



**SPOT DOĞAL GAZ FİYATLARINI ETKİLEYEN FAKTÖRLERİN
PANEL VERİ MODELİ İLE ANALİZİ: TÜRKİYE İÇİN ÖNERİLER**

(Yüksek Lisans Tezi)

Deniz SEVİNÇ

Kütahya - 2018

T.C.
KÜTAHYA DUMLUPINAR ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
Finans Anabilim Dalı

Yüksek Lisans Tezi

**SPOT DOĞAL GAZ FİYATLARINI ETKİLEYEN FAKTÖRLERİN
PANEL VERİ MODELİ İLE ANALİZİ: TÜRKİYE İÇİN ÖNERİLER**

Dr. Öğr. Üyesi Hakan ÇELİKKOL

Hazırlayan:
Deniz SEVİNÇ

Kütahya-2018

Kabul ve Onay

Deniz Sevinç'in hazırladığı "Spot Doğal Gaz Fiyatlarını Etkileyen Faktörlerin Panel Veri Modeli ile Analizi: Türkiye İçin Öneriler" başlıklı Yüksek Lisans tez çalışması, jüri tarafından lisansüstü yönetmeliğinin ilgili maddelerine göre değerlendirilip oybirliği / oyçokluğu ile kabul edilmiştir.

.../.../2018

Tez Jürisi	İmza	
	Kabul	Red
Prof. Dr. Mehmet BAŞAR		
Prof. Dr. Mustafa Mesut KAYALI		
Dr. Öğr. Üyesi Hakan ÇELİKKOL		

Doç. Dr. Ayhan KAHRAMAN

Enstitü Müdürü

Yemin Metni

Yüksek lisans tezi olarak sunduğum “Spot Doğal Gaz Fiyatlarını Etkileyen Faktörlerin Panel Veri Modeli ile Analizi: Türkiye İçin Öneriler” adlı çalışmamın, tarafımdan bilimsel ahlak ve geleneklere aykırı düşecek bir yardıma başvurmaksızın yazıldığını ve yararlandığım kaynakların kaynakçada gösterilenlerden oluştuğunu, bunlara atıf yapılarak yararlanılmış olduğunu belirtir ve bunu onurumla doğrularım.

...../...../2018

Deniz SEVİNÇ

ÖZGEÇMİŞ

1994 yılında Kütahya'nın Dumlupınar ilçesinde doğdu. İlköğretimini Kütahya Dumlupınar Gazi İlköğretim Okulu'nda, Ortaöğretimini Kütahya Abdurrahman Paşa İlköğretim Okulu'nda, lise öğrenimini ise Kütahya Ali Güral Anadolu Lisesi'nde tamamladı. 2011 yılında Hacettepe Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi İngilizce İşletme bölümüne başladı ve 2016 yılında mezun oldu. Aynı yılda Kütahya Dumlupınar Üniversitesi İşletme Bölümü Finans Anabilim Dalı'nda yüksek lisans eğitimine başladı. Ocak 2018 yılından itibaren Anadolu Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi İşletme Bölümü Muhasebe ve Finansman Anabilim Dalı'nda araştırma görevlisi olarak çalışmaktadır.



ÖZET

SPOT DOĞAL GAZ FİYATLARINI ETKİLEYEN FAKTÖRLERİN PANEL VERİ MODELİ İLE ANALİZİ: TÜRKİYE İÇİN ÖNERİLER

SEVİNÇ, Deniz

Yüksek Lisans Tezi, Finans Anabilim Dalı

Tez Danışmanı: Dr. Öğr. Üyesi Hakan ÇELİKKOL

Eylül, 2018, 144 Sayfa

Bu çalışma, spot doğal gaz fiyatları ile petrol, altın, kömür fiyatları, reel efektif döviz kuru endeksi ve doğal gaz talep miktarı arasında ilişki olup olmadığını analiz etmeyi amaçlamaktadır. Böylece Türkiye’de kurulması gündemde olan doğal gaz spot piyasasının nelerden etkilenebileceği belirlenmeye ve öneriler getirilmeye çalışılacaktır. Bu doğrultuda başarılı bir şekilde işleyen beş ülkenin spot piyasalarındaki Ocak 2010-Mart 2018 dönemlerine ilişkin aylık veriler kullanılmıştır.

Spot doğal gaz fiyatları ile bağımsız değişkenler arasındaki ilişkinin incelenmesi için öncelikle yatay kesit, birim kök, eş bütünleşme ve nedensellik testleri uygulanmıştır. Daha sonra değişkenlerin analizi için statik ve dinamik panel veri modelleri kullanılmıştır. Statik panel veri modellerinin çalışma için uygun olmadığı ve hatalı sonuçlar verdiği görülmüştür. Bu nedenle çalışmada bağımlı değişkenin gecikmeli değerinin de modele eklendiği dinamik panel veri modellerinden Arellano-Bover/Blundell-Bond’un Sistem GMM modelinin sonuçları esas alınmıştır.

Çalışmada uygulanan modelde kullanılan tüm bağımsız değişkenlerin ve bağımlı değişkenin gecikmeli değerinin spot doğal gaz fiyatlarını açıkladığı sonucuna ulaşılmıştır. Elde edilen bulgulara bağlı olarak Türkiye’de kurulacak olan spot piyasa ile ilgili öneriler sunulmuştur.

Anahtar Kelimeler: Spot Doğal Gaz Piyasası, Spot Doğal Gaz Fiyatları, Panel Veri Modeli

ABSTRACT**SPOT NATURAL GAS PRICES AFFECTING FACTORS OF THE PANEL DATA
ANALYSIS: SUGGESTIONS FOR TURKEY****SEVİNÇ, Deniz****M.A. Thesis, Department of Finance****Supervisor: Asst. Prof. Hakan ÇELİKKOL****September, 2018, 144 Pages**

This study aims to analyze whether there is a relation between natural gas spot prices and oil, gold, coal prices and real effective exchange rate index and gas demand. With results of the analyse, natural gas spot markets to be established in Turkey has tried to determine what will be affected and suggestions have been made. In this study, five countries' prices of natural gas spot markets that succesfully operated and monthly data for the January 2010-March 2018 period were used.

In order to examine the relationship between natural gas spot prices and independent variables, cross-section dependence, unit root, cointegration and causality tests were applied. Then static and dynamic panel data models were used to analyze the variables. Static panel data models are not suitable for operation and have been shown to give erroneous results. For this reason, the results of the system GMM model of Arellano-Bover / Blundell-Bond in dynamic panel data models which include lagged variable of gas spot price are taken as basis.

In the model applied in the study, oil, gold and coal prices, real effective exchange rate index, demand and lagged variable of natural gas spot price are reached as the explanatory variables of natural gas spot prices. After results of model, recommendations regarding the spot market to be established in Turkey are presented.

Key Words: Natural Gas Spot Market, Natural Gas Spot Prices, Panel Data Model

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖZET	v
ABSTRACT	vi
İÇİNDEKİLER.....	vii
TABLolar LİSTESİ	x
ŞEKİL VE HARİTALAR LİSTESİ	xi
GRAFİKLER LİSTESİ	xii
SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ	xiii
GİRİŞ.....	1

BİRİNCİ BÖLÜM

DOĞAL GAZ SEKTÖRÜ

1.1. Doğal Gaz, Keşfedilişi ve Kullanım Süreci	5
1.1.1. Geleneksel Olmayan Doğal Gaz (Kaya Gazı).....	6
1.1.2. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG)	7
1.2. Doğal Gaz Sektörü	8
1.2.1. Doğal Gaz Rezervleri	8
1.2.2. Doğal Gaz Üretimi	10
1.2.3. Doğal Gaz Tüketimi	12
1.2.4. Doğal Gaz Ticareti ve Depolama Faaliyetleri.....	14
1.2.5. Küresel Doğal Gaz Piyasasındaki Başlıca Aktör Ülkeler	17
1.2.5.1. Rusya	18
1.2.5.2. ABD	19

1.2.5.3. Hazar Havzası Ülkeleri.....	19
1.2.5.4. İran.....	22
1.2.5.5. Katar	24
1.2.5.6. Norveç	24
1.2.5.7. Kanada.....	25
1.2.5.8. Japonya	25
1.2.5.9. Çin	26

İKİNCİ BÖLÜM

DOĞAL GAZ PİYASALARI VE FİYATLANDIRMA YÖNTEMLERİ

2.1. Doğalgaz Piyasaları ve Fiyatlandırma Yöntemleri	28
2.1.1. Fiziki Doğal Gaz Piyasaları ve Fiyatlandırma Yöntemleri	30
2.1.1.1. Doğal Gaz Spot Piyasaları ve Fiyatlandırma Yöntemleri	32
2.1.1.1.1. Doğal Gaz Ticaret Merkezleri (Hub).....	33
2.1.1.1.2. Spot Doğal Gaz Piyasaları.....	34
2.1.1.1.2.1. ABD Spot Doğal Gaz Piyasası.....	34
2.1.1.1.2.2. Kanada Spot Doğal Gaz Piyasası.....	37
2.1.1.1.2.3. İngiltere Spot Doğal Gaz Piyasası.....	38
2.1.1.1.2.4. Belçika Spot Doğal Gaz Piyasası	39
2.1.1.1.2.5. Hollanda Spot Doğal Gaz Piyasası.....	41
2.1.2. Finansal Doğal Gaz Piyasaları ve Fiyatlandırma Yöntemleri	42
2.2. Türkiye Doğal Gaz Piyasası.....	44
2.2.1. BOTAŞ (Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.).....	44
2.2.2. Doğal Gaz Rezervleri	46
2.2.3. Üretim ve Tüketim	46
2.2.4. Türkiye’de Doğal Gaz Ticareti ve Depolama	49
2.2.5. Doğal Gaz Toptan Satışı.....	51
2.2.6. Türkiye Doğal Gaz Boru Hatları	53
2.2.7. Türkiye’nin Doğal Gaz Politikası.....	58
2.2.8. Türkiye Doğal Gaz Piyasası’nda Serbestleşme Süreci.....	61

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

SPOT DOĞAL GAZ FİYATLARINI ETKİLEYEN FAKTÖRLERİN PANEL VERİ MODELİ İLE ANALİZİ: TÜRKİYE İÇİN ÖNERİLER

3.1. LİTERATÜR TARAMASI	70
3.2. ARAŞTIRMANIN AMACI	79
3.3. ARAŞTIRMANIN VERİLERİ	80
3.4. ARAŞTIRMANIN YÖNTEMİ	81
3.5. MODEL VE BULGULAR.....	82
3.5.1. Panel Veri Analizi	82
3.5.2. Yatay Kesit Bağımlılığı Testi.....	84
3.5.3. Panel Birim Kök Testleri.....	86
3.5.4. Panel Eş bütünleşme Testi.....	87
3.5.5. Nedensellik Testi	89
3.5.6. Statik Panel Veri Modelleri	90
3.5.6.1. Klasik Panel Veri Modeli	90
3.5.6.2. Sabit Etkiler Modeli	92
3.5.6.3. Rassal Etkiler Modeli	94
3.5.6.4. Statik Panel Veri Modeline Karar Vermek İçin Yapılan Testler.....	96
3.5.7. Dinamik Panel Veri Modelleri	98
3.5.7.1. Arellana-Bond Araç Değişkenli Dinamik Panel Veri Modeli.....	99
3.5.7.2. Arellano-Bover/Blundell-Bond Araç Değişkenli Dinamik Panel Veri Modeli.....	99
3.5.7.3. Araç Değişkenleri için Yapılan Testler	101
3.6. BULGULARIN YORUMLANMASI	103
SONUÇ: TÜRKİYE İÇİN ÖNERİLER.....	108
KAYNAKÇA.....	114

TABLOLAR LİSTESİ

Sayfa

Tablo 1.1: 1990-2040 Dönemi Bölgelere Göre Doğal Gaz Üretimi (Tahmini- m^3).....	12
Tablo 1.2: 1990-2040 Dönemi Bölgelere Göre Doğal Gaz Tüketimi (Tahmini- m^3).....	14
Tablo 1.3: Hazar Havzası Ülkeleri Kanıtlanmış Doğal Gaz Rezervleri (tm^3).....	20
Tablo 2.1: Avrupa Finansal Piyasaları ve Vadeli İşlem Türleri	43
Tablo 2.2: 2016 Yılı Doğal Gaz Üretimi Yapan Şirketlerin Üretim Miktarı (Milyon m^3).47	
Tablo 2.3: Türkiye'nin Doğal Gaz İthalatı Gerçekleştirdiği Ülkeler.....	50
Tablo 2.4: 2007-2017 Yılları İhracat Miktarları(milyon m^3).....	50
Tablo 3.1: Literatür Taraması	79
Tablo 3.2: Veri Setini Oluşturan Değişkenler.....	81
Tablo 3.3: Breusch-Pagan LM Yatay Kesit Bağımlılığı Testi.....	85
Tablo 3.4: ADF Birim Kök Testi	87
Tablo 3.5: Westerlund Eş bütünleşme Testi	88
Tablo 3.6: Dumetrescu-Hurlin Nedensellik Testi	90
Tablo 3.7: Klasik Panel Veri Analizi	92
Tablo 3.8: Yatay Kesite Bağlı Sabit Etkiler Modeli	93
Tablo 3.9: Yatay Kesite Bağlı Rassal Etkiler Modeli.....	95
Tablo 3.10: Zaman Boyutuna Bağlı Rassal Etkiler Modeli	95
Tablo 3.11: Breusch-Pagan LM Testi	96
Tablo 3.12: Hausman Testi	97
Tablo 3.13: Arellano-Bover/Blundell-Bond GMM Yöntemi ile Dinamik Panel Veri Analizi	101
Tablo 3.14: Sargan Testi	102
Tablo 3.15: Arellano-Bond Otokorelasyon Testi.....	102

ŞEKİL VE HARİTALAR LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1: Doğal Gaz Piyasaları Gelişim Süreci ve Fiyatlamalar	30
Şekil 2.2: 350 ve 397 Sayılı Kararname Sonrası Türkiye Doğal Gaz Piyasası Yapısı	64
Şekil 2.3: 4646 Sayılı Sonrası Doğal Gaz Piyasası	65
Harita 1.1: Dünya Kanıtlanmış Doğal Gaz Rezervleri.....	8
Harita 1.2: Dünya Doğal Gaz Ticareti ve Başlıca Rotalar (Milyar m ³) - 2016.....	16
Harita 1.3: Güney Pars- Kuzey Sahası Doğal Gaz Alanları.....	23
Harita 2.1: Türkiye Doğal Gaz Boru Hatları.....	53

GRAFİKLER LİSTESİ

Sayfa

Grafik 1.1: Dünya Üzerindeki Kanıtlanmış Rezervlerin Bölgelere Yüzde Olarak Dağılımı	9
Grafik 1.2: Ülke Bazında Doğal Gaz Rezervleri	9
Grafik 1.3: 2000 – 2016 Yılları Arası Bölgelere Göre Doğal Gaz Üretimi	11
Grafik 1.4: En Fazla Doğal Gaz Üreten Ülkeler	11
Grafik 1.5: Bölgelere Göre Doğal Gaz Tüketimi (1965-2015)	13
Grafik 1.6: Sektörlere Göre Doğal Gaz Tüketimi	13
Grafik 1.7: Küresel Doğal Gaz Ticareti	14
Grafik 1.8: 2016 Yılı Ülke Bazında Dünya Doğal Gaz İhracatı	15
Grafik 1.9: 2016 Yılı Ülke Bazında Dünya Doğal Gaz İthalatı	15
Grafik 1.10: Bölgelere Göre Doğal Gaz Depolama Kapasiteleri (2015)	17
Grafik 2.1: ABD Spot Piyasasında Doğal Gaz Fiyatları (Henry Hub).....	37
Grafik 2.2: Türkiye'nin Yıllara Göre Doğal Gaz Üretim Miktarları (2002-2017).....	48
Grafik 2.3: Türkiye Doğal Gaz Tüketim Miktarı (1990-2016)	48
Grafik 2.4: Türkiye Doğal Gaz Üretim ve Tüketim Miktarları (2002-2016).....	49
Grafik 2.5: 2016 Yılı Şirketlerin Toptan Satıştaki Payları	52

SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ

D_{it}	Yatay Kesit/Zaman Boyutunun Sabit Olduğu Kukla Değişken
$\hat{P}$	Kalıntıların İkili Korelasyonunu Örnek Tahmini
Z'_i	Zaman Değişmezi Değişken
d_t	Sabit ve Trendi Gösteren Vektör
$y_{i,t-1}$	Bağımsız Değişkenin Gecikmeli Değeri
y_{it}	i biriminin t zaman dönemindeki gözlemi
α_j	Kukla Değişkene Ait Sabit Terim
δ_1	Bağımsız Değişkenin Gecikmeli Açıklayıcı Değişkeninin Katsayısı
ι_T	T Boyutunun Birim Vektörü
μ'_i	Uzun Dönem Parametresi
σ^2	Varyans
φ_i	Kısa Dönem Parametresi
χ^2	Ki-Kare
$\Delta\hat{u}$	İki Aşamalı Tahminden Elde Edilen Kalıntı
AB	Avrupa Birliği
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
ADF	Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test (Genişletilmiş Dickey-Fuller Birim Kök Testi)
BOO	Built-Own-Operate (Yap-Sahiplen-İşlet)
BOT	Built-Operate-Transfer (Yap-İşlet-Devret)
BOTAŞ	Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
BP	British Petrol
Btu	British Thermal Unit
CNG	Compress Natural Gas (Sıkıştırılmış Doğal Gaz)
COV	Kovaryans
CREG	Committee for Regulation of Electricity and Gas) (Elektrik ve Gaz Düzenleme Komisyonu)
DGPK	Doğal Gaz Piyasası Kanunu
EEX	European Gas Exchange
EGO	Elektrik, Gaz ve Otobüs Genel Müdürlüğü
EKK	En Küçük Kareler Yöntemi
EPDK	Enerji Piyasaları Düzenleme Kurumu
EPIAŞ	Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (Federal Enerji Düzenleme Komisyonu)
FPC	Federal Petrol Commission (Federal Petrol Komisyonu)
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit (Yüzer LNG Depolama ve Gazlaştırma Ünitesi)
ft^3	Fit Küp
GGK	Güney Gaz Koridoru
GME	Gestore dei Mercati Energetici (İtalya Enerji Piyasası)
GMM	Generalized Method of Moments (Genelleştirilmiş Momentler Yöntemi)
GRF	Günlük Referans Fiyat
GTS	Gas Transfer Services (Gaz İletim Servisleri)

H₀	Sıfır Hipotezi
H_A	Alternatif Hipotez
ICE	Intercontinental Exchange
IEA	International Energy Agency (Uluslararası Enerji Ajansı)
IMF	International Money Fund (Uluslararası Para Fonu)
INOGATE	International Oil and Gas Transport to Europe
ISI	Import Substitution Industrialization (İthal İkameci Sanayileşme)
İ	Yatay Kesit Birimi
İGDAŞ	İstanbul Gaz Dağıtım Sanayii ve Ticaret Anonim Şirketi
k	Bağımsız değişkenin t zamanında i. birim değeri
LM	Lagrange Multiplier (Lagrange Çarpanı)
LNG	Liquified Natural Gas (Sıvılaştırılmış Doğal Gaz)
LPG	Liquified Petrol Gas (Sıvılaştırılmış Petrol Gazı)
m³	Metre Küp
NBP	National Balancing Point
NYMEX	New York Mercantile Exchange (New York Ticaret Borsası)
PİGM	Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
PJM	Pennsylvania, New Jersey and Maryland Interconnetion
PUC	Public Utilities Comission (Kamu Şirketleri Komisyonu)
SIC	Scwarz Info Criterion (Scwarz Bilgi Kriteri)
STP	Sürekli Ticaret Platformu
t	Zaman
TANAP	Trans Anadolu Boru Hattı Projesi
TAP	Trans Adriyatik Boru Hattı Projesi
TEAŞ	Türkiye Elektrik Üretim-İletim Anonim Şirketi
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEK	Türkiye Elektrik Kurumu
tm³	Trilyon Metre Küp
TMB	Taşıma Miktarı Bildirimi
TMDB	Taşıma Miktarı Değiştirilmiş Bildirimi
TOR	Transfer of Operating Rights (İşletme Haklarının Devri)
TPAO	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TTF	The Title Transfer Facility
UDN	Ulusal Dengeleme Noktası
WTI	West Texas Intermediate (Batı Teksas Ham Petrolü)
X	Bağımsız Değişken
Y	Bağımlı Değişken
ZEE	Zeebrugge Hub
α	Sabit Birim
β	Eğim Katsayısı
p	Z'nin sütun sayısı
ε	Hata Terimi



TEZ METNİ

GİRİŞ

Artan nüfusla birlikte hızla gelişen teknoloji ve sanayi, enerji kaynaklarını giderek daha önemli hale getirmektedir. 21. yüzyıla kadar en önemli enerji kaynağı olarak petrol kabul edilmiştir. Ancak enerji ihtiyacının giderek artması, yenilenemez enerji kaynağı olan petrolün tek başına yetersiz kalmasına neden olmuştur. Bunun yanında petrol rezervlerinin dünya çapında homojen dağılmaması, petrol yataklarına sahip ülkelerin yanı sıra diğer ülkelerin de bu rezervlerle yakından ilgilenmesine yol açmıştır. Petrolün küresel arenadaki bu durumu ülkelerin enerji ve ekonomi politikalarını da etkilemiş, petrol hem önemli bir ticari ürün hem de koz olarak kullanılmaya başlamıştır.

1960 ve 1970'lerdeki petrol krizlerinde fiyatların bir anda artması, dünyayı yeni/alternatif enerji kaynağı arayışlarına itmiştir. Buna ek olarak kentleşme ve sanayi ile birlikte ortaya çıkan hava kirliliği ve küresel ısınma sorunu, ülkeleri daha temiz yenilenemez enerji kaynaklarına ile rüzgâr, güneş, jeotermal gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına, dolayısıyla çeşitlendirmeye yöneltmiştir.

Milattan önce keşfedilen ve kullanılan doğal gaz, arama ve üretim teknolojilerinin çok fazla gelişmemesi nedeniyle günümüze kadar kısıtlı bir kullanım alanı bulabilmiştir. Ancak yeni rezervlerin keşfedilmeye başlaması ve yeni iletim yollarının bulunması, doğal gazın bilinirliğini arttırmıştır. İkinci Dünya Savaşı'na kadar, doğal gaz üreten ülkeler az sayıda boru hattıyla belirli kentlere veya komşu ülkelere gaz akışı sağlamış, bu tarihten sonra boru hattı ile ilgili teknolojilerin gelişmesiyle birlikte gaz ticareti yavaş yavaş diğer ülkelere de yayılmıştır. Özellikle 1970'lerdeki petrol krizi doğal gaz için dönüm noktası olmuştur. Petrole alternatif enerji kaynağı olarak görülen doğal gazla ilgili arama, üretim ve ticaret çalışmaları giderek artmış ve dünya çapında kullanılmaya başlanmıştır. Doğal gazın da petrol gibi dünyanın belirli bölgelerinde yoğunlaşması nedeniyle, ülkelerarası boru hatları kurulmuş ve okyanus ötesine taşınması için de LNG (liquified natural gas) geliştirilmiştir. Böylece ülkeler arasında konusu doğal gaz olan yeni ticaret anlaşmaları yapılmaya başlanmış ve hatta ortak arama çalışmalarının da temelleri atılmıştır.

Doğal gazın hızla yaygınlaşması petrolün önemini sarsmış gibi görünse de tam tersi etkiye yol açmıştır. Doğal gaz rezervine sahip ülkeler aynı zamanda petrol kaynaklarına da sahip oldukları ve doğal gaz üreten şirketler de aynı şekilde petrol üreticisi oldukları için, doğal gaz ticareti hem ülke içinde hem de uluslararası ticarete petrole endeksli konuma

gelmiştir. İhracatçı ülkeler ve şirketler, petrol fiyatlarına dayalı uzun süreli anlaşmalarla kendilerini güvence altına alırken, doğal gaz talep eden ülkeler petrol fiyatlarındaki dalgalanmalar, “al ya da öde” şartlı uzun süreli anlaşmalar ve ihracatçı ülkelerin doğal gazı politik araç olarak kullanmaları yüzünden arz güvenliğinde sorunlar yaşamaya başlamıştır. Ayrıca tüm ülkelerde doğal gaz ticaret anlaşmalarını ve gaz iletimini tek bir şirketin üstlenmesi ve bu şirketlerin genel olarak kamu kuruluşu niteliğinde olması, tekelci yapıya neden olmuş bu da tüketiciler açısından fiyat ve alma zorunluğu dezavantajı doğurmuştur.

Tüm bu gelişmeler yalnızca doğal gaz piyasasında değil diğer enerji kaynaklarında da yaşanmıştır. Bu nedenle ülkeler yavaş yavaş elektrik ve doğal gaz gibi enerji piyasalarını serbestleştirmeye başlamıştır. İlk olarak ABD ve Kanada’da daha sonra da Avrupa’da yayılan serbestleşme çalışmalarıyla, doğal gaz tedarik ve iletimi rekabete açılmış, doğal gazın piyasada fiyatlandığı spot piyasalar ve sonrasında da vadeli işlem piyasaları kurulmuştur.

Bu çalışmanın amacı öncelikle küresel doğal gaz spot fiyatlarının hangi faktörlerden etkilendiğinin ve serbestleşmeye rağmen petrolle ortak hareket edip etmediğinin incelenmesidir. Buna bağlı olarak Türkiye’de de başlayan serbestleşmenin ve yeni kurulacak olan doğal gaz spot piyasasındaki fiyatların nelerden etkilenebileceği belirlenmeye ve arz ve fiyat güvenliği için neler yapılması gerektiği hakkında öneriler getirilmeye çalışılacaktır.

Bu amaç doğrultusunda çalışma üç ana bölüme ayrılmıştır. Birinci bölümde, dünya doğal gaz sektörüne ilişkin rezerv, üretim, tüketim, ticaret ve depolama faaliyetleri ile doğal gaz sektöründeki önemli ülkeler hakkında genel bilgiler verilmiştir. İkinci bölümde, fiziki ve finansal doğal gaz piyasaları ile bu piyasalardaki gelişim ve uygulanan fiyatlandırma yöntemleri üzerinde durulduktan sonra Türkiye’de doğal gaz piyasasının oluşumu ve piyasa yapısı incelenerek, yaşanan serbestleşme sürecinden ve devamında nasıl bir piyasa yapısının oluşacağından bahsedilmiştir. Üçüncü bölümde ise önce literatürde doğal gaz piyasaları ile ilgili yapılan ve doğal gaz spot fiyatları ile makro-ekonomik değişkenler arasındaki ilişkileri inceleyen çalışmalar hakkında bilgi verilmiştir. Daha sonra, doğal gaz spot fiyatlarını etkileyen faktörlerin incelenmesi için spot piyasaya sahip ülkelerdeki doğal gaz spot fiyatları ile belirlenen makro-ekonomik değişkenlerden oluşturulan veri seti, panel veri modeli ile analiz edilmiştir. Son olarak, analiz sonucunda elde edilen bulgular yorumlanmış ve

Türkiye’de kurulması gündemde olan doğal gaz spot piyasası ile ilgili olarak öneriler getirilmeye çalışılmıştır.





BİRİNCİ BÖLÜM

DOĞAL GAZ SEKTÖRÜ

1.1.Doğal Gaz, Keşfedilişi ve Kullanım Süreci

Doğal gaz, metan başta olmak üzere etan, propan, bütan gibi yanıcı hidrokarbon gazların karışımından oluşan, renksiz ve kokusuz fosil bir yakıttır. Diğer fosil yakıtlarla karşılaştırıldığında daha düşük seviyede zararlı yan ürünü havaya veren bir enerji kaynağı olduğu görülür (Victor vd., 2006:6). TDK tarafından “yer gazı” olarak adlandırılan doğal gazın rafine edilmiş yani enerji kaynağı olarak kullanılabilir hali ise neredeyse saf metandır. Bu haliyle doğal gaz kuru bir gaz olarak kabul edilir (www.tdk.gov.tr, 12.11.2017).

Doğal gaz petrol ve kömür gibi; milyonlarca yıllık hayvan, bitki ve mikroorganizma kalıntılarından oluşan bir fosil yakıttır. Bu kalıntıların deniz tabanına çökerek çok uzun sürede çökelti kayalarının arasına gömülmesi, derinliğin artışıyla yüksek basınç altında sıkışması ve bu sıkışmanın yeryüzünün altında bulunan yüksek sıcaklıkla buluşmasıyla doğal gaz meydana gelir. Sıcaklığın daha düşük seviyede olduğu yerlerde ise petrol yatakları oluşur.

Çeşitli şekillerde ölçümü bulunsada doğal gaz için yaygın olarak “fit küp” (cubic feet - cf) ve “metre küp” (cubic meter – m³) olarak ifade edilen hacim ölçüleri kullanılır (1 ft³ = 0.02831685 m³). Bunun yanında enerji miktarı ölçümü olarak tanımlanan Btu (British thermal unit) cinsinden de doğal gaz ölçümü yapılmaktadır (1 m³ = 1.027 Btu).

Doğal gazın keşfi M.Ö. 6000 – 2000 yılları arasında İran ve Azerbaycan’ın bulunduğu bölgede gerçekleşmiştir. Doğal gaz sızıntıları üzerine yıldırımın düşmesiyle Persler doğal gazı keşfetmiş ve ateş yakmak için kullanmışlardır. Bunun yanında M.Ö. 500 yıllarında doğal gazın neden olduğu alevlerin ilahi bir olay olarak kabul edilmesine karşın, Çinliler doğal gazın yüzeye ulaştığı yerleri keşfederek bu alevleri kullanmayı öğrenmişlerdir (www.britannica.com, 13.11.2017).

19. yüzyılın sonlarına kadar doğal gazın işlenmesinin bilinmemesi ve petrolün daha önemli bir enerji kaynağı olarak düşünülmesinden dolayı, doğal gaz önemli bir enerji kaynağı olarak görülmemiş sadece belirli alanlarda ve az miktarda kullanılmıştır. 1600’lerde ABD’de yerliler tarafından kullanılan doğal gaz, 1659 yılında İngiltere’de keşfedilmiş ancak 1800’lere kadar sadece aydınlatma amacıyla kullanılmıştır. 1821 yılında New York’ta doğal gaz bulma amacıyla ilk kez kuyu açılmış ve bunun sonucunda ilk Amerikan doğalgaz şirketi olan Fredonia Gas Light Company kurulmuştur. Bu olay doğal gaz sektörünün miladı olarak kabul edilmektedir (www.naturalgas.org, 13.11.2017).

1890’larda doğal gaz ABD’nin Pittsburgh bölgesinde evlerde ve sanayi alanında kullanılmaya başlanmış ancak uzak mesafelere ulaştırılmasıyla ilgili yaşanan teknik sorunlar nedeniyle fazla yayılma imkânı bulamamıştır. 1920 ve 1930’lu yıllarda metalürji ve sıkıştırma teknolojilerinin gelişmesiyle Texas’tan Chicago’ya kadar 1600 km’lik boru hattı döşenmiş ve böylece doğal gaz ABD’de ulusal bir sektör haline gelmiştir.

1950’den önce doğal gaz hem üretim hem de tüketim açısından sadece ABD’yle sınırlı kalmıştır. Ancak İkinci Dünya Savaşı’yla birlikte doğan enerji ihtiyacı, diğer ülkeleri de harekete geçirmiş ve bu durum, doğal gaz arama çalışmalarının ivme kazanmasını sağlamıştır. İkinci Dünya Savaşı sırasında İtalya, doğal gaz yataklarını keşfetmiş ve 1960lara kadar Batı Avrupa bölgesinde küçük çaplı bir gaz piyasası oluşturmuştur. Aynı yıllarda Hollanda doğal gaz keşifleri konusunda atılıma geçmiş ve böylece doğal gaz; komşu ülkeler Fransa, Almanya ve Belçika’ya da yayılmıştır. 1970’lerde Rusya ilk büyük doğal gaz boru hattı olan 5.470 km’lik Kuzey Işıkları boru hattını inşa etmiş ve böylece Sibirya’da keşfettiği doğal gazı Doğu Avrupa’ya ulaştırmıştır. Dünyanın en geniş doğal gaz sahasına sahip olan Rusya’nın Urengoy şehri, yer altından çıkan gazı Doğu Avrupa’ya sonra da Batı Avrupa’ya taşımıştır. Dağıtımının boru hatlarıyla mümkün hale gelmesi ve boru hatları inşasının artmasıyla doğal gazın yeni kullanım alanları keşfedilmiş; evlerde, sanayi ve üretim tesislerinde yaygın olarak kullanılmaya başlanmıştır (www.britannica.com, 13.11.2017: Victor vd., 2006:8).

Doğal gaz dünya genelinde kullanılır hale gelse de asıl yükselişini 1970’lerde petrol kriziyle ve 1973’teki Arap petrol ambargosuyla yaşamıştır. Ambargodan kaynaklanan kıtlık ve yükselen fiyatlar, birçok ülkeyi enerjide çeşitlendirme yapmaya ve dolayısıyla da doğal gaza yöneltmiştir. Böylece doğal gaz, enerji sektöründe hala petrolün gerisinde kalsa da artık ana enerji kaynaklarından biri olarak görülmeye başlanmıştır.

1.1.1. Geleneksel Olmayan Doğal Gaz (Kaya Gazı)

Petrol, kömür, doğal gaz gibi doğal kaynaklar, fosillerden oluşan geleneksel enerji kaynakları olarak bilinmektedir. Gittikçe artan enerji talebi ve çevreye zararsız enerji tercihi, üreticileri yeni kaynaklara yöneltmiş ve böylece 2000’lerin başında kömür yataklarında metan üretilmeye başlanmasıyla geleneksel olmayan doğal gaz ortaya çıkmıştır. Geleneksel olmayan gaz, düşük geçirgenliğe sahip kaynaktaki kayalarda bulunan gazdır. Günümüzde

üretimi mümkün olan üç çeşit geleneksel olmayan gaz bulunmaktadır. Bunlar; kömür yataklı metan, sıkı kumtaşı gazı ve kaya (şeyl) gazıdır (Sevim,2014).

Kömür yataklı metan, kömür rezervlerinde bulunan doğal gazdır. Bu gazın üretimi yalnızca önemli kömür havzalarında gerçekleştirilmektedir. Sıkı kumtaşı gazı düşük geçirgenliğe sahip ve 4 kilometreye kadar derinlerde olan kayalarda bulunan gazdır. Ancak bu gazın üretimi ekonomik olarak çok zordur.

Geleneksel olmayan gazlar arasında en hızlı gelişme yaşayan kaya gazıdır. Kaya gazı, yeraltındaki boşluklarda ya da geçirgenliği düşük olan kayalarda (şeyl) bulunan, belirli oranlarda organik madde içeren ve uzun süre kayada bulunan doğal gazdır. Başka bir deyişle, oluştuğu ana kayada kalan ve yeryüzüne doğru hareket edemeyen gaz olarak tanımlanabilir. Kaya gazı, geleneksel doğal gaz çıkartma yöntemi dikey sondajla çıkarılamayan bir gaz türüdür ve bu yüzden 1980’li yıllardan beri varlığı bilinmesine rağmen çıkarılması ekonomik olarak mümkün olmamıştır. Gelişen yatay sondaj ve hidrolik çatlatma teknolojileriyle birlikte üretilebilir hale gelmiş böylece kaya gazı doğalgaz sektöründe yer almaya başlamıştır (Sevim,2014; Şengüler, 2012).

1.1.2. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG)

Doğal gazın taşınmasını kolaylaştırmak için soğutma ile hacmi küçültülerek sıvı hale getirilmekte ve böylece sıvılaştırılmış doğal gaz (liquified natural gas- LNG) elde edilmektedir. Sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG), doğal gazın -162 °C’ ye soğutulması ile oluşan renksiz ve yanıcı olmayan bir sıvıdır. Bu işlemle birlikte doğal gazın hacmi 600 kez küçülür ve böylece taşımak ve depolamak daha kolay hale gelir (www.shell.com, 2017).

Boru hattıyla taşıma, uzun süre doğal gaz iletiminde tek yol olarak kullanılmıştır. Ancak boru hatlarının uzun mesafede kullanımının zor olması ve denizaşırı bölgelere doğal gazın taşınamaması, doğal gaz iletimi için yeni yollar aranmasını gerekli kılmıştır. LNG ilk olarak 1917’de ABD’de doğal gazdan helyumu ayırmak ve saklamak için yapılan bir çalışmayla ortaya çıkmıştır. 1941’de doğal gazı depolama amacıyla ilk LNG tesisi kurulmuş ve bu amaçla 1959’da ABD’den İngiltere’ye ilk LNG tankeri gönderilmiştir. Bunun üzerine üretici ülkeler, doğal gaz ticaretlerini artırmak için LNG üzerine çalışmalar yapmaya başlamışlardır. 1964’de Cezayir, İngiltere ve Fransa’ya LNG ihraç etmeye başlamış ve böylece ilk LNG ihracatçısı ülke olmuştur. 1969’da ABD ve Libya’da, 1977’de de Abu Dhabi ve Endonezya’da LNG tesisleri kurulmuş ve böylece doğal gaz sektöründe önemli

LNG ihracatçıları ortaya çıkmıştır. Daha sonra 1983'te Malezya, 1986'da Avustralya, 1996'da Katar, 1999'da Nijerya ve Umman LNG piyasasına girişmiş ve LNG, küresel doğal gaz sektöründe önemli bir unsur haline gelmiştir (Victor vd., 2006: 12; Du ve Paltsev, 2014: 2-4).

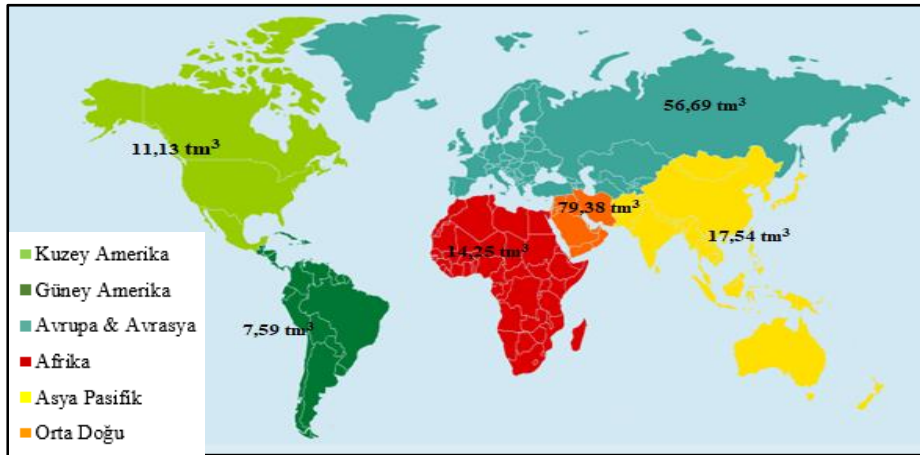
1.2. Doğal Gaz Sektörü

Doğal gaz sektörü, üretimden başlayıp iletim, dağıtım, depolama ve son olarak tüketime ulaşan tedarik zincirinden oluşmaktadır. Bu nedenle sektörün tam olarak anlaşılması için küresel doğal gaz rezervleri, üretim ve tüketim miktarları, uluslararası ticaret ve depolama kapasiteleri hakkında bilgi sahibi olunması gerekmektedir. Ayrıca doğal gaz günümüzde petrol kadar önemli bir enerji kaynağı olarak görüldüğü için ülkelerin uluslararası politikalarında ve ticaretinde de önemli bir unsur haline gelmiştir. Bu yüzden doğal gaz sektörü incelenirken küresel piyasada aktör haline gelen ülkelerin de göz önünde bulundurulması gerekmektedir.

1.2.1. Doğal Gaz Rezervleri

Doğal gaz kaynakları coğrafi olarak dünyanın çeşitli bölgelerine yayılmıştır. Bu kaynaklar gelişen teknolojiyle birlikte son yirmi yılda iki kat artmış ve bu artış özellikle petrol yataklarının yer aldığı Orta Doğu ve Haza Havzası ülkelerinde ve son on yılda keşfedilen geleneksel olmayan gazların bulunduğu ABD ve Asya ülkelerinde gerçekleşmiştir (Aras vd., 2013).

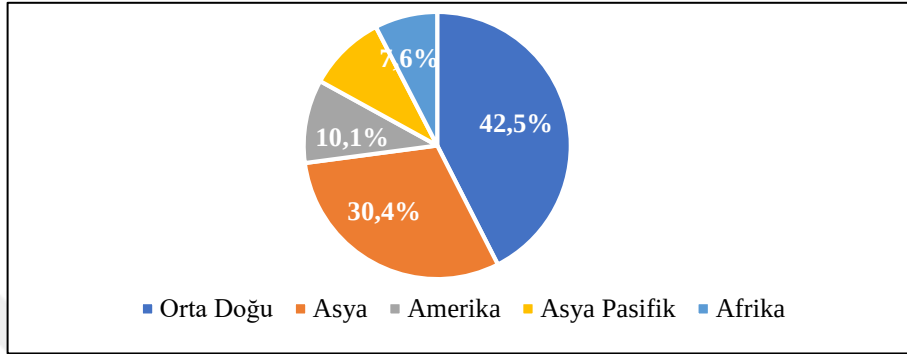
Harita 1.1: Dünya Kanıtlanmış Doğal Gaz Rezervleri



Kaynak: BP Statistical Review of World Energy June 2017

2016 verilerine göre dünya üzerindeki kanıtlanmış rezervlerde toplam 186,6 trilyon m³ doğal gaz bulunmaktadır¹. Doğal gaz rezervlerinin dağılımı Harita 1.1.'de gösterilmiştir. Bu rezervlerin %42,5'i Orta Doğu'da, %30,4'ü Avrupa ve Avrasya'da, %10,1'i Kuzey ve Güney Amerika'da, %9,4'ü Asya Pasifik'te ve %7,6'sı Afrika'da bulunmaktadır (Grafik 1.1).

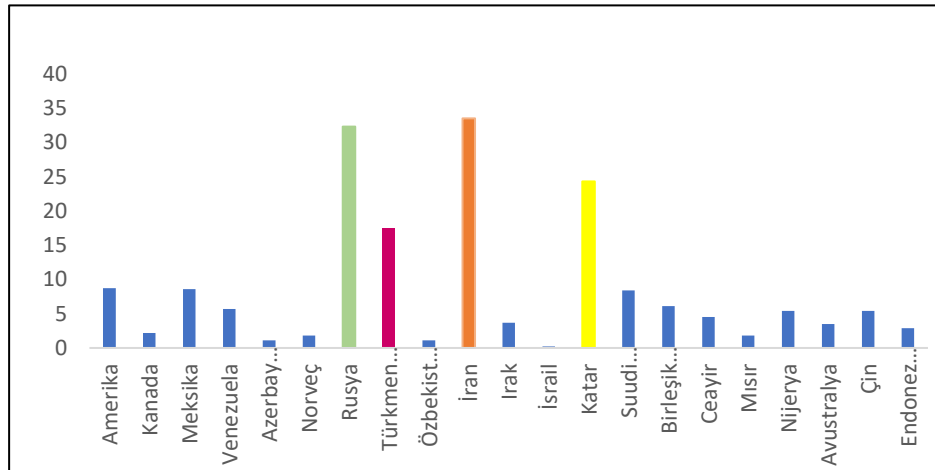
Grafik 1.1: Dünya Üzerindeki Kanıtlanmış Rezervlerin Bölgelere Göre Dağılımı (%)



Kaynak: BP Statistical Review of World Energy June 2017

Ülke bazında bakıldığında 33,5 trilyon m³ kanıtlanmış rezervle İran, 32,3 trilyon m³ ile Rusya, 24,3 trilyon m³ ile Katar ve 17,5 trilyon m³ ile Türkmenistan en fazla doğal gaz rezervine sahip ülkeler olarak dikkati çekmektedir (Grafik 1.2) (BP Statistical Review of World Energy June 2017).

