**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ**

# DOĞAL GAZ TİCARET MERKEZLERİNDE FİYAT OLUŞUMLARININ ANALİZİ: TÜRKİYE İÇİN BİR DEĞERLENDİRME

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**Hakan NALBANT**

**Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı**

**Enerji Bilim ve Teknoloji Programı**

**Tez Danışmanı: Prof. Dr. M. Özgür KAYALICA**

**Haziran 2018**

**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ**

# DOĞAL GAZ TİCARET MERKEZLERİNDE FİYAT OLUŞUMLARININ ANALİZİ: TÜRKİYE İÇİN BİR DEĞERLENDİRME

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**Hakan NALBANT**
**(301151010)**

**Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı**

**Enerji Bilim ve Teknoloji Programı**

**Tez Danışmanı: Prof. Dr. M. Özgür KAYALICA**

**Haziran 2018**

İTÜ Enerji Enstitüsü'nün 301151010 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi Hakan NALBANT, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı "DOĞAL GAZ TİCARET MERKEZLERİNDE FİYAT OLUŞUMLARININ ANALİZİ: TÜRKİYE İÇİN BİR DEĞERLENDİRME" başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

| | | |
|---|---|---|
| **Tez Danışmanı :** | **Prof. Dr. M. Özgür KAYALICA**<br>İstanbul Teknik Üniversitesi | ..... |
| **Jüri Üyeleri :** | **Doç. Dr. Ömer İnanç Türeyen**<br>İstanbul Teknik Üniversitesi | ..... |
| | **Doç. Dr. Sevil Acar**<br>Altınbaş Üniversitesi | ..... |

**Teslim Tarihi : 4 Mayıs 2018**
**Savunma Tarihi : 8 Haziran 2018**

***Aileme,***

## ÖNSÖZ

Çalışma hayatımın her anında desteklerini ve tecrübelerini benden esirgemeyen İbrahim ERDEN ve Ezgi Deniz KATMER'e; bu tez konusunu belirlememde ve çalışmanın değerlendirmelerinde bana yol gösteren İsmail BİLGİN'e; çalışmamın genel çerçevesinin oluşmasında ve piyasa bilgimin artmasında bilgi ve tecrübelerini her daim paylaşan Burak BAŞTACI'ya; ilgili verilerin temini konusunda destek olan Mehmet Arif DURAK'a; verilerin analizleri için her zaman katkı sağlayan Araş. Gör. Gizem KAYA'ya; tez çalışmasına başlanan ilk andan tamamlanmasına kadar desteklerini esirgemeyen ve yol gösteren Sayın Prof. Dr. Gülgün KAYAKUTLU ve Sayın Prof. Dr. M. Özgür KAYALICA'ya teşekkürlerimi sunarım.

Mayıs 2018

Hakan Nalbant
(Endüstri Mühendisi)

**İÇİNDEKİLER**

**Sayfa**

**ÖNSÖZ…….....vii**
**KISALTMALAR .....xi**
**ÇİZELGE LİSTESİ.....xiii**
**ŞEKİL LİSTESİ.....xv**
**ÖZET…….....xvii**
**SUMMARY… .....xix**
**1. GİRİŞ……. .....1**
**2. DOĞAL GAZ PİYASALARINA BAKIŞ .....5**
2.1 Doğal Gaz Üreticileri ve İhracatçıları .....6
2.2 Doğal Gaz Tüketicileri ve İthalatçıları.....7
2.3 Serbest Doğal Gaz Piyasalarında Fiyat Oluşumu ve Piyasa Yapısı.....10
2.3.1 Politik yaklaşımlar .....11
2.3.2 Tekel şirketler .....12
2.3.3 Düzenleyici kurumlar ve sorumlulukları .....12
2.3.4 Fiyat oluşumu.....13
2.4 Doğal Gaz Piyasalarında Ticaret Merkezi Kavramı.....16
**3. TÜRKİYE'DE DOĞAL GAZ PİYASALARI.....29**
3.1 Doğal Gaz Piyasasında Oyuncular ve Çalışma Prensipleri.....30
3.2 BOTAŞ ve Fiyat Oluşumu .....33
3.3 Özelleştirme ve Doğal Gaz Ticaret Merkezi Gereksinimi .....34
**4. DOĞAL GAZ FİYAT ANALİZİNDE KULLANILAN YÖNTEMLER.....41**
4.1 İstatistiksel Yöntemler.....41
4.1.1 ARIMA modeli .....41
4.1.2 Eşbütünleşme analizi.....42
4.1.3 Vektör otoregresif analiz.....42
4.2 Yapay Sinir Ağları .....43
**5. TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASASINDA GELECEK TAHMİNİ .....45**
5.1 Senaryo 1 – BOTAŞ'a Dayalı Fiyatlama.....45
5.1.1 ARIMA modeli analizi ile değerlendirme .....46
5.1.2 Eşbütünleşme analizi ile değerlendirme .....49
5.2 Senaryo 2 – Doğal Gaz Ticaret Merkezi Oluşturma .....51
5.2.1 Vektör otoregresif analiz yaklaşımı .....51
5.2.1.1 Türkiye'de bir gaz ticaret merkezinde var olabilecek değişkenler ....52
5.2.1.2 VAR analizinin uygulanması .....57
5.2.2 Yapay sinir ağları yaklaşımı .....67
5.3 Senaryoların Karşılaştırılması ve Tartışma .....69
**6. SONUÇ VE ÖNERİLER.....71**
**KAYNAKLAR .....75**
**ÖZGEÇMİŞ.....79**

## KISALTMALAR

**AB** : Avrupa Birliği
**ABD** : Amerika Birleşik Devletleri
**ADF** : Augmented Dickey Fuller (Genişletilmiş Dickey Fuller)
**ANN** : Artificial Neural Network (Yapay Sinir Ağı)
**ARIMA** : Autoregressive Integrated Moving Average (Otoregresif Bütünleşik Hareketli Ortalama)
**BK** : Birleşik Krallık
**BM** : Bilateral Monopoly (İki Taraflı Tekel Yapı)
**BOTAŞ** : Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
**CEGH** : Austria The Central European Gas Hub (Avusturya Orta Avrupa Gaz Merkezi)
**EFET** : European Federation of Energy Traders (Avrupa Enerji Tacirleri Federasyonu)
**EPDK** : Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
**EPİAŞ** : Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
**FLNG** : Floating Liquefied Natural Gas (Yüzebilir Sıvılaştırılmış Doğal Gaz)
**GES** : Güneş Enerjisi Santrali
**GOG** : Gas on Gas Competition (Gazın Gazla Rekabeti)
**GPL** : Germany Gaspool (Almanya Gaz Ticaret Merkezi)
**HDD** : Heating Degree Days (Isıtma Derece Günleri)
**HES** : Hidroelektrik Santrali
**HHI** : Herfindahl-Hirschman Endeksi
**ICE** : Intercontinental Exchange (Kıtalararası Borsa)
**IEA** : International Energy Agency (Uluslararası Enerji Ajansı)
**IGU** : International Gas Union (Uluslararası Gaz Birliği)
**IRENA** : International Renewable Energy Agency (Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı)
**LNG** : Liquefied Natural Gas (Sıvılaştırılmış Doğal Gaz)
**NBP** : National Balancing Point (Ulusal Dengeleme Noktası)
**NET** : Netback From Final Product (Son Ürün Üzerinden Fiyat Oluşturma)
**NP** : No Price (Fiyatlama Olmaması)
**NPTF** : Gaspoint Nordic Facility (İskandinav Gaz Değişim Noktası)
**NYMEX** : New York Mercantile Exchange (New York Ticaret Borsası)
**OPE** : Oil Price Escalation (Petrol Fiyatına Bağlılık)
**PEG** : France Point d'échange De Gaz (Fransa Gaz Değişim Noktası)
**PSV** : Italy Punto di Scambio Virtuale (İtalya Sanal Ticaret Noktası)
**PVB** : Spain Virtual Balancing Point (İspanya Sanal Dengeleme Noktası)
**RBC** : Regulation Below Cost (Maliyetin Altında Fiyatlandırma)
**RCS** : Regulation Cost of Service (Regüle Hizmet Bedeli)
**RES** : Rüzgar Enerjisi Santrali
**RMSE** : Root Mean Square Error (Kök Ortalama Kare Hatası)
**RSP** : Regulation Social and Political (Sosyal ve Politik Yaklaşım)
**TANAP** : Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline (Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı)

**TAP** : Trans Adriatic Pipeline (Trans Adriyatik Boru Hattı)
**TEİAŞ** : Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
**TKİ** : Türkiye Kömür İşletmeleri
**TPAO** : Türkiye Petrol İşletmeleri Anonim Ortaklığı
**TTF** : Title Transfer Facility
**TÜREB** : Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği
**VAR** : Vector Autoregresive (Vektör Otoregresif)
**YEKA** : Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları
**YSA** : Yapay Sinir Ağları
**ZEE** : Zeebrugge Beach

**GW** : Gigavat
**GWh** : Gigavat Saat
**$m^3$** : Metreküp
**MBtu** : Million British Thermal Unit (Milyon İngiliz Isı Birimi)
**MW** : Megavat
**MWh** : Megavat saat
**$Sm^3$** : Standart metreküp

## ÇİZELGE LİSTESİ

**Sayfa**

**Çizelge 3.1 :** Spot piyasa dışındaki mevcut ve potansiyel gaz tedarikçileri. ..... 30
**Çizelge 3.2 :** Yıllara göre günlük gaz girişleri ve depo hacimleri (milyonmetreküp). ..... 39
**Çizelge 5.1 :** Mevsimselliği arındırılan gaz fiyatlarının korelogramı. ..... 47
**Çizelge 5.2 :** Mevsimselliği giderilen durağan haldeki verinin ARIMA modeli. ..... 47
**Çizelge 5.3 :** Petrol ve doğal gaz fiyatları arasındaki ilişki denklemi. ..... 50
**Çizelge 5.4 :** Hata düzeltme modeli. ..... 51
**Çizelge 5.5 :** Tüm değişkenlerin birbirleri arasındaki korelasyon değerleri. ..... 57
**Çizelge 5.6 :** Tüm değişkenlerin VAR modeli için ayrışma analizi. ..... 65
**Çizelge 5.7 :** Tüm değişkenlerin VAR modeli için etki tepki analizi. ..... 65

## ŞEKİL LİSTESİ

**Sayfa**

**Şekil 2.1 :** Doğal gaz ve petrol kaynaklarının üretim durumları (Göral, 2015)..... 5
**Şekil 2.2 :** En çok doğal gaz rezervine sahip olan ülkeler (TPAO, 2017). ..... 7
**Şekil 2.3 :** AB ülkeleri gaz tüketim, net ithalat ve üretim değerleri (AB Komisyonu, 2017). ..... 7
**Şekil 2.4 :** AB'nin gaz ithalat talep projeksiyonu (Prognos, 2017). ..... 8
**Şekil 2.5 :** AB ülkelerine gaz ithal eden ülkeler (AB Komisyonu, 2017). ..... 8
**Şekil 2.6 :** Rusya'dan gaz ithalatının sağlandığı güzergahlar (AB Komisyonu, 2017). ..... 9
**Şekil 2.7 :** Doğal gaz piyasalarının gelişim dinamikleri (Accenture, 2013). ..... 11
**Şekil 2.8 :** 2005-2016 arası dünyada yapılan ithalatlarda kullanılan fiyatlama mekanizmalarının dağılımı (IGU, 2017). ..... 15
**Şekil 2.9 :** Avrupa doğal gaz piyasaları. ..... 17
**Şekil 2.10 :** Avrupa doğal gaz piyasalarının ticaret merkezi olabilme durumları açısından değerlendirilmesi (Url-3, 2017). ..... 18
**Şekil 2.11 :** Doğal gaz piyasalarında yer alan faktörlerin birbirleriyle olan ilişkisi. . 19
**Şekil 2.12 :** Doğal gaz fiyatlarına etki eden faktörler. ..... 27
**Şekil 3.1 :** 2012-2017 arası doğal gaz ithalatı gerçekleştirilen ülkeler ve tedarik miktarları (EPDK, 2012-2017)..... 29
**Şekil 3.2 :** Türkiye'nin potansiyel kaya gazı rezervine sahip olduğu bölgeler (Öztürk, 2017). ..... 31
**Şekil 3.3 :** 2015 yılında Avrupa'da toplam tüketim miktarlarına göre doğal gaz depolama miktarları yüzdesi (Öztürk, 2017)..... 32
**Şekil 3.4 :** Türkiye'nin doğal gaz tedarik ağı. ..... 37
**Şekil 4.1 :** Bir yapay sinir hücresinin yapısı (Yüksel ve Akkoç, 2016). ..... 44
**Şekil 5.1 :** Türkiye'nin Ocak 2011 – Aralık 217 dönemleri için aylık bazda yaklaşık ortalama doğal gaz ithalat fiyatları ve gerçekleşen brent petrol fiyatları. ..... 46
**Şekil 5.2 :** Gerçekleşen ve tahmin edilen doğal gaz fiyatları. ..... 48
**Şekil 5.3 :** 2011-2050 yılları arası tahmini doğal gaz ve tahmini brent petrol fiyatları. ..... 49
**Şekil 5.4 :** Aylık bazda 2016 yılı sektörel doğal gaz tüketim dağılımı (EPDK, 2017c). ..... 54
**Şekil 5.5 :** Dünyada yenilenebilir enerji kaynakları kurulu güç gelişimi (IRENA, 2017). ..... 58
**Şekil 5.6 :** Bazı doğal gaz piyasalarındaki fiyatların değişimi (IEA, 2018). ..... 59
**Şekil 5.7 :** İthal doğal gaz fiyatı ve mevsim etkisi olmayan durağanlaştırılmış değerler. ..... 59
**Şekil 5.8 :** Brent petrol fiyatı ve mevsim etkisi olmayan durağanlaştırılmış değerler. ..... 60
**Şekil 5.9 :** Kolombiya kömür fiyatlarının yıllar içerisindeki aylık bazda değişimi. . 60
**Şekil 5.10 :** Karbon fiyatları ve mevsim etkisi olmayan durağan değerler. ..... 61

**Şekil 5.11 :** Isıtmaya gereken gün sayısı ve mevsim etkisi olmayan durağan değerler. ..... 61
**Şekil 5.12 :** HHI gerçekleşen oranlar ve mevsim etkisi olmayan durağan değerler. . 62
**Şekil 5.13 :** Sanayi endeksi değerleri ve mevsim etkisi arındırılmış durağan seri. ... 62
**Şekil 5.14 :** Aylık depolanan toplam doğal gaz ve mevsimselliği arındırılmış seri. . 63
**Şekil 5.15 :** Türkiye'nin aylık bazda toplam yenilenebilir enerji üretimi. ..... 63
**Şekil 5.16 :** Mevsimsel etkisi giderilen ve 1. ile 2. farkları alınmış durağan HES, RES, GES üretimleri. ..... 64
**Şekil 5.17 :** 11 değişken için VAR modeli durağanlık gösterimi. ..... 64
**Şekil 5.18 :** VAR analiziyle bulunan gaz fiyat tahmini ve gerçekleşen değerlerin karşılaştırması. ..... 66
**Şekil 5.19 :** Eğitim ve test verileriyle elde edilen yapay sinir ağları yapıları. ..... 68
**Şekil 5.20 :** Ocak 2018-Aralık 2020 dönemi için YSA ile doğal gaz fiyat tahmini. . 69
**Şekil 5.21 :** Gerçekleşen ve tahmin edilen doğal gaz fiyatları. ..... 69

# DOĞAL GAZ TİCARET MERKEZLERİNDE FİYAT OLUŞUMLARININ ANALİZİ: TÜRKİYE İÇİN BİR DEĞERLENDİRME

## ÖZET

Dünyada doğal gaz kullanım ihtiyacı her geçen gün artmaktadır. Bu talebi karşılamak için ülkeler aynı zamanda da stratejik bir kaynak haline gelen bu ürünün ticaretini gerçekleştirebilmek için aktif ilişkiler yürütmektedir.

Doğal gazda talebin çok fazla ülke tarafından oluşturulması ve arzın ise sınırlı sayıda ülkeler tarafından sunulması, ticaretin gerçekleştirildiği piyasalar arasında farklı yapıların oluşmasına sebebiyet vermiştir. Bu yapıların üzerinde durduğu en önemli nokta da gazın nasıl fiyatlandırılacağı olmuştur.

Doğal gaz kullanımına ilk başlandığında nasıl değer biçileceği bilinemediği için petrol ürünlerinin fiyatlarıyla ilişkilendirilmiştir. Ancak günümüze gelindikçe artan büyük gaz talebi, gazın arz ve talep noktaları tarafından çok iyi tanınmasını sağlamıştır. Bu durum da petrole dayalı fiyatlandırma yaklaşımını yetersiz kılmaktadır. Bu nedenle başta ABD ve Kuzey Avrupa ülkelerinde olmak üzere gazın değerinin ölçümlenmesinde ticaret merkezleri oluşturulmaya başlanmıştır ve doğal gazın fiyatları bu merkezlerde gerçekleştirilen ticari faaliyetlerin bir sonucu olarak arz ve talep taraflarının katılımıyla belirlenmektedir.

Türkiye ise doğal gaz konusunda ithalat bağımlısı bir ülkedir. İhtiyaç duyduğu gaz arzını petrole dayalı uzun vadeli kontratlarla sağlamaktadır. Türkiye'nin zengin doğal gaz rezervlerinin yer aldığı coğrafyaya yakın olması, büyüyen ekonomisiyle artan iç talebi ve başta Avrupa olmak üzere gaz ihtiyacı olan ülkelere jeopolitik konumu itibariyle uzak olmaması, Türkiye'nin arz ve talep taraflarını birleştirici bir doğal gaz ticaret merkezi olma konumuna ulaşabilmesi için başlıca yeterli nedenler olarak görülmektedir.

Bu çalışmada dünyadaki doğal gaz ticaret yapıları ve fiyat oluşumları incelenmiştir. Ardından Türkiye'nin mevcut piyasa yapısı ele alınmıştır. Hem bu mevcut yapıda gerçekleşen gaz fiyatlarının yapısına odaklanılmış hem de bir doğal gaz ticaret merkezi olma senaryosu ile fiyat analizleri yapılarak 2 ana senaryo tanımlanmıştır. Her iki durum içinde doğal gaz fiyatlarının 2020 yılı sonuna kadar aylık bazda tahminleri gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmaların yapılmasında da EViews 9.0 paket programı kullanılmıştır.

Analizlerde Türkiye'nin 2011 yılından itibaren ithalatını gerçekleştirdiği gazın fiyatı ve ticaret merkezi olma senaryosunda yer verilen faktörlerin geçmiş yıllardaki değerleri toplanmıştır. Daha sonra bu değişkenlerin tamamı ilgili senaryolar kapsamında sırasıyla otoregresif entegre hareketli ortalama (ARIMA), eşbütünleşme analizi, vektör otoregresif (VAR) analiz ve yapay sinir ağları kullanılarak analiz edilmiştir. Elde edilen sonuçlar açısından da 2020 yılı sonunda ARIMA ve VAR analizleriyle gaz fiyatlarının 12 $/MWh seviyelerinde, yapay sinir ağları yönteminin sonucuna göre ise yaklaşık 23 $/MWh seviyesinde olabileceği hesaplanmıştır.

Çalışmanın sonunda da Türkiye'nin hem stratejik hem de jeopolitik açıdan ticaret merkezi olmasının ne denli önemli olduğu gerekçeleriyle dile getirilerek elde edilen fiyat tahmin sonuçları tüm detayları ile irdelenmiştir.

## AN ANALYSIS OF THE NATURAL GAS PRICING IN NATURAL GAS HUBS: AN EVALUATION FOR TURKEY


### SUMMARY

In the world, coal dominated as a primary energy source in the 1800s. But the beginning of the oil era as a replacement product of coal, especially by the end of the 19th century, has also affected the balances of energy policies. After 1950s, this trend gained another dimension as natural gas exploration and utilization became widespread in the following years. The development of gas usage area and the increasing amount of proven supply reserves in the world have made this source an important substitute for oil and its derivatives. Hence, natural gas plays a more strategic and valuable role in the planning of the world's energy resources.

The need to use natural gas in the world is increasing day by day. In order to meet this demand, countries actively try to have strong relationships for trade of this product, which has become a strategic commodity at the same time.

With the advancing technology and increasing demand, the discovery of new fields has increased, while at the same time the efficiency of resource extraction has been increasing. However, even if the most efficient techniques are used, it is obvious that these resources will not be endless and will be run out due to demand increase.

The demand of natural gas by many countries and the supply of natural gas by a limited number of countries have caused different structures between the markets in which the trade is being carried out. The most important point on these structures is how to price the gas. In addition to the physical challenges for natural gas extracting and transportation, pricing mechanisms, which are the economic backbone of trade, generally include prices set by the market regulator, prices indexed to other fuels, or prices in the free market.

Since it was not known how to value natural gas when it was first used, it has been formulated with prices of petroleum products. However, increased gas demand has made the gas well-known from a perspective of supply and demand. This situation makes the petroleum based pricing approach inadequate. For this reason, natural gas hubs have been established in determination of the value of gas, especially in the USA and Northern European countries. Moreover, natural gas prices are determined by the participation of supply and demand sides as a result of the commercial activities carried out in these centers.

A natural gas hub has the property of being a high transaction volume and a single price area of trading which gives access to the existing market players as well as the participant who wants to be included under the same conditions. At a developed gas hub, there are two main markets for transactions. One of them is a spot market where the gas is traded for a limited time in the future, the other one is a futures market where delivery of the natural gas can be carried forward a few years later. The natural gas hubs that enable these commercial activities are divided into two classes as virtual

natural gas hubs and physical natural gas hubs according to the physical gathering of the supply of gas at one point.

The development of international natural gas markets is based on the fact that the whole system must be in harmonic structure simultaneously with demand and supplier structures, natural gas potentials and proven reserves. Hence, in natural gas markets, the main factors that have an impact on global markets are also directly influential in the supply and demand side, as well as directly shaping the future of the natural gas market. In general, new pipelines, floating technologies, new LNG capacities, and government policies at the national level are among the key factors that can affect natural gas supply. Strategic actions that affect the natural gas demand and supply in general are based on energy security, economy and environmental policies. Also, the most important factors on the demand side are the economic growth of the countries and the government policies.

With all these factors, there is not a single factor that has a dominant role in the formation of pricing in all natural gas markets. One fact that should not be ignored is the uncertain timing and structure of the changes in the policies affect the development of markets, the nature of gas demand and supply. Because the ambiguities in future strategies are guiding essentially all natural gas forecasting analyzes and affect international commercial activity considerably.

After the 1071 Malazgirt Victory, the doors of Anatolia had been completely opened to the Turkish people, a large geography was ruled for centuries. And, Turkey's present borders as a result of the War of Independence was obtained. Anatolia has served as a bridge among Asia, Africa and Europe by strengthening strategic and economic relations. Moreover, both the Ottoman Empire and Republic of Turkey have been having a word in these regions and playing a critical role with land and sea transportation routes.

There are three main reasons to understand why Turkey has to become a natural gas hub: Turkey’s proximity to the geographical area of rich natural gas reserves, increasing domestic demand due to growing economy, and being not far away from the countries that need gas such as European countries.

In Turkey, the share of natural gas power plants in electricity generation was 37.2% in 2017. Turkey is a country dependent on the import of natural gas. The country could only produce nearly 0.7% of the approximately 54 billion $Sm^3$ gas consumed in 2017. And, it supplies most of the needed gas with long-term contracts based on oil prices.

Energy needs play a very important role in today's global commercial relationships. According to all industry reports, Turkey does not have any significant reserves of fossil fuels. However, the same reports say that Turkey's neighbors have the largest reserves such as Azerbaijan, Iran, Russia, Turkmenistan, Qatar, and the other middle east countries. The fact that European countries do not have many proven rich reserves is a serious indication. These gas reserves, concentrated in Asia, the Middle East and Russia, may need to be transferred to the West. Hence, Turkey has a very inportant geopolitical position. The strategic steps to be taken when global developments are considered, especially the 2023, 2053 and 2071 targets of Turkey, will have a very critical importance. The growing economic structure of Turkey will also increase the energy need. An important part of this need is addressed to natural gas resources. Considering Europe's demand projection, it is crucial that gas is supplied to this region, which is the nearest market for Turkey, from the supply sources. Europe is also increasing its anticipation of supply security in addition to its need of natural gas.

Hence, Turkey with the strong steps in the direction of its policy should try to be an important country in the natural gas trading system in the world.

Development of an active and a deep natural gas hub will be difficult for Turkey in case to be continuing to import natural gas with oil indexed contracts. Additionally, in order to create a reliable price index in Turkey, there must be sufficient quantities of natural gas. Hence, it is very important to provide energy supply security to establish a well functioning pricing system. As a result of this, an energy trading market with the right price axis will make a positive contribution to the increasing trade volume of the country and provide more opportunities for investments in medium-long term energy projects.

In this study, natural gas trade structures and price formation in the world are examined. Then, the current market structure of Turkey is discussed. Two main scenarios have been defined with the scenario of being a natural gas hub as well as focusing on the gas prices is realized in this existing market structure. In both cases, monthly gas prices have been forecasted by the end of 2020. EViews 9.0 package program is used for these studies.

In the analyzes, realized natural gas prices from January 2011 to the end of 2017 and the past values of the factors included in the scenario of being a hub have been collected. All of those variables are then analyzed by using ARIMA, cointegration analysis, vector autoregressive analysis and artificial neural networks, respectively, in the context of the relevant scenarios. In terms of the obtained results, it is estimated that gas prices can be at the level of 12 $/MWh by ARIMA and VAR and about 23 $/MWh by the artificial neural network (ANN) method at the end of 2020.

At the end of the study, price forecast results are deeply analyzed by emphasizing on the critical importance of Turkey being a natural gas hub in aspects of strategy and geopolitics.

# 1. GİRİŞ

Dünya nüfusu artarken insanlığın ihtiyaçları da artmaktadır. Enerji sistemleri ve doğal kaynaklar da günlük yaşamdaki temel gerekliliklerin karşılanabilmesi için çok büyük öneme sahip olmaktadır. 1800'lü yıllarda enerji kaynağı olarak hakimiyetini sürdüren kömürün özellikle 19. yüzyıl sonları itibariyle yerini petrole bırakmaya başlaması dünyadaki enerji politikalarına ait dengeleri de etkilemiştir. 1950'lerin sonu itibariyle bu trend doğal gazın keşfi ve kullanım alanlarının sonraki yıllarda yaygınlaşmasıyla da başka bir boyut kazanmıştır. Gazın gelişimi ve yeryüzünde artmakta olan kanıtlanmış arz miktarı, bu hammaddeyi petrol ve türevlerinin karşısında önemli bir ikame ürün haline getirmiştir. Bu durumdan dolayı doğal gaz dünyanın enerji kaynakları planlamasında daha stratejik ve değerli bir rol almaktadır.

Stern ve Rogers'a göre doğal gazın kömür ve petrol ürünlerine göre iç tüketimde daha fazla kullanım kolaylığı avantajı teşkil etmesinden dolayı 20. Yüzyılın ikinci yarısından itibaren Kuzeybatı ve Orta Avrupa'da yaygın kullanımı artmaya başlamıştır (Stern ve Rogers, 2014). Genel olarak Avrupa ekonomisinin 1970'li yıllarla birlikte büyümesinin yanında doğal gaz endüstrisinin büyümesi de beklenenden daha yüksek bir hızda gerçekleşmiştir. Bu durumun başlıca sebebi ise özellikle kömür ve petrol ürünlerinin konut ve ticari ısıtma sistemlerindeki kullanım oranlarının düşmesi ve 1990 sonrasında ise elektrik üretiminde doğal gaz santrallerinin payının giderek artmaya başlamasıdır. Bu gelişmelerle eş zamanlı olarak da Avrupa ülkeleri doğal gaz taşımacılığını kolaylaştırıp arz güvenliğini sağlayabilmek adına boru hatları ve LNG tesislerinin yatırımına önem vermiştir (Stern ve Roger, 2014).

Son on yılda, enerji piyasasını gelecekte doğal gaz dönemine sürükleyecek ve küresel enerji piyasası ile doğal gaz üzerinde büyük bir etki yaratacak olan arama çalışmaları kapsamında başta ABD'nin kaya gazı rezervlerinde artış gözlenmesi ve diğer gelişmeler, öncelikle ticaret modelleri olmak üzere çeşitli yeni yaklaşımları gündeme getirmektedir. Bununla birlikte diğer taraftan, gaz miktarlarının taşınma türlerindeki (boru hatları ve gemilerle) teknik kısıtları nedeniyle, küresel doğal gaz piyasası ham petrol piyasası gibi uluslararası bir pazara henüz entegre edilememiştir (Geng ve diğ.,

2014). Doğal gaz rezervlerinin bulunduğu yerlere, talep yoğunluğuna ve piyasa dinamiklerine göre farklı türlerde küresel doğal gaz piyasaları gelişmiştir. Son yıllarda dünyadaki doğal gaz akışının yaklaşık %70'i üretimi gerçekleştiren ülkerin etrafındaki pazar yerlerine taşınırken, %20'lik kısım boru hatları ile uluslararası alana iletilmiştir, yaklaşık %10'u ise gemi taşımacılığı ile LNG olarak talep noktalarına taşınmıştır. Uluslararası doğal gaz piyasalarının gelişimi, temel olarak doğal gaz potansiyeli ve keşfedilen rezervlere, talebe ve tedarikçi yapılarıyla tüm sistemin eş zamanlı olarak uyumlu bir yapıda olabilmesine dayanmaktadır (Leidos, 2014).

Doğal gaz fiyatlandırmasındaki yaklaşımlarda, Avrupa'daki son gelişmelerin neler olduğu ve dünyadaki gaz sektörü için geniş sonuçları olacak hangi fiyatlandırma sisteminin önceliklendirildiği gibi durumlar çok önemlidir. Bununla birlikte açıkça görülmektedir ki fiyatlandırma mekanizmaları hakkında geleceğe yönelik çok fazla tartışma konusu da var olmaktadır. Genel olarak petrol endeksli sözleşmelerle şekillenen fiyatlandırma mekanizmaları dünyadaki önceliğini yeniden sağlamaya ve küresel gaz ticareti ağındaki konumunu güçlendirmeye mi çalışacak, yoksa bu fiyatlandırma metodolojisinin yerini diğer yöntemlere bırakıp bırakmayacağı gözlemlenecek bir konu olacaktır. Bununla birlikte petrol endeksli fiyatlarla ticaret merkezlerinde oluşacak fiyatların dünyadaki ticaret operasyonlarındaki varlığının nasıl devam edeceği de önemli diğer bir durum olacaktır. Mevcut ticaret yapısından dolayı ithalatçıların sahip olduğu yükümlülüklerin yeni mekanizmaların varlığı altında nasıl şekilleneceği de ayrı bir merak konusu olarak cevap arayacaktır. Doğal gaz fiyatlandırma sistemlerinin belirsizliği arttıkça ve gelecekteki gelir yapısı netliğini kaybettikçe, iletim güvenliği ve arzın sağlanması için yatırımların yapılmasının nasıl şekilleneceği konusu da yanıtlanmaya ihtiyaç duyacaktır. İlaveten elektrik piyasalarında önemli rol oynayan gaz santrallerinin de bu fiyatlandırma mekanizmalarından nasıl etkileneceği, santrallerin ekonomik yapısı ve içinde bulundukları elektrik piyasalarındaki gelişmeler cevaplanması gereken diğer konu başlıkları arasında yer alacaktır.

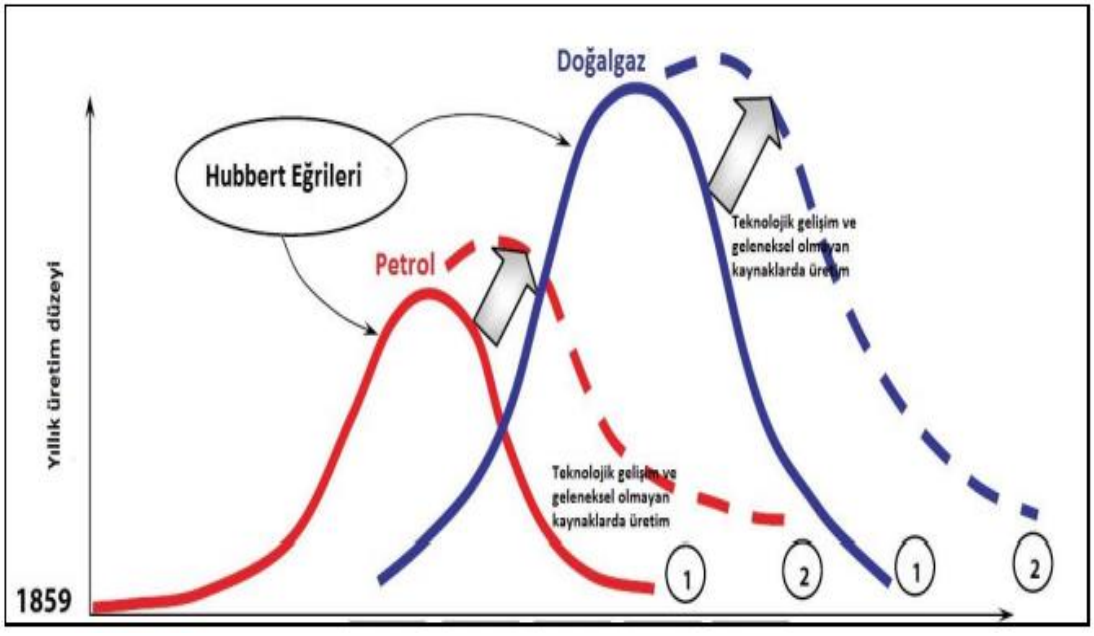
Tüm bu gelişmelerin ortasında Türkiye’nin ise önemli hale gelen yeni hidrokarbon düzeninde güçlü bir coğrafi konuma sahip olduğu bilinmektedir. Ulusal ve uluslararası sektörel raporlardan da anlaşılacağı üzere kayda değer fosil yakıt rezervlerine sahip olmayan Türkiye, kuzeyinde Rusya; doğusunda Azerbaycan, İran, Türkmenistan; güneyinde Irak, Katar ve diğer Ortadoğu ülkelerinin tam ortasında merkezi bir ülke

durumundadır. Batıda yer alan Avrupa'nın ise her geçen gün özellikle doğal gaza olan artan ihtiyacı ve arz güvenliği beklentisi bu rezervlerin sunulacağı pazar alanının genişletilmesine olanak tanımaktadır. Dolayısıyla, Türkiye enerji güvenliğini sağlamak ve çeşitli güzergah ile tedarik kaynakları oluşturabilmek için önemli bir ülkedir. Tedarikçi ülkelerinse yeni boru hatları inşa etmelerinde Türkiye'yi kritik coğrafi konumundan dolayı önemli bir tercih yapmasına rağmen, Türkiye'nin doğal gaz şebeke yapısı, düşük depolama ve iletim kapasitesi ile bölgesel politik sorunlar gibi farklı nedenler sebebiyle tam anlamıyla potansiyelini henüz gerçekleştirememektedir. Türkiye, doğal gaz ticaret merkezi olma hedefini desteklemek için yeni doğal gaz piyasası gelişmelerini artırabildiği taktirde, jeopolitik açıdan hassas bir ortamda uluslararası doğal gaz ticareti operasyonlarında ve yatırım işbirliklerinde söz sahibi olabilmek için büyük bir fırsata sahip olacaktır (IEA, 2016).

