyatı olarak kabul edilmektedir (Devir, 2017: 81).

GÖP'te uzlaştırma günlük olarak yapılmaktadır. Diğer bir ifadeyle, piyasa katılımcılarının GÖP'te her gün için yapmış oldukları alım-satım işlemlerinden doğan borç ve alacaklarının uzlaştırması, ticaretin yapıldığı günü takip eden gün yapılmakta ve üreticiler ay sonunu beklemek durumunda kalmadan ürettikleri elektriğin bedelini alabilmektedir. GÖP'te oluşturulan teminat mekanizması sayesinde, uzlaştırma sonucu gerçekleşecek ödemelerde nakit sıkıntısı yaşanmasının önüne geçilmekte ve bu anlamda GÖP, piyasa katılımcıları için bir teminat mekanizması sunmaktadır (EPİAŞ, 2015: 1). GÖP'te her bir saatte yapılan ticari işlemlerin uzlaştırması günlük olarak EPİAŞ tarafından yapılmaktadır (Güngör, 2018: 7).

GÖP'e katılım zorunlu değildir. Piyasa Katılım Anlaşması ile beraber Gün Öncesi Piyasası Katılım Anlaşması imzalayanlar, tercih etmeleri durumunda GÖP'te işlem yapabilmektedir. GÖP, portföy bazlı bir piyasa olup, katılımcılar kendi portföylerindeki üretim ve tüketimin planlamasını yapıp, oluşabilecek PTF seviyelerini dikkate alarak bazı durumlarda GÖP'te elektrik alımı bazı durumlarda da GÖP'te elektrik satımı yaparak portföylerini dengeleyebilmektedir. GÖP'te işlem yapmayan üreticiler, ikili anlaşma, Gün İçi Piyasası veya Dengeleme Güç Piyasası'nda ticaret yaparak ürettikleri elektriği satabilmekte, tüketiciler ise ikili anlaşma veya Gün İçi Piyasası'nda ticaret yapabilmektedir (Yarıcı, 2018: 12-13).

GÖP'te ticaret işlemleri günlük olarak ve saatlik bazda gerçekleştirilmektedir. Piyasa katılımcıları bir gün sonrasından başlamak kaydı ile 5 gün sonrasına kadar saatlik olarak fiyat ve miktar teklifi verebilmektedir. Bu bağlamda her bir gün, 00:00'dan başlayarak bir sonraki gün yine 00:00'da sona eren saat dilimlerinden oluşmaktadır. GÖP'te uzlaştırma günlük olarak yapıldığından dolayı, piyasa katılımcılarının EPİAŞ'a günlük olarak (11:00'a kadar) teminat sunmaları gerekmektedir. Hafta sonu ve resmî tatilde GÖP'te işlem yapılabilmesi için, teminatların tatil gününden bir önceki iş gününde sunulmuş olması gerekmektedir. GÖP'te teklifler, yüzde birlik hassasiyete sahip olacak şekilde Lot cinsinden (1 Lot = 0,1 MWh) yapılmaktadır (EPİAŞ, 2015: 2-3).

GÖP'te süreçler şu şekilde olmaktadır (Yarıcı, 2018: 16):

00:00-12:30: Piyasa katılımcıları, alış ve satış yönündeki tekliflerini sisteme girerler.

09:30: TEİAŞ tarafından kullanılabilir iletim kapasitesi bildirilir.

12:30: Piyasa katılımcılarının teklif verebilecekleri süre sonlanır ve teklif kapısı kapanır.

12:30-13:00: Piyasa katılımcılarının teminatları kontrol edilir.

13:00-13:30: Optimizasyon algoritması ile bir gün sonrası için saatlik miktar ve fiyatlar belirlenir.

13:30: Optimizasyon algoritması ile belirlenen sonuçlar piyasa katılımcılarına duyurulur.

13:30-13:50: Piyasa katılımcılarının itirazları alınır.

13:50-14:00: Fiyat ve miktarlar kesinleşir.

14:00: Bir sonraki günün her bir saati için kesinleşen fiyat ve miktarlar duyurulur.

17:00: İkili anlaşmalar için EPİAŞ'a bildirim süresi sona erer.

Piyasa katılımcıları GÖP'te, saatlik teklif, blok teklif ve esnek teklif olmak üzere 3 şekilde teklif verebilmektedir. EPİAŞ tarafından belirlenen azami teklif miktar sınırı saatlik tekliflerde 100.000 Lot, blok tekliflerde 6.000 Lot ve esnek tekliflerde 6.000 Lot şeklindedir (EPİAŞ, 2018a: 9).

Saatlik teklif verme yönteminde piyasa katılımcıları gerçek zamanda elektrik enerjisi almak veya satmak amacıyla bir sonraki gün için saatlik olarak alış veya satış yönünde teklif verirler. Verilen tekliflerin hem fiyat hem de miktar bilgisini içermesi ve fiyat tekliflerinin artan sırada olması gerekmektedir. Miktar tekliflerinin ise, azalan sıra ile dizilmesi gerekmektedir. Alış teklifleri miktar olarak pozitif değerle verilirken, satış teklifleri negatif değerle verilmektedir (EPİAŞ, 2016a: 3). Aynı fiyat seviyesi için hem alış yönünde hem de satış yönünde teklif verilememektedir. Fiyat girişleri minimum 0 (sıfır), maksimum 2.000 TL/MWh olabilmektedir (Yarıcı, 2018: 15-17). Saatlik teklifler, fiyat ve miktar ikilisinden oluşan bir küme halinde verilmesine karşın, piyasa takas fiyatının katılımcının vermiş olduğu fiyat noktaları arasında çıkması muhtemeldir. Bu durumda, katılımcının gerçekleşen piyasa takas fiyatına göre alış veya satış miktarı optimizasyon aracı tarafından doğrusal interpolasyon yöntemiyle belirlenmektedir. Piyasa takas fiyatı (PTF) ne kadar olursa olsun aynı miktarda girilen alış veya satış yönündeki teklifler, fiyattan bağımsız teklif olarak nitelendirilmektedir (EPİAŞ, 2016a: 3-4). Tablo 23, Tablo 24 ve Tablo 25'te saatlik tekliflere örnek verilmiştir:

Tablo 23. *GÖP'te Fiyata Göre Değişen Saatlik Teklif Örneği*

Saat (9-10)	Fiyat (TL/MWh)								
	0	69,99	70	90	119,99	120	139,99	140	2.000
Miktar (Lot)	500	500	300	0	0	-400	-400	-700	-700

Kaynak: Yarıcı (2018: 17).

Tablo 23'te bir gün sonrası saat 9-10 için GÖP'te saatlik teklif girişi verilen piyasa katılımcısı, piyasa takas fiyatının (PTF) sıfır olması durumunda 50 MW elektrik alış yapacağını bildirmiştir. PTF, sıfır ile 69,99 TL/MWh seviyesine kadar piyasa katılımcısının teklifi 50 MW alış yönündedir. PTF 70 TL/MWh olduğunda alış yönündeki teklifini 20 MW azaltarak 30 MW olarak vermiştir. PTF 90 TL/MWh olduğunda katılımcı GÖP'te ticaret yapmayacağını bildirmiştir. Bu durum, PTF 119,99 TL/MWh olana kadar devam etmektedir. PTF 120-139,99 TL/MWh aralığında çıkarsa, katılımcı 40 MW elektrik satmak istemektedir. PTF 140 TL/MWh ile 2.000 TL/MWh aralığında çıkarsa da 70 MW elektrik satışı yapmak istemektedir.

Tablo 24. *GÖP'te Fiyattan Bağımsız Saatlik Alış Teklif Örneği*

Saat (9-10)	Fiyat (TL/MWh)	
	0	2.000
Miktar (Lot)	600	600

Kaynak: Yarıcı (2018: 17).

Tablo 24'te GÖP'te bir sonraki gün saat 9-10 için fiyattan bağımsız olarak alış teklifi veren piyasa katılımcısının bildirimi yer almaktadır. Buradaki piyasa katılımcısı, PTF'nin sıfır olması durumunda da 2.000 TL/MWh olması durumunda da 60 MW elektrik enerjisi alacağını bildirmektedir.

Tablo 25. *GÖP'te Fiyattan Bağımsız Saatlik Satış Teklif Örneği*

Saat (9-10)	Fiyat (TL/MWh)	
	0	2.000
Miktar (Lot)	-600	-600

Kaynak: Yarıcı (2018: 17).

Tablo 25'te ise, GÖP'te bir sonraki gün saat 9-10 için fiyattan bağımsız olarak satış teklifi veren piyasa katılımcısının bildirimi yer almaktadır. Buradaki piyasa katılımcısı, vermiş olduğu teklif ile PTF'nin sıfır olması durumunda da 2.000 TL/MWh olması durumunda da 60 MW elektrik enerjisi satacağını bildirmektedir.

GÖP'te katılımcıların ikinci teklif verebilme yöntemi blok tekliflerdir. Blok teklifler, ardışık saat dilimlerinden oluşan bir blok için fiyat ve miktar bildirecek şekilde verilmektedir. En az 3, en fazla da 24 saat dilimi için blok teklif verilebilmektedir. Katılımcıların bir gün için verebilecekleri blok teklif sınırı 50'dir. Blok tekliflerin ya

tamamı eşleşir (kabul edilir) ya da hiçbiri eşleştirilmez. Aynı teklif bölgesi ve işlem yönüne sahip bloklar birbirine bağlanabilmektedir (EPİAŞ, 2018a: 9). EPİAŞ tarafından GÖP 2. Faz kapsamında getirilen yeni teklif tiplerinden biri "Profil Blok" teklifleridir. Profil Blok teklifleri, piyasa katılımcılarının ilgili bloktaki her bir saat için farklı miktarlar girebilmesine olanak sağlamaktadır. Profil Blok tekliflerinde ardışık saat dilimleri için verilen miktar tekliflerinde 3 katı kuralı uygulanmaktadır. Buna göre, aynı blok teklif içerisindeki bir saatte verilen miktar teklifindeki artış veya azalış, bir önceki saatte verilen miktar teklifinin 3 katını geçememektedir. Profik Blok teklifleri, kapsadığı zaman aralığı için tümüyle kabul edilmekte ya da reddedilmektedir (EPİAŞ, 2019c: 2-4).

Tablo 26. *GÖP'te Satış ve Alış Yönlü Blok Teklif Örneği*

Saat (8-11)	Fiyat (TL/MWh)	Miktar (Lot)
8-9	130	-1.200
9-10	130	-1.000
10-11	130	-1.500
Saat (14-17)	Fiyat (TL/MWh)	Miktar (Lot)
14-15	85	1.700
15-16	85	1.400
16-17	85	2.000
Saat (20-23)	Fiyat (TL/MWh)	Miktar (Lot)
20-23	100	500

Kaynak: EPİAŞ (2019c: 2); Yarıcı (2018: 19).

Tablo 26'da blok teklif için hem alış hem satış yönünde örnek verilmiştir. Tabloda satış ve alış yönünde blok teklif örneği verilen piyasa katılımcısı, 8-11 saat dilimleri için PTF'nin 130 TL/MWh olması durumunda her bir saat için sırasıyla 120 MW, 100 MW ve 150 MW elektrik satmak istediğini bildirmektedir. PTF'nin 8-11 saatleri arasındaki her bir saat için teklif miktarları baz alınarak hesaplanan ağırlıklı ortalamasının 130 TL/MWh ve üzerinde çıkması durumunda piyasa katılımcısının satış yönündeki bu teklifi blok halinde (geçerli PTF üzerinden) kabul edilecektir. Aynı piyasa katılımcısı, 14-17 saat dilimleri arasında da PTF'nin 85 TL/MWh olması durumunda her bir saat için sırasıyla 170 MW, 140 MW ve 200 MW elektrik almak istediğini bildirmektedir. PTF'nin ilgili saat dilimlerindeki her bir saat için teklif miktarları baz alınarak hesaplanan ağırlıklı ortalamasının 85 TL/MWh ve altında olması durumunda piyasa katılımcısının alış yönündeki bu teklifi blok halinde (geçerli PTF üzerinden) kabul edilecektir. Piyasa katılımcısının son blok teklifi ise, 20-23 saat dilimleri arasında PTF'nin 100 TL/MWh olması durumunda her bir saat için 50 MW elektrik alacağını bildirmektedir. PTF'nin 20-23 saat dilimlerindeki ortalamasının 100 TL/MWh ve altında olması durumunda piyasa

katılımcısının alış yönündeki bu teklifi blok halinde (geçerli PTF üzerinden) kabul edilecektir.

GÖP'teki son teklif türü olan esnek teklifler ise, fiyat ve miktar bildirimi içerecek şekilde saatten bağımsız olarak verilmektedir. En fazla ardışık 4 saati kapsayacak şekilde olabilen ve teklif zaman aralığı minimum 8, maksimum 24 saati kapsayabilen esnek teklifler hem alış hem satış yönlü verilebilmektedir. Esnek teklif ya tamamen kabul edilir ya da tamamen reddedilir. Teklifin kabulü durumunda, hangi saat için geçerli olacağını piyasa işletmecisi belirlemektedir. Piyasa katılımcıları, bir gün için en fazla 6 adet esnek teklif verebilmektedir (EPİAŞ, 2015: 5; EPİAŞ, 2018a: 9; EPİAŞ, 2019c: 13-15). Tablo 27'de, GÖP'te esnek teklif için bir örnek verilmiştir.

Tablo 27. *GÖP'te Esnek Teklif Örneği*

Piyasa Katılımcısı	Aralık Başlangıç Saati	Aralık Bitiş Saati	Süre (Saat)	Fiyat (TL/MWh)	Miktar (Lot)			
A	02:00	22:00	4	130	-200	-200	-500	-600
B	10:00	20:00	1	70	400	-	-	-

Kaynak: EPİAŞ (2019c: 13).

Tablo 27'deki piyasa katılımcısı (A), vermiş olduğu esnek teklifle, bir gün sonrası için 02:00-22:00 zaman aralığındaki herhangi bir 4 saatlik zaman diliminde 130 TL/MWh'dan her bir saat için sırasıyla 20 MW, 20 MW, 50 MW ve 60 MW elektrik satabileceğini bildirmektedir. PTF'nin her bir ardışık saat kümesi için (4 saatlik kümeler) teklif miktarları baz alınarak ağırlıklı ortalamasının 130 TL/MWh ve altında olması durumunda teklifin ilgili zaman aralığında hangi saatler için kabul edileceğine piyasa işletmecisi karar verecektir. Piyasa katılımcısı (B) ise, vermiş olduğu esnek teklifle, bir gün sonrası için 10:00-20:00 zaman aralığındaki herhangi bir saat için 70 TL/MWh'dan 40 MW elektrik alabileceğini bildirmektedir. PTF'nin 70 TL/MWh ve altında olması durumunda teklifin ilgili zaman aralığındaki hangi saat için kabul edileceğine piyasa işletmecisi karar verecektir.

GÖP'te piyasa takas fiyatı belirlenirken piyasa katılımcılarının vermiş oldukları tüm saatlik teklifler, her bir saat için tek bir saatlik teklif olacak şekilde toplulaştırılır ve blok ve esnek teklifler ile birlikte günlük toplam faydayı maksimize edecek şekilde optimizasyon aracı tarafından değerlendirilir. Günlük toplam fazla, üretici ve tüketici fazlasının toplamından oluşmaktadır. Üretici fazlası, bir katılımcının eşleştirme sonucunda geçerli PTF üzerinden alacağı tutar ile bu miktarı satmak için vermiş olduğu teklifteki tutar arasındaki farktan, tüketici fazlası ise, bir katılımcının eşleştirme

sonucunda geçerli PTF üzerinden ödeyeceği tutar ile bu miktarı almak için vermiş olduğu teklifteki tutar arasındaki farktan oluşmaktadır. Her saat dilimi için PTF'nin belirlendiği nokta, günlük toplam fazlanın en çok olduğu ve arz ve talebin kesiştiği noktadır (Yarıcı, 2018: 34-35).

GÖP'te eşleştirme yapılırken, önce toplulaştırılan saatlik teklifler baz alınarak arz ve talep eğrileri oluşturulur ve her bir saat dilimi için arz ve talep eğrilerinin kesiştiği noktada elde edilir. Sonraki adımda, optimizasyon aracı blok teklifleri değerlendirir ve günlük maliyeti düşüren blok teklifler dikkate alınarak yeni arz ve talep eğrileri oluşturulur. Son adımda ise, esnek teklifler de değerlendirmeye alınarak her bir saat için nihai PTF ve takas miktarı belirlenir. PTF'nin piyasa katılımcısının ardışık fiyat teklifleri arasında çıkması durumunda, söz konusu fiyat seviyelerinde verilen teklif miktarları farklı ise doğrusal interpolasyon yöntemi ile katılımcının eşleşen miktarı belirlenir (EPİAŞ, 2015: 5).

3.2.2. Gün İçi Piyasası

Gün İçi Piyasası (GİP), GÖP ile Dengeleme Güç Piyasası (DGP) arasında köprü vazifesi gören, gerçek zamandan önce piyasanın dengelenmesine katkı sağlayan ve gerçek zamana yakınlığı nedeniyle piyasa katılımcılarına portföylerini dengeleme imkânı sunan bir piyasadır (Devir, 2017: 82).

GİP'te piyasa katılımcıları, fiziki teslimattan 60 dakika öncesine kadar ticarette bulunabilmektedir. Fiziki teslimat zorunluluğu bulunan GİP'te alım-satım işlemleri sürekli ticaret usulüne göre yapılmaktadır. GİP, GÖP ve DGP arasında piyasa katılımcılarına dengesizliklerini azaltma imkânı vermesi nedeniyle ara piyasa olarak adlandırılmaktadır. Piyasa katılımcıları açısından öngörülemeyen nedenlerden dolayı meydana gelen dengesizliklerin giderilebildiği ve ilave ticaret imkânın olduğu GİP, sistem işletmecisi TEİAŞ ve piyasa işletmecisi EPİAŞ açısından da sistem güvenliğine katkı yapması ve piyasadaki likiditeyi artırması açısından ihtiyaç duyulan bir piyasadır (Sezer, 2018: 7-9).

Piyasa katılımcılarının GİP'te işlem yapabilmesi için Gün İçi Piyasası katılım anlaşması imzalaması ve yeterli teminatının olması gerekmektedir. GİP'te işlemler saatlik bazda gerçekleştirilir ve teklifler miktar için Lot cinsinden, fiyat için de TL/MWh cinsinden verilir. Miktar teklifi 1-20.000 Lot arasında, fiyat teklifi de 0-2.000 TL/MWh arasında verilebilmektedir. GÖP'te teklif kapısının kapanmasının ardından, gerçek

zamandan bir gün önce 18:00 itibariyle GİP'te ticaret başlar ve fiziki teslimatın yapılacağı gerçek zamandan 60 dakika öncesine kadar devam eder (Erbaş, 2018: 12-16). GİP'te her bir saatte yapılan ticari işlemlerin uzlaştırması EPİAŞ tarafından günlük olarak yapılmaktadır (Güngör, 2018: 7).

GİP'te piyasa katılımcıları saatlik ve blok teklif olmak üzere 2 tip teklif verebilmektedir. Saatlik teklifler, birer saatten oluşur ve miktar olarak bölünebilen tekliflerdir. Blok teklifler ise, aynı gün için 1 saatten 24 saate kadar olabilen ve miktar olarak bölünemeyen tekliflerdir. Her iki teklif tipi için de en iyi satış teklifi, en düşük fiyatlı olan, en iyi alış teklifi ise, en yüksek fiyatlı olan tekliftir. Tekliflerde öncelik, önce girilen teklife verilmektedir. Teklif güncelleme durumunda (yalnızca teklif miktarının azaltılması hariç), öncelik durumu kaybolmaktadır (Sezer, 2018: 17-21).

Piyasa katılımcılarının saatlik tekliflerde 4 opsiyonu bulunmaktadır. Olanı Eşle ve Yok Et opsiyonunda teklifler tamamen veya kısmen ya hemen işlem görür ya da işlem görmeyen kısım iptal edilir. Tamamını Eşle veya Yok Et opsiyonunda kısmi eşleşme olmamakla birlikte teklifin tamamı ya hemen işlem görür ya da iptal edilir. Piyasa katılımcısı tarafından kontrat kapanış zamanından farklı bir sürenin belirlenebildiği Süreli Teklif opsiyonunda, teklifler belirlenen sürede tamamen veya kısmen eşleşebilir ve eşleşmeyen kısım iptal edilir. Bu 3 opsiyon ile birlikte kullanabilen 4. opsiyon olan Pasif Teklif opsiyonunda teklif pasif konuma getirilmekte ve yeniden aktifleştirildiğinde opsiyonuna göre işlem görmektedir (Erbaş, 2018: 20).

GİP'te blok tekliflerin eşleştirilmesi, aynı blok kontratlarının (aynı saat dilimlerini kapsayan kontratların), eşit miktarların ve eşit veya daha iyi fiyatın olması şartlarına bağlı olarak yapılmaktadır. Saatlik teklif eşleştirmeleri ise, tam veya kısmi eşleştirme şeklinde yapılabilmektedir (Sezer, 2018: 28-34). Tablo 28'de, GİP'te saatlik alış ve satış tekliflerinin tam eşleştirilmesine bir örnek verilmiştir.

Tablo 28. *GİP'te Alış ve Satış Tekliflerinin Tam Eşleşmesi*

Satış Teklifleri			Alış Teklifleri		
Saat	Fiyat (TL/MWh)	Miktar (Lot)	Saat	Fiyat (TL/MWh)	Miktar (Lot)
11:10:25	150	60	11:20:30	150	60
10:45:00	155	15	11:05:25	120	40
11:05:30	155	20	10:41:00	115	30
10:30:45	160	50	10:43:30	115	55

Kaynak: Sezer (2018: 28-31).

Tablo 28'deki alış ve satış teklifleri fiyat ve zaman kriterine göre sıralanmıştır. Satış teklifleri önce en düşük fiyatlı olmak üzere, aynı fiyat seviyesinde saat olarak önce verilen teklif üstte olacak şekilde sıralanmaktadır. Alış teklifleri ise, önce en yüksek fiyatlı olmak üzere, aynı fiyat seviyesinde saat olarak önce verilen teklif üstte olacak şekilde sıralanmaktadır. Tablo 28'de hem alış yönünde hem satış yönünde ilk sırada yer alan 150 TL/MWh ve 6 MW şeklindeki tekliflerin eşleşmesi, GİP'te alış ve satış tekliflerinin tam eşleşmesine örnek teşkil etmektedir.

Tablo 29. *GİP'te Alış Teklifinin Kısmi Eşleşmesi*

Satış Teklifleri				Alış Teklifleri		
Şirket	Saat	Fiyat (TL/MWh)	Miktar (Lot)	Saat	Fiyat (TL/MWh)	Miktar (Lot)
A	11:10:25	150	60	11:20:30	160	100
B	10:45:00	155	10	11:05:25	120	40
C	11:05:30	160	20	10:41:00	115	30
D	10:30:45	165	50	10:43:30	115	55

Kaynak: Sezer (2018: 29-30).

Tablo 29'da, GİP'te alış teklifinin kısmi eşleşmesine örnek verilmiştir. Kısmi eşleşmede, 160 TL/MWh'den 10 MW alış teklifi veren katılımcının bu teklifi A şirketinin satış teklifi ile 150 TL/MWh üzerinden 6 MW olarak, B şirketinin satış teklifi ile 155 TL/MWh üzerinden 1 MW olarak, C şirketinin satış teklifi ile de 160 TL/MWh üzerinden 2 MW olarak eşleşecek ve kalan 1 MW ise fiyatına göre teklif sıralamasına yerleşecektir. Bu durumda söz konusu katılımcı, A şirketine 900 TL (150x6), B şirketine 155 TL (155x1) ve C şirketine de 320 TL (160x2) borçlanacaktır.

Tablo 30. *GİP'te Satış Teklifinin Kısmi Eşleşmesi*

Satış Teklifleri			Alış Teklifleri			
Saat	Fiyat (TL/MWh)	Miktar (Lot)	Şirket	Saat	Fiyat (TL/MWh)	Miktar (Lot)
11:10:25	150	90	E	11:20:30	160	50
10:45:00	155	40	F	11:05:25	155	10
11:05:30	160	30	G	10:41:00	150	20
10:30:45	165	55	H	10:43:30	145	50

Kaynak: Sezer (2018: 32-33).

Tablo 30'da, GİP'te satış teklifinin kısmi eşleşmesine örnek verilmiştir. Kısmi eşleşmede, 150 TL/MWh'den 9 MW satış teklifi veren katılımcının bu teklifi E şirketinin alış teklifi ile 160 TL/MWh üzerinden 5 MW olarak, F şirketinin alış teklifi ile 155 TL/MWh üzerinden 1 MW olarak, G şirketinin alış teklifi ile 150 TL/MWh üzerinden 2 MW olarak eşleşecek ve kalan 1 MW ise fiyatına göre teklif sıralamasına yerleşecektir.

Bu durumda piyasa katılımcısının, E şirketinden 800 TL (160x5), F şirketinden 155 TL (155x1) ve G şirketinden de 300 TL (150x2) alacağı olacaktır.

3.3. GERÇEK ZAMANLI PİYASALAR

Türkiye elektrik piyasasında gerçek zamanlı piyasalar, TEİAŞ bünyesinde işlem gören Dengeleme Güç Piyasası ve Yan Hizmetler'den oluşmaktadır (Yarıcı, 2018: 3).

GÖP ve GİP'te elektrik ticaretinin yapılmasının ardından gerçek zamanda elektriğin arz ve talebinin dengelenmesi sistem işletmecisi olan TEİAŞ bünyesindeki Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM) tarafından Dengeleme Güç Piyasası (DGP) ve Yan Hizmetler (YH) kanalıyla gerçekleştirilmektedir (Ceyhan, bt.: 1). GÖP'te ve GİP'te yapılan ticaret faaliyetleri ile gerçek zamanda gerçekleşecek olan arz-talep dengesi büyük oranda sağlanmış olsa da gerçek zamanda talebin öngörülenden farklı olabilmesi ve üretim kanadında yaşanabilecek teknik arızalar vb. durumlar karşısında sistem arz-talep dengesi bozulabilmektedir. Elektrik üretimi veya tüketiminde meydana gelen sapmaların düzeltilerek sistem dengesinin sağlanması için Dengeleme Güç Piyasası ve Yan Hizmetlere ihtiyaç duyulmaktadır. Bu anlamda DGP ve YH, GÖP'te veya GİP'te öngörülemeyen hata ve sapmaların dengelenmesi işlevini görmektedir (Devir, 2017: 83-85).

Dengeleme Güç Piyasası ve Yan Hizmetler, elektrik piyasasında gerçek zamanlı dengelemeyi oluşturmaktadır. DGP, gerçek zamanda sistem işletmecisinin dengeyi sağlayabilmesi için maksimum 15 dakika içinde devreye girebilecek yedek kapasiteyi sağlamaktadır. Bu anlamda, 10 MW yükü 15 dakika içerisinde alabilen veya atabilen dengeleme birimlerinin DGP'ye katılımı zorunludur ve bu katılımcılar sistem işletmecisine yük alma ve yük atma için emre amade kapasitelerini sunmak durumundadır (EPİAŞ, 2021c).

Yan Hizmetler ise, şebekenin güvenli olarak işletilmesi amacıyla gerçekleştirilmesi gereken tedbirleri kapsamaktadır. Bu bağlamda, frekans ve voltajın kontrol edilmesi, sistem oturmalarının yeniden toparlanması, anlık talep kontrolünün yapılması, reaktif güç kontrolünün yapılması gibi birtakım faaliyetler yan hizmetler kapsamına girmektedir (Devir, 2017: 153).

DGP'de sistemin dengede olup olmadığı şebeke frekansının kontrolü ile yapılmaktadır. Şebeke frekansı 50 Hertz (Hz)'in altında ise üretimin tüketimden az olduğu anlamına gelmektedir. Bu durumu düzeltmenin yolları üretimi artırmak veya

tüketimi azaltmaktır. Şebeke frekansı 50 Hz'in üstünde ise üretimin tüketimden fazla olduğu anlamına gelmektedir. Bu durumu düzeltmenin yolu ise üretimi azaltmaktır (Yazıtaş, 2018: 39).

GÖP'te PTF'nin oluşmasının ardından (14:00) DGP süreci başlamaktadır. Saat 16:00'a kadar üretim birimleri, sistem işletmecisine emre amade kapasitelerini, kesinleşmiş günlük üretim programlarını ve DGP için yük alma ve yük atma tekliflerini bildirirler. Sistem işletmecisi, enerji açığı veya fazlasını ve sistem kısıtlarını gidermek için YAL ve YAT tekliflerini her bir saat bazında fiyata göre sıralar (EPİAŞ, 2021c). DGP'de katılımcılar tarafından teklif edilen YAL teklif fiyatının GÖP'te belirlenen PTF'ye eşit veya daha büyük, YAT teklif fiyatının ise PTF'ye eşit veya daha küçük olması gerekmektedir (Ceyhan, bt.: 2).

DGP'de katılımcıların YAL teklif kapasiteleri emre amade kapasitelerinden kesinleşmiş günlük üretim planlarının çıkarılması ile bulunmaktadır. YAT teklif kapasiteleri de kesinleşmiş günlük üretim planına eşittir. DGP'de sistem yönü enerji açığını gösteriyorsa YAL tekliflerinin en düşüğünden başlanarak net talimat hacmine denk gelen ve sistem yönü enerji fazlasını gösteriyorsa YAT tekliflerinin en yükseğinden başlanarak net talimat hacmine denk gelen teklif fiyatına Sistem Marjinal Fiyatı (SMF) adı verilmektedir (EPİAŞ, 2021c). Enerji açığı durumunda SMF, PTF'ye eşit veya daha yüksek çıkacaktır. Enerji fazlası durumunda ise SMF, PTF'ye eşit veya daha düşük çıkacaktır (Ceyhan, bt.: 2). YAL ve YAT tekliflerinin PTF seviyesinden başlaması, referans fiyat olan PTF ile SMF arasındaki ilişkiyi göstermektedir (Yazıtaş, 2018: 39). DGP'de yapılan ticari işlemlerin uzlaştırması EPİAŞ tarafından aylık olarak yapılmaktadır (Güngör, 2018: 7). Tablo 31'de DGP'de SMF'nin belirlenmesine bir örnek gösterilmiştir.

Tablo 31. *DGP'de SMF'nin Belirlenmesi*

YAL Teklifleri		YAT Teklifleri	
Fiyat (TL/MWh)	Miktar (MWh)	Fiyat (TL/MWh)	Miktar (MWh)
400	120	135	80
340	20	126	100
220	35	108	110
200	70	90	110
188	300	80	140
165	120	77	280
152	90	65	90
145	130	60	65
140	80	55	30
135	100	50	125

Kaynak: EPİAŞ (2021c).

Tablo 31'de GÖP'te PTF'nin 135 TL/MWh olarak belirlendiği gerçek zamanlı üretim ve tüketimin yapıldığı bir saate ilişkin DGP katılımcılarının YAL ve YAT teklifleri yer almaktadır. Sistemin gerçek zamanda 500 MW enerji açığı verdiği varsayılırsa, YAL teklifleri en düşük fiyatlı olandan başlanarak 500 MW enerjiye tekabül eden nokta tespit edilecektir. Bu noktaya denk gelen fiyat teklifi SMF'yi oluşturacaktır. Tablo 31'deki YAL teklifleri dikkate alındığında, 135 TL/MWh seviyesindeki 100 MW, 140 TL/MWh seviyesindeki 80 MW, 145 TL/MWh seviyesindeki 130 MW ve 152 TL/MWh seviyesindeki 90 MW'lık tekliflerin toplamı 400 MW olmakta ve 500 MW enerji açığının geriye kalan 100 MW'ı da 165 TL/MWh'lık tekliften karşılanacaktır. Bu durumda SMF, 165 TL/MWh olacaktır. Sistemin gerçek zamanda 500 MW enerji fazlası verdiği varsayıldığında ise, YAT teklifleri en yüksek fiyatlı olandan başlanarak 500 MW enerjiye tekabül eden nokta tespit edilecektir. Bu noktaya denk gelen fiyat teklifi SMF'yi oluşturacaktır. Tablo 31'deki YAT teklifleri dikkate alındığında, 135 TL/MWh seviyesindeki 80 MW, 126 TL/MWh seviyesindeki 100 MW, 108 TL/MWh seviyesindeki 110 MW ve 90 TL/MWh seviyesindeki 110 MW'lık tekliflerin toplamı 400 MW olmakta ve 500 MW enerji fazlasının geriye kalan 100 MW'ı da 80 TL/MWh'lık teklifle dengelenecektir. Bu durumda SMF, 80 TL/MWh olacaktır.

3.4. TÜREV ELEKTRİK PİYASASI

Elektrik enerjisinin depolanmasının çok güç oluşu, talebin sürekli değişkenlik göstermesi gibi fiziksel özelliklerinden dolayı, elektrik fiyatları yüksek volatilite göstermektedir. Bu durum, elektrik piyasası katılımcılarının rekabetçi elektrik piyasasında risklerini yönetebilecekleri bir piyasanın ve araçların gerekliliğini ortaya

çıkarmaktadır (Deng ve Oren, 2006: 940-941). Elektrik türev piyasalarında işlem gören başlıca araçlar, forwards (alivre) sözleşmeleri, futures (vadeli işlem) sözleşmeleri, opsiyonlar ve swap (takas) sözleşmeleridir (Devir, 2017: 154).

Türkiye'de Borsa İstanbul A.Ş. (BİST) bünyesindeki Vadeli İşlem ve Opsiyon Piyasası'nda "Baz Yük Elektrik Vadeli İşlem Sözleşmeleri" işlem görmektedir. Aylık Baz Yük Elektrik Vadeli İşlem Sözleşmelerinin dayanak varlığı vade ayının her bir saati için açıklanan Piyasa Takas Fiyatının (PTF) basit aritmetik ortalaması alınarak hesaplanan değerdir. Sözleşme büyüklüğü hesaplanırken vade ayındaki saat sayısı (vade ayındaki gün sayısı x 24) 0,1 MWh ile çarpılmaktadır. Vade ayının 30 gün olduğu bir durumda, sözleşme büyüklüğü 72 MWh (30x24x0,1) olmaktadır. Vade ayları, içinde bulunulan ayda dahil olmak üzere toplam 16 aydır ve minimum fiyat adımı 0,1 TL olarak uygulanır (VİOP, 2021a: 36-38).

Üç Aylık Baz Yük Elektrik Vadeli İşlem Sözleşmelerinde ise, dayanak varlık vade döneminin her bir saati için açıklanan Piyasa Takas Fiyatının (PTF) basit aritmetik ortalaması alınarak hesaplanan değerdir. Çeyrekler, Ocak-Mart (Q1), Nisan-Haziran (Q2), Temmuz-Eylül (Q3) ve Ekim-Aralık (Q4) dönemlerinden oluşmaktadır. Artık yıl olmayan bir yılın Q1 döneminin sözleşme büyüklüğü 216 MWh (90x24x0,1)'dir. Vade ayları, içinde bulunulan yıla ve takip eden iki yıla ait çeyreklik dönemlerdir. Yıllık Baz Yük Elektrik Vadeli İşlem Sözleşmelerinde de dayanak varlık vade döneminin her bir saati için açıklanan Piyasa Takas Fiyatının (PTF) basit aritmetik ortalaması alınarak hesaplanan değerdir. Sözleşme büyüklüğü normal yıllar için 876 MWh (365x24x0,1), artık yıllar için 878,4 MWh (366x24x0,1) olarak belirlenmiştir. Vade ayları, içinde bulunulan yılı takip eden iki yıla ait yıllık dönemlerdir (VİOP, 2021b: 26-27).

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

SPOT ELEKTRİK FİYATLARININ DERİN ÖĞRENME TEKNİKLERİ İLE TAHMİNİ: TÜRKİYE ENERJİ BORSASI ÜZERİNE BİR UYGULAMA

Çalışmanın bu bölümünde derin öğrenme teknikleri ile Gün Öncesi Piyasası saatlik elektrik fiyatlarının tahmini üzerine bir uygulama yapılmıştır. Bu doğrultuda çalışmanın amacı açıklanıp gerek yurtdışı gerekse yurtiçi literatürde yapılan çalışmalara yer verilmiştir. Bölümün ilerleyen aşamalarında ise Gün Öncesi Piyasası saatlik Piyasa Takas Fiyatı'nı tahmin etmek için kullanılacak veri seti ele alınıp, tahminlemede kullanılan modeller açıklanmış ve elde edilen tahmin sonuçları bulgular başlığı altında verilmiştir.

1. ÇALIŞMANIN AMACI

Ülkemizde elektrik piyasalarında yaşanan reform hareketleri ile elektriğin fiziksel ticareti ikili anlaşmalar yolu ile ve buna ilave olarak EPİAŞ tarafından işletilmekte olan Gün Öncesi Piyasası (GÖP), Gün İçi Piyasası (GİP) ve TEİAŞ tarafından işletilmekte olan Dengeleme Güç Piyasası (DGP)'nda gerçekleştirilmektedir. Elektriğin finansal sözleşmeler ile ticareti ise elektrik vadeli sözleşmeleri aracılığıyla Borsa İstanbul A. Ş. bünyesindeki Vadeli İşlem ve Opsiyon Piyasası'nda gerçekleştirilmektedir (Devir, 2017: 142-155). Elektrik piyasalarında liberalleşmenin artması, borsa kanalıyla elektrik ticareti işlem hacminin ve elektrik fiyatlarındaki şeffaflığın artmasına katkı sağlamakla birlikte, piyasa oyuncularının fiyat oluşumlarını takip ederek geleceğe yönelik pozisyonlarını belirleyebilme avantajını da beraberinde getirmektedir (Ziel vd., 2015: 98; Kristiansen, 2014: 20). Enerji borsası bünyesinde işletilmekte olan GÖP, gerçek zamandan bir gün önce elektrik ticaretinin yapılabilmesine ve böylece piyasa katılımcılarına gerçek zamandan bir gün öncesinde ikili anlaşmalardan kalan eksik veya fazlalarını dengeleyebilmelerine olanak sağlamaktadır. GÖP, piyasa katılımcılarına sağlamış olduğu bu avantajla birlikte elektriğin referans fiyatının oluşumu ve sistem işletmecisi olan TEİAŞ'a bir gün öncesinden dengelenmiş bir sistem bırakılmasına imkân tanımaktadır (Yarıcı, 2018: 10-11). GÖP, bu açılardan tüm piyasa katılımcıları için önemli bir konumundadır. EPİAŞ tarafından yayımlanmakta olan elektrik piyasası özet bilgiler raporlarında yer alan veriler, ülkemizde elektrik ticaretinde Gün Öncesi Piyasası'nda gerçekleştirilen işlem hacminin son 5 yılda artış gösterdiğini ortaya koymaktadır.

Tablo 32. *Yıllık Elektrik Piyasası Miktarının Piyasalar Arasında Dağılımı*

Yıl	İkili Anlaşma	GÖP	GİP	DGP
2016	%66	%27	%0,2	%7
2017	%67,7	%27,5	%0,4	%4,5
2018	%60,1	%37,1	%0,7	%2
2019	%56,6	%39	%1,4	%2,9
2020	%56,6	%40,2	%1,5	%1,6

Kaynak: EPİAŞ (2016b: 2); EPİAŞ (2017: 3); EPİAŞ (2018b: 3); EPİAŞ (2019b: 3); EPİAŞ (2020: 3).

Tablo 32'de görüldüğü üzere, GÖP'te gerçekleştirilen elektrik ticareti son 5 yıl içerisinde toplam fiziksel elektrik ticareti miktarının %27'sinden %40,2'sine ulaşmış bulunmaktadır. EPİAŞ raporlarına göre, 2016 yılında GÖP'te 114 TWh elektrik ticareti gerçekleşirken, izleyen 4 yılda bu rakam sırasıyla 123,32 TWh, 149,39 TWh, 152,12 TWh ve 181,36 TWh değerine ulaşmıştır.

İşlem hacmi yıllar itibariyle artmakta olan ve elektrik piyasası katılımcıları açısından önemli bir piyasa konumunda olan Gün Öncesi Piyasası elektrik fiyatlarının tahmin edilmesinin önemi literatürde çeşitli açılardan ele alınmaktadır. Huisman vd. (2007: 241) ve Raviv vd. (2015: 228), GÖP'te oluşan fiyatların piyasa değerlendirmeleri ve finansal sözleşmeler için referans fiyat olduğunu ve bu fiyatların tahmininin önemli olduğunu vurgulamaktadırlar. Liu ve Shi (2013: 152) de, elektrik fiyatlarının tahmin edilmesinin teklif ve hedge stratejisi geliştirilmesi açısından önem taşıdığını belirtmektedirler. Öte yandan, Nogales vd. (2002: 342) ve Catalao vd. (2007: 1297) elektrik fiyatlarının tahmininin üreticilerin karlarını en üst düzeye çıkarması, gelecekteki fiyat hareketlerinin yanlış değerlendirilmesinden kaynaklanan kâr zararlarının azaltılması ve tüketicilerin de faydalarını en üst seviyeye çıkarması için elzem olduğunu söylemektedirler. Girish (2016: 52-53)'e göre, elektrik üreticileri ve tüketicileri spot piyasada oluşacak fiyatları tahmin ederek elektriği satmanın ve almanın ne zaman daha karlı olacağına karar verebilecek ve böylece karlarını maksimize edebileceklerdir. Martos vd. (2011: 1232), elektrik fiyat tahmininin iki taraflı bir problemi çözeceğini işaret etmektedirler. Buna göre, arz tarafını oluşturan üreticiler karlarını en üst düzeye çıkarmak için bir sonraki gün için saatlik olarak üretim planlaması yapmak durumundadırlar. Diğer taraftan, talep tarafını oluşturan tedarikçiler de kendi müşterilerinin elektrik ihtiyaçlarını karşılamak için önceden belirlenen bir fiyat üzerinden belirli bir dönem boyunca elektrik tedarik etmeyi taahhüt ederler. Ancak, tedarikçiler taahhüt ettikleri elektriği satın almak için enerji borsasında her gün saatlik olarak yeni bir teklif oluşturmaktadır. Bu nedenle, bir gün önceden GÖP'te oluşacak fiyatların doğru tahmin edilmesi gerek arz edenler

gerekse talep edenler için önem taşımaktadır (Martos vd., 2011: 1232). Tan vd. (2010: 3606) ise, rekabetçi bir elektrik piyasasında, fiyat tahmininin üretim ve tedarik şirketlerini kapsayan tüm piyasa katılımcıları için önemli bir konu olduğunu ve spot elektrik piyasasında doğru bir fiyat tahminin; güç üreticilerinin ve tedarikçilerinin maksimum fayda elde etmek için teklif stratejilerini ayarlamasına ve yüksek fiyatlardan korunmak için elektrik türev araçları vasıtasıyla çeşitli risk yönetim stratejileri geliştirmelerine yardımcı olacağını belirtmektedirler.

Amjady ve Hemmati (2006: 21-22), Gün Öncesi Piyasası'nda elektrik fiyat tahminine neden ihtiyaç duyulduğunu şu şekilde anlatmaktadır: Piyasa takas fiyatı volatil bir yapıdadır ve yüksek performanslı fiyat tahmini ile üreticiler etkili teklifler verebilir ve üretim programını saatlik PTF'ye ve kendi üretim maliyetlerine göre ayarlayabilirler. Benzer şekilde, tedarikçiler de yüksek düzeyli bir fiyat tahmini ile kendi faydasını maksimum yapabilecek bir teklif stratejisi geliştirebilir ve kendi üretim kapasitesi varsa, bunu borsadaki yüksek fiyatlara karşı kendisini korumak için kullanabilir. Ayrıca, gelecekteki elektrik fiyatının öngörülmesi alıcı ve satıcı taraf için fiyat pazarlığı noktasında ikili anlaşmaların daha doğru değerlendirilmesine yardımcı olabilecektir (Amjady ve Hemmati, 2006: 21-22).

Literatürden hareketle bu çalışmada, Türkiye Enerji Borsası Gün Öncesi Piyasası'nda oluşan saatlik Piyasa Takas Fiyatının tahmin edilmesi amaçlanmaktadır. Literatürde farklı çalışmalarda ele alındığı üzere elektrik fiyatlarının tahmin edilmesi, piyasanın arz tarafını oluşturan üretim şirketleri ve talep tarafını oluşturan tedarik şirketleri için ayrı ayrı öneme sahiptir. Üretim şirketleri açısından değerlendirildiğinde, Piyasa Takas Fiyatının tahmini, tedarikçilerle yapılacak ikili anlaşmaların değerlendirilmesinde, saatlik fiyat seviyelerine göre üretim maliyetlerinin göz önüne alınarak üretim planlaması yapılmasında ve hatta üretim yapıp yapmama kararı vererek GÖP'te satıcı veya alıcı pozisyonuna geçilmesinde, GÖP'te ticaret yapıp yapmama kararının verilmesinde, GÖP'te ticaret yapmaya karar verildiyse ilgili günün ilgili saatleri için teklif seçeneklerinden (saatlik teklif, blok teklif, esnek teklif gibi) hangisinin kullanılmasının daha iyi olabileceğine karar verilmesinde ve Gün İçi Piyasası'nda arbitraj imkanının değerlendirilmesinde önem arz etmektedir. Tedarik şirketleri açısından değerlendirildiğinde ise, ikili anlaşmalarda üretim şirketlerine verilecek alış tekliflerin ve müşterilere verilecek satış tekliflerinin değerlendirilmesinde, gerçek zamandan bir gün öncesinde yükün mümkün olduğunca dengelenerek dengesizliğe düşülmesi durumundan

kaçınılmasında, Gün İçi Piyasası'nda arbitraj imkanının değerlendirilmesinde GÖP'te oluşan Piyasa Takas Fiyatının tahmini önemli bir konumdadır. Ayrıca, GÖP'te ticaret yapıp yapmama kararının verilmesinde ve yine GÖP'te ticaret yapmaya karar verildiyse ilgili günün ilgili saatleri için teklif seçeneklerinden (saatlik teklif, blok teklif, esnek teklif gibi) hangisinin kullanılmasının daha iyi olabileceğine karar verilmesinde de Piyasa Takas Fiyatının tahmini tedarik şirketleri için önem arz etmektedir.

GÖP'te fiyatlar saatlik bazda oluşmaktadır ve piyasa katılımcıları her gün bir sonraki günün her bir saat dilimi için ayrı ayrı alış/satış teklifi verebilmektedir. Teklifler, fiyat ve miktar cinsinden olmak kaydı ile bir gün sonrasından başlayarak 5 gün sonrasına kadar saatlik olarak verilebilmektedir (EPİAŞ, 2015: 2). Çalışmada, Gün Öncesi Piyasası'nın işleyiş yapısından hareketle piyasa katılımcılarının bir günden 5 güne kadar teklif alternatiflerini ve hedge/arbitraj fırsatlarını değerlendirebilmeleri ve haftalık olarak üretim ve/veya tedarik planlamalarını gerçekleştirebilmeleri yönünde bir araç olabilmesi açısından fiyat tahminlerinin 24 saatlik (1 günlük) ve 168 saatlik (1 haftalık) olarak gerçekleştirilmesi amaçlanmıştır. Bu amaç doğrultusunda, analizlerde kullanılan modellere veri seti bölümünde daha kapsamlı olarak açıklanacağı üzere dışsal değişken olarak haftanın günleri ve resmi tatiller için oluşturulan gün değişkeni, gerçek zamanlı tüketimin bir gün gecikmeli hali, hidroelektrik santrallerle gerçekleştirilen üretim miktarının bir gün gecikmeli hali, Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nden edinilen sıcaklık ve rüzgâr hızı verileri, Dengeleme Güç Piyasasında oluşan Sistem Marjinal Fiyatının bir gün gecikmeli hali ve Yük Tahmin Planı dahil edilerek, elde edilen saatlik Piyasa Takas Fiyatı tahmin sonuçları ile literatüre katkıda bulunulmuştur. Yine veri seti bölümünde açıklanacağı üzere, çalışmada kullanılan meteorolojik değişkenlerin oluşturulmasında farklı bir yöntem izlenerek, yenilenebilir enerji santrallerinin kurulu olduğu bölgelere yoğunlaşılmıştır. Ayrıca, bu veriler ile gerçekleştirilen 168 saatlik tahminlerde elde edilen sonuçlarla literatüre katkı sağlanmakla birlikte, piyasa katılımcılarına yönelik olarak gerçek zamandan bir hafta öncesinde kullanılarak teklif/hedge stratejilerine ve üretim/tedarik planlamalarına katkı sağlayabilecek tahmin modelleri geliştirilmiştir.

2. LİTERATÜR TARAMASI

Elektrik piyasalarının serbestleşmesi ile beraber rekabetçi elektrik piyasalarına geçiş, tüm piyasa katılımcıları için elektrik fiyatlarının tahminini önemli bir unsur haline getirmiştir. Elektrik üreticileri, fiyat tahminine ilişkin bilgilerden yararlanarak üretim planlarını belirleyip karlarını en üst düzeye çıkarmak ve talep tarafı da en iyi fiyat teklifi

stratejisini belirlemek için fiyat tahminine ihtiyaç duymaktadır. Bunun yanında, elektrik piyasasının sürekli olarak sağlıklı bir şekilde çalışması ve yeni yatırım kararlarında da fiyat tahmini önemli bir rol oynayabilmektedir. Bu durum, son yıllarda araştırmacıların elektrik fiyat tahminine olan ilgisini artırmakta ve çeşitli modeller ve yaklaşımlar ile elektrik fiyat tahminine yönelik çalışmalar yapılmaktadır (Yang, vd., 2017: 291). Yapılan çalışmalarda elektrik fiyatlarının tahminlemesinde ortak bir model üzerine ve modellerin tek değişkenle mi yoksa birden fazla değişkenle mi kurulacağı yönünde bir fikir birliği oluşmamıştır (Ziel ve Weron, 2018: 396).

Weron (2014: 1041), elektrik fiyat tahmini için kullanılan yöntemleri aşağıdaki şekilde beş kategoriye ayırmıştır:

- Çok Etmenli Modeller: Nash-Cournot Çerçevesi, Arz Fonksiyonu Dengesi, Stratejik Üretim Maliyeti Modelleri, Ajan Tabanlı Simülasyon Modelleri.

- Temel Yöntemler: Parametre Zengin Temel Modeller, Parsimonious Yapısal Modeller

- İndirgenmiş Biçimli Modeller: Sıçrama Difüzyon Modeli, Markov Rejim Değişim Modeli

- İstatistiksel Yöntemler: Üstel Düzeltme Modeli, Regresyon Modelleri, AR-ARX-TAR Modelleri, ARCH-GARCH Modelleri

- Yapay Zekâ Yöntemleri: Yapay Sinir Ağları (ANN, RNN, FNN), Destek Vektör Makinaları.

Bu yöntemler arasında, elektrik fiyat tahmininde yaygın olarak kullanılan yöntemler, istatistiksel modeller ve yapay zekâ modelleridir. İstatistiksel modeller, mevcut elektrik fiyatlarını tahmin etmek için geçmiş elektrik fiyatlarının matematiksel bir kombinasyonunu kullanmaktadır (Yang, vd., 2017: 291-292).

Literatürde, istatistiksel yöntemlerden tek değişkenli ARMA, ARIMA, Mevsimsel ARIMA (SARIMA) modelleri ile bu modellere dışsal değişken (eksojen) eklenerek elde edilen ARMAX, ARIMAX ve SARIMAX gibi modeller, ARCH ailesi modelleri ve istatistiksel modellerin çeşitli türevleri elektrik fiyat tahmininde kullanılmaktadır. İstatistiksel yöntemlerden özellikle Box-Jenkins yöntemi olarak da bilinen ARMA yöntemiyle gerçekleştirilen fiyat tahminine dayalı çalışmalar ağırlık kazanmıştır. Contreras vd. (2003), Weron ve Misiorek (2006) ve Cuaresma vd. (2004)

Box-Jenkins yaklaşımını ifade eden ARMA ve türevi modellerle elektrik fiyatlarını tahmin etmişlerdir. Kristiansen (2012) ise, Nord Pool saatlik spot elektrik fiyatlarının tahmininde zaman serisi modeline dışsal değişken (eksojen) eklemek suretiyle tahminde bulunmuştur. Bir başka analizde Cervone vd. (2014), elektrik fiyatlarını tahmin etmede ARMA ve GARCH modellerini karşılaştırmış ve fiyat tahmininde GARCH modelinin daha iyi performans gösterdiğini tespit etmişlerdir.

Literatürde, yalnızca ARCH ailesi modelleri ile elektrik fiyatlarının modellendiği çalışmalar da yer almaktadır. Tashpulatov (2013), Büyük Britanya elektrik piyasasını günlük ortalama veriler ile analiz ettiği çalışmada AR-ARCH modelini kullanmıştır. Frömmel vd. (2014), EEX Enerji Borsası gün öncesi elektrik piyasası için; Ciarreta ve Zarraga (2016) ise, İspanya gün içi elektrik piyasası için saatlik verilerle yapmış oldukları modellemede EGARCH yöntemini uygulamışlardır. Garcia vd. (2005), İspanya ve Kaliforniya elektrik piyasasında oluşan saatlik verileri GARCH yöntemi ile modellemişlerdir. Türkiye özelinde bakıldığında ise, Algan vd. (2017), Türkiye'deki enerji fiyatlarının volatilitesini GARCH modeli ile tahmin etmişlerdir. Ulussever vd. (2017) ise, Türkiye'deki elektrik fiyatlarının volatilite yapısını GARCH ailesi ile modellemişlerdir.

Elektrik fiyatlarının, istatistiksel yöntemlerin birlikte kullanılması ile elde edilen hibrit modeller ile analiz edildiği çalışmalara da literatürde sıkça rastlamak mümkündür. Örneğin, Pircalabu ve Benth (2017), Almanya-Fransa-Hollanda-Belçika-Danimarka bölgesini ele aldıkları çalışmalarında Rejim Değişimli AR-GARCH modeliyle gün öncesi piyasası elektrik fiyatlarını, Koopman vd. (2007), ARFIMA-GARCH modeli ile Nord Pool gün öncesi elektrik fiyatlarını tahminlemişlerdir. Martos vd. (2011) ise İspanya gün öncesi piyasası saatlik elektrik fiyatlarının tahmininde GARCH modelini dinamik faktör analizi ile birleştirerek hibrit GARCH-SeaDFA modelini kullanmışlardır. Tan vd. (2010) ise, dalgacık dönüşümünü ARIMA ve GARCH modeliyle kombine ederek yaptıkları gün öncesi spot elektrik fiyatı tahmininde modelin yalnızca ARMA ve GARCH modelleriyle yapılan tahminlere göre daha başarılı sonuç verdiğini tespit etmişlerdir. Otoregresif modellerin farklı olarak kullanıldığı diğer çalışmalarda ise, Raviv vd. (2015) Bayesian VAR (BVAR) modelini kullanarak Nord Pool elektrik piyasasına yönelik; Ziel vd. (2015) VAR-TARCH modelini kullanarak EEX elektrik piyasasına yönelik tahminlemede bulunmuşlardır.

Elektrik fiyatlarının modellenmesinde birden fazla değişkenin modele dahil edilebildiği MGARCH modeli de kullanılabilmektedir. Serletis ve Shahmoradi (2006) yapmış oldukları çalışmada, Alberta enerji borsasında oluşan spot elektrik ve doğalgaz fiyatlarını MGARCH modeline dahil ederek, bu iki piyasanın volatilite etkileşimlerini ölçmüşlerdir. Liu ve Shi (2013), kısa dönemli elektrik fiyatlarının tahmininde ARMA-GARCH-M modelini kullanmışlardır. Rejim değişim GARCH modelleri de elektrik fiyatlarının modellemesinde kullanılan bir yöntemdir. Haldrup ve Nielsen (2006) saatlik veriler kullanarak, Bierbrauer vd. (2004) ve Çifter (2013) ise gün içi elektrik piyasası günlük elektrik fiyatlarını kullanarak Markov Rejim Değişim GARCH (MS-GARCH) modeli ile Nord Pool piyasası üzerine analizler yapmışlardır.

Tablo 33. *İstatistiki Yöntemler ile Yapılan Elektrik Fiyat Tahmini Çalışmaları*

Yazarlar	Veri Seti	Piyasa	Model	Bulgular
Contreras vd. 2003	Saatlik Elektrik Fiyatları	İspanya ve Kaliforniya Elektrik Piyasası	ARIMA	Tahmin sonuçları İspanya'da %10, Kaliforniya'da %11 sapma göstermiştir.
Cuaresma vd. 2004	Saatlik Elektrik Fiyatları	Leipzig Enerji Borsası (LPX)	AR, ARMA	Günün her saatinin ayrı olarak modellendiği spesifikasyonlar, tüm serinin kullanıldığı modellerden daha iyi tahmin sonucu vermektedir.
Zhou vd. 2004	Günlük Elektrik Fiyatları	Kaliforniya Elektrik Piyasası	ARIMA	Kısa dönem elektrik fiyat tahmininde ARIMA modeli isabetli sonuç vermektedir.
Conejo vd. 2005a	Günlük Elektrik Fiyatları	İspanya Elektrik Piyasası	ARIMA, WT-ARIMA	Dalgacık dönüşümü bir fiyat serisine uygulandığında ortaya çıkan seri orijinal fiyat serisinin kullanılmasına göre daha iyi davranış göstermektedir. Bunun sonucunda WT-ARIMA modelinin tahmin sonuçları, geleneksel ARIMA modelinin tahmin sonuçlarından daha isabetli olmuştur.
Worthington vd. 2005	Günlük Elektrik Fiyatları	Avustralya'da Faaliyet Gösteren 5 Elektrik Piyasası	BEKK GARCH	Analize konu olan 5 piyasa kuvvetli düzeyde ARCH etkisi göstermektedir. Ancak, bu piyasalar arasında volatilite yayılımı bulunmamaktadır.

Tablo 33. *(Devam) İstatistiki Yöntemler ile Yapılan Elektrik Fiyat Tahmini Çalışmaları*

Yazarlar	Veri Seti	Piyasa	Model	Bulgular
Weron ve Misiorek 2006	Saatlik Elektrik Fiyatları	Kaliforniya Elektrik Piyasası	AR, ARX, TARX, AR-GARCH, ARX-GARCH,	AR ve ARX modelleri TARX ve GARCH modellerinden daha üstün tahmin performansı göstermektedir.
Karakatsani ve Bunn 2008	Yarım Saatlik Elektrik Fiyatları	Birleşik Krallık Enerji Borsası Gün Öncesi Piyasası	TVR (Time-Varying Regression), RSR (Regime Switching) Regression)	Çok değişkenli TVR modelinin tahmin performansı, çok değişkenli RSR modelinin tahmin performansından daha iyi sonuç vermiştir.
Hickey vd. 2012	Saatlik Elektrik Fiyatları	MISO Bölgesi Elektrik Piyasaları	ARMAX-GARCH Modelleri	Mevsimsel kukla değişken kullanılarak kurulan ARMAX-GARCH modellerinden APARCH modeli en iyi tahmin sonucunu vermiştir.
Kristiansen 2012	Saatlik Elektrik Fiyatları	Nord Pool Enerji Borsası	ARX	Talep ve rüzgar enerjisinin dışsal değişken olarak kullanıldığı ARX modeli ile yapılan tahmin sonucu %8-%11 arasında değişen oranda sapma göstermiştir.
Bordingon vd. 2013	Yarım Saatlik Elektrik Fiyatları	Birleşik Krallık Enerji Borsası Gün Öncesi Piyasası	ARMAX, TVR (Time-Varying Regression), MS (Markov Switching), Hibrit	ARMAX, TVR ve MS modellerinin kombinasyonu ile elde edilen tahmin modeli, tek modellerden en iyi sonuç veren MS modelinden daha iyi performans göstermiştir.
Çifter 2013	Günlük Elektrik Fiyatları	Dönemi Nordpool Enerji Borsası	GARCH, GJR ve MS-GARCH	Nordpool Enerji Borsası'nda elektrik fiyatları yüksek derecede volatil ve rejime kuvvetle bağlıdır. Bu piyasada MS-GARCH modeli daha iyi tahmin performansı göstermektedir.
Ziel vd. 2105	Saatlik Elektrik Fiyatları	EPEX Enerji Borsası	VAR-TARCH	VAR-TARCH modeli elektrik fiyat tahmininde modele yük, rüzgar ve güneş enerjisi faktörleri eklendiğinde başarılı sonuç vermektedir.