Grafik 1.2: Ülke Bazında Doğal Gaz Rezervleri (tm³)



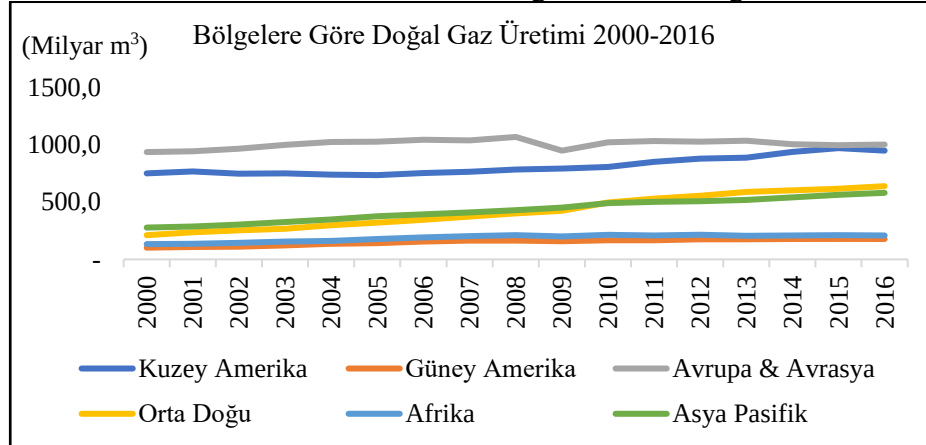
Kaynak: BP Statistical Review of World Energy June 2017

¹ Kanıtlanmış doğal gaz rezervi, ekonominin ve teknolojinin mevcut durumu temelinde gelecek yıllarda ne kadar doğalgaz çıkarılabileceğinin bir tahminidir.

Kanıtlanmış rezervler, yeni doğal gaz yatakları keşfedildiğinde yani yeni başarılı kuyu çalışmaları gerçekleştiğinde artış göstermektedir. Örneğin; 2015’de 185,4 tm^3 olan toplam doğal gaz rezervi 2016 yılında yeni keşiflerle 186,6 tm^3 ’e çıkmıştır. Bu artışta Çin, Hindistan ve Endonezya’daki yeni doğal gaz yataklarının bulunması etkili olmuştur. Buna karşın, mevcut rezervlerden üretim oranı arttığında kanıtlanmış rezervlerde düşüş yaşanmakta yani doğal gazın gelecekte kullanılabilir toplam süresinde azalma meydana gelmektedir (BP, 2017). Ancak fosil kaynaklar, özellikle son yüzyılda önem kazanmış doğal gaz söz konusu olduğunda, yer ve deniz altında henüz keşfedilmemiş rezervlerin mevcut olanlardan çok daha fazla olduğu düşünülmektedir. Bu rezervlerin keşfedilmesi teknik ve ekonomik açıdan güç olduğu için kanıtlanmamış rezerv olarak adlandırılmaktadır. Son yıllarda Antarktika ve Arktik Okyanusu’nda yapılan doğal gaz arama çalışmalarıyla birlikte kanıtlanmamış rezervlerin %30’unun buzul bölgelerde var olduğu tahmin edilmektedir (Arıdemir, 2017).

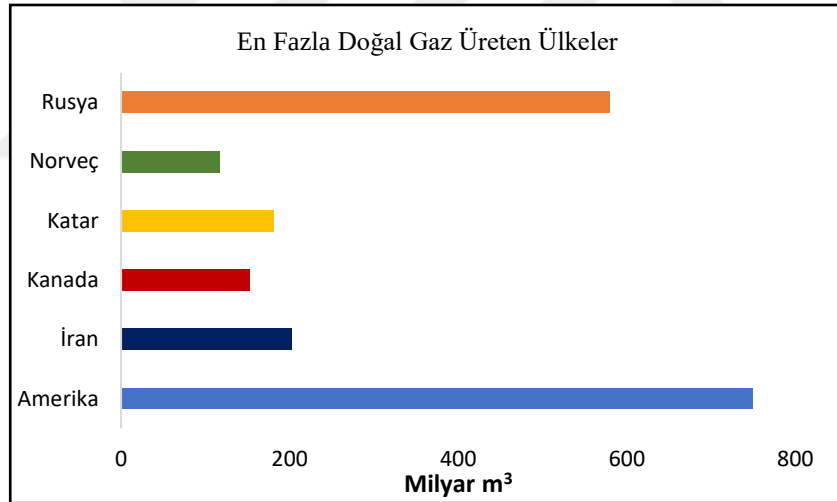
1.2.2. Doğal Gaz Üretimi

Enerji ihtiyacının karşılanmasında her geçen gün daha da önem kazanan doğal gaz, günümüz itibariyle Antarktika hariç tüm bölgelerde üretilmektedir. Ancak bu üretim, beklenenin aksine sınırlı rezerve sahip olan bölgelerde daha fazladır. Küresel çapta yaşanan politik sorunlar, yüksek rezerv oranına sahip olan Orta Doğu ülkelerinin üretimde tam etkin olamamasına neden olmuştur. Bunun yanında geleneksel olmayan doğal gaz olarak adlandırılan kaya gazının ABD ve Kanada bölgelerinde keşfedilmesi, doğal gaz rezervleri az olarak bilinen bu ülkelerin üretimde öne çıkmalarını sağlamıştır. 2015’de toplam 3,53 trilyon m^3 olarak gerçekleşen küresel doğal gaz üretimi 2016 yılında 3,55 trilyon m^3 ’e yükselmiştir. Bu yükselişte özellikle ekonomik büyümede hız kazanan Çin, Hindistan ve Avustralya gibi Asya Pasifik ülkelerinde kaya gazı rezervlerinin keşfedilmesi ve doğal gaz üretilmeye başlanması etkili olmuştur (TPAO, 2016).

Grafik 1.3: 2000-2016 Yılları Arası Bölgelere Göre Doğal Gaz Üretimi²

Kaynak: BP Statistical Review of World Energy June 2017.

Grafik 1.4 incelendiğinde en fazla doğal gaz üreten ülkelerin ABD, Rusya, İran, Katar, Kanada ve Norveç olduğu görülmektedir. Bu ülkeler 1,98 trilyon m³'lük üretim hacmiyle toplam küresel gazın yaklaşık yarısını üretmektedir.

Grafik 1.4: En Fazla Doğal Gaz Üreten Ülkeler

Kaynak: BP Statistical Review of World Energy June 2017

Doğal gaz üretiminin 2040 yılına kadar tüm dünyada toplam 5,3 trilyon m³ olacağı tahmin edilmektedir. Bunun yanında ABD'nin en fazla doğal gaz üreten ülke olarak yerini koruyacağı; Çin'in üretim kapasitesini genişleterek 2020 yılından itibaren en çok üretim yapan üçüncü ülke olacağı tahmin edilmektedir. Dünya doğal gaz rezervinin çoğunluğunu elinde bulunduran İran'ın ise siyasi yaptırımlar ve yabancı yatırımcının çekilmesi gibi nedenlerle üretimini sınırlandırması beklenmektedir (IEA,2014).

² LNG ve kaya gazı üretimi de dâhil edilmektedir.

Tablo 1.1: 1990 - 2040 Dönemi Bölgelere Göre Doğal Gaz Üretimi (Tahmini – milyar m³)

	1990	2012	2020	2025	2030	2035	2040
Kuzey Amerika	643	885	1036	1105	1168	1223	1254
<i>ABD</i>	507	681	817	859	897	928	923
<i>Kanada</i>	109	156	168	184	192	204	233
<i>Meksika</i>	26	47	51	60	78	90	96
Avrupa & Avrasya	1042	1151	1171	1211	1254	1325	1408
<i>Rusya</i>	629	658	667	669	680	736	788
<i>Norveç</i>	28	115	111	105	103	103	101
<i>Türkmenistan</i>	85	69	95	118	138	158	190
Asya Pasifik	160	487	661	757	842	920	1101
<i>Çin</i>	15	107	171	217	266	318	368
<i>Hindistan</i>	13	40	50	64	83	98	112
<i>Avustralya</i>	20	56	128	152	157	157	167
Orta Doğu	91	529	572	660	746	831	903
<i>İran</i>	23	156	153	170	195	232	272
<i>Katar</i>	6	159	164	183	207	224	237
Afrika	67	213	236	296	348	406	470
<i>Cezayir</i>	46	85	99	108	119	131	145
<i>Nijerya</i>	4	41	45	52	60	72	85
Güney Amerika	60	172	196	227	267	302	331
Toplam Dünya	2063	3438	3872	4249	4626	5007	5378

Kaynak: IEA, 2014

1.2.3. Doğal Gaz Tüketimi

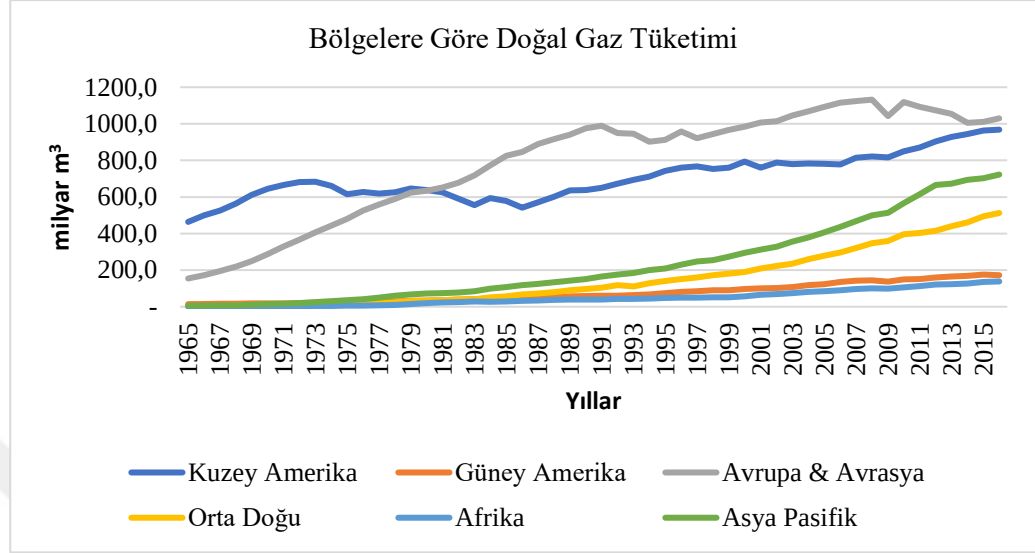
Doğal gazın diğer fosil kaynaklara oranla daha temiz bir enerji kaynağı olması, gelişen teknolojiyle birlikte keşif ve üretim maliyetlerinin azalması gibi nedenler doğal gaz tüketimini son 25 yılda iki kat artırmıştır (Grafik 1.5).

1980’li yıllarda 1,5 trilyon m³ olan doğal gaz tüketimi 1990larda 2,06 trilyon m³’e çıkmış, 2000 yılında ise 2,4 trilyon m³ seviyesine yükselmiştir. Doğal gaz tüketiminin tüm enerji tahmin senaryolarında 2040 yılına kadar %45 civarı artacağı ve toplam 5,3 trilyon m³ olacağı öngörülmektedir (IEA, 2017).

Uluslararası Enerji Ajansı’nın (IEA) sektörlere göre doğal gaz tüketimi verilerine bakıldığında, 2015 yılı sonunda en fazla sanayi sektöründe ve daha sonra elektrik sektöründe doğal gaz tüketiminin gerçekleştiği görülmektedir. Bu verilere ve IEA’nın tahminlerine göre 2040 yılına kadar elektrik üretimi ve sanayi sektörlerinin toplam doğal gaz tüketiminin

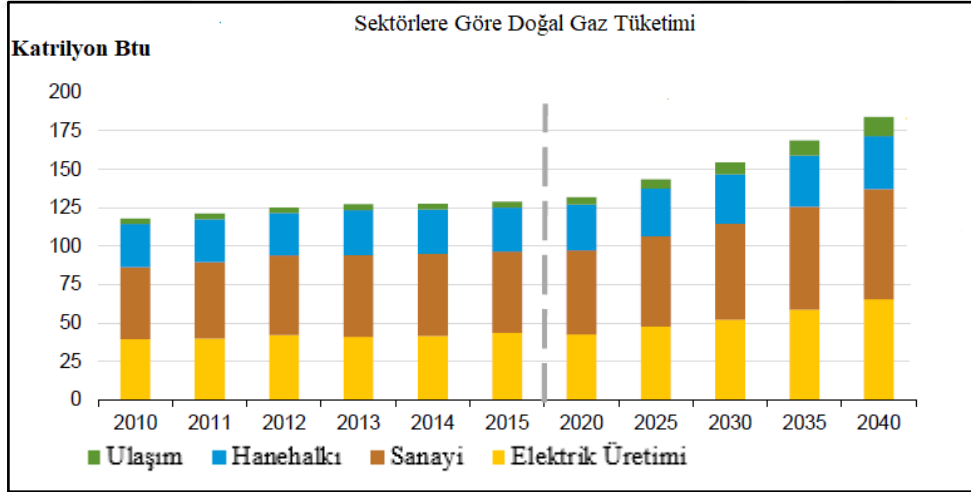
%75'ini oluşturacağı ve ulaşım sektöründe doğal gaz kullanımının artacağı tahmin edilmektedir (Grafik 1.6).

Grafik 1.5: Bölgelere Göre Doğal Gaz Tüketimi (1965 - 2015)³



Kaynak: BP Statistical Review of World Energy June 2017

Grafik 1.6: Sektörlere Göre Doğal Gaz Tüketimi⁴



Kaynak: IEA, 2017.

³ LNG ve kaya gazı tüketimi de dâhil edilmektedir.

⁴ Sektörlere göre doğal gaz tüketimi Btu cinsinden hesaplanmıştır. 1 m³ = 36,409 Btu. Ayrıca LNG ve kaya gazı tüketimleri de dâhil edilmektedir.

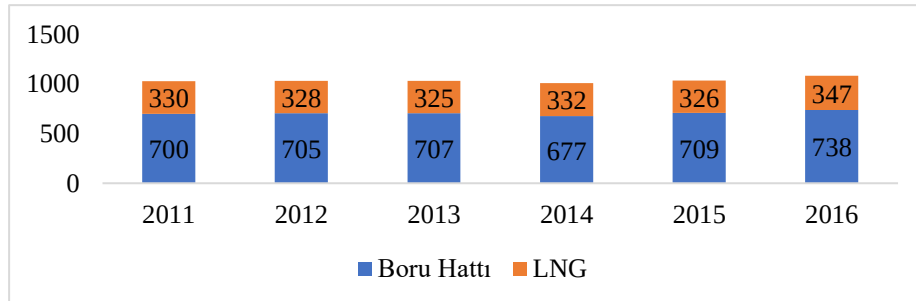
Tablo 1.2: 1990-2040 Dönemi Bölgelere Göre Doğal Gaz Tüketimi (Tahmini–milyar m³)⁵

	1990	2012	2020	2025	2030	2035	2040
Kuzey Amerika	628	901	994	1048	1109	1952	2004
<i>A.B.D.</i>	533	727	791	827	869	881	895
Avrupa & Avrasya	1063	1219	1224	1272	1312	1370	1417
<i>Avrupa</i>	325	507	531	558	572	595	610
<i>Rusya</i>	447	471	455	459	471	488	504
<i>Hazar Bölgesi</i>	100	117	134	146	155	166	177
Asya Pasifik	168	651	844	996	1141	1297	1450
<i>Japonya</i>	57	127	99	99	101	103	102
<i>Hindistan</i>	13	57	82	109	136	167	202
<i>Çin</i>	16	148	295	387	471	545	603
Orta Doğu	86	404	469	531	598	650	696
Afrika	35	120	156	185	215	250	294
Güney Amerika	60	156	178	208	237	273	306
Toplam Dünya	2040	3432	3872	4249	4626	5007	5378

Kaynak: IEA, 2014.

1.2.4. Doğal Gaz Ticareti ve Depolama Faaliyetleri

Küreselleşmenin yayılması, teknolojinin ilerlemesi ve doğal gazın diğer enerji kaynaklarına nazaran daha temiz bir kaynak olması doğal gazın kullanımını artırmış; petrol ve kömürden daha fazla talep edilen enerji kaynağı olmasını sağlamıştır. Doğal gazın bu ilerleyişi uluslararası ticarete önemli bir yer edinmesinde rol oynamıştır. Hem boru hatlarıyla hem de sıvılaştırılmış doğal gazın (LNG) tankerlerle taşınmasıyla doğal gaz ticareti rezervlere ve üretime sahip olan bölgeler ve tüketimin arttığı ülkeler arasında büyük bir artış gerçekleştirmiştir (Göral, 2015).

Grafik 1.7: Küresel Doğal Gaz Ticareti

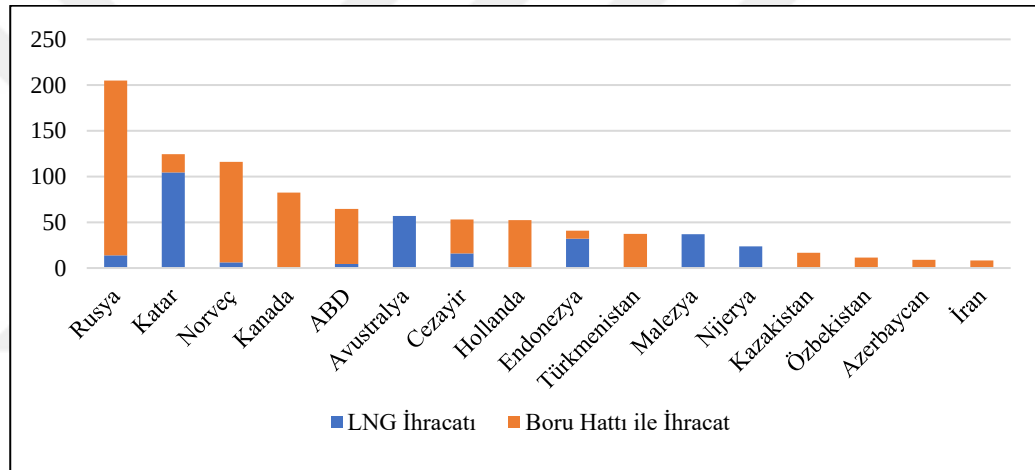
Kaynak: TPAO, 2016.

⁵ LNG ve kaya gazı tüketimi de dâhil edilmektedir.

2016 yılında boru hatları ile 737,5 milyar m³ ve 346,6 milyar m³ LNG ticareti gerçekleştirilerek toplam 1.084,1 milyar m³ doğal gaz ticareti yapılmıştır (Grafik 1.7).

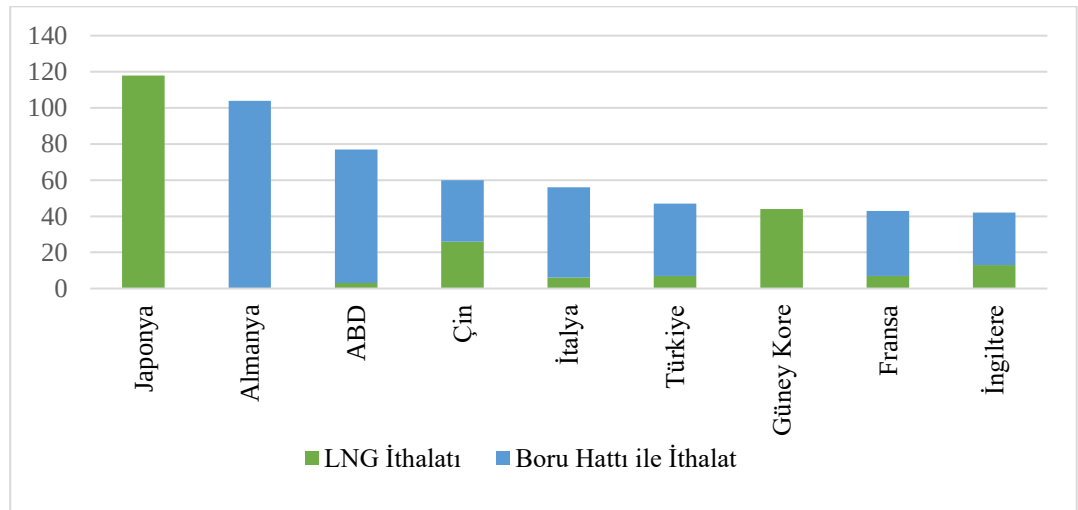
Grafik 1.8’de ülke bazında ihracata bakıldığında boru hattı ile ithalat Rusya’nın ilk sırada olduğu, alternatif taşıma yöntemi olan LNG ihracatında ise Katar’ın öne çıktığı görülmektedir. Son yıllarda ABD ve Avustralya’nın LNG üretimini artırması, bu performansın devamı halinde Katar’ın yerini bu ülkelerin alacağı düşünülmektedir. İthalat kısmına bakıldığında Japonya ve Güney Kore’nin boru hattı kurulması pek mümkün olmadığından en büyük LNG ithalatçısı olduğu gözlemlenmektedir. Boru hattı ile ithalat ise Avrupa ve ABD’nin üst sıralarda olduğu anlaşılmaktadır (Grafik 1.9).

Grafik 1.8: 2016 Yılı Ülke Bazında Dünya Doğal Gaz İhracatı (Milyar m³)



Kaynak: İş Bankası Doğal Gaz Sektörü Raporu, 2017.

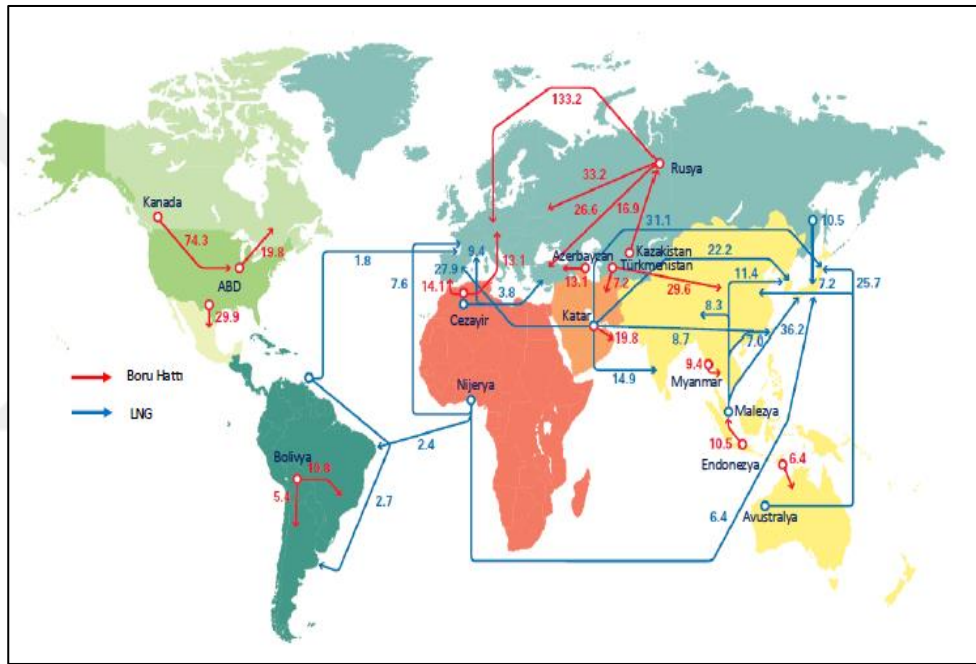
Grafik 1.9: 2016 Yılı Ülke Bazında Dünya Doğal Gaz İthalatı (Milyar m³)



Kaynak: İş Bankası Doğal Gaz Sektörü Raporu, 2017.

Dünya üzerindeki doğal gaz ticaret rotalarına bakıldığında LNG ile doğal gaz ticaretinin boru hattı ile olan doğal gaz ticaretinden daha fazla rotaya sahip olduğu görülmektedir. Özellikle son yıllarda sanayi ve teknoloji açısından gelişen Asya Pasifik ülkelerinin doğal gaz ihtiyaçları LNG tankerleri ile karşılanmaktadır. Buna rağmen özellikle Rusya, Orta Doğu ülkeleri ve Kuzey Afrika ülkeleri ve Avrupa arasındaki doğal gaz ticaretinin boru hatları ile sağlandığı ve halen dünya doğal gaz ticaretinin üçte birini oluşturduğu görülmektedir (Harita 1.2).

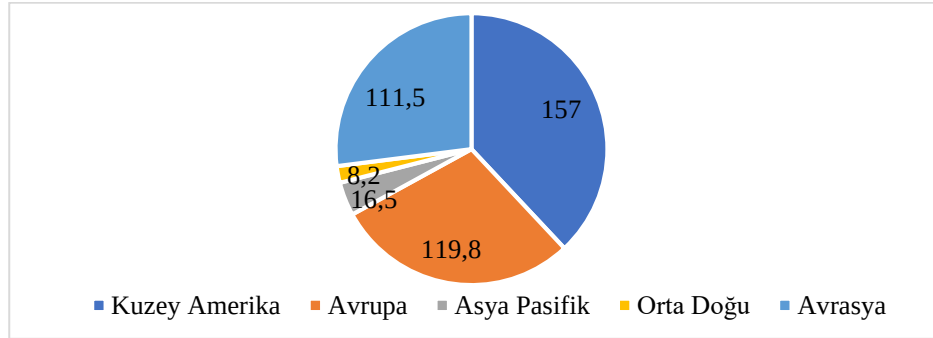
Harita 1.2: Dünya Doğal Gaz Ticareti ve Başlıca Rotalar (milyar m³) - 2016⁶



Kaynak: BP, 2017.

Doğal gaz ticareti sırasında fiyat değişikliklerinden kaçınmak, sözleşme yükümlülüklerinde cezai hükümlerden kurtulmak (al ya da öde sözleşmeleri), teknik arızalardan meydana gelebilecek sorunları azaltmak ve talep farklılıklarının önüne geçmek amacıyla ülkeler, ithal veya ihraç ettikleri doğal gazı yer ve deniz altında depolayabilmektedir (Yağız, 2016). 2014 yılı sonunda dünya doğal gaz depolama kapasitesi 270,6 milyar m³, 2015 yılı sonunda ise 413 milyar m³ olarak kaydedilmiştir. Bu kapasitenin %38'i Kuzey Amerika'da, %29'u Avrupa'da, %27'si Avrasya'da, %4'ü Asya Pasifik'te ve %2'si Orta Doğu'dadır (Grafik 1.10).

⁶ LNG ve kaya gazı ticareti de dâhil edilmektedir.

Grafik 1.10: Bölgelere Göre Doğal Gaz Depolama Kapasiteleri (2015 - milyar m³)

Kaynak: Cedigaz, 2016.

Gelişen depolama teknolojisiyle önümüzdeki yıllarda depolama kapasitelerinin daha da artacağı, 2030 yılında 630 milyar m³'e ulaşacağı tahmin edilmektedir (Cedigaz, 2016).

1.2.5. Küresel Doğal Gaz Piyasasındaki Başlıca Aktör Ülkeler

Enerji kaynakları ülkelerin ekonomisinde ve politikasında her zaman önemli bir konu olmuştur. Önceki yıllarda bu konuda petrol gündemdeyken artık doğal gaz da önemli bir yer edinmiştir. Doğal gazın taşınmasında gelişen teknoloji ve artan kolaylıklar, küresel bir piyasanın oluşmasına katkıda bulunmaktadır. Fakat doğal gazın yenilenemez bir kaynak olması ve dünyada bazı ülkelerin sınırları içinde fazlaca bulunması, bu ülkelerin küresel piyasada daha üstün olmasına neden olmuştur. Yine de piyasanın şu anki büyük oyuncularını rezervden çok üretimde lider olan ülkelerdir. Ülke içindeki taleplerini karşıladıktan sonra artan üretim miktarını kendi bölgelerindeki ülkelere veya sıvılaştırılmış halde taşıyarak uzak bölgelere ileten üretici ülkeler, doğal gaz ticaretlerini ve ekonomik ve politik hareketlerini birbirine göre düzenlemektedir.

Arz tarafındaki ülkelerin yanında doğal gaz ithalatçısı ülkeler de piyasa da önemli bir rol üstlenmektedir. Özellikle AB ülkeleri, Çin ve Japonya gibi sürekli artan gaz ihtiyacına sahip olan ülkeler uluslararası ticaret politikalarında belirleyici konumdadır. Piyasada tedarikçinin az ve talepte bulunan ülkenin fazla olması, ülkelerarası politik ve ekonomik süreçlerin doğal gaz ticaretinde etken olmasına neden olmuştur. Dolayısıyla ihracatçı ülkelerin oluşturduğu oligopol piyasa, diğer ülkeleri alternatif çözümler aramaya itmektedir. Çoğu ülke, kendi sınırlarında kaynak arama ve olan üretimlerini artırma çalışmaları yapmakta; sınırları dışında ise diğer ülkelerin çalışmalarına finansal destek olarak kendi arz güvenliklerini korumayı amaçlamaktadır. Bu sürecin devam etmesiyle gelecek yıllarda

piyasada dengelerin deęiőeceęi ve yeni ülkelerin aktör konumuna geleceği tahmin edilmektedir.

1.2.5.1. Rusya

Rusya dünyanın en büyük ham petrol üreticisi ve en büyük ikinci doğal gaz (geleneksel) reticisi ülkesi konumundadır. Rusya doğal gaz rezervlerinin büyük çoğunluğu Batı Sibirya bölgesinde bulunmakta, üretim de yine aynı bölgede gerçekleştirilmektedir. Bu rezervlerin %45'inin kontrolünü ve üretim de %70'ini devlet tarafından iőtletilen Gazprom şirketi gerçekleştirmektedir (IEA, 2017).

Dünyanın en büyük doğal gaz ihracatçısı olan Rusya, Gazprom aracılığıyla ihracatının %75'ini uzun vadeli szleőtmelerle Avrupa ülkelerine gerçekleştirmektedir. Almanya, Türkiye, İtalya ve İngiltere Rusya'dan doğal gaz ithal eden baőtlica ülkelerdir. Finlandiya ve Güneydoğu Avrupa'nın büyük bölümünde ise doğal gaz ihtiyacının nerdeyse tamamı Rusya'dan karőtılanmaktadır. Bu yüzden Rusya'nın Avrupa doğal gaz piyasasına, Avrupa lkelerinin de Rusya doğal gaz ihracatına bağımlı olduğu söylenebilir (IEA, 2017).

Doğal gaz ihracatının büyük bir kısmını boru hatları ile Avrupa, Türkiye ve Çin'e gerçekleştiren Rusya'nın 2008 yılından itibaren Avrupa'daki ihracat gücü azalmaya baőtlaőtıtır. Küresel Kriz nedeniyle oluőtan durgunluk, doğal gaz talebini dőtrmőt böylece arz fazlalığı oluőtmaya baőtlaőtıtır. 2013 yılında Rusya ve Ukrayna arasındaki krize Avrupa lkeleri Rusya'ya ambargo uygulayarak tepki gstermiőt; Rusya da bunun üzerine doğal gaz arzını kısıarak ve planlanan Güney Akım Boru Hattı Projesi'ni iptal ederek cevap vermiştir. Rusya 2009'da LNG tesisi kurarak elde edilen sıvılaőtırılmıőt doğal gazı uzun vadeli szleőtmelerle Japonya'ya, Güney Kore'ye, Tayvan'a ve Çin'e ihraç etmeye baőtlaőtı ve böylece Güney Doğu Asya ülkelerine yönelerek ihracatında eőtirlendirmeye gitmiştir (Belyayey, 2013; BP, 2017). 2015 yılında Avrupa ve Rusya arasındaki normalleőtme süreci doğal gaz piyasalarını yeniden hareketlendirirken, Türkiye ile Türk Akımı Doğal Gaz Boru Hattı Projesi için anlaőtma imzalayan Rusya, doğal gazı Türkiye zerinden Avrupa piyasalarına ileterek konumunu tekrar güçlendirmeye alıőtmaktadır.

Küresel piyasada hem üretim hem de boru hatlarıyla ticaret ile üstünlük sağlayan Rusya, bir taraftan ABD'nin bölgedeki politikalarına karőtı yeni anlaőtmalar ve yatırımlarla bölgedeki egemenliğini sürdürmeye alıőtırken, diğer taraftan bölgedeki diğer doğal gaz kaynakları açısından zengin olan Hazar Havzası ülkelerini fiyat ve altyapı konularındaki

anlaşmalarıyla kendine rakip olmalarını engellemeye ve Türkiye, Ermenistan ve AB ülkelerini de uzun süreli alım-satım anlaşmalarıyla kendine bağlamaya çalışmaktadır (Bayraç, 2009).

1.2.5.2. ABD

Günümüzde en gelişmiş doğal gaz piyasasına sahip ülke olan ABD, ürettiği gazın çoğunu ülke içinde tüketmekte; Meksika ve Kanada'ya boru hatlarıyla, diğer ülkelere de spot piyasa aracılığıyla LNG formunda ihraç etmektedir. 1938'de başlayan deregülasyon çalışmaları ile aşamalı olarak serbestleştirilen doğal gaz piyasası, ülke içi tüketici kadar uluslararası ithalatçıların da yer aldığı geniş çaplı bir pazara sahiptir⁷.

2016 yılı verilerine göre kanıtlanmış 8,7 trilyon m³ geleneksel gaz rezervine sahip olan ABD, doğal gaz üretim ve tüketiminde dünyada ilk sırada yer almaktadır. Gelişen teknoloji ile birlikte 2000 yılından itibaren geleneksel olmayan doğal gaz kaynakları çıkarılabilir ve üretime geçirilebilir hale gelmiş, böylece ABD'de kaya gazı rezervleri ve üretimi önceki yıllara göre iki katına çıkmıştır. Ülkenin çeşitli bölgelerinde kanıtlanmış olan toplam 4,9 trilyon m³ kaya gazı rezervi bulunmaktadır.

Dünyanın en büyük ekonomisine ve sanayisine sahip olan ABD, artan enerji ihtiyacını karşılamak için rezerv açısından zengin olan Hazar Havzası, Orta Doğu ve Kuzey Afrika bölgeleri üzerinde de çok yönlü politikalar geliştirerek enerji kaynaklarına ucuz, kesintisiz ve güvenli yollardan ulaşmaya çalışmaktadır. Petrol ithalatının %20'sini gerçekleştirdiği Orta Doğu ülkelerindeki kaynaklar üzerinde söz sahibi olmak amacıyla askeri üstünlük sağlamaya çalışan ABD, aynı politikayı doğal gaz kaynakları için Hazar Havzası ülkelerinde de uygulama yoluna gitmektedir (Bayraç, 2009).

1.2.5.3. Hazar Havzası Ülkeleri

1990lara kadar Sovyetler Birliği sınırları içinde olan Hazar Bölgesindeki enerji kaynakları Rus egemenliğinde kullanılmıştır. Sovyetler Birliği'nin dağılmasından sonra Hazar Bölgesindeki ülkeler her ne kadar dış pazara açık hale gelse de günümüzde hala Rusya tarafından anlaşmalar veya ambargolar ile denetim altında tutulmaya çalışılmaktadır (Özalp,2004). 2017 verilerine göre bölgede toplam 20,7 trilyon m³ kanıtlanmış doğal gaz rezervi bulunmaktadır (IEA,2017) (Tablo 1.3).

⁷ ABD doğal gaz piyasasının regülasyon süreci ve piyasa uygulamaları, ilgili başlık altında anlatılacaktır.

Tablo 1.3: Hazar Havzası Ülkeleri Kanıtlanmış Doğal Gaz Rezervleri (tm³)

Ülke	Kanıtlanmış Doğal Gaz Rezervleri
Türkmenistan	17.5
Özbekistan	1.1
Azerbaycan	1.1
Kazakistan	1
Toplam	20.7

Kaynak: BP Statistical Review of World Energy June 2017

Hazar Havzası ülkelerinden Türkmenistan, Rusya, İran ve Katar'dan sonra en fazla doğal gaz rezervine sahip ülkedir⁸. Sovyetler Birliği'nin dağılmasından sonra kendi bağımsız gaz ticaretini gerçekleştirmek isteyen Türkmenistan, ilk olarak 1990lı yılların başlarında Afganistan ve Pakistan'a gaz ihraç etmeyi hedeflemiştir. Afganistan ile gaz ticareti ve boru hattı inşası için anlaşılan Türkmenistan, hem hükümet ve ithalatçı şirket arasında yaşanan problemler hem de Afganistan'da başlayan iç savaş nedeniyle bu anlaşmayı askıya almak zorunda kalmıştır. 1998 yılında Türkmenistan Türkiye'ye yönelmiş, Azerbaycan ile Gürcistan üzerinden Türkiye'ye ulaşacak Trans Hazar Doğal Gaz Boru Hattı inşası için anlaşma imzalamıştır. Ancak hem boru hattı ile ilgili Türkmenistan ve Azerbaycan arasındaki anlaşmazlıklar hem de Türkiye'nin Rusya ile gerçekleştirdiği Mavi Akım Projesi'ne öncelik vermesi nedeniyle boru hattı inşası tamamlanamamıştır. 2000li yılların başına kadar başarısız ihracat girişimleri ve Rusya'nın engellemeleri nedeniyle Türkmenistan, üretimini azaltmış ve pazar sıkıntısı yaşadığı için gazını ucuz fiyatla Rusya'ya satmak zorunda kalmıştır (Zhaissenbayev, 2004). 2011 yılına kadar gaz ticaretinin büyük bir kısmını Rusya ile gerçekleştiren Türkmenistan, Rusya ile yaşanan politik ve ekonomik sorunlar nedeniyle bu tarihten itibaren Asya ülkelerine yönelmiştir. 2013 yılından beri büyük çoğunluğu Çin'e olmak üzere Kazakistan ve Orta Doğu ülkelerine yılda toplam 37,3 milyar m³ gaz ihraç etmektedir. Yıllık 66,8 milyar m³ doğal gaz üreten Türkmenistan, bu gazın yaklaşık yarısına yakını ülke içinde tüketmektedir (IEA, 2017; www.export.gov, 2017).

Hazar Havzası Bölgesinde enerji açısından en önemli ülkelerden biri de Azerbaycan'dır. Sovyetler Birliği dağılmadan önce tüm enerji ticareti anlaşmalarını Moskova üzerinden gerçekleştiren ülke, bağımsızlığını kazandıktan sonra ticaretini

⁸ Kaya gazı ve diğer geleneksel olmayan gaz rezervleri hariç tutulmaktadır.

doğrudan yürütmeye başlamıştır. 1992 yılında SOCAR adında bir petrol şirketi kuran Azerbaycan devleti, iç piyasada doğal gaz işleme, dağıtım ve depolama yetkisini de bu şirkete vermiştir. SOCAR ayrıca Rusya, Gürcistan ve İran'a olan gaz ihracatından da sorumludur. Rezervlerinin büyük bir kısmı Şah Denizi alanında olan Azerbaycan, dünyanın en eski petrol üreticisi ülkelerden biri olsa da asıl önemini bölgeye ve Avrupa'ya gerçekleştirdiği gaz ihracatı ile kazanmaktadır (EIA, 2016). 1999 yılında keşfedilen Şah Deniz sahası, Azerbaycan'ın en önemli gaz yataklarını ve dünyanın en büyük doğal gaz alanlarından birini oluşturmaktadır. Bölgeden doğal gaz çıkarımı ve işletilmesi aşamalı olarak gerçekleştirilmektedir. İlk aşaması 2006 yılında üretime geçirilmiş ve ikinci aşamasının da 2018 yılında tamamlanmış olup bu bölgeden yılda toplam 16,2 milyar m³ gaz üretilmesi beklenmektedir (Zhaissenbayev, 2004).

2007 yılından itibaren gaz ihraç etmeye başlayan Azerbaycan 2016 yılında toplam 8,8 milyar m³ gaz ihraç etmiştir. Azeri gazının büyük bir bölümü Gürcistan üzerinden Azerbaycan-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı (Bakü-Tiflis-Erzurum Doğal Gaz Boru Hattı) ile Türkiye'ye ulaşmaktadır. Bir kısmı ise Türkiye-Yunanistan Boru Hattı ile Türkiye'yle yapılan anlaşma sonucu Yunanistan'a iletilmekte, oradan da Avrupa ülkelerine taşınmaktadır. 2012 yılında Azerbaycan ve Türkiye arasında Şah Deniz sahasının ikinci aşamasına yönelik Azerbaycan gazının Türkiye'ye, oradan da Türkiye-Yunanistan-İtalya hattıyla (TAP- Trans Adriyatik Doğal Gaz Boru Hattı) Avrupa'ya iletilmesini sağlayacak Trans-Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı Projesi (TANAP) ve hükümetler arası gaz anlaşması imzalanmıştır. 2018 yılında tamamlanması beklenen proje ile Azeri gazının Avrupa'ya ihracatının iki katına çıkacağı, böylece Avrupa'nın Rus gazına olan bağımlılığının azalacağı tahmin edilmektedir (EIA,2016).

Hazar Bölgesindeki diğer ülkelerden biri olan Kazakistan günümüzde yaklaşık 1,1 trilyon m³ kanıtlanmış doğal gaz rezervine sahiptir. Bölgede ilk defa 1899 yılında Karagüngül doğal gaz yatağı keşfedilmiş ve bu tarihten sonra arama ve üretim çalışmaları hız kazanmıştır. 1990lı yılların sonunda Sovyetler Birliği'nin dağılmasından sonra ülke doğal gaz üretiminde ve ticaretinde önemli rol oynamaya başlamıştır. Hem Rus engelini aşmak hem de enerji pazarını genişletmek isteyen Kazakistan, ülkedeki doğal gaz arama ve üretme hakkını uluslararası şirketlere vermiştir. Bunun yanında Gazprom başta olmak üzere Rus şirketleri de Kazak bölgesinde doğal gaz çalışmalarında yer almaya çalışmaktadır, ancak Çin ve Avrupa ülkelerinin yatırımları ile kıyaslandığında çok düşük seviyelerde kalmaktadır.

Buna rağmen Kazakistan, doğal gaz ihracı konusunda halen Rusya'ya bağımlı durumdadır (İsmayılov ve Budak, 2015).

Sovyetler Birliği döneminde Kazakistan'dan Rusya'ya, oradan da Güney Kafkasya ülkelerine nakledilmesi amacıyla inşa edilen boru hatları, bağımsızlıktan sonra yeniden yapılandırılmış ve böylece Orta Asya- Merkez, Buhara-Taşkent-Bişkek-Almatı, Kazakistan-Çin ve Buhara-Ural Doğal Gaz Boru Hatları ortaya çıkmıştır. Bu boru hatlarıyla Rusya, Özbekistan ve Çin'e doğal gaz ulaştıran Kazakistan, konumu itibariyle aynı zamanda Türkmenistan ve Özbekistan gazının da Rusya ve Çin'e ulaştırılmasında transit ülke rolü oynamaktadır. Çin ile yaptığı doğal gaz ticaretinin büyük kısmını Türkmen ve Özbek gazı oluştursa da gelecek dönemlerde Çin ve Japonya ile ticaretini geliştirmek için bu ülkelere ait şirketlere doğal gaz arama ve üretme imkânları sağlamaktadır (IEA, 2017; İsmayılov ve Budak, 2015).