Yapılan tez çalışması 6 bölümden oluşmaktadır. Giriş bölümünde genel doğal gazın küresel ölçekteki durumu vurgulanarak kısaca Türkiye açısından önemi dile getirilmiştir. İkinci bölümde ise doğal gaz ticaretindeki oyuncular, piyasa yapıları, gaz fiyatlarının oluşum mekanizmaları anlatılarak doğal gaz ticaret merkezinin özelliklerine değinilmiştir. Üçüncü bölümde ise Türkiye'nin doğal gaz piyasa dinamikleri anlatılmıştır. Gündeminde olduğu potansiyel gaz ithalat projeleri gösterilerek bir ticaret merkezi olmasının önemi nedenleriyle birlikte vurgulanmıştır. Dördüncü bölümde, literatür araştırması yapılarak dünyadaki doğal gaz piyasalarında oluşan fiyatların nasıl incelendiği ve hangi tekniklerin kullandığı araştırılarak 4 yöntem için teorik anlatım yapılmıştır. Beşinci bölümde ise bu tekniklerin Türkiye için uygulamaları yapılarak gaz fiyatları tahminleri gerçekleştirilmiştir. Son olarak, altıncı bölümde çalışmanın sonuçları tartışılmıştır.

## 2. DOĞAL GAZ PİYASALARINA BAKIŞ

Fosil kaynaklı yakıtların dünya enerji piyasalarında önemli bir yere sahip olduğu bilinmektedir. Gelişen teknoloji ve artan taleple birlikte yeni sahaların keşfi artmaktayken aynı zamanda kaynak çıkarma işlemlerinin verimliliğinde de artış gözlenmektedir. Ancak hangi teknik kullanılırsa kullanılsın talep devam ettiği sürece bu kaynakların sonsuz olmadığı için bir gün tükeneceği açıkça bilinmektedir. Hubbert'in yaklaşımına göre tükenebilme durumunda olan doğal gaz ve petrolün varlığı bir çan eğrisi şeklinde olmaktadır. Ancak özellikle gelişen teknoloji ve başta yenilenebilir enerji kaynakları olmak üzere diğer alternatif yakıtların da kullanımının artması Şekil 2.1'de de görülebilecek olan eğriyi sağa kaydırarak petrol ve doğal gazın maksimum üretim seviyelerine ulaşmasını geciktirmektedir (Göral, 2015, s. 66).




**Şekil 2.1 :** Doğal gaz ve petrol kaynaklarının üretim durumları (Göral, 2015).

İlk zamanlarda yatırımcılar petrol arama faaliyetlerini sürdürürken bir yan ürün olarak doğal gazın keşfi gerçekleştirilmiştir. Ancak başlangıçta kullanım alanı sınırlı olmuştur ve büyük miktarlarda gaz yanarak kullanım dışında kalmıştır. Petrol ürünlerinin yerini almaya başlamakla birlikte, gaz kullanımı başlangıçta tarihsel bazda bazı sabit uygulamalarla sınırlandırılmıştır. Petrolün önemli bir kaynak olarak kabulünün ardından bir küresel pazar sisteminin oluşturulması ve geliştirilmesi zaman

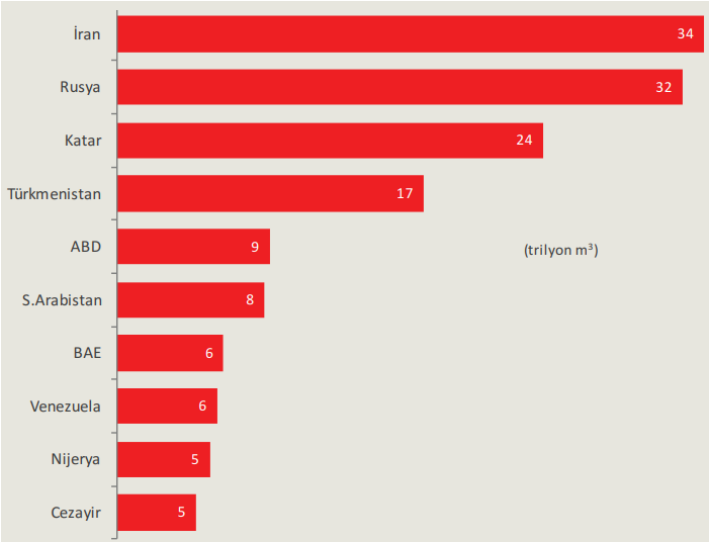
alırken, doğal gaz için bu süre daha de uzun sürmüştür. Petrol gibi, ticaretin gerçekleştirildiği fiziki taşımacılık unsurlarının kullanım güvenliği, doğal gazın teslim edilebilmesi için de gerekli olmuştur ve doğal gazın önceki dönemlerdeki daha pahalı yapısı farklı bir pazarlama yapısına sahip olmasını gerekli kılmıştır (Energy Charter Secretariat, 2007).

Kuzey Amerika doğal gaz sektörü, ilk olarak özel satış işlemleri için daha sonra da uzun vadeli sözleşme ticareti kapsamında yaşanan gelişmelere ilk olarak ev sahipliği yapmıştır. 1980'lerde bölgenin doğal gaz piyasaları ilk olarak daha fazla işlem hacmine sahip doğal gaz piyasa platformları olarak tasarlanmıştır. Bölgedeki büyüme doğrudan yerli doğal gaz üretimiyle bağlantılı olmuş, çeşitli küçük ve orta ölçekli gaz sahalarından gerçekleştirilen üretimle şekillendirilmiştir. Daha sonraki dönemlerde diğer bölgelerdeki gelişmeler, uzun vadeli ithalat anlaşmaları ve olağanüstü büyük gaz alanlarının keşfi ile şekillenmeye devam etmiştir (Energy Charter Secretariat, 2007).

ABD'den farklı olarak, Avrupa Bölgesi'nde doğal gaz ticaret merkezi kavramı 1990'larda gelişmeye başlamıştır. Birleşik Krallık (BK) aldığı kararla liberalleştirilmiş bir doğal gaz piyasasına sahip olmayı hedeflemiş ve bu doğrultuda sektör ABD'de var olan mekanizmayı da dikkate alarak dönüşüm sürecini başlatmıştır. Bu sürecin önemli adımlarından olarak da BK, doğal gaz boru hattı sistemini 1998 yılında Belçika'ya bağlamıştır ve emtia pazarının kıtasal Avrupa'ya yayılmasını kolaylaştırmıştır. Bu gibi hamlelerin ardından yine de özellikle Kuzeybatı Avrupa'da ticaret merkezleri ağırlık kazanırken diğer bölgelerde petrole dayalı uzun vadeli kontratlar hakimiyetini sürdürmektedir ve böylece kıtada birden fazla gaz fiyatlama yapısı var olmaktadır.

## 2.1 Doğal Gaz Üreticileri ve İhracatçıları

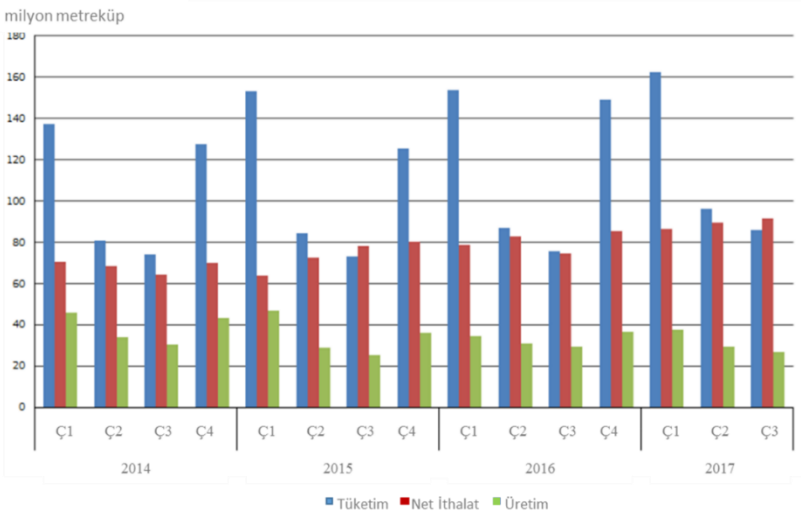
TPAO'nun Şekil 2.2'de belirttiği 2016 yılı itibariyle dünya üzerinde kanıtlanmış en çok doğal gaz rezervine sahip ülkeler incelendiğinde, özellikle Türkiye'nin iki komşusunun çok ciddi kaynaklara sahip oldukları görülmektedir (TPAO, 2017, s. 18). Nitekim aynı şekil dikkate alındığında söz konusu rezerv potansiyellerinde herhangi bir Avrupa ülkesinin ilk 10 arasına dahi girememiş olması Asya, Orta Doğu ve Rusya tarafında yoğunlaşmış olan gaz rezervlerinin batıya aktarımına ihtiyaç duyulabileceğinin ciddi bir göstergesi olmaktadır. Söz konusu bu durum da Türkiye'nin fosil kaynaklara ulaşım noktasında ne denli avantajlı bir konumda olduğunu göstermektedir.




**Şekil 2.2 :** En çok doğal gaz rezervine sahip olan ülkeler (TPAO, 2017).

## 2.2 Doğal Gaz Tüketicileri ve İthalatçıları

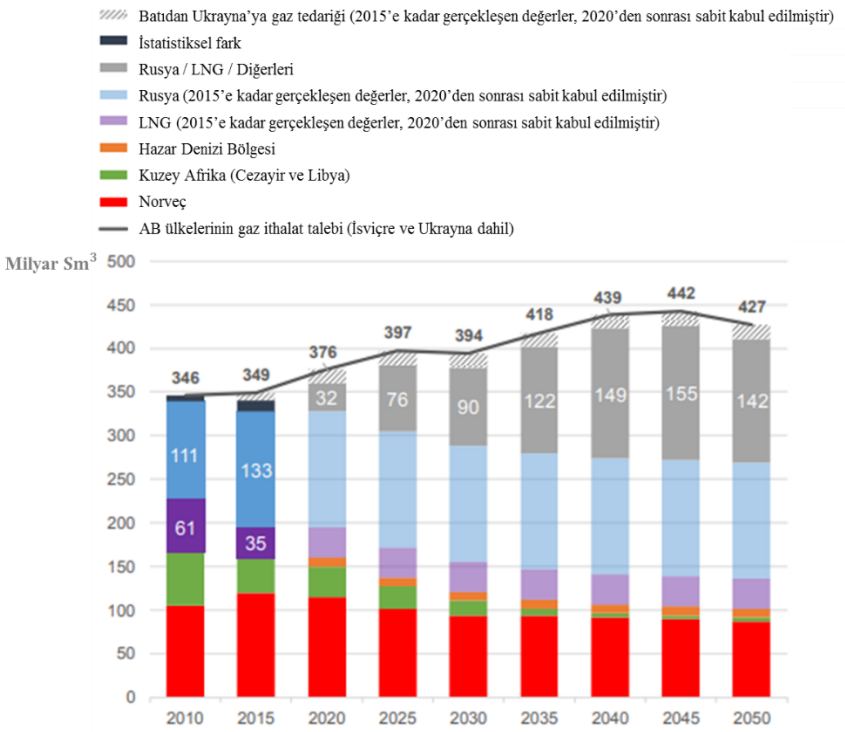
Uluslararası gaz talebi açısından bakıldığında Avrupa'nın son 4 yıllık tüketim alışkanlığında Şekil 2.3'te de görülebildiği gibi her yılın aynı çeyrek döneminde artış yaşanmıştır. Bu tüketilen miktarların tedariğinin sağlanmasında ise bölgenin üretim değerleri talebi karşılayabilecek düzeyde olmadığı için ciddi ithalat miktarlarına ihtiyaç duyulmaktadır (AB Komisyonu, 2017, s.4).




**Şekil 2.3 :** AB ülkeleri gaz tüketim, net ithalat ve üretim değerleri (AB Komisyonu, 2017).

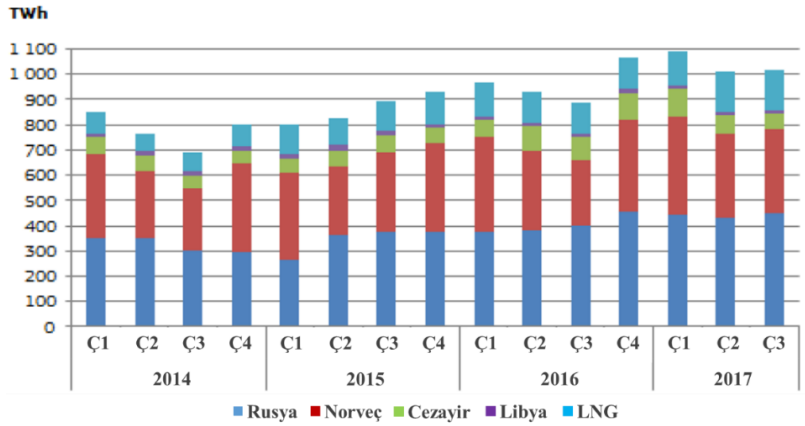
Prognos'un raporuna göre Avrupa Birliği ülkerinin doğal gaz ithalatına olan talebi çok keskin olmamakla birlikte 2050 yılına kadar Şekil 2.4'te gösterildiği gibi bir artış seyri içinde olması beklenmektedir. Bu artış gaz piyasalarının sürdürülebilirliği için önemli

bir ihtiyaç olmaktadır böylece hem hanehalkı ve sanayi tüketimleri hem de elektrik santrallerinin çalışma devamlılığı sağlanmış olacaktır. (Prognos, 2017, s. 3).




**Şekil 2.4 :** AB'nin gaz ithalat talep projeksiyonu (Prognos, 2017).

AB üye ülkelerinin toplam ithalatından ihracatını gerçekleştirdikleri gaz miktarınn çıkarılmasıyla net ithalat değeri elde edilmektedir. Şekil 2.3'te görüldüğü gibi net ithalat değeri bile birliğin toplam üretim değerinin çok üzerinde kalmaktadır. Söz konusu aynı dönemlere ait ithalat oranları ve ithalatın gerçekleştirildiği ülkeler incelendiğinde de Rusya ve Norveç'in ana tedarikçiler rolünde olduğu açıkça görülmektedir. Şekil 2.5 incelendiğinde özellikle son zamanlarda Rusya'nın en büyük tedarikçi pozisyonunda olduğu görülmektedir (AB Komisyonu, 2017, s. 10).




**Şekil 2.5 :** AB ülkelerine gaz ithal eden ülkeler (AB Komisyonu, 2017).

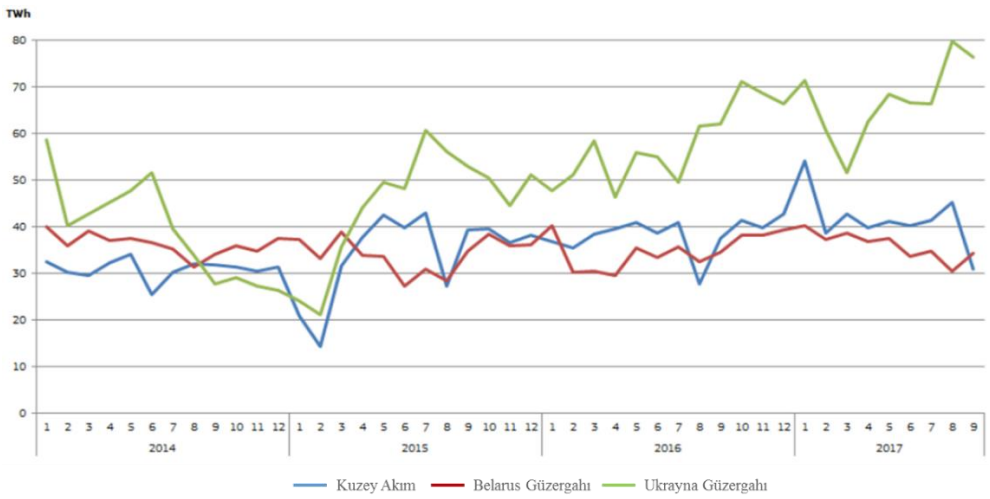
Avrupa Birliği üye ülkelerinin kullanımına sunulan ithal Rus gazı üç ana güzergah üzerinden bölgeye giriş yapmaktadır:

1- Ukrayna üzerinden gazın geçişi sağlanarak kardeşlik gaz hattı (*"brotherhood pipeline"*), bu hattın 1967 yılında aktifleştirilmesiyle Ukrayna üzerinden geçerek Slovakya'ya ulaşılarak 100 milyar $Sm^3$ gaz taşınmaktadır. Burada hattın güzergahı ikiye ayrılarak, bir hat Çek Cumhuriyeti'ne, diğer hat ise Avusturya'ya giderek bu boru hattından gönderilen gazın İtalya, Macaristan, Slovenya ve Hırvatistan'a ulaştırılması sağlanmaktadır ve Balkan güzergahı ile taşıma gerçekleştirilmektedir (Url-1).

2- Belarus üzerinden geçişi sağlanan Yamal Boru Hattı ile de Almanya'ya gaz tedarik edilmektedir. Toplam uzunluğu 2000 km'nin üzerinde olan bu hattın yapımına 1994 yılında başlanmıştır ve halihazırda 14 kompresöre sahip olarak yılda yaklaşık 33 milyar $Sm^3$ gaz taşıma kapasitesine sahiptir (Url-1).

3- Avrupa'ya bir diğer gaz tedariği de Baltık Denizi'nin altından yılda 55 milyar $Sm^3$ taşıma kapasitesine sahip yaklaşık 1224 km uzunluğundaki "nord stream" boru hattı ile sağlanmaktadır. Rusya, Almanya'nın sahiline yakın Greifwald Bölgesi'ne ulaşan bu hat ile İngiltere, Hollanda, Fransa, Almanya, Danimarka ve diğer Kuzey Avrupa ülkelerini kendisi için bir pazar olarak görmektedir (Url-1).

Avrupa'nın özellikle 2015 yılının ilk çeyreğinden itibaren Rusya'dan ithal edilen toplam gazın en büyük kısmını Ukrayna üzerinden gelen hat sayesinde sağladığı Şekil 2.6'da açıkça görülmektedir (AB Komisyonu, 2017, s.11).




**Şekil 2.6 :** Rusya'dan gaz ithalatının sağlandığı güzergahlar (AB Komisyonu, 2017).

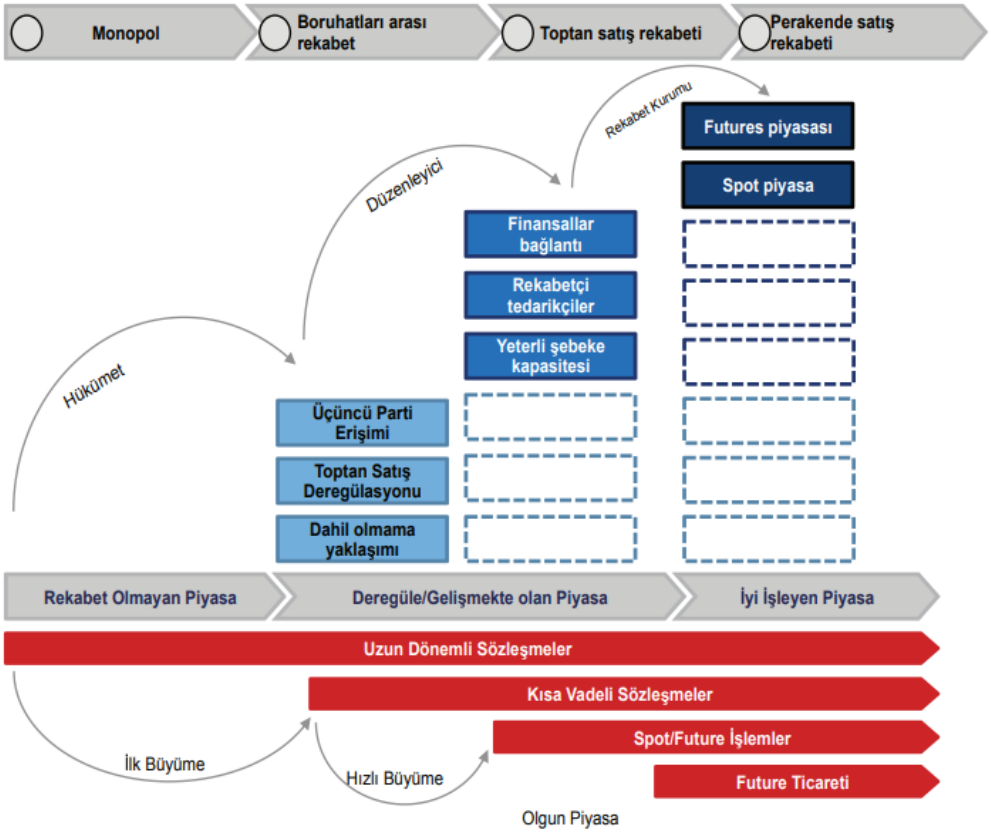
2009 yılında Rus-Ukrayna doğal gaz fiyatlarında ihtilaf olmasıyla, ithalat çeşitliliği Avrupa politika yapıcılarının gündeminde giderek daha önemli bir unsur olarak ortaya çıkmıştır. 2014 yılından sonra başlayan Ukrayna'nın gaz tedariğindeki aksaklıklar ve Rus şirketlerine yapılan Batı yaptırımlarını takip eden Kırım krizi, Avrupa doğal gaz arz güvenliği ve ithalat çeşitliliği sorunlarını yeniden gündeme getirmiştir. Bu, aynı yıl AB'ye yapılan toplam gaz ithalatının yaklaşık %15'ini oluşturmuştur. Rusya'nın Kırım Yarımadası'nın sorununun halihazırda var olan bir Rusya-Ukrayna gaz fiyat anlaşmazlığı ile bir arada olması, Avrupa Birliği'nin doğal gaz ithalat kaynaklarına erişiminin aksaması korkusunu da artırmıştır (Berk ve Schulte, 2017).

### 2.3 Serbest Doğal Gaz Piyasalarında Fiyat Oluşumu ve Piyasa Yapısı

Doğal gaz için fiziksel zorlukların yanı sıra, ticaretin ekonomik omurgası olan fiyatlama mekanizmaları genel olarak piyasa düzenleyicisi tarafından belirlenen fiyatları, diğer yakıtlara endeksli fiyatları veya serbest piyasada oluşan fiyatları içermektedir. Doğal gazın başlangıçta petrol gibi uluslararası bir ürün olarak kendi fiyatlandırma sistematiği olmadığı için, rekabetçi pazar alanlarının her birinde ticari faaliyet sözleşmelerin ana yapısı birbirlerinden bağımsız olarak gelişmiştir. Sistematik fiyatlandırma oluşup genel geçer herkes tarafından aynı yapıya sahip mekanizmaların var olma ve birbirleriyle etkileşime sahip olma ihtimalleri de azalmıştır. Doğal gazın fiyatını belirlemek için, özellikle petrol ve petrol ürünlerine endeksli sözleşmeler başlangıçta Avrupa'da çok popüler olmuş ve daha sonra Asya'da da yaygınlaşmaya başlamıştır. Bu sistemden farklı olarak doğal gaz ticaret merkezi fiyatlandırma yaklaşımının sistematiği ise ABD'nin emtia piyasalarında etkin bir role sahip olmaktadır (Melling, 2010).

Şekil 2.7 incelendiğinde doğal gaz ticareti operasyonlarının işlem yapılarının ve pazar büyülüklerinin gelişimi farklı olmaktadır ve her bir bölgede aynı hızda veya aynı süreçlerde olmasa bile, petrol ile aynı adımları izlediğini düşündürmektedir (Accenture, 2013, s. 63).

Monopol yapılardan rekabetçi pazar ortamına ulaşılan piyasa koşullarında hem ticari faaliyetlerde bulunacak oyuncu sayısının artacak olması hem de doğal gaza doğrudan arz ve talep unsurlarının işlemleriyle değer biçilebilecek bir platform oluşturulacak olması, bu piyasaların gelişim dinamiklerine sahip olmasını gerekli kılan en önemli gerekçeler arasındadır.




**Şekil 2.7 :** Doğal gaz piyasalarının gelişim dinamikleri (Accenture, 2013).

IEA 2012 Çin Gaz Piyasası Raporu'na göre, her ülkenin özel durumları bir kenara bırakıldığında tüm açık pazarlarda ticaret dinamikleriyle ilgili birkaç önemli nokta bulunmaktadır. Bu noktalar temel olarak şu şekilde sıralanabilmektedir: i) Politik yaklaşımlar, ii) Doğal tekel sistemlerin varlığı, iii) Düzenleyici otoritenin rolü ve iv) Fiyatların oluşumunda benimsenen mekanizma (IEA, 2012).

### 2.3.1 Politik yaklaşımlar

Doğal gaz ticareti için politika yapısının piyasadaki tüm oyuncular için güvenilir bir temelde olması gerekmektedir. Gaz sektörü çok farklı bir iş modeli olduğu için ilgili yasalar çoğunlukla sistemin tüm bileşenlerini belirleme ve bir arada bulundurup işlerliğini sağlayabilme potansiyeline sahip olmaktadır. Regülasyonun, piyasa düzenleyicisinin elindeki gücün piyasanın çok daha iyi işler bir tasarıma sahip olmasını ve düzenleyicinin yerine getirmesi gereken görevleri belirlemek için her türlü çabayı göstermesi gerekmektedir. Bazı durumlarda da yasa ek olarak tüm piyasa oyuncularının organizasyonel yapısını, hissedar yapısını ve yönetim etiği kurallarını tanımlamalıdır. Dikey olarak bütünleşmiş düzenleyici şirketler üçüncü taraf sözleşmesi açısından güçlü bir düzenleyici denetime ihtiyaç duyarken, tamamen

ayrılmış şebeke operatörleri sistem kullanıcıları tarafından maksimum kapasite kullanımının sağlanması hedefine odaklanacaktır. Kamu şirketlerinin ve haklarının yanı sıra doğal gaz piyasası katılımcılarının sorumlulukları, doğal gaz mevzuatı tarafından yönetilmektedir. Bu durum sayesinde farklı katılımcıların piyasa dinamiğini etkileyecek farklı sorunları olsa bile talep tarafına sürekli bir doğal gaz tedariği sağlamaya yönelik sorumluluklar açıkça ortaya koyulmaktadır (IEA, 2012).

### 2.3.2 Tekel şirketler

Doğal bir tekel yapının en uygun tanımı, tek bir şirketin her zaman diğer şirketlere göre daha düşük bir maliyette pazara gaz sağlayabileceği bir pazar durumu olarak kabul görmektedir. Örneğin gaz iletim sistemlerinin alt yapısı çok yüksek maliyetlere sahip olduğu için genellikle tekel bir sistematiğin içerisinde yönetilmektedir. Altyapı yatırımının büyük sermaye yoğunluğu gerektirmesinden dolayı maliyetler yüksektir ve doğal gazın düşük teslimat kapasiteleri var olduğunda da birim maliyetler yüksek seyretmektedir. Ancak her ilave yeni birim gazın teslim edilmesiyle, yatırımın ortalama birim maliyeti düşmektedir.

Gerçekçi ve gelişmiş bir pazar tasarımında, çok sayıda şirketin varlığı tekrarlanan ve pahalı sermaye yatırımı yapacağından dolayı bu alanda rekabet oluşturulmamalıdır (IEA, 2012).

Dikey olarak entegre olan kamu firmaları istedikleri şekilde iletim şebekesine erişim haklarına sahip olabildikleri için sektörde güçlü bir pozisyona da sahip olmaktadır.

Bunların bir sonucu olarak da bu tür güçlü dikey entegre firmalar rekabetin neden olabileceği baskıyı engellemek için tüm sistemin kontrolünü elde edeceğinden dolayı haksız avantajlara ve piyasa gücüne sahip olabilmektedir (IEA, 2012).

### 2.3.3 Düzenleyici kurumlar ve sorumlulukları

İyi tasarlanmış ve rekabetçi bir doğal gaz piyasası için, piyasa tasarımı, kuralları ve işletme mekanizmalarının takibi konusunda sorumlulukları olan resmi bir kurum, piyasanın tekel oyuncularının kontrolünü sağlamak ve sahip oldukları avantajların kötüye kullanmalarını engellemek için kritik bir role sahiptir. Doğal gaz altyapısının kontrol altına alınması, mevcut altyapının kullanım seviyesinin maksimum fayda sağlayacak şekilde optimize edilmesi ve kapasitenin verimli bir şekilde artırılması ile gerçekleştirilebilecek minimum maliyetli iyi işleyen bir altyapının kullanımını

sağlamak için bir zorunluluktur. Bu gerekliliğin en büyük nedeni de rekabet için temel olarak ulaşım altyapısına tüm doğal gaz tedarikçilerinin adil kullanım hakkının verilmesine ihtiyaç duyulmasıdır (IEA, 2012).

Üçüncü taraf sözleşmesinin çerçevesi, şirketlere bağımsız olarak gaz üretimi, ithalat ve satışını sağlamaktadır. Bu sistematik altında, her katılımcıya eşit kapasite kullanım hakkının verilmesi ve bu tanımlanan kapasitelerin oluşturacağı maliyet yükü iyi planlanmalıdır ve ilgili kamu kurumu tarafından aktif yönetimini ile gözetiminin sağlanması gerekmektedir.

### 2.3.4 Fiyat oluşumu

Arz ve talebe dayalı olarak fiyatın kendiliğinden oluşmasını sağlayan fiyatlama mekanizmaları liberalleşme yolunda bir piyasanın ana unsurlarından birisi olmaktadır. Sistemin işlerliğini sağlamak adına düzenleyici kurumlar çeşitli ücretler alabilir piyasa oyuncularından, ancak bu yapılırken bile serbest bir fiyat oluşumunu engelleyici her türlü faaliyet ve düzenlemeden uzak durulması gerekmektedir (IEA, 2012).

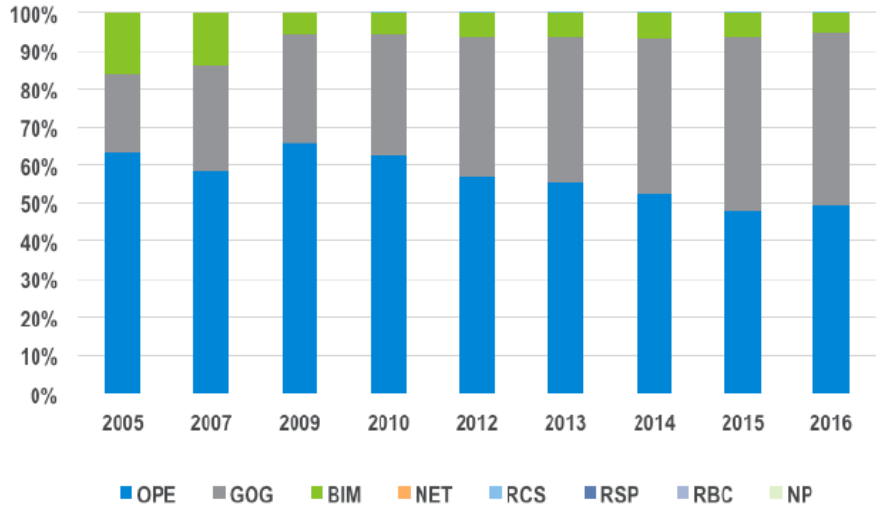
Doğal gaz ticaret faaliyetlerinin gerçekleştirilmesi sırasında farklı fiyatlandırma mekanizmaları kullanılmaktadır. En yaygın olarak bilinen yöntemler aşağıda detaylandırılmıştır (IGU, 2017).

1. Petrol fiyatına bağlı mekanizmalar (OPE: Oil Price Escalation): Bu yöntemle fiyatlama sistemi gaza rakip olma niteliğindeki gaz yağı ve ham petrol gibi diğer emtiaların fiyatlarının yer aldığı özel bir formülasyona dayanmaktadır. Bazı yaklaşımlarda formül oluşumu sırasında elektrik fiyatları ve kömür fiyatlarına da yer verilmektedir.
2. Gazın kendi piyasa koşullarında fiyatının oluştuğu mekanizma (GOG: Gas-on-Gas Competition): Fiyat oluşumu gaza olan arz ve talebin kesişimi ile belirlenmektedir ve oluşan fiyat günlük, aylık ve yıllık gibi farklı süreler boyunca geçerli olmak üzere kullanılmaktadır. Bu tarz fiyat oluşumu günümüzde TTF ve NBP gibi sanal gaz ticaret merkezlerinde ya da ZEE ve Henry Hub gibi fiziksel gaz ticaret merkezlerinde gerçekleşmektedir. Bu fiyatlama sisteminin hakim olduğu piyasalarda özellikle ICE ve NYMEX gibi vadeli işlemlerin gerçekleştirildiği "future" piyasaların gelişmişlik düzeyi de çok önemlidir. Doğal gazın gerçekleştirilecek ticareti kontratlara tabi olacak fiyatlarla kısa bir periyot için sabit fiyattan alım satımının gerçekleştirilmesi

sağlıklı olmamaktadır. Bu fiyatlama metodolojisi ile de spot piyasada oluşacak fiyatlara entegre edilen kontratların varlığı ticari işlemlerin yapılmasına imkan sağlamaktadır.

