

T.C.
HALIÇ ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME ANABİLİM DALI
İŞLETME PROGRAMI

**TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINI MODELLEMEDE ARZ-
TALEP BAZINDA MODELLER İLE ZAMAN SERİLERİ
MODELLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI**

DOKTORA TEZİ

Hazırlayan
Sinan DOĞUSOY

Danışman
Prof. Dr. Arman Teksin Tefvik

İstanbul – 2018

T.C.
HALİÇ ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ MÜDÜRLÜĞÜNE

..... İşletme Anabilim Dalı Doktora Programı öğrencisi
..... Sinan Doğan tarafından hazırlanan
“ Türkiye Elektrik Piyasasını Modellemeye Arz-Talep Bazında Modeller
ile Zaman Serileri Modellerinin Karşılaştırılması” adlı bu çalışma
jürimizce Doktora Tezi olarak kabul edilmiştir.

Sınav Tarihi : 09/02/2018

(Jüri Üyesinin Ünvanı, Adı, Soyadı ve Kurumu):

İmzası:

Jüri Üyesi: Prof. Dr. Arman T. Tevfik
Danışman: İtalya Üniv. İtalya ABD Öğr. Üyesi

Arman T. Tevfik

Jüri Üyesi: Doç. Dr. Gülhan KARA
İstanbul Üniv. Doç. Dr. Gülhan KARA ABD Öğr. Üyesi

Gülhan KARA

Jüri Üyesi: Yrd. Doç. Dr. Ferihsan Yusuf
Hawa Üniv. İşletme ABD Öğr. Üyesi

Ferihsan Yusuf

Jüri Üyesi: Doç. Dr. Kerem Zülbiş
Sakarya Üniv. Endüstri Müh. ABD Öğr. Üyesi

Kerem Zülbiş

Jüri Üyesi: Yrd. Doç. Dr. Mehmet KAYA
Halik Üniv. İktisat ABD Öğr. Üyesi

Mehmet KAYA

TEŞEKKÜR METNİ

İş ve akademik yaşamımda ilgi gösterdiğim enerji sektörüne kalıcı bir katkıda bulunmak amacıyla başladığım T.C. Haliç Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü İşletme Doktora Programı'nı, "Türkiye Elektrik Piyasasını Modellemede Arz-Talep Bazında Modeller ile Zaman Serileri Modellerinin Karşılaştırılması" doktora tezi ile tamamlıyorum.

Sağladığı imkânlar ile tez çalışmamın tamamlanmasına katkıda bulunan T.C. Haliç Üniversitesi'ne ve tezimi oluşturmamda konu seçiminden başlayarak tüm ilerleme sunumları ve gözden geçirme süreçleri boyunca değerli yorumlarını benden esirgemeyen tez danışmanım Prof. Dr. Arman Teksin Tefvik ile tez komitesi üyeleri Yrd. Doç. Dr. Mehmet Kahveci ve Yrd. Doç. Dr. Kerem Bülbül'e teşekkürlerimi sunarım.

İş yaşamımda beni bu sektöre dair bilgilendiren ve ilgi duymamı sağlayan iş arkadaşlarım ve yöneticilerim ile bugünlere gelmemde büyük pay sahibi olan aileme ve dostlarıma ayrıca teşekkürü borç bilirim.

Bu tez çalışması, TÜBİTAK 2211/A Genel Yurtiçi Doktora Burs Programı tarafından sağlanan destek ile tamamlanmıştır. Doktora eğitimim boyunca verdiği destekten ötürü TÜBİTAK'a teşekkürlerimi sunarım.

İstanbul, 2017

Sinan DOĞUSOY

İÇİNDEKİLER

Sayfa No.

TABLolar LİSTESİ.....	vi
ŞEKİLLER LİSTESİ.....	vii
KISALTMALAR.....	viii
GENEL BİLGİLER.....	x
ÖZET.....	x
GENERAL KNOWLEDGE.....	xi
ABSTRACT.....	xi
1. GİRİŞ.....	1
2. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASININ TANITIMI.....	3
2.1. Türkiye Elektrik Piyasasında Yapısal Gelişim ve Reformlar	4
2.2. Türkiye Elektrik Piyasasının Ticari Yapısı	8
2.3. Değer Zinciri ve Piyasa İşleyişi.....	9
2.4. Elektrik Satış Opsiyonları ve Fiyatlar	13
2.5. Elektrik Fiyatlarının Tahminlenmesi Probleminin Önemi	14
2.6. Elektrik Fiyatlarının Tahminlenmesindeki Varsayımlar ve Sınırlılıklar.....	15
3. ZAMAN SERİLERİ MODELLERİ İLE FİYAT TAHMİNLEMESİ.....	17
3.1. Gerçekleşen Fiyatların Edinimi ve Yorumlanması	18
3.2. Uygulanan Zaman Serileri Yöntemi.....	20
3.3. 2014 Senesi için Zaman Serisi Analizi ve Sonuçları	26
3.4. 2015 Senesi için Zaman Serisi Analizi ve Sonuçları	27
3.5. 2016 Senesi için Zaman Serisi Analizi ve Sonuçları	31
3.6. 2017 Senesi için Zaman Serisi Analizi ve Sonuçları	34
4. ARZ-TALEP BAZLI MODELLER İLE ELEKTRİK FİYATININ TAHMİNLENMESİ	37
4.1. Veri ve Örneklemeler	38
4.2. Varsayımlar	39
4.3. Arz Modülü	42
4.4. Talep Modülü	46
4.5. Yakıt Maliyeti ve Ekonomik Sıralama Modülü	49
5. SONUÇ VE TARTIŞMA.....	54
6. ÖNERİLER	61
7. EK: R Kodları	63
8. KAYNAKLAR	91

TABLolar LİSTESİ

Sayfa No.

Tablo 1.1 Türkiye Elektrik Tüketimi için Yapılan Projeksiyon Çalışmaları.....	1
Tablo 3.1 2014 Senesi için Ardışık Ay Fiyatları Zaman Serileri için Hesaplanan p-Değeri Tablosu.....	20
Tablo 3.2 2014 Şubat Ayı için Günlük Gerçekleşen ve Tahminlenen Fiyatlar için Mutlak Hata ve Karesel Hata OranlarınınGösterimi.....	25
Tablo 3.3 2014 Senesi için Aylık Kırılımda Gerçekleşen ve Tahminlenen Elektrik Fiyatları ve Hata Oranları.....	26
Tablo 3.4 2015 Senesi için Ardışık Ay Fiyatları Zaman Serileri için Hesaplanan p-Değeri Tablosu.....	29
Tablo 3.5 2015 Senesi için Aylık Kırılımda Gerçekleşen ve Tahminlenen Elektrik Fiyatları ve Hata Oranları.....	30
Tablo 3.6 2016 Senesi için Ardışık Ay Fiyatları Zaman Serileri için Hesaplanan p-Değeri Tablosu.....	32
Tablo 3.7 2016 Senesi için Aylık Kırılımda Gerçekleşen ve Tahminlenen Elektrik Fiyatları ve Hata Oranları.....	33
Tablo 3.8 2016 Senesi için Ardışık Ay Fiyatları Zaman Serileri için Hesaplanan p-Değeri Tablosu.....	34
Tablo 3.9 2017 Senesi için Aylık Kırılımda Gerçekleşen ve Tahminlenen Elektrik Fiyatları ve Hata Oranları.....	35
Tablo 4.1 Yakıt Türlerine Göre Santrallerin Senelik Ortalama Çalışma Saati Varsayımları.....	41
Tablo 4.2 2014-2023 Arası Tahminlenen Toplam Özel Sektör Üretimi(TWh)	44
Tablo 4.3 Brüt Talebin Aylık Kırılıma Dönüştürülmesi için Yüzdeler.....	47
Tablo 4.4 2014-2023 Seneleri Arası Türkiye Toplam Brüt Elektrik Talebi.....	47
Tablo 4.5 2014-2023 Arası Tahminlenen Toplam Özel Sektör Üretimi(MWh)	48
Tablo 4.6 2014-2023 Arası Tahminlenen Yakıt Maliyetleri	50
Tablo 4.7 2014-2023 Arası Arz-Talep Bazlı Model ile Tahminlenen Aylık Fiyatlar (USD/MWh)	52
Tablo 4.8 2014-2023 Arası Arz-Talep Bazlı Model ile Tahminlenen Senelik Fiyatlar (USD/MWh)	53
Tablo 5.1 2014 Senesi için Arz-Talep Bazlı Model ve Zaman Serileri Modelinin Sonuçlarının Karşılaştırılması	56
Tablo 5.2 2015 Senesi için Arz-Talep Bazlı Model ve Zaman Serileri Modelinin Sonuçlarının Karşılaştırılması	57
Tablo 5.3 2016 Senesi için Arz-Talep Bazlı Model ve Zaman Serileri Modelinin Sonuçlarının Karşılaştırılması	58
Tablo 5.4 2017 Senesi için Arz-Talep Bazlı Model ve Zaman Serileri Modelinin Sonuçlarının Karşılaştırılması	59

ŞEKİLLER LİSTESİ

Sayfa No.

Şekil 2.1. Türkiye Elektrik Piyasası'nda Gerçekleştirilen Reformların Tarihsel Gelişimi	5
Şekil 2.2 2012-2014 Seneleri Arası Ticaret Hacimleri	9
Şekil 2.3 Türkiye Elektrik Piyasası Değer Zinciri	10
Şekil 2.4 Türkiye Elektrik Piyasası Satış Opsiyonları ve Fiyatları	13
Şekil 3.1. 2014 Senesi Saatlik Fiyatlarının Gösterimi	18
Şekil 3.2. 2014 Senesi Günlük Fiyatlarının Gösterimi	19
Şekil 3.3. 2014 Ocak Ayı için auto.arima Fonksiyonu ile Seçilen ARIMA Modeli (R Gösterimi)	22
Şekil 3.4. 2014 Şubat Ayı Zaman Serisi Günlük Fiyat Tahminin Hesaplanması (R Gösterimi) ...	23
Şekil 3.5. 2014 Şubat Ayı Zaman Serisi Günlük Fiyat Tahmini	23
Şekil 3.6. 2014 Şubat Ayı için Gerçekleşen ve Tahminlenen Fiyatların	24
Şekil 3.7. 2014 Senesi için Gerçekleşen ve Tahminlenen Fiyatlar Grafiği	27
Şekil 3.8. 2015 Senesi Günlük Fiyatlarının Gösterimi	28
Şekil 3.9. 2014 ve 2015 Seneleri için Gerçekleşen Günlük Fiyatların Karşılaştırması	28
Şekil 3.10. 2015 Senesi için Gerçekleşen ve Tahminlenen Fiyatlar Grafiği	30
Şekil 3.11. 2016 Senesi Günlük Fiyatlarının Gösterimi	31
Şekil 3.12. 2014, 2015 ve 2016 Seneleri için Gerçekleşen Günlük Fiyatların Karşılaştırması	32
Şekil 3.13. 2016 Senesi için Gerçekleşen ve Tahminlenen Fiyatlar Grafiği	33
Şekil 3.14. 2017 Senesi için Gerçekleşen ve Tahminlenen Fiyatlar Grafiği	36
Şekil 4.1. Örnek Santraller için Varsayılan Parametreler	43
Şekil 4.2. Arz-Talep Bazlı Modelde Yer Alan Santrallerin Gösterimi	44
Şekil 4.3. Arz-Talep Bazlı Modelde 2014 Ocak Ayı için Ekonomik Sıralama	51

KISALTMALAR

AB: Avrupa Birliği

ABD: Amerika Birleşik Devletleri

AR: Auto Regressive

ARIMA: Auto Regressive Integrated Moving Average

CAPEX: Capital Expenditure

DGP: Dengeleme Güç Piyasası

EIA: United States Energy Information Administration

EPDK: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

ETKB: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

EPIAŞ: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi

GÖP: Gün Öncesi Piyasası

GİP: Gün İçi Piyasası

İHD: İşletme Hakkı Devri

MA: Moving Average

MAE: Mean Absolute Error

MSE: Mean Squared Error

MW: Megavat

MWh: Megavat saat

OPEX: Operational Expenditure

PO-test: Phillips-Ouliaris Testi

PTF: Piyasa Takas Fiyatı

R: The R Project for Statistical Computing

TEAŞ: Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi

TEDAŞ: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi

TEK: Türkiye Elektrik Kurumu

TEİAŞ: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi

TETAŞ: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi

TL: Türk Lirası

TTK: Türkiye Taş Kömürü Kurumu

TWh: Teravat saat

USD: Amerikan Doları

YEKDEM: Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması

Yİ: Yap-İşlet

YİD: Yap-İşlet-Devret

YPK: Yüksek Planlama Kurulu

GENEL BİLGİLER

Adı ve Soyadı: Sinan DOĞUSOY

Anabilim Dalı: İşletme

Programı: İşletme

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Arman Teksin Tevfik

Tez Türü ve Tarihi: Doktora – 2017

TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINI MODELLEMEDE ARZ-TALEP BAZINDA MODELLER İLE ZAMAN SERİLERİ MODELLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

ÖZET

Enerji piyasalarında fiyat tahminlemesi problemi, enerji santralleri için yatırım kararı alınmasından başlayarak kurulu bir santralin saatlik optimizasyonunun gerçekleştirilmesine kadar geniş bir kapsamda profesyonellere destek olmaktadır. Bu kararlar alınırken piyasada oluşacak fiyatların tahminlemesi, en önemli girdiyi oluşturmaktadır.

Türkiye elektrik piyasasındaki elektrik fiyat tahminlemesi probleminin çözümü için iki farklı model önerilmiş ve sonuçları karşılaştırılmıştır. İlk modelde ardışık ay çiftleri üzerinden zaman serileri modelleri oluşturulmuş, birinci ay seri ile eğitilmiş ve ikinci ay tahminlenerek gerçekleşen fiyatlar ile karşılaştırılmıştır. Arz-talep bazlı modeller ise piyasa özelindeki arzı santral kırımında detaylandırmakta, aylık talep ile ekonomik sıralama sonucu kesiştirmektedir. Buna göre belirli varsayımlar çerçevesinde emreamade kapasiteleri aylık olarak oluşturulan santraller, yakıt maliyetlerine uygun olarak kısa vadeli marjinal maliyet prensibi çerçevesinde dizilmiş ve talep ile kesiştiği noktada fiyat oluşmuştur. İki modelin sonuçları karşılaştırılmış, zaman serileri modelinin mutlak hata oranları karşılaştırıldığında daha iyi sonuç verdiği görülmüştür.

Anahtar Kelimeler: Elektrik Fiyatı Tahminleme, Arz-Talep Bazlı Modeller, Zaman Serileri Modelleri, Kısa Vadeli Marjinal Maliyet

GENERAL KNOWLEDGE

Name and Surname: Sinan DOĞUSOY

Field: Business Administration

Department: Business Administration

Supervisor: Prof. Dr. Arman Teksin Tevfik

Degree and Date: PhD – 2017

COMPARISON OF SUPPLY-DEMAND BASED MODELS AND TIME SERIES MODELS IN TURKISH ELECTRICITY MARKET MODELING

ABSTRACT

Price forecasting problem supports professionals within a wide range of scope, from taking investment decisions for power plants to hourly optimization of a running power plant. When making those decisions, forecasting of market-based prices provide the most important input.

Two different models have been proposed to solve the electricity price forecasting problem in the Turkish electricity market. In the first model, time series models have been applied to subsequent month pairs, where the first month has been trained and the second month has been forecasted and compared with the actual prices. Supply-demand based models detail supply in power plant breakdown and intersect with monthly demand in merit-order. Under certain assumptions, price is formed where monthly available capacities are lined per the short run marginal cost principal based on their fuel costs and intersected with the demand. Both model results have been compared and it has been concluded that time series models have performed better with respect to absolute error values.

Key Words: Electricity Price Forecasting, Supply-Demand Based Models, Time Series Models, Short Run Marginal Cost

1. GİRİŞ

Elektrik piyasalarında yatırım veya işletme faaliyetleri ile uğraşan tüm şirket ve profesyonellerin kullandıkları en önemli girdi, elektrik fiyatları olmuştur. Bu konuda uzmanlaşan yazılım firmaları çeşitli modeller geliştirerek şirketlere sunmakta ve karşılaştırmalı analizle gerçekleştirmektedir. Bununla birlikte akademik çalışma olarak elektrik fiyat tahmini probleminin çözümü, özellikle arzın modellenmesinin getirdiği sınırlılıklar ile birlikte yeteri kadar gelişmemiştir; zira arzın kaynağı olacak olan elektrik santrallerinin finansman, inşaat ve diğer süreçlerini tahminlemek, diğer bir deyişle ne zaman devreye gireceklerini kestirebilmek, varsayımlara dayanmaktadır.

Bununla birlikte talep tarafında daha profesyonel bir yaklaşım geliştirilmiştir. Zaman serileri modelleri de kullanılarak çeşitli çalışmalar gerçekleştirilmiş olup, ayrıca TEİAŞ tarafından senelik talep tahmin raporları üretilmektedir. Türkiye elektrik tüketimi için gerçekleştirilen tahminleme çalışmalarının bir özeti aşağıda sunulmuştur:

Tablo 1.1 Türkiye Elektrik Tüketimi için Yapılan Projeksiyon Çalışmaları

Makale	Kullanılan Yöntem	Yapılan Tahmini Kapsayan Dönem
Yumurtacı ve Asmaz (2004)	Basit İstatistiksel	1980-2005
Bilgili ve diğ. (2012)	Çoklu regresyon analizi ve yapay sinir ağları	2008-2015
Erdoğan (2007)	ARIMA	2005-2014
Akay ve Atak (2007)	Gri tahmin yöntemi	2006-2015
Kavaklıoğlu ve diğ. (2009)	Yapay sinir ağları	2007-2027
Küçükali ve Barış (2010)	Bulanık mantık metodu	1980-2014

Dilaver ve Hunt (2011)	Yapısal zaman serileri	2009-2020
Günay (2016)	Çoklu regresyon analizi ve yapay sinir ağları	2014-2028
Kavaklıoğlu (2011)	Destek vektör regresyon analizi	2007-2026
Hamzaçebi ve Eş (2014)	Gri modelleme	2011-2025
Gülbüz ve diğ. (2013)	Yapay sinir ağları, çoklu regresyon modelleri	2010-2022
Kıran ve diğ. (2012)	Yapay arı kolonisi ve parçacık sürü optimizasyonu	2007-2025
Cunkaş ve Taşkiran (2011)	Genetik programlama	2008-2020

Kaynak: Dr. Fatih Cemil Özbuğday. <http://www.tenva.org/turkiyenin-yillik-elektrik-tuketim-talebi-projeksiyonlarına-akademik-yaklasimler/>, Erişim Tarihi: 15 Ağustos 2017

Zaman serileri modelleri, örnekteki gibi arz-talep bazlı modellerin bir kısmını tahminlemekte kullanıldığı gibi, fiyat verilerinin doğrudan tahminlemesi için de değerlendirilebilir. Buna göre Tablo 1.1’de kullanılan yöntemlerin fiyat tahminlemesi için de kullanılması düşünülebilir. Bu çalışmada ARIMA temelli zaman serileri modelleri uygulanmış olup, arz-talep bazlı modellerden gelen sonuçlar ile karşılaştırılmıştır. Fiyat tahminlemesi probleminin bir bilimsel çalışma olduğu kadar, varsayımlar ve sektör bilgisi ile desteklenmesi gerekliliği unutulmamalıdır; çalışmanın sonuçları bu sınırlılıklar dâhilinde sunulmuştur.

2. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASININ TANITIMI

İşbu tez çalışmasında problemin ortaya konulması ve problemin çözümü için uygulanan metot ve modellerin tanıtılmasından önce problemin ortaya çıktığı piyasanın dinamiklerinin ve özelliklerinin tanıtılması gerekmektedir. Bu sebeple bu kısımda Türkiye Elektrik Piyasası'nın gelişimine dair özet bir tarihçe ile birlikte bu piyasanın ticari yapısı ele alınmıştır. Böylelikle Türkiye Elektrik Piyasası'ndaki değer zinciri ve ticaret fırsatları daha iyi anlaşılacak ve böylelikle özellikle arz-talep temelli modellerin çalışma prensiplerine ilişkin olarak açıklayıcı bilgiler sunulmuş olacaktır.

Türkiye elektrik piyasası kısa bir zaman öncesine kadar artan nüfus, hızlı şehirleşme ve güçlü ekonomik büyümeye bağlı olarak yüksek büyüme oranı göstermiştir. Ancak ekonomik büyüme hızının düşmesi ile uyumlu olarak elektrik talebinin artış hızı da düşmüş olup, elektrik talebi ile ekonomik büyümenin arasındaki ilişki zayıflamıştır (Nişancı, 2005, 116).

Türkiye elektrik piyasasındaki serbestleşme ve özelleştirme reformları, Türkiye'deki özel sektör sahipliğindeki kurulu gücün ve arzın hızla yükselmesini beraberinde getirmiştir (TEİAŞ, 2015: 21). Özel sektör elektrik santrallerinin gelirlerine bağlı olarak farklı fiyat mekanizmaları bulunmakta olup, elektrik fiyatı tahminlemesinin; projelerin fizibiliteleri, riskleri ve fırsatlarını da göz önünde bulunduracak şekilde piyasa bilgisi ve deneyim gerektirmektedir. Ancak bu sebeple Türkiye elektrik piyasası için geliştirilen fiyat tahminleri, bağlayıcı sonuçlar sunamamakta, proje fizibilitelerinin değerlendirmesine fikir verici olarak kullanılmaktadır.

İçinde bulunulan zaman dilimi itibarıyla Türkiye elektrik piyasasında gerçekleştirilen enerji reformları, enerji ihtiyaçları, sanayileşme, şehirleşme ve artan nüfus sebebiyle hızla artan bir ekonomi için enerji güvenliğini tesis edecek şekilde gelişmiştir (Türkay, 2015: 1). Türkiye elektrik piyasası reformlarının yapı taşları olarak düzenleyici bir kurumun kurulması (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu – EPDK), kamuya ait enerji teşebbüslerinin yeniden yapılandırılması, özelleştirmeler ve özel sektörün yatırımlarının kanun ve yönetmelikler ile teşvik edilmesi sayılabilir (Dünya Bankası, 2015: 18). Bu reformların sonucunda 800'den fazla katılımcının olduğu bir elektrik piyasası oluşturulmuş, 2001 ile 2014 seneleri arasında 31.000 MW'nin üzerinde piyasaya dayalı özel sektör elektrik üretim kapasitesi işletmeye alınmış ve tüm elektrik dağıtım sistemi 2008 ile 2013 seneleri arasında özel sektöre devredilerek özelleştirilmiştir (Dünya Bankası, 2015: 17).

Enerji reformu gereksinimi, iki temel hedef tarafından zorunlu kılınmıştır. Bunlardan ilki, Türkiye'nin bir enerji merkezi olma vizyonudur (Başbakanlık, 2015: 146). 64. Hükûmet Programı ve Türkiye'nin Avrupa Birliği (AB) üyeliği için aday statüsüne sahip bir ülke olması münasebetiyle; Türkiye'nin bir enerji merkezi haline gelme vizyonu bulunmakta ve Türkiye, uluslararası enerji ticaretinde stratejik konumunu güçlendiren bir elektrik sektörünü tesis etme amacını gütmektedir. Aynı sebep dolayısıyla Türkiye elektrik piyasasındaki reformlar, AB piyasaları ile entegre olma amacını gözeterek düzenlenmektedir (EPİAŞ, 2016: 17).

İkinci temel sebep ise enerji güvenliğidir. Güçlü özel sektör katılımı ile sonuçlanan enerji reformları, enerji arz güvenliğinin kamu eliyle sağlanması gerekliliğine dair bakış açısını temelden değiştirerek günümüzde Türkiye elektrik piyasasında kapasite fazlalığının oluşmasına dahi sebep olmuştur. Ancak bu endişeler, reformların tasarımına ve zamanlamasına etki etmiştir. Öte yandan enerji arz güvenliği, AB ülkelerinde alışlageldiği üzere, arz güvenliğinin yanı sıra enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesini ve güvenilir ve likit bir piyasa yapısının oluşmasını zorunlu kılmaktadır. Bakış açısının bu yönde verilmesine paralel olarak Türkiye Elektrik Piyasası gerçekleştirilen reformlar çerçevesinde yeniden yapılandırılmış ve işlevsel hale getirilmiştir.

2.1. Türkiye Elektrik Piyasasında Yapısal Gelişim ve Reformlar

Türkiye Elektrik Piyasası reformunun resmi olarak 3 Mart 2001 günü 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun yürütmeye girmesi ile başladığı ifade edilebilir (Dünya Bankası, 2015: 66). Bu kanunun yürürlüğe girmesi, Türkiye Elektrik Piyasası'nın Avrupa Birliği mevzuatı ve müktesebatı ile uyumluluk göstermesi açısından son derece önemlidir. 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun ana amacı, son kullanıcılara elektriğin sürdürülebilir, yüksek kalitede, ucuz maliyetle ve çevreye duyarlı şekilde sunulmasıdır (Resmi Gazete, 2001: 1). Bu amaca erişebilmek adına 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu, finansal açıdan sağlam ve şeffaf bir elektrik piyasasının rekabetçi bir yaklaşım ile tesis edilmesini zorunlu kılmaktadır. Bu zorunluluk, AB'nin 2003 senesinde yayınladığı Elektrik Piyasası Direktifi ile uyumluluk göstermektedir. İlerleyen bölümlerde detaylandırıldığı üzere en büyük farklılık, kamu sahipliğindeki elektrik santrallerinin üretimlerini, yine kamu sahipliğindeki toptan satış şirketi olan Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt AŞ'ye

(TETAŞ) satabiliyor olmasıdır. Yeni Elektrik Piyasası Kanunu ise 6446 no. ile Mart 2013'te yürürlüğe girmiştir. Bir önceki kanun ile uyumlu olarak bu kanunda da elektrik üretimi yatırımlarının özel sektör şirketleri tarafından üstlenilmesi öngörülmüş ve yenilenebilir enerji kaynakları için teşvik edilmiştir.

Türkiye elektrik piyasasındaki mevzuat yapısı itibariyle kanun temel ilkeleri belirlemekte, Bakanlar Kurulu ve/veya Yüksek Planlama Kurulu, ilgili kanunun esaslarına uygun olarak Strateji Belgesi gibi kararları almaktadır, EPDK tarife, lisans rejimlerini düzenlemekte ve serbest tüketici limitini belirleyerek, ilgili denetimleri gerçekleştirmektedir. Bahsi geçen kanunlara dayandırılarak ve aykırılık göstermeyecek şekilde ikincil ve diğer mevzuat oluşturulmaktadır.

Türkiye Elektrik Piyasası, birçok Avrupa ve dünya ülkesinde de görüldüğü üzere enerji arz güvenliği ve piyasa temelli reformların bir arada görüldüğü bir yapısal gelişim sürecini yaşamıştır. Enerji güvenliği aynı zamanda sosyal ve politik bir konudur; bu sebeple arz güvenliği ve piyasa temelli reformların tarihsel konjonktüre bağlı olarak ağırlıklarının zaman zaman değiştiği kabul edilebilir.

1980'li senelerde elektrik piyasası değer zincirinde yer alan üretim, iletim ve dağıtım fonksiyonlarının Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) bünyesinde toplanması sonucu piyasada fiili bir tekel oluşmuştur. Bu fiili tekel durumu, 1984 senesinde elektrik üretimine özel sektör katılımını sağlayacak olan kanunu bir düzenleme ile hukuken sona ermiş olsa da fiilen sona ermesi gerçekleştirilen kanuni düzenleme ile 1993 yılında TEK'in Türkiye Elektrik Üretim ve İletim Anonim Şirketi (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım Şirketi (TEDAŞ) olarak ikiye ayrılmasıyla sona erebilmiştir (Resmi Gazete, 1984: 1). Elektrik üretimine ilişkin İşletme Hakkı Devri (İHD), Yap-İşlet (Yİ) ve Yap-İşlet-Devret (YİD) modelleri gerçekleştirilen kanuni düzenlemeler ile ancak 1994 senesinde fiilen hayata geçebilmiş ve böylelikle elektrik piyasasında özel sektör katılımı sağlanmıştır (Dünya Bankası, 2015: 20).



Şekil 2.1. Türkiye Elektrik Piyasası'nda Gerçekleştirilen Reformların

Tarihsel Gelişimi

Kaynak: Uygur Yörük.

http://www.econfin.boun.edu.tr/yeni/EconFin_Sunumu_20120514_v03.pdf, Erişim Tarihi: 20 Ağustos 2017

İHD modeli kamu tarafından finansmanı ve yapımı gerçekleştirilmiş olan varlıkların özel sektöre belirli bir süre için işletme hakkı devrini öngörmekte olup, devrolunan özel sektör temsilcisinin belirli yatırımları gerçekleştirmesini öngörmektedir. Yİ ve YİD modellerinde ise elektrik üretim santrali özel sektör tarafından finansman ve yapım dâhil olmak üzere hayata geçirilmekte ve üretilen elektrik bir sözleşme kapsamında belirlenen kamu kurumuna satılmaktadır. YİD modelinde bunlara ek olarak varlık, sözleşmesinin sona ermesi itibariyle kamuya devredilmektedir.

İHD, YİD ve Yİ modelleri ile kurulmuş elektrik üretim santralleri halen aktif olarak elektrik üretmekte olup, kuruluşları itibariyle enerji arz güvenliğini temin etmeleri amaçlanmış iken bugün piyasa dışı etkenler olarak değerlendirilmekte ve özel sektör tarafından piyasa bozucu etkileri sebebiyle eleştirilmektedir. Birçok İHD, YİD ve Yİ santrallerinin sözleşme sürelerinin sonuna gelinmiş olup, bu santrallerin sahipleri olan özel sektör oyuncularını ile aynı şartlarda sözleşme yenilenmeyeceği tahmin edilmektedir; zira bugün itibariyle piyasada gerçekleşen arz fazlası sebebiyle piyasa tabanlı çalışan özel sektör elektrik santralleri yerine elektrik alım sözleşmeleri kapsamında İHD, YİD ve Yİ santrallerinden elektrik alımı gerçekleştirilmektedir. Bu konu arz-talep temelli modeller geliştirilirken dikkate alınmıştır.

Elektrik üretiminde tartışılan modeller ile birlikte özel sektör katılımı sağlanmış olsa dahi piyasa tabanlı uygulamalar ancak 2010 senesinden itibaren başlamıştır. Arada geçen sürede gerçekleştirilen reformlar, piyasa bazlı uygulamalar için yasal ve teknik altyapının oluşmasında öncü rol oynamıştır:

- 2001 senesinde TEAŞ üçe bölünerek değer zincirinin her bir alanındaki fonksiyonlar ayrıştırılmıştır. Elektrik iletimi ve piyasa işletim faaliyetleri için Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ), elektrik üretim faaliyetleri için Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ) ve elektrik toptan satış faaliyetleri ile elektrik alım sözleşmelerinin yönetimi için TETAŞ kurulmuştur. Bahsi geçen kurumlar, kapsamaları değişse de bu sorumluluklarını mevcut elektrik piyasası kuralları çerçevesinde halen

icra etmektedir.