Bölgede zengin doğal gaz kaynaklarına sahip olan bir diğer ülke ise Özbekistan'dır. Sovyetler Birliği zamanında doğal gaz üretiminde etkin olan ülke, günümüzde de bölgede Rusya ve Türkmenistan'dan sonra üçüncü sırada gelmektedir. Özbekistan gaz ithal etmeden kendi iç tüketimini karşılayabilen bir ülkedir ve bunun yanında Rusya, Çin, Kırgızistan ve Türkmenistan gibi ülkelerin de gaz ihtiyacını karşılamaktadır. 2016 yılında toplam 62,8 milyar m³ gaz üreten ülke, bu üretiminin 5 milyar m³'ünü Kazakistan, Tacikistan ve Kırgızistan'a, 5,6 milyar m³'ünü Rusya'ya ve 4,3 milyar m³'ünü de Çin'e ihraç etmiştir (BP, 2017).

Özbekistan'ın enerji politikası Rusya, Çin ve komşu ülkelerle olan ilişkilerine dayanmaktadır. 2000li yıllara kadar Rusya'nın Gazprom ve Lukeoil şirketleri doğal gaz yataklarının işletilmesinde aktif role sahiptir. Ancak 2009 yılından itibaren ekonomik olarak büyüyen Çin'in enerji ihtiyacını Hazar bölgesinden karşılama çalışmaları, bölgede Rus hegemonyasına son vermiştir. 2014 yılına kadar Özbek gazının çıkarılması ve üretilmesinde etkin role sahip olan Gazprom'un bölgede Türkmenistan üzerine yoğunlaşmasıyla birlikte, Özbekistan ve Çin arasındaki enerji ticareti daha da artmıştır. (İsmayılov ve Budak, 2015)

1.2.5.4. İran

Petrol ve doğal gaz kaynakları açısından dünyada en fazla rezerve sahip olan İran, küresel enerji piyasalarında aktör ülkelerden biridir. Ülkede 1900'lerden itibaren toplam 205 petrol yatağı ve 92 doğal gaz yatağı keşfedilmiştir. 1971 yılında keşfedilen Basra Körfezi

Güney Pars-Kuzey Sahası'nda (South Pars-North Field) dünya doğal gaz rezervlerinin üçte biri yer almakta ve İran'ın da gaz rezervlerinin büyük bir kısmı Güney Pars'ta yer almaktadır.

Harita 1.3'te görüldüğü üzere, Basra Körfezi'ndeki bölgenin Güney Parsı İran'a, Kuzey Sahası ise Katar'a aittir.

Harita 1.3: Güney Pars- Kuzey Sahası Doğal Gaz Alanları



Kaynak: caspianbarrel.org, 2015.

İran her ne kadar yüksek rezerve sahip bir ülke olsa da uluslararası arenada yaşadığı sorunlar nedeniyle doğal gaz üretimi ve ticaretinde çeşitli engellerle karşılaşmaktadır. 1979'daki İslam Devrimi'nden sonra Asya pazarına yönelmiş ancak İran-İrak Savaşı ve 2012 yılından itibaren uygulanan ABD ve AB yaptırımları nedeniyle uluslararası piyasalarda çok fazla yer alamamış; üretim konusunda uluslararası yatırım ve finans desteğine erişimi engellendiği için doğal gaz piyasalarında söz sahibi olamamıştır. Bu yüzden de dünya doğal gaz rezervlerinin %18'ini elinde bulundurmasına rağmen, küresel doğal gaz ticaretinin sadece %1'inde yer alabilmiştir (Ünal, 2016; Göral, 2015).

Yaptırımların uygulandığı dönemde Türkiye, Azerbaycan ve Ermenistan'a gaz ihracında bulunan İran, 2016 yılında bu yaptırımların kaldırılmasıyla bölgede askıya alınan boru hattı projelerine devam etmiştir. Pakistan ve Hindistan'a gaz iletiminin gerçekleşeceği ve Türkmenistan ile de karşılıklı gaz ticaretinin yapılacağı boru hattı projeleri hükümetler arası anlaşmalarla yeniden hayata geçirilmiştir. 2016 yılında %90'ı Türkiye'ye olmak üzere toplamda 8,8 milyar m³ gaz ihraç eden İran'ın, gelecek yıllarda Çin ve Japonya gibi Asya ülkelerinin gaz ihtiyacını karşılamada ve Avrupa piyasasına gaz ihraç etmede önemli bir rol

üstleneceği düşünülmektedir. Ancak 2017 yılında ABD ve İran arasında tekrar patlak veren krizin, İran'ın enerji politikalarını ve ticaretini yeniden engelleyeceği tahmin edilmektedir (EIA, 2014; BP; Konukçu, 2017).

1.2.5.5. Katar

Katar, İran ve Rusya'dan sonra dünyada en fazla doğal gaz rezervinin bulunduğu üçüncü ülke ve gaz üretiminde dördüncü ülkedir. 1971 yılında Basra Körfezi Kuzey Sahası'nda doğal gaz yatakları keşfedilmiştir ve bu yataklar Katar doğal gaz rezervlerinin tamamını oluşturmaktadır. O dönemlerde petrolün ana enerji kaynağı sayılması, yerel tüketicinin enerji ihtiyacının petrolle ve petrol üretiminde ortaya çıkan gazla karşılanması, teknik yetersizlikler, gaz çıkarılması için gereken yatırım ve finansmandaki zorluklar ve Katar'ın büyük piyasalara olan uzaklığı gibi nedenlerden dolayı 1980'lere kadar bu bölgeden doğal gaz üretimi gerçekleşmemiştir. 1980lerin ortalarında küresel çapta gelişen teknolojiyle birlikte gazın LNG formuna dönüştürülmesi olanaklı hale gelmiş ve Katar'da LNG tesisleri kurularak Kuzey Sahası'ndan gaz çıkarımına başlanmıştır. 1984 yılında gaz ihracatını gerçekleştirmesi için devlet şirketi Qatar Petroleum ve uluslararası şirketlerin ortaklığında Qatargas kurulmuş ancak İran-Irak Savaşı nedeniyle ihracat gerçekleştirilememiştir. 1985'de Katar ve Japonya arasında alım anlaşması imzalanmış ve Katar'ın ilk LNG sevkiyatı Japonya'ya gerçekleşmiştir (Hashimoto vd., 2004; Göral, 2015).

Katar, Umman ve Birleşik Arap Emirlikleri'ne boru hattı ile Güney Amerika, Avrupa ve Asya Pasifik ülkelerine de LNG formunda toplam 124,4 milyar m³ doğal gaz ihracatı gerçekleştirmektedir. Dünya LNG piyasasında en fazla üretim ve ihracat oranına sahip olan Katar, özellikle Çin ve Hindistan gibi Asya ülkelerinin enerji talebinde önemli bir rol oynamaktadır (Göral, 2015; BP, 2017).

1.2.5.6. Norveç

Norveç, Avrupa'nın en büyük petrol üreticisi ve dünyanın en büyük üçüncü doğal gaz ihracatçısı ülkedir. Dünyadaki kanıtlanmış rezervlerin %0,9'una sahip olmasına rağmen üretimde altıncı sırada yer almaktadır. Yıllık 116,6 milyar m³ gaz üreten ülke enerji ihtiyacını hidro enerjiden sağlamakta, bu yüzden de üretiminin %95'ini Avrupa ülkelerine ihraç etmektedir (EIA, 2016).

Avrupa ülkelerinin yıllık doğal gaz ihtiyacının %21'ini tedarik eden Norveç, ihracatının büyük bir kısmını boru hattı ile İngiltere, Belçika, Almanya ve Fransa'ya

gerçekleştirmektedir. 2007 yılında ilk LNG tesisini kuran ülke, bu tarihten itibaren Kuzey ve Güney Amerika ülkelerine, Asya Pasifik ülkelerine ve Avrupa üzerinden Türkiye ve Orta Doğu ülkelerine de gaz tedarik etmektedir (EIA,2016).

Norveç'in de içinde yer aldığı Arktik Bölgesi'nde 1980'lerden beri yapılan çalışmalar, küresen ısınmaya bağlı olarak eriyen buzulların altında zengin enerji yataklarının yer aldığını ortaya çıkarmıştır. Bölgede yer alan diğer ülkelerle kıta sahanlığı ve enerji kaynaklarının çıkarımı ile ilgili uyuşmazlıklar yaşayan Norveç'in, anlaşma sağlanması ve buzulların tamamen erimesiyle birlikte 2030-2040 yıllarında gaz üretim miktarını on katına kadar çıkarabileceği tahmin edilmektedir (Arıdemir, 2017).

1.2.5.7. Kanada

Dünyanın beşinci büyük doğal gaz üreticisi olan Kanada, kanıtlanmış rezervlerin %1,2'sine sahiptir. Üretiminin yaklaşık yarısını ülke içinde tüketmekte ve kalan kısmını da boru hattı ile ABD'ye ihraç etmektedir. Son yıllarda ABD'nin kaya gazı üretimine başlaması nedeniyle ithalatının azalması, Kanada'yı alternatif ticaret bölgeleri aramaya itmiştir. Bu sebeple gelişen Asya ülkelerinin enerji ihtiyaçlarını karşılamada rol oynamak isteyen Kanada, yeni tesisler kurarak LNG formunda gaz ihraç etmeyi planlamaktadır (Göral, 2015).

1.2.5.8. Japonya

Japonya sınırlı fosil enerji kaynaklarına sahip bir ülkedir. Bu yüzden ihtiyacı olan petrol ve doğal gazı diğer ülkelerden ihraç etmektedir. Yıllık 108,5 milyar m³ ile dünyanın en büyük LNG ithalatçısı olan ülke enerji konusunda dışa bağımlıdır. En büyük gaz tedarikçileri Avustralya, Malezya ve Katar olan Japonya, Rusya ve ABD ile de LNG anlaşmaları imzalayarak ithalatını çeşitlendirmeyi amaçlamaktadır. Dışa bağımlılık risklerini azaltmak ve arz güvenliğini desteklemek için, Japon enerji şirketleri ithalat gerçekleştirdikleri ülkelerde finansal yatırımlar yapmakta ve gaz arama ve üretim çalışmalarına altyapı desteği sağlamaktadır (BP, 2016; Göral, 2015).

1995 yılından itibaren enerji sektörlerinde deregülasyona giden Japonya, 2016 yılında elektrik piyasasını serbestleştirmiştir. Gelecek yıllarda da doğal gaz piyasasını tamamen serbestleştirmeyi planlamaktadır. Altyapı çalışmaları ve uluslararası gaz projelerinde yer alan Japon şirketleriyle birlikte küresel LNG piyasasında söz sahibi olmak isteyen Japonya, gelecek yıllarda LNG spot piyasası kurarak ülkeyi LNG ticaret merkezi haline getirmeyi hedeflemektedir.

1.2.5.9. Çin

2000’li yıllardan itibaren hızla gelişen ve dünyanın en kalabalık nüfusuna sahip olan Çin, artan enerji ihtiyacını enerji ithalatı ile gidermektedir. Geçmiş yıllarda ülke içinde üretilen kömür ve petrol ile enerji talebini gidermeye çalışan Çin, özellikle aşırı sanayileşme sonrası artan hava kirliliği nedeniyle doğal gaza yönelmiştir. 2000 yılında 35 milyar m³ doğal gaz tüketimi-olan Çin, hükümetin hava kirliliğini ve emisyon oranını düşürmek için doğal gaza yönelmesiyle birlikte 2014 yılında 185,4 milyar m³ doğal gaz tüketimi gerçekleştirmiştir. Bu nedenle daha önceleri iç üretimle gaz talebini karşılayan Çin gaz ithalatına yönelmiştir. Hazar Havzası ülkeleri, Rusya ve Mynmar’dan boru hattı ile gaz ithal eden Çin; ABD, Katar ve Endonezya başta olmak üzere birçok ülkeden LNG satın alarak gaz ithalatını çeşitlendirmekte ve enerji güvenliğini korumaya çalışmaktadır (BP, 2016; Bayraç, 2009).

Çin’in ana doğal gaz rezervleri kuzey ve batı bölgelerinde yer almaktadır. Kaya gazı teknolojisinin geliştirilmesiyle Güney Çin Denizi’nde 170 milyar m³ yeni geleneksel olmayan gaz rezervleri keşfedilmiştir. Uluslararası şirketlerle ortak çıkarma ve üretim çalışmaları yapan Çin’in, 2030 yılında gaz ihracatçısı konumuna geçeceği tahmin edilmektedir (Higashi,2009; Li, 2015).



İKİNCİ BÖLÜM

DOĞAL GAZ PİYASALARI VE FİYATLANDIRMA YÖNTEMLERİ

2.1. Doğalgaz Piyasaları ve Fiyatlandırma Yöntemleri

Doğal gaz piyasası en basit haliyle kuyudan başlayıp son kullanıcıya doğal gazı iletme işlemlerinin gerçekleştiği piyasa olarak tanımlanabilir. Doğal gaz piyasasında temelde beş kategori piyasa katılımcısı bulunmaktadır (Eydeland ve Wolyniec, 2003):

- Doğal gaz üreticileri
- Taşıyıcılar / Tedarikçiler (boru hattı ve LNG şirketleri)
- Yerel dağıtım şirketleri
- Tüketiciler
- Aracılar (sektörde katılımcılar arasındaki ilişkileri yönetenler)

Doğal gaz piyasası da diğer ürün piyasaları gibidir ve arzın talebi karşıladığı noktada fiyat oluşur. Piyasada doğal gaz talebi arttığında fiyat yükselir ve üreticiler üretim kapasitelerini ve gaz bulma çalışmalarını artırır. Böylece üretim talebe bağlı olarak artar. Diğer ürünlerden farklı olarak doğal gaz doğal bir kaynaktır ve üretim süreci daha uzundur. Süreçte devlet izinlerinin alınması, arama çalışmalarını yapılması, bulunan gazın işlenerek boru hatlarına bağlanması 6 ay ile 10 yıl arasında sürmektedir. Bu yüzden doğal gaz piyasasında arzın artırılması uzun sürede gerçekleşebilmektedir. Arzın gerçekleştirilmesi gibi doğal gazın talep kısmı da esnek değildir. Tüketiciler doğal gazı kullanmak için çeşitli teçhizatlara yatırım yapmak ve tedarikçi kanallarla uzun süreli anlaşmalar yapmak zorundadır. Bu nedenle kolay bir şekilde doğal gaza veya doğal gazdan alternatif kaynaklara geçiş yapamazlar. Ayrıca hanehalkı ve sanayi tüketicileri gibi birçok tüketici gazı depolayamaz. O yüzden tüketiciler fiyat değişikliklerine hemen tepki gösteremezler. Öte yandan enerji sektöründeki büyük tüketiciler doğal gazı depolayabilir veya fiyatlardaki değişimlere göre hızlı hareket edebilirler (Gandolphe ve Dickel, 2002; Özcan, 2006:2).

Doğal gaz talebinin azalması veya fiyatların düşmesi durumunda ise üreticiler üretim kapasitelerini azaltıcı tepkiler vererek fiyatlar üzerinde baskı yaparlar. Ancak yine bu tepki kısa bir sürede gerçekleşmeyeceği yani üreticilerin kapasiteyi bir anda düşürüp kuyu üretimini azaltamayacağı için fiyatlardaki değişim uzun bir süreçte gerçekleşir. Doğal gaz piyasasındaki bu değişimler arasındaki ilişkiye “doğal gaz döngüsü” adı verilmektedir (Özcan, 2006:2).

Doğal gaz, üretim ve tüketim bölgeleri arasında coğrafi çeşitliliğe sahip bir enerji kaynağıdır. Üretim yapan bölgeler daha çok Orta Doğu, Rusya ve Hazar Havzası gibi

dünyanın doğusunda yer alırken, doğal gaz tüketiminde en fazla paya sahip ülkeler ABD ve Avrupa ülkeleri gibi batıda yer alan bölgelerdir. Ancak son yıllarda ekonomik olarak hızla büyüyen Çin ve Hindistan'ın da doğal gaz talebinin hızla arttığı görülmektedir. Üretim ve tüketim alanlarındaki bu dağılım hem doğal gazın taşınmasında hem de piyasanın gelişmesinde sınırlamalar getirmiştir. Bu yüzden petrol ve kömürün aksine küresel ve bütünleşmiş bir piyasa oluşması daha yavaş gerçekleşmektedir.

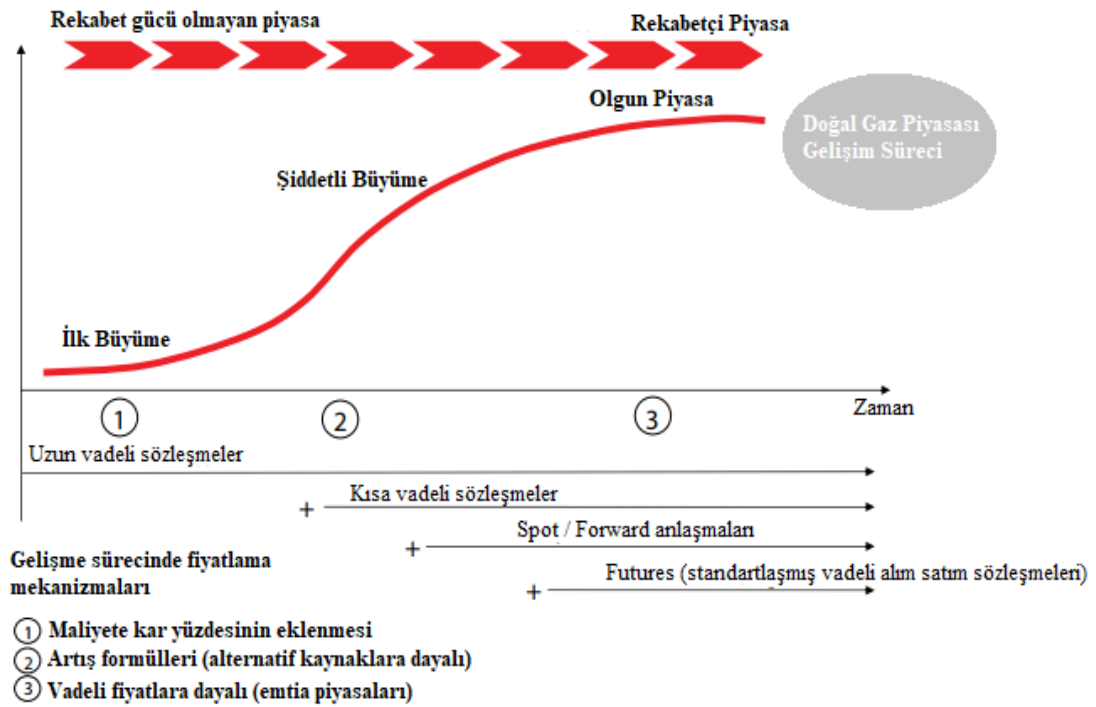
Doğal gazın uluslararası ticareti, boru hatlarının inşa edilmesiyle başlamış; doğal gazın sıvılaştırılmasıyla (LNG) daha da yaygınlaşmıştır. Uluslararası ilk boru hatları 1980'lerde ABD ile Kanada, Rusya ile Doğu Avrupa, Norveç ile diğer Doğu Avrupa Ülkeleri ve deniz altından Cezayir ile İtalya arasında bağlanmıştır. Boru hatları doğal gaz ticaretini ne kadar artırsa da uzak mesafelerde kullanılamadığı için gaz ticaretinde coğrafi sınırlamaları aşamamış; bu sınırlamalar ile de bölgesel doğal gaz piyasaları oluşmuştur. Bunlar, Kuzey Amerika ve Avrupa olmak üzere iki ana piyasa ile orta büyüklükteki Latin Amerika, Asya Pasifik ve Orta Doğu piyasalarıdır (Victor vd., 2006: 10).

1990'lara kadar doğal gaz piyasası, iştirakçiler arası uzun vadeli satış ve satın alma anlaşmalarıyla devam etmiştir. Bu anlaşmaların fiyatlandırmaları genellikle esnek olmayan bir şekilde ve petrole bağlı halde hüküm sürmüştür. Ancak petrol piyasasında artan gerilimler ve hem petrol hem de petrole bağlı olan gazın güvenliği konusundaki endişeler, ayrı bir gaz piyasası oluşması gerektiğini göstermiştir. Bunun üzerine 1980lerin sonundan itibaren ilk olarak ABD'de daha sonra da İngiltere'de fiziksel ve finansal doğal gaz piyasası oluşturma çalışmaları başlamıştır. Böylece "hub" adı verilen, ithalatçı ve ihracatçılar arasında gaz ticaretinin yapılabildiği, boru hatlarının buluşma ve dağılma yeri olan enerji merkezleri ortaya çıkmıştır. Bu merkezlerde fiziksel ticaretin gerçekleştirilebildiği gibi, depolama veya geçici süreliğine bekletme işlemleri de yapılmaktadır. Hublarda oluşan piyasalarla birlikte hub fiyatlama mekanizmaları ortaya çıkmış ve doğal gaz spot ve vadeli işlem piyasaları gelişmiştir (Tricarico,2014).

Doğal gaz piyasasında fiyatlama, ilk aşamada uzun vadeli sözleşmelerle, üretim maliyetlerine tedarikçilerin ve dağıtımçıların kar yüzdelelerini eklemeleri ile yapılmıştır. Piyasanın büyümesi ile doğal gaz fiyatları petrol fiyatlarına endeksli olarak değişmiş ve bazı piyasalarda uzun vadeli sözleşmelerin yanında kısa vadeli sözleşmeler, spot ve forward anlaşmaları ile alım satımlar ortaya çıkmıştır. Küresel piyasalarda serbestleşmelerin ve yeni

düzenlemelerin başlaması doğal gaz piyasalarını da etkilemiş, doğal gaz futures adı verilen vadeli alım satım sözleşmeleriyle işlem görmeye başlamıştır. Doğal gaz piyasasının bu gelişim süreci her ülkede ve bölgede aynı şekilde ilerlememiştir. ABD, İngiltere ve Almanya gibi bazı ülkelerde doğal gaz piyasası olgunluğa ulaşmıştır ve hem uzun vadeli sözleşmelerle hem spot ve forward anlaşmalarıyla hem de vadeli alım satım sözleşmeleriyle işlem yapılmaktadır. Ancak bazı ülkelerin doğal gaz piyasaları henüz olgunluğa ulaşamamıştır ve halen sadece uzun vadeli sözleşmeler yapılmaktadır (Şekil 2.1).

Şekil 2.1: Doğal Gaz Piyasaları Gelişim Süreci ve Fiyatlamalar



Kaynak: Dickel, Kanai ve Konoplyanik, 2007.

2.1.1. Fiziki Doğal Gaz Piyasaları ve Fiyatlandırma Yöntemleri

Fiziki doğal gaz piyasaları, doğal gaz üreticileri, tedarikçileri, taşıyıcıları ve tüketicileri buluşturan ve doğal gazın bir ürün olarak alınıp satıldığı piyasalardır. Ulusal fiziki piyasalarda üretim şirketi, iletim şirketi, toptan satış şirketi, ihracatçı şirket, dağıtım şirketi ve serbest tüketiciler arasındaki alım-satım işlemleri yer alırken, uluslararası piyasalarda iki ülke arasında hükümetler arası veya şirketler aracılığıyla gerçekleştirilen ticaret anlaşmaları ve boru hattı projeleri yer almaktadır.

Fiziki piyasalarda uzun ve kısa vadeli anlaşmalarla gaz ticareti gerçekleşmektedir. Doğal gaz arama, üretim, boru hatlarının inşası veya gazın sıvılaştırılması (LNG) için terminallerin kurulması gibi işlemler yüksek maliyet gerektirir. Bu nedenle satıcılar, uzun vadeli taahhüt garantisi olmadan bu işlemlere yeni yatırım yapmada çekimser kalırlar. Bunun yanında piyasanın ilk döneminden itibaren doğal gaz üretici ve tüketicileri arasındaki mesafe, gazın taşınmasıyla ilgili sınırlamalar ve zorluklar ve güvenlik sorunları, arz ve talepte bulunan ülkeleri uzun vadeli ikili anlaşmalarla ticaret yapmaya itmiştir (Holland ve Ashley, 2012).

Uzun vadeli anlaşmalar uluslararası ticarete iki ülkeyi de temsil eden şirketler arasında, ulusal piyasada ise tedarikçi ve üretici şirketler ile toptan satış yapan şirketler, ihracat şirketleri, dağıtım şirketleri veya serbest tüketiciler arasında imzalanır. Anlaşma, satıcıyı ve alıcıyı garanti altına almak amacıyla sabit bir miktarın belirtildiği ve 5 yıl ve daha uzun bir zaman dilimi için geçerli olan sözleşmeyi içerir. Böylece iki taraf da hem arzın kesintiye uğramasından hem de fiyat farklılıklarından korunmuş olur. Genellikle “al ya da öde” şartıyla yapılan uzun vadeli anlaşmalarda, en sık kullanılan fiyatlama yöntemleri maliyet esaslı fiyatlandırma (net forward) ve petrole endeksli fiyatlandırma yöntemleridir. Uluslararası piyasalarda her iki yöntemden de yararlanılırken, ulusal piyasada daha çok maliyet esaslı fiyatlandırma yöntemi kullanılmaktadır (Yağız, 2016).

- **Maliyet Esaslı Fiyatlandırma (Net Forward):** Diğer ürün piyasalarında olduğu gibi, doğal gaz piyasasında gazın işlenip üretilmesinden son kullanıcıya iletilmesine kadar olan süreçteki faaliyetlerin maliyeti gazın fiyatına etki etmektedir. Doğal gazın fiyatında üretim maliyeti (kuyubaşı fiyatı), ithal edilen gazın taşıma ve boru hatlarıyla iletim maliyeti veya ithal edilen LNG’nin taşınması ve gaza dönüştürülmesi için gereken maliyetler, depolama ve ülke içinde dağıtım maliyetleri etki etmektedir. Doğal gazın iletiminin bölgelere göre farklılık göstermesi, maliyetlerin de değişeceğinden fiyatlara farklı şekillerde yansımaktadır. Uluslararası piyasalarda gazın arama, çıkarma ve üretme maliyetlerinin yanında ihracatçı ve ithalatçı şirketlerin yatırım maliyetleri ve riskleri fiyatı belirlerken; ulusal piyasada iletim, toptan satış ve dağıtım şirketlerinin kendi maliyetlerini ve kar marjlarını eklemesi ve devletin uyguladığı vergiler fiyatı belirlemektedir (Dickel vd., 2007).

- **Petrole Endeksli Fiyatlandırma:** Doğal gazın diğer ikame yakıtlara endekslenerek fiyatlandırılması ilk olarak 1959'da Hollanda'da Groningen gaz bölgesinde kullanılmıştır. Doğal gaz, en yakın ikame ürün olan petrole ve petrol türevlerine endekslenerek fiyatlanmıştır. Günümüzde çoğu uzun vadeli anlaşma, doğal gaz üretici şirketlerin aynı zamanda petrol sektöründe de yer alması nedeniyle petrole endeksli fiyatlamaya sahiptir. Anlaşmanın imzalandığı tarihte belirlenen petrol fiyatı, genellikle ödeme dönemi öncesindeki 3-9 ayın ortalaması hesaplanarak baz alınır ve taraflar arasında doğal gazın fiyatı belirlenir. Anlaşmaların maddeleri ve endeksleme süreci üretici ülkeler arasında farklılık gösterir ve genellikle uluslararası ticaret ve ekonomik işbirliklerine dayanır (Speck ve Mulder, 2003).

Doğal gaz fiyatlarının petrol fiyatlarına endekslenmesi, üreticilerin birçoğunun aynı zamanda petrol üreticisi olması ve petrol fiyatlarını etkileyebilmeleri nedeniyle haksız kazanç sağlamalarına ve ithalatçıların bu durumdan olumsuz etkilenmesine neden olmaktadır. Geçmiş yıllarda petrol fiyatlarındaki ani artışlar doğal gaz fiyatlarını da etkilemiş, bunun üzerine birçok uzun süreli anlaşmalarda doğal gazın birçok alıcı ve satıcıyı bir araya getiren ticaret noktası olan hublarda belirlenen fiyatlar baz alınmaya başlamıştır. Bu yöntemle doğal gaz ikame bir ürüne bağlı olarak değil, piyasadaki rekabet ve arz-taleple belirlenmektedir. Gazın gazla rekabetinden oluşan piyasa sayesinde uzun dönemli anlaşmaların yanında doğal gazın yıllık, aylık, saatlik gibi kısa vadeli anlaşmalarla alınıp satılabileceği spot piyasalar ortaya çıkmıştır.

Spot piyasada işlem yapan katılımcılar arz ve talebi hem kısa hem de uzun vadede dengeleyerek değişen piyasa koşullarına karşı daha hızlı tepki vermektedir. Spot piyasada üreticiler, tedarikçiler, dağıtım şirketleri ve büyük nihai kullanıcıların gerçekleştirdiği günlük işlemler kısa vadeli dengeleme sağlamaktadır. Spot piyasayla birlikte azalan arz ve fiyat riski de kısa, orta ve uzun vadeli sözleşmelerde fiyatların oynaklığını azaltmaktadır (Juris, 1999: 45).

2.1.1.1. Doğal Gaz Spot Piyasaları ve Fiyatlandırma Yöntemleri

Spot piyasalar, cari fiyatlar üzerinden işlemlerin anında yapıldığı piyasalardır. Menkul kıymet borsaları ve emtia piyasalarında yapılan işlemler spot piyasa işlemleridir.

Ancak petrol ve doğal gaz gibi ürünlerin doğası ve taşıma süreci nedeniyle alım-satım işlemleri daha uzun sürebilmektedir (Gündoğdu, 2016).

Roeber (1996) spot piyasaların dört aşamada gelişme kaydettiğini savunmaktadır. Bu aşamalar, kısa süreli fiziksel dengeleme ihtiyacı, fiyat şeffaflığı ve raporlanması, fiyat dönütleri ve risk yönetimidir.

- 1) *Kısa Süreli Fiziksel Dengeleme İhtiyacı*: Uzun vadeli sözleşmelerde arz-talep dengesinde sorunlar oluşmaktadır. Ekonomik şartlarda değişimler, zaman zaman talepte yükselişe ya da düşüşe neden olmaktadır. Spot piyasanın çıkış noktası bu dengesizlikleri önlemek ve alıcı ile satıcı arasındaki ilişkide dengeyi sağlamaktır.
- 2) *Fiyat Şeffaflığı ve Raporlama*: Finansal piyasalarda fiyat bilgisi en önemli unsurdur. İlkel piyasalarda tacirler ağızdan ağıza bilgiyle (word-of-mouth information) piyasada ilk bilgiye ulaşmaya çalışmışlardır. Ancak piyasaların ve yardımcı kurumların gelişmesiyle fiyat raporları ortaya çıkmıştır. Bu raporlar piyasada hem şeffaflığı sağlamakta hem de güvenilirliği artırmaktadır.
- 3) *Fiyat Dönütleri*: Fiyat raporları piyasalarda daha fazla rol oynamaya başlamaktadır. Böylece gelecek yatırımlar için yapılan analizlerde geçmiş veriler kullanılmaktadır.
- 4) *Risk Yönetimi*: Kısa vadeli fiyatlardaki dalgalanmalar şirketler için risk teşkil etmektedir. Bu riskin azaltılması için ise vadeli sözleşmeler kullanılmakta; forward ve futures piyasaları oluşturulmaktadır. Vadeli işlem piyasaları spot piyasalardan ayrı olarak da faaliyet gösterse de spot piyasadaki riski azaltmak için en çok uygulanan yöntemdir.

2.1.1.1.1. Doğal Gaz Ticaret Merkezleri (Hub)

Doğal gaz ticaret merkezi (hub), alıcı ve satıcının bir araya geldiği birden fazla boru hattından gaz iletiminin gerçekleştiği pazar merkezleridir. Doğal gaz ticaret merkezleri tanım itibarıyla kurulduğu ilk yıllarda fiziksel bir merkez (physical hub) özelliği taşımıştır. Ancak teknolojinin ve gaz ticaret olanaklarının gelişmesiyle sanal doğal gaz ticaret merkezleri (virtual hub) kurulmaya başlamıştır (Zhu, 2014).

Doğal gaz 1990'lara kadar sadece petrol fiyatlarıyla paralel bir şekilde katılımcılar arası sözleşmelerle fiyatlanmıştır. Bu sözleşmelerde hem arzın hem de fiyatın sözleşmeye bağlı olarak uzun süre sabitlenmesi ve fiyatların tedarikçiler tarafından belirlenmesi söz

konusudur. 1970'lerdeki petrol kriziyle birlikte enerji sektöründe güvensizliğin hâkim olması, arz ve talepteki piyasa değişkenleri ve enerji sektöründe başlayan serbestleşme uygulamaları doğal gaz piyasasında da yeni değişiklikler yapılmasını gerektirmiştir. Standartlaşmış uzun vadeli sözleşmeler yerine daha esnek ve güvenli anlaşmalar için talep ortaya çıkmıştır. Bu yüzden hem arz-talep-fiyat riskini azaltmak hem de gazın rekabetçi bir piyasada gazla fiyatlanmasını sağlamak için doğal gaz ticaret merkezleri kurulmuştur. İlk olarak ABD'de kurulan ticaret merkezi daha sonra Avrupa'da İngiltere başta olmak üzere Belçika ve Hollanda'da gelişmiştir (Roeber,1996; Juris,1998). Günümüzde Kuzey Amerika'da 2 ve Avrupa'da 11 olmak üzere toplam 13 aktif enerji merkezi bulunmaktadır. Ancak bunlardan çoğu ithal ve ihraç edilen gazda dengeleme sağlama amacıyla kurulmuştur. Gelecek yıllarda Avrupa ülkelerinde Türkiye dâhil olmak üzere 17 enerji merkezi daha kurulması planlanmaktadır. Enerji merkezlerinden yalnızca ABD, Kanada, İngiltere, Belçika ve Hollanda'da spot piyasa işlemleri yapılmakta olup, diğer ülkelerde başlayan serbestleşme çalışmalarıyla birlikte tüm enerji merkezlerinde de spot gaz işlemlerinin yapılması mümkün olabilecektir.

2.1.1.1.2. Spot Doğal Gaz Piyasaları

Spot doğal gaz piyasaları, doğal gaz alım-satım işlemlerinin cari fiyat üzerinden fiziksel veya sanal ticaret merkezlerinde yapıldığı piyasalardır. 1980lerde enerji piyasalarının serbestleşmeye başlamasıyla ilk olarak ABD ve Kanada'da spot doğal gaz piyasaları kurulmuştur. Daha sonraki yıllarda AB Komisyonu'nun enerji piyasalarında serbestleşme ve rekabetin artması amacıyla aldığı kararlar Avrupa ülkelerinde de spot doğal gaz piyasaları yer almaya başlamıştır.

2.1.1.1.2.1. ABD Spot Doğal Gaz Piyasası

Doğal gaz piyasasında serbestleşme uygulamaları ve spot piyasanın kurulması ilk olarak ABD'de gerçekleşmiştir. ABD doğal gaz piyasası, başlangıcından itibaren üretimin özel şirketler tarafından yapıldığı, dağıtım faaliyetlerinin, daha ekonomik olduğu gerekçesiyle her eyaletin doğal tekel olarak faaliyet gösteren tek bir kamu şirketi tarafından gerçekleştirildiği bir piyasa olarak işlemiştir. Üreticilerden dağıtım şirketlerine gaz transferini sağlayan iletim şirketleri ise bazı eyaletlerde dağıtım şirketine bazılarında ise üretim şirketlerine ait olarak faaliyet göstermiştir. 1900'lerde ilk düzenleme hareketi olarak eyaletler arası gaz ticaretini ve her eyaletteki gaz tarifesini düzenleyecek Kamu Şirketleri

Komisyonları (PUC) kurulmuştur. Eyaletlerdeki doğal gaz fiyatları uzun vadeli anlaşmalarla ve işlem maliyeti yöntemiyle belirlenmiş; kuyu gazı fiyatından gaz alan iletim şirketleri, boru hatları ve taşıma maliyetlerini ekleyerek eyalet giriş fiyatını belirlemişlerdir. Bu fiyattan gaz alan dağıtım şirketleri ise kendi maliyetlerini ekleyerek tüketicilere gaz tedarikinde bulunmuşlardır. İlerleyen zamanlarda dağıtım şirketlerinin yetkili oldukları eyalet dışında da iletim faaliyetinde bulunmasıyla PUC düzenlemeleri yetersiz kalmış ve eyaletler arasında iletim yapan şirketler PUC düzenlemelerinden bağımsız olarak faaliyet göstermeye başlamıştır. Eyaletlerin gaz yönetimindeki başarısızlığı ve piyasadaki şirketlerin düzenlemeler dışında fiyat belirlemesi sonucunda 1938 yılında Doğal Gaz Kanunu (The Natural Gas Act) çıkarılmıştır. Hükümetin ilk defa eyaletler arası dağıtım faaliyetine dâhil olduğu bu Kanun ile Federal Enerji Komisyonu (FPC), uygulanacak tarifeleri belirlemede ve dağıtım şirketlerinin lisanslandırılmasında yetkilendirilmiştir. FPC eyaletlerin iletim ve dağıtım faaliyetlerinde işlem maliyetini esas alan fiyatlandırma yönteminin devam etmesine karar vermiştir. Ancak FPC'nin eyaletlerde farklı uygulama konusunda zorluklarla karşılaşması, işlem maliyeti yöntemi ile şirketlerin maliyetlerine yüksek seviyelerde kar ekleyerek fiyatları belirlemesi ve düzenlemenin üretim şirketlerini kapsamaması nedeniyle şirketlerin iletim faaliyetinde bulundukları bölgelerdeki tekellikleri devam etmiştir (De Vany ve Walls, 1994; Bülbül, 2010; Zajdler, 2012).

1954'te Amerikan Yüksek Mahkemesi, "Philips Petroleum Co. V. Wisconsin" kararı ile üreticilerin de eyaletler arası gaz iletiminde bulunan şirket statüsüne girdiğine ve bu yüzden üreticilerin fiyatlarının da FPC tarafından kontrol edilmesine karar vermiştir. Bu karar ile FPC her bir doğal gaz üreticisinin uygulaması gereken fiyatı belirlemeye çalışmış ancak 1959 yılına kadar, kararın üstünden 4 yıl geçmesine rağmen büyük bir kısmını hesaplayamamıştır. Bunun üzerine FPC, belirlenen 5 ayrı bölgede gerçekleşen satış sözleşmelerinin ortalama fiyatına göre bir tavan fiyat belirlemeye çalışmıştır. Ancak bu uygulamanın da yetersiz olması üzerine 1974'te tüm ülke için geçerli olacak bir tavan fiyat belirleme kararı almıştır.

1970'lerdeki petrol krizi ve artan petrol fiyatları nedeniyle doğal gaza olan ilgi artmış ve hem petrol üreticisi şirketler hem de tüketiciler doğal gaza yönelmeye başlamıştır. Artan talep üzerine tedarik sorunları ve aşırı fiyat artışları yaşanmış ve bu durumun düzeltilmesi için 1978'de Doğal Gaz Politikası Kanunu (The Natural Gas Policy of Act-NGPA) çıkarılmıştır. Piyasanın kontrolü için de FPC'nin yerine ithalat ve ihracat hariç geniş

yetkilere sahip Federal Enerji Düzenleme Komisyonu (FERC) kurulmuştur. Bu kanun ile her bir eyalette oluşan piyasaların birleştirilmesi ve arz ve talebin dengelendiği ve fiyatın piyasada belirlendiği tek bir ABD doğal gaz piyasası oluşturulması hedeflenmiştir. İlk olarak arzı artırmak amacıyla yeni doğal gaz arama ve üretim faaliyetlerine ekonomik teşvik sağlamak için yeni fiyat tavanları belirlenmiştir. Ancak üretici ve iletim şirketleri arasındaki mevcut anlaşmalar, eski fiyatlandırma ile devam etmiştir. İletim şirketleri talep fazlasına güvenerek eski anlaşmaların yanında üreticilerle yeni uzun vadeli anlaşmalar imzalamış ancak devam eden yüksek fiyatlı anlaşmalar ve “al ya da öde” şartı nedeniyle talepte değişiklik olmamıştır. Bu yüzden çözülen arz sıkıntısı arz fazlalığı yaratmış ve bu süreçte oluşan gaz balonu 1995’e kadar piyasayı etkilemiştir (Dickel vd., 2007; Bülbül,2010).

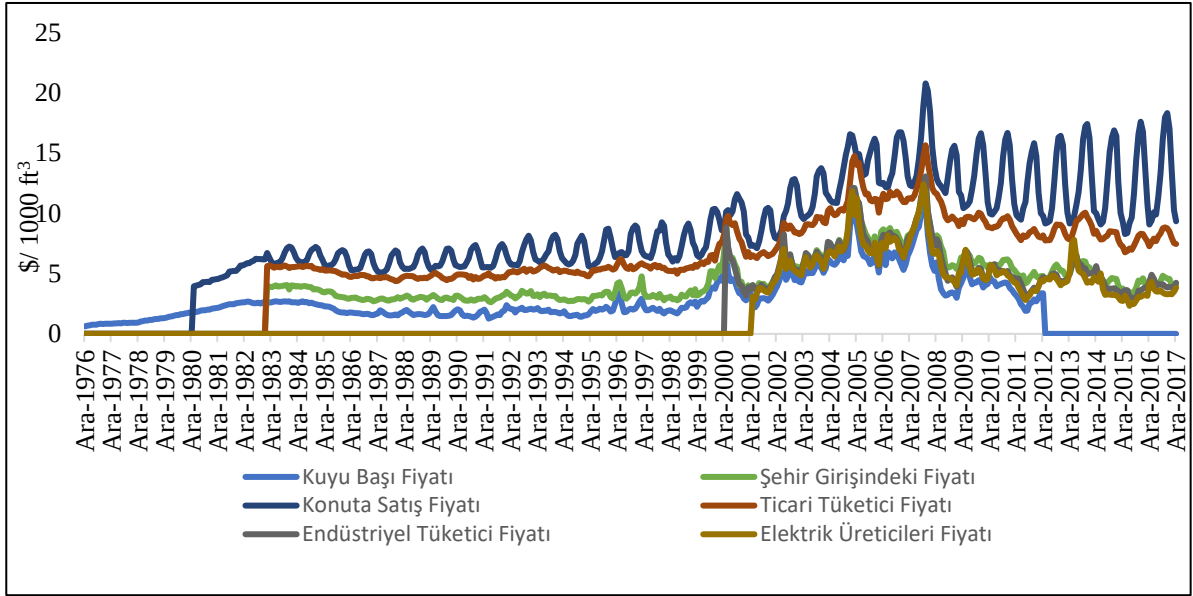
Üreticiler ile iletim şirketleri ve iletim şirketleriyle dağıtım şirketleri arasındaki “al ya da öde” şartlı uzun vadeli anlaşmalara çözüm bulmak için FERC 1983’de 380 sayılı Karar ile dağıtım şirketlerinin ve bazı endüstriyel tüketicilerin doğrudan üreticilerden gaz alabilmelerini sağlamış böylece doğal gaz spot piyasasının temelleri atılmıştır. Piyasadaki asıl serbestleşme ve spot piyasanın tam olarak oluşumu 1985’de gerçekleşmiştir. 436 sayılı Karar ile iletimin yanında üretim veya dağıtım faaliyetlerinde de bulunan şirketlere ayrılma hakkı tanınmış, bu sayede söz konusu şirketler yalnızca taşıyıcı şirket konumuna gelmişlerdir. Ayrıca piyasadaki tüm oyuncuların direkt üreticilerden gaz alabilmelerine olanak tanınmıştır. Böylece piyasadaki tüm oyuncular iletim hizmetine serbest erişim (open acces) imkânı bulmuştur. Ayrıca iletim şirketlerinin müşterilerine FERC’in belirlediği alt ve üst sınırlarda fiyat uygulamasına ve iletim şirketlerinin de piyasada rekabet edebilmesi için uzun vadeli anlaşmalarının 5 yıla kadar düşmesine karar verilmiştir. Böylece ABD doğal gaz piyasası tamamen serbestleşmiş ve spot piyasa oluşumu tamamlanmıştır (Doane ve Spulber, 1994).