3. İki taraflı tekel yapı (BM: Bilateral Monopoly): Büyük bir alıcı ile büyük bir satıcı arasındaki ikili anlaşmalar fiyatı belirlemektedir. Bu nedenle bu tarz anlaşmalar daha çok ya devletin sahip olduğu şirketler aracılığıyla ya da doğrudan hükümetler arası diyaloglar neticesinde imzalanmaktadır. Bu yöntemde genellikle ticari faaliyetler yıllık bazda sabit bir fiyat üzerinden gerçekleştirilmektedir.
4. Son ürün üzerinden fiyat oluşturma mekanizması (NET: Netback from Final Product): Doğal gaz tedarikçisine ödenecek fiyat, gazı üretim operasyonlarında girdi olarak kullanacak müşterilerin ürettiği son ürünün oluşan fiyatına bağlı bir fonksiyon olarak tanımlanmaktadır. Bu durum gazın metanol veya amonyak gibi kimyasal tesislerde bir girdi olarak kullanıldığı ve hedeflenen ürünün üretilmesinde başlıca değişken maliyet olduğu durumlarda meydana gelebilmektedir.
5. Regüle hizmet bedeli mekanizması (RCS: Regulation – Cost of Service): Fiyat resmi bir kamu şirketi veya ilgili bakanlık tarafından belirlenmektedir veya onaylanmaktadır, ancak fiyat seviyesinin yatırım için kabul edilebilir bir getiri oranına ve ilgili yatırımın geri kazanımını içeren hizmet maliyetlerini karşılayabilecek bir düzeye sahip olması gerekmektedir.
6. Sosyal ve politik yaklaşımlar (RSP: Regulation – Social and Political): Fiyat herhangi bir sistematiğe dayanmaksızın düzensiz bir şekilde, büyük olasılıkla da bir bakanlık tarafından, artan maliyetlerin karşılanması için veya devlete gelir arttırıcı bir kaynak olarak politik ve sosyal dengeler de gözetilerek belirlenmektedir.
7. Maliyetin altında fiyatlandırma (RBC: Regulation – Below Cost): Bu yaklaşımla fiyat, vatandaşa genellikle devlet sübvansiyonu olarak doğal gazın taşınması ve üretilmesinin ortalama maliyetinin altında sürekli olarak uygulanmaktadır.
8. Fiyatlama olmaması durumu (NP: No Price): Çıkarılmış ve üretilen doğal gaz, muhtemelen gübre ve kimyasal tesisler için bir girdi olarak kullanılabilmesi veya rafineri süreçlerinde işlenebilmesi için vatandaşlara ve sanayicilere ücretsiz olarak sunulabilmektedir.

Dünya genelinde 2016 yılında hem LNG hem de boru hatlarıyla yaklaşık 1000 milyar $Sm^3$ doğal gaz ithal edilmek için taşınmıştır (IGU, 2017, s. 18). Şekil 2.8'de 2005 ile 2016 yılları arasında toplam ithalatın bu bölümde bahsedilen fiyatlama mekanizmalarından hangilerinin kullanılarak gerçekleştirildiği gösterilmektedir. Özellikle günümüze geldikçe petrole endeksli fiyatlama mekanizmasının kullanılmasında azalma görülmüş olması, gazın kendi fiyatının kendi piyasa şartları altında belirlendiği mekanizmanın ağırlık kazanmasından kaynaklanmaktadır. Ancak buna rağmen dünyada petrole endeksli kontratların varlığı ithalat pazarının %49'luk bir kısmında hakimiyetini sürdürmektedir.




**Şekil 2.8 :** 2005-2016 arası dünyada yapılan ithalatlarda kullanılan fiyatlama mekanizmalarının dağılımı (IGU, 2017).

Petrol fiyatındaki değişime entegre olan doğal gaz sözleşmelerinin kullanıldığı fiyatlandırma modelleri açısından, nakit akışı yönetimi ve döviz kuru ile ilgili önemli düzeyde riskler bulunmaktadır. Örneğin, her Avrupa petrol endeksli doğal gaz sözleşmesinde bazı özel tanımlamalar ve farklı değişkenler olsa da, sözleşmelerin yapısını ifade edebilmek adına genel doğal gaz fiyat hesaplama formülü denklem (2.1)'de gösterildiği gibi olmaktadır (Özdemir, 2015, s. 4).

$$P_n = P_0 \times \left(\frac{W_1 \times F_1}{F_{10}} + \frac{W_2 \times F_2}{F_{20}} + \frac{W_3 \times F_3}{F_{30}} + \cdots\right) \quad (2.1)$$

$P_n$ doğal gaz fiyatını; $P_0$ ise doğal gaz kontratının imzalandığı sıradaki kabul edilen ilk fiyatı temsil etmektedir. Fiyatlandırma başka ürün gruplarına göre gerçekleştirildiği için denklemin pay kısmındaki $W$, o ürünlere verilen ağırlık oranını; $F$ ise o ürünlerin gazın ithalat anındaki piyasa fiyatlarını göstermektedir. Paydada yer alan $F$ ise

ürünlerin sözleşme imzalandığı andaki piyasa fiyatlarını yansıtmaktadır. Bu formülasyonda örneğin akaryakıt, gaz yağı gibi ürünlere yer verilebilmektedir ve bunların değişimi ticareti gerçekleştirilen gazın fiyatının oluşmasında etkili olmaktadır. Bu iki tip petrol ürününden elde edilen ortalama fiyatın EUR/ton olarak tasarlanmış olması durumunda, bu tip sözleşmeler için gazın gerçek piyasa fiyatı USD/ton olarak hesaba katılmaktadır. Bunun bir sonucu olarak da EUR-USD kur riski fiyatlamalarda etkisini önemli derecede göstermektedir (Url-2).

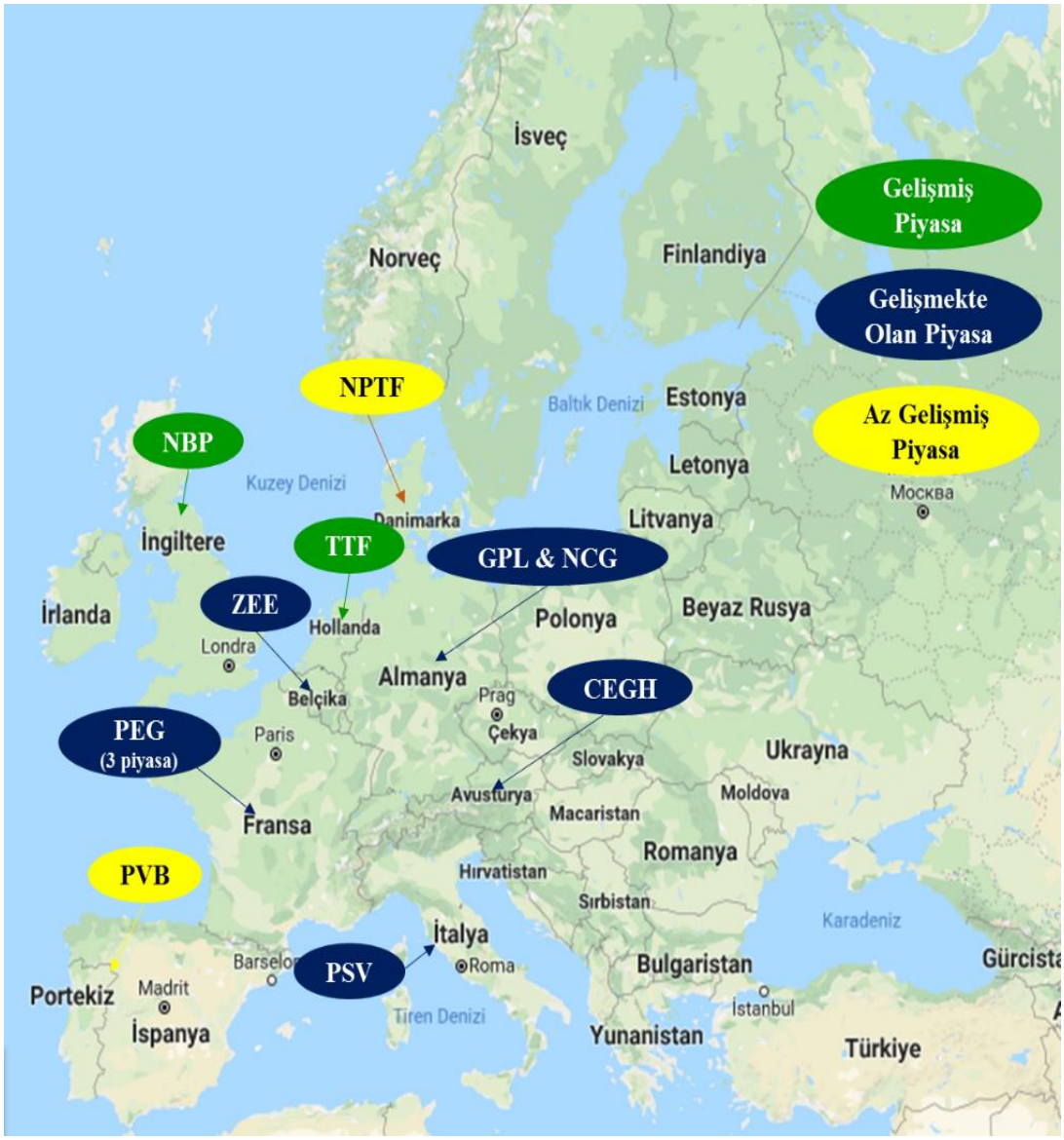
### 2.4 Doğal Gaz Piyasalarında Ticaret Merkezi Kavramı

Doğal gaz fiyatların oluşumu konusunda piyasaların en temelde hangi özelliğe sahip olması gerektiğini IEA raporunda Dengel'in şu şekilde ifadeleriyle açıklamıştır: "Hem mevcut piyasa oyuncularına hem de yeni dahil olmak isteyen katılımcılara aynı şartlar altında erişebilme imkanını veren ticari işlem hacimlerinin yüksek olduğu ve bir tek fiyatın oluştuğu alan olma özelliğine sahiptir. Böylece, bu durum dışarıdan herhangi bir etkiye tabi olmayan spot ile vadeli işlem ve opsiyon borsasındaki fiyatlarda dikkate değer ve güvenilir fiyat oluşumlarını sağlayabilecektir." (IEA, 2013). Bu felsefe doğrultusunda gaz talebinin karşılanmasına yönelik gaz arzının sunulabileceği bir ticaret platformuna ihtiyaç duyulmaktadır ve bu yapı doğal gaz ticaret merkezi ("natural gas hub") olarak tanımlanmaktadır (IEA, 2013).

Ticaret merkezinde hem gazın geleceğe sınırlı bir süre için ticaretinin yapıldığı bir spot piyasa hem de doğal gazın teslimatının birkaç yıl sonraya taşınabileceği bir vadeli işlem piyasası işlemleri gerçekleştirilebilir. Bu ticari faaliyetlere imkan sağlayan merkezler de gazın arzının fiziksel olarak bir noktada toplanma durumuna göre sanal ticaret merkezi ve fiziksel ticaret merkezi olarak iki sınıfa ayrılmaktadır (IEA, 2012).

Avrupa'da aktif olarak uygulanan yöntem sanal ticaret merkezlerinin artmasıdır. Şekil 2.9'da gösterilmekte olan Avrupa doğal gaz piyasaları arasında Belçika-Zeebrugge Hub ve Avusturya Orta Avrupa Gaz Merkezi tek fiziksel ticaret merkezleridir. Bu tip merkezler, depolama ve boru hattı sistemleri sayesinde önemli miktarda fiziksel doğal gazın alımı ve satışının gerçekleştirildiği bir yapı sunmaktadır. Öte yandan, Avrupa sanal ticaret merkezi modeli, tüm teslimat noktalarını bir giriş-çıkış bölgesinde bir araya getirmektedir. Bölgenin şebeke operatörü, giriş ve çıkış noktaları ile dengeleme hizmetleri arasında taşıma hizmetini sağlamaktadır. Aynı zamanda, Avrupa doğal gaz piyasaları, uzun vadeli sözleşmelerden kısa vadeli sözleşmelere, esnek spot piyasa

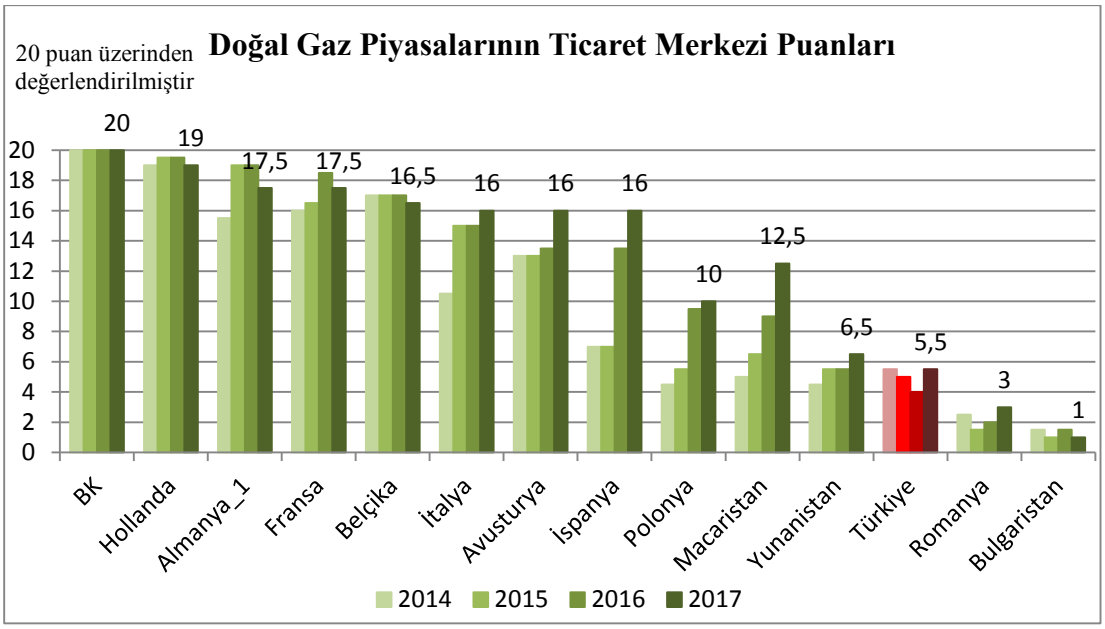
yapısına ve vadeli ürünlerin aktif kullanımına doğru gelişimini ilerletmiştir (IEA, 2016).




**Şekil 2.9 :** Avrupa doğal gaz piyasaları.

Bu piyasaların son 4 yıl içinde ticaret merkezi özelliği taşıyabilme adına gösterdikleri gelişim EFET (European Federation of Energy Traders) tarafından değerlendirilmiştir.

Türkiye'nin de dahil edildiği çalışmada Avrupa'daki önde gelen ülkelerin doğal gaz piyasaları gelişmiş ve gelişmekte olan ticaret merkezleri olarak iki kategoriye ayrılmıştır. EFET'in en gelişmiş doğal gaz piyasasına sahip ülkeyi 20 puan olarak değerlendirdiği puanlama sistemi ile birlikte Şekil 2.10'da ticaret merkezine sahip olan ülkelerin piyasa derinliklerinin gelişimi ve henüz bir merkeze sahip olmayan ülkelerin de bu yolda ne kadar mesafe kat edebildiği ortaya konmaya çalışılmıştır (Url-3).

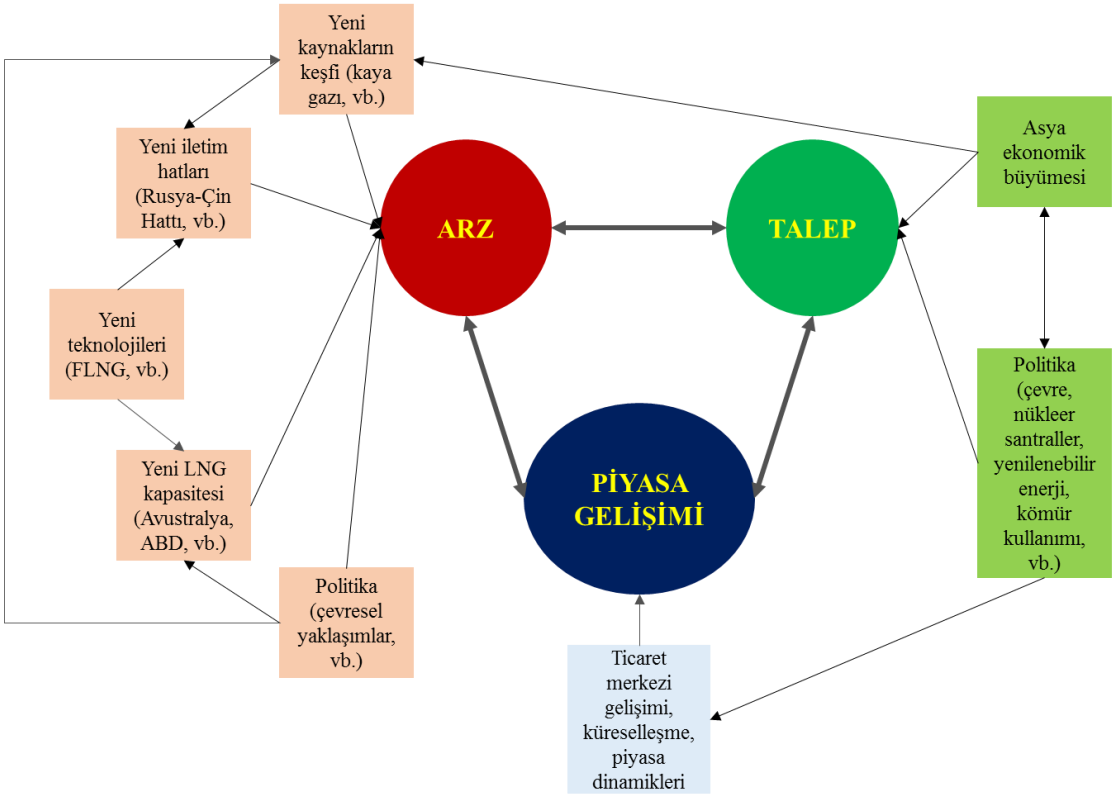



**Şekil 2.10 :** Avrupa doğal gaz piyasalarının ticaret merkezi olabilme durumları açısından değerlendirilmesi (Url-3, 2017).

1990'larda serbest doğal gaz piyasasına geçişyolunda adımlar atan, bunun doğal bir sonucu olarak da gelişmişlik sıralamasında listenin başında olan BK ile bilikte her ne kadar bu çalışma resmi olarak doğal gaz ticaret merkezine sahip olmayan ülkeleri içerse de tüm bölgenin genel karşılaştırmasını sunması açısından oldukça önemli bir görüntü ortaya koymaktadır.

Doğal gaz piyasalarında, küresel piyasalar üzerinde etkisi olan temel faktörler, doğrudan arz ve talep tarafında da etkili olmaktadır, ayrıca doğal gaz piyasasının geleceğini de doğrudan şekillendirmektedir. Hem talep tarafında hem de arz tarafında var olan çeşitli faktörler ve tanımlamaları aşağıda listelenmiştir. Genel olarak, doğal gaz arzını etkileyebilen temel unsurlar arasında olağan dışı çeşitli gelişmeler, yeni boru hatları, yüzer teknolojiler, yeni LNG kapasiteleri ve ulusal düzeyde hükümet politikalarını içermektedir. Talep tarafında ise en önde gelen etmenler ülkelerin ekonomik büyümesi ve yine hükümet politikalarıdır.

Doğal gaz talebini ve arzını genel olarak etkileyen stratejik hamleler, enerji güvenliği, güvenlik ve çevre politikalarına dayanmaktadır. Bunların bir neticesi olarak i) Spot fiyatlar ve piyasalar, ii) Doğal gaz ticaret merkezlerinin gelişimi, küresel doğal gaz piyasalarının organizasyon ve temel yapısında sürekli devam eden değişimin 2 ana alanı olmaktadır. Şekil 2.11'de doğal gaz piyasaları üzerinde etkin bir role sahip olan bazı faktörlerin birbirleriyle olan ilişkileri gösterilmektedir (Leidos, 2014, s. 15).




**Şekil 2.11 :** Doğal gaz piyasalarında yer alan faktörlerin birbirleriyle olan ilişkisi.

1. Depolama: Ani talep dalgalanmalarının ve mevsimsel değişimlerin başarılı bir şekilde yönetilebilmesi doğal gaz üretimine ilaveten depolama tesislerinin kullanımıyla da doğru orantılı olarak ilişkilendirilmektedir. Bununla birlikte talep tarafından görülebilecek değişken miktarlardan dolayı depolama kapasitesinin ve deponun doluluk oranlarının da iyi yönetilmesi bir o kadar önemli hale gelmektedir (Mastrangelo, 2007).

   Bunun doğal bir sonucu olarak da depolarda var olacak gaz miktarları, piyasaya sunulacak arz miktarlarıyla ilişkili olduğu için bu tesislerin kapasiteleri de doğal gaz fiyatları üzerinde etkiye sahip olmaktadır (Mastrangelo, 2007).

   Kısa vadede değişkenliğe karşı bir çözüm gibi görünse bile, bir depolama tesisinin kurulması ve işletilmesi yüksek maliyetlere yol açmaktadır (Alterman, 2012). Ancak bunun yanında ülkelerin coğrafi konumlanmaları ve arz kaynaklarına olan yakınlıkları da düşünüldüğünde depolama faaliyetleri daha da önem kazanmaktadır.

   Örneğin, ABD coğrafi olarak bağımsız bir konumdayken, ülkenin depolama kapasitesi özellikle önemli bir dengeleme fırsatı olarak çok önemli bir rol üstlenmektedir. Bu kapsamda da bu dengeyi oluşturabilmek için gerekli

yatırım maliyetlerine katlanmak sağlıklı bir piyasa yapısı sunabilmek adına uygun bir adım olmaktadır.

Depolama, özellikle ithalat ve yerel doğal gaz üretim yetersizliği durumlarında, talepteki ani ve mevsimsel artışları karşılamak için bir gereklilik arz etmektedir. Özellikle talepte yaşanan düşüşler sırasında depolama tesislerinin ithal ve varsa yerel üretim gaz miktarlarıyla doluluk oranlarını arttırması bu tarz dönemlerde gaz maliyetinin de nispeten düşük olduğu düşünüldüğünde ihtiyaç anındaki verimli kullanımları açısından çok uygun olmaktadır. Depolama tesislerinin sahip olduğu kapasiteler ani taleplerin karşılanmasının yanında şebekenin de verimli bir şekilde işletilmesini de desteklemektedir. (Url-4).

2. İletim Altyapısı: Planlı bakım, ağır hava koşulları veya işletme sistemlerinde yaşanan sorunlardan kaynaklanan aksamalar, doğal gaz tedariğinde kısa süreli olumsuzluklara yol açabilmektedir (Mastrangelo, 2007).

   Doğal gaz daha düşük enerji yoğunluğuna ve farklı kimyasal özelliklere sahip olduğu için, nakliyesi petrol gibi kolay bir şekilde yapılamamaktadır ve tedariğin sağlanıp gazın son kullanıcıya ulaştırılmasında özel olarak planlanmış bir boru hattı ağına ihtiyaç duyulmaktadır (Alterman, 2012).

   ABD'deki sistem incelendiğinde, sürekli genişleyen bir boru hattı ağı olduğu görülmektedir. Teknolojik ilerlemenin gaz arzını fazlalaştırıcı etkisi ve talep tarafından oluşan artışlar şebekenin iyi yönetilmesi hususunda da önemli bir etkiye sahip olmaktadır. Örneğin, ABD'de, gelecekte doğal gaz tüketiminin artmaya devam etmesi beklenirken, boru hattı kapasitesinin genişletilip genişletilmeyeceğine dair kararlar, bölgesel pazar entegrasyonunu ve fiyatlandırmasını önemli ölçüde etkileyecektir (Avalos ve diğ., 2016).

3. İklim ve Hava Durumu : Şiddetli ve beklenmedik ani hava durumu olayları yaşandığında oluşan talep artışlarına kısa süre içerisinde cevap verebilecek gaz tedariği sağlanamazsa fiyatlar ciddi şekilde etkilenmektedir. Özellikle şebekenin tam kapasite çalıştığı durumlar da oluştuğunda gelecek ilave talepler karşılanamaycaktır. Bu koşullar altında, fiyatlar doğal gaz talebini azaltmak için oldukça yüksek seviyelere artabilecektir. Fiyatlar üzerinde etkiye sahip bir diğer durum da soğutma mevsimindeki sıcaklıklardır, çünkü elektrik enerjisi

üretimine yönelik çalışan gaz santralleri, klimaların yoğun çalışmasından dolayı oluşan elektrik taleplerini karşılamak için yakıt olarak doğal gazı kullanmaktadır. Bu durum depolardaki gaz miktarlarında düşüş yaşanmasına sebebiyet verebilmektedir ve bu azalmaların telafi edilememesi durumunda kış dönemlerinde artacak olan talep karşısında gaz fiyatları artış eğilimi gösterebilecektir (Mastrangelo, 2007, ss. 2-3). İlaveten sert iklim koşulları üretim faaliyetlerini de etkileyebilmektedir. Örneğin, ABD'de toplam gaz üretiminin dikkate değer bir kısmı denizde yapılan üretimle sağlanmaktadır ve 1997 ile 2011 yıllarındaki çok sert kasırgalar bu üretimlerin yaklaşık %8 azalmasına neden olmuştur. Arz tarafında yaşanan bu kesintiler de fiyatların dalgalanmasına sebebiyet vermiştir (Alterman, 2012).

4. Uzun Dönemli Kontratlar: Özellikle Orta ve Doğu Avrupa'ya ithal edilen doğal gaz fiyatları genellikle petrol fiyatlarına bağlı olan uzun vadeli al ya da ödeme şartına dayanan sözleşmeler ile oluşmaktadır. İthalatçılar tarafından potansiyel arbitraj kazancı sağlanamaması için, ithalat işlemleri sırasında düzenlenen sözleşmeler genellikle gaz fiyatlarının ilgili pazarla sınırlı olduğu anlamına gelen bir maddeyi de içermektedir ve bu "*destination-clause*" olarak adlandırılmaktadır (Slaba ve diğ., 2013).

5. İthalat Yapısı: LNG ithalatının yaklaşık %80'i, uzun vadeli sözleşmeli olup, "*destination-clause*" ve çoğunlukla petrol endeksli fiyatlar ile gerçekleştirilirken sadece yaklaşık %20'si spot gaz piyasalarındaki fiyatlara endekslenerek işlem görmektedir (Bourgeois, 2011).

   Öngörülebilen bir pazar için arz güvenliğinin önemini anlayabilmek adına örnek olarak Birleşik Krallık doğal gaz piyasası incelendiğinde, yeni kurulan boru hattı operasyonlarının bir sonucu olarak aniden gelen aşırı gaz miktarı ciddi bir arz fazlası oluşturmuştur ve yetersiz depolama kapasitesi nedeniyle bu süreç kısa süreliğine kolayca yönetilememiştir. Sonuç olarak, fiyatlar Temmuz 2007'ye kadar büyük ölçüde düşmeye devam etmiştir ve bu durum başka bir ithalat hattının kesintiye uğramasıyla ilgili endişelerin ortaya çıkmasının ardından normal seviyelere ulaşmıştır (Alterman, 2012). Teknik sorunların yanında ticari ya da politik sorunlardan kaynaklanan iletim ya da arz kesintilerine ilişkin problemler ani fiyat dalgalanmalarına karşı potansiyel bir etki teşkil etmektedir.

6. Doğal Gaz Üretimi: Doğal gaz üretimi yıl boyunca nispeten değişmezken, kısa vadeli tedarik sıkıntısı oluşturabilecek engellerin üretim üzerinde geçici etkileri olabilmektedir. Bu tarz durumlara örnek olarak belirli bir süreliğine nitelikli işgücünün üretim sahalarında var olmaması gösterilebilir. Bu faktörün öneminin farkında olan firmalar daha yüksek ücretler ve diğer yan haklar sunmaya istekli olmaktadır ve bu durum da profesyonellere ve işçilere daha cazip gelmektedir. Diğer bir engel de gerekli ekipmanların eksikliğinden kaynaklanmaktadır. Sondaj kuleleri gibi üretim ekipmanlarının olağan dışı maliyetli olmasının bir sonucu olarak, ekipmanların herhangi bir geçici arızası, yeni bir ekipman kurulumu yapılıncaya kadar operasyonların durdurulmasına yol açabilecektir. Ekipmanların fiyatları daha ucuz olduğunda, şirketler bu tür donanım parçaları için envanterlerinde yedek parçalara sahip olsalar da, aynı parçaların tekrar kurulumun tamamlanıp operasyonların yeniden başlatılması için belirli sürelere ihtiyaç duyulmaktadır. Üçüncü bir engel de regülatif konulardan dolayı oluşmaktadır. Yeni sondaj yapılacak alanlar keşfedilse bile regülasyonlar çerçevesinde alınacak izinler ve elde edilecek lisans haklarının temin süresinin uzaması da gaz üretim sürelerini etkilemektedir (Guerra ve diğ., 2012).

   Üretim verimliliği ve bunu sağlamak için yapılacak olan yatırımlar hem yukarıda sayılan engeller nedeniyle çok önemli hem özellikle doğal gaz ve petrol gibi emtiaların arama ve üretim maliyetlerinin karşılanabilmesi açısından gaz fiyatı seviyeleri oldukça kritik olmaktadır. (Foss, 2011).

   Bazı kritik hava olaylarının da doğal gaz üretimi üzerinde etkileri olabilmektedir. Örneğin, ABD Körfez Kıyısı'ndaki kasırgalar, 2005'ten 2006'ya kadar ABD doğal gaz üretiminin yaklaşık %4 azaltmıştır (Url-4).

7. İhracat Hacmi: Gaz ticaret sözleşme yapıları nedeniyle özellikle ihracat yükümlülüğü varsa (Türkiye'nin Azerbaycan gazının Yunanistan'a 0,75 milyar $Sm^3$/yıl aktarılması gibi), bu durum spot piyasadaki gaz fiyatlarını etkileyebilmektedir. Genellikle mevcut uzun vadeli petrole dayalı kontratların yapılarının "*destination-clause*" ile sınırlanmasından dolayı ithal edilen gazın yeniden ihraç edilmesi engellenmektedir. Spot piyasaların aktif işlerliği ve bu tarz kısıtların kaldırılmasıyla daha fazla entegre gaz ticaretinin olması sağlanabilecektir.

Bu ve benzeri durumlar da ihracat imkanlarının yaygınlaşmasını ve son kullanıcı sayısının artmasından dolayı gaz fiyatlarını da etkileyebilecektir.

8. Küresel Gelişmeler: ABD'deki 11 Eylül saldırısının ardından gaz fiyatlarında ciddi spekülasyonların oluştuğu görülmüştür (Alterman, 2012). Ayrıca 2006 yılındaki Rusya-Ukrayna arasında yaşanan kriz NBP üzerinde oluşan fiyatların dalgalanma seyri üzerinde de etkili olmuştur. Ekim 2008'de ise küresel finansal krizin başlaması ve küresel doğal gaz talebinin düşmesi nedeniyle İngiltere LNG ithalat talebini arttırmaya başlamıştır. Bu dönemde, Yemen, Nijerya ve Katar'da bazı önemli LNG tedarik tesisleri faaliyete geçmiştir. Bu nedenle İngiltere, Ocak 2009'dan itibaren çok önemli miktarlarda LNG tedariğine başlamıştır ve bu durumun bir sonucu olarak NBP fiyatlarında düşüşler gözlemlenmiştir (Alterman, 2012).
9. Türev Piyasalar: ABD'de deregüle olan doğal gaz piyasasında bu emtianın fiyatı talep veya arz ile bağlantılı faktörler tarafından büyük ölçüde etkilenmektedir. Bu durumun yanında Henry Hub fiyatlarının değişkenliği ve trendi genellikle doğal gaz için finansal piyasalardaki spekülatif faaliyetlerle de bağlantılı olarak şekillenmektedir (Alterman, 2012). Henry Hub doğal gaz vadeli işlemleri, piyasa katılımcılarına doğal gaz fiyatlarında oluşabilecek değişkenliklere karşı riski yönetebilmek için önemli korunma işlemleri sağlamaktadır (Swissquote, 2015). Türev piyasalar sayesinde hem işlem hacimleri artmaktadır hem de piyasa derinliği oluşmaktadır.
10. Uluslararası Gaz Piyasaları: Petrol piyasasından farklı olarak doğal gaz piyasaları bölgesel niteliktedir ve her bir coğrafi bölgede birbirinden farklı pazar dinamikleri gerçekleştirilen ticari faaliyetleri etkileyebilmektedir. Bu yüzden fiyatlama mekanizmaları da piyasalar arasında farklılık gösterebilmektedir. Örneğin, Birleşik Krallık ve ABD tamamen liberal bir piyasaya sahip olsa da, Avrupa ülkelerinin çoğu uzun vadeli petrol ürünlerine dayalı sözleşmelerle ticari faaliyetlerini gerçekleştirmektedir. Ayrıca Asya LNG sözleşmeleri de uzun vadede Japonya'ya ithal edilen petrolün JCC olarak bilinen fiyat oluşumuna dayanmaktadır. Her ne kadar birbirinden farklı coğrafi dinamiklere sahip olsalar bile bu piyasalar arasından zaman zaman etkileşimlerin de var olması mümkün olmaktadır. Örneğin, ABD'nin LNG ithalatı 2006 ile 2008 yılları arasında arttığı için, Henry Hub fiyatları küresel

sıvılaştırılmış doğal gaz piyasasıyla bağlantılı olmaya başlamıştır (Alterman, 2012).

11. İkame Yakıtların Etkisi: Gaz arzı tarafında herhangi kısıtlama ya da ikame ürün olarak kullanılabilien yakıt pazarlarında fiyatların yükselmesiyle ilgili doğal gaz talebinde artış meydana gelebilmektedir. Örneğin, ABD'deki kuraklık nedeniyle 1990'ların sonlarında hidroelektrik santrallerin üretim oranı kısmen azalmıştır ve arzın azalması 1997'den 2001'e kadar HES üretiminde %40'lık bir düşüşe neden olmuştur. Aynı dönemde, doğal gaz yakıtlı santrallerin üretimi %33 artmıştır ve ani talep değişimlerine bu tarz santraller diğerlerine göre çok daha esnek cevap verebildiği için elektrik ihtiyacı ciddi oranda karşılanmaya çalışılmıştır (Mastrangelo, 2007). Bazı durumlarda ise kağıt fabrikaları ve demir-çelik fabrikaları gibi büyük miktarda yakıt ihtiyacı olan tüketiciler, her bir yakıtın maliyetine bağlı olarak kömür, doğal gaz ve petrol arasında uygun olan yakıtı tercih ederek esnek bir yapıya sahip olabilmektedir. Diğer yakıtların maliyeti düştüğünde, doğal gaza olan talebin düşmesi doğal gaz için daha düşük fiyatları oluşturabilmektedir. Diğer taraftan, bu yakıtların maliyeti doğal gaz maliyetinden daha fazla arttığında ise doğal gaza geçiş, fiyatları ve doğal gaz talebini artırabilmektedir (Url-4).