Tablo 33. (Devam) İstatistiki Yöntemler ile Yapılan Elektrik Fiyat Tahmini Çalışmaları

Yazarlar	Veri Seti	Piyasa	Model	Bulgular
Maciejowska ve Weron 2016	Yarım Saatlik Elektrik Fiyatları	APX Enerji Borsası	AR, ARX, VARX	Kısa vadeli fiyat tahmininde modele doğalgaz fiyatlarının eklenmesi, uzun vadeli tahminde ise kömür fiyatlarının eklenmesi tahmin performansını geliştirmektedir.
Nowotarski ve Weron 2016	Saatlik Elektrik Fiyatları	GEFCom 2014 Verileri	ARX ve SCARX (Seasonal Component ARX)	Elektrik fiyatları tahmininde hem ARX hem de SCARX modelleri başarılı sonuç vermektedir. Ancak, mevsimsellik etkisi dikkate alındığında SCARX modeli ARX modeline göre daha üstündür.
Qu vd. 2016	Yarım Saatlik Elektrik Fiyatları	Avustralya Yeni Güney Galler Elektrik Piyasası (NSW)	HAR-RV (Heterogeneous Autoregressive-Realized Variance) ve LSTHAR-RV (Logistic Smooth Transition Heterogeneous Autoregressive-Realized Variance)	NSW Pazarındaki oynaklığı tahmin etmede LSTHAR-RV modeli HAR-RV modeline göre daha üstündür.
Tüzün vd. 2018	Günlük Elektrik Fiyatları	EXIST Enerji Borsası	MS-GARCH	Çalışmada, elektrik piyasasında oluşan sistem marjinal fiyatlarındaki ani sıçramalar analiz edilmiş ve elektrik talebindeki artışın sonucunda ani fiyat yükseliş rejimleri görüldüğü tespit edilmiştir.

Tablo 33, istatistiki yöntemler kullanılarak elektrik fiyat tahmini üzerine literatürde yapılmış olan çalışmaların bir kısmını özetlemektedir. Tablodan görüleceği üzere, ARIMA ve GARCH modellerinin çeşitli türevlerinin kullanılarak elektrik fiyatlarının modellendiği çalışmalar literatürde geniş bir yer bulmuştur. Öte yandan, Yang vd. (2017: 292)'ye göre, son dönemde yapay zekâ modelleri elektrik fiyat tahmininde birçok araştırmacının ilgisini çekmektedir.

Literatürde, yapay zekâ yöntemlerinin çeşitli formlarının elektrik fiyat tahmininde kullanıldığı görülmektedir. Keynia (2012), PJM, Kaliforniya ve İspanya elektrik

piyasaları üzerine yaptığı çalışmada ARIMA modelini sinir ağı (NN) ve evrişimli sinir ağı (CNN) modelleri ile karşılaştırmıştır. Anbazhagan ve Kumarappan (2014), ileri beslemesi sinir ağlarını kullanarak İspanya ve New York elektrik piyasaları üzerine tahminleme yapmıştır. Chaabane (2014), ARFIMA ve yapay sinir ağı (ANN) modellerini ayrı ayrı ve hibrit şekilde kullanarak Nordpool elektrik piyasası fiyatlarını tahmin etmiştir. Bento vd. (2018), İspanya ve PJM elektrik piyasası fiyatlarını tahmin etmede ARIMA, ANN ve CNN modellerini kullanmışlardır. Mirakyan vd. (2017), EPEX gün öncesi elektrik fiyatlarını ANN ve Destek Vektör Makineleri modellerini kullanarak tahmin etmişlerdir. Huang vd. (2020), New York elektrik piyasası fiyatları tahmininde uzun kısa dönem hafıza modeli (LSTM) ve CNN modelini kullanmışlardır. Zhou vd. (2019), PJM elektrik piyasası fiyatlarını LSTM modelini ile, Xie vd. (2018) ise, CNN ve LSTM yöntemlerini ayrı ayrı ve hibrit şekilde kullanarak tahmin etmişlerdir. Kuo ve Huang (2018), PJM elektrik piyasası fiyatlarını CNN-LSTM hibrit modeli ile tahmin etmişlerdir. Benzer şekilde, Guo vd. (2020) de, Liaoning bölgesi elektrik fiyatlarını yük ve meteorolojik verilerini de dahil ettikleri CNN-LSTM hibrit modeli ile tahmin etmişlerdir. Yapay zekâ modellerinin kullanıldığı bir diğer çalışmada Li ve Becker (2021), Nord Pool elektrik piyasası fiyatlarını LSTM, CNN-LSTM ve ConvLSTM (Evrişimli LSTM) modelleri ile tahmin etmişlerdir. Tablo 34, yapay zekâ modelleri kullanılarak yapılan elektrik fiyat tahmini çalışmalarının bir kısmını özetlemektedir.

Tablo 34. *Yapay Zekâ Yöntemleri ile Yapılan Elektrik Fiyat Tahmini Çalışmaları*

Yazarlar	Veri Seti	Piyasa	Model	Bulgular
Catalao vd. 2007	Saatlik Elektrik Fiyatları	Kaliforniya Elektrik Piyasası ve İspanya Elektrik Piyasası	ARIMA, Yapay Sinir Ağları	YSA modeli ile yapılan fiyat tahmininde elde edilen sonuçlar, ARIMA ile yapılan tahmin sonuçlarına göre daha üstündür.
Shafie-Khah vd. 2011	Saatlik Elektrik Fiyatları	İspanya Elektrik Piyasası	Wavelet-ARIMA-Yapay Sinir Ağları (Hibrit Model)	Çalışmada, ARIMA, Wavelet ARIMA ve Hibrit Modelin elektrik fiyat tahmin performansları karşılaştırılmış ve hibrit modelin diğer iki modele göre daha iyi performans gösterdiği tespit edilmiştir.

Tablo 34. *(Devam)Yapay Zekâ Yöntemleri ile Yapılan Elektrik Fiyat Tahmini Çalışmaları*

Yazarlar	Veri Seti	Piyasa	Model	Bulgular
Chaabane 2014	Saatlik Elektrik Fiyatları	Nord Pool Elektrik Piyasası	ARFIMA, ANN	ARFIMA modeli %13,89 sapmalı tahmin sonucu verirken, ANN modeli %10,93 sapmalı tahmin sonucu vermiştir.
Kölmek ve Navruz 2015	Günlük Elektrik Fiyatları	Türkiye Elektrik Piyasası	ARIMA, Yapay Sinir Ağları	Seçilen döneme göre modellerin performansı farklılık göstermektedir. Bazı dönemlerde ARIMA modeli, bazı dönemlerde ise YSA modeli daha üstündür. Ortalamaya bakıldığında ise YSA modeli daha iyi sonuç vermiştir.
Özözen vd. 2016	Saatlik Elektrik Fiyatları	Türkiye Elektrik Piyasası	SARIMA, SARIMA-Yapay Sinir Ağları (Hibrit Model)	Yalnızca SARIMA modeli ile yapılan örneklem dışı elektrik fiyatı tahmin sonucu %13,8'lik bir sapma gösterirken, SARIMA ile YSA modelinin hibrit olarak kullanıldığı tahmin modeli %10,2'lik bir sapma göstermiştir.
Sandhu vd. 2016	Saatlik Elektrik Fiyatları	Ontario Elektrik Piyasası	Yapay Sinir Ağları	Çalışmada, elektrik fiyatlarının tahmini için 4 farklı sinir ağı modeli kurulmuş ve %14 ile %16 arasında MAPE değeri veren tahmin sonuçları elde edilmiştir.
Özgüner vd. 2017	Günlük Elektrik Fiyatları	Türkiye Elektrik Piyasası	ARIMA, Yapay Sinir Ağları	Elektrik fiyat tahmininde YSA modeli, ARIMA modeline göre daha iyi performans göstermiştir.
Chang vd. 2018	Yarım Saatlik Elektrik Fiyatları	New South Wales Elektrik Piyasası	ARIMA, ANN, LSTM	Elektrik fiyat tahmininde ANN modeli, ARIMA modelinden daha iyi performans göstermiştir. LSTM modeli, hem ANN hem de ARIMA modelinden daha iyi performans göstermektedir.
Uğurlu vd. 2018	Saatlik Elektrik Fiyatları	Türkiye Elektrik Piyasası	Markov Rejim Değişim Modeli, SARIMA, Yapay Sinir Ağları	Elektrik fiyat tahmininde YSA modeli Markov Rejim Değişim ve SARIMA modellerinden daha üstün performans göstermiştir.
Xie vd. 2018	Saatlik Elektrik Fiyatları	PJM Elektrik Piyasası	ANN, CNN, LSTM,	ANN, CNN ve LSTM modelleri sırasıyla %9,86, %8,89 ve %6,94 sapmalı tahmin sonucu vermiştir.

Tablo 34. *(Devam)Yapay Zekâ Yöntemleri ile Yapılan Elektrik Fiyat Tahmini Çalışmaları*

Yazarlar	Veri Seti	Piyasa	Model	Bulgular
Mujeeb vd. 2019	Saatlik Elektrik Fiyatları	New York Elektrik Piyasası	LSTM, ELM (Extreme Learning Meachine), NARX (Nonlineer ARX)	Elektrik fiyat ve yük tahmininde LSTM modeli, ELM ve NARX modellerinden daha iyi tahmin performansı göstermiştir.
Windler vd. 2019	Günlük Elektrik Fiyatları	EPEX Elektrik Piyasası	WNN (Weighted Nearest Neighbor), TBATS, İleri Beslemeli Derin Sinir Ağı	Günlük verilerle gerçekleştirilen bir aylık elektrik fiyat tahmininde WNN ve TBATS modelleri sırasıyla %14,16 ve %15,08 MAPE değeri verirken, ileri beslemeli derin sinir ağı modeli %12,58 MAPE değeri vermiştir.
Babushkin ve Capatana 2020	Saatlik Elektrik Fiyatları	New York ve New South Wales Elektrik Piyasası	CNN	CNN modeli, elektrik fiyatlarının karakteristik yapılarını öğrenmede başarılı sonuç vermektedir. Bu durum tahmin performansının yüksek olmasını sağlamaktadır.
Ertaylan vd. 2021	Saatlik Elektrik Fiyatları	Türkiye Elektrik Piyasası	Yapay Sinir Ağları	Farklı katman ve nöron sayısı ile kurulan yapay sinir ağı modellerinde, elektrik fiyat tahmininde 0,10 MPE değeri elde edilmiştir.
Li ve Becker 2021	Saatlik Elektrik Fiyatları	Nord Pool Elektrik Piyasası	LSTM, CNN-LSTM, ConvLSTM	Elektrik fiyat tahmininde LSTM modellerinin kullanılması, ilgisiz bilgileri elimine etmekte ve tahmin performansını geliştirmektedir.

Tablo 33 ve Tablo 34'te belirtilmiş olan çalışmalar incelendiğinde, çalışmaların bazılarında yalnızca istatistiki yöntemlerin veya yalnızca yapay sinir ağlarının kullanılarak tahminleme yapıldığı, bazılarında ise istatistiki yöntemler ile yapay sinir ağlarımım bir arada kullanılarak yöntemlerin tahmin performanslarının karşılaştırıldığı görülmektedir. Catalao vd. (2007), Shafie-Khah vd. (2011), Chaabane (2014), Kölmek ve Navruz (2015), Özözen vd. (2016), Özgüner vd. (2017), Uğurlu vd. (2018), Chang vd. (2018) elektrik fiyat tahmininde istatistiki yöntemler ile yapay sinir ağlarını karşılaştırmış

ve yapay sinir ağları ile yapılan tahminlerin performansının daha iyi olduğu sonucuna ulaşmışlardır. Literatürde bu bağlamda, gerek ANN, CNN, LSTM gibi modellerin gerekse CNN-LSTM ve ConvLSTM gibi hibrit modellerin son yıllarda elektrik fiyat tahmininde sıklıkla kullanıldığı görülmektedir. Chan vd. (2012)'den aktaran Yang vd. (2017: 292), istatistiksel modellerin elektrik fiyatlarının doğrusal olmayan davranışını ve fiyattaki hızlı değişiklikleri yakalama konusundaki sınırlı yetenekleri nedeniyle sıklıkla eleştirildiğini belirtmektedir. Yang vd. (2017: 292)'ye göre, yapay zekâ yöntemleri tahminlerde kullanılan modellerdeki ağırlıkları ayarlayabilmekte ve bu yolla elektrik fiyatlarının karmaşık, dinamik ve doğrusal olmayan özelliklerini yakalayabilmektedir. Lago vd. (2018: 387-388), son yıllarda yapay sinir ağları alanında yeniliklerin arttığını ve derin öğrenme olarak bilinen yöntemlerin zaman serisi tahminlemesinde başarılı sonuçlar verdiğini belirtmektedirler. Bu bağlamda Lago vd. (2018), istatistiki yöntemler ve yapay zekâ yöntemlerinden oluşan 27 farklı modeli karşılaştırdıkları çalışmada, derin öğrenme yöntemlerinin elektrik fiyat tahmininde istatistiki yöntemlerden daha üstün performans gösterdiği sonucuna ulaşmışlardır.

Tablo 35. *Yapay Zekâ Modelleri ile Yapılan Çalışmaların Performansı*

Yazarlar	Elektrik Piyasası	Tahmin Dönemi	Tahmin Edilen Zaman Adımı	Model	MAPE
Guo ve Luh 2004	İngiltere	6 Ay	24 Saat	MLP	7,74-19,85
Mandal vd. 2006	Avustralya	1 Ay	1 Saat-6 Saat	ANN	9,75-20,03
Pao 2006	EPEX	1 Hafta-3 Ay	7-91 Gün	ANN	8,22-9,12
Sahay 2015	Ontario	12 Ay	1 Saat	ANN	9,43-41,97
Özözen vd. 2016	Türkiye	5 Gün	24 Saat	SARIMA-ANN (Hibrit)	10,2
Dalgın 2017	Türkiye	4 Gün	24 Saat	ANN	5,21-11,41
Chang vd. 2018	Avustralya	12 Ay	24 Saat	Geri Yayılım, LSTM	1,31-67,25
Karagülle 2018	Türkiye	1 Hafta	24 Saat	ANN	9,65-10,46
Khajeh vd. 2018	Amerika (PJM)	10 Gün	24 Saat	RNN	4,49-8,81
Khajeh vd. 2018	Amerika (PJM)	4 Hafta	168 Saat	MLP,CNN	6,77-10,43
Lago vd. 2018	EPEX	12 Ay	24 Saat	MLP, CNN, LSTM, GRU	13,04-13,91 (sMAPE)
Aineto vd. 2019	İberya	4 Hafta	168 Saat	RNN	5,01-24,22
Dikbaş 2019	Türkiye	12 Ay	1 Gün (Günlük PTF)	ANN	15,26
Lyu vd. 2019	Amerika (PJM)	2 Gün	24 Saat	LSTM	5,74-9,05
Cheng vd. 2020	New York	12 Ay	1 Saat	Geri Yayılım, CNN, LSTM	5,35-7,64
Hong vd. 2020	Amerika (PJM)	73 Gün	24 Saat	CNN	10,66-16,63
Jahangir vd. 2020	Ontario	73 Gün	24 Saat	CNN, LSTM	8,31-37,97
Schnürch ve Wagner 2020	EPEX	9 Ay	24 Saat	İleri Beslemeli Sinir Ağı	14,18
Zhang vd. 2020a	Amerika (PJM)	4 Hafta	24 Saat	Geri Yayılım, CNN, LSTM	5,87-16,83
Zhang vd. 2020b	Nord Pool	4 Ay	1 Saat	MLP, GRU, LSTM	5,77-18,80

Tablo 35'te yurtiçi ve yurtdışı literatürde elektrik fiyat tahminine yönelik yapay zekâ modelleri ile yapılan bazı tahminlerde elde edilen MAPE değerleri yer almaktadır. Yurtiçinde yapılan çalışmalarda Özözen vd. (2016), SARIMA ve ANN modeli ile hibrit bir model oluşturmuş ve yaptıkları tahminde %10,2 sapma değeri elde etmişlerdir. Dalgın (2017) ANN modeli ile %5,21 ile %11,41 arasında değişen sapma değeri elde ederken, Karagülle (2018) ANN modeli ile yapmış olduğu çalışmada %9,65-%10,46 arasında ve Dikbaş (2019) yine ANN modeli ile yapmış olduğu çalışmada %15,26 sapma değeri elde etmiştir. Kölmek ve Navruz (2015) ise, ANN modeli ile yaptıkları tahminde %14,15 sapmalı sonuç elde etmişlerdir. Öte yandan, Uğurlu vd. (2018) bir diğer performans değerlendirme kriteri olan MAE değeri ile ölçüm yaptıkları çalışmada 24 saatlik

tahminlerde ANN modeli ile 5,59 ile 7,63 Euro arasında, LSTM modeli ile 5,47 ile 7,66 Euro arasında ve GRU modeli ile 5,36 ile 5,86 Euro arasında MAE değeri elde etmişlerdir. Gündüz vd. (2020) ise, 24 saatlik tahminlerde LSTM modeli ile 30,16 TL, Encoder-Decoder (Kodlayıcı-Kod Çözüzü) LSTM modeli ile 30,04 TL, GRU modeli ile 28,39 TL ve Encoder-Decoder (Kodlayıcı-Kod Çözüzü) GRU modeli ile 27,86 TL MAE değeri elde etmişlerdir.

Yurtdışı literatürde ise, Geri Yayılım, ANN, MLP, CNN, RNN, LSTM ve GRU gibi çeşitli yapay zekâ modelleri ile yapılan elektrik fiyat tahmini çalışmalarında, piyasa, tahmin dönemi ve tahmin periyoduna göre çeşitli MAPE değerleri elde edildiği görülmektedir. Örneğin, Zhang vd. (2020a) PJM elektrik piyasasında Geri Yayılım, CNN ve LSTM modelleri ile yaptıkları 24 saatlik fiyat tahminlerinde %5,87 ile %16,83 değerleri arasında değişen sapma sonuçları elde ederken, Nord Pool piyasasında MLP, GRU ve LSTM modelleri ile yapmış oldukları bir diğer çalışmada Zhang vd. (2020b), 1 saatlik fiyat tahminlerinde %5,77 ile %18,80 değerleri arasında değişen sapma sonuçları elde etmişlerdir. PJM elektrik piyasasında Khajeh vd. (2018), RNN modeli ile 24 saatlik tahminlerde %4,41 ile %8,81 arasında, MLP ve CNN modelleri ile 168 saatlik tahminlerde ise %6,77 ile %10,43 arasında sapma değerleri elde etmişlerdir. Bir başka 168 saatlik tahminde Aineto vd. (2019) İberya piyasasında RNN ile %5,01 ile %24,22 arasında sapmalı sonuçlar elde etmişlerdir. PJM elektrik piyasasında 24 saatlik tahminlerde Hong vd. (2020) CNN modeli ile %10,66 ile %16,63 arasında, Lyu vd. (2019) LSTM modeli ile %5,74 ile %9,05 arasında sapmalı sonuç elde etmişlerdir. Mandal vd. (2006) Avustralya elektrik piyasasında ANN modeli ile 1-6 saatlik tahminlerde %%9,75 ile %20,03 arasında, Chang vd. (2018) ise BP ve LSTM modelleri ile 24 saatlik tahminlerde %1,31 ile %67,25 arasında değişen sapma değerleri elde etmişlerdir. EPEX piyasasında uygulanan iki ayrı çalışmada, Pao (2006) ANN modeli ile günlük fiyatlarla 8,22 ile 9,12 arasında MAPE değeri elde ederken, Schnürch ve Wagner (2020) ileri beslemeli sinir ağı modeli ile saatlik fiyatlarla 14,18 MAPE değeri elde etmişlerdir. Lago vd. (2018) ise, aynı piyasada MLP, CNN, LSTM ve GRU modelleri ile saatlik tahminler yapmış ve 13,04 ile 13,91 arasında sMAPE değerleri elde etmişlerdir. Yirmi dört saatlik tahminde Guo ve Luh (2004)'te İngiltere piyasasında MLP ile %7,74 ile %19,85 arasında sapmalı sonuç elde etmişlerdir. New York elektrik piyasasında yapılan çalışmada, 1 saatlik tahminde Cheng vd. (2020) 12 aylık periyot için Geri Yayılım, CNN ve LSTM modelleri ile 5,35 ile 7,64 arasında MAPE değeri elde ederken,

aynı piyasa üzerine yapılan bir başka çalışmada Huang vd. (2020) LSTM ve CNN modelleri ile 5,23 ile 6,55 değerleri arasında MAPE değeri elde etmişlerdir. Bir başka elektrik piyasası olan Ontario piyasasında ise, Sahay (2015) ANN modeli ile yaptığı birer saatlik tahminlerde %9,43 ile %41,97 değerleri arasında sapmalı sonuçlar elde ederken, Jahangir vd. (2020) CNN ve LSTM modelleri ile yaptıkları 24 saatlik tahminde %8,31 ile %37,97 değerleri arasında sapmalı sonuçlar elde etmişlerdir. Haluzan vd. (2020), Yunanistan ve Macaristan elektrik piyasaları üzerine yaptıkları çalışmalarda ise ANN ve LSTM modelleri ile 18,10-25,10 aralığında MAPE değerleri elde etmişlerdir.

Yapay zekâ modelleri farklı piyasalarda, farklı dönemlerde ve farklı parametrelerde farklı sonuçlar verebildiğinden dolayı, bu modeller ile elde edilen tahmin sonuçlarının karşılaştırılmasında genelleme yapmak yerine, yalnızca belirli parametreler altında belirli bir veri seti için uygulanan modellerin performansı hakkında çıkarımda bulunulabilmektedir. Bu durum, yalnızca yapay zekâ modelleri ile sınırlı olmamakla birlikte, yapay zekâ modelleri karmaşık olan ve doğrusal olma özelliği taşımayan elektrik fiyatlarının bu özelliklerini modellemede istatistiksel yöntemlere göre daha iyi performans sergilemektedir (Weron, 2014: 31-32).

3. VERİ SETİ

Çalışmada, Gün Öncesi Piyasası elektrik fiyatı olan Piyasa Takas Fiyatı (PTF) tahmin edilecektir. Tahmin modelinde bağımlı değişken olarak PTF yer alırken, dışsal değişken (eksojen) olarak da literatürden hareketle, gerçek zamanlı tüketim, yük tahmin planı, sistem marjinal fiyatı, gerçek zamanlı hidroelektrik santral üretimi, gün değişkeni ve hava durumu verileri (sıcaklık ve rüzgâr hızı) modele dahil edilmiştir. Veriler, aşağıda iki ayrı başlık halinde ele alınmıştır.

Çalışmada, hem bir gün (24 saat) için hem de bir hafta (168 saat) için PTF değerlerinin tahmin edilmesi amaçlanmıştır. Bunun için PTF ve dışsal değişkenlerin %90'ı (37.800 saatlik bölümü) modellerin eğitimi için ayrılmıştır. Kalan %10'luk (4.200 saatlik) bölüm ise doğrulama (validation) ve test için kullanılmıştır. Bu bağlamda, doğrulama ve test için ayrılan 4.200 saatlik verinin 3.528 saatlik bölümü modellerin doğrulanması için kullanılmış, 672 saatlik (4 haftalık) bölümü de test edilmesi için ayrılmıştır. Veri setinin tarihsel olarak eğitim, doğrulama ve test için bölümlendirilmesi şu şekildedir:

Eğitim Seti Dönemi: 13.06.2016-04.10.2020

Doğrulama Seti Dönemi: 05.10.2020-28.02.2021

Test Dönemi: 01.03.2021-28.03.2021

Modellerin uygulanmasının ilk aşamasında 13.06.2016-04.10.2020 dönemine ait eğitim verileri ile modeller eğitilmiş ve 05.10.2020-28.02.2021 dönemine ait veriler üzerinde her döngüde 1 adım ileri gidilerek 3.528 saat boyunca tahminleme ile modelin doğrulaması yapılmıştır. Modellerin doğrulanmasından sonra ikinci aşamada ise, 13.06.2016-28.02.2021 dönemi verileri ile modeller eğitilmiş ve 01.03.2021-28.03.2021 dönemine ait örneklem dışı bırakılan veriler için 24 saat ve 168 saat ilerisi için tahminleme yapılmıştır.

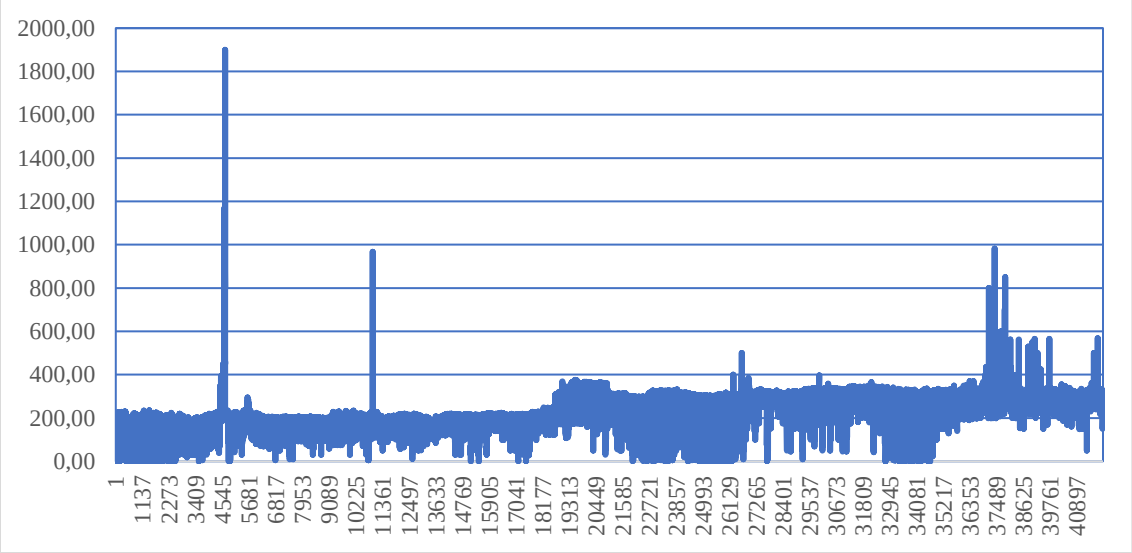
3.1. GÜN ÖNCESİ PİYASASI PİYASA TAKAS FİYATI

Gün Öncesi Piyasası Piyasa Takas Fiyatı (PTF), haftanın her günü ve 24 saatin tamamı için EPİAŞ tarafından bir optimizasyon yazılımı kullanılarak belirlenmektedir. Bu yazılım, GÖP'te piyasa katılımcılarının alış ve satış yönündeki fiyat ve miktar tekliflerini değerlendirip, 24 saatin her bir saat için sezgisel algoritmalar ve matematiksel program çözücüsü kullanarak eşleşen miktarı ve fiyatı belirlemektedir. Söz konusu yazılım, EPİAŞ tarafından 1 Haziran 2016 tarihi itibariyle kullanılmaya başlanmıştır (EPİAŞ, 2016a: 2). Buradan hareketle ve PTF'nin pazartesi günü ile başlayıp pazar günü ile son bulması için, EPİAŞ'ın optimizasyon yazılımını kullanmaya başladığı günün 12 gün sonrasından başlanarak (06.06.2016-12.06.2016 arasındaki 1 haftalık veri, PTF'nin 168 saatlik gecikme değerlerini kullanılarak model performanslarının ölçülmesinde kullanıldığından çalışmaya dahil edilmemiştir) 13.06.2016-28.03.2021 dönemini kapsayan toplam 42.000 saatlik PTF değerleri, EPİAŞ Şeffaflık Platformu'ndan temin edilmiştir. EPİAŞ Şeffaflık Platformu'nda PTF verileri MWh başına Türk Lirası, Amerikan Doları ve Euro cinsinden yayımlanmaktadır. Çalışmada PTF'nin MWh başına Türk Lirası cinsinden (TL/MWh) değerleri kullanılmıştır.

Veri setinin son 4 haftası olan 01.03.2021-28.03.2021 dönemine ait PTF değerleri tahmin edilmek üzere seçilmiştir. Haftalık tahminlerde, dört haftalık süreyi kapsayan bu dönemin her bir haftasına ait 168 saat için modeller ayrı ayrı uygulanmıştır. Burada amaç, Mart 2021 dönemine ait her bir hafta için modellerin tahmin performansını ayrı ayrı elde etmektir. Bu nedenle, Mart 2021'e ait birinci hafta için 13.06.2016-28.02.2021 dönemi verileri modelleri eğitmek için kullanılmış, 01.03.2021-07.03.2021 dönemi verileri

örneklem dışı bırakılarak tahmin için ayrılmıştır. Sonraki üç hafta için eğitim verilerinin bitiş tarihleri birer hafta ileri kaydırılarak modeller uygulanmıştır. Böylece, ikinci hafta için uygulanan modelde 13.06.2016-07.03.2021 dönemi verileri eğitim, 08.03.2021-14.03.2021 dönemi verileri tahmin; üçüncü hafta için uygulanan modelde 13.06.2016-14.03.2021 dönemi verileri eğitim, 15.03.2021-21.03.2021 dönemi verileri tahmin ve son olarak dördüncü hafta için uygulanan modelde 13.06.2016-21.03.2021 dönemi verileri eğitim, 22.03.2021-28.03.2021 dönemi verileri tahmin verileri olmuştur. Günlük tahminlerde ise, ilk gün için 13.06.2016-28.02.2021 dönemi verileri eğitim için kullanılmış, 01.03.2021 gününe ait 24 saatlik veri ise örneklem dışı bırakılarak tahmin için ayrılmıştır. Takip eden her bir gün için, eğitim verilerinin bitiş tarihleri birer gün kaydırılarak modeller uygulanmıştır. Böylece, ikinci gün için 13.06.2016-01.03.2021 dönemi verileri eğitim, 02.03.2021 gününe ait veriler ise tahmin verisi olmuş ve tahmin dönemi 28.03.2021 tarihinde son bulacak şekilde bu süreç devam ettirilmiştir.

Şekil 7. *Saatlik Piyasa Takas Fiyatı (13.06.2016-28.03.2021)*



Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık Platformu, Veri Tabanı, (2021)

Şekil 7'de, 13.06.2016-28.03.2021 dönemine ait saatlik PTF gösterilmiştir. Ancak, şekilde görüldüğü üzere, Gün Öncesi Piyasası Piyasa Takas Fiyatı 0 olarak gerçekleşebildiği gibi, zaman zaman sıçramalar göstererek 600 TL/MWh, 800 TL/MWh, 1000 TL/MWh, 1800 TL/MWh bandında da gerçekleştiği saat dilimleri olmuştur. Ele alınan dönemde, PTF ortalaması 228,08 TL/MWh olarak gerçekleşmiş ve PTF bu değerin altında ve üstünde volatil bir yapı sergilemiştir.

Tablo 36. *Saat Bazında Piyasa Takas Fiyatına Ait Tanımlayıcı İstatistikler*

Saatler	Minimum (TL/MWh)	Maksimum (TL/MWh)	Ortalama (TL/MWh)
0	1,94	357,14	224,73
1	1,00	354,78	224,06
2	0,09	353,47	205,09
3	0,00	351,03	188,87
4	0,00	351,33	180,24
5	0,00	352,14	179,33
6	0,00	351,81	181,37
7	0,00	351,67	203,71
8	0,00	361,93	232,65
9	0,00	699,18	238,14
10	0,00	999,99	244,17
11	0,00	1.159,18	251,37
12	0,00	999,98	228,34
13	0,00	799,99	234,27
14	0,00	1.899,99	247,18
15	0,00	1.505,05	242,86
16	0,00	982,00	246,13
17	0,00	1.169,55	248,93
18	0,86	777,00	250,32
19	4,00	785,00	255,88
20	65,00	524,99	256,11
21	97,00	401,42	250,90
22	25,01	362,14	238,32
23	2,00	358,44	220,84

Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık Platformu, Veri Tabanı, (2021)

Tablo 36'da 13.06.2016-28.03.2021 dönemine ait saatlik bazda PTF (TL/MWh) değerleri yer almaktadır. Söz konusu dönemde PTF'nin ortalama olarak en düşük olduğu zaman 179,33 TL/MWh ile beşinci saat dilimi olan 05:00-06:00 saatleri arası olurken, ortalama olarak en yüksek olduğu zaman 256,11 TL/MWh ile yirminci saat dilimi olan 20:00-21:00 saatleri arası olmuştur. PTF bu dönemde, 9 saat dilimi haricinde 0,00 TL/MWh değerini görürken, 1.899,99 TL/MWh ile 14:00-15:00 saatleri arasında en yüksek değerini görmüştür.

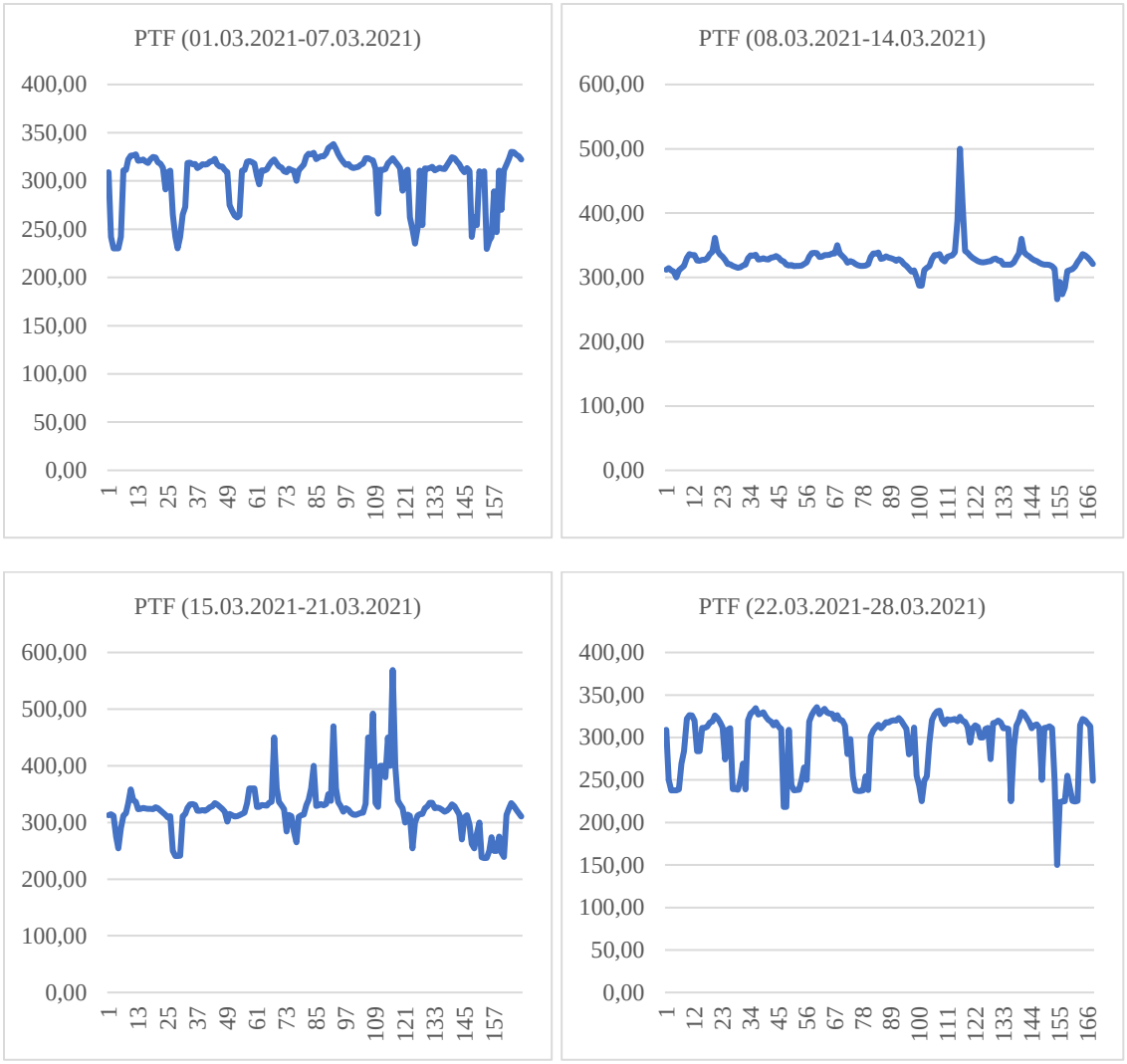
Tablo 37. *Günlük Ortalama Piyasa Takas Fiyatına Ait Tanımlayıcı İstatistikler*

Günler	Minimum (TL/MWh)	Maksimum (TL/MWh)	Ortalama (TL/MWh)
Pazartesi	104,58	366,55	229,49
Salı	62,17	440,35	233,20
Çarşamba	51,27	409,34	235,41
Perşembe	62,56	398,25	235,95
Cuma	106,20	586,56	236,67
Cumartesi	101,17	342,99	227,14
Pazar	19,08	315,42	198,67

Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık Platformu, Veri Tabanı, (2021)

Tablo 37'de 13.06.2016-28.03.2021 dönemine ait saatlik PTF'nin her gün için 24 saatin ortalaması alınarak oluşturan günlük ortalama PTF'nin haftanın günleri bazında tanımlayıcı istatistikleri yer almaktadır. Bu dönemde, en düşük günlük ortalama PTF'nin gerçekleştiği gün 19,08 TL/MWh ile Pazar günü olurken, en yüksek günlük ortalama PTF'nin gerçekleştiği gün 586,56 TL/MWh ile Cuma günü olmuştur. Tüm veri seti boyunca her güne ait gerçekleşen günlük ortalama PTF'lerin ortalamasına bakıldığında ise, günlük ortalama PTF'nin 198,67 TL/MWh ile 236,67 TL/MWh arasında dağıldığı görülmektedir. Buna göre, en düşük günlük ortalama PTF'ye Pazar günü sahipken, en yüksek günlük ortalama PTF'ye Cuma günü sahip olmuştur. Hafta içi tüm günlerde gerçekleşen PTF'lerin günlük ortalaması, hafta sonu günlerinde gerçekleşen PTF'lerin günlük ortalamasından daha yüksektir.

Şekil 8. *Test Verisi*



Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık Platformu, Veri Tabanı, (2021)

Şekil 8, tahmin edilecek PTF'yi haftalık bazda göstermektedir. Ele alınan 672 saatlik dönemde PTF ortalaması 312,35 TL/MWh olarak gerçekleşirken, bu dönemde en düşük PTF 150,01 TL/MWh, en yüksek PTF ise 569,00 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir.

Gün Öncesi Piyasası Piyasa Takas Fiyatları, Şekil 7 ve Şekil 8'de görüldüğü üzere sabit olmayan bir ortalama, ani fiyat sıçramaları, saat ve takvim etkisi, yüksek volatilite ve mevsimsellik gibi özellikler göstermektedir. Chaabane (2014: 190), elektrik fiyatlarının karakteristik özelliklerini ele alırken, gün ve hafta etkisine, ani sıçramalara ve kalıcı seviye değişikliklerine tabi olduğunun bilindiğini ve bu durumun elektrik talebinin ve üretimin mevsimsel dalgalanmalar göstermesi ile açıklanabileceğini belirtmektedir.

3.2. DIŞSAL DEĞİŞKENLER

PTF tahmini için modellere dahil edilecek dışsal değişkenlerin seçiminde literatürden yararlanılmıştır. Aggarwal vd. (2009: 15), literatürde PTF tahmininde kullanılan değişkenleri 5 kategoriye ayırmıştır. İlk kategoride, geçmiş tüketim, geçmiş rezervler, eşleşme miktarı, yakıt bazında üretim miktarı gibi piyasa verileri; ikinci kategoride, yük tahmini, tahmini rezervler, sıcaklık, hava durumu, yakıt fiyatları gibi belirsizlik içeren veriler; üçüncü kategoride, üretim kesintileri, iletim hatlarının durumu gibi stokastik belirsizlikler; dördüncü kategoride, geçmiş PTF değerleri, talep esnekliği, teklif stratejileri gibi davranışsal değişkenler; beşinci kategoride ise saat, gün, mevsim değişimi gibi kukla değişkenler yer almaktadır. Bu değişkenler arasında en çok kullanılanlar geçmiş PTF değerleri, tüketim değerleri, sıcaklık verileri, farklı yakıtların fiyatları, yakıt bazında üretim miktarları ve saat, gün gibi kukla değişkenlerdir (Aggarwal vd., 2009: 15).

Li vd. (2005: 2-3) de, elektrik fiyat tahmininde geçmiş fiyat ve tüketimin, gelecek fiyat ve tüketimle, eşleşme miktarının ise geçmiş tüketim ile ilişkili olabileceğini, üretim maliyetlerinin yakıt fiyatlarına bağlı olduğunu, ikili anlaşma ticaret miktarının gün öncesi piyasasında talebi etkileyebileceğini, mevcut hidroelektrik üretiminin PTF'yi etkileyebileceğini ve sıcaklığın hava değişiminin etkisini ölçmede bir kriter olduğunu belirtmektedir.

Literatürden hareketle çalışmada, PTF'nin tahmini için saatlik olarak elde edilebilen veya oluşturulabilen veriler göz önüne alınarak, PTF'nin 1 saat ve 1-2-3-4-5-6-7 gün (24-48-72-96-120-144-168 saat) gecikmeli değerleri, haftanın günleri, günün saatleri, mevsimler, geçmiş tüketim değerleri, yük tahmin planı, ikili anlaşma ticaret miktarı, eşleşme miktarı, sıcaklık, rüzgâr hızı, sistem marjinal fiyatı, yakıt bazında geçmiş üretim miktarları değişkenleri ve yakıt maliyetlerini etkileyebileceği düşünüldüğünden Amerikan Doları/Türk Lirası döviz kuru değişkeni ile birçok kombinasyon oluşturularak modeller uygulanmış ve doğrulama veri seti üzerinde elde edilen sonuçlara göre dışsal değişkenler belirlenmiştir. Uygulanan modellerde en iyi sonuçlar, haftanın günleri, geçmiş tüketim değerleri, yük tahmin planı, sistem marjinal fiyatı, hidroelektrik üretim miktarı, sıcaklık ve rüzgâr hızı değişkenleri kullanılarak yapılan tahminlerde elde edilmiş ve bu nedenle dışsal değişkenler bu değişkenlerle sınırlı tutulmuştur. Anbazhagan ve Kumarappan (2014: 712), girdi boyutu arttıkça, modelin karmaşıklığının arttığını, bunun da öğrenmeyi zorlaştırıp zayıf yakınsamaya neden olduğunu belirtmektedir. Anbazhagan

ve Kumarappan (2014: 712)'a göre, daha az sayıda ilgili girdiyle kurulan bir ağ, gerekli ilişkileri daha iyi geliştirmeye odaklanabilmektedir. Bu çalışmada, PTF'nin çeşitli gecikmeli değerleri de dahil olmak üzere, diğer değişkenler eklendikçe modellerin performansında düşüşler gözlenmiştir. Ayrıca, yakıt maliyetlerinin de modellerde yer alabilmesi için günlük olarak verisine ulaşılabilen Doğalgaz Referans Fiyatı (GRF) EPİAŞ Şeffaflık Platformu'ndan edinilerek, saatlik olarak çoğaltılıp doğalgaz fiyat verisi elde edilmiş ve bu verinin 01.09.2018 tarihinden itibaren yayınlanıyor olması nedeniyle GRF'nin dahil edildiği modeller bu tarihten itibaren eğitilmeye başlanmıştır. Ancak, burada da modellerin performansında düşüş gözlenmiştir. Tablo 38, çalışmada kullanılan dışsal değişkenleri özetlemektedir.

Tablo 38. *Kullanılan Dışsal Değişkenler*

Değişken Kodu	Değişken Açıklaması	Dönemi
GUN	Haftanın Günleri ve Resmi Tatiller	PTF Dönemi
GZT	Saatlik Gerçek Zamanlı Tüketim	PTF Dönemi - 24 Saat
HES	Saatlik Gerçek Zamanlı Hidroelektrik Santral Üretim Miktarı	PTF Dönemi - 24 Saat
RZG	Saatlik Rüzgar Hızı	PTF Dönemi
SCK	Saatlik Sıcaklık	PTF Dönemi
SMF	Saatlik Sistem Marjinal Fiyatı	PTF Dönemi - 24 Saat
YTP	Saatlik Yük Tahmin Planı	PTF Dönemi

Tablo 38'de yer alan dışsal değişkenlerin dönemleri her bir değişkenin özelliğine göre karar verilerek ele alınmıştır. GUN değişkeni, PTF'nin başlangıç tarihinden bitiş tarihine kadar oluşturulabilen bir değişkendir ve bu nedenle PTF ile aynı döneme denk gelecek şekilde kullanılmıştır. GUN değişkeninde, haftanın günleri Pazartesi gününden başlayıp Pazar günü son bulacak şekilde sırasıyla 1-2-3-4-5-6-7 şekilde kodlanmıştır. Ele alınan dönemde resmi tatillere gelen günler ise 8 olarak kodlanmıştır. Haftanın günleri ve resmi tatiller şeklindeki bu kodlama aynı günün her saatinde aynı olacak şekilde yapılmıştır.

GZT, HES ve SMF değişkenleri ele alınırken, PTF döneminin 24 saat öncesinde gerçekleşen değerler alınmıştır. Bunun nedeni, PTF'nin bilindiği teklif gününde GZT, HES ve SMF'nin en son bir gün öncesindeki değerlerinin biliniyor olmasıdır. YTP ise PTF ile aynı dönemde elde edilebilen bir veri olduğu için PTF dönemi boyunca olan değerleri alınmıştır. GZT, HES, SMF ve YTP verileri EPİAŞ Şeffaflık Platformu'ndan edinilmiştir. HES değişkeni, gerçek zamanda hem barajlardan hem de akarsulardan elde edilen hidroelektrik enerjisi miktarının toplamından oluşmaktadır.

SCK ve RZG verileri oluşturulurken, güneş enerji santrallerinin ve rüzgâr enerji santrallerinin kurulu olduğu iller baz alınmıştır. Bunun için öncelikle hem güneş enerji santrallerinin hem de rüzgâr enerji santrallerinin iller bazında toplam kurulu güç miktarları 01.04.2021 tarihi itibariyle Enerji Atlası web sayfasındaki verilerden yararlanılarak belirlenmiştir. Her iki santral türü için de iller toplam kurulu güç miktarı baz alınarak bir sıralama yapılmış ve ilk sekiz ile ait veriler Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nden temin edilmiştir. Sıcaklık değişkeni için güneş enerji santrallerinin toplam kurulu gücüne göre yapılan sıralamaya göre belirlenen ilk sekiz il sırasıyla, Konya, Kayseri, Ankara, Niğde, Afyonkarahisar, Gaziantep, Antalya ve Denizli olmuştur. Bu illerdeki toplam güneş enerji santrali kurulu gücü, Türkiye'deki toplam güneş enerji santrali kurulu gücünün %71'ini temsil etmektedir. Sıcaklık değişkenin yanında, güneş enerji santrallerinin üretim değerlerini etkileyebileceği öngörüldüğünden dolayı saatlik güneşlenme şiddeti, saatlik bulutluluk miktarı ve saatlik toplam direkt güneş radyasyonu verileri de edinilmiş ancak bu verilerde önemli ölçüde kayıplar olduğu için yalnızca saatlik sıcaklık değişkeni kullanılmıştır. Rüzgâr hızı değişkeni için rüzgâr enerji santrallerinin toplam kurulu gücüne göre yapılan sıralamaya göre belirlenen ilk sekiz il ise sırasıyla, İzmir, Balıkesir, Manisa, Çanakkale, Hatay, Afyonkarahisar, İstanbul ve Aydın olmuştur. Bu illerdeki toplam rüzgâr enerji santrali kurulu gücü, Türkiye'deki toplam rüzgâr enerji santrali kurulu gücünün %63'ünü temsil etmektedir. Sıcaklık verileri °C cinsinden, rüzgâr hızı verileri ise metre/saniye cinsinden edinilmiştir. Gerek sıcaklık gerekse rüzgâr hızı verilerinde boşluklar olması durumunda, bir önceki ve bir sonraki saat verisinin ortalaması alınarak bu boşluklar doldurulmuştur. Çalışmadaki tüm veriler, ham halleriyle kullanılmıştır.

4. METODOLOJİ

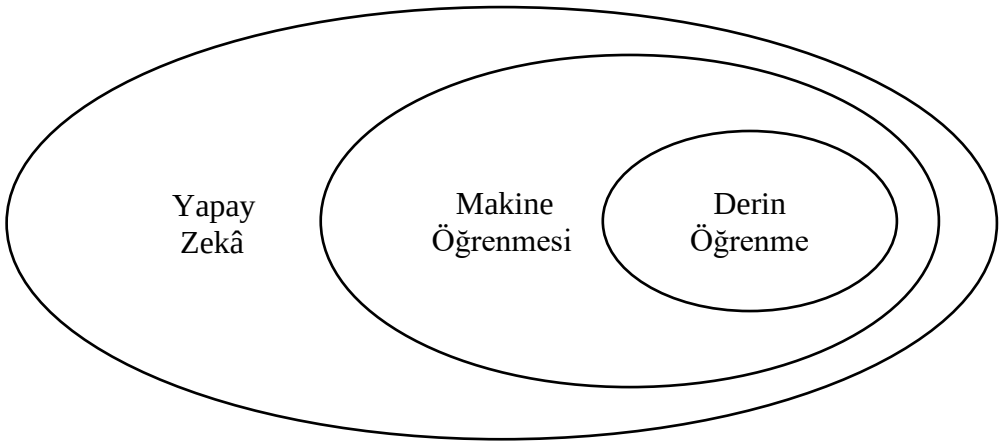
Spot elektrik fiyatları yüksek volatilite, kaldıraç etkisi, mevsimsellik, yenilenebilir enerji kaynaklarından etkilenme, fiyat sıçramaları gibi özellikler göstermektedir (Conejo vd., 2005b: 437). Elektrik enerjisinin depolanamayan bir emtia olması, talep ve arz arasındaki dengeyi sürdürme gereği, kısa zaman zarfında elektrik talebinin esnek olmayan yapısı ve elektrik fiyatlarının genellikle yüksek volatilite göstermesi, mevsimsellik özelliğine ve doğrusal olmayan yapıya sahip olması, elektrik fiyatlarının tahminini zorlaştırmaktadır (Aggarwal vd., 2009: 13; Raviv vd., 2015: 227).

Literatür taraması bölümünde ele alındığı üzere, Weron (2014: 1041), elektrik fiyat tahmini çalışmalarında kullanılan yöntemleri, çok etmenli modeller, temel

yöntemler, indirgenmiş biçimli modeller, istatistiksel yöntemler ve yapay zekâ modelleri olmak üzere beş kategori halinde ele almıştır. Bu çalışmada, Yang vd. (2017: 292) tarafından ağırlıkları ayarlayabilme ve böylece elektrik fiyatlarının karmaşık, dinamik ve doğrusal olmayan özelliklerini yakalayabilme kabiliyeti belirtilen ve Lago vd. (2018: 387-388)'nin zaman serisi tahminlemesinde sıklıkla kullanılan istatistiki yöntemlere göre daha başarılı sonuçlar verdiğini belirtmiş olduğu yapay zekâ yöntemleri ile tahminleme yapılması amaçlanmıştır. Bu doğrultuda, yapay zekâ yöntemlerinden derin öğrenme teknikleri olarak adlandırılan ve Chaabane (2014), Xie vd. (2018), Chang vd. (2018), Bento vd. (2018), Kuo ve Huang (2018), Uğurlu vd. (2018), Mujeeb vd. (2019), Cheng vd. (2020), Babushkin ve Capatana (2020), Huang vd. (2020), Li ve Becker (2021) gibi son dönemde birçok çalışmada elektrik fiyat tahmininde kullanılarak performansı test edilmiş derin öğrenme teknikleri olan MLP, CNN, LSTM ve GRU modelleri tahminleme için belirlenen yöntemler olmuştur.

Şekil 9'da gösterildiği üzere derin öğrenme, makine öğrenmesinin bir alt sınıfı, makine öğrenmesi de yapay zekanın bir alt sınıfıdır. Yapay zekâ kısaca, insanlar tarafından gerçekleştirilen görevlerin otomatikleştirilme çabası olarak tanımlanmaktadır. Makine öğrenmesi ise, bilgisayarın belirli bir görevin nasıl gerçekleştiğini kendi başına öğrenip, programcıların elle veri işleme kuralı oluşturması yerine bu kuralı verilere bakarak otomatik olarak öğrenebilir mi sorusundan doğmuştur. Klasik programlamada, programcılar kuralları ve bu kurala göre işlenecek verileri girip cevapları alırken, makine öğrenmesinde beklenen yanıtlar ve veriler girilip sistem eğitilerek sistemin görevi otomatikleştirmek için kurallar bulması sağlanmaktadır (Chollet, 2018: 4-5).

Şekil 9. *Yapay Zekâ, Makine Öğrenmesi ve Derin Öğrenme*



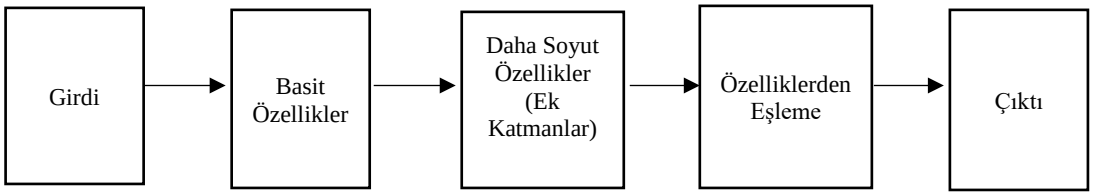
Kaynak: Chollet (2018: 4).

Bir görev için özelliklerin çıkarılmasında gerekli istatistiksel yapıyı bulmak adına temsil edilen veriyi keşfetmek için makine öğrenmesinin kullanılması, temsili öğrenme olarak adlandırılmaktadır. Temsili öğrenme yapay zekâ sisteminin hızlı bir şekilde biz dizi özelliği keşfetmesini sağlamaktadır. Yapay zekâ uygulamasındaki ana zorluk, varyasyon faktörlerinin birçoğunun gözlemlenen her bir veri parçasını etkilemesidir. Bir temsili elde etmek için orijinal problemi çözmenin çok zor olduğu durumlarda derin öğrenme, daha basit temsillerle ifade edilen temsiller sunarak bu sorunu çözmektedir. Örneğin, derin öğrenme bir görüntüyü temsil edebilmek için resmi köşeler ve konturlar gibi daha basit kavramları tanımlayarak, bu basit kavramlardan karmaşık kavramlar oluşturmasını sağlamaktadır (Goodfellow vd., 2016: 3-5).

Makine öğrenmesinin bir alt alanı olan derin öğrenmedeki derinlik kavramı, temsil edilen verileri öğrenme işlevi gören ardışık katmanlardan gelmektedir. Bir veri modeline kaç katmanın katkıda bulunduğuna, o modelin derinliği denilmektedir. Derin öğrenmede bu katmanlar öğrenme işlevini, sinir ağı adı verilen modeller aracılığıyla gerçekleştirirler. Derin sinir ağları, girdi ile hedefi eşlemeyi derin katmanlar aracılığıyla yapar ve öğrenme bu katmanlardaki girdiler vasıtasıyla gerçekleşir (Chollet, 2018: 8-10). Derin öğrenme, hiyerarşik olan ve doğrusal olmayan birçok bilgi işleme katmanını kullanma özelliğine sahiptir ve gözlemsel verilerin özelliklerini veya temsillerini alt düzeydeki özelliklerden hesaplamaktır (Deng ve Yu, 2014: 217).

Goodfellow vd. (2016: 10), derin öğrenmedeki girdi-çıktı sürecini Şekil 10'daki gibi özetlemektedir.

Şekil 10. *Derin Öğrenmede Girdi-Çıktı Süreci*

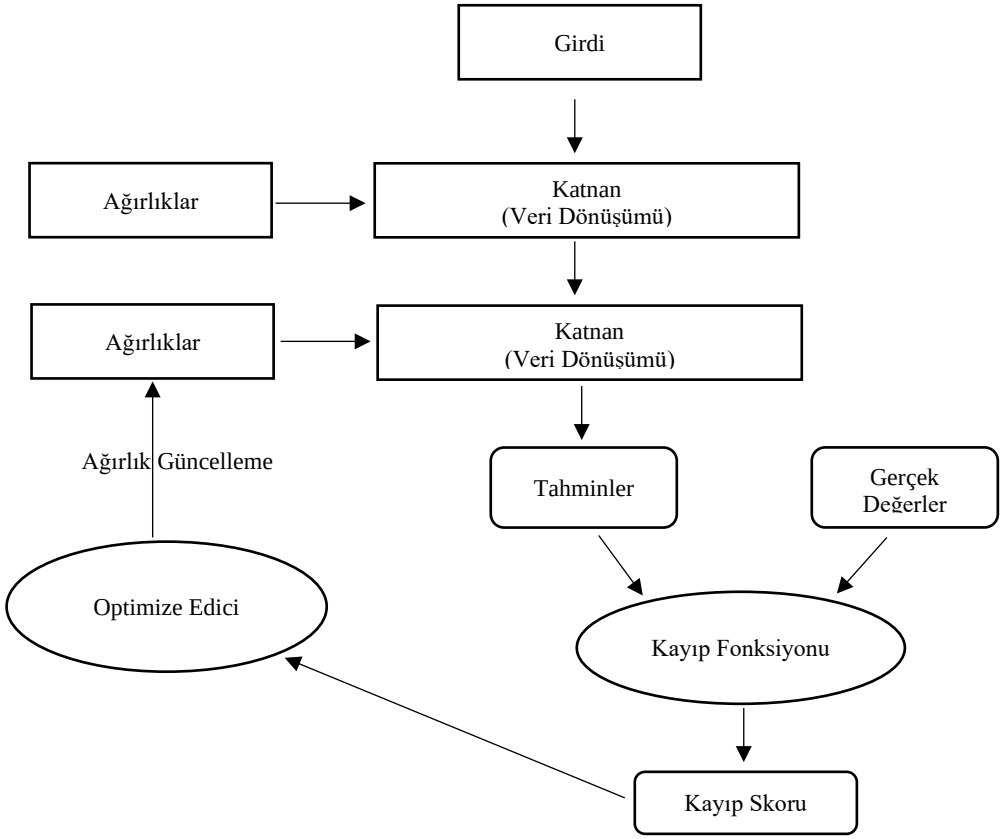


Kaynak: Goodfellow vd. (2016: 10).