1997’de ithal ve ihraç edilen gaz spot piyasada işlem görmeye başlamıştır. Boru hattıyla ihraç ve ithal edilen gaz (Kanada ve Meksika) ve LNG spot piyasada fiyatlanmış böylece piyasa küresel ticarete açık hale gelmiştir.

Serbestleşme sonrasında günümüze kadar ABD’de spot piyasa işlemlerinin gerçekleştirildiği, boru hatlarının kesiştiği 29 doğal gaz ticaret merkezi (hub) ortaya çıkmıştır. Bunun yanında Kanada’da bulunan 9 ticaret merkezi de ABD spot piyasasında yer almaktadır. Bu ticaret noktalarından en önemlisi, küresel piyasadaki işlemlerde de kabul

edilen ve ABD ve Kanada'daki şirketler izin temel referans noktası olarak dikkate alınan "Henry Hub"dır (Göral, 2015).

Grafik 2.1: ABD Spot Piyasasında Doğal Gaz Fiyatları (Henry Hub)



Kaynak: EIA, 2018.

Serbestleşmeyle birlikte piyasada fiyatlanan doğal gaz, yüksek dalgalanmaya ve riske sahip bir piyasa haline gelmiştir. Ekonomik kriz, doğal afet, mevsimsel talep değişikliği ve petrol fiyatlarındaki değişiklikler gibi birçok faktörden etkilenen fiyatlar özellikle 2001'deki mevsimsel koşullar, 2008 Krizi ve 2017'deki Irma Kasırgası sırasında aşırı artış göstermiştir (Grafik 2.1). Bu sebeple son yıllarda regülasyon ve deregülasyon faaliyetlerinin başarısı sorgulanmakta ve piyasanın düzenlenme ihtiyacının olduğu tartışılmaktadır (Göral, 2015).

2.1.1.1.2.2. Kanada Spot Doğal Gaz Piyasası

ABD'den sonra doğal gaz piyasasında serbestleşmeye giden ve doğal gaz piyasasını rekabete açan ülke Kanada'dır. Ülkede doğal gaz piyasası uzun bir süre federal hükümet ve Alberta eyaleti kontrolünde işlemiş ve fiyatlar petrole endeksli olarak uzun vadeli sözleşmelerle belirlenmiştir. 1970'lerdeki petrol krizi ile başlayan fiyat artışını önlemek ve ABD'de başlayan serbestleşme hareketiyle birlikte hem yeni ABD piyasasında yer almak hem de ülke içi piyasanın rekabete açılmasını sağlamak amacıyla 1985 yılında Kanada'da serbestleşme çalışmaları başlamıştır. 31 Kasım 1985'de federal hükümet ve eyaletler arasında Halloween Anlaşması imzalanmış ve bu anlaşma ile tüm eyaletlerdeki üretim,

iletim ve dağıtım faaliyetleri ayrılmış, boru hatlarına açık erişim sağlanmıştır. Böylece eyalet piyasalarındaki tekel devlet şirketleri özelleştirilmiş ve yeni şirketlerin piyasaya girmesi sağlanmıştır (<https://www.neb-one.gc.ca>, 2018).

Hane halkının doğal gazı direkt ulaşımı Alberta ve Ontario’da 1986 yılında; British Columbia’da ise 2005 yılından itibaren başlamıştır. Tüm eyaletlerde fiziksel enerji merkezi bulunmakta olup, gaz fiyatı için genellikle Alberta Hub-veya ABD’deki Henry Hub baz alınmaktadır (<https://www.neb-one.gc.ca>, 2018).

2.1.1.1.2.3. İngiltere Spot Doğal Gaz Piyasası

İngiltere’de 1986 yılına kadar doğal gaz piyasasındaki gaz iletim ve dağıtım faaliyetlerinin tümü devlet şirketi olan British Gas tarafından gerçekleştirilmiştir. Üreticilerden sağlanan ve o dönem yalnızca Hollanda’dan ithal edilen gazın fiyatı da British Gas tarafından belirlenmiştir.

1980’de başlayan devlet kurumlarını özelleştirme çalışmaları ve ABD’deki serbestleşme uygulamalarının etkileriyle 1986’da Doğal Gaz Yasası (Natural Gas Act) yürürlüğe girmiştir. British Gas özelleştirilmiş ve üretim, iletim ve depolama faaliyetlerinin yürütüldüğü BG ve toptan satış ile dağıtım faaliyetlerinde bulunacak Centrica adında iki ayrı şirket kurulmuştur. Kanun ile birlikte Ofgas (Office of Gas Supply) düzenleyici kurum olarak yetkilendirilmiş ancak kurum düzenlemelerini yavaş bir şekilde yürütürken, özelleştirilen British Gas dünyanın en karlı şirketlerden biri konumuna gelmiştir.

Serbestleşmenin en büyük amacı piyasada rekabetin oluşmasını sağlamaktır. Bu nedenle ilk olarak British Gas’a ait olan iletim hatları diğer satıcıların da erişimine açık hale getirilmiştir. Daha sonra toptan satış, dağıtım piyasaları serbestleştirilmiştir.

İletim sistemi diğer şirketlerin de kullanımına açık olsa da boru hatlarını BG’nin alt bir şirketinin kontrol etmesi iletimde sıkıntılara yol açmış bunun üzerine 1996’da Ofgas tarafından tüm iletim sistemini kontrol edecek Network Code adında bir sistem ve National Balancing Point (NBP) adıyla sanal bir hub kurulmuş, doğal gazın fiziksel ticareti bu portal üzerinden gerçekleşmeye başlamıştır. National Balancing Point, İngiltere’deki tüm doğal gazın fiziksel olarak kendi sisteminde olduğunu varsayan alıcı ve satıcıyı bir araya getiren ticari bir sistemdir. Bu sistemde hem Interconnector ve Balgzand Bacton boru hatlarıyla hem de diğer ülkelerden LNG yoluyla ithal edilen doğal gaz ve İngiltere’de üretilen gaz işlem görmektedir. NBP’de günlük, aylık, çeyrek dönemlik, mevsimlik ve yıllık tedarik

sürelerinde üreticiler, doğal gaz tedarik ve dağıtım şirketleri, enerji ve sanayi şirketleri ile finansal araçlar alım satım yapmaktadır (Dickel vd., 2007).

1990’larda Kuzey Denizi’nde keşfedilen büyük rezervler üretimin %51 oranında artmasını sağlamıştır. Ancak bu durumda da talep karşısında fazla arz oluşmuş ve negatif fırsat maliyeti ortaya çıkmıştır⁹. Bunun üzerine üreticiler fazla gazı düşük fiyatlarla spot piyasada satmak zorunda kalmış, bu nedenle de piyasada doğal gaz fiyatları uzun süre düşük seviyelerde seyretmiştir. Uzun süre düşük kalan fiyatlar 2000 yılında fazla gazın kıtaya ithal edilmeye başlamasıyla tekrar yükselmiş fakat bu sefer de artan ithalat nedeniyle fiyatlar aşırı artış göstermiştir. 2004 yılına gelindiğinde Kuzey Denizi’ndeki sahalarda gaz rezervinin azalmasıyla İngiltere net ihracatçı konumundan net ithalatçı konumuna gelmiştir. Avrupa’daki diğer ülkeler ve İngiltere’nin gaz ithal ettikleri ülkelerin petrole endeksli fiyatlama yöntemini kullanmasından dolayı, İngiltere spot piyasasındaki fiyatlar serbestleşmeden önceki gibi petrol fiyatlarına bağlı hale gelmiştir (Dickel vd., 2007; Düzyol, 2012).

Spot piyasanın kurulmasından itibaren yaşanan bu gelişmeler, İngiltere’nin arz/talep baskısına hızlı tepki veren, likit ve değişken bir doğal gaz piyasasına sahip olduğunu göstermektedir. Bu nedenle piyasada arbitraj işlemleri çok yaygındır. Özellikle diğer Avrupa ülkeleriyle uzun dönemli ihracat anlaşmalarında tedarikçilere İngiltere spot piyasasından arbitraj imkânı sağlayan maddeler bulunmaktadır. Gaz ticareti ve arbitraj işlemleri sayesinde önceden Avrupa piyasasından ayrı bir oluşum olan İngiltere piyasası ile Kıta Avrupası piyasaları arasında fiyat kanalı oluşmuştur. Böylece bir süre sonra NBP’deki spot fiyatları ile Avrupa’da uzun dönemli anlaşmalarla belirlenen fiyatlar birlikte hareket etmeye başlamıştır (Düzyol, 2012).

2.1.1.1.2.4. Belçika Spot Doğal Gaz Piyasası

Federal krallık olarak yönetilen ve Flaman, Valon ve Brüksel Federal Bölgelerine ayrılan Belçika, kömür ve yenilenebilir enerji kaynakları dışında enerji yoksulu bir ülkedir. Enerji ihtiyacının çoğunu ithalat ile gidermeye çalışan ülke, doğal gaz tüketiminin tamamını

⁹ Arz fazlalığı sonucunda üreticiler doğal gazı ya yeniden bölgeye enjekte etmek ya da fazla gazı yakmak zorunda kalmıştır. Ancak yakma işlemi de çevreye vereceği zarar nedeniyle devlet tarafından engellendiği için tek alternatif olan enjekte işlemi yapılmaktadır. Bu işlemin de uygulanabilirliği çok zor ve pahalı olduğundan negatif fırsat maliyeti ortaya çıkmaktadır.

Hollanda, Norveç, İngiltere, Katar ve Rusya'dan boru hatlarıyla ve LNG formunda gaz ithal ederek karşılamaktadır.

1970'lerde Hollanda'da keşfedilen rezervler ile doğal gaz kullanmaya başlayan Belçika'da 2000 yılına kadar doğal gaz piyasasını ithalat, depolama ve iletim faaliyetlerinde tekel olan devlet şirketi Distrigaz kontrol etmiştir ve üretici ülkelerle “al ya da öde” şartlı uzun vadeli anlaşmalar imzalayarak gaz arzını gerçekleştirmiştir. Dağıtım ise belediyelere ait şirketler tarafından ve genellikle elektrik dağıtımı ile birlikte yapılmıştır. 1998'de Distrigaz'ın kontrol ettiği Zeebrugge fiziksel ticaret noktası kurulmuş ve Interconnector boru hattına bağlanmıştır. Böylece İngiltere, Norveç, Fransa, Almanya ve Hollanda arasındaki karşılıklı gaz ticaretinin merkezi haline gelmiştir.

AB'nin 1996 yılında 96/92 EC yönergesinde ülkelerin elektrik ve gaz piyasalarını serbestleştirmesi ve bu piyasalarda tekel olan devlet şirketlerini özelleştirerek alt şirketlere ayırması istenmiş ve AB ülkelerinin arz güvenliğini sağlama ve entegre bir piyasa oluşturmak amacıyla tüm ülkelerin denetleme ve düzenleme kurullarının yer aldığı Elektrik ve Gaz Düzenleme Komitesi (Committee for Regulation of Electricity and Gas - CREG) kurulmuştur. Belçika'yı aynı adla kurulan komisyon (Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas) temsil etmiş ve ülke içindeki tüm elektrik ve gaz faaliyetlerini düzenlemekle yetkilendirilmiştir. İlk olarak 1999'da çıkarılan Doğal Gaz Kanunu ile Distrigaz'ın iletim ve depolamadaki faaliyetleri alt şirketlere ayrılmıştır. İthalatı Distrigaz gerçekleştirenken iletimi ve Zeebrugge ticaret merkezinin kontrolünü Fluxys adından kurulan şirket sağlamaya başlamıştır. 2003 yılında AB'nin 55/EG sayılı yönergesiyle doğal gaz piyasası serbestleştirilmiş ve dağıtım şirketleri iletim hatlarına serbest erişim hakkı kazanmıştır. 2004 yılında Fluxys iletim şirketi özelleştirilmiş ve Zeebrugge Ticaret Merkezi'nde fiziksel işlemlerin gerçekleşeceği bir spot piyasa kurulmuştur. Daha sonraki yıllarda AB'nin direktifleriyle özel şirketlerin ithalatta yer alması sağlanmış, ülkede federal bölgeler için ayrı düzenleme kurulları kurulmuş ve bölgedeki iletim hatları dağıtım faaliyetlerinde bulunacak özel şirketlerin erişimine açılmıştır (Directive 96/92 EC, (1996); Directive 55/EG (2003); www.creg.be)

Zeebrugge ticaret merkezi günümüzde İngiltere, Belçika, Hollanda, Norveç, Fransa ve Almanya arasında doğal gaz ticaretini sağlamaktadır. Ancak Belçika'dan Hollanda,

Fransa ve Almanya'ya olan gaz iletimi, geçmiş yıllarda yapılan uzun vadeli anlaşmalarla belirlenen gazı taşımakta ve bu bölgede serbest erişimi kısıtlamaktadır.

2.1.1.1.2.5. Hollanda Spot Doğal Gaz Piyasası

AB'nin en büyük gaz üreticisi olan Hollanda hem ihracatçı hem de ithalatçı konumdadır. Almanya, Belçika, Fransa, İtalya ve İsviçre'ye gaz ihraç etmekte, Rusya, İngiltere, Norveç ve Cezayir'den de ithalat gerçekleştirmektedir.

Hollanda'da ve Batı Avrupa'da doğal gaz piyasası 1959'da Groningen gaz sahasının keşfedilmesiyle başlamıştır. Groningen'den gaz çıkarma ve üretme faaliyetini Shell ve Exxon ve devletin ortak girişimi olan NAM üstlenmiştir. 1963'te çıkarılan düzenleme ile tüm gaz faaliyetlerini yürütmesi için Exxon, Shell ve Hollanda devletin ortak olduğu şirketler kurulmuştur. Maatschap adlı şirket üretimde, Gasunie ise iletim, toptan satış, ithalat ve ihracat faaliyetlerinde tekel konuma getirilmiştir. Dağıtımı ise her bölgede yerel şirketler gerçekleştirmektedir (Correljé, 2008).

Hollanda hükümetinin Exxon ve Shell'le birlikte geliştirdiği, ikame mala göre fiyatlanan ve “al ya da öde” şartlı uzun vadeli anlaşmalar, ilk olarak bu bölgedeki gazın ticareti için kullanılmıştır. Buna göre küçük çaplı tüketiciler için gaz yağı, büyük çaplı tüketiciler için de yakıt yağı ikame mal olarak belirlenmiştir. Böylece tüketicilerin gaza ödeyecekleri fiyatın alternatif kaynaklardan daha fazla veya daha az ödememeleri ve daha ucuz alternatif kaynak arz edildiğinde mevcut anlaşmayla belirlenen fiyatlı gaza bağlı kalmaları amaçlanmıştır. 1965'te Fransa ve Almanya, 1971'de İtalya ve İsviçre'yle yapılan anlaşmalarda da bu yöntem kullanılarak petrole endeksli uzun vadeli anlaşmalar yapılmış ve daha sonra tüm Avrupa'ya ve diğer piyasalara yayılmıştır (Dickel vd., 2007).

Hollanda piyasasının serbestleşmesi AB'nin direktifi üzerine 2000 yılında çıkarılan kanun ile başlamıştır. Lisanslandırma ile diğer şirketlerinin de gaz arama, üretim ve toptan satış faaliyetlerinde bulunması sağlanmıştır. 2003 yılında Gasunie alt şirketlere ayrılmış ve gaz iletimi için ayrı bir Gasunie ve üretim ve piyasaya satış için Gastera şirketleri kurulmuştur. Ancak devletin iletim sistemini kontrol etmek istemesinden dolayı yeni Gasunie tamamen devlet şirketi haline getirilmiştir. Aynı yıl üreticilerin, dağıtım şirketlerinin ve tüketicilerin piyasada serbest hareket etmesi için Gasunie'ye ait GTS (Gas Transport Services)'nin kontrolünde TTF (the Title Transfer Facility) sanal ticaret merkezi kurulmuş ve spot piyasa işlemleri başlamıştır (Roggenkamp ve Tempelman, 2012).

Günümüzde serbest tüketiciler; ithalat, ihracat, üretim, toptan satış ve dağıtım şirketlerinin işlem yaptığı TTF spot piyasasındaki fiyatlar Avrupa'daki uzun vadeli anlaşmalar için referans kabul edilmektedir. Ayrıca 2018 yılında İngiltere ve Hollanda arasında tamamlanan yeni boru hattı ile NBP ve TTF arasında gaz işlemleri yapılmaya başlanmıştır. İki piyasa arasındaki arbitraj işlemleriyle fiyat farklarının ve dalgalanmaların azalacağı, böylece Avrupa gaz piyasasının entegre hale geleceği düşünülmektedir (www.ttftradingzone.com)

2.1.2. Finansal Doğal Gaz Piyasaları ve Fiyatlandırma Yöntemleri

Doğal gaz piyasalarında serbestleşme çalışmaları daha likit ve gelişmiş piyasa oluşumunu amaçlamaktadır. Ancak serbestleşme ve rekabet ile birlikte piyasa riski artarken, oyuncular da kendilerini oluşturan risklerden korumaya çalışmaktadır. Mevsimsel talep değişiklikleri, doğal afetler, ulusal/uluslararası krizler, diğer enerji kaynaklarındaki gelişmeler ve fiyat değişimleri gibi birçok nedenden dolayı doğal gaz piyasasında arz ve fiyat riski oluşmaya başlamıştır. Bu nedenle petrol ve elektrik piyasalarında olduğu gibi doğal gaz için de türev ürünler geliştirilmiş ve finansal piyasalarda işlem görmeye başlamıştır. Bu sayede hem piyasa oyuncuları risklerini azaltmış hem de doğal gaz piyasasına yeni oyuncuların girmesi sağlanarak piyasanın daha da derinleşmesine imkân tanınmıştır.

Doğal gazın finansal piyasalarda işlem görmesi futures, opsiyon ve swap sözleşmelerinden oluşan türev ürünlerin geliştirilmesi ile gerçekleşmektedir. Futures sözleşmeleri, doğal gaz spot piyasasında bugünden belirlenen fiyat üzerinden ilerideki bir tarihte belirlenen miktarda satın alma veya satma yükümlülüğü getiren sözleşmelerdir. Bu sözleşmeler piyasada alınıp satılabilir. Opsiyonlar, yine önceden belirlenen fiyat ve miktarda alma veya satma hakkını veren sözleşmelerdir. Opsiyona sahip taraf piyasada oluşan koşulları inceleyerek alım veya satım opsiyonunu (call option ve put option) kullanıp kullanmama hakkına sahiptir. Swap anlaşmaları ise doğal gaz üzerinden oluşan finansal varlıkların taraflar arasında değiştirilmesini sağlayan türev ürünlerdir.

Doğal gaz finansal piyasaları her ne kadar fiyat dalgalanmasını en aza indirmek ve riskten korunmak için kurulsun da piyasada işlem yapan çoğu oyuncunun amacı doğal gazın fiziki olarak ticareti değil, zaman içinde oluşacak fiyat farkından kazanç elde etmektir. Fiziksel veya ticari işlemlerde oluşan fiyat farklılıklarından yararlanmak için arbitraj,

korunmak içinse hedge işlemleri yapılmaktadırlar. Bu işlemler sonucunda spot piyasadaki fiyatlar da dengelenmekte ve bir süre sonra finansal piyasalara göre şekillenmektedir.

Doğal gazın bir emtia olarak vadeli işlem piyasalarında alınıp satılması ilk olarak ABD piyasalarında görülmüştür. Oyuncuların spot piyasada oluşan fiyat dalgalanmalarındaki riskten korunması ve fiyatların dengelenmesi amacıyla 1990'da FERC tarafından çıkarılan yönetmelikle doğal gaz futures sözleşmeleri NYMEX (New York Mercantile Exchange)'de işlem görmeye başlamıştır. Böylece alıcılar arz güvenliğini uzun vadeli anlaşmalara alternatif olarak vadeli işlem sözleşmeleriyle korunmaya başlamıştır (MacAvoy, 2000).

Avrupa'da ise serbestleşmeler ve spot piyasaların kurulmasıyla ilk olarak İngiltere'de fiziksel teslimi NBP'de eşleştirilen futures sözleşmeleri kullanılmaya başlanmıştır. Daha sonra AB'nin direktifleriyle üye ülkelerin piyasaları serbestleşmiş ve bazı ülkelerde spot piyasaya bağlı bazılarında ise ticaret merkezlerinde gerçekleşen işlemlere bağlı olarak vadeli işlemler yapılmıştır. Avrupa'da İngiltere, Belçika ve Hollanda'da spot piyasadaki fiyatlar ve işlemler; Almanya, İtalya ve Fransa'da ise hem diğer spot piyasalarda hem de ülkedeki ticaret merkezlerinde gerçekleşen doğal gaz ticareti baz alınarak türev ürünler alınıp satılmaktadır (Tablo 2.1).

Tablo 2.1: Avrupa Finansal Piyasaları ve Vadeli İşlem Türleri

Ülke	İşlem Türü	Piyasa
İngiltere	NBP Futures, NBP Opsiyonları NBP Swapları	ICE (Intercontinental Exchange)
Belçika	ZTP Futures	ICE
Hollanda	TTF Futures TTF Opsiyonları	ICE
Almanya	EEX Futures	EEX (European Gas Exchange)
İtalya	P-Gas Forwardlar	GME (İtalya Enerji Borsası)
Fransa	PEG Futures	PEGAS

2.2. Türkiye Doğal Gaz Piyasası

Doğal gaz Türkiye’de ilk olarak 1970 yılında Hamitabat ve Kumrular yerleşkelerinden Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı’nın (TPAO) petrol çalışmaları esnasında bulunmuş ve 1976’da üretime geçilmesiyle birlikte Pınarhisar Çimento Fabrikası’nda kullanılmaya başlamıştır. 1975 yılında Mardin’de bulunan doğal gaz ise 1982 yılında işlenerek Mardin Çimento Fabrikası’nda kullanılmıştır. Bulgaristan’dan ithal edilen elektriğin azaltılması amacıyla 1985 yılında Hamitabat Doğal Gaz Çevrim Santrali’nde ilk kez doğal gazdan elektrik üretimi gerçekleştirilmiştir (Öztürk vd., 2011; Yardımcı, 2011).

1970’lerdeki petrol krizinden sonra küresel çaptaki alternatif enerji kaynak arayışı Türkiye’yi de etkilemiştir. Ülkedeki yüksek kentleşme ve sanayileşme ile birlikte hem hava kirliliğinde hem de enerji tüketiminde artış yaşanmaya başlamıştır. Bunun üzerine Türkiye’de, petrol ve kömüre alternatif temiz enerji kaynağı olan doğal gaza yönelik çalışmalar başlatılmıştır. Ülkede doğal gaz yataklarının sınırlı olduğu keşfedilmiş ve bu yüzden bölgede zengin doğal gaz rezervine sahip ülkelerden gaz ithal edilmeye başlanmıştır.

1984’de o dönemdeki ismiyle Sovyetler Birliği ile doğal gaz alım-satım anlaşması yapılarak ilk doğal gaz ithalatı gerçekleştirilmiştir. Anlaşma ile 1986’da Bulgaristan sınırından Türkiye’ye giren ve Hamitabat, Ambarlı, İstanbul, İzmit, Bursa ve Eskişehir güzergâhıyla Ankara’ya ulaşan boru hattı yapımı başlamıştır. Böylece 1988’de Ankara’ya ulaşan doğal gaz ilk kez şehir içinde konutlarda ve sanayide kullanılmış, 1992’de İstanbul ve Bursa’da, 1996’da da İzmit ve Eskişehir’de kullanılmaya başlanmıştır (Öztürk vd., 2011; BOTAŞ, 2015).

Doğal gazın Türkiye’de kullanımının yaygınlaşması ile gaza olan talep artmıştır. Hem bu talebi karşılamak hem de kaynak çeşitlenmesi yapmak amacıyla 1994 yılında Cezayir ile LNG anlaşması imzalanmış ve aynı yıl LNG gemilerinin boşaltılması, LNG’nin depolanması ve doğal gaz formuna dönüştürülerek iletim hatlarına sevk edilmesi amacıyla Marmara Ereğlisi’nde LNG terminali kurulmuştur. 1999 yılında Nijerya ile LNG anlaşması yapılmış, 2001 yılında İran’dan ve 2007 yılında da Azerbaycan’dan gaz ithal edilmeye başlanmıştır.

2.2.1. BOTAŞ (Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.)

Türkiye’nin doğal gazla tanışmasından itibaren en etkili kurum olan Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ), kurulduğu tarihten itibaren Türkiye doğal gaz piyasasında

baş aktör olarak rol oynamıştır. 1974'te Irak ile gerçekleştirilen petrol anlaşması gereğince petrolün taşınmasını sağlamak için TPAO tarafından kurulan BOTAS, 1995 yılına kadar TPAO bünyesinde faaliyet göstermiş ve daha sonra kamu iktisadi teşebbüsü statüsü altında ayrı bir anonim şirket olarak yapılandırılmıştır.

Boru hattıyla ham petrol taşıma faaliyetlerinde bulunan BOTAS, 1984'te Sovyetler Birliği ile Türkiye arasında yapılan doğal gaz anlaşması gereğince, Türkiye'nin temsilcisi olarak Rus doğal gaz şirketi Soygazexport ile 1986 yılında 25 yıllık alım satım anlaşması imzalamıştır. 1988 tarihli ve 350 sayılı Doğal Gaz Kullanımı Hakkında Kanun Hükmünde Kararname ile doğal gazın ithal edilmesi, ticari anlaşmaların yapılması ve tatbikinde BOTAS yetkili kurum olarak görevlendirilmiştir. Daha sonra 1990 yılında çıkarılan 397 sayılı Doğal Gaz Kullanımı Hakkında Kanun Hükmünde Kararname ile doğal gaz ithali (sıvılaştırılmış hali dâhil), ithal edilen gazın ve yerli doğal gazın ülke içinde satışı, ülke içinde dağıtımı ve fiyatlandırılmasında BOTAS tek yetkili kurum kabul edilmiş ve böylece doğal gaz piyasasında tekel konumuna gelmiştir (Doğal Gazın Kullanımı Hakkında Kararname, 1990).

BOTAS'ın Türkiye Doğal Gaz Piyasası'nda tekel bir pozisyonda olması uluslararası boru hatlarının inşa edilmesinde ve ithalatın çeşitlendirilip artırılmasında olumlu bir etki yaratsa da yurtiçi piyasanın gelişmesinde engel teşkil etmiştir. Ankara, Eskişehir, Bursa, İzmit ve İzmir olmak üzere sadece 5 ile doğal gaz ileten BOTAS, doğal gazın diğer şehirlere yayılmasında etkin olamamıştır. Buna ek olarak doğal gaz fiyatlarının belirlenmesinde yetkili kuruluş olan BOTAS'ın devlet şirketi olması, fiyatlarda ve piyasanın işleyişinde siyasi ve sosyal politikaların etkili olmasına neden olmuştur. Bu yüzden hem doğal gazın kullanımının yaygınlaştırılması hem de piyasanın daha sağlıklı bir şekilde faaliyet gösterebilmesi için 2001 yılında 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu yürürlüğe girmiştir. Kanun'da BOTAS'ın iletim hariç alt şirketlerinin ayrılarak 2009 yılına kadar özelleştirilmesi ve özel şirketlerin de ithalatta yer alması için BOTAS'ın ithalat payı toplam tüketimin %20'sine düşene kadar spot LNG hariç yeni doğal gaz ithalat anlaşması yapması engellenmiştir. Ayrıca Kanun ile BOTAS sadece mevcut, yapımı devam eden ve planlanan ulusal boru hatlarında mülkiyet hakkına sahip olmuş böylece resmi olarak ulusal iletim ağındaki tekelci yapısı sona ermiştir. 2014 yılında çıkan ek yasa ile birlikte BOTAS'ın şehirlerdeki dağıtım şirketleri de özelleştirilmiş ve özel şirketlere hem dağıtım hem de toptan satış faaliyetlerinde yer alma hakkı verilmiştir (Doğal Gaz Piyasası Kanunu, 2001).

Özetle doğal gazın Türkiye’deki ilk 25 yılında her türlü piyasa faaliyetinde tekel olan BOTAŞ, 2001’den itibaren yasal çerçevede bu konumunu kaybetmiştir. Ancak ulusal dağıtım ve toptan satış faaliyetlerindeki etkisi azalsa da günümüzde BOTAŞ piyasadaki en büyük oyuncudur. Gerek Türkiye’nin mevcut veya planlanan uluslararası ve ulusal boru hatları, gerekse geçerliliği devam eden ithalat anlaşmaları nedeniyle piyasanın %80’ini BOTAŞ’ın faaliyetleri oluşturmaktadır. Bu faaliyetler neticesinde BOTAŞ Türkiye’nin en büyük ve karlılık oranı en yüksek şirketi unvanını taşımaktadır. BOTAŞ’ın piyasadaki üstünlüğünün sonlanması için mevcut anlaşmaların bitmesi veya diğer özel şirketlerin yeni uluslararası boru hattı projelerinde Türkiye’yi temsil etmesi gerekmektedir. Böylece BOTAŞ’ın ulusal piyasayı belirleyici özelliği de kalkacak ve ulusal iletim ile toptan satış faaliyetlerindeki etkisi azalmış olacaktır.

2.2.2. Doğal Gaz Rezervleri

Fosil kaynaklar açısından değerlendirildiğinde Türkiye rezerv yoksulu bir ülkedir. Türkiye’de ilk doğal gaz 1971 yılında Kırklareli’de petrol arama çalışmalarında keşfedilmiştir. Ülkenin enerji ihtiyacını gidermek için doğal gaza yönelmesi ve doğal gazın hem küresel boyutta hem de ülke içinde kullanımının yaygınlaşmasıyla birlikte doğal gaz arama çalışmaları başlatılmıştır. TPAO ve uluslararası şirketler tarafından bugüne kadar 56 doğal gaz sahası ve toplam 25 milyar m³ doğal gaz rezervi keşfedilmiştir. 2016 yılı verilerine göre Türkiye’nin 5,1 milyar m³ üretilebilir doğal gaz rezervinin kaldığı kaydedilmiştir. (PIGM, 2017; TPAO, 2017).

Türkiye’nin kanıtlanmış doğal gaz rezervlerinin büyük bölümü Güney Doğu Anadolu ve Trakya Bölgelerinde yer almaktadır. Bunun yanında Karadeniz’de ve Akdeniz’de, gelişen teknolojiyle üretilebilir hale gelebilecek kaya gazı rezervlerinin olduğu tahmin edilmektedir. Özellikle geçtiğimiz yıllarda İsrail ve Mısır tarafından Doğu Akdeniz’de keşfedilen doğal gaz yatakları, Türkiye’nin deniz sahasında da büyük doğal gaz rezervlerinin olabileceği ihtimalini güçlendirmektedir.

2.2.3. Üretim ve Tüketim

Türkiye’de doğal gaz arama ve üretim çalışmaları 6491 sayılı Türk Petrol Kanunu’na göre Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PIGM) tarafından verilen arama ve işletme ruhsatı ile yapılmaktadır. Bu ruhsata sahip, arama ve üretim faaliyeti gerçekleştiren toplam 9 şirket bulunmaktadır. Bu şirketlerin 2016 yılında ülke içinde ürettiği toplam doğal gaz 367

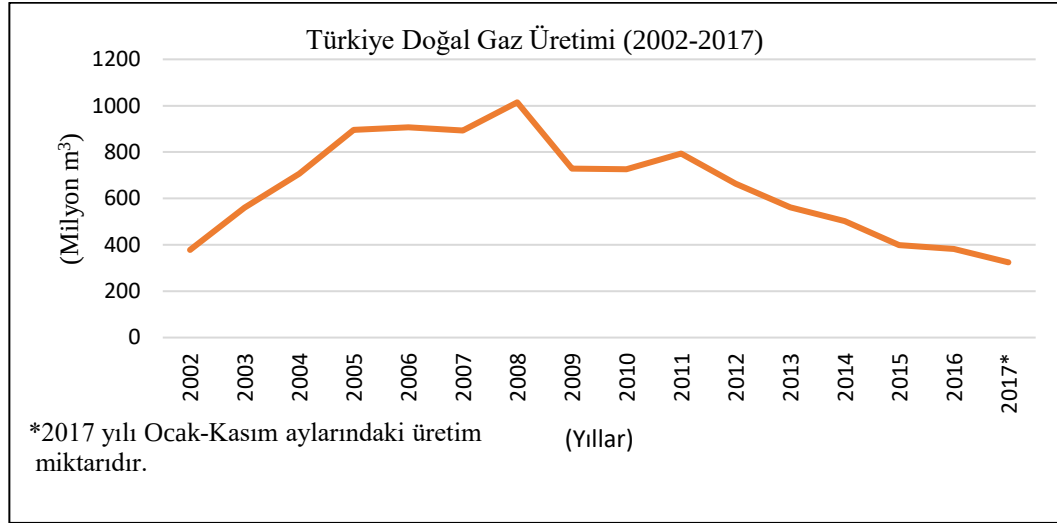
milyon m³'tür. Üretimde %64 oranla en fazla paya sahip şirket olan TPAO, ülkedeki rezervlerin büyük bir bölümünü işletmektedir (Tablo 2.2) (EPDK, 2017).

Tablo 2.2: 2016 Yılı Doğal Gaz Üretimi Yapan Şirketlerin Üretim Miktarı (Milyon m³)

Lisans Sahibi Üretim Yapan Şirketler	Doğal Gaz Üretimi (Milyon m ³)
TPAO	235,06
THRACE BASIN	76,59
CORPORATE RESOURCES	19,03
AMITY OIL	13,16
TIWAY TURKEY PETROL ARAMA ÜRETİM A.Ş.	11,82
FOINAVON ENERGY	5,41
TIWAY TURKEY LİMİTED ANKARA TÜRKİYE ŞUBESİ	4,77
TRANSATLANTIC EXPLORATION	0,94
PETROGAS	0,50
GENEL TOPLAM	367,28

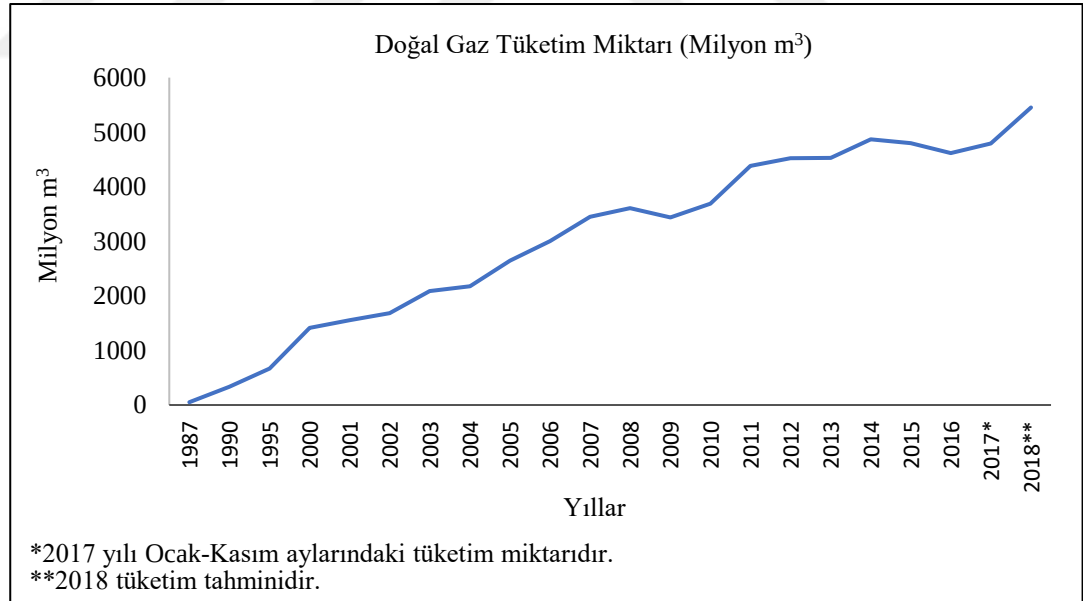
Kaynak: EPDK, 2017.

Grafik 2.2'de görüldüğü üzere, 2008 yılına kadar doğal gaz üretimi artış göstermiş ancak bu yıldan 2017 yılına kadar giderek azalmıştır. 2017 yılında Ocak ve Kasım ayları arasındaki yurt içi doğal gaz üretimi 324,43 milyon m³'tür. Doğal gaz üretimindeki azalışın nedenlerinden biri ülke içinde bulunan rezervlerdeki azalış; bir nedeni Türkiye'nin ithal ettiği doğal gazı depolamaya yönelik yürüttüğü faaliyetler ve diğer nedeni ise özellikle tüketimde en fazla paya sahip olan elektrik üretiminin yenilenebilir enerji kaynaklarıyla sağlanmaya çalışılmasıdır. Bunların yanında 2008 Krizi'yle birlikte küresel çapta yaşanan üretimdeki düşüş ve Güney Doğu Anadolu Bölgesi'nde artan terör olayları nedeniyle arama ve üretim faaliyetleri sektöre uğramıştır.

Grafik 2.2: Türkiye'nin Yıllara Göre Doğal Gaz Üretim Miktarları (2002-2017)

Kaynak: EPDK, 2017.

Karadeniz ve Akdeniz’de doğal gaz rezervlerinin, Güney Doğu Anadolu Bölgesi’nde de yüksek miktarda olduğu düşünülen kaya gazı sahalarının keşfedilmesiyle birlikte, gelecek yıllarda üretimin tekrar hareketlilik kazanacağı tahmin edilmektedir.

Grafik 2.3: Türkiye Doğal Gaz Tüketim Miktarı (1990-2016)

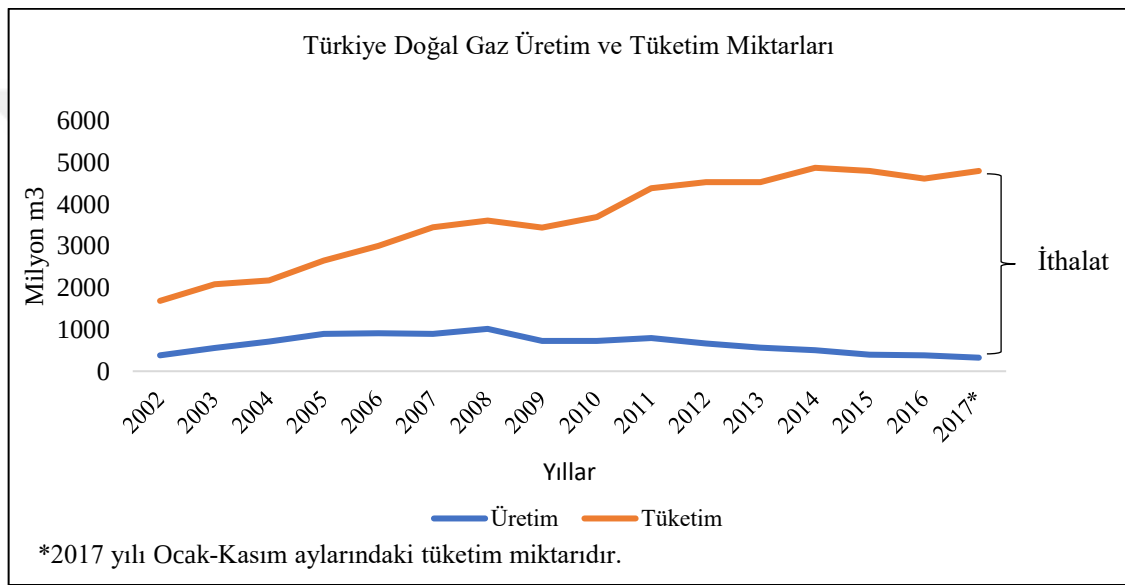
Kaynak: EPDK, 2017; BOTAŞ, 2017.

Türkiye’de doğal gaz kullanımı 1988 yılında başlamış olup, o yıl kullanım miktarı 512 milyon m³ olmuştur. İlk olarak Hamitabat ve Ankara’da kullanılmaya başlayan doğal gaz daha sonra İstanbul, İzmit, Bursa ve diğer şehirlere yayılmıştır. Günümüzde Türkiye’de 79 ilde doğal gaz kullanılmakta olup, 2016 yılı verilerine göre toplam 46,146 milyar m³;

2017 yılı Ocak-Kasım ayları arasında ise 47,933 milyar m³ doğal gaz tüketilmiştir. BOTAŞ'ın 2018 yılı için tüketim tahmini ise 54,524 milyar m³'tür (Grafik 2.3).

Türkiye'de doğal gaz kullanımının başlamasından itibaren yerli üretim, tüketimi hiçbir zaman karşılayamamıştır. Bu nedenle Türkiye diğer ülkelerle uzun vadeli anlaşmalar yaparak ve spot piyasalarından alım yaparak doğal gaz ithalatı gerçekleştirmekte, tüketimle üretim arasındaki bu farkı kapatmaya ve artan doğal gaz ihtiyacını gidermeye çalışmaktadır (Grafik 2.4).

Grafik 2.4: Türkiye Doğal Gaz Üretim ve Tüketim Miktarları (2002-2016)



Kaynak: BOTAŞ, 2017.

2.2.4. Türkiye'de Doğal Gaz Ticareti ve Depolama

Türkiye enerji kaynakları bakımından zengin bir bölgede yer almasına rağmen kendi kaynağı kısıtlı olan bir ülkedir. Bu nedenle enerji ihtiyacının büyük bir kısmını ithalat yoluyla karşılamaya çalışmaktadır. 2017 yılında petrol, petrol ürünleri, doğal gaz ve kömür ithalatı için toplam 55 milyar \$ ödeme yapan Türkiye'nin enerji ithalatında en büyük pay doğal gaza aittir. Toplam gaz kullanımının %99'dan fazlasını ithal eden Türkiye ithalatının %53'ünü Rusya'dan gerçekleştirmektedir. Türkiye, Rusya'ya olan bağımlılığı azaltmak, ülkeler arası politik ve ekonomik sorunlardan etkilenmemek için diğer ülkelerle de boru hatlarıyla iletim ve LNG formunda gaz alım anlaşması imzalayarak enerji güvenliğini sağlamaya çalışmaktadır (Tablo 2.3).

Tablo 2.3: Türkiye'nin Doğal Gaz İthalatı Gerçekleştirdiği Ülkeler (2017)

Kaynak	Rusya	İran	Azerbaycan	Cezayir	Nijerya	Diğer*	Toplam
Milyar m ³	28,69	9,25	6,54	4,62	1,34	4,8	46,35
%	51,93	16,74	11,85	8,36	2,43	8,7	100

Kaynak: EPDK, 2017.