12. Resmi Bedeller ve Sabit Maliyetler: Vergilendirmenin AB ülkeleri içindeki doğal gaz fiyatları üzerinde önemli etkileri vardır, bu da endüstriyel üretimin büyümesini, elektrik dönüşümünü, ısıtma, soğutma ve Avrupa Bölgesi'ndeki toplam yaşam maliyetini dolaylı olarak etkilemektedir. Doğal gaz fiyatlarının spot bir piyasada oluşmasında, belirleyici faktörlerden birisi olarak vergiler de kabul edilmektedir. Toplanan vergiler, satın alma maliyetleri, keşif maliyetleri, geliştirme maliyetleri ve işletme maliyetlerinin üzerine bir maliyet olarak eklenebilmektedir. Bunların yanında hükümet tarafından kontrol edilen doğal gazın nihai fiyatına KDV de ilave edilebilmektedir (Yorucu ve Bahramian, 2015). Ayrıca depolama ve depodaki gazın tekrar şebekeye gönderilmesi ücretleri ve doğal gaz ticareti sırasında sistemde yaşaanbilecek dengesizlik durumlarıyla alakalı ücretler de var olmaktadır.

13. Piyasa Derinliği: Pazardaki firmalar portföylerini güçlü bir şekilde yönetmek zorundadırlar. Eğer verimsiz operasyonlar gerçekleştiren şirketlerin toplam ticaretteki payında artış olursa, bu durum fiyatların yukarı yönlü olarak artış

göstermesine sebebiyet verecektir (Slaba ve diğ., 2013). Bu nedenle piyasalarda farklı karakteristiğe sahip oyuncuların var olması, şeffaf fiyat oluşumlarının sağlanması ve fiyatlandırmalar sırasında farklı enstrümanlara da yer verilmesi oldukça önemli olmaktadır.

14. Elektrik Fiyatları: Elektrik fiyatlarının artması piyasanın doğası gereği yatırımcıları daha çok üretime teşvik edecek ve daha fazla gelir elde edebilmelerine imkan tanıyacaktır. Bu noktada da yakıt olarak doğal gazı kullanan kombine çevrim santrallerinin yüksek elektrik üretimi gerçekleştirebilmesi, serbestleşen elektrik piyasalarında bu santral tipinin yaygın kullanımını arttırmaktadır (Şanlı, 2017). Bunun doğal bir sonucu olarak da bu santralden dolayı gaz tüketimine duyulacak ihtiyaç artacaktır.

15. Elektrik Talebi: Elektrik talebinin durumu arz güvenliği konusunun doğal olarak gündeme gelmesine neden olmaktadır. Bu kapsamda hem baz santral olma özellikleri nedeniyle gaz santrallerinin varlığı değerlendirmelere konu olacak hem de kojenerasyon sistemleri gibi yerinde üretim tesislerinin kullanılması elektrik üretimi için alternatif arz kaynakları arasında değerlendirilecektir. Bu tip tesislerin de girdi ürün olarak doğal gaz kullanması gaza olan talebi etkileyecektir.

16. Ekonomik Gelişmişlik: Doğal gaz piyasalarındaki ana itici güçlerden birisini hem ulusal hem de uluslararası düzeyde ekonomik aktiviteler oluşturmaktadır.

    Ekonomi geliştiğinde, sanayi ve ticaret piyasalarından gelen talep, doğal gaz talebinde de artışa neden olmaktadır. Bu durumda özellikle ilaç ve gübre gibi birçok ürün için hem bir girdi hem de bir tesis yakıtı olarak kullanılan doğal gazın en büyük tüketicisi olan endüstriyel oyuncular önemli bir rol oynamaktadır.

    Bunlara ek olarak, metanol tesisleri ve petrol rafinerileri de önemli doğal gaz tüketicileridir ve dolayısıyla rafine ürünlere olan talebin artması da doğal gaz kullanımının artmasına neden olabilmektedir. Ayrıca, değişken ve yüksek doğal gaz fiyatları, tesislerin ekonomik göstergeleri üzerinde hayati bir etkiye sahip olabilmektedir, çünkü bu tarz belirli endüstriyel tüketicilerin doğal gaza tam bağımlı olduğu için oluşan maliyetlere tartışılmaz bir şekilde katlanmaları gerekmektedir.

Sonuç itibariyle, kişi başına düşen GSYİH artışı da konutlarda oluşan talepte artışa neden olabilmektedir (Mastrangelo, 2007).

Oklahoma'da, 2008 küresel mali krizi sırasında düşük talep nedeniyle doğal gaz depolama tesisleri tam kapasiteye sahip olmuştur ve bu durum da o dönem için doğal gazın fiyat değişkenliğini etkileyen ana faktörlerden biri haline gelmiştir (Alterman, 2012).

Doğal gaz ticareti sırasında döviz kurları da fiyat seviyelerinde ve oluşacak ticaret hacimlerinde oldukça etkili olmaktadır. Örneğin, ABD dolarının döviz kuru, yerel piyasalarda doğal gaz fiyatının düşmesine ya da artmasına neden olabilmektedir. Bu etkinin bir sonucu olarak, ABD doları bir emtia para birimi olarak bilinmektedir (Swissquote, 2015).

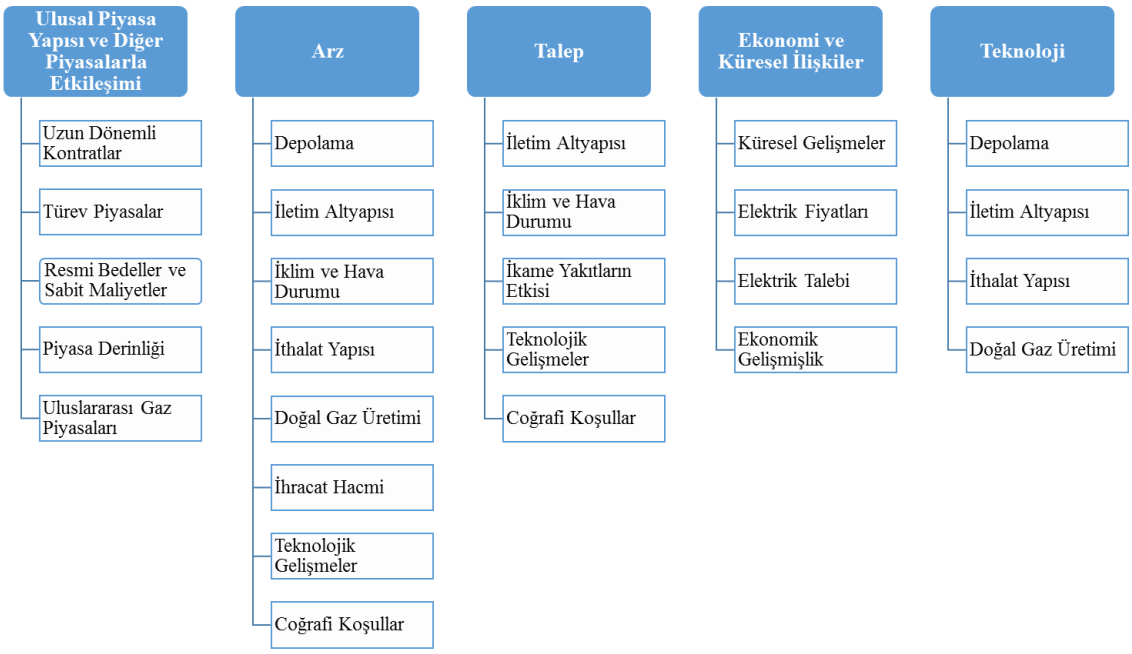
17. Teknolojik Gelişmeler: Sıvılaştırılmış doğal gaz değer zincirindeki tüm son teknolojik gelişmeler içinde, bazı analizler, gemide doğal gazı işleyebilen ve sıvılaştırabilen bir tekne olan yüzer LNG'yi (FLNG) tamamen kanıtladığında sektörde etki sahibi olabilecek bir teknoloji olarak göstermektedir ve bu teknoloji taşımacılıkta karada gerçekleştirilen geleneksel sıvılaştırma operasyonlarına karşı önemli bir konuma sahip olabilecektir. Bu olası alternatif, daha az inşaat süresi, daha kontrollü çevre kullanımı ve erişilemeyen kaynakların ekonomilere kazandırılarak ticaretin bir parçası haline getirilebilme avantajını sağlayabilecektir. Diğer yandan, yüksek işletme ve bakım maliyetleri, gerek üretimi etkileyebilecek aşırı hava koşulları, vb. bazı dezavantajları da olabilecektir (Du ve Paltsev, 2014).
18. Coğrafi Koşullar: Uygun depolama alanları, iletim güzergahlarının karmaşıklığı, limanların kullanılabilirliği gibi konuları kapsamaktadır.

Genel olarak, ilgili otoritelerin politikaları, dünya doğal gaz piyasasını ve doğal gaz fiyatlama sonuçlarını küresel talep ve arz dengesinin çıktısı olduğu bir perspektifle sınırlandırmaktadır. Aslında, düzenleyici sınırlar olmaksızın, organizasyon ve piyasa yapısı doğal olarak küresel talebi ve tedariği destekleyecek şekilde gelişebilecektir.

Tüm bu faktörlerle birlikte, tamamen doğal gaz piyasalarında fiyatlama oluşumunda baskın bir role sahip tek bir faktör bulunmamaktadır. Ancak ihmal edilmemesi gereken bir gerçek de piyasaların gelişimine, doğal gaz talebine ve arzına etki eden politikalardaki değişikliklerin belirsiz zamanlaması ve nasıl şekilleneceği küresel

doğal gaz piyasalarının geleceğinin belirlenmesindeki önemli bir kritik etmen olmaktadır. Çünkü gelecekteki stratejilerdeki belirsizlikler, temel olarak tüm doğal gaz tahmin analizlerini de yönlendirmektedir ve uluslararası ticari faaliyetleri önemli derecede etkilemektedir (Leidos, 2014).

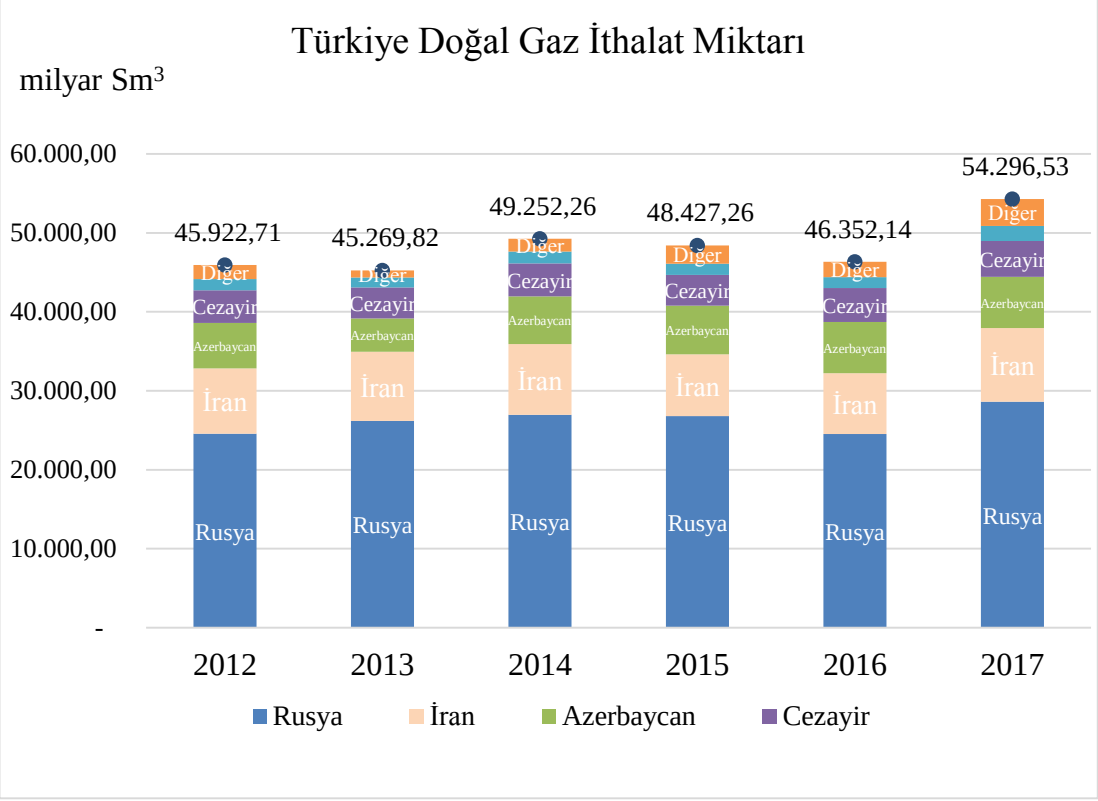
Tüm bu faktörler özelliklerine göre 5 temel faktör sınıfı oluşturularak Şekil 2.12'de gruplandırılmıştır.




**Şekil 2.12 :** Doğal gaz fiyatlarına etki eden faktörler.

## 3. TÜRKİYE'DE DOĞAL GAZ PİYASALARI

Doğal gaz santrallerinin varlığı mevcut durumda Türkiye'nin elektrik arz güvenliğinde önemli bir noktada bulunmasından dolayı, 2017 yılında elektrik üretimindeki payı %37,2 olarak gerçekleşmiştir (EPDK, 2017a). Türkiye doğal gazda ithalat bağımlısı bir ülke olduğu için aynı yıl içerisinde tükettiği yaklaşık 54 milyar $Sm^3$ gaz miktarının sadece %0,7'lik kısmı kadar üretim gerçekleştirebilmiştir (EPDK, 2017b). Bir diğer ifadeyle, 2005'ten bu yana, Türkiye'nin net doğal gaz ithalatı, özellikle konut, sanayi sektörü ve özel kombine çevrim gaz türbini tesislerinde artan doğal gaz talebi ile yükselen ihtiyaçtan dolayı yaklaşık %99,3'lük bir oranla Türkiye dışarıya bağımlı durumdadır, tüm enerji kaynakları açısından bakıldığında ise dışarıya bağımlılık oranı %76 seviyelerinde olmaktadır (Özden ve Haçikoğlu, 2018). Şekil 3.1'de Türkiye'nin 2012 yılından itibaren hangi ülkelerden ne kadarlık miktarlarda gaz ithalatı gerçekleştirdiği EPDK'nın aylık doğal gaz sektör raporları incelenerek derlenmiştir.




**Şekil 3.1 :** 2012-2017 arası doğal gaz ithalatı gerçekleştirilen ülkeler ve tedarik miktarları (EPDK, 2012-2017).

Arz güvenliği endişelerinin gündemde yer almasıyla birlikte serbest piyasada doğal gaz ticaret merkezinin geliştirilmesi ve maliyet bazlı fiyatlama ile ilgili yeni düzenlemeler 2009'dan bu yana gelişmeye başlamaktadır. Özellikle 2001 yılında Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun yayınlamış olması, bu hedef doğrultusunda bir şemsiye görevi üstlenmiştir (IEA, 2016).

### 3.1 Doğal Gaz Piyasasında Oyuncular ve Çalışma Prensipleri

Türkiye, 2017 yıl sonu itibariyle Azerbaycan, İran ve Rusya'dan doğal gaz ithal edebileceği yıllık 52,9 milyar $Sm^3$ toplam teknik kapasiteye sahip 4 adet uluslararası aktif boru hattına sahiptir (Rzayeva, 2018). Bu hatlar üzerinden petrol ve petrol ürünlerine endeksli uzun dönemli kontratlarla gaz tedariği ve yine aynı fiyatlama mekanizmasıyla Nijerya ve Cezayir'den LNG ticareti gerçekleştirilmektedir. Bunların yanında da spot piyasadan ithalat gerçekleştirilerek ülkenin gaz tüketim talebinin en iyi düzeyde karşılanmasına çalışılmaktadır. Söz konusu uzun dönemli kontratlarla gaz tedariği, ülkenin gaz talebinin karşılanmasından sorumlu kurum olan BOTAŞ ile 7 tane ithalat lisansı sahibi özel şirketin aracılığıyla; spot piyasada gaz tedariği ise lisans verilmiş 43 şirketin rol almasıyla sağlanmaktadır (EPDK, 2017b).

Rzayeva'nın raporunda sunduğu BOTAŞ'ın sahip olduğu gaz tedarik anlaşmaları ve Türkiye'nin gündeminde olan ithalat gerçekleştirebileceği diğer potansiyel tedarikçiler Çizelge 3.1'de gösterilmiştir (Rzayeva, 2018, s. 8).

**Çizelge 3.1 :** Spot piyasa dışındaki mevcut ve potansiyel gaz tedarikçileri.

| İthalat Kaynakları | Hacim ( milyar $Sm^3$/yıl ) | Anlaşma Tarihi | Durum | Bitiş Tarihi |
|---|---|---|---|---|
| Cezayir (LNG) | 4,4 | 1988 | Aktif | 2024 |
| Nijerya (LNG) | 1,3 | 1995 | Aktif | 2021 |
| İran | 9,6 | 1996 | Aktif | 2026 |
| Rusya (Mavi Akım) | 16 | 1997 | Aktif | 2025 |
| Rusya (Batı Hattı) | 4 | 1998 | Aktif | 2021 |
| Türkmenistan | 15,6 | 1999 | Beklemede | - |
| Azerbaycan (Faz-1) | 6,6 | 2001 | Aktif | 2021 |
| Azerbaycan (Faz-2) | 6 | 2011 | İnşa Halinde | 2033 |
| Azerbaycan | 0,5 | 2011 | Aktif | 2046 |
| Rusya (Türk Akım) | 31,5 | 2016 | İnşa Halinde | - |
| *Katar (LNG)* | - | - | - | - |
| *Doğu Akdeniz* | - | - | - | - |
| *Irak* | - | - | - | - |

Türkiye'de doğal gaz üretiminin yaklaşık %50'si ağırlıklı olrak Karadeniz kıyı bölgelerinde olmak üzere kamu petrol şirketi Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) tarafından yapılmaktadır. Geri kalan kısım ise Corporate Resources B.V., Thrace Basin Natural Gas Şirketi, ve 7 diğer şirket tarafından gerçekleştirilmektedir (EPDK, 2017b). Mevcut üretim seviyelerinin yanı sıra, Türkiye potansiyel kaya gazı rezervleri Şekil 3.2'de gösterilmiştir (Öztürk, 2017, s. 20).



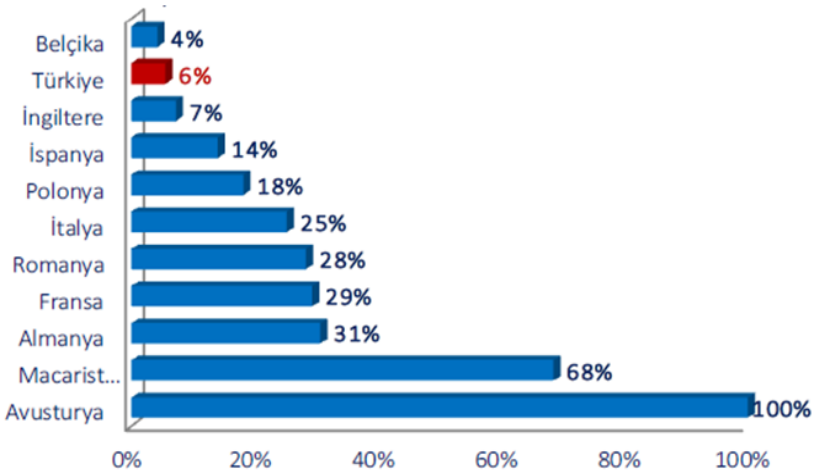
**Şekil 3.2 :** Türkiye'nin potansiyel kaya gazı rezervine sahip olduğu bölgeler (Öztürk, 2017).

Yasanın temel felsefesine göre tüm doğal gaz piyasası operasyonlarının ayrılması gerekmektedir. Bu nedenle, toptan doğal gaz ticareti işlemlerinde rol oynayan yasal bir oyuncu, dağıtım veya iletim faaliyetlerinde rol almamalıdır. İletim firmaları başka hiçbir faaliyette bulunmamalıdır. Dağıtım firmaları da başka faaliyetlerde bulunamazlar ancak perakende satışta harekete geçebilmektedirler. Doğal Gaz Piyasası Kanunu'na göre tüm doğal gaz piyasası katılımcıları lisansa ihtiyaç duymaktadır (IEA, 2016).

Çok sayıda özel ithalatçı ve toptan satış firması var; bununla birlikte, pazar payları kamu şirketi olan BOTAŞ'a karşı çok az bir durumdadır. Şirket, Türkiye'de tüketilen tüm doğal gazın yaklaşık %80'ini ithal etmekte ve iki adet LNG tesisinin sahibi ve işletmesi ile yeni bir doğal gaz depolama tesisine yatırım yapmakta olduğu gibi, ithalat, doğal gaz taşımacılığı, iletim, ticaret, ve toptan satış faaliyetlerini de yürütmektedir. BOTAŞ'ın 9 ihracat ve ithalat lisansı, 1 iletim ve 2 depolama lisansı bulunmaktadır. BOTAŞ, toptan tedarik konusunu kontrol etmektedir ve birçok dağıtım şirketi doğal gazlarını BOTAŞ'tan satın almaktadır. BOTAŞ'ın ithalat operasyonlarındaki büyük payı, ulusal bir çıkar amacıyla Türkiye'ye doğal gaz tedariki sağlamaya yönelik bir

politika doğrultusunda hükümet stratejileri tarafından her zaman devam etmiştir (IEA, 2016).

Kanunla birlikte, LNG terminalindeki operasyonlar ayrı bir lisanstan bağımsız olarak doğal gaz depolama lisansı ile düzenlenmiştir. Kanun, depolama tesislerine ve LNG'ye üçüncü taraf erişimini düzenlemektedir. Diğer taraftan, bu pazar segmentindeki rekabet eksikliğinden dolayı LNG depolamanın tek faaliyeti için EPDK tarafından tarifeler belirlenmektedir. Bununla birlikte, regüle olan LNG ve depolama tesislerine üçüncü taraf anlaşması tamamen uygulanamamıştır (IEA, 2016). 2015 yılındaki değerlendirmeye göre depolama operasyonları açısından ise Türkiye'nin tüketim miktarına göre sahip olduğu depolama kapasitesi Şekil 3.3'te de gösterildiği gibi çoğu Avrupa ülkesinin gerisinde kalmış durumdadır (Öztürk, 2017, s. 33). Doğal gaz depolama tesislerinin oluşturulabilmesi için uygun fiziki yapıya sahip olan yer altı tesislerine ihtiyaç duyulmaktadır. Türkiye bu doğrultuda şekilde gösterilen yüzdesini daha yüksek seviyelere getirebilmek için ilgili yatırım çalışmalarını sürdürmektedir.




**Şekil 3.3 :** 2015 yılında Avrupa'da toplam tüketim miktarlarına göre doğal gaz depolama miktarları yüzdesi (Öztürk, 2017).

BOTAŞ, 2005 yılında özel şirketlere haklarını devretmek üzere sözleşme görüşmelerine başlamıştır. Gazprom Export arasında Doğal Gaz Satış ve Satınalma Sözleşmesi çerçevesinde 2022 yılında sona erecek olan yıllık 4 milyar $Sm^3$ doğal gazın özel ithalatçılara devredilmesiyle görüşmeler neticelenmiştir. BOTAŞ, Batı Hattı'nda gelen bu gaz için haklarını Bosphorus Gaz, Enerco Enerji, Shell Enerji ve Avrasya Gaz firmalarına 2009 yılında devretmiştir.

Bunun yanı sıra, Gazprom Export LLC ve BOTAŞ arasında Rusya'dan Batı Hattı üzerinden yıllık 6 milyar $Sm^3$ doğal gazın teslim edilmesine yönelik doğal gaz satış ve

satın alma sözleşmesi 2011 yılının sonlarında sona ermiştir. Bu durum yıllık 6 milyar $Sm^3$ doğal gazın da özel sektör firmalarına aktarılmasına imkan vermiştir.

2013 yılında 4 özel gaz şirketi - Kibar Enerji, Akfel Enerji, Boğaziçi Gaz, Batı Hattı - Rusya'dan Batı Hattı aracılığıyla bu miktarı ithal etmeye başlamıştır. Şu anda, BOTAŞ'a ek olarak, 7 özel firma, Batı Hattı üzerinden Türkiye'ye boru hattı ile yılda 10 milyar $Sm^3$ doğal gaz getirmektedir (IEA, 2016).

### 3.2 BOTAŞ ve Fiyat Oluşumu

Devlete ait olan BOTAŞ (Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi) 1974 yılında Irak ham petrol ulaşımını Kerkük ve Yumurtalık arasında boru hatları üzerinden yönetmek için TPAO (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı) iştiraki olarak kurulmuştur. Günümüz doğal gaz piyasasının da ana sorumlusu BOTAŞ'tır (Beyazgül, 2016, s, 52). 1987 yılında BOTAŞ'ın görev ve sorumlulukları genişlemiştir. Bu yeni rol ile BOTAŞ'ın doğal gaz ithalatı, dağıtım faaliyetlerini ve doğal gaz satışını gerçekleştirmesi ve doğal gaz fiyatını belirlemesi sağlandı; esasen BOTAŞ'a, yeniden yapılanma süreci ile devlete ait bir şirket olarak tekel olma hakları verilmiştir. TPAO'dan bağımsızlık ise 1995 yılında, BOTAŞ'ın yeniden yapılandırılmasından 8 yıl sonra, yıllar içinde artan miktarda doğal gaz işlemlerinin yönetilmesi amacıyla sağlanmıştır. BOTAŞ'ın görev ve sorumlulukları günümüze kadar şu alanları kapsamaktadır: Doğal gazın boru hatları ile taşınması, doğal gaz boru hatlarının yapımı ve bakımı, doğal gaz ithalat ve ihracatı, doğal gaz ticareti, gazın dağıtım faaliyeti, depolama, keşif-sondaj ve doğal gaz üretim faaliyetleri (Beyazgül, 2016). Beyazgül'e göre Uzun vadeli sözleşmelerle ithal edilen gazın fiyatları, petrol fiyatlarına endeksli ve Türk lirası ile ABD doları arasındaki kur dalgalanmalarının oynaması nedeniyle de çok hassas olabilmektedir (Beyazgül, 2016). İç piyasaya sunulan gazın fiyatı için de BOTAŞ 2008 yılına kadar ithalat fiyatlarına, USD/TL paritesine ve diğer değişkenlere göre aylık gaz fiyatlarını güncellemesini gerektiren maliyete dayalı fiyatlandırma sistemini uygulamıştır, ancak daha sonra BOTAŞ, dağıtım şirketleri, serbest tüketiciler ve gazla çalışan enerji santralleri için sübvanse toptan satış fiyatlarını belirlemeye başlamıştır (Beyazgül, 2016).

İthal gaz fiyatlarının yapısının daha iyi anlaşılabilmesi için de sadece günlük petrol fiyatlarına odaklanmanın yanında, gaz fiyatlarını etkileyen diğer parametreler de göz önünde bulundurulmaya çalışılmalıdır. İthalat sözleşmelerinin detayları kamuya

açıklanmamış olmasına rağmen çeşitli kaynaklardan gaz ithalat sözleşmelerinin 3 aylık gaz fiyatını değerlendirmek için denklem (2.1)'deki yaklaşım gibi bir formül kullandığı bilinmektedir. Formül, ana parametre olarak 3 aylık teslimatın başlamasından bir ay önce petrol fiyatlarının 6 aylık ortalama değişkenlerini almakta ve fiyatlar Ocak, Nisan, Temmuz ve Ekim ayları arasında her yıl yayınlanmaktadır (Beyazgül, 2016).

### 3.3 Özelleştirme ve Doğal Gaz Ticaret Merkezi Gereksinimi

1071 Malazgirt Zaferi ile Anadolu'nun kapılarının tamamen Türklere açılmasının ardından, geniş bir coğrafyada yüzyıllar boyunca hüküm sürülmüş ve Kurtuluş Savaşı'nın neticesinde günümüz Türkiye sınırları elde edilmiştir. Özellikle Anadolu'nun Asya, Afrika ve Avrupa arasında hem stratejik hem de ekonomik ilişkilerin kurgulanması açısından kara ve deniz güzergahlarıyla bir köprü vazifesi görmesi, hem Osmanlı Dönemi'nde hem de günümüzde bu bölgeler üzerinde söz sahibi olunmasına ve kritik roller üstlenilmesine büyük katkı sağlamıştır.

Türkiye önceki bölümlerde de incelendiği gibi etrafında büyük doğal gaz rezervlerinin yer aldığı bir coğrafyada yer almaktadır. Talep tarafında ise; i) Bu coğrafyanın batısında yer alan Avrupa ülkeleri hem artacak gaz taleplerini hem de arz güvenliklerini ve yüksek talepli ani tüketim ihtiyaçlarını karşılayabilecek çeşitli tedarikçilere ihtiyaç duymaktadır, ii) Türkiye'nin dinamik, büyüyen ve 2023, 2053, 2071 gibi büyük stratejik hedeflerinin olmasında dolayı ihtiyaç duyacağı doğal gaz iç tüketimi artmaktadır ve iii) Üç tarafı denizlerle çevrili olmasından dolayı özellikle LNG ticareti için açık denizlere ulaşabilme imkanı bulunmaktadır.

Tüm bu nedenlerden dolayı da fiziken bir gaz ticaret merkezi olabilmesi açısından arz ve talebin kesiştiği çok önemli bir pozisyona sahiptir.

Günümüz ticari ilişkilerinde enerji ihtiyacı çok önemli bir rol oynamaktadır ve günümüz arz rezervleri incelendiğinde Türkiye'nin sahip olduğu bu jeopolitik konumun getirdiği çok ciddi stratejik avantajlar var olmaktadır. Başta Türkiye'ye en yakın pazar olarak görünen Avrupa'nın talep projeksiyonu düşünüldüğünde gazın arz kaynaklarından bu bölgelere ulaştırılması son derece önemlidir. Özellikle Avrupa'nın Rusya'ya olan ihtiyacı düşünüldüğünde ve Şekil 2.6 incelendiğinde Avrupa'nın arz güvenliği konusunda önemli tedbirlere ihtiyaç duyabileceği anlaşılmaktadır.

Rusya'dan tedariğin sağlandığı en büyük hat olan Ukrayna Hattı'nın durumu incelendiğinde Rusya'nın bu hat üzerindeki gazını Avrupa'ya kesintisiz bir şekilde aktarabilmesi hem ihraç eden ülkenin gelir elde etme garantisini hem de ithalatçı ülkelerin arz güvenliğini sağlaması açısından çok önemlidir. Bu nedenlerden dolayı Rusya'nın Ukrayna ile yaşadığı sorunların gölgesinden kurtulabilmek adına özellikle son yıllarda hızla artan Türk-Rus işbirliği Rusya için Avrupa'ya açılan yolda alternatif bir güzergah imkanı oluşturmuştur. Rusya'nın politika değiştirerek Güney Akım Projesi'ni iptal etmesi ve 2014 yılında Türk Akımı Projesi'nin başlatılması, Türkiye'nin küresel gaz pazarında vazgeçilmez bir oyuncu olmasının dönüm noktası olmuştur (Berk ve Schulte, 2017). Buna ilave olarak da Türkiye'nin menfaatleri açısından bakıldığında iletim güzergahındaki transit ülkelerin sistem dışında bırakılması, Türkiye ile Rusya arasında doğrudan bir gaz akışını mümkün kılarak arz güvenliğini de arttırmaktadır (Rzayeva, 2018). Bu gelişme, Ankara'nın jeopolitik konumunun yardımıyla siyasi ağırlığını artırma stratejisini de desteklemektedir.

Bunun yanında Avrupa'nın ise bu denli Rusya'ya bağımlı durumda olması, onları alternatif bulmaya teşvik etmektedir. Söz konusu bu durumda bölgenin bağımlılığını azaltabilmesi adına TANAP (Trans Anadolu Doğal Gaz Hattı) ve devamı niteliğinde olan TAP (Trans Adriyatik Boru Hattı) son dönemde stratejik anlamda kayda değer bir yere sahip olmaya başlamıştır (Öztürk, 2017).

Hem TANAP hem de Türk Akımı boru hatları, sırasıyla Azerbaycan ve Rusya'dan 16 ve 31,5 milyar $Sm^3$/yıl gaz taşıyacak olan transit boru hatlarıdır ve dış pazarlara 10 ve 14,75 milyar $Sm^3$/yıl kapasiteyle gaz sağlayacaktır (Rzayeva, 2018).

Bu iki büyük proje ile birlikte benzeri stratejik diğer projeler Türkiye'nin bölgesel konumunu ve önemini daha da güçlendirmektedir.

Çizelge 3.1 dikkate alınıp tüm bu kaynaklar hep beraber düşünüldüğünde Türkiye genişleyen kaynak çeşitliliği ve Avrupa'da artması muhtemel talepten dolayı sahip olacağı fazla gazın ticaretini yapma imkanına ve kendi topraklarından boru hatları ve LNG ile geçen gazın fiyatlamasını da yapabilecek güce sahip olabilecektir.

2016 yılında BOTAŞ, Yunanistan'a 0,67 milyar $Sm^3$/yıl Azerbaycan doğal gazını yeniden ihraç etmiş, ancak söz konusu diğer kontratlardaki yeniden ihracat yasağı nedeniyle Rus ve İran gazı ile bunu gerçekleştirememiştir. BOTAŞ'ın, hükümetin önümüzdeki on yıl içinde gaz ihraç eden bir ülke olma hedefine paralel olarak, yeniden

müzakere sırasında sözleşmelerde bu durumu kaldırmaya çalışması bu hedef doğrultusunda büyük bir adım olacaktır (Rzayeva, 2018).

Şah Deniz 1 (Faz-1) alanı 2006 yılının sonlarında üretime başlamış, 2010 yılında plato seviyesine ulaşmış ve üretim verimliliğine bağlı olarak Faz-1 sözleşmesini daha uzun süre yenilemek için yeterli doğal gaz olmayabilecektir. Şah Deniz konsorsiyumu ve BOTAŞ arasında 6 milyar $Sm^3$/yıl Faz 2 doğal gazın tedariği için imzalanan 15 yıllık satış ve satın alma sözleşmesi, yeni ilave bir hacim olmanın yanında 6,6 milyar $Sm^3$/yıl olan Faz-1 gazının yerine de geçebilecektir. Ülkenin temel hedefi düşünüldüğünde de diğer bir senaryo ise, Faz-1'den kalan hacmin sözleşmeli 6 milyar $Sm^3$/yıl Faz-2 doğal gazına eklenebilecek olmasıdır (Rzayeva, 2018).