Derin öğrenmede girdi-çıktı sürecinde katmanlar, girdi verilerinin ağırlıkları ile parametrelendirilir. Ağdaki katmanların ağırlıklar için bir dizi değer bulma işlemi, öğrenme olarak adlandırılır. Ancak, derin sinir ağları milyonlarca parametre içerebilmektedir ve bütün parametreler için doğru değeri bulmak gibi bir zorluk bulunmaktadır. Sinir ağlarının çıktısının beklenenden ne kadar uzak olduğu kayıp fonksiyonu ile ölçülür. Kayıp fonksiyonu ağın tahminleri ile gerçek hedefi karşılaştırarak

bir mesafe puanı hesaplayıp, kayıp değerlerini düşürecek yönde ağırlıkların güncellenmesi için optimize ediciye sinyal gönderir. Geri yayılım denilen bu süreç, kayıp fonksiyonunu en aza indiren ağırlık değerleri elde edilene kadar tekrarlanarak ağ eğitilmiş olur (Chollet, 2018: 10-11). Şekil 11'de derin sinir ağlarının eğitimine ilişkin bu süreç gösterilmiştir.

Şekil 11. *Derin Sinir Ağlarının Eğitim Süreci*



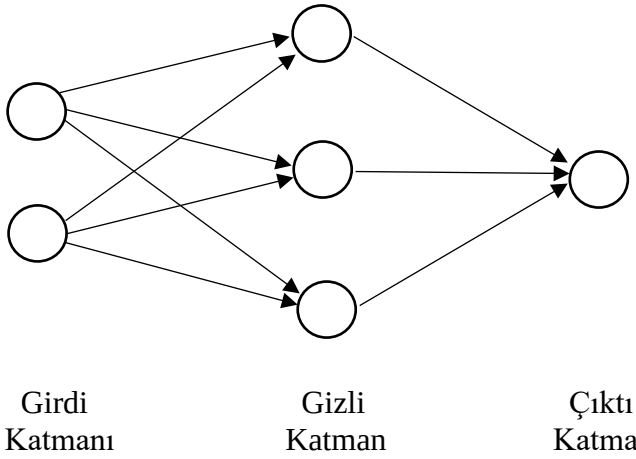
Kaynak: Chollet (2018: 11).

4.1. ÇOK KATMANLI ALGILAYICILAR (MULTILAYER PERCEPTRONS-MLP)

Biyolojik merkezi sinir sisteminin sinir hücresi nöronlarından oluşan ağları simüle etmeye çalışan hesaplama ağları olan yapay sinir ağları (Graupe, 2007: 1), insan beyninin bilgi edinimini ve işlemesini taklit ederek öğrenmeye çalışan yapay zekâ yöntemlerinden biridir. En yaygın olarak kullanılan yapay sinir ağı yöntemi, çok katmanlı algılayıcılar (MLP) olarak adlandırılan birden fazla katmana sahip algısal ağ modelidir (Mirakyan vd., 2017: 230). Yapay sinir ağları, nöron olarak bilinen ve birbirine bağlı birkaç düğümden oluşur. Bu düğümler orijinal girdi özellikleri üzerinde doğrusal olmayan dönüşümleri gerçekleştirmek için kullanılır. Tipik bir çok katmanlı sinir ağı, bir girdi katmanına, en az

bir gizli katmana ve bir çıktı katmanına sahiptir (Lewis, 2017: 20). Bir veya birden çok gizli katmana sahip olan sinir ağı modelleri derin öğrenme olarak adlandırılmaktadır (O'Shea ve Nash, 2015: 1). Gizli katmanlardaki nöronlar, girdi ile çıktı arasında ilişki kurulmasını sağlar ve girdi katmanının boyutunun büyük olduğu durumlarda gizli nöronlar yüksek dereceli istatistiklerin elde edilmesinde önemli rol oynarlar (Gupta ve Sinha, 2000: 339). Şekil 12'de basit bir çok katmanlı sinir ağı yapısı verilmiştir.

Şekil 12. *Tek Gizli Katmana Sahip Çok Katmanlı Sinir Ağı Yapısı*



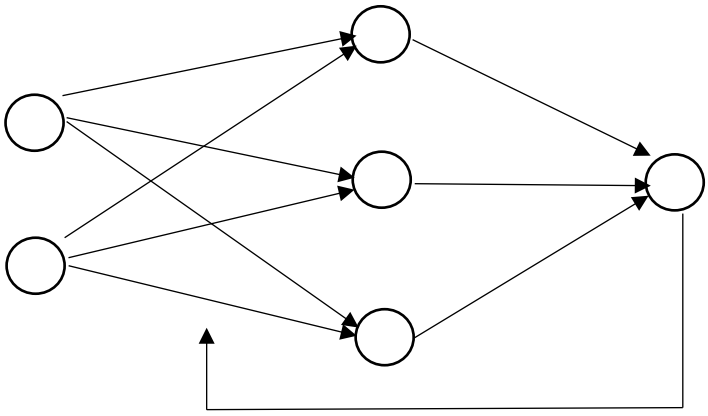
Kaynak: Lewis (2017: 21).

Yapay sinir ağları, ileri beslemeli sinir ağı ve geri beslemeli sinir ağı olmak üzere 2'ye ayrılmaktadır. İleri beslemeli sinir ağları, bilgi akışının girdi katmanından çıktı katmanına doğru gizli katmanlardan tek yönlü olarak geçerek ilerlediği sinir ağı yapılarıdır (Yazıcı vd., 2007: 68). Şekil 12'de gösterilen tek gizli katmana sahip sinir ağı modeli, ileri beslemeli sinir ağına örnektir. Burada gösterilen ağ yapısı, tamamen bağlı (fully connected) bir ağ yapısını temsil etmektedir. Bu yapı, ağın herhangi bir katmanındaki bir nöronun, önceki katmandaki tüm nöronlara bağlı olduğu anlamına gelmektedir. Bu yapıda sinyal akışı, soldan sağa olacak şekilde ileri yönde ve katman katman ilerlemektedir (Haykin, 2009: 124).

Geri beslemeli sinir ağları ise, belirli bir girdi için sinir ağının çıktısının hatasını hesaplayarak, hata puanını azaltmak için ağırlık vektörlerini güncellerken hatayı ağ üzerinden geriye doğru yayarak çalışırlar. Geri beslemeli sinir ağlarında, öncelikle ağırlıkların başlangıç değerleri sinir ağı tarafından rastgele olarak başlatılır. İkinci adımda ağırlıklar, nöronlardaki aktivasyon fonksiyonu aracılığıyla girdi katmanından gizli katmana ve çıktı katmanına doğru iletilir. Üçüncü adımda tahmin ile gerçekleşen

karşılaştırılıp hatanın yeterince küçük olup olmadığı kontrol edilerek, hata ağ üzerinden geriye doğru yayılır ve hatayı azaltmak için gradyanlar kullanılarak ağırlıklarda ayarlama yapılır. Bu süreç, hata puanı yeterince küçük olana kadar devam eder ve ağ bu şekilde öğrenme işlemini gerçekleştirir (Lewis, 2017: 28-29).

Şekil 13. *Tek Gizli Katmana Sahip Geri Beslemeli Çok Katmanlı Sinir Ağı Yapısı*



Kaynak: Anochi ve Velho (2016: 95).

Şekil 13'te geri yayılımlı çok katmanlı algılayıcı modelinin tek gizli katmana sahip bir örneği yer almaktadır. Bu mimari ile nöronlar katmanlar halinde sıralanır ve nöronlardaki sinyaller ileriye doğru gönderilirken, hesaplanan hatalar daha sonra geriye doğru yayılır. Çok katmanlı algılayıcı ağları nöronlar arasındaki bağlantıların ağırlıklarının ayarlanması ile eğitilmektedir. Ağ eğitilirken, tahmin edilen ile gerçekleşen arasındaki hatanın hesaplandığı ve geri yayılım adı verilen bir gözetimli öğrenme tekniği kullanılmaktadır (Hassim ve Ghazali, 2012: 3). Gözetimsiz öğrenme tekniğinde, nöronlar arasındaki bağlantılar tahmin edilen ile gerçekleşen değerlerin karşılaştırması yapılarak elde edilen besleyici sinyalleri almazken, gözetimli öğrenmede, tahmin edilen ile gerçekleşen değerler karşılaştırılıp nöronlar arasındaki bağlantıların ağırlıklarının ayarlanması için besleyici sinyaller oluşturulmaktadır (Ulusoy, 2010: 24).

Çok katmanlı algılayıcı modelinde tahmin edilen değer formül 1 ile hesaplanmaktadır (Mirakyan vd., 2017: 230):

$$f(x) = \sum_{n=1}^{n_h} W_{hj}\sigma(X)\ (\sum_{i=1}^{n_i} W_{ih}X_i + W_{0h}) + W_{0j} \qquad (1)$$

Formül 1'de, n_i ve n_h giriş katmanı ve gizli katmandaki nöron sayısı, X_i girdiler, W_{jh} gizli katmanlar ve çıkış katmanı arasındaki ağırlıklar, W_{ih} girdi katmanı ve gizli katmanlar arasındaki ağırlıklar, W_{0h} sabit girdi ve gizli katmanlar arasındaki ağırlıklar, W_{0j} sabit girdi ve çıktı katmanı arasındaki ağırlıklar ve σ aktivasyon fonksiyonudur. Geri yayılımlı modelde öncelikle, değişkenler ağa sunulur ve her bir nöronda atanan ilk ağırlıklar değişkenlere ait değerler ile çarpılıp elde edilen değerler toplanır ve bu toplama bias değeri de eklenerek aktivasyon fonksiyonu ile diğer katmanlardaki nöronlara gönderilir. Bir sonraki katmana gönderilen bu değerler, o katmanın giriş değerlerini oluşturmaktadır. Bu şekilde en son çıkış katmanında ağın ürettiği çıktılar gerçekleşen verilerle karşılaştırılarak hatalar hesaplanır (Mirakyan, vd. 2017: 230; Ser ve Bati, 2019: 408).

$$W_{ji} = W_{ij}(t-1) + \Delta W_{ji}(t) \qquad (2)$$

Geri yayılım aşamasında ise, her bir ara katmanda 2 numaralı formülde Wji ile belirtilen ağırlıklar 't' yinelemesinde 't-1' anına göre güncellenir. Formüldeki ΔW_{ji} (t), ağırlıklardaki değişimi ifade etmektedir (Mirakyan, vd. 2017: 231).

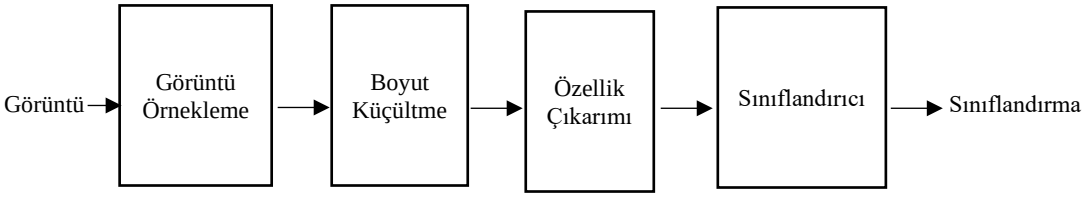
4.2. EVRİŞİMLİ SİNİR AĞLARI (CONVOLUTIONAL NEURAL NETWORKS-CNN)

Evrişimli sinir ağları (CNN), 1 boyutlu zaman serisi verilerini ve 2 boyutlu pikseller içeren görüntü verilerini işlemek için katmanlarından en az birinde genel matris çarpımı yerine özel bir doğrusal matematiksel işlem olan evrişimi kullanan sinir ağlarıdır (Goodfellow vd., 2016: 321). Evrişimli sinir ağları, öğrenme yoluyla kendi kendini optimize eden nöronlardan oluşmaları bakımından geleneksel yapay sinir ağlarına benzemektedirler. Evrişimli sinir ağlarında da her nöron aldığı girdiler ile yapay sinir ağlarında olduğu gibi bir işlem gerçekleştirmektedir. Burada da son katmanda tahmin edilen çıktı ile gerçekleşen karşılaştırılarak bir kayıp fonksiyonu elde edilmekte ve yapay sinir ağları için geçerli süreç evrişimli sinir ağlarında da geçerli olmaktadır. Ancak, yapay sinir ağlarından farklı olarak evrişimli sinir ağları ilk aşamada girdileri tanımak için bir örüntü tanıma alanı kullanmaktadır (O'Shea ve Nash, 2015: 2).

Evrişimli sinir ağları, görüntüler gibi ızgara modeline sahip verilerin alt seviyeden özelliklerini üst düzey kalıplara dönüştürmek üzere otomatik ve uyarlanabilir bir şekilde öğrenmek için tasarlanmış ve evrişim, havuzlama ve tamamen bağlı katmanlar olmak üzere üç tür katmandan oluşan derin öğrenme modelidir. Evrişimli sinir ağlarında, evrişim ve havuzlama katmanları özellik çıkarımını gerçekleştirirken, tamamen bağlı

katman da çıkarılan özellikleri nihai çıktı ile eşleme görevini görmektedir. Evrişimli sinir ağları, bu şekilde çoklu yapı taşlarını kullanarak geri yayılım yolu ile girdilerin özelliklerini çıkarmak ve öğrenmek için tasarlanmış ağ yapılarıdır (Yamashita vd., 2018: 611-612). Özellik çıkarımı, girdilerden alt düzey özellikler çıkarmak için ağ tarafından öğrenilen temsillerin kullanılmasından oluşmaktadır. Çıkarılan bu özellikler daha sonra sıfırdan eğitilen yeni bir sınıflandırıcı aracılığıyla çalıştırılmaktadır (Chollet, 2018: 143). Lawrence vd. (1997: 103), özellik çıkarma ve sınıflandırma sürecini yüz tanıma üzerinden Şekil 14'teki gibi göstermektedirler:

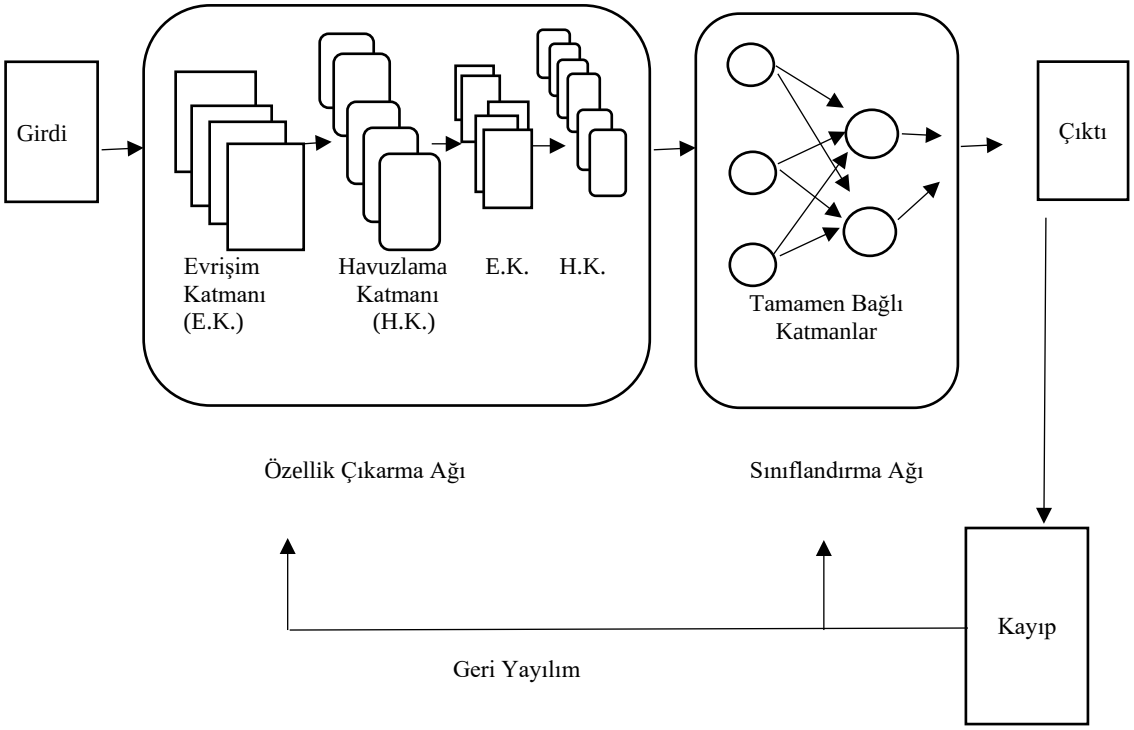
Şekil 14. *Evrişimli Sinir Ağlarında Özellik Çıkarma ve Sınıflandırma Süreci*



Kaynak: Lawrence vd. (1997: 103).

Indolia vd. (2018: 680), evrişimli sinir ağlarının, girdilerin özelliklerini çıkarma ve çıkarılan bu özelliklere dayalı olarak sınıflandırma yapma yeteneğinden dolayı literatürdeki farklı çalışmalardan hareketle görüntü sınıflandırma, nesne algılama, yüz tanıma, konuşma tanıma vb. gibi geniş çaplı bir kullanım alanına sahip olduğunu belirtmektedirler. Özellikle, benzer boyutlu katmanlara sahip standart sinir ağları ile karşılaştırıldığında, daha az bağlantı ve parametreye sahip olmalarından dolayı eğitilmeleri daha sorunsuz bir şekilde gerçekleşebilmektedir (Krizhevsky vd., 2017: 85). Genel bir evrişimli sinir ağı modeli, evrişim katmanı, havuzlama katmanı, ve tamamen bağlı katman(lar)dan oluşmaktadır (Indolia vd., 2018: 680). Şekil 15'te evrişimli sinir ağlarının genel mimarisi verilmiştir.

Şekil 15. *Evrişimli Sinir Ağı Mimarisi*



Kaynak: Kim (2017: 123); Yamashita vd. (2018: 613); Indolia vd. (2018: 683).

Evrişimli sinir ağı modelinde, ağın temel parçası olan evrişim katmanı girdilerin özelliklerini çıkarmaktadır. Evrişim katmanı birkaç özellik haritasından oluşmaktadır ve aynı özellik haritasına ait her bir nöron, kendinden önceki katmandaki farklı karakteristik özellikleri çıkarmak için kullanılmaktadır (Guo vd., 2017: 721-722).

Evrişim, özellik çıkarmak için kullanılan ve tensör adı verilen bir sayı dizisi olan girdi boyunca çekirdek (kernel) adı verilen küçük bir sayı dizisinin uygulandığı özel bir doğrusal işlem türüdür. Tensörün her konumu için çekirdeğin her bir elemanı ile hesaplama yapılır ve giriş tensörünün farklı özelliklerini temsil eden çok sayıda özellik haritası oluşturmak için bu süreç tekrarlanır. Evrişim süreci olarak adlandırılan bu süreç ile giriş tensörünün boyutu küçültülür. Evrişim işleminin temel özelliği ağırlıkların çekirdekler tarafından paylaşılmasıdır. Özellik haritalarıyla alt örnekleme yapılarak özniteliklere ilişkin daha geniş bir görüş alanı yakalanmış olur. Evrişim ile elde edilen çıktılar daha sonra bir aktivasyon fonksiyonu ile doğrusal olmayan bir etkinleştirme işlevinden geçirilir (Yamashita vd., 2018: 613-614).

Evrişimli sinir ağı yapısında, evrişim katmanından sonra gelen havuzlama katmanı ise, girdilerin boyutunu kademeli olarak küçültmek ve böylece parametre sayısını ve modelin hesaplama karmaşıklığını daha da azaltmak için kullanılmaktadır.

Havuzlama katmanı, girdideki her aktivasyon haritasının boyutunu ölçeklendirir (O'Shea ve Nash, 2015: 8).

Evrişimli sinir ağı yapısındaki sınıflandırma ağı, bir veya birden fazla tamamen bağlı katman(lar)dan oluşmaktadır. Sınıflandırma ağındaki katmanlar bir önceki katmandan bilgileri alarak mevcut katmanın her bir nöronuna bağlar ve buradan son bağlı katmana kadar bilgi iletilir. En sonda yer alan tamamen bağlı katman ise bu bilgileri çıktı katmanına iletmektedir (Guo vd., 2017: 722).

Evrişim katmanları tarafından çıkarılan ve havuzlama katmanları tarafından alt örneklere dönüştürülen özellikler, tek boyutlu sayı dizisine dönüştürülerek (düzleştirme işlemi) tamamen bağlı katmanlara bağlanmakta ve tamamen bağlı katmanlar aracılığıyla da ağın nihai çıktıları ile eşlenmektedir. Nihai çıktılar ile kayıp fonksiyonu hesaplandıktan sonra ise, geri yayılım süreci başlamakta ve bir optimizasyon algoritması aracılığıyla çekirdekler ve ağırlıklar bu kayıp fonksiyonu baz alınarak güncellenmektedir (Yamashita vd., 2018: 616-617).

Evrişimli sinir ağı modeli aşağıdaki formüllerle gerçekleştirilmektedir (Indolia vd., 2018: 685):

$$C_q^l = \left(\sum_{p=1}^{n} \sum_{u=-x}^{x} \sum_{v=-x}^{x} S_p^{l-1}(i-u, j-v) \left(k_{p.q}^l(u,v)\right)\right) + b_q^l \quad (3)$$

$$S_q^l(i,j) = \frac{1}{4} \sum_{u=0}^{z} \sum_{v=0}^{z} C_q^l(2i-u, 2j-v) \quad (4)$$

$$output = \sigma(W * f + b) \quad (5)$$

$$y(i) = \frac{e^{output}}{\sum_1^{labels} e^{output}} \quad (6)$$

Formül 3'te, n son katmandaki özellik haritalarının sayısını, p mevcut katmanın ve q önceki katmanın özellik harita indekslerini, l katmanı, b ve x sırasıyla filtrenin sapmasını ve boyutunu, S_p^0 üzerinde ilk evrişimin gerçekleştirileceği giriş görüntüsünü ve S_p^1, S_p^0 üzerinde havuzlama uygulandıktan sonra elde edilebilecek ikinci evrişimin gerçekleştirileceği girişi temsil etmektedir. Evrişim işleminden sonra, formül 4 kullanılarak havuzlama katmanı uygulanır. Formül 4'te, z havuz penceresi boyutunu temsil etmektedir. Formül 5'te, f son havuzlama işleminden sonra elde edilen nihai çıktı vektörü, W tamamen bağlı katmanın ağırlık vektörüdür ve σ aktivasyon fonksiyonudur. Formül 6'daki labels ise, sınıf etiketlerinin sayısını temsil etmektedir. Evrişim ve

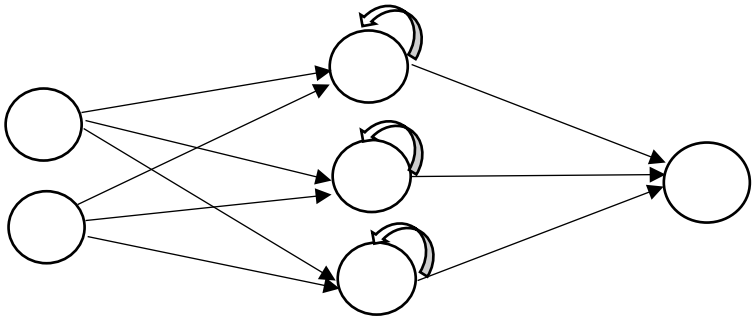
havuzlama işleminden sonra, bilgiler tamamen bağlı katmandan formül 5 kullanılarak geçirilir ve 6 numaralı formül ile sınıflandırma yapılır (Indolia vd., 2018: 685).

4.3. TEKRARLAYAN SİNİR AĞLARI (RECURRENT NEURAL NETWORKS-RNN)

Tekrarlayan sinir ağları (RNN), ağ yapısında geçmişten gelen bilgilerin kalıcı olarak kullanılmasına izin veren döngülere sahip bir sinir ağı türüdür (Shewalkar, 2018: 8). Tekrarlayan sinir ağları, özellikle sıralı verileri işlemek için geliştirilmiş bir sinir ağı modelidir. Evrişimli sinir ağları, görüntü işleme gibi alanlarda verilerin işlenmesinde uzmanlaşırken, tekrarlayan sinir ağları da sıralı bir şekilde bir dizi değeri işlemek için uzmanlaşmıştır (Goodfellow, 2016: 363).

Tekrarlayan sinir ağları, sıralı bilgileri öğrenmeye yardımcı olan bir sonraki girişi değerlendirirken geçmiş bilgileri de kullanmaktadırlar. Bu anlamda tekrarlayan sinir ağları, bilgiyi işleme açısından ileri beslemeli sinir ağlarından farklılık göstermektedir. İleri beslemeli sinir ağlarında bilgi giriş katmanından gizli katmanlar boyunca tek yönde ilerleyerek çıkış katmanına ulaşır ve bir nöron üzerinden ikinci kez geçmezler. Öte yandan, tekrarlayan sinir ağları bilgiyi döngü şeklinde işlemekte ve karar verme sürecinde mevcut girdi ile birlikte daha önceki girdilerden öğrendiklerini de dikkate almaktadır (Khan ve Sarfaraz, 2019: 13015-13016). Bu yapı, Şekil 16'da gösterilmiştir.

Şekil 16. *Tekrarlayan Sinir Ağı Yapısı*



Kaynak: Khan ve Sarfaraz (2019: 13016).

İleri beslemeli sinir ağları, geri yayılım algoritması kullanılarak eğitilirken, tekrarlayan sinir ağlarında Şekil 16'da gösterilen döngü, tekrarlayan bir süreç oluşturur ve bu da zaman içinde geri yayılım olarak adlandırılmaktadır (Lewis, 2017: 71-72). Zaman içinde geri yayılım, tekrarlayan sinir ağları tarafından kullanılan eğitim

algoritmasıdır. Zaman içinde geri yayılım, her bir zaman adımındaki verileri önceki zaman adımlarındaki verilere bağlayarak veri dizilerini sırasına göre işleme esasına dayanmaktadır (Althelaya vd., 2018: 2).

Tekrarlayan sinir ağları, her bir gizli katmanın ve çıktı katmanının çıktısını alarak gecikme düğümü denilen nöronlar aracılığıyla kendisini geri beslemektedir. Gecikme birimleri, bilgilerin bir adımdan diğerine geçmesine izin veren birimlerdir. Zaman serisi verileri, zamana göre sıralanmış kalıplar içermektedir ve veri üretimi için gerekli bilgi bu kalıplarda bulunmaktadır. Gecikme birimleri aracılığıyla, zaman serilerindeki bu kalıplar kalıcılık sergilemektedir ve bu durum tekrarlayan sinir ağının girdileri öğrenmesine ve genelleştirmesine izin veren bir kısa süreli bellek oluşturmaktadır. Bunu da önceki zaman adımının gizli katmanındaki aktivasyon değerlerini ve çıkış değerlerini depolayıp, bir sonraki zaman adımında bu değerleri ağa tekrar aktararak yapmaktadır (Lewis, 2017: 70-72).

Tekrarlayan sinir ağlarında kısa süreli hafızanın taşınma süreci matematiksel olarak formül 7 ile gösterilmektedir (Kumar vd., 2018: 1):

$$h_t = f(W * X_t + U * H_{t-1} \qquad \text{'f = aktivaston fonksiyonu'} \qquad (7)$$

Tekrarlayan sinir ağlarının mevcut zaman adımı girişi olan X_t ve geçmiş zaman adımı girişi olan H_{t-1} olmak üzere iki girişi bulunmaktadır. Tekrarlayan sinir ağının t adımında aldığı karar, t-1 zaman adımında verilen karardan etkilenmektedir (Kumar vd., 2018: 1).

4.3.1. Uzun Kısa Dönem Hafıza Modeli (Long Short Term Memory-LSTM)

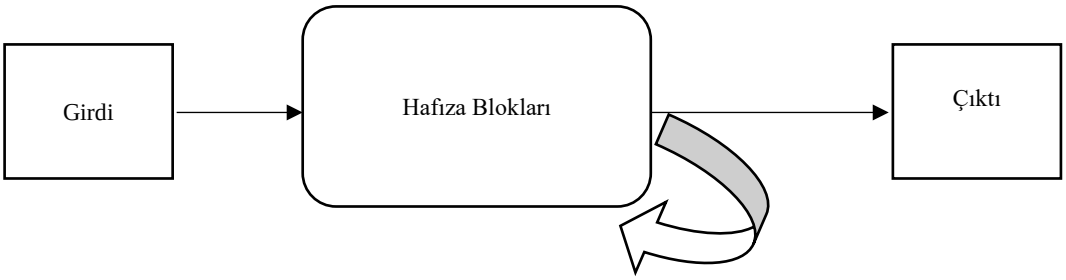
Tekrarlayan sinir ağlarında, zaman gecikmelerinin artmasıyla çok derin ileri beslemeli sinir ağları ortaya çıkmakta ve bu durum gradyan yok olması (vanishing gradient) problemini ortaya çıkarmaktadır. Tekrarlayan sinir ağlarındaki gradyan yok olması sorununu çözmek için geliştirilen uzun kısa dönem hafıza modeli (LSTM) ve kapılı tekrarlayan birim modeli (GRU), hücrelerine belirli bilgileri ne zaman unutacaklarını belirleme yeteneği vererek optimal zaman gecikmelerini belirlemek için tasarlanmış sinir ağı modelleridir (Fu vd., 2016: 325).

Tekrarlayan sinir ağlarında, zaman adımı uzadıkça ağırlıkların gradyanı çok küçük veya çok büyük olmaya başlamaktadır. Gradyanların çok büyük olması durumunda gradyan patlaması durumu yaşanırken, gradyanlar yayılmak ve öğrenilecek parametrelerdeki herhangi bir değişikliği yansıtmak için çok küçük hale geldiğinde de

gradyan yok olması durumu ile karşılaşılmaktadır (Kumar vd., 2018: 2). Tekrarlayan sinir ağlarının varyasyonları olan LSTM ve GRU modelleri, tekrarlayan sinir ağlarında karşılaşılan gradyan yok olması problemini gidermek için geliştirilmiştir (Althelaya vd., 2018: 2).

Öte yandan, bellek hücrelerine sahip özel bir tekrarlayan sinir ağı türü olan uzun kısa hafıza modelleri (LSTM), yapıları gereği bellek hücreleri yardımıyla bilgileri uzun bir süre boyunca hatırlarlar (Shewalkar, 2018: 9). Bu anlamda LSTM, zaman dizilerinin uzun menzilli bağımlılıklarını daha doğru bir şekilde modellemek için tasarlanmış ağ yapılarıdır. Standart tekrarlayan sinir ağları uzun vadeli bağımlılıkları modellemede noktasında sınırlı bir yapıya sahipken, LSTM mimarisi önceki değerleri depolayan ve bir unutma kapısı hücreye bu değerleri unutmasını söylemediği sürece onu tutan bir hücre vasıtasıyla önceki yinelemeleri gerektiği kadar tutarak uzun vadeli bağımlılıkları verimli bir şekilde yakalamaktadır (Khan ve Sarfaraz, 2019: 10). LSTM modelinin şematik görünümü Şekil 17'de gösterilmiştir.

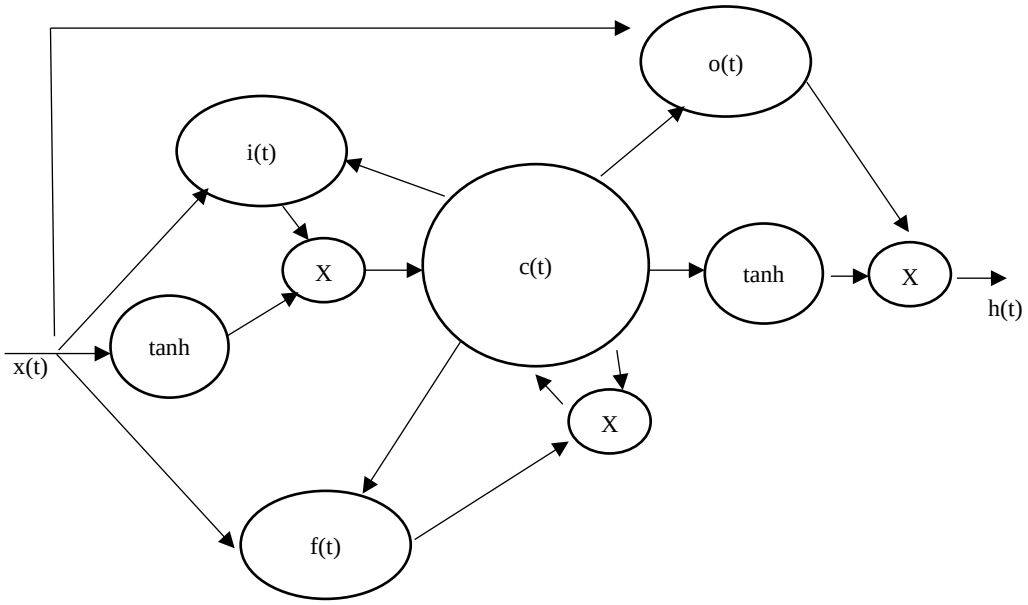
Şekil 17. *LSTM Modelinin Şematik Görünümü*



Kaynak: Lewis (2017: 94).

LSTM katmanı, hafıza blokları olarak adlandırılan ve birbirine tekrar tekrar bağlanan bir dizi bloktan oluşmaktadır. Şekil 17'deki hafıza blokların her biri, bir veya daha fazla tekrarlayan bağlı bellek hücresi ile sürekli yazma, okuma ve sıfırlama işlemleri sağlayan üç birimden (giriş kapısı, çıkış kapısı ve unutma kapısı) içermektedir. Ağ, hücrelerle kapılar aracılığıyla etkileşime girmektedir (Graves ve Schmidhuber, 2005: 603-604).

Şekil 18. *LSTM Hafıza Bloğu*



Kaynak: Lewis (2017: 95).

Şekil 18'de LSTM modelindeki hafıza bloğu yer almaktadır. Şekilde, x(t) hafıza bloğuna giren değerleri, c(t) hafıza hücresini, i(t) giriş kapısını, f(t) unutma kapısını, o(t) çıkış kapısını, tanh aktivasyon fonksiyonunu ve h(t) hafıza bloğundan çıkan değerleri temsil etmektedir. Hafıza bloğu, bir hafıza hücresi ve üç çarpımsal geçit birimi olan giriş kapısı, çıkış kapısı ve unutma kapısını içermektedir. Bu kapılar, bellek hücresine giren ve çıkan bilgi akışını kontrol etmektedirler (Lewis, 2017: 95). Giriş kapısı dışarıdan yeni bilgileri alıp işleme görevini, unutma kapısı çıktı sonuçlarının ne zaman unutulacağına karar verme ve böylece giriş dizisi için en uygun zaman gecikmesini seçme işlevini, çıkış kapısı ise hesaplanan tüm sonuçları alarak LSTM hücresi için çıktı üretme işlevini yerine getirmektedir (Fu vd., 2016: 326).

LSTM hafıza bloğunun çalışması formül 8, formül 9, formül 10, formül 11, formül 12 ve formül 13'teki matematiksel akış izlenerek gerçekleşmektedir (Kumar vd., 2018: 2):

$$f_t = \sigma(W_f * (h_{t-1}, x_t) + b_f \qquad \text{'}\sigma = \text{aktivaston fonksiyonu'} \qquad (8)$$

$$i_t = \sigma(W_i * (h_{t-1}, x_t) + b_i \qquad (9)$$

$$C'_t = \tanh(W_c * (h_{t-1}, x_t) + b_c) \qquad (10)$$

$$C_t = f_t * C_{t-1} + i_t * C'_t \qquad (11)$$

$$O_t = \sigma(W_o * (h_{t-1}, x_t) + b_0 \qquad (12)$$

$$h_t = O_t * \tanh(C_t) \quad (13)$$

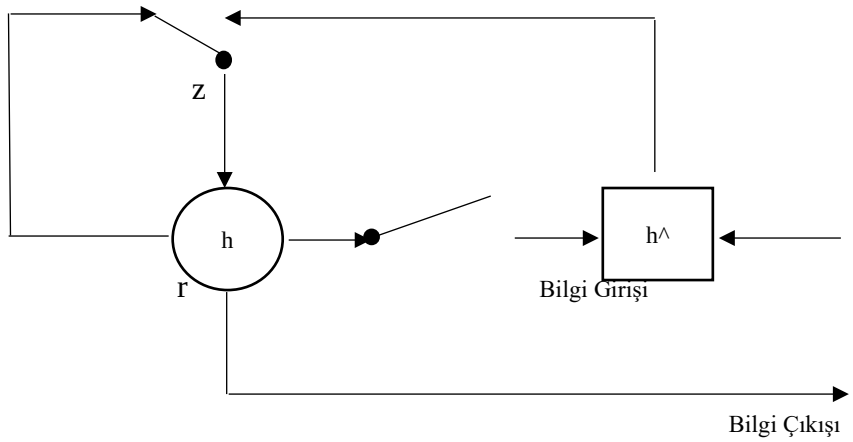
Formül 8'de, h_{t-1} ve x_t'ye bakılıp bir aktivasyon fonksiyonu kullanılarak hangi bilgilerin atılması gerektiğine karar verilir ve her bilgi için 0 ve 1 arasında bir sayı atanır. 1, bilginin saklanmasını temsil ederken, 0, bilgiden kurtulmayı temsil etmektedir. Hücreye gelen hangi yeni bilgilerin depolanmasına karar vermek için öncelikle giriş kapısı hangi değerlerin güncellenmesi gerektiğine karar vermektedir. Ardından, tanh aktivasyon fonksiyonu aracılığı ile hücreye eklenebilecek yeni değerlerin (C_t) bir vektörü oluşturulmaktadır. Son aşamada ise, hücreye eklenecek yeni değerler ile hücre hafızasında olan değerler birleştirilmektedir (Kumar vd., 2018: 2).

4.3.2. Kapılı Tekrarlayan Birim (Gated Recurrent Unit-GRU)

Kapılı tekrarlayan birim (GRU), verilerdeki uzun dönemli bağımlılıkları öğrenirken klasik tekrarlayan sinir ağlarında meydana gelen gradyan kaybolması ve gradyan patlaması sorunlarını çözmek için geliştirilmiş bir tekrarlayan sinir ağı türüdür (Shen vd., 2018: 897). LSTM modelinde olduğu gibi GRU modeli de önceki zaman adımındaki verilerin hatırlanmasına izin verilmek üzere tasarlanmıştır. LSTM modeli giriş kapısı, unutma kapısı ve çıkış kapısı olmak üzere 3 kapı kullanırken, GRU modeli sıfırlama kapısı ve güncelleme kapısı olmak üzere 2 kapı kullanmaktadır. Sıfırlama kapısı, bir modelde geçmiş bilgilerin ne kadarının unutulması veya hatırlanması gerektiğine karar vermek için kullanılırken, güncelleme kapısı önceki zaman adımlarından gelen bilgilerin ne kadarının geleceğe aktarılması gerektiğini belirlemede kullanılmaktadır (Khan ve Sarfaraz, 2019: 10).

GRU modelinin ağ yapısı, hafızanın sıfırlanması ve güncelleştirmenin kontrol edilmesi için kapılı tekrarlayan birim bloklarından oluşmaktadır. LSTM modeline göre daha az parametre kullanan GRU, öğrenme sürecini daha hızlı gerçekleştirmektedir (Althelaya vd., 2018: 2).

Şekil 19. *GRU Hafıza Bloğu*



Kaynak: Chung vd. (2014: 3).

Şekil 19, GRU modeline ait hafıza bloğunu göstermektedir. Bloktaki r düğümü, GRU modelinin sıfırlama kapısını temsil ederken, z düğümü de güncelleme kapısını temsil etmektedir. Bloktaki h ve h^ katmanları ise aktivasyon fonksiyonlarını temsil etmektedir (Chung vd., 2014: 3).

GRU bloğunda bilgi akışı, ayrı bir hafıza hücresi yerine bloktaki gizli katmanlarda gerçekleştirilmektedir. Modele önceki zaman adımından bilgi aktarma ve engelleme yeteneği olan sıfırlama kapısı, önceki zaman adımındaki bilgi artık ilgisiz olduğunda bu bilgileri sıfırlanmaktadır. Güncelleme kapısı ise, önceki hafıza içeriğinin ne kadarının unutulacağını ve yeni hafıza içeriğinin ne kadarının ekleneceğini kontrol ederek uzun vadeli bağımlılıkları yakalamasına yardımcı olmaktadır. Hafıza içeriğinin daha sonra kullanılmak üzere önemli olduğuna karar verilirse, güncelleme kapısı kapatılıp hafıza içeriğinin birden çok zaman adımında taşınması sağlanmaktadır. Bu durumda son hafıza içeriği, yeni hafıza içeriği ile önceki hafıza içeriğinin ağırlıklı olarak birleşiminden oluşmaktadır (Lewis, 2017: 128-129).

GRU hafıza bloğunun çalışması formül 14, formül 15, formül 16 ve formül 17'deki matematiksel akış izlenerek gerçekleşmektedir (Shen vd., 2018: 898):

$$u_t = s(W_u[h_{t-1}, x_t]) \tag{14}$$

$$r_t = s(W_r[h_{t-1}, x_t]) \tag{15}$$

$$\hat{h_t} = \tanh\,(W[r_t * h_{t-1}, x_t]) \tag{16}$$

$$h_t = (1-u) * h_{t-1} + u_t * \hat{h_t} \tag{17}$$

Formül 14, sıfırlama kapısının matematiksel gösterimidir. Sıfırlama kapısı, bir önceki zaman adımı olan h_{t-1}'in x_t ile gösterilen mevcut bilgi üzerindeki etkisini kontrol etmede kullanılır ve h_{t-1} x_t için önemli değilse r_t kapısı açılarak h_{t-1}'in x_t'yi etkilememesi sağlanır. Formül 15, güncelleme kapısını matematiksel olarak göstermektedir. Güncelleme kapısı açıldığında, h_{t-1}'den h_t'ye bir kısa devre bağlantısı oluşup x_t göz ardı edilmektedir. Formül 16 ve 17 ise, GRU modelinde elde edilen çıktının matematiksel gösterimidir. GRU ağları, yukarıda belirtilen formüllere göre her t adımındaki girdileri işleyip, son girdiyi işleme sürecinde nihai çıktıyı döndürmektedir. Parametrelerin ayarlanması, kayıp fonksiyonunun en aza indirilmesi amacına göre gerçekleştirilerek ağ eğitimi tamamlanmaktadır (Shen vd., 2018: 897-898).

4.4. HİPERPARAMETRE SEÇİMİ VE DEĞERLENDİRME KRİTERİ

Sinir ağlarında hiperparametreler, nöron sayısı vb. gibi tahmin sürecinden önce seçilmesi gereken model parametreleridir (Lago vd., 2018: 388). Çalışmada MLP, CNN, LSTM ve GRU modelleri uygulanırken kullanılan hiperparametreler Tablo 39'da verilmiştir.

Tablo 39. *Uygulanan Modellere Ait Hiperparametreler*

HİPERPARAMETRE	MLP	CNN	LSTM	GRU
n_input (modele girdi olarak kullanılacak gecikme gözlemlerinin sayısı)	24 (168)	24 (168)	24 (168)	24 (168)
n_output (tahmin edilecek adım sayısı)	24 (168)	24 (168)	24 (168)	24 (168)
n_node (hücre sayısı)	100	100	100	100
n_epoch (yineleme sayısı)	20	20	20	20
n_batch (her yinelemede kullanılacak örnek sayısı)	20	20	20	20
n_filter (paralel filtre sayısı)	-	5	-	-
n_kernel (giriş dizisinin her okunmasında dikkate alınan zaman adımı sayısı)	-	64	-	-
aktivasyon fonksiyonu	relu	relu	relu	relu
optimizasyon algoritması	adam	adam	adam	adam
kayıp fonksiyonu	mse	mse	mse	mse

Çalışmada uygulanan MLP, CNN, LSTM ve GRU modellerinde tahmin edilecek adım sayısı kadar modelde girdi olarak kullanılan değişkenlerin geçmiş değerleri kullanılmıştır. Bu bağlamda, 24 adım (24 saat) ileriyi tahmin etmek için değişkenlerin geçmiş 24 değeri girdi olarak kullanılırken, 168 adım (168 saat) ileriyi tahmin etmek için değişkenlerin geçmiş 168 değeri girdi olarak kullanılmıştır. Bütün modellerde 100 hücre (n_node), 20 yineleme sayısı (n_epoch) ve her yinelemede 20 örnek sayısı (n_batch) kullanılmıştır. CNN modelinde 5 paralel filtre (n_filter) ve 64 kernel kullanılmıştır.

Hiperparametreler belirlenirken eğitilen modellerin doğrulama veri seti üzerindeki performansları dikkate alınmıştır. N_output 24 iken, n_input için 48, 72 ve 96 değerleri, n_output 168 iken, n_input için 336, 504, 672 değerleri denenmiş ancak en iyi performansın sırasıyla 24 ve 168 olduğu durumda elde edildiği gözlenmiştir. N_node için öncelikle 50 değeri ile denemeler yapılıp, sonrasında 100 değeri ile denemeler yapılmış ve n_node 100 iken modellerin performansının geliştiği gözlenmiştir. N_node 150'ye çıkarıldığında ise model performansında gelişme gözlenmediği için n_node 100 olarak belirlenmiştir. N_epoch ve n_batch için 10, 20 ve 50 değerleri ile denemeler yapılmış 20 değerinde modellerin 10 değerine göre daha iyi performans gösterdiği ancak 50 değerinde performansın gelişmediği gözlendiği için bu parametreler için 20 değeri kullanılmıştır. CNN modelinde n_filter için 3 ve 5 değerleri denenmiş ve 5 değerinde modelin daha iyi performans gösterdiği gözlenmiştir. N_kernel için de 32, 64 ve 128 değerleri denenerek en iyi performansın 64'te elde edildiği gözlenmiştir. Bu bağlamda, denenen hiperparametrelerde en iyi performansın elde edildiği değerden sonra birkaç adım daha ilerisi denenerek hiperparametre değerlerinin seçimi sonlandırılmıştır. Tüm modellerde aktivasyon fonksiyonu olarak 'relu', optimizasyon algoritması olarak 'adam' ve kayıp fonksiyonu olarak 'mse' kullanılmıştır. Analizlerin tamamı Python 3.7 programlama dili ile gerçekleştirilmiştir.

Derin sinir ağlarında, ağ çok fazla bilgi öğrendiğinde eğitim verilerinin ezberlenmesi durumu olarak adlandırılan aşırı öğrenme (overfitting) durumu ortaya çıkabilmektedir. Bu durum, ağın benzer girdi çıktı desenleri arasında genelleme yapma yeteneğini kaybetmesi ile sonuçlanmaktadır (Haykin, 2009: 164). Aşırı öğrenme problemi için en yaygın kullanılan çözüm, rastgele seçilen hücrelerin eğitim sürecinde devre dışı bırakılmasıdır. Literatürde 'dropout' olarak bilinen, uygulaması karmaşık olmayan ve aynı zamanda etkili bir çözüm olan bu yöntemde, ağ tarafından bazı hücreler belirli bir yüzdede rastgele seçilmekte ve hücreleri devre dışı bırakmak için çıktıları sıfır olarak ayarlanmaktadır (Kim, 2017: 108). Çalışmada, modellerin aşırı öğrenme (overfitting) durumunun önüne geçilmesi için de katmanlar arasında 'dropout' tekniği kullanılmıştır.

Uygulanan tahmin modellerinin performanslarının değerlendirilebilmesi ve karşılaştırma yapılabilmesi için bir performans metriği kullanılması gerekmektedir (Lago vd., 2018: 388). Çalışmada, model performansının ölçülmesi için literatürde yaygın

olarak kullanılan (Mirakyan vd., 2017: 233) metriklerden biri olan MAPE değeri kullanılmıştır.

Ortalama mutlak yüzde hata olarak ifade edilen MAPE (mean absolute percentage error), formül 18 ile gösterilmektedir (Kouhi ve Keynia, 2013: 80):

$$MAPE = \frac{1}{N}\sum_{k=1}^{N}\frac{|L_{gerçekleşen}(k) - L_{tahmin}(k)|}{L_{gerçekleşen}(k)} \quad (18)$$

Formül 18'de, N tahmin edilen adım sayısını, $L_{gerçekleşen}(k)$ k saatindeki gerçek fiyatı ve $L_{tahmin}(k)$ k saati için tahmin edilen fiyatı göstermektedir (Kouhi ve Keynia, 2013: 80). Dolayısıyla MAPE değeri, tahmin edilen dönemin her bir saatinde gerçekleşmiş olan fiyat ile her bir saat için tahmin edilen fiyatın farklarının mutlak değeri alınıp, gerçekleşmiş olan fiyata bölünmesi ile elde edilen mutlak yüzde hatalarının toplanarak tahmin edilen adım sayısına bölünmesi ile elde edilmekte ve kullanılan modelin tahmin değerlerinin gerçek değerlerden ortalama olarak ne ölçüde saptığını yüzde cinsinden vermektedir.

5. BULGULAR

Çalışmada, MLP, CNN, LSTM ve GRU modellerinin her biri 1, 3, 5 ve 7 gizli katman kullanılarak modellerin doğrulama veri seti üzerinde performansı denenmiş ve 5 gizli katmanlı modellerin 1 ve 3 gizli katmanlı modellere göre daha iyi performans gösterdiği, ancak 7 gizli katmana çıkıldığında performansın gelişmediği gözlendiği için tüm modellerin 5 gizli katman kullanılarak uygulanmasına karar verilmiştir.

5.1. DOĞRULAMA DÖNEMİ TAHMİN SONUÇLARI

Veri seti bölümünde belirtildiği üzere, öncelikle tüm modeller 13.06.2016-04.10.2020 dönemi verileri ile eğitilmiş ve 05.10.2020-28.02.2021 dönemine ait her bir saate ait PTF, her döngüde 1 adım ileri gidilerek tahmin edilip doğrulama yapılmıştır. Doğrulama, 24 saat ve 168 saatlik veri girdi-çıktı kümesi kullanılarak (24 saat girdi ile 24 sat çıktı ve 168 saat girdi ile 168 saat çıktı şeklinde) ayrı ayrı yapılmıştır. Doğrulama için modellerin her biri üçer kez çalıştırılmış ve elde edilen sonuçların ortalaması alınarak model performansları değerlendirilmiştir.

5.1.1. 24 Saatlik Girdi-Çıktı Kümesi İle Elde Edilen Doğrulama Sonuçları

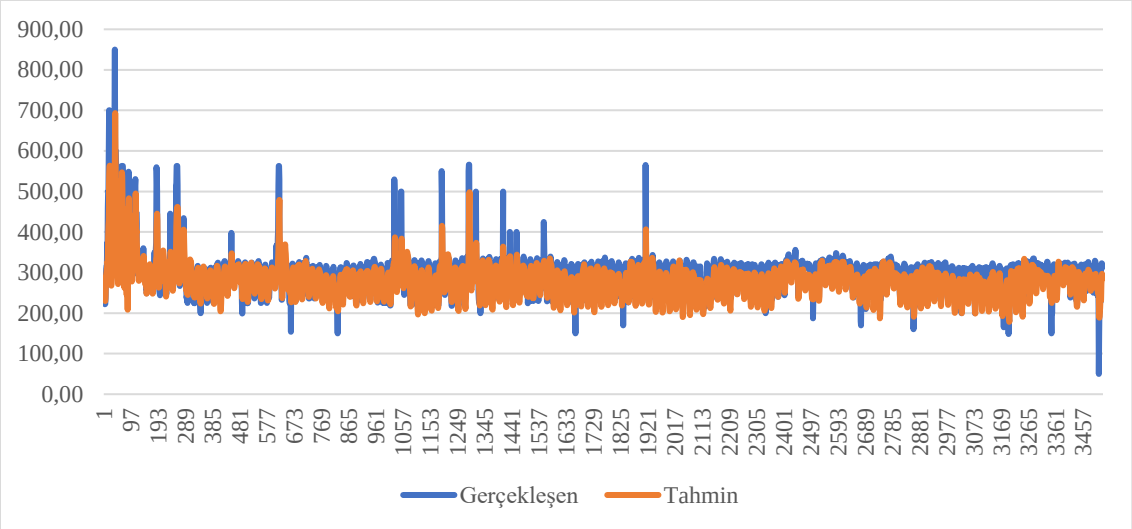
24 Saatlik girdi-çıktı kümesi ile uygulanan doğrulama analizinde en iyi performansı ortalama 8,09'luk MAPE değeri ile CNN modeli gösterirken, CNN modelini sırasıyla ortalama 8,31 MAPE değeri ile GRU modeli, ortalama 8,44 MAPE değeri ile MLP modeli ve ortalama 8,79 MAPE değeri ile LSTM modeli takip etmiştir. Her bir modele ait 3 doğrulama sonucundan en iyi sonucu veren analize ait PTF değerleri, doğrulama dönemde gerçekleşen PTF ile karşılaştırma yapılabilmesi için aşağıdaki şekillerde verilmiştir. Tablo 40'ta, 24 saatlik girdi-çıktı kümesi kullanılarak elde edilen doğrulama verisi tahmin sonuçları yer almaktadır.

Tablo 40. *24 Saatlik Girdi-Çıktı Kümesi ile Elde Edilen Doğrulama Sonuçları*

	MLP (MAPE)	CNN (MAPE)	LSTM (MAPE)	GRU (MAPE)
1. Çalıştırma	7,54	9,26	8,65	8,98
2. Çalıştırma	9,06	7,59	8,74	9,16
3. Çalıştırma	8,72	7,43	8,99	6,79
ORTALAMA (MAPE)	8,44	8,09	8,79	8,31

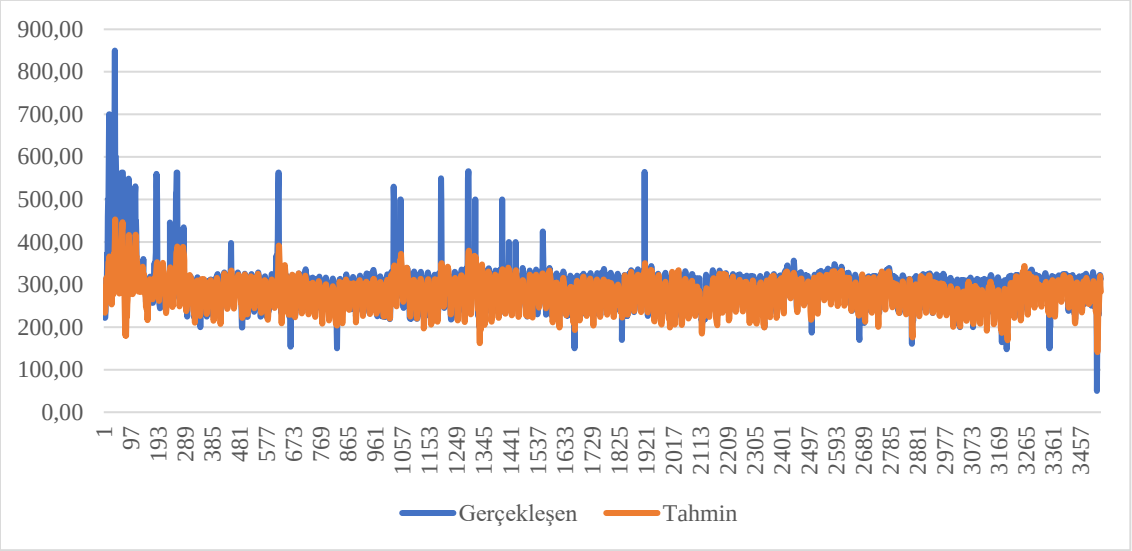
Şekil 20'de doğrulama döneminde gerçekleşen PTF ile doğrulama verisi için 24 saatlik girdi-çıktı kümesi ile uygulanan MLP modeli ile elde edilen en iyi tahmin değerleri yer almaktadır.

Şekil 20. *MLP Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-24 Saatlik (05.10.2020-28.02.2021)*



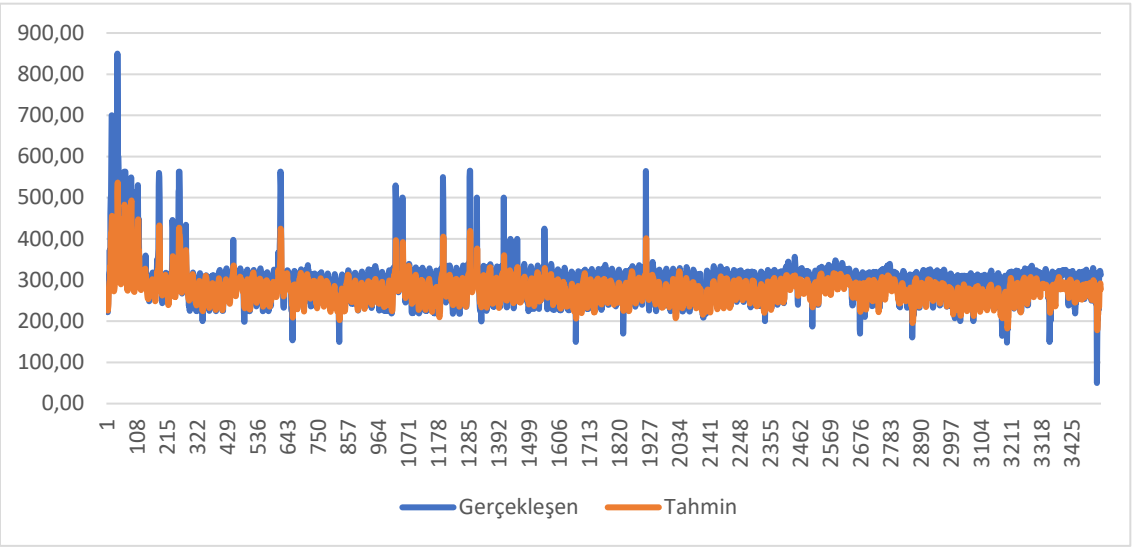
Şekil 21'de doğrulama döneminde gerçekleşen PTF ile doğrulama verisi için 24 saatlik girdi-çıktı kümesi ile uygulanan CNN modeli ile elde edilen en iyi tahmin değerleri yer almaktadır.