- 17 Mart 2004 tarih ve 2004/3 sayılı Yüksek Planlama Kurulu kararı ile yayımlanan “Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi” ile dağıtım bölgelerinin özelleştirilmesi amaçlanarak TEDAŞ, TEDAŞ ana şirket olmak üzere bağlı ortaklıklar ile birlikte yapılandırılmıştır. Böylelikle Türkiye’de 21 dağıtım bölgesi oluşturulmuş ve belgede 31 Aralık 2006’ya kadar tüm bölgelerin özelleştirilmesi hedeflenmiş olsa da bu süreç, işletme haklarının 49 yıllığına devri ile 2013 senesinde tamamlanabilmiştir. Böylelikle Türkiye’deki dağıtım faaliyetlerinin tümü özel sektör eliyle yürütülmekte olup, TEDAŞ’ın gözetleyici rolü bulunmaktadır.

- Yine aynı belge ile birlikte, tüketimleri ölçüsünde tedarikçisini seçme özgürlüğüne sahip olma sınırını belirleyen serbest tüketici limiti, 2004 senesi itibariyle 7.800 MWh/yıl olarak belirlenmiş ve serbest tüketici limitinin indirilerek tamamen açık bir piyasa yapısına ulaşılması hedeflenmiştir.

- 18 Mayıs 2009 tarih ve 2009/11 sayılı Yüksek Planlama Kurulu kararı ile yayımlanan “Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi”, 2004 Strateji Belgesi’nin üzerine inşa edilmiş olarak piyasa tabanlı elektrik ticaretinin önünü açmıştır. Aralık 2011’den itibaren devreye alınan gün öncesi ve dengeleme piyasalarında alıcılar ve satıcılar bir platformda bir araya getirilerek arz ve talebin kesiştirildiği ve fiyat sinyallerinin üretildiği bir platform tesis edilmiştir. Son zamanlarda bunların yanına gün içi piyasası da eklenmiştir. Bu piyasaların işletimi mevcut düzende Enerji Piyasası İşletme Anonim Şirketi’nde (EPIAŞ) bulunmaktadır.

- Aynı kurul kararı ile dağıtım fonksiyonunu icra eden dağıtım şirketleri yasal olarak ikiye ayrılarak “dağıtım” ve “görevli tedarik şirketleri” isimlerini almıştır. Böylelikle değer zincirindeki dağıtım fonksiyonu dağıtım ve perakende satış şeklinde ikiye ayrılarak dağıtım bir altyapı fonksiyonu olarak tanımlanmış ve dağıtım şirketlerinin ayrım gözetmeden bu görevi icra etmeleri hedeflenmiştir.

Yukarıda bahsi geçen reformlar ile 14 Mart 2013 tarihli 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile düzenlenen piyasa yapısı, bugün gerçekleştirilen ticaretin işleyişini düzenlemekte ve temellendirmektedir. Görüldüğü üzere Türkiye piyasasında elektriğin üretiminde başlayarak iletimi, dağıtımı, satışı ve tüketimi kanunlar, strateji belgeleri ve ikincil mevzuat çerçevesinde yürütülmektedir. Bu işleyiş ve değişiklikler, tarihsel bir perspektifi de içine alacak şekilde arz-talep temelli modellerin oluşturulmasına girdi sağlamaktadır.

2.2. Türkiye Elektrik Piyasasının Ticari Yapısı

Türkiye Elektrik Piyasası'nda ticaret, aşağıda açıklanan mekanizmalar çerçevesinde gerçekleştirilmektedir:

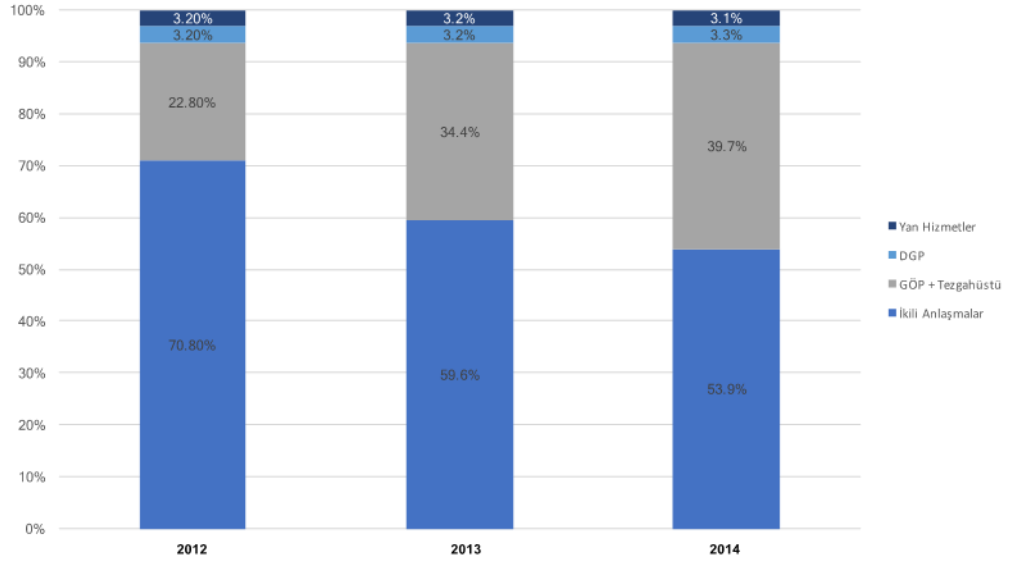
- **İkili Anlaşmalar:** İkili anlaşmaların esas amacı, uzun vadeli olarak enerji arz güvenliğine katkı sunarak gerçekleştirilecek yatırımın finansal olarak güvenceye almaktır. Gerçekleştirilecek bir elektrik üretim santrali yatırımı için finansman arayışını başarı ile sonuçlandırmak adına üretilecek elektrik, belirli bir vade ile belirli bir fiyattan önceden satılabilir ve fiyat/hacim riskinden korunulabilir ("hedging"). Aynı zamanda eğer üretim santralinin bir yakıt ihtiyacı var ise gerekli altyapı yatırımları ancak bu güvenceler sağlanarak gerçekleştirilebilir.

- **Gün Öncesi Piyasası ("GÖP"):** Üretimin optimize edilmesi esastır. EPIAŞ tarafından işletilen bu piyasada saatlik olarak fiyat oluşmakta, alıcılar ve satıcılar belirli bir eşleştirme mekanizması çerçevesinde eşleştirilmekte ve elektriğin ticareti fiziki olarak gerçekleşmektedir. Her gün, bir sonraki gün için fiyat oluşmakta ve oluşan bu fiyat sinyalleri, organize piyasalar haricinde tezgahüstü piyasalarda ("over-the-counter") gerçekleşen ticaret için fiyat sinyallerini teşkil etmektedir.

- **Dengeleme Güç Piyasası ("DGP") ve Gün İçi Piyasa ("GİP"):** GÖP'ün tamamlanmasını takiben açılan bu piyasada üretim rezervleri gerçek zamana yakın olarak planlanmaktadır.

- **Yan Hizmetler:** TEİAŞ; enerji arz güvenliğini, teknik kısıtları ve sistem gereksinimlerini (örneğin frekansını) gözeterek önceden belirlenmiş olan üretim santrallerine talimat gönderebilir, devreye girmelerini veya devreden çıkmalarını talep edebilir. Piyasa dışı bir önlem olmasına rağmen teknik sebepler nedeniyle bu durum meydana gelebilmektedir.

İkili anlaşmalar şirketler arasında gerçekleştirildikleri için ticari sırlar içermekte ve şeffaf olamamaktadır. Tüm dünyada ve Avrupa'da olduğu gibi gerçek fiyat sinyalleri organize toptan satış piyasalarında üretilmektedir; ülkemizde de EPIAŞ bünyesindeki bu piyasalardaki fiyatlar şeffaf olarak açıklanmaktadır. Böylelikle ikili anlaşmalar ve tezgahüstü ticaret için fiyat sinyalleri üretilmektedir. Ticaretin yıllara göre piyasa dinamikleri nezdinde gelişimi aşağıdaki şekilde gösterilmiştir:



Şekil 2.2 2012 – 2014 Seneleri Arası Ticaret Hacimleri

Kaynak: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi Şeffaflık Platformu. <https://seffalik.epias.com.tr/transparency/>, Erişim Tarihi: 7 Haziran 2017.

Görüldüğü üzere DGP ve yan hizmetler piyasalarındaki hacimler çok düşük olmakta ve bahsi geçtiği üzere ikili anlaşmalar şeffaf olarak açıklanmamaktadır. Dolayısıyla piyasa için referans fiyatı, AB ülkelerinin elektrik piyasalarında da görüldüğü üzere GÖP ve tezgahüstü piyasa fiyatları teşkil etmektedir. Tezgahüstü piyasa fiyatları, GÖP’te oluşan fiyat sinyallerinden etkilenmektedir. Bu suretle GÖP’teki fiyatlar, tezgahüstü piyasa fiyatları için de temel teşkil etmektedir. Bu tez çalışması kapsamında arz-talep bazlı modeller ile tahminlenecek olan fiyatlar, belirli varsayımlar çerçevesinde ancak GÖP fiyatlarına yakınsayabilecektir. Zaman serileri modelleri de GÖP fiyatları üzerinden gerçekleştirilen analizler üzerinden tahminlenecektir.

2.3. Değer Zinciri ve Piyasa İşleyişi

Türkiye Elektrik Piyasası; Üretim, İletim, Ticaret (Toptan Satış), Dağıtım ve Perakende olarak beş ana değer zinciri halkasından oluşmuştur. Her bir halkadaki sahipliği ve ilişkileri gösteren bir şekil aşağıda sunulmuş ve açıklanmıştır:

satmaktadır. Görevli tedarik şirketleri, perakende elektrik şirketleri olup, serbest olmayan tüketiciler grubu için elektrik tedariki görevini icra etmektedir.

- Özel sektör santralleri ürettikleri elektriği organize piyasalar ile herhangi tedarik şirketine satmakta serbesttirler. Aynı şekilde doğrudan serbest tüketicilere de elektriklerini satabilmektedirler. Aynı şekilde tedarik şirketleri diledikleri serbest tüketicilere ulaşabilmekte, ithalat-ihracat gerçekleştirebilmekte veya perakende elektrik şirketleri ile elektrik alışverişinde bulunabilmektedir.

Bu değer zinciri çerçevesinde kamunun dağıtım ve perakende satış haricindeki etkisi halen sürmektedir. Kamu bir yandan EÜAŞ portföyü ile elektrik üretimine doğrudan dahil olmakta, bir yandan bir tür ikili anlaşma olan elektrik alım sözleşmeleri ile İHD, YİD ve Yİ santrallerinin elektriğini TETAŞ vasıtasıyla alarak görevli tedarik şirketlerine satmakta, iletim fonksiyonunu doğrudan icra etmekte ve serbest olmayan tüketiciler suretiyle TETAŞ üzerinden gelen elektriğe alıcı yaratmaktadır. Özellikle EÜAŞ portföyünün elektrik üretimi gerçekleştirmesi, daha verimli santrallere sahip özel sektör oyuncularını tarafından eleştirilmekte ve piyasa fiyatlarında öngörü eksikliğine yol açmaktadır. Değer zincirini detaylandırmak gerekirse:

- 1984 ve 1994 tarihli iki kanun tarafından yasal dayanağı tesis edilen Yap-İşlet (Yİ), Yap-İşlet-Devret (YİD) ve İşletme Hakkı Devri (İHD) santralleri; varlığın finansmanı, yapımı, ürettiğin elektriğin TETAŞ tarafından satın alınması ve YİD santralleri için sözleşme süresi sonunda kamuya devrini içerecek şekilde elektrik piyasasına özel sektör katılımının ilk örneğini oluşturmuştur. Bu santraller, sözleşme süreleri boyunca özel sektör sahipliğinde bulunacak olsa dahi, özel koşullarından ötürü piyasa dinamikleri içinde faaliyet göstermemekte, organize elektrik piyasalarında kısıtlı işlem yapmakta ve ürettikleri elektriği TETAŞ aracılığıyla elektrik dağıtım şirketlerine satmaktadır.

- 2013 senesine kadar EÜAŞ hidroelektrik santralleri ile termik santrallerinden üretilen elektrik dağıtım şirketlerine doğrudan satılmakta iken, artık TETAŞ'a veya organize elektrik piyasalarında satılmaktadır.

- Otoprodüktör modeli, sanayi şirketlerinin kendi ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla elektrik santrali sahibi olmalarını ve işletmelerini öngörmektedir. Eski bir özel sektör katılım modeli olan bu model, 1984 – 2003 arasındaki dönemde önemli rol oynamakla birlikte, mevcut elektrik piyasasında kısıtlı faaliyet gösterebilmektedir.

- İthalat ve ihracat işlemleri, Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) tarafından düzenlenen kapasite ihaleleri ile yürütülmekte olup, TETAŞ aracılığı ile ticarete konu olmaktadır.

- Detayları sunulan özel sektör santralleri elektrik arzı, organize piyasalar, serbest tüketiciler, tedarik şirketleri ve perakende şirketleri tarafından satın alınmaktadır. Türkiye Elektrik Piyasası'ndaki elektrik fiyatlarının oluşumu tamamıyla özel sektör santrallerinin elektrik arzına dayanmaktadır. Bu problem, arz-talep bazlı modeller özelinde irdelenmektedir.

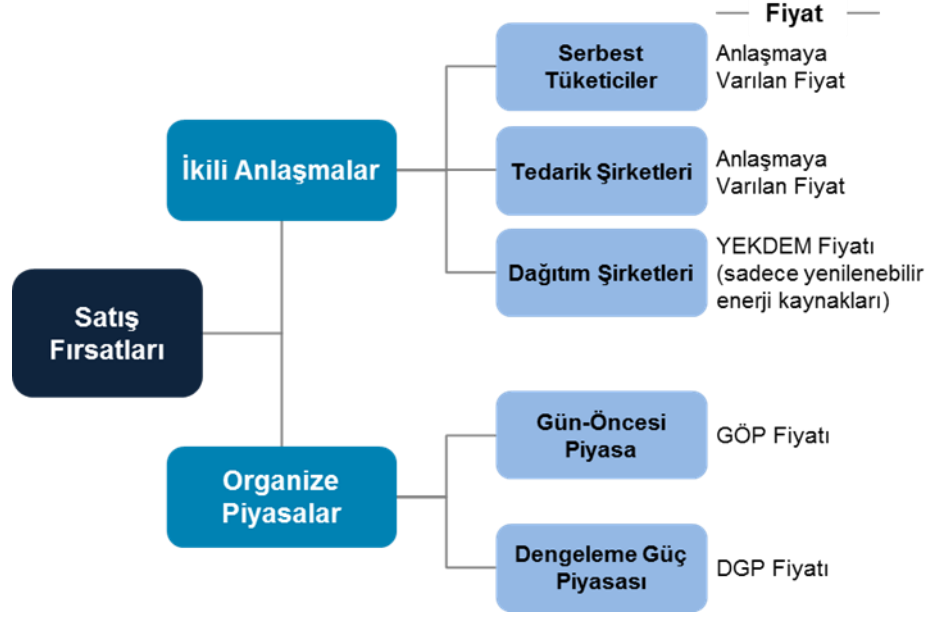
- Türkiye Elektrik Piyasası'nda temel olarak üç tür tüketici bulunmaktadır; yüksek gerilim hattına doğrudan bağlı tüketiciler, darbeli yük ile elektrik temin eden liman, demir-çelik fabrikası, vb. sanayi kuruluşları olup, iletim hattının güvenliği açısından bu tür müşteriler TEİAŞ'tan elektriği doğrudan, iletim sistemi seviyesinde (dağıtım sistemi seviyesinde indirgenmeden) temin etmektedir; serbest olmayan tüketiciler, EPDK'nın senelik olarak belirlediği serbest tüketici limitindeki yıllık değerden aşağıda bir elektrik tüketimi olan tüketiciler olup, bu tüketiciler perakende elektrik şirketleri arasında yer alan "Görevli Tedarik Şirketleri"nden elektrik alımı yapmaya olmaktadır ve mesken tüketicilerinin %86'lık bir bölümü, bu gruba girmektedir; serbest tüketiciler, otoprodüktörler, özel sektör elektrik santralleri, perakende şirketleri ve tedarik şirketleri ile sözleşme imzalamak suretiyle elektrik alımı gerçekleştirme hakkına sahip olmaktadır (EPDK, 2003: 3).

- Türkiye Elektrik Piyasaları, Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ) tarafından işletilen organize Gün-Öncesi ve Gün-İçi Elektrik Piyasaları, Borsa İstanbul tarafından işletilen Elektrik Vadeli İşlem Sözleşmeleri, TEİAŞ tarafından işletilen gerçek zamanlı Dengeleme Güç Piyasası ve ikili anlaşmalardan oluşmaktadır. TEİAŞ bunun yanı sıra nitelikli bazı santrallere ikincil dengeleme hizmeti ve talep dengeleme amaçlı talimat verebilmektedir.

Özel sektör santralleri ürettikleri elektriği organize piyasalar ile herhangi tedarik şirketine satmakta serbesttirler. Aynı şekilde doğrudan serbest tüketicilere de elektriklerini satabilmektedirler. Aynı şekilde tedarik şirketleri diledikleri serbest tüketicilere ulaşabilmekte, ithalat-ihracat gerçekleştirebilmekte veya perakende elektrik şirketleri ile elektrik alışverişinde bulunabilmektedir.

2.4. Elektrik Satış Opsiyonları ve Fiyatlar

Organize elektrik piyasaları ile ikili anlaşmalar yolu ile piyasaya sürülen ve dolayısıyla da piyasada oluşan fiyatlara doğrudan veya dolaylı olarak etki eden elektrik fiyatı mekanizmaları, aşağıdaki şekilde gösterilmiştir:



Şekil 2.4 Türkiye Elektrik Piyasası Satış Opsiyonları ve Fiyatları

Kaynak: Deloitte.

<https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/tr/Documents/energy-resources/170525-istrade-sunum-deloitte.pdf>, Erişim Tarihi: 20 Ağustos 2017

İkili anlaşmalar ile özgürce pazarlığı gerçekleştirilen ve anlaşmaya varılan fiyatlar genellikle Gün-Öncesi Piyasa (GÖP) fiyatlarına yakınsamaktadır. Piyasalar arası arbitraj fırsatlarının ortaya çıkması, piyasadaki tüm fiyatların uzun vadede GÖP fiyatına yakınsayacağını göstermektedir. GÖP’te oluşan fiyatlara Piyasa Takas Fiyatı (PTF) adı verilmekte olup; sonuç itibariyle tezgahüstü ve tüm organize piyasalar ile ikili anlaşmalarda ortaya çıkan fiyatlar için PTF referans noktasını teşkil etmektedir; çünkü PTF, EPIAŞ tarafından saatlik kırılimda açıklanmak suretiyle şeffaflık teşkil etmektedir.

Sadece yenilenebilir enerji kaynaklarının yararlandığı Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM) fiyatları ise güncel Elektrik

Piyasası Kanunu gereğince, ABD doları kuru endeksli olup sabit fiyat üzerinden dağıtım şirketleri tarafından karşılanmakta ve piyasaya yansıtılmaktadır (Resmi Gazete, 2013/28782: 5). ABD doları kuruna endekslenen getirilerinden ötürü, son yıllarda döviz kurlarının Türk Lirası (TL) karşısında gösterdiği güçlü performans gereği yatırımcılar yenilenebilir enerji kaynaklarını çok iyi bir yatırım fırsatı olarak görmektedir.

2.5. Elektrik Fiyatlarının Tahminlenmesi Probleminin Önemi

Yukarıda detaylı şekilde açıklandığı üzere Türkiye elektrik piyasası, birçok farklı bileşeni bulunan, özel sektör ağırlıklı olsa da kamunun da dahililiyetini içeren ve fiyat mekanizmalarının üzerinde etkin olmasını sağlayan karmaşık bir yapıdır. Bu özellikleri ile Türkiye elektrik piyasası, dünyadaki ve özellikle Avrupa'daki örneklerinden ayrılmaktadır.

Buna karşın bu problem çözümü ve modelleme çalışması, aşağıdaki kapsamda değerlendirilmelidir:

- Fiyat tahminleme çalışması, karar verme ve planlama süreçlerinde yardımcı olması amacıyla geliştirilen bir süreç ve metodolojik bir çalışmadır.
- Hiçbir fiyat tahmin çalışmasının kesin ve doğru bilgi sağladığı iddia edilemez; ancak karar vericilere destek sağlayabilir. Bu tahmin çalışmaları; mevcut teknolojiler, mevzuat düzenlemeleri ve piyasa oyuncularını dikkate almakta olup, bu sebeple ancak sınırlı derecede doğruluk payına sahip olabilir.
- Fiyat tahmin çalışmaları için geliştirilen matematik modelleri, belirli bazı varsayımları içermekte olup, bu varsayımlar iki tür çalışma için de ilerleyen kısımlarda listelenecektir. Bu varsayımların doğru olmaması halinde sonuç da doğru olmayacaktır. Dolayısıyla fiyat tahmin çalışmasının doğruluğu, varsayımların doğruluğu ile sınırlıdır.
- Bir fiyat tahmin çalışması her ne kadar karmaşık ve gelişkin olursa olsun, gerçek hayattaki düzenin belirli varsayımlar altında basitleştirilmesi ve indirgenmesidir. Bu sebeple elektrik fiyatlarındaki yükseliş ve düşüşleri hızlı ve en etkin şekilde yansıtmaya kabiliyetine belirli oranda sahiptir.
- Sürekli değişen ve dalgalanan elektrik piyasası ve fiyatlarını tahmin etmek, birden fazla elektrik fiyat tahmin modelinin birlikte çalıştırılmasını ve sonuçlarının

karşılaştırılmasını gerektirebilir. Bu tez çalışmasında arz-talep bazlı bir model ile zaman serileri modelleri bu anlamda karşılaştırılmıştır.

- Elektrik tahmin modeli sonuçları, ancak öngörülebilen belirli bir süre için geçerli ve güvenilir olabilir; sonuçlar her zaman bahsi geçen belirli riskleri içermektedir. Kritik olan bu risklerin varlığının bilinmesi ve karar alma süreçlerinde bu risklerin de görüşlere dâhil edilmesidir.

Yatırım kararlarının alınmasında, fizibilite çalışmalarının gerçekleştirilmesinde, piyasaya dair öngörülerin ortaya konması ve savunulmasında elektrik fiyat tahmin modelinin geliştirilmesi ve sağlıklı sonuçların alınması, aynı zamanda geliştirilen modellerin sürekli olarak güncel tutulması büyük önem teşkil etmektedir.

2.6. Elektrik Fiyatlarının Tahminlenmesindeki Varsayımlar ve Sınırlılıklar

Aşağıdaki kısımlarda detaylı şekilde irdelenen arz-talep bazlı model ile zaman serileri modelleri için şu varsayımlar ve sınırlılıklar geçerlidir:

- Bu fiyat tahminleme çalışması mevcut ve öngörülen Türkiye Elektrik Piyasası özelliklerini ve kendine has ekonomik ve teknik karakteristiklerini yansıtmaktadır.

- Elektrik fiyat tahminleri; talep tahmin, hidroloji, yakıt fiyatları, santral işletim özellikleri, mevzuat çerçevesi, kurulu güç ve sözleşmeler gibi fiziki temellere sahiptir. Bu çalışmada bu temelleri içeren bir arz-talep bazlı model oluşturulmaya çalışılmıştır.

- Fiyat tahminleri; veri, metodoloji, model yapısı ve varsayımlar gibi enerji piyasalarını oluşturan ve tahmin edilmesi güç olguları içerecek şekilde hazırlanmıştır.

- Uzun veya orta vadeli piyasa fiyatı tahminleri piyasa oyuncularına, yatırımcılara, piyasaya yeni giriş gösteren oyunculara santral yapımı / satın alımı ile uzun vadeli elektrik işlemleri gerçekleştirme hususlarında yardımcı olmak amacıyla oluşturulmaktadır. Fiyat tahminleri, bu kararlardaki riskleri niceliksel olarak tanımlama ve santrallerin stratejik / operasyonel esnekliklerini test etme anlamında da faydalıdır.

- Ancak tahminler ve öngörüler, gelecekteki gerçekleşmelerin değil, gerçekleşebilecek senaryolardan bazılarını, varsayımlar ve metodolojiler çerçevesinde sunmaktadır. Fiyat tahmin modelinin sonuçlarının kalitesi, girdilerin kalitesine bağlı olarak değişmektedir.

- Arz tarafında kurulu gücün değişimi veya öngörülen santrallerin devreye girip girmediği, devreye girme zamanlamaları, elektrik fiyatlarını etkileyen faktörler olarak öne çıkmaktadır.

- Türkiye Elektrik Piyasası'ndaki fiyat tahminleri, arz gelişimi ve santrallerin karakteristiği ile ilişkilidir. Bu sebeple oluşturulan modellerin yeni santral projelerinin takip edilerek ve arz tarafındaki gelişmelerin yakından takip edilerek güncellenmesi gerekmektedir.

- Elektrik tahmin modeli sonuçları, ancak öngörülebilen belirli bir süre için geçerli ve güvenilir olabilir; sonuçlar her zaman bahsi geçen belirli riskleri içermektedir. Kritik olan bu risklerin varlığının bilinmesi ve karar alma süreçlerinde bu risklerin de görüşlere dâhil edilmesidir.

Farklı varsayımlara ve metodolojilere dayanan senaryolar, fiyat gelişimi anlamında farklı sonuçlar verebilir. Aynı şekilde talep verileri ile arz tarafındaki yatırım projelerinin gelişimi de fiyat üzerinde etkili olacaktır. Bahsi geçen bu varsayımlar ve sınırlılıklar, elektrik tahmin modellerinin genel karakteristiği olup, bu modellerden beklenen sonuçları etkilemektedir.

3. ZAMAN SERİLERİ MODELLERİ İLE FİYAT TAHMİNLEMESİ

Elektrik fiyatı tahminlemesi, farklı modeller kullanılarak santrallerin kısa vadeli çalışma optimizasyonu kararlarının verilmesi, endüstri tesislerine elektrik tedarikinin santrallerden veya piyasadan sağlanması, santrallerin yük değerlerinin değiştirilmesi kararının verilmesi veya elektrik santralleri için uzun vadeli yatırım kararlarının alınması gibi birçok karar mekanizmasına en önemli girdiyi teşkil etmektedir. Günümüzde müteşebbisler, elektrik santrali yatırımı yaparken santralin ömrü boyunca geçerli olacak fiyatları tahminlemeye çalışmaktadır; zira bu fiyat, elektrik üretim hacmi ile birlikte söz konusu şirketin doğrudan en önemli gelir kalemini oluşturacaktır. Zaman serileri modelleri yukarıda bahsi geçen kararların alınmasında kullanılsa da, mevcut piyasa işleyişi göz önüne alındığında kısa dönemli kararların verilmesinde, yani santral çalışma süresinin ve yükünün belirlenmesinde daha geçerli olduğu kabul edilmektedir (Nogales ve diğ., 2002: 1). Ancak bu kabul, analizlerle desteklenmek zorundadır, bu sebeple de işbu tez çalışmasında arz-talep bazlı modellerden elde edilen tahmini fiyatlar, zaman serileri modelleri sonucu ortaya çıkan fiyatlar ve piyasada gerçekleşen fiyatlar karşılaştırılarak tavsiyelerde bulunulacaktır.

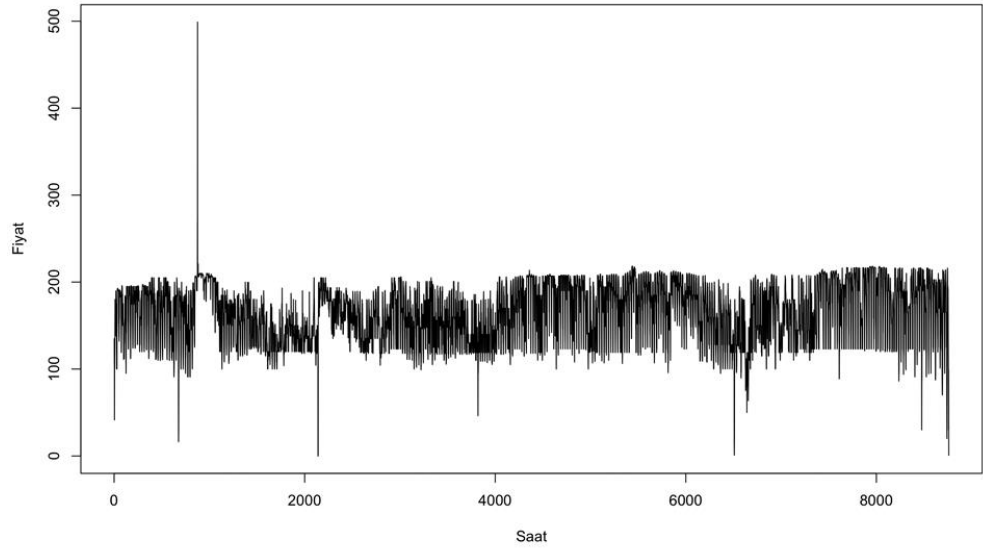
Zaman serileri modelleri, özellikle finansal piyasalarda hisse senedi fiyatı tahminlenmesi, emtia fiyatlarının tahminlenmesi, vb. alanlarda sıkça kullanılan bir yöntemdir (Kutner ve diğ., 2004: 175). Elektriğin günümüzde sosyolojik olarak temel bir hak olduğu iddia edilmekle birlikte bir emtia olduğu unutulmamalıdır (Resmi Gazete, 2013/28603: 1). Bu anlamda elektriğin ticareti; küresel, bölgesel veya ulusal olarak herhangi başka bir emtianın ticaretinden farklı değildir.

Zaman serileri analizleri birçok programlama dili ile uygulamaya geçirilebilmektedir. İşbu tez çalışmasında yukarıda bahsi geçen analiz için R istatistiki programlama dili ve aracı kullanılacaktır. R programlama dili; açık kaynak olarak erişilebilir olduğu, içeriğinde kullanıma hazır birçok fonksiyon paketini ve fonksiyonu barındırdığı, zaman serileri analizi anlamında küresel olarak birçok uygulaması olduğu ve açık kaynak kodları ile birlikte tekrar edilebilirliği kolay olduğu için tercih edilmiştir. İşbu tez çalışmasında uygulaması gerçekleştirilen analizlerin kaynak kodları, Ek bölümünde sunulacaktır. Bu vesileyle benzer analizler, aynı programlama dili kullanılarak kolaylıkla gerçekleştirilebilecektir.

3.1. Gerçekleşen Fiyatların Edinimi ve Yorumlanması

Bir önceki kısımda bahsedildiği üzere zaman serileri analizi, uzun vadeli yatırım kararlarının alınmasına destek teşkil etmesinden ziyade, kısa vadeli santral optimizasyonu kararlarının alınabilmesinde kullanılmaktadır. Bu amaçla bir tahminleme metodolojisi oluşturulurken, aynı zamanda arz-talep bazlı modeller ve gerçekleşen piyasa fiyatları ile karşılaştırılabilir olması göz önünde bulundurulmuştur. Uygulanan metodoloji ilerleyen kısımlarda detaylıca tartışılacaktır.