Türkiye'nin 2026 yılında İran ile olan kontratı sona erdiğinde sözleşmesini yenilemek dışında bir alternatifi şu an için görünmemektedir, çünkü bu taahhütlü hacmi doldurmak için İran'la müzakere edilen henüz başka bir gaz kaynağı bulunmamaktadır. İran'ın mevsimsel sahip olduğu kendi yüksek iç talebi nedeniyle oluşabilen teslimat sıkıntıları bir sorun oluşturmaktadır, ancak BOTAŞ'ın Türkiye'nin doğu kesimindeki iletim sistemi kapasite kısıtlamaları ve düşük talep dönemlerinde talepteki geçici azalmalar nedeniyle tüm taahhüt edilen hacimli gazı mevcut koşullarda alamadığı da bilinmektedir (Rzayeva, 2018). Bu sorunu çözümleyebilmek adına yeni kompresörlerin de devreye alınma çalışmalarıyla altyapı yatırımları devam etmektedir.

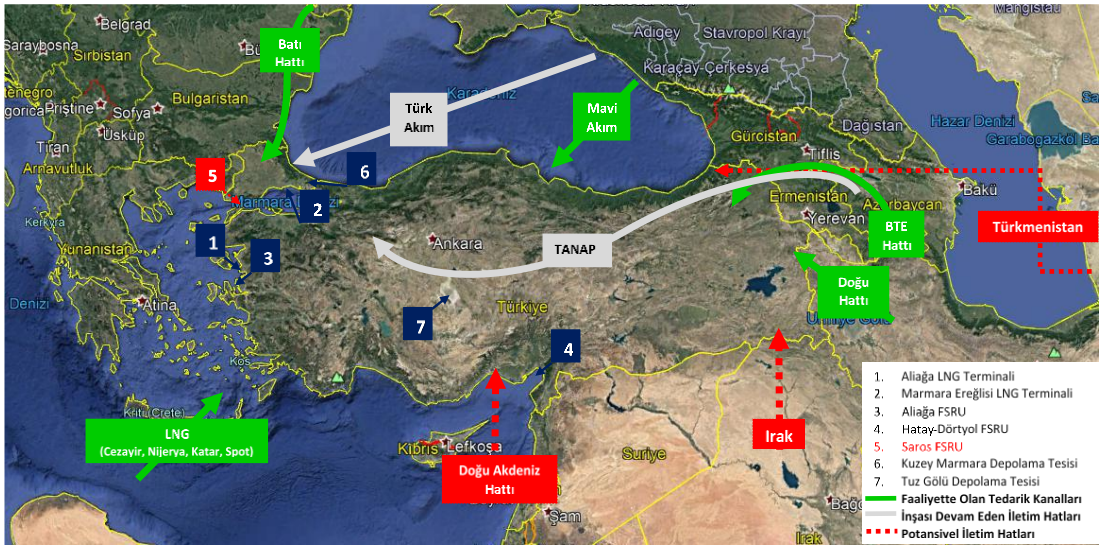
Türkiye için Irak ve Doğu Akdeniz Bölgesi iki potansiyel alternatif doğal gaz kaynağı olarak durmaktadır ancak her ikisinden de politik, jeopolitik ve ekonomik zorluklara sahip alternatifler olması, bunların hayata geçebilmesini nispeten kısa vadede uzak tutmaktadır (Rzayeva, 2018).

Irak, Türkiye'ye yeni tedarik için her zaman güçlü bir seçenek olarak görülmüştür. Ancak, en büyük engel bölgenin siyasi karışıklığı ve güvenlik konularından kaynaklanmaktadır. Rzayeva'ya göre, Kuzey Irak'ta faaliyet gösteren şirketlerin, yatırımlarını güvenceye almak için daha fazla finansmana ihtiyaç duymaya devam edeceklerdir ve bölgesel yönetimin son bağımsızlık yanlısı referandumundan dolayı Türkiye'nin kendi güvenliğini önceliklendirerek bu bağımsızlık hareketine karşı olan güçlü muhalefeti, bölgesel yönetimle ikili siyasi ilişkilerin seyrini değiştirmiştir (Rzayeva, 2018). Kısa ve hatta orta vadede bölgesel yönetim üzerinden Türkiye'ye herhangi bir gaz ithalatı olmayacağı ve Irak ile Türkiye arasındaki siyasi ilişkilere ve

genel olarak Irak'taki istikrara bağlı olarak, Türkiye'ye gaz projelerinin ve ihracatın gelişiminin en kısa sürede pozitif gelişmelerin olacağı bir hale gelebileceği görülmektedir (Rzayeva, 2018).

İsrail ve Kıbrıs, kısa zamanda Doğu Akdeniz Bölgesi'nde ihraç edilebilecek doğal gaz ile yeni doğal gaz üreticileri haline gelebilir. Potansiyel olarak bu kaynağın kullanıma hazır hale getirilebilmesiyle 10 milyar $Sm^3$/yıl doğal gaz tedariği mümkün hale gelebilecektir (Rzayeva, 2018). Bu alternatif kaynakla ilgili bazı finansal konular var olmakla birlikte, Türkiye açısından bakıldığında Doğu Akdeniz'den Türkiye'ye olası gaz teslimi, tedarik kaynaklarının çeşitlendirilmesi ve kapasite artırıldıktan sonra ülkenin depolama tesislerinde mümkün olduğunca fazla gaz biriktirilmesi konusundaki ilgisiyle tamamen uygunluk gösterecektir. Gazın tedariğini sağlayacak ülkeler açısından en uygun yatırım maliyetinin Türkiye'ye yapılacak sevkiyat olarak görülmesi, Türkiye'nin de hem alt yapısal hem de depolama tesisleri ve LNG kapasitesi açısından iyileştirme yolunda yapmaya devam ettiği yatırımlar gazın kullanım alanını geliştirecektir. Bunun yanında da komşu Avrupa ülkelerine yeniden gaz ihraç etmek politik açıdan bakıldığında Türkiye'yi, Doğu Akdeniz'in bölgesel ve jeopolitik bir enerji ağının merkezine yerleştirecektir (Rzayeva, 2018).

Türkiye'nin mevcut ve potansiyel tedarikçileri, LNG terminalleri ve depolama tesisleri Şekil 3.4'te gösterilmiştir.




**Şekil 3.4 :** Türkiye'nin doğal gaz tedarik ağı.

Mevcut sistemde spot piyasadan gerçekleştirilen LNG tedariği dışındaki tüm ithalatın gaz alım fiyatı uzun dönemli kontratlarla petrol ve petrol ürünlerine endekslenerek

formüle edilmiştir. Türkiye'nin iç üretiminin de çok düşük olmasından dolayı bu kontratlar günümüz koşullarında hayati önem taşımaktadır. Bu duruma rağmen, Türkiye'nin benimsediği ve hedeflediği bölgesel doğal gaz üssü olabilme arzusu mevcut kontratlara ilave olarak yeni gelebilecek kaynaklar ve ülkenin hem alt yapı hem de depolama kapasitesi açısından atacağı adımlar bu resmi değiştirebilecek güce sahip olacaktır. Ülke talebinin üzerinde sağlanacak gaz girişi ve tedarik edilen gazda sahip olunabilecek ihracat hakkıyla Türkiye'nin jeopolitik konumuyla bir doğal gaz ticaret merkezi haline gelmesinin önü açılmış olacaktır. Böylece kendi ticaret merkezinde arz ve talebe göre oluşturacağı gazın fiyatı aynı zamanda gaz tedariğini sağlayan ülkeler karşısında alım fiyatları açısından elini güçlü kılacak ve petrol ürünlerine dayalı uzun vadeli kontratlarla çeşitli yükümlülükler altına girmek zorunda kalmayacaktır.

Türkiye gaz ithalatına başladığı günden itibaren petrol ve petrol ürünlerine dayalı kontratlar altında uzun dönemli alım gerçekleştirerek ülkenin doğal gaz talebini karşılamaya çalışmaktadır. Zaman içerisinde çok düşük hacimli olan gaz üretimi ve sınırlı oranda da olsa spot piyasadan tedarik edilen LNG ile de arz çeşitliliğine katkı sağlamak hedeflenmiştir. Petrol fiyatlarındaki dalgalanmalar da bu kontratlar altında gaz ithal eden ülkeler için hem fiyat belirsizliği oluşturmakta hem de fiyatlandırma felsefesi açısından da artık petrolün ikamesi olabilme özelliğine sahip olan gazın şeffaf bir şekilde değerinin belirlenebilmesinin önüne geçmektedir.

2020'lerde ise Türkiye'nin uzun dönemli kontratlarının süresinin sona ermesiyle birlikte, BOTAŞ ve diğer özel ithalatçı şirketlerin Türkiye'yi çevreleyen bölgenin sahip olduğu zengin doğal gazın fiyatlandırılmasında, al ya da öde şartlarında ve diğer şartlar da dahil olmak üzere daha iyi koşulları müzakere edecek konumda olacağı beklenmektedir (Rzayeva, 2018). Bu durumun maksimum faydasını elde edebilmek için Türkiye, talep dalgalanmalarını dengelemek, tedarik kaynaklarını çeşitlendirerek arz güvenliğini sağlamak ve önümüzdeki yıllar içinde önemli bir doğal gaz ihracatçısı olmak için gaz altyapı kapasitesinin genişletilmesine ciddi yatırımlar yapmak zorundadır ve bu yeni ticaret merkezi olabilme fırsatının en büyük katkıları stratejik ve ekonomik açıdan olacaktır. Oluşması istenen gaz ticaret merkezinin tedarik yapısına Şekil 3.4'de Türkiye Haritası üzerinden bakıldığında çeşitli tedarikçilerden sağlanan gaz girişleri sayesinde Türkiye'nin sanal bir gaz ticaret merkezi (*"virtual natural gas hub"*) özelliğine sahip olacağı anlaşılmaktadır.

Bu kapsamda mevcut anlaşmalar doğrultusunda ülkeye girişi sağlanabilecek günlük gaz miktarları milyon metreküp cinsinden Çizelge 3.2'de gösterilmiştir (Rzayeva, 2018, s. 15).

**Çizelge 3.2 :** Yıllara göre günlük gaz girişleri ve depo hacimleri (milyonmetreküp).

| Giriş Noktaları | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Malkoçlar-Balkan | 51,4 | 51,4 | 51,4 | 14,7 | 14,7 | 14,7 | 14,7 |
| Durusu-Mavi Akım | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 |
| Gürbulak-İran | 28,5 | 28,5 | 28,5 | 28,5 | 28,5 | 28,5 | 28,5 |
| Türkgözü-Şahdeniz | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 |
| Eskişehir-TANAP | 0 | 5,7 | 11,3 | 14 | 16,4 | 16,4 | 16,4 |
| Trakya-TANAP | 0 | 0 | 0 | 0 | 8,2 | 8,2 | 8,2 |
| Kıyıköy-Türk Akım | 0 | 0 | 0 | 46,9 | 46,9 | 46,9 | 46,9 |
| Marmara Ereğlisi LNG | 22 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 |
| Aliağa LNG | 24,5 | 30,9 | 30,9 | 30,9 | 39 | 39 | 39 |
| Aliağa FSRU | 20 | 14,1 | 14,1 | 14,1 | 20 | 20 | 20 |
| Saros FSRU | 0 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Dörtyol FSRU | 0 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Akçakoca-TP | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 |
| Gelibolu-Marsa | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,42 |
| Kuzey Marmara Depolama | 25 | 25 | 25 | 50 | 75 | 75 | 75 |
| Tuzgölü Depolama | 13 | 20 | 20 | 30 | 80 | 80 | 80 |
| **TOPLAM** | **252,18** | **320,38** | **325,98** | **373,88** | **473,48** | **473,48** | **473,48** |

Türkiye'ye gelen doğal gazın fiyatlandırmasının uzun vadeli petrol endeksli sözleşmelere dayalı olarak devam etmesi halinde, aktif ve derin bir doğal gaz ticaret merkezinin geliştirilmesi zor olacaktır. Gerçekleştirilecek ticaret merkezi stratejisi için, Türkiye'de güvenilir bir fiyat endeksi oluşturabilmek adına işlem gören spot doğal gazın yeterli miktarlarda olması gerekmektedir. Ticaret merkezi oluşması durumunda tedarikçiler uzun dönemli kontratlarında petrole endeksli fiyatlamalar yerine serbest piyasada oluşacak fiyatları baz alabilme imkanına sahip olabilecektir. İyi işleyen fiyatlandırma sistemini kurmak için de enerji arz güvenliğinin sağlanması çok önemlidir. Doğru fiyat eksenine sahip bir enerji ticareti piyasası, ülkenin artan ticaret hacmine olumlu katkıda bulunacak ve orta-uzun vadeli enerji projelerinde yatırımlar için daha fazla olanak sağlayacaktır.

# 4. DOĞAL GAZ FİYAT ANALİZİNDE KULLANILAN YÖNTEMLER

Doğal gaz ticaret merkezlerinde oluşan fiyatlar birden fazla faktörün etkisi altında kalmaktadır. Bu faktörlerin nasıl etkilediği, fiyatların bu faktörlere hangi seviyelerde duyarlı olduğunu yorumlayabilmek için çeşitli yöntemler kullanılmaktadır. Örneğin, Mulder ve arkadaşları yaptığı çalışmasında Hollanda'daki ticaret merkezi olan TTF'te oluşan fiyatları etkileyen faktörleri belirledikten sonra doğrusal bir denklem geliştirerek, fiyatlar ve ilgili faktörler arasındaki ilişkiyi ortaya koymaya çalışmıştır (Mulder ve diğ., 2016). Mishra'nın 2012 yılındaki çalışmasında ise yine doğal gaz fiyatlarını etkileyen faktörler ortaya konulmuş, sonrasında ise ARIMA kullanılarak gaz fiyatının tahmin edilmesi gerçekleştirilmiştir (Mishra, 2012). İngiltere'deki gaz fiyatlarında yaşanan dalgalanmaların nedenlerini araştırmak adına Misund ve Oglend da vektör otoregresif analiz kullanmıştır (Misund ve Oglend, 2016).

Bu çalışmada Türkiye'deki fiyatların yapısı incelenmiş ve etki sahibi olabileceği düşünülen bazı faktörlerle birlikte 4 temel analiz yapılmıştır. Tanımlaması yapılan bu yöntemlerin 5. bölümde Türkiye için yapılan değerlendirme çalışmasında uygulaması yapılmış ve elde edilen sonuçlar irdelenmiştir.

## 4.1 İstatistiksel Yöntemler

Bu bölümde ARIMA modeli, eşbütünleşme analizi ve vektör otoregresif detaylandırıldıktan sonra yapay sinir ağlarının teorik anlatımına geçilmiştir.

### 4.1.1 ARIMA modeli

ARIMA modelleri düzenli aralıklı geçmiş verilere sahip olan bir seriye ihtiyaç duyar. Modellerin çıktılarına ulaşabilmek için durağanlık haline sahip olmayan veri grubuna yeterli düzeyde fark alma işlemleri uygulanır ve varsa mevsimsellik etkisinin de giderilmesiyle nihai verileri analiz etmek için uygun ARIMA modeli kurulur (Kaynar ve Taştan, 2009a). Bu modeller d dereceden farkı alınıp durağanlaştırılmıştır serilere uygulanmaktadır. AR, ilgili değişkenin t dönemindeki değerinin belirli sayıdaki geri dönem değerleri ile aynı dönemdeki hata teriminin doğrusal bir fonksiyonu olarak

ifade etmektedir. MA ise ilgili değişkenin t dönemindeki değerinin aynı dönemdeki hata terimi ve belirli sayıda geri dönem hata terimlerinin doğrusal fonksiyonu olarak tanımlanmaktadır. ARIMA ise bu modellerin birer birleşimidir (Kaynar ve Taştan, 2009b). Genel gösterim biçimi olan ARIMA (p, d, q) ile de; i) p, otoregresif (AR) modelin derecesini, ii) d, veriyi durağan hale getirmek için gerekli olan fark alma işlemi sayısını ve iii) q, hareketli ortalamayı (MA) temsil etmektedir (Kaynar ve Taştan, 2009a).

### 4.1.2 Eşbütünleşme analizi

Eşbütünleşme analizi, aynı sırada bütünleşik zaman serileri arasında uzun dönemli bir ilişkinin olup olmadığını tespit edebilmek için geliştirilmiş bir yöntemdir. Bu yöntemin kullanılabildiği zaman serileri eğer kendi düzeylerinde durağan halde değilse, aynı dereceden farkları alındığında durağan hale gelebilmektedir. Durağanlaştırma işlemi için alınan farklar, serinin sahip olduğu kısa dönemli şokların etkileriyle uzun dönemli ilişkilerin etkilerinin de yok edilmesini sağlamaktadır. Bu nedenle, durağanlaştırılmış zaman serileri arasında yapılan regresyon analizleri, uzun döneme ait bilgilerin fark alma işlemi sırasında ortadan kaldırılması nedeniyle herhangi bir uzun dönem ilişkisine sahip olmayacaktır. Bunun bir sonucu olarak da eşbütünleşme analizinin fark alma işlemleri sayesinde değişkenler arasındaki uzun ve kısa vadeli bilgilerin kaybolmaması açısından avantajlı bir yöntem olduğu söylenebilmektedir (Işık ve diğ., 2004).

### 4.1.3 Vektör otoregresif analiz

Vektör otoregresif (VAR) modelleri, VAR'ların esnek ve ulaşılabilir bir çerçeve sağladığını gösteren Sims tarafından, ekonomik zaman serilerini analiz etmek için deneysel ekonomiye sokulmuştur. Eşbütünleşme (cointegration) analizi yöntemi de Granger, Granger-Weiss ve Engle-Granger tarafından bir dizi makalede tanıtılmıştır. Bu makaleler hem uzun vadeli hem de kısa vadeli ekonomik ilişkileri analiz etmek için çok kullanışlı bir olasılık yapısı geliştirmiştir (Watson, 1994). Çok değişkenli zaman serilerinin analizinde kullanılan VAR modelleri ile bir sistem üzerinde meydana gelen etkenlerin arasındaki ilişkiler açıklanabilir ve günlük, aylık, yıllık gibi düzenli bir periyoda sahip veri gruplarının yapısı çerçevesinde de gelecek tahminleri gerçekleştirilmektedir (Lebe ve Tayfur, 2011). VAR modelleri ile analiz gerçekleştirebilmek için verilerin öncelikle mevsimsellik etkisinin arındırılması ve

ardından durağan halde olup olmadıklarının uygun testlerle kontrol edilmesi gerekmektedir (Tanrı ve Bozkurt, 2006).

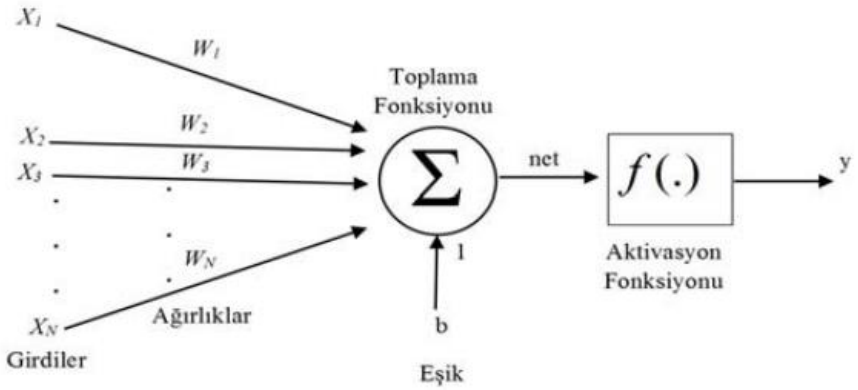
Türkiye'nin küresel gaz rezervlerinin varlığı açısında çok önemli stratejik bir pozisyonuna sahip olduğu önceki bölümlerde vurgulanmaktadır. Bunun yanında ise Türkiye mevcut gaz tedariğinin büyük bir kısmını bu rezerv sahibi ülkelerden petrole endeksli uzun vadeli kontratlarla sağlamaktadır. Dünyada artmakta olan gaz talebi nedeniyle önceki bölümlerde bahsedilen önemli gaz iletim projeleri sayesinde Türkiye'nin konumu belirleyici bir role sahip olma yolunda ilerlemektedir. Bu nedenle bu projelerin varlığı Türkiye'ye bir gaz ticaret merkezi olabilme fırsatını sunmaktadır. Bu şekilde ülkeye giriş yapan gazın arz ve talep ortamında fiyatlanması sağlanacak ve petrole dayalı fiyatlandırma yerini serbest piyasada oluşan gazın gerçek değerine bırakmış olacaktır.

Tüm bu temel yaklaşımlardan yola çıkılarak dünya doğal gaz piyasaları temel dinamikleri, fiyatlama mekanizmaları ve fiyatları oluşturan faktörler gibi birçok açıdan incelenmiştir. Mulder ve diğerlerinin 2016 yılında yayımlanan "*Market Fundamentals, competition and natural-gas*" adlı makalesinde Hollanda'da Avrupa'nın en likit doğal gaz piyasası olma özelliğine sahip olan TTF adlı gaz ticaret merkezinin fiyatlarının oluşumuna etki eden faktörler incelenmiştir (Mulder ve diğ., 2016). Burada anlatılan yaklaşım ile temel olarak gaz fiyatını oluşturan arz ve talep faktörleri tek tek tanımlanarak aralarındaki ilişkiyi ortaya koyan bir matematiksel model oluşturulmuştur. Bu şekilde TTF'te oluşan gazın hangi faktörlerden nasıl etkilendiği analiz edilmiştir.

### 4.2 Yapay Sinir Ağları

Yapay sinir ağları (YSA) yaklaşımı, insan beyninin sahip olduğu öğrenme becerisinin bilgisayar ortamına yansıtılarak bir olayı geçmiş dönemlerden sahip olunan örneklerle öğrenerek analiz edebilen ve buna bağlı olarak da ilgili tahminlerin yapılabilmesine olanak tanıyan bir yöntemdir. Ağın yapısı her bir ayrı yapay sinir hücresinden oluştuğu için her biri ağ üzerindeki etki seviyelerine göre ağırlık değerlerine sahiptir (Öztemel, 2012). YSA'nın diğer yöntemlerden en önemli farkı, geçmiş verileri dikkate alarak sistemin değişimlere nasıl tepkiler verebildiğini öğrenebilmesi ve daha sonra oluşabilecek durumlara göre uygun tepkileri gösterebilmesidir (Erkaymaz ve Yaşar, 2011).

İnsan sinir sisteminin sahip olduğu biyolojik sinir hücreleri birbirlerine soma, akson ve sinaps yapılarıyla bağlı olarak iletişimi gerçekleştirmektedir (Yüksel ve Akkoç, 2016). YSA da tıpkı bu hücreler gibi yapay sinir hücrelerini, i) Girdi katmanı, ii) Ara katmanlar, iii) Çıktı katmanı olarak 3 katman halinde paralel bir şekilde birbirine bağlayarak bir ağ yapısının oluşmasını sağlamaktadır. Ağın çalışma yapısı da girdi katmanında toplanan bilgilerin ara katmanlarda işlenip çıktı katmanında neticelenmesi ile oluşmaktadır (Öztemel, 2012). Şekil 4.1'de bir yapay sinir hücresinin yapısı gösterilmiştir ve burada girdilerin ağırlıklarını tanımlayan "$W_n$" doğru çıktılara ulaşabilmek adına çok önemlidir (Yüksel ve Akkoç, 2016, s. 43).




**Şekil 4.1 :** Bir yapay sinir hücresinin yapısı (Yüksel ve Akkoç, 2016).

Bu ağırlık değerlerini temsilen başlangıçta rastgele tanımlanan değeler ağın eğitilme işlemi ile yerini doğru ağırlıklara bırakmaktadır ve bu sağlanırken geçmiş verilerden her bir örnek ağa tanımlandığında ağın öğrenme yapısına göre bu ağırlıklar nihai halini almaktadır. Bu örnek veriler sayesinde ağın ürettiği sonuçlara göre test amaçlı kullanılacak diğer verilerin ağ üzerinde denenmesiyle doğru sonuçlar gözlemlenebilirse bu ağın eğitilmiş bir duruma geldiği kabul edilmektedir (Öztemel, 2012).

# 5. TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASASINDA GELECEK TAHMİNİ

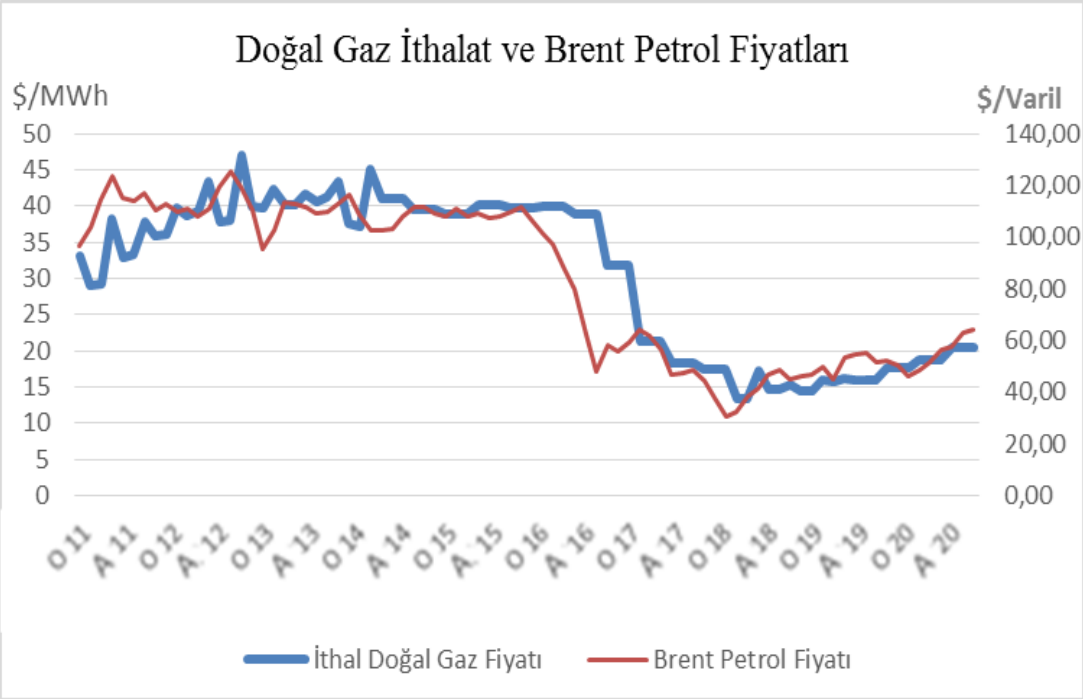
Bu bölümde eşbütünleşme testi ile petrol fiyatları ve ithal edilen doğal gaz fiyatları arasındaki ilişki açıklanmıştır. Ardından EViews 9.0 programı kullanılarak Türkiye açısından Ocak 2011 – Aralık 2017 dönemleri arası tahmini aylık ortalama doğal gaz ithalat fiyatları baz alınarak analizler yapılmıştır. Otoregresif bütünleşik hareketli ortalama (ARIMA) modeli ile petrole dayalı kontratlarla hesaplanan gaz fiyatı ele alınıp aralarındaki ilişki açıklanarak tahminleme gerçekleştirilmiştir. Hulshof, Maat ve Mulder'in 2016 yılında yazdığı makale baz alınarak Türkiye'nin gaz ticaret merkezi rolünde olduğu piyasa koşulları varsayımı altında ilgili dönemlerdeki gaz fiyatlarının çeşitli bağımsız değişkenlerle ilişkisi vektör otoregresif (VAR) modeli ile incelenmiştir ve yine bu sayede fiyat tahminlemesi yapılmıştır (Mulder ve diğ., 2016). Bu analizin ardından yapay sinir ağları geliştirilerek bağımsız değişken üzerinde baskın olarak etki sahibi olan değişkenlerin ilerleyen yıllardaki değerleri oluşturulan ağa dahil edilerek gaz fiyatlarının tahmin sonuçları elde edilmiştir. Fiyat tahminleri Aralık 2020 sonuna kadar aylık bazda gerçekleştirilmiştir. Sonraki bölümlerde de bu analizler detaylı olarak ele alınarak sonuçları karşılaştırılıp, yorumlanmıştır.

## 5.1 Senaryo 1 – BOTAŞ'a Dayalı Fiyatlama

Türkiye doğal gaz ithalatçısı konumunda bir ülkedir. Tedarik ettiği gazın çok büyük bir kısmını komşu ülkelerinden endeksli fiyatlama yapısına sahip olan ve al ya da öde gibi bazı şartları içeren uzun dönemli kontratlarla sağlamaktadır. Bu bölümde Türkiye'nin mevcut bu şartlar altında gaz arzını temin etmeye devam etmesinin gaz fiyatlarını nasıl şekillendirebileceğinin üzerinde durulmuştıur. ARIMA yöntemi kullanılarak 84 ay boyunca gerçekleşmiş gaz ithalat fiyatları analiz edilip 2020 sonuna kadar tahmin edilmesi çalışması yapılmıştır. Eşbütünleşme analizi kullanılarak da gaz fiyatları ile petrol fiyatları arasındaki ilişki incelenmiştir. Böylece, Türkiye'nin sahip olduğu ticari ortam göz önüne alınmış olup bu senaryo ile kısa vadede doğal gaz ithalat fiyatların seyri hakkında istatistiksel bir değerledirme ortaya konulmuştur.

### 5.1.1 ARIMA modeli analizi ile değerlendirme

Bu analiz için Ocak 2011'den Aralık 2017'ye kadar uzanan toplam 84 aylık veri kullanılmıştır. Veriler, Beyazgül (2016) doktora çalışmasından ve sektör uzmanları ile görüşülerek kontratlarda esas alındığı varsayılan yaklaşık bir formülasyon eşliğinde tahmin edilen $/MWh birimli Türkiye aylık ortalama doğal gaz ithalat fiyatları Şekil 5.1'de gösterildiği gibi derlenmiştir. Bu fiyatlar petrol ve petrol ürünlerine endeksli olarak üretici ülkeler tarafından belirlendiği için, gaz fiyatlarıyla petrol fiyatları arasında ciddi bir korelasyon mevcuttur. Bu nedenle ilgili fiyatların aynı dönem içerisindeki dalgalanmaları birlikte gösterilmiştir.

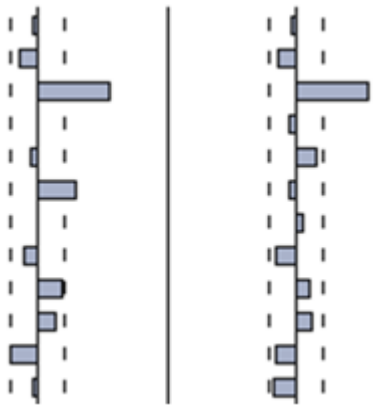



**Şekil 5.1 :** Türkiye'nin Ocak 2011 – Aralık 217 dönemleri için aylık bazda yaklaşık ortalama doğal gaz ithalat fiyatları ve gerçekleşen brent petrol fiyatları.

ARIMA modeli ile birlikte petrole endeksli olarak belirlenen gaz fiyatlarının geçmişte gerçekleşen değerleri ele alınmıştır. Bu değerlerden yola çıkılarak ARIMA'nın kendi çalışma sistematiği gereği, önceki aylara ait değerlere göre bu veri setinin Ocak 2011 – Aralık 2020 dönemleri için tahmini ortalama ithalat fiyatları hesaplanmıştır. Bu hesabın gerçekleştirilmesi sırasında veri grubunun mevsimsellik etkisi ortadan kaldırılarak elde edilen değerlere durağanlık testi uygulanmıştır. ADF (Augmented Dickey Fuller) testi uygulandığında mevsimselliği kaldırılan verinin Çizelge 5.1'de yer alan korelgoram çıktısından da anlaşılacağı üzere durağan olmadığı gözlemlenmiştir.

**Çizelge 5.1 :** Mevsimselliği arındırılan gaz fiyatlarının korelogramı.

| Oto Korelasyon | Kısmi Korelasyon |
|---|---|



EViews'teki ilgili modüller yardımıyla ADF testi ile de bu serinin birinci seviye farkının alınarak durağan hale getirilmesi gerektiği görülmüştür. Bu işlemin ardından elde edilen mevsimsellik etkisi giderilmiş olan durağan verinin (analizde D(GASSA) olarak tanımlanmıştır) Çizelge 5.2'deki sonuçlarla elde edilen ARIMA (3, 1, 2) modeli kullanılarak 2020 yılı sonuna kadar tahminlemesi gerçekleştirilmiş ve mevsimsellik etkisi tekrar bu yeni bulunan veri grubuna eklenerek nihai tahmin sonucu oluşturulmuştur.