Şekil 21. *CNN Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-24 Saatlik (05.10.2020-28.02.2021)*



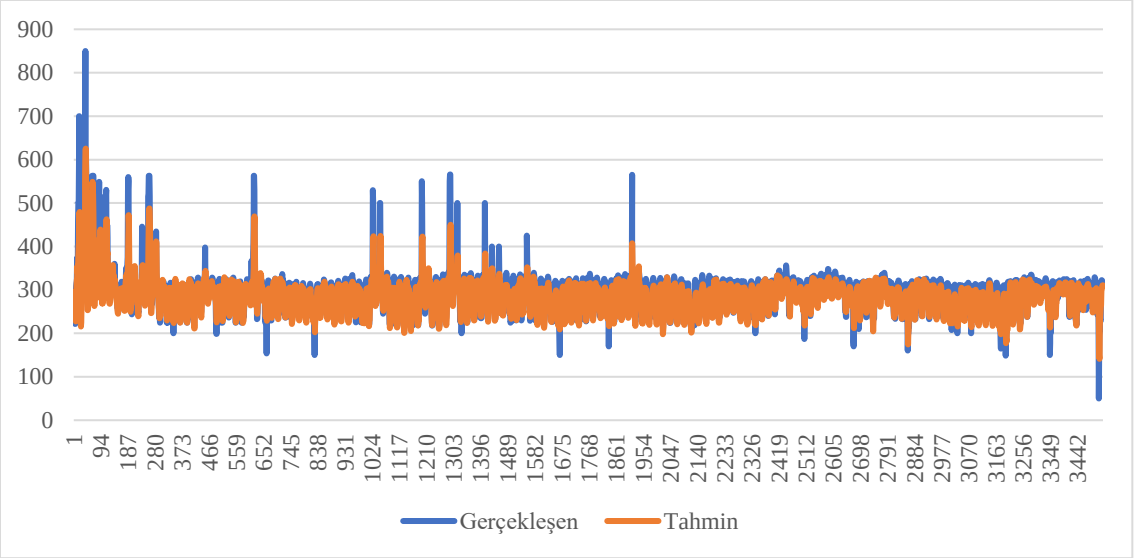
Şekil 22'de doğrulama döneminde gerçekleşen PTF ile doğrulama verisi için 24 saatlik girdi-çıktı kümesi ile uygulanan LSTM modeli ile elde edilen en iyi tahmin değerleri yer almaktadır.

Şekil 22. *LSTM Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-24 Saatlik (05.10.2020-28.02.2021)*



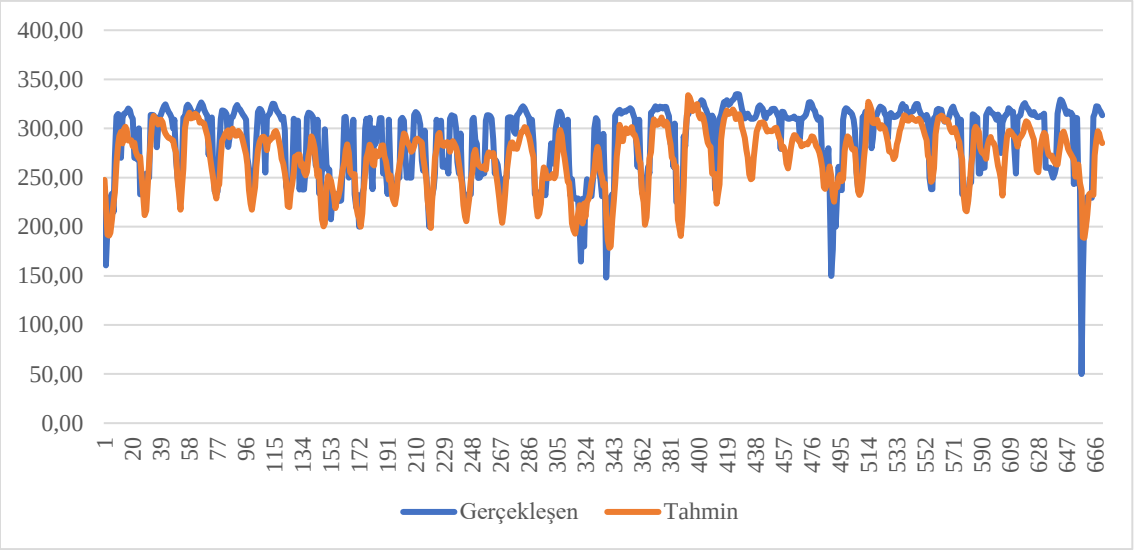
Şekil 23'te doğrulama döneminde gerçekleşen PTF ile doğrulama verisi için 24 saatlik girdi-çıktı kümesi ile uygulanan GRU modeli ile elde edilen en iyi tahmin değerleri yer almaktadır.

Şekil 23. *GRU Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-24 Saatlik (05.10.2020-28.02.2021)*



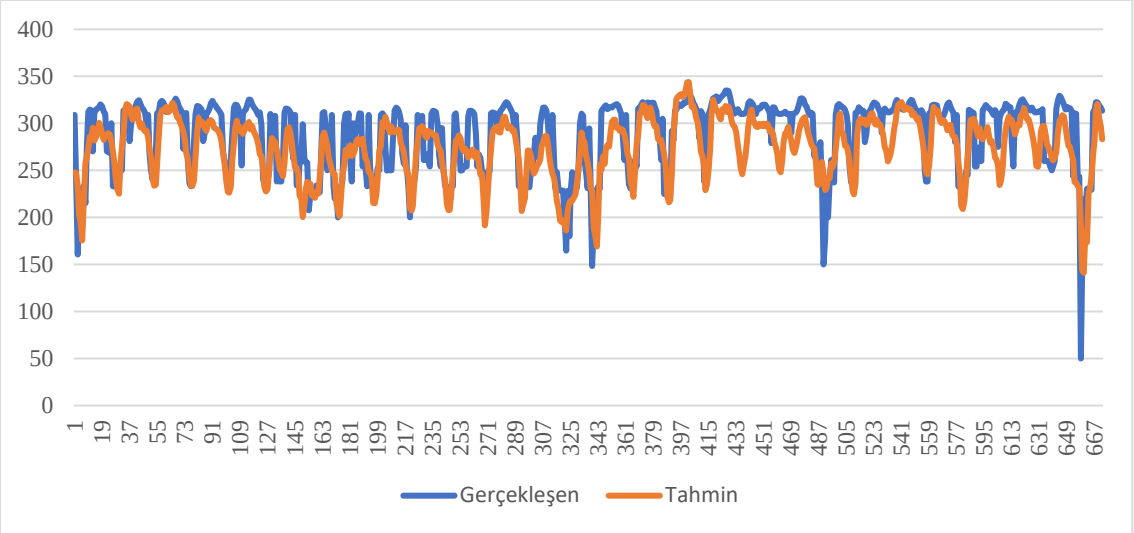
Şekil 24'te MLP modeli ile 24 saatlik girdi-çıktı kümesi kullanılarak tahmin edilen doğrulama dönemi PTF değerlerinin, gerçekleşen PTF'yi yakalama performansının daha net görülebilmesi için doğrulama verisinin son 672 saatinde elde edilen tahmin sonuçları verilmiştir.

Şekil 24. *MLP Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-24 Saatlik (01.02.2021-28.02.2021)*



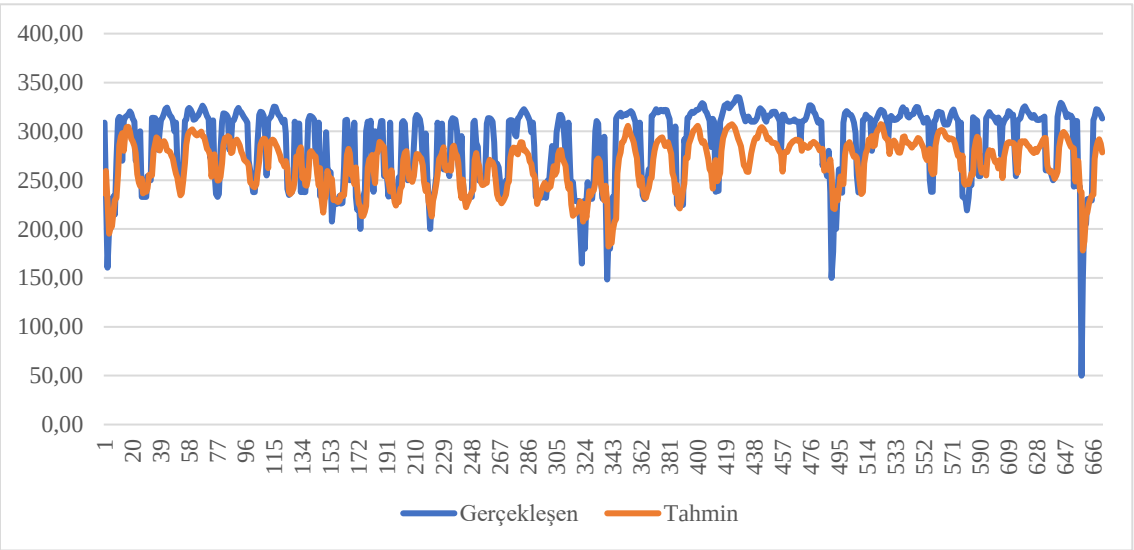
Şekil 25'te CNN modeli ile 24 saatlik girdi-çıktı kümesi kullanılarak tahmin edilen doğrulama dönemi PTF değerlerinin, gerçekleşen PTF'yi yakalama performansının daha net görülebilmesi için doğrulama verisinin son 672 saatinde elde edilen tahmin sonuçları verilmiştir.

Şekil 25. *CNN Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-24 Saatlik (01.02.2021-28.02.2021)*



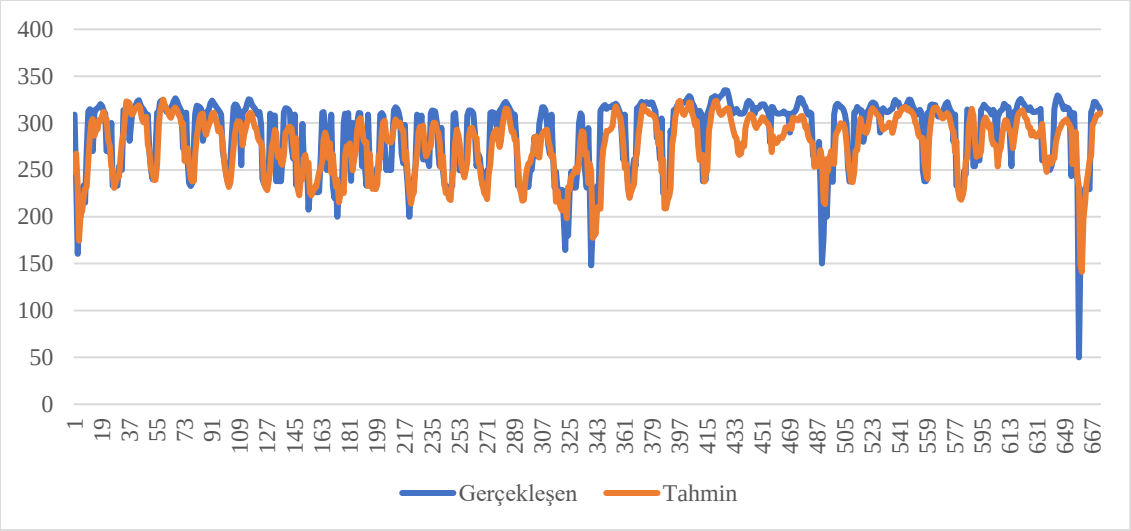
Şekil 26'da LSTM modeli ile 24 saatlik girdi-çıktı kümesi kullanılarak tahmin edilen doğrulama dönemi PTF değerlerinin, gerçekleşen PTF'yi yakalama performansının daha net görülebilmesi için doğrulama verisinin son 672 saatinde elde edilen tahmin sonuçları verilmiştir.

Şekil 26. *LSTM Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-24 Saatlik (01.02.2021-28.02.2021)*



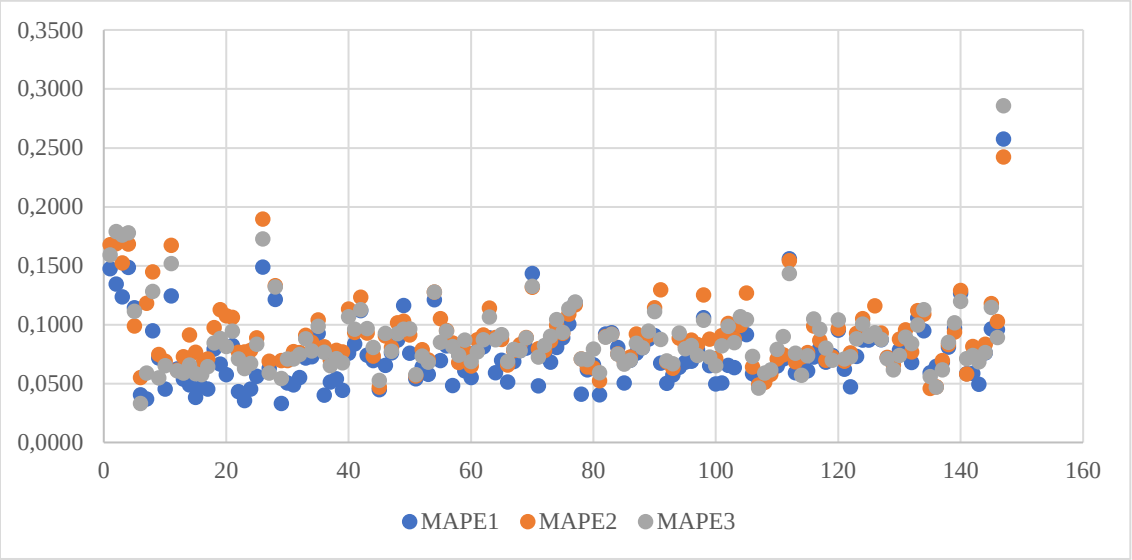
Şekil 27'de GRU modeli ile 24 saatlik girdi-çıktı kümesi kullanılarak tahmin edilen doğrulama dönemi PTF değerlerinin, gerçekleşen PTF'yi yakalama performansının daha net görülebilmesi için doğrulama verisinin son 672 saatinde elde edilen tahmin sonuçları verilmiştir.

Şekil 27. *GRU Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-24 Saatlik (01.02.2021-28.02.2021)*



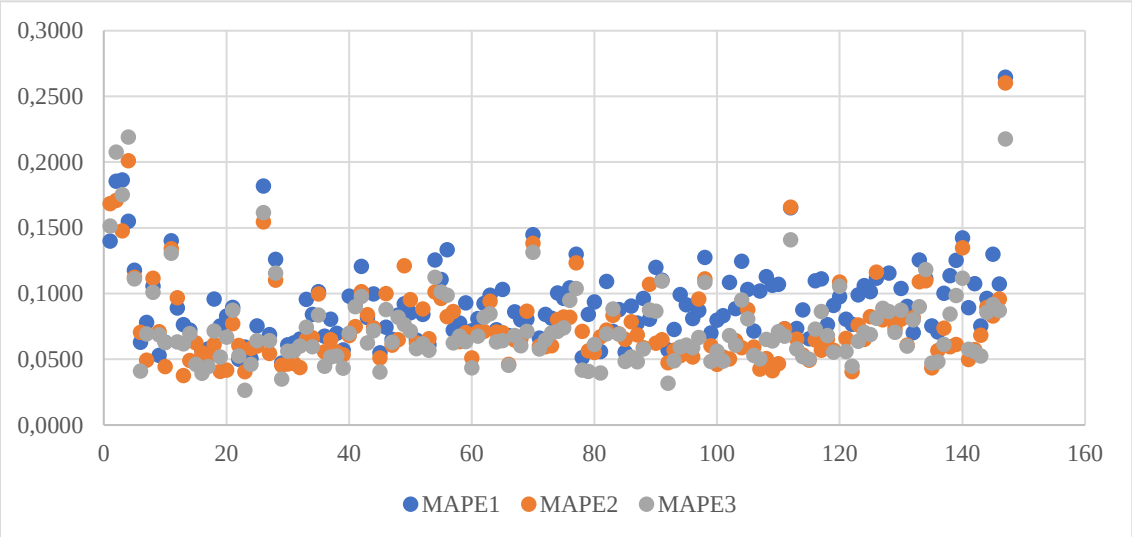
24 saatlik girdi-çıktı kümesi kullanılarak doğrulama verisinin tahmini için uygulanan 4 modelden en iyi sonucu 6,79 MAPE değeri ile GRU modeli verirken, CNN modelinin en iyi tahmin sonucunda 7,43 MAPE değeri, MLP modelinin en iyi tahmin sonucunda 7,54 MAPE değeri ve LSTM modelinin en iyi tahmin sonucunda 8,65 MAPE değeri elde edilmiştir. LSTM modelinin doğrulama verisi en iyi tahmin sonucu diğer modellerden daha yüksek MAPE değeri vermesine karşın, modelin 3 kere çalıştırılmasında elde edilen sonuçların MAPE değerlerinin dağılım aralığı birbirine yakın olmuş ve 8,65-8,99 aralığında gerçekleşmiştir. Öte yandan, MLP modelinin MAPE değerlerinin dağılımı 7,54-9,06 aralığında, CNN modelinin MAPE değerlerinin dağılımı 7,43-9,26 aralığında ve GRU modelinin MAPE değerlerinin dağılımı 6,79-9,16 aralığında gerçekleşmiştir. Tüm modellerin ortalama MAPE değerlerinin dağılımı ise 8,09-8,79 aralığında gerçekleşmiştir.

Şekil 28. *MLP Modeli 24 Saat Bazında Doğrulama Sonuçları Dağılımı (13.06.2021-28.02.2021)*



Şekil 28'te, MLP modeli ile doğrulama verisi üzerinde yapılan tahminlerin 24 saatlik (1'er günlük) ortalamaları alınarak elde edilen MAPE değerlerinin dağılımı yer almaktadır. Buna göre, MLP modelinin ilk çalıştırılmasında 24 saat bazında en düşük MAPE değeri 3,31, en yüksek MAPE değeri 25,75 olurken; ikinci çalıştırmada en düşük MAPE değeri 4,57, en yüksek MAPE değeri 24,24; üçüncü çalıştırmada ise en düşük MAPE değeri 3,31, en yüksek MAPE değeri de 28,58 olmuştur.

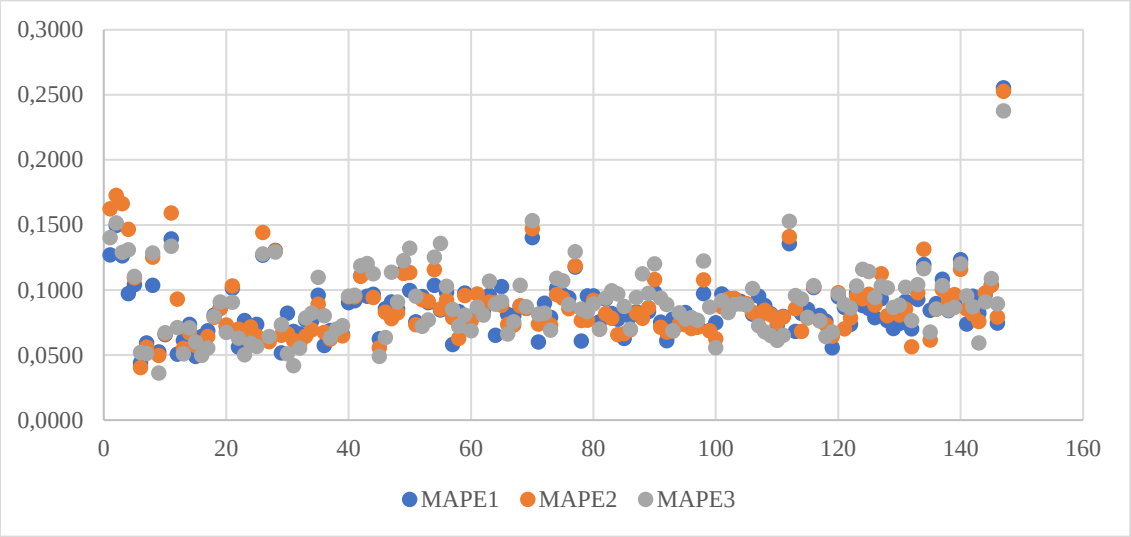
Şekil 29. *CNN Modeli 24 Saat Bazında Doğrulama Sonuçları Dağılımı (13.06.2021-28.02.2021)*



Şekil 29'da, CNN modeli ile doğrulama verisi üzerinde yapılan tahminlerin 24 saatlik (1'er günlük) ortalamaları alınarak elde edilen MAPE değerlerinin dağılımı yer almaktadır. Buna göre, CNN modelinin ilk çalıştırılmasında 24 saat bazında en düşük

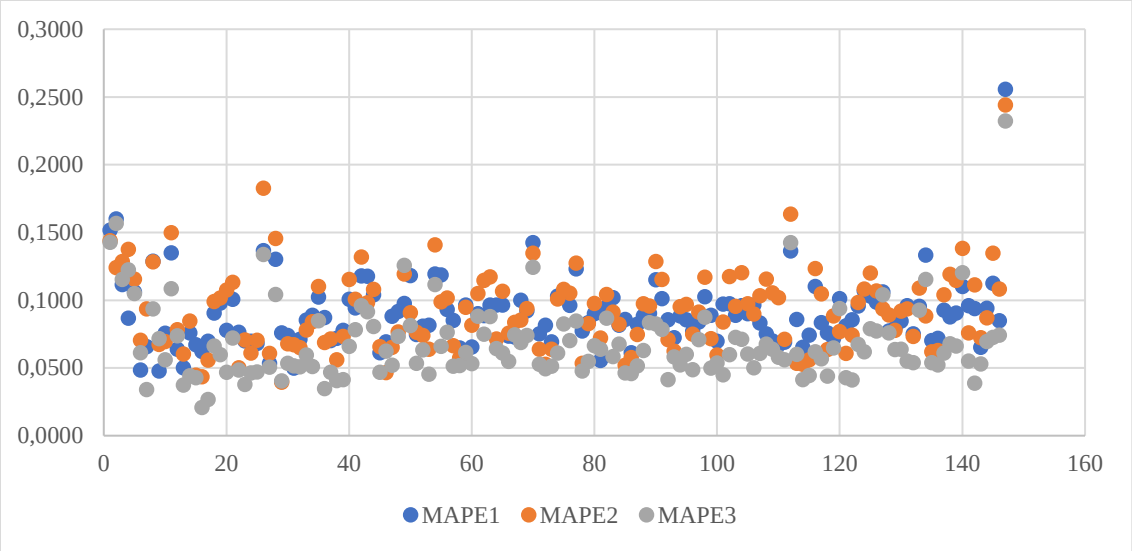
MAPE değeri 4,73, en yüksek MAPE değeri 26,46 olurken; ikinci çalıştırmada en düşük MAPE değeri 3,76, en yüksek MAPE değeri 26,03; üçüncü çalıştırmada ise en düşük MAPE değeri 2,66, en yüksek MAPE değeri de 21,92 olmuştur.

Şekil 30. *LSTM Modeli 24 Saat Bazında Doğrulama Sonuçları Dağılımı (13.06.2021-28.02.2021)*



Şekil 30'da, LSTM modeli ile doğrulama verisi üzerinde yapılan tahminlerin 24 saatlik (1'er günlük) ortalamaları alınarak elde edilen MAPE değerlerinin dağılımı yer almaktadır. Buna göre, LSTM modelinin ilk çalıştırılmasında 24 saat bazında en düşük MAPE değeri 4,41, en yüksek MAPE değeri 25,54 olurken; ikinci çalıştırmada en düşük MAPE değeri 4,05, en yüksek MAPE değeri 25,28; üçüncü çalıştırmada ise en düşük MAPE değeri 3,63, en yüksek MAPE değeri de 23,77 olmuştur.

Şekil 31. *GRU Modeli 24 Saat Bazında Doğrulama Sonuçları Dağılımı (13.06.2021-28.02.2021)*



Şekil 31'de, GRU modeli ile doğrulama verisi üzerinde yapılan tahminlerin 24 saatlik (1'er günlük) ortalamaları alınarak elde edilen MAPE değerlerinin dağılımı yer almaktadır. Buna göre, GRU modelinin ilk çalıştırılmasında 24 saat bazında en düşük MAPE değeri 4,76, en yüksek MAPE değeri 25,57 olurken; ikinci çalıştırmada en düşük MAPE değeri 3,93, en yüksek MAPE değeri 24,40; üçüncü çalıştırmada ise en düşük MAPE değeri 2,07, en yüksek MAPE değeri de 23,22 olmuştur.

5.1.2. 168 Saatlik Girdi-Çıktı Kümesi İle Elde Edilen Doğrulama Sonuçları

168 Saatlik girdi-çıktı kümesi ile uygulanan doğrulama analizinde en iyi performansı ortalama 7,56'lık MAPE değeri ile GRU modeli gösterirken, GRU modelini sırasıyla ortalama 9,11 MAPE değeri ile MLP modeli ve ortalama 9,52 MAPE değeri ile CNN modeli takip etmiştir.

Tekrarlayan sinir ağlarında, güncelleme sırasında hata gradyanları birikip çok büyük gradyanlara neden olabilmektedir. Gradyan patlaması (exploding gradients) olarak ifade edilen bu durumda, model NaN değerleri üretebilmektedir (Brownlee, 2017). Çalışmada, LSTM modeli ile 168 saatlik girdi-çıktı kümesi kullanılarak yapılan tahminlerde gradyan patlaması sorunu nedeniyle model 'NaN' çıktısı vermiştir. Gradyan patlamasının önüne geçmek için gradyan ölçekleme (gradient scaling) ve gradyan kırpma (gradient clipping) yöntemleri uygulanmış ancak modelin istikrarlı olarak çıktı üretmediği ve gradyan patlaması durumunun yeniden ortaya çıkabildiği gözlenmiştir. Bu nedenle, 168 saatlik girdi-çıktı kümesi ile elde edilen bulguların yer aldığı tabloda MLP, CNN ve GRU modellerinin tahmin sonuçlarına yer verilmiştir.

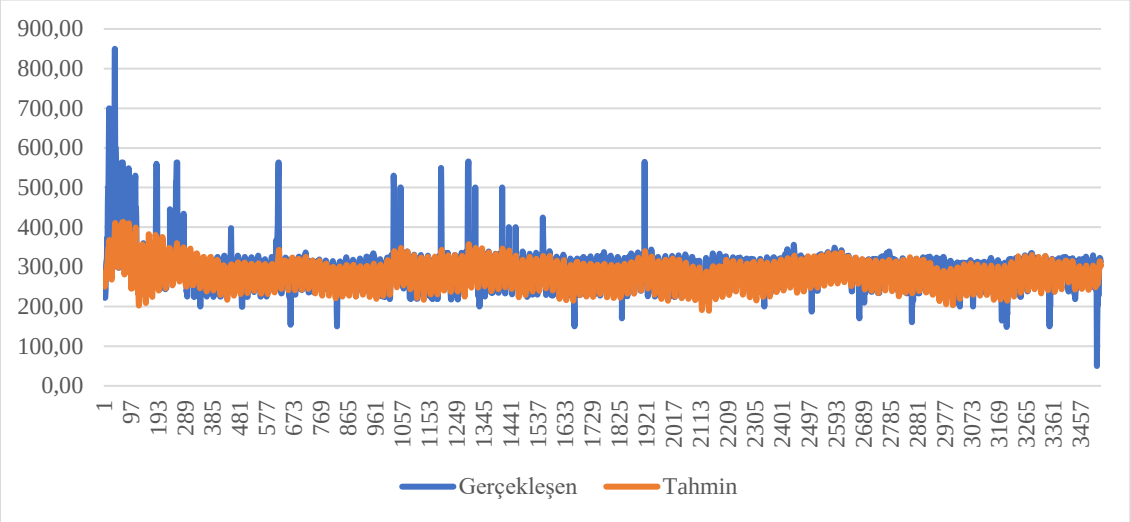
Tahmin sonucu elde edilen her bir modele ait 3 doğrulama sonucundan en iyi sonucu veren analize ait PTF değerleri, doğrulama dönemde gerçekleşen PTF ile karşılaştırma yapılabilmesi için aşağıdaki şekillerde verilmiştir. Tablo 41'de, 168 saatlik girdi-çıktı kümesi kullanılarak elde edilen doğrulama verisi tahmin sonuçları yer almaktadır.

Tablo 41. 168 Saatlik Girdi-Çıktı Kümesi ile Elde Edilen Doğrulama Sonuçları

	MLP (MAPE)	CNN (MAPE)	GRU (MAPE)
1. Çalıştırma	8,69	9,89	7,22
2. Çalıştırma	8,60	9,92	6,99
3. Çalıştırma	10,03	8,75	8,46
ORTALAMA (MAPE)	9,11	9,52	7,56

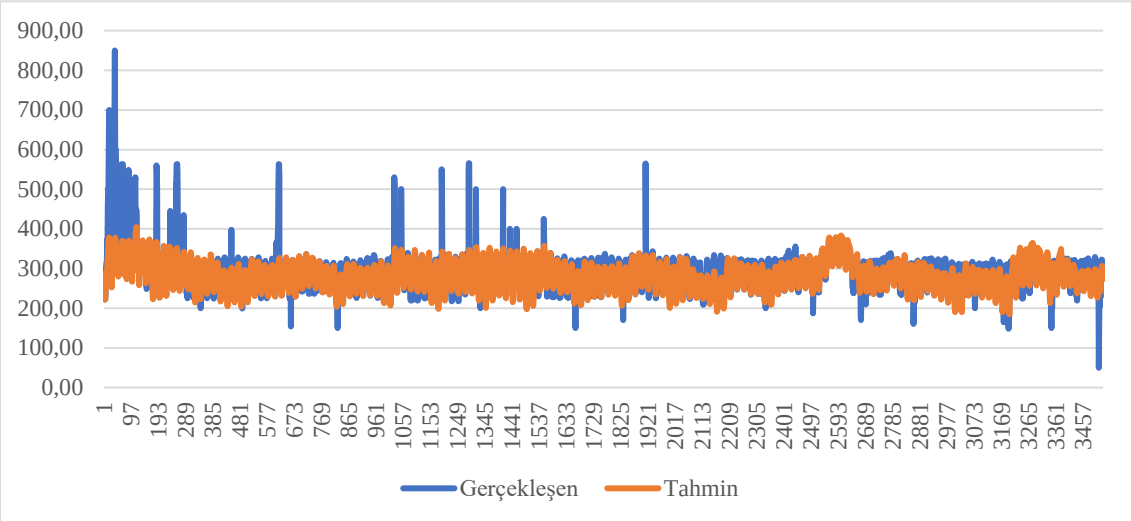
Şekil 32'de doğrulama döneminde gerçekleşen PTF ile doğrulama verisi için 24 saatlik girdi-çıktı kümesi ile uygulanan MLP modeli ile elde edilen en iyi tahmin değerleri yer almaktadır.

Şekil 32. *MLP Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-168 Saatlik (05.10.2020-28.02.2021)*



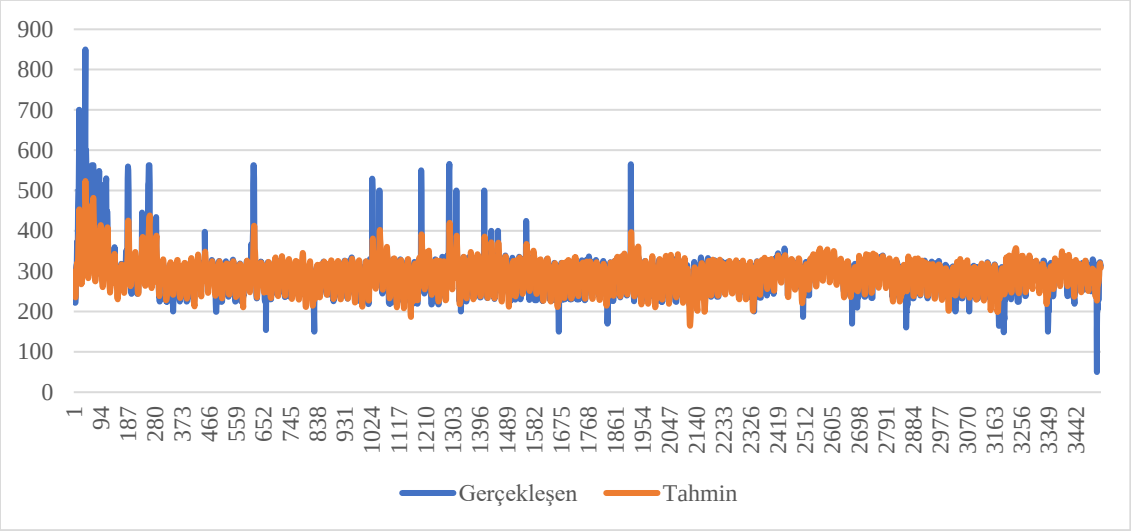
Şekil 33'te doğrulama döneminde gerçekleşen PTF ile doğrulama verisi için 24 saatlik girdi-çıktı kümesi ile uygulanan CNN modeli ile elde edilen en iyi tahmin değerleri yer almaktadır.

Şekil 33. *CNN Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-168 Saatlik (05.10.2020-28.02.2021)*



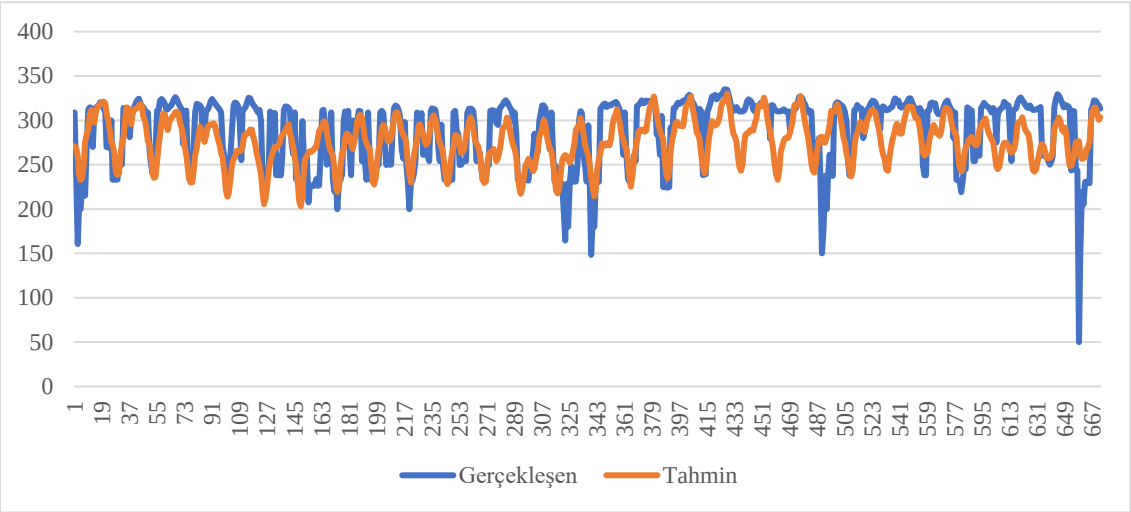
Şekil 34'te doğrulama döneminde gerçekleşen PTF ile doğrulama verisi için 24 saatlik girdi-çıktı kümesi ile uygulanan GRU modeli ile elde edilen en iyi tahmin değerleri yer almaktadır.

Şekil 34. *GRU Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-168 Saatlik (05.10.2020-28.02.2021)*



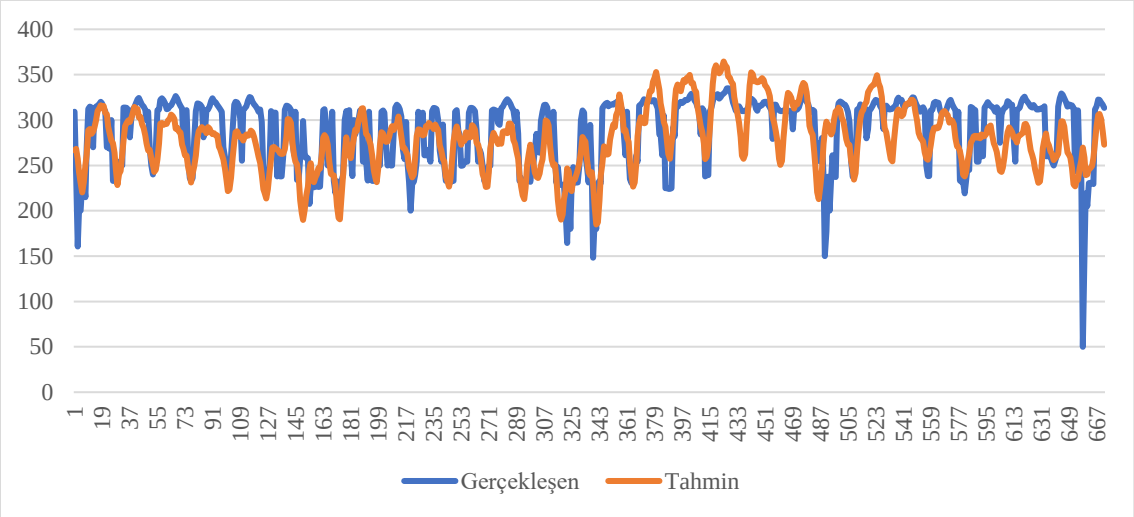
Şekil 35'te MLP modeli ile 168 saatlik girdi-çıktı kümesi kullanılarak tahmin edilen doğrulama dönemi PTF değerlerinin, gerçekleşen PTF'yi yakalama performansının daha net görülebilmesi için doğrulama verisinin son 672 saatinde elde edilen tahmin sonuçları verilmiştir.

Şekil 35. *MLP Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-168 Saatlik (01.02.2021-28.02.2021)*



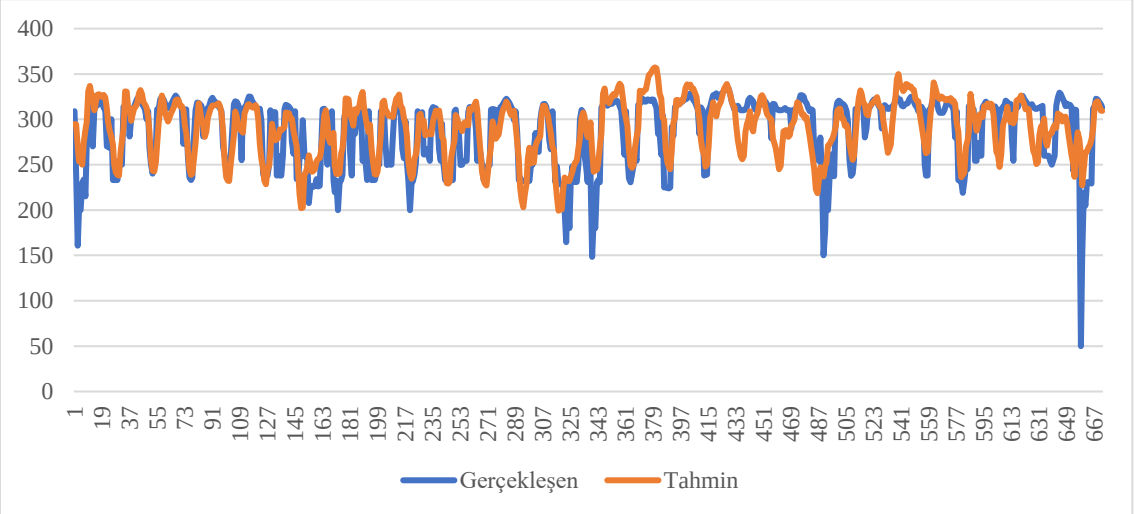
Şekil 36'da CNN modeli ile 168 saatlik girdi-çıktı kümesi kullanılarak tahmin edilen doğrulama dönemi PTF değerlerinin, gerçekleşen PTF'yi yakalama performansının daha net görülebilmesi için doğrulama verisinin son 672 saatinde elde edilen tahmin sonuçları verilmiştir.

Şekil 36. *CNN Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-168 Saatlik (01.02.2021-28.02.2021)*



Şekil 37'de GRU modeli ile 168 saatlik girdi-çıktı kümesi kullanılarak tahmin edilen doğrulama dönemi PTF değerlerinin, gerçekleşen PTF'yi yakalama performansının daha net görülebilmesi için doğrulama verisinin son 672 saatinde elde edilen tahmin sonuçları verilmiştir.

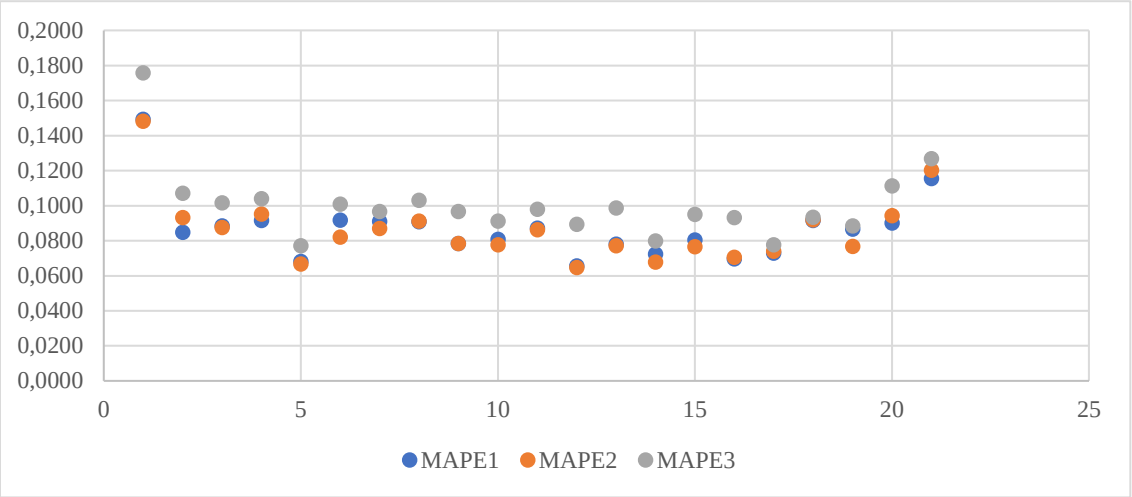
Şekil 37. *GRU Modeli En İyi Doğrulama Sonucu-168 Saatlik (01.02.2021-28.02.2021)*



168 saatlik girdi-çıktı kümesi kullanılarak doğrulama verisinin tahmini için uygulanan 4 modelden en iyi sonucu 6,99 MAPE değeri ile GRU modeli verirken, MLP modelinin en iyi tahmin sonucunda 8,60 MAPE değeri ve CNN modelinin en iyi tahmin sonucunda 8,75 MAPE değeri elde edilmiştir. GRU modelinin 3 kere çalıştırılmasında elde edilen sonuçların MAPE değerlerinin dağılımı 6,99-8,46 aralığında olurken, MLP modelinin MAPE değerlerinin dağılımı 8,60-10,03 aralığında ve CNN modelinin MAPE

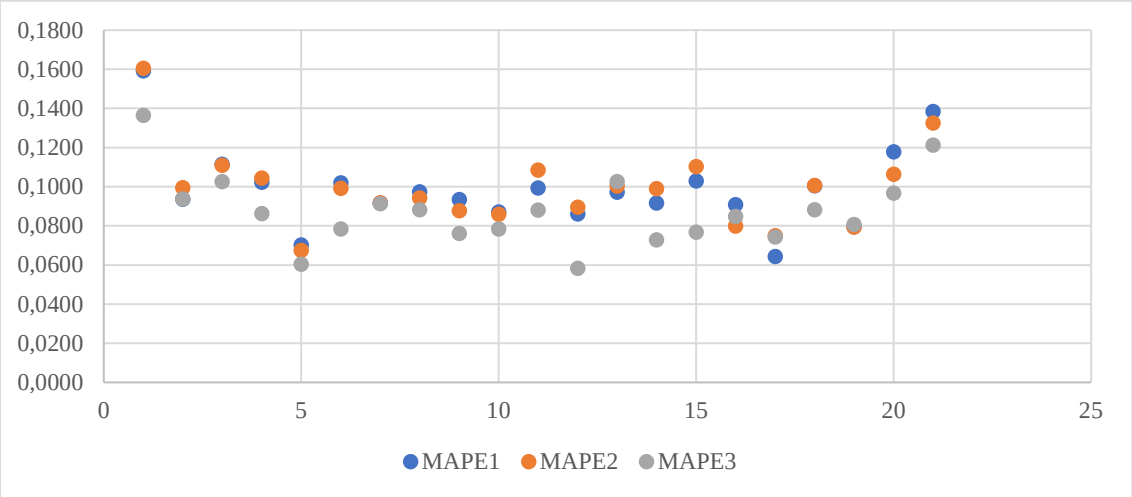
değerlerinin dağılımı 8,75-9,92 aralığında gerçekleşmiştir. Bu üç modelin ortalama MAPE değerlerinin dağılımı ise 7,56-9,52 aralığında gerçekleşmiştir.

Şekil 38. *MLP Modeli 168 Saat Bazında Doğrulama Sonuçları Dağılımı (13.06.2021-28.02.2021)*



Şekil 38'de, MLP modeli ile doğrulama verisi üzerinde yapılan tahminlerin 168 saatlik (1'er haftalık) ortalamaları alınarak elde edilen MAPE değerlerinin dağılımı yer almaktadır. Buna göre, MLP modelinin ilk çalıştırılmasında 168 saat bazında en düşük MAPE değeri 6,56, en yüksek MAPE değeri 14,93 olurken; ikinci çalıştırmada en düşük MAPE değeri 6,46, en yüksek MAPE değeri 14,82; üçüncü çalıştırmada ise en düşük MAPE değeri 7,71, en yüksek MAPE değeri de 17,58 olmuştur.

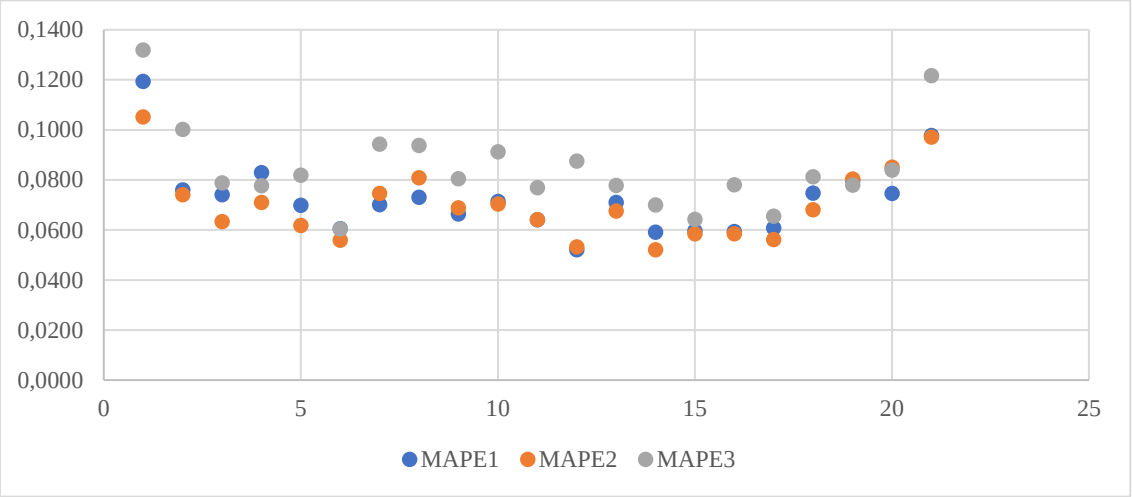
Şekil 39. *CNN Modeli 168 Saat Bazında Doğrulama Sonuçları Dağılımı (13.06.2021-28.02.2021)*



Şekil 39'da, CNN modeli ile doğrulama verisi üzerinde yapılan tahminlerin 168 saatlik (1'er haftalık) ortalamaları alınarak elde edilen MAPE değerlerinin dağılımı yer almaktadır. Buna göre, CNN modelinin ilk çalıştırılmasında 168 saat bazında en düşük

MAPE değeri 6,44, en yüksek MAPE değeri 15,93 olurken; ikinci çalıştırmada en düşük MAPE değeri 6,75, en yüksek MAPE değeri 16,05; üçüncü çalıştırmada ise en düşük MAPE değeri 5,82, en yüksek MAPE değeri de 13,64 olmuştur.

Şekil 40. *GRU Modeli 168 Saat Bazında Doğrulama Sonuçları Dağılımı (13.06.2021-28.02.2021)*



Şekil 40'ta, GRU modeli ile doğrulama verisi üzerinde yapılan tahminlerin 168 saatlik (1'er haftalık) ortalamaları alınarak elde edilen MAPE değerlerinin dağılımı yer almaktadır. Buna göre, GRU modelinin ilk çalıştırılmasında 168 saat bazında en düşük MAPE değeri 5,21, en yüksek MAPE değeri 11,94 olurken; ikinci çalıştırmada en düşük MAPE değeri 5,21, en yüksek MAPE değeri 10,52; üçüncü çalıştırmada ise en düşük MAPE değeri 6,04, en yüksek MAPE değeri de 13,19 olmuştur.

5.2. TEST DÖNEMİ TAHMİN SONUÇLARI

Gün Öncesi Piyasası PTF tahmini için uygulanacak MLP, CNN, LSTM ve GRU modellerinin 05.10.2020-28.02.2021 dönemini kapsayan doğrulama veri seti üzerinde hem 24 saatlik girdi-çıktı kümesi hem de 168 saatlik girdi-çıktı kümesi kullanılarak göstermiş oldukları tahmin performansı sonuçları elde edildikten sonra, bu kez modeller aynı hiperparametrelerle 13.06.2016-28.02.2021 dönemi verileri ile eğitilerek, 01.03.2021-28.03.2021 dönemini kapsayan ve örneklem dışı bırakılan 4 haftalık test dönemine ait PTF değerlerinin tahmini yapılmıştır. Bu aşamada test dönemi için hem 24 saatlik hem de 168 saatlik tahminler yapılmıştır. 24 saatlik tahminlerde 24 saatlik girdi-çıktı kümesi kullanılmış ve 28 günlük test döneminin her bir günü için ayrı ayrı 24 saatlik tahminler yapılmıştır. 168 saatlik tahminlerde ise 168 saatlik girdi-çıktı kümesi kullanılarak, 4 haftalık test döneminin her bir haftası için ayrı ayrı 168 saatlik tahminler yapılmıştır. Test dönemi boyunca 24 saat ilerisi için yapılan tahminlerde elde edilen PTF

değerleri Ek 1'de, 168 saat ilerisi için yapılan tahminlerde elde edilen PTF değerleri de Ek 2'de verilmiştir.

5.2.1. Test Dönemi 24 Saatlik Tahmin Sonuçları

MLP, CNN, LSTM ve GRU modelleri test dönemine ait 28 günün her bir 24 saati için uygulanmış ve her bir gün için elde edilen ortalama MAPE değerleri Tablo 42'de gösterilmiştir.

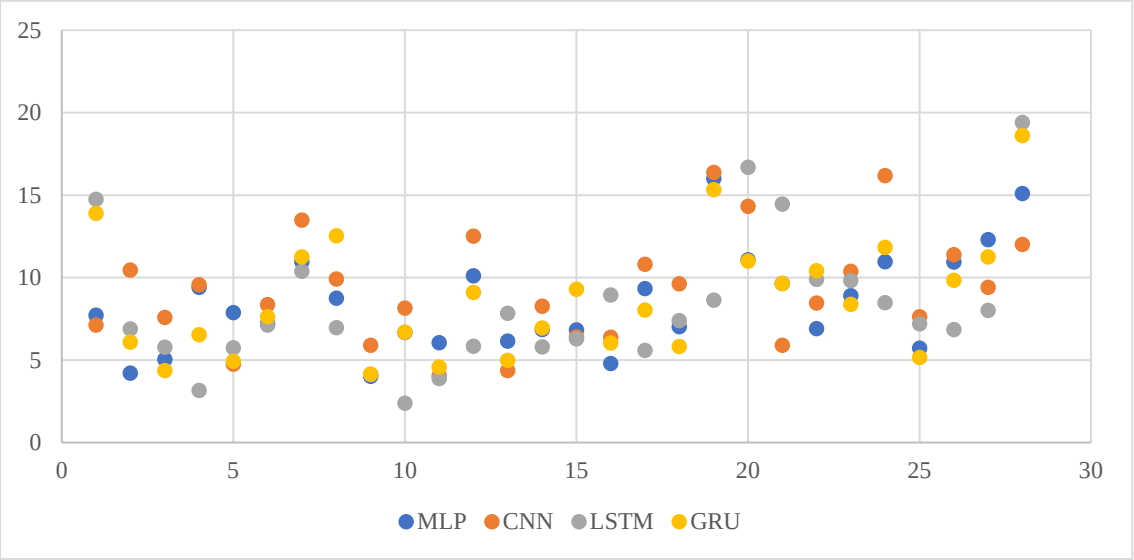
Tablo 42. *Test Dönemi 24 Saatlik Tahmin Sonuçları*

TEST DÖNEMİ	MLP (MAPE)	CNN (MAPE)	LSTM (MAPE)	GRU (MAPE)
01.03.2021	7,72	7,11	14,75	13,89
02.03.2021	4,20	10,46	6,88	6,09
03.03.2021	5,04	7,58	5,77	4,35
04.03.2021	9,40	9,56	3,15	6,53
05.03.2021	7,88	4,75	5,73	4,93
06.03.2021	7,22	8,36	7,12	7,62
07.03.2021	10,96	13,48	10,37	11,24
08.03.2021	8,74	9,91	6,96	12,53
09.03.2021	4,00	5,89	4,13	4,15
10.03.2021	6,66	8,15	2,38	6,69
11.03.2021	6,05	4,05	3,87	4,58
12.03.2021	10,10	12,51	5,83	9,09
13.03.2021	6,14	4,35	7,84	4,97
14.03.2021	6,85	8,26	5,79	6,93
15.03.2021	6,82	6,40	6,27	9,28
16.03.2021	4,78	6,37	8,93	6,02
17.03.2021	9,32	10,80	5,58	8,02
18.03.2021	7,01	9,61	7,38	5,82
19.03.2021	16,01	16,38	8,63	15,33
20.03.2021	11,07	14,31	16,68	10,99
21.03.2021	9,64	5,90	14,45	9,64
22.03.2021	6,91	8,46	9,88	10,42
23.03.2021	8,89	10,38	9,81	8,37
24.03.2021	10,95	16,18	8,47	11,83
25.03.2021	5,71	7,62	7,20	5,16
26.03.2021	10,94	11,38	6,84	9,84
27.03.2021	12,30	9,40	8,01	11,25
28.03.2021	15,09	12,00	19,40	18,61
ORTALAMA (MAPE)	8,44	9,27	8,15	8,72

Tablo 42'deki sonuçlar, uygulanan modeller ile her gün için elde edilen 24 saatlik tahminlerin MAPE değerlerinin ortalaması alınarak günlük MAPE değerlerinin elde edilmesi ile oluşturulmuştur. Tabloda görüldüğü üzere, test döneminde 24 saatlik tahmin

performansı en iyi olan model ortalama 8,15 MAPE değeri ile LSTM modeli olmuştur. LSTM modelini sırasıyla, ortalama 8,44 MAPE performansı gösteren MLP modeli, ortalama 8,72 MAPE performansı gösteren GRU modeli ve ortalama 9,72 MAPE performansı gösteren CNN modeli izlemiştir.

Şekil 41. *Test Dönemi 24 Saatlik Tahmin Sonuçlarının Dağılımı*



Şekil 41, test döneminde MLP, CNN, LSTM ve GRU modelleri ile elde edilen 24 saatlik tahmin sonuçlarının MAPE değerlerinin dağılımını göstermektedir. LSTM modeli ile test dönemi için yapılan 24 saatlik tahmin sonuçlarının MAPE değerlerinin dağılımına bakıldığında, 4 güne ait tahminin %5'in altında sapma gösterdiği, 19 güne ait tahminin %5 ile %10 arasında sapma gösterdiği, 3 güne ait tahminin %10 ile %15 arasında sapma gösterdiği ve 2 güne ait tahminin %15'in üzerinde sapma gösterdiği görülmektedir.

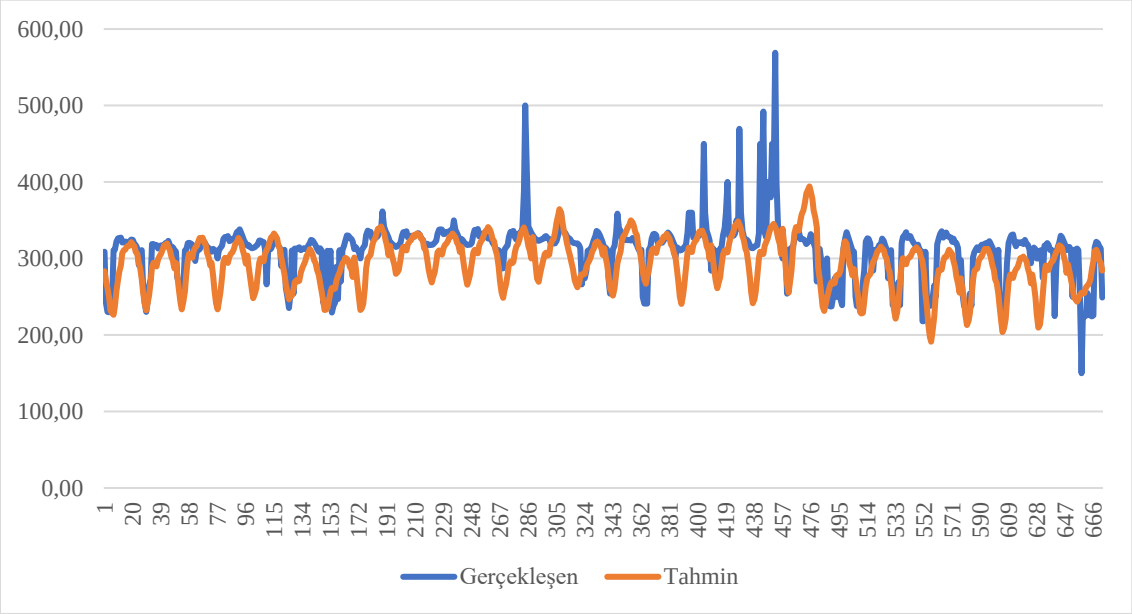
MLP modeli ile test dönemi için yapılan 24 saatlik tahmin sonuçlarının MAPE değerlerinin dağılımına bakıldığında, 3 güne ait tahminin %5'in altında sapma gösterdiği, 17 güne ait tahminin %5 ile %10 arasında sapma gösterdiği, 6 güne ait tahminin %10 ile %15 arasında sapma gösterdiği ve 2 güne ait tahminin %15'in üzerinde sapma gösterdiği görülmektedir.

GRU modeli ile test dönemi için yapılan 24 saatlik tahmin sonuçlarının MAPE değerlerinin dağılımına bakıldığında, 5 güne ait tahminin %5'in altında sapma gösterdiği, 14 güne ait tahminin %5 ile %10 arasında sapma gösterdiği, 7 güne ait tahminin %10 ile %15 arasında sapma gösterdiği ve 2 güne ait tahminin %15'in üzerinde sapma gösterdiği görülmektedir.

CNN modeli ile test dönemi için yapılan 24 saatlik tahmin sonuçlarının MAPE değerlerinin dağılımına bakıldığında ise, 3 güne ait tahminin %5'in altında sapma gösterdiği, 15 güne ait tahminin %5 ile %10 arasında sapma gösterdiği, 8 güne ait tahminin %10 ile %15 arasında sapma gösterdiği ve 2 güne ait tahminin %15'in üzerinde sapma gösterdiği görülmektedir.