EPIAŞ'ın internet sitesi vasıtasıyla GÖP'te oluşan PTF'ler, saatlik kırıltımda yayımlanmaktadır. 2014 senesi, 365 gün ve 8760 saat için gerçekleşmiş olan PTF verileri, aşağıdaki şekilde görselleştirilmiştir:



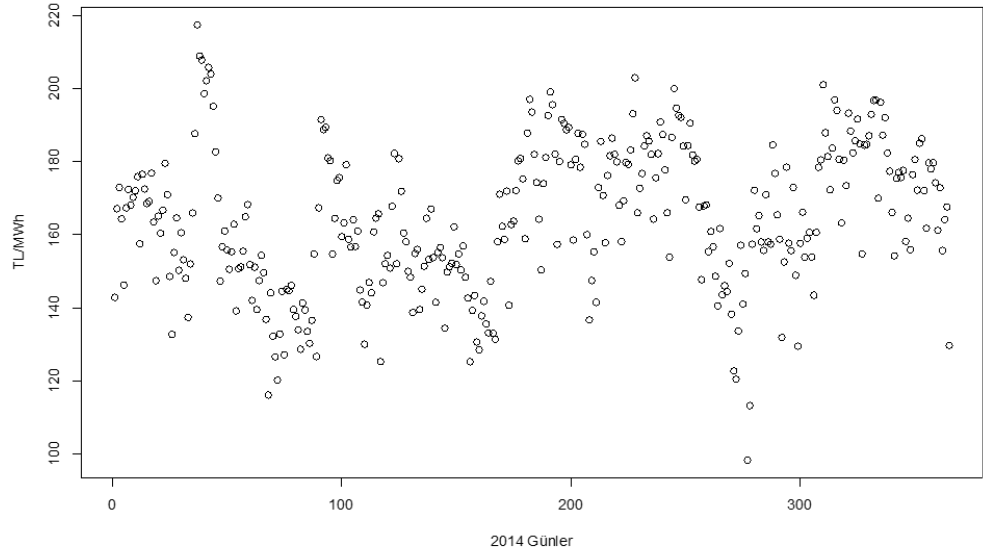
Şekil 3.1. 2014 Senesi Saatlik Fiyatlarının Gösterimi

Kaynak: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi Şeffaflık Platformu. <https://seffalik.epias.com.tr/transparency/>, Erişim Tarihi: 8 Ağustos 2017

Bu grafik incelendiğinde kış aylarında çok yüksek değerlere ulaşabilmekle birlikte bazı saatler 0 TL/MWh değeri dahil olmak üzere çok düşük değerler de gözlemlenebilmektedir; ancak fiyatların yine de 100 – 200 TL/MWh bandında dalgalandığı söylenebilir. Bir açıklama getirmek gerekirse, EPIAŞ platformunda, GÖP piyasasında 0 TL/MWh değer gerçekleşen bir saat için, o saat itibarıyla hiçbir eşleştirme işleminin gerçekleşmediği, yani alım veya satım yönlü verilen tekliflerin birbirleri ile eşleşmediği ve sonuç olarak bir fiyat oluşumunun ortaya çıkmadığı ifade

edilebilir. Böyle bir saat özelinde elektrik tedariğinin ve ticaretinin tezgahüstü piyasalar, ikili anlaşmalar ve/veya diğer organize piyasalar nezdinde gerçekleştiği varsayılabilir.

Saatlik gerçekleşen PTF fiyatları, gözlem sayısının fazlalığı anlamında analizler için önemli bir girdiyi teşkil etse dahi, arz-talep bazlı modellerin öge boyutu anlamında bu seviyede kurgulanamamasından ötürü karşılaştırılabilirlik anlamında faydalı olamamaktadır. Bu sebeple 2014 senesi ve analizi gerçekleştirilecek tüm seneler için saatlik olarak oluşan fiyatlar, ilgili günün 24 saatlik aritmetik ortalaması hesaplanmak suretiyle günlük fiyatlara dönüştürülecektir. Bu yöntem ile 2014 senesi için oluşan günlük fiyatlar, aşağıdaki grafikte gösterilmiştir.



Şekil 3.2. 2014 Senesi Günlük Fiyatlarının Gösterimi

Kaynak: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi Şeffaflık Platformu. <https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/>, Erişim Tarihi: 8 Ağustos 2017

Şekil incelendiğinde günlük fiyatların ortalama 160 TL/MWh seviyesinde olduğu, zaman zaman 220 TL/MWh seviyelerine ulaştığı veya 100 TL/MWh'nın altına düştüğü gözlemlenmektedir. Ancak saatlik olarak gözlemlenmiş olsa dahi hiçbir gün için 500 TL/MWh seviyelerinde veya 0 TL/MWh'lik bir fiyat gözlemlenmemiştir.

Yukarıda ifade edildiği üzere 2014 senesi ve takip eden seneler için 8760 saat veya 365 günlük oluşan elektrik fiyatları üzerinden analiz yapmak yerine, diğer modeller ile karşılaştırılabilirliğini sağlamak adına aylık kırımda fiyat tahmini gerçekleştirilmiştir.

3.2. Uygulanan Zaman Serileri Yöntemi

Uygulanan yöntemin açıklanabilmesi adına 2014 senesi temel olarak alınmış, gerçekleştirilen işlemler açıklanmış ve programlama kodları Ek bölümünde sunulmuştur. Buna göre uygulanan yöntem, adım adım aşağıdaki şekilde takip edilmiştir:

- Aylık Kırılımda Fiyat Oluşumu: EPİAŞ'ın internet sitesinde, Şeffaflık Platformu'nda yayımlanan elektrik fiyatı verileri, yıllık bazdan aylık kırılıma dönüştürülmüştür. Bu işlem gerçekleştirilirken saatlik verilerden hareket edilerek, aylık gün sayıları ve artık yıllar dikkate alınarak aylık fiyatlar hesaplanmıştır.
- Aylık Fiyatlar arasındaki İlişkinin İncelenmesi: 2014 senesi için aylık kırılımda oluşturulan fiyatlar, zaman serilerine dönüştürülerek, eşbütünleşme ("co-integration") değerleri, Phillips ve Ouliaris tarafından geliştirilen eşbütünleşme testi ile değerlendirilmiştir.

Phillips-Ouliaris testi ile eşbütünleşme, iki serinin koentegre olup olmadığını değerlendirmektedir (Korkmaz ve diğ., 2014: 567). Bu testte iki serinin eşbütünleşmesine ilişkin p-değeri hesaplanmakta, p-değerinin limit olarak değerlendirilen 0.1 anlamlılık düzeyinin altında kalması durumunda H_0 : Seriler Eşbütünleşik (Koentegre) Değildir hipotezi reddedilmekte ve serilerin eşbütünleşik olduğu kabul edilmektedir (Bruhn ve diğ., 2008: 3). Buna göre 2014 senesinde birbirini takip eden aylar arasındaki Philips-Ouliaris testi sonucu ortaya çıkan p-değerleri aşağıdaki tabloda verilmiştir:

Tablo 3.1 2014 Senesi için Ardışık Ay Fiyatları Zaman Serileri için Hesaplanan p-Değeri Tablosu

2014 Senesi Ardışık Ay Çiftleri	p-Değerleri
2013 Aralık - Ocak	0.15
Ocak - Şubat	0.03
Şubat - Mart	0.15
Mart - Nisan	0.01
Nisan - Mayıs	0.15
Mayıs - Haziran	0.05
Haziran - Temmuz	0.15

Temmuz - Ağustos	0.15
Ağustos - Eylül	0.07
Eylül - Ekim	0.15
Ekim - Kasım	0.09
Kasım - Aralık	0.10

Görüldüğü üzere anlamlılık düzeyi 0.1 olarak kabul edildiğinde 12 ay çiftinden 6 tanesi hariç aylık fiyatlar için oluşturulan zaman serilerinin eşbütünleşik olduğu kanıtlanabilir. İstatistiki olarak eşbütünleşik olduğu kanıtlanamayan ay çiftlerinden 2013 Aralık - Ocak, Nisan - Mayıs, Haziran - Temmuz, Temmuz - Ağustos ve Eylül - Ekim aylarının aynı mevsimde yer aldığı görülmektedir. Bu aylar için hesaplanacak olan hata oranları ayrıca incelenecektir.

- Ardışık Aylar için ilk Ayın Uygun Zaman Serisi ile Eğitilmesi: Eşbütünleşik aylardan ilk aya en uygun ARIMA zaman serisi uygulanacaktır. Bu uygulama için R programlama dili içerisindeki auto.arima fonksiyonu kullanılacaktır. Autoregressive (AR) zaman serileri lineer bir model olup, önceki gözlemlere bakarak zaman serisinde tahminleme yapmaktadır. Moving Average zaman serileri ise, birbirinden bağımsız ve aynı dağılıma sahip hata faktörleri için, önceki hata faktörlerinden etkilenen zaman serisini teşkil etmektedir. ARIMA serileri ise AR ve MA için hesaplanan katsayıların birlikte değerlendirilerek, hem geçmiş gözlemler hem de hata faktörleri ile birlikte ifade edilmektedir. Üç modelin de teorik tanımı aşağıda sunulmuştur (Tsay, 2010: 60).:

$$AR: x_t = \delta + \phi_1 x_{t-1} + \dots + w_t$$

$$MA: x_t = \mu + \theta_1 w_{t-1} + \dots + w_t$$

$$ARIMA: x_t = \mu + \phi_1 x_{t-1} + \dots + \theta_1 w_{t-1} + \dots + w_t$$

μ ... ortalama, ϕ_1 ... geçmiş verilerin katsayıları, w_t ... hata faktörleri

- auto.arima fonksiyonun en önemli özelliği, AIC (“Akaike Information Criterion”) ve BIC (“Bayesian Information Criterion”) birlikte hesaplayarak en uygun zaman serisini modele uygulamasıdır. AIC ($2p - 2 \cdot \log(L)$) zarar fonksiyonunu hesaplamaktadır; başka bir deyişle verilerin gerçek log-likelihood fonksiyonu ile tahminlenen log-likelihood arasındaki uzaklığı ifade etmektedir. Bu sebeple AIC değerini minimize eden, yani bu uzaklığı asgari düzeye indirgeyen modeli seçmek uygun olacaktır (Kutner ve diğ., 2004: 359). BIC değeri ($-2 \cdot \log(L) + p \cdot \log(n)$);

p=parametre sayısı, n=gözlem sayısı)) log-likelihood fonksiyonunun parametre ve gözlem sayısı fonksiyonu olarak artışını hesapladığı için, BIC değerini maksimize eden modeli seçmek uygun olacaktır (Kutner ve diğ., 2004: 360). R yazılımındaki auto.arima fonksiyonu, hem AIC değerini minimize eden, hem de BIC değerini maksimize eden modeli seçecektir.

- Örneğin 2014 Ocak ayı için, AIC ve BIC değerleri göz önünde bulundurulduğunda ARIMA (0,0,1) zaman serisi uygulanmıştır; yani 2014 Ocak ayı, MA(1) (Moving Average 1) zaman serisini takip etmektedir. Bu uygulama R programlama dili kullanılarak aşağıdaki şekilde gösterilmektedir:

```
> train = tsdata2014Jan
> arma_fit = auto.arima(train)
> arma_fit
Series: train
ARIMA(0,0,1) with non-zero mean

Coefficients:
      ma1      mean
    0.4474 162.7681
s.e. 0.1892   2.6863

sigma^2 estimated as 115.7: log likelihood=-116.7
AIC=239.4  AICc=240.29  BIC=243.7
```

Şekil 3.3. 2014 Ocak Ayı için auto.arima Fonksiyonu ile Seçilen ARIMA Modeli (R Gösterimi)

ARIMA (0,0,1) modeli, diğer bir deyişle MA(1) modeli ilgili zaman serisi için gerekli katsayıları ile ortalamaları vermektedir (Tsay, 2010: 38). Buna göre Ocak 2014 için uygun bulunan, AIC değerini minimize ederken BIC değerini maksimize eden zaman serisi, şu şekilde ifade edilebilir:

$$x_t = 162.7681 + w_t + 0.4474 w_{t-1}$$

- Ardışık Aylar için ikinci Ayın Uygun Zaman Serisi ile Tahminlenmesi ve Test Edilmesi: Eşbütünleşik aylardan ikinci ay, ilk ayın devamı olarak düşünülerek ilk ay için uygun bulunan zaman serileri ile tahminlenecektir. Bu işlem için R yazılımındaki forecast fonksiyonu kullanılacaktır. Örneğin 2014 Şubat ayı fiyat tahminleri, 2014 Ocak ayı için uygulanmış olan MA(1) zaman serisinin devamı olarak, her bir 28 gün için fiyat tahmini teşkil edecek şekilde hesaplanacaktır.

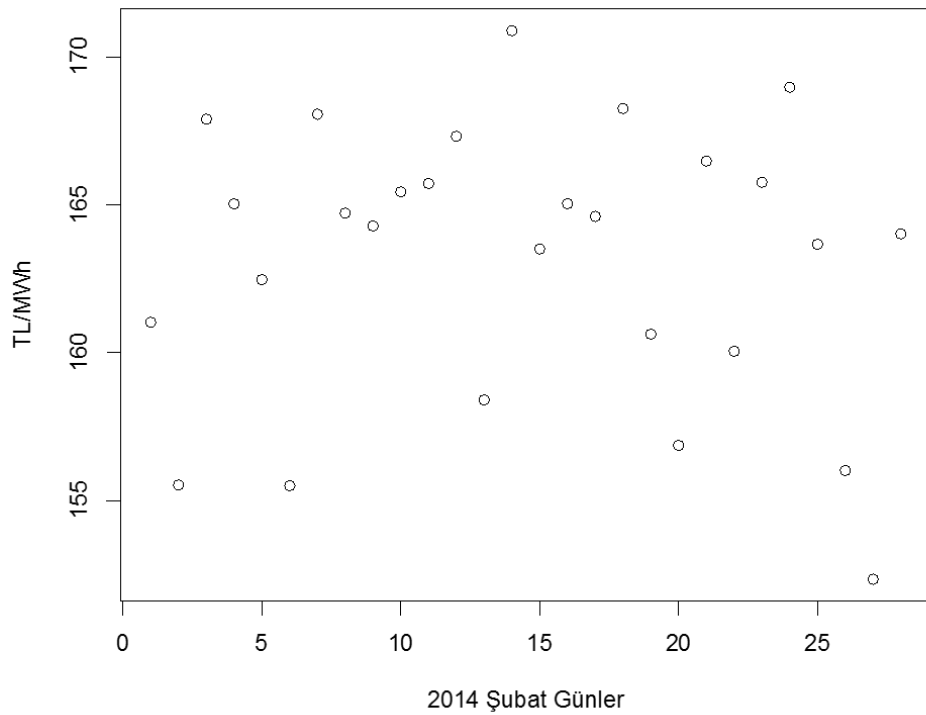
```

> train = tsdata2014Jan
> test = tsdata2014Feb
> arma_fit = auto.arima(train)
> arma_forecast = forecast(arma_fit, h = 28)
> arma_forecast$fitted[1:28]
[1] 161.0308 155.5320 167.8972 165.0341 162.4691 155.5047 168.0670 164.7199 164.2891 165.4436 165.7235 167.3206 158.4016 170.8913 163.5101 165.0451 164.6134
[18] 168.2601 160.6297 156.8721 166.4846 160.0550 165.7631 168.9804 163.6715 156.0213 152.3442 164.0233

```

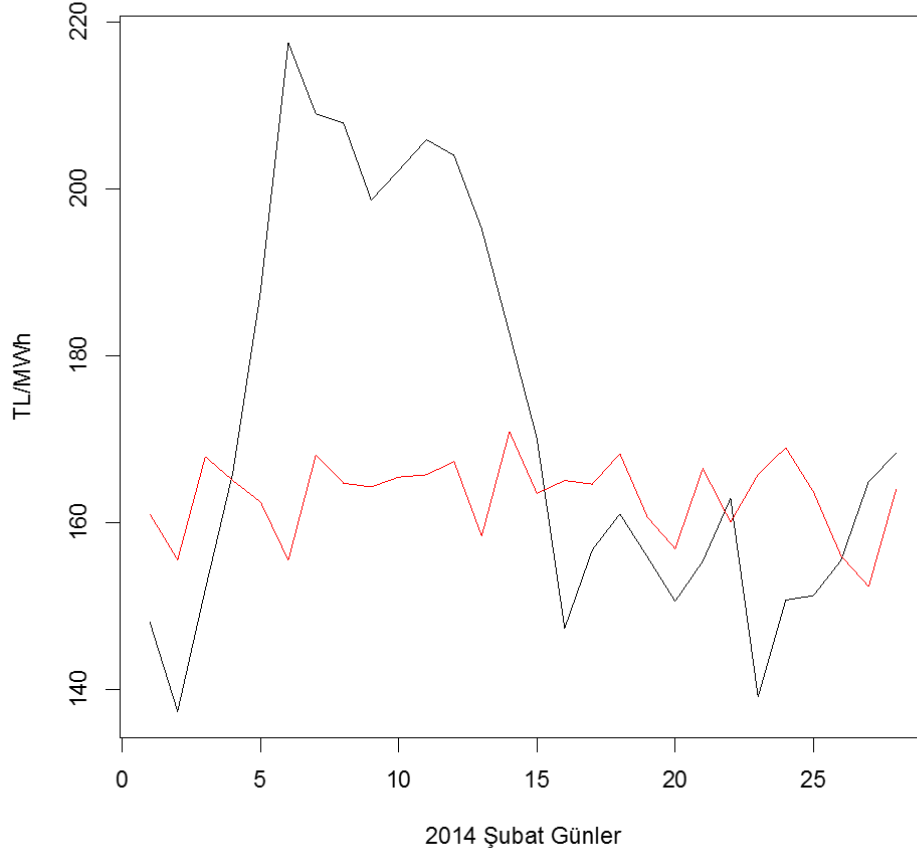
Şekil 3.4. 2014 Şubat Ayı Zaman Serisi Günlük Fiyat Tahminin Hesaplanması (R Gösterimi)

Gerçekleştirilen istatistiki işlemler sonucu 2014 Şubat ayı için 28 veri noktası, yani 2014 Şubat ayının her bir günü için bir fiyat tahmini oluşturulmuştur. Bu fiyat tahminleri aşağıdaki şekilde görselleştirilmiştir:



Şekil 3.5. 2014 Şubat Ayı Zaman Serisi Günlük Fiyat Tahmini

Şekil incelendiğinde aykırı değerlerin fazla olmadığı ve ortalama fiyatın 160 – 165 TL/MWh seviyelerinde olduğu gözlemlenebilir. Bu gözlemi destekleyecek analizler gerçekleştirilecektir. 2014 Şubat ayı için tahminlenen gerçekleşen fiyatlar (siyah) ile tahminlenen fiyatlar (kırmızı), aşağıdaki görselde birlikte gösterilmiştir:



Şekil 3.6. 2014 Şubat Ayı için Gerçekleşen ve Tahminlenen Fiyatların

Kaynak: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi Şeffaflık Platformu.
<https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/>, Erişim Tarihi: 8 Ağustos 2017

Grafiğe bakıldığında gerçekleşen fiyatların daha dalgalı bir seyir izlediği, gerçekleşen fiyatların standart sapmasının daha yüksek olduğu, tahminlenen fiyatların gerçekleşen fiyatlardaki eğilimleri, günlük farklarla takip edebildiği görülebilmektedir. Örneğin arka arkaya iki gün düşüş gösteren gerçekleşmiş fiyatlar, tahminlenen fiyatlar grafiğinde doğru şekilde tasvir edilmiştir. Tahminlenen fiyatların ortalaması, gerçekleşmiş fiyatların ortalamasına yakındır. Gerçekleşen ve tahminlenen fiyatların ortalamaları hesaplanarak karşılaştırılacaktır.

- Gerçekleşen ve Tahminlenen Fiyatlar arasındaki Mutlak Hata ve Ortalama Karesel Hata (Mean Squared Error) Oranlarının Bulunması ve Karşılaştırılması: Tahminlenen günlük fiyatlar ve gerçekleşen günlük fiyatlar arasındaki farkların karesi alınarak, 2014 Şubat ayı için 28'e bölünmek suretiyle Ortalama Karesel Hata oranı hesaplanacaktır. Aynı zamanda iki verinin birbirinden çıkartılması ve mutlak değerinin

alınması suretiyle mutlak hata oranı da günlük bazda hesaplanacaktır ve karşılaştırmalar gerçekleştirilirken dikkate alınacaktır. Ortalama hata oranı (Mean Absolute Error) da ayrıca raporlanacaktır. Teorik olarak bu ortalama hata ve ortalama karesel hata oranı şöyle gösterilmektedir:

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |x_i - \hat{x}_i|$$

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \hat{x}_i)^2$$

Bu gösterimde n gözlem / tahmin sayısını, x_i gerçekleşen değerleri, $\hat{x}_i$ ise tahminlenen değerleri ifade etmektedir.

Bu bilgiler ışığında 2014 Şubat ayı için gerçekleşen ve tahminlenen fiyatlar ile hata oranları, her gün için aşağıdaki şekilde listelenmiştir:

Tablo 3.2 2014 Şubat Ayı için Günlük Gerçekleşen ve Tahminlenen Fiyatlar için Mutlak Hata ve Karesel Hata Oranlarının Gösterimi

	Gerçekleşen	Tahminlenen	Hata	Karesel Hata
1	148.05	161.0308	-12.9808073	168.5013583
2	137.39	155.5320	-18.1420329	329.1333587
3	152.00	167.8972	-15.8971946	252.7207950
4	166.01	165.0341	0.9758593	0.9523014
5	187.70	162.4691	25.2309309	636.5998757
6	217.49	155.5047	61.9852961	3842.1769377
7	208.99	168.0670	40.9230112	1674.6928416
8	207.86	164.7199	43.1401295	1861.0707717
9	198.64	164.2891	34.3508717	1179.9823832
10	202.20	165.4436	36.7563679	1351.0305778
11	205.88	165.7235	40.1565498	1612.5484895
12	204.01	167.3206	36.6894168	1346.1133070
13	195.20	158.4016	36.7983606	1354.1193460
14	182.71	170.8913	11.8187267	139.6823002
15	170.08	163.5101	6.5698938	43.1635040
16	147.34	165.0451	-17.7050504	313.4688114
17	156.75	164.6134	-7.8633794	61.8327355
18	161.04	168.2601	-7.2200570	52.1292234
19	155.86	160.6297	-4.7696946	22.7499863
20	150.57	156.8721	-6.3020883	39.7163168
21	155.40	166.4846	-11.0846417	122.8692809
22	162.90	160.0550	2.8449687	8.0938470
23	139.14	165.7631	-26.6230862	708.7887169
24	150.73	168.9804	-18.2504271	333.0780911
25	151.25	163.6715	-12.4215320	154.2944573
26	155.48	156.0213	-0.5412949	0.2930001
27	164.95	152.3442	12.6058439	158.9072993
28	168.29	164.0233	4.2667270	18.2049593

Farklı hata oranları hesaplanabilmekle birlikte, arz-talep bazlı modeller ile karşılaştırılabilmek adına mutlak hata oranları, aylık olarak karşılaştırılacaktır. Böylelikle her bir ay için hangi modelin daha iyi performans gösterdiği incelenecek ve senenin geneline bakılarak hangi modelin tercih edilmesinin faydalı olacağı konusunda görüş bildirilebilecektir.

3.3. 2014 Senesi için Zaman Serisi Analizi ve Sonuçları

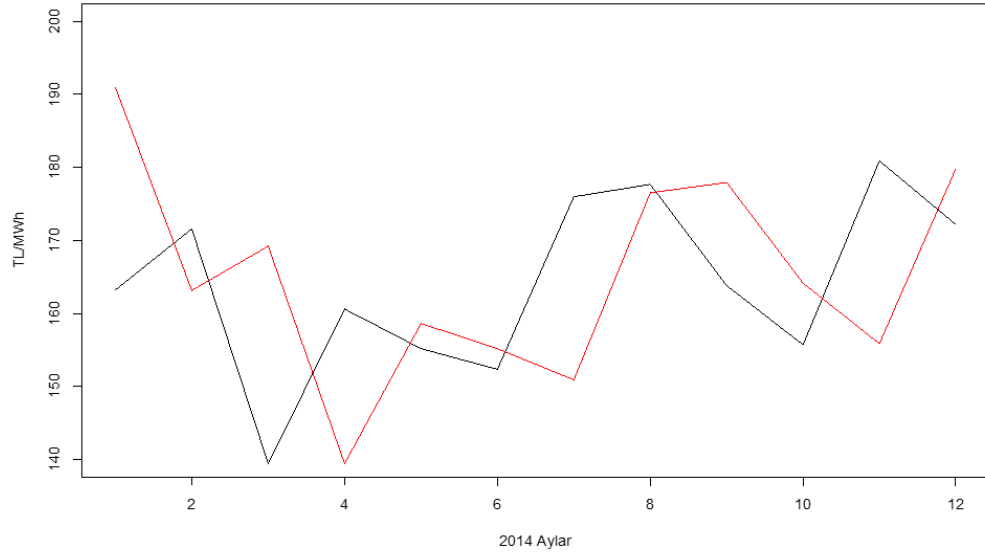
Yukarıda aktarılmış olan metodoloji çerçevesinde 2014 senesi için gerçekleşen ve tahminlenen fiyatlar ile, günlük tahminlenen ve gerçekleşen fiyatlar üzerinden hesaplanan ortalama hata ve ortalama karesel hata oranları ile arz-talep bazlı modeller ile karşılaştırılacak olan mutlak hata oranları aşağıda tabloda birlikte gösterilmiştir:

Tablo 3.3 2014 Senesi için Aylık Kırılımda Gerçekleşen ve Tahminlenen Elektrik Fiyatları ve Hata Oranları

	Gerçekleşen	Tahminlenen	Mutlak Hata	Ortalama Hata	Ortalama Karesel Hata
Ocak	163.2274	190.9476	27.720210	28.01177	1052.9844
Şubat	171.5682	163.1642	8.403988	19.81837	635.2470
Mart	139.4377	169.2113	29.773573	30.81570	1548.0377
Nisan	160.6060	139.4377	21.168258	22.73729	723.5775
Mayıs	155.1774	158.6169	3.439461	14.82764	369.2265
Haziran	152.3470	155.1648	2.817785	15.74208	324.3813
Temmuz	175.9729	150.9000	25.072931	32.37201	1364.7550
Ağustos	177.6706	176.5234	1.147268	13.13733	259.2525
Eylül	163.8210	177.9395	14.118488	22.95118	750.4452
Ekim	155.7039	164.1489	8.445036	23.37303	980.4736
Kasım	180.8930	155.8561	25.036937	26.05063	907.3253
Aralık	172.1919	179.8398	7.647842	15.47088	376.3096

Tabloya bakıldığında Şubat, Mayıs, Haziran, Ağustos, Ekim ve Aralık ayları için, yani fiyat tahmini yapılan 12 ayın 6'sı için tahminlenen fiyat ve gerçekleşen fiyat mutlak farkının 10 TL/MWh'den düşük olduğu gözlemlenebilmektedir. Özellikle eşbütünleşik olduğu istatistiksel olarak kanıtlanamayan ay çiftlerinden Nisan – Mayıs, Temmuz – Ağustos ve Eylül – Ekim ay çiftleri üzerinden yapılan tahminlemelerde mutlak hata oranının 10 TL/MWh ile ortalama mutlak hata oranı olarak hesaplanan 14.54 TL/MWh'den daha düşük olduğu görülmektedir.

2014 senesi gerçekleşen (siyah) ve tahminlenen (kırmızı) aylık fiyatlar için grafik şu şekilde oluşmuştur:



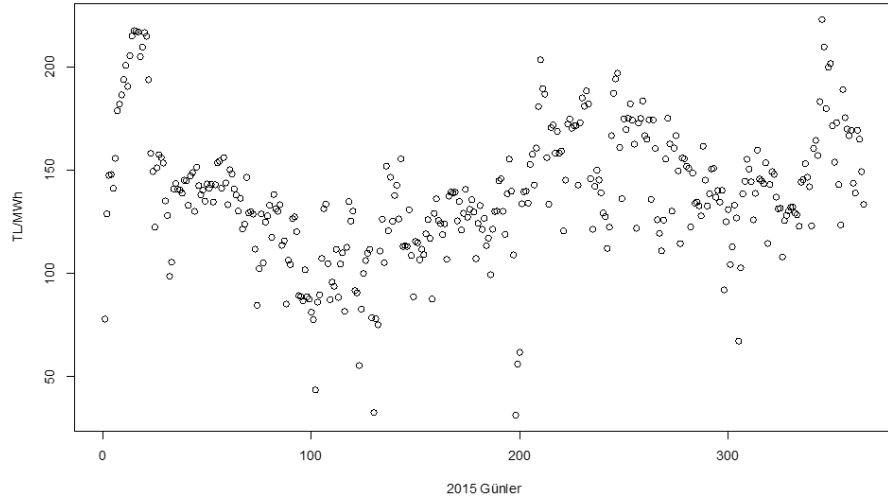
Şekil 3.7. 2014 Senesi için Gerçekleşen ve Tahminlenen Fiyatlar Grafiği

Kaynak: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi Şeffaflık Platformu. <https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/>, Erişim Tarihi: 8 Ağustos 2017

Grafik incelendiğinde tahminlenen fiyatların gerçekleşen fiyatları aylık olarak takip ettiği ifade edilebilir. Özellikle mevsimsellik etkisinin yoğun olduğu aylar itibariyle zaman serileri analizi doğruya en yakın sonuçları ortaya koymuştur. Mayıs, Haziran ve Ağustos aylarında en sağlıklı tahminler elde edilmiştir.

3.4. 2015 Senesi için Zaman Serisi Analizi ve Sonuçları

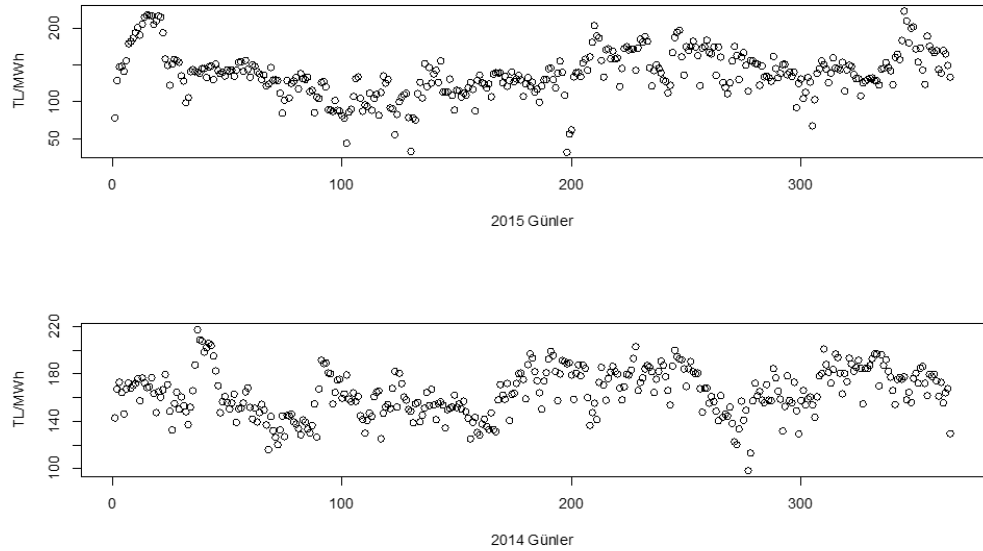
EPİAŞ Şeffaflık Platformu üzerinden elde edilen 2015 senesi için saatlik verilerin günlük kırılıma dönüştürülmesi sonucu elde edilen dağılım aşağıdaki grafikte görselleştirilmiştir:



Şekil 3.8. 2015 Senesi Günlük Fiyatlarının Gösterimi

Kaynak: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi Şeffaflık Platformu.
<https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/>, Erişim Tarihi: 10 Ağustos 2017

Grafik incelendiğinde 2014 senesine göre aykırı değerlerin ve standart sapmanın daha düşük olduğu, fiyat ortalamasının 150 TL/MWh civarında seyrettiği ifade edilebilir. 2014 ve 2015 seneleri için günlük fiyat dağılımları birlikte aşağıdaki grafikte sunulmuştur:



Şekil 3.9. 2014 ve 2015 Seneleri için Gerçekleşen Günlük Fiyatların Karşılaştırması

Kaynak: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi Şeffaflık Platformu.