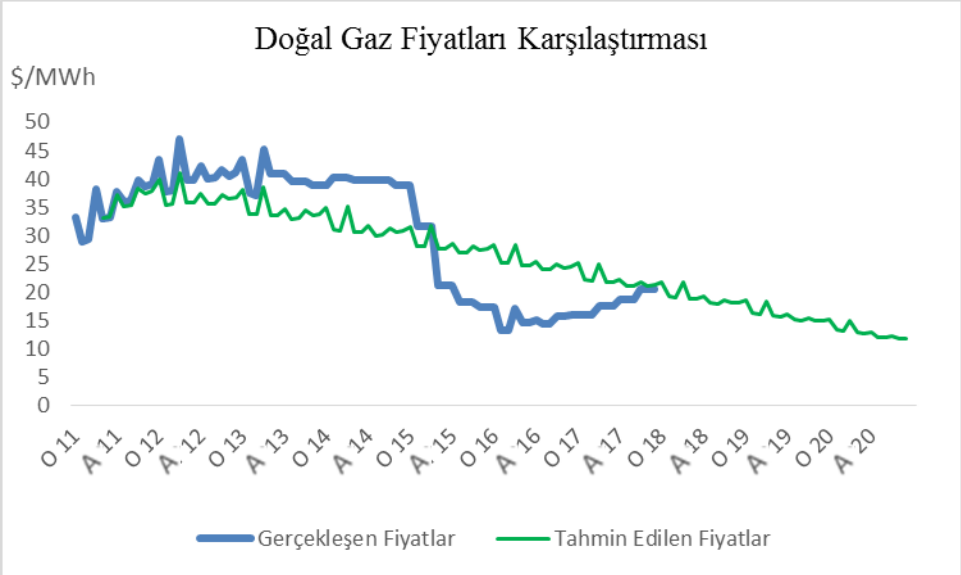
**Çizelge 5.2 :** Mevsimselliği giderilen durağan haldeki verinin ARIMA modeli.

| Değişken | Katsayı | Std. Hata | t-istatistik | Olasılık |
|---|---|---|---|---|
| C | -0,2567 | 0,2906 | -0,8836 | 0,3797 |
| AR(3) | 0,5969 | 0,0870 | 6,8581 | 0,0000 |
| MA(2) | -0,2634 | 0,1113 | -2,6384 | 0,0204 |
| | | | | |
| R-kare | 0,3880 | | | |
| Düzeltilmiş R-kare | 0,3721 | | | |

*Bağımlı Değişken: D(GASSA)*
*Metot: ARMA Koşullu En Küçük Kareler (Marquardt – Eviews legacy)*
*Tarih: 02/04/18 Zaman: 14:06*
*Örnek (düzeltilmiş): 2011.05 - 2017.12*
*Dahil edilen gözlemler: Düzeltmelerden sonra 80*
*7 iterasyondan sonra yakınsama gerçekleşirildi*

ARIMA modelinin olabildiğince güvenilir tahminler gerçekleştirebilmesi için veri grubunun 2011 yılından 2020 sonuna kadarki aylık bazda sahip olabileceği değerler tahmin edilmeye çalışılmıştır. Bu yöntem sayesinde petrol fiyatlarıyla belirlenen doğal gaz fiyatlarının 10 yıllık dönemdeki hareketinin tahmin yöntemiyle gözlemlenmek

istenmiştir. Şekil 5.2'de 2011-2017 dönemleri için gerçekleşen fiyatlar ile 2011-2020 dönemleri için ARIMA (3, 1, 2) modeliyle tahmin edilen fiyatlar birlikte gösterilmiştir.



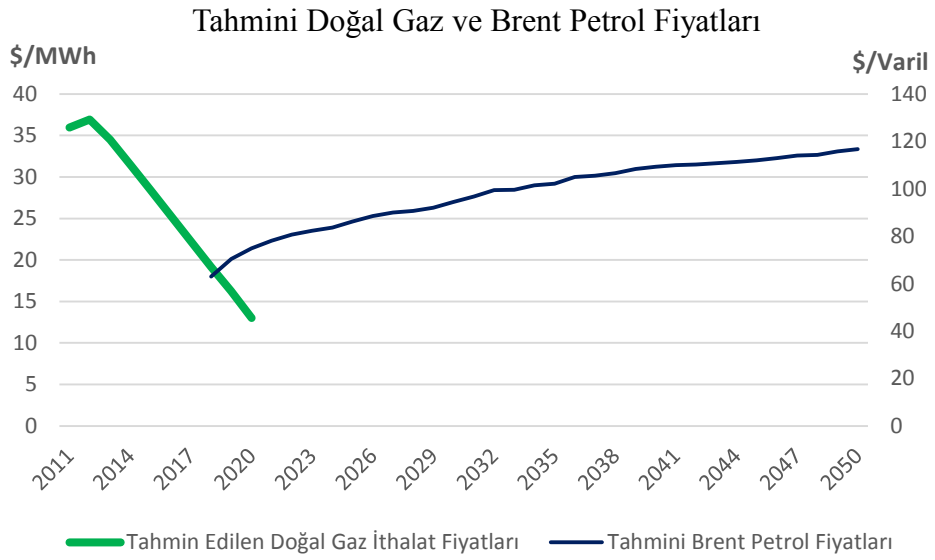

**Şekil 5.2 :** Gerçekleşen ve tahmin edilen doğal gaz fiyatları.

Şekilde gösterilen gerçekleşen ve ARIMA ile tahmin edilen veri arasında kare ortalamalarının karekök (RMSE) değeri 6,72 çıkmaktadır. Tahmin edilen değerlere bakıldığında gaz fiyatlarında azalış eğiliminin devam edebileceği anlaşılmaktadır. Analiz dönemine ait gerçekleşen doğal gaz fiyatlarının değişimi incelendiğinde 2015 yılına kadar iniş çıkışlı bir seyre sahip olduğu, 2015 itibariyle de düşüş yönünde bir eğilim sergilediği açıkça görülmektedir. Kullanılan yöntemin ise temel olarak doğrusal trende sahip verilerin analizinde gerçeğe daha yakın tahminler gerçekleştirme gücüne sahip olduğu bilinmektedir. Bu nedenle, 2020 sonuna kadar yapılan tahmin sonucunda elde edilen grafiğin 2017 yıl sonuna kadar olan gerçekleşen gaz fiyatlarından gözle görülür sapmalar göstermesi kullanılan bu yöntemin beklenen doğal bir sonucudur.

Gaz fiyatları petrole endeksli olarak belirlendiği için petrol fiyatlarıyla aralarında ciddi bir korelasyon mevcut bulunmaktadır. Bu nedenle özellikle son dönemlere gelinceye kadar petrol fiyatlarında yaşanan düşüş gaz fiyatlarına da yansımaktadır. Bununla birlikte 2016 yılının ikinci yarısından itibaren küresel piyasalardaki petrol fiyatı artışı yine gaz fiyatları üzerindeki etkisini göstermiştir. Tahmin yöntemiyle ise sürekli devam eden bir azalma trendi görülmektedir. Özellikle 2010 yılının ardından petrol fiyatlarındaki düşüş eğiliminin etkisi kontratlı alımlara yansıdığı için ARIMA'nın tahminlemesinde ilgili dönemde de bu genel trend baz alındığından dolayı 2020 sonuna kadar ithal gaz fiyatlarında azalmaların devam edebileceği sonucuna

varılmıştır. Ancak bu gaz fiyatlarının petrole endeksli olduğu unutulmamalıdır. Küresel petrol piyasasındaki ani şoklar, fiyatlardaki belirsizlikler, politik riskler ve arz durumu gibi ciddi faktörler düşünüldüğünde petrol fiyatlarının seyri ciddi değişimlere açık olabilmektedir. Söz konusu kontratlar da bu dalgalanmalardan etkileneceği için ithal gaz fiyatları da ciddi şekilde etkilenecektir. Her ne kadar 2020 sonuna kadar tahmin edilen gaz fiyatlarında düşüş eğilimi devam etse de Şekil 5.3 incelendiğinde Leidos'un tahminine göre 2018'den 2050 yılına kadar petrol fiyatlarında bir artış beklenmektedir (Url-5).

Gaz fiyatları ve petrol fiyatları arasındaki güçlü korelasyon düşünüldüğünde bu artışın gaz fiyatlarına da yansıyacağı görülmektedir. Bu yaklaşımda gaz fiyatının bağlı olduğu tek değişken petrol fiyatları olduğu için de gaz fiyatları ithalatçı ülkelerin başka dinamiklerinden kolay kolay etkilenemeyecek ve yüklü bir doğal gaz faturasının ihracatçı ülkeye ödenmesi kaçınılmaz olacaktır. Ayrıca günümüzde gazın doğrudan petrolün bir ikamesi olarak yaygın kullanım alanları olduğu düşünülürse, hala petrole endeksli fiyatlamaların uygunsuz olduğu, gazın arz ve talep ışığında kendi piyasa değerini bulması gerektiği önemli bir gerçek olarak ortaya çıkmaktadır.




**Şekil 5.3 :** 2011-2050 yılları arası tahmini doğal gaz ve tahmini brent petrol fiyatları.

### 5.1.2 Eşbütünleşme analizi ile değerlendirme

Türkiye'nin ithal ettiği doğal gazın fiyatları doğrudan petrol ve petrol ürünlerinin fiyatlarına bağlı olarak geliştiği için, eşbütünleşme analizi ile birlikte aradaki bu bağın seviyesi gözlemlenmeye çalışılmıştır. Bu kapsamda Ocak 2011 – Aralık 2017

dönemlerini kapsayan toplam 84 aylık veri analizde girdi olarak kullanılmıştır. EViews 9.0 paket programı ile verilerin mevsimselliklerinin giderilmesinin ardından Çizelge 5.3'deki ("GASSA" mevsim etkisi kaldırılmış gaz fiyatlarını; "OILSA" mevsim etkisi arındırılmış petrol fiyatlarını; C ise sabit terimi temsil etmektedir) denklemle petrol fiyatlarının bağımlı değişken olarak tanımlanan doğal gaz fiyatları ile arasındaki uzun dönemli ilişki gösterilmiştir. Denklemden de anlaşıldığı gibi petrol fiyatları doğal gaz fiyatlarını pozitif yönde etkilemektedir.

**Çizelge 5.3 :** Petrol ve doğal gaz fiyatları arasındaki ilişki denklemi.

| Değişken | Katsayı | Std. Hata |
|---|---|---|
| C | -4,203432 | 1,545675 |
| D(OILSA) | 0,316953 | 0,017516 |
| | | |
| R-kare | 0,799725 | |
| Düzeltilmiş R-kare | 0,797282 | |

*Bağımlı Değişken: GASSA*
*Metot: En Küçük Kareler*
*Tarih: 02/04/18 Zaman: 15:39*
*Örnek: 2011.01 - 2017.12*
*Dahil edilen gözlemler: 84*

Elde edilen denklemin ardından hata düzeltme modeli ile doğal gaz ve petrol fiyatlarına ait zaman serilerinin dönemsel ilişkisi ve bu eşbütünleşen iki değişkenin olaylar karşısındaki aralarında oluşacak olan dönemsel nedensellik bağının test edilip youmlanması çalışılmıştır. Bunun için de öncelikle durağanlaştırma işlemleri kontrol edilmiştir. Hata terimleri üzerinden yapılan değerlendirmede doğal gaz ve petrol fiyatları veri setlerinin arasında uzun dönemli bir denge ilişkisi olduğu tespit edilmiştir. Bir diğer ifadeyle, bu iki fiyat uzun dönemde beraber hareket etme eğilimi göstermektedir. Çizelge 5.4'te gösterilen hata düzeltme modeline göre artık değerleri temsil eden "RES" parametresi eksi işaretli ve olasılıksal değeri itibariyle de 0,05'ten küçük bir değere sahip olduğu için anlamlı bir sonuç elde edilmiştir. Bunun bir sonucu olarak da, herhangi bir kriz ya da şok durumu meydana geldiği zaman mevcutta var olan fiyat dengesinden sapmanın 1 ay sonra %17'sinin düzelebildiği yorumuna ulaşılmaktadır. Başka bir anlatımla, normal şartlar altında birlikte hareket eden bu fiyatlar olağan dışı bir durum olduğunda birbirinden ayrıldıklarında 1 ay sonra bu fiyat sapması %17 oranında düzelebilmektedir. Tekrar aynı denge konumuna ulaşılabilmesi için de yaklaşık 6 aylık bir süre gerekmektedir.

**Çizelge 5.4 :** Hata düzeltme modeli.

| Değişken | Katsayı | Std. Hata | Olasılık |
|---|---|---|---|
| C | -0,129224 | 0,177822 | 0,4695 |
| D(OILSA) | -0,005507 | 0,031753 | 0,8627 |
| RES(-1) | -0,177461 | 0,037432 | 0,0000 |
| | | | |
| R-kare | 0,220114 | | |
| Düzeltilmiş R-kare | 0,200617 | | |

*Bağımlı Değişken: D(GASSA)*
*Metot: En Küçük Kareler*
*Tarih: 02/04/18 Zaman: 15:40*
*Örnek (düzeltilmiş): 2011.02 - 2017.12*
*Dahil edilen gözlemler: Düzeltmelerden sonra 83*

## 5.2 Senaryo 2 – Doğal Gaz Ticaret Merkezi Oluşturma

Türkiye'nin mevcutta petrole endeksli fiyatlarla tedarik ettiği gazın fiyatı bu senaryo altında bir doğal gaz ticaret merkezi yapısı düşünülerek analiz edilmiştir. Bu yaklaşımla amaç, bu merkezin varlığı durumunda birçok faktörden etkilenebilecek fiyatların dinamiğini incelemek ve belirlenmiş yöntemlerle 2020 sonuna kadar tahmin çalışmasını gerçekleştirmektir. Serbest bir piyasa yapısı içerisinde oluşacak fiyatlar arz ve talep faktörleriyle ilişkil bir hal alacaktır. Bu nedenle Türkiye için bir ticaret merkezi yapısının olduğu varsayılmıştır ve sadece piyasa fiyatları üzerindeki etkisi ele alınmıştır. Türkiye'nin ticaret merkezi özelliğinde herhagi bir fiyat yapılanması bulunmadığı için bu senaryoda geçtiğimiz yıllarda gerçekleşen petrole dayalı fiyatlar ticaret merkezi fiyatları olarak varsayılıp analizlerin bağımlı değişkeni olarak konumlandırılmıştır. Bununla birlikte de ticaret merkezi varsayımında olan bir gaz piyasası yapısı altında fiyatlara etki edebilecek bazı fakörler belirlenmiştir. Daha sonra bu faktörler sırasıyla vektör otoregresif analizle ve yapay sinir ağları yaklaşımı ile değerlendirilmiştir ve gaz fiyatları üzerindeki etkileri dikkate alınarak kısa vadeli tahmin sonuçları elde edilmiştir. Böylece, Türkiye'nin arz ve talebe dayalı olarak küresel ölçekte referans fiyat olma durumu, gaz fiyatlandırma dinamiğinin irdelenmesiyle birlikte bir bakış açısı olarak ortaya konmaya çalışılmıştır.

### 5.2.1 Vektör otoregresif analiz yaklaşımı

Mulder ve diğerlerinin makalesinden hareketle Türkiye'de bir doğal gaz ticaret merkezinin var olduğu varsayılmış potansiyel değişkenler tek tek tanımlanmıştır.

Ardından EViews 9.0 paket programı kullanılarak bu değişkenlerin mevsimsellik ve varsa trendleri kaldırılarak bir vektör otoregresif modelin kurulması sağlanmıştır. Daha sonra bulunan model ile birlikte Ocak 2012 – Aralık 2020 dönemleri için aylık bazda fiyat tahminlemesi yapılmıştır. Böylece elde edilen sonuçlarla diğer analizlerde bulunan tahmin sonuçlarının karşılaştırılabilmesi ve bu fiyat setleri arasındaki ilişkiler çerçevesinde en azından 2012-2020 arası dönem için gaz ticaret merkezi olunma varsayımının fiyatlar üzerindeki yansıması hakkında bir yorumda bulunabilme imkanı elde edilmiştir.

#### 5.2.1.1 Türkiye'de bir gaz ticaret merkezinde var olabilecek değişkenler

Literatür araştırmaları yapılarak önceki bölümlerde doğal gaz ticaret merkezlerinde fiyat oluşumu sırasında etkili olabilecek faktörler anlatılmıştır. Bu bölümde ise hem o araştırmalardan hareketle hem de Mulder ve arkadaşlarının makalesi dikkate alınarak Türkiye'de oluşabilecek bir piyasada var olabilecek başlıca değişkenler ve bu değişkenlerin VAR modelinde kullanılabilmesi için geçmiş yıllara ait aylık bazda sahip oldukları değerler derlenmiştir.

- *Gaz Fiyatı ($/MWh)*

  VAR analizinin gerçekleştirilebilmesi için tüm diğer değişkenlerde de olduğu gibi gaz fiyatlarında da Ocak 2012 – Aralık 2017 fiyatları $/MWh saat olarak aylık bazda ele alınmıştır. Burada vurgulanması gereken en önemli nokta, bu analiz Türkiye'de bir gaz ticaret merkezinin olduğu varsayımı üzerinden gerçekleştirilmiş olmasıdır. Bunun yanında Mulder'in makalesinde yapılan TTF aktif bir ticaret merkezi olduğu için fiyat analizi modelinde kullanılan gaz fiyatları spot piyasada oluşmuş olan gerçek fiyatlardır. Ancak burada oluşturulmak istenen analitik çerçevede Türkiye'de fiiliyatta böyle bir merkez olmamasından dolayı doğal gaz fiyatı olarak Türkiye'nin, analize konu dönemler için petrole dayalı yurtdışı ortalama ithalat fiyatları analize dahil edilmiştir.

  Bu çalışmanın amacı, gaz ticaret merkezinin fiyatlar üzerindeki olası etkilerini gözlemlemek olduğı için mevcut gerçekleşen ithalat fiyatlarının analizde kullanılmasında herhangi bir sakınca görülmemiştir.

  Bu veri setinde ARIMA analizi sırasında 2012-2017 dönemleri için gerçekleşen doğal gaz ithalata ait fiyatlara yer verilmiştir.

- *Petrol Fiyatı ($/Varil)*

Dünyada gerçekleşen gaz ticaretinde petrol fiyatlarının önemli bir etkiye sahip olmasından dolayı brent petrol fiyatları analiz kapsamına dahil edilmiştir. Bu değişkenin geçmiş değerleri EIA'nın düzenli olarak web sitesinde yayınladığı değerlerden derlenmiştir (Url-6).

- *Kömür Fiyatı ($/Ton)*

Türkiye'nin elektrik üretiminde yerli ve ithal kömür halen önemli bir yer teşkil etmektedir. Stratejik vizyon olarak belirlenen Milli Enerji ve Maden Politikası çerçevesinde de kömür önemli bir emtia olmaya devam edecektir.

Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu'nun 2015 sektör raporu incelendiğinde Türkiye en fazla linyit kömür ithalatını %32,9 ile Kolombiya'dan gerçekleştirmiştir. Bu nedenle analizde Kolombiya kömür fiyatları dikkate alınmıştır (Url-7).

- *Karbon Emisyonu (€/Ton)*

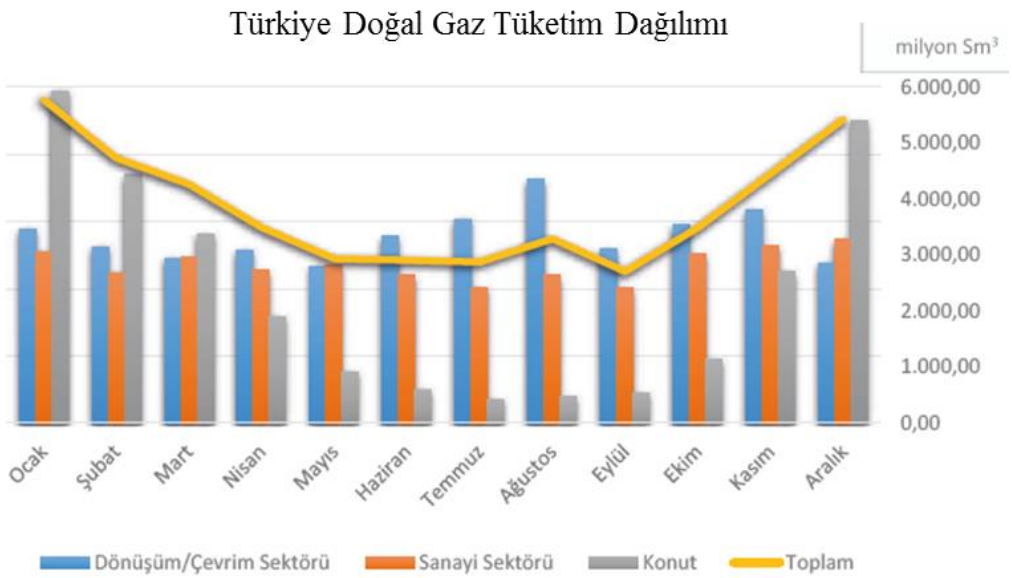
Türkiye'de henüz aktif bir karbon piyasası yer almamaktadır. Ancak orta vadede bu piyasanın da var olacağı beklendiği için bu değişkene analizde yer verilmek istenmiştir. Bununla birlikte Türkiye'de henüz kullanılabilecek sağlıklı fiyatlar olmadığı için Avrupa karbon emisyon fiyatları analize dahil edilmiştir (Url-8).

- *Isıtma Derece Günleri (HDD)*

EPDK'nın doğal gaz sektör raporu da incelendiğinde Şekil 5.4'teki gibi Türkiye'de doğal gaz talebi özellikle evsel tüketim talebinin de yoğunluğu nedeniyle soğuk mevsimlerde artış göstermektedir (EPDK, 2017c, s. 59).

Özellikle Türkiye'nin ülkenin her vilayetine doğal gazı ulaştırma gibi bir hedefinin olduğu günümüzde, doğal gazı doğrudan kullanabilecek müşteri sayısının artmasıyla nedeniyle soğuk havanın doğal gaz fiyatları üzerindeki etkisini konumlandırabilmek için ısıtma derece günleri değişkeni analize dahil edilmiştir.

Isıtma derece günleri (HDD) değerleri, MGM tarafından her bir il için yıllık ve aylık bazda düzenli olarak yayımlanan hesaplamalardan ve verilerden derlenmiştir (Url-9).




**Şekil 5.4 :** Aylık bazda 2016 yılı sektörel doğal gaz tüketim dağılımı (EPDK, 2017c).

- *Herfindahl-Hirschman Endeksi (HHI)*

Bir pazarda rekabet derecesini ortaya koyabilmek için Herfindahl-Hirschman endeksi (HHI) yaygın olarak kullanılmaktadır. HHI, pazarın derinliğinin anlaşılabilmesi için bir göstergedir ve $\boldsymbol{HHI = \sum_{i=1}^{n} S_i^{\,2}}$ formülüyle hesaplanmaktadır (Mulder ve diğ., 2016, s. 483). Burada $S_i$, *i* ülkesinin toplam gaz ithalatındaki pazar payını ve *n* ise ithalatın gerçekleştirildiği toplam ülke sayısını temsil etmektedir. Bu nedenle, bir piyasa yapısının göstergesi niteliğindedir ve firmaların aynı zamanda piyasalardaki etkin gücünün ölçümlenmesine de işaret etmektedir. Bu çalışma kapsamında bu değişken, spot piyasa ve uzun dönemli kontratlı alımlar düşünüldüğünde Türkiye'nin doğal gaz ithalatını kaç farklı ülkeden ve ne kadarlık hacimlerle gerçekleştirdiğini ortaya koymaktadır.

Özellikle bir gaz ticaret merkezinde arz alternatiflerinin fazla olmasının çok kritik olduğu düşünüldüğünde Türkiye için oluşturulan bu piyasa varsayımında HHI dikkate alınması gereken bir değişken olmaktadır.

VAR analizinde bu değişkene yer verilebilmesi adına EPDK'nın düzenli olarak yayımladığı aylık doğal gaz sektör raporları tek tek incelenmiş ve ilgili ayda ithalat gerçekleştirilen ülkelerin listesi ve ithalat miktarları derlenerek, belirtilen formül yardımıyla her ay için Herfindahl-Hirschman endeks değeri hesaplanmıştır (Url-10).

- *Sanayi Endeksi*

  EPDK'nın 2016 yılı doğal gaz sektör raporu incelendiğinde, sanayi sektörü toplam gaz tüketiminin %30,38'lik kısmını gerçekleştirmektedir. Sanayi sektörünün durumu hem ülke ekonomisinin gelişmesinde çok ciddi bir gösterge olmasından hem de gaz talebinde yaşanabilecek dalgalanmalarda önemli bir etken olmasından dolayı bu analiz kapsamında değişken olarak kabul edilmiştir. Sanayi endeksi TÜİK tarafından internet sayfasında düzenli olarak yayımlanmaktadır ve kullanılan veriler oradan derlenmiştir (Url-11).

- *Doğal Gaz Depolama Miktarı ($Sm^3$)*

  Doğal gaz depolama tesisleri çok önemli bir arz kaynağı görevini üstlenmektedir. Çünkü öncelikli olarak hem talebin çok yüksek olduğu anlarda şebekeye yeterli gaz tedariğini sunarak arz güvenliğine katkıda bulunacaktır hem de gazın serbest piyasada ticaretinin yapılabilmesi adına gaz bolluğunu sağlamış olacaktır. Bu tesisler genellikle kış aylarında kullanım için yaz dönemlerinde doldurulurlar ve bir gaz ticaret merkezinde mevsim normalinin üzerinde stoklanan gaz miktarı fiyatları düşürürken, mevsim normalinin altındaki stoklar ise fiyatlar üzerinde artış yönünde bir etkiye sahip olmaktadır (Mulder ve diğ., 2016). Türkiye'deki mevcutta faaliyette olan depolama tesislerinin bu çalışmanın kapsadığı periyottaki her ay sonunda sahip olduğu toplam gaz miktarları EPDK'nın aylık yayımladığı sektör raporları incelenerek derlenmiştir (Url-10).

- *Hidroelektrik Enerjisi Üretimi (GWh)*

  Türkiye hidroloji açısından önemli kaynaklara sahip bir ülkedir. Bu nedenle, ülkede enerji arz politikası açısından hem rezervuarlı hem de nehir tipi santraller elektrik üretimi için aktif olarak kullanılmaktadır. Özden ve Haçikoğlu'nun 2018 enerji sektör raporuna göre Türkiye'nin 2017 yılsonu itibariyle sahip olduğu toplam kurulu güç 85.200 MW'tır ve bu kurulu gücün %34'ünü toplam 613 tesis ile hidroelektrik santral(HES) ler oluşturmaktadır. TEİAŞ'ın 2017 yılsonu verilerine göre de Türkiye'de toplam 295.510 GWh elektrik üretimi gerçekleştirilmiştir ve HES'ler bu toplam üretimin 58.450 GWh'lik kısımla %20'lik bir katkı sağlamıştır (Url-12). Türkiye'de özellikle yağış dönemlerinin HES'lerin performansında çok etkin rol oynadığı

düşünüldüğünde mevcuttaki toplam yaklaşık 29 GW'lık hidroelektrik santral kurulu gücü elektrik talebinin karşılanmasıyla ilgili önemli bir konumda bulunmaktadır. Bu nedenle hidroelektrik santrallerinin üretim performansı gaz santrallerinin çalışma düzenine de doğrudan etki edebileceği için ve bunun bir doğal sonucu olarak da gaz talebinin değişimi beklendiğinden, bu değişken analize dahil edilmiştir. HES'lerin geçmiş üretim verileri hem EPİAŞ hem de ilgili sektör raporları incelenerek derlenmiştir (Url-13).

- *Rüzgar Enerjisi Üretimi (GWh)*

  Türkiye'de rüzgar enerjisi yatırımı özellikle 2007 yılından itibaren hız kazanmıştır ve her yıl yaklaşık ortalama 700 MW'lık kapasitenin devreye girmesiyle 2017 sonunda toplam 6.872,1 MW rüzgar enerjisi santrali (RES) kurulu gücüne ulaşılmıştır (TÜREB, 2018). Yine TEİAŞ'ın yayımladığı verilere göre ise 2017 yılında RES'lerin elektrik üretimine katkısı yaklaşık %8 düzeyinde gerçekleşmiştir (Url-12). Türkiye'nin başlattığı Milli Enerji ve Maden Politikası çerçevesinde rüzgar enerjisinin geleceğine de önem verilmektedir. Bu kapsamda 2017 yılında 3000 MW'lık kapasite, ihalelerle yatırımcılara tahsis edilmiştir ve 1 GW'lık yenilenebilir kaynak alanları (YEKA) çalışması kapsamında ayrı bir ihale daha gerçekleştirilmiştir. Tüm bu nedenlerden dolayı RES'lerin bir yenilenebilir enerji kaynağı olarak bu çalışmaya dahil edilmesi uygun bulunmuştur. RES'lerin geçmiş dönem üretim verileri hem EPİAŞ hem de ilgili sektör raporları incelenerek derlenmiştir (Url-13).

- *Güneş Enerjisi Üretimi (GWh)*

  Türkiye'de güneş enerjisine yönelik lisanslı santrallerin hayata geçmesine yönelik ilk ihale 2014 yılında gerçekleştirilmiştir. Bunun ardından yatırımcıların öncelikli olarak kendi iç tüketimlerini karşılayabilmeleri adına başlatılan ve herhangi bir ihale sistemine tabi olmayan lisanssız elektrik üretim santralleri ile birlikte güneş enerjisi santrali (GES) yatırımları büyük bir ivme kazanmıştır. 2014 yılı öncesinde yok denecek kadar az olan toplam GES kurulumu, 2017 sonu itibariyle 3.616 santral ve toplam 3.420,7 MW'lık kurulu güç ile ülkenin elektrik üretimine yaklaşık %2'lik bir katkı sağlamıştır (Url-12). Türkiye benimsediği stratejik hedefler kapsamında yine 2017 yılı ilk

çeyreğinde gerçekleştirdiği YEKA ihalesi ile 1 GW'lık kapasite tahsisi yapmıştır. Tüm bu nedenlerden dolayı GES'lerin yenilenebilir enerji kaynağı olarak var olması ve tüm dünyada giderek yaygınlaşması bu değişkenin değerlendirilme kapsamına alınmasını sağlamıştır. GES üretimine ilişkin veriler yayımlanan ilgili kaynaklardan aylık bazda derlenerek oluşturulmuştur (Url-14).

#### 5.2.1.2 VAR analizinin uygulanması

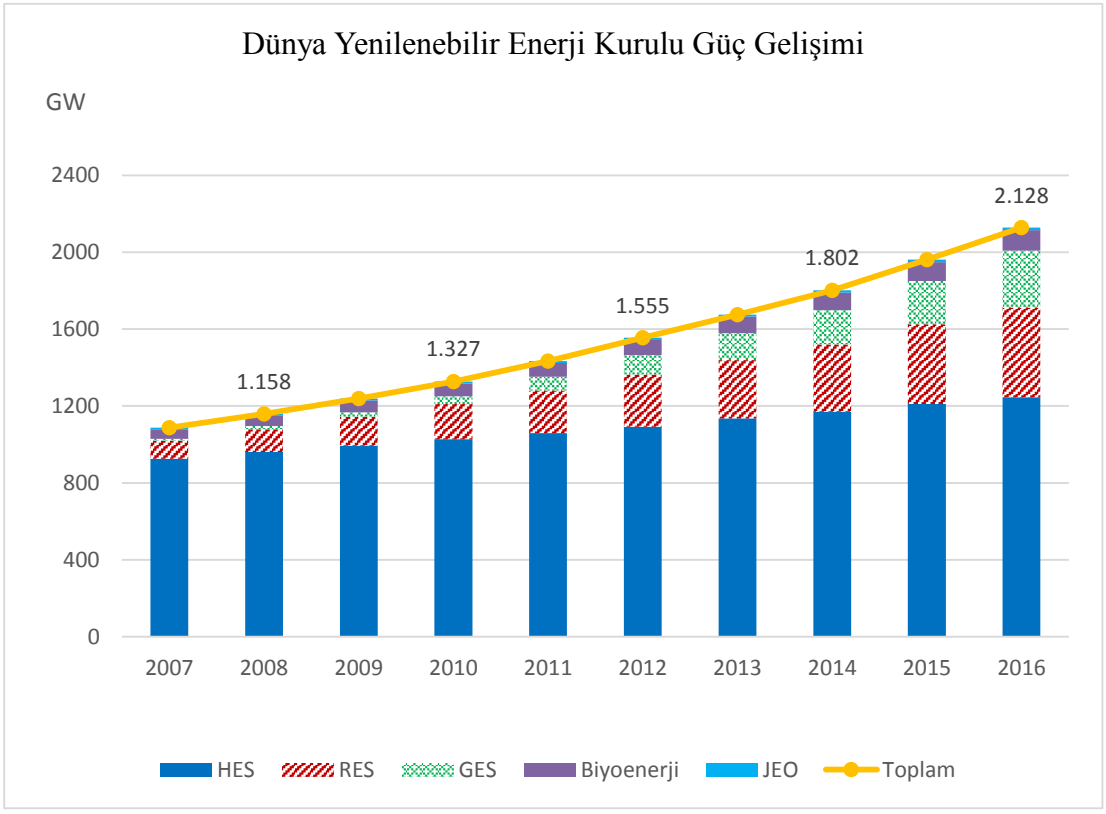
Bir önceki bölümde vektör otoregresif model analizi için kullanılan tüm değişkenler tanıtılmıştır. Değişkenlerin tamamının Ocak 2012 – Aralık 2017 dönemleri için aylık bazda gerçekleşen değerleri bir araya getirilerek veri setleri oluşturulmuştur. Bu verilerin birbirleriyle olan ilişkilerini gösterebilmek adına aralarındaki korelasyon değerleri Çizelge 5.5'te gösterilmiştir.