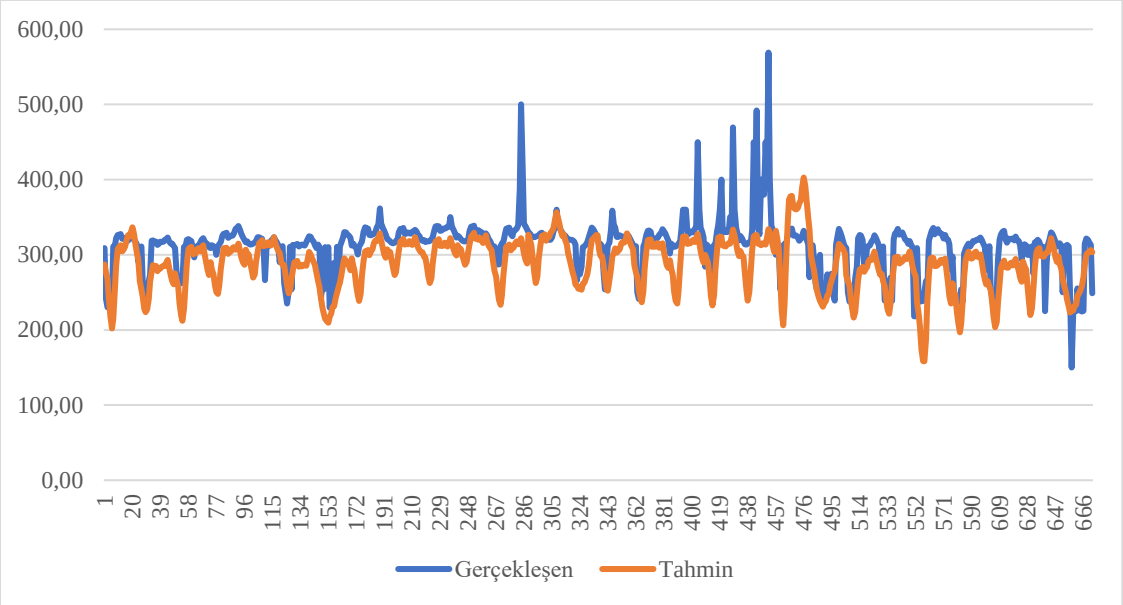
Şekil 42, MLP modelinin 01.03.2021-28.03.2021 dönemini kapsayan 28 güne ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını göstermektedir.

Şekil 42. *MLP Modeli Test Dönemi 24 Saatlik Tahmin Sonuçları*



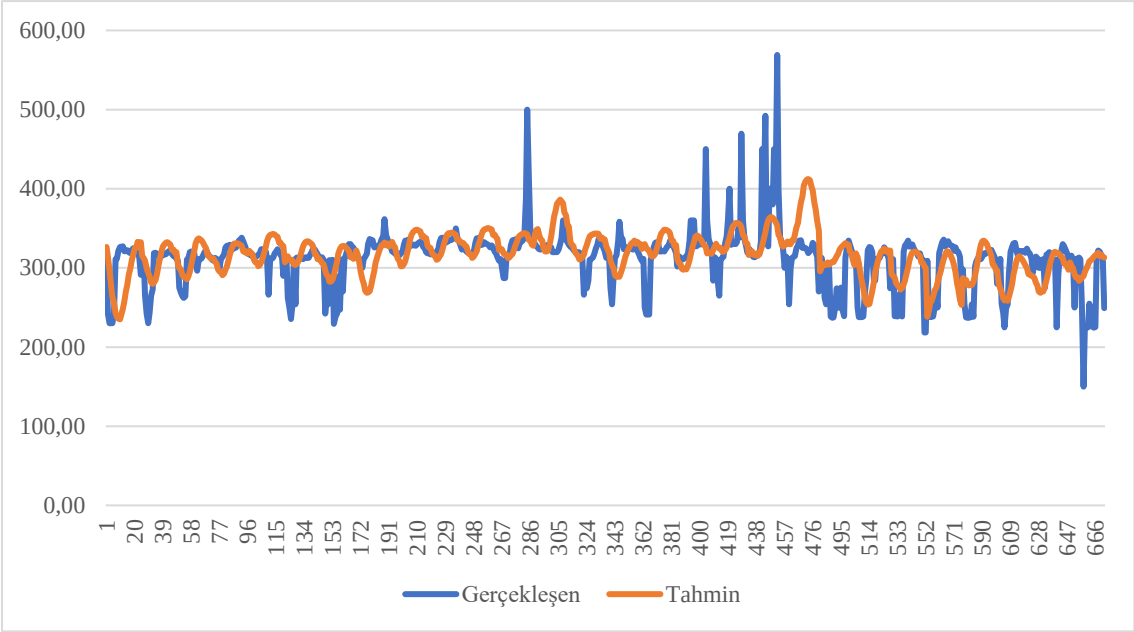
Şekil 43, CNN modelinin 01.03.2021-28.03.2021 dönemini kapsayan 28 güne ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını göstermektedir.

Şekil 43. *CNN Modeli Test Dönemi 24 Saatlik Tahmin Sonuçları*



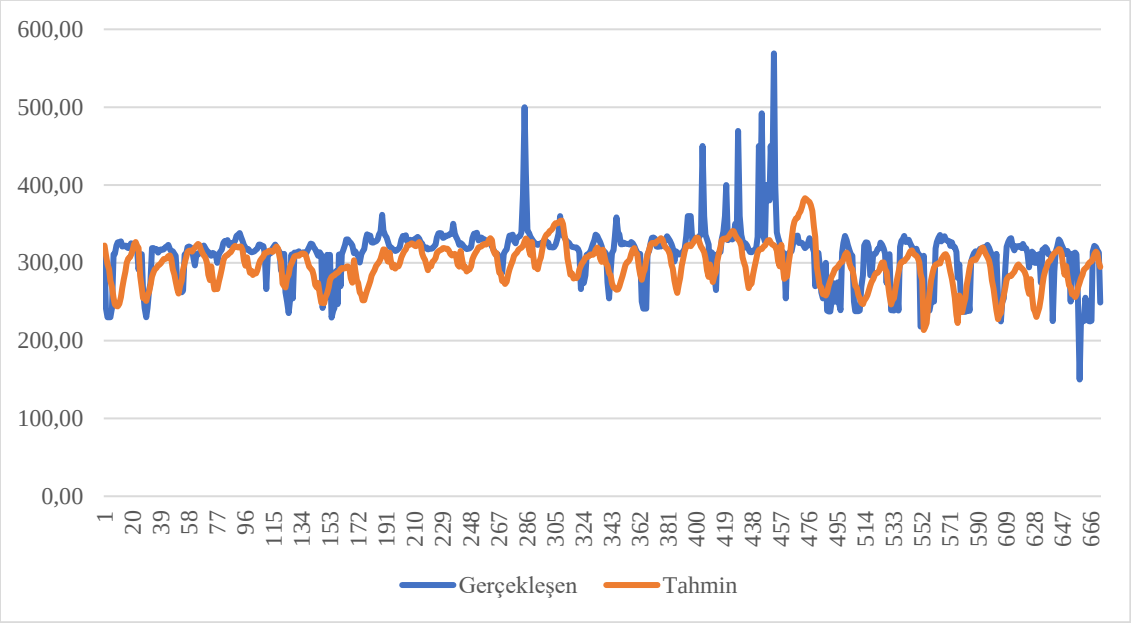
Şekil 44, LSTM modelinin 01.03.2021-28.03.2021 dönemini kapsayan 28 güne ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını göstermektedir.

Şekil 44. *LSTM Modeli Test Dönemi 24 Saatlik Tahmin Sonuçları*



Şekil 45, LSTM modelinin 01.03.2021-28.03.2021 dönemini kapsayan 28 güne ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını göstermektedir.

Şekil 45. *GRU Modeli Test Dönemi 24 Saatlik Tahmin Sonuçları*



Şekil 42, Şekil 43, Şekil 44 ve Şekil 45'te, sırasıyla MLP, CNN, LSTM ve GRU modelleri ile 01.03.2021-28.03.2021 dönemini kapsayan 28 güne ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını gösterilmiştir. Bu dönemdeki sonuçlara göre, LSTM modelinin en iyi tahmin performansı 2,38 MAPE değeri ile 10.03.2021 tarihinde, en kötü tahmin performansı ise 19,40 MAPE değeri ile 28.03.2021 tarihinde gerçekleşmiştir. MLP modelinin en iyi tahmin performansı 4,00 MAPE değeri ile 09.03.2021 tarihinde, en kötü tahmin performansı ise 16,01 MAPE değeri ile 19.03.2021 tarihinde gerçekleşmiştir. GRU modelinin en iyi tahmin performansı 4,15 MAPE değeri ile 09.03.2021 tarihinde, en kötü tahmin performansı ise 18,61 MAPE değeri ile 28.03.2021 tarihinde gerçekleşmiştir. CNN modelinin ise en iyi tahmin performansı 4,05 MAPE değeri ile 11.03.2021 tarihinde gerçekleşirken, en kötü tahmin performansı ise 16,38 MAPE değeri ile 19.03.2021 tarihinde gerçekleşmiştir.

Tablo 43. *Test Dönemi 24 Saatlik Tahmin Sonuçları (Haftanın Günleri)*

HAFTANIN GÜNLERİ	MLP (MAPE)	CNN (MAPE)	LSTM (MAPE)	GRU (MAPE)
Pazartesi	7,55	7,97	9,46	11,53
Salı	5,47	8,28	7,44	6,16
Çarşamba	7,99	10,68	5,55	7,72
Perşembe	7,04	7,71	5,40	5,52
Cuma	11,23	11,26	6,76	9,80
Cumartesi	9,18	9,10	9,91	8,71
Pazar	10,64	9,91	12,50	11,60

Tablo 43'te, 01.03.2021-28.03.2021 dönemini kapsayan 28 gün için yapılan 24 saatlik tahminlerde elde edilen MAPE değerlerinin haftanın her bir günü bazında ortalamaları yer almaktadır. Buna göre, MLP modelinin en iyi ortalama tahmin performansı 5,47 MAPE değeri ile Salı günü, en kötü ortalama tahmin performansı 11,23 MAPE değeri ile Cuma günü gerçekleşmiştir. CNN modelinin en iyi ortalama tahmin performansı 7,71 MAPE değeri ile Perşembe günü, en kötü ortalama tahmin performansı 11,26 MAPE değeri ile Cuma günü gerçekleşirken, LSTM modelinin en iyi ortalama tahmin performansı 5,40 MAPE değeri ile Perşembe günü, en kötü ortalama tahmin performansı da 12,50 MAPE değeri ile Pazar günü gerçekleşmiş, GRU modelinin ise en iyi ortalama tahmin performansı 5,52 MAPE değeri ile Perşembe günü, en kötü ortalama tahmin performansı da 11,60 MAPE değeri ile Pazar günü gerçekleşmiştir.

Tablo 44. *Test Dönemi 24 Saatlik Tahmin Sonuçları (Günün Saatleri)*

GÜNÜN SAATLERİ	MLP (MAPE)	CNN (MAPE)	LSTM (MAPE)	GRU (MAPE)
0-1	5,83	7,14	4,37	7,29
1-2	8,35	8,38	5,66	10,63
2-3	10,04	7,65	9,20	10,45
3-4	10,31	8,30	12,23	8,80
4-5	13,07	12,21	11,67	10,49
5-6	13,91	17,35	8,56	9,59
6-7	15,89	19,63	5,45	8,71
7-8	10,69	11,32	8,21	10,03
8-9	10,31	10,88	9,57	8,89
9-10	12,81	9,29	14,90	13,74
10-11	10,32	7,55	10,19	10,45
11-12	10,86	7,96	10,13	10,94
12-13	5,30	6,43	7,98	6,62
13-14	5,18	6,37	9,55	6,69
14-15	4,97	7,73	7,66	6,44
15-16	6,31	7,64	10,32	8,09
16-17	5,66	7,16	8,50	6,87
17-18	5,24	8,48	6,72	7,01
18-19	4,06	7,13	4,75	6,33
19-20	8,37	9,97	7,81	10,34
20-21	5,57	8,17	5,37	6,88
21-22	5,18	7,69	3,95	5,75
22-23	6,60	8,95	5,23	8,70
23-24	7,81	9,16	7,53	9,53

Tablo 44'te, 01.03.2021-28.03.2021 dönemini kapsayan 28 gün için yapılan 24 saatlik tahminlerde elde edilen MAPE değerlerinin günün her bir saati bazında

ortalamaları yer almaktadır. Buna göre, MLP modeli en iyi ortalama tahmin performansını 4,06 MAPE değeri ile 18-19 saatleri arasında, en kötü ortalama tahmin performansını ise 15,89 MAPE değeri ile 6-7 saatleri arasında göstermiştir. CNN modeli en iyi ortalama tahmin performansını 6,37 MAPE değeri ile 13-14 saatleri arasında, en kötü ortalama tahmin performansını ise 19,63 MAPE değeri ile 6-7 saatleri arasında göstermiştir. LSTM modeli en iyi ortalama tahmin performansını 3,95 MAPE değeri ile 21-22 saatleri arasında, en kötü ortalama tahmin performansını ise 14,90 MAPE değeri ile 9-10 saatleri arasında göstermiştir. GRU modeli ise en iyi ortalama tahmin performansını 5,75 MAPE değeri ile 21-22 saatleri arasında gösterirken, en kötü ortalama tahmin performansını da 13,74 MAPE değeri ile 9-10 saatleri arasında göstermiştir.

5.2.2. Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları

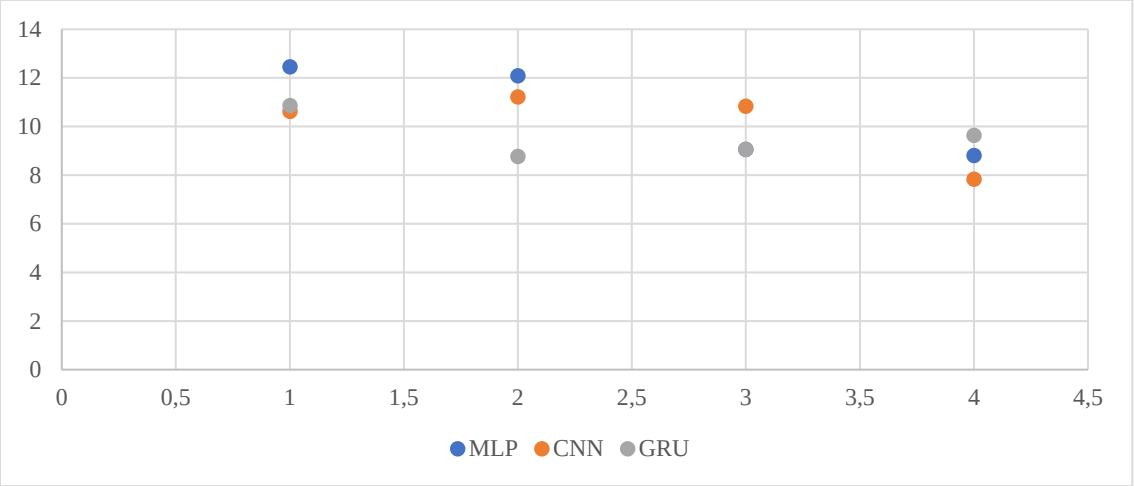
MLP, CNN, LSTM ve GRU modelleri test dönemine ait 4 haftanın her bir haftası için uygulanmış ve her bir hafta için elde edilen ortalama MAPE değerleri Tablo 45'te gösterilmiştir.

Tablo 45. *Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (Haftalık)*

TEST DÖNEMİ	MLP (MAPE)	CNN (MAPE)	GRU (MAPE)
01.03.2021-07.03.2021	12,45	10,62	10,86
08.03.2021-14.03.2021	12,09	11,22	8,77
15.03.2021-21.03.2021	9,05	10,83	9,05
22.03.2021-28.03.2021	8,80	7,83	9,64
ORTALAMA (MAPE)	10,60	10,13	9,58

Tablo 45'teki sonuçlar, uygulanan modeller ile ilgili haftanın her günü için elde edilen tahminlerin MAPE değerlerinin ortalaması alınarak haftalık MAPE değerlerinin elde edilmesi ile oluşturulmuştur. Tabloda görüldüğü üzere, test dönemi 168 saatlik tahmin performansı en iyi olan model ortalama 9,58 MAPE değeri ile GRU modeli olmuştur. GRU modelini sırasıyla, ortalama 10,13 MAPE performansı gösteren CNN modeli ve ortalama 10,60 MAPE performansı gösteren MLP modeli izlemiştir. LSTM modeli ise, 168 saatlik girdi-çıktı kümesi ile yapılan tahminlerde gradyan patlaması (exploding gradients) sorunu nedeniyle 'NaN' çıktısı vermiştir. Gradyan patlamasının önüne geçmek için gradyan ölçekleme (gradient scaling) ve gradyan kırpma (gradient clipping) yöntemleri uygulanmış ancak modelin istikrarlı olarak çıktı üretmediği ve gradyan patlaması durumunun yeniden ortaya çıkabildiği gözlenmiştir. Bu nedenle, 168 saatlik girdi-çıktı kümesi ile elde edilen bulguların yer aldığı tabloda MLP, CNN ve GRU modellerinin tahmin sonuçlarına yer verilmiştir.

Şekil 46. *Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçlarının Dağılımı*

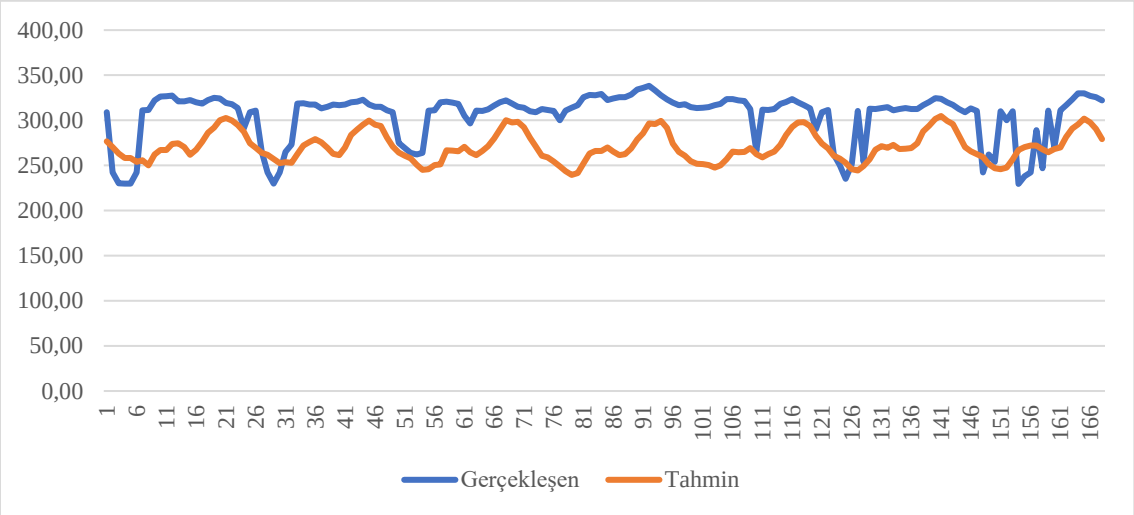


Şekil 46, test döneminde MLP, CNN ve GRU modelleri ile elde edilen 168 saatlik tahmin sonuçlarının MAPE değerlerinin dağılımını göstermektedir. MLP modelinin en iyi tahmin performansı 8,80 MAPE değeri ile Mart 2021 döneminin 4. haftasında (22.03.2021-28.03.2021), en kötü tahmin performansı ise 12,45 MAPE değeri ile Mart 2021 döneminin 1. haftasında (01.03.2021-07.03.2021) gerçekleşmiştir. CNN modelinin en iyi tahmin performansı 7,83 MAPE değeri ile Mart 2021 döneminin 4. haftasında (22.03.2021-28.03.2021), en kötü tahmin performansı ise 11,22 MAPE değeri ile Mart 2021 döneminin 2. haftasında (08.03.2021-14.03.2021) gerçekleşmiştir. GRU modelinin ise, en iyi tahmin performansı 8,77 MAPE değeri ile Mart 2021 döneminin 2. haftasında (08.03.2021-14.03.2021), en kötü tahmin performansı ise 10,86 MAPE değeri ile Mart 2021 döneminin 1. haftasında (01.03.2021-07.03.2021) gerçekleşmiştir.

GRU modelinin test dönemindeki en kötü 168 saatlik tahmin performansı ile en iyi tahmin performansı arasında 2,09 puan fark olurken, CNN modelinin test dönemindeki en kötü 168 saatlik tahmin performansı ile en iyi tahmin performansı arasında 3,39 puan ve MLP modelinin ise test dönemindeki en kötü 168 saatlik tahmin performansı ile en iyi tahmin performansı arasında 3,65 puan fark oluşmuştur.

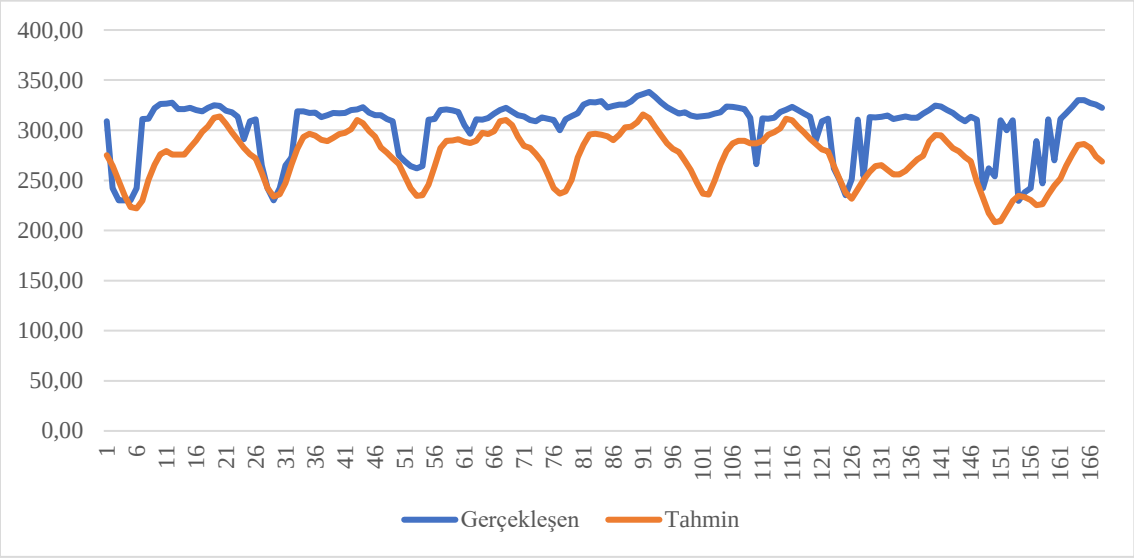
Şekil 47, MLP modeli ile 2021 yılı Mart ayının 1. haftası olan 01.03.2021-07.03.2021 dönemine ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını göstermektedir.

Şekil 47. *MLP Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (01.03.2021-07.03.2021)*



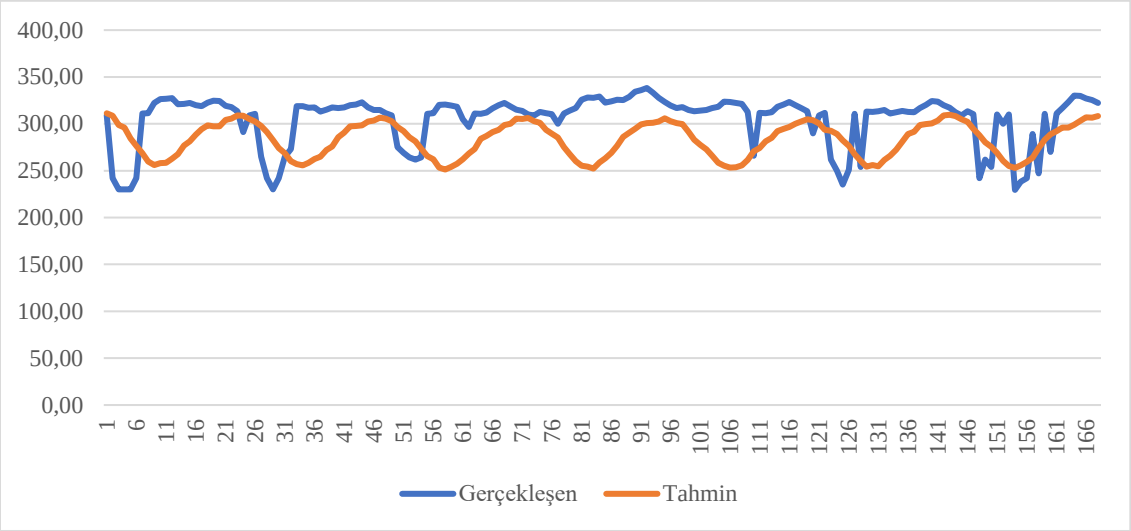
Şekil 48, CNN modeli ile 2021 yılı Mart ayının 1. haftası olan 01.03.2021-07.03.2021 dönemine ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını göstermektedir.

Şekil 48. *CNN Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (01.03.2021-07.03.2021)*



Şekil 49, GRU modeli ile 2021 yılı Mart ayının 1. haftası olan 01.03.2021-07.03.2021 dönemine ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını göstermektedir.

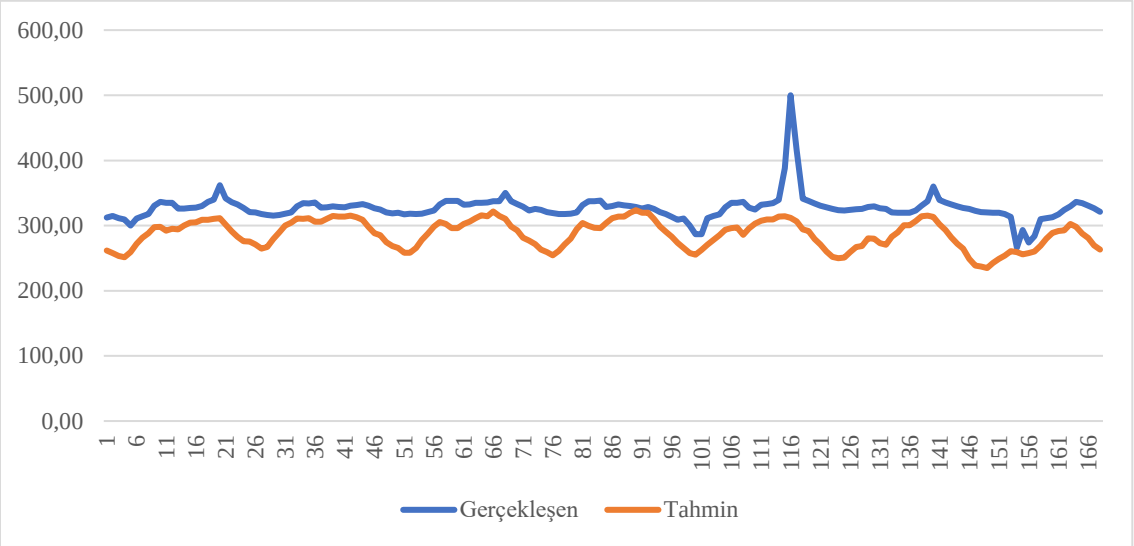
Şekil 49. *GRU Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (01.03.2021-07.03.2021)*



Şekil 47, Şekil 48 ve Şekil 49'da, sırasıyla MLP, CNN ve GRU modelleri ile 2021 yılı Mart ayının 1. haftası olan 01.03.2021-07.03.2021 dönemine ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını gösterilmiştir. Bu dönemdeki sonuçlara göre, MLP modelinin tahmin etmiş olduğu PTF, gerçekleşen PTF'den ortalama %12,45 sapma göstermiştir. Aynı dönemde, CNN modelinin tahmin etmiş olduğu PTF, gerçekleşen PTF'den ortalama %10,62 sapma gösterirken, GRU modelinin tahmin etmiş olduğu PTF, gerçekleşen PTF'den ortalama %10,86 sapma göstermiştir. Bu bağlamda, test döneminin 1. haftasında CNN modeli en iyi tahmin performansını gösteren model olmuştur.

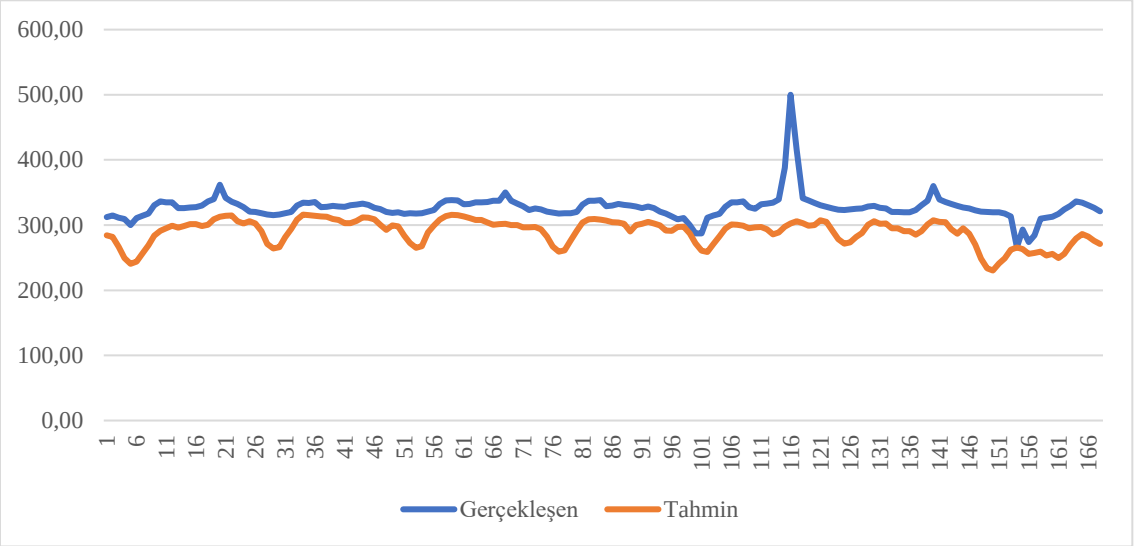
Şekil 50, MLP modeli ile 2021 yılı Mart ayının 2. haftası olan 08.03.2021-14.03.2021 dönemine ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını göstermektedir.

Şekil 50. *MLP Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (08.03.2021-14.03.2021)*



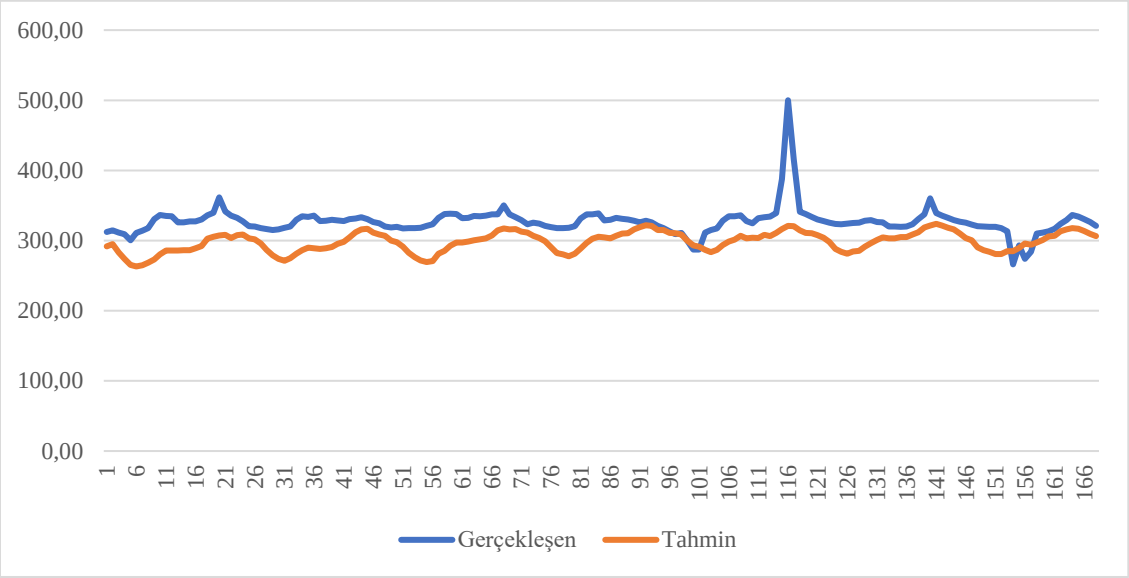
Şekil 51, CNN modeli ile 2021 yılı Mart ayının 2. haftası olan 08.03.2021-14.03.2021 dönemine ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını göstermektedir.

Şekil 51. *CNN Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (08.03.2021-14.03.2021)*



Şekil 52, GRU modeli ile 2021 yılı Mart ayının 2. haftası olan 08.03.2021-14.03.2021 dönemine ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını göstermektedir.

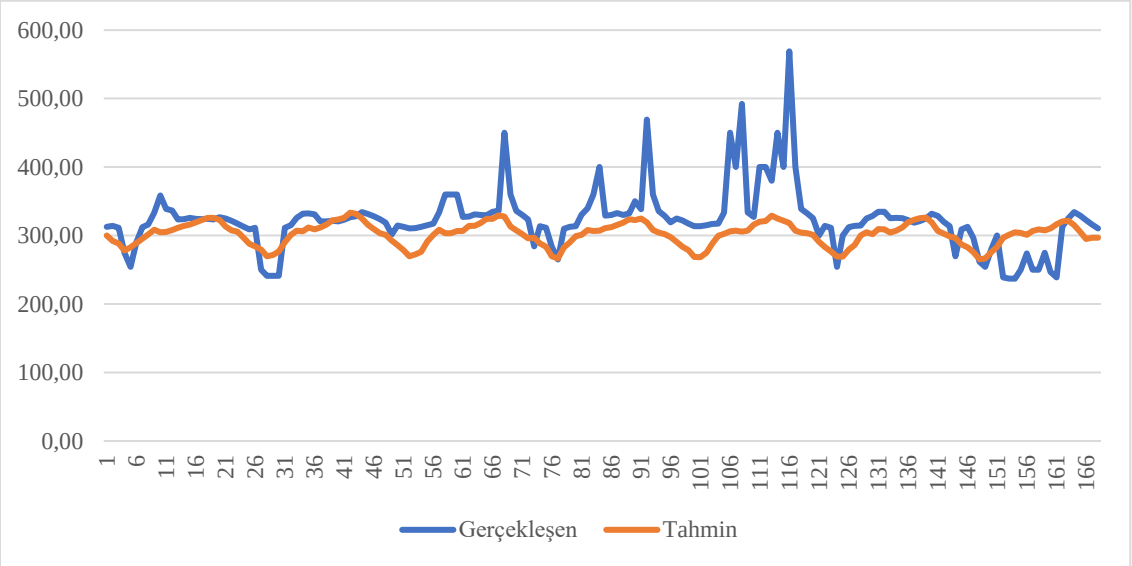
Şekil 52. *GRU Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (08.03.2021-14.03.2021)*



Şekil 50, Şekil 51 ve Şekil 52'de, sırasıyla MLP, CNN ve GRU modelleri ile 2021 yılı Mart ayının 2. haftası olan 08.03.2021-14.03.2021 dönemine ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını gösterilmiştir. Bu dönemdeki sonuçlara göre, MLP modelinin tahmin etmiş olduğu PTF, gerçekleşen PTF'den ortalama %12,09 sapma göstermiştir. Aynı dönemde, CNN modelinin tahmin etmiş olduğu PTF, gerçekleşen PTF'den ortalama %11,22 sapma gösterirken, GRU modelinin tahmin etmiş olduğu PTF, gerçekleşen PTF'den ortalama %8,77 sapma göstermiştir. Bu bağlamda, test döneminin 2. haftasında GRU modeli en iyi tahmin performansını gösteren model olmuştur.

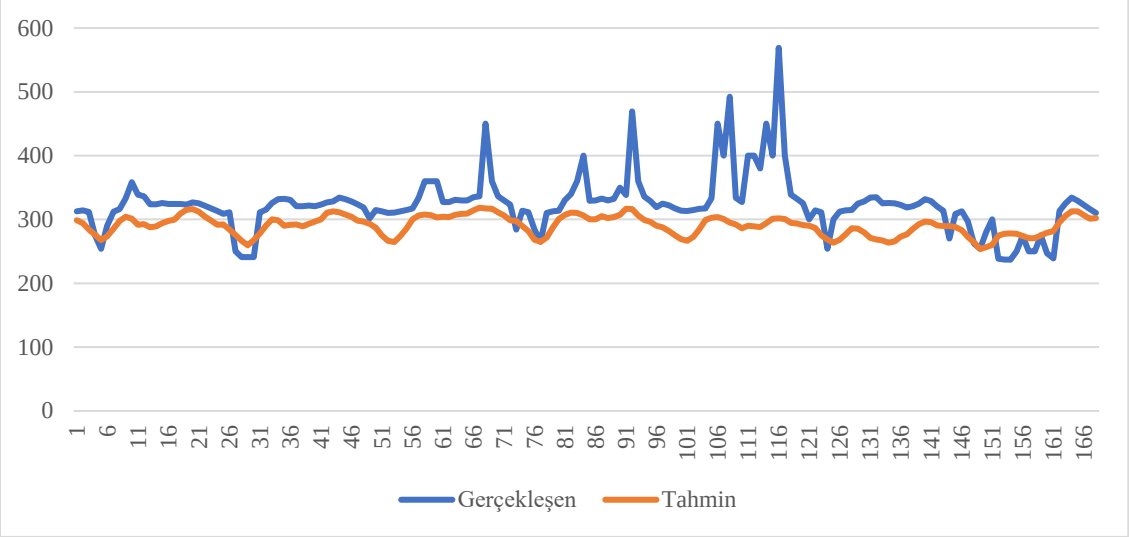
Şekil 53, MLP modeli ile 2021 yılı Mart ayının 3. haftası olan 15.03.2021-21.03.2021 dönemine ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını göstermektedir.

Şekil 53. *MLP Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (15.03.2021-21.03.2021)*



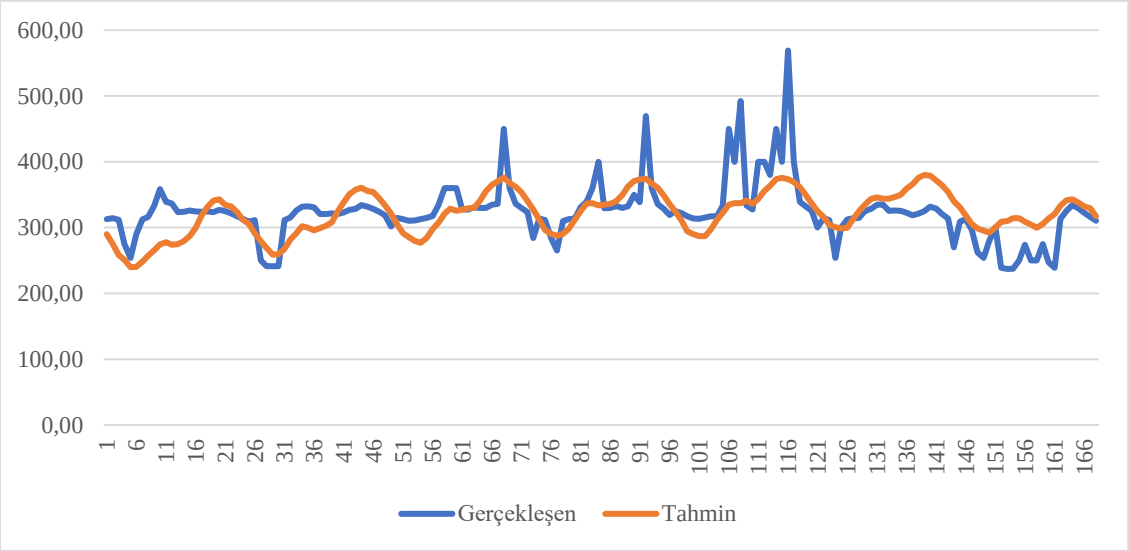
Şekil 54, CNN modeli ile 2021 yılı Mart ayının 3. haftası olan 15.03.2021-21.03.2021 dönemine ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını göstermektedir.

Şekil 54. *CNN Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (15.03.2021-21.03.2021)*



Şekil 55, GRU modeli ile 2021 yılı Mart ayının 3. haftası olan 15.03.2021-21.03.2021 dönemine ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını göstermektedir.

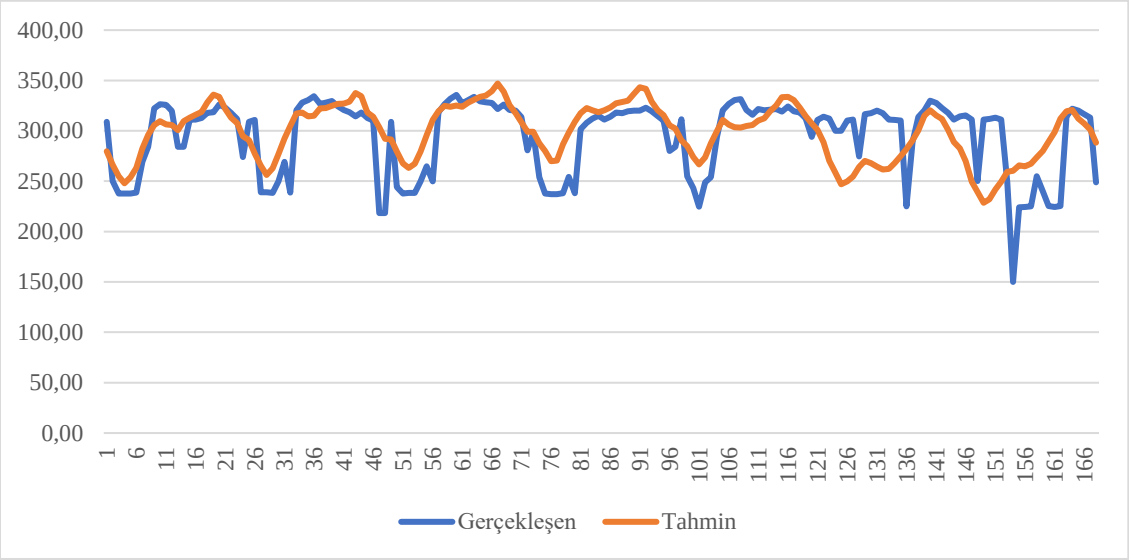
Şekil 55. *GRU Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (15.03.2021-21.03.2021)*



Şekil 53, Şekil 54 ve Şekil 55'te, sırasıyla MLP, CNN ve GRU modelleri ile 2021 yılı Mart ayının 3. haftası olan 15.03.2021-21.03.2021 dönemine ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını gösterilmiştir. Bu dönemdeki sonuçlara göre, MLP modelinin tahmin etmiş olduğu PTF, gerçekleşen PTF'den ortalama %9,05 sapma göstermiştir. Aynı dönemde, CNN modelinin tahmin etmiş olduğu PTF, gerçekleşen PTF'den ortalama %10,83 sapma gösterirken, GRU modelinin tahmin etmiş olduğu PTF, gerçekleşen PTF'den ortalama %9,05 sapma göstermiştir. Bu bağlamda, test döneminin 3. haftasında aynı ortalama sapma değeri gösteren MLP ve GRU modelleri en iyi tahmin performansını gösteren modeller olmuştur.

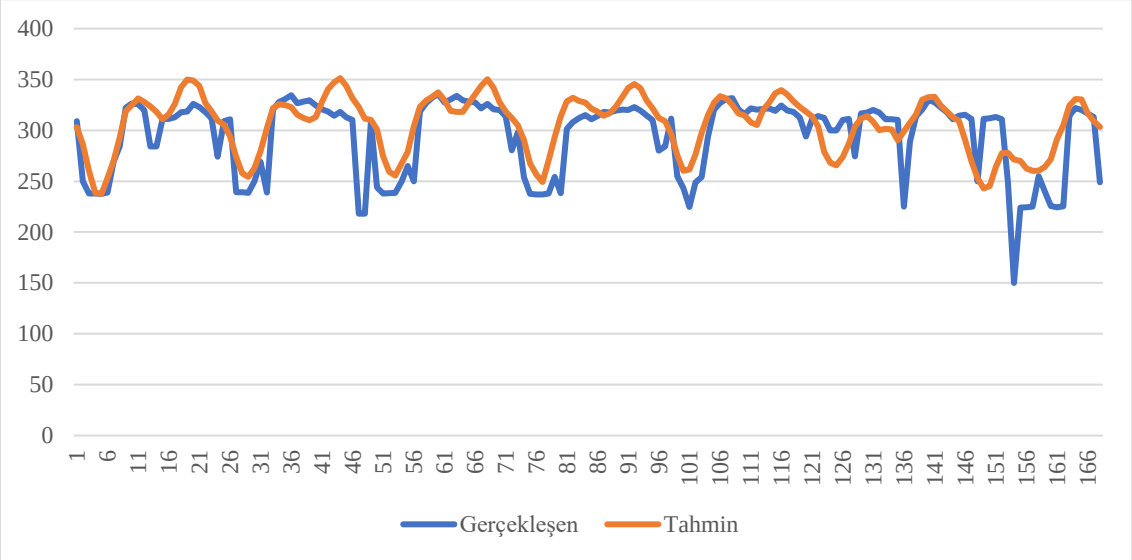
Şekil 56, MLP modeli ile 2021 yılı Mart ayının 4. haftası olan 22.03.2021-28.03.2021 dönemine ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını göstermektedir.

Şekil 56. *MLP Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (22.03.2021-28.03.2021)*



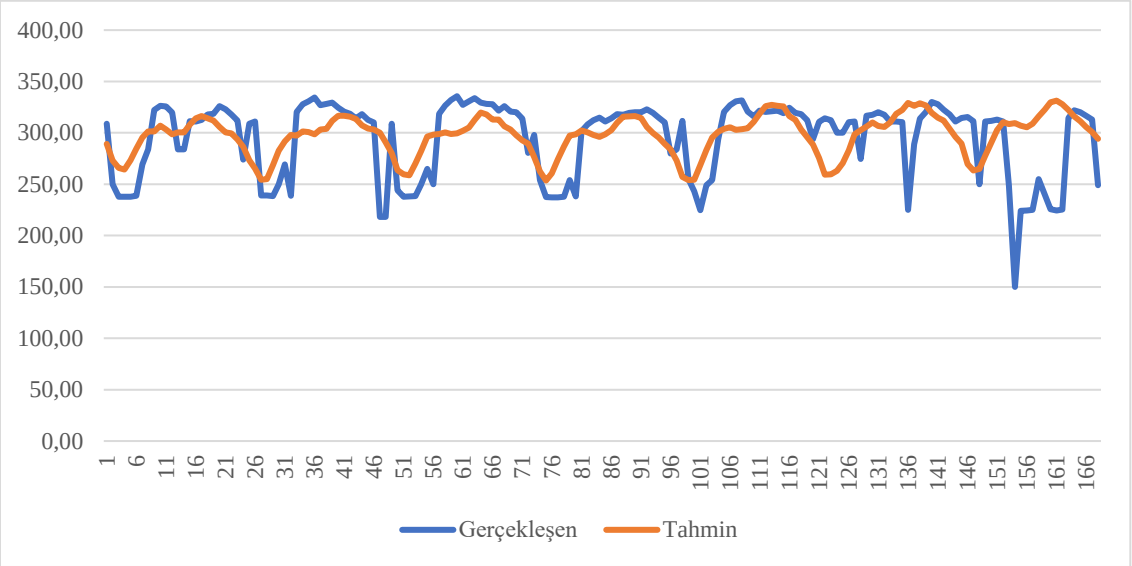
Şekil 57, CNN modeli ile 2021 yılı Mart ayının 4. haftası olan 22.03.2021-28.03.2021 dönemine ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını göstermektedir.

Şekil 57. *CNN Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (22.03.2021-28.03.2021)*



Şekil 58, GRU modeli ile 2021 yılı Mart ayının 4. haftası olan 22.03.2021-28.03.2021 dönemine ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını göstermektedir.

Şekil 58. *GRU Modeli Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (22.03.2021-28.03.2021)*



Şekil 56, Şekil 57 ve Şekil 58'de, sırasıyla MLP, CNN ve GRU modelleri ile 2021 yılı Mart ayının 4. haftası olan 22.03.2021-28.03.2021 dönemine ait tahmin sonuçlarının, aynı dönemde gerçekleşen PTF'yi yakalama performansını gösterilmiştir. Bu dönemdeki sonuçlara göre, MLP modelinin tahmin etmiş olduğu PTF, gerçekleşen PTF'den ortalama %8,80 sapma göstermiştir. Aynı dönemde, CNN modelinin tahmin etmiş olduğu PTF, gerçekleşen PTF'den ortalama %7,83 sapma gösterirken, GRU modelinin tahmin etmiş olduğu PTF, gerçekleşen PTF'den ortalama %9,64 sapma göstermiştir. Bu bağlamda, test döneminin 4. haftasında CNN modeli en iyi tahmin performansını gösteren model olmuştur.

Tablo 46'daki sonuçlar ise, 168 saatlik tahminlerin MAPE değerlerinin gün bazında (her gün için 24'er saatin) ortalaması alınarak elde edilen günlük MAPE değerlerini göstermektedir. Buna göre, test döneminde 168 saatlik tahminlerin MAPE değerleri ortalamasında en iyi sonucu veren GRU modelinin, gün bazında en iyi tahmin performansı 5,75 MAPE değeri ile 26.03.2021 tarihinde gerçekleşirken, en kötü performansı ise 22,30 MAPE değeri ile 28.03.2021 tarihinde gerçekleşmiştir. MLP modelinin test döneminde 168 saatlik tahminlerde gün bazında en iyi tahmin performansı 4,71 MAPE değeri ile 15.03.2021 tarihinde, en kötü performansı ise 17,78 MAPE değeri ile 28.03.2021 tarihinde gerçekleşmiştir. CNN modelinin ise, test döneminde 168 saatlik tahminlerde gün bazında en iyi tahmin performansı 5,10 MAPE değeri ile 22.03.2021 tarihinde gerçekleşirken, en kötü performansı da 19,69 MAPE değeri ile 19.03.2021 tarihinde gerçekleşmiştir.

Tablo 46. *Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (Günlük)*

TEST DÖNEMİ	MLP (MAPE)	CNN (MAPE)	GRU (MAPE)
01.03.2021	12,52	10,03	14,08
02.03.2021	10,49	6,54	10,37
03.03.2021	11,09	8,05	9,94
04.03.2021	17,08	12,15	12,16
05.03.2021	14,60	10,92	10,97
06.03.2021	10,04	11,39	10,00
07.03.2021	11,30	15,27	8,49
08.03.2021	11,99	11,86	11,76
09.03.2021	8,81	7,81	9,54
10.03.2021	11,30	9,45	10,14
11.03.2021	9,78	9,78	7,04
12.03.2021	13,15	12,61	9,14
13.03.2021	14,31	10,50	7,60
14.03.2021	15,26	16,49	6,20
15.03.2021	4,71	7,37	10,83
16.03.2021	5,78	8,43	7,66
17.03.2021	9,07	10,08	7,02
18.03.2021	8,69	10,17	6,10
19.03.2021	16,60	19,69	9,78
20.03.2021	6,04	12,17	8,77
21.03.2021	12,49	7,92	13,21
22.03.2021	4,80	5,10	6,74
23.03.2021	8,56	9,69	9,88
24.03.2021	5,89	5,96	7,96
25.03.2021	7,93	7,54	6,65
26.03.2021	5,87	5,39	5,75
27.03.2021	10,76	5,78	8,20
28.03.2021	17,78	15,38	22,30
ORTALAMA (MAPE)	10,60	10,13	9,58

MLP modeli ile test dönemi için yapılan 168 saatlik tahmin sonuçları ile elde edilen günlük ortalama MAPE değerlerinin dağılımına bakıldığında, 2 güne ait tahminin %5'in altında sapma gösterdiği, 10 güne ait tahminin %5 ile %10 arasında sapma gösterdiği, 12 güne ait tahminin %10 ile %15 arasında sapma gösterdiği ve 4 güne ait tahminin %15'in üzerinde sapma gösterdiği görülmektedir.

CNN modeli ile test dönemi için yapılan 168 saatlik tahmin sonuçları ile elde edilen günlük ortalama MAPE değerlerinin dağılımına bakıldığında ise, %5'in altında sapma gerçekleşen gün olmadığı, 14 güne ait tahminin %5 ile %10 arasında sapma

gösterdiği, 10 güne ait tahminin %10 ile %15 arasında sapma gösterdiği ve 4 güne ait tahminin %15'in üzerinde sapma gösterdiği görülmektedir.

GRU modeli ile test dönemi için yapılan 168 saatlik tahmin sonuçları ile elde edilen günlük ortalama MAPE değerlerinin dağılımına bakıldığında da CNN modelinde olduğu gibi %5'in altında sapma gerçekleşen gün olmadığı, 19 güne ait tahminin %5 ile %10 arasında sapma gösterdiği, 8 güne ait tahminin %10 ile %15 arasında sapma gösterdiği ve 1 güne ait tahminin %15'in üzerinde sapma gösterdiği görülmektedir.

Tablo 47. *Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (Haftanın Günleri)*

HAFTANIN GÜNLERİ	MLP (MAPE)	CNN (MAPE)	GRU (MAPE)
Pazartesi	8,51	8,59	10,85
Salı	8,41	8,12	9,36
Çarşamba	9,34	8,39	8,76
Perşembe	10,87	9,91	7,99
Cuma	12,56	12,15	8,91
Cumartesi	10,29	9,96	8,64
Pazar	14,21	13,76	12,55

Tablo 47'de, 01.03.2021-28.03.2021 dönemini kapsayan 4 hafta için yapılan 168 saatlik tahminlerde elde edilen MAPE değerlerinin haftanın her bir günü bazında ortalamaları yer almaktadır. Buna göre, MLP modelinin en iyi ortalama tahmin performansı 8,41 MAPE değeri ile Salı günü, en kötü ortalama tahmin performansı 14,21 MAPE değeri ile Pazar günü gerçekleşirken, CNN modelinin en iyi ortalama tahmin performansı 8,12 MAPE değeri ile Salı günü, en kötü ortalama tahmin performansı 13,76 MAPE değeri ile Pazar günü gerçekleşmiş, GRU modelinin ise en iyi ortalama tahmin performansı 7,99 MAPE değeri ile Çarşamba günü, en kötü ortalama tahmin performansı da 12,55 MAPE değeri ile Pazar günü gerçekleşmiştir.

Tablo 48. *Test Dönemi 168 Saatlik Tahmin Sonuçları (Günün Saatleri)*

GÜNÜN SAATLERİ	MLP (MAPE)	CNN (MAPE)	GRU (MAPE)
0-1	9,90	6,49	5,51
1-2	12,81	9,63	7,49
2-3	13,15	10,95	8,81
3-4	11,54	9,23	10,76
4-5	13,06	11,64	11,51
5-6	12,04	13,59	11,31
6-7	13,14	14,01	10,99
7-8	12,62	12,30	12,14
8-9	11,27	9,98	12,90
9-10	14,74	11,83	16,69
10-11	12,68	9,72	13,17
11-12	12,81	10,37	13,57
12-13	9,12	9,03	10,11
13-14	8,04	8,37	8,60
14-15	9,00	9,51	8,90
15-16	9,27	10,02	10,19
16-17	8,46	9,91	9,11
17-18	8,23	10,17	8,11
18-19	6,96	8,43	6,66
19-20	10,70	11,95	9,72
20-21	8,17	8,94	5,99
21-22	7,07	7,20	5,46
22-23	8,90	9,27	6,20
23-24	10,64	10,48	6,03

Tablo 48'de, 01.03.2021-28.03.2021 dönemini kapsayan 4 hafta için yapılan 168 saatlik tahminlerde elde edilen MAPE değerlerinin günün her bir saati bazında ortalamaları yer almaktadır. Buna göre, MLP modeli en iyi ortalama tahmin performansını 6,96 MAPE değeri ile 18-19 saatleri arasında, en kötü ortalama tahmin performansını ise 14,74 MAPE değeri ile 9-10 saatleri arasında göstermiştir. CNN modeli en iyi ortalama tahmin performansını 6,49 MAPE değeri ile 0-1 saatleri arasında, en kötü ortalama tahmin performansını ise 14,01 MAPE değeri ile 6-7 saatleri arasında göstermiştir. GRU modeli ise en iyi ortalama tahmin performansını 5,46 MAPE değeri ile 21-22 saatleri arasında gösterirken, en kötü ortalama tahmin performansını da 16,69 MAPE değeri ile 9-10 saatleri arasında göstermiştir.

5.3. BULGULARIN DEĞERLENDİRİLMESİ

Çalışmada elde edilen bulgular, kullanılan modellerin doğrulama veri seti üzerinde 24 saatlik girdi çıktı kümesi ile yapılan tahminlerde birbirine oldukça yakın sonuç verdiğini göstermektedir. Lewis (1982)'den aktaran Klimberg vd. (2010: 140), %10'dan daha az sapma gösteren tahminlerin yüksek isabetli, %11-%20 arasında sapma gösteren tahminlerin iyi, %21-%50 arasında sapma gösteren tahminlerin makul ve %51 ve üzerinde sapma gösteren tahminlerin isabetsiz tahmin olduğunu belirtmektedirler.

Bu bağlamda, doğrulama veri seti üzerinde 24 saatlik girdi çıktı kümesi ile elde edilen %8,09-%8,79 aralığında sapmalı tahmin sonuçlarının yüksek isabetli tahminler olduğu söylenebilir. Kullanılan modellerin test verisi üzerindeki 24 saatlik tahmin performansları da doğrulama verisi tahmin sonuçlarına yakın seyretmiştir. MLP modeli hem doğrulama verisi hem de test verisi için yapılan tahminlerde ortalamada %8,44'lük sapma değeri ile aynı performansı göstermiştir. LSTM ve GRU modelleri de doğrulama verisi üzerinde gösterdiği performansı test verisi üzerinde de koruyarak yakın sonuçlar üretmiştir. CNN modeli ise, doğrulama verisi üzerinde en iyi ortalama performansı gösterirken, test verisi tahminlerinde ortalamada %9 bandının üzerinde sonuç veren tek model olmuştur. Ancak, bu sonuç da MLP, LSTM ve GRU modellerinin tahmin sonuçları gibi ortalamada %10 sapma değerinin altında kalmayı başarmıştır. Dolayısıyla, çalışmada kullanılan dört modelin de 24 saatlik tahminlerde yüksek isabetli tahminler üretebildiğini söylemek mümkündür.

Öte yandan, literatürde yalnızca ortalama sapmanın değil, aynı zamanda elde edilen tahmin sonuçlarına ait sapma değerlerinin dağılımının da modellerin performansını değerlendirmede önemli olduğunun üzerinde durulmaktadır. Bu bağlamda, 28 günlük test verisi için elde edilen 24 saatlik tahmin sonuçlarının dağılımında en iyi performansı, 23 güne ait tahmin sonucu %10'un altında sapmalı olan LSTM modelinin gösterdiği söylenebilir. Yine, modellerin test verisi üzerinde üretmiş oldukları tahmin sonuçlarının genel dağılımı değerlendirildiğinde, çoğunluğun yüksek isabetli tahminler olduğu ve kalanların da iyi tahmin sınırları içerisinde olduğu görülmektedir.

Çalışmada kullanılan değişkenler ile ele alınan 28 günlük test dönemi için yapılan tahminlerin performansının günlük bazda MLP modelinde en iyi 4,00 MAPE değerinde, CNN modelinde en iyi 4,05 MAPE değerinde, LSTM modelinde en iyi 2,38 MAPE değerinde, GRU modelinde ise en iyi 4,15 MAPE değerinde gerçekleşebildiği

gözlenmiştir. Genel dağılımda ise, 28 günlük test dönemi için 4 farklı model ile gerçekleştirilen toplam 112 tahminin 15'inde %5'in altında, 65'inde %5-%10 aralığında, 24'ünde %10-%15 aralığında, 8'inde ise %15-%20 aralığında sapmalı sonuç elde edilmiştir.