<https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/>, Erişim Tarihi: 10 Ağustos 2017

2014 ve 2015 fiyatlarını görsel olarak karşılaştırdığımızda; 2014 senesinde mevsimsellik etkisinin daha yüksek olduğu, yani mevsimlere göre fiyat değişikliklerinin daha net gözlemlendiğini ve 2015 senesinde fiyat ortalamasının 2014 senesine göre daha düşük kaldığı söylenebilir. Bu gözlemler teknik analiz ile desteklenmeye çalışılacaktır. Önceki kısımda aktarılan metodoloji uyarınca 2015 senesi fiyatları için Phillips-Ouliaris testi uygulanmıştır. Buna göre 2015 senesinde birbirini takip eden aylar arasındaki Philips-Oularis testi sonucu ortaya çıkan p-değerleri aşağıdaki tabloda verilmiştir:

Tablo 3.4 2015 Senesi için Ardışık Ay Fiyatları Zaman Serileri için Hesaplanan p-Değeri Tablosu

2015 Senesi Ardışık Ay Çiftleri	p-Değerleri
2014 Aralık - Ocak	0.14
Ocak - Şubat	0.15
Şubat - Mart	0.07
Mart - Nisan	0.12
Nisan - Mayıs	0.15
Mayıs - Haziran	0.14
Haziran - Temmuz	0.03
Temmuz - Ağustos	0.13
Ağustos - Eylül	0.15
Eylül - Ekim	0.05
Ekim - Kasım	0.04
Kasım - Aralık	0.09

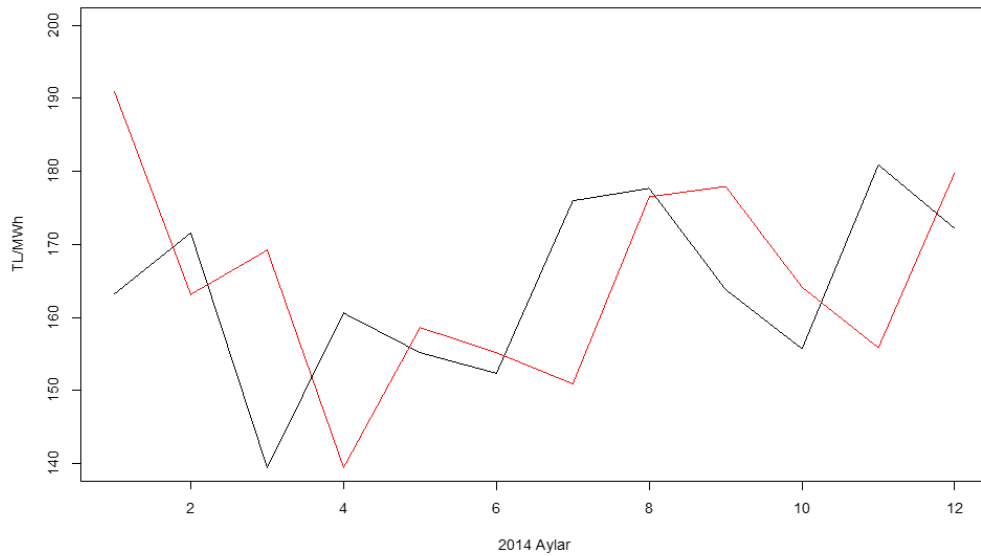
Anlamlılık düzeyi 0.1 olarak kabul edildiğinde 12 ay çiftinden istatistiki olarak beşinin eşbütünleşik olduğu kanıtlanabilir. İstatistiki olarak eşbütünleşik olduğu kanıtlanamayan ay çiftleri için yine hata oranları hesaplanarak yorumlanacaktır.

2014 senesi için uygulanan ve detaylandırılarak aktarılan yöntemin 2015 senesi için uygulanması ile gerçekteşen ve tahminlenen fiyatlar ile hata oranları aşağıdaki tablodaki gibi gerçekteşmektedir:

Tablo 3.5 2015 Senesi için Aylık Kırılımda Gerçekleşen ve Tahminlenen Elektrik Fiyatları ve Hata Oranları

	Gerçekleşen	Tahminlenen	Mutlak Hata	Ortalama Hata	Ortalama Karesel Hata
Ocak	172.8790	175.0640	2.184989	34.24518	1630.0559
Şubat	140.1004	173.1827	33.082393	37.99166	2104.9300
Mart	124.3487	140.1979	15.849169	18.96417	619.8200
Nisan	101.7213	126.9096	25.188228	32.78728	1421.2551
Mayıs	108.4974	101.9558	6.541611	24.58902	924.6465
Haziran	124.6633	107.1784	17.484967	22.89784	765.3846
Temmuz	132.8119	123.7653	9.046612	28.04984	1635.7696
Ağustos	154.6552	130.6954	23.959724	42.68553	3264.1993
Eylül	160.6923	155.6503	5.042066	19.84111	596.5434
Ekim	137.6281	159.0298	21.401772	24.82515	847.2330
Kasım	133.6880	140.6290	6.941002	16.44598	613.8040
Aralık	163.6416	133.6277	30.013888	31.93975	1449.1038

2015 senesi gerçekleşen (siyah) ve tahminlenen (kırmızı) aylık fiyatlar için grafik şu şekilde oluşmuştur:



Şekil 3.10. 2015 Senesi için Gerçekleşen ve Tahminlenen Fiyatlar Grafiği

Kaynak: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi Şeffaflık Platformu.

<https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/>, Erişim Tarihi: 10 Ağustos 2017

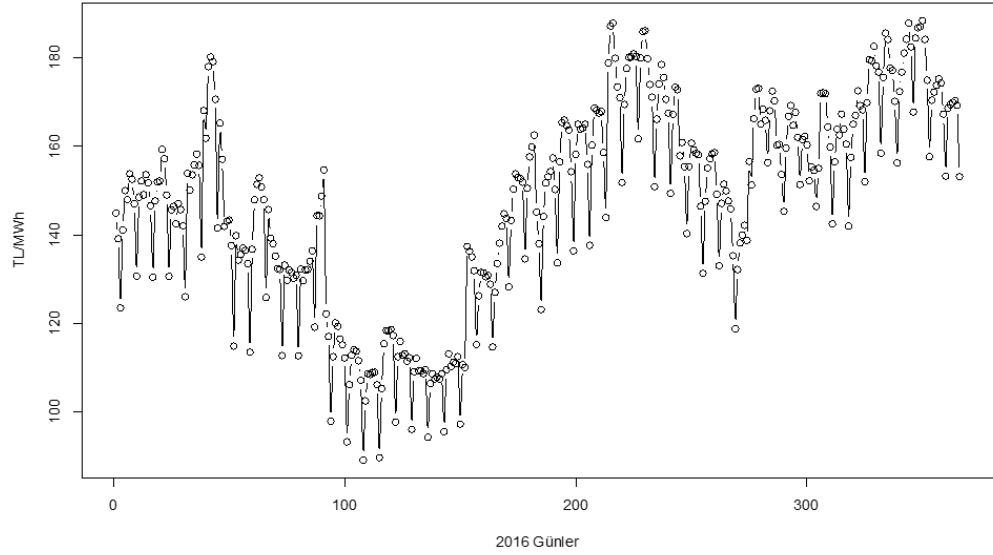
Grafik ve tablo incelendiğinde:

- Mevsimsellik etkisinin ardışık aylarda etkisini gösterdiği,
- Sene itibariyle özellikle Şubat ve Aralık aylarında alışlageldiğinden dışında düşük fiyatlarla karşılaşıldığı ve bu durumun sonucu olarak ilgili aylardaki hata oranının yüksek seyrettiği,

- Görsel olarak 2014 senesine oranla daha iyi tahmin yapılabildiği düşünülse de ortalama mutlak hata oranının 16.39 TL/MWh ile 2014 senesi tahminlerinin üzerinde olduğu ve
- İstatistiksel olarak eşbütünleşik olduğu kanıtlanamayan 2014 Aralık – Ocak, Nisan – Mayıs ve Ağustos – Eylül ay çiftlerinde mutlak hata oranının 10 TL/MWh'nın altında hesaplandığı kaydedilmiştir.

3.5. 2016 Senesi için Zaman Serisi Analizi ve Sonuçları

2016 senesi için gerçekleşen fiyatların günlük kırılda gösterimi aşağıdaki şekildeki gibi gerçekleşmiştir:

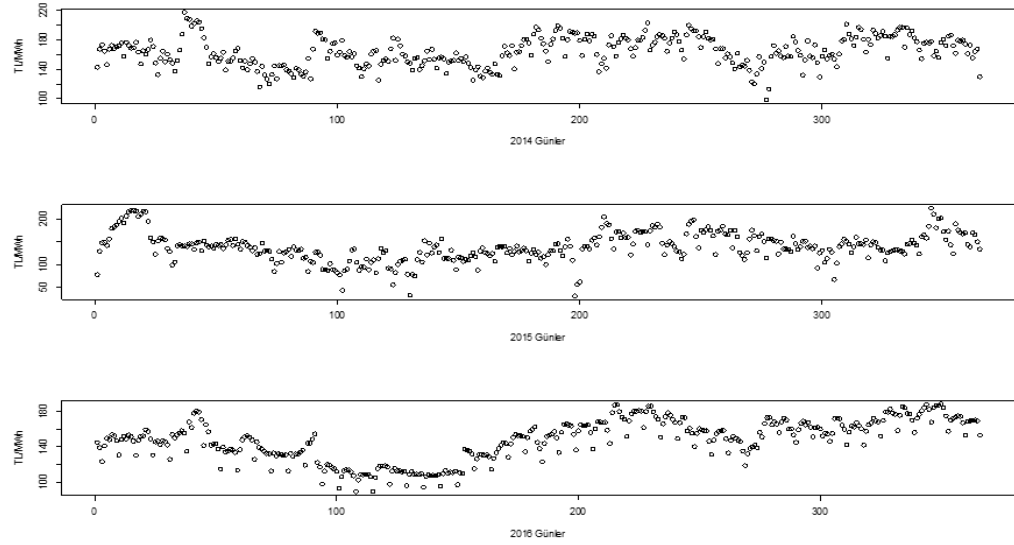


Şekil 3.11. 2016 Senesi Günlük Fiyatlarının Gösterimi

Kaynak: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi Şeffaflık Platformu.

<https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/>, Erişim Tarihi: 13 Ağustos 2017

2016 senesindeki günlük fiyatların mevsimsellik olarak 2014 ve 2015 seneleri fiyatlarına oranla daha sert iniş-çıkışlar gösterdiği söylenebilmektedir. Buna karşın aykırı değerlerin daha az görüldüğü ve sene boyunca salınımın daha kısıtlı kaldığı söylenebilmektedir. 2014, 2015 ve 2016 seneleri için günlük fiyat dağılımları aşağıdaki şekilde birlikte gösterilmiştir:



Şekil 3.12. 2014, 2015 ve 2016 Seneleri için Gerçekleşen Günlük Fiyatların Karşılaştırması

Kaynak: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi Şeffaflık Platformu.

<https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/>, Erişim Tarihi: 13 Ağustos 2017

2016 senesi fiyatları için Phillips-Ouliaris testi uyarınca ortaya çıkan p-değerleri aşağıdaki tabloda verilmiştir:

Tablo 3.6 2016 Senesi için Ardışık Ay Fiyatları Zaman Serileri için Hesaplanan p-Değeri Tablosu

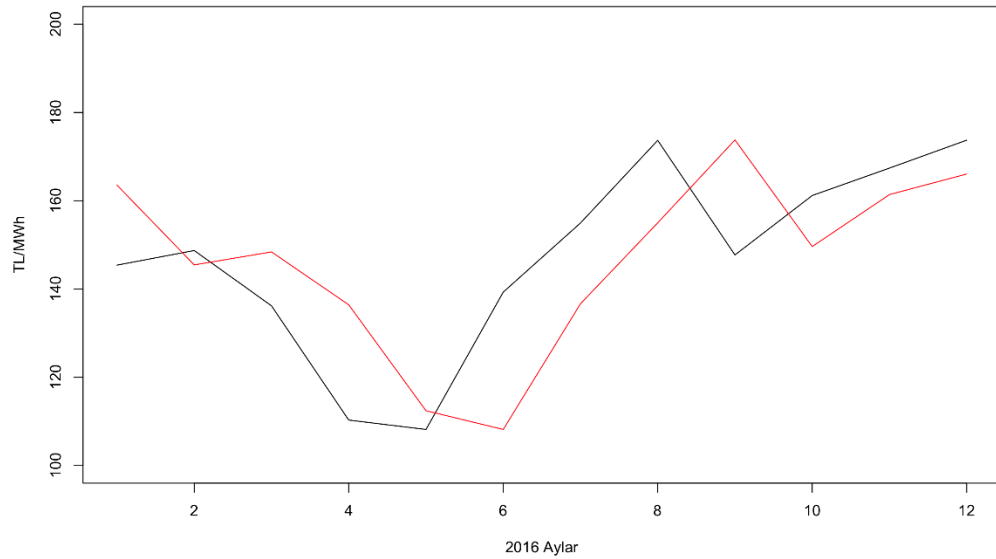
2016 Senesi Ardışık Ay Çiftleri	p-Değerleri
2015 Aralık - Ocak	0.15
Ocak - Şubat	0.06
Şubat - Mart	0.15
Mart - Nisan	0.08
Nisan - Mayıs	0.12
Mayıs - Haziran	0.01
Haziran - Temmuz	0.15
Temmuz - Ağustos	0.04
Ağustos - Eylül	0.10
Eylül - Ekim	0.15
Ekim - Kasım	0.05
Kasım - Aralık	0.06

12 ay çiftinden yedisinin eşbütünleşik olduğu istatistiki olarak kanıtlanmıştır. Diğer ay çiftleri için tahminleme yapıldıktan sonra hata oranları incelenecektir. 2014 ve 2015 seneleri için uygulanan ve detaylandırılarak aktarılan yöntemin 2016 senesi için uygulanması ile gerçekleşen ve tahminlenen fiyatlar ile hata oranları aşağıdaki tablo ve grafikteki gibi gerçekleşmektedir:

Tablo 3.7 2016 Senesi için Aylık Kırılımda Gerçekleşen ve Tahminlenen Elektrik Fiyatları ve Hata Oranları

	Gerçekleşen	Tahminlenen	Mutlak Hata	Ortalama Hata	Ortalama Karesel Hata
Ocak	145.4045	163.5337	18.129172	20.109066	528.34548
Şubat	148.7197	145.4599	3.259781	14.634739	315.46305
Mart	136.1884	148.4034	12.214991	19.496815	582.16732
Nisan	110.2963	136.4190	26.122655	26.122655	769.98035
Mayıs	108.1681	112.4218	4.253751	7.038637	95.57962
Haziran	139.2870	108.1681	31.118935	31.118935	1118.49553
Temmuz	154.9555	136.6490	18.306455	21.409035	603.97572
Ağustos	173.6794	154.9905	18.688877	21.194683	683.13773
Eylül	147.7177	173.7753	26.057588	26.057588	819.38900
Ekim	161.1781	149.6183	11.559768	15.024748	300.17674
Kasım	167.3960	161.3980	5.998020	12.363851	226.44802
Aralık	173.7239	166.0544	7.669519	16.432745	403.93051

2016 senesi gerçekleşen (siyah) ve tahminlenen (kırmızı) aylık fiyatlar için grafik şu şekilde olmuştur:



Şekil 3.13. 2016 Senesi için Gerçekleşen ve Tahminlenen Fiyatlar Grafiği

Kaynak: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi Şeffaflık Platformu.
<https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/>, Erişim Tarihi: 13 Ağustos 2017

Grafik ve tablo incelendiğinde:

- Mevsimsellik etkisiyle birlikte birbirini takip eden aylarda iyi tahminlerin ortaya çıktığı,
- Nisan ayı gibi alışlageldiğin dışında düşük fiyatların ortaya çıktığı aylarda hata oranlarının yüksek olduğu,
- Ortalama mutlak hata oranının 15.28 TL/MWh ile 2015 senesinin gerisinde kaldığı ve
- Diğer senelere oranlar eşbütünleşik olmayan ay çiftlerinde, iyi tahminlemelerin yapılamadığı ve mutlak hata oranlarının 10 TL/MWh'nın üzerinde kaldığı ortaya çıkmıştır.

3.6. 2017 Senesi için Zaman Serisi Analizi ve Sonuçları

2017 senesinin tümü için bir analiz yapılamamakla birlikte, Kasım ayına kadar gerçekleşen değerler üzerinden aktarılan yöntem dahilinde analiz gerçekleştirilebilir. 2014, 2015 ve 2016 senelerine nazaran bu analiz, on iki ay yerine on bir ayı kapsayacaktır. 2017 senesi fiyatları için Phillips-Ouliaris testi uyarınca ortaya çıkan p-değerleri aşağıdaki tabloda verilmiştir:

Tablo 3.8 2016 Senesi için Ardışık Ay Fiyatları Zaman Serileri için Hesaplanan p-Değeri Tablosu

2017 Senesi Ardışık Ay Çiftleri	p-Değerleri
2016 Aralık - Ocak	0.15
Ocak - Şubat	0.15
Şubat - Mart	0.15
Mart - Nisan	0.01
Nisan - Mayıs	0.15
Mayıs - Haziran	0.03
Haziran - Temmuz	0.15
Temmuz - Ağustos	0.10
Ağustos - Eylül	0.12
Eylül - Ekim	0.14
Ekim - Kasım	0.07

Görüldüğü üzere Phillips-Ouliaris testi, 2017 senesi için iyi sonuç vermemiştir; yani dört ay çifti hariç diğer ay çiftlerinin eşbütünleşik oldukları istatistiki olarak kanıtlanamamıştır. İzlenen yöntem uyarınca zaman serileri analizi sonuçlarının hata oranlarının yüksek olması beklenebilir. Ancak gerçek sonuçları, arz-talep bazlı modellerden gelen sonuçlar ile karşılaştırma yapılıncaya ortaya çıkabilecektir.

Zaman serileri analizi yöntemi uyarınca gerçekleşen ve tahminlenen fiyatlar ile hata oranları, aşağıdaki tabloda sunulmuştur:

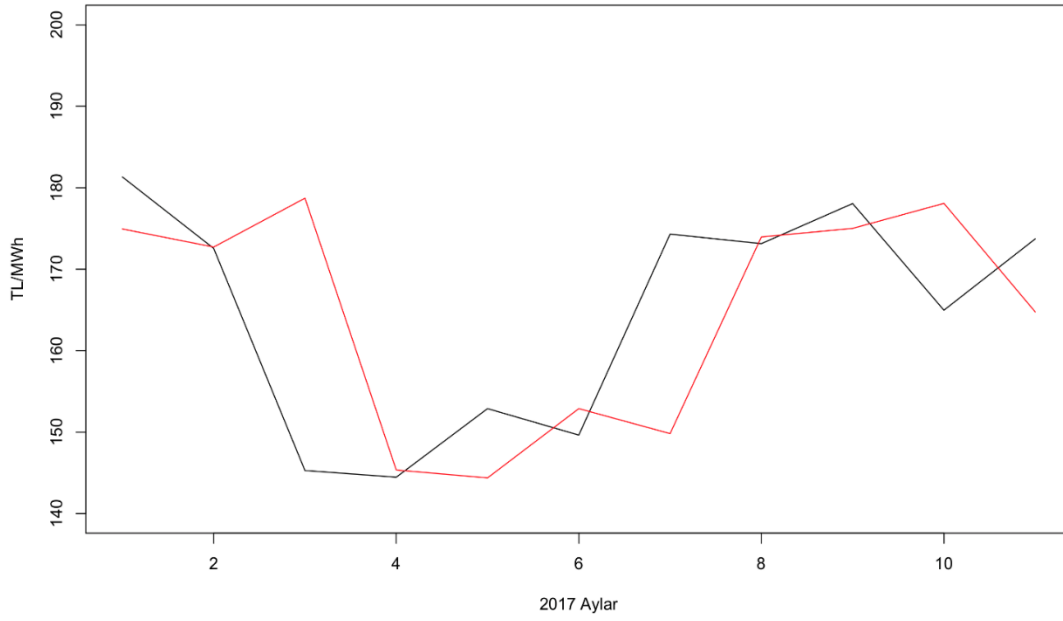
Tablo 3.9 2017 Senesi için Aylık Kırılımda Gerçekleşen ve Tahminlenen Elektrik Fiyatları ve Hata Oranları

	Gerçekleşen	Tahminlenen	Mutlak Hata	Ortalama Hata	Ortalama Karesel Hata
Ocak	181.3239	174.9404	6.3834653	23.89958	985.7458
Şubat	172.5546	172.7215	0.1668614	40.23314	2839.8641
Mart	145.2894	178.7215	33.4321890	37.08832	2255.9735
Nisan	144.4673	145.3520	0.8847032	12.02900	199.3426
Mayıs	152.8868	144.3814	8.5053565	13.87182	257.7009
Haziran	149.6367	152.8868	3.2501075	11.27316	212.7653
Temmuz	174.3094	149.8191	24.4902225	25.83603	977.0501
Ağustos	173.1381	173.9609	0.8228776	13.59363	256.8368
Eylül	178.0600	175.0103	3.0497000	17.96363	473.7843
Ekim	164.9690	178.0818	13.1127268	18.96620	511.8212
Kasım	173.7213	164.7633	8.9580567	19.37069	462.5775

Özellikle eşbütünleşik oldukları kanıtlanamayan Şubat-Mart, Haziran-Temmuz ve Eylül-Ekim ay çiftleri üzerinden gerçekleştirilen analizlerde yüksek hata oranlarının görüldüğü söylenebilir. Bu aylar için gerçekleştirilecek arz-talep bazlı model tahminlerinin daha iyi sonuç vereceği öngörülebilir.

Buna karşın özellikle eşbütünleşik olduğu kanıtlanan ay çiftleri üzerinden gerçekleştirilen analizlerde 1 TL/MWh'nın dahi altında kalan mutlak hata oranlarının da etkisiyle ortalama mutlak hata oranı 9.37 TL/MWh seviyesinde kalmıştır. 2017 senesi bu özelliği ile 2014, 2015 ve 2016 senelerine göre daha iyi sonuç vermiştir.

Gerçekleşen ve tahminlenen fiyatların grafiği aşağıdaki şekilde sunulmuştur:



Şekil 3.14. 2017 Senesi için Gerçekleşen ve Tahminlenen Fiyatlar Grafiği

Kaynak: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi Şeffaflık Platformu.

<https://seffalik.epias.com.tr/transparency/>, Erişim Tarihi: 13 Ağustos 2017

Sonuç itibariyle zaman serileri analizi için şu sonuçlara varılabilir:

- Eşbütünleşik olduğu istatistiki olarak kanıtlanabilen ay çiftleri için zaman serileri analizi, düşük mutlaka hata oranları düşünüldüğünde genel olarak iyi sonuç vermektedir.
- Eşbütünleşik olduğu istatistiki olarak kanıtlanamayan ay çiftleri için zaman serilerin analizi, bazı aylar için yine de iyi sonuç vermektedir. Ancak 2017 senesi için gerçekleştirilen analiz dikkate alındığında yüksek mutlaka hata oranları da gözlemlenebilmektedir. Eşbütünleşik olmayan ay çiftleri için arz-talep bazlı modeller ile gerçekleştirilen analiz, belirleyici olacaktır.
- Genel olarak ay çiftleri için gerçekleştirilen analizi, mevsim içi analizlerde, yani aynı mevsimde yer alan ay çiftleri üzerinden gerçekleştirilen analizlerde daha iyi sonuç verdiği söylenebilir.
- Ortalama mutlak hata oranı senelik olarak 14-16 TL/MWh seviyelerinde kalmıştır. Ancak 2017 senesi için bu değer 10 TL/MWh'nin altında gerçekleşmiştir.

4. ARZ-TALEP BAZLI MODELLER İLE ELEKTRİK FİYATININ TAHMİNLENMESİ

Yukarıdaki kısımlarda bahsi geçen Türkiye Elektrik Piyasası karakteristikleri, piyasanın kendine has dinamikleri, mevzuat yapısı ve teknik karakteristikleri ışığında bu tez çalışmasına girdi sağlamak adına arz-talep bazlı elektrik fiyatlarını tahminleyen bir model geliştirilmiştir. Kolay kullanımını ve güncellenebilmesini sağlamak adına bu model, Microsoft Excel aracı kullanılarak oluşturulmuştur.

Arz-talep bazlı bu model, 2023 senesi de dahil olacak şekilde aylık kısımda elektrik fiyatı tahminlemesini, yakıt maliyetleri ve santral operasyonel maliyetleri ile uyumlu olacak şekilde USD para birimi ile gerçekleştirmektedir. Model 4 bölüme ayrıştırılarak kurgulanmıştır. Bu bölümler:

- Talep Modülü: Türkiye elektrik piyasasındaki elektrik talebinin aylık kısımda, 2023 senesine kadar olan gelişimini hesaplamaktadır. Bu hesaplama esnasında enerji verimliliği, nüfus büyümesi, kayıp-kaçak oranlarının değişimi gibi parametrelerin dikkate alındığı çalışmalar kullanılmıştır.

- Arz Bölümü: Türkiye elektrik piyasasında önceki kısımlarda aktarıldığı üzere farklı statülerde çalışan ve elektrik üreten santraller modellenmiştir. Bu modellemeye göre her bir santral için devreye giriş senesi, devreye giriş ayı, kapasitesi (MW cinsinden), santral verimliliği, bakım ayı, bakıma girdiği zaman kapasitesindeki kayıp, emreamade kapasite oranı, yakıt türü, devreden çıkma senesi ve devreden çıkma ayı benzeri parametrelere dikkat edilmiştir.

- Yakıt Maliyeti Bölümü: Bu bölümde santrallerin yakıt türlerine göre (doğalgaz, kömür, ithal kömür, vb.) hangi yakıt türlerini senelik kısımda hangi fiyattan tedarik ettiklerin tahminlenmiştir. Uluslararası enstitü ve kurumların tahminlerine göre bu fiyat tahminleri 2023 senesine kadar geliştirilmiştir.

- Ekonomik Sıralama (Merit-Order) Bölümü: Yakıt Maliyetleri ve santrallerin arz bölümündeki çalışma parametrelerine uygun olarak santraller her bir ay için dizilerek, ilgili aydaki talep ile kesiştirilmiş ve fiyat tahminlemesi gerçekleştirilmiştir.

Bu kısım çerçevesinde bu bölümler detaylı bir şekilde aktarılacak ve modelden elde edilen grafiklerle desteklenecektir. Sonuç bölümünde fiyat oluşumları değerlendirilecektir.

4.1. Veri ve Örneklemeler

Bahsi geçen üç girdi modülü ve bir sonuç modülü (Ekonomik Sıralama Modülü) oluşturulurken toplanan veriler, enerji sektörü ile ilişkili kamu ve özel sektör kurumlarının raporlarından derlenmiş olup, veriler arasında karşılaştırmalar yapılmak suretiyle güvenilirlikleri sorgulanmıştır. Buna göre verilere ilişkin aşağıdaki sonuçlara ulaşmak mümkündür.

- Tüm veriler kamunun kullanımına açık kaynaklardan derlenmiştir. Ancak kamuya açık kaynaklar, arz modülündeki santrallere ilişkin olarak yetersiz kalmaktadır ve bu sebeple varsayımlar gerçekleştirilmiştir. Arz modülündeki santrallere ilişkin verilerin tümüyle doğru olduğu iddia edilemez. Bu durum arz-talep bazlı modeller özelinde modelin sonuçlarının güvenilirliğini kısıtlamaktadır.

- Arz tarafında, devreye girecek santraller tahminlenmiş olmakla birlikte, bu veri setinin güncellenmesi ve modelin tekrar çalıştırılması gerekmektedir; zira tahminlenen devreye giriş-çıkış sene ve ayları finansman, inşaat, el değiştirme vb. reel sebeplerden ötürü farklılaşabilir. Elektrik fiyat tahminlerinin güvenilirliği ancak bu şekilde artırılabilir.

- Bazı küçük ölçekli santraller, etkilerinin küçük olması sebebiyle gruplanarak modele yerleştirilmiştir. Devreden çıkan santraller veya devreden çıkması beklenen santrallere ilişkin olarak veri setinde tahminlemeler yapılmıştır.

- Özelleştirilen ve yenilenen santraller, özelleştirme zamanlarına veya tahminlerine uygun olarak devreden çıkarılarak, ilgili ay itibarıyla farklı bir sahiplikte tekrar devreye sokulmuştur. Yenilenen santraller için verimlilik verileri yükseltilerek tahminlenmiştir.

- Nükleer santraller, Afşin-Elbistan C,D,E üniteleri gibi mega projeler, veri tabanına kaydedilmiş ve TETAŞ'a satımını gerçekleştirecekleri miktarlar dikkate alınmıştır.

- Hidroelektrik santraller için gelecekteki kapasite kullanım faktörleri hesaplanırken, geçmişe yönelik kapasite kullanım faktörleri dikkate alınmıştır.

- Gelecekte devreye girecek olan santrallerin teknolojileri, lokasyonları, lisans başvuru tarihleri, finansal yeterlilikleri ve sahiplikleri de dikkate alınarak devreye giriş zamanlamaları tahminlenmiştir.

Model, “Kısa Vadeli Marjinal Maliyet” – KVMM (Short-Run Marginal Cost - SRMC) esasına göre çalıştırılmaktadır. Bu yaklaşımda tam rekabetçi piyasaların varlığında, üretim kısıtlarının oluşmadığı bir ortamda bahsi geçen zaman dilimi için (gün, ay, vb.) elektrik talebini karşılamak için tüketilen son birim elektriği karşılayan santralin marjinal maliyeti, o gün için fiyatı teşkil etmektedir (Luna ve diğ., 2017: 14).

Bu yaklaşımda verimliliği yüksek ve yakıt maliyeti düşük olan tüm santraller, talebi karşılamak adına öncelikli olarak devreye girmekte, daha düşük verim ve daha yüksek yakıt maliyetine sahip santraller ise marjinal maliyeti belirleyecek şekilde birbirleri ile rekabet etmektedir. Düşük yakıt maliyetlerinden rüzgar, güneş, hidroelektrik, linyit ve ithal kömür santrallerinin öncelikli olarak devreye girmesi ve doğal gaz santrallerinin fiyat belirleyici santraller olması beklenmelidir.