**Çizelge 5.5 :** Tüm değişkenlerin birbirleri arasındaki korelasyon değerleri.

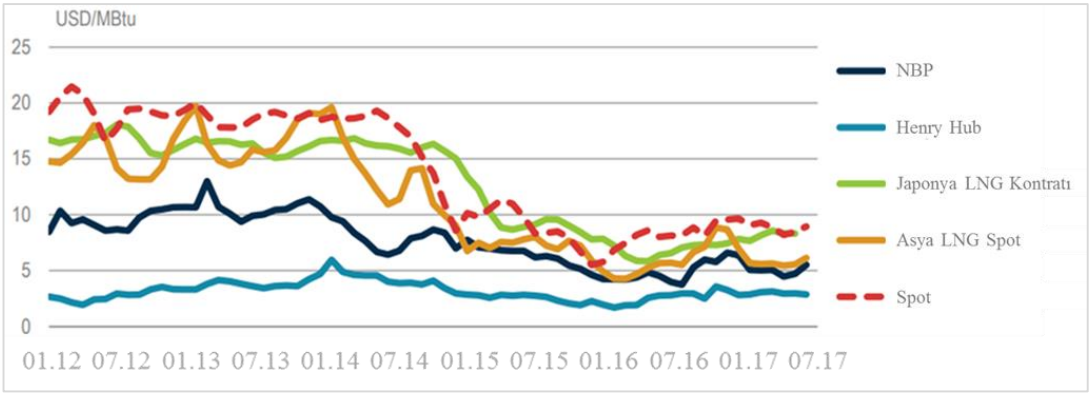
| Korelasyon | Gaz | Petrol | Kömür | Karbon | HDD | HHI | Sanayi | Depolama | HES | RES | GES |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Gaz | 1 | | | | | | | | | | |
| Petrol | 0.91 | 1 | | | | | | | | | |
| Kömür | 0.39 | 0.53 | 1 | | | | | | | | |
| Karbon | -0.03 | -0.04 | -0.10 | 1 | | | | | | | |
| HDD | 0.03 | -0.01 | 0.20 | -0.12 | 1 | | | | | | |
| HHI | 0.17 | 0.22 | -0.04 | 0.07 | -0.55 | 1 | | | | | |
| Sanayi | -0.80 | -0.78 | -0.22 | -0.13 | -0.03 | -0.11 | 1 | | | | |
| Depolama | -0.15 | -0.13 | 0.07 | 0.11 | -0.40 | 0.24 | 0.28 | 1 | | | |
| HES | -0.27 | -0.25 | -0.24 | -0.20 | -0.07 | -0.07 | 0.04 | -0.53 | 1 | | |
| RES | -0.74 | -0.70 | -0.11 | -0.02 | 0.05 | -0.14 | 0.73 | 0.25 | 0.10 | 1 | |
| GES | -0.63 | -0.53 | 0.18 | -0.12 | -0.17 | -0.06 | 0.80 | 0.38 | 0.03 | 0.67 | 1 |

VAR analizi yapılırken Türkiye'de bir doğal gaz ticaret merkezinin var olduğu varsayımından yola çıkılmıştır ve böylece Türkiye'de bir gaz piyasası var olduğunda gaz fiyatlarının arz ve talep ilişkisiyle nasıl oluşacağı analiz edilmeye çalışılmıştır. Bu doğrultuda bağımlı değişken olan doğal gaz fiyatı ve bağımsız değişkenler grubunu oluşturan diğer 10 değişkenin öncelikli olarak korelasyonlarına bakılmıştır. Türkiye'de daha önce arz ve taleple belirlenen gaz fiyatları olmadığı için bu analizin bağımlı değişkeninde petrole dayalı formülle hesaplanarak ithal edilen gazın ortalama fiyatları kullanılmıştır. Bunun doğal bir sonucu olarak bağımsız değişken olan petrol fiyatı ile doğal gaz fiyatı arasında yüksek bir korelasyon değeri çıkması beklenmiştir ve beklendiği gibi de 0,9094 gibi yüksek bir oran çıkmıştır. Ancak buna rağmen

sonuçlar, diğer bazı bağımsız değişkenlerin de doğal gaz fiyatıyla ciddi bir korelasyona sahip olduğunu göstermektedir. Bu korelasyon ilişkileri sonraki kısımlarda her değişken özelinde değerlendirilecektir ancak gaz fiyatlarının artışının sanayi üretimini düşürdüğü gözlemlense de özellikle yenilenebilir kaynaklar açısından bakıldığında fiyatlarla üretim değerleri arasında ters ilişkinin var olduğu görülmektedir. Yani, yenilenebilir kaynakların üretiminin artması doğal gaz fiyatlarına azaltıcı yönde etki yapmakta, yorumu oluşmaktadır. Her ne kadar bu durum gaz piyasasının olduğu varsayımı altında değerlendirilse de, bir diğer ifadeyle bu analizde kullanılan gaz fiyatları gerçekte petrole bağlı kontratlardan oluşsa bile yenilenebilir üretimiyle gaz fiyatları arasında ters bir ilişkinin mevcut olduğu anlaşılmaktadır. Aslında Şekil 5.5'te belirtildiği gibi IRENA'nın 2017 raporunda dünyadaki gelişen yenilenebilir enerjinin artış trendi mevcuttur. Bunun da bir yansıması olarak doğal gaz fiyatlarının düştüğü Şekil 5.6'daki IEA'nın raporunda da görülebilecektir (2018, s. 13). Türkiye'de de bu durumun küresel etkilerde dikkate alınarak dolaylı bir yansımasının görüldüğü yorumuna varılabilir. Yani, bu korelasyon sonucu göstermektedir ki, artış seyrini sürdürecek yenilenebilir enerji kaynaklarının gerçekleştireceği üretimler arz ve talebe dayalı olarak oluşacak doğal gaz fiyatlarında önemli bir etkiye sahip olabilecektir.



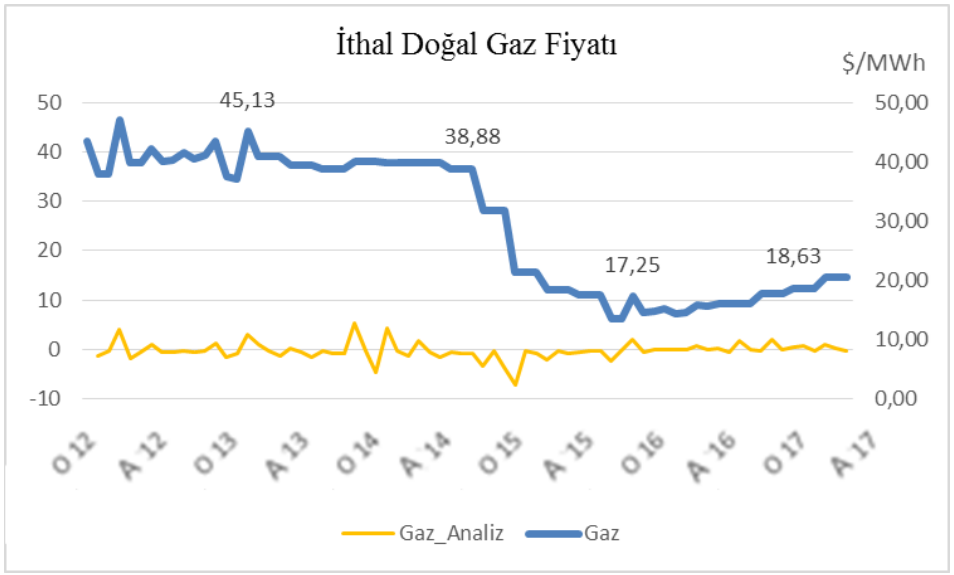

**Şekil 5.5 :** Dünyada yenilenebilir enerji kaynakları kurulu güç gelişimi (IRENA, 2017).




**Şekil 5.6 :** Bazı doğal gaz piyasalarındaki fiyatların değişimi (IEA, 2018).

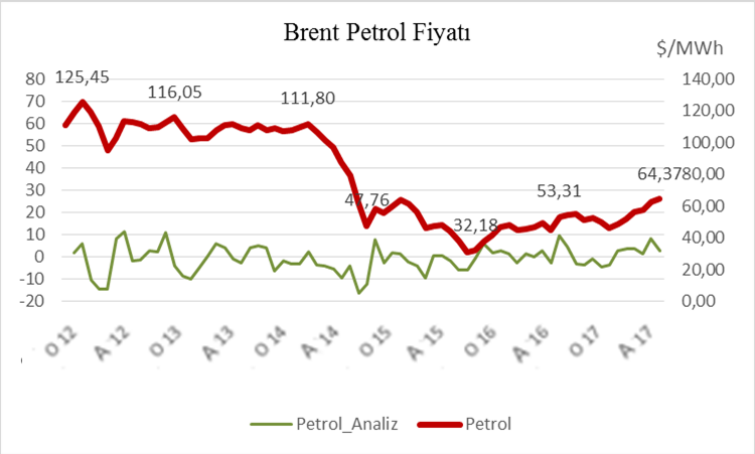
VAR analizinin gerçekleştirilebilmesi adına EViews 9.0 paket programı kullanılarak sırasıyla şu işlemler yapılmıştır: i) Tüm veriler mevsimsellik etkisinden arındırılmıştır, ii) Her bir değişkenin Augmented Dickey Fuller (ADF) birim kök testiyle durağanlığı kontrol edilerek, ihtiyaç duyulan değişkenler için mevsimselliği kaldırılmış olan verinin uygun seviyeden farkını alma işlemi gerçekleştirilmiştir, iii) İyileştirilmiş bu veriler seçilerek vektör otoregresif model oluşturulmuştur, iv) Oluşturulan model eşliğinde gaz fiyat tahmini yapılmıştır.

**Doğal gaz,** bu analiz kapsamında kullanılan 72 aylık verinin mevsimselliği kaldırılmıştır. Ardından elde edilen sonuçların ADF birim kök testinde durağan olmadığı anlaşıldığı için seri 1. seviyeden farkı alınarak durağan hale getirilmiştir. Hem orijinal verinin hem de mevsim etkisi arındırılmış ve durağanlaştırılmış hale getirilen sonuçların karşılaştırılması Şekil 5.7'de gösterilmiştir.



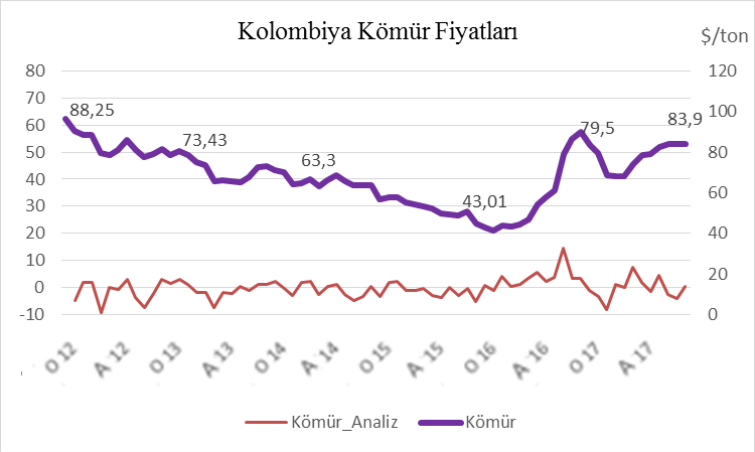

**Şekil 5.7 :** İthal doğal gaz fiyatı ve mevsim etkisi olmayan durağanlaştırılmış değerler.

**Petrol** verilerinin mevsimselliği kaldırılmıştır. ADF birim kök testi neticesinde veri grubunun durağan olmadığı anlaşılmıştır ve bu nedenle birinci dereceden farkı alınmıştır. Elde edilen seri ve gerçek verilerin karşılaştırılması Şekil 5.8'de gösterilmiştir.



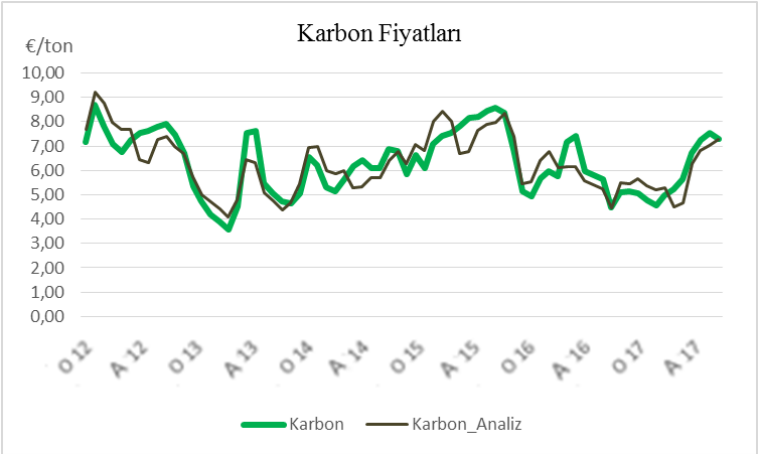

**Şekil 5.8 :** Brent petrol fiyatı ve mevsim etkisi olmayan durağanlaştırılmış değerler.

**Kömür** verilerinden mevsimsellik etkisi arındırılmıştır. Kök testi neticesinde de ilgili verilerin durağan olmadığı gözlemlenmiştir. Bu durumu ortadan kaldırabilmek adına veri setinin birinci farkı alınmıştır. Elde edilen seri ve Kolombiya kömür fiyatlarının gerçekleşen değerlerinin karşılaştırılması Şekil 5.9'da gösterilmiştir.




**Şekil 5.9 :** Kolombiya kömür fiyatlarının yıllar içerisindeki aylık bazda değişimi.

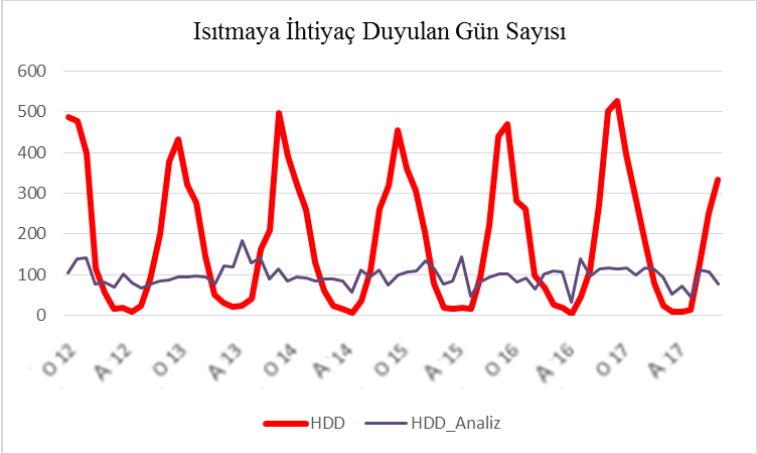
**Karbon** fiyatları olarak Avrupa'da gerçekleşen fiyatların baz alınacağı önceki bölümlerde vurgulanmıştır. Bu kapsamda bu veri grubunun mevsimsellik etkisi kaldırılmıştır. Ancak elde edilen serinin kök testi neticesinde durağan olduğu anlaşıldığı için herhangi bir fark alma işlemi yapılmamıştır. Şekil 5.10'da karbon fiyatlarının gerçekleşen değerleriyle bulunan serinin karşılaştırılması gösterilmiştir.




**Şekil 5.10 :** Karbon fiyatları ve mevsim etkisi olmayan durağan değerler.

**Sıcaklık** verileri için HDD kavramı, yani yıl ilgili ay içerisinde ısınma ihtiyacının olduğu toplam gün sayısı dikkate alınmıştır. Bu şekilde derlenen veriler önce mevsimsellik etkisinden arındırılmıştır ve ADF birim kök testiyle de elde edilen serinin durağan olduğu belirlendiği için herhangi bir fark alma işlemine ihtiyaç duyulmamıştır.

Hem gerçekleşen HDD verileri hem de oluşturulan yeni serinin karşılaştırması Şekil 5.11'de yapılmıştır.

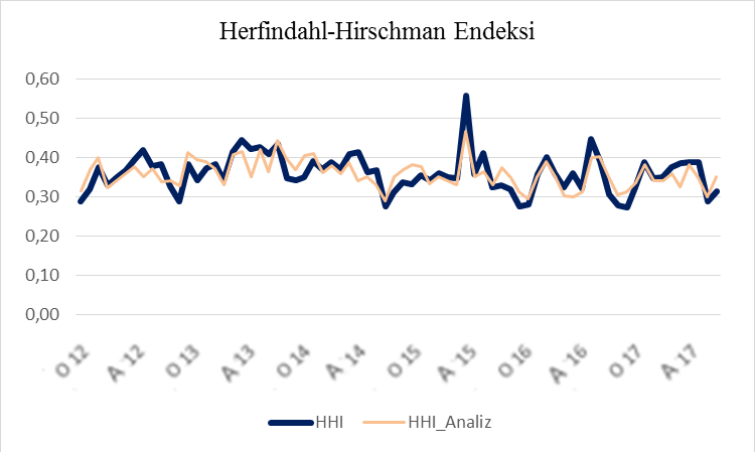



**Şekil 5.11 :** Isıtmaya gereken gün sayısı ve mevsim etkisi olmayan durağan değerler.

**Herfindahl-Hirschman Endeksi (HHI)**, Türkiye'ye ithal edilen gazın ne kadar farklı tedarikçiden sağlandığını ölçümleyebilmek amacıyla kullanıldığı için analizde yer verilirken verilerin mevsimsellik etkisi arındırılmıştır. Elde edilen seriye kök testi uygulanarak durağan halde olduğu tespit edilmiştir.

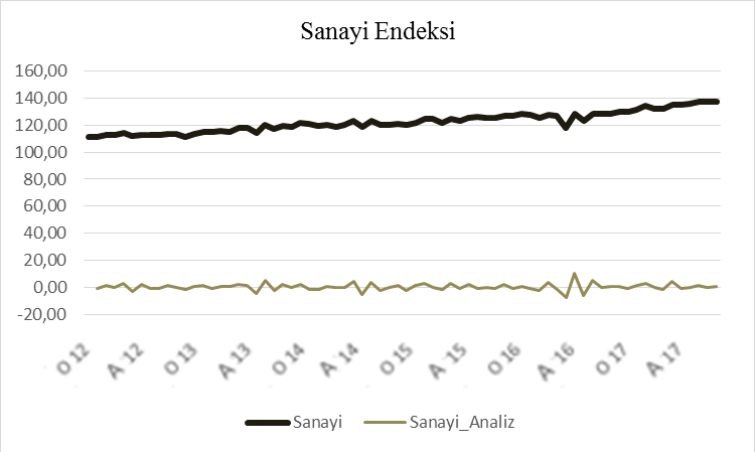
Şekil 5.12'de hem gerçekleşen hem de mevsimsellik kaldırılarak elde edilen serinin karşılaştırması verilmiştir. Özellikle Ağustos 2015 dönemindeki gaz ithalatının

yaklaşık %70'inin Rusya'dan gerçekleştirilmiş olması, o döneme ait HHI değerini gözle görünür bir şekilde yukarıya çekmiştir.




**Şekil 5.12 :** HHI gerçekleşen oranlar ve mevsim etkisi olmayan durağan değerler.

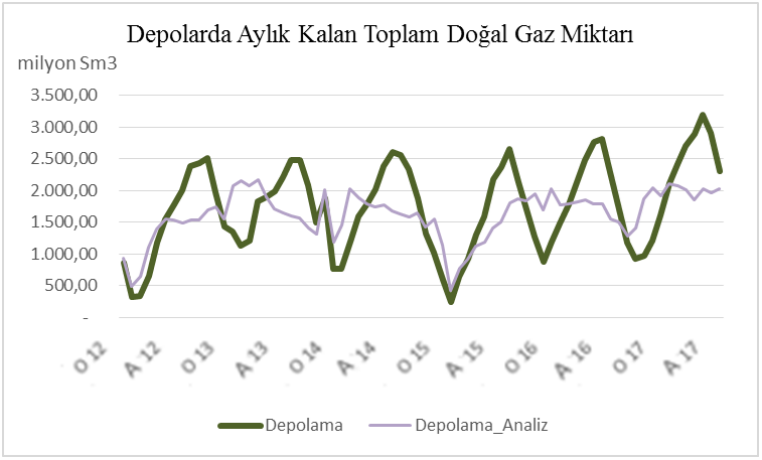
**Sanayi Endeksi**, hem ülke ekonomisinin büyüme eğilimini hem de gerçekleştirilecek üretimler için tüketilecek gaz miktarına ilişkin çok önemli bir gösterge niteliğinde olduğu için bu verinin mevsimsellik etkisi kaldırılmıştır ve oluşan değerlere kök testi uygulanmıştır. Bu değerlerde durağanlık gözlemlenmediği için de serinin birinci dereceden farkı alınmıştır. Elde edilen nihai değerler ve sanayi endeksinin gerçekleşen değerleri Şekil 5.13'te gösterilmiştir.




**Şekil 5.13 :** Sanayi endeksi değerleri ve mevsim etkisi arındırılmış durağan seri.

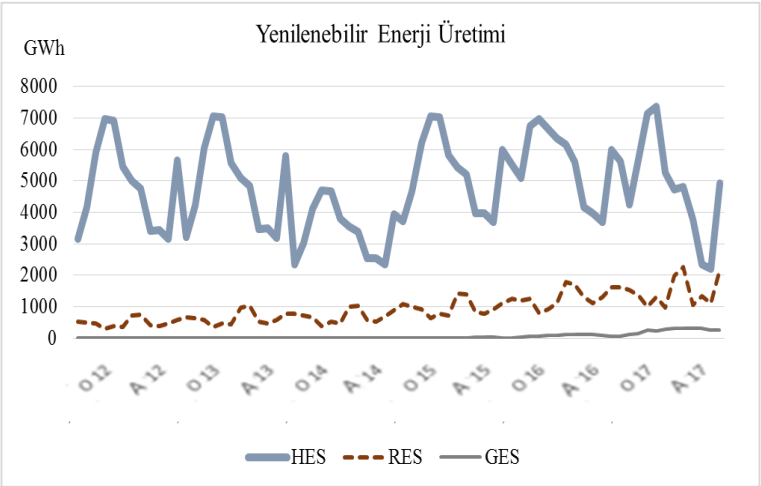
**Doğal gaz depolama** kapasitesi arz güvenliği açısından çok önemlidir. Türkiye şartlarında gazın neredeyse tamamı ithal edilmektedir ve mevsimsel tüketim etkisinin de yönetebilmesi gerektiği göz önüne alındığında gaz ticaretinde depolama tesisleri önemli bir konuma geldiği için derlenen verilerden mevsimsellik etkisi arındırılarak bulunan değerlerin kök testiyle aynı zamanda da durağan olduğu tespit edilmiştir.

Hem elde edilen seri hem de gerçekleşen veriler Şekil 5.14'te gösterilmiştir.

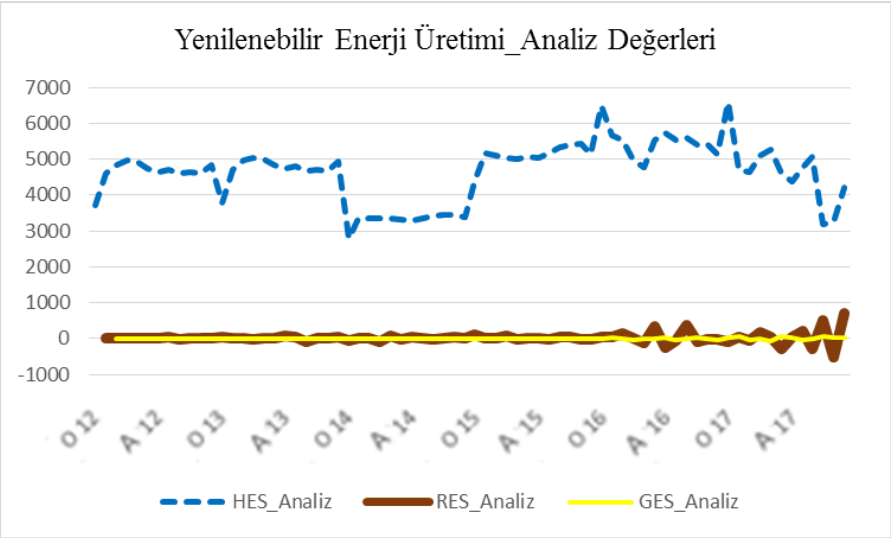



**Şekil 5.14 :** Aylık depolanan toplam doğal gaz ve mevsimselliği arındırılmış seri.

**Yenilenebilir enerji üretimi** kapsamında bu çalışmada sadece hidroelektrik, rüzgar ve güneş enerjisi santralleri düşünülmüştür. Türkiye'de son yıllarda hızla artmaktadır ve bu üretim doğal gaz santrallerinin payını azaltıcı yönde etki yapmaktadır. Bunun doğal bir sonucu olarak da gaz santrallerinden gelen talepte bir düşüş gözlemlenmektedir dönemsel olarak. Bu doğrultuda yenilenebilir kaynakların üretim değerlerinin mevsimsellik etkileri ortadan kaldırılmıştır. Daha sonra ADF birim kök testiyle durağanlıkları incelenmiştir. HES'ler için elde edilen değerlerin durağan olduğu; RES'lerin ise birinci dereceden farkının alınarak durağanlaştırılması gerektiği; GES'lere ait olan değerlerin ise durağanlaştırılabilmesi için ikinci dereceden farkının alınması gerektiği anlaşılmıştır. Bu kaynaklara ait hem gerçek veriler hem de durağanlaştırılmış değerler sırasıyla Şekil 5.15 ve Şekil 5.16'da gösterilmiştir.

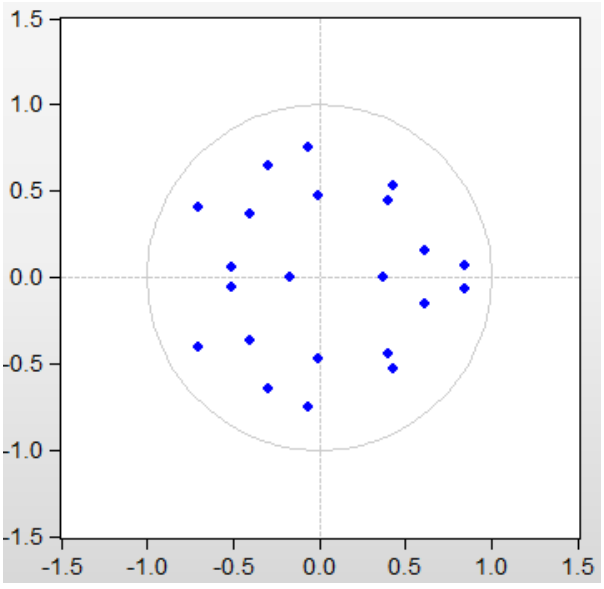



**Şekil 5.15 :** Türkiye'nin aylık bazda toplam yenilenebilir enerji üretimi.




**Şekil 5.16 :** Mevsimsel etkisi giderilen ve 1. ile 2. farkları alınmış durağan HES, RES, GES üretimleri.

Tüm değişkenler VAR analizine dahil edilebilmek için sahip oldukları mevsimsellik ve durağanlıklar açısından tek tek incelenmiştir. Gerekli görülen tüm veriler mevsimsel etkiden arındırılmış ve durağan hale getirilmiştir. EViews 9.0 paket programı üzerinden yapılan bu çalışmalar neticesinde tüm değişkenlerin durağan olduğunu tüm değişkenlerin 1 birim yarıçaplı çemberin içinde kalmasıyla ifade eden grafik Şekil 5.17'de gösterilmiştir.




**Şekil 5.17 :** 11 değişken için VAR modeli durağanlık gösterimi.

Bir doğal gaz ticaret merkezinde fiyat oluşumuna etki edebileceği düşünülen faktörler listelenmiş ve vektör otoregresif modelin oluşturulabilmesi için mevsimsellikleri kaldırılarak durağanlık testleri yapılmıştır. Bu bölümde belirtildiği gibi tüm

değişkenler analize uygun seriler haline dönüştürülerek EViews 9.0 paket programı aracılığıyla hedeflenen VAR modeli oluşturulmuştur. Bu model sonucu daha önce elde edilmiş olan bağımsız değişkenlere ait serilerin gaz fiyatlarıyla aralarındaki 10'ar dönemlik peiyotlar için "variance decomposition" ve "impulse response" değerleri sırasıyla Çizelge 5.6 ve Çizelge 5.7'de sunulmuştur. Bu iki analizde de ilgili değişkenlerin sonunda "SA" yazanlar o veri grubunun mevsimsellik etkisinin kaldırıldığı anlamına gelmektedir. Başında "D" harfi olanlar ise durağanlaştırılmış verileri temsil etmektedir, bu analizde karbon fiyatları, HDD değerleri, HHI değerleri, depolama değerleri ve HES üretim değerleri durağan olduğu için herhangi bir fark işlemi uygulanmamıştır. Ancak, GES üretim değerlerini durağan hale getirebilmek için iki defa fark alma işlemine gerek duyulmuştur. S.E. ifadesi ile de standart hatalar gösterilmiştir. Bu değerler ile bağımlı değişken olan gazın ilerleyen dönemler dahilinde her bir bağımsız değişkenden ne düzeyde etkilendiği yorumlanmaktadır.

**Çizelge 5.6 :** Tüm değişkenlerin VAR modeli için ayrışma analizi.

| Periyot | S.E. | D(GAS SA) | D(OIL SA) | D(COAL SA) | CO2 SA | HDD SA | HHI SA | D(IND SA) | STORAGE SA | HYDRO SA | D(WIND SA) | D(SOLAR SA,2) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 1,3 | 100,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 2 | 1,8 | 57,3 | 0,2 | 6,1 | 3,0 | 2,5 | 1,4 | 0,0 | 26,7 | 0,2 | 2,8 | 0,0 |
| 3 | 1,9 | 53,3 | 0,2 | 5,6 | 5,0 | 3,1 | 1,5 | 2,0 | 24,7 | 1,7 | 2,9 | 0,0 |
| 4 | 2,0 | 52,3 | 0,3 | 5,0 | 4,8 | 3,2 | 1,7 | 3,7 | 23,3 | 2,0 | 2,7 | 1,0 |
| 5 | 2,0 | 49,2 | 0,3 | 4,9 | 5,1 | 3,2 | 1,8 | 3,5 | 25,0 | 1,9 | 4,2 | 1,0 |
| 6 | 2,1 | 47,3 | 0,6 | 4,7 | 4,9 | 3,5 | 1,9 | 3,6 | 25,5 | 1,9 | 4,8 | 1,2 |
| 7 | 2,1 | 47,0 | 0,6 | 4,7 | 4,9 | 3,7 | 2,1 | 3,6 | 25,2 | 2,2 | 4,8 | 1,2 |
| 8 | 2,1 | 46,4 | 0,7 | 4,7 | 5,0 | 3,7 | 2,1 | 3,6 | 25,5 | 2,2 | 4,9 | 1,5 |
| 9 | 2,1 | 46,1 | 0,8 | 4,6 | 4,9 | 3,8 | 2,2 | 3,7 | 25,4 | 2,2 | 4,8 | 1,6 |
| 10 | 2,1 | 46,0 | 0,8 | 4,6 | 4,9 | 3,9 | 2,2 | 3,7 | 25,3 | 2,4 | 4,8 | 1,6 |

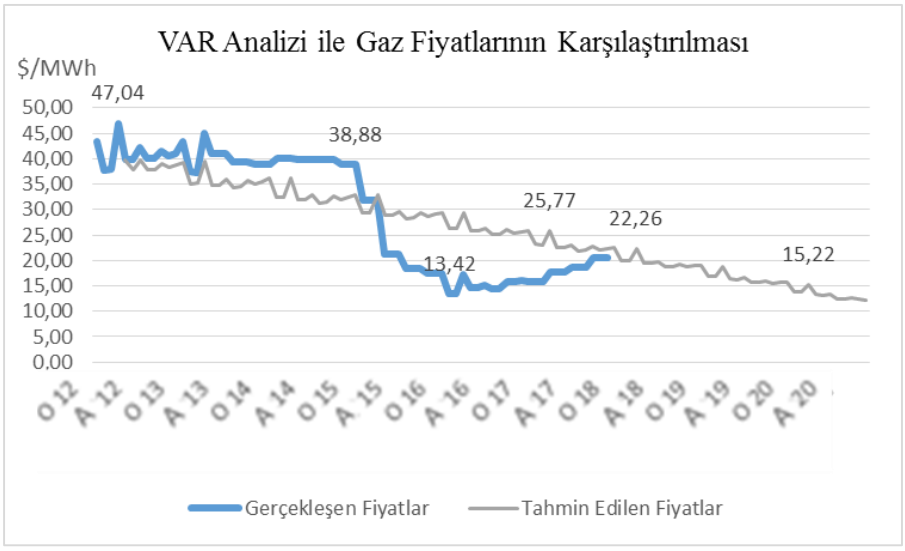
**Çizelge 5.7 :** Tüm değişkenlerin VAR modeli için etki tepki analizi.

| Periyot | D(GAS SA) | D(OIL SA) | D(COAL SA) | CO2 SA | HDD SA | HHI SA | D(IND SA) | STORAGE SA | HYDRO SA | D(WIND SA) | D(SOLAR SA,2) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 1,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 2 | -0,1 | -0,1 | 0,4 | -0,3 | -0,3 | -0,2 | -0,0 | 0,9 | -0,1 | -0,3 | 0,0 |
| 3 | -0,1 | -0,0 | 0,0 | -0,3 | -0,2 | -0,1 | -0,3 | -0,1 | 0,2 | 0,1 | -0,0 |
| 4 | 0,5 | 0,1 | 0,0 | -0,1 | -0,1 | 0,1 | -0,3 | -0,2 | 0,1 | -0,1 | 0,2 |
| 5 | -0,0 | -0,0 | 0,1 | -0,2 | 0,1 | -0,1 | 0,0 | 0,4 | -0,0 | -0,3 | 0,0 |
| 6 | 0,0 | -0,1 | 0,0 | -0,0 | 0,1 | -0,1 | -0,1 | 0,3 | 0,1 | 0,2 | -0,1 |
| 7 | 0,1 | 0,0 | -0,0 | 0,1 | -0,1 | 0,1 | -0,1 | -0,1 | 0,1 | -0,1 | 0,0 |
| 8 | 0,0 | 0,0 | -0,0 | -0,1 | -0,0 | -0,0 | -0,0 | 0,2 | -0,0 | -0,1 | 0,1 |
| 9 | 0,1 | -0,1 | 0,0 | 0,0 | -0,1 | -0,1 | -0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,1 |
| 10 | 0,0 | -0,0 | -0,0 | -0,0 | -0,1 | 0,0 | -0,0 | -0,0 | 0,9 | -0,0 | -0,0 |

VAR modeli kurulurken tüm değişkenlerin gecikme sayısı 2 olarak tespit edilmiştir ve bağımlı ve bağımsız değşikenlerin yer aldığı denklem bu doğrultuda oluşturulmuştur. Denklem (5.1)'de mevsimselliği arındırılan ve durağan hale getirilen serilerden VAR analizi sonucu oluşan denklem gösterilmiştir.

$$D(GASSA) = [-0{,}071092 \times D(GASSA(-1)) - 0{,}362746 \times D(GASSA(-2))] + [0{,}009924 \times D(OILSA(-1)) + 0{,}022350 \times D(OILSA(-2))] + [0{,}068519 \times D(COALSA(-1)) - 0{,}036256 \times D(COALSA(-2))] + [0{,}101234 \times D(CO2SA(-1)) - 0{,}547771 \times D(CO2SA(-2))] + [0{,}004651 \times (HDDSA(-1)) - 0{,}013184 \times (HDDSA(-2))] - [1{,}050529 \times (HHISA(-1)) - 2{,}474924 * (HHISA(-2))] + [0{,}094451 \times D(INDSA(-1)) + 0{,}117189 \times D(INDSA(-2))] + [0{,}004861 \times (STORAGESA(-1)) - 0{,}002883 \times (STORAGESA(-2))] - [0{,}000105 \times (HYDROSA(-1)) + 0{,}000103 \times (HYDROSA(-2))] - [0{,}003452 \times D(WINDSA(-1)) - 0{,}002459 \times D(WINDSA(-2))] + [0{,}000285 \times D(SOLARSA(-1), 2) - 0{,}004384 \times D(SOLARSA(-2), 2)] + 1{,}121007 \quad (5.1)$$

Söz konusu bu denklemin oluşturulmasının ardından yapılan tahminleme çalışmasıyla VAR modeli çervesinde gaz fiyatlarının Ocak 2012 – Aralık 2020 dönemleri için değerleri elde edilmiştir. Böylece doğal gaz ticaret merkezinin var olduğu bir piyasa yapısında arz ve talep etkeni içerisinde oluşabilecek fiyatların ne olacağı ortaya konmaya çalışılmıştır. Bu kapsamda modelin bağımlı değişken girdisini temsil eden gerçekleşmiş doğal gaz verisi ile 2020 sonuna kadar aylık bazda tahmin edilen fiyatlar Şekil 5.18'de gösterilmiştir.