Doğrulama verisi üzerinde 168 saatlik girdi çıktı kümesi ile elde edilen sonuçların da ortalama %7,56 ile %9,52 aralığında sapma değerleri yakalayarak yüksek performans gösterdiği söylenebilir. Burada özellikle geçmiş bilgileri hafızasında tutarak gelecek dönemlere taşıma kabiliyeti olan GRU modelinin ortalama %7,56 sapmalı tahmin performansı ön plana çıkmaktadır. Modellerin test verisi üzerindeki tahmin performansları değerlendirildiğinde ise, MLP ve CNN modelinin ortalamada yüksek isabetli tahmin aralığından ayrılarak, iyi tahmin aralığında sonuçlar ürettiği, GRU modelinin ise halen ortalamada yüksek isabetli tahmin aralığında kaldığı ancak onun da iyi tahmin aralığı sınırına yaklaştığı görülmektedir. Bu bağlamda, 24 saatlik tahminlerin 168 saatlik tahminlere göre daha isabetli olduğu gözlenmiştir. Buradan hareketle, test verisi üzerinde tahmin edilen zaman adımı uzadıkça modellerin tahmin performansında düşüş olduğunu söylemek mümkündür. Test verisi üzerinde gerçekleştirilen 168 saatlik tahmin sonuçlarının dağılımında ise, GRU modelinin dört haftanın yalnızca birinde ortalamada %10,86'lık sapma değeri ile iyi tahmin ürettiği, kalan üç haftada ise ortalamada %10'un altında sapma değeri yakalayarak yüksek isabetli tahminler ürettiği görülmektedir. MLP ve CNN modelleri ise sırasıyla iki ve bir hafta için yapılan tahminlerde ortalamada yüksek isabetli tahmin aralığında kalırken, kalan haftalarda iyi tahmin aralığında kalmışlardır.

Çalışmada 24 saatlik tahminlerde elde edilen sonuçların performans dağılımı literatürde yer alan çalışmalarla karşılaştırıldığında, Guo ve Luh (2004), Jahangir vd. (2020), Zhang vd. (2020a), Lago vd. (2018), Haluzan vd. (2020) ve Hong vd. (2020) gibi farklı piyasalarda derin öğrenme teknikleri ile gerçekleştirilen çalışmalarda elde edilen sonuçlarla benzerlik gösterdiği görülmektedir. Öte yandan, Türkiye elektrik piyasasında tahminlerin yapıldığı bu çalışmada ele alınan dönem için gerçekleştirilen 24 saatlik ve 168 saatlik tahminlerde Khajeh vd. (2018), Cheng vd. (2020), Huang vd. (2020), Lyu vd. (2019) ve Aineto vd. (2019) gibi farklı piyasalar için yapılan çalışmalarda elde edilen tahmin değerlerine yakın sonuçlar elde edildiği görülmüştür.

Tahmin sonuçlarını değerlendirmede kullanılan bir başka kriter olan Ortalama Mutlak Hata (Mean Absolute Error-MAE) kriteri açısından bakıldığında bu çalışmada,

ortalama PTF'nin 298,36 TL olduğu doğrulama veri seti üzerinde 24 saatlik girdi çıktı kümeleri ile gerçekleştirilen tahminlerde MLP, CNN, LSTM ve GRU modelleri ile sırasıyla ortalama 25,18 TL, 24,13 TL, 26,22 TL ve 24,79 TL'lik sapma gerçekleşirken, 168 saatlik girdi çıktı kümeleri ile gerçekleştirilen tahminlerde MLP, CNN ve GRU modelleri ile sırasıyla ortalama 27,18 TL, 28,40 TL ve 22,55 TL'lik sapma gerçekleşmiştir. Ortalama PTF'nin 312,35 TL olduğu test döneminde ise, MLP, CNN, LSTM ve GRU modelleri ile elde edilen 24 saatlik tahmin sonuçları sırasıyla ortalama 26,36 TL, 28,95 TL, 25,45 TL ve 27,23 TL'lik sapma gösterirken, aynı dönem için yapılan 168 saatlik tahminlerde MLP, CNN ve GRU modelleri ile sırasıyla ortalama 33,10 TL, 31,64 TL ve 29,92 TL'lik sapma göstermiştir.

SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmada, elektrik enerjisinin fiziksel ticaretinin yapıldığı ve yıllar itibariyle işlem hacmi artmakta olan Gün Öncesi Piyasasında gerçekleşen Piyasa Takas Fiyatının (PTF) 24 saat ve 168 saat sonrası için tahminlemesi yapılmıştır. Gün Öncesi Piyasası (GÖP), Gün İçi Piyasası (GİP) ile birlikte Türkiye'nin Enerji Borsası olarak faaliyet gösteren EPİAŞ'ın bünyesinde işletilmekte olan spot elektrik piyasasını oluşturmaktadır. EPİAŞ 2020 yılı elektrik piyasası özet bilgiler raporuna göre, toplam fiziksel elektrik ticaret hacminin %56,6'sının gerçekleştiği ikili anlaşmalar günümüzde elektrik piyasalarında halen en önemli ticaret mekanizması olarak yer alırken, EPİAŞ 2016 yılı elektrik piyasası özet bilgiler raporuna göre 2016 yılında GÖP'te gerçekleşen işlem hacminin %27 seviyesinden 2020 yılında geldiği %40,2 seviyesine doğru artış göstermesi, GÖP'ün gelişen ve piyasa katılımcıları tarafından zaman içerisinde daha fazla tercih edilen bir piyasa olduğunu göstermektedir.

Özellikle elektrik piyasalarında yaşanan reformlar ve deregülasyon hareketleri, üretim ve tedarik faaliyetlerinin özel sektör tarafından gerçekleştirilmesinin önünü açmış ve her iki faaliyet için de bir rekabet ortamı oluşmuştur. EPİAŞ (2021f)'deki verilere göre, elektrik piyasasında Haziran 2021 itibariyle 4'ü kamuya, 1.179'i özel sektöre ait olmak üzere toplam 1.183 üretim şirketi yer alırken, tamamı özel sektöre ait 157 tedarik şirketi faaliyet göstermektedir. Bu anlamda EPİAŞ, bünyesinde işletmekte olduğu spot elektrik piyasaları ile sayıları 1.300'ü aşan piyasa katılımcısının fiziksel elektrik ticareti yapabilmeleri için organize bir piyasa yapısı sunmaktadır.

Öte yandan, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın (ETKB) açıklamış olduğu 2023 yılı baz senaryoya göre, ülkemizin toplam elektrik tüketiminin 375,8 TWh'a ulaşması beklenmektedir. ETKB'nin baz senaryosu, ülkemizde elektrifikasyonun yıllar itibariyle artacağı yönünde bir beklenti olduğunu göstermektedir. Bir yandan ülkemizde elektrifikasyonun artması elektrik enerjisi ticaretinin gelecek yıllarda artarak devam edeceğini gösterirken, diğer yandan GÖP'te fiziksel elektrik ticaret hacminin yıllar itibariyle artış göstermesi, elektrik piyasası katılımcılarının elektrik enerjisi ticareti için Gün Öncesi Piyasasında daha fazla rol alacağına işaret etmektedir. Piyasa katılımcılarının ikili anlaşmalara ilave olarak ticaret yapma imkânı bulduğu GÖP sayesinde, sistem işletmecisi olan TEİAŞ'a gerçek zamandan bir gün önce daha fazla dengelenmiş bir piyasa bırakılmakta ve GÖP'te oluşan saatlik fiyatlar, diğer elektrik piyasaları için de

referans fiyat olarak kabul edilmektedir. Gerek fiziksel elektrik ticaret hacminin önemli bir bölümünü temsil etmesi gerekse elektriğin referans fiyatının oluştuğu bir piyasa olması açısından GÖP'te gerçekleşecek Piyasa Takas Fiyatı tüm elektrik piyasası oyuncuları için önem arz etmektedir.

Çalışmada bu bağlamda, elektrik piyasası katılımcıları için GÖP'te teklif stratejisi oluşturulması, hedge fırsatlarının değerlendirilmesi ve üretim/tedarik planlaması yapılmasında bir araç olabilmesi açısından PTF'nin tahmin edilmesi amaçlanmış ve bu doğrultuda bir gün ve bir hafta sonrası için tahminler gerçekleştirilmiştir. GÖP'te oluşacak saatlik fiyatların tahmin edilmesi, üretim ve tedarik şirketlerinin ikili anlaşmalardan kalan eksik veya fazlalarını GÖP'te mümkün olduğu kadar dengeleyebilmeleri için doğru teklif stratejisi oluşturabilmeleri, gerçek zamandan önce üretim ve tedarik planlamalarını daha iyi yapabilmeleri ve gerek ikili anlaşmalar gerekse Gün İçi Piyasası alternatiflerini daha sağlıklı değerlendirerek hangi piyasada hangi zaman dilimlerinde ticaret yapmanın kendileri için daha karlı olacağına karar vermeleri açısından önem arz etmektedir.

Elektrik fiyatları literatürde doğrusal olmama, mevsimsellik gösterme, ani fiyat sıçramalarının gerçekleşmesi, volatilite gibi özellikler göstermesi ile bilinmektedir. Literatürde, elektrik fiyatlarının bu özelliklerinin yakalanmasında yapay zekâ modellerinin diğer yöntemlere göre daha iyi performans gösterdiği belirtilmektedir. Bu çalışmada da literatürden hareketle elektrik fiyatlarının tahmin edilmesi için yapay zekanın ve makine öğrenmesinin bir alt sınıfı olan derin öğrenme teknikleri ile analizler gerçekleştirilmiştir. Bu doğrultuda, Çok Katmanlı Algılayıcılar (MLP), Evrişimli Sinir Ağları (CNN), Uzun Kısa Dönem Hafıza (LSTM) ve Kapılı Tekrarlayan Birim (GRU) modelleri ile ayrı ayrı olmak üzere 24 saatlik ve 168 saatlik tahminler yapılmıştır.

Analizlerde kullanılan modellerin eğitilmesi, doğrulanması ve test edilmesi için veriler üçe bölünmüş ve eğitim seti ile eğitilen modellerin doğrulama seti üzerinde performansları gözlendikten sonra örneklem dışı bırakılan test verisi tahmin edilmiştir. Veri seti toplamda her bir değişken için 42.000 adet veriden oluşmaktadır ve verilerin ilk 37.800'ü ile modeller eğitilerek 3.528 veriden oluşan doğrulama seti üzerinde tahmin sonuçları elde edilmiştir. Kalan 672 saatlik (4 haftalık) veri ise, test verisi olarak örneklem dışı bırakılan veridir. Modellerin tahmin performansları literatürde sıklıkla kullanılan MAPE değeri ile ölçülmüştür.

Doğrulama verisi için yapılan tahminlerde tüm modeller üçer kez çalıştırılıp, elde edilen tahminlerin MAPE değerlerinin ortalaması alınarak modellerin performansı değerlendirilmiştir. Buna göre, 24 saatlik girdi çıktı kümeleri kullanılarak yapılan tahminlerde MLP modeli ile ortalama 8,44 MAPE değeri, CNN modeli ile ortalama 8,09 MAPE değeri, LSTM modeli ile ortalama 8,79 MAPE değeri ve GRU modeli ile ortalama 8,31 MAPE değeri elde edilmiştir. Ortalama tahmin performanslarına bakıldığında doğrulama veri seti üzerinde en iyi tahmin performansını 8,09 MAPE değeri ile CNN modeli verirken, diğer modellerin de tahmin performansları CNN modeline oldukça yakın gerçekleşmiştir. Modellerin her bir çalıştırılması ayrı ayrı değerlendirildiğinde MLP modelinin en iyi tahmin performansı 7,54 MAPE değeri, CNN modelinin en iyi tahmin performansı 7,43 MAPE değeri, LSTM modelinin en iyi tahmin performansı 8,65 MAPE değeri ve GRU modelinin en iyi tahmin performansı 6,79 MAPE değeri üretmiştir.

Doğrulama verisi için 168 saatlik girdi çıktı kümesi kullanılarak gerçekleştirilen tahminlerde ise, MLP modeli ile ortalama 9,11 MAPE değeri, CNN modeli ile ortalama 9,52 MAPE değeri ve GRU modeli ile 7,56 MAPE değeri elde edilmiştir. LSTM modeli ile 168 saat ilerisi için yapılan tahminlerde ise gradyan patlaması sorununun yaşandığı gözlenmiştir. Kumar vd. (2018: 2) bu durumu, tekrarlayan sinir ağlarında zaman adımı uzadıkça ağırlıklarının gradyanlarının birikerek çok büyük olmaya başlaması olarak ifade etmektedir. Brownlee (2017) ise, tekrarlayan sinir ağlarında ağırlıklar güncellenirken hata gradyanlarının birikerek çok büyük gradyanlara sebep olabildiğini, gradyan patlaması olarak ifade edilen bu durumun da modelin sonuç üretmesini engellediğini belirtmektedir. LSTM modelinde 168 saatlik tahminlerinde karşılaşılan gradyan patlaması durumuna karşı, gradyan ölçekleme ve gradyan kırpma yöntemleri denenmesine karşı, modelin istikrarlı olarak sonuç üretmediği gözlenmiştir. MLP, CNN ve GRU modelleri ile doğrulama verisi üzerinde 168 saatlik girdi çıktı kümesi ile elde tahmin sonuçlarına göre, üç kere çalıştırmanın ortalamasında en iyi performansı 7,56 MAPE değeri ile yine bir tekrarlayan sinir ağı modeli olan GRU modeli göstermiştir. GRU modelini ortalama 9,11 MAPE değeri ile MLP ve 9,52 MAPE değeri ile CNN modeli takip etmiştir. Modellerin her bir çalıştırılması ayrı ayrı değerlendirildiğinde MLP modelinin en iyi tahmin performansı 8,60 MAPE değeri, CNN modelinin en iyi tahmin performansı 8,75 MAPE değeri ve GRU modelinin en iyi tahmin performansı 6,99 MAPE değeri üretmiştir.

Modellerin doğrulama verisi üzerindeki performansları gözlendikten sonra bu kez örneklem dışı bırakılan test verisi için 24 saatlik ve 168 saatlik tahmin sonuçları elde

edilmiştir. Test verisi 28 günlük bir dönemi kapsamakta olup 24 saatlik tahminler her bir gün özelinde gerçekleştirilip, her gün için elde edilen 28 ayrı MAPE değerinin ortalaması alınarak modellerin performansları ölçülmüştür. Benzer şekilde, 168 saatlik tahminler için de her bir hafta özelinde tahminler gerçekleştirilip, her hafta için elde edilen 4 ayrı MAPE değerinin ortalaması alınarak modellerin performansları ölçülmüştür. Bu bağlamda, 28 günlük test verisi için gerçekleştirilen 24 saatlik tahminlerde MLP modeli ile ortalama 8,44 MAPE değeri, CNN modeli ile ortalama 9,27 MAPE değeri, LSTM modeli ile ortalama 8,15 MAPE değeri ve GRU modeli ile ortalama 8,72 MAPE değeri elde edilmiştir. Modellerin tahmin performansına gün bazında ayrı ayrı bakıldığında MLP modelinin 4,00-16,01 MAPE değerleri arasında, CNN modelinin 4,05-16,38 MAPE değerleri arasında, LSTM modelinin 2,38-19,40 MAPE değerleri arasında ve GRU modelinin 4,15-18,61 MAPE değerleri arasında tahmin sonucu ürettiği görülmüştür.

Test döneminde elde edilen sonuçların dağılımında ise, MLP modelinin 3, CNN modelinin 3, LSTM modelinin 4, GRU modelinin 5 güne ait tahmin sonucu %5'in altında; MLP modelinin 17, CNN modelinin 15, LSTM modelinin 19, GRU modelinin 14 güne ait tahmin sonucu %5-%10 aralığında; MLP modelinin 6, CNN modelinin 8, LSTM modelinin 3, GRU modelinin 7 güne ait tahmin sonucu %10-%15 aralığında ve tüm modellerin 2 güne ait tahmin sonucu %15'in üzerinde sapma göstermiştir.

Test verisi üzerinde yapılan 24 saatlik tahmin sonuçları ayrıca haftanın günleri bazında da ele alınmış, Pazartesi ve Salı günlerinde en iyi ortalama sonucu veren modelin MLP (sırasıyla %7,55 ve %5,47 sapma), Çarşamba, Perşembe ve Cuma günlerinde en iyi ortalama sonucu veren modelin LSTM (sırasıyla %5,55, %5,40 ve %6,76 sapma), Cumartesi günlerinde en iyi ortalama sonucu veren modelin GRU (%8,71 sapma) ve Pazar günlerinde en iyi ortalama sonucu veren modelin CNN (%9,91 sapma) olduğu görülmüştür.

28 günlük test verisinin her bir haftası için gerçekleştirilen 168 saatlik tahminlerde ise, 4 haftanın ortalamasında MLP modeli 10,60 MAPE değeri, CNN modeli 10,13 MAPE değeri ve GRU modeli 9,58 MAPE değeri üretmiştir. Modellerin tahmin performansına haftalık bazda bakıldığında MLP modelinin 8,80-12,45 MAPE değerleri arasında, CNN modelinin 7,83-11,22 MAPE değerleri arasında ve GRU modelinin 8,77-10,86 MAPE değerleri arasında tahmin sonucu ürettiği görülmüştür.

Test verisi üzerinde yapılan 168 saatlik tahmin sonuçları haftanın günleri bazında da ele alındığında, 4 haftanın her bir günü için alınan ortalamalarda Pazartesi günlerinde en iyi tahmin performansını MLP modeli (ortalama %8,51 sapma), Salı ve Çarşamba günlerinde en iyi tahmin performansını CNN modeli (sırasıyla ortalama %8,12 ve %8,39 sapma), Perşembe, Cuma, Cumartesi ve Pazar günlerinde ise en iyi tahmin performansını GRU modeli (sırasıyla ortalama %7,99, %8,91, %8,64 ve %12,55 sapma) göstermiştir.

Bu çalışmada, tahmin için kullanılan dışsal değişkenlerin seçiminde Aggarwal vd. (2009)'da literatür incelemesinde ele alınan dışsal değişkenlerin birçoğu model geliştirme aşamasında kullanılarak en iyi değişken setinin elde edilmesi için doğrulama veri seti üzerinde analizler yapılmıştır. Bulgular doğrultusunda, modellere dışsal değişken olarak haftanın günleri ve resmi tatiller için oluşturulan gün değişkeni, gerçek zamanlı tüketimin bir gün gecikmeli hali, hidroelektrik santrallerle gerçekleştirilen üretim miktarının bir gün gecikmeli hali, Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nden edinilen sıcaklık ve rüzgâr hızı verileri, Dengeleme Güç Piyasasında oluşan Sistem Marjinal Fiyatının bir gün gecikmeli hali ve Yük Tahmin Planı dahil edilerek, elde edilen tahmin sonuçları ile literatüre katkıda bulunulmuştur. Ayrıca, bu veriler ile gerçekleştirilen 168 saatlik tahminlerde elde edilen 9,58-10,60 aralığındaki MAPE değerleri ile yurtiçi literatüre katkı sağlanmakla birlikte, piyasa katılımcılarına yönelik olarak gerçek zamandan bir hafta öncesinde kullanılarak üretim/tedarik planlamalarına ve teklif stratejilerine katkı sağlayabilecek tahmin modelleri geliştirilmiştir.

Bu çalışmada özellikle, sıcaklık değişkenin oluşturulmasında literatürden farklı olarak güneş enerjisi santrallerinin toplam kurulu gücünün en çok olduğu illerdeki istasyonların verileri kullanılmıştır. Yine, rüzgâr hızı değişkeni için de aynı yöntem takip edilerek rüzgâr enerjisi santrallerinin toplam kurulu gücünün en çok olduğu illerdeki istasyonlara ait veriler analizlere dahil edilmiştir. Öte yandan, güneş enerjisi santrallerinin yoğun olduğu illerdeki istasyonlardan saatlik güneşlenme şiddeti, saatlik bulutluluk miktarı ve saatlik toplam direkt güneş radyasyonu verileri de temin edilmekle birlikte, bu verilerde önemli eksiklikler olmasından dolayı analiz kapsamına alınmamıştır.

Ülkemizde yenilenebilir enerji kaynakları ile elektrik üretiminin YEKDEM ile teşvik ediliyor olması ve TEİAŞ 2015 ve TEİAŞ 2019 elektrik istatistiklerine göre yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim santrallerinin toplam kurulu güç içerisindeki payının yaklaşık %40 seviyesinden 5 yıl içinde yaklaşık %49 seviyesine ulaşmış olması, yenilenebilir kaynaklarla elektrik üretiminin giderek artacağına işaret

etmektedir. Elektrik enerjisinin depolanması güç ve maliyetli bir enerji olması, yenilenebilir kaynaklar ile elektrik üretiminin zamana ve bölgelere bağlı olarak dalgalanma göstermesi ve yenilenebilir kaynaklarla üretimin elektrik üretim maliyetlerini önemli ölçüde düşürebildiği göz önüne alındığında, elektrik fiyat tahmininde bu kaynaklarla gerçekleşebilecek üretimi etkileyebilecek unsurların piyasa katılımcıları tarafından göz önünde bulundurulması gerektiği düşünülmektedir. Bu çalışmada, bu doğrultuda gerek güneş enerjisi ve rüzgâr enerjisi için elde edilebilecek verilerin gerekse de hidroelektrik santralleri ile gerçekleştirilen üretim miktarının tahmin performansı üzerinde olumlu etkisi olabileceği düşünüldüğü için analizlere saatlik sıcaklık, rüzgâr hızı ve hidroelektrik üretim miktarı da eklenmiş ve tahmin performansının geliştiği gözlenmiştir.

Yukarıda değinildiği üzere Gün Öncesi Piyasası, sayıları 1.300'ü aşan elektrik piyasası katılımcısı için ikili anlaşmalardan sonra en yüksek hacimli ticaretin gerçekleştirildiği ve ticaret hacminin yıldan yıla daha da artış gösterdiği bir piyasa konumundadır. Bu nedenle, piyasa katılımcılarının ikili anlaşmalardan kalan eksik veya fazlalarını dengelemek için gerçek zamandan bir gün öncesinde mümkün olabildiğince GÖP'te eşleşerek dengesizlikten ve bu durumun bir sonucu olarak oluşabilecek yüksek fiyat riskinden korunabilmeleri açısından GÖP'te gerçekleşecek saatlik fiyatları önceden tahmin etmeleri önem arz etmektedir. Ayrıca gerek üretim şirketleri gerekse tedarik şirketleri açısından hangi piyasada ticaretin yapılmasının daha karlı olabileceğine karar verilmesinde ve özellikle ikili anlaşmaların değerlendirilmesinde, GÖP'teki saatlik fiyatların tahmin edilmesi avantaj sağlayacaktır. Bu bağlamda piyasa katılımcılarının, yukarıda da değinildiği üzere bu çalışmada tahmin performansını geliştirdiği gözlenen meteorolojik verileri de göz önünde bulundurması yararlı olacaktır. Tahminlemenin önemli bir amacı olan teklif stratejileri geliştirilirken bu çalışmada olduğu gibi elde edilen bulguların haftanın günleri ve ilgili günlerin saatleri bazında ayrı ayrı değerlendirilmesinin, piyasa katılımcılarına karın maksimum seviyeye çıkarılmasında fayda sağlayacağı düşünülmektedir. Nitekim, üretim şirketleri açısından üretilen elektrik enerjisinin maliyeti ile birlikte enerjinin hangi piyasada hangi zaman diliminde hangi fiyat seviyesinden satılacağı, tedarik şirketleri açısından da müşterilerle yapılan sözleşmelerdeki satış fiyatı ile birlikte elektrik enerjisinin hangi piyasadan hangi zaman diliminde hangi fiyat seviyesinden alınacağı elde edilecek karı etkileyecek önemli bir etken konumundadır. Bu bağlamda gerek saatlik üretim planlaması gerekse saatlik tedarik

planlaması yapılması açısından piyasaların ve teklif stratejilerinin daha etkin kullanılması için fiyat tahmini yapılması piyasa katılımcıları açısından önemli bir araç olacaktır.

Diğer taraftan, elektrik fiyatlarının doğru bir şekilde tahmin edilmesinin bir başka amacı da piyasa katılımcıları için hedge ve arbitraj fırsatlarından yararlanma imkânı sunmasıdır. GÖP'ün piyasa katılımcılarına farklı fiyat seviyeleri için alıcı veya satıcı pozisyonuna geçmelerine izin vermesi, önceden yapılacak fiyat tahmini ile doğru pozisyon alınmasına imkân sağlayacaktır. Böylelikle, piyasa katılımcıları öngörülen fiyat seviyelerine göre ikili anlaşmalarla elektrik enerjisi alıp GÖP'te satış veya tersi şekilde ikili anlaşmalarla elektrik enerjisi satıp GÖP'te alış pozisyonuna geçerek hedge imkânı yakalayabilecektir. Ayrıca, piyasa katılımcıları Gün İçi Piyasası ve Dengeleme Güç Piyasasını da bu bağlamda değerlendirebileceklerdir. Öte yandan, GÖP'te oluşan fiyatların türev elektrik sözleşmeleri için de referans fiyat olduğu göz önüne alındığında, ortalama günlük fiyatların tahmininin piyasa katılımcıları için risk yönetimi açısından önemli olabileceğini söylemek mümkündür.

Bu çalışmada elde edilen bulguların literatüre sağladığı katkıların yanında, veri seti ve hiperparametreler için kısıtlara da gidilmiştir. Gelecek çalışmalarda bu kısıtlar ele alınarak modellerin geliştirilmesi, araştırmacılar ve piyasa katılımcıları için bir seçenek olabilecektir. Ayrıca gelecek çalışmalar için, EPİAŞ bünyesinde faaliyete yeni başlamış olan Vadeli Elektrik Piyasası (VEP) verilerinin modellere dahil edilmesi, elektrik fiyat tahmini literatüründe yer alan çeşitli yöntemler ile hibrit modeller geliştirilerek tahminleme yapılması ve GÖP'teki her bir saat için saat bazında ayrı seriler oluşturarak tahmin modellerinin uygulanması seçeneklerinin değerlendirilmesi önerilmektedir.

KAYNAKÇA

Afgan, N. H. (2004). Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems. N. H. Afgan, Z. Bogdan ve N. Duic, (Ed.), *Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems* içinde (3-22). Florida: CRC Yayınları.

Afşar, Y. ve Büyükkeklik, A. (2016). Elektrik Enerjisinde Tedarik Zinciri Yönetimi: Türkiye'de Kullanıcılara Yönelik Bilgisayar Uygulama Önerisi, *Verimlilik Dergisi, 3,* 75-99.

Aggarwal, S. K., Saini, L. M. ve Kumar, A. (2009). Electricity Price Forecasting in Deregulated Markets: A Review and Evaluation, *Electrical Power and Energy Systems, 31,* 13-22.

Aineto, D., Sanchez, J. I., Zuniga, L. G. L., Onaindia, E. ve Urcheguia, J. F. (2019). On The Influence of Renewable Energy Sources in Electricity Price Forecasting in The Iberian Market, *Energies, 12*(11), 1-20.

Algan, N., İşcan, E., Serin, D. ve Kara, D. (2017). Enerji Fiyatlarındaki Volatilitenin Makroekonomik Performans Üzerine Etkisi. *International Conference on Eurasian Economies,* 10-12 Temmuz, İstanbul 2017, 291-300.

Alimkhan, A., Makhambayev, A. ve Ukaegbu, I. A. (2019). The Fourth Industrial Revolution: Towards Energy 4.0 in Kazakhstan, https://www.researchgate.net/publication/332014720_The_Fourth_Industrial_Revolution_Towards_Energy_40_in_Kazakhstan (Erişim Tarihi: 01.12.2020).

Althelaya, K. A., El-Alfy, E. M. ve Mohammed, S. (2018). Stock Market Forecast Using Multivariate Analysis With Bidirectional and Stacked (LSTM, GRU), *21. Saudi Computer Society National Computer Conference (NCC),* 25-26 Nisan, Riyad 2018.

Amjady, N. ve Hemmati, M. (2006). Energy Price Forecasting: Problems and Proposals For Such Predictions, *IEEE Power Energy Magazine,* Mart-Nisan Sayısı, 20-29.

Anbazhagan, S. ve Kumarappan, N. (2014). Day-Ahead Deregulated Electricity Market Price Forecasting Using Neural Network Input Featured by DCT, *Energy Conversion and Management, 78,* 711-719.

Anochi, J. A. ve Velho, H. F. C. (2016). Mesoscale Precipitation Climate Prediction for Brazilian South Region by Artificial Neural Networks, *American Journal of Environmental Engineering, 6*(4A), 94-102.

Atiyas, İ. (2006). *Elektrik Sektöründe Serbestleşme ve Düzenleyici Reform.* İstanbul: TESEV Yayınları.

Atiyas, İ. ve Dutz, M. (2004). Competition and Regulatory Reform in the Turkish Electricity Industry, http://myweb.sabanciuniv.edu/izak/files/2008/10/atiyas-dutz-electricity-2004.pdf (Erişim Tarihi: 03.12.2020).

Babushkin, V. ve Capatana, G. (2020). Deep Learning Approach to Forecasting Electricity Price From Load Data, *Studia Universitatis Moldaviae, 7*(137), 71-81.

Banks, F. E. (2000). *Energy Economics: A Modern Introduction.* New York: Springer Yayınları.

Bayrak, Y. (2020). Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Üretimini Destekleme Mekanizması (YEK-DEM), https://www.mmo.org.tr/sites/default/files/TEG-2020-14_Yekdem2020_Yusuf%20Bayrak.pdf (Erişim Tarihi: 01.12.2020).

Beckjord, E. S. (2003). *The Future of Nuclear Power.* Massachusetts: MIT Yayınları.

Bento, P. M. R., Pombo, J. A. N., Calado, M. R. A. ve Mariano, S. J. P. S. (2018). A Bat Optimized Neural Network and Wavelet Transform Approach for Shortterm Price Forecasting, *Applied Energy, 210,* 88-97.

Bester Energy (2020). The World's Largest Biomass Plants, https://www.bester.energy/en/the-worlds-largest-biomass-plants/ (Erişim Tarihi: 25.06.2020).

Berksoy, T. ve Akdoğan, D. A. (2018). Yenilenebilir Enerjide Kamu Politikaları ve Türkiye, *Journal of Life Economics, 5*(3), 19-42.

Bhattacharyya, S. C. (2011). *Energy Economics.* New York: Springer Yayınları.

Bierbrauer, M., Trück, S. ve Weron, R. (2004). Modelling Electricity Prices With Regime Switching Models, *Lecture Notes in Computer Science, 3039,* 859-867.

Bielecki, J. (2002). Energy Security: Is The Wolf at The Door?, *The Quarterly Review of Economics and Finance, 42,* 235-250.

Birleşmiş Milletler (2020). Concepts and Definitions, https://unstats.un.org/UNSD/energy/balance/2014/03.pdf (Erişim Tarihi: 01.12.2020).

Bodansky, D. (2004). *Nuclear Energy: Principles, Practices and Prospects*, New York: Springer Yayınları.

Bordingon, S., Bunn, D. W., Lisi, F. ve Nan, F. (2013). Combining Day-Ahead Forecasts for British Electricity Prices, *Energy Economics, 35,* 88-103.

BOTAŞ (2021). Devam Eden Önemli Projelerimiz, https://www.botas.gov.tr/Sayfa/devam-eden-onemli-projelerimiz/505 (Erişim Tarihi: 30.06.2021).

Botterud, A. ve Doorman, G. (2008). Generation Investment and Capacity Adequacy in Electricity Markets, https://www.iaee.org/documents/newsletterarticles/208Botterud.pdf (Erişim Tarihi: 03.12.2020).

BP (2020). *BP Statistical Review of World Energy 2020*. https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf (Erişim Tarihi: 29.03.2021).

Brownlee, J. (2017). A Gentle Introduction to Exploding Gradients in Neural Networks, https://machinelearningmastery.com/exploding-gradients-in-neural-networks/, (Erişim Tarihi: 05.05.2021).

Burger, M., Graeber, B. ve Schindlmayr, G. (2014). *Managing Energy Risk: A Practical Guide for Risk Management in Power, Gas and Other Energy Markets.* West Sussex: John Wiley & Sons Yayınları.

Carrasco, F. (2011*). Introduction to Hydropower.* Delhi: The English Yayıncılık.

Casper, J. K. (2007). *Energy: Powering The Past, Present and Future.* Chelsea: Infobase Yayınları.

Catalao, J. P. S., Mariano, S. J. P. S., Mendes, V. M. F. ve Ferreira, L. A. F. M. (2007). Short-Term Electricity Prices Forecasting in a Competitive Market: A Neural Network Approach, *Electric Power Systems Research, 77*, 1297-1304.

Cervone, A., Santini, E., Teodori, S. ve Romito, D. Z. (2014). Electricity Price Forecast: A Comparison of Different Models to Evaluate the Single National Price in the Italian Energy Exchange Market. *International Journal of Energy Economics and Policy*, *4*(4), 744-758.

Ceyhan, G. (b.t.). Türkiye Dengeleme Güç Piyasası Talimat Miktarları Üzerine İstatistiksel Bir Çalışma, https://docplayer.biz.tr/43437657-Turkiye-dengeleme-guc-piyasasi-talimat-miktarlari-uzerine-istatistiksel-bir-calisma-1-gokhan-ceyhan -yazilim-arge-uzmani-epias.html (Erişim Tarihi: 26.01.2021).

Chaabane, N. (2014). A Hybrid ARFIMA and Neural Network Model for Electricity Price Prediction, *Electrical Power and Energy Systems, 55*, 187-194.

Chan, S. C., Tsui, K. M., Wu, H. C., Hou, Y., Wu, Y. C. ve Wu, F. F. (2012). Load/Price Forecasting and Managing Demand Response for Smart Grids: Methodologies and Challenges, *IEEE Signal Processing Magazine*, 29 (5), 68-85, akt. Z. Yang, L. Ce ve L. Lian (2017). Electricity Price Forecasting by a Hybrid Model, Combining Wavelet Transform, ARMA and Kernel-Based Extreme Learning Machine Methods, *Applied Energy, 190*, 291-305.

Chang, Z., Zhang, Y. ve Chen, W. (2018). Effective Adam-Optimized LSTM Neural Network for Electricity Price Forecasting, *IEEE 9th International Conference on Software Engineering and Service Science*, 23-25 Kasım, Beijing 2018, 245-248.

Chao, H. P., Oren, S. ve Wilson, R. (2008). Reevaluation of Vertical Integration and Unbundling in Restructured Electricity Markets. Sioshansi (Ed.), *Competitive Electric Markets: Design, Implementation and Performance* içinde (27-64). Londra: Elsevier Yayınları.

Cheng, H. Y., Kuo, P. H., Shen, Y. ve Huang, C. J. (2020). Deep Convolutional Neural Network Model for Short-Term Electricity Price Forecasting, https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/2003/2003.07202.pdf (Erişim Tarihi: 15.03.2021).

Cherian, A. (2015). *Energy and Global Climate Change.* West Sussex: John Wiley & Sons Yayınları.

Cheung, K. W., Rosenwald, G. W., Wang, X. ve Sun, D. I. (2010). Restructured Electric Power Systems and Electricity Markets. X. P. Zhang (Ed.), *Restructured Electric Power Systems: Analysis of Electricity Markets With Equilibrium Models* içinde (53-98). New Jersey: John Wiley & Sons Yayınları.

Chevalier J. M. ve Ouedraogo, N. S. (2009). Energy Poverty and Economic Development. J. M. Chevalier, (Ed.), *The New Energy Crisis: Climate, Economics and Geopolitics* içinde (115-144). Londra: Palgrave Macmillan.

Chiras, D. (2010). *Wind Power Basics.* Gabriola Island: New Society Yayınları.

Chollet, F. (2018). *Deep Learning with Python.* New York: Manning Yayınları.

Chung, J., Gülçehre, Ç., Cho, K. H. ve Bengio, Y. (2014). Empirical Evaluation of Gated Recurrent Neural Networks on Sequence Modeling, https://arxiv.org/pdf/1412.3555.pdf (Erişim Tarihi: 15.03.2021).

Ciarreta, A. ve Zarraga, A. (2016). Modeling Realized Volatility on the Spanish Intra-Day Electrictiy Market. *Energy Economics, 58*, 152-163.

Conejo, A. J., Plazas, M. A., Espinola, R. ve Molina, A. B. (2005a). Day-Ahead Electricity Price Forecasting Using The Wavelet Transform and ARIMA Models, *IEEE Transactions Power Systems, 20*(2), 1035-1042.

Conejo, A. J., Contreras, J., Espinola, R. ve Plazas, M. A. (2005b). Forecasting Electricity Prices For a Day-Ahead Pool-Based Electric Energy Market, *International Journal of Forecasting, 21*, 435-462.

Contreras, J., Espinola, R., Nogales, F. J. ve Conejo, A. J. (2003). ARIMA Models to Predict Next-Day Electricity Prices, *IEEE Transactions Power Systems, 18*(3), 1014-1020.

Crastan, V. (2010). *Global Energy Economics and Climate Protection Report.* New York: Springer Yayınları.

Cuaresma, J. C., Hlouskova, J., Kossmeier, S. ve Obersteiner, M. (2004). Forecasting Electricity Spotprices Using Linear Univariate Time-Series Models. *Applied Energy, 77*(1), 87-106.

Çelikkol, H. ve Özkan, N. (2011). Karbon Piyasaları ve Türkiye Perspektifi, *Dumlupınar Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi, 31*, 203-222.

Çetin, T. ve Oğuz, F. (2007). The Politics of Regulation in The Turkish Electricity Market, *Energy Policy, 35*, 1761-1770.

Çetintaş, H. ve Bicil, İ. M. (2015). Elektrik Piyasalarında Yeniden Yapılanma ve Türkiye Elektrik Piyasasında Yapısal Dönüşüm, *Optimum Ekonomi ve Yönetim Bilimleri Dergisi, 2*(2), 1-15.

Çifter, A. (2013). Forecasting Electricity Price Volatility With The Markov-Switching GARCH Model: Evidence From the Nordic Electric Power Market. *Electric Power Systems Research, 102*, 61-67.

ÇŞB (2020). Gönüllü Karbon Piyasaları, https://iklim.csb.gov.tr/gonullu-karbon-piyasalari-i-4391 (Erişim Tarihi: 28.12.2020).

Dahl, C. A. (2015). *International Energy Markets: Understanding Pricing, Policies and Profits.* Oklahoma: PennWell Yayınları.

Dalgın, A. (2017). *Yapay Sinir Ağları Kullanılarak Türkiye Gün Öncesi Piyasası Elektrik Fiyat Tahmini.* (Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi Enerji Enstitüsü, İstanbul.

Deng, L. ve Yu, D. (2014). *Deep Learning Methods and Applications.* Hanover: Now Yayıncılık.

Deng, S. J. ve Oren, S. S. (2006). Electricity Derivatives and Risk Management, *Energy, 31*, 940-953.

Devir, K. (2017). *Türk Elektrik Piyasasının İşleyişi.* Bursa: Dora Yayıncılık.

Dikbaş, T. (2019). *Türkiye Elektrik Piyasasında Fiyat Oluşumunun Analizi, Fiyat Tahmin Modelleri: Türkiye Uygulaması*. (Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi). Pamukkale Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Denizli.

Doğanay, H. ve Coşkun, O. (2017). *Enerji Kaynakları.* Ankara: Pegem Akademi Yayıncılık.

Dukert, J. M. (2009). *Energy*. Westport: Greenwood Yayıncılık.

Dünya Bankası (2015). *Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm: Önemli Aşamalar ve Zoruluklar*. Washington: Dünya Bankası Yayınları.

Dünya Enerji Konseyi (2006). Proposal of Technical, Environmental and Sociological Performance Indicators for Renewable Energy Sources, World Energy Council, akt. K. Popovski ve S. P. Vasilevska, (2008). Sustainability and Economic Feasibility of Combinations of Renewable Energy Sources (RES) and Fossil Fuels for Production of Heat and Electricity. F. Barbir ve S. Ulgiati (Ed.), *Sustainable Energy Production and Consumption* içinde (159-170). New York: Springer Yayınları.

Edwards, D. W. (2010). *Energy Trading and Investing: Trading, Risk Management and Structuring Deals in The Energy Markets.* New York: McGraw-Hill Yayınları.

Ela, E., Milligan M., Bloom, A., Cochran, J., Botterud, A., Townsend, A. ve Levin T. (2018). Overview of Wholesale Electricity Markets. F. Lopes ve H. Coelho (Ed.), *Electricity Markets With Increasing Levels of Renewable Generation: Structure, Operation, Agent-Based Simulation and Emerging Designs* içinde (3-22). Cham: Springer International Yayıncılık.

Elkind, J. (2010). Energy Security: Call For a Broader Agenda. C. Pascual ve J. Elkind (Ed.), *Energy Security: Economics, Politics, Strategies and Implications* içinde (119-148). Washington: Brookings Enstitüsü Yayınları.

Enerji Atlası (2021a). Rüzgâr Enerji Santralleri, https://www.enerjiatlasi.com/ruzgar/ (Erişim Tarihi: 30.06.2021).

Enerji Atlası (2021b). Güneş Enerji Santralleri, https://www.enerjiatlasi.com/gunes/ (Erişim Tarihi: 30.06.2021).

Enerji Atlası (2021c). Jeotermal Enerji Santralleri, https://www.enerjiatlasi.com/jeotermal/ (Erişim Tarihi: 30.06.2021).

EPİAŞ (2015). *Gün Öncesi Piyasası Kullanıcı Kılavuzu.* İstanbul: EPİAŞ Yayınları.

EPİAŞ (2016a). *Gün Öncesi Elektrik Piyasası Piyasa Takas Fiyatı Belirleme Yöntemi.* İstanbul: EPİAŞ Yayınları.

EPİAŞ (2016b). Elektrik Piyasası Özet Bilgiler Raporu 2016, https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2017/03/EPIAS_2016_Yili_Elektrik_Piyasasi_Ozet_Bilgiler_Raporu.pdf (Erişim Tarihi: 03.01.2021).

EPİAŞ (2017). Elektrik Piyasası Özet Bilgiler Raporu 2017, https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2018/03/EPIAS_2017_Yillik_Bulten_V2.pdf, (Erişim Tarihi: 03.01.2021).

EPİAŞ (2018a). *Yeni Gün Öncesi Piyasası Kullanıcı Kılavuzu.* İstanbul: EPİAŞ Yayınları.

EPİAŞ (2018b). Elektrik Piyasası Özet Bilgiler Raporu 2018, https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2019/03/Epias_2018_Yillik_Bulten.pdf (Erişim Tarihi: 03.01.2021).

EPİAŞ (2019a). EPİAŞ 2019 Faaliyet Raporu. https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2020/07/4-2019-Y%C4%B1l%C4%B1-Y%C3%B6netim-Kurulu-Faaliyet-Raporu-.pdf (Erişim Tarihi: 03.01.2021).

EPİAŞ (2019b). Elektrik Piyasası Özet Bilgiler Raporu 2019, https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2020/01/EP%C4%B0AS_2019_Y%C4%B1ll%C4%B1k_B%C3%BClten-2.pdf (Erişim Tarihi: 03.01.2021).

EPİAŞ (2019c). Gün Öncesi Piyasası 2. Faz: Yeni Teklif Tipleri Kapsamında Gelen Yenilikler, https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2019/07/G%C3%96P-2.-FAZ-Yeni-Teklif-Tipleri-4.pdf (Erişim Tarihi: 15.03.2021).

EPİAŞ (2020). Elektrik Piyasası Özet Bilgiler Raporu 2020, https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2021/01/EPIAS_2020_Yillik_Bulten_vson.pdf (Erişim Tarihi: 15.03.2021).

EPİAŞ (2021a). Hakkımızda, https://www.epias.com.tr/epias-kurumsal/hakkimizda/ (Erişim Tarihi: 03.01.2021).

EPİAŞ (2021b). Doğal Gaz Piyasası Haftalık Ürünler İşleme Açılıyor, https://www.epias.com.tr/tum-duyurular/kurumsal/dogal-gaz-piyasasi-haftalik-urunler-isleme-aciliyor/ (Erişim Tarihi: 03.01.2021).

EPİAŞ (2021c). Dengeleme Güç Piyasası, https://www.epias.com.tr/dengeleme-guc-piyasasi/ (Erişim Tarihi: 03.01.2021).

EPİAŞ (2021d). 2021 Yılı Serbest Tüketici Limiti, https://www.epias.com.tr/tum-duyurular/piyasa-duyurulari/elektrik/serbest-tuketici/2021-serbest-tuketici-limiti/#:~:text=Enerji%20Piyasas%C4%B1%20D%C3%BCzenleme%20Kurulunun%2017.12,uyar%C4%B1nca%202021%20y%C4%B1l%C4%B1%20i%C3%A7in%20serbest (Erişim Tarihi: 15.03.2021).

EPİAŞ (2021e). Türkiye Elektrik Piyasasında Yeni Dönem 1 Haziran'da Başlıyor, https://www.epias.com.tr/tum-duyurular/turkiye-elektrik-piyasasinda-yeni-donem-1-haziranda-basliyor/ (Erişim Tarihi: 01.06.2021).

EPİAŞ (2021f). Lisanslarına Göre Katılımcı Sayıları, https://rapor.epias.com.tr/rapor/xhtml/dgpKatilimciSayisi.xhtml (Erişim Tarihi: 30.06.2021).

EPİAŞ Esas Sözleşmesi (b.t.), Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi Esas Sözleşmesi, https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2018/06/EP%C4%B0A%C5%9E-ESAS-S%C3%96ZLE%C5%9EME.pdf (Erişim Tarihi: 03.01.2021).

Erbaş, E. (2018). *EPİAŞ Elektrik Piyasaları Eğitim Sunumları: Gün İçi Piyasası.* İstanbul: EPİAŞ Yayınları.

Erbilen, S. Ü. ve Şahin, G. (2015). Enerji Coğrafyası Kapsamında Türkiye'de Linyit, *Doğu Coğrafya Dergisi, 20*(33), 135-160.

Erdoğdu, E. (2007). Regulatory Reform in Turkish Energy Industry: An Analysis, *Energy Policy, 35*, 984-993.

Ertaylan, A., Aktaş, Ö. ve Doğan, Y. (2021). Yapay Sinir Ağları ile Piyasa Takas Fiyatı Tahminlemesi, *Dokuz Eylül Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Fen ve Mühendislik Dergisi, 23*(67), 93-105.

ETKB (2020a). Nükleer Enerji, https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-enerji-nukleer-enerji (Erişim Tarihi: 15.12.2020).

ETKB (2020b). Biyokütle, https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-enerji-biyokutle (Erişim Tarihi: 15.12.2020).

ETKB (2021a). Doğal Gaz, https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-enerji-dogalgaz (Erişim Tarihi: 25.06.2021).

ETKB (2021b). Doğal Gaz Boru Hatları ve Projeleri, https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-dogal-gaz-boru-hatlari-ve-projeleri (Erişim Tarihi: 25.06.2021).

ETKB (2021c). Uranyum, https://enerji.gov.tr/tabii-kaynaklar-uranyum (Erişim Tarihi: 25.06.2021).

ETKB (2021d). Hidrolik, https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-enerji-hidrolik (Erişim Tarihi: 25.06.2021).

ETKB (2021e). Jeotermal, https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-enerji-jeotermal (Erişim Tarihi: 25.06.2021).

ETKB (2021f). Elektrik, https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-enerji-elektrik (Erişim Tarihi: 25.06.2021).

EUROPEX (2021). EPİAŞ - Energy Exchange Istanbul, https://www.europex.org/members/epias/ (Erişim Tarihi: 03.01.2021).

EÜAŞ (2019). 2019-2023 Stratejik Plan, www.euas.gov.tr (Erişim Tarihi: 30.06.2020).

EÜD (2021). YEKDEM'de 1 Temmuz 2021 Sonrası Uygulama Netleşti, http://www.eud.org.tr/2021/02/01/yekdemde-1-temmuz-2021-sonrasi-uygulama-netlesti/ (Erişim Tarihi: 29.03.2021).

Freris, L. ve Infield, D. (2008). *Renewable Energy in Power Systems*, New Jersey: Wiley Yayınları.

Frömmel, M., Han, X. ve Kratochvil, S. (2014). Modeling the Daily Electricity Price Volatility With Realized Measures. *Energy Economics*, *44*, 492-502.

Fu, R., Zhang, Z. ve Li, L. (2016). Using LSTM and GRU Neural Network Methods for Traffic Flow Prediction, *31. Youth Academic Annual Conference of Chinese Association of Automation (YAC),* 11-13 Kasım, Wuhan 2016, 324-328.

Fusaro, P. C. ve James, T. (2005). *Energy Hedging in Asia: Market Structure and Trading Opportunities.* New York: Palgrave Macmillan.

Gan, D., Feng, D. ve Xie, J. (2014). *Electricity Markets and Power System Economics.* Florida: CRC Yayıncılık.

Garcia, R. C., Contreras, J., Akkeren, M. ve Garcia, J. B. (2005). A GARCH Forecasting Model to Predict Day-Ahead Electricity Prices. *IEEE Transactions on Power Systems*, *20*(2), 867-874.

Ghosh, T. K. ve Prelas, M. A. (2009). *Energy Resources and Systems: Volume 1.* New York: Springer Yayınları.

Ghosh, T. K. ve Prelas, M. A. (2011). *Energy Resources and Sytems: Volume 2.* New York: Springer Yayınları.

Gilardoni, A. (2008). *The World Market For Natural Gas: Implications For Europe.* New York: Springer Yayınları.

Girish, G. P. (2016). Spot Electricity Price Forecasting in Indian Electricity Market Using Autoregressive-GARCH Models, *Energy Strategy Reviews*, *11*(12), 52-57.

Goetzberger, A. ve Hoffman, V. U. (2005). *Photovoltaic Solar Energy Generation.* New York: Springer Yayınları.

Goodfellow, I., Bengio, Y. ve Courville, A. (2016). *Deep Learning.* Londra: MIT Yayınları.

Graupe, D. (2007). *Principles of Artificial Neural Networks.* Singapur: World Scientific Yayıncılık.

Graves, A. ve Schmidhuber, J. (2005). Framewise Phoneme Classification With Bidirectional LSTM and Other Neural Network Architectures, *Neural Networks, 18*, 602-610.

Green, R. (2005). Restructuring the Electricity Industry in England and Wales, J. M. Griffin ve S. L. Puller (Ed.), *Electricity Deregulation* içinde. Chicago: Chicago University Yayıncılık, akt. Atiyas, İ. (2006). *Elektrik Sektöründe Serbestleşme ve Düzenleyici Reform.* İstanbul: TESEV Yayınları.

Guo, J. J. ve Luh, P. B. (2004). Improving Market Clearing Price Prediction By Using a Committee Machine of Neural Networks, *IEEE Transactions on Power Systems, 19*(4), 1867-1876.

Guo, T., Dong, J., Li, H. ve Gao, Y. (2017). Simple Convolutional Neural Network on Image Classification, *IEEE 2nd International Conference on Big Data Analysis (ICBDA),* 10-12 Mart, Beijing 2017, 721-724.

Guo, X., Zhao, Q., Zheng, D., Ning, Y. ve Gao, Y. (2020). A Short-Term Load Forecasting Model of Multi-Scale CNN-LSTM Hybrid Neural Network Considering The Real-Time Electricity Price, *Energy Reports, 6*, 1046-1053.

Gupta, P. ve Sinha, N. K. (2000). Neural Networks for Identification of Nonlinear Systems: An Overview, N. K. Sinha ve M. M. Gupta (Ed.), *Soft Computing and Intelligent Systems: Theory and Applications* içinde (337-356). Cambridge: Academic Press Yayınları.

Gündüz, S., Uğurlu, U. ve Öksüz, İ. (2020). Türkiye Gün Öncesi Elektrik Piyasasında Kodlayıcı Kod Çözücü Temelli Yinelemeli Sinir Ağlarıyla Fiyat Tahmini, *28th Signal Processing and Communications Applications Conference (SIU),* 5-7 Ekim, Gaziantep 2020.

Güngör, A. (2018). *EPİAŞ Elektrik Piyasaları Eğitim Sunumları: Uzlaştırma.* İstanbul: EPİAŞ Yayınları.

Haldrup, N. ve Nielsen, M. O. (2006). A Regime Switching Long Memory Model for Electricity Prices. *Journal of Econometrics, 135*, 349-376.

Haluzan, M., Verbic, M. ve Zoric, J. (2020). Performance of Alternative Electricity Price Forecasting Methods: Findings From The Greek and Hungarian Power Exchanges, *Applied Energy, 277*, 1-15.

Hassim, Y. M. M. ve Ghazali, R. (2012). Training a Functional Link Neural Network Using an Artificial Bee Colony for Solving a Classification Problems, https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/1212/1212.6922.pdf (Erişim Tarihi: 15.03.2021).

Haykin, S. (2009). *Neural Networks and Learning Machines.* New Jersey: Pearson Education Yayınları.

Hepbaşlı, A. (2005). Development and Restructuring of Turkey's Electricity Sector: A Review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 9*, 311-343.

Hickey, E., Loomis, D. G. ve Mohammadi, H. (2012). Forecasting Hourly Electricity Prices Using ARMAX–GARCH Models: An Application to MISO Hubs. *Energy Economics, 34,* 307-315.

Hong, Y. Y., Taylar, J. V. ve Fajardo, A. C. (2020). Locational Marginal Price Forecasting in a Day-Ahead Power Market Using Spatiotemporal Deep Learning Network, *Sustainable Energy, Grids and Networks, 24,* 1-14.

Huang, C. J., Shen, Y., Chen, Y. H. ve Chen, H. C. (2020). A Novel Hybrid Deep Neural Network Model for Short-Term Electricity Price Forecasting, *International Journal of Energy Research, 45*(2), 2511-2532.

Huisman, R., Huurman, C. ve Mahieu, R. (2007). Hourly Electricity Prices in Day-Ahead Markets, *Energy Economics, 29,* 240-248.

IEA (2000). Energy, Technology and Climate Change, Paris, akt. K. Popovski ve S. P. Vasilevska, (2008). Sustainability and Economic Feasibility of Combinations of Renewable Energy Sources (RES) and Fossil Fuels for Production of Heat and Electricity. F. Barbir ve S. Ulgiati (Ed.), *Sustainable Energy Production and Consumption* içinde (159-170). New York: Springer Yayınları.

IEA (2017). *Digitalization and Energy.* www.iea.org (Erişim Tarihi: 20.12.2020).

IEA (2019). *World Energy Outlook 2019.* www.iea.org (Erişim Tarihi: 20.12.2020).

IEA (2020a). *Key World Energy Statistics 2020*. www.iea.org (Erişim Tarihi: 28.03.2021).

IEA (2020b). *World Energy Balances Database Documentation 2020 Edition.* www.iea.org (Erişim Tarihi: 28.03.2021).

Indolia, S., Goswami, A. K., Mishra, S. P. ve Asopa, P. (2018). Conceptual Understanding of Convolutional Neural Network- A Deep Learning Approach, *Procedia Computer Science, 132,* 679-688.

Investopedia (2021). OPEC's Influence on Global Oil Prices, https://www.investopedia.com/ask/answers/060415/how-much-influence-does-opec-have-global-price-oil.asp (Erişim Tarihi: 25.06.2021).

IRENA (2020). Bioenergy, https://www.irena.org/bioenergy (Erişim Tarihi: 15.12.2020).

Jahangir, H., Tayarani, H., Baghali, S., Ahmadian, A. Elkamel, A., Golkar, M. A. ve Castilla, M. (2020). A Novel Electricity Price Forecasting Approach Based on Dimension Reduction Strategy and Rough Artificial Neural Networks, *IEEE Transactions on Industrial Informatics, 16*(4), 2369-2381.

Jamasb, T. ve Pollitt, M. G. (2005). Electricity Market Reform in The European Union: Review of Progress Toward Liberalization & Integration, *The Energy Juornal, 26*(Özel Sayı), 11-42.

James, T. (2008). *Energy Markets: Price Risk Management and Trading.* Singapur: John Wiley & Sons (Asya) Yayınları.

Kaltschmitt, M, Streicher, W. ve Wiese, A. (2007). *Renewable Energy: Technology, Economics and Environment.* New York: Springer Yayınları.

Kaminski, V. (2012). *Energy Markets.* Londra: Incisive Media Yayınları.

Karagülle, Y. E. (2018). *Forecasting Electricity Prices In Turkey: A Comparison Of Classical Econometrics and Machine Learning Techniques*. (Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi). İsatanbul Teknik Üniversitesi Güzel Sanatlar ve Sosyal Bilimler Enstitüsü, İstanbul.

Karakatsani, N. V. ve Bunn, D. W. (2008). Forecasting Electricity Prices: The Impact of Fundamentals and Time-Varying Coefficients, *International Journal of Forecasting, 24*, 764-785.

Kelly, R. A. (2007). *Energy Supply and Renewable Resources.* New York: Infobase Yayınları.

Keynia, F. (2012). A New Feature Selection Algorithm and Composite Neural Network for Electricity Price Forecasting, *Engineering Applications of Artificial Intelligence, 25*, 1687-1697.

Khajeh, M. G., Maleki, A., Rosen, M. A. ve Ahmadi, M. H. (2018). Electricity Price Forecasting Using Neural Networks With an Improved Iterative Training Algorithm, *International Journal of Ambient Energy, 39*(2), 147-158.

Khan, A. ve Sarfaraz, A. (2019). RNN-LSTM-GRU Based Language Transformation, *Soft Computing, 23*, 13007-13024.

Kim, P. (2017). *MATLAB Deep Learning With Machine Learning, Neural Networks and Artificial Intelligence.* New York: Apress Yayınları.

Koopman, S. J., Ooms, M. ve Carnero, M. A. (2007). Periodic Seosonal Reg-ARFIMA-GARCH Models for Daily Electricity Spot Prices. *Journal of the American Statistical Association, 102*(477), 16-27.

Kouhi, S. ve Keynia, F. (2013). A New Cascade NN Based Method to Short-Term Load Forecast in Deregulated Electricity Market, *Energy Conversion and Management, 71*, 76-83.

Kölmek, M. A. ve Navruz, İ. (2015). Forecasting The Day-Ahead Price in Electricity Balancing and Settlement Market of Turkey by Using Artificial Neural Networks, *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences, 23*, 841-852.

Kristiansen, T. (2012). Forecasting Nord Pool Day-Ahead Prices With an Autoregressive Model. *Energy Policy, 49*, 328-332.

Kristiansen, T. (2014). A Time Series Spot Price Forecast Model for the Nord Pool Market. *Electrical Power and Energy Systems, 61*, 20-26.

Krizhevsky, A., Sutskever, I. ve Hinton, G. E. (2017). ImageNet Classification With Deep Convolutional Neural Networks, *Communications of The Acm, 60*(6), 84-90.