Kısa Vadeli Marjinal Maliyet yaklaşımı, santrallerin piyasada oluşan fiyatlara uygun olarak çalışma veya çalışmama kararına etki etmektedir. Bu sebeple bu kararın verilmesine etkin olan etmen, işletme giderleridir (Operating Expenditure – OPEX). Uzun vadeli marjinal maliyet yaklaşımı ise yeni bir santral kurulumu için önem taşımakta olup, yatırım giderleri (Capital Expenditure – CAPEX) de hesaba katılmalıdır. Bu çalışma için geliştirilen model arz-talep dengesini yansıtmakta olup, kısa vadeli marjinal maliyetleri yansıtmaktadır. Kısa vadede oluşan fiyatların mevcut santrallerin çalışmalarını mümkün kılacak, uzun vadedeki fiyatların ise yeni santral kurulumunu mümkün kılacak fiyatlar olmaları beklenmelidir.

4.2. Varsayımlar

Elektrik fiyat tahminlemesi problemine özgü genel varsayımların haricinde arz-talep bazlı modeller için geçerli olan varsayımlar aşağıdaki şekilde listelenmiştir:

- Fiyat tahmini dönemi boyunca mevcut piyasa kurallarının ve santral yatırım ortamının değişmediği öngörülmüştür. Bu geniş bir varsayımdır; zira her sektör gibi enerji sektörü de regülasyonlar çerçevesinde kurgulanmaktadır ve teşvik mekanizmaları veya diğer ihtiyaçlar dahilinde yatırım ortamı değişebilmektedir. Ancak modelin kurgulanabilmesi ve sonuç elde edilebilmesi adına bu yatırım ortamının değişmediği öngörülmüştür.

- Ekonomik sıralama oluşturulurken brüt talep ve brüt arz değerleri dikkate alınmıştır. Gerçekleşen net talep, kayıp-kaçak, iç tüketim, vb. parametrelerin indirgenmesinden sonra oluşan taleptir.

- Elektrik ithalat ve ihracat seviyelerinin yıllar içerisinde büyük ölçüde farklılık göstermeyeceği öngörülmüştür. Bu konuda yatırımlar olsa dahi henüz çok likit bir ithalat-ihracat ortamı gözlenmemektedir.

- Karbon ve emisyon maliyetleri sıfır kabul edilmiştir. Türkiye'nin bu konularda taraf olduğu çeşitli uluslararası anlaşmalar olsa dahi net bir politikası bulunmamaktadır.

- EPDK senelik olarak santral gelişim oranlarını yayımlamaktadır (EPDK. <http://lisans.epdk.org.tr/epvysweb/faces/pages/lisans/elektrikUretim/elektrikUretimOzetSorgula.xhtml/>, Erişim Tarihi: 13 Eylül 2017). Bu kaynaktaki bilgilere istinaden %30'luk tamamlanma oranına ulaşan tüm lisanslı santral projeleri dikkate alınmıştır. %30'luk tamamlanma oranına ulaşmamış santraller için henüz yatırım kararının tümüyle verilmediği düşünülerek bu santraller dikkate alınmamıştır. Bu santrallerdeki %30'dan düşük tamamlanma oranları, proje geliştirme, arazi seçimi, vb. parametreler ile açıklanabilir. Projelerdeki gelişmeler, iptaller, finansman kapanışının gerçekleşmemesi, coğrafi kısıtlar, vb. nedenler ile fiyat tahmin modelleri farklılaşabilir.

- Devreye girecek olan santraller ile devreden çıkacak olan santrallerin zamanlamaları, kamuya açık raporlardan derlenen bilgiler ışığında tahminlenmiştir.

- İletim şebekesine bağlantı kısıtları dikkate alınmamış ve TEİAŞ'ın bu anlamda gerekli yatırımları gerçekleştirdiği varsayılmıştır. Kısıtlar gerçekleştiği zaman elektrik arzında sorunlar yaşanabilmektedir.

- Doğal gaz, kömür, ithal kömür, nükleer yakıt ve diğer tüm fosil yakıtların arzında herhangi bir kısıntının olmayacağı öngörülmüştür. Yani bu tür yakıtların arzının politik veya fiziki bir sebepten ötürü kısıtlanmayacağı değerlendirilmektedir.

- Tüm girdiler USD cinsinden hesaplanmış ve sonuçlar USD / MWh şeklinde ifade edilmiştir. Arz-talep bazlı modeller ile zaman serileri modellerinin en büyük farklılığı bu olmuştur. Türkiye enerji ithalatçısı bir ülke olarak enerji girdi maliyetleri özelinde yabancı para birimleri ile işlem yapmakta ve girdi fiyatları döviz/TL kurlarından etkilenmektedir. Ayrıca santral inşası için finansman arayışında olan şirketler, döviz üzerinden borçlanmaktadır. Bu sebeple şirketlerin bilançolarında özellikle TL'nin değer kaybı yaşadığı dönemlerde ciddi zararlar görülebilmektedir. Bu durum elektrik fiyat tahminlenmesi özelinde de sorun yaratmaktadır; zira döviz kurlarındaki oynamalar, tahminin TL cinsinden ifade edilmesi hususunda büyük değişikliklere yol açmaktadır.

- Yİ/YİD ve İHD santralleri için en güncel veriler kullanılmış olup, sözleşme

bitim sürelerinin sonuna kadar elektrik üretimine devam edecekleri varsayılmıştır.

- EÜAŞ termik ve hidroelektrik portföyünün Özelleştirme İdaresi Başkanlığı'nın (ÖİB) planlamasına uygun olarak özelleştirileceği varsayılmıştır.

- Arz-talep bazlı geliştirilen bu model, düşük veya sıfır yakıt maliyetleri sebebiyle hidroelektrik, nükleer, rüzgar, yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik ile Yİ/YİD ve İHD santralleri ile kamu sahipliğinde çalışması zorunlu olan EÜAŞ santrallerinden elde edilen elektrik arzını, toplam brüt talepten düşerek, termik bir ekonomik sıralama yapmaktadır. Geriye kalan arz ve talep, aylık kırılda kesiltilererek elektrik fiyatı tahminlenmektedir. Bu yaklaşım, Türkiye elektrik piyasasının mevcut işleyişini yansıtmakta olup, gerçek durumun en akılcı şekilde basitleştirilerek modellenmesidir.

- Mevcut ve gelecekte devreye girecek olan santraller için aşağıdaki tabloya uygun olarak yıllık ortalama çalışma saatleri tahminlenmiş ve girdi olarak modele koyulmuştur. 2015'ten önce ve sonra devreye giren santrallerin yıllık ortalama çalışma saatleri arasındaki farklar, santrallerin verimlilik farklılıklarından kaynaklanmaktadır:

Tablo 4.1 Yakıt Türlerine Göre Santrallerin Senelik Ortalama Çalışma Saati Varsayımları

Yakıt Türü	2015'ten Önce Devreye Giren Santrallerin Yıllık Ortalama Çalışma Saati	2015'ten Sonra Devreye Giren Santrallerin Yıllık Ortalama Çalışma Saati
Doğalgaz	4,000	6,000
Linyit	4,000	6,500
İthal Kömür	6,000	7,000
Nükleer	-	8,200
Hidroelektrik	2,800	2,800
Rüzgar	2,100	2,100
Jeotermal	7,000	7,000

Buna göre:

- Doğalgaz çevrim santrallerinde 2015 öncesi devreye girenlerinin özellikle geçmiş senelerde yapımı tamamlanan ve işletmede bulunan santraller dikkate alındığında ortalama senede 4000 saat çalışacağı, ancak 2015 senesinden sonra devreye giren doğalgaz çevrim santrallerinin teknolojik özelliklerinden ve operasyonel verimliliklerinden ötürü senede ortalama 6000 saat çalışacağı öngörülmüştür.

- Yerli kömür yani linyit santrallerinin doğalgaz çevrim santrallerine benzer şekilde 2015 öncesi devreye girmişler ise 4000, 2015'ten sonra devreye girmişler ise 6500 saat çalışacağı varsayılmıştır. Özellikle özelleştirilen santrallerde yüksek verimlilik artışları bu tür santraller için dikkat çekmektedir.

- İthal kömür santralleri Türkiye'de çok bulunmamakta olup, yüksek kapasiteye sahip santrallerdir. Bu santrallerde yeni teknolojik gelişmelerden ötürü 2015 senesinden sonra devreye girenler için 7000 saat gibi yüksek bir ortalama senelik çalışma saati varsayılmaktadır.

- Nükleer santrallerin ilk ünitesinin 2020 senesinden sonra devreye gireceği ve TETAŞ tarafından verilen alım garantisi ile yüksek verimlilik ve emreamadeliik göstermelerinden ötürü yılda ortalama 8200 saat ile en çok çalışan santral olacağını düşünülmektedir.

- Hidroelektrik santraller, yıllık yağış miktarlarından yüksek oranda etkilenmekte olup, bazı seneler daha fazla, bazı seneler daha az çalışabilmektedir. Özellikle kurak senelerde hidroelektrik santrallerin %20'nin altında kapasite kullanım faktörleri ile çalışabildikleri gözlemlenmiştir (TEİAŞ, 2015: 70). Teknolojik gelişimlerden ziyade yağış miktarı ve iklim koşullarına bağlı olarak çalışma saatleri farklılık gösterdiği için hidroelektrik santraller için ortalama senelik 2800 çalışma öngörülmüştür.

- Rüzgar santralleri de iklim koşullarına bağlı olarak çalışma saatleri değişebilen santraller olup, 2100 saat ile yüksek olmayan senelik ortalama çalışma saati öngörülmüştür. Ancak jeotermal saatler, yüksek verimlilik ile çalışabilmekte ve teknolojileri gereği buhar teknolojisi kullanılarak düşük enerji kayıpları ile çevrim yapabilmektedir. Bu sebeple jeotermal için 7000 ortalama çalışma saati uygun görülmüştür.

4.3. Arz Modülü

Arz modülü; kamu ve özel sektör sahipliğindeki tüm santrallerin kapasite projeksiyonları ile bakım dönemleri, hidroloji, planlanmayan duraksamalar, verimlilik değerlerini dikkate alarak santral bazlı üretim projeksiyonları gerçekleştirmektedir. Böylelikle kamu santralleri (EÜAŞ sahipliğindeki santraller), TETAŞ'a sözleşmeler yoluyla elektrik satan santraller (Yİ, YİD ve İHD santralleri) ile özel sektör santralleri ayrıştırılmakta, regüle ve serbest arz meydana gelmektedir.

Model içerisinde arz bölümü kurgulanırken, Türkiye elektrik piyasasında faaliyet gösteren bini aşkın santral için aşağıdaki görselde yer alan bilgiler ve varsayımlar listelenmiştir:

Santral İsmi	Yakıt Türü	Toplam Kapasite	Devreye Giriş Ay	Devreye Giriş Sene	Toplam Üretim (kWh)	Verimlilik
Santral 1	Doğalgaz	126	1	2014	756,000,000	50%
Santral 2	Hidrolik	14.7		2013	41,160,000	
Santral 3	Kömür	1440	2	2005	5,760,000,000	32%

Santral İsmi	Verimlilik	Beklenmeyen Kapasite Kaybı	Emreamade Kapasite	İkili Anlaşma Oranı	Planlanan Bakım Ayı	Bakım Ayı	Devreden Çıkış Sene	Devreden Çıkış Sene
Santral 1	50%	0.15	107.1	0.3	4	0.25	1	2115
Santral 2							1	2013
Santral 3	32%	0.7	432	0.8	5	0.5	6	2017

Şekil 4.1. Örnek Santraller için Varsayılan Parametreler

Yukarıdaki şekli yorumlamak gerekirse:

- Santral 1 doğalgaz çevrim, santral 2 hidrolik ve santral 3 yerli kömür – linyit ile çalışan santrallerdir. Bu santraller için varsayılan ortalama senelik çalışma saatleri gözönüne alınarak toplam üretimleri hesaplanabilir.

- Örneğin Santral 1 gözönüne alındığında 126 MW’lık kapasitesi ile 2014 senesinin ilk ayında devreye girdiği ve %50 verimliliğe sahip olduğu söylenebilir. Bu santral yeni bir santral olduğu için 2023 senesinin de ötesinde çalışmaya devam edecektir. Bu amaçlar devreden çıkış tarihi olarak etkisiz olacak şekilde 2115 senesi belirlenmiştir.

- Santral 1’in planlı bakıma girdiği ay her senenin Nisan ayıdır. Bu santral bakıma girdiğinde kapasitesinin %25’ini kaybetmektedir. Ancak bunun haricinde de plansız olarak santral durabilmektedir. Bu rakam da ortalama olarak toplam kapasitenin %15’i olarak tahminlenmiştir. Yani Santral 1’in 126 MW’lık kapasitesinin %15’i homojen olarak senenin tümünde plansız olarak kaybedilemektedir. Bunun üzerine ayrıca her senenin Nisan ayında planlı bakımlardan ötürü ayrıca %25’ini kaybetmektedir.

- Santral 1, toplam üretiminin %30’unu ikili anlaşmalar ile satmaktadır. Bir diğer deyiş işle Santral’in üretiminin %30’u, piyasaya arz edilmemektedir. Geri kalan %70 piyasa dinamikleri içerisinde işlem görmekte, böylelikle analizde yer almaktadır.

- Santral 2 hidroelektrik santralidir. Devreye çıkış senesinde bakıldığı zaman Santral 2, 2013 senesinde ömrünü doldurarak devreden çıkmıştır. Bu özelliği ile analizde yer almayacaktır; zira 2013 senesinden itibaren elektrik üretmediği kabul edilmektedir.

Bu aktarılan varsayımlar ve bilgiler, bini aşkın santral için derlenmiş olup, aşağıdaki görselde verilmiştir:

Plant Name	Fuel Type	Notation	Total Capacity (MW/CD Month)	CD Year	Total Production (KWh)	Efficiency % (Yearly %)	Unplanned Outages (Yearly %)	Available Capacity after Unplanned Outage	Contracted Percentage	Planned Outage	Unplanned Outage	Unavailable Capacity	Decommissioning Month	Decommissioning Year
Santral	Doğalgaz	NG	126	1	2014	756,000,000	50%	15%	107.1	30%		4	25%	1 2115
Santral	Doğalgaz	NG	50	1	2012	200,000,000	55%	15%	42.5	50%		4	25%	1 2015
Santral	Doğalgaz	NG	1156	1	1985	4,624,000,000	42%	25%	0	100%		4	50%	3 2018
Santral	Doğalgaz	NG	243	7	2010	972,000,000	48%	15%	0	100%			25%	1 2020
Santral	Doğalgaz	NG	188.5	7	2005	754,000,000	48%	15%	0	50%		4	25%	1 2014
Santral	Hidrolik	Hydro	29.9		2013	83,720,000								1 2113
Santral	Hidrolik	Hydro	14.7		2013	41,160,000								1 2013
Santral	Fuel Oil	Other	10.4		2000	10,400,000								1 2100
Santral	Hidrolik	Hydro	7.03		2010	19,684,000								1 2110
Santral	Hidrolik	Hydro	62		1996	173,600,000								1 2096
Santral	Hidrolik	Hydro	0.3936		1967	1,102,080								1 2011
Santral	Kömür	C	1355	7	1984	5,420,000,000	29%	50%	677.5	80%		3	50%	6 2016
Santral	Kömür	C	1440	2	2005	5,760,000,000	32%	70%	432	80%		5	50%	6 2017
Santral	Hidrolik	Hydro	2.1	9	1999	5,880,000								1 2099
Santral	Hidrolik	Hydro	2.5		2011	7,000,000								1 2111
Santral	Hidrolik	Hydro	2.01		1950	5,628,000								1 2050
Santral	Doğalgaz	NG	185	6	2016	1,110,000,000	50%	15%	0	30%		4	25%	1 2115
Santral	Doğalgaz	NG	170	7	1980	680,000,000	48%	15%	0	90%		4	25%	1 2009
Santral	Doğalgaz	NG	59.5	3	2011	238,000,000	43%	15%	50.575	90%			25%	1 2111
Santral	Rüzgar	Wind	31.5		2009	66,150,000								1 2109
Santral	Hidrolik	Hydro	28.8		2009	80,640,000								1 2109
Santral	Doğalgaz	NG	164	1	2005	656,000,000	42%	15%	139.4	50%			25%	1 2016
Santral	Doğalgaz	NG	157.15	1	2000	628,600,000	36%	15%	133.5775	80%			25%	9 2017
Santral	Doğalgaz	NG	144	10	2013	576,000,000	46%	15%	0	100%			25%	1 2113
Santral	Doğalgaz	NG	143	2	1998	572,000,000	45%	15%	121.55	50%			25%	10 2017
Santral	Doğalgaz	NG	94	2	2012	376,000,000	48%	15%	79.9	50%			25%	1 2022
Santral	Doğalgaz	NG	140	4	2012	560,000,000	48%	15%	119	50%			25%	1 2112
Santral	Hidrolik	Hydro	115		2011	322,000,000								1 2111
Santral	Hidrolik	Hydro	229.6		2012	642,880,000								1 2112
Santral	Hidrolik	Hydro	103.5		2008	289,800,000								1 2108
Santral	Hidrolik	Hydro	13		2012	36,400,000								1 2112
Santral	Doğalgaz	NG	139.643	10	2013	558,572,000	50%	15%	0	90%		4	25%	1 2113
Santral	Hidrolik	Hydro	81		2010	226,800,000								1 2110
Santral	Diesel	Other	32		2011	32,000,000								1 2111
Santral	Doğalgaz	NG	1150	3	2010	4,600,000,000	55%	15%	977.5	50%		10	25%	1 2110
Santral	Fuel Oil	Other	24		2000	24,000,000								1 2020
Santral	Doğalgaz	NG	139.6	1	2013	558,400,000	50%	15%	0	90%			25%	1 2113
Santral	Doğalgaz	NG	138.78	7	2013	555,120,000	50%	15%	117.963	60%			25%	1 2113
Santral	Doğalgaz	NG	126.1	6	2012	504,400,000	50%	15%	0	60%			25%	1 2112
Santral	Doğalgaz	NG	133.19	1	2012	532,760,000	46%	15%	113.2115	60%			25%	9 2016
Santral	Biomass	Other	2.2		2013	2,200,000								1 2113
Santral	Rüzgar	Wind	72	4	2011	151,200,000								1 2111

Şekil 4.2. Arz-Talep Bazlı Modelde Yer Alan Santrallerin Gösterimi

Aktarıldığı üzere bu veritabanı üzerinden gerçekleştirilecek analizlerde kamu-özel sektör ayrımı yapılacaktır. Bunun sebebi, kamunun sahipliğindeki santralleri kullanarak özel sektör santrallerinden önce üretim gerçekleştirmesi ve böylelikle talepten pay çalmasıdır. Dolayısıyla kamu üretimi, bu santral listesinde verilen parametreler ışığında hesaplanarak, toplam aylık talepten düşülecek ve geriye kalan serbest talep ile serbest arz kesiştirilecektir.

Yukarıda bahsi geçen parametreler ve piyasa dinamikleri doğrultusunda 2014 – 2023 seneleri arasında yakıt türleri itibarıyla gerçekleşecek özel sektör üretimleri aşağıdaki tablodaki gibi tahminlenmiştir:

Tablo 4.2 2014-2023 Arası Tahminlenen Toplam Özel Sektör Üretimi(TWh)

Yakıt Türü	2014	2015	2016	2017	2018
Doğalgaz	64.7	69.8	88.27	145.1	171.5
Hidro-elektrik	30.6	40.5	46.3	53.1	55.8

Rüzgar	7.5	8.5	9.9	10.9	12.2
İthal Kömür	27.1	30.7	30.7	32.8	42.5
Kömür	6.4	23.9	42.4	60.2	74.9
Nükleer	0	0	0	0	0
Diğer	2.5	2.5	3.9	4.3	4.6
Yakıt Türü	2019	2020	2021	2022	2023
Doğalgaz	203.3	203.3	203.3	203.3	203.3
Hidro-elektrik	59.6	62.4	63.5	64.9	66.4
Rüzgar	13.5	14.3	14.9	16.3	16.9
İthal Kömür	68.5	86.1	94.5	105.9	114.3
Kömür	95.0	107.6	123.9	130.9	137.9
Nükleer	0	0	0	2.9	5.9
Diğer	4.6	4.9	5.1	5.1	5.5

Bu tablolardan şu sonuçlar çıkartılabilir:

- Doğalgaz çevrim santralleri 2019 senesine kadar artan büyüklüklerde üretim gerçekleştirecek ancak daha sonra bu teknolojiye yapılan yatırımların azalmasından ötürü sabit bir üretim gerçekleştirecektir. Doğalgaz santrallerinden gerçekleşmeyen üretim, diğer kaynaklardan ikame edilecektir.

- Hidroelektrik santraller 2014-2023 seneleri arasındaki üretimlerini iki katın üzerine çıkartacaklardır. Ancak mevsimsel iklim şartlarından ötürü üretimleri, kapasite artışlarına rağmen daha fazla büyümeyecektir.

- Rüzgar kurulu gücünün artışından ötürü 2023 senesine gelindiğinde ciddi bir pay sahibi olmaya başlayacaktır.

- Üretimdeki en büyük artışı kömür santralleri gerçekleştirecektir. 2014 senesinde 6-7 TWh bandında olan kömür üretimi, 2023 senesinde 138 TWh mertebesine gelecek ve doğalgazdan sonra en büyük üretim hacmine sahip olacaktır. Bu beklenti, mevcut politikalar ve gelişmeler ile uyumludur.

4.4. Talep Modülü

Türkiye’deki elektrik talebinin 2014-2023 seneleri arasındaki gelişimi, çeşitli kaynaklardan derlenmiş ve belirli varsayımlar altında baz senaryo olarak tahminlenmiştir. Modeli yapısı ve piyasanın işleyişi biçimi gözetilerek şu varsayımlar altında Türkiye’nin elektrik talebi gelişimi derlenmiştir:

- Kamu sahipliğindeki santraller, karar vericilerin öngörülleri ve beklentileri doğrultusunda, fiziki yeterlilikler gözetilerek çalıştırılabilmektedir. Böylelikle toplam talebin ciddi bir kısmını öncelikle kamu sahipliğindeki EÜAŞ termik ve hidroelektrik santralleri ile Yİ, YİD ve İHD santralleri karşılamaktadır. Bir diğer deyişle bu santrallerin üretimi, serbest piyasada oluşacak talepten pay çalmaktadır, serbest piyasadaki talebi düşürmektedir.

- Bunların haricinde rüzgar, jeotermal, biyokütle, güneş enerjisi ve hidroelektrik santrallerin yakıt maliyetleri sıfır kabul edilmektedir. Yani bu santrallerin çalışması için yakıt maliyetini karşılaması gerekliliği gibi bir durum söz konusu değildir. Örneğin bir doğalgaz santrali, tedarik ettiği doğalgazın fiyatının durumuna bakarak çalışmayı veya çalışmamayı tercih edebilir; ancak bir rüzgar santrali için rüzgar estiğinde, gerekli fiziki koşullar yerinde ise, yani rüzgar santrali çalışmaya hazır ise üretim gerçekleşecektir. Bu özelliği sebebiyle hidroelektrik, rüzgar, güneş, jeotermal, vb. kaynakların üretiminin doğalgaz, kömür gibi termik kaynak üretimlerinden önce geldiği varsayılarak üretimleri toplam talepten düşülecektir.

- Nükleer enerji üretiminin 2022-2023 senelerinde başlayacağı öngörülmekle birlikte TETAŞ tarafından alım garantisi verilmesi sebebiyle bu santralin üretiminin de termik kaynak üretimlerinden önce gerçekleşeceği ve toplam talepten pay çalabileceği kabul edilecektir.

- Termik santrallerin ikili anlaşmalar vasıtasıyla, yani piyasa harici olarak iki şirketin karşılıklı anlaşması sonucu elektrik üretimi ve tedariki yapması, yine piyasadaki talepten pay çalan bir durum olarak görülmektedir. Her bir santral için ikili anlaşmaların yüzdesi, arz modülünde tahminlenmiştir. Bu tahminlemelere uygun olarak ilgili miktar, toplam talepten düşülecektir.

- Son olarak brüt toplam talebin aylık kırılıma dönüştürülmesi gerekmektedir. Bunun için geçmiş veriler kullanılarak aşağıdaki tablo dikkate alınmıştır:

Tablo 4.3 Brüt Talebin Aylık Kırılıma Dönüştürülmesi için Yüzdeler

Tüketim Ayları	Yüzde Değerler
Ocak	%8.58
Şubat	%7.78
Mart	%8.36
Nisan	%7.77
Mayıs	%7.89
Haziran	%8.06
Temmuz	%9.05
Ağustos	%9.11
Eylül	%8.15
Ekim	%8.04
Kasım	%8.19
Aralık	%9.00

Kaynak: TEİAŞ. <https://www.teias.gov.tr/tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri/>, Erişim Tarihi: 16 Kasım 2017.

Buna göre Temmuz-Ağustos aylarında yüksek talebin, Nisan-Mayıs aylarında da düşük talebin görüldüğü söylenebilir. Aylık olarak fiyat tahminlemesi gerçekleştirileceği için bu yüzdelere kullanılarak yıllık tüketim tahminleri dönüştürülecektir. Buna göre Türkiye'nin toplam brüt elektrik talebi şöyle tahminlenmiştir:

Tablo 4.4 2014-2023 Seneleri Arası Türkiye Toplam Brüt Elektrik Talebi

Yıllar	Tüketim (MWh)
2014	258,056
2015	269,145
2016	279,940
2017	291,158
2018	304,654
2019	318,653

2020	332,999
2021	348,073
2022	362,667
2023	377,213

Kaynak: TEİAŞ. <https://www.teias.gov.tr/tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri/>, Erişim Tarihi: 16 Kasım 2017.

Yukarıda aktarılan metodoloji çerçevesinde rüzgar, hidroelektrik, jeotermal gibi yenilebilir, nükleer enerji gibi yeni teknolojilerin üretimleri ile kamunun sahipliğindeki santrallerden gerçekleşeceği tahmin edilen üretim miktarlarının, brüt talep ile ilgili ayın yüzdesinin kırılımı ile çarpılarak elde edilen aylık tüketim verisinden çıkartılması sonucu, ekonomik sıralamaya esas olacak talep değeri hesaplanacaktır. Örneğin 2014 senesi ilk altı ayı için bu değerler, aşağıdaki tablodaki gibi oluşmuştur:

Tablo 4.5 2014-2023 Arası Tahminlenen Toplam Özel Sektör Üretimi(MWh)

2014	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran
Brüt Tüketim	29,777	29,881	29,000	27,852	27,379	28,902
Hidroelektrik Üretimi	7,771	7,203	7,861	8,216	8,403	7,750
Nükleer Üretim	0	0	0	0	0	0
Rüzgar ve Yenilenebilir Kaynaklar Üretimi	678	586	676	543	449	581
Kamu Kaynakları Üretimi	9,505	9,488	9,333	8,504	8,737	8,979
İkili Anlaşmalar Üretimi	5,402	5,402	4,992	5,213	5,285	5,690
Ekonomik Sıralamaya Kalan Üretim	6,422	7,202	6,138	5,375	4,505	5,903

2014	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
Brüt Tüketim	31,405	31,611	29,221	27,879	29,350	31,205
Hidroelektrik Üretimi	8,855	8,313	6,816	6,415	6,909	7,500
Nükleer Üretim	0	0	0	0	0	0
Rüzgar ve Yenilenebilir Kaynaklar Üretimi	1,161	1,075	514	587	632	695
Kamu Kaynakları Üretimi	9,005	8,834	8,611	8,067	8,928	8,202
İkili Anlaşmalar Üretimi	5,690	5,996	6,200	5,535	6,165	6,348
Ekonomik Sıralamaya Kalan Üretim	5,642	7,393	7,080	6,341	6,716	8,461

Bu analiz, 2014-2023 seneleri arası 10 sene için aylık kırılımda, yani 120 defa tekrarlanmıştır. Açıklamak gerekirse:

- 2014 senesi brüt tüketiminin aylık yüzdeler ile çarpılması ile brüt aylık elektrik tüketimi bulunmuştur.
- Bu brüt tüketimden hidroelektrik, nükleer, rüzgar ve yenilenebilir kaynaklar üretimleri düşülmüştür. Nükleer üretimi ilk olarak 2022 senesinde gerçekleşmesi beklenmektedir; bu sebeple 2014 senesi itibariyle nükleer üretimi sıfırdır.
- Kamu kaynakları üretimi ile bu santrallerin arz modülünde yer alan ikili anlaşmalar yüzdeleri ile çarpılan toplam üretimleri düşülerek, ekonomik sıralama için kullanılacak olan üretim değeri hesaplanmıştır. Ekonomik sıralama üretimi, piyasaya sunulan arz noktası ile kesiştirilerek fiyat hesaplaması gerçekleştirilecektir.

4.5. Yakıt Maliyeti ve Ekonomik Sıralama Modülü

Tartışıldığı üzere arz-talep bazlı modelin amacı, termik bir ekonomik sıralamayı oluşturmaktır. Buna göre termik santrallerin yakıt maliyetleri, piyasada oluşan elektrik fiyatları üzerinde doğrudan etkilidir. Bu amaçlar yıllık olarak doğalgaz, ithal kömür ve kömür maliyetlerinin varsayılması veya tahminlenmesi gerekmektedir.

Türkiye'nin doğalgaz fiyatları, uluslararası anlaşmalar ve belirli fiyat eskalasyonları ile belirlenmektedir (Dünya Bankası, 2015: 73). Bu fiyat eskalasyonları bilinmemektedir; ancak dünyada gerçekleşen doğalgaz fiyatlarından bağımsız olması düşünülemez. Bu sebeple Henry Hub, European Energy Exchange ve National Balancing Point gibi doğal gaz ticaretinin yoğun olarak gerçekleştiği borsalarda vadeli işlemler piyasalarında gerçekleşen fiyatlar dikkate alınarak, USD/1000m³ temelli bir varsayımda bulunulmuştur.

Kömür fiyatları, madencilik ile doğrudan ilişkili bir konudur. Dünyada Hindistan, Çin, Avustralya, Rusya, Ukrayna ve birçok diğer ülkede, farklı enerji değerlerine sahip olarak üretilen kömürün aynı sebeple fiyatı da farklılaşmaktadır. Bu kaynaklardaki kömür fiyatları incelenmiş olup, Türkiye'deki kömürün kalorifik değerinin yüksek olmamasından ötürü nispeten düşük bir fiyat, USD/ton cinsinden varsayılmıştır.

İthal kömür fiyatları ise 2016 senesinde alınan bir karar ile uluslararası piyasalardaki kömür fiyatlarının 70 USD/ton'un altında kalması halinde ek yükümlülük çerçevesinde bu rakama yükseltilmesi ile fiyatlanmaktadır. Buna göre Türkiye'ye ithal edilen ithal kömürün tonunun 70 USD'den az bir fiyat olması beklenemez (Resmi Gazete, 2016/9166: 2).