* 2017 yılında ABD, Katar, Trinidad ve Tobago, Mısır, Norveç, Fransa ve Hollanda'dan gerçekleştirilen spot LNG ithalatını içermektedir.

4646 sayılı Kanun'a göre özel şirketler EPDK'dan aldıkları lisans ile uzun vadeli anlaşmalarla ve spot piyasadan LNG olarak ithalat gerçekleştirebilmektedir. Ancak özel şirketlerin uzun vadeli ithalat anlaşması yapabilmesi için BOTAŞ'ın ülkelerle olan mevcut anlaşmasının bitmesi gerekmektedir. BOTAŞ 2005 yılından itibaren Rusya ile gerçekleşen ithalatın toplam 4 milyar m³'ünü özel şirketlere devretmiştir. 1987 yılında BOTAŞ'ın ilk doğal gaz ithalatı için Rusya ile yaptığı anlaşma 2011 yılında sona ermiş; bunun üzerine özel şirketler Rusya'dan ithalata başlamıştır. Bunun yanında BOTAŞ'ın Rusya ile olan bir başka anlaşması ve diğer beş ülkeyle olan anlaşmaları devam etmektedir. Ayrıca Kanun'a göre BOTAŞ toplam ithalatta payı %20'ye düşene kadar yeni uzun vadeli anlaşma yapamamaktadır. O yüzden BOTAŞ sadece LNG üretimi yapan ülkelerin spot piyasalarından yeni alım yapabilmektedir. 2006 yılında Rusya ve Ukrayna arasında yaşanan kriz nedeniyle Rusya'dan gelen doğal gazda kesintiler meydana gelmiş, bunun üzerine oluşan arz sıkıntısını çözmek için spot piyasalardan LNG ithalatı faaliyeti lisans koşuluyla BOTAŞ ve diğer katılımcılara serbest bırakılmıştır. Şu anda spot piyasalardan LNG ithalat etme lisansı bulunan 43 şirket olmakla birlikte yalnızca BOTAŞ ve EGEGAZ bu şekilde ithalat gerçekleştirmektedir (EPDK, 2018; Elektrik Piyasası Kanunu ve Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun, 2008).

Türkiye ithal ettiği veya ürettiği gazın ihracatı için 2003 yılında yıllık 750 milyon m³ olmak üzere Yunanistan'la alım-satım anlaşması imzalamıştır. Türkiye-Yunanistan Boru Hattı'nın tamamlanmasıyla birlikte 2007 yılında ihracat yapılmaya başlanmış olup, yıllık ihracat miktarları Tablo 2.4'de verilmiştir.

Tablo 2.4: 2007-2017 Yılları İhracat Miktarları (Milyon m³)

Yıl	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Miktar	30,8	435,8	708,5	648,6	714	611	682	632,6	623,9	674,7	642

Kaynak: BOTAŞ, 2018.

Önümüzdeki yıllarda bölgedeki uluslararası boru hattı projelerinin tamamlanmasıyla birlikte Bulgaristan ve Yunanistan üzerinden diğer Avrupa ülkelerine gaz ihracatının başlaması beklenmektedir. Böylece gerçekleştirilen ihracat miktarında artış yaşanacağı ve çeşitlendirme yapılacağı tahmin edilmektedir.

Türkiye, yaptığı doğal gaz alım ve satım anlaşmalarında sorunlar yaşanması ihtimaline ve mevsimsel talep değişikliklerine karşın arz güvenliğini sağlamak amacıyla depolama faaliyetlerinde bulunmaktadır. Ayrıca talebin ithalat miktarının altında gerçekleşmesi sonucu uzun vadeli anlaşmaların “al ya da öde” koşulu gereğince ödenecek cezadan kaçınmak istemekte bu nedenle de arz fazlasının ülke içinde depolanmasını amaçlamaktadır. Bölgede yaşanan politik ve ekonomik sorunlardan dolayı geçtiğimiz yıllarda gerçekleşen gaz kesintileri, sözleşme gereği uygulanan cezai işlemler ve ileride doğabilecek gaz fazlalığının önüne geçebilmek için ilk olarak 1994 yılında Marmara Ereğlisi LNG Terminali kurulmuş, daha sonra 2006’da İzmir Aliğa’da EGEGAZ tarafından işletilen LNG depolama, ithal edilen LNG’ nin gaz formuna dönüştürülerek iletilmesi amacıyla tesis faaliyete geçirilmiştir. 2016 yılında Silivri’de yer altı depolama tesisi inşa edilmiş ancak henüz faaliyete geçmemiştir. 2000 yılında Tuz Gölü çevresinde yer altı depolama mağaralarının inşa edilmesi için proje başlatılmış olup 2017 yılının ilk aylarında gaz depolama faaliyeti gerçekleşmiştir. 2018 yılında 1 milyar m³ doğal gaz depolama kapasitesine ulaşan tesisin 2023 yılında 5,4 milyar m³ kapasiteye çıkarılması hedeflenmektedir. Ayrıca 2017 yılında BOTAŞ-Dört Yol FSRU (Yüzer LNG Depolama ve Gazlaştırma Ünitesi) Terminali faaliyete geçmiştir. Bunların yanında Diyarbakır çevresinde var olduğu tahmin edilen kaya gazı rezervlerinin çıkarılması ve işletilmesi mümkün olduğunda bölgede kaya gazı depolama terminalinin kurulması planlanmaktadır (EPDK, 2017; Dülger, 2013).

2.2.5. Doğal Gaz Toptan Satışı

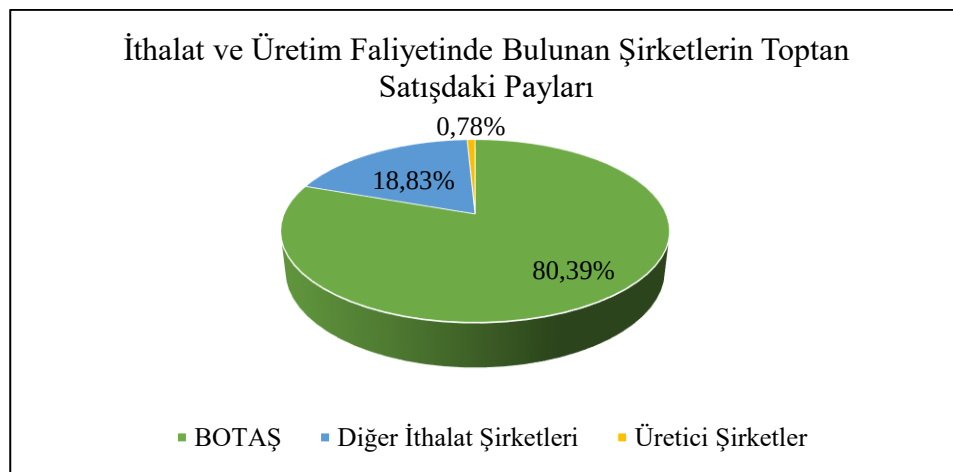
İthal edilmiş veya üretilmiş olan doğal gaz EPDK tarafından lisanslandırılmış toptan satış şirketleri tarafından yurt içindeki dağıtım şirketlerine ve serbest tüketicilere satılmaktadır. İthalat lisansına sahip olan şirketler lisans almaya gerek duymadan toptan satış yapabilmektedir. Bunun yanında doğal gaz üretimi yapan şirketler de lisans alarak ürettikleri gazı toptan satış faaliyeti altında satabilmektedir. 2016 yılında ülkede ithal edilen ve üretilen toplam 46,719 milyar m³ doğal gazın %80,39’u BOTAŞ, %18,83’ü diğer ithalat şirketleri

(spot LNG ithalat lisansına sahip olanlar dâhil) ve %0,78'i toptan satış lisansına sahip olan üretim şirketleri tarafından toptan satışa konu olmuştur (Grafik 2.5).

Türkiye’de geçerli toptan satış lisansı sahibi 51 şirket bulunmaktadır. Bunlardan BOTAŞ hariç uzun dönemli ithalat yapan 7 şirket; spot LNG ithal eden BOTAŞ hariç 1 şirket (EGEGAZ); 9 üretim şirketi ve ithalat yapmayıp diğer şirketlerden tedarik ettikleri gazı toptan satışa sunan 12 ithalat şirketi toptan satış faaliyetinde bulunmaktadır. Geri kalan 21 lisans sahibi şirket toptan satış yapmamaktadır.

Toptan satış piyasası 2001’de DGPK (Doğal Gaz Piyasası Kanunu) ile rekabetçi hale getirilmek istense de piyasadaki payı %80,39 olan BOTAŞ halen piyasada tekel konumundadır. Kanun ile BOTAŞ’ın yeni ithalat yapması kısıtlanmış ve mevcut ithalat sözleşmelerinin her yıl %10’unun diğer şirketlere devredilmesi istenmiş ancak günümüzde istenen sonuç alınamamıştır. Kanun 2001 yılında çıkmış olmasına rağmen ilk sözleşme devri 2005 yılında yapılabilmektedir. Sözleşme devrinde BOTAŞ’ın isteksizliği ve diğer şirketlerin BOTAŞ’ın sağladığı garantiyi sağlayamama riski gibi nedenlerden süreç çok yavaş ilerlemektedir. 2016 yılına gelindiğinde BOTAŞ’ın ithalat payı toplam tüketimin ancak %81,03’ü oranına düşebilmiştir. Bu sayede iletim faaliyetinde güç sahibi olan BOTAŞ toptan satış piyasasında da hem güven oluşturan hem de ithalat gücü dolayısıyla fiyat açısından avantajlı bir konuma sahiptir ve diğer şirketlerin toptan satış faaliyetlerinde rekabet etmesini engellemektedir (Akçollu, 2006).

Grafik 2.5: 2016 Yılı Şirketlerin Toptan Satıştaki Payları



Kaynak: EPDK, 2017.

yılında inşa edilen boru hattıyla gaz iletimi kademeli olarak başlamıştır. Bu boru hattı ile Rus doğal gazı Türkiye'ye girmiş ve Hamitabat, Ambarlı, İstanbul, İzmit, Bursa, Eskişehir üzerinden Ankara'ya ulaşmıştır. 1998 yılında BOTAŞ TURUSGAZ ile bir anlaşma imzalamış ve Rusya'dan yılda 8 milyar m³ doğal gaz ithalatı bu boru hattı üzerinden sağlanmıştır. Bu boru hattı üzerinden gaz tedarik kapasitesi günümüze kadar yılda 14 milyar m³'e kadar kademeli olarak yükseltilmiştir (Öztürk vd., 2011; www.enerji.gov.tr, 2017).

- **Mavi Akım Gaz Boru Hattı:** Rusya-Türkiye Batı Boru Hattının kapasitesi 14 milyar m³ olmasına rağmen Rusya hattın güvenli olmadığı gerekçesiyle hiçbir zaman bu kapasitede gaz iletmemiştir. Bu hattın Ukrayna üzerinden geçmesi ve Rusya-Ukrayna arasındaki gerilim sonucunda Türkiye ve Rusya arasında Karadeniz geçişi yeni bir boru hattı anlaşması yapılmıştır. Boru hattının inşası 2005 yılında resmi olarak tamamlansa da ithalat süreci 2007 yılında başlamıştır ve günümüzde yıllık 16 milyar m³'e kadar doğal gaz tedariki sağlanmaktadır (Öztürk vd., 2011; www.enerji.gov.tr, 2017).
- **Türkiye-Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı:** Avrupa Birliği'nin INOGATE (International Oil and Gas Transport to Europe) programı çerçevesinde Güney Avrupa Gaz Koridoru Projesi (GGK)'nin ilk aşaması olan, Türkiye ve Yunanistan arasında doğal gaz iletiminin gerçekleşmesini sağlamak amacıyla 2005 yılında inşa edilen boru hattıdır. Avrupa Birliği'nin INOGATE programı, Hazar Havzası, Rusya, Orta Doğu ve Doğu Akdeniz bölgelerinde üretilen gazın Türkiye ve Yunanistan aracılığıyla Avrupa piyasasına iletilmesini amaçlayan bir projedir. Bu kapsamda 2003 yılında BOTAŞ ve Yunanistan tedarik şirketi DEPA arasında 15 yıllık doğal gaz alım-satım anlaşması imzalanmış ve 2007 yılında da boru hattından gaz tedariki başlamıştır (Öztürk vd., 2011; www.enerji.gov.tr, 2017).
- **Azerbaycan-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı (Bakü-Tiflis-Erzurum Doğal Gaz Hattı):** 2001'de Azerbaycan ve Türkiye arasında Şah Deniz'de üretilen gazın arzı için anlaşma imzalanmış ve bu bağlamda BOTAŞ ve Azerbaycan şirketi olan SOCAR arasında da yıllık 6,6 milyar m³ gaz tedariki sağlanması üzerine 15 yıllık gaz alım-satım anlaşması gerçekleştirilmiştir. 2004 yılında başlayan, Bakü-Tiflis-Ceyhan Boru Hattı ile aynı koridoru kullanan Azerbaycan-Türkiye arası Bakü-

Tiflis-Erzurum Doğal Gaz Boru Hattı inşa edilmiş ve 2007 yılında doğal gaz iletimine başlanmıştır (Öztürk vd., 2011; www.enerji.gov.tr, 2017).

- **İran-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı:** 1996 yılında İran ve Türkiye arasında geçerliliği 25 sene olan ve yıllık 10 milyar m³ doğal gaz arzı sağlaması planlanan doğal gaz anlaşması imzalanmıştır. 2001 yılında boru hattı çalışmalarına başlansa da hem Türkiye'deki ekonomik durgunluktan hem de İran'ın uluslararası ekonomik yaptırımlara maruz kalmasından dolayı 2002 yılına kadar boru hattı inşasında ve doğal gaz arzında problemler yaşanmış ve bu yıldan sonra ithalat gerçekleştirilebilmiştir (Öztürk vd., 2011).
- **Trans Hazar Doğal Gaz Boru Hattı Projesi:** Trans Hazar Doğal Gaz Boru Hattı Projesi Türkmenistan'dan Türkiye'ye ve Türkiye üzerinden Avrupa'ya doğal gaz arzını amaçlayan bir projedir. 1998 yılında Türkiye ve Türkmenistan arasında bu boru hattı için bir anlaşma imzalanmıştır. Anlaşmaya göre toplam 30 milyar m³ doğal gaz arz edilecek; bunun 16 milyar m³' ünü Türkiye kullanacak ve geri kalanı Avrupa'ya iletilecektir. İlk başlarda İran üzerinden geçmesi planlanan proje değiştirilerek Azerbaycan hattı üzerinden geçmesine karar verilmiştir. Ancak o sıralarda Azerbaycan'da Şah Deniz doğal gaz rezervi keşfedilmesi ve buradan üretilen doğal gazın Trans Hazar hattı yerine Türkiye üzerinden ayrı bir boru hattı ile Avrupa'ya taşınmasının istenmesi ülkeler arasında ilişkilerin bozulmasına ve projenin yarım kalmasına neden olmuştur (Öztürk vd., 2011).

Bu gelişmeler yaşandığı sırada Türkiye, doğal gaz ihtiyacını Rusya'dan gaz alarak gidermiş; Türkmenistan da buna karşılık olarak ürettiği doğal gazı uluslararası fiyatın üçte birine Rusya'ya satarak tepki göstermiştir. Ülkeler arası bu problemler, doğal gaz boru hattı projesinin yarım kalmasına neden olmuştur ve devam edip etmeyeceği öngörülememektedir (uluslararasıgundem.com, 2017).

- **Mısır-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi:** Mısır-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı projesi kaynakları çeşitlendirmek ve Türkiye'nin gaz talebinin bir kısmını Mısır'dan karşılaması üzerine planlanan bir projedir. Proje kapsamında Türkiye ve Mısır arasında 2004 yılında, Mısır doğal gaz şirketi EGAS' dan BOTAS'a doğal gaz arzının gerçekleşeceği ve Türkiye aracılığıyla Avrupa'ya Mısır'dan gaz iletileceği bir anlaşma imzalanmıştır. Bu anlaşmayla Türkiye'ye yıllık 2-4 milyar

m³, Türkiye üzerinden Avrupa piyasasına ise 2-6 milyar m³ doğal gaz ithalatının gerçekleşmesi planlanmıştır. 2006 yılında iki ülke arasında imzalanan mutakabat zaptı ile boru hattının rotası Lübnan, Ürdün, Suriye ve Türkiye ve Avrupa olarak belirlenmiştir (Öztürk vd., 2011).

Proje için gerekli çalışmalar önceki yıllarda başlatılsa da Mısır'ın Doğu Akdeniz'de keşfettiği büyük doğal gaz rezervleri (yaklaşık 850 milyar m³) ve Mısır ile Güney Kıbrıs Rum Kesimi arasında imzalanan münhasır ekonomik bölge¹⁰ anlaşması, Mısır doğal gazının Türkiye yerine Akdeniz'den ve Güney Kıbrıs Rum Kesimi üzerinden Avrupa'ya taşınması fikrini gündeme getirmiştir (Ünal, 2017).

- ***Türkiye-Yunanistan-İtalya Doğal Gaz Boru Hattı Projesi:*** Avrupa Birliği'nin INOGATE projesi kapsamında 2007 yılında inşası tamamlanan ve ithalata başlanan Türkiye-Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı'nın (TAP) devam projesidir. Bu boru hattıyla doğal gazın Rusya, Hazar Havzası ve Orta Doğu ülkelerinden Türkiye'ye ve oradan tüm Avrupa piyasasına iletilmesi planlanmaktadır (Öztürk vd., 2011;).
- ***Balkanlar Doğal Gaz Boru Hattı Projesi:*** 2003 yılında DEPA, BOTAŞ ve Makedonya, Arnavutluk, Romanya, Sırbistan, Bosna Hersek, Hırvatistan ve Slovenya arasında doğal gaz boru hattı inşa çalışmaları başlatılması için anlaşma imzalanmıştır. Bu anlaşma kapsamında doğal gazın Türkiye'den Balkan ülkelerine ve sonunda Avusturya'ya ulaştırılması planlanmaktadır. Ancak son yıllarda Balkan ülkelerindeki siyasi ve düzenleyici belirsizlikler nedeniyle bu proje uzun süre gerçekleştirilememiştir. Bunun üzerine 2014 yılında Türkiye ve Bulgaristan arasında bir mutabakat zaptı imzalanmış ve çift yönlü gaz akışının sağlanacağı bir doğal gaz boru hattı projesi planlanmıştır (Öztürk vd., 2011; enerjienstitusu.com, 2017).
- ***Trans-Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı Projesi (TANAP):*** Türkiye ve Azerbaycan arasında 2012 yılında, Bakü-Tiflis-Erzurum Doğal Gaz Boru Hattı 'na paralel olarak planlanan yeni bir proje ve alım anlaşması imzalanmış, Şah Deniz yatağının ikinci aşamasından üretilen doğal gazın Türkiye'ye, oradan da Avrupa'ya transfer amaçlayan yeni bir boru hattının inşa edilmesi kararlaştırılmıştır. TANAP,

¹⁰ Münhasır ekonomik bölge, denize kıyısı olan ülkelerin sınırlarından 200 mile kadar olan bölgedir ve söz konusu ülkeler deniz yatağı ve deniz altındaki enerji kaynaklarının kullanım hakkına sahiptir.

toplamda 1,2 trilyon m³ doğal gaz potansiyeline sahip olacaktır. TANAP projesinin 2018 yılı sonunda bitmesi planlanmakta olup, 2020 yılında Türkiye'den TAP (Trans Adriyatik Doğal Gaz Boru Hattı)'a ve tamamlandığında da Balkanlar Doğal Gaz Boru Hattı'na bağlanması planlanmaktadır. (Aras vd., 2013; İlter ve Kınık, 2017).

TANAP kapsamında imzalanan anlaşmada ilk olarak 2018 yılında Türkiye'ye 6 milyar m³ doğal gaz arzı sağlanması planlanmaktadır. İkinci aşama olarak 2020 yılında hattın kapasitesinin yıllık 16 milyar m³'e kadar ulaşması ve 6 milyar m³'ün Türkiye'de kalması; 10 milyar m³'ün ise Avrupa'ya ihraç edilmesi amaçlanmaktadır. Üçüncü aşamada 2023 yılında hattın kapasitesinin 23 milyar m³'e, 2026 yılında ise 31 milyar m³'e kadar artırılması ve sonraki aşamalarda da arz ve talebe göre yıllık 50 milyar m³'e kadar TANAP üzerinden doğal gaz ithalatının yapılması hedeflenmektedir (Aras vd., 2013).

TANAP uluslararası bir proje olmasına rağmen Türkiye'nin Gürcistan sınırından başlayıp Yunanistan sınırında diğer boru hatlarıyla birleşecek olması, onu aslında ulusal bir boru hattı yapmaktadır. TANAP'ın TAP ve diğer Avrupa'ya ulaşacak boru hatlarıyla doğrudan bağlantısı olduğundan bu boru hattı Avrupa Birliği programı kapsamında Güney Avrupa Gaz Koridoru Projesi (GGK)'nin bir parçasıdır (Özdemir vd., 2015).

TANAP'ın Avrupa'ya iletim kolu olan Trans-Adriyatik Doğal Gaz Boru Hattı Projesi (TAP) ise Türkiye'den Yunanistan'a; oradan da Arnavutluk ve Adriyatik Denizi'nin altından İtalya'ya ulaşacak olan bir boru hattı projesidir. 2013 yılında imzalanan anlaşmayla başlayan boru hattı inşasının 2020 yılına kadar tamamlanması ve arza geçilmesi planlanmaktadır. TANAP ve TAP projelerinin gerçekleşmesiyle hem Avrupa Birliği'nin GGK projesi tamamlanmış olacak hem de Türkiye'nin enerji merkezi olma hedefine büyük bir katkı sağlamış olacaktır (Erdoğan, 2017; QHA, 2017).

- **Türk Akımı Projesi:** Geçmiş yıllarda Rus gazının Karadeniz'den Bulgaristan'a ve oradan da Avrupa'ya ithal edilmesini sağlayacak olan Güney Akım Doğal Gaz Boru Hattı Projesi hazırlanmıştır. Ancak 2013 yılında Ukrayna ve Rusya arasındaki gerginlik, akabinde ABD ve AB tarafından Rusya'ya yaptırım uygulanması ve

bunun sonucunda da Rusya'nın bu ambargolara tepki olarak 2014 yılında bu boru hattı projesini iptal etmesiyle rafa kaldırılmıştır. Bu projeye muadil olarak 2016 yılında Türkiye ve Rusya arasında, gazın doğrudan Karadeniz üzerinden Türkiye'ye tedarik edilmesini amaçlayan bir doğal gaz boru hattı projesi imzalanmış ve "Türk Akımı" adını almıştır. Proje kapsamında Rusya'nın Karadeniz kıyılarından başlayıp doğrudan denizaltından Türkiye'de İstanbul'un yaklaşık 100 km batısında yer alan Kırıkköy'e; oradan da İpsala sınır kapısından Yunanistan'a ulaşması planlanan doğal gazın, yıllık 15 milyar m³'ü Türkiye'ye ve yıllık 48 milyar m³'ü Yunanistan'a iletilecek biçimde toplam 63 milyar m³ olarak ithal edilmesi hedeflenmektedir. 2017 başlarında Rusya tarafında inşası başlanan boru hattının 2019 yılında faaliyete geçmesi beklenmektedir (İlter ve Kınık, 2017).

Geçmiş yıllarda Rusya ve Ukrayna arasındaki gerginlikler, Türkiye'ye tedarik edilen gazın zaman zaman kesilmesine neden olmuştur. Türk Akımı Projesi ile Rusya doğal gazı doğrudan Türkiye'ye iletilecek, böylece hem Türkiye'nin enerji arz güvenliği hem de Avrupa'ya taşınacak olan gazın güvenliği sağlanmış olacaktır (www.enerji.gov.tr, 2017).

2.2.7. Türkiye'nin Doğal Gaz Politikası

Dünya nüfusu ve insan ihtiyaçları artıp, sosyal ve ekonomik yaşam standartları yükseldikçe, enerji kaynaklarına olan talep artmakta ve bu durum enerji kaynaklarının ve bu kaynakların kullanımının daha da önem kazanmasına neden olmaktadır. Günümüzde enerji konusu küresel bir önem arz etmekte ve uluslararası düzeyde gündem oluşturmaktadır. Ülkeler enerji ile ilgili politikalarını belirlerken nüfus artışı, ekonomik ve teknolojik gelişmeler, ithalat, ihracat ve kullanıcıların tercihleri gibi konuları göz önünde bulundurmaktadır. Bunun yanında ülkeler, devlet politikalarını artık enerji kaynaklarının gelecekteki rolüne göre düzenlemektedir (Akyener ve Altun, 2015; Hacısalıhoğlu, 2008).

Son yıllarda doğal gazın diğer enerji kaynakların yerini alması ve yeni rezervlerin ve yeni doğal gaz üretim yöntemlerinin gelişmesi, doğal gazın enerji güç dengesinde ve ülkelerin enerji politikalarında değişiklikler sağlamıştır. Bu konuda ilk olarak ABD'nin geleneksel doğal gaz rezervlerine sahip olmamasına rağmen üretimde lider konumda olması ve doğal gaz sektöründe son zamanlarda önem kazanan kaya gazının ana rezervlerinin ABD'de bulunması, diğer enerji kaynaklarında olduğu gibi doğal gazda da ABD'nin en fazla

söz sahibi olan ülke olmasını sağlamıştır. İkincisi dünya doğal gaz rezervlerinin %17'sini elinde bulunduran ve geleneksel doğal gaz üretiminde ikinci sırada olan Rusya, özellikle Avrupa doğal gaz talebini karşılamada önemli bir rol oynadığı ve Avrasya bölgesinde önemli bir güç olduğu için yine uluslararası doğal gaz piyasasında diğer söz sahibi olan ülkedir. Yine Avrupa doğal gaz talebini karşılamada diğer önemli güç olan Norveç, dünyada en fazla doğal gaz rezervini elinde bulunduran İran ve son dönemlerde özellikle sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) ticaretinde lider konuma gelen Kuzey Afrika ülkeleri, uluslararası doğal gaz politikalarda belirleyici rol oynamaktadır. Rezerv ve üretim konusunda büyük avantajlara sahip olan bu ülkelerin yanında, geçtiğimiz on yıl boyunca hem ekonomik hem de teknolojik olarak hızlı bir büyüme gösteren ve bu yüzden enerji talebinde çok fazla artış yaşayan Çin'in ve dünyanın en büyük ithalatçısı olan Japonya'nın da küresel doğal gaz politikalarında stratejik öneme sahip olduğu dikkati çekmektedir.

Doğal gaz piyasasında rezervlere sahip olma ve arz/talepte öne çıkan ülke olmanın yanında, doğal gazın ticaretinde hala en önemli unsur olan boru hatları ve boru hatlarının geçtiği ülkeler de doğal gaza ilişkin politika ve kararlarda ciddi bir paya sahiptir. Türkiye jeopolitik konumu, dünyanın en fazla doğal gaz tüketimine ve talebine sahip olan Avrupa ve en önemli kaynaklara ve üretime sahip olan Rusya, Orta Doğu, Hazar Havzası ve Kuzey Afrika bölgelerinin ortasında bulunması ve birçok boru hattının güzergâhında yer alması nedeniyle bölgede stratejik bir ülke haline gelmiştir. Bunların yanında, doğal gaz alanında ve bulunduğu bölgede önümüzdeki yıllarda gerçekleşmesi beklenen gelişmeler, Türkiye'nin doğal gaz piyasasında bir enerji koridoru haline geleceğini göstermektedir. Bu yüzden, Türkiye'nin enerji ve özellikle doğal gaz konusundaki bölgesel önemi ve üstlendiği rol, kendi enerji politikalarıyla da ilgili ciddi kararlar vermesini doğal gaz piyasasında söz sahibi olabilmek için stratejik planlar yapmasını ve kendi doğal gaz politikasını belirlemesini gerektirmektedir.

1970'lerde gerçekleşen petrol krizi ve aşırı yüksel petrol fiyatları birçok ülkede sıkıntılara neden olmuştur. Türkiye de bu krizden etkilenmiş ve büyük çapta bir ekonomik kriz yaşamıştır. Sonraki yıllarda ülkede ekonomik şartlar kötüleşmiş, işsizlik ve dış borçlanmalar artmış ve enflasyon oranı %100'ün üstüne çıkmıştır. Türkiye ekonomisinin gelişmesi için yeni ürünler üretmesi gerekmektedir ancak doğal kaynakları sınırlı olduğu için talebi dışardan karşılamak zorundadır. Bu yüzden Türkiye'nin enerji politikası doğrudan dış politikasına bağlıdır. Bunun yanında 2030 yılına kadar doğal gazın en çok gelişen enerji

çeşidi olacağı tahmin edilmekte, küresel çapta çevreci yaklaşımın artması ve hem iklim değişikliklerinin hem de zararlı gazların önüne geçme düşüncesi ile doğal gaz arz ve talebinin 2025 yılına kadar şu anki rakamların üç katına çıkması beklenmektedir. Bu çerçevede Avrupa'nın 2020 yılında %65 oranına sahip olarak en fazla talep artışı gerçekleşecek bölge olacağı ve Orta Doğu, Hazar Havzası ve Doğu Akdeniz ülkelerinin de bu talebi karşılamada en büyük etken olacağı varsayılmaktadır. Türkiye'nin jeopolitik konumu düşünüldüğünde enerji güvenliği, enerji diplomasisi ve milli enerji stratejileri gibi konular hem Türkiye'yi hem de Avrupa ve Orta Doğu, Hazar Havzası, Rusya ve Doğu Akdeniz bölgelerini ilgilendirmektedir (Öztürk vd., 2011).

Türkiye'nin enerji politikası üç maddede şekillenmiştir. İlk olarak enerjide tek ülkeye bağlı olmak istemeyen Türkiye, enerji kaynaklarını ve tedarikçi ülkeleri çeşitlendirmeyi amaçlamaktadır. Bu yüzden de enerji ithalatını tek bir ülkeden alma karşılama sınırını %35 - %40 seviyelerinde tutmaya çalışmaktadır. İthal ettiği toplam gazın %53'ünü Rusya'dan satın almakta; Rusya'ya olan bağımlılığını azaltmak için Azerbaycan ve İran'dan da gaz ithal etmekte ve bölgedeki diğer ülkelerle alım anlaşmaları ve boru hattı projeleri yapmaya çalışmaktadır. Ayrıca Norveç, Katar ve Nijerya'dan LNG formunda gaz ihraç eden Türkiye, son dönemlerde doğal gaz spot piyasalarından gaz satın alarak çeşitlendirmesini artırmak ve enerji güvenliğini sağlamaya çalışmaktadır. Bunun yanında doğal gaz depolama çalışmalarını artırmaktadır. İkinci politikası, yenilenebilir, yüksek kaliteli ve ucuz enerji kullanmaktır. Bu nedenle 1995'den sonra enerji projelerinin finansmanında ve ortaklığında rol üstlenmiştir. Bu amaçla Türkiye enerji projelerinde “Yap-İşlet-Devret (Build-Operate-Transfer-BOT)”, “Yap-Sahiplen-İşlet (Build-Own-Operate-BOO)” ve “İşletme Haklarının Devri (Transfer of Operating Rights- TOR)” modellerini kullanmaktadır. Böylece hem ülke sınırlarından geçen hem de bölgedeki diğer boru hatlarının altyapı çalışmalarında yer alarak ihraç ettiği gazın kalitesinden emin olmaya ve fiyatını belirlemede rol oynamaya çalışmaktadır. Enerjide dışa bağımlılığını azaltmak için ülke içinde yenilenebilir enerji kaynaklarına yatırım yapmakta ve milli bir enerji stratejisi oluşturmaya çalışmaktadır. Türkiye'nin üçüncü politikası ise jeopolitik avantajını kullanarak doğal gaz alanında bir enerji koridoru haline gelmektir. Özellikle Orta Doğu, Hazar Havzası ve son yıllarda yüksek doğal gaz rezervlerine sahip olduğu belirlenen Doğu Akdeniz ülkeleri ve bu ülkelerden yüksek oranda doğal gaz ithal eden AB ülkeleri arasında gerçekleşecek ticarete yer almaya çalışmaktadır. Bu politika doğrultusunda Türkiye son yıllarda ülke

üzerinden geçecek birçok boru hattı projesi imzalamış; bölgedeki diğer boru hattı projelerinin altyapısında ve finansmanında yer almıştır. Bu projelerle birlikte hem Doğu-Batı hem de Kuzey-Güney enerji koridoru olmayı amaçlamaktadır (Bayraç, 2009; Rzayeva, 2018; Öztürk vd., 2011).

2.2.8. Türkiye Doğal Gaz Piyasası'nda Serbestleşme Süreci

Türkiye enerji piyasaları, küresel enerji piyasalarındaki yapılanma sürecine ve piyasa trendlerinin gelişimine bağlı olarak düzenlenmektedir. Ülkeler arası petrol ve doğal gaz ticaretinin artması, doğal gazın hem boru hatlarıyla hem de LNG' ye dönüştürülerek taşınmasının kolaylaşması ve özellikle küresel ısınma nedeniyle önem kazanan emisyon konusuyla küresel bir enerji piyasası ortaya çıkmıştır. Türkiye enerji ithalatına bağımlı ve zengin enerji kaynaklarına sahip olan bölgelerle bu enerji kaynaklarını ithal eden ülkeler arasında köprü görevi oynadığı için küresel enerji piyasalarında hem lider hem de takipçi konumundadır.

İlk olarak 1980'lerin sonunda Şili'de başlayan enerji sektöründeki özelleştirmeler, Dünya Bankası ve International Money Fund (IMF)'in yardım paketleriyle enerji sektörü devlet tekelinde olan Türkiye dâhil birçok ülkede uygulanmaya başlamıştır. Bazı ülkelerde başarılı, bazı ülkelerde de başarısız olan özelleştirme girişimleri bir piyasa hareketinden çok politik bir konu halinde ilerlemiştir.

1980'lerde elektrik piyasasında bir nevi özelleştirmeye giden Türkiye, yabancı yatırımcıları çekmek için elektrik üretiminde yenilikçi sözleşmeler ortaya çıkarmıştır. Aynı dönemlerde Türkiye hem şehirlerde artan hava kirliliğini azaltmak hem de çeşitlendirme yaparak enerji güvenliğini sağlamak için Rusya'dan gaz ithalatına başlamıştır. İthalat, boru hatlarıyla taşıma, yurt içi nakliye ve dağıtım konularında yetkilendirilen BOTAŞ, uzun yıllar doğal gaz piyasasının devlet tekelinde hareket etmesine neden olmuştur. BOTAŞ ayrıca ülke içindeki elektrik santrallerinin üretim için doğal gaza yönelmesiyle al ve öde şeklinde uzun vadeli doğal gaz alım anlaşmaları da yürütmüştür. Bu nedenle elektrik ve doğal gaz piyasaları birlikte hareket etmeye başlamış ve bir sektördeki reformun diğer sektörü de içermesine neden olmuştur (Atiyas vd., 2012).

Türkiye II. Dünya Savaşı sonrası yurt dışından ithal edilen malların yurt içinde üretilmesini sağlayarak dışa bağımlılığını azaltmak amacıyla ithal ikameci sanayileşme (Import Substitution Industrialization - ISI) politikasının benimsemiştir. Bu politika gereği

enerji, telekomünikasyon, demir-çelik ve petrokimya gibi sektörlerde devlet mülkiyetli şirketlerin hükmetmesini sağlamıştır. Ancak 1970’lerde küresel çapta ortaya çıkan petrol krizi, 1978’de Türkiye’deki ekonomik kriz ve 1980’lerdeki askeri darbe ile bu politika devam ettirilememiştir. 1980lerin ortalarında yerel piyasalarda serbestleşme süreci başlamış; uluslararası ticaret ile ithal ürünler piyasalarda hâkim olmaya başlamıştır. Bu serbestleşme süreciyle birlikte devlet mülkiyetli şirketlerin piyasaların gelişimine ket vurduğu gözlenmiştir. Ayrıca 1990ların başlarında devlet bütçesindeki açık ve borçlar giderek artmış; bunun üzerine hükümet en fazla büyümenin ve yatırım gerekliliğinin elektrik sektöründe olduğunu görerek özelleştirmeye gitmiştir. 1970’de elektrik arzını ve ilgili faaliyetleri tek çatı altında yürütmek için kurulan devlete mülkiyetli TEK’in tekelciliğinin sonlanması için 1984 yılında yürürlüğe giren 3096 sayılı kanun ile yerli ve yabancı özel şirketlere elektrik enerjisi üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticareti ile ilgili haklar tanınmıştır. 1993’te ise TEK, Türkiye Elektrik Üretim ve İletim Anonim Şirketi (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi (TEDAŞ) adında iki alt şirkete bölünerek özelleştirilmiştir (Atıyas vd., 2012; Erkuş, 2009).

Türkiye’de doğal gaz piyasası %99 oranında ithalata bağlı hareket ettiği için serbestleşme süreci elektrik piyasasından daha yavaş ve farklı ilerlemektedir. Piyasanın serbestleşmesi için yapılan çalışmalara ve çıkarılan yasalara rağmen BOTAŞ halen piyasada tekel bir rol üstlenmektedir.

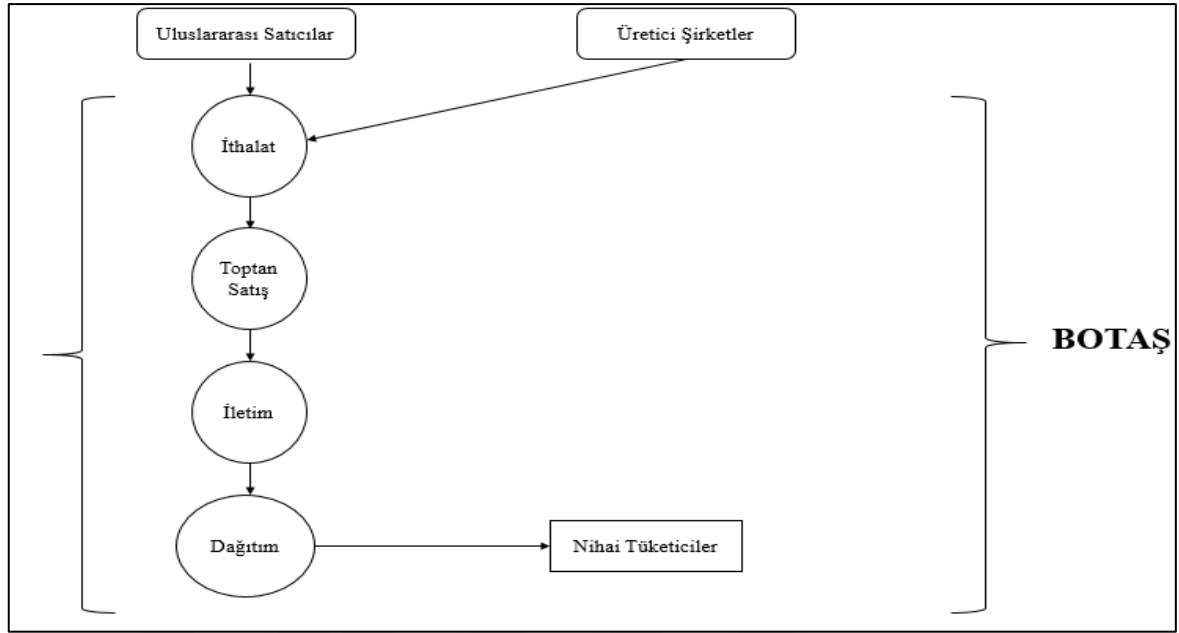
İlk olarak 1988’de 350 sayılı kararname ile boru hattı inşa etme, uzun vadeli alım anlaşmaları yapma ve spot piyasadan satın alarak ithal etmede yetkili kurum olarak tayin edilen BOTAŞ, 1990’da çıkarılan 397 sayılı kararname ile yurt içinde iletim ve dağıtım faaliyetlerinde de yetkin olan tek şirket haline gelmiştir. Eskişehir ve Bursa’da kendi işletiminde, İzmit’te İZGAZ, Ankara’da EGO ve İstanbul’da İGDAŞ aracılığıyla şehirlerde doğal gaz dağıtımında bulunmuştur. Doğal gaz ithalatında, altyapısının oluşturulmasında ve uzun vadeli sözleşmeler imzalanmasında etkin bir şekilde rol üstlenen BOTAŞ, doğal gazın son tüketiciye ulaşması faaliyetlerini yeteri kadar genişletememiş ve istikrarlı bir piyasa yapısı oluşturamamıştır. Bu nedenle doğal gazın ülkedeki kullanımı da birkaç ille sınırlı kalmıştır. BOTAŞ’ın piyasada tekelci bir yapıya sahip olması piyasada rekabetin oluşmasını engellemiş ve böylece rekabetçi bir piyasa kurulması için reform ihtiyacını teşvik etmiştir. Bunun yanında çeşitlendirme amacıyla artırılan tedarikçi sayısı da rekabetçi bir piyasanın oluşmasına ortam hazırlamıştır.

Doğal gaz piyasasında ilk serbestleşme adımı 2001 yılında çıkarılan kanunla atılmıştır. Doğal gazın kaliteli, ucuz, rekabete dayalı esaslar çerçevesinde piyasaya sunulması, piyasanın serbest, şeffaf, istikrarlı ve rekabetçi bir hale gelmesi ve piyasanın bağımsız bir şekilde düzenlenip denetlenmesi için 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu yürürlüğe girmiştir. Bu kanunla birlikte aynı yıl doğal gaz, elektrik, petrol ve LPG piyasalarının bağımsız bir şekilde düzenlenmesi ve denetlenmesi amacıyla kurulan Enerji Piyasaları Denetleme Kurumu (EPDK), doğal gaz piyasasında üretim, ithalat, ihracat, iletim, depolama, toptan satış ve şehir içi dağıtım faaliyetlerinde düzenleyici ve denetleyici kurum haline gelmiştir. Ayrıca BOTAŞ'ın piyasadaki tekeli yapısının önüne geçmek için aşamalı olarak alt şirketlere ayrıştırılması ve özelleştirilmesine karar verilmiştir (Doğal Gaz Piyasası Kanunu, 2001).

Kanun'da belirlenen düzenlemeler özetle şu şekildedir:

- Piyasa faaliyetlerindeki işlemlerin düzenlenmesi, denetlenmesi ve piyasadaki oyuncuların EPDK tarafından lisanslandırılması,
- BOTAŞ'ın iletim dışındaki faaliyetlerinin ve alt şirketlerinin özelleştirilmesi,
- BOTAŞ'ın sahip olduğu dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesi ve yeni dağıtıma başlanacak şehirlerde de dağıtımın ihale yapılarak belirlenecek özel şirketlerce gerçekleştirilmesi,
- İthalat, ihracat, depolama ve toptan satış faaliyetlerinin BOTAŞ'ın yanında lisans alacak özel şirketlerce gerçekleştirilebilmesi,
- Özel şirketlerin BOTAŞ'ın mevcut uzun vadeli anlaşmalarının bittiği ülkelerle uzun vadeli ithalat anlaşmaları yapabilmesi,
- BOTAŞ'ın ithalat payının ülke içi tüketim miktarının %20'sine düşene dek yeni uzun dönem ithalat anlaşması yapmasının engellenmesi,
- Rekabetin oluşmadığı alanda EPDK'nın düzenlemede bulunması (Doğal Gaz Piyasası Kanunu, 2001; Yardımcı, 2011) (Şekil 2.2).