Kumar, S., Hussain, L.,Banarjee, S. ve Reza, M. (2018). Energy Load Forecasting Using Deep Learning Approach- LSTM and GRU in Spark Cluster, *5. International Conference on Emerging Applications of Information Technology (EAIT)*, 12-13 Ocak, Kolkata 2018.

Kuo, P. H. ve Huang, C. J. (2018). An Electricity Price Forecasting Model by Hybrid Structured Deep Neural Networks, *Sustainability, 10*(4), 1-17.

Lago, J., Ridder, F. D. ve Schutter, B. D. (2018). Forecasting Spot Electricity Prices: Deep Learning Approaches and Empirical Comparison of Traditional Algorithms, *Applied Energy, 221*, 386-405.

Lawrence, S., Giles, C. L., Tsoi, A. C. ve Back, A. D. (1997). Face Recognition: A Convolutional Neural-Network Approach, *IEEE Transactions on Neural Networks, 8*(1), 98-113.

Lewis, C. D. (1982). Industrial and Business Forecasting Methods: A Radical Guide to Exponential Smoothing and Curve Fitting. Londra: Butterworth Scientific Yayınları, akt. R. K. Klimberg, G. P. Sillup, K. J. Boyle ve V. Tavva (2010). Forecasting Performance Measures – What Are Their Practıcal Meaning?, K. D. Lawrence ve R. K. Klimberg (Ed.), *Advances in Busıness and Management Forecasting* içinde (137-147). Bingley: Emerals Yayıncılık.

Lewis, N. D. (2017). *Neural Networks for Time Series Forecasting With R: Intuitive Step by Step Blueprint for Beginners.* Güney Carolina: CreateSpace Yayıncılık.

Li, G., Liu, C. C., Lawarree, J, Gallanti, M. ve Venturini, A. (2005). State-of-the-Art of Electricity Price Forecasting, *International Symposium CIGRE/IEEE PES*, 5-7 Ekim, New Orleans 2005.

Li, W. ve Becker, D. M. (2021). Day-Ahead Electricity Prices Prediction Applying Hybrid Models of LSTM-Based Deep Learning Methods and Feature Selection Algorithms Under Consideration of Market Coupling, https://arxiv.org/pdf/2101.05249.pdf (Erişim Tarihi: 28.06.2021).

Lin, J. ve Magnago, F. H. (2017). *Electricity Markets: Theories and Applications.* New Jersey: John Wiley & Sons Yayınları.

Liu, H. ve Shi, J. (2013). Applying ARMA–GARCH Approaches to Forecasting Short-Term Electricity Prices. *Energy Economics, 37*, 152-166.

Lyu, Z., Wang, Y., Wang, J., Zhang, L., Shen, J. ve Wang, X. (2019). Short-Term Electricity Price Forecasting G-LSTM Model and Economic Dispatch for Distribution System, *The Fourth International Conference on Energy Engineering and Environmental Protection*, 19-21 Kasım, Xiamen 2019, 1-9.

Maciejowska, K. ve Weron, R. (2016). Short- and Mid-Term Forecasting of Baseload Electricity Prices in the U.K.: The Impact of Intra-Day Price Relationships and Market Fundamentals, *IEEE Transactions on Power Systems, 31*(2), 994-1005.

Mandal, P., Senjyu, T. ve Funabashi, T. (2006). Neural Networks Approach to Forecast Several Hour Ahead Electricity Prices and Loads in Deregulated Market, *Energy Conversion and Management, 47*, 2128-2142.

Martos, C. G., Rodriguez, J. ve Sanchez, M. J. (2011). Forecasting Electricity Prices and Their Volatilities Using Unobserved Components. *Energy Economics, 33*, 1227-1239.

MFA (2020a). BM İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi, http://www.mfa.gov.tr/bm-iklim-degisikligi-cerceve-sozlesmesi.tr.mfa (Erişim Tarihi: 10.12.2020).

MFA (2020b). Kyoto Protokolü, http://www.mfa.gov.tr/kyoto-protokolu.tr.mfa (Erişim Tarihi: 10.12.2020).

MFA (2020c). Paris Anlaşması, http://www.mfa.gov.tr/paris-anlasmasi.tr.mfa (Erişim Tarihi: 10.12.2020).

MTA (b.t.). Kömür, https://www.mta.gov.tr/v3.0/sayfalar/bilgi-merkezi/maden-serisi/img/komur.pdf (Erişim Tarihi: 25.06.2021).

Mirakyan, A., Renschhausen, M. M. ve Koch, A. (2017). Composite Forecasting Approach, Application for Next-Day Electricity Price Forecasting, *Energy Economics, 66*, 228-237.

Mooney, C. (2013). *What is The Future of Biofuels?*. San Diego: Reference Point Yayıncılık.

Mujeeb, S., Javaid, N., Ilahi, M., Wadud, Z., Ishmanov, F. ve Afzal, M. K. (2019). Deep Long Short-Term Memory: A New Price and Load Forecasting Scheme for Big Data in Smart Cities, *Sustainability, 11*(4), 1-29.

Müller, I. (2007). *A History of Thermo-Dynamics.* New York: Springer Yayınları.

Nakaya, A. C. (2013a). *What is The Future of Wind Power?*. San Diego: Reference Point Yayıncılık.

Nakaya, A. C. (2013b). *What is The Future of Solar Power?*. San Diego: Reference Point Yayıncılık.

Nelson, V. (2009). *Wind Energy: Renewable Energy and The Environment.* Ohio: CRC Yayıncılık.

Nersesian, R. L. (2016). *Energy Economis: Markets, History and Policy*. New York: Routledge Yayınları.

Newbery, D. M. (1998). The Regulator's Review of The English Electricity Pool, *Utilities Policy, 7*, 129-141.

Newbery, D. (2004). Electricity Liberalization in Britain: The Quest for a Satisfactory Wholesale Market Design, Cambridge Working papers in Economics, CWPE 0469, akt. Atiyas, İ. (2006). *Elektrik Sektöründe Serbestleşme ve Düzenleyici Reform.* İstanbul: TESEV Yayınları.

Ngo, C. (2010). *Energy: Resources, Technologies and Environment.* Londra: The Institution of Engineering and Technology Yayınları.

Ngo, C. ve Natowitz, J. B. (2009). *Our Energy Future.* New Jersey: Wiley Yayınları.

Nişancı, M. (2005). Türkiye'de Elektrik Enerjisi Talebi ve Elektrik Tüketimi ile Ekonomik Büyüme Arasındaki İlişki, *Sosyal Ekonomik Araştırmalar Dergisi, 5*(9). 107-121.

Nogales, F. J., Contreras, J., Conejo, A. J. ve Espinola, R. (2002). Forecasting Next-Day Electricity Prices by Time Series Models, *IEEE Transactions on Power Systems, 17*(2), 342-348.

Noreng, O. (2007). *Crude Power: Politics and The Oil Market.* Londra: I. B. Yayıncılık.

Nowotarski, J. ve Weron, R. (2016). Recent Advances in Electricity Price Forecasting: A Review of Probabilistic Forecasting, *HSC Research Report, 16*(07), 1-46.

OPEC (2020). About Us, https://opec.org/opec_web/en/17.htm, Erişim Tarihi: 28 Aralık 2020.

O'Shea, K. ve Nash, R. (2015). An Introduction to Convolutional Neural Networks, https://arxiv.org/pdf/1511.08458.pdf (Erişim Tarihi: 03.03.2021).

OTDSPY (2017). Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası Yönetmeliği, https://www.mevzuat.gov.tr/File/GeneratePdf?mevzuatNo=23459&mevzuatTur=KurumVeKurulusYonetmeligi&mevzuatTertip=5 (Erişim Tarihi: 02.01.2021).

Özel, Ç., Büyüktanır, B. G. Ö., Özel, F. (2013). Elektrik Piyasalarında Elektrik Sağlama Amaçlı Sözleşmeler, *Journal of Yaşar University, 8*(Özel Sayı), 2075-2126.

Özgüner, E., Tör, O .B. ve Güven, A. N. (2017). Probabilistic Day-Ahead System Marginal Price Forecasting With ANN for The Turkish Electricity Market, *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences, 25,* 4923-4935.

Özözen, A., Kayakutlu, G., Ketterer, M. ve Kayalıca, Ö. (2016). A Combined Seasonal ARIMA and ANN Model for Improved Results in Electricity Spot Price Forecasting: Case Study in Turkey, *PICMET'16 Conference: Technology Management for Social Innovation,* 2016, Honolulu.

Öztürk, H. K, Yılancı, A. ve Atalay, O. (2007). Past, Present and Future Status of Electricity in Turkey and The Share of Energy Sources, *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 11,* 183-209.

Öztürk, İ. ve Karbuz, S. (2006). *Türkiye'nin Enerji Ekonomisi ve Petrolün Geleceği*. İstanbul: Tavaslı Matbaacılık.

Pao, H. T. (2006). A Neural Network Approach to M-Daily-Ahead Electricity Price Prediction, *Third International Symposium on Neural Networks,* 28 Mayıs-1 Haziran, Chengdu 2006, 1284-1289.

Papay, L. T. (2010). *Electricity From Renewable Sources.* Washington, The National Academies Yayınları.

Pircalabu, A. ve Benth, F. E. (2017). A Regimme-Switching Copula Approach to Modeling Day-Ahead Prices in Coupled Electricity Markets. *Energy Economics, 68,* 283-302.

Popovski K. ve Vasilevska, S. P. (2008). Sustainability and Economic Feasibility of Combinations of Renewable Energy Sources (RES) and Fossil Fuels for Production of Heat and Electricity. F. Barbir ve S. Ulgiati (Ed.), *Sustainable Energy Production and Consumption* içinde (159-170). New York: Springer Yayınları.

Qu, H., Chen, W., Niu, M. ve Li, X. (2016). Forecasting Realized Volatility in Electricitymarkets Using Logistic Smooth Transition Heterogeneous Autoregressive Models, *Energy Economics, 54,* 68-76.

Quaschning, V. (2005). *Understanding Renewable Energy Systems.* Londra: Earthscan Yayıncılık.

Raviv, E., Bouwman, K. E. ve Dijk, D. (2015). Forecasting Day-Ahead Electricity Prices: Utilizing Hourly Prices. *Energy Economics, 50,* 227-239.

Reddy, A. K. N. (2000). Energy and Social Issues. J. Goldemberg (Ed.), *World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability* içinde (39-60). New York: UNDP, akt. J. M. Chevalier ve N. S. Ouedraogo, (2009). Energy Poverty and Economic Development. J. M. Chevalier, (Ed.), *The New Energy Crisis: Climate, Economics and Geopolitics* içinde (115-144). Londra: Palgrave Macmillan.

Roncaglia, A. (1985). *The International Oil Market: A Case of Trilateral Oligopoly*. Basingstoke: Macmillan Yayıncılık.

Rothwell, G. ve Gomez, T. (2003). Electricity Economics: Regulation and Deregulation. Hoboken: IEEE Yayınları, akt. X. P. Zhang, (2010). Overview of Electricity Market Equilibrium Problems and Market Power Analysis. X. P. Zhang (Ed.), *Restructured Electric Power Systems: Analysis of Electricity Markets With Equilibrium Models* içinde (99-137). New Jersey: John Wiley & Sons Yayınları.

Sahay, K. B. (2015). One Hour Ahead Price Forecast of Ontario Electricity Market by Using ANN, 2015 International Conference on Energy Economics and Environment (ICEEE), 27-28 Mart, Greater Noida 2015.

Sandhu, H. S., Fang, L. ve Guan, L. (2016). Forecasting Day-Ahead Price Spikes for The Ontario Electricity Market, *Electric Power Systems Research, 141,* 450-459.

Savolainen, M. K. ve Svento, R. (2012). *Modern Energy Markets: Real-Time Pricing, Renewable Resources and Efficient Distribution.* New York: Springer Yayınları.

Schnürch, S. ve Wagner, A. (2020). Electricity Price Forecasting with Neural Networks on EPEX Order Books, *Applied Mathematical Finance, 27*(3), 189-206.

Schrattenholzer, L., Miketa, A., Riahi, K. ve Roehrl, R. A. (2004). *Achieving a Sustainable Global Energy System.* Northampton: Edward Elgar Yayıncılık.

Seifried, D. ve Witzel, W. (2010). *Renewable Energy: The Facts.* Freiburg: Energieagentur Yayıncılık.

Serletis, A. ve Shahmoradi, A. (2006). Measuring and Testing Natural Gas and Electricity Markets Volatility: Evidence From Alberta's Deregulated Markets. *Studies in Nonlinear Dynamics and Econometrics, 10*(3), 1341-1358.

Sezer, Y. (2018). *EPİAŞ Elektrik Piyasaları Eğitim Sunumları: Gün İçi Piyasası.* İstanbul: EPİAŞ Yayınları.

Shafie-Khah, M., Moghaddam, M. P. ve Sheikh-El-Eslami, M. K. (2011). Price Forecasting of Day-Ahead Electricity Markets Using a Hybrid Forecast Method, *Energy Conversion and Management, 52,* 2165-2169.

Ser, G. ve Bati, C. T. (2019). Derin Sinir Ağları ile En İyi Modelin Belirlenmesi: Mantar Verileri Üzerine Keras Uygulaması, *Yüzüncü Yıl Üniversitesi Tarım Bilimleri Dergisi, 29*(3), 406-417.

Shen, G., Tan, Q., Zhang, H., Zeng, P. ve Xu, J. (2018). Deep Learning With Gated Recurrent Unit Networks for Financial Sequence Predictions, *Procedia Computer Science, 131,* 895-903.

Shewalkar, A. N. (2018). *Comparison of RNN, LSTM and GRU on Speech Recognition Data*. (Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi). North Dakota State University of Agriculture and Applied Science, Kuzey Dakota.

Smith, Z. A. ve Taylor, K. D. (2008). *Renewable and Alternative Energy Resources.* California: ABC-CLIO Yayınları.

Solmes, L. A. (2009). *Energy Efficiency: Real Time Energy Infrastructure Investment and Risk Management.* New York: Springer Yayınları.

Suppes, G. J. ve Storvick, T. (2007). *Sustainable Nuclear Power*. Londra: Elsevier Yayınları.

Stiebler, M. (2008). *Wind Energy Systems For Electric Power Generation.* New York: Springer Yayınları.

Swindle, G. (2014). *Valuation and Risk Management in Energy Markets*. Cambridge: Cambridge Üniversitesi Yayınları.

Tabak, J. (2009). *Solar and Geothermal Energy.* New York: Infobase Yayınları.

Tan, Z., Zhang, J., Wang, J. ve Xu, J. (2010). Day-Ahead Electricity Price Forecasting Using Wavelet Transform Combined With ARIMA and GARCH Models. *Applied Energy, 87*, 3606-3610.

Tashpulatov, S. N. (2013). Estimating the Volatility of Elecetricity Prices: The Case of England and Wales Wholesale Electricity Market. *Energy Policy, 60*, 81-90.

TEİAŞ 2015 Elektrik İstatistikleri, https://www.teias.gov.tr/tr-TR/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri (Erişim Tarihi: 03.02.2021).

TEİAŞ (2019). TEİAŞ 2019 Elektrik İstatistikleri, https://www.teias.gov.tr/tr-TR/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri (Erişim Tarihi: 03.02.2021).

Tiwari, G. N. ve Dubey, S. (2010). *Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications.* Cambridge: RSC Yayınları.

Tüzün, O., Ekinci, R., Ceylan, F. ve Kahyaoğlu, H. (2018). Türkiye Elektrik Fiyatlarındaki Ani Sıçramaların Markov Rejim Değişim Modelleriyle Analizi, *Yönetim ve Ekonomi Dergisi, 25*(1), 217-231.

Twidell, J. ve Weir, T. (2015*). Renewable Energy Resources.* New York: Routledge Yayıncılık.

Uğurlu, U., Öksüz, İ. ve Taş, O. (2018). Electricity Price Forecasting Using Recurrent Neural Networks, *Energies, 11*(5), 1-23.

Ulusoy, T. (2010). İMKB Endeks Öngörüsü İçin İleri Beslemeli Ağ Mimarisine Sahip Yapay Sinir Ağı Modellemesi, *Uluslararası İktisadi ve İdari İncelemeler Dergisi, 5,* 21-40.

Ulussever, T., Soytaş, M. A. ve Ertuğrul, H. M. (2017). Modeling Price Dynamics in Turkish Electricity Market: Lessons From GARCH Estimates. *Marmara Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Dergisi, 39*(2), 619-636.

Ürker, O. ve Çobanoğlu, N. (2012). Türkiye'de Hidroelektrik Santrallerin Durumu (HES'ler) ve Çevre Politikaları Bağlamında Değerlendirilmesi, *Ankara Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi, 3*(2), 65-88.

VİOP (2021a). Vadeli İşlem Sözleşmeleri, https://www.borsaistanbul.com/files/VIOP_Tanitim_Kitapcigi_Vadeli_Islem_Sozlesmeleri.pdf (Erişim Tarihi: 05.01.2021).

VİOP (2021b). Vadeli İşlem ve Opsiyon Piyasası, https://www.borsaistanbul.com/data/kilavuzlar/VIOP_vadeli_islem_ve_opsiyon_piyasalari.pdf (Erişim Tarihi: 05.01.2021).

Voyvoda, Ö. K. ve Voyvoda, E. (2019). Türkiye'de Enerji Sektörünün Yeniden Yapılandırılması Sürecinde Hukuk Düzenlemeleri-Elektrik Sektörü, *Çalışma ve Toplum Dergisi, 60*, 127-154.

Weron, R. (2014). Electricity Price Forecasting: A Review of The State-of-The-Art With a Look Into The Future, *International Journal of Forecasting, 30*, 1030-1081.

Weron, R. ve Misiorek, A. (2006). Short-Term Electricity Price Forecasting With Time Series Models: A Review and Evaluation, *HSC Research Report, 6*(1), 1-22.

Wikipedia (2020a). List of Largest Hydroelectric Power Stations, https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_largest_hydroelectric_power_stations (Erişim Tarihi: 28.06.2020).

Wikipedia (2020b). List of Geothermal Power Stations, https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_geothermal_power_stations (Erişim Tarihi: 28.06.2020).

Wikipedia (2021a). Wind Farm, https://en.wikipedia.org/wiki/Wind_farm (Erişim Tarihi: 30.06.2021).

Wikipedia (2021b). List of Photovoltaic Power Stations, https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_photovoltaic_power_stations (Erişim Tarihi: 30.06.2021).

Wilbanks, T. J. (2014). *Climate Change and Energy Supply and Use.* Washington: Island Press Yayınları.

Windler, T., Busse, J. ve Rieck, J. (2019). One Month-Ahead Electricity Price Forecasting in The Context of Production Planning, *Journal of Cleaner Production, 238*, 1-11.

World Nuclear Association (2021). Uranium Mining Overview, https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/uranium-mining-overview.aspx (Erişim Tarihi: 30.06.2021).

Worthington, A. Spratley, A. K. ve Higgs, H. (2005). Transmission of Prices and Price Volatility in Australian Electricity Spot Markets: A Multivariate GARCH Analysis, *Energy Economics, 27*, 337-350.

Xie, X., Xu, W. ve Tan, H. (2018). The Day-Ahead Electricity Price Forecasting Based on Stacked CNN and LSTM, https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-02698-1_19 (Erişim Tarihi: 03.03.2021).

Yang, Z., Ce, L. ve Lian, L. (2017). Electricity Price Forecasting by a Hybrid Model, Combining Wavelet Transform, ARMA and Kernel-Based Extreme Learning Machine Methods, *Applied Energy, 190*, 291-305.

Yamashita, R., Nishio, M., Do, R. K. G. ve Togashi, K. (2018). Convolutional Neural Networks: An Overview and Application in Radiology, *Insights Imaging, 9*, 611-629.

Yarıcı, M. (2018). *EPİAŞ Elektrik Piyasaları Eğitim Sunumları: Gün Öncesi Piyasası.* İstanbul: EPİAŞ Yayınları.

Yazıcı, A. C., Öğüş, E., Ankaralı, S., Canan, S., Ankaralı, H. ve Akkuş, Z. (2007). Yapay Sinir Ağlarına Genel Bakış, *Türkiye Klinikleri Tıp Bilimleri Dergisi, 27*(1), 65-71.

Yazıtaş, F. (2018). Genel Enerji Görünümü ve Elektrik Piyasalarına Giriş, https://www.dunyaenerji.org.tr/wp-content/uploads/2018/09/FYazitasSunum22Eylul.pdf (Erişim Tarihi: 28.01.2021).

Yıldız, D., Yıldız, D. ve Özgüler, H. (2019). Hidroenerji Raporu: HES'lerin Üretimdeki Kapasite Faktörlerinin İncelenmesi, *SPD Hidropolitik Akademi Araştırma Raporu, 2019-2*, 1-30.

Yılmaz, A. O. ve Uslu, T. (2007). Energy Policies of Turkey During The Period 1923-2003, *Energy Policy, 35*, 258-264.

Yılmaz, O. ve Hotunluoğlu, H. (2015). Yenilenebilir Enerjiye Yönelik Teşvikler ve Türkiye, *Adnan Menderes Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi, 2*(2), 74-97.

Yusoff, N. I., Zin, A. A. M. ve Khairuddin, A. B. (2017). Congestion Management in Power System: A Review, *3rd International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies (PGSRET)*, 4-6 Nisan, Malezya 2017, 22-27.

Zhang, R., Li, G. ve Ma, Z. (2020a). A Deep Learning Based Hybrid Framework for Day-Ahead Electricity Price Forecasting, *IEEE Access, 8*, 143423-143436.

Zhang, F., Fleyeh, H. ve Bales, C. (2020b). A Hybrid Model Based on Bidirectional Long Short-Term Memory Neural Network and Catboost for Short-Term Electricity Spot Price Forecasting, *Journal of the Operational Research Society*, Kasım Sayısı, 1-25.

Zhou, M., Yan, Z., Ni, Y. ve Li, G. (2004). An ARIMA Approach to Forecasting Electricity Price With Accuracy Improvement by Predicted Errors, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 6-10 Haziran, Denver 2004.

Zhou, S., Zhou, L., Mao, M., Tai, H. M. ve Wan, Y. (2019). An Optimized Heterogeneous Structure LSTM Network for Electricity Price Forecasting, *IEEE Access*, *7*, 108161-108173.

Ziel, F., Steinert, R. ve Husmann, S. (2015). Efiicient Modeling and Forecasting of Electricity Spot Prices, *Energy Economics, 47*, 98-111.

Ziel, F. ve Weron, R. (2018). Day-Ahead Electricity Price Forecasting With High Dimensional Structures: Univariate vs. Multivariate Modeling Frameworks, *Energy Economics, 70*, 396-420.

4628 Sayılı Kanun (2001). https://www.mevzuat.gov.tr/MevzuatMetin/1.5.4628.pdf (Erişim Tarihi: 12.12.2020).

6446 Sayılı Kanun (2013). https://www.mevzuat.gov.tr/MevzuatMetin/1.5.6446.pdf (Erişim Tarihi: 12.12.2020).

https://www.enerjiatlasi.com/gunes/ (Erişim Tarihi: 01.04.2021).

https://www.enerjiatlasi.com/ruzgar/ (Erişim Tarihi: 01.04.2021).

https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/ (Erişim Tarihi: 01.04.2021).

EKLER

Ek 1: Test Dönemi PTF ve 24 Saatlik Tahmin Değerleri

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	LSTM Tahmin	GRU Tahmin
01/03/2021	00:00	308,99	283,46	287,26	326,57	322,12
01/03/2021	01:00	242,12	271,24	277,09	313,89	310,40
01/03/2021	02:00	230,10	261,27	268,55	297,28	298,40
01/03/2021	03:00	229,95	249,23	241,90	277,87	291,66
01/03/2021	04:00	229,99	232,31	218,29	263,29	276,94
01/03/2021	05:00	242,12	229,07	201,91	256,28	268,94
01/03/2021	06:00	311,08	226,34	214,59	242,64	254,81
01/03/2021	07:00	311,49	237,38	252,88	238,24	246,28
01/03/2021	08:00	322,14	257,71	285,81	235,71	244,53
01/03/2021	09:00	326,27	272,47	307,83	235,06	243,94
01/03/2021	10:00	326,67	282,92	310,36	241,03	247,17
01/03/2021	11:00	327,40	291,34	312,75	248,68	255,82
01/03/2021	12:00	321,05	306,60	304,62	256,68	267,60
01/03/2021	13:00	321,17	310,95	306,63	269,86	279,14
01/03/2021	14:00	322,32	311,77	311,14	279,45	288,81
01/03/2021	15:00	320,05	315,38	319,96	290,98	299,98
01/03/2021	16:00	318,72	316,81	325,74	299,26	305,83
01/03/2021	17:00	322,51	316,95	324,39	310,06	307,04
01/03/2021	18:00	324,81	321,38	329,68	316,74	310,53
01/03/2021	19:00	324,33	318,50	336,64	324,67	316,96
01/03/2021	20:00	319,38	315,82	327,06	326,40	323,59
01/03/2021	21:00	317,83	308,97	314,84	332,93	326,78
01/03/2021	22:00	313,54	306,07	301,84	331,36	321,40
01/03/2021	23:00	291,18	293,79	294,36	332,28	319,41
02/03/2021	00:00	308,99	287,97	265,06	315,26	283,35
02/03/2021	01:00	310,83	272,96	253,55	312,22	267,86
02/03/2021	02:00	264,99	256,50	243,93	309,17	254,75
02/03/2021	03:00	242,12	241,39	227,76	299,75	255,22
02/03/2021	04:00	229,99	232,35	223,86	293,60	251,06
02/03/2021	05:00	242,12	240,96	227,54	289,51	258,02
02/03/2021	06:00	265,00	251,81	241,71	281,31	262,34
02/03/2021	07:00	272,99	270,26	264,23	279,83	270,73
02/03/2021	08:00	318,71	288,78	277,29	281,55	282,32
02/03/2021	09:00	318,92	294,54	286,21	284,75	287,96
02/03/2021	10:00	317,33	291,31	284,41	293,66	291,51
02/03/2021	11:00	317,49	289,63	285,01	302,76	293,20
02/03/2021	12:00	313,19	298,87	278,01	312,63	296,55
02/03/2021	13:00	315,03	303,47	282,05	321,84	297,34
02/03/2021	14:00	317,40	306,08	281,67	327,04	299,36
02/03/2021	15:00	316,88	311,56	284,17	329,99	302,79
02/03/2021	16:00	317,40	317,26	285,62	332,07	304,82
02/03/2021	17:00	319,99	317,32	284,91	332,51	304,92

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	LSTM Tahmin	GRU Tahmin
02/03/2021	18:00	320,71	319,61	289,78	330,92	305,97
02/03/2021	19:00	322,93	315,16	293,12	329,68	308,74
02/03/2021	20:00	317,48	310,92	281,90	322,81	309,26
02/03/2021	21:00	314,90	301,90	272,18	323,02	305,14
02/03/2021	22:00	314,87	297,38	264,96	319,25	291,64
02/03/2021	23:00	311,27	286,90	260,61	319,96	284,56
03/03/2021	00:00	308,99	294,19	275,27	303,84	275,92
03/03/2021	01:00	275,00	277,71	265,28	299,78	266,23
03/03/2021	02:00	269,10	259,42	257,13	298,19	260,31
03/03/2021	03:00	264,10	242,71	235,25	290,98	270,91
03/03/2021	04:00	262,00	233,55	219,59	288,26	277,12
03/03/2021	05:00	264,10	243,77	212,00	288,72	290,84
03/03/2021	06:00	310,66	257,49	227,75	285,67	299,69
03/03/2021	07:00	311,25	278,74	262,46	288,98	307,15
03/03/2021	08:00	320,10	299,45	289,29	295,15	314,05
03/03/2021	09:00	320,71	306,29	307,79	302,88	315,40
03/03/2021	10:00	319,70	302,98	309,26	312,97	315,40
03/03/2021	11:00	318,11	300,80	310,41	321,64	314,48
03/03/2021	12:00	305,00	309,82	300,80	331,02	317,28
03/03/2021	13:00	296,62	314,34	301,14	335,83	319,37
03/03/2021	14:00	310,91	316,29	301,97	337,35	322,00
03/03/2021	15:00	310,55	321,47	307,21	336,19	324,06
03/03/2021	16:00	312,12	326,80	308,96	334,45	322,99
03/03/2021	17:00	316,48	325,76	304,60	331,23	316,76
03/03/2021	18:00	320,00	327,10	307,81	328,11	312,42
03/03/2021	19:00	322,23	321,90	312,86	324,46	309,50
03/03/2021	20:00	318,44	317,24	301,74	315,49	306,32
03/03/2021	21:00	315,05	307,27	289,92	315,23	299,64
03/03/2021	22:00	313,87	301,70	279,39	311,69	284,81
03/03/2021	23:00	310,08	290,75	273,19	311,72	277,80
04/03/2021	00:00	309,00	294,57	290,08	311,71	295,38
04/03/2021	01:00	312,69	277,49	280,13	307,81	279,06
04/03/2021	02:00	311,47	258,96	273,79	305,59	265,89
04/03/2021	03:00	310,30	242,02	258,69	298,06	267,88
04/03/2021	04:00	299,98	233,38	250,62	295,06	266,14
04/03/2021	05:00	310,93	243,37	247,78	294,81	276,15
04/03/2021	06:00	314,03	256,51	258,44	290,77	282,71
04/03/2021	07:00	316,94	276,33	281,43	292,98	291,96
04/03/2021	08:00	325,62	295,34	296,98	297,35	302,92
04/03/2021	09:00	328,08	300,97	308,77	302,06	307,18
04/03/2021	10:00	327,64	296,75	307,90	310,05	309,23
04/03/2021	11:00	329,22	294,12	309,08	316,87	309,61
04/03/2021	12:00	322,64	302,47	301,40	323,88	312,43
04/03/2021	13:00	324,13	306,38	304,23	328,90	313,59
04/03/2021	14:00	325,58	307,85	304,47	330,79	316,24
04/03/2021	15:00	325,49	312,59	309,20	330,87	319,93

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	LSTM Tahmin	GRU Tahmin
04/03/2021	16:00	328,66	319,11	309,99	331,16	321,63
04/03/2021	17:00	334,29	321,53	306,58	330,36	320,32
04/03/2021	18:00	336,09	326,96	309,66	328,96	319,87
04/03/2021	19:00	338,23	324,06	314,69	327,84	321,05
04/03/2021	20:00	333,22	319,96	304,89	320,86	320,71
04/03/2021	21:00	327,86	310,15	296,32	321,59	316,49
04/03/2021	22:00	323,15	304,83	290,22	318,67	303,18
04/03/2021	23:00	319,67	293,30	286,69	317,96	296,42
05/03/2021	00:00	316,72	303,74	306,75	321,65	306,88
05/03/2021	01:00	317,74	289,80	300,73	319,13	296,36
05/03/2021	02:00	314,72	274,19	300,52	317,83	287,06
05/03/2021	03:00	313,51	259,01	289,54	310,62	289,58
05/03/2021	04:00	314,01	248,09	278,46	307,53	284,18
05/03/2021	05:00	314,72	253,48	269,47	306,88	287,07
05/03/2021	06:00	316,70	260,99	273,75	302,10	286,53
05/03/2021	07:00	318,04	277,17	290,62	303,49	290,03
05/03/2021	08:00	323,54	294,44	303,38	307,21	298,24
05/03/2021	09:00	323,44	300,00	315,66	311,28	302,61
05/03/2021	10:00	322,28	297,37	316,64	319,15	305,86
05/03/2021	11:00	321,23	296,26	319,38	326,17	308,26
05/03/2021	12:00	312,61	306,04	311,54	333,54	312,22
05/03/2021	13:00	266,10	311,36	313,30	339,27	312,98
05/03/2021	14:00	311,77	314,85	312,40	341,69	313,46
05/03/2021	15:00	311,41	321,09	316,73	342,31	315,36
05/03/2021	16:00	312,46	327,72	315,93	342,90	315,37
05/03/2021	17:00	318,15	329,10	312,20	342,26	313,98
05/03/2021	18:00	320,46	332,86	315,74	340,68	314,67
05/03/2021	19:00	323,44	329,74	323,40	339,33	318,67
05/03/2021	20:00	320,03	325,86	316,13	331,79	320,95
05/03/2021	21:00	316,74	316,90	309,90	332,04	318,21
05/03/2021	22:00	313,32	312,27	305,57	328,29	306,58
05/03/2021	23:00	290,01	300,84	302,44	327,62	302,08
06/03/2021	00:00	309,00	289,94	290,12	307,12	273,12
06/03/2021	01:00	311,59	279,04	286,19	310,68	269,80
06/03/2021	02:00	262,00	266,76	286,09	314,58	268,31
06/03/2021	03:00	250,01	255,48	273,60	311,08	280,32
06/03/2021	04:00	235,22	246,35	259,11	309,58	284,83
06/03/2021	05:00	250,99	249,26	248,90	309,67	294,38
06/03/2021	06:00	310,55	251,33	252,70	304,54	299,26
06/03/2021	07:00	254,11	259,46	268,13	303,71	303,22
06/03/2021	08:00	313,01	269,05	279,31	305,20	307,95
06/03/2021	09:00	312,65	271,74	289,98	308,00	309,17
06/03/2021	10:00	313,50	269,83	290,24	313,46	309,33
06/03/2021	11:00	314,61	270,91	291,91	318,92	308,96
06/03/2021	12:00	311,17	281,77	283,99	326,44	311,23
06/03/2021	13:00	312,41	288,00	286,25	330,65	311,86

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	LSTM Tahmin	GRU Tahmin
06/03/2021	14:00	313,65	291,85	284,73	332,68	311,68
06/03/2021	15:00	312,60	296,81	286,61	333,61	310,99
06/03/2021	16:00	312,44	303,63	285,68	333,13	307,56
06/03/2021	17:00	316,68	306,80	285,44	331,76	300,19
06/03/2021	18:00	320,26	312,17	293,22	330,01	295,14
06/03/2021	19:00	324,50	310,23	303,70	327,00	292,66
06/03/2021	20:00	323,72	305,20	299,76	317,86	289,97
06/03/2021	21:00	320,00	297,17	295,13	316,82	283,89
06/03/2021	22:00	317,32	294,20	290,68	310,91	271,67
06/03/2021	23:00	312,50	284,80	286,34	311,85	268,18
07/03/2021	00:00	309,00	278,87	275,77	309,14	274,10
07/03/2021	01:00	313,37	268,69	264,99	306,08	259,97
07/03/2021	02:00	310,41	256,78	257,47	304,52	248,50
07/03/2021	03:00	242,13	244,37	242,32	296,35	250,30
07/03/2021	04:00	261,99	232,56	230,60	291,65	247,96
07/03/2021	05:00	254,13	233,23	221,26	289,26	255,89
07/03/2021	06:00	310,01	234,80	214,77	282,91	260,57
07/03/2021	07:00	300,00	244,75	211,59	282,58	268,11
07/03/2021	08:00	310,02	257,18	209,54	285,48	277,82
07/03/2021	09:00	229,52	261,38	217,26	290,98	281,74
07/03/2021	10:00	238,13	260,03	221,91	299,74	283,66
07/03/2021	11:00	242,13	260,69	230,50	308,00	284,02
07/03/2021	12:00	289,13	270,87	231,84	318,24	286,43
07/03/2021	13:00	247,00	277,21	242,99	324,06	287,01
07/03/2021	14:00	310,78	281,74	249,30	327,09	288,76
07/03/2021	15:00	270,00	287,59	257,27	327,77	291,83
07/03/2021	16:00	311,06	293,78	263,01	327,41	293,22
07/03/2021	17:00	316,93	296,34	274,08	325,63	292,52
07/03/2021	18:00	323,16	301,10	286,96	323,80	292,88
07/03/2021	19:00	330,08	299,66	295,03	321,08	294,92
07/03/2021	20:00	329,87	296,35	291,82	313,40	295,39
07/03/2021	21:00	327,21	289,20	288,53	314,11	291,99
07/03/2021	22:00	325,49	285,88	285,82	311,33	280,14
07/03/2021	23:00	322,29	275,63	279,31	313,70	274,27
08/03/2021	00:00	312,09	301,27	295,06	322,09	303,19
08/03/2021	01:00	314,66	286,74	284,90	315,70	290,31
08/03/2021	02:00	311,21	269,88	277,62	307,63	277,84
08/03/2021	03:00	309,13	250,68	258,93	294,61	274,03
08/03/2021	04:00	300,24	232,85	246,20	285,47	262,27
08/03/2021	05:00	310,97	234,30	238,76	280,85	258,83
08/03/2021	06:00	314,32	240,79	248,27	270,88	251,93
08/03/2021	07:00	317,74	261,28	273,27	268,59	251,82
08/03/2021	08:00	330,44	286,98	291,68	268,86	259,09
08/03/2021	09:00	336,41	300,25	304,70	270,67	264,48
08/03/2021	10:00	334,96	303,00	303,99	278,32	270,19
08/03/2021	11:00	334,70	304,83	306,17	286,75	276,39

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	LSTM Tahmin	GRU Tahmin
08/03/2021	12:00	326,15	317,00	299,69	295,73	283,63
08/03/2021	13:00	325,83	322,88	304,22	306,35	287,46
08/03/2021	14:00	327,16	326,05	307,74	313,13	290,52
08/03/2021	15:00	327,56	333,57	315,43	319,49	295,78
08/03/2021	16:00	330,00	338,94	319,16	323,83	298,83
08/03/2021	17:00	336,23	339,37	318,13	328,34	300,74
08/03/2021	18:00	339,78	341,95	322,71	329,97	304,87
08/03/2021	19:00	361,73	337,28	328,35	332,22	312,03
08/03/2021	20:00	341,56	333,20	318,83	328,38	317,06
08/03/2021	21:00	335,66	323,42	309,35	330,85	316,73
08/03/2021	22:00	332,28	317,29	301,13	327,38	306,48
08/03/2021	23:00	327,27	304,08	296,24	327,83	301,46
09/03/2021	00:00	320,65	316,36	306,95	332,93	312,98
09/03/2021	01:00	320,15	306,69	302,09	328,89	302,93
09/03/2021	02:00	317,95	298,46	303,56	325,80	293,99
09/03/2021	03:00	316,25	290,46	293,85	316,54	297,31
09/03/2021	04:00	315,14	280,05	282,89	311,46	292,47
09/03/2021	05:00	316,02	282,16	273,20	308,77	295,76
09/03/2021	06:00	318,19	285,04	276,49	301,99	295,51
09/03/2021	07:00	319,95	297,58	292,62	302,01	298,97
09/03/2021	08:00	329,73	311,48	305,31	304,82	307,00
09/03/2021	09:00	334,49	315,17	317,52	308,63	311,30
09/03/2021	10:00	333,96	312,39	318,62	317,21	314,62
09/03/2021	11:00	335,49	310,55	321,39	325,25	317,34
09/03/2021	12:00	327,58	318,31	313,36	333,93	321,70
09/03/2021	13:00	328,11	321,75	314,76	341,23	322,81
09/03/2021	14:00	329,72	323,95	313,79	344,94	323,39
09/03/2021	15:00	328,51	327,13	318,39	346,58	324,96
09/03/2021	16:00	327,92	330,70	317,39	348,06	324,37
09/03/2021	17:00	330,68	328,91	312,99	348,15	321,84
09/03/2021	18:00	331,38	332,69	315,87	346,98	321,43
09/03/2021	19:00	333,13	331,42	323,37	346,17	324,65
09/03/2021	20:00	330,71	330,89	315,97	339,39	326,48
09/03/2021	21:00	326,54	325,72	309,88	340,37	323,42
09/03/2021	22:00	324,72	324,29	305,73	337,46	311,67
09/03/2021	23:00	320,00	313,67	303,12	337,81	307,48
10/03/2021	00:00	318,48	311,27	303,19	327,36	303,46
10/03/2021	01:00	319,47	298,39	297,44	325,50	296,31
10/03/2021	02:00	317,17	286,18	296,67	325,10	290,50
10/03/2021	03:00	317,98	276,09	284,24	318,48	297,14
10/03/2021	04:00	317,86	268,88	271,84	315,90	295,57
10/03/2021	05:00	318,34	275,47	262,51	315,18	301,04
10/03/2021	06:00	320,75	281,80	268,66	310,34	302,79
10/03/2021	07:00	323,30	294,81	288,96	311,27	306,15
10/03/2021	08:00	332,46	307,84	304,50	314,36	312,50
10/03/2021	09:00	337,82	310,69	317,94	317,63	314,93

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	LSTM Tahmin	GRU Tahmin
10/03/2021	10:00	338,08	306,96	318,69	324,54	316,08
10/03/2021	11:00	337,71	305,24	320,59	330,49	316,61
10/03/2021	12:00	331,85	313,82	311,76	337,09	318,95
10/03/2021	13:00	332,28	317,80	312,78	341,83	318,81
10/03/2021	14:00	335,00	319,87	311,79	343,71	318,11
10/03/2021	15:00	334,85	323,27	316,05	343,94	318,05
10/03/2021	16:00	335,45	328,34	315,41	344,60	315,87
10/03/2021	17:00	337,36	328,39	311,21	344,03	311,37
10/03/2021	18:00	337,24	332,82	314,60	342,87	309,20
10/03/2021	19:00	350,00	330,54	322,13	341,88	310,63
10/03/2021	20:00	337,27	327,53	314,43	334,69	311,34
10/03/2021	21:00	333,14	320,45	307,56	335,36	307,97
10/03/2021	22:00	329,13	318,26	302,41	332,22	297,48
10/03/2021	23:00	323,10	308,34	299,11	331,98	294,90
11/03/2021	00:00	325,44	315,09	312,65	331,21	315,33
11/03/2021	01:00	323,96	301,13	306,63	328,58	303,54
11/03/2021	02:00	320,78	286,72	307,70	327,22	293,15
11/03/2021	03:00	319,06	274,17	299,50	320,18	294,96
11/03/2021	04:00	317,81	265,84	292,49	317,67	288,90
11/03/2021	05:00	317,95	272,69	286,69	316,99	291,87
11/03/2021	06:00	318,23	279,73	290,61	312,47	291,41
11/03/2021	07:00	320,34	293,69	304,31	314,26	295,51
11/03/2021	08:00	331,60	307,93	313,79	318,00	304,60
11/03/2021	09:00	337,30	311,52	324,58	320,79	309,51
11/03/2021	10:00	337,25	308,04	326,06	328,22	313,10
11/03/2021	11:00	338,53	306,93	329,15	334,56	315,63
11/03/2021	12:00	328,77	316,86	321,23	340,35	319,69
11/03/2021	13:00	329,80	321,97	322,92	346,23	320,41
11/03/2021	14:00	332,53	324,93	320,13	348,48	321,09
11/03/2021	15:00	330,92	329,68	322,61	348,89	323,42
11/03/2021	16:00	330,02	335,78	320,20	350,42	324,00
11/03/2021	17:00	328,31	336,80	315,61	350,45	323,33
11/03/2021	18:00	325,88	341,11	318,73	349,03	324,70
11/03/2021	19:00	328,48	338,18	325,83	348,72	329,27
11/03/2021	20:00	325,81	334,03	317,73	341,75	331,76
11/03/2021	21:00	320,78	325,64	311,77	342,05	328,95
11/03/2021	22:00	317,71	322,37	308,47	338,67	316,58
11/03/2021	23:00	313,36	311,87	305,96	336,69	311,37
12/03/2021	00:00	309,00	304,36	289,77	322,24	312,54
12/03/2021	01:00	311,02	289,00	278,83	322,74	299,38
12/03/2021	02:00	300,00	271,31	271,12	323,60	287,03
12/03/2021	03:00	287,00	255,86	252,25	318,42	285,70
12/03/2021	04:00	287,00	248,51	239,98	316,74	276,29
12/03/2021	05:00	311,51	257,68	233,67	316,92	276,08
12/03/2021	06:00	314,85	266,03	245,39	312,40	272,77
12/03/2021	07:00	317,34	278,98	273,32	313,29	275,75

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	LSTM Tahmin	GRU Tahmin
12/03/2021	08:00	328,22	292,08	294,54	315,81	285,39
12/03/2021	09:00	334,76	295,91	310,37	317,39	291,86
12/03/2021	10:00	334,81	293,79	311,33	323,09	297,65
12/03/2021	11:00	336,23	295,40	313,63	328,23	302,83
12/03/2021	12:00	327,72	308,78	305,96	333,32	309,04
12/03/2021	13:00	324,82	315,61	308,23	338,65	311,32
12/03/2021	14:00	332,00	319,01	309,73	340,83	313,11
12/03/2021	15:00	333,12	324,82	315,86	342,03	316,75
12/03/2021	16:00	334,41	332,95	317,68	343,50	318,52
12/03/2021	17:00	339,20	336,56	314,11	344,02	319,12
12/03/2021	18:00	387,77	340,75	317,21	342,99	321,75
12/03/2021	19:00	500,00	336,00	322,19	342,52	327,67
12/03/2021	20:00	415,63	327,74	311,67	335,09	331,09
12/03/2021	21:00	341,24	315,90	301,56	334,75	328,80
12/03/2021	22:00	337,99	310,42	293,25	329,76	316,27
12/03/2021	23:00	333,75	299,95	288,21	327,81	310,30
13/03/2021	00:00	330,30	328,21	326,55	342,17	326,48
13/03/2021	01:00	327,89	310,07	318,89	347,89	308,64
13/03/2021	02:00	325,40	289,33	313,21	349,16	294,00
13/03/2021	03:00	323,62	273,84	292,72	342,36	295,30
13/03/2021	04:00	323,15	269,53	273,81	336,22	291,77
13/03/2021	05:00	324,09	280,74	262,46	334,37	301,06
13/03/2021	06:00	325,07	288,26	270,75	324,42	306,85
13/03/2021	07:00	325,48	297,32	294,25	320,85	316,38
13/03/2021	08:00	328,47	305,96	311,26	320,53	328,66
13/03/2021	09:00	329,33	307,50	324,93	321,86	333,83
13/03/2021	10:00	326,39	303,79	325,03	329,67	336,62
13/03/2021	11:00	325,79	304,94	327,28	340,02	337,47
13/03/2021	12:00	319,98	317,74	318,82	351,44	340,69
13/03/2021	13:00	319,90	322,97	322,80	364,72	341,70
13/03/2021	14:00	319,79	326,17	323,97	373,02	344,39
13/03/2021	15:00	319,89	334,03	328,80	381,04	348,63
13/03/2021	16:00	323,26	347,45	331,90	383,72	350,94
13/03/2021	17:00	330,56	356,57	335,26	386,30	350,63
13/03/2021	18:00	337,34	364,57	346,16	384,21	351,39
13/03/2021	19:00	360,00	359,67	356,74	381,34	353,96
13/03/2021	20:00	339,12	348,55	349,65	370,14	354,33
13/03/2021	21:00	335,47	334,69	340,84	366,33	349,89
13/03/2021	22:00	332,53	329,89	332,03	353,51	334,97
13/03/2021	23:00	329,28	320,65	324,91	352,10	327,23
14/03/2021	00:00	326,90	311,20	327,55	332,12	305,45
14/03/2021	01:00	325,56	303,53	319,38	329,23	294,56
14/03/2021	02:00	322,67	295,43	313,69	327,77	284,82
14/03/2021	03:00	320,67	286,51	302,03	320,26	286,31
14/03/2021	04:00	320,00	272,61	293,45	317,06	279,83
14/03/2021	05:00	319,75	267,51	286,35	315,97	281,67

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	LSTM Tahmin	GRU Tahmin
14/03/2021	06:00	319,64	262,33	276,75	310,65	280,14
14/03/2021	07:00	317,54	266,82	269,48	311,26	283,17
14/03/2021	08:00	313,42	275,78	260,39	313,90	291,42
14/03/2021	09:00	266,10	279,49	258,50	316,83	296,02
14/03/2021	10:00	293,01	279,10	254,96	323,32	299,58
14/03/2021	11:00	274,03	279,97	256,99	328,84	302,28
14/03/2021	12:00	284,03	288,74	253,59	335,16	306,40
14/03/2021	13:00	310,04	293,28	261,61	339,73	307,21
14/03/2021	14:00	311,26	297,05	263,03	341,68	307,79
14/03/2021	15:00	312,98	301,99	267,94	342,28	310,09
14/03/2021	16:00	317,05	308,70	274,12	343,38	310,63
14/03/2021	17:00	323,91	312,58	286,98	343,54	310,15
14/03/2021	18:00	329,29	320,19	304,65	343,25	311,81
14/03/2021	19:00	336,25	321,78	319,31	343,15	316,66
14/03/2021	20:00	334,39	321,40	321,66	336,87	319,55
14/03/2021	21:00	330,58	316,90	323,18	338,43	317,26
14/03/2021	22:00	326,54	315,59	326,47	336,05	305,79
14/03/2021	23:00	321,02	304,65	325,77	336,20	301,11
15/03/2021	00:00	312,76	313,41	305,70	327,26	316,69
15/03/2021	01:00	314,39	302,31	298,66	323,54	307,26
15/03/2021	02:00	311,59	291,69	298,28	319,23	298,60
15/03/2021	03:00	274,98	278,39	285,47	309,33	296,74
15/03/2021	04:00	254,13	260,66	270,04	303,18	286,78
15/03/2021	05:00	290,00	256,11	254,32	299,39	283,28
15/03/2021	06:00	312,16	251,42	252,35	290,87	273,79
15/03/2021	07:00	316,22	261,04	266,21	288,83	268,07
15/03/2021	08:00	333,38	280,13	281,26	288,79	267,25
15/03/2021	09:00	358,52	293,61	297,85	288,92	265,55
15/03/2021	10:00	339,09	302,12	302,57	294,63	265,83
15/03/2021	11:00	336,42	309,09	308,52	300,50	269,49
15/03/2021	12:00	323,67	323,54	302,83	306,82	276,44
15/03/2021	13:00	323,88	329,46	305,42	314,67	283,15
15/03/2021	14:00	325,95	331,96	307,26	319,35	289,07
15/03/2021	15:00	324,55	336,68	314,67	323,41	296,92
15/03/2021	16:00	324,08	340,95	316,93	327,41	300,85
15/03/2021	17:00	324,26	343,70	315,99	330,90	301,67
15/03/2021	18:00	323,33	349,80	320,41	332,25	304,90
15/03/2021	19:00	326,71	347,51	328,43	334,52	310,96
15/03/2021	20:00	325,14	343,32	322,37	330,52	316,67
15/03/2021	21:00	321,50	334,45	316,86	332,80	318,84
15/03/2021	22:00	317,32	330,07	311,52	330,31	312,77
15/03/2021	23:00	313,19	316,67	307,10	330,39	311,10
16/03/2021	00:00	309,00	310,03	286,07	323,98	294,68
16/03/2021	01:00	311,34	295,95	276,62	327,09	284,91
16/03/2021	02:00	250,00	282,75	270,37	330,00	278,26
16/03/2021	03:00	241,11	272,59	252,81	325,25	287,32

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	LSTM Tahmin	GRU Tahmin
16/03/2021	04:00	241,11	266,99	241,71	322,56	291,00
16/03/2021	05:00	241,13	275,81	237,01	322,06	302,86
16/03/2021	06:00	311,18	283,99	250,99	315,75	310,07
16/03/2021	07:00	315,17	297,62	281,25	314,21	316,78
16/03/2021	08:00	325,93	310,51	303,59	315,17	323,77
16/03/2021	09:00	331,82	313,06	319,51	317,84	325,30
16/03/2021	10:00	332,44	309,08	319,78	323,54	325,31
16/03/2021	11:00	330,79	307,32	320,32	329,54	324,59
16/03/2021	12:00	320,79	315,82	310,53	337,84	327,00
16/03/2021	13:00	320,63	319,57	311,03	343,08	328,39
16/03/2021	14:00	321,73	320,92	310,58	345,98	330,07
16/03/2021	15:00	320,76	323,64	315,08	348,04	331,54
16/03/2021	16:00	323,17	328,44	315,26	348,07	330,08
16/03/2021	17:00	326,84	328,11	309,23	347,52	324,10
16/03/2021	18:00	328,31	332,33	310,76	346,29	320,01
16/03/2021	19:00	334,14	329,36	315,40	343,69	318,17
16/03/2021	20:00	331,64	325,51	304,40	334,62	316,07
16/03/2021	21:00	328,15	317,77	294,23	333,92	310,64
16/03/2021	22:00	323,81	315,46	286,39	327,63	297,55
16/03/2021	23:00	318,74	306,02	282,26	328,91	292,38
17/03/2021	00:00	301,61	303,03	292,72	311,17	277,46
17/03/2021	01:00	314,81	285,78	281,88	306,21	267,13
17/03/2021	02:00	312,89	266,82	272,70	305,12	261,19
17/03/2021	03:00	310,42	249,83	251,42	298,74	272,84
17/03/2021	04:00	310,89	240,83	238,65	297,75	280,63
17/03/2021	05:00	312,57	251,54	235,02	299,49	296,02
17/03/2021	06:00	314,95	265,39	251,80	298,21	306,14
17/03/2021	07:00	317,45	286,70	284,84	302,85	314,36
17/03/2021	08:00	333,99	307,46	308,24	309,66	321,45
17/03/2021	09:00	360,00	314,17	324,20	317,23	322,62
17/03/2021	10:00	360,00	310,69	324,07	325,97	322,42
17/03/2021	11:00	360,00	308,48	324,25	332,34	321,16
17/03/2021	12:00	327,35	317,71	314,27	339,35	324,15
17/03/2021	13:00	327,56	322,34	315,63	341,03	326,65
17/03/2021	14:00	330,85	324,32	315,22	340,31	329,97
17/03/2021	15:00	329,99	329,61	318,86	337,15	332,55
17/03/2021	16:00	329,68	335,30	320,04	334,91	331,81
17/03/2021	17:00	334,69	334,60	316,90	331,30	325,39
17/03/2021	18:00	336,29	336,37	321,77	329,00	320,91
17/03/2021	19:00	449,99	331,19	327,41	326,30	317,43
17/03/2021	20:00	360,00	326,34	316,21	318,28	313,68
17/03/2021	21:00	336,23	316,11	304,82	319,31	306,30
17/03/2021	22:00	330,00	310,50	295,27	317,80	290,11
17/03/2021	23:00	323,33	299,28	289,51	317,74	281,84
18/03/2021	00:00	284,02	317,04	299,97	322,95	297,90
18/03/2021	01:00	313,60	302,45	294,22	327,03	284,63

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	LSTM Tahmin	GRU Tahmin
18/03/2021	02:00	311,28	286,11	289,38	330,33	275,44
18/03/2021	03:00	284,00	271,05	267,20	326,35	283,57
18/03/2021	04:00	265,00	261,11	245,40	324,44	287,99
18/03/2021	05:00	310,10	267,81	232,78	325,71	302,26
18/03/2021	06:00	312,72	275,22	246,21	320,59	311,71
18/03/2021	07:00	313,80	289,96	279,38	320,39	320,64
18/03/2021	08:00	330,55	305,55	305,02	322,42	329,13
18/03/2021	09:00	339,66	310,35	322,86	325,54	330,97
18/03/2021	10:00	360,00	307,93	323,67	331,51	331,04
18/03/2021	11:00	400,00	308,08	323,70	337,85	329,92
18/03/2021	12:00	329,18	319,94	312,20	345,77	332,55
18/03/2021	13:00	330,00	326,45	312,11	351,51	334,55
18/03/2021	14:00	332,73	330,18	311,11	354,44	337,70
18/03/2021	15:00	330,00	336,11	313,95	356,90	340,75
18/03/2021	16:00	332,26	343,01	315,45	356,68	340,72
18/03/2021	17:00	349,99	344,78	314,96	356,26	335,63
18/03/2021	18:00	338,38	348,61	323,72	354,54	332,07
18/03/2021	19:00	469,49	344,70	333,78	351,55	329,90
18/03/2021	20:00	360,00	338,99	325,90	341,37	327,30
18/03/2021	21:00	335,82	328,86	315,64	339,52	321,37
18/03/2021	22:00	328,65	324,06	305,14	331,11	306,75
18/03/2021	23:00	319,13	312,79	298,11	330,63	299,67
19/03/2021	00:00	324,94	308,30	304,94	316,19	294,52
19/03/2021	01:00	322,12	293,29	299,99	318,84	279,32
19/03/2021	02:00	317,33	275,09	296,99	321,33	267,57
19/03/2021	03:00	313,84	255,73	276,37	317,28	272,12
19/03/2021	04:00	313,51	241,42	253,52	316,08	273,16
19/03/2021	05:00	315,03	246,63	238,83	318,42	285,36
19/03/2021	06:00	316,96	256,21	249,93	315,18	293,64
19/03/2021	07:00	317,28	277,07	281,15	317,69	303,10
19/03/2021	08:00	333,18	299,90	306,24	322,64	313,13
19/03/2021	09:00	449,99	308,68	324,57	327,89	316,42
19/03/2021	10:00	400,00	307,16	325,96	336,47	317,66
19/03/2021	11:00	492,14	306,06	326,18	344,85	317,57
19/03/2021	12:00	333,91	316,27	314,63	353,34	320,45
19/03/2021	13:00	327,21	321,75	314,19	360,20	322,16
19/03/2021	14:00	400,00	325,45	312,78	363,01	325,17
19/03/2021	15:00	400,00	333,50	315,11	364,31	328,52
19/03/2021	16:00	379,99	341,01	315,04	363,37	329,27
19/03/2021	17:00	450,00	342,51	313,36	361,51	325,86
19/03/2021	18:00	400,01	345,22	322,28	357,79	323,41
19/03/2021	19:00	569,00	341,12	333,99	353,52	322,54
19/03/2021	20:00	400,01	336,96	328,30	341,95	320,84
19/03/2021	21:00	338,84	326,36	319,95	338,65	315,68
19/03/2021	22:00	332,17	319,46	310,63	329,44	302,00
19/03/2021	23:00	325,35	306,10	303,61	326,81	295,37