Böylelikle varsayılan tüm fiyatlar, senelik kırılımda aşağıdaki şekilde gösterilmiştir:

Tablo 4.6 2014-2023 Arası Tahminlenen Yakıt Maliyetleri

Yakıt Türü	2014	2015	2016	2017	2018
Doğalgaz (USD/1000m ³)	320.0	300.0	300.0	230.0	230.0
Kömür (USD/ton)	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0
İthal Kömür (USD/ton)	74.5	74.5	78.0	79.0	81.0

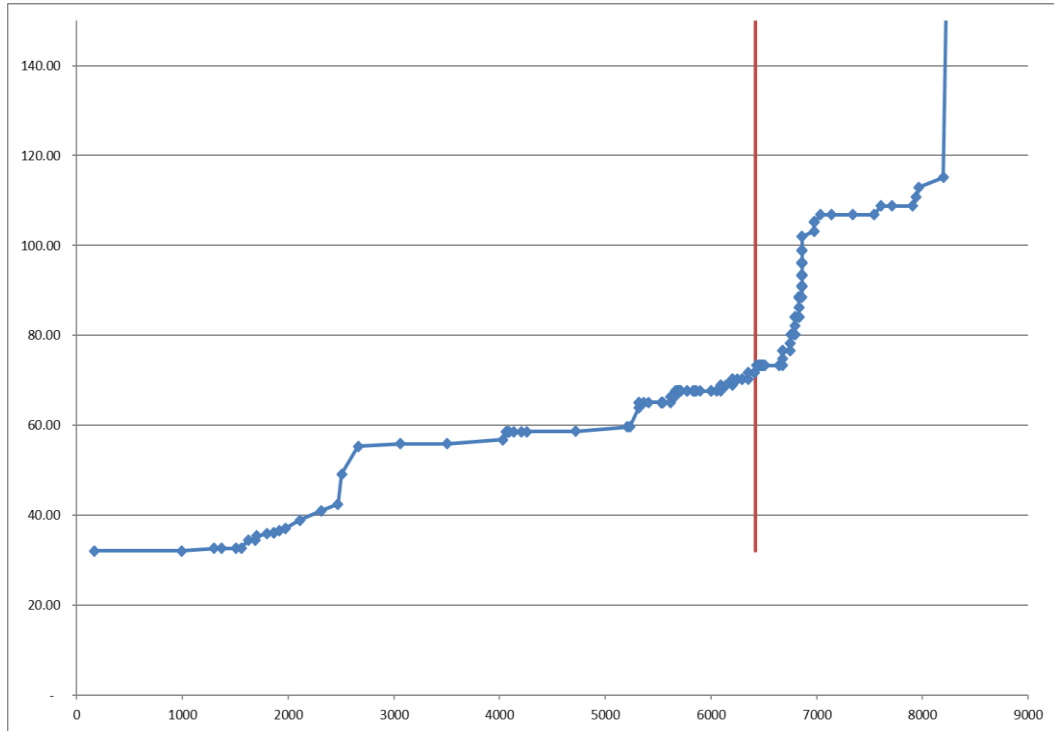
Yakıt Türü	2019	2020	2021	2022	2023
Doğalgaz (USD/1000m ³)	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0
Kömür (USD/ton)	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0
İthal Kömür (USD/ton)	81.5	83.0	85.0	87.0	88.0

Kaynak: BP. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>, Erişim Tarihi: 16 Kasım 2017. EIA.

<https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>, Erişim Tarihi: 17 Kasım 2017. TTK, <http://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT%2F1%2FDocuments%2FSekt%C3%B6r%20Raporu%2FTTK%202015%20Sekt%C3%B6r%20Raporu.pdf>, Erişim Tarihi: 17 Kasım 2017

Yukarıda verilen fiyatlar, arz modülünden gelen santral verimlilikleri ile birlikte değerlendirilerek her bir santral için yakıt maliyetleri hesaplanmıştır. Verimliliği daha yüksek olan bir santral, daha düşük olan bir santrale göre kısa vadeli marjinal daha düşük olacak şekilde konumlanmıştır; böylelikle daha yüksek verimli olan santral, diğer parametreler aynı kalacak şekilde, ekonomik sıralamada düşük verimli santralin önünde yer alacaktır.

Ekonomik sıralama, arz modülünden gelen emreamade kapasitelerin, yakıt modülünden gelen yakıt maliyetleri ile birlikte, her bir santral için hesaplanması ve her bir ay için dizilmesi ile gerçekleşmektedir. Örneğin 2014 Ocak ayı için bu sıralama, aşağıdaki şekilde gerçekleşmiştir:



Şekil 4.3. Arz-Talep Bazlı Modelde 2014 Ocak Ayı için Ekonomik Sıralama

Şekil incelendiğinde:

- Ekonomik sıralamada y eksenini fiyatı USD/MWh cinsinden, x eksenini de kümülatif emreamade kapasiteyi göstermektedir. Aylık emreamade kapasitelerin ilgili ay için toplamı, kümülatif emreamade kapasiteyi vermektedir.

- Bazı santrallerin 40 USD/MWh'nin altında devreye girdiği, bazılarının da 140 USD/MWh kısa vadeli marjinal maliyete sahip olup, talep doğrultusunda devreye giremeyeceği görülmektedir.

- Mavi çizgide yakın noktalarda kümelenen santrallerin, benzer yakıt maliyetlerine sahip oldukları, yani aynı tür santraller olup benzer verimliliklere sahip oldukları ifade edilebilir.

- İlgili ayın talebi, dikey kırmızı çizgi ile temsil edilmiştir. Buna göre 2014 Ocak ayındaki piyasadaki talebin 6000-7000 MWh arasında olduğu söylenebilir. Dikey kırmızı çizginin kümülatif emreamade kapasiteleri temsil eden mavi çizgiyi kestiği noktada ilgili ay için fiyat oluşmaktadır. 2014 Ocak ayı için fiyatın 70-80 USD/MWh bandında olduğu söylenebilir. Tahminlenen 73.32 USD/MWh'dir.

Bu analiz ve model, 10 sene için, aylık kırımda, yani 120 kere çalıştırılarak, USD/MWh bazında fiyatlar elde edilmiştir. Bu fiyatlar aşağıdaki tabloda verilmiştir:

Tablo 4.7 2014-2023 Arası Arz-Talep Bazlı Model ile Tahminlenen Aylık Fiyatlar (USD/MWh)

	2014	2015	2016	2017	2018
Ocak	73.32	55.38	55.38	54.10	50.01
Şubat	106.86	58.62	58.62	58.62	50.01
Mart	106.86	61.36	58.62	58.62	50.01
Nisan	65.12	53.59	53.59	48.21	46.55
Mayıs	59.65	52.76	52.76	45.01	46.55
Haziran	59.65	52.76	53.59	49.73	46.55
Temmuz	59.65	52.76	53.59	50.01	48.21
Ağustos	73.32	55.38	58.41	50.01	48.21
Eylül	70.35	53.59	55.32	50.01	50.01
Ekim	65.12	56.24	58.41	58.62	50.01
Kasım	65.12	53.59	56.24	54.10	49.73
Aralık	73.32	59.19	58.62	54.10	50.01

	2019	2020	2021	2022	2023
Ocak	50.01	48.21	47.36	46.55	47.36
Şubat	54.10	50.01	49.73	48.21	49.73
Mart	58.62	50.01	54.10	54.10	58.62
Nisan	50.01	48.21	46.55	46.55	45.95
Mayıs	48.21	45.61	45.01	45.01	45.61
Haziran	46.55	46.55	46.55	46.55	45.95
Temmuz	49.73	46.55	45.95	45.95	46.55
Ağustos	48.21	46.55	48.21	48.21	48.21
Eylül	50.01	50.01	49.73	48.21	48.21
Ekim	50.01	50.01	49.73	49.73	50.01
Kasım	50.01	48.21	48.21	48.21	48.21
Aralık	50.01	49.73	50.01	50.01	50.01

Aylık kırılımda gerçekleştirilen fiyatların ortalamalarının alınması ile de yıllık fiyatlar hesaplanmaktadır. Sonuçlar şöyle gerçekleşmiştir:

Tablo 4.8 2014-2023 Arası Arz-Talep Bazlı Model ile Tahminlenen Senelik Fiyatlar (USD/MWh)

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
73.20	55.44	56.10	52.60	48.82	50.46	48.31	48.43	48.11	48.70

Görüldüğü üzere senelik fiyatların bir düşüş eğiliminde olduğu sonucu çıkartılabilir; ancak 2019 senesinde nispi bir yükseliş beklenebilir. Bunun sebebi 2018 senesi sonu itibarıyla Yİ ve YİD santrallerinin devreden çıkacak olması gösterilebilir. Aylık kırılımda hesaplanan fiyatlar, zaman serileri modelleri ile karşılaştırılarak sonuçlar yorumlanmıştır.

5. SONUÇ VE TARTIŞMA

Bu çalışma, Türkiye elektrik piyasasında serbest piyasa dinamikleri çerçevesinde oluşan elektrik fiyatlarının tahminlenmesi ve gerçekleşen fiyatlar ile karşılaştırılması ile gerçekleştirilmiştir. İki farklı modelin performanslarının ölçülmesi suretiyle özgün bir çalışma ortaya konulmaya çalışılmıştır.

İlk model çerçevesinde aylık kırımda elde edilen serbest piyasa elektrik fiyatları, ardışık ay çiftlerinin için eşbütünleşik (co-integrated) olup olmamaları çerçevesinde değerlendirilmiştir. Gerçekleştirilen Philips-Ouliaris testi ile 2014 ve 2017 seneleri arası için, 2017 Aralık ayı hariç, 47 ay çifti için eşbütünleşik olup olmadıkları istatistiki olarak kanıtlanmaya çalışılmıştır. Test sonuçları yorumlanmış ve her bir ay çifti için uygun zaman serisi (ARIMA) modeli uygulanmıştır. Seçili ay çiftlerinden ilk ay eğitim (training) verisini, ikinci ay da test verisini teşkil etmektedir. Eğitim verisi üzerinden uygulanan zaman serisi ile ardışık ayların ikincisi tahminlenmiş ve test verisi ile karşılaştırılarak mutlak hata, ortalama hata ve ortalama karesel hata verileri hesaplanmıştır.

İkinci model çerçevesinde ise Türkiye elektrik piyasasının dinamiklerine uygun olarak arz-talep bazlı bir model gerçekleştirilmiştir. Dört modülden oluşan bu modelde arz modülünde Türkiye piyasasında aktif olan veya daha önce aktif olmuş olan bini aşkın santral, çeşitli varsayımlar çerçevesinde tanımlanmıştır. Bu santrallerin emreamade kapasiteleri, yakıt türleri, bakım ayları, bakım aylarındaki kapasite kayıpları, plansız kapasite kayıp olasılıkları ve devreye giriş-çıkış sene ve ayları tahminlenerek, geniş kapsamlı bir veri seti oluşturulmuştur. Arz tarafında kamu arzı, yenilenebilir kaynakların arzı ve ikili anlaşmalar ile piyasa dışında kalan arz ayrıştırılmıştır. Buna göre kamu sahipliğindeki santrallerden gerçekleştirilen üretim, kamunun görüşleri doğrultusunda piyasalaşmadan talepten pay çalabilmekte, yenilenebilir kaynaklardan gerçekleşen üretim ise hammadde maliyetinin bulunmaması sebebiyle kömür, doğalgaz gibi termik kaynaklardan daha önce ekonomik sıralamaya girebilmektedir. Bu bakış açısıyla aylık kırımda tahminlenmeye çalışılan fiyat ve hacim, termik kaynaklar için oluşturulan ekonomik sıralamayı kapsamaktadır.

Talep modülü ise Türkiye'nin brüt elektrik talebinin çeşitli kaynaklar yardımıyla derlenmesi ve bu talebin doğru varsayımlar altında aylık kırılımda gösterilmesinden oluşmaktadır. Aylık kırılıma indirgenirken geçmiş zaman gerçekleştirmeleri dikkate alınmaktadır. Arz modülü ile birlikte değerlendirildiğinde aylık talep, brüt talebin ilgili aya tekabül eden kısmı ile bu talepten düşülen paylardan (yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimi, kamu kaynaklarının üretim, vb.) sonra geriye kalan artık (residual) taleptir.

Yakıt maliyeti modülü ve ekonomik sıralama modülü ise fiyat belirleyici rol oynamaktadır. Önceki kısımlarda açıklandığı üzere termik santraller, marjinal santral rolünü oynamakta, dolayısıyla bu santrallerin deveye girdiği fiyatlar ilgili ay kırılımı için o ayın fiyat verisini teşkil etmektedir. Farklı fiyatlar görülebilmekle birlikte doğalgaz santralleri çoğunlukla marjinal santrallerdir; dolayısıyla Türkiye elektrik piyasasındaki fiyatları global doğalgaz fiyatlarının belirlediği söylenebilir. Bununla birlikte kömür ve ithal kömür ile çalışan santrallerin de marjinal santral oldukları, yani ekonomik sıralamada sonuncu geldikleri ve fiyat belirleyici rol oynadıkları da görülebilmektedir.

Arz-talep ve zaman serileri modelleri sonuçları karşılaştırılırken, EPIAŞ Şeffaflık Platformu'nda yer alan ve kamuya açık bir şekilde paylaşılan Piyasa Takas Fiyatları, aylık kırılımda 2014-2017 seneleri arası için edinilmiştir. 2017 Aralık ayı Piyasa Takas Fiyatı henüz bu ayın tamamlanmaması sebebiyle ortaya çıkmamıştır; dolayısıyla da analizde kullanılmamıştır. Karşılaştırılabilir olması amacıyla zaman serileri modelleri sonucu olan TL/MWh fiyatları ile EPIAŞ Şeffaflık Platformu'nda TL/MWh fiyat cinsinden yayımlanan PTF fiyatları, ilgili ayların ortalama USD/TL döviz kurları kullanılarak USD şeklinde ifade edilmiştir. Aylık model performansını ölçümleyen mutlak hata oranı karşılaştırmaları, USD/MWh değeri üzerinden gerçekleştirilmiş ve her bir ay, toplamda 47 ay için daha iyi performans gösteren modeller bulunmuştur.

Bu açıklamalar ışığında, 2014 senesi için gerçekleştirilen arz-talep bazlı model ve zaman serileri modelinin sonuçları aşağıdaki tabloda verilmiştir. Sonuçlar sunulurken kıyaslanabilir olması adına USD bazlı değerler karşılaştırılmıştır. Daha iyi performans gösteren model için ilgili ay işaretlenmiştir:

Tablo 5.1 2014 Senesi için Arz-Talep Bazlı Model ve Zaman Serileri Modelinin Sonuçlarının Karşılaştırılması

2014	Gerçekleşen (TL)	Gerçekleşen (USD)	USD/TL	Arz-Talep Bazlı Model (USD)	Fark
Ocak	163.23	73.29	2.23	73.32	-0.03
Şubat	171.57	77.50	2.21	106.86	-29.36
Mart	139.44	62.84	2.22	106.86	-44.02
Nisan	160.61	75.42	2.13	65.12	10.30
Mayıs	155.18	74.13	2.09	59.65	14.47
Haziran	152.35	71.83	2.12	59.65	12.17
Temmuz	175.97	82.89	2.12	59.65	23.23
Ağustos	177.67	82.13	2.16	73.32	8.81
Eylül	163.82	74.63	2.20	70.35	4.29
Ekim	155.70	69.54	2.24	65.12	4.42
Kasım	180.89	81.70	2.21	65.12	16.58
Aralık	172.19	75.60	2.28	73.32	2.28

2014	Gerçekleşen (TL)	Gerçekleşen (USD)	Zaman Serisi (TL)	Zaman Serisi (USD)	Fark
Ocak	163.23	73.29	190.95	85.73	-12.45
Şubat	171.57	77.50	163.16	73.70	3.80
Mart	139.44	62.84	169.21	76.25	-13.42
Nisan	160.61	75.42	139.44	65.48	9.94
Mayıs	155.18	74.13	158.62	75.77	-1.64
Haziran	152.35	71.83	155.16	73.16	-1.33
Temmuz	175.97	82.89	150.90	71.08	11.81
Ağustos	177.67	82.13	176.52	81.60	0.53
Eylül	163.82	74.63	177.94	81.07	-6.43
Ekim	155.70	69.54	164.15	73.32	-3.77
Kasım	180.89	81.70	155.86	70.40	11.31
Aralık	172.19	75.60	179.84	78.96	-3.36

2014 senesi sonuçları karşılaştırıldığında:

- Ocak, Eylül ve Aralık aylarında arz-talep bazlı modeller, senenin diğer aylarında ise zaman serileri modelleri daha iyi performans göstermiştir.
- Eşbütünleşik olduğu istatistiki olarak kanıtlanan tüm aylarda zaman serileri modelleri daha iyi sonuç göstermiştir.
- Şubat ve Mart ayları gözönüne getirildiğinde arz-talep bazlı modellerin sırasıyla 29.36 USD/MWh ve 44.02 USD/MWh mutlak hata oranı gösterdiği ve tahminlemenin başarısız olduğu anlaşılmıştır. Buna karşın bu model ile Ocak 2014 ayı için gerçekleştirilen tahminlemenin 0.03 USD/MWh ile önemsiz bir fark oranında saptığı tespit edilmiştir. Bu fark, senenin tümü gözetildiğinde en düşük mutlak hata oranını teşkil etmiştir.
- Zaman serileri analizi sonuçlarının özellikle Mayıs, Haziran ve Ağustos aylarında 2 USD/MWh'nin altında gerçekleşen mutlak hata oranı ile çok başarılı sonuç verdiği gözlemlenmiştir. Özellikle Mayıs-Haziran'ın ardışık aylar olduğu ve genel hatlarıyla fiyatların bu aylarda düşük seyrettiği görülmektedir.

Senenin tümü göz önüne alındığında mutlak hata oranları ortalamasının zaman serileri analizinde 6.65 USD/MWh, arz-talep bazlı modelde 14.17 USD/MWh olduğu gözlemlenmektedir. Böylelikle senenin 9 ayında daha iyi sonuç verdiği kanıtlanan zaman serileri analizinin senenin tamamında da daha iyi sonuç verdiği ispatlanmıştır.

Bu açıklamalar ışığında, 2015 senesi için gerçekleştirilen arz-talep bazlı model ve zaman serileri modelinin sonuçları aşağıdaki tabloda verilmiştir:

Tablo 5.2 2015 Senesi için Arz-Talep Bazlı Model ve Zaman Serileri Modelinin Sonuçlarının Karşılaştırılması

2015	Gerçekleşen (TL)	Gerçekleşen (USD)	USD/TL	Arz-Talep Bazlı Model (USD)	Fark
Ocak	175.95	79.00	2.23	55.38	23.62
Şubat	140.31	63.38	2.21	58.62	4.75
Mart	124.52	56.11	2.22	61.36	-5.25
Nisan	102.00	47.90	2.13	53.59	-5.69
Mayıs	109.23	52.18	2.09	52.76	-0.59
Haziran	124.66	58.78	2.12	52.76	6.01
Temmuz	136.67	64.38	2.12	52.76	11.61
Ağustos	154.66	71.49	2.16	55.38	16.11
Eylül	160.69	73.21	2.20	53.59	19.62
Ekim	137.63	61.47	2.24	56.24	5.23
Kasım	133.69	60.38	2.21	53.59	6.79
Aralık	163.64	71.85	2.28	59.19	12.65

2015	Gerçekleşen (TL)	Gerçekleşen (USD)	Zaman Serisi (TL)	Zaman Serisi (USD)	Fark
Ocak	175.95	79.00	175.06	78.60	0.40
Şubat	140.31	63.38	173.18	78.23	-14.85
Mart	124.52	56.11	140.20	63.18	-7.07
Nisan	102.00	47.90	126.91	59.60	-11.70
Mayıs	109.23	52.18	101.96	48.70	3.48
Haziran	124.66	58.78	107.18	50.53	8.24
Temmuz	136.67	64.38	123.77	58.30	6.08
Ağustos	154.66	71.49	130.70	60.41	11.08
Eylül	160.69	73.21	155.65	70.91	2.30
Ekim	137.63	61.47	159.03	71.03	-9.56
Kasım	133.69	60.38	140.63	63.52	-3.13
Aralık	163.64	71.85	133.63	58.67	13.18

2015 senesi sonuçları karşılaştırıldığında:

- Arz-talep bazlı modelin yedi, zaman serileri modelinin beş ayda mutlak hata oranı temelinde daha iyi sonuç verdiği gözlemlenmiştir. Böylelikle arz-talep bazlı modelin 2015 senesindeki tahminlerde daha iyi sonuç ürettiği düşünülebilir.

- Ancak senenin tamamı karşılaştırıldığında arz-talep bazlı modelin mutlak hata oranının 9.83 USD/MWh, zaman serileri modelinin mutlak hata oranının 7.59 USD/MWh olduğu görülmektedir. Mutlak hata oranı ortalamalarında zaman serileri modeli, daha iyi sonuç vermiştir. Bunun sebebi arz-talep bazlı model ile gerçekleştirilen analizlerde bazı aylarda çok yüksek mutlak hata oranlarının gözlemlenmesidir.

- Buna karşın aylık bazda en iyi sonucu 2015 Ocak ayı tahmini ile zaman serileri modeli gerçekleştirmiştir. Bu aydaki mutlak hata oranı 0.40 USD/MWh'dir. Benzer bir hata oranını 0.59 USD/MWh ile Mayıs ayında arz-talep bazlı modeller ile gerçekleştirilen tahminlemede görülmüştür.

- En kötü performans 2015 Ocak ayı arz-talep bazlı model tahminlemesinde 23.49 USD/MWh'lik mutlak hata oranı ile gözlemlenirken, zaman serileri modelinde üç ay için 10 USD/MWh'nin üzerine çıkan mutlak hata oranları belirlenmiştir.

Aynı yöntem takip edilerek 2016 senesi için gerçekleştirilen arz-talep bazlı model ve zaman serileri modelinin sonuçları aşağıdaki tabloda verilmiştir:

Tablo 5.3 2016 Senesi için Arz-Talep Bazlı Model ve Zaman Serileri Modelinin Sonuçlarının Karşılaştırılması

2016	Gerçekleşen (TL)	Gerçekleşen (USD)	USD/TL	Arz-Talep Bazlı Model (USD)	Fark
Ocak	145.40	48.24	3.01	55.38	-7.14
Şubat	148.72	50.48	2.95	58.62	-8.14
Mart	136.21	47.12	2.89	58.62	-11.51
Nisan	110.30	38.85	2.84	53.59	-14.73
Mayıs	108.17	36.80	2.94	52.76	-15.96
Haziran	139.29	47.71	2.92	53.59	-5.87
Temmuz	154.96	52.17	2.97	53.59	-1.41
Ağustos	173.68	58.56	2.97	58.41	0.15
Eylül	147.72	49.77	2.97	55.32	-5.55
Ekim	161.18	52.91	3.05	58.41	-5.51
Kasım	167.39	54.00	3.10	56.24	-2.24
Aralık	173.72	54.80	3.17	58.62	-3.82

2016	Gerçekleşen (TL)	Gerçekleşen (USD)	Zaman Serisi (TL)	Zaman Serisi (USD)	Fark
Ocak	145.40	48.24	175.06	58.07	-9.84
Şubat	148.72	50.48	145.46	49.38	1.11
Mart	136.21	47.12	148.40	51.33	-4.22
Nisan	110.30	38.85	136.42	48.06	-9.20
Mayıs	108.17	36.80	112.42	38.25	-1.45
Haziran	139.29	47.71	108.17	37.05	10.66
Temmuz	154.96	52.17	136.65	46.01	6.16
Ağustos	173.68	58.56	154.99	52.26	6.30
Eylül	147.72	49.77	173.78	58.55	-8.78
Ekim	161.18	52.91	149.62	49.11	3.79
Kasım	167.39	54.00	161.40	52.06	1.93
Aralık	173.72	54.80	166.05	52.38	2.42

2016 senesi sonuçları karşılaştırıldığında tam bir mevsimsel kırılma gözlemlenmiştir. Buna göre:

- Senenin beş ayında arz-talep bazlı modelin, yedi ayında zaman serileri modelinin daha iyi sonuç verdiği, yani daha düşük mutlak hata oranı ile tahminleme yaptığı söylenebilmektedir.

- Mart, Nisan, Mayıs ayları, yani ilkbahar mevsiminde ve Ekim, Kasım, Aralık aylarında zaman serileri modelinin daha iyi sonuç verdiği görülmektedir. Böylelikle Haziran, Temmuz ve Ağustos aylarında arz-talep bazlı modelin daha iyi sonuç verdiğini söylemek mümkündür.

- Piyasa dinamikleri ve mevsimsellik etkisi ile ardışık ay çiftlerinde bir modelin diğerine üstünlük kurduğu söylenebilir. Bu diğer senelerde gerçekleştirilen analizler ile karşılaştırıldığında ilk defa ortaya çıkan bir durumdur.

- Senenin tamamı karşılaştırıldığında arz-talep bazlı modelin mutlak hata

oranının 6.84 USD/MWh, zaman serileri modelinin mutlak hata oranının 5.49 USD/MWh olduğu görülmektedir. 2014 ve 2015 senelerinde olduğu gibi 2016 senesinde de senelik ortalama mutlak hata oranları karşılaştırıldığında zaman serileri modeli daha iyi sonuç vermektedir. Son olarak 2017 senesi için sonuçlar incelendiğinde aşağıdaki tablo ile karşılaşılmaktadır:

Tablo 5.4 2017 Senesi için Arz-Talep Bazlı Model ve Zaman Serileri Modelinin Sonuçlarının Karşılaştırılması

2017	Gerçekleşen (TL)	Gerçekleşen (USD)	USD/TL	Arz-Talep Bazlı Model (USD)	Fark
Ocak	181.32	48.38	3.75	54.10	-5.73
Şubat	172.55	47.05	3.67	58.62	-11.57
Mart	145.29	39.55	3.67	58.62	-19.07
Nisan	144.47	39.52	3.66	48.21	-8.69
Mayıs	152.89	42.82	3.57	45.01	-2.19
Haziran	149.64	42.49	3.52	49.73	-7.24
Temmuz	174.31	48.95	3.56	50.01	-1.06
Ağustos	173.14	49.35	3.51	50.01	-0.66
Eylül	178.06	51.25	3.47	50.01	1.24
Ekim	164.97	44.82	3.68	58.62	-13.80
Kasım	173.72	44.59	3.90	54.10	-9.52

2017	Gerçekleşen (TL)	Gerçekleşen (USD)	Zaman Serisi (TL)	Zaman Serisi (USD)	Fark
Ocak	181.32	48.38	174.94	46.67	1.70
Şubat	172.55	47.05	172.72	47.10	-0.05
Mart	145.29	39.55	178.72	48.65	-9.10
Nisan	144.47	39.52	145.35	39.76	-0.24
Mayıs	152.89	42.82	144.38	40.44	2.38
Haziran	149.64	42.49	152.89	43.41	-0.92
Temmuz	174.31	48.95	149.82	42.08	6.88
Ağustos	173.14	49.35	173.96	49.58	-0.23
Eylül	178.06	51.25	175.01	50.37	0.88
Ekim	164.97	44.82	178.08	48.38	-3.56
Kasım	173.72	44.59	164.76	42.29	2.30

2017 senesi için zaman serileri modeli, bir ay hariç, her bir ay için daha iyi sonuç vermiştir. Arz-talep modeli fiyat tahminleri, diğer tüm aylar için gerçekleşen fiyatların üzerinde yer almıştır. Bunun sebebi olarak hızla yükselen dolar kuru gösterilebilir. USD/TL kuru 2017 senesinde yüksek artış gösterirken elektrik fiyatları aynı oranda yükselmemiştir. Bunun sebebi Türkiye piyasasında arz fazlasının olması ve özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarından gelen üretimin, doğalgaz, ithal kömür gibi döviz ile fiyatlanan hammadde girdileri olan elektrik santralleri üretimini kısmen ikame etmesidir.

Buna göre:

- Senenin altı ayında mutlak hata oranları incelendiğinde zaman serileri analizi modelinin 2 USD/MWh'nin altında performans gösterdiği ve çok iyi sonuç verdiği söylenebilir.
- Senenin tamamı karşılaştırıldığında arz-talep bazlı modelin mutlak hata oranının 7.34 USD/MWh, zaman serileri modelinin mutlak hata oranının 2.57 USD/MWh olduğu görülmektedir. Buna göre 2017 senesi, zaman serileri analizinin en iyi sonuç verdiği sene olarak nitelendirilebilir.

Önceki kısımlarda tartışıldığı üzere elektrik fiyatı tahminlemesi problemi, ilgili piyasanın henüz istenilen şeffaflık seviyesine ulaşmamasından ötürü ancak belirli varsayımlar ve sınırlılıklar çerçevesinde, kısmi öngörüler ışığında çözülebilmektedir. Bu sınırlılıklar dikkate alındığında zaman serileri modellerinin tüm senelerde, senelik ortalama mutlak hata oranları karşılaştırıldığında daha iyi sonuç verdiği görülmektedir. 2015 senesi hariç, aylık kırılımda da zaman serileri modelleri daha iyi sonuç vermektedir; sadece 2015 senesinin yedi ayında arz-talep bazlı modelin daha iyi sonuç verdiği görülecektir.

Ardışık ay çiftleri üzerinden yapılan analizin, elektrik fiyatlarındaki yüksek mevsimsellik etkisi de düşünüldüğünde iyi sonuç vermesi anlamlıdır. Buna karşın eşbütünleşik analizi sonucu istatistiki olarak ilişkili olduğu kanıtlanamayan ay çiftlerinde dahi zaman serileri analizinde düşük mutlak hata oranları tespit edilmiştir. Arz-talep bazlı modeller, önceki kısımlarda tartışıldığı üzere yatırım kararlarına girdi oluşturacak şekilde uzun vadeli kullanılan etkin yöntemlerdir. Bu nispetle, aylık kırılımda tahminleme gerçekleştirilirken zaman serileri modelleri kadar etkin olmamaları anlaşılabilir bir sonuçtur.

Sonuç olarak her iki modelin de kullanım alanlarının farklı olmasından ötürü geliştirilmesi ve kullanılması önerilmektedir. En iyi sonucun her iki modelden de alınan fiyat tahminlerinin, geçmiş veriler üzerinden yapılacak bir analiz ile ağırlıklandırılarak hesaplanması, hata oranlarının incelenmesi ve gerekli güncellemelerin yapılması ile elde edilebileceği düşünülmektedir.

6. ÖNERİLER

Enerji şirketleri tarafından profesyonel araçların kullanımı ile titizlikle, detay seviyede gerçekleştirilen elektrik fiyatı tahminlemesi problemi, elektrik santrallerinin yatırım kararlarından günlük işletme kararlarına kadar geniş bir zaman dilimindeki en önemli girdiyi teşkil etmektedir. Güncel bir örnek verilirse mevcut durumda hammadde girdileri döviz ile fiyatlanan elektrik santrallerine, 2017 senesi için öngörülen zaman serisi fiyat tahminleri ile arz-talep bazlı modeller karşılaştırıldığında, arz-talep bazlı modelden çıkan fiyat tahminlerinin gerçekleşen fiyat tahminlerinin çok üzerinde seyretmesinden ötürü, eğer farklı bir teşvik mekanizması yok ise, yatırım yapılmaması beklenmelidir.