**Şekil 5.18 :** VAR analiziyle bulunan gaz fiyat tahmini ve gerçekleşen değerlerin karşılaştırması.

Analiz sonucunda bulunan tahmin değerleri ve gerçekleşen değerler arasındaki kare ortalamalarının karekök (RMSE) değeri 7,24 olarak bulunmaktadır. Şekilden de anlaşılacağı üzere VAR analizi gaz fiyatlarının Aralık 2020'ye kadar azalma eğiliminde olacağını göstermektedir.

Analiz dönemine ait gerçekleşen doğal gaz fiyatlarının değişimi incelendiğinde 2015 yılına kadar iniş çıkışlı bir seyre sahip olduğu, 2015 itibariyle de düşüş yönünde bir eğilim sergilediği açıkça görülmektedir. Kullanılan yöntemin ise temel olarak doğrusal trende sahip verilerin analizinde gerçeğe daha yakın tahminler gerçekleştirme gücüne sahip olduğu bilinmektedir. Bu nedenle, 2020 sonuna kadar yapılan tahmin sonucunda elde edilen grafiğin 2017 yıl sonuna kadar olan gerçekleşen gaz fiyatlarından gözle görülür sapmalar göstermesi kullanılan bu yöntemin beklenen doğal bir sonucudur.

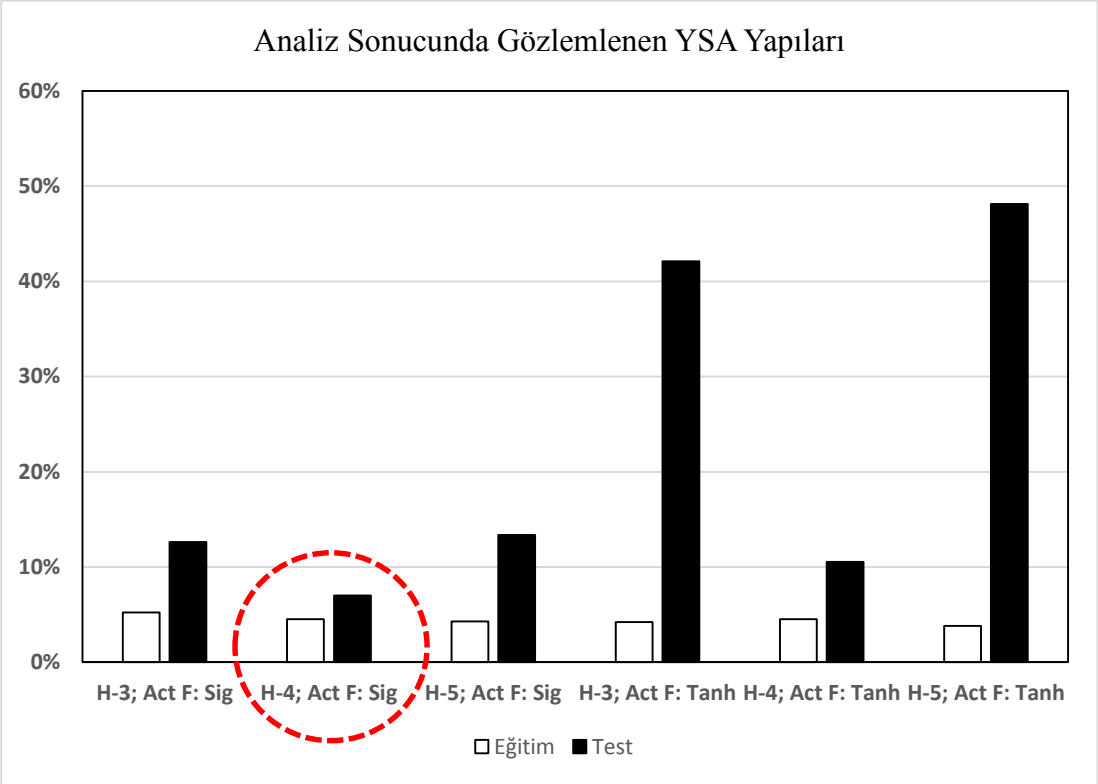
Bu yaklaşımla gaz ticaret merkezinin var olduğu bir dünyada gaz fiyatlarının nasıl değişebileceği, gaz fiyatlarını etkileyen faktörlerin neler olabileceği ve bunların muhtemel etkileri hakkında incelemeler yapılmak hedeflenmiştir. Bunun bir sonucu olarak da modele girdi teşlik eden gerçekleşmiş petrole dayalı gaz fiyatlarıyla VAR analizi ile yakın vade için tahmin edilen fiyatların karşılaştırmalı sonucu elde edilmiştir.

### 5.2.2 Yapay sinir ağları yaklaşımı

Yapay sinir ağları Türkiye'de doğal gaz ticaret merkezi olması durumunda gaz fiyatlarına etki edebilecek potansiyel değişkenleri dikkate alarak fiyatların bu değişkenlerin değişimlerine karşı nasıl şekillendiğini yorumlayabilmek için kullanılmıştır. VAR analizinde anlatılan nedenlerden dolayı kabul edilen 10 tane bağımsız değişkenin Çizelge 5.5'teki korelasyon değerleri dikkate alınarak gaz fiyatlarıyla en yüksek ilişkiye sahip olanlar bu bölümde anlatılacak çalışmanın girdisini oluşturmaktadır. Bu nedenle doğal gaz fiyatlarıyla brent petrol fiyatı, ülkenin ekonomik gelişmişlik düzeyini yansıtan sanayi üretim endeksi (IND) ve yenilenebilir enerjinin etkinliğini gösterecek olan rüzgar ve güneş enerjisi üretimleri mutlak değerce 0,5'ten büyük korelasyon değerine sahip olmuştur.

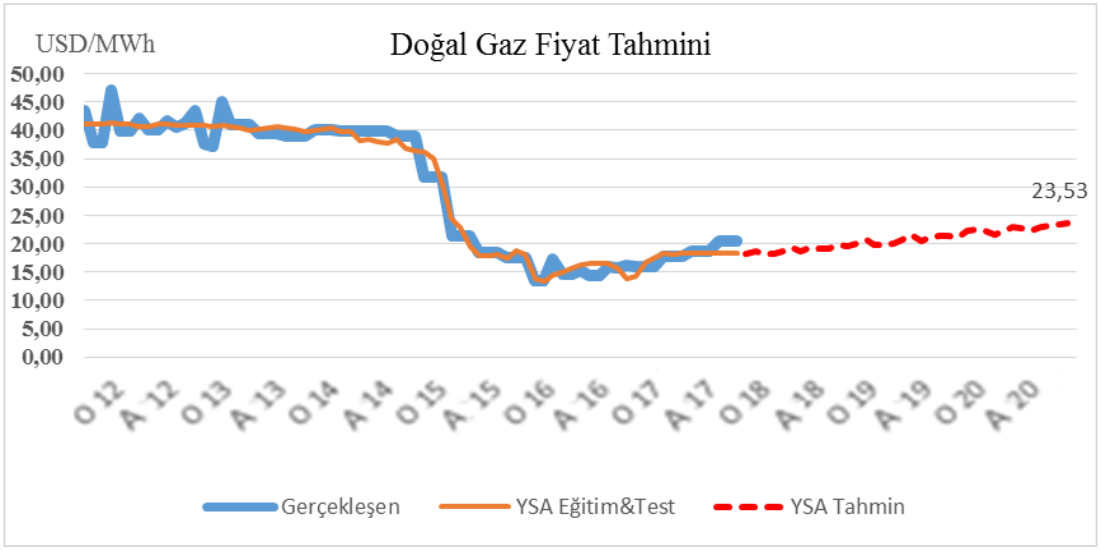
Analiz için seçilen 4 bağımsız değişkenin Ocak 2012-Haziran 2016 arasındaki 54 aylık değerler ağın girdilerine doğru ağırlıklar tanımlayabilmek için kullanılmıştır. Daha sonra Haziran 2016-Aralık 2017 arasındaki 18 aylık test değerleri olarak tanımlanan bu 4 değişkenin gerçekleşmiş verileri kullanılarak, eğitim veri seri ile ağın elde ettiği

çıktılarla uyumlu sonuçlar elde edilmiştir. Bu sayede ağ, eğitilmiş bir yapıya getirilmiştir. Eğitim ve test verilerinin MAPE cinsinden kıyaslamaları Şekil 5.19'da gösterilmiştir.




**Şekil 5.19 :** Eğitim ve test verileriyle elde edilen yapay sinir ağları yapıları.

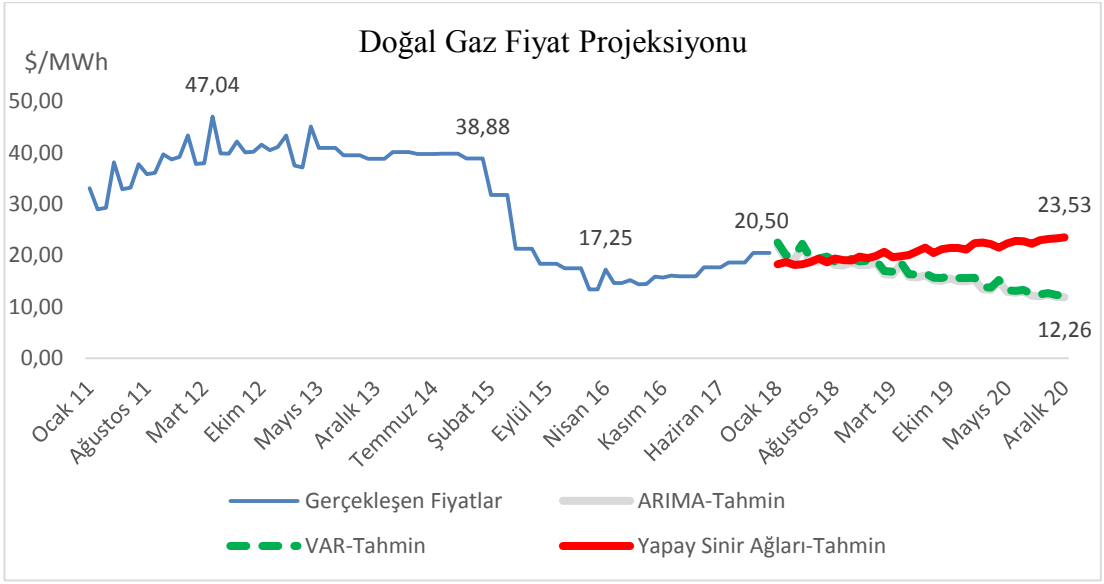
Analiz sonucunda en iyi sonucun sigmoid aktivasyon fonksiyonuna sahip olan gizli katmanında 4 nöron bulunduran yapay sinir ağı yapısının verdiği tespit edilmiştir. Bulunan bu ağ yapısının ardından doğal gaz fiyatlarının tahminlemesi çalışmasına geçilmiştir. Bu analiz kapsamında kullanılan 4 tane değişkenin 2018 yılının ilk 3 ayına ait gerçekleşen verileri ve Nisan 2018-Aralık 2020 arasındaki tahmin değerleri oluşturulan ağın içerisine dahil edilerek doğal gaz fiyatları tahmin edilmeye çalışılmıştır. Bu kapsamda, petrol fiyatları için EIA'nın 2050 projeksiyonunda sunduğu veriler alınmıştır; sanayi endeksi için geçmiş verilerden hareketle basit lineer regresyon oluşturularak Aralık 2020 sonuna kadar aylık bazda veriler elde edilmiştir; rüzgar ve güneş üretim değerlerinin tahmini için de yine aynı dönemin sonuna kadarki kapasite projeksiyonları ve bu kaynakların kapasite faktörü değerleri dikkate alınarak üretim miktarları tahminlenmiştir. Bağımsız değişkenler için derlenen bu tahmin değerleri oluşturulan ağ yapısına dahil edilerek 2020 sonuna kadarki doğal gaz fiyatları tahmin edilmiştir ve sonuçlar Şekil 5.20'de gösterilmiştir.




**Şekil 5.20 :** Ocak 2018-Aralık 2020 dönemi için YSA ile doğal gaz fiyat tahmini.

### 5.3 Senaryoların Karşılaştırılması ve Tartışma

Kurgulanan 2 senaryo kapsamında Türkiye'nin petrole dayalı fiyatları sırasıyla mevcut ticaret yapısı ve bir ticaret merkezi olma varsayımı altında incelenmiştir. Senaryo 1'de eşbütünleşme analizi ile sadece petrol ve doğal gaz fiyatları arasındaki ilişki araştırılırken ARIMA ile fiyatların tahmini gerçekleştirilmiştir. Senaryo 2'de ise ticaret merkezi olmanın getirdiği arz ve talep faktörlerinin etkilerinin fiyatlarla olan ilişkileri incelenmiş ve VAR analizi ile yapay sinir ağları çalışmaları ile tahmin sonuçları elde edilmiştir. Her iki senaryo kapsamında hesaplanan doğal gaz fiyatı tahmin değerleri Şekil 5.21'de gösterilmiştir.




**Şekil 5.21 :** Gerçekleşen ve tahmin edilen doğal gaz fiyatları.

Ocak 2011-Aralık 2017 arasında gerçekleşen aylık fiyatlarla Ocak 2018-Aralık 2020 arasında ARIMA, VAR ve yapay sinir ağlarına göre tahmin edilen fiyatlar şekilde görüldüğü gibi elde edilmiştir. Senaryo 1 kapsamındaki ARIMA tahminiyle Senaryo 2 kapsamındaki VAR analizi tahmini benzer bir seyir izleyerek önümüzdeki 3 yıl sonunda 12,26 $/MWh seviyesine düşüş eğilimi göstermiştir. Diğer yandan yine Senaryo 2 kapsamında olan yapay sinir ağları sonuçları ise bunun tam aksine tahmin dönemi sonunda 23,53 $/MWh seviyesine artış eğilimi sergilemiştir.

Senaryo 1 gereği petrole endeksli fiyatlandırmanın devam ettiği koşullarda ARIMA analizi gelecek fiyatlarının daha da düşmeye devam edeceği sonucu göstermiştir. Ancak petrol fiyatlarının gelecekteki değişkenliği ve sahip olabileceği artış durumu, benzer bir şekilde doğal gaz fiyatlarına da yansıyacaktır. Bunun yanında Senaryo 2 ile ile doğal gaz ticaret merkezi varlığının varsayımı altında oluşan piyasa fiyatları dikkate alındığında VAR analizinde Senaryo 1 ile benzer bir davranışın ortaya çıktığı; yapay sinir ağları çalışmasıyla ise tam aksine gaz fiyatlarının artış göstereceği sonucuna varılmıştır. Yapılan istatistiksel analiz neticesinde VAR analizinin tahminleme dinamiği ilgili değişkenlerin kendi geçmiş değerlerini kullanarak sağlanmaktadır. Yapay sinir ağlarında ise gaz fiyatlarını etkileyen değişkenlerin gelecek projeksiyonları yansıtılarak gaz fiyatları ilerleyen dönemler için tahmin edilmektedir. Bu nedenle de Senaryo 2 için baz alınması gereken tahmin fiyatlarını, yapay sinir ağları çalışması sonucu elde edilen fiyatların oluşturacağı kabul edilmiştir.

# 6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu yüksek lisans tezinde öncelikle doğal gaz fiyatlarının oluşum yapıları incelenmiş ve daha sonra ticaret merkezlerinde fiyatların gerçekleşme biçimine odaklanılmıştır. Türkiye'nin mevcut piyasa yapısı düşünülerek ve bir ticaret merkezinin olduğu varsayılarak EViews 9.0 paket programı yardımıyla çeşitli analizler yapılmıştır. Böylece Türkiye'nin kısa vadeli gaz fiyatlarıyla ilgili senaryolar altında projeksiyonlar ortaya koyulmuştur.

Çalışma dünyada var olan doğal gaz piyasalarını arz-talep yönünden irdelemiş, serbest bir doğal gaz piyasasının bileşenlerine değinmiş ve fiyatlandırma mekanizmaları hakkında da bilgiler sunmuştur. Özellikle önemini her geçen gün arttıran doğal gazın uluslararası ticarette nasıl fiyatlandığı derinlemesine incelenmiştir. En belirgin iki fiyatlama yöntemi olan petrole dayalı uzun vadeli kontratlar ile spot ve vadeli işlem piyasalarını içinde barındıran ticaret merkezi kavramı detaylandırılmıştır. Petrole dayalı fiyatlandırmanın genel yapısına değinilerek gaz fiyatları üzerindeki etkileri sunulmuştur. Ardından ticaret merkezi kavramı tanımlanarak burada oluşan doğal gaz fiyatlarına hangi faktörlerin etki edebileceği tek tek tanımlanmıştır.

Bölüm 3'le birlikte Türkiye'nin doğal gaz piyasası ele alınmıştır. Mevcut piyasa yapısı, temel bazı piyasa oyuncularıyla birlikte BOTAŞ'ın rolü anlatılmıştır. Daha sonra Türkiye'nin mevcut gaz ithalat ve üretim kaynaklarının durumu güncel rakamlarla incelenerek hedeflenen yeni projelerle birlikte Türkiye'nin jeopolitik ve stratejik önemi vurgulanmıştır. Bu projeler kapsamında baştan TANAP ve Türk Akım projeleri olmak üzere diğer FSRU, gaz depolama tesisleri ve potansiyel boru hattı projelerinin Türkiye'nin hedeflerine sağlayabileceği katkılar anlatılmıştır. Gaz piyasasının bu mevcut ve potansiyel durumunun belirtilmesinin ardından Türkiye'nin neden bir doğal gaz ticaret merkezi olması gerektiği detaylıca vurgulanmıştır.

Türkiye'deki gaz fiyatları çeşitli teknikler kullanılarak analiz edilmiş ve 2020 sonuna kadar iki temel senaryo altında aylık bazda fiyat tahminlemesi yapılmıştır. Türkiye günümüzde gaz ithalatını petrole endeksli kontratlarla gerçekleştirmektedir. Senaryo 1 altında gerçekleşen fiyatların petrol fiyatlarıyla ilişkisi analiz edilmiştir ve ARIMA

yöntemi kullanılarak mevcut piyasa yapısı altında doğal gaz fiyatlarının kısa vadeli tahmini yapılmıştır. Senaryo 2 ile birlikte Türkiye'nin bir doğal gaz ticaret merkezine sahip olduğu varsayılmıştır. Bu sayede Türkiye eğer bir merkeze sahip olsaydı fiyatları hangi faktörler nasıl etkilemiş olabileceği ve kısa vadede fiyatların nasıl gelişeceği araştırılmıştır. Bu yapıya ait henüz gerçekleşmiş bir gaz fiyatı var olmadığı için de hedeflenen analizlerin yapılabilmesini sağlayabilmek adına petrole endeksli geçmiş yılların gaz fiyatları aynı dönemler için ticaret merkezinde gerçekleşmiş fiyatlar olarak varsayılmıştır. Bu senaryoyla birlikte literatür araştırmalarıyla fiyatlara etki edebilecek 10 tane bağımsız değişken tanımlanmıştır. Daha sonra bu değişkenler sırasıyla vektör otoregresif analiz ve yapay sinir ağları metodolojileri kullanılarak gaz fiyatlarıyla olan ilişkileri ortaya koyulmuş ve her iki yöntemle de bir ticaret merkezinin var olduğu varsayımı altında kısa vadeli doğal gaz fiyat tahminleri gerçekleştirilmiştir.

Fiyat tahmini çalışmaları sonucunda Senaryo 1, ARIMA analizi ile mevcut piyasa yapısının devam etmesi halinde fiyatların düşüş 2020 sonunda 12 $/MWh seviyelerine düşeceğini söylemektedir. Senaryo 2'de bir ticaret merkezi şartlarının var olduğu ve fiyatların çeşitli faktörlerden etkilendiği düşünüldüğünde VAR analizi, gaz fiyatlarının Senaryo 1'deki sonuca benzer bir şekilde 12 $/MWh civarına ineceğini; yapay sinir ağları çalışması ise bunun tam aksine fiyatların 23 $/MWh seviyesine çıkacağını hesaplamıştır. Bu analizlerin neticeleri incelendiğinde Senaryo 1'de fiyatların düşebileceği sonucuna varılsa da Şekil 5.5'te de görüldüğü gibi petrol fiyatlarının gelişiminin gaz fiyatları üzerinde çok etkin olacağı açıkça bilindiği için elde edilen bu sonuçlar gerçek piyasa şartlarını birebir yansıtamamaktadır. Diğer taraftan Senaryo 2 kapsamında VAR analiziyle de benzer sonuçlar alınmasına rağmen unutulmamalıdır ki, bu tekniğin tahminleme prensibi ilgili değişkenlerin geçmiş yıllarda aldığı değerlerle oluşmaktadır. Bu da düşünüldüğünde bu analiz gaz fiyatları ve fiyatları etkileyen faktörler arasındaki ilişkileri çok iyi açıklamakla birlikte piyasanın gelecek dinamiklerini çok iyi yansıtarak tahmin gerçekleştirebilme imkanını vermemektedir. Ancak yapay sinir ağları yardımıyla ilgili değişkenlerin de ayrı ayrı gelecekte beklenen değerleri modele dahil edildiği için Senaryo 2 kapsamında daha güvenli ve daha gerçekçi olabilecek tahmin sonuçları elde edilmiştir.

Tüm fiyat analizi çalışmalarının yanında Senaryo 2'nin uygulanması sırasında tanımlanan bağımsız değişkenlerden petrol fiyatlarının, sanayi üretim endeksinin, rüzgar ve güneş üretiminin doğal gaz fiyatlarıyla yüksek korelasyon değerlerine sahip

olduğu görülmüştür. Bu senaryoda bir ticaret merkezinde gerçekleşen gaz fiyatları için petrole dayalı kontratlarla geçmiş yıllarda oluşan gaz ithalat fiyatları kabul edildiği aslında sadece petrol fiyatlarıyla yüksek bir korelasyon olması beklenmiştir. Ancak, yapılan analizler sadece petrol fiyatlarının değil diğer 3 bağımsız değişkenle de önemli bir seviyede korelasyona sahip olunduğunu ortaya çıkarmıştır. Diğer 6 bağımsız değişkenle de belirli seviyelerde korelasyon gözlemlenmiştir. Bu sonuçlar da göstermiştir ki analizlerde diğer değişkenlerin doğrudan tanımlanamayacak etkilerinin de olabileceğini ve bunların seyrinin en azından petrole dayalı kontratlarla bile oluşacak fiyatların tahminin de bir gösterge olarak kullanılabileceği sonucuna varılmasını sağlamıştır.

Türkiye enerji kaynakları ve ticaret yolları açısından çok önemli bir jeopolitik konuma sahiptir. Ülkemizin başta 2023, 2053 ve 2071 hedefleri olmak üzere, küresel gelişmeler de düşünüldüğünde atacağı stratejik adımlar çok kritik öneme sahip olacaktır. Türkiye'nin büyüyen ekonomik yapısı enerjiye olan ihtiyacı da arttıracaktır. Bu ihtiyacın da önemli bir kısmı doğal gaz kaynaklarına yönelik olmaktadır ve maalesef Türkiye bu kaynağa ait rezervlere sahip olma konusunda yeterli zenginliğe sahip değildir. Ancak özellikle komşu coğrafyanın gaz açısından sahip olduğu büyük potansiyel, Türkiye'nin gelişen yapısı ile 3 tarafı denizlerle çevrili olması ve hemen batısında yer alan Avrupa'nın gaz arz güvenliğini sağlama isteği, Türkiye'yi doğal gaz arz ve talep noktalarının buluşma noktası yapabilmesi açısından çok büyük gerekçeler sunmaktadır. Türkiye de siyasası doğrultusunda doğru ve yerinde hamlelerle bu dönüşümü sağlamalı ve küresel ölçekte doğal gaz ticaretinde önemli bir ülke konumuna gelmeye çalışmalıdır.

Bu tez çalışması ile birlikte yapılan tüm değerlendirmeler ve analizlerin doğal gaz ticaret merkezi olunabilmesi yolunda Türkiye'ye bir bakış açısı sunulması hedeflenmiştir.

## KAYNAKLAR


**AB Komisyonu.** (2017). Quarterly Report on Natural Gas Markets (Rapor No. 10). Brüksel : AB Komisyon Raporu.

**Accenture.** (2013). Türkiye Doğal Gaz Ticareti Üssünün / Borsasının Geliştirilmesi. Petform.

**Alterman, S.** (2012). Natural Gas Price Volatility in the UK and North America (Rapor No. 60). Oxford Institute for Energy Studies.

**Avalos, R., Fitzgerald, T., Rucker, R.** (2016). Measuring the effects of natural gas pipeline constraints on regional pricing and market integration. *Energy Economics, 60,* 217-231.

**Berk, İ. ve Schulte, S.** (2017). Turkey's role in natural gas – Becoming a transit country? (Rapor No. 17/01). Köln : EWI.

**Beyazgül, D.** (2016). *Liberalisation of the Turkish Natural Gas Market.* (Doktora tezi). Politechnico Di Milano, Dipartimento di Ingegneria Gestionale, Milano.

**Bourgeois, A.** (2011). *Gas prices: models & trends* [PowerPoint Sunumu]. Bergen Energi.

**Du, Y. ve Paltsev, S.** (2014). International Trade in Natural Gas: Golden Age of LNG? (Rapor No. 271). Cambridge : MIT.

**Energy Charter Secretariat.** (2007). International Pricing Mechanisms for Oil and Gas. Brüksel: Energy Charter Secreteriat.

**EPDK.** (2013). Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu – 2012.

**EPDK.** (2014). Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu – 2013.

**EPDK.** (2017a). Elektrik Piyasası Sektör Raporu – Aralık 2017.

**EPDK. (**2017b). Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu – Aralık 2017.

**EPDK.** (2017c). Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu – 2016.

**Erkaymaz, H. ve Yaşar Ö.** (2011). Yapay Sinir Ağları ile Sıcaklık Tahmini, *5th International Computer & Instructional Technologies Symposium*. Elazığ, Türkiye : Fırat Üniversitesi

**Foss, M.** (2011). The Outlook for US Gas Prices in 2020: Henry Hub at $3 or $10? (Rapor No. 58). Oxford Institute for Energy Studies.

**Free Software Foundation**. (2017). R (Sürüm 3.5.0) [Yazılım].

**Geng, J., Ji, Q., Fan, Y.** (2014). A dynamic analysis on global natural gas trade network. Applied Energy, 132, 23-33.

**Göral, F.** (2015). Doğal Gaz Fiyatlarını Etkileyen Faktörler: Panel Veri Analizi. Hacettepe Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, Ankara.

**Guerra, A., Shen, A., Zhao, T.** (2012). *Determinants of Natural Gas Spot Prices.* http://faculty.babson.edu/goldstein/Teaching/FIN3560Fall2012/2012%20group%20projects/Natural%20Gas/Group%20Project_FIN3560-01_Natural%20Gas.pdf adresinden alınmıştır.

**IEA.** (2012). Gas Pricing and Regulation – China's Challenges and IEA Experience.

**IEA.** (2013). Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia.

**IEA.** (2016). Energy Policies of IEA Countries – Turkey Review.

**IEA.** (2018). Global Gas Security Review.

**IGU.** (2017). Wholesale Gas Price Survey – A Global Review of Price Formation Mechanisms.

**IHS Markit.** (2015). EViews (Sürüm 9.0) [Yazılım].

**IRENA.** (2017). Renewable Energy Statistics 2017.

**Işık, N., Acar, M., Işık, H.** (2004). Enflasyon ve Döviz Kuru İlişkisi: Bir Eşbütünleşme Analizi. *Süleyman Demirel Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi*, 2, 325-340.

**Kaynar, O. ve Taştan, S.** (2009a). Zaman Serisi Analizinde MLP Yapay Sinir Ağları ve ARIMA Modelinin Karşılaştırılması. *Erciyes Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi*, *33*, 161-172.

**Kaynar, O. ve Taştan, S.** (2009b). Zaman Serileri Tahmininde ARIMA-MLP Melez Modeli. Atatürk Üniverstesi İktisadi ve İdari Bilimler Dergisi, 3, 141-149.

**Lebe, F. ve Tayfur, B.** (2011). *Taylor Kuralı: Türkiye için Bir Vektör Otoregresif Model Analizi*. https://www.researchgate.net/publication/227428085 adresinden erişildi.

**Leidos.** (2014). Global Natural Gas Markets Overview. EIA.

**Mastrangelo, E.** (t.y.). An Analysis of Price Volatility in Natural Gas Markets. EIA.

**Melling, A.** (2010). Natural Gas Pricing and Its Future – Europe as The Bottleground. Washington : Carnegie Endowment for International Peace.

**Mishra, P.** (2012). Forecasting Natural Gas Price – Time Series and Nonparametric Approach, *World Congress on Engineering 2012*. Londra, İngiltere.

**Misund, B. ve Oglend, A.** (2016). Supply and demand determinants of natural gas price volatility in the UK: A vector autoregression approach. *Energy*, *111*, 178-189.

**Mulder, M., Hulshof, D., Maat, J.** (2016).Market fundamentals, competition and natural-gas prices. *Energy Policy*, *94*, 480-491.

**Özdemir, V.** (2015). Avrupa Gaz Piyasası: Uzun Erimli Kontratlar mı Spot Piyasa mı? (Rapor No. 13). EPPEN.

**Özden, A. ve Haçikoğlu, M.** (2018). Enerji Sektörü. İstanbul : A&T Bank Sektör Raporu.

**Öztemel, E.** (2012). *Yapay Sinir Ağları*.

http://www.papatya.gen.tr/PDF/yapay_sinir_aglari.pdf adresinden erişilmiştir.

**Öztürk, A.** (2017). Doğal Gaz Sektör Raporu. Türkiye İş Bankası.

**Prognos.** (2017). *Current Status and Perspectives of the European Gas Balance*. https://www.prognos.com/en/publications/publications/690/show/6cc1f00f48b3cbfb40b3e384c9166b42/ adresinden alınmıştır.

**Rzayeva, G.** (2018). Gas Supply Changes in Turkey (Rapor No. 24). Oxford : OIES.

**Slaba, M., Gapko, P., Klimesova, A.** (2013). Main drivers of natural gas prices in the Czech Republic after the market liberasation, *Energy Policy, 52,* 199-212.

**Stern, J. ve Rogers, H.** (2014). The Dynamics of a Liberalised European Gas Market (Rapor No. 94). Oxford : OIES.

**Swissquote.** (2015). *Natural Gas – Fact Sheet*. https://en.swissquote.com/fx/files/swissquote.com.fx/SQB-FactSheet_NaturalGas-EN.pdf

**Şanlı, B.** (2017). Doğal gaz fiyatlarını yenilenebilir enerji mi belirleyecek. *Enerji panorama,* 5, 51-57.

**Tarı, R. ve Bozkurt, H.** (2006). *Türkiye'de İstikrarsız Büyümenin VAR Modelleri ile Analizi*, İstanbul Üniversitesi İktisat Fakültesi Ekonometri ve İstatistik Dergisi.

**TPAO.** (2017). 2016 Yılı Ham Petrol ve Doğal Gaz Sektör Raporu.

**TÜREB.** (2018). Rüzgar Enerjisi Ocak Ayı İstatistik Raporu.

**Türkiye Kömür İşletmeleri.** (2015). Kömür (Linyit) Sektör Raporu.

**Watson, M.** (1994). Handbook of Econometrics. R.F. Engle ve D.L. McFadden (editörler), Vector Autoregressions and Cointegration (4. Baskı, 2844-2910).

**Yorucu, V. ve Bahramian, P.** (2015). Price modelling of natural gas for the EU-12 countries: Evidence from panel cointegration. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, *24*, 464-472.

**Yüksel, R. ve Akkoç, S.** (2016). Altın Fiyatlarının Yapay Sinir Ağları ile Tahmini ve Bir Uygulama, *Doğuş Üniversitesi Dergisi*, *17*, 39-50.

**Url-1** <*http://www.gazpromexport.ru/en/projects/transportation/*>, erişim tarihi 21.04.2018.

**Url-2** <*https://www.timera-energy.com/bleeding-value-from-residual-foreign-exchange-risk/*>, erişim tarihi 21.04.2018.

**Url-3** <*http://www.efet.org/energy-markets/gas-market/european-gas-hub-study/*>, erişim tarihi 29.04.2018

**Url-4** <h*ttps://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=natural_gas_factors_affecting_prices*>, erişim tarihi 21.04.2018.

**Url-5** <*https://www.eia.gov/analysis/*>, erişim tarihi 05.04.2018.

**Url-6** <*https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/RBRTED.htm*>, erişim tarihi 23.04.2018.

**Url-7** <*https://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=colombian-coal&months=240*>, erişim tarihi 04.02.2018.

**Url-8** <*http://markets.businessinsider.com/commodities/historical-prices/co2-emissionsrechte/euro/7.9.2003_7.10.2017*>, erişim tarihi 04.02.2018.

**Url-9** <*https://www.mgm.gov.tr/veridegerlendirme/gun-derece.aspx?g=yillik&m=06-00&y=2012&a=02#sfB*>, erişim tarihi 24.02.2018.

**Url-10** <*http://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-0-95/dogal-gazaylik-sektor-raporu*>, erişim tarihi 23.04.2018.

**Url-11** <*http://www.tuik.gov.tr/PreTablo.do?alt_id=1024*>, erişim tarihi 04.02.2018.

**Url-12** <*https://www.teias.gov.tr/tr/elektrik-istatistikleri*>, erişim tarihi 23.04.2018.

**Url-13** <*https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/uretim/gerceklesen-uretim/gercek-zamanli-uretim.xhtml*>, erişim tarihi 04.02.2018.

**Url-14** <*http://www.enerjiatlasi.com/elektrik-uretimi/gunes*>, erişim tarihi 23.04.2018.

## ÖZGEÇMİŞ



**Ad-Soyad** **:** Hakan Nalbant

**Doğum Tarihi ve Yeri** **:** 09.07.1992 / İstanbul

**E-posta** **:** nalbant.hakan92@gmail.com

## ÖĞRENİM DURUMU

- **Lisans** **:** 2015, İstanbul Teknik Üniversitesi, İşletme Fakültesi, Endüstri Mühendisliği