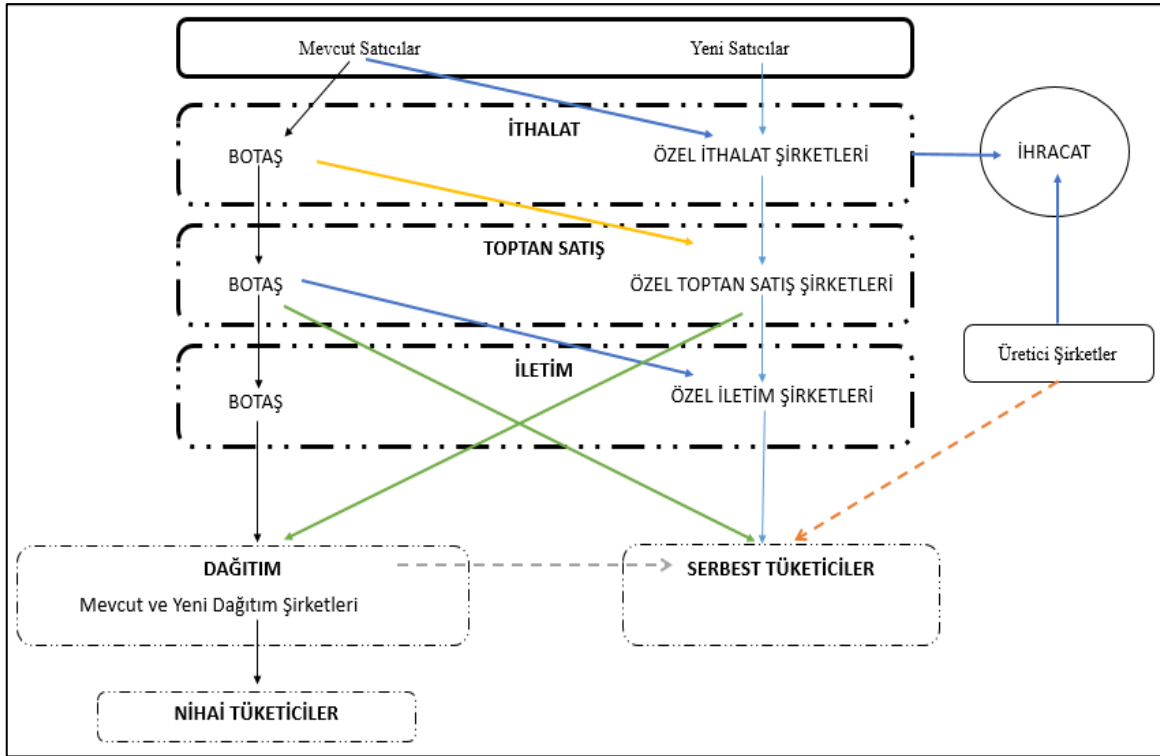
Şekil 2.2: 350 ve 397 Sayılı Kararname Sonrası Türkiye’de Doğal Gaz Piyasasının Yapısı



Kaynak: Çetin, 2010: 310.

Doğal Gaz Kanunu’nu yürürlüğe girmesinden sonra serbestleşmenin ve rekabetin sağlanması için 2003 yılında 4918, 2005 yılında 5367, 2007 yılında 5669, 2008 yılında 5728 ve 5784, 2011 yılında 6111, 2012 yılında 6352 ve 6353, 2013 yılında 6491, 2014 yılında 6552, 2016 yılında 6710 ve 2017 yılında 30111 sayılı kanunlar bazı maddeler eklenerek ve değiştirilerek düzenlenmiştir. Bu maddelere göre, dağıtım şirketlerinin en fazla iki şehirde dağıtım faaliyetinde bulunması sınırlandırması getirilmiş böylece belirli bir bölgede tekel haline gelmesi engellenmiştir. BOTAŞ’ın ithalat payının %20’nin altına düşmemesi nedeniyle ek madde düzenlenmiş böylece BOTAŞ’ın mevcut ithalat ve toptan satış anlaşmalarının bir kısmının ihale yoluyla toptan satış lisansı sahibi şirketlere devredilmesine karar verilmiştir. Üretim yapan şirketler hariç, hiçbir şirketin cari yıla ait tüketim tahmininin %20’sinden fazla gaz satamayacağı maddesi eklenmiştir. Ayrıca ithal edilen gazın belirli bir kısmının depolanmasının şirketlerce taahhüt edilmesi istenmiş böylece doğal gaz stokunun artırılması hedeflenmiştir (DPK, 2003; 2005; 2007; 2008; 2011; 2013; 2014; 2016; 2017).

Şekil 2.3: 4646 Sayılı Kanun Sonrası Doğal Gaz Piyasası



Kaynak: Akçollu, 2006.

Yürürlüğe giren kanunlarla birlikte günümüzde belirtilen hedeflerin bir kısmının gerçekleştirildiği ancak bazı maddelerin uygulanamadığı görülmektedir. EPDK'nın lisanslandırma faaliyetleri başarıya ulaşmış ve fiyat düzenlemeleri şeffaf ve adil bir şekilde yürütülmüştür. Ayrıca doğal gaz kullanımının 2 il hariç ülkede yayıldığı ve bu 2 ilde de altyapı ve dağıtım çalışmalarının devam ettiği gözlenmiştir. Ancak Kanun'da BOTAS ile ilgili olan maddelerin büyük bir kısmının amacına ulaşamadığı görülmektedir. BOTAS bugüne kadar ithalat payını %81'e kadar düşürmüştür ancak depolama ve ticaret faaliyetlerini halen özelleştirmemiştir. Ayrıca BOTAS'ın ithalat anlaşmalarını devretmesi konusunda da belirtilen hükümlerin uygulanamadığı görülmüştür. Bu konuda en büyük etken BOTAS'ın sözleşmelerini devretmede hevesli olmaması ve devretme kararı verse de BOTAS'ın sahip olduğu altyapıyla finansmanın ve sağladığı garantinin diğer şirketlerce başarılı bir şekilde yürütülmesinin zor olmasıdır. Bunun yanında, BOTAS iletimde devam eden tekel durumu ile ülke içindeki toptan satış ve dağıtım faaliyetlerinde de üstünlüğünü korumaktadır. Bu durumda BOTAS'ın piyasadaki gücü ve tekelciliği devam etmekte olup düzenlemelerin henüz rekabet ve serbestlik konusunda başarıya ulaşamadığı görülmektedir.

Ülke içindeki rekabet ortamının sağlanması ve serbest bir piyasanın oluşması için objektiflik ve şeffaflık ilkeleri altında doğal gazın piyasada fiyatlanması amacıyla Mart 2017’de yeni bir adım atılmış, toptan satış piyasasının organize bir şekilde yürütülmesi için EPDK tarafından “Doğal Gaz Organize Toptan Satış Yönetmeliği” yürürlüğe girmiştir. Bu yönetmeliğe göre piyasa işletmecisi olarak, 2015 yılında toptan elektrik piyasalarındaki işlemleri yönetmesi için kurulan, Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ) belirlenmiştir. EPIAŞ, piyasadaki alış satış eşleşmeleri, şeffaflık, adalet ve sorumluluk ilkeleri altında veri yayınlama, piyasa işlemlerinin uzlaştırılması, faturaların hazırlanması ve gerekli tahsilat ve ödeme işlemlerinin yapılması faaliyetlerinde bulunacaktır. Ayrıca EPIAŞ merkezi karşı taraf statüsünde olup alıcıya karşı satıcı ve satıcıya karşı alıcı konumunda olacaktır. Piyasada yer alan katılımcılar; ithalat şirketleri, toptan satış şirketleri, ihracat şirketleri, üretim şirketleri ve ilave dengeleyici konumundaki iletim şirketleridir. Piyasada üretici şirketler tedarikçi; ithalat ve toptan satış şirketleri hem tedarikçi hem de alıcı; serbest tüketiciler, ihracatçı şirketler, sıkıştırılmış doğal gaz (CNG) dağıtımı, iletimi ve satışı yapan şirketler ve dağıtım şirketleri alıcı konumunda; BOTAŞ ise hem tedarikçi hem de dengeleyici olarak işlem yapacaktır (Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası İşletim Usul ve Esasları, 2017).

Kurulacak olan spot piyasada işlemlere yönelik teklifler bir önceki gün saat 08:00 ile ertesi gün saat 14:00 arasındaki 54 saatlik sürede verilecektir. Katılımcılar tarafından verilen teklifler saat, dakika, saniye ve salise olarak kaydedilip, EPIAŞ tarafından spot piyasa işlemlerine yönelik elektronik ortamda işleyecek olan “sürekli ticaret platformu” (STP)’de yayınlanacaktır. Satış teklifleri artan, alış teklifleri azalan fiyata göre sıralanarak eşleştirilecek ve aynı fiyattaki tekliflerde zaman önceliği esas alınacaktır. Teklifler kabul edilmediği sürece teklif veren katılımcı ticaret süresi boyunca teklifini güncelleyebilecek veya iptal edebilecektir. Eşleşen teklifler fiziki teslimat ya da doğal gaz mülkiyetinin el değiştirmesi yükümlülüğünü doğuracaktır. Bir gaz günü saat 08:00’da başlayıp ertesi gün 08:00’da sona eren 24 saati ifade etmektedir. “Günlük referans fiyatı” (GRF), ilişkili gaz günü önceki gün 08:00 ile ertesi gün 08:00 arasında gerçekleşen ilave dengeleme işlemleri dahil tüm işlemlerin ağırlıklı ortalama fiyatı olarak hesaplanıp ertesi gün 08:30’da EPIAŞ tarafından ilan edilecektir. Her bir kesinleşen eşleşme sonrası EPIAŞ tarafından gerçekleştirilen işlemlerin ağırlıklı ortalama fiyatı güncellenip STP’de yayınlanacaktır. Bir gaz günü için kesinleşmiş eşleşme olmazsa son 7 günün referans fiyatının aritmetik

ortalaması alınıp o gün için GRF olarak kabul edilecektir. Olağandışı durumlarda referans fiyat EPDK kararı ile belirlenecektir. Piyasa katılımcıları tekliflerini ticaret açılış zamanından kapanış zamanına kadar STP aracılığıyla EPIAŞ'a bildirecektir. İlave dengeleyici işlemlerinin bazı hususları saklı kalmak koşuluyla piyasa katılımcıları tarafından verilen tüm teklifleri diğer katılımcılar anonim (başka kelime bul yerine) şekilde görebilmektedirler. Teklifler alış veya satış olarak, fiyat ve miktar bilgisi ve teslimat dönemi ve bölgesel olarak belirlenmişse bölge yeri bilgileri ile EPIAŞ'a bildirilir. Verilen teklifler; 0,25 TL ve katları ile TL/1000 m³ birimindedir. Satış tekliflerinde en düşük ve alış tekliflerinde en yüksek fiyat en iyi fiyat olarak belirlenir. Teklif fiyatlarındaki sınırlandırmalar EPDK kararı ile belirlenecektir. STP'de verilecek teklifler ticaret kapanış zamanına kadar geçerli, süresi dolana kadar geçerli ve eşleşene olana kadar geçerli olarak verilebilir. Ticaret kapanış zamanına kadar geçerli olan teklifler tamamen ya da parçalı olarak eşleşip eşleşmeyen kısım için teklifin ticaret kapanış zamanına kadar geçerli olmasını ifade eder. Süresi dolana kadar geçerli olan teklif ise katılımcının belirlediği süre içinde parçalı veya tamamen olarak eşleşip eşleşmeyen kısım için teklif süresi bitene kadar geçerli olmasıdır. Eşleşene kadar geçerli olan teklif ise edilen teklifin uygun olan tekliflerle anında eşleşmesi ve arta kalan miktar varsa yok edilmesini ifade eder. Eşleşen tekliflerde tedarikçi gaz günün bir önceki gününün 08:00-16:00, 16:01 ile gaz gününün 16:45 saati arası ve gaz gününün 16:46 ile ertesi gününün 14:00 arası gerçekleşen teklif eşleşmesinde iletim şirketine bildirir. Piyasa katılımcısının onaylanmış satış tekliflerinden alış teklifleri çıkarılarak kesinleşmiş takas miktarı hesaplanır. Bu miktar işlemin yapıldığı gün dikkate alınarak pozitif olursa satış yönlü katılımcının EPIAŞ doğal gazın iletim şebekesine teslim edildiği veya iletim şebekesinden teslim alındığı varsayılan sanal nokta olan "ulusal dengeleme noktası" (UDN) çıkış noktasına; negatif çıkarsa sonucun mutlak değeri EPIAŞ UDN giriş noktasına "taşıma miktarı bildirimi" (TMB) veya "taşıma miktarı değiştirilmiş bildirimi" (TMDB) olarak kaydedilir (Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası Yönetmeliği, 2017).

İletim şirketi ilave dengeleyici olarak iletim şebekesi stokunu dikkate alarak gerekli miktarı en iyi fiyat üzerinden alır veya satar. İletim şirketinin yapacağı işlemler eşleşene kadar geçerli olan teklif yöntemi yer alır. İletim şirketi ise "olanı eşle" veya "yok et" teklifini kullanır. Yönetmeliğe göre verilebilecek teklif yöntemleri şunlardır:

- ***Ticaret Kapanış Zamanına Kadar Geçerli:*** Piyasa katılımcısının belirttiği miktar ve fiyat doğrultusunda tamamen ya da parçalı olarak teklifler eşleşir. Eşleşmeyen kısım için ticaret kapanış zamanına kadar teklif geçerliliğini korumaktadır.
- ***Süresi Dolana Kadar Geçerli:*** Teklifler, piyasa katılımcısının belirlediği süre içerisinde, belirttiği miktar ve fiyat doğrultusunda tamamen ya da parçalı olarak eşleşmektedir. Eşleşmeyen kısım için süresi dolana kadar teklif geçerliliğini korur.
- ***Olanı Eşle veya Yok Et:*** Piyasa katılımcısının belirttiği miktar ve fiyat doğrultusundaki teklifler, teklif defterinde yer almadan, sunulduğu anda uygun olan mevcut tekliflerle eşleşir ve arta kalan miktar yok edilir (Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası İşletim Usul ve Esasları, 2017)¹¹.

¹¹ Detaylı bilgi için bkz. Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası İşletim Usul ve Esasları, <https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2018/03/Organize-Toptan-Dogal-Gaz-Satis-Piyasasi-Isletim-Usul-ve-Esaslari-PUE.pdf>.



ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

SPOT DOĞAL GAZ FİYATLARINI ETKİLEYEN FAKTÖRLERİN PANEL VERİ MODELİ İLE ANALİZİ: TÜRKİYE İÇİN ÖNERİLER

3.1. LİTERATÜR TARAMASI

Doğal gazın 20. yüzyılın başlarında önem kazanması ve kullanımının artmasıyla birlikte bu yeni enerji kaynağıyla ilgili akademik çalışmalar yapılmaya başlanmıştır. Doğal gazın keşif, üretim ve taşınma yöntemleri gibi mühendislik alanındaki konularda yapılan birçok çalışmanın yanında, fiyatlama yöntemleri ve bu yöntemlerin gelişmesiyle ortaya çıkan doğal gaz piyasaları ile ilgili de çok sayıda çalışma bulunmaktadır.

Doğal Gaz Fiyatları Üzerine Yapılan Genel Nitelikteki Çalışmalar: De Vany ve Walls (1993)'ün yaptıkları araştırmada 1987-1991 yılları arasında ABD'deki 20 üretim sahası ile boru hatları bağlantı noktalarında yer alan 190 bölgedeki günlük doğal gaz fiyatları incelenmiştir. İlk senelerde fiyatların hem durağan hem de eş bütünleşmeye sahip olmadığı ancak 1991 yılında %65 oranında eş bütünleşme olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Böylece boru hatlarına açık erişimin doğal gaz piyasalarında rekabeti arttırdığı ve fiyatların birbirine yakın seyrettiği savunulmuştur.

Yücel ve Guo (1994), ABD'de kömür, petrol ve doğal gaz piyasalarının birlikte hareket edip etmediklerini ve üç enerji fiyatı için de mevcut olan ortak vergi sisteminin doğru olup olmadığını test etmişlerdir. Sonuçlar, 1947-1974 yılları arasında kömür ve petrol arasında, 1974-1990 yılları arasında da bu üçü arasında ilişki olduğunu göstermektedir. Buna göre, bir enerji fiyatındaki artış ve uygulanan vergi, diğer enerji fiyatlarını ve vergilerini etkilemektedir.

Asche vd. (2002) 1990-1998 yılları arasında Almanya gaz ithalat fiyatlarını ve Alman doğal gaz piyasasını analiz etmişlerdir. Eş bütünleşme sonuçları Rusya'dan ithal edilen gazın fiyatının Hollanda ve Norveç'ten ithal edilen fiyattan daha ucuz olduğunu ancak fiyatların eş bütünleşmeye yakın olduğunu göstermektedir. Bunun yanında Avrupa'da İngiltere başta olmak üzere başlayan serbestleşmenin ve spot piyasaların kurulmaya başlanması gaz ihraç eden ülkelerin tekelliğini azaltacağı yorumu yapılmıştır.

Doğal Gaz Piyasalarında Serbestleşme ile İlgili Çalışmalar: 1990'larda enerji piyasalarında başlayan serbestleşme, doğal gaz piyasalarının mevcut durumunun sorgulanması, rekabete açık ve gazın piyasada fiyatlanmasını sağlayan bir sistemin savunulmasına yol açmıştır. Mulherin (1986), doğal gaz ticaretinde uzun vadeli anlaşmaların etkinliğini çeşitli teoriler altında test etmiştir. İşlem ücretine dayalı, al -ya da- öde şartı bulunan, petrole endeksli ve iki ülke arasında sadece tekel şirketlerin yer aldığı hipotezler

sonucunda rekabetin ve serbestleşmenin olmadığı piyasalarda tüm hipotezlere dayalı uzun vadeli anlaşmaların elverişsiz ve riskli olduğunu savunmuştur.

Radetzki (1999), araştırmasında Avrupa doğal gaz piyasasını ve piyasada aktör olan doğal gaz şirketlerini analiz etmiştir. İngiltere’de piyasanın serbestleşmesi ve boru hatlarına açık erişimin sağlanmasıyla diğer Avrupa ülkelerindeki şirketlerin de İngiltere piyasasında yer almaya başlamasının Kıta Avrupası’nı da etkileyeceğini ve piyasadaki aktör şirketlerin tekelliğinin azalacağını savunmuştur.

Baltensperger vd. 2017 yılında Avrupa Birliği’nin doğal gaz piyasalarını yapılandırmak için yaptığı çalışmaları analiz etmişler ve çeşitli senaryolar geliştirerek 2022 yılına kadar Avrupa piyasasında fiyat, tüketim ve sosyal refah ile ilgili tahminlerde bulunmuşlardır. İlk senaryoda Avrupa ülkelerinin Rusya’dan ithal ettiği gazda kesilme olması durumunu test etmişlerdir. Bu senaryoda çoğu ülkede fiyatların artacağı, tüketimde azalma yaşanacağı ve yüksek fiyatlara bağlı olarak sosyal refahın düşeceği tahmin edilmiştir. İkinci senaryoda Rus gazına alternatif olarak LNG ithalatının artırılması test edilmiştir. Senaryo sonucuna göre ithalat çeşitliliğinin ve arzın artmasıyla fiyatlarda düşüş yaşanacağı ve tüketimin artacağı, buna bağlı olarak sosyal refahın da artacağı tahmin edilmiştir. Üçüncü senaryoda ise Brexit’in İngiltere doğal gaz piyasasının kıta Avrupası’ndan bağımsız olarak hareket etmesine neden olacağı ve yeni düzenlemelerle ülkelerarası gaz alışverişine kısıt koyulacağı senaryosu üretilmiş ve senaryo sonucunda İrlanda ve diğer Avrupa ülkelerinde artan fiyatlara bağlı olarak tüketimin ve sosyal refahın azalacağı sonucu tahmin edilmiştir. Çalışmada, üç senaryo sonucuna bağlı olarak Avrupa doğal gaz piyasasının bu tür krizlere karşı ithalatını çeşitlendirmesi gerektiği, böylece fiyat ve sosyal refah seviyesinde çok fazla dalgalanma yaşanmayacağı savunulmaktadır. Yazarlar, bunun için de en uygun çözümün 2019 yılında tamamlanacak ve Azerbaycan gazını Türkiye üzerinden Avrupa’ya taşıyacak olan TANAP projesi olduğuna ve Avrupa ülkelerinin hepsinde piyasaların tamamen serbestleşmesi gerektiğine vurgu yapmaktadır.

Spot Doğal Gaz ve Diğer Enerji Fiyatları Arasındaki İlişkiyi İnceleyen Çalışmalar: Doğal gaz ticaret anlaşmalarında petrol ve kömür gibi enerji fiyatlarının baz alınması, enerji fiyatları arasındaki ilişkiyi inceleyen birçok çalışmanın literatürde yer almasını sağlamıştır. Spot piyasaların kurulmasından sonra doğal gaz fiyatlarının hala başta

petrol olmak üzere diğer enerji fiyatları ile arasında ilişki olup olmadığı yine çoğu çalışmaya konu olmuştur.

Serletis ve Herbert (1999) yaptıkları çalışmada, Ekim 1996-Kasım 1997 dönemi için Henry Hub doğal gaz spot fiyatı, PJM (Pennsylvania, New Jersey ve Maryland) elektrik fiyatı ile New York Harbor akaryakıt fiyatı arasındaki ilişkiyi incelemişlerdir. Fiyatların ortak eğilime sahip oldukları yani bir fiyatı etkileyen değişkenin diğerlerini de etkilediği sonucuna ulaşmışlardır. Bu çalışmayı takiben Serletis ve Rangel-Ruiz (2004) 1991-2001 yılları arasında Henry Hub spot fiyatları ile WTI petrol fiyatları arasında ortak fiyat döngüsü olduğunu gözlemlemişlerdir. Ayrıca aynı çalışmada Kuzey Amerika doğal gaz piyasaları arasındaki ilişkiyi incelemişler ve Henry Hub fiyatının tüm eyalet piyasalarında belirleyici fiyat olduğu sonucuna ulaşmışlardır.

Siliverstovs vd. (2005), 1993-2004 yılları arasındaki aylık fiyatları inceleyerek Avrupa, Kuzey Amerika ve Japonya doğal gaz piyasalarının bütünleşme derecelerini ve uluslararası piyasalardaki fiyatların petrol fiyatları ile ilişkilerini test etmişlerdir. Çalışma sonucunda Avrupa ve Kuzey Amerika ülkeleri piyasalarının kendi içlerinde eş bütünleşik olduğu ancak Avrupa ve Kuzey Amerika piyasalarının birbiriyle bütünleşik olmadığı gözlemlenmiştir. Japonya doğal gaz piyasasının ise Avrupa ile eş bütünleşik olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Çalışmada petrol fiyatlarının bu üç piyasada da fiyatları etkilediği görülmüştür.

Asche, Osmundsen ve Sandsmark (2006) İngiltere'deki spot enerji fiyatlarının eş bütünleşmesini test etmişler ve elektrik, petrol ve doğal gaz spot fiyatlarının birlikte hareket ettikleri ve özellikle piyasaların serbestleşmesinden sonra eş bütünleşme derecesinin arttığı sonucuna ulaşmışlardır.

Brown ve Yücel (2006), doğal gaz spot fiyatlarını etkileyen faktörleri araştırmışlardır. 1994-2006 yılları arası günlük Henry Hub fiyatları ile WTI petrol fiyatları, mevsimsel etki ve depolama miktarları arasındaki nedensellik ilişkisini test etmişler ve doğal gaz spot fiyatları ile petrol fiyatları, mevsimsel değişiklik ve depolama miktarı arasında kısa ve uzun dönem nedensellik ilişkisi olduğu sonucuna ulaşmışlardır.

Bachmeier ve Griffin (2006), ABD petrol, kömür ve doğal gaz spot fiyatlarının hem farklı eyaletlerde eş bütünleşmeye sahip olup olmadığını hem de birbirleriyle eş bütünleşme ilişkilerini araştırmışlar; petrol ve doğal gaz fiyatlarının eş bütünleşmeye

sahipken, kömür fiyatlarının eş bütünleşik olmadığı sonucuna ulaşmışlardır. Bu üç enerji fiyatının birbiriyle ilişkisine baktıklarında ise petrol ile kömürün ve petrol ile doğal gazın eş bütünleşik olduğu bulgusuna ulaşmışlardır.

Villar ve Jouts (2006) ise yaptıkları çalışmada petrol ve doğal gaz arasındaki ilişkiyi doğrulamışlardır. Uyguladıkları modelle petrol fiyatlarındaki artışın doğal gaz fiyatlarını etkilediği ancak doğal gaz fiyatlarının petrol fiyatları üzerinde bir etkisi olmadığı sonucuna ulaşmışlardır.

Panagiotidis ve Rutledge (2007), 1996-2003 yılları arasında aylık verileri kullanarak NBP doğal gaz spot fiyatı ile Brent petrol fiyatı arasındaki ilişkiyi araştırmışlardır. Çalışmada doğal gaz spot ve petrol fiyatları arasında uzun dönemli bir ilişki olduğunu ve kısa dönemde petrol fiyatlarında oluşan şokların doğal gaz fiyatlarını da etkilediği sonucuna ulaşılmıştır.

Hartley vd. (2008) yaptıkları çalışmada doğal gaz spot fiyatları ile petrol fiyatlarının dolaylı olarak birbiriyle ilişkisi olduğunu ve bu ilişkinin de kullanım alanlarındaki rekabetten kaynaklandığını gözlemlemişlerdir. Ayrıca mevsimsel etki, kasırga gibi şokların fiyatlarda yüksek dalgalanmaya neden olduğu sonuçlarına ulaşmışlardır.

Ramberg ve Parsons (2012) ise 1991-2010 yılları arasında Henry Hub ve WTI fiyatlarının ilişkisini incelemişler ve 2005 yılından itibaren aralarındaki ilişkinin zayıflamaya başladığı sonucuna ulaşmışlardır. Ancak doğal gaz ve petrol arasındaki ilişkinin ekonomik ve politik nedenlerden dolayı hiçbir zaman tamamen yok olmayacağını savunmuşlardır. Bunun yanında doğal gaz fiyatlarında kısa dönemli değişimlerin nedenlerinin açıklanamadığını tespit etmişlerdir.

Asche vd. 2013 yılında yaptıkları çalışmada İngiltere, Belçika ve Hollanda doğal gaz spot fiyatları ile Almanya ithalat fiyatı ve Brent petrol fiyatları arasındaki eş bütünleşmeyi test ederek Avrupa doğal gaz piyasasının bir bütün olarak entegre olup olmadığını araştırmışlardır. Araştırma sonucunda spot ve uzun vadeli doğal gaz fiyatlarının hem kendi aralarında hem de petrol fiyatları ile eş bütünleşik olduğunu elde etmişlerdir. Bundan yola çıkarak spot piyasaların petrolden ve petrol fiyatlarını baz alan uzun vadeli anlaşma fiyatlarından bağımsız olmadığı için serbestleşmenin etkili olup olmadığını tartışmışlardır.

Efimova ve Serletis (2014), doğal gaz fiyatlarındaki dalgalanmaları GARCH modeli ile test etmişlerdir. Araştırmalarında 2001-2013 yılları arası günlük Henry Hub fiyatlarını kullanarak, elektrik ve petrol fiyatlarıyla ilişkisini analiz etmişlerdir. Araştırma sonucunda petrol fiyatlarının gaz ve elektrik fiyatlarında dalgalanmaya neden olduğunu bulmuşlardır.

Kaya Gazı Devriminin Spot Doğal Gaz Fiyatlarına Etkisini İnceleyen Çalışmalar: 2000’li yılların başından itibaren kaya gazı keşfi ve üretiminin başlamasını devrim kabul eden birçok araştırma bulunmaktadır. Özellikle doğal gaz ve petrol fiyatları ilişkisini inceleyen çalışmalar kaya gazı devrimini kırılma noktası olarak görmektedir. Erdos (2012), Ocak 1994-Aralık 2001 yılları arasından Henry Hub, NBP ve WTI fiyatları arasındaki ilişkiyi incelemiştir. Araştırmanın sonuçlarına göre Henry Hub fiyatlarının 2008 yılının sonuna kadar NBP ve WTI fiyatları ile birlikte hareket ettiğini göstermektedir. 2009 yılından itibaren kaya gazının etkisiyle Henry Hub fiyatları NBP ve WTI’ye daha az bağımlı olarak hareket etmektedir. NBP ve WTI arasında ise kısa ve uzun zamanlı ilişki gözlenmiştir. Geng vd. (2016), kaya gazının bulunmasının Kuzey Amerika ve Avrupa piyasalarında doğal gaz spot ile petrol fiyatları arasındaki ilişkiyi nasıl etkilediğini araştırmışlardır. Kuzey Amerika için Henry Hub ve WTI fiyatları, Avrupa için ise NBP ve Brent petrol fiyatları analiz edilmiştir. Araştırmada kaya gazı devrimiyle birlikte petrol fiyatlarında oluşan şokların gaz fiyatlarını daha az etkilemeye başladığı sonucuna ulaşılmıştır.

Aruga (2016) kaya gazının ABD, Avrupa ve Japonya doğal gaz piyasalarına etkisini ve uluslararası piyasaların kaya gazının bulunmasından ve kullanılmaya başlamasından sonra hala eş bütünleşik olup olmadığını araştırmıştır. Araştırma sonucuna göre kaya gazının bulunmasından sonra ABD doğal gaz spot fiyatlarında önemli bir düşüş yaşandığını ancak Avrupa ve Japonya’daki fiyatları etkilemediği ortaya çıkmıştır. Böylece ABD piyasasının diğer uluslararası piyasalardan bağımsız olarak hareket etmeye başladığı sonucuna ulaşılmıştır. Caporin ve Fontini (2017) de kaya gazının Henry Hub fiyatlarına ve gaz ile petrol arasındaki ilişkiye etkisini incelemiştir. Sonuçlar önceki çalışmaları destekler nitelikte olup, kaya gazı üretimiyle doğal gaz arzının arttığını ve fiyatları düşürdüğünü ve doğal gaz fiyatlarının petrol fiyatlarından bağımsız hareket etmeye başladığını göstermektedir.

Finansal Doğal Gaz Piyasaları Üzerine Yapılan Çalışmalar: Doğal gaz piyasalarında serbestleşmenin etkisiyle spot piyasanın yanında vadeli işlem piyasaları da kurulmuştur. Spot ve vadeli işlem piyasaları arasındaki ilişkiyi, fiyatlardaki dalgalanmaları ve riski azaltma derecesini sorgulayan birçok çalışma bulunmaktadır. Mu (2007), Suenaga vd. (2008), Chang vd. (2010), Alterman (2012), Martinez ve Torro (2015) mevsimsel etki, talep ve depolama miktarlarının spot ve vadeli işlem piyasalarındaki doğal gaz fiyatlarına etkisini test etmişler ve kış aylarında fiyatların daha fazla dalgalanma yaşadığı sonucuna ulaşmışlardır. Doğal gaz vadeli işlem piyasaları ayrı bir konu olduğundan daha detaylı literatür taramasına yer verilmemiştir.

Enerji Fiyatları ile Altın ve Reel Efektif Döviz Kuru Arasındaki İlişkiyi İnceleyen Çalışmalar: Doğal gaz fiyatları ile diğer enerji fiyatları arasındaki ilişkiyi inceleyen birçok çalışma bulunmasına karşın, doğal gaz fiyatları ile altın ve reel efektif döviz kuru indeksi arasındaki ilişkiyi inceleyen çok az çalışma bulunmaktadır. Bu değişkenler ile daha çok petrol fiyatları arasındaki etkileşim araştırılmıştır.

Altın ve petrol küresel piyasada en önemli emtialar olarak görülmektedir. Petrol, en fazla işlem gören ve en çok dalgalanmaya sahip ürünken, altın, geçmiş dönemlerde para birimlerinin endekslendiği ve geçmişten günümüze “güvenli liman” olarak adlandırılan önemli bir yatırım aracıdır. Dolayısıyla, literatürde altın ve petrol fiyatlarının çeşitli açılardan incelendiği pek çok çalışmaya rastlamak mümkündür.

Zhang ve Wei (2010), 2000-2008 yılları arasında aylık Brent petrol ve Londra Borsası altın fiyatları için nedensellik ve eş bütünleşme testleri yapmışlardır. Çalışma sonucunda iki değişken arasında uzun süreli ilişkinin var olduğuna ve petrol fiyatlarının altın fiyatlarındaki dalgalanmanın negatif yönde nedeni olduğuna ulaşmışlardır. Aguilera ve Radetzki (2017) de 1970-2014 yılları arasında petrol ve altın fiyatlarını karşılaştırmışlar ve literatürde bulunan önceki çalışmaları da inceleyerek değişkenler arasında asimetric eş bütünleşme olduğu sonucunu bulmuşlardır. Ancak 2014 yılından itibaren petrol fiyatlarının durağan seyrettiği ve altın fiyatlarının da arttığını gözlemleyerek önceki çalışmalarda savunulan iki değişken arasındaki ilişkinin bu dönemde geçerli olmadığını savunmuşlardır.

Chen ve Chen (2007), G7 ülkelerinin reel efektif döviz kuru endeksleri ile petrol fiyatları arasında uzun süreli ilişki olup olmadığını araştırmışlardır. Veri setinde bulunan ülkelerde baz alınan petrol fiyatları için WTI, Brent petrol ve Dubai petrol fiyatlarını

kullanmışlardır. Araştırma sonucunda petrol fiyatlarının reel efektif döviz kuru endeksinin temel açıklayıcılarından biri olduğu, iki değişken arasında güçlü bir ilişki bulunduğu ve petrol fiyatlarının reel efektif döviz kuru endeksi tahmininde kullanılabileceği gözlemlenmiştir.

Hartley ve Medlock (2014), döviz kurunun ABD doğal gaz spot fiyatları ve petrol fiyatlarına etkisini incelemişler, önceki çalışmalarda belirtilen doğal gaz spot fiyatları ve petrol fiyatları arasındaki eş bütünleşmeyi doğrulamışlardır. Bunun yanında döviz kurunun bu iki enerji fiyatına etki ettiğini bulmuşlardır.

Bayar ve Karamelikli (2015), petrol ve doğal gaz fiyatlarının Türkiye dış ticaret dengesine etkisini incelemişlerdir. 1997-2015 yılları arasında petrol için WTI fiyatını, doğal gaz için ise Almanya ithalat fiyatını kullanmışlardır. Araştırma sonucunda petrol ve doğal gaz fiyatları ile dış ticaret dengesi ve reel efektif döviz kuru endeksi arasında uzun süreli ilişkiye rastlanmış, petrol ve doğal gaz fiyatlarının dış ticaret dengesinin dolaylı nedeni olduğuna ulaşılmıştır.

Golkovskaya (2011), Rusya doğal gaz ve petrol fiyatları ile nominal efektif döviz kuru endeksi arasındaki ilişkiyi incelemiş ve nominal efektif döviz kurunun enerji fiyatlarının nedeni olmadığı sonucuna ulaşmıştır.

Dauvin (2013) yaptığı çalışmada, enerji fiyatları ve reel efektif döviz kuru arasında ilişki olup olmadığını ve ilişki yönünü araştırmıştır. Petrol, kömür ve doğal gaz ihraç eden 10 ülke ile emtia ihraç eden 23 ülke ile reel efektif döviz kuru, enerjiye dayalı dış ticaret hacmi, emtiaya dayalı dış ticaret hacmi ve net yabancı varlık pozisyonu değişkenlerini kullanarak 1980-2011 dönemi için panel veri analizi yapmıştır. Sonuçlar hem enerji hem de emtia ihraç eden ülkelere ait reel efektif döviz kurunun petrol fiyatlarından dolaylı olarak etkilendiğini göstermektedir. Dauvin bunun nedenini petrol ile dış ticaret hacmi arasındaki ilişkiye bağlamıştır.

Jiranyakul (2015), Brent petrol fiyatı ile Tayland reel efektif döviz kuru arasındaki ilişkiyi test etmiştir. Temmuz 1997-Aralık 2013 arasındaki aylık verileri kullanan Jiranyakul, iki değişken arasında eş bütünleşme ve nedensellik ilişkisi olmadığı sonucuna ulaşmıştır. Ancak petrol fiyatlarındaki keskin dalgalanmaların reel efektif döviz kurundaki dalgalanmayı artırdığını gözlemlemiştir.

Doğal Gaz Piyasaları ile İlgili Türkiye’de Yapılan Çalışmalar: Türkiye’de doğal gaz piyasaları ile ilgili yapılmış sınırlı sayıda çalışma bulunmaktadır. Kılıç (2005), Akçollu (2006), Demirbaş ve Balat (2008), Türkiye doğal gaz piyasasını genel olarak incelemiş, 2001 Doğal Gaz Kanunu’ndan sonraki değişiklikleri analiz etmiş ve doğal gazın Türkiye’nin jeopolitik konumundan dolayı önemli bir enerji koridoru olduğundan bahsetmişlerdir.

Erdoğan (2010) yaptığı çalışmada, Türkiye doğal gaz piyasasının işleyişini analiz etmiş ve piyasanın monopol yapısının etkilerini incelemiştir. BOTAŞ’ın devam eden tekelleri konumunun rekabetçi bir piyasada oluşacak fiyat etkinliğini engellediğini, bu nedenle BOTAŞ’ın tekel gücünün sınırlandırılması ve diğer firmaların da piyasada etkin rol oynaması gerektiğini belirtmiştir. Araştırmada 1987-2007 aylık tüketim verileri kullanılarak Türkiye’nin 2008-2030 dönemi için doğal gaz talebi tahmin edilmiştir. Yardımcı (2011) ise Türkiye doğal gaz piyasasının geçmiş dönemini inceleyerek, gelecekte ulusal ve uluslararası boyutta nasıl güçlenebileceği üzerinde durmuştur. Erdoğan (2017), İlker ve Kınık (2017), TANAP projesini inceleyerek Türkiye’nin enerji politikalarını ve komşu ülkelerle karşılıklı etkileşimini analiz etmişlerdir.

Çetin ve Oğuz (2007), Hacısalihoğlu (2008), Umucu vd. (2011) ile Berk ve Schulte (2017) yaptıkları çalışmalarda, Türkiye’nin küresel doğal gaz piyasasında aktör ülkelere komşu olması ve enerji politikalarını buna göre oluşturması gerektiğine vurgu yapmışlardır. Türkiye’nin uluslararası piyasalarda etkin olabilmesi için hem kendi gaz güvenliğini hem de Avrupa ülkelerine ihraç edilen gazın güvenliğini sağlamasının önemli bir konu olduğunu savunmuşlardır. Bunun yanında Türkiye’nin iç piyasasında rekabetin gelişebilmesi için doğal gaz ticaret merkezinin kurulması ve piyasanın serbestleştirilmesi önerilerinde bulunmuşlardır.

Yıldırım vd. (2014), uluslararası petrol ve doğal gaz endekslerinin BİST sanayi sektörüne etkisini ve aralarındaki nedensellik ilişkisini incelemişlerdir. 1991-2013 yılları arasında aylık hisse senedi fiyatları üzerine çalışan araştırmacılar, petrol fiyat endeksinden sınai endeksine ve sınai endeksinden de doğalgaz fiyat endeksine doğru tek yönlü nedensellik ilişkisi tespit etmişlerdir. Bunun yanında petrol ve doğal gaz fiyatlarının hisse senedi fiyatlarını pozitif yönde etkiledikleri sonucuna ulaşmışlardır. Eyüboğlu ve Eyüboğlu (2016) ise bu çalışmayı tüm sanayi sektöründeki endeksler üzerine uygulamıştır. Çalışmanın

bulguları doğal gaz ve petrol fiyat endeksleri ile sanayi sektörü endeksleri arasında uzun dönemli ilişki olduğunu göstermiştir.

Göral (2015), altın, petrol ve kömür fiyatları ile faiz oranlarının 7 doğal gaz ihracatçısı ülkenin ihracat fiyatlarına etkisini panel veri analizi yöntemi ile test etmiştir. Çalışmada ihracatçı ülkelerin pazar çeşitliliği ve gazın iletim şekli kukla değişken olarak kullanmıştır. Araştırma sonucunda petrol ve altın fiyatlarından doğal gaz fiyatlarına doğru tek yönlü nedensellik ilişkisi olduğu ve kömür fiyatları ile ihracat yapılan ülke sayısının doğal gaz fiyatlarını pozitif yönde, boru hattı ile gerçekleşen ihracat şeklinin ise negatif yönde etkilediği sonucuna ulaşılmıştır.

Torun (2017), Türkiye doğal gaz piyasalarında fiyatların belirlenmesinde etkili olan faktörleri incelemiştir. Çalışmada doğal gaz fiyatı olarak Kocaeli ili perakende satış fiyatı, bağımsız değişkenlerde ise reel döviz kuru ve uluslararası petrol fiyatları kullanılmıştır. Araştırma sonucunda doğal gaz ve petrol fiyatları ile reel döviz kuru arasında uzun dönemli eş bütünleşme olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca petrol fiyatlarının doğal gaz fiyatlarını pozitif yönde ve reel döviz kurunun da negatif yönde etkilediği sonucuna ulaşılmıştır.

Görüldüğü gibi Türkiye’de genel olarak doğal gaz piyasaları ile ilgili yapılan çalışma sayısı oldukça kısıtlıdır. Türkiye’nin 2001 yılından itibaren enerji piyasalarında serbestleşmeye gitmesi, enerji politikalarını düzenlemesi ve son olarak 2017 yılında doğal gaz spot piyasasının açılmasına ilişkin yönetmeliğin çıkarılması, Türkiye’nin doğal gaz piyasasını yeniden inşa etmeye çalıştığını ve uluslararası piyasalarda etkin rol almak istediğini göstermektedir. Bu bağlamda, çalışmada hem spot piyasalarındaki fiyatları etkileyen ve etkilemeyen faktörlerin güncel verilerle hala geçerli olup olmadığı araştırılacak hem de ulaşılan sonuçlardan hareketle Türkiye’de kurulacak yeni piyasada hangi faktörlerin fiyatları etkileyebileceği belirlenmeye çalışılacaktır. Çalışmanın özgünlüğü dolayısıyla, literatüre katkı sağlayacağı düşünülmektedir.