Bununla birlikte, işbu tez çalışmasında ve diğer benzer çalışmalarda ortaya konulan varsayımlar ve sınırlılıklar çerçevesinde modellerde iyileştirmeler yapılması beklenmelidir. Bu iyileştirmelere dair öneriler, şu şekilde listelenmiştir:

- Saatlik elektrik fiyatı tahminlemesi: Bu tez çalışmasında tartışılan ve uygulanan yöntem, aylık kırılımlar üzerinden gitmektedir. Ancak oluşturulan iki modelin de saatlik kırılıma indirgenmesi, piyasanın saatlik veriler üzerinden işlemesinden ötürü daha sağlıklı sonuç verebilir. Saatlik veriler üzerinden fiyat tahminlemesi yapan firmaların varlığı bilinmekte ise de bir tez çalışması ile literatüre katkı sunulabilir.

- Zaman serileri ile senelik fiyat tahminlemesi yapılması: Bu tez çalışmasında izlenen yöntem, ardışık ay çiftleri üzerinden ikinci ayın elektrik fiyatının tahminlenmesi şeklinde gerçekleştirilmiştir. Bu analiz genişletilerek, yıllık zaman serileri üzerinden senelik tahminlemeler yapılabilir. Ancak bu durumda sapmaların çok yüksek olacağı ve arz-talep bazlı modellerin daha iyi sonuç vereceği düşünülmektedir.

- Zaman serileri modellerinin farklılaştırılması: ARIMA modelleri yerine ARCH (Autoregressive Conditionally Heteroscedastic), GARCH (Generalized Autoregressive Conditionally Heteroscedastic), vb. farklı zaman serileri ile modellemeler yapılabilir ve hata oranları karşılaştırılabilir. Sadece zaman serileri modelleri üzerinden yapılan analizlerin de hata olarak ne sonuçlar verdiklerinin görülmesi faydalı olacaktır.

- Arz-talep bazlı modeller için senaryo çalışmalarının gerçekleştirilmesi: Arz-talep bazlı modeller için, özellikle bazı parametreler sabitlendikten sonra (örneğin santral verimlilikleri, kapasiteleri, vb.) diğer parametrelerdeki değişiklikler gözönüne alınarak senaryo bazlı incelemeler gerçekleştirilebilir. Örneğin talep tarafında farklı gelişimler modellenenebilir; birden fazla talep senaryosu aylık kırımda birden fazla talep rakamını oluşturacak ve sonuç olarak aynı ay için birden fazla fiyat öngörüsüne yol açacaktır. Aynı şekilde yakıt maliyeti modülündeki fiyatların farklılaştırılması, doğalgaz ve kömür fiyatlarının elektrik fiyat belirleyicisi rolü oynamalarından ötürü farklı sonuçları beraberinde getirecektir.

- Döviz kurları tahminlemesi: Bu tez çalışmasında da görüldüğü üzere döviz/TL kurlarındaki değişikliklerin, girdi maliyetlerinin döviz olarak gerçekleşmesinden ötürü elektrik fiyatları üzerinde ciddi etkileri olmaktadır. Bu sebeple özellikle arz-talep bazlı modellere döviz kurları tahmin modelleri entegre edilebilir ve daha iyi sonuç alınmaya çalışılabilir.

Bunlarla birlikte her iki tür modelin de yeni veriler ile beslenmesi ve kalibrasyonlar yapılması gerekmektedir. Bahsi geçen iki modelin de yaşayan modeller oldukları unutulmamalıdır. Mevzuattaki değişiklikler, teşvik mekanizmaları, sosyo-ekonomik olaylar, dünya enerji fiyatlarındaki gelişmeler gibi birçok iç ve dış etkileşim, model sonuçlarında farklılıklara yol açabilir.

7. EK: R KODLARI

Zaman serileri analizi için kullanılan R programlama kodları bu bölümde ek olarak sunulmuştur. 2014 senesi için R kodları aşağıdaki gibidir:

```
setwd("/Users/sdogusoy/Desktop/Tez")
install.packages("TSA")
install.packages("tseries")
install.packages("forecast")
install.packages("hydroGOF")
library(TSA)
library(tseries)
library(forecast)
library(hydroGOF)

data2014 = read.csv("PTF2014.csv", header = TRUE)
data2014 = data2014[,2]
plot(data2014, xlab="2014 Günler", ylab="TL/MWh")

data2014Jan = data2014[1:31]
data2014Feb = data2014[32:59]
data2014Mar = data2014[60:90]
data2014Apr = data2014[91:120]
data2014May = data2014[121:151]
data2014June = data2014[152:181]
data2014July = data2014[182:212]
data2014Aug = data2014[213:243]
data2014Sep = data2014[244:273]
data2014Oct = data2014[274:304]
data2014Nov = data2014[305:334]
data2014Dec = data2014[335:365]

mat1 = cbind(data2014Jan, data2014Feb)
mat2 = cbind(data2014Feb, data2014Mar)
```

```

mat3 = cbind(data2014Mar, data2014Apr)
mat4 = cbind(data2014Apr, data2014May)
mat5 = cbind(data2014May, data2014June)
mat6 = cbind(data2014June, data2014July)
mat7 = cbind(data2014July, data2014Aug)
mat8 = cbind(data2014Aug, data2014Sep)
mat9 = cbind(data2014Sep, data2014Oct)
mat10 = cbind(data2014Oct, data2014Nov)
mat11 = cbind(data2014Nov, data2014Dec)

```

```

po.test(mat1)
po.test(mat2)
po.test(mat3)
po.test(mat4)
po.test(mat5)
po.test(mat6)
po.test(mat7)
po.test(mat8)
po.test(mat9)
po.test(mat10)
po.test(mat11)

```

```

tsdata2014Jan = ts(data2014Jan)
tsdata2014Feb = ts(data2014Feb)
train1 = tsdata2014Jan
test1 = tsdata2014Feb
arma_fit1 = auto.arima(train1)
arma_forecast1 = forecast(arma_fit1)
arma_forecast1$fitted[1:28]
plot(arma_forecast1$fitted[1:28], xlab="2014 Şubat Günler", ylab="TL/MWh")
plot(tsdata2014Feb, xlab="2014 Şubat Günler", ylab="TL/MWh")
lines(arma_forecast1$fitted[1:28], type="l", col="red")
orthata1 = mae(arma_forecast1$fitted[1:28],tsdata2014Feb)
ortkarhata1 = mse(arma_forecast1$fitted[1:28],tsdata2014Feb)

```

```
resultcol1=cbind(mean(tsdata2014Feb),mean(arma_forecast1$fitted[1:28]),abs(mean(ts
data2014Feb)-mean(arma_forecast1$fitted[1:28])),orthata1, ortkarhata1)
```

```
data2014Feb = data2014[32:59]
```

```
data2014Feb = c(data2014Jan[29:31], data2014Feb)
```

```
tsdata2014Feb = ts(data2014Feb)
```

```
tsdata2014Mar = ts(data2014Mar)
```

```
train2 = tsdata2014Feb
```

```
test2 = tsdata2014Mar
```

```
arma_fit2 = auto.arima(train2)
```

```
arma_forecast2 = forecast(arma_fit2)
```

```
arma_forecast2$fitted[1:31]
```

```
orthata2 = mae(arma_forecast2$fitted[1:31],tsdata2014Mar)
```

```
ortkarhata2 = mse(arma_forecast2$fitted[1:31],tsdata2014Mar)
```

```
resultcol2=cbind(mean(tsdata2014Mar),mean(arma_forecast2$fitted[1:31]),abs(mean(ts
data2014Mar)-mean(arma_forecast2$fitted[1:31])),orthata2, ortkarhata2)
```

```
tsdata2014Mar = ts(data2014Mar)
```

```
tsdata2014Apr = ts(data2014Apr)
```

```
train3 = tsdata2014Mar
```

```
test3 = tsdata2014Apr
```

```
arma_fit3 = auto.arima(train3)
```

```
arma_forecast3 = forecast(arma_fit3)
```

```
arma_forecast3$fitted[1:30]
```

```
orthata3 = mae(arma_forecast3$fitted[1:30],tsdata2014Apr)
```

```
ortkarhata3 = mse(arma_forecast3$fitted[1:30],tsdata2014Apr)
```

```
resultcol3=cbind(mean(tsdata2014Apr),mean(arma_forecast3$fitted[1:30]),abs(mean(ts
data2014Apr)-mean(arma_forecast3$fitted[1:30])),orthata3, ortkarhata3)
```

```
data2014Apr = data2014[91:120]
```

```
data2014Apr = c(data2014Mar[30], data2014Apr)
```

```
tsdata2014Apr = ts(data2014Apr)
```

```
tsdata2014May = ts(data2014May)
```

```
train4 = tsdata2014Apr
```

```

test4 = tsdata2014May
arma_fit4 = auto.arima(train4)
arma_forecast4 = forecast(arma_fit4)
arma_forecast4$fitted[1:31]
orthata4 = mae(arma_forecast4$fitted[1:31],tsdata2014May)
ortkarhata4 = mse(arma_forecast4$fitted[1:31],tsdata2014May)
resultcol4=cbind(mean(tsdata2014May),mean(arma_forecast4$fitted[1:31]),abs(mean(t
sdata2014May)-mean(arma_forecast4$fitted[1:31])),orthata4, ortkarhata4)

```

```

data2014May = data2014[121:151]
tsdata2014May = ts(data2014May)
tsdata2014June = ts(data2014June)
train5 = tsdata2014May
test5 = tsdata2014June
arma_fit5 = auto.arima(train5)
arma_forecast5 = forecast(arma_fit5)
arma_forecast5$fitted[1:30]
orthata5 = mae(arma_forecast5$fitted[1:30],tsdata2014June)
ortkarhata5 = mse(arma_forecast5$fitted[1:30],tsdata2014June)
resultcol5=cbind(mean(tsdata2014June),mean(arma_forecast5$fitted[1:30]),abs(mean(t
sdata2014June)-mean(arma_forecast5$fitted[1:30])),orthata5, ortkarhata5)
tsresults2014 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5)

```

```

data2014June = data2014[152:181]
data2014June = c(data2014May[31], data2014June)
tsdata2014June = ts(data2014June)
tsdata2014July = ts(data2014July)
train6 = tsdata2014June
test6 = tsdata2014July
arma_fit6 = auto.arima(train6)
arma_forecast6 = forecast(arma_fit6)
arma_forecast6$fitted[1:31]
orthata6 = mae(arma_forecast6$fitted[1:31],tsdata2014July)
ortkarhata6 = mse(arma_forecast6$fitted[1:31],tsdata2014July)

```

```
resultcol6=cbind(mean(tsdata2014July),mean(arma_forecast6$fitted[1:31]),abs(mean(ts
data2014July)-mean(arma_forecast6$fitted[1:31])),orthata6, ortkarhata6)
tsresults2014 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6)
```

```
tsdata2014July = ts(data2014July)
tsdata2014Aug = ts(data2014Aug)
train7 = tsdata2014July
test7 = tsdata2014Aug
arma_fit7 = auto.arima(train7)
arma_forecast7 = forecast(arma_fit7)
arma_forecast7$fitted[1:31]
orthata7 = mae(arma_forecast7$fitted[1:31],tsdata2014Aug)
ortkarhata7 = mse(arma_forecast7$fitted[1:31],tsdata2014Aug)
resultcol7=cbind(mean(tsdata2014Aug),mean(arma_forecast7$fitted[1:31]),abs(mean(ts
data2014Aug)-mean(arma_forecast7$fitted[1:31])),orthata7, ortkarhata7)
tsresults2014 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6,
resultcol7)
```

```
tsdata2014Aug = ts(data2014Aug)
tsdata2014Sep = ts(data2014Sep)
train8 = tsdata2014Aug
test8 = tsdata2014Sep
arma_fit8 = auto.arima(train8)
arma_forecast8 = forecast(arma_fit8)
arma_forecast8$fitted[1:31]
orthata8 = mae(arma_forecast8$fitted[1:30],tsdata2014Sep)
ortkarhata8 = mse(arma_forecast8$fitted[1:30],tsdata2014Sep)
resultcol8=cbind(mean(tsdata2014Sep),mean(arma_forecast8$fitted[1:30]),abs(mean(ts
data2014Sep)-mean(arma_forecast8$fitted[1:30])),orthata8, ortkarhata8)
tsresults2014 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6,
resultcol7, resultcol8)
```

```
data2014Sep = data2014[244:273]
data2014Sep = c(data2014Aug[31], data2014Sep)
```

```

tsdata2014Sep = ts(data2014Sep)
tsdata2014Oct = ts(data2014Oct)
train9 = tsdata2014Sep
test9 = tsdata2014Oct
arma_fit9 = auto.arima(train9)
arma_forecast9 = forecast(arma_fit9)
arma_forecast9$fitted[1:31]
orthata9 = mae(arma_forecast9$fitted[1:31],tsdata2014Oct)
ortkarhata9 = mse(arma_forecast9$fitted[1:31],tsdata2014Oct)
resultcol9=cbind(mean(tsdata2014Oct),mean(arma_forecast9$fitted[1:31]),abs(mean(ts
data2014Oct)-mean(arma_forecast9$fitted[1:31])),orthata9, ortkarhata9)
tsresults2014 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6,
resultcol7, resultcol8, resultcol9)

```

```

tsdata2014Oct = ts(data2014Oct)
tsdata2014Nov = ts(data2014Nov)
train10 = tsdata2014Oct
test10 = tsdata2014Nov
arma_fit10 = auto.arima(train10)
arma_forecast10 = forecast(arma_fit10)
arma_forecast10$fitted[1:30]
orthata10 = mae(arma_forecast10$fitted[1:30],tsdata2014Nov)
ortkarhata10 = mse(arma_forecast10$fitted[1:30],tsdata2014Nov)
resultcol10=cbind(mean(tsdata2014Nov),mean(arma_forecast10$fitted[1:30]),abs(mean
(tsdata2014Nov)-mean(arma_forecast10$fitted[1:30])),orthata10, ortkarhata10)
tsresults2014 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6,
resultcol7, resultcol8, resultcol9, resultcol10)

```

```

data2014Nov = data2014[305:334]
data2014Nov = c(data2014Oct[31], data2014Nov)
tsdata2014Nov = ts(data2014Nov)
tsdata2014Dec = ts(data2014Dec)
train11 = tsdata2014Nov
test11 = tsdata2014Dec

```

```

arma_fit11 = auto.arima(train11)
arma_forecast11 = forecast(arma_fit11)
arma_forecast11$fitted[1:31]
orthata11 = mae(arma_forecast11$fitted[1:31],tsdata2014Dec)
ortkarhata11 = mse(arma_forecast11$fitted[1:31],tsdata2014Dec)
resultcol11=cbind(mean(tsdata2014Dec),mean(arma_forecast11$fitted[1:31]),abs(mean
(tsdata2014Dec)-mean(arma_forecast11$fitted[1:31])),orthata11, ortkarhata11)

```

```

data2013 = read.csv("PTF2013.csv", header = TRUE)
data2013 = data2013[,2]
data2013Dec = data2013[335:365]

```

```

mat0 = cbind(data2013Dec, data2014Jan)
po.test(mat0)

```

```

tsdata2013Dec = ts(data2013Dec)
tsdata2014Jan = ts(data2014Jan)
train0 = tsdata2013Dec
test0 = tsdata2014Jan
arma_fit0 = auto.arima(train0)
arma_forecast0 = forecast(arma_fit0)
arma_forecast0$fitted[1:31]
orthata0 = mae(arma_forecast0$fitted[1:31],tsdata2014Jan)
ortkarhata0 = mse(arma_forecast0$fitted[1:31],tsdata2014Jan)
resultcol0=cbind(mean(tsdata2014Jan),mean(arma_forecast0$fitted[1:31]),abs(mean(ts
data2014Jan)-mean(arma_forecast0$fitted[1:31])),orthata0, ortkarhata0)

```

```

tsresults2014 = rbind(resultcol0,resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5,
resultcol6, resultcol7, resultcol8, resultcol9, resultcol10, resultcol11)
colnames(tsresults2014) = c("Gerçekleşen","Tahminlenen", "Mutlak Hata","Ortalama
Hata", "Ortalama Karesel Hata")
rownames(tsresults2014) = c("Ocak","Şubat", "Mart", "Nisan", "Mayıs", "Haziran",
"Temmuz", "Ağustos", "Eylül", "Ekim", "Kasım", "Aralık")
tsresults2014

```

```

plot(tsresults2014[,1], type="l", xlab="2014 Aylar", ylab="TL/MWh",
ylim=c(140,200))
lines(tsresults2014[,2], type="l", col="red")
meanabshata2014 = mean(tsresults2014[,3])
meanabshata2014

```

2015 senesi için R kodları aşağıdaki gibidir:

```

setwd("/Users/sdogusoy/Desktop/Tez")
library(TSA)
library(tseries)
library(forecast)
library(hydroGOF)

data2015 = read.csv("PTF2015.csv", header = TRUE)
data2015 = data2015[,2]
plot(data2015, xlab="2015 Günler", ylab="TL/MWh")

data2015Jan = data2015[1:31]
data2015Feb = data2015[32:59]
data2015Mar = data2015[60:90]
data2015Apr = data2015[91:120]
data2015May = data2015[121:151]
data2015June = data2015[152:181]
data2015July = data2015[182:212]
data2015Aug = data2015[213:243]
data2015Sep = data2015[244:273]
data2015Oct = data2015[274:304]
data2015Nov = data2015[305:334]
data2015Dec = data2015[335:365]

mat1 = cbind(data2015Jan, data2015Feb)

```

```

mat2 = cbind(data2015Feb, data2015Mar)
mat3 = cbind(data2015Mar, data2015Apr)
mat4 = cbind(data2015Apr, data2015May)
mat5 = cbind(data2015May, data2015June)
mat6 = cbind(data2015June, data2015July)
mat7 = cbind(data2015July, data2015Aug)
mat8 = cbind(data2015Aug, data2015Sep)
mat9 = cbind(data2015Sep, data2015Oct)
mat10 = cbind(data2015Oct, data2015Nov)
mat11 = cbind(data2015Nov, data2015Dec)

```

```

po.test(mat1)
po.test(mat2)
po.test(mat3)
po.test(mat4)
po.test(mat5)
po.test(mat6)
po.test(mat7)
po.test(mat8)
po.test(mat9)
po.test(mat10)
po.test(mat11)

```

```

tsdata2015Jan = ts(data2015Jan)
tsdata2015Feb = ts(data2015Feb)
train1 = tsdata2015Jan
test1 = tsdata2015Feb
arma_fit1 = auto.arima(train1)
arma_forecast1 = forecast(arma_fit1)
arma_forecast1$fitted[1:28]
plot(arma_forecast1$fitted[1:28], xlab="2015 Şubat Günler", ylab="TL/MWh")
plot(tsdata2015Feb, xlab="2015 Şubat Günler", ylab="TL/MWh")
lines(arma_forecast1$fitted[1:28], type="l", col="red")
orthata1 = mae(arma_forecast1$fitted[1:28], tsdata2015Feb)

```

```

ortkarhata1 = mse(arma_forecast1$fitted[1:28],tsdata2015Feb)
resultcol1=cbind(mean(tsdata2015Feb),mean(arma_forecast1$fitted[1:28]),abs(mean(t
sdata2015Feb)-mean(arma_forecast1$fitted[1:28])),orthata1, ortkarhata1)

```

```

data2015Feb = data2015[32:59]
data2015Feb = c(data2015Jan[29:31], data2015Feb)
tsdata2015Feb = ts(data2015Feb)
tsdata2015Mar = ts(data2015Mar)
train2 = tsdata2015Feb
test2 = tsdata2015Mar
arma_fit2 = auto.arima(train2)
arma_forecast2 = forecast(arma_fit2)
arma_forecast2$fitted[1:31]
orthata2 = mae(arma_forecast2$fitted[1:31],tsdata2015Mar)
ortkarhata2 = mse(arma_forecast2$fitted[1:31],tsdata2015Mar)
resultcol2=cbind(mean(tsdata2015Mar),mean(arma_forecast2$fitted[1:31]),abs(mean(
tsdata2015Mar)-mean(arma_forecast2$fitted[1:31])),orthata2, ortkarhata2)

```

```

tsdata2015Mar = ts(data2015Mar)
tsdata2015Apr = ts(data2015Apr)
train3 = tsdata2015Mar
test3 = tsdata2015Apr
arma_fit3 = auto.arima(train3)
arma_forecast3 = forecast(arma_fit3)
arma_forecast3$fitted[1:30]
orthata3 = mae(arma_forecast3$fitted[1:30],tsdata2015Apr)
ortkarhata3 = mse(arma_forecast3$fitted[1:30],tsdata2015Apr)
resultcol3=cbind(mean(tsdata2015Apr),mean(arma_forecast3$fitted[1:30]),abs(mean(t
sdata2015Apr)-mean(arma_forecast3$fitted[1:30])),orthata3, ortkarhata3)

```

```

data2015Apr = data2015[91:120]
data2015Apr = c(data2015Mar[30], data2015Apr)
tsdata2015Apr = ts(data2015Apr)
tsdata2015May = ts(data2015May)

```

```

train4 = tsdata2015Apr
test4 = tsdata2015May
arma_fit4 = auto.arima(train4)
arma_forecast4 = forecast(arma_fit4)
arma_forecast4$fitted[1:31]
orthata4 = mae(arma_forecast4$fitted[1:31],tsdata2015May)
ortkarhata4 = mse(arma_forecast4$fitted[1:31],tsdata2015May)
resultcol4=cbind(mean(tsdata2015May),mean(arma_forecast4$fitted[1:31]),abs(mean(
tsdata2015May)-mean(arma_forecast4$fitted[1:31])),orthata4, ortkarhata4)

```

```

data2015May = data2015[121:151]
tsdata2015May = ts(data2015May)
tsdata2015June = ts(data2015June)
train5 = tsdata2015May
test5 = tsdata2015June
arma_fit5 = auto.arima(train5)
arma_forecast5 = forecast(arma_fit5)
arma_forecast5$fitted[1:30]
orthata5 = mae(arma_forecast5$fitted[1:30],tsdata2015June)
ortkarhata5 = mse(arma_forecast5$fitted[1:30],tsdata2015June)
resultcol5=cbind(mean(tsdata2015June),mean(arma_forecast5$fitted[1:30]),abs(mean(
tsdata2015June)-mean(arma_forecast5$fitted[1:30])),orthata5, ortkarhata5)
tsresults2015 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5)

```

```

data2015June = data2015[152:181]
data2015June = c(data2015May[31], data2015June)
tsdata2015June = ts(data2015June)
tsdata2015July = ts(data2015July)
train6 = tsdata2015June
test6 = tsdata2015July
arma_fit6 = auto.arima(train6)
arma_forecast6 = forecast(arma_fit6)
arma_forecast6$fitted[1:31]
orthata6 = mae(arma_forecast6$fitted[1:31],tsdata2015July)

```

```

ortkarhata6 = mse(arma_forecast6$fitted[1:31],tsdata2015July)
resultcol6=cbind(mean(tsdata2015July),mean(arma_forecast6$fitted[1:31]),abs(mean(
tsdata2015July)-mean(arma_forecast6$fitted[1:31])),orthata6, ortkarhata6)
tsresults2015 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6)

```

```

tsdata2015July = ts(data2015July)
tsdata2015Aug = ts(data2015Aug)
train7 = tsdata2015July
test7 = tsdata2015Aug
arma_fit7 = auto.arima(train7)
arma_forecast7 = forecast(arma_fit7)
arma_forecast7$fitted[1:31]
orthata7 = mae(arma_forecast7$fitted[1:31],tsdata2015Aug)
ortkarhata7 = mse(arma_forecast7$fitted[1:31],tsdata2015Aug)
resultcol7=cbind(mean(tsdata2015Aug),mean(arma_forecast7$fitted[1:31]),abs(mean(
tsdata2015Aug)-mean(arma_forecast7$fitted[1:31])),orthata7, ortkarhata7)
tsresults2015 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6,
resultcol7)

```

```

tsdata2015Aug = ts(data2015Aug)
tsdata2015Sep = ts(data2015Sep)
train8 = tsdata2015Aug
test8 = tsdata2015Sep
arma_fit8 = auto.arima(train8)
arma_forecast8 = forecast(arma_fit8)
arma_forecast8$fitted[1:31]
orthata8 = mae(arma_forecast8$fitted[1:30],tsdata2015Sep)
ortkarhata8 = mse(arma_forecast8$fitted[1:30],tsdata2015Sep)
resultcol8=cbind(mean(tsdata2015Sep),mean(arma_forecast8$fitted[1:30]),abs(mean(
tsdata2015Sep)-mean(arma_forecast8$fitted[1:30])),orthata8, ortkarhata8)
tsresults2015 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6,
resultcol7, resultcol8)

```

```

data2015Sep = data2015[244:273]

```

```

data2015Sep = c(data2015Aug[31], data2015Sep)
tsdata2015Sep = ts(data2015Sep)
tsdata2015Oct = ts(data2015Oct)
train9 = tsdata2015Sep
test9 = tsdata2015Oct
arma_fit9 = auto.arima(train9)
arma_forecast9 = forecast(arma_fit9)
arma_forecast9$fitted[1:31]
orthata9 = mae(arma_forecast9$fitted[1:31],tsdata2015Oct)
ortkarhata9 = mse(arma_forecast9$fitted[1:31],tsdata2015Oct)
resultcol9=cbind(mean(tsdata2015Oct),mean(arma_forecast9$fitted[1:31]),abs(mean(t
sdata2015Oct)-mean(arma_forecast9$fitted[1:31])),orthata9, ortkarhata9)
tsresults2015 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6,
resultcol7, resultcol8, resultcol9)

```

```

tsdata2015Oct = ts(data2015Oct)
tsdata2015Nov = ts(data2015Nov)
train10 = tsdata2015Oct
test10 = tsdata2015Nov
arma_fit10 = auto.arima(train10)
arma_forecast10 = forecast(arma_fit10)
arma_forecast10$fitted[1:30]
orthata10 = mae(arma_forecast10$fitted[1:30],tsdata2015Nov)
ortkarhata10 = mse(arma_forecast10$fitted[1:30],tsdata2015Nov)
resultcol10=cbind(mean(tsdata2015Nov),mean(arma_forecast10$fitted[1:30]),abs(mea
n(tsdata2015Nov)-mean(arma_forecast10$fitted[1:30])),orthata10, ortkarhata10)
tsresults2015 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6,
resultcol7, resultcol8, resultcol9, resultcol10)

```

```

data2015Nov = data2015[305:334]
data2015Nov = c(data2015Oct[31], data2015Nov)
tsdata2015Nov = ts(data2015Nov)
tsdata2015Dec = ts(data2015Dec)
train11 = tsdata2015Nov

```

```

test11 = tsdata2015Dec
arma_fit11 = auto.arima(train11)
arma_forecast11 = forecast(arma_fit11)
arma_forecast11$fitted[1:31]
orthata11 = mae(arma_forecast11$fitted[1:31],tsdata2015Dec)
ortkarhata11 = mse(arma_forecast11$fitted[1:31],tsdata2015Dec)
resultcol11=cbind(mean(tsdata2015Dec),mean(arma_forecast11$fitted[1:31]),abs(mean(
tsdata2015Dec)-mean(arma_forecast11$fitted[1:31])),orthata11, ortkarhata11)


data2014 = read.csv("PTF2014.csv", header = TRUE)
data2014 = data2014[,2]
data2014Dec = data2014[335:365]


mat0 = cbind(data2014Dec, data2015Jan)
po.test(mat0)


tsdata2014Dec = ts(data2014Dec)
tsdata2015Jan = ts(data2015Jan)
train0 = tsdata2014Dec
test0 = tsdata2015Jan
arma_fit0 = auto.arima(train0)
arma_forecast0 = forecast(arma_fit0)
arma_forecast0$fitted[1:31]
orthata0 = mae(arma_forecast0$fitted[1:31],tsdata2015Jan)
ortkarhata0 = mse(arma_forecast0$fitted[1:31],tsdata2015Jan)
resultcol0=cbind(mean(tsdata2015Jan),mean(arma_forecast0$fitted[1:31]),abs(mean(t
sdata2015Jan)-mean(arma_forecast0$fitted[1:31])),orthata0, ortkarhata0)


tsresults2015 = rbind(resultcol0,resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5,
resultcol6, resultcol7, resultcol8, resultcol9, resultcol10, resultcol11)
colnames(tsresults2015) = c("Gerçekleşen","Tahminlenen", "Mutlak Hata","Ortalama
Hata", "Ortalama Karesel Hata")
rownames(tsresults2015) = c("Ocak","Şubat", "Mart", "Nisan", "Mayıs", "Haziran",
"Temmuz", "Ağustos", "Eylül", "Ekim", "Kasım", "Aralık")

```

```
tsresults2015
```

```
plot(tsresults2015[,1], type="l", xlab="2015 Aylar", ylab="TL/MWh",  
ylim=c(100,200))  
lines(tsresults2015[,2], type="l", col="red")  
meanabshata2015 = mean(tsresults2015[,3])  
meanabshata2015
```

2016 senesi için R kodları aşağıdaki gibidir:

```
setwd("/Users/sdogusoy/Desktop/Tez")  
library(TSA)  
library(tseries)  
library(forecast)  
library(hydroGOF)  
  
data2016 = read.csv("PTF2016.csv", header = TRUE)  
data2016 = data2016[,2]  
plot(data2016, xlab="2016 Günler", ylab="TL/MWh", type="b")  
  
data2016Jan = data2016[1:31]  
data2016Feb = data2016[32:60]  
data2016Mar = data2016[61:91]  
data2016Apr = data2016[92:121]  
data2016May = data2016[122:152]  
data2016June = data2016[153:182]  
data2016July = data2016[183:213]  
data2016Aug = data2016[214:244]  
data2016Sep = data2016[245:274]  
data2016Oct = data2016[275:305]  
data2016Nov = data2016[306:335]  
data2016Dec = data2016[336:366]
```

```

mat1 = cbind(data2016Jan, data2016Feb)
mat2 = cbind(data2016Feb, data2016Mar)
mat3 = cbind(data2016Mar, data2016Apr)
mat4 = cbind(data2016Apr, data2016May)
mat5 = cbind(data2016May, data2016June)
mat6 = cbind(data2016June, data2016July)
mat7 = cbind(data2016July, data2016Aug)
mat8 = cbind(data2016Aug, data2016Sep)
mat9 = cbind(data2016Sep, data2016Oct)
mat10 = cbind(data2016Oct, data2016Nov)
mat11 = cbind(data2016Nov, data2016Dec)

```

```

po.test(mat1)
po.test(mat2)
po.test(mat3)
po.test(mat4)
po.test(mat5)
po.test(mat6)
po.test(mat7)
po.test(mat8)
po.test(mat9)
po.test(mat10)
po.test(mat11)