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	LSTM Tahmin	GRU Tahmin
20/03/2021	00:00	300,01	339,14	332,04	328,36	322,89
20/03/2021	01:00	314,12	318,27	322,36	331,79	298,42
20/03/2021	02:00	311,40	292,10	308,99	333,38	279,16
20/03/2021	03:00	254,13	266,89	266,60	329,85	281,36
20/03/2021	04:00	300,00	255,39	226,82	330,07	282,67
20/03/2021	05:00	312,16	268,30	206,06	334,90	299,87
20/03/2021	06:00	314,32	284,70	233,00	334,29	313,55
20/03/2021	07:00	314,77	309,19	292,86	341,63	329,63
20/03/2021	08:00	324,95	333,16	341,80	351,23	346,07
20/03/2021	09:00	328,58	341,18	373,18	357,01	352,91
20/03/2021	10:00	334,59	337,26	377,98	369,98	357,01
20/03/2021	11:00	334,96	336,34	378,35	382,78	358,08
20/03/2021	12:00	325,34	350,47	362,88	390,61	362,89
20/03/2021	13:00	326,02	358,17	360,83	404,02	366,20
20/03/2021	14:00	325,32	363,00	360,52	409,08	372,45
20/03/2021	15:00	322,63	373,18	362,71	411,52	379,17
20/03/2021	16:00	318,71	384,42	368,32	412,17	382,97
20/03/2021	17:00	321,01	389,78	372,48	410,71	381,28
20/03/2021	18:00	324,98	394,26	389,17	402,98	379,89
20/03/2021	19:00	331,72	387,61	402,74	397,74	378,12
20/03/2021	20:00	328,66	378,37	391,39	382,54	374,55
20/03/2021	21:00	320,42	362,91	372,26	374,09	366,47
20/03/2021	22:00	313,87	354,13	349,64	358,69	346,18
20/03/2021	23:00	269,99	340,54	334,13	347,44	333,40
21/03/2021	00:00	309,00	288,48	298,18	295,50	294,38
21/03/2021	01:00	312,81	273,11	287,40	300,95	281,40
21/03/2021	02:00	296,62	253,65	279,66	304,95	269,48
21/03/2021	03:00	262,01	237,18	264,20	303,40	268,20
21/03/2021	04:00	254,12	231,50	252,97	304,10	259,65
21/03/2021	05:00	280,00	240,69	244,84	306,95	260,20
21/03/2021	06:00	300,01	248,78	238,72	304,11	257,82
21/03/2021	07:00	238,74	257,55	235,08	305,64	261,34
21/03/2021	08:00	237,21	265,73	230,77	307,85	270,86
21/03/2021	09:00	237,23	269,29	235,78	307,43	276,87
21/03/2021	10:00	249,98	266,95	238,30	311,13	281,93
21/03/2021	11:00	274,03	268,03	246,24	314,91	286,09
21/03/2021	12:00	250,00	277,20	247,57	317,56	291,30
21/03/2021	13:00	249,97	278,94	259,73	323,21	292,94
21/03/2021	14:00	275,00	278,62	265,53	325,41	294,51
21/03/2021	15:00	246,99	284,62	272,69	327,78	298,05
21/03/2021	16:00	238,99	299,06	277,92	329,63	300,07
21/03/2021	17:00	313,21	311,57	289,74	331,17	301,23
21/03/2021	18:00	325,39	322,66	304,49	329,76	304,22
21/03/2021	19:00	334,40	319,28	314,28	329,17	310,02
21/03/2021	20:00	329,27	307,70	311,92	320,55	313,24
21/03/2021	21:00	322,62	292,89	309,10	317,79	311,01

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	LSTM Tahmin	GRU Tahmin
21/03/2021	22:00	316,15	286,54	307,11	308,82	298,92
21/03/2021	23:00	310,29	277,85	301,08	303,81	292,94
22/03/2021	00:00	308,99	286,11	272,33	318,31	291,49
22/03/2021	01:00	250,00	274,41	264,46	313,43	280,76
22/03/2021	02:00	237,80	261,88	259,32	305,93	270,40
22/03/2021	03:00	237,79	247,07	241,71	292,41	268,03
22/03/2021	04:00	237,70	230,33	226,71	281,47	258,05
22/03/2021	05:00	238,80	228,09	216,34	274,27	255,23
22/03/2021	06:00	269,13	229,07	224,12	261,42	248,44
22/03/2021	07:00	284,03	243,45	247,88	255,95	246,86
22/03/2021	08:00	322,26	263,81	266,74	253,77	251,37
22/03/2021	09:00	326,41	274,61	280,52	254,49	254,45
22/03/2021	10:00	325,68	277,57	281,05	261,96	258,42
22/03/2021	11:00	319,72	279,51	283,69	271,19	263,73
22/03/2021	12:00	284,03	290,16	277,35	282,16	270,69
22/03/2021	13:00	284,03	295,64	280,55	294,41	275,28
22/03/2021	14:00	311,19	299,20	283,62	302,92	278,91
22/03/2021	15:00	311,17	305,59	290,67	310,84	284,22
22/03/2021	16:00	312,69	310,14	293,97	315,82	286,75
22/03/2021	17:00	317,73	311,23	293,07	320,74	287,28
22/03/2021	18:00	318,63	315,39	297,80	322,48	290,04
22/03/2021	19:00	326,02	313,22	304,10	324,30	295,72
22/03/2021	20:00	323,02	311,30	295,91	320,55	300,25
22/03/2021	21:00	317,84	304,07	286,94	322,94	300,39
22/03/2021	22:00	311,95	299,84	278,60	319,30	291,98
22/03/2021	23:00	274,03	287,59	273,45	321,90	288,52
23/03/2021	00:00	308,99	283,16	274,17	292,51	273,55
23/03/2021	01:00	310,94	267,76	265,20	289,77	258,10
23/03/2021	02:00	239,13	250,80	258,25	287,96	246,58
23/03/2021	03:00	239,12	233,32	239,68	280,90	251,64
23/03/2021	04:00	238,53	221,57	226,98	277,68	254,33
23/03/2021	05:00	249,98	229,66	221,35	276,96	267,79
23/03/2021	06:00	269,12	244,00	234,20	272,66	277,34
23/03/2021	07:00	238,79	268,31	262,03	274,68	287,51
23/03/2021	08:00	320,30	292,36	282,24	279,21	297,59
23/03/2021	09:00	327,92	300,64	296,52	283,94	300,81
23/03/2021	10:00	330,68	296,78	296,49	292,99	302,08
23/03/2021	11:00	334,44	292,63	297,30	301,35	301,78
23/03/2021	12:00	326,80	298,72	288,51	309,32	304,80
23/03/2021	13:00	328,10	301,27	290,21	316,43	306,95
23/03/2021	14:00	329,54	302,09	290,77	319,51	310,71
23/03/2021	15:00	324,51	306,57	295,31	320,29	314,61
23/03/2021	16:00	320,57	311,20	297,03	320,83	315,93
23/03/2021	17:00	318,63	310,93	294,59	319,77	312,71
23/03/2021	18:00	314,29	314,56	298,87	317,05	310,37
23/03/2021	19:00	318,13	311,92	304,34	314,93	308,81

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	LSTM Tahmin	GRU Tahmin
23/03/2021	20:00	312,74	310,55	294,57	307,02	306,40
23/03/2021	21:00	310,16	302,18	284,70	306,11	300,60
23/03/2021	22:00	218,24	296,45	276,30	301,60	286,02
23/03/2021	23:00	218,24	283,90	271,20	299,98	278,06
24/03/2021	00:00	308,99	254,86	236,41	238,34	213,58
24/03/2021	01:00	243,99	235,92	221,57	246,81	216,67
24/03/2021	02:00	237,79	215,29	204,74	255,57	222,72
24/03/2021	03:00	238,25	197,83	173,43	258,91	245,41
24/03/2021	04:00	238,52	191,25	158,50	263,92	261,25
24/03/2021	05:00	249,97	206,26	158,31	271,67	277,75
24/03/2021	06:00	264,89	224,59	187,23	274,74	287,78
24/03/2021	07:00	249,99	249,55	236,85	281,43	293,62
24/03/2021	08:00	318,60	273,89	273,41	289,58	297,51
24/03/2021	09:00	326,51	284,98	294,72	296,00	298,35
24/03/2021	10:00	331,97	284,89	296,05	303,86	299,49
24/03/2021	11:00	335,65	285,36	295,63	310,97	299,22
24/03/2021	12:00	327,34	296,41	285,12	316,59	304,36
24/03/2021	13:00	330,57	301,65	285,02	320,65	307,94
24/03/2021	14:00	333,87	302,29	286,09	320,53	310,71
24/03/2021	15:00	329,37	307,01	289,62	318,62	310,90
24/03/2021	16:00	328,27	311,22	293,08	314,84	307,33
24/03/2021	17:00	327,75	308,32	289,35	309,63	296,79
24/03/2021	18:00	321,67	305,69	293,29	302,53	288,30
24/03/2021	19:00	326,13	296,58	294,95	294,93	279,30
24/03/2021	20:00	320,77	288,72	279,28	280,11	269,33
24/03/2021	21:00	319,99	276,40	261,64	272,51	254,98
24/03/2021	22:00	313,78	267,46	244,95	259,68	233,07
24/03/2021	23:00	280,54	255,12	235,24	253,13	222,41
25/03/2021	00:00	297,98	274,28	261,93	287,09	257,96
25/03/2021	01:00	254,12	260,25	251,72	284,75	244,83
25/03/2021	02:00	237,61	243,93	245,81	284,83	236,48
25/03/2021	03:00	237,12	226,43	225,68	279,27	246,34
25/03/2021	04:00	237,12	212,99	209,19	277,72	254,11
25/03/2021	05:00	237,94	218,35	197,06	279,76	270,60
25/03/2021	06:00	254,13	228,13	208,29	278,12	282,41
25/03/2021	07:00	238,22	248,67	240,74	282,49	292,70
25/03/2021	08:00	301,62	272,17	270,05	289,81	301,55
25/03/2021	09:00	308,12	283,70	293,28	298,94	303,78
25/03/2021	10:00	312,13	285,70	299,43	309,64	304,56
25/03/2021	11:00	314,86	286,76	304,11	318,97	303,69
25/03/2021	12:00	311,04	297,00	296,11	328,99	307,25
25/03/2021	13:00	314,11	301,23	294,90	333,55	310,38
25/03/2021	14:00	318,12	302,54	296,15	334,68	315,03
25/03/2021	15:00	317,67	307,94	302,85	332,99	318,99
25/03/2021	16:00	319,45	312,67	304,38	329,90	319,76
25/03/2021	17:00	320,22	311,96	297,37	325,32	314,65

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	LSTM Tahmin	GRU Tahmin
25/03/2021	18:00	320,00	312,76	296,98	320,91	310,95
25/03/2021	19:00	322,80	307,41	300,32	315,47	307,17
25/03/2021	20:00	319,30	302,55	288,72	304,72	302,81
25/03/2021	21:00	314,65	292,01	277,28	302,94	294,70
25/03/2021	22:00	310,07	285,10	266,88	297,58	277,16
25/03/2021	23:00	280,00	273,00	260,78	297,06	266,87
26/03/2021	00:00	284,02	267,76	265,18	280,46	254,40
26/03/2021	01:00	311,57	254,17	257,25	273,36	239,08
26/03/2021	02:00	255,01	237,19	253,44	269,62	227,67
26/03/2021	03:00	243,21	218,16	235,65	261,62	232,33
26/03/2021	04:00	224,85	203,68	217,71	259,03	235,22
26/03/2021	05:00	249,01	208,85	203,49	259,90	248,56
26/03/2021	06:00	254,12	220,90	210,37	258,37	258,26
26/03/2021	07:00	293,99	244,48	236,68	263,60	268,53
26/03/2021	08:00	320,36	269,19	261,45	271,48	278,54
26/03/2021	09:00	326,84	278,98	282,70	280,45	281,84
26/03/2021	10:00	330,68	277,00	288,26	291,50	283,27
26/03/2021	11:00	331,66	274,35	292,17	300,46	283,06
26/03/2021	12:00	320,74	281,98	283,85	309,22	286,08
26/03/2021	13:00	315,92	285,99	282,72	313,60	288,31
26/03/2021	14:00	321,51	288,36	282,86	314,46	292,23
26/03/2021	15:00	320,28	294,99	288,11	312,23	296,27
26/03/2021	16:00	321,13	300,66	289,61	310,25	297,85
26/03/2021	17:00	321,56	300,77	285,71	306,62	295,00
26/03/2021	18:00	319,03	302,61	288,28	303,25	292,86
26/03/2021	19:00	324,33	299,06	294,49	299,95	291,15
26/03/2021	20:00	319,36	296,71	286,46	291,96	288,58
26/03/2021	21:00	318,23	287,40	278,00	292,14	282,73
26/03/2021	22:00	312,34	280,26	269,76	290,07	268,38
26/03/2021	23:00	293,99	267,46	264,28	289,25	260,17
27/03/2021	00:00	310,78	279,08	290,83	287,71	278,99
27/03/2021	01:00	314,15	266,18	284,59	281,32	258,98
27/03/2021	02:00	312,26	248,94	280,34	277,45	240,74
27/03/2021	03:00	300,00	227,30	259,04	270,17	237,44
27/03/2021	04:00	299,99	209,81	235,87	268,69	230,41
27/03/2021	05:00	310,28	213,55	219,90	270,69	236,91
27/03/2021	06:00	311,16	227,13	228,61	270,07	242,52
27/03/2021	07:00	274,57	253,30	257,50	276,39	254,82
27/03/2021	08:00	316,72	279,90	282,68	284,40	271,96
27/03/2021	09:00	317,45	290,76	303,14	291,06	282,55
27/03/2021	10:00	320,02	288,22	306,97	300,92	290,57
27/03/2021	11:00	317,58	284,88	309,00	308,65	295,55
27/03/2021	12:00	311,05	292,24	298,61	314,33	301,16
27/03/2021	13:00	310,89	295,94	297,98	319,46	302,57
27/03/2021	14:00	310,30	297,33	297,21	320,37	305,27
27/03/2021	15:00	224,92	302,84	300,61	318,86	309,27

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	LSTM Tahmin	GRU Tahmin
27/03/2021	16:00	288,99	308,65	302,71	318,61	312,25
27/03/2021	17:00	313,71	311,38	303,22	316,89	313,43
27/03/2021	18:00	320,30	317,26	311,84	314,04	314,95
27/03/2021	19:00	329,91	315,86	322,02	312,64	317,58
27/03/2021	20:00	327,71	314,09	315,72	305,30	317,06
27/03/2021	21:00	322,70	303,92	307,09	304,97	311,17
27/03/2021	22:00	317,85	295,58	297,57	301,77	294,47
27/03/2021	23:00	311,01	281,13	290,43	297,67	284,60
28/03/2021	00:00	314,31	292,22	297,98	307,18	295,75
28/03/2021	01:00	315,32	283,40	287,64	303,08	282,70
28/03/2021	02:00	311,19	272,53	280,68	299,53	270,54
28/03/2021	03:00	250,01	261,29	267,77	291,58	268,71
28/03/2021	04:00	311,14	249,27	258,68	288,13	259,42
28/03/2021	05:00	311,76	246,39	250,47	288,21	259,10
28/03/2021	06:00	313,05	243,72	239,99	283,67	255,84
28/03/2021	07:00	311,01	246,40	231,34	285,06	258,79
28/03/2021	08:00	248,99	252,17	223,20	287,60	268,16
28/03/2021	09:00	150,01	255,40	224,92	289,75	274,43
28/03/2021	10:00	223,98	254,05	225,80	294,90	279,95
28/03/2021	11:00	224,47	254,69	232,06	299,21	284,86
28/03/2021	12:00	224,97	262,31	233,61	303,60	290,69
28/03/2021	13:00	255,01	264,53	245,03	308,00	292,81
28/03/2021	14:00	240,01	266,74	248,50	309,99	294,64
28/03/2021	15:00	225,50	272,79	253,21	311,88	298,43
28/03/2021	16:00	224,54	285,00	258,02	313,85	300,54
28/03/2021	17:00	225,40	296,88	270,69	316,03	301,75
28/03/2021	18:00	314,48	309,83	287,33	317,27	304,83
28/03/2021	19:00	321,83	311,42	300,42	319,00	310,85
28/03/2021	20:00	320,13	306,54	302,89	314,48	314,35
28/03/2021	21:00	316,50	297,80	304,03	316,70	312,30
28/03/2021	22:00	313,01	294,41	306,15	314,07	300,33
28/03/2021	23:00	248,98	284,09	303,16	312,89	294,40

Ek 2: Test Dönemi PTF ve 168 Saatlik Tahmin Değerleri

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	GRU Tahmin
01/03/2021	00:00	308,99	276,74	275,08	311,27
01/03/2021	01:00	242,12	270,47	264,50	308,63
01/03/2021	02:00	230,10	263,18	249,54	298,73
01/03/2021	03:00	229,95	258,14	234,59	296,04
01/03/2021	04:00	229,99	258,10	223,26	284,55
01/03/2021	05:00	242,12	254,09	222,02	276,41
01/03/2021	06:00	311,08	255,89	229,73	268,83
01/03/2021	07:00	311,49	250,22	250,47	259,80
01/03/2021	08:00	322,14	262,08	265,58	256,11
01/03/2021	09:00	326,27	266,96	276,10	258,13
01/03/2021	10:00	326,67	267,19	279,32	258,46
01/03/2021	11:00	327,40	274,02	275,87	262,84
01/03/2021	12:00	321,05	274,65	275,74	267,64
01/03/2021	13:00	321,17	270,16	275,84	276,87
01/03/2021	14:00	322,32	261,80	282,79	281,19
01/03/2021	15:00	320,05	267,39	289,73	288,59
01/03/2021	16:00	318,72	276,35	298,29	294,25
01/03/2021	17:00	322,51	286,33	303,72	298,43
01/03/2021	18:00	324,81	291,98	312,52	297,32
01/03/2021	19:00	324,33	300,19	313,86	297,44
01/03/2021	20:00	319,38	302,62	306,46	304,23
01/03/2021	21:00	317,83	299,65	297,84	305,59
01/03/2021	22:00	313,54	294,97	290,31	308,81
01/03/2021	23:00	291,18	287,25	282,55	308,64
02/03/2021	00:00	308,99	274,70	276,13	305,32
02/03/2021	01:00	310,83	269,51	271,77	302,55
02/03/2021	02:00	264,99	263,84	257,60	297,63
02/03/2021	03:00	242,12	261,87	242,22	291,05
02/03/2021	04:00	229,99	257,32	233,96	282,83
02/03/2021	05:00	242,12	252,48	236,05	274,24
02/03/2021	06:00	265,00	253,62	247,28	268,82
02/03/2021	07:00	272,99	252,94	265,79	260,02
02/03/2021	08:00	318,71	262,64	281,37	256,93
02/03/2021	09:00	318,92	272,03	293,42	255,70
02/03/2021	10:00	317,33	276,16	296,38	258,45
02/03/2021	11:00	317,49	279,32	294,42	262,48
02/03/2021	12:00	313,19	275,72	290,29	264,84
02/03/2021	13:00	315,03	269,45	289,21	272,23
02/03/2021	14:00	317,40	262,85	292,33	275,99
02/03/2021	15:00	316,88	261,28	296,28	285,80
02/03/2021	16:00	317,40	270,11	297,41	290,57
02/03/2021	17:00	319,99	283,81	300,80	297,31
02/03/2021	18:00	320,71	290,00	310,33	297,72
02/03/2021	19:00	322,93	295,24	307,17	298,54

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	GRU Tahmin
02/03/2021	20:00	317,48	299,82	299,44	302,34
02/03/2021	21:00	314,90	295,10	293,74	303,48
02/03/2021	22:00	314,87	293,74	282,77	306,67
02/03/2021	23:00	311,27	281,05	277,74	305,44
03/03/2021	00:00	308,99	270,85	271,97	302,88
03/03/2021	01:00	275,00	264,43	266,51	296,82
03/03/2021	02:00	269,10	260,87	254,01	292,18
03/03/2021	03:00	264,10	257,72	242,19	285,83
03/03/2021	04:00	262,00	250,90	234,46	281,20
03/03/2021	05:00	264,10	245,28	235,04	273,35
03/03/2021	06:00	310,66	245,84	245,64	265,46
03/03/2021	07:00	311,25	250,32	264,01	262,11
03/03/2021	08:00	320,10	251,15	282,00	253,29
03/03/2021	09:00	320,71	266,61	289,56	251,27
03/03/2021	10:00	319,70	266,38	289,66	254,04
03/03/2021	11:00	318,11	265,70	290,91	257,31
03/03/2021	12:00	305,00	270,81	288,48	262,14
03/03/2021	13:00	296,62	264,60	287,07	268,25
03/03/2021	14:00	310,91	261,41	289,32	273,19
03/03/2021	15:00	310,55	266,14	297,35	284,19
03/03/2021	16:00	312,12	271,43	296,14	287,19
03/03/2021	17:00	316,48	280,06	298,90	291,35
03/03/2021	18:00	320,00	289,95	308,81	293,58
03/03/2021	19:00	322,23	300,02	310,31	298,88
03/03/2021	20:00	318,44	297,58	305,13	300,07
03/03/2021	21:00	315,05	298,41	293,53	305,41
03/03/2021	22:00	313,87	292,33	284,21	305,30
03/03/2021	23:00	310,08	280,65	282,42	306,35
04/03/2021	00:00	309,00	270,92	276,29	302,76
04/03/2021	01:00	312,69	260,79	268,85	301,21
04/03/2021	02:00	311,47	259,04	256,10	293,52
04/03/2021	03:00	310,30	254,39	242,35	289,55
04/03/2021	04:00	299,98	248,94	236,66	285,51
04/03/2021	05:00	310,93	243,64	238,85	275,11
04/03/2021	06:00	314,03	239,52	250,41	267,69
04/03/2021	07:00	316,94	241,59	272,73	260,12
04/03/2021	08:00	325,62	252,34	285,62	255,23
04/03/2021	09:00	328,08	263,31	295,76	254,32
04/03/2021	10:00	327,64	265,94	296,48	252,34
04/03/2021	11:00	329,22	265,91	295,58	258,62
04/03/2021	12:00	322,64	269,87	293,85	263,12
04/03/2021	13:00	324,13	265,21	290,09	268,86
04/03/2021	14:00	325,58	261,50	295,67	276,40
04/03/2021	15:00	325,49	262,51	302,77	286,18
04/03/2021	16:00	328,66	268,78	303,43	290,49
04/03/2021	17:00	334,29	278,81	307,91	294,62

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	GRU Tahmin
04/03/2021	18:00	336,09	285,63	315,77	299,55
04/03/2021	19:00	338,23	296,39	312,08	300,63
04/03/2021	20:00	333,22	295,74	303,29	301,14
04/03/2021	21:00	327,86	299,30	295,20	302,48
04/03/2021	22:00	323,15	291,57	287,05	305,96
04/03/2021	23:00	319,67	274,38	281,44	302,70
05/03/2021	00:00	316,72	265,06	278,17	300,87
05/03/2021	01:00	317,74	260,63	269,50	299,83
05/03/2021	02:00	314,72	254,71	260,56	291,66
05/03/2021	03:00	313,51	251,89	247,99	283,04
05/03/2021	04:00	314,01	251,53	236,65	277,54
05/03/2021	05:00	314,72	250,38	235,90	272,62
05/03/2021	06:00	316,70	247,54	249,96	265,94
05/03/2021	07:00	318,04	250,07	265,97	258,51
05/03/2021	08:00	323,54	256,76	279,32	255,38
05/03/2021	09:00	323,44	265,27	286,86	253,16
05/03/2021	10:00	322,28	264,66	289,42	253,60
05/03/2021	11:00	321,23	264,94	289,49	255,85
05/03/2021	12:00	312,61	269,21	286,89	261,55
05/03/2021	13:00	266,10	262,46	286,85	270,74
05/03/2021	14:00	311,77	259,09	289,20	274,06
05/03/2021	15:00	311,41	262,52	295,37	281,22
05/03/2021	16:00	312,46	265,19	297,94	285,03
05/03/2021	17:00	318,15	272,72	301,91	292,10
05/03/2021	18:00	320,46	283,74	311,60	294,47
05/03/2021	19:00	323,44	292,60	309,90	296,83
05/03/2021	20:00	320,03	297,68	303,56	299,96
05/03/2021	21:00	316,74	298,07	297,86	302,41
05/03/2021	22:00	313,32	293,69	291,44	304,71
05/03/2021	23:00	290,01	282,85	286,33	303,70
06/03/2021	00:00	309,00	274,31	280,85	300,49
06/03/2021	01:00	311,59	269,06	278,86	293,75
06/03/2021	02:00	262,00	260,78	264,68	292,69
06/03/2021	03:00	250,01	257,70	250,45	289,27
06/03/2021	04:00	235,22	252,76	237,87	282,31
06/03/2021	05:00	250,99	245,89	231,81	276,61
06/03/2021	06:00	310,55	244,49	241,08	267,61
06/03/2021	07:00	254,11	249,21	250,63	260,50
06/03/2021	08:00	313,01	256,81	258,53	254,39
06/03/2021	09:00	312,65	267,56	264,18	255,88
06/03/2021	10:00	313,50	271,48	265,12	254,76
06/03/2021	11:00	314,61	269,53	260,43	261,52
06/03/2021	12:00	311,17	272,66	256,01	265,82
06/03/2021	13:00	312,41	268,27	255,91	272,28
06/03/2021	14:00	313,65	268,62	259,37	281,06
06/03/2021	15:00	312,60	269,41	265,20	288,99

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	GRU Tahmin
06/03/2021	16:00	312,44	274,41	270,98	291,42
06/03/2021	17:00	316,68	287,77	274,42	298,62
06/03/2021	18:00	320,26	294,01	288,76	299,70
06/03/2021	19:00	324,50	301,51	295,29	300,39
06/03/2021	20:00	323,72	304,80	294,82	303,55
06/03/2021	21:00	320,00	299,24	288,18	308,89
06/03/2021	22:00	317,32	295,91	282,03	309,66
06/03/2021	23:00	312,50	282,98	278,95	308,41
07/03/2021	00:00	309,00	270,22	273,08	304,70
07/03/2021	01:00	313,37	265,58	269,04	302,31
07/03/2021	02:00	310,41	262,46	248,61	294,47
07/03/2021	03:00	242,13	259,21	232,77	287,66
07/03/2021	04:00	261,99	251,57	217,42	280,35
07/03/2021	05:00	254,13	246,86	208,27	275,64
07/03/2021	06:00	310,01	245,90	209,26	268,92
07/03/2021	07:00	300,00	247,56	219,26	260,47
07/03/2021	08:00	310,02	256,76	229,51	254,92
07/03/2021	09:00	229,52	267,08	234,57	252,79
07/03/2021	10:00	238,13	270,40	233,10	255,73
07/03/2021	11:00	242,13	272,08	230,39	259,47
07/03/2021	12:00	289,13	272,13	225,16	263,92
07/03/2021	13:00	247,00	267,91	226,07	273,98
07/03/2021	14:00	310,78	264,57	235,66	283,15
07/03/2021	15:00	270,00	268,23	244,71	288,75
07/03/2021	16:00	311,06	269,87	251,66	292,18
07/03/2021	17:00	316,93	281,81	264,53	295,93
07/03/2021	18:00	323,16	290,78	275,77	295,92
07/03/2021	19:00	330,08	295,53	285,33	299,19
07/03/2021	20:00	329,87	301,80	286,39	303,08
07/03/2021	21:00	327,21	297,65	282,44	306,94
07/03/2021	22:00	325,49	290,59	273,96	306,71
07/03/2021	23:00	322,29	279,04	268,59	308,20
08/03/2021	00:00	312,09	261,69	284,32	291,73
08/03/2021	01:00	314,66	257,83	281,64	294,77
08/03/2021	02:00	311,21	253,36	266,59	283,06
08/03/2021	03:00	309,13	251,43	249,34	273,95
08/03/2021	04:00	300,24	259,23	240,53	265,49
08/03/2021	05:00	310,97	271,95	243,99	263,13
08/03/2021	06:00	314,32	281,53	256,44	264,81
08/03/2021	07:00	317,74	288,00	269,04	268,50
08/03/2021	08:00	330,44	297,69	283,91	272,88
08/03/2021	09:00	336,41	297,87	291,40	280,55
08/03/2021	10:00	334,96	292,22	294,89	285,78
08/03/2021	11:00	334,70	294,91	298,77	286,05
08/03/2021	12:00	326,15	294,30	295,84	286,01
08/03/2021	13:00	325,83	300,24	298,66	286,45

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	GRU Tahmin
08/03/2021	14:00	327,16	304,55	301,63	286,49
08/03/2021	15:00	327,56	304,74	301,46	289,14
08/03/2021	16:00	330,00	308,94	298,47	292,35
08/03/2021	17:00	336,23	308,78	300,37	302,61
08/03/2021	18:00	339,78	310,14	308,72	305,46
08/03/2021	19:00	361,73	311,55	312,62	307,35
08/03/2021	20:00	341,56	301,26	314,13	307,96
08/03/2021	21:00	335,66	291,11	314,75	303,46
08/03/2021	22:00	332,28	282,97	305,71	307,80
08/03/2021	23:00	327,27	275,93	302,23	308,62
09/03/2021	00:00	320,65	275,36	305,73	303,08
09/03/2021	01:00	320,15	270,92	302,40	301,72
09/03/2021	02:00	317,95	264,73	290,68	295,88
09/03/2021	03:00	316,25	266,98	271,18	286,61
09/03/2021	04:00	315,14	279,63	264,08	278,96
09/03/2021	05:00	316,02	289,95	265,85	273,98
09/03/2021	06:00	318,19	300,04	281,11	271,13
09/03/2021	07:00	319,95	304,66	294,30	274,73
09/03/2021	08:00	329,73	310,65	308,53	281,44
09/03/2021	09:00	334,49	310,57	316,04	286,43
09/03/2021	10:00	333,96	311,39	315,06	289,79
09/03/2021	11:00	335,49	305,85	314,21	289,18
09/03/2021	12:00	327,58	305,76	313,04	288,10
09/03/2021	13:00	328,11	310,24	312,83	288,95
09/03/2021	14:00	329,72	314,61	309,42	290,65
09/03/2021	15:00	328,51	313,97	307,65	295,40
09/03/2021	16:00	327,92	313,79	302,95	298,23
09/03/2021	17:00	330,68	315,02	302,83	304,69
09/03/2021	18:00	331,38	312,95	306,53	311,68
09/03/2021	19:00	333,13	308,76	311,99	315,96
09/03/2021	20:00	330,71	298,13	311,18	316,86
09/03/2021	21:00	326,54	288,15	308,67	311,22
09/03/2021	22:00	324,72	285,07	300,63	308,82
09/03/2021	23:00	320,00	274,24	292,60	307,04
10/03/2021	00:00	318,48	268,79	299,71	300,17
10/03/2021	01:00	319,47	265,54	298,05	297,88
10/03/2021	02:00	317,17	258,11	283,81	291,46
10/03/2021	03:00	317,98	258,15	272,43	282,46
10/03/2021	04:00	317,86	265,41	265,29	276,40
10/03/2021	05:00	318,34	277,76	267,67	271,55
10/03/2021	06:00	320,75	287,80	288,59	269,52
10/03/2021	07:00	323,30	298,51	299,66	270,84
10/03/2021	08:00	332,46	305,57	308,40	281,47
10/03/2021	09:00	337,82	302,27	313,82	285,53
10/03/2021	10:00	338,08	296,31	315,54	292,73
10/03/2021	11:00	337,71	296,32	315,22	297,31

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	GRU Tahmin
10/03/2021	12:00	331,85	302,63	313,18	297,14
10/03/2021	13:00	332,28	306,14	311,02	298,78
10/03/2021	14:00	335,00	311,39	307,77	300,41
10/03/2021	15:00	334,85	315,95	307,91	301,88
10/03/2021	16:00	335,45	314,14	304,00	303,05
10/03/2021	17:00	337,36	321,48	300,39	307,32
10/03/2021	18:00	337,24	314,84	301,45	314,38
10/03/2021	19:00	350,00	310,12	301,88	317,39
10/03/2021	20:00	337,27	298,58	299,82	316,16
10/03/2021	21:00	333,14	292,70	300,21	316,34
10/03/2021	22:00	329,13	281,26	296,38	312,58
10/03/2021	23:00	323,10	276,76	296,74	311,18
11/03/2021	00:00	325,44	271,43	297,10	306,80
11/03/2021	01:00	323,96	263,35	293,51	303,68
11/03/2021	02:00	320,78	259,36	282,50	299,08
11/03/2021	03:00	319,06	254,27	267,21	290,50
11/03/2021	04:00	317,81	261,15	259,23	282,26
11/03/2021	05:00	317,95	271,16	261,42	280,39
11/03/2021	06:00	318,23	279,96	276,29	277,51
11/03/2021	07:00	320,34	294,86	291,14	281,14
11/03/2021	08:00	331,60	303,86	303,96	288,59
11/03/2021	09:00	337,30	299,60	308,87	296,93
11/03/2021	10:00	337,25	296,57	309,36	302,83
11/03/2021	11:00	338,53	295,98	308,28	305,54
11/03/2021	12:00	328,77	303,93	307,11	304,60
11/03/2021	13:00	329,80	311,12	304,21	303,05
11/03/2021	14:00	332,53	313,69	303,76	306,88
11/03/2021	15:00	330,92	313,95	302,20	309,84
11/03/2021	16:00	330,02	319,50	290,31	310,27
11/03/2021	17:00	328,31	323,63	299,96	315,93
11/03/2021	18:00	325,88	319,59	301,72	319,21
11/03/2021	19:00	328,48	319,64	304,73	321,73
11/03/2021	20:00	325,81	310,37	302,59	321,17
11/03/2021	21:00	320,78	298,61	299,71	314,89
11/03/2021	22:00	317,71	290,78	291,57	315,10
11/03/2021	23:00	313,36	282,62	291,33	311,08
12/03/2021	00:00	309,00	273,67	297,26	310,27
12/03/2021	01:00	311,02	265,61	297,44	308,60
12/03/2021	02:00	300,00	257,95	287,28	299,79
12/03/2021	03:00	287,00	255,42	271,87	293,34
12/03/2021	04:00	287,00	262,89	260,60	291,23
12/03/2021	05:00	311,51	270,71	258,89	286,60
12/03/2021	06:00	314,85	278,09	271,19	283,64
12/03/2021	07:00	317,34	285,52	282,93	286,78
12/03/2021	08:00	328,22	293,60	294,37	293,59
12/03/2021	09:00	334,76	295,99	300,75	298,76

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	GRU Tahmin
12/03/2021	10:00	334,81	297,09	300,27	301,45
12/03/2021	11:00	336,23	285,69	298,93	306,77
12/03/2021	12:00	327,72	295,51	295,22	303,07
12/03/2021	13:00	324,82	302,83	296,52	303,86
12/03/2021	14:00	332,00	307,45	297,13	303,60
12/03/2021	15:00	333,12	309,32	293,64	308,11
12/03/2021	16:00	334,41	309,31	285,85	306,33
12/03/2021	17:00	339,20	313,76	288,55	310,77
12/03/2021	18:00	387,77	314,31	297,65	316,34
12/03/2021	19:00	500,00	311,87	302,70	321,11
12/03/2021	20:00	415,63	306,41	306,10	320,43
12/03/2021	21:00	341,24	294,08	302,96	314,59
12/03/2021	22:00	337,99	291,67	298,86	310,94
12/03/2021	23:00	333,75	279,29	300,08	310,37
13/03/2021	00:00	330,30	271,05	307,30	307,84
13/03/2021	01:00	327,89	260,47	305,01	303,89
13/03/2021	02:00	325,40	251,63	291,28	297,96
13/03/2021	03:00	323,62	249,89	278,61	288,10
13/03/2021	04:00	323,15	251,13	271,28	283,91
13/03/2021	05:00	324,09	259,47	273,65	281,35
13/03/2021	06:00	325,07	267,26	282,01	284,50
13/03/2021	07:00	325,48	268,46	287,51	285,45
13/03/2021	08:00	328,47	280,43	300,71	291,21
13/03/2021	09:00	329,33	279,75	305,79	296,43
13/03/2021	10:00	326,39	272,83	301,89	300,79
13/03/2021	11:00	325,79	270,72	302,22	304,63
13/03/2021	12:00	319,98	282,60	295,19	303,37
13/03/2021	13:00	319,90	289,48	295,12	303,02
13/03/2021	14:00	319,79	300,49	290,73	304,99
13/03/2021	15:00	319,89	300,73	290,66	305,19
13/03/2021	16:00	323,26	306,95	285,50	308,81
13/03/2021	17:00	330,56	314,46	290,48	311,75
13/03/2021	18:00	337,34	315,14	301,22	318,90
13/03/2021	19:00	360,00	313,22	307,20	321,31
13/03/2021	20:00	339,12	301,84	304,89	323,87
13/03/2021	21:00	335,47	293,17	304,54	321,41
13/03/2021	22:00	332,53	282,08	293,43	318,12
13/03/2021	23:00	329,28	271,91	286,72	316,08
14/03/2021	00:00	326,90	264,83	294,95	310,04
14/03/2021	01:00	325,56	249,16	286,85	303,46
14/03/2021	02:00	322,67	238,74	270,02	300,51
14/03/2021	03:00	320,67	236,96	248,53	290,44
14/03/2021	04:00	320,00	234,80	233,50	286,26
14/03/2021	05:00	319,75	242,50	230,28	284,00
14/03/2021	06:00	319,64	249,00	241,08	280,66
14/03/2021	07:00	317,54	254,06	249,09	280,72

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	GRU Tahmin
14/03/2021	08:00	313,42	260,85	261,99	284,98
14/03/2021	09:00	266,10	259,30	265,52	284,91
14/03/2021	10:00	293,01	256,05	263,11	289,40
14/03/2021	11:00	274,03	257,68	255,85	296,02
14/03/2021	12:00	284,03	259,99	257,11	294,15
14/03/2021	13:00	310,04	268,87	259,14	297,12
14/03/2021	14:00	311,26	280,12	253,54	300,79
14/03/2021	15:00	312,98	288,89	255,90	306,06
14/03/2021	16:00	317,05	291,54	249,62	306,67
14/03/2021	17:00	323,91	292,72	255,63	313,09
14/03/2021	18:00	329,29	302,53	268,95	315,80
14/03/2021	19:00	336,25	298,28	279,18	317,99
14/03/2021	20:00	334,39	287,85	286,14	316,80
14/03/2021	21:00	330,58	281,02	282,27	313,69
14/03/2021	22:00	326,54	269,77	275,69	309,51
14/03/2021	23:00	321,02	263,09	270,81	306,28
15/03/2021	00:00	312,76	300,10	298,89	289,94
15/03/2021	01:00	314,39	291,98	294,19	275,27
15/03/2021	02:00	311,59	288,64	284,31	258,09
15/03/2021	03:00	274,98	278,07	276,05	250,94
15/03/2021	04:00	254,13	282,96	267,46	239,75
15/03/2021	05:00	290,00	288,98	273,67	240,09
15/03/2021	06:00	312,16	295,44	285,75	248,05
15/03/2021	07:00	316,22	301,64	297,80	257,43
15/03/2021	08:00	333,38	308,37	304,30	265,82
15/03/2021	09:00	358,52	304,87	301,30	274,41
15/03/2021	10:00	339,09	305,44	291,51	277,56
15/03/2021	11:00	336,42	308,18	292,51	273,92
15/03/2021	12:00	323,67	311,14	287,70	275,05
15/03/2021	13:00	323,88	314,07	289,10	279,12
15/03/2021	14:00	325,95	316,19	294,31	286,97
15/03/2021	15:00	324,55	319,21	297,62	299,05
15/03/2021	16:00	324,08	322,72	299,65	317,96
15/03/2021	17:00	324,26	325,88	309,06	331,28
15/03/2021	18:00	323,33	325,64	315,42	340,79
15/03/2021	19:00	326,71	322,85	316,48	343,11
15/03/2021	20:00	325,14	313,08	312,34	334,43
15/03/2021	21:00	321,50	307,76	304,07	332,11
15/03/2021	22:00	317,32	305,96	298,12	323,62
15/03/2021	23:00	313,19	297,43	291,74	311,76
16/03/2021	00:00	309,00	287,80	292,43	305,29
16/03/2021	01:00	311,34	284,06	284,38	291,22
16/03/2021	02:00	250,00	279,40	275,47	279,38
16/03/2021	03:00	241,11	269,68	266,73	269,22
16/03/2021	04:00	241,11	271,62	259,42	259,01
16/03/2021	05:00	241,13	276,86	267,83	259,48

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	GRU Tahmin
16/03/2021	06:00	311,18	290,12	278,13	267,42
16/03/2021	07:00	315,17	300,90	290,30	281,74
16/03/2021	08:00	325,93	306,97	300,42	291,37
16/03/2021	09:00	331,82	306,27	298,94	301,91
16/03/2021	10:00	332,44	311,93	290,31	299,48
16/03/2021	11:00	330,79	308,88	291,95	295,72
16/03/2021	12:00	320,79	311,73	292,01	298,96
16/03/2021	13:00	320,63	316,09	289,45	302,72
16/03/2021	14:00	321,73	322,26	293,16	307,76
16/03/2021	15:00	320,76	323,73	296,62	324,27
16/03/2021	16:00	323,17	325,75	300,43	338,69
16/03/2021	17:00	326,84	333,37	310,63	350,88
16/03/2021	18:00	328,31	332,05	312,54	357,41
16/03/2021	19:00	334,14	325,13	311,42	360,67
16/03/2021	20:00	331,64	315,36	307,58	355,42
16/03/2021	21:00	328,15	309,29	304,13	354,33
16/03/2021	22:00	323,81	303,29	298,25	344,53
16/03/2021	23:00	318,74	301,10	296,80	333,59
17/03/2021	00:00	301,61	292,79	293,27	321,14
17/03/2021	01:00	314,81	286,18	287,44	305,50
17/03/2021	02:00	312,89	278,69	275,24	291,36
17/03/2021	03:00	310,42	269,85	266,81	285,55
17/03/2021	04:00	310,89	272,63	264,80	279,82
17/03/2021	05:00	312,57	276,37	273,94	276,79
17/03/2021	06:00	314,95	291,31	285,61	284,29
17/03/2021	07:00	317,45	300,99	300,01	297,78
17/03/2021	08:00	333,99	308,41	306,21	307,36
17/03/2021	09:00	360,00	303,40	307,82	321,15
17/03/2021	10:00	360,00	303,26	306,94	328,90
17/03/2021	11:00	360,00	306,84	303,13	325,68
17/03/2021	12:00	327,35	306,59	304,39	327,31
17/03/2021	13:00	327,56	314,16	303,80	329,15
17/03/2021	14:00	330,85	314,37	307,36	330,06
17/03/2021	15:00	329,99	318,37	308,74	340,92
17/03/2021	16:00	329,68	324,43	309,13	354,92
17/03/2021	17:00	334,69	324,24	314,40	364,93
17/03/2021	18:00	336,29	329,57	318,41	370,35
17/03/2021	19:00	449,99	327,93	317,51	375,95
17/03/2021	20:00	360,00	313,43	317,03	367,88
17/03/2021	21:00	336,23	307,77	311,17	362,05
17/03/2021	22:00	330,00	301,78	306,06	353,76
17/03/2021	23:00	323,33	296,11	298,88	340,59
18/03/2021	00:00	284,02	296,83	297,52	327,59
18/03/2021	01:00	313,60	288,38	289,73	312,04
18/03/2021	02:00	311,28	283,69	281,63	296,43
18/03/2021	03:00	284,00	269,74	268,25	290,39

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	GRU Tahmin
18/03/2021	04:00	265,00	266,33	265,24	287,44
18/03/2021	05:00	310,10	282,66	271,70	290,42
18/03/2021	06:00	312,72	289,66	287,23	298,13
18/03/2021	07:00	313,80	299,26	300,91	311,76
18/03/2021	08:00	330,55	301,17	307,35	324,75
18/03/2021	09:00	339,66	308,00	310,90	336,74
18/03/2021	10:00	360,00	306,66	310,30	336,97
18/03/2021	11:00	400,00	306,99	306,10	333,56
18/03/2021	12:00	329,18	310,76	300,08	334,92
18/03/2021	13:00	330,00	312,43	300,40	336,12
18/03/2021	14:00	332,73	315,54	305,37	339,86
18/03/2021	15:00	330,00	318,92	302,25	349,27
18/03/2021	16:00	332,26	323,78	304,01	362,29
18/03/2021	17:00	349,99	322,56	307,47	370,83
18/03/2021	18:00	338,38	324,82	316,60	373,08
18/03/2021	19:00	469,49	319,37	316,08	374,26
18/03/2021	20:00	360,00	308,31	306,21	367,19
18/03/2021	21:00	335,82	304,37	299,02	360,56
18/03/2021	22:00	328,65	301,83	296,31	349,42
18/03/2021	23:00	319,13	297,59	290,05	335,42
19/03/2021	00:00	324,94	290,64	287,81	324,46
19/03/2021	01:00	322,12	283,67	282,12	311,02
19/03/2021	02:00	317,33	278,82	274,93	294,52
19/03/2021	03:00	313,84	268,61	269,18	289,93
19/03/2021	04:00	313,51	268,15	266,78	286,78
19/03/2021	05:00	315,03	274,91	272,80	287,25
19/03/2021	06:00	316,96	287,91	284,60	297,05
19/03/2021	07:00	317,28	299,85	299,47	312,04
19/03/2021	08:00	333,18	302,56	302,70	322,42
19/03/2021	09:00	449,99	306,35	303,90	334,65
19/03/2021	10:00	400,00	307,15	300,75	337,21
19/03/2021	11:00	492,14	305,75	294,99	337,10
19/03/2021	12:00	333,91	307,16	292,12	340,91
19/03/2021	13:00	327,21	316,00	286,34	336,02
19/03/2021	14:00	400,00	320,14	290,08	343,40
19/03/2021	15:00	400,00	321,28	289,21	355,72
19/03/2021	16:00	379,99	328,93	288,29	363,35
19/03/2021	17:00	450,00	324,83	294,23	373,48
19/03/2021	18:00	400,01	321,70	301,16	375,66
19/03/2021	19:00	569,00	318,50	301,92	373,37
19/03/2021	20:00	400,01	307,29	300,82	369,00
19/03/2021	21:00	338,84	304,26	294,69	361,32
19/03/2021	22:00	332,17	303,58	293,61	349,53
19/03/2021	23:00	325,35	301,05	291,23	336,75
20/03/2021	00:00	300,01	290,74	290,15	325,09
20/03/2021	01:00	314,12	283,33	286,86	316,00

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	GRU Tahmin
20/03/2021	02:00	311,40	276,98	275,31	304,26
20/03/2021	03:00	254,13	269,23	268,82	300,71
20/03/2021	04:00	300,00	269,30	263,59	298,76
20/03/2021	05:00	312,16	279,47	268,26	299,80
20/03/2021	06:00	314,32	286,26	276,66	312,90
20/03/2021	07:00	314,77	300,14	286,10	325,18
20/03/2021	08:00	324,95	304,96	285,51	334,90
20/03/2021	09:00	328,58	301,90	279,73	343,26
20/03/2021	10:00	334,59	309,28	271,06	345,89
20/03/2021	11:00	334,96	309,20	268,61	343,91
20/03/2021	12:00	325,34	304,41	267,25	343,91
20/03/2021	13:00	326,02	307,26	263,81	346,41
20/03/2021	14:00	325,32	311,74	265,60	349,58
20/03/2021	15:00	322,63	319,31	273,09	358,86
20/03/2021	16:00	318,71	323,17	276,78	366,00
20/03/2021	17:00	321,01	325,26	284,98	375,57
20/03/2021	18:00	324,98	326,48	292,53	379,97
20/03/2021	19:00	331,72	319,25	296,49	378,98
20/03/2021	20:00	328,66	306,51	295,87	371,72
20/03/2021	21:00	320,42	302,85	290,93	364,30
20/03/2021	22:00	313,87	298,80	289,93	354,16
20/03/2021	23:00	269,99	296,46	289,58	339,83
21/03/2021	00:00	309,00	286,96	288,06	330,73
21/03/2021	01:00	312,81	282,86	282,95	318,83
21/03/2021	02:00	296,62	275,65	272,77	305,74
21/03/2021	03:00	262,01	265,52	264,37	298,56
21/03/2021	04:00	254,12	266,56	253,72	295,20
21/03/2021	05:00	280,00	275,69	256,51	292,15
21/03/2021	06:00	300,01	283,32	260,32	300,15
21/03/2021	07:00	238,74	296,88	274,72	309,05
21/03/2021	08:00	237,21	300,98	277,81	309,64
21/03/2021	09:00	237,23	304,71	278,34	314,31
21/03/2021	10:00	249,98	303,74	277,75	314,26
21/03/2021	11:00	274,03	300,97	274,21	308,82
21/03/2021	12:00	250,00	306,74	270,53	304,42
21/03/2021	13:00	249,97	308,89	270,43	299,61
21/03/2021	14:00	275,00	307,83	274,98	305,50
21/03/2021	15:00	246,99	310,62	279,04	313,63
21/03/2021	16:00	238,99	316,52	281,51	320,39
21/03/2021	17:00	313,21	320,75	295,94	333,01
21/03/2021	18:00	325,39	321,86	305,84	341,30
21/03/2021	19:00	334,40	315,31	312,86	343,01
21/03/2021	20:00	329,27	305,45	312,92	338,28
21/03/2021	21:00	322,62	295,19	306,74	332,20
21/03/2021	22:00	316,15	297,04	301,48	329,30
21/03/2021	23:00	310,29	296,96	302,22	316,93

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	GRU Tahmin
22/03/2021	00:00	308,99	279,80	303,19	289,08
22/03/2021	01:00	250,00	266,25	286,53	273,10
22/03/2021	02:00	237,80	255,05	260,25	265,97
22/03/2021	03:00	237,79	247,86	238,65	264,35
22/03/2021	04:00	237,70	253,97	237,47	273,27
22/03/2021	05:00	238,80	263,28	253,16	284,51
22/03/2021	06:00	269,13	282,48	270,11	295,41
22/03/2021	07:00	284,03	295,90	292,71	301,50
22/03/2021	08:00	322,26	305,63	318,94	301,51
22/03/2021	09:00	326,41	309,45	324,67	307,13
22/03/2021	10:00	325,68	306,37	331,38	303,17
22/03/2021	11:00	319,72	305,82	328,03	298,70
22/03/2021	12:00	284,03	300,65	323,51	300,41
22/03/2021	13:00	284,03	309,66	318,06	300,50
22/03/2021	14:00	311,19	312,98	310,95	307,95
22/03/2021	15:00	311,17	315,81	315,51	314,13
22/03/2021	16:00	312,69	318,88	325,86	316,47
22/03/2021	17:00	317,73	328,35	342,54	314,25
22/03/2021	18:00	318,63	336,07	349,79	311,88
22/03/2021	19:00	326,02	333,59	348,91	305,66
22/03/2021	20:00	323,02	321,60	343,51	300,59
22/03/2021	21:00	317,84	313,14	326,80	299,59
22/03/2021	22:00	311,95	307,60	318,72	293,56
22/03/2021	23:00	274,03	294,63	309,76	286,27
23/03/2021	00:00	308,99	290,81	305,54	273,22
23/03/2021	01:00	310,94	277,42	294,08	265,28
23/03/2021	02:00	239,13	265,25	273,65	254,42
23/03/2021	03:00	239,12	256,34	257,68	254,93
23/03/2021	04:00	238,53	262,77	254,27	268,70
23/03/2021	05:00	249,98	276,73	262,92	282,65
23/03/2021	06:00	269,12	292,55	279,46	291,61
23/03/2021	07:00	238,79	304,95	302,12	298,03
23/03/2021	08:00	320,30	317,34	322,09	297,39
23/03/2021	09:00	327,92	318,20	325,81	301,25
23/03/2021	10:00	330,68	314,30	324,77	300,73
23/03/2021	11:00	334,44	315,09	322,93	298,43
23/03/2021	12:00	326,80	322,37	315,46	303,32
23/03/2021	13:00	328,10	322,45	312,16	303,74
23/03/2021	14:00	329,54	324,82	310,11	311,59
23/03/2021	15:00	324,51	326,59	313,13	316,69
23/03/2021	16:00	320,57	327,06	327,99	316,70
23/03/2021	17:00	318,63	328,92	340,57	315,86
23/03/2021	18:00	314,29	337,44	347,03	313,66
23/03/2021	19:00	318,13	334,47	351,36	307,43
23/03/2021	20:00	312,74	318,14	343,66	304,13
23/03/2021	21:00	310,16	313,96	331,80	303,18

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	GRU Tahmin
23/03/2021	22:00	218,24	303,70	322,75	300,20
23/03/2021	23:00	218,24	292,05	311,44	290,69
24/03/2021	00:00	308,99	291,36	310,43	280,22
24/03/2021	01:00	243,99	279,25	300,83	263,56
24/03/2021	02:00	237,79	267,76	274,40	259,51
24/03/2021	03:00	238,25	263,20	259,45	258,69
24/03/2021	04:00	238,52	267,37	255,48	270,30
24/03/2021	05:00	249,97	279,39	267,47	282,35
24/03/2021	06:00	264,89	295,74	278,95	296,28
24/03/2021	07:00	249,99	310,72	304,14	298,26
24/03/2021	08:00	318,60	319,45	323,11	298,76
24/03/2021	09:00	326,51	324,71	329,17	300,50
24/03/2021	10:00	331,97	323,82	333,01	298,91
24/03/2021	11:00	335,65	325,28	337,37	299,51
24/03/2021	12:00	327,34	323,87	329,58	302,08
24/03/2021	13:00	330,57	328,11	319,17	305,16
24/03/2021	14:00	333,87	330,92	318,09	312,59
24/03/2021	15:00	329,37	333,84	318,05	319,82
24/03/2021	16:00	328,27	334,86	327,04	317,73
24/03/2021	17:00	327,75	339,42	335,21	312,87
24/03/2021	18:00	321,67	346,98	343,76	312,82
24/03/2021	19:00	326,13	338,97	350,14	306,28
24/03/2021	20:00	320,77	325,61	341,75	303,27
24/03/2021	21:00	319,99	317,60	327,47	297,73
24/03/2021	22:00	313,78	308,64	318,51	292,60
24/03/2021	23:00	280,54	299,19	312,33	289,40
25/03/2021	00:00	297,98	299,00	304,80	276,47
25/03/2021	01:00	254,12	287,63	290,51	262,43
25/03/2021	02:00	237,61	279,91	267,51	253,57
25/03/2021	03:00	237,12	269,87	256,38	260,63
25/03/2021	04:00	237,12	270,62	249,12	274,11
25/03/2021	05:00	237,94	286,76	270,22	286,57
25/03/2021	06:00	254,13	298,22	293,20	297,33
25/03/2021	07:00	238,22	308,85	313,74	298,72
25/03/2021	08:00	301,62	317,40	328,64	302,42
25/03/2021	09:00	308,12	322,62	331,89	300,33
25/03/2021	10:00	312,13	320,51	328,97	297,91
25/03/2021	11:00	314,86	318,49	327,43	296,01
25/03/2021	12:00	311,04	320,45	321,30	298,44
25/03/2021	13:00	314,11	323,16	318,47	302,66
25/03/2021	14:00	318,12	327,36	314,45	309,90
25/03/2021	15:00	317,67	328,77	316,98	315,57
25/03/2021	16:00	319,45	329,94	323,25	316,15
25/03/2021	17:00	320,22	336,90	332,48	316,19
25/03/2021	18:00	320,00	343,18	341,69	314,32
25/03/2021	19:00	322,80	341,66	345,54	305,69

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	GRU Tahmin
25/03/2021	20:00	319,30	329,11	341,57	299,70
25/03/2021	21:00	314,65	320,34	329,60	295,29
25/03/2021	22:00	310,07	315,55	321,50	289,11
25/03/2021	23:00	280,00	305,58	312,30	284,01
26/03/2021	00:00	284,02	302,35	309,08	273,14
26/03/2021	01:00	311,57	290,36	296,60	257,23
26/03/2021	02:00	255,01	284,71	275,81	253,86
26/03/2021	03:00	243,21	273,97	260,17	254,32
26/03/2021	04:00	224,85	266,79	261,57	268,54
26/03/2021	05:00	249,01	273,58	276,18	283,15
26/03/2021	06:00	254,12	287,66	297,38	295,39
26/03/2021	07:00	293,99	299,76	314,89	301,17
26/03/2021	08:00	320,36	310,80	327,26	303,90
26/03/2021	09:00	326,84	306,20	333,71	305,53
26/03/2021	10:00	330,68	303,54	331,47	302,97
26/03/2021	11:00	331,66	303,29	325,01	303,43
26/03/2021	12:00	320,74	304,74	316,62	304,55
26/03/2021	13:00	315,92	305,61	314,76	310,73
26/03/2021	14:00	321,51	310,09	307,82	318,40
26/03/2021	15:00	320,28	312,55	305,12	326,11
26/03/2021	16:00	321,13	319,49	319,89	327,18
26/03/2021	17:00	321,56	325,17	327,33	326,20
26/03/2021	18:00	319,03	333,48	336,47	325,62
26/03/2021	19:00	324,33	333,86	339,65	316,19
26/03/2021	20:00	319,36	330,68	335,05	312,47
26/03/2021	21:00	318,23	323,05	328,41	303,37
26/03/2021	22:00	312,34	314,73	322,79	295,68
26/03/2021	23:00	293,99	307,28	318,35	288,68
27/03/2021	00:00	310,78	300,97	313,80	275,49
27/03/2021	01:00	314,15	288,56	303,99	259,20
27/03/2021	02:00	312,26	270,22	278,86	259,60
27/03/2021	03:00	300,00	258,48	268,27	263,01
27/03/2021	04:00	299,99	246,87	265,53	270,44
27/03/2021	05:00	310,28	249,82	273,66	283,00
27/03/2021	06:00	311,16	254,50	287,09	298,63
27/03/2021	07:00	274,57	264,03	303,83	302,59
27/03/2021	08:00	316,72	270,31	311,45	305,89
27/03/2021	09:00	317,45	268,03	314,04	310,08
27/03/2021	10:00	320,02	264,44	308,38	306,71
27/03/2021	11:00	317,58	261,69	300,36	305,58
27/03/2021	12:00	311,05	262,29	301,50	310,03
27/03/2021	13:00	310,89	268,00	300,77	318,47
27/03/2021	14:00	310,30	275,07	290,16	322,22
27/03/2021	15:00	224,92	281,91	298,95	329,23
27/03/2021	16:00	288,99	290,48	307,58	326,24
27/03/2021	17:00	313,71	300,24	315,69	328,79

Tarih	Saat	PTF	MLP Tahmin	CNN Tahmin	GRU Tahmin
27/03/2021	18:00	320,30	314,96	330,23	326,47
27/03/2021	19:00	329,91	320,26	332,68	319,47
27/03/2021	20:00	327,71	315,15	332,79	314,89
27/03/2021	21:00	322,70	311,93	324,42	311,89
27/03/2021	22:00	317,85	301,01	318,65	303,96
27/03/2021	23:00	311,01	288,79	312,88	296,06
28/03/2021	00:00	314,31	282,69	309,39	289,60
28/03/2021	01:00	315,32	269,99	290,90	269,60
28/03/2021	02:00	311,19	249,37	269,69	263,36
28/03/2021	03:00	250,01	239,23	252,90	264,92
28/03/2021	04:00	311,14	228,59	243,06	277,66
28/03/2021	05:00	311,76	232,18	245,01	290,53
28/03/2021	06:00	313,05	242,01	263,81	302,54
28/03/2021	07:00	311,01	249,44	277,44	310,46
28/03/2021	08:00	248,99	259,28	277,76	308,47
28/03/2021	09:00	150,01	260,27	271,30	309,41
28/03/2021	10:00	223,98	265,75	269,88	306,85
28/03/2021	11:00	224,47	264,90	262,58	305,28
28/03/2021	12:00	224,97	267,26	260,40	308,91
28/03/2021	13:00	255,01	273,56	260,39	315,99
28/03/2021	14:00	240,01	280,03	263,95	322,43
28/03/2021	15:00	225,50	289,10	271,65	329,59
28/03/2021	16:00	224,54	298,93	291,17	331,33
28/03/2021	17:00	225,40	312,06	304,86	327,74
28/03/2021	18:00	314,48	319,54	324,58	322,21
28/03/2021	19:00	321,83	320,63	330,75	316,09
28/03/2021	20:00	320,13	312,21	330,35	311,45
28/03/2021	21:00	316,50	307,44	317,02	305,66
28/03/2021	22:00	313,01	301,17	309,09	300,73
28/03/2021	23:00	248,98	288,13	303,50	294,30