Literatür araştırması sürecinde, yukarıda kısaca bilgi verilen çalışmalar içerisinde bu çalışma ile yakın ilgili olduğu görülen çalışmalar Tablo 3.1’de özetlenmiştir:

Tablo 3.1: Literatür Özeti

Eser	Değişkenler	Dönem	Ülke(ler)	Yöntem	Sonuç
De Vany ve Walls (1993)	Doğal Gaz Spot Fiyatları	1987-1991	ABD	Eşbütünleşme	Fiyatlar arasında eşbütünleşme
Yücel ve Guo (1994)	Kömür, Petrol ve Doğal Gaz Spot Fiyatları	1947-1990	ABD	Eşbütünleşme	Fiyatlar arasında eşbütünleşme ve vergilerden etkilenme
Serletis ve Rangel-Ruiz (2004)	Henry Hub ve WTI Fiyatları	1991-2001	ABD	LM Ortak Döngü Testi	Fiyatlar Arasında Ortak Döngü
Brown ve Yücel (2006)	Henry Hub ve WTI Fiyatları	1994-2006	ABD	Nedensellik ve Eşbütünleşme	Petrol Fiyatlarının Doğal Gaz Fiyatlarının Nedeni Olması ve Eşbütünleşme
Zhang ve Wei (2010)	Brent Petrol ve Londra Piyasası Atın Fiyatları	2000-2008	İngiltere	Nedensellik ve Eşbütünleşme	Uzun Süreli Eşbütünleşme ve Petrol Fiyatlarının Altının Negatif Nedeni Olması
Dauvin (2013)	Petrol, Doğal Gaz ve Kömür Fiyatları ile Reel Efektif Döviz Kuru	1980-2011	43 Ülke	Panel Veri Analizi	Reel Efektif Döviz Kurunun Enerji Fiyatlarından Etkilenmesi
Göral (2015)	Altın, Petrol, Kömür ve Doğal Gaz İthalat-Spot Fiyatları ve Faiz Oranı ile Taşıma Şekli	07:2003-12:2013	7 Ülke	Nedensellik, Eşbütünleşme ve Panel Veri Analizi	Petrol ve Altın Fiyatlarının Doğal Gaz Fiyatlarının Nedeni Olması ve Kömür Fiyatlarının Boru Hattı ile İhraç Edilen Gaza Negatif Etkisi
Torun (2017)	Kocaeli Perakende Doğal Gaz Fiyatları, Reel Döviz Kuru ve WTI Petrol Fiyatı	01:2000-12:2015	Türkiye	Eşbütünleşme ve Nedensellik	Petrol ve Doğal Gaz Fiyatları ile Reel Döviz Kuru Arasında Eşbütünleşme, Petrol Fiyatlarının Doğal Gaz Fiyatlarını Pozitif; Reel Döviz Kurunun Negatif Yönde Etkilemesi

3.2. ARAŞTIRMANIN AMACI

Çalışmada, spot doğal gaz piyasalarındaki fiyatları etkileyen faktörlerin etkileme yönü ve derecesi, kullanılan ekonometri yöntemleriyle bulunmaya çalışılacaktır. Literatürde doğal gaz fiyatlarını etkilediği sonucuna ulaşılan petrol ve kömür fiyatlarının, spot piyasalarda da aynı etkiye sahip olup olmadığı araştırılacaktır. Bunun yanında ülkelerarası fiyat farklılıklarını karşılaştırmada ve doğal gaz gibi uluslararası ticaretin konusu olan

emtiyaların ithalat ve ihracatında önemli bir etken olan reel efektif döviz kuru endeksi, enerji fiyatlarıyla karşılıklı ilişkisi bulunan altın fiyatları ve rekabete açık piyasalarda fiyatın belirlenmesinde en önemli etkenlerden biri olan talebin doğal gaz spot fiyatlarına etkisi ölçülecektir.

Çalışmanın temel amacı, dünya çapında olgunluğa ulaşmış doğal gaz spot piyasalarını ve dinamiklerini analiz edip, Türkiye’de oluşturulacak piyasa yapısının hangi faktörlerden etkilenebileceğini göstermek ve piyasanın oluşum sürecinde hangi politikaların uygulanması gerektiğine dair öneriler sunmaktır.

3.3. ARAŞTIRMANIN VERİLERİ

Çalışmada kullanılan veri seti 5 yatay kesitten ve 99 dönemden oluşmaktadır. Araştırmada 2008 Krizi’nin etkisinden kurtulmak ve güncel verilerin sonuçlarını görmek için Ocak 2010 - Mart 2018 aylık verileri kullanılmıştır.

Spot doğal gaz piyasaları, Kuzey Amerika’da ABD ve Kanada’da, Avrupa’da ise İngiltere, Belçika, Hollanda, Almanya, Fransa, İtalya, Danimarka ve Avusturya’da bulunmaktadır. Ancak çalışmada hem likidite oranı yüksek hem de piyasanın oluşum amacının başarıya ulaştığı Amerika, Kanada, İngiltere, Belçika ve Hollanda doğal gaz spot fiyat verileri kullanılmıştır. Diğer Avrupa ülkelerindeki piyasaların henüz serbestleşme sürecinde olması, bu süreçte bazılarının hala rekabetçi piyasaya geçememiş olması ve bu ülkelerdeki piyasa fiyatları belirlenirken İngiltere, Belçika ve Hollanda piyasa fiyatlarının baz alınması da çalışmada yalnızca bu ülkelerin yer almasının nedenleridir. Ayrıca diğer ülkelere ait veriler eksik gözlem içermekte, dolayısıyla bazı verilere ulaşılamamaktadır.

Petrol fiyatlarında, Amerika ve Kanada için West Texas Intermediate (WTI); İngiltere, Belçika ve Hollanda için ise Brent petrol fiyatları alınmıştır. Kömür fiyatları için küresel olarak baz alınan Avustralya ihracat fiyatı, altın fiyatları için ise Dünya Altın Konseyi (World Gold Council -WGC-)’nin yayınladığı fiyatlar kullanılmıştır.

Kullanılan veri setinde doğal gaz spot fiyatları, doğal gaz talep miktarları ve reel efektif döviz kuru değişkenlerine ilişkin veriler DataStream programından, WTI ve Brent petrol fiyatları ile Avusturalya kömür ihracat fiyatı St. Louis Federal Merkez Bankası’ndan ve altın fiyatları Dünya Altın Konseyi’nden alınmıştır.

Araştırmada spot doğal gaz fiyatları bağımlı değişken; petrol fiyatı, kömür fiyatı, altın fiyatı, reel efektif döviz kuru endeksi (REDKE) ve doğal gaz talep miktarı bağımsız değişken olarak kullanılmıştır. Veri setini oluşturan değişkenler Tablo 3.2’de özetlenmiştir:

Tablo 3.2: Veri Setini Oluşturan Değişkenler

Ülke	Spot Doğal Gaz Fiyatı	Petrol Fiyatı	Altın Fiyatı	Kömür Fiyatı	Reel Efektif Döviz Kuru Endeksi	Talep
ABD	Henry Hub Spot Fiyatı	WTI	WGC	Avustralya İhr. Fiyatı	Aylık REDKE	Aylık Doğal Gaz Talep Miktarı
Kanada	Alberta Spot Fiyatı	WTI	WGC	Avustralya İhr. Fiyatı	Aylık REDKE	Aylık Doğal Gaz Talep Miktarı
İngiltere	NBP Spot Fiyatı	Brent Petrol	WGC	Avustralya İhr. Fiyatı	Aylık REDKE	Aylık Doğal Gaz Talep Miktarı
Belçika	ZEE Spot Fiyatı	Brent Petrol	WGC	Avustralya İhr. Fiyatı	Aylık REDKE	Aylık Doğal Gaz Talep Miktarı
Hollanda	TTF Spot Fiyatı	Brent Petrol	WGC	Avustralya İhr. Fiyatı	Aylık REDKE	Aylık Doğal Gaz Talep Miktarı

3.4. ARAŞTIRMANIN YÖNTEMİ

Araştırmada petrol, altın, kömür fiyatları, reel efektif döviz kuru endeksi ve doğal gaz talep miktarının doğal gaz spot fiyatlarını etkileyip etkilemediği, etkileme yönü ve derecesi panel veri analizi ile ölçülmeye çalışılmıştır. Panel veri analizinden önce yatay kesit bağımlılığı, birim kök, eş bütünleşme ve nedensellik testleri yapılmıştır.

Kullanılan tüm test ve modeller için Stata 15.0 paket programları kullanılmıştır. Sonuçların daha iyi yorumlanabilmesi için serilerin logaritması alınmıştır. Aşağıda gösterildiği üzere, programlarda kullanım kolaylığı olması amacıyla değişkenler kısaltılarak yazılmıştır.

DF: Doğal Gaz Spot Fiyatları

P: Petrol Fiyatları

A: Altın Fiyatları

K: Kömür Fiyatları

RR: Reel Efektif Döviz Kuru Endeksleri

T: Doğal Gaz Talep Miktarları

3.5. MODEL VE BULGULAR

Çalışmanın bu bölümünde kullanılan modeller açıklanmış ve arkasından bulgulara yer verilmiştir. Öncelikle panel veri analizi genel çerçevede tanımlanmaya ve anlatılmaya çalışılmıştır. Daha sonra da analizden önce yapılması gereken testler ve testlerin sonucundaki bulgulara yer verilmiştir. Bu testler ışığında panel veri analizi sınıflandırılarak anlatılmış ve hangi modelin daha uygun olduğuna dair yapılan testler ve sonuçları verilmiştir.

3.5.1. Panel Veri Analizi

Panel verisi, zaman boyutu ve ülke, işletme gibi yatay kesit boyutundan oluşmaktadır. Zaman boyutu ve yatay kesit boyutuna ait veriler ile ayrı ayrı analizler yapılabilmektedir. Ancak verilerin hem zaman hem de yatay kesit boyutundaki etkilerinin aynı anda analiz edilebilmesi için panel veri analizi kullanılmaktadır.

Panel veri analizinin avantajları şu şekilde sıralanabilir (Baltagi, 2005):

- Panel veri analizi, zaman serisi ve yatay kesit boyutunun olduğu karmaşık veri setlerinin analiz edilmesinde yardımcı olur.
- Yatay kesitler arasındaki heterojenliği kontrol eder. Ülke, eyalet, işletme gibi yatay kesitler bireysel olarak heterojendir ve bu heterojenliği hesaba katmayan ekonometrik yöntemler hatalı sonuç verebilmektedir. Klasik regresyon modelleri bağımsız değişkenlere etki eden ve heterojenliğe neden olan gözlenmeyen etkilerin olmadığını varsaymaktadır. Ancak panel veri analizlerinde bu etkiler ortadan kaldırılabilen veya kontrol edilebilmektedir. Örneğin Baltagi ve Levin (1992), 1963-1988 yılları arasında 46 ABD eyaletinde sigara talebini analiz etmiştir. Talebe etki edecek bağımsız değişkenler gelir, talep ve fiyat verileridir. Ancak talebi etkileyebilecek ve her eyalete göre değişebilecek din, eğitim ve kültür gibi değişmez veya çok uzun sürede değişebilecek değişkenler bulunmaktadır. Panel veri analizleri, yatay kesite özgü bu değişkenleri hesaba katarak tahmin edilmesine izin vermektedir.
- Panel veri analizi hem zaman hem de yatay kesit boyutuna sahip olduğu için diğer regresyon modellerine oranla daha fazla gözlem sayısına sahiptir. Zaman ve yatay kesit sayısının az olduğu durumlarda bile gözlem sayısının göreceli olarak fazla

olması, analiz yapılmasına olanak sağlar. Böylece elde edilen sonuçlar daha güvenilir olmaktadır.

- Panel veri analizi, aynı değişkenlerin yalnızca zaman serisi ya da yatay kesit serisi analizlerine kıyasla bağımsız değişkene etkisini ölçmede daha etkilidir.

Panel veri analizinin avantajları olduğu kadar dezavantajları da mevcuttur. Panel verilerin toplanması ve veri setinin oluşturulması diğer regresyon modellerine göre daha zordur. Yatay kesit veya zaman kesitine ait bazı verilerin bulunmasında zorluklar yaşanabilmektedir. Bunun yanında literatürde birçok panel veri analizi yöntemi bulunmaktadır. Bu yöntemlerden hangisinin çalışmaya uygun olduğuna karar vermek ise kimi zaman araştırmacının zorlanmasına neden olabilmektedir (Baltagi, 2005).

Panel veri analizleri avantajları ve dezavantajlarıyla birlikte günümüzde en çok kullanılan ekonometrik yöntemlerden biridir. Dezavantajlarının giderilmesi ve analizlerin daha tutarlı sonuçlar vermesi için sürekli olarak geliştirilmektedir.

Panel veri analizinde kullanılan regresyon modeli en basit şekliyle aşağıdaki gibi gösterilebilir:

$$Y_{it} = \alpha + \beta X_{it} + \epsilon_{it}, \quad i=1,2,\dots,N \quad t=1,2,\dots,t$$

i: yatay kesit birimi,

t: zaman,

α : t zaman ve i yatay kesitine ait bireysel sabit etki (sabit terim),

β : bağımsız değişkenin katsayısı (eğim katsayısı),

ϵ : hata terimi,

Y: bağımlı değişken,

X: bağımsız değişken

Panel veri modelleri literatürde iki alt başlıkta sınıflandırılmaktadır. Birincisi, bağımsız değişkenlerin bağımlı değişkeni açıklamada gecikmeli değerlerin hesaba katılmadığı, yani verilerin önceki verilerden etkilenmediğinin varsayıldığı “*statik panel veri modelleri*”dir. İkincisi ise geçmiş dönemdeki bağımlı değişken verisinin cari dönemdeki bağımlı değişken verisine etkisinin olduğunu kabul eden ve bu etkiyi de hesaba katan “*dinamik panel veri modelleri*”dir. Ekonomik ilişkiler geçmiş verilerin değişiminden etkilendiği için gecikmeli değerler de bağımlı değişkeni açıklayan değişken olarak ele alınmalıdır. Ancak literatürde ekonomik verilerin analizinde hem statik hem de dinamik

yöntemler kullanılmaktadır. Hangi yöntemin kullanılacağı araştırmacının gecikmeli değerleri hesaba katmak isteyip istemediğine karar vermesine bağlıdır (Baltagi, 2005).

Çalışma panel verisi için panel veri modeli uygulanmadan önce çeşitli testler yapılmaktadır. Bu testler modelin seçiminde ve yorumlanmasında önemlidir. Bu nedenle öncelikle veri seti için yatay kesit bağımlılığı, birim kök, eş bütünleşme ve nedensellik testleri açıklanıp uygulama bulguları verilecek, daha sonra statik ve dinamik panel modellerinin açıklaması yapıp, çalışma sonuçları ele alınacaktır.

3.5.2. Yatay Kesit Bağımlılığı Testi

Yatay kesit bağımlılığı paneli oluşturan ülkeler ve işletmeler gibi kesit birimleri arasındaki etkileşim olarak tanımlanmaktadır. Yani bir kesit birimde meydana gelen bir olayın, makroekonomik faktörlerin ya da şokların diğer ülkeleri de etkilemesidir. Panel veri analizlerinde genel olarak modelin yatay kesitlerinin birbirinden bağımsız olduğu varsayılmaktadır (Pesaran, 2004). Ancak günümüzde küreselleşmeyle birlikte ülke ekonomilerinin birbirine bağımlı olduğu göz önüne alındığında, bir ülkede veya işletmede meydana gelen bir şokun diğer ülkeleri ve işletmeleri de etkilemesi kaçınılmazdır. Bu nedenle panelde yer alan yatay kesitlerin birbirinden bağımsız olması yerine etkilenme düzeylerinin farklı olması varsayımı daha geçerli bir yaklaşım olacaktır (Mercan, 2014).

Panel veri analizinde zaman boyutunun yatay kesit sayısından büyük olduğu modellerde ($T > N$) Breusche ve Pagan'ın (1980) geliştirdiği Lagrange Multiplier (LM) yatay kesit bağımlılığı testi kullanılmaktadır.

$$LM = \sqrt{T \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N \hat{p}_{ij}^2} \sim X_{\frac{N(N-1)}{2}}^2$$

T: Zaman boyutu

N: Kesit Boyutu

$\hat{P}$: Kalıntıların ikili korelasyonunu örnek tahmini

Breusch- Pagan'ın LM testi ilk geliştirilen yatay kesit bağımlılığı testidir. Ancak yatay kesit sayısının daha büyük olduğu ($N > T$) veya her ikisinin de büyük olduğu ($N, T \rightarrow \infty$) modellerde bu testin uygulanması hatalı sonuç vermektedir. Bu nedenle Pesaran (2004) Cross-Section Dependence Lagrange Multiplier (CD) testini geliştirmiştir. Pesaran'ın CD testi ise grup ortalaması sıfır ve bireysel ortalama sıfırdan büyük olduğunda ve yatay kesit

sayısı arttıkça sapmalı sonuç vermektedir. Daha sağlıklı sonuç elde etmek için Pesaran (2004) teste grup korelasyonunun ortalamasını da eklemiş, 2008 yılında ise Pesaran vd. sonsuz zaman ve kesit boyutuna sahip modellerde kullanılabilecek Bias-Adjusted LM testini geliştirmişlerdir (Baltagi vd., 2012).

Veri setinde 99 zaman serisi ve 5 yatay kesit bulunmaktadır. $T > N$ olduğu için Breusch-Pagan LM yatay kesit bağımlılık testi kullanılmıştır.

Modelin hipotezleri şu şekildedir;

H_0 : Seride yatay kesitler arasında bağımlılık yoktur.

H_A : Seride yatay kesitler arasında bağımlılık vardır.

Test sonuçlarında olasılık değeri %5 anlamlılık düzeyinden küçük olduğu takdirde H_0 hipotezi reddedilmektedir.

Tablo 3.3: Breusch-Pagan LM Yatay Kesit Bağımlılığı Testi

Breusch-Pagan LM Yatay Kesit Bağımlılığı Testi		
Değişkenler	İstatistik	Olasılık
$\ln(DF)$	370.1298	0.0000
$\ln(P)$	973.3580	0.0000
$\ln(A)$	990.0000	0.0000
$\ln(K)$	990.0000	0.0000
$\ln(RR)$	273.2303	0.0000
$\ln(T)$	699.2933	0.0000

Test sonuçlarına bakıldığında H_0 hipotezinin reddedildiği görülmektedir. Yani veri setinin yatay kesiti olan ülkeler arasında bağımlılık mevcuttur. Önceki kısımlarda söz edildiği üzere, günümüzde daha entegre hale gelen ülke ekonomileri ve ticaretlerinin birbirlerinden etkilenmemesi neredeyse imkansızdır. Bu nedenle yatay kesitler arasında bağımlılığın olması beklenen bir sonuçtur.

Yatay kesit bağımlılığının test edilmesi, panel veri modellerinin analizinde ilk uygulanan testtir. Bu testin sonucuna göre hangi birim kök testlerinin kullanılacağına karar verilmektedir.

3.5.3. Panel Birim Kök Testleri

Serilerin yatay kesit analizinin yanında zaman boyutunun da incelenmesi gerekir. Bu nedenle serilerin durağan olup olmadığının belirlenmesi için birim kök testleri kullanılmaktadır. Ancak panel birim kök testleri zaman serisi birim kök testlerine kıyasla daha farklıdır. Panel birim kök testleri literatürde yatay kesit bağımlılık testinin sonuçlarına göre birinci ve ikinci nesil olarak sınıflandırılmaktadır. Birinci nesil panel birim kök testleri yatay kesitler arasında korelasyon olmadığını varsaymaktadır. Yani yatay kesit bağımlılığın olmadığı durumda kullanılan testlerdir. Literatürde birinci nesil panel birim kök testi olarak sınıflandırılan testler; Harris ve Tzavalis (1999), Maddala ve Wu (1999), Breitung (2000), Hadri (2000), Levin, Lin ve Chu (2002), Im, Pesaran ve Shin (2003) birim kök testleridir (Baltagi, 2005).

Yatay kesitlerin bağımlı olması ve birbirinden etkilenmesi yaklaşımı daha gerçekçi olduğu için serilerin durağanlığının test edilmesi için yatay kesit bağımlılığının olduğu durumlarda kullanılan ikinci nesil birim kök testleri geliştirilmiştir. Bu nedenle çalışmada birinci nesil panel birim kök testleri açıklanmamıştır.

Literatürde ikinci nesil panel birim kök testleri; Chang (2002), Choi (2002), Phillips ve Sul (2003), Bai ve Ng (2004), Breitung ve Das (2005), Moon ve Perron (2004), Smith vd. (2004), Choi ve Chue (2007) ve Pesaran'ın (2007) geliştirdiği Augmented Dickey-Fuller (ADF) birim kök testleridir (Pesaran, 2007). İkinci nesil panel birim kök testlerinden en yaygın olan ve en çok kabul gören ADF testidir. Testin modeli aşağıdaki gibi gösterilebilir:

$$y_{it} = (1 - \phi_i)\mu_i + \phi_i y_{i,t-1} + u_{it}, \quad i = 1, 2, \dots, N, t = 1, 2, \dots, T$$

y_{it} : i biriminin t zaman dönemindeki gözlemi

u_{it} : hata terimi

Modelin hipotezleri ise şu şekildedir;

H_0 : Seride birim kök vardır.

H_A : Seride birim kök yoktur.

Breusch-Pagan LM testinin sonuçlarına göre yatay kesitlerde bağımlılık olduğu bulunmuştur. Bu nedenle seriler için ikinci nesil birim kök testleri uygulanmalıdır. Çalışmada bu testlerden literatürde en çok kabul gören ADF birim kök testi kullanılmıştır.

Serilerde birim kök olup olmadığının incelenmesi için Augmented Dickey-Fuller testi uygulanmıştır. Tüm değişkenlerin düzeyde birim kök içerdikleri ancak birinci farklarında durağan oldukları sonucuna ulaşılmıştır.

Tablo 3.4: ADF Birim Kök Testi

Augmented Dickey-Fuller (ADF) Birim Kök Testi		
Değişkenler	Düzye	D (1)
$\ln(DF)$	9.3393 (0.5007)	1112.62 (0.0000)
$\ln(P)$	5.17133 (0.8794)	367.562 (0.0000)
$\ln(A)$	2.07823 (0.9957)	420.339 (0.0000)
$\ln(K)$	4.57882 (0.9175)	377.484 (0.0000)
$\ln(RR)$	7.71107 (0.6570)	453.383 (0.0000)
$\ln(T)$	9.33835 (0.5003)	458.794 (0.0000)

* Birim kök testi uygulanırken Scharz Info Criterion (SIC)'a göre belirlenen gecikme uzunlukları baz alınmıştır.

Eğer birim kök testi sonucunda serinin düzeydeki gözlemlerinin durağan olmadığı yani birim kök içerdiği tespit edilirse, serinin birinci farkı alınarak tekrar birim kök testi yapılır. Birinci farkında birim kök olmayan seriler buna göre düzenlenerek ekonometrik modellerle analiz edilir. Ancak Sims (1980), farkı alınmış serilerde bilgi kaybı olacağını, seriler arasındaki olası uzun dönemli ilişkilerin yok olacağını ve modelde bozukluklar meydana gelebileceğini savunmaktadır. Model kurulmasındaki asıl amacın parametre tahmini değil değişkenler arasındaki ilişkinin belirlenmesi olduğunu belirtmektedir. Düzeyde birim kök içeren ve durağan olmayan serilerin durağan bir kombinasyonunun var olduğu, bunun da eş bütünleşme analizi ile tespit edileceğini öngörmektedir.

3.5.4. Panel Eş bütünleşme Testi

Eş bütünleşme testi seriler arasında uzun dönemli ilişkilerin tespit edilmesi için geliştirilen bir yöntemdir. Literatürde panel verileri için genellikle Johansen (1998), Pedroni (1999) ve Kao (1999) tarafından geliştirilen testler kullanılmaktadır. Ancak bu eş bütünleşme testlerinin varsayımlarından biri yatay kesitlerin birbirinden bağımsız olmasıdır. Klasik eş bütünleşme testleri yatay kesit bağımlılığının olduğu panel veriler için kullanıldığında hatalı sonuç verebilmektedir. Bu nedenle Westerlung ve Edgerton (2008)

yatay kesit bağımlılığının olduğu panel verileri için yeni nesil eş bütünleşme testi geliştirmiştir. Bu testin matematiksel formülü aşağıdaki gibidir;

$$\Delta Y_{it} = \delta'_i d_t + \mu'_i \Delta X_{it} + \gamma_i Y_{it-1} + \varphi_i X_{it-1} e_{it}$$

d_t : sabit ve trendi gösteren vektör

μ'_i : uzun dönem parametresi

γ_i, φ_i : kısa dönem parametreleri

Çalışma verisinde yatay kesit bağımlılığının varlığından dolayı klasik eş bütünleşme testleri kullanılmamıştır. Çünkü bu testler kullanılan panel verisinde uygulanırsa literatürün aksi sonuçlar doğurabilmektedir. Bu nedenle değişkenler arasındaki uzun dönemli ilişkinin varlığını ölçmek için Westerlund eş bütünleşme testi uygulanmıştır.

Testin hipotezleri şu şekildedir;

H_0 : Değişkenler arasında eş bütünleşme yoktur.

H_A : Değişkenler arasında eş bütünleşme vardır.

Tablo 3.5: Westerlund Eş bütünleşme Testi

Westerlund Eş bütünleşme Testi		
	İstatistik	Olasılık Değeri
Tüm Değişkenler Arasında	-0.4425	(0.3291)
DF & P Arasında	-2.0930	(0.0182)
DF & A Arasında	-1.2150	(0.1122)
DF & K Arasında	-0.5075	(0.3059)
DF & RR Arasında	-1.6623	(0.0482)
DF & T Arasında	-3.3204	(0.0004)

Eş bütünleşme testi öncelikle tüm değişkenler arasındaki uzun dönemli ilişkiyi ölçmek için uygulanmıştır. Testin sonuçlarına göre tüm değişkenler arasında uzun dönemli bir ilişkinin olduğu söylenemez. Daha sonra doğal gaz spot fiyatları ve bağımsız değişkenler arasında eş bütünleşme olup olmadığı test edilmiştir. Bu testlerin sonucuna göre, spot doğal gaz fiyatları ile petrol, doğal gaz talep miktarı ve reel efektif döviz kuru arasında uzun süreli ilişkinin olduğu söylenebilir. Buna karşılık, altın ve kömür fiyatları ile doğal gaz spot fiyatları arasında ise uzun süreli bir ilişkinin olmadığı görülmektedir.

3.5.5. Nedensellik Testi

Eş bütünleşme testi değişkenler arasındaki nedenselliği ve yönünü açıklayamamaktadır. Bu nedenle eş bütünleşmeden sonra genellikle nedensellik testi yapılmaktadır (Nazlıoğlu ve Soytaş, 2012). Nedensellik testi değişkenler arasında neden ilişkisinin var olup olmadığını ve yönünü analiz etmek için kullanılmaktadır. İki değişken için yapılan bu test bir değişkenden diğerine tek yönlü veya ikisi için de çift yönlü nedensellik ilişkisini göstermektedir. Granger (1969) nedenselliği şu şekilde tanımlamıştır: “Y’nin öngörüsü, X’in geçmiş değerleri kullanıldığında, X’in geçmiş değerleri kullanılmadığı duruma göre daha başarılı ise X, Y’nin Granger nedenidir”.

Literatürde kullanılan nedensellik testleri Engle ve Granger (1987) tarafından geliştirilen Granger nedensellik testi ile Dumitrescu ve Harlin (2012)’in oluşturduğu nedensellik testidir. Granger nedensellik testi serilerin durağanlaştırılmasına ve yatay kesit bağımsızlığına dayalıdır (Granger, 1987). Dumitrescu ve Hurlin (2012) nedensellik testi ise hem yatay kesit bağımlılığının olduğu veya olmadığı, hem de eşbütünleşik ilişkinin olduğu veya olmadığı panel verilerde uygulanabilmektedir. Çalışmanın panel verisinde yatay kesit bağımlılığı olduğu için Dumitrescu-Hurlin nedensellik testi uygulanmıştır. Bu testin matematiksel ifadesi aşağıdaki gibidir:

$$y_{i,t} = c_i + \gamma_{i,1}y_{i,t-1} + \gamma_{i,2}y_{i,t-2} + \dots + \gamma_{i,p}y_{i,t-p} + \beta_{i,1}x_{i,t-1} + \beta_{i,2}x_{i,t-2} + \dots + \beta_{i,p}x_{i,t-p} + e_{i,t}$$

Testin hipotezleri şu şekildedir;

$H_0: \beta_i = 0 \forall i = 1, \dots, N$, Değişkenler arasında nedensellik ilişkisi yoktur.

$H_A: \beta_i \neq 0 \forall i = 1, \dots, N_1$

$\beta_i \neq 0 \forall i = 1, \dots, N_1 + 2, \dots, N$, Değişkenler arasında nedensellik ilişkisi vardır.

Nedensellik testinin sonuçları incelendiğinde petrol, altın ve kömür fiyatları ile reel efektif döviz kurundan spot doğal gaz fiyatlarına doğru tek yönlü nedensellik ilişkisi olduğu görülmektedir. Doğal gaz talep miktarı ile spot doğal gaz fiyatları arasında ise çift yönlü nedensellik ilişkisi bulunmaktadır. Yani fiyat talep miktarının, talep de fiyatın nedenidir.

Tablo 3.6: Dumetrescu-Hurlin Nedensellik Testi

H_0	W-İstatistiği	Z-İstatistiği	Olasılık
P, DF'nin nedeni değildir.	13.2162	4.22781	2.E-05
DF, P'nin nedeni değildir.	5.57585	-0.34601	0.7293
A, DF'nin nedeni değildir.	11.5766	3.24625	0.0012
DF, A'nın nedeni değildir.	4.10677	-122.546	0.2204
K, DF'nin nedeni değildir.	12.8407	4.00303	6.E-05
DF, K'nın nedeni değildir.	7.46824	0.78685	0.4314
RR, DF'nin nedeni değildir.	11.0723	2.94436	0.0032
DF,RR'nin nedeni değildir.	8.54161	1.42941	0.1529
T, DF'nin nedeni değildir.	7.66432	0.90423	0.0365
DF, T'nin nedeni değildir.	15.9531	5.86626	4.E-09

Yatay kesit bağımlılığı, birim kök, eş bütünleşme ve nedensellik testlerinden sonra panel veri modelleri uygulanmıştır.

3.5.6. Statik Panel Veri Modelleri

Statik panel veri modelleri zaman ve yatay kesit boyutunun veri setine etkisinin modele katılıp katılmamasına göre sınıflandırılmaktadır:

- Klasik Panel Veri Modeli (Panel Least Square Model)
- Sabit Etkiler Modeli (Fixed Effects Model)
- Rassal Etkiler Modeli (Random Effects Model)

3.5.6.1. Klasik Panel Veri Modeli

Panel verinin klasik olarak modellenmesi hem sabit hem de eğim katsayılarının sabit olduğunu, yani veri setindeki gözlemlerin zaman ve yatay kesit boyutundan etkilenmediğini varsaymaktadır. Bu model en küçük kareler yöntemiyle (EKK) tahmin edilmekte olup, matematiksel formülü panel veri modelinin genel formülü olarak aşağıdaki gibi gösterilmektedir (Baltagi, 2005):

$$Y_{it} = \alpha + \beta X_{it} + \epsilon_{it}, i=1,2,\dots,N \quad t=1,2,\dots,t$$

ya da

$$Y_{it} = \alpha + \beta_1 X_{it} + \beta_2 X_{it} + \dots \beta_k X_{it} + \epsilon_{it}, \quad i=1,2,\dots,N \quad t=1,2,\dots,t \quad k=1,2,\dots,k$$

i: yatay kesit birimi,

t: zaman,

α : t zaman ve i yatay kesitine ait bireysel sabit etki (sabit terim),

β : bağımsız değişkenin katsayısı (eğim katsayısı),

ϵ : hata terimi,

k: bağımsız değişkenin t zamanında i. birim değeri

Y: bağımlı değişken,

X: bağımsız değişken

Çalışmada, bağımlı değişken olan spot doğal gaz fiyatlar ile bağımsız değişkenler olan petrol, altın ve kömür fiyatları ile reel efektif döviz kuru ve doğal gaz talep miktarı arasındaki ilişki, klasik panel veri modeline göre aşağıdaki gibi ifade edilebilir:

$$\begin{aligned} \ln(DF)_{\text{ingiltere-hollanda-belçika-abd-kanada,Ocak 2010-Mart 2018}} = & \\ & \alpha + \beta_1 \ln(P)_{\text{ingiltere-hollanda-belçika-abd-kanada,Ocak 2010-Mart 2018}} + \\ & \beta_2 \ln(A)_{\text{ingiltere-hollanda-belçika-abd-kanada,Ocak 2010-Mart 2018}} + \\ & \beta_3 \ln(K)_{\text{ingiltere-hollanda-belçika-abd-kanada,Ocak 2010-Mart 2018}} + \\ & \beta_4 \ln(RR)_{\text{ingiltere-hollanda-belçika-abd-kanada,Ocak 2010-Mart 2018}} + \\ & \beta_5 \ln(T)_{\text{ingiltere-hollanda-belçika-abd-kanada,Ocak 2010-Mart 2018}} + \epsilon_{it} \end{aligned}$$

Modelin hipotezleri bağımsız değişken ile bağımlı değişkenler arasında korelasyon olmadığına yani bağımsız değişkenlerin bağımlı değişkenin açıklayıcısı olmadığına dayalıdır. Olasılık sonuçlarının %5 anlamlılık düzeyinden düşük olması sıfır hipotezinin reddedileceği yani bağımsız değişkenlerin bağımlı değişkenin açıklayıcısı olduğu anlamına gelmektedir.

Çalışma verilerinin klasik panel veri analizi sonuçlarına göre tüm değişkenler spot doğal gaz fiyatının açıklayıcı değişkenleridir. Petrol fiyatlarındaki %1 artış doğal gaz spot fiyatlarının %51 artmasına neden olmaktadır. Benzer şekilde reel efektif döviz kurunun ve kömür fiyatlarının %1 artması da doğal gaz spot fiyatlarını %88 ve %15 artırmaktadır. Ancak altın fiyatlarındaki ve doğal gaz talep miktarındaki %1 değişim spot doğal gaz fiyatlarında sırasıyla %45,2 ve %6,67 düşüş yaşanmasına neden olmaktadır.

Tablo 3.7: Klasik Panel Veri Analizi

Bağımlı Değişken: $\ln(DF)$			
Değişkenler	Katsayı	t-İstatistiği	Olasılık
$\ln(P)$	0.510133	7.519.932	0.0000
$\ln(A)$	-0.452992	-2.588.458	0.0099
$\ln(K)$	0.158611	1.714.824	0.0870*
$\ln(RR)$	0.880685	3.800.545	0.0002
$\ln(T)$	-0.066779	-7.158.906	0.0000
C	-1.924.108	-1.256.550	0.2095
R^2	0.291028		
F-istatistiği	4.014.616		
Olasılık(F-İstatistiği)	0.000000		

* %10 anlamlılık düzeyine göre açıklayıcı değişken olarak kabul edilebilir.

3.5.6.2. Sabit Etkiler Modeli

Sabit etkiler modeli bağımsız değişkenlere ait sabit katsayıların yatay kesit ve zaman boyuta ait bireysel farklılıklara göre değiştiğini varsayan ve bu değişiklikleri sabit terim olarak ele alan modeldir. Değişkenlerde yatay kesitler arasında fark varken zaman boyutuna göre bir farklılık oluşmuyorsa tek yönlü yatay kesite bağlı sabit etkili model; yalnızca zaman boyutuna göre farklılık oluşuyorsa tek yönlü zamana bağlı sabit etkili model ve hem yatay kesit hem de zaman boyutuna göre farklılıklar oluşuyorsa çift yönlü sabit etkili model kullanılmalıdır. Kesit veya zamandaki bu farklılıklar modelde kukla değişken olarak yer almaktadır (Arellano, 2003). Sabit etkiler modelinin matematiksel ifadesi aşağıdaki gibidir:

$$Y_{it} = \alpha_0 + \alpha_j D_{it} + \beta_1 X_{1it} + \beta_2 X_{2it} + \dots + \beta_k X_{kit} + \epsilon_{it}$$

$$i=1,2,\dots,N \quad t=1,2,\dots,t \quad k=1,2,\dots,k \quad j: 1,2,\dots,j$$

α_0 : sabit terim

D_{it} : yatay kesit/zaman boyutunun sabit olduğu kukla değişken

α_j : kukla değişkene ait sabit terim

Çalışmaya ait panel veride yatay kesit olan ülkelerin bireysel farklılıkları olduğu kabul edildiğinde model şu şekilde olacaktır:

$$\begin{aligned}
\ln(DF)_{\text{ingiltere-hollanda-belçika-abd-kanada,Ocak2010-Mart2018}} = & \alpha_0 + \alpha_1 D_{1,i} + \alpha_2 D_{2,i} + \alpha_3 D_{3,i} + \\
& \alpha_4 D_{4,i} + \alpha_5 D_{5,i} + \beta_1 \ln(P)_{\text{ingiltere-hollanda-belçika-abd-kanada,Ocak 2010-Mart 2018}} + \\
& \beta_2 \ln(A)_{\text{ingiltere-hollanda-belçika-abd-kanada,Ocak 2010-Mart 2018}} + \\
& \beta_3 \ln(K)_{\text{ingiltere-hollanda-belçika-abd-kanada,Ocak 2010-Mart 2018}} + \\
& \beta_4 \ln(RR)_{\text{ingiltere-hollanda-belçika-abd-kanada,Ocak 2010-Mart 2018}} + \\
& \beta_5 \ln(T)_{\text{ingiltere-hollanda-belçika-abd-kanada,Ocak 2010-Mart 2018}} + \epsilon_{it}
\end{aligned}$$

$D_{(1,2,3,4),i}$: N yatay kesitinin kukla değişkeni

$\alpha_{1,2,3,4}$: kukla değişkene ait sabit terim

Tablo 3.8: Yatay Kesite Bağlı Sabit Etkiler Modeli

Bağımlı Değişken: $\ln(DF)$			
Değişkenler	Katsayı	t-İstatistiği	Olasılık
$\ln(P)$	0.550916	1.547.669	0.0000
$\ln(A)$	-0.412539	-4.506.997	0.0000
$\ln(K)$	0.068750	1.363.020	0.1735
$\ln(RR)$	-0.038541	-0.252861	0.8005
$\ln(T)$	0.113940	3.563.007	0.0004
C	0.498645	1.427.209	0.1542
R^2	0.808800		
F-istatistiği	2.279.562		
Olasılık(F-İstatistiği)	0.000000		

Modelde ülkelere ait bireysel farklılıkların sabit terime kukla değişken olarak eklenmesiyle petrol ve altın fiyatları ile doğal gaz talep miktarının spot doğal gaz fiyatlarının açıklayıcı değişkeni olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Sonuçlara göre petrol fiyatlarında ve doğal gaz talep miktarlarında meydana gelen %1 değişim spot doğal gaz fiyatlarında sırasıyla %55,09 ve %11,39 oranında artışa sebep olmaktadır. Buna karşılık, altın fiyatlarındaki %1 artışın doğal gaz spot fiyatlarında %41,25'lik düşüşe neden olacağı görülmektedir. Kömür fiyatları ve reel efektif döviz kuru endeksinin ise spot doğal gaz fiyatlarının açıklayıcı değişkeni olmadığı bulunmuştur.

Sabit etkiler modeli zamanla değişmeyen veya değişse bile yatay kesitler için etki etmeyen açıklayıcı değişkenlerin de modele eklenmesi için kukla değişken şeklinde dâhil edilmesini sağlamaktadır. Ancak kukla değişkenler modelde yardımcı olmuyorsa, aynı açıklayıcı değişkenler modele hata terimi olarak eklenerek “rassal etkiler modeli” oluşturulmaktadır (Kök ve Şimşek, 2009).

3.5.6.3. Rassal Etkiler Modeli

Rassal etkiler modeli, yatay kesit ve zaman boyutuna ait farklılıkların bağımsız değişkenlerden ilişkisiz olarak hata terimine eklenerek bağımlı değişkeni açıkladığını kabul eden modeldir. Bu model birimlere ait farklılıkların bağımsız değişkenlere etki etmediği durumda kullanılmaktadır. Sabit etkiler modelinde yatay kesit sayısının fazla olması modelin serbestlik derecesinin kaybolmasına neden olmakta, bu da modelin yapısını bozmaktadır. Rassal etkiler modeli ise birimler tesadüfi olarak seçilip hata terimini eklendiği için serbestlik derecesi probleminin oluşmasını önlemektedir (Baltagi, 2005).

Panel veri setinde bağımsız değişkenler ve bireysel farklılıklar arasında ilişki olmadığı varsayıldığında bu model kullanılabilir. Modelde ayrıca bireysel farklılıklara ait hata terimlerinin kendi aralarında korelasyona sahip olmadıkları varsayılmaktadır.

Rassal etkiler modelinde kullanılan formül şu şekildedir (Baltagi, 2005):

$$Y_{it} = \alpha + \beta_1 X_{1it} + \beta_2 X_{2it} + \dots \beta_k X_{kit} + \epsilon_{it} + w_{it}$$

Burada w_{it} , bireysel farklılıkların gözlenemeyen tesadüfi etkilerini hata terimi olarak ifade etmektedir.

Yatay kesitlere ait farklılıkların tesadüfi olarak hata terimlerine eklenmesiyle oluşturulan rassal etkiler modelinde petrol ve altın fiyatları ile doğal gaz talep miktarlarının spot doğal gaz fiyatlarının açıklayıcı değişkeni olduğu görülmektedir. Petrol fiyatları ve doğal gaz talep miktarlarındaki %1’lik değişim spot doğal gaz fiyatlarının %55 ve %10 oranlarında artmasına neden olmaktadır. Altın fiyatlarındaki %1 artış ise spot doğal gaz fiyatlarını %41,7 oranında azaltmaktadır.

Tablo 3.9: Yatay Kesite Bağlı Rassal Etkiler Modeli

Bağımlı Değişken: $\ln(DF)$			
Değişkenler	Katsayı	t-İstatistiği	Olasılık
$\ln(P)$	0.550156	1.652.031	0.0000
$\ln(A)$	-0.417342	-4.869.004	0.0000
$\ln(K)$	0.073558	1.576.597	0.1155
$\ln(RR)$	-0.038852	-0.272956	0.7850
$\ln(T)$	0.100986	3.513.011	0.0005
C	1.408.575	1.574.169	0.1161
R^2	0.456446		
F-istatistiği	8.212.700		
Olasılık(F-İstatistiği)	0.000000		

Zaman boyutuna ait farklılıkların modele tesadüfi hata terimi olarak eklenmesiyle oluşturulan zamana bağlı rassal etkiler modelinde ise petrol ve altın fiyatları ile reel efektif döviz kuru endeksi ve doğal gaz talep miktarlarının fiyatların açıklayıcı değişkeni olduğu sonucuna ulaşılmaktadır. Buna göre petrol fiyatları ve reel efektif döviz kuru endeksindeki %1 artış fiyatlarda %51 ve %88 yükselmeye; altın fiyatları ve talep miktarlarındaki %1 artış ise fiyatlarda %45,29 ve %6,6'lık düşüşe neden olmaktadır.

Tablo 3.10: Zaman Boyutuna Bağlı Rassal Etkiler Modeli

Bağımlı Değişken: $\ln(DF)$			
Değişkenler	Katsayı	t-İstatistiği	Olasılık
$\ln(P)$	0.510133	7.224.118	0.0000
$\ln(A)$	-0.452992	-2.486.635	0.0132
$\ln(K)$	0.158611	1.647.368	0.1001
$\ln(RR)$	0.880685	3.651.042	0.0003
$\ln(T)$	-0.066779	-6.877.294	0.0000
C	-1.924.108	-1.207.121	0.2280
R^2	0.291028		
F-istatistiği	4.014.616		
Olasılık(F-İstatistiği)	0.000000		

3.5.6.4. Statik Panel Veri Modeline Karar Vermek İçin Yapılan Testler

Statik panel veri modellerinden hangisinin kullanılacağını seçmek araştırmacılar için kimi zaman sorun oluşturmaktadır. Eğer veri setindeki gözlemlerin yatay kesit veya zaman boyutuna ait farklılıklardan etkilenmediği düşünülüyorsa klasik panel veri modeli uygulanmalıdır. Ancak kesit ya da zamana ait bireysel farklılıkların modeldeki gözlemleri etkilediği düşünülüyorsa sabit ve rassal etkiler modellerinden birinin kullanılması gerekir. Literatürde zaman boyutunun (T) yatay kesit sayısından (N) az olduğu durumlarda rassal etkiler modelinin; yatay kesit sayısının (N) daha az olduğu durumlarda ise sabit etkiler modelinin seçilmesi gerektiği tavsiye edilmektedir. Ayrıca yatay kesit ve zaman boyutuna ait bireysel farklılıkların bağımsız değişkenleri etkileyip etkilemediğine göre de karar verilmelidir (Greene, 2002).