```

```

tsdata2016Jan = ts(data2016Jan)
tsdata2016Feb = ts(data2016Feb)
train1 = tsdata2016Jan
test1 = tsdata2016Feb
arma_fit1 = auto.arima(train1)
arma_forecast1 = forecast(arma_fit1)
arma_forecast1$fitted[1:29]
plot(arma_forecast1$fitted[1:29], xlab="2016 Şubat Günler", ylab="TL/MWh")
plot(tsdata2016Feb, xlab="2016 Şubat Günler", ylab="TL/MWh")
lines(arma_forecast1$fitted[1:29], type="l", col="red")

```

```

orthata1 = mae(arma_forecast1$fitted[1:29],tsdata2016Feb)
ortkarhata1 = mse(arma_forecast1$fitted[1:29],tsdata2016Feb)
resultcol1=cbind(mean(tsdata2016Feb),mean(arma_forecast1$fitted[1:29]),abs(mean(t
sdata2016Feb)-mean(arma_forecast1$fitted[1:29])),orthata1, ortkarhata1)

```

```

data2016Feb = data2016[32:60]
data2016Feb = c(data2016Jan[30:31], data2016Feb)
tsdata2016Feb = ts(data2016Feb)
tsdata2016Mar = ts(data2016Mar)
train2 = tsdata2016Feb
test2 = tsdata2016Mar
arma_fit2 = auto.arima(train2)
arma_forecast2 = forecast(arma_fit2)
arma_forecast2$fitted[1:31]
orthata2 = mae(arma_forecast2$fitted[1:31],tsdata2016Mar)
ortkarhata2 = mse(arma_forecast2$fitted[1:31],tsdata2016Mar)
resultcol2=cbind(mean(tsdata2016Mar),mean(arma_forecast2$fitted[1:31]),abs(mean(
tsdata2016Mar)-mean(arma_forecast2$fitted[1:31])),orthata2, ortkarhata2)

```

```

tsdata2016Mar = ts(data2016Mar)
tsdata2016Apr = ts(data2016Apr)
train3 = tsdata2016Mar
test3 = tsdata2016Apr
arma_fit3 = auto.arima(train3)
arma_forecast3 = forecast(arma_fit3)
arma_forecast3$fitted[1:30]
orthata3 = mae(arma_forecast3$fitted[1:30],tsdata2016Apr)
ortkarhata3 = mse(arma_forecast3$fitted[1:30],tsdata2016Apr)
resultcol3=cbind(mean(tsdata2016Apr),mean(arma_forecast3$fitted[1:30]),abs(mean(t
sdata2016Apr)-mean(arma_forecast3$fitted[1:30])),orthata3, ortkarhata3)

```

```

data2016Apr = data2016[92:121]
data2016Apr = c(data2016Mar[30], data2016Apr)
tsdata2016Apr = ts(data2016Apr)

```

```

tsdata2016May = ts(data2016May)
train4 = tsdata2016Apr
test4 = tsdata2016May
arma_fit4 = auto.arima(train4)
arma_forecast4 = forecast(arma_fit4)
arma_forecast4$fitted[1:31]
orthata4 = mae(arma_forecast4$fitted[1:31],tsdata2016May)
ortkarhata4 = mse(arma_forecast4$fitted[1:31],tsdata2016May)
resultcol4=cbind(mean(tsdata2016May),mean(arma_forecast4$fitted[1:31]),abs(mean(
tsdata2016May)-mean(arma_forecast4$fitted[1:31])),orthata4, ortkarhata4)

```

```

data2016May = data2016[122:152]
tsdata2016May = ts(data2016May)
tsdata2016June = ts(data2016June)
train5 = tsdata2016May
test5 = tsdata2016June
arma_fit5 = auto.arima(train5)
arma_forecast5 = forecast(arma_fit5)
arma_forecast5$fitted[1:30]
orthata5 = mae(arma_forecast5$fitted[1:30],tsdata2016June)
ortkarhata5 = mse(arma_forecast5$fitted[1:30],tsdata2016June)
resultcol5=cbind(mean(tsdata2016June),mean(arma_forecast5$fitted[1:30]),abs(mean(
tsdata2016June)-mean(arma_forecast5$fitted[1:30])),orthata5, ortkarhata5)
tsresults2016 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5)

```

```

data2016June = data2016[153:182]
data2016June = c(data2016May[31], data2016June)
tsdata2016June = ts(data2016June)
tsdata2016July = ts(data2016July)
train6 = tsdata2016June
test6 = tsdata2016July
arma_fit6 = auto.arima(train6)
arma_forecast6 = forecast(arma_fit6)
arma_forecast6$fitted[1:31]

```

```

orthata6 = mae(arma_forecast6$fitted[1:31],tsdata2016July)
ortkarhata6 = mse(arma_forecast6$fitted[1:31],tsdata2016July)
resultcol6=cbind(mean(tsdata2016July),mean(arma_forecast6$fitted[1:31]),abs(mean(
tsdata2016July)-mean(arma_forecast6$fitted[1:31])),orthata6, ortkarhata6)
tsresults2016 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6)

tsdata2016July = ts(data2016July)
tsdata2016Aug = ts(data2016Aug)
train7 = tsdata2016July
test7 = tsdata2016Aug
arma_fit7 = auto.arima(train7)
arma_forecast7 = forecast(arma_fit7)
arma_forecast7$fitted[1:31]
orthata7 = mae(arma_forecast7$fitted[1:31],tsdata2016Aug)
ortkarhata7 = mse(arma_forecast7$fitted[1:31],tsdata2016Aug)
resultcol7=cbind(mean(tsdata2016Aug),mean(arma_forecast7$fitted[1:31]),abs(mean(
tsdata2016Aug)-mean(arma_forecast7$fitted[1:31])),orthata7, ortkarhata7)
tsresults2016 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6,
resultcol7)

tsdata2016Aug = ts(data2016Aug)
tsdata2016Sep = ts(data2016Sep)
train8 = tsdata2016Aug
test8 = tsdata2016Sep
arma_fit8 = auto.arima(train8)
arma_forecast8 = forecast(arma_fit8)
arma_forecast8$fitted[1:31]
orthata8 = mae(arma_forecast8$fitted[1:30],tsdata2016Sep)
ortkarhata8 = mse(arma_forecast8$fitted[1:30],tsdata2016Sep)
resultcol8=cbind(mean(tsdata2016Sep),mean(arma_forecast8$fitted[1:30]),abs(mean(
tsdata2016Sep)-mean(arma_forecast8$fitted[1:30])),orthata8, ortkarhata8)
tsresults2016 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6,
resultcol7, resultcol8)

```

```

data2016Sep = data2016[245:274]
data2016Sep = c(data2016Aug[31], data2016Sep)
tsdata2016Sep = ts(data2016Sep)
tsdata2016Oct = ts(data2016Oct)
train9 = tsdata2016Sep
test9 = tsdata2016Oct
arma_fit9 = auto.arima(train9)
arma_forecast9 = forecast(arma_fit9)
arma_forecast9$fitted[1:31]
orthata9 = mae(arma_forecast9$fitted[1:31],tsdata2016Oct)
ortkarhata9 = mse(arma_forecast9$fitted[1:31],tsdata2016Oct)
resultcol9=cbind(mean(tsdata2016Oct),mean(arma_forecast9$fitted[1:31]),abs(mean(t
sdata2016Oct)-mean(arma_forecast9$fitted[1:31])),orthata9, ortkarhata9)
tsresults2016 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6,
resultcol7, resultcol8, resultcol9)

tsdata2016Oct = ts(data2016Oct)
tsdata2016Nov = ts(data2016Nov)
train10 = tsdata2016Oct
test10 = tsdata2016Nov
arma_fit10 = auto.arima(train10)
arma_forecast10 = forecast(arma_fit10)
arma_forecast10$fitted[1:30]
orthata10 = mae(arma_forecast10$fitted[1:30],tsdata2016Nov)
ortkarhata10 = mse(arma_forecast10$fitted[1:30],tsdata2016Nov)
resultcol10=cbind(mean(tsdata2016Nov),mean(arma_forecast10$fitted[1:30]),abs(mea
n(tsdata2016Nov)-mean(arma_forecast10$fitted[1:30])),orthata10, ortkarhata10)
tsresults2016 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6,
resultcol7, resultcol8, resultcol9, resultcol10)

data2016Nov = data2016[306:335]
data2016Nov = c(data2016Oct[31], data2016Nov)
tsdata2016Nov = ts(data2016Nov)
tsdata2016Dec = ts(data2016Dec)

```

```

train11 = tsdata2016Nov
test11 = tsdata2016Dec
arma_fit11 = auto.arima(train11)
arma_forecast11 = forecast(arma_fit11)
arma_forecast11$fitted[1:31]
orthata11 = mae(arma_forecast11$fitted[1:31],tsdata2016Dec)
ortkarhata11 = mse(arma_forecast11$fitted[1:31],tsdata2016Dec)
resultcol11=cbind(mean(tsdata2016Dec),mean(arma_forecast11$fitted[1:31]),abs(mean(
tsdata2016Dec)-mean(arma_forecast11$fitted[1:31])),orthata11, ortkarhata11)

data2015 = read.csv("PTF2015.csv", header = TRUE)
data2015 = data2015[,2]
data2015Dec = data2015[335:365]

mat0 = cbind(data2015Dec, data2016Jan)
po.test(mat0)

tsdata2015Dec = ts(data2015Dec)
tsdata2016Jan = ts(data2016Jan)
train0 = tsdata2015Dec
test0 = tsdata2016Jan
arma_fit0 = auto.arima(train0)
arma_forecast0 = forecast(arma_fit0)
arma_forecast0$fitted[1:31]
orthata0 = mae(arma_forecast0$fitted[1:31],tsdata2016Jan)
ortkarhata0 = mse(arma_forecast0$fitted[1:31],tsdata2016Jan)
resultcol0=cbind(mean(tsdata2016Jan),mean(arma_forecast0$fitted[1:31]),abs(mean(t
sdata2016Jan)-mean(arma_forecast0$fitted[1:31])),orthata0, ortkarhata0)

tsresults2016 = rbind(resultcol0,resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5,
resultcol6, resultcol7, resultcol8, resultcol9, resultcol10, resultcol11)
colnames(tsresults2016) = c("Gerçekleşen","Tahminlenen", "Mutlak Hata","Ortalama
Hata", "Ortalama Karesel Hata")

```

```
rownames(tsresults2016) = c("Ocak","Şubat", "Mart", "Nisan", "Mayıs", "Haziran",  
"Temmuz", "Ağustos", "Eylül", "Ekim", "Kasım", "Aralık")  
tsresults2016
```

```
plot(tsresults2016[,1], type="l", xlab="2016 Aylar", ylab="TL/MWh",  
ylim=c(100,200))  
lines(tsresults2016[,2], type="l", col="red")  
meanabshata2016 = mean(tsresults2016[,3])  
meanabshata2016
```

2017 senesi için R kodları aşağıdaki gibidir:

```
setwd("/Users/sdogusoy/Desktop/Tez")  
library(TSA)  
library(tseries)  
library(forecast)  
library(hydroGOF)  
  
data2017 = read.csv("PTF2017.csv", header = TRUE)  
data2017 = data2017[,2]  
plot(data2017, xlab="2017 Günler", ylab="TL/MWh")  
  
data2017Jan = data2017[1:31]  
data2017Feb = data2017[32:59]  
data2017Mar = data2017[60:90]  
data2017Apr = data2017[91:120]  
data2017May = data2017[121:151]  
data2017June = data2017[152:181]  
data2017July = data2017[182:212]  
data2017Aug = data2017[213:243]  
data2017Sep = data2017[244:273]  
data2017Oct = data2017[274:304]  
data2017Nov = data2017[305:334]
```

```

mat1 = cbind(data2017Jan, data2017Feb)
mat2 = cbind(data2017Feb, data2017Mar)
mat3 = cbind(data2017Mar, data2017Apr)
mat4 = cbind(data2017Apr, data2017May)
mat5 = cbind(data2017May, data2017June)
mat6 = cbind(data2017June, data2017July)
mat7 = cbind(data2017July, data2017Aug)
mat8 = cbind(data2017Aug, data2017Sep)
mat9 = cbind(data2017Sep, data2017Oct)
mat10 = cbind(data2017Oct, data2017Nov)

```

```

po.test(mat1)
po.test(mat2)
po.test(mat3)
po.test(mat4)
po.test(mat5)
po.test(mat6)
po.test(mat7)
po.test(mat8)
po.test(mat9)
po.test(mat10)

```

```

tsdata2017Jan = ts(data2017Jan)
tsdata2017Feb = ts(data2017Feb)
train1 = tsdata2017Jan
test1 = tsdata2017Feb
arma_fit1 = auto.arima(train1)
arma_forecast1 = forecast(arma_fit1)
arma_forecast1$fitted[1:28]
plot(arma_forecast1$fitted[1:28], xlab="2017 Şubat Günler", ylab="TL/MWh")
plot(tsdata2017Feb, xlab="2017 Şubat Günler", ylab="TL/MWh")
lines(arma_forecast1$fitted[1:28], type="l", col="red")
orthata1 = mae(arma_forecast1$fitted[1:28], tsdata2017Feb)
ortkarhata1 = mse(arma_forecast1$fitted[1:28], tsdata2017Feb)

```

```
resultcol1=cbind(mean(tsdata2017Feb),mean(arma_forecast1$fitted[1:28]),abs(mean(t
sdata2017Feb)-mean(arma_forecast1$fitted[1:28])),orthata1, ortkarhata1)
```

```
data2017Feb = data2017[32:59]
```

```
data2017Feb = c(data2017Jan[29:31], data2017Feb)
```

```
tsdata2017Feb = ts(data2017Feb)
```

```
tsdata2017Mar = ts(data2017Mar)
```

```
train2 = tsdata2017Feb
```

```
test2 = tsdata2017Mar
```

```
arma_fit2 = auto.arima(train2)
```

```
arma_forecast2 = forecast(arma_fit2)
```

```
arma_forecast2$fitted[1:31]
```

```
orthata2 = mae(arma_forecast2$fitted[1:31],tsdata2017Mar)
```

```
ortkarhata2 = mse(arma_forecast2$fitted[1:31],tsdata2017Mar)
```

```
resultcol2=cbind(mean(tsdata2017Mar),mean(arma_forecast2$fitted[1:31]),abs(mean(
tsdata2017Mar)-mean(arma_forecast2$fitted[1:31])),orthata2, ortkarhata2)
```

```
tsdata2017Mar = ts(data2017Mar)
```

```
tsdata2017Apr = ts(data2017Apr)
```

```
train3 = tsdata2017Mar
```

```
test3 = tsdata2017Apr
```

```
arma_fit3 = auto.arima(train3)
```

```
arma_forecast3 = forecast(arma_fit3)
```

```
arma_forecast3$fitted[1:30]
```

```
orthata3 = mae(arma_forecast3$fitted[1:30],tsdata2017Apr)
```

```
ortkarhata3 = mse(arma_forecast3$fitted[1:30],tsdata2017Apr)
```

```
resultcol3=cbind(mean(tsdata2017Apr),mean(arma_forecast3$fitted[1:30]),abs(mean(t
sdata2017Apr)-mean(arma_forecast3$fitted[1:30])),orthata3, ortkarhata3)
```

```
data2017Apr = data2017[91:120]
```

```
data2017Apr = c(data2017Mar[30], data2017Apr)
```

```
tsdata2017Apr = ts(data2017Apr)
```

```
tsdata2017May = ts(data2017May)
```

```
train4 = tsdata2017Apr
```

```

test4 = tsdata2017May
arma_fit4 = auto.arima(train4)
arma_forecast4 = forecast(arma_fit4)
arma_forecast4$fitted[1:31]
orthata4 = mae(arma_forecast4$fitted[1:31],tsdata2017May)
ortkarhata4 = mse(arma_forecast4$fitted[1:31],tsdata2017May)
resultcol4=cbind(mean(tsdata2017May),mean(arma_forecast4$fitted[1:31]),abs(mean(
tsdata2017May)-mean(arma_forecast4$fitted[1:31])),orthata4, ortkarhata4)

```

```

data2017May = data2017[121:151]
tsdata2017May = ts(data2017May)
tsdata2017June = ts(data2017June)
train5 = tsdata2017May
test5 = tsdata2017June
arma_fit5 = auto.arima(train5)
arma_forecast5 = forecast(arma_fit5)
arma_forecast5$fitted[1:30]
orthata5 = mae(arma_forecast5$fitted[1:30],tsdata2017June)
ortkarhata5 = mse(arma_forecast5$fitted[1:30],tsdata2017June)
resultcol5=cbind(mean(tsdata2017June),mean(arma_forecast5$fitted[1:30]),abs(mean(
tsdata2017June)-mean(arma_forecast5$fitted[1:30])),orthata5, ortkarhata5)
tsresults2017 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5)

```

```

data2017June = data2017[152:181]
data2017June = c(data2017May[31], data2017June)
tsdata2017June = ts(data2017June)
tsdata2017July = ts(data2017July)
train6 = tsdata2017June
test6 = tsdata2017July
arma_fit6 = auto.arima(train6)
arma_forecast6 = forecast(arma_fit6)
arma_forecast6$fitted[1:31]
orthata6 = mae(arma_forecast6$fitted[1:31],tsdata2017July)
ortkarhata6 = mse(arma_forecast6$fitted[1:31],tsdata2017July)

```

```
resultcol6=cbind(mean(tsdata2017July),mean(arma_forecast6$fitted[1:31]),abs(mean(
tsdata2017July)-mean(arma_forecast6$fitted[1:31])),orthata6, ortkarhata6)
tsresults2017 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6)
```

```
tsdata2017July = ts(data2017July)
tsdata2017Aug = ts(data2017Aug)
train7 = tsdata2017July
test7 = tsdata2017Aug
arma_fit7 = auto.arima(train7)
arma_forecast7 = forecast(arma_fit7)
arma_forecast7$fitted[1:31]
orthata7 = mae(arma_forecast7$fitted[1:31],tsdata2017Aug)
ortkarhata7 = mse(arma_forecast7$fitted[1:31],tsdata2017Aug)
resultcol7=cbind(mean(tsdata2017Aug),mean(arma_forecast7$fitted[1:31]),abs(mean(
tsdata2017Aug)-mean(arma_forecast7$fitted[1:31])),orthata7, ortkarhata7)
tsresults2017 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6,
resultcol7)
```

```
tsdata2017Aug = ts(data2017Aug)
tsdata2017Sep = ts(data2017Sep)
train8 = tsdata2017Aug
test8 = tsdata2017Sep
arma_fit8 = auto.arima(train8)
arma_forecast8 = forecast(arma_fit8)
arma_forecast8$fitted[1:31]
orthata8 = mae(arma_forecast8$fitted[1:30],tsdata2017Sep)
ortkarhata8 = mse(arma_forecast8$fitted[1:30],tsdata2017Sep)
resultcol8=cbind(mean(tsdata2017Sep),mean(arma_forecast8$fitted[1:30]),abs(mean(
tsdata2017Sep)-mean(arma_forecast8$fitted[1:30])),orthata8, ortkarhata8)
tsresults2017 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6,
resultcol7, resultcol8)
```

```
data2017Sep = data2017[244:273]
data2017Sep = c(data2017Aug[31], data2017Sep)
```

```

tsdata2017Sep = ts(data2017Sep)
tsdata2017Oct = ts(data2017Oct)
train9 = tsdata2017Sep
test9 = tsdata2017Oct
arma_fit9 = auto.arima(train9)
arma_forecast9 = forecast(arma_fit9)
arma_forecast9$fitted[1:31]
orthata9 = mae(arma_forecast9$fitted[1:31],tsdata2017Oct)
ortkarhata9 = mse(arma_forecast9$fitted[1:31],tsdata2017Oct)
resultcol9=cbind(mean(tsdata2017Oct),mean(arma_forecast9$fitted[1:31]),abs(mean(t
sdata2017Oct)-mean(arma_forecast9$fitted[1:31])),orthata9, ortkarhata9)
tsresults2017 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6,
resultcol7, resultcol8, resultcol9)

```

```

tsdata2017Oct = ts(data2017Oct)
tsdata2017Nov = ts(data2017Nov)
train10 = tsdata2017Oct
test10 = tsdata2017Nov
arma_fit10 = auto.arima(train10)
arma_forecast10 = forecast(arma_fit10)
arma_forecast10$fitted[1:30]
orthata10 = mae(arma_forecast10$fitted[1:30],tsdata2017Nov)
ortkarhata10 = mse(arma_forecast10$fitted[1:30],tsdata2017Nov)
resultcol10=cbind(mean(tsdata2017Nov),mean(arma_forecast10$fitted[1:30]),abs(mea
n(tsdata2017Nov)-mean(arma_forecast10$fitted[1:30])),orthata10, ortkarhata10)
tsresults2017 = rbind(resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5, resultcol6,
resultcol7, resultcol8, resultcol9, resultcol10)

```

```

data2016 = read.csv("PTF2016.csv", header = TRUE)
data2016 = data2016[,2]
data2016Dec = data2016[335:365]
mat0 = cbind(data2016Dec, data2017Jan)
po.test(mat0)
tsdata2016Dec = ts(data2016Dec)

```

```

tsdata2017Jan = ts(data2017Jan)
train0 = tsdata2016Dec
test0 = tsdata2017Jan
arma_fit0 = auto.arima(train0)
arma_forecast0 = forecast(arma_fit0)
arma_forecast0$fitted[1:31]
orthata0 = mae(arma_forecast0$fitted[1:31],tsdata2017Jan)
ortkarhata0 = mse(arma_forecast0$fitted[1:31],tsdata2017Jan)
resultcol0=cbind(mean(tsdata2017Jan),mean(arma_forecast0$fitted[1:31]),abs(mean(t
sdata2017Jan)-mean(arma_forecast0$fitted[1:31])),orthata0, ortkarhata0)

tsresults2017 = rbind(resultcol0,resultcol1, resultcol2, resultcol3, resultcol4, resultcol5,
resultcol6, resultcol7, resultcol8, resultcol9, resultcol10)
colnames(tsresults2017) = c("Gerçekleşen","Tahminlenen", "Mutlak Hata","Ortalama
Hata", "Ortalama Karesel Hata")
rownames(tsresults2017) = c("Ocak","Şubat", "Mart", "Nisan", "Mayıs", "Haziran",
"Temmuz", "Ağustos", "Eylül", "Ekim", "Kasım")
tsresults2017
plot(tsresults2017[,1], type="l", xlab="2017 Aylar", ylab="TL/MWh",
ylim=c(140,200))
lines(tsresults2017[,2], type="l", col="red")
meanabshata2017 = mean(tsresults2017[,3])
meanabshata2017

```

8. KAYNAKLAR

- Başbakanlık: 64. Hükümet Programı, http://www.basbakanlik.gov.tr/docs/KurumsalHaberler/64.hukümet_programi.pdf. Erişim Tarihi: 8 Ağustos 2017
- British Petroleum: Statistical Review of World Energy, <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. Erişim Tarihi: 16 Kasım 2017
- Biçen, Y. (2016). Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasası Gelişim Süreci: Gün Öncesi ve Dengeleme Güç Piyasası Özellikleri. *Karaelmas Fen ve Mühendislik Dergisi*, Sayı 6, 432-438.
- Deloitte Türkiye: Serbestleşme Yolunda Perakende Elektrik Ticareti, <https://www2.deloitte.com/tr/tr/pages/energy-and-resources/articles/elektrik-piyasalarinda-ticaret-ve-tedarik.html>. Erişim Tarihi: 22 Ağustos 2017.
- Dünya Bankası: Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm Önemli Aşamalar ve Zorluklar, <http://documents.worldbank.org/curated/en/907111468189259524/pdf/ACS14951-REVISED-Box393232B-PUBLIC-EnergyveryFinalTURKISHR.pdf>. Erişim Tarihi: 20 Ağustos 2017.
- EIA: Henry Hub Natural Gas Price, <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>. Erişim Tarihi: 16 Kasım 2017.
- EPDK: Elektrik Piyasası Üretim Lisansları, <http://lisans.epdk.org.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretim/elektrikUretimOzetSorgula.xhtml>. Erişim Tarihi: 13 Eylül 2017.
- EPDK: Elektrik Piyasası Uygulama Kitabı, <http://www.epdk.org.tr/TR/Dokumanlar/Elektrik/YayinlarRaporlar/ElKitaplari>. Erişim Tarihi: 5 Ağustos 2017.
- EPIAŞ: 2016-2020 Stratejik Planı, https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2016/12/2016-2020_Epias_Stratejik_Planı.pdf. Erişim Tarihi: 5 Ağustos 2017.
- Korkmaz, T. ve Çevik, E.İ. (2008). Türkiye ve Uluslararası Hisse Senedi Piyasaları Arasındaki Eşbütünleşme İlişkisi ve Portföy Tercihleri. *BDDK Bankacılık ve Finansal Piyasalar*, 2005, Sayı 1, 59-84

- Kutner, M., Nachtsheim, C., Neter, J. ve William, L. (2012). *Applied Linear Statistical Models*. Fifth Edition, McGraw-Hill Irwin, New York.
- Luna, J.R. ve Tyler, C.: Short Run Marginal Costs and VOM Costs, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/20170628-special/20170628-item-03-srmc-and-vom-costs.ashx>. Erişim Tarihi: 22 Ağustos 2017
- Nişancı, M. (2015). Türkiye’de Elektrik Enerjisi Talebi ve Elektrik Tüketimi ile Ekonomik Büyüme Arasındaki İlişki. *Selçuk Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Sosyal ve Ekonomik Araştırmalar Dergisi*, Sayı 9, 107-121
- Nogales, F.J., Contreras J., Conejo, A.J., Espinola R. (2002). Forecasting Next-Day Electricity Prices by Time Series Models. *IEEE Transactions on Power Systems*, Sayı 17, 31-33.
- Özbuğday, F.C. (2017). Türkiye’nin Yıllık Elektrik Tüketim Talebi: Projeksiyonlara Akademik Yaklaşımlar. *Enerji Panorama*, Sayı 45, 52-53.
- Resmi Gazete: 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu, <https://www.tbmm.gov.tr/kanunlar/k4628.html>. Erişim Tarihi: 7 Ağustos 2017
- Resmi Gazete: 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu, <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2013/03/20130330-14.html>. Erişim Tarihi: 7 Ağustos 2017
- Resmi Gazete: Kömür İthalatına Ek Mali Yükümlülük Konulması Hakkında Kararda Değişiklik Yapılmasına İlişkin Karar, <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2016/10/20161003-5.pdf>. Erişim Tarihi: 8 Ağustos 2017
- Resmi Gazete: Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun, <http://www.eigm.gov.tr/File/?path=ROOT%2f4%2fDocuments%2fKanun%2f3096%20SAYILI%20KANUN.pdf>. Erişim Tarihi: 7 Ağustos 2017
- TEİAŞ: Türkiye Elektrik Üretim-İletim 2015 Yılı İstatistikleri, <https://www.teias.gov.tr/tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri/2015>. Erişim Tarihi: 6 Ağustos 2017.
- Türkay, B.E. (2015). Türkiye’nin Uzun Dönem Puant Yük Talebinin ve Enerji İhtiyacının Tahmin Edilmesi. *TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası Elektrik Mühendisliği*, Sayı 453, 31-33.

Tsay, R. S. (2010). Analysis of Financial Time Series. Third Edition, Wiley, New Jersey

Yörük, U: Türkiye Elektrik Sektörü: Serbestleşen Bir Piyasa için Gelecek Senaryoları,
http://www.econfin.boun.edu.tr/yeni/EconFin_Sunumu_20120514_v03.pdf.

Erişim Tarihi: 22 Ağustos 2017.

TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINI MODELLEMEDE ARZ-TALEP BAZINDA MODELLER İLE ZAMAN SERİLERİ MODELLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

ORJİNALLİK RAPORU

%3

BENZERLİK ENDEKSİ

%3

İNTERNET KAYNAKLARI

%1

YAYINLAR

%2

ÖĞRENCİ ÖDEVLERİ

BİRİNCİL KAYNAKLAR

1

documents.worldbank.org

İnternet Kaynağı

<%1

2

efeseker.wordpress.com

İnternet Kaynağı

<%1

3

Submitted to Haliç Üniversitesi

Öğrenci Ödevi

<%1

4

www.researchgate.net

İnternet Kaynağı

<%1

5

www.enerjiatlasi.com

İnternet Kaynağı

<%1

6

www.slideshare.net

İnternet Kaynağı

<%1

7

Submitted to Ankara University

Öğrenci Ödevi

<%1

8

www.abmaliye.gov.tr

İnternet Kaynağı

<%1

Görüşüldü

Yrd. Doç. Dr. Feriha YUSUFI
İktisadi İktisat Fakültesi Başkanı

9	trdocs.org İnternet Kaynağı	<% 1
10	www.serdivan.bel.tr İnternet Kaynağı	<% 1
11	www.solar-academy.com İnternet Kaynağı	<% 1
12	Submitted to Türkiye ve Orta Doğu Amme İdaresi Enstitü Öğrenci Ödevi	<% 1
13	acikarsiv.atilim.edu.tr İnternet Kaynağı	<% 1
14	dergipark.ulakbim.gov.tr İnternet Kaynağı	<% 1
15	acikarsiv.ankara.edu.tr İnternet Kaynağı	<% 1
16	Submitted to University of New South Wales Öğrenci Ödevi	<% 1
17	www.tenva.org İnternet Kaynağı	<% 1
18	Submitted to Atilim University Öğrenci Ödevi	<% 1
19	issuu.com İnternet Kaynağı	<% 1

Submitted to University of Warwick

Göreci

Yrd. Doç. Dr. Feriham YUSUFİ
İşletme Anabilim Dalı Başkanı

20	Öğrenci Ödevi	<% 1
21	www.nrdc.org İnternet Kaynağı	<% 1
22	www.trakya2023.com İnternet Kaynağı	<% 1
23	www.cafearkadas.com İnternet Kaynağı	<% 1
24	www.energyxxi.org İnternet Kaynağı	<% 1
25	N. Amjady. "Day-Ahead Price Forecasting of Electricity Markets by a New Fuzzy Neural Network", IEEE Transactions on Power Systems, 5/2006 Yayın	<% 1
26	www.yapay-zeka.org İnternet Kaynağı	<% 1
27	acikerisim.dicle.edu.tr:8080 İnternet Kaynağı	<% 1
28	ecis2014.eu İnternet Kaynağı	<% 1
29	mobilticaret.com İnternet Kaynağı	<% 1
30	polen.itu.edu.tr	

Görölda

Yrd. Doç. Dr. Feriha YUSUFİ
İşletme Anabilim Dalı Başkanı

	İnternet Kaynağı	<% 1
31	www.energyworld.com.tr İnternet Kaynağı	<% 1
32	www.rekabet.gov.tr İnternet Kaynağı	<% 1
33	www.tandfonline.com İnternet Kaynağı	<% 1
34	econ.appstate.edu İnternet Kaynağı	<% 1
35	www.epias.com.tr İnternet Kaynağı	<% 1
36	docplayer.biz.tr İnternet Kaynağı	<% 1
37	eyi2016.cumhuriyet.edu.tr İnternet Kaynağı	<% 1
38	halic.edu.tr İnternet Kaynağı	<% 1

Alıntıları çıkart

Kapat

Eşleşmeleri çıkar

Kapat

Bibliyografayı Çıkart

Üzerinde

Görülür

Yrd. Doç. Dr. Feriha YUSUFİ
İşletme Anabilim Dalı Başkanı