Tüm bu tespitlerin yanında literatürde hangi modelin kullanılması gerektiğine dair bazı testler geliştirilmiştir. Bunlardan en yaygın olarak kullanılanı Breusch ve Pagan (1980) tarafından geliştirilen Lagrange Çarpanı (LM) testi ve Hausman (1978) testidir.

Lagrange Çarpanı (LM) testi, modelde bireysel farklılıkların etkisinin olmadığı varsayımı altında çalışmaktadır. Yani birim etkilerin varyansının sıfıra eşit olduğu hipotezi kabul edilmektedir. LM testinin istatistiği bir serbestlik derecesine sahip ki-kare (χ^2) dağılımıyla kullanılmaktadır (Greene, 2002). Lagrange Çarpanı testinin matematiksel ifadesi şu şekildedir:

$$LM = \frac{nT}{2(T-1)} \left[\frac{\sum_{i=1}^n [\sum_{t=1}^T w_{it}]^2}{\sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T w_{it}^2} - 1 \right]^2$$

Testin hipotezleri;

$H_0: \sigma_w^2 = 0$, birim etki yoktur.

$H_A: \sigma_w^2 \neq 0$, birim etki vardır şeklindedir.

Tablo 3.11: Breusch-Pagan LM Testi

	Varyans (σ^2)
W	0.4649965
$\chi^2 (01) = 11442.16$	Olasılık (χ^2) = 0.0000

Çalışmada birim etkinin olup olmadığının test edilmesi için Breusch-Pagan LM testi kullanılmıştır. LM istatistiği için χ^2 'nin olasılığına ve varyans değerine bakıldığında

H_0 hipotezinin reddedildiği yani modelde birim etkilerin olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Yani yatay kesit, zaman serisi veya ikisi birden bireysel farklılıklara sahiptir.

Birim etkinin olup olmadığının test edilmesinden sonra eğer birim etki varsa Hausman testi yapılmaktadır. Hausman testi sabit etkiler ya da rassal etkiler kullanılmasını ve yatay birim/zaman birim etkisinin olup olmadığını test etmektedir. Test, birim etkiye dayalı hata terimleri ile bağımsız değişkenler arasında korelasyon olup olmadığını yani birim etkilerin bağımsız değişkenleri etkileyip etkilemediğini ölçmektedir (Greene, 2002).

Hausman'ın geliştirdiği testin matematiksel ifadesi aşağıdaki gibidir:

$$H = (\hat{\beta}_{FE} - \hat{\beta}_{RE})' [VARCOV(\hat{\beta}_{FE}) - VARCOV(\hat{\beta}_{RE})]^{-1} (\hat{\beta}_{FE} - \hat{\beta}_{RE})$$

Hausman testi de LM testi gibi K (tahmin edilen parametre sayısı) serbestlik derecesine bağlı ki-kare (chi-square- χ^2) istatistiği dağılımına sahiptir.

Testin hipotezleri ise şu şekildedir:

H_0 : $E(\varepsilon_{it}|X_{it}) = 0$, yatay kesit/zaman boyutu etkileri rassaldır, bağımsız değişkenlere etkisi yoktur.

H_A : $E(\varepsilon_{it}|X_{it}) \neq 0$, yatay kesit/zaman boyutu etkileri sabittir., bağımsız değişkenlere etki etmektedir.

Tablo 3.12: Hausman Testi

Hausman Testi	Ki-Kare İstatistiği	Olasılık
Yatay kesit rassal etki	0.834048	0.9748
Zaman serisi rassal etki	54.105041	0.0000
Yatay kesit & zaman serisi rassal etki	50.979337	0.0000

Hausman testinin sonuçlarına göre panel veri seti için rassal etkiler modeli kullanılmalıdır. Breusch-Pagan LM testi ve Hausman testiyle modelin yatay kesiti olan ülkelerin bireysel farklılıklarının bağımlı değişken üzerinde etkisinin bulunduğu ve ancak bu bireysel farklılıkların bağımsız değişkenleri etkilemediği bu nedenle de modele sabit birim olarak değil hata terimi olarak eklenmesi gerektiği sonucuna ulaşılmıştır.

Model seçiminin yapılmasında uygulanan bu testlerin sonucunda rassal etkiler modelinin kullanılması gerektiği bulunsa da literatürde yatay kesit sayısının (N) az olduğu durumlarda sabit etkiler modelinin kullanılması tavsiye edilmektedir. Bunun yanında

özellikle fiyat gibi makroekonomik değişkenlerin kendi geçmiş verilerinden de etkilendiği ve bu nedenle statik panel modelleri yerine dinamik panel modelinin uygulanması gerektiği savunulmaktadır. Tüm bu faktörler göz önüne alındığında, hangi modelin daha uygun olduğuna dinamik panel modelleri ile analiz yapıldıktan sonra karar verilecektir.

3.5.7. Dinamik Panel Veri Modelleri

Birçok makro-ekonomik değişken kendi geçmiş verilerinden etkilenmektedir, yani dinamiktir. Statik panel veri modelleri yalnızca birim etkileri açıklayıcı değişken olarak modele eklemektedir. Bu değişkenlerin de dışsalılık gösterdiğini varsaymaktadır. Ancak hata terimi ile birim etkiler arasında gözlenemeyen ilişkiler açıklayıcı değişkenlerin içselleştirilmesine neden olmaktadır. Bu nedenle statik panel modelleri kendi içinde çelişmekte ve hatalı sonuçlar verebilmektedir. Bu sorunu giderebilmek için birçok araştırmacı çalışmalarında, değişkenlerinin gecikmeli değerlerini açıklayıcı değişken olarak kullanarak dinamik model altında analiz etmeyi tercih etmiştir (Baltagi, 2005).

Dinamik panel veri modelleri “dağıtılmış gecikmeli panel veri modelleri” ve “otoregresif panel veri modelleri” olmak üzere iki grup şeklinde sınıflandırılmıştır. Dağıtılmış gecikmeli panel veri modellerinde bağımsız değişkenlerin gecikmeli değerleri modele yeni bağımsız değişken olarak eklenmekte iken; otoregresif panel veri modellerinde bağımlı değişkenin gecikmeli değerleri yeni bağımsız değişken olarak denkleme eklenmektedir. Ancak literatürde dinamik panel veri modeli dendiğinde ilk olarak otoregresif panel veri modeli anlaşılmaktadır (Tatoğlu, 2018).

Otoregresif panel veri modelinin genel olarak matematiksel ifadesi şu şekildedir:

$$y_{it} = \alpha + \delta_1 y_{i,t-1} + \beta X'_{it} + \varepsilon_{it}$$

$y_{i,t-1}$: bağımsız değişkenin gecikmeli değeri

δ_1 : bağımsız değişkenin gecikmeli açıklayıcı değişkeninin katsayısı

Dağıtılmış gecikmeli panel veri modelleri ise;

$$y_{it} = \alpha + \beta X'_{i,t-1} + \varepsilon_{it} \text{ şeklinde ifade edilmektedir.}$$

Dinamik panel veri analizlerinde statik panel modellerinde kullanılan en küçük kareler (EKK) yöntemi ve genelleştirilmiş momentler metodu (GMM) olmak üzere iki farklı yöntem kullanılmaktadır. Ancak EKK yöntemi açıklayıcı değişkenleri dışsal olarak kabul

ettiği için bu yöntemin kullanılması tutarsız sonuçlar verebilmektedir. Bu nedenle dinamik panel verileri için GMM'in daha uygun olduğu vurgulanmaktadır (Arellano, 2003).

Genelleştirilmiş Momentler Metodu (GMM) yarı parametrik olarak tanımlanan bir tahmin yöntemidir. GMM ile birim etkileri kontrol etmede ve açıklayıcı değişkenlerdeki içsellik problemini çözmede daha iyi sonuçlar alınmaktadır. GMM minimum istatistiksel tahminlere dayanmaktadır. Bu nedenle tam veri üretme süreci tamamlanmasa bile sağlıklı sonuçlar vermektedir. Ancak dinamik panel oluşturulurken GMM'de denkleme bağımsız değişkenin gecikmeli değerinin eklenmesiyle y_{it} ve hata terimi olan ε_{it} arasında korelasyon sorunu ortaya çıkmaktadır. Bu nedenle araştırmacılar GMM'e araç değişkenler ekleyerek modeli geliştirmişlerdir. Literatürde araç değişken ekleyerek geliştirilen GMM yöntemlerinden en çok kabul görenler Arellano ve Bond (1991), Arellano ve Bover (1995) ve Blundell ve Bond (1998)'un araç değişken eklenmiş yöntemleridir (Baltagi, 2005).

3.5.7.1. Arellano-Bond Araç Değişkenli Dinamik Panel Veri Modeli

1991 yılında Arellano ve Bond, y_{it} ve ε_{it} arasındaki korelasyon sorununu ortadan kaldırma amacıyla dinamik model denkleminin bir önceki zamana göre farkını alan Fark GMM yöntemini geliştirmişlerdir. Fark GMM ile denklem şu hale gelmektedir:

$$y_{it} - y_{i,t-1} = \alpha + \delta_1(y_{i,t-1} - y_{i,t-2}) + \beta X'_{it} + (\varepsilon_{it} - \varepsilon_{it-1})$$

Bu yöntemde $y_{i,t-1}$ ile ε_{it-1} korelasyona sahip ancak ε_{it} ile sıfır korelasyonludur. Örneğin bağımlı değişkenin tek bağımsız değişkeni gecikmeli olduğu bir modelde denklem;

$$y_{it} - y_{i,t-1} = \delta_1(y_{i,t-1} - y_{i,t-2}) + (\varepsilon_{it} - \varepsilon_{it-1}) \text{ şeklinde olacaktır.}$$

Böyle bir modelde ε_{it} otokorelasyonsuz olduğu için, $(y_{i,t-1} - y_{i,t-2})$ ile yüksek korelasyona sahip ve $(\varepsilon_{it} - \varepsilon_{it-1})$ ile korelasyonsuz olan $y_{i,t-2}$ model için uygun bir araç değişkendir (Tatoğlu, 2018).

3.5.7.2. Arellano-Bover/Blundell-Bond Araç Değişkenli Dinamik Panel Veri Modeli

Arellano ve Bond'un Fark GMM'i yatay boyutun (N) ve zaman serisinin (T) küçük olduğu, N'nin yeterince büyük olmadığı veya dengesiz panel yani veri setinde eksik gözlemlerin olduğu durumlarda kullanışlı değildir. Örneğin doğal gaz spot fiyatının Ocak 2011 verisinin olmadığı veri setinde farkı alınırsa veri kaybolacak ve model hatalı sonuç

verecektir. Bu nedenlerden dolayı Arellano ve Bover (1995) ve daha sonra da Blundell ve Bond (1998) tarafından ortogonal sapmalar yönteminin kullanıldığı yeni araç değişkenli GMM yöntemi geliştirilmiştir. Bu yöntemde değişkenin geçmiş zamana göre farkını almak yerine gelecek değerlerinin ortalamasının farkı kullanılmaktadır. Böylece veri kaybı daha aza indirgenmiş olmaktadır. Geliştirilen bu yöntemde özgün ve dönüştürülmüş denklemlerde iki sistemli eşitlik kurulmuştur. Bu nedenle bu yöntem Sistem GMM olarak bilinmektedir (Tatoğlu, 2018).

$$Y_{it} = X'_{it}\beta + \delta Z'_i + \varepsilon_{it}$$

$$Y_i = W_i\eta + \varepsilon_i$$

Z'_i : Zaman değişmezi değişken,

$\eta: (\beta', \delta')$, $\varepsilon_i: [X_i, {}_{t_T}Z'_i]$ ve t_T T boyutunun birim vektörüdür.

Arellano ve Bover bu eşitliği sisteme dönüştürmüş ve aşağıdaki denklemi elde etmişlerdir:

$$H = \begin{bmatrix} C\varepsilon_i \\ \bar{\varepsilon}_i \end{bmatrix}$$

$C, C_{t_T} = 0$ '1 sağlayan satır (T-1)'in (T-1)xT boyutlu matrisini ifade etmektedir. Uygulamada dönüştürülmüş sistem için şu tahminci kullanılmaktadır:

$$\hat{\Omega}_i = \frac{\sum_{i=1}^N \hat{\varepsilon}_i^+ \hat{\varepsilon}_i^{+'}}{N}$$

$\hat{\varepsilon}_i^+$: tutarlı başlangıç tahmininden elde edilen kalıntı

Modelin sonuçlarına göre tüm bağımsız değişkenlerin doğal gaz spot fiyatlarının açıklayıcı değişkeni olduğu görülmektedir. Diğer tüm değişkenler sabitken petrol fiyatları %1 arttığında spot doğal gaz fiyatı %18 artmaktadır. Aynı şekilde kömür fiyatları, reel efektif döviz kuru endeksi ve doğal gaz talep miktarında %1 değişim olduğunda spot doğal gaz fiyatlarında da aynı yönde %7,67, %13 ve %25,27 değişim yaşanmaktadır. Altın fiyatları ise spot doğal gaz fiyatlarıyla negatif yönde ilişkilidir. Altın fiyatında %1 artış olduğunda spot fiyat %14,9 düşmektedir. Modelde spot doğal gaz fiyatlarının bir dönem gecikmeli değeri ile de pozitif yönde ilişkisi olduğu görülmektedir. Yani bir önceki dönemde oluşan %1 artış cari dönemdeki fiyatı %63,75 oranda aynı yönde etkilemektedir.

Tablo 3.13: Arellano-Bover/Blundell-Bond GMM Yöntemi İle Dinamik Panel Veri Analizi

Bağımlı Değişken: $\ln(DF)$	Katsayılar	Olasılık
$\ln(DF)_{t-1}$	0.6375491	0.000
$\ln(P)$	0.18003931	0.001
$\ln(A)$	-0.1490972	0.023
$\ln(K)$	0.0766869	0.023
$\ln(RR)$	0.130613	0.091 *
$\ln(T)$	0.252692	0.000
GMM şekli = $L(1/12) . \ln(DF)$		
Wald	$\chi^2 (06) = 60985.05$	Olasılık (χ^2)= 0.0000

* %10 anlamlılık düzeyine göre analiz edilmiştir.

3.5.7.3. Araç Değişkenleri için Yapılan Testler

GMM ile dinamik panel veri analizinde kullanılan araç değişkenlerin geçerliliğinin test edilmesi ve otokorelasyonun olup olmadığının sınanması için çeşitli testler kullanılmaktadır. Arellano ve Bond (1991) araç değişkenlerin test edilmesi için Sargan testini, otokorelasyon için ise kendi geliştirdikleri testi önermişlerdir.

GMM’de araç değişkenlerinin dışsallığı yani aşırı tanımlama kısıtlamalarının olduğu varsayılmaktadır. Araç değişkenlerinin dışsallığının geçerli olup olmadığının sınanması Sargan (1958) testinin Hansen (1982) tarafından GMM için uyarlanmış haliyle mümkündür. Bu testin matematiksel ifadesi şu şekildedir:

$$s = \Delta \hat{u} Z \left[\sum_{i=1}^N Z_i' \Delta \hat{u}_i \Delta \hat{u}_i' Z_i \right]^{-1} Z' \Delta \hat{u} \sim X_p^2 - K_{p-K-1}$$

$\Delta \hat{u}$: iki aşamalı tahminden elde edilen kalıntı

p : Z ’nin sütun sayısı

Burada s testinin istatistiği $p-K-1$ serbestlik derecesi ile ki-kare (χ^2) dağılımıyla belirlenmektedir. Testin hipotezleri;

H_0 : Aşırı tanımlama kısıtlamaları geçerlidir (araç değişkenleri dışsaldır).

H_A : Aşırı tanımlama kısıtlamaları geçerli değildir (araç değişkenleri dışsal değildir).

Çalışmada Arellano-Bover/Blundell-Bond araç değişkenli GMM dinamik panel veri modeli uygulanmıştır. Bu modeldeki araç değişkenleri için Sargan test sonuçları aşağıdaki gibidir:

Tablo 3.14: Sargan Testi

Sargan Testi	$\chi^2(2)=0.87$	Olasılık (χ^2)= 0.647
---------------------	------------------	------------------------------

Testin sonuçlarına göre H_0 hipotezi kabul edilmekte, yani araç değişkenlerinin dışsal ve geçerli olduğu görülmektedir.

GMM'nin bir diğer varsayımı ise daha önce bahsedildiği gibi Y_{it-1} ile ε_{it} arasındaki korelasyonun sıfır olmasıdır. Modelin etkin olması için bu varsayımın geçerli olması yani otokorelasyonun olmaması gerekmektedir. Arellano ve Bond (1991)'un bunun için geliştirdiği otokorelasyon testi;

$$m_2 = \frac{\hat{u}_{-2}\hat{u}}{\hat{u}^{1/2}} \sim N(0,1) \text{ şeklinde ifade edilmektedir.}$$

$\hat{u}_{-2}$ iki kere gecikmesi alınmış kalıntıların vektörüdür. Bu nedenle Arellano-Bond otokorelasyon testi için ikinci mertebeden otokorelasyon olup olmadığı önemlidir.

Otokorelasyon için kurulan hipotezler;

H_0 : Otokorelasyon yoktur.

H_A : Otokorelasyon vardır.

Tablo 3.15: Arellano-Bond Otokorelasyon Testi

Arellano-Bond test AR(1)	$z=-5.95$	Olasılık(z)=0.000
Arellano-Bond test AR(2)	$z=-0.29$	Olasılık(z)=0.775

Çalışmada uygulanan GMM için Arellano-Bond otokorelasyon testinin sonuçları yukarıdaki gibidir. Tabloda görüldüğü üzere ikinci mertebeden otokorelasyon için H_0 hipotezi kabul edilmektedir. Yani bağımlı değişkenin gecikme değeri ile hata terimi arasında otokorelasyon yoktur. Böylece GMM'nin uygulanmasında bir sakınca olmadığı görülmektedir.

Çalışmada statik ve dinamik panel veri modellerinin hangisinin daha uygun olduğunu görmek için uygulama yapılmıştır. Statik veri modellerinde talep ve spot doğal gaz fiyatı arasında anlamlı ancak negatif bir ilişki olduğu bulunmuştur. Ancak fiyatın bağımlı

değişken olduğu bir modelde talep pozitif bir etki sağlamalıdır. Yani talep arttıkça fiyat da artmalıdır. Tam tersi bir durumda; talebin bağımlı fiyatın bağımsız olduğu bir durumda negatif bir ilişki çıkması daha doğrudur. Bunun yanında fiyat verisi kendi geçmiş verilerinden etkilendiği için dinamik bir veridir. Tüm bu nedenlerden dolayı dinamik veri modelinin çalışma için daha uygun olduğuna karar verilmiştir.

3.6. BULGULARIN YORUMLANMASI

Çalışmada spot doğal gaz piyasalarında fiyatların hangi faktörlerden etkilendiği statik ve dinamik panel veri modeli ile analiz edilmiştir. Statik panel veri modellerinin uygulanmasından önce seriler için çeşitli testler yapılmıştır. Bu testler sonucunda yatay kesitler arasında bağımlılığın olduğu, yani ülkelerin birbirlerinden etkilendiği bulunmuştur. Daha sonra yapılan birim kök testinde serilerin düzeyde birim köke sahip, birinci farkının alındığında ise durağan olduğu görülmüştür. Veri setindeki değişkenlerin yapısından dolayı böyle bir sonuç olması beklenen bir şeydir. Birim kök içeren serilerin durağan olduğu bir kombinasyonu bulmak ve değişkenler arası uzun süreli ilişkiyi incelemek için eş bütünleşme testi yapılmış; spot doğal gaz fiyatları ile petrol fiyatları, reel efektif döviz kuru endeksi ve talep arasında uzun dönemli ilişki olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Yapılan nedensellik testinde ise tüm bağımsız değişkenlerin spot doğal gaz fiyatının nedeni olduğu bulunmuştur. Bunun yanında talep ile spot doğal gaz fiyatı arasında çift yönlü nedensellik olduğu, yani iki değişkenin de birbirinin nedeni olduğu görülmüştür. Nedensellik testinin sonuçları tüm değişkenler açısından beklendiği gibidir.

Panel veri seti hem statik hem de dinamik panel veri modelleri ile analiz edilmiştir. Statik panel veri analizlerinin sonuçları hatalı ve tutarsız olduğu için çalışmada dinamik panel veri modelinin sonuçları esas alınmıştır.

Uzun dönemli doğal gaz anlaşmalarının petrol fiyatına endeksli olarak yapılması, spot fiyatların da petrol fiyatından etkilenip etkilenmeyeceğini test etmeye itmiştir. Bunun yanında bazı doğal gaz piyasalarında ülke içi fiyat belirlenirken petrolün yanında kömür fiyatının da baz alınması, bu faktörün de modelde yer alması gerektiğini ortaya koymuştur. Spot piyasanın rekabete açık, arz ve talebe göre şekillenen bir piyasa olması nedeniyle talep miktarı da analize dâhil edilmiştir. Analizden önce bu alanda yapılan çalışmalar için literatür araştırması yapıldığında, çoğu çalışmanın zaten bu değişkenleri kapsadığı görülmektedir. Ancak petrol ile güçlü ilişkisi olan altının ve doğal gaz gibi uluslararası ticarete önemli bir

ihracat ve ithalat kalemi olan ürünlerin tedarikinde ülkelerin para birimi ve döviz kuru ile doğal gaz fiyatları arasındaki ilişkiyi inceleyen çalışma sınırlı sayıdadır. Bu nedenle çalışmada, spot fiyatlar incelenirken petrol, altın ve kömür fiyatları ile birlikte reel efektif döviz kuru endeksi ve doğal gaz talep miktarları da analize dâhil edilmiştir.

Veri seti hem yatay kesit hem de zaman boyutundan oluştuğu için çalışmada panel veri modeli kullanılmıştır. Panel veri modeli dendiğinde akla statik panel veri modelleri gelse de fiyat gibi kendi geçmiş verilerinden de etkilenen makro-ekonomik değişkenlerin bulunduğu veri seti için dinamik panel veri modelleri daha uygundur. Bu nedenle öncelikle statik veri modelleri hakkında bilgi verilmiş ve neden çalışma için neden uygun olmadıkları açıklanmıştır. Daha sonra dinamik panel veri modelleri açıklanarak, çalışmanın kesit ve zaman boyutuna uygun olan Arellana-Bover/Blundell-Bond'un Sistem GMM modeli kullanılmıştır.

Uygulanan modelde belirtilen değişkenlerin yanında spot doğal gaz fiyatının bir önceki gecikmeli fiyatı da bağımsız değişken olarak kullanılmıştır. Modelin sonuçlarına göre tüm bağımsız değişkenlerin açıklayıcı değişken olduğu görülmüştür. Petrol ve kömür fiyatları ile talebin spot doğal gaz fiyatlarını etkilemesi beklenen bir sonuçtur. Bunun yanında altın fiyatı ve reel efektif döviz kuru endeksinin de spot doğal gaz fiyatlarını etkilediği sonucuna ulaşılmıştır.

Doğal gaz fiyatlarının uluslararası alım-satım için uygulanan uzun vadeli anlaşmalarda petrol fiyatına endeksli olarak belirlendiği hâlihazırda bilinmektedir. Ülke içinde ise ithalat fiyatına bağlı olarak yine aynı şekilde petrolden etkilenmesi doğal karşılanmaktadır. Literatürdeki araştırmalar ve bu çalışmanın sonucunda görüldüğü gibi doğal gazın bağımsız olarak fiyatlanması için kurulan spot piyasalarda da petrol fiyatlarının büyük etkisi bulunmaktadır. Bunun en büyük nedeni doğal gaz ihraç eden ülke ve şirketlerin temelde uzun vadeli anlaşmaları kullanmalarıdır. ABD gibi üretici olan ülkelerde ise doğal gaz üretimini sağlayan şirketlerin çoğu aynı zamanda petrol şirkettir. Ayrıca ülkeler üretici olsa bile uluslararası ekonomik anlaşmalar ve birliklerin şartlarından dolayı doğal gaz ithalatı gerçekleştirmektedir. Bunların yanında ekonomik ve siyasi politikalarından dolayı rezerv ve üretimi fazla olan ülkelerin piyasada daha az etkin olmasını amaçlayan aktör ülkeler, Orta Doğu ve Hazar Havzası'ndan ucuz doğal gaz satın alıp kendileri depolamakta veya daha pahalıya satmaktadır. Orta Doğu ve Hazar Havzası ülkelerinin de ekonomisi

petrol ve doğal gaza bağlı olduğu için yine petrol fiyatlarının etkisi kaçınılmazdır. Tüm bu nedenlerden dolayı spot piyasaların petrol fiyatından bağımsız hareket etmede başarılı olamadığı görülmektedir. Ancak analiz sonuçları da bu ilişkiyi doğrulasa da, son on yılda ortaya çıkan ve doğal gaz için devrim olarak kabul edilen kaya gazı üretimi, iki enerji fiyatı arasındaki ilişkiyi azaltmaya başlamıştır. Özellikle ABD ve Kanada'da çokça bulunan kaya gazı rezervleri, ileride doğal gazın petrolden ayrı hareket edeceğine işaret etmektedir.

Altın ise genel olarak petrol ile ilişkilendirilmektedir. Yapılan çalışmalarda petrol ve altın fiyatları arasında ilişki olduğu ortak olarak savunulmakta ancak hangi yönde olduğu ile ilgili tartışmalar bulunmaktadır. Petrol ile altın fiyatları arasında negatif ilişkisinin bulunduğu sonuçlar, çalışmaların baz aldığı dönemde petrol fiyatlarının durağanken altın fiyatlarının sürekli yükselmesinden kaynaklanmaktadır. İki değişken arasında pozitif ilişkinin olduğu sonucuna ulaşan çalışmalar ise yükselen petrol fiyatlarının uzun dönemde enflasyonu artırdığına ve bunun sonucunda da yatırımcılar altına yöneldiği için altın fiyatlarının arttığına vurgu yapmaktadır. Doğal gaz ile petrol fiyatları arasında pozitif bir ilişki olduğu için altın fiyatlarıyla da benzer sonuçların olacağı düşünülmektedir. Ancak analizden elde edilen bulgular, altın fiyatları ve spot doğal gaz fiyatları arasında negatif bir ilişki olduğunu göstermektedir.

Kömür fiyatlarının doğal gaz fiyatlarına etkisi literatürdeki çalışmalarda farklı bulgularla değerlendirilmektedir. Bazı çalışmalar kömür ve doğal gaz fiyatları arasında bir ilişki olmadığı sonucuna ulaşırken, bazıları bu iki değişkenin birlikte hareket ettiğini savunmaktadır. İlişkinin olduğunu savunan çalışmalarda yer alan Avrupa ülkelerinde kömür fiyatının bazı ülke içi piyasalarda endeks olarak kullanıldığı görülmüştür. Özellikle Hollanda'nın kömür zengini bir ülke olması ve geçmiş dönemlerde hem petrol hem de kömürü baz alarak doğal gazı fiyatlaması, günümüzde spot piyasada da etkisini göstermektedir. Bunun yanında hem kömürün hem de doğal gazın petrol fiyatlarından etkilenmesi iki enerji fiyatının da paralel olarak değişim göstermesine neden olmaktadır. Ayrıca elektrik üretimi ve sanayi sektöründe kömür ve doğal gazın ikame mallar olarak değerlendirilmesi kömür fiyatında artış olduğunda doğal gaza talebin artacağını bunun da fiyatları yükselteceği beklenmektedir. Bu çalışmada da kömür fiyatlarının doğal gaz fiyatının açıklayıcı değişkeni olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Bu sonucun da yukarıdaki nedenler gerekçesiyle ortaya çıktığı düşünülmektedir.

Bir ülkenin para biriminin diğer ülkenin para birimi üzerinden değerine döviz kuru, belirlenen kriterlere göre seçilmiş ülke para birimlerinin belirli ağırlıklarla oluşturulan ortalamasına nominal efektif döviz kuru, nominal efektif döviz kurunun enflasyondan arındırılmış haline de reel efektif döviz kuru denilmektedir. Türkiye’de ana para otoritesi olan TCMB, nominal ve reel efektif döviz kurunu şu şekilde tanımlamaktadır: “Nominal efektif döviz kuru, Türkiye’nin dış ticaretinde önemli paya sahip ülkelerin para birimlerinden oluşan sepete göre, Türk lirasının ağırlıklı ortalama değeridir. Reel efektif döviz kuru ise nominal efektif döviz kurundaki nispi fiyat etkileri arındırılarak elde edilmektedir”. Reel efektif döviz kuru endeksi ülkelerin uluslararası rekabet gücünü ölçmede kullanılan göstergelerden biridir. Bu endeksin düşük olması ülkenin para biriminde değer kaybının olduğunu gösterir. Yani yurtiçindeki mal sepeti ucuzlar ve yabancılar bu ülkeden daha fazla mal alımı yapabilir. Böylece ihracat artarken ithalat göreceli olarak azalır. Reel efektif döviz kuru endeksinin yüksek olması ise ülkenin para biriminin sepette bulunan ülkelere oranının arttığı yani paranın değer kazandığı anlamına gelmektedir. Bu durumda sepette bulunan ülkelerdeki mallar ucuzlar ve ithalat artarken ülkedeki mallar pahalılaştığı için ihracat azalır. Analizin sonuçlarında görüldüğü üzere, reel efektif döviz kuru endeksinin artması spot doğal gaz fiyatlarını yükseltmektedir. Endeksin yüksek olması ülkedeki enflasyonun azaldığını ve dolayısıyla paranın değerinin arttığını gösterdiği için bu sonuçlar beklendiği gibidir. Yüksek endekse sahip olan ülkelerde paranın değeri arttığı için alım gücü ve dolayısıyla talep artar. Bu durumda spot fiyatın artması doğal bir sonuçtur.

Doğal gaz talebi ise tekolci yapıya sahip piyasalar dâhil olmak üzere, fiziki ve finansal tüm doğal gaz piyasalarında büyük önem taşımaktadır. Fosil enerji kaynaklarının sınırlı olduğu düşünüldüğünde, doğal gazın arzı da aynı derecede sınırlıdır. Sürekli artan talep karşısında arzın yetersiz kalması nedeniyle fiyatlar da artmaktadır. Fiyatın arz ve talebe göre belirlendiği spot doğal gaz piyasalarında da özellikle kış ayları veya kasırga, fırtına gibi mevsimsel şokların olduğu dönemlerde talep artmakta, dolayısıyla fiyat da yükselmektedir. Çalışmada, doğal gaz talep miktarı ve spot fiyatı arasında beklendiği gibi pozitif bir ilişki çıkmıştır. 2009 yılından itibaren kaya gazı üretiminin başlaması ABD ve Kanada’da fiyatları düşürse de hala talebi karşılayacak düzeyde değildir. Avrupa’da ise 2013 yılında Rusya’nın gaz tedarikini kesmesi nedeniyle ülkeler kendi depoladıkları gazı piyasaya sunmuşlar veya diğer Avrupa ülkelerinden ithal etmişlerdir. Ancak Avrupa’nın genel olarak doğal gaz talebinin en fazla olduğu bölge olması ve hem üretim hem de ithalatın bu ihtiyacı

karşılayamaması nedeniyle fiyatlar hızla yükselmiştir. Gelecek yıllarda yeni kaynakların bulunması veya ülkelerin ithalat çeşitliliğini artırması gibi seçeneklerin dahi talebin karşılanmasında eksik kalacağı ve bu nedenle de fiyatların giderek artacağı düşünülmektedir.



SONUÇ: TÜRKİYE İÇİN ÖNERİLER

Çalışmada spot doğal gaz fiyatlarını etkileyen faktörlerin panel veri modeli ile analiz edilmesi ve bu analiz sonucunda da Türkiye'ye öneriler getirilmesi amaçlanmıştır. Bu amaçla öncelikle doğal gaz sektörünün daha yakından tanıyabilmek için sektörle ilgili genel bilgiler verilmiştir. Birinci bölümde doğal gazın nasıl keşfedildiği ve yayıldığı, doğal gaz için dönüm noktaları ve gelişen teknoloji sayesinde edinilen yeni iletim yolları ile yeni kaynaklar anlatılmıştır. Sektörü daha iyi tanıyabilmek için küresel çaptaki rezervler ve nerelerde bulunduğu, üretim ve tüketim miktarları, ticaret hacmi ve ithalat ve ihracatta önde gelen ülkeler açıklanmıştır. Böylece ikinci bölümde anlatılan doğal gaz piyasalarındaki farklılıklar ve gelişmelerin anlatılmasına zemin hazırlanmıştır.

İkinci bölümde doğal gaz piyasaları, piyasanın gelişim süreci ve bu süreçte doğal gaz fiyatının nasıl oluştuğuna ilişkin bilgiler verilmiştir. Ayrıca bazı ülkelerde başlayan serbestleşme çalışmalarının küresel çapta yayılmaya başlamasıyla oluşan yeni piyasalar anlatılmıştır. Doğal gaz piyasaları literatürde fiziki ve finansal olarak ikiye ayrıldığı için çalışmada da aynı ayırım üzerinden hareket edilmiştir. Fiziki piyasalar, ülkeler arasında fiziksel ticarete konu olan, ülke içinde ise tekeli yapının güçlü olduğu piyasaları, aynı zamanda da hem ülke içi hem de ülkeler arası alım-satımın yapılabilirdiği spot piyasaları kapsamaktadır. Finansal piyasalar ise serbestleşmenin neden olduğu bazı risklerin ortadan kaldırılması ve daha olgun bir yapının oluşması için kurulan doğal gaz vadeli işlem piyasaları olarak tanımlanmaktadır. Bölüm, piyasanın ilerleme sürecine uygun olarak bu başlıklar altında anlatılmış ancak finansal piyasalar çalışmanın konusu olmadığı için detaya girilmemiştir. İkinci bölümün son kısmında çalışmanın genel amacına uygun olarak, Türkiye doğal gaz piyasası anlatılmıştır. Bu amaçla, Türkiye'de doğal gaz sektörünün gelişim süreci, rezerv tahminleri, üretim ve tüketim ile doğal gaz ithal edilen ülkeler, ithalatın gerçekleştiği boru hatları ve planlanan boru hatları ile ilgili bilgiler verilmiştir. Daha sonra, Türkiye'nin hem jeopolitik konumundan hem de arz güvenliğinden dolayı geliştirdiği doğal gaz politikaları ve enerji merkezi olma hedefi hakkında bilgi verilerek, bu hedef doğrultusunda kendi içinde ve uluslararası doğal gaz ticaretinde daha etkin-olabilmesi için uygulamaya konulan serbestleşme çalışmaları açıklanmıştır. Bu serbestleşme çabalarının son aşaması olan spot doğal gaz piyasasının kurulması ve doğal gaz ticaret merkezinin oluşturulması çabaları, çalışmanın temel çıkış noktasını oluşturmaktadır.

Üçüncü bölümde ise beş ülkenin spot doğal gaz fiyatlarını etkileyen faktörler panel veri analizi ile incelenmiştir. Değişken olarak petrol, kömür ve altın fiyatları ile doğal gaz talep miktarları ve ülkelerin reel efektif döviz kuru endeksleri kullanılmıştır. Analizden önce ülkeler arasında bağımlılık olup olmadığı, serilerin durağanlığı, değişkenlerin birbirleriyle eş bütünleşme dereceleri ve spot doğal gaz fiyatları ile değişkenler arasında nedensellik olup olmadığı test edilmiştir. Daha sonra panel veri modelleri uygulanmış ve hem istatistiksel hem de makroekonomik açıdan çalışma için en uygun olan modelin dinamik panel veri modeli olduğuna karar verilmiştir. Bu model analizinin sonucuna göre ise bağımsız değişkenlerin tümü ve cari dönemden bir önceki fiyatın spot doğal gaz fiyatlarını etkilediği bulunmuştur.

Çalışmada diğer ülke örneklerinden hareketle, Türkiye’de doğal gaz spot fiyatlarının hangi faktörlerden etkilenebileceği panel veri analizi yöntemi ile analiz edilmiştir. Böyle bir analize gerek duyulmasının en önemli nedeni Türkiye’de 1 Nisan 2018’de spot doğal gaz piyasasının resmi olarak kurularak test edilmeye başlanması ve 1 Eylül 2018 tarihinde piyasanın aktif olarak işlemeye başlayacak olmasıdır. Analiz sonuçlarına göre, spot doğal gaz fiyatları ile petrol fiyatları arasında uzun dönemli pozitif bir ilişki bulunmaktadır ve petrol fiyatları spot doğal gaz fiyatlarının nedenidir. Altın fiyatları ile ise uzun dönemli bir ilişkisi bulunmamaktadır ancak kısa dönemde negatif bir ilişki söz konusudur. Kömür fiyatları ile spot doğal gaz fiyatları arasında aynı şekilde uzun süreli bir ilişki bulunmamakla birlikte, kısa vadeli pozitif bir ilişki söz konusudur. Spot doğal gaz fiyatları ve reel efektif döviz kuru arasındaki ilişki incelendiğinde uzun dönemli ve pozitif bir ilişki olduğu ve reel efektif döviz kurunun spot gaz fiyatlarının nedeni olduğu görülmektedir. Doğal gaz talebi ve spot fiyat arasında ise çift yönlü nedensellik ilişkisi ve negatif uzun dönemli ilişki bulunmaktadır. Talep arttığında fiyatlar da artmakta ancak fiyat arttığında talepte azalış yaşanmaktadır. Tüm bunların yanında doğal gaz spot fiyatlarının bir önceki dönem fiyatı ile de pozitif bir ilişkisinin olduğu görülmüştür.

Çalışmada elde edilen sonuçlar doğrultusunda, Türkiye’de kurulacak spot doğal gaz piyasasının hedeflenen amaca yönelik işleyebilmesi için; serbestleşme, üretim-ticaret ve piyasanın işleyişine ilişkin olmak üzere üç alt başlıkta öneriler getirilmeye çalışılmıştır:

- *Serbestleşme Süreci İçin Öneriler:* Çalışmada tartışılan doğal gaz piyasaları doğrultusunda Türkiye doğal gaz piyasasında serbestleşme çalışmalarının artması gerektiği düşünülmektedir. Türkiye, doğal gaz piyasasının gelişim sürecinde hem küresel çaptaki

serbestleşme çabalarından hem de Avrupa Birliği'ne üyelik için uyum sürecinden etkilenmiştir. 2001 yılına kadar tüm tedarik sürecinde tekel olan BOTAŞ bu yılda çıkarılan kanun ile özelleştirilmiş ve iletim ve dağıtım faaliyetlerini yürüten alt şirketlere ayrılmıştır. Daha sonra dağıtım faaliyetlerinin ihale ile her şehirde veya bölgede özel şirketlere verilmesi kararlaştırılmıştır. Piyasada rekabetin artırılması amacıyla BOTAŞ'ın mevcut ithalat anlaşmaları bitene kadar ve ithalat miktarı yıllık ulusal tüketimin %20'sine düşünceye kadar yeni anlaşma yapmaması şart koşulmuştur. Bu arada diğer şirketlerin ithalatçı lisansı alarak piyasaya katılması sağlanmıştır.

Türkiye'nin dağıtım faaliyetleriyle ilgili serbestleşme ve özelleşme faaliyetlerinde genel anlamda başarılı olduğu söylenebilir. Dağıtımın özelleşmesiyle birlikte 2017 yılı itibarıyla 79 şehirde doğal gaz kullanılabilir hale gelmiştir. Ancak ithalat ve toptan satış faaliyetlerinde aynı başarıdan söz etmek mümkün değildir. BOTAŞ'ın ihracatçı ülkelerle yaptığı 20-25 yıllık anlaşmalar halen tekel pozisyonunu korumasına neden olmaktadır. 2009 yılında BOTAŞ'ın uzun vadeli ithalat anlaşmalarının diğer şirketlere satışına yönelik düzenlemeler yürürlüğe girmiş ancak ithalat yapılan ülkeler yalnızca 4 özel şirketin teklifini kabul etmiştir. BOTAŞ'ın kamu garantili bir yapıda olması ve uzun yıllardır piyasada yer alması, ihracatçı ülkelerin daha güvende hissetmelerine neden olmaktadır.

Türkiye'de serbestleşme çabalarının başarılı olabilmesi için BOTAŞ'ın piyasadaki gücü azaltılmaya çalışılmaktadır. Buna karşılık, BOTAŞ'ın güçlü pozisyonda yer aldığı serbest ve rekabetçi bir piyasanın oluşması da mümkündür. Buna istinaden Mart 2017'de toptan satış piyasasının organize bir şekilde rekabetçi ve şeffaflık ilkeleri altında yürütülmesi için EPDK tarafından "Doğal Gaz Organize Toptan Satış Yönetmeliği" yürürlüğe konulmuştur. Bu yönetmeliğe göre, 2015 yılında toptan elektrik piyasalarındaki işlemleri yönetmesi için kurulan Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ) piyasa işletmecisi olarak belirlenmiştir. EPIAŞ, piyasadaki alış satış eşleşmeleri, şeffaflık, adalet ve sorumluluk ilkeleri altında veri yayınlama, piyasa işlemlerinin uzlaştırılması, faturaların hazırlanması ve gerekli tahsilat ve ödeme işlemlerinin yapılması faaliyetlerinde bulunacaktır. Ayrıca EPIAŞ, karşı taraf statüsünde olup, alıcıya karşı satıcı, satıcıya karşı da alıcı konumunda olacaktır. Piyasada yer alan katılımcılar ithalat şirketleri, toptan satış şirketleri, ihracat şirketleri, üretim şirketleri ve ilave dengeleyici konumunda olan BOTAŞ'tır. Piyasada üretici şirketler tedarikçi; ithalat ve toptan satış şirketleri hem tedarikçi hem de alıcı; serbest tüketiciler, ihracatçı şirketler, sıkıştırılmış doğal gaz (CNG) dağıtımı,

iletimi ve satışı yapan şirketler ve dağıtım şirketleri alıcı konumunda işlem yapacaktır. İletim şirketi ise iletim şebekesinin fiziki dengelenmesini sağlamak amacıyla piyasada işlem yapacak ve günlük talep ve iletim şebekesi stoku tahmini yaparak EPIAŞ'ın elektronik bülten tablosunda yayınlayacaktır (Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası İşletim Usul ve Esasları, 2017).

Çalışmada, beş ülkenin spot doğal gaz fiyatlarının hangi faktörlerden etkilendiği analiz edilerek, Türkiye'de piyasanın hem katılımcılar hem de nihai tüketiciler açısından sorunsuz ve dengeli bir şekilde işleyebilmesine yönelik öneriler getirilmeye çalışılmıştır.

- *Doğal Gaz Üretimi ve Ticareti Bakımından Öneriler:* Bu çalışma ile Türkiye'nin doğal gaz üretimini ve ticaret hacmini artırması gerektiği sonucuna ulaşılmıştır. Türkiye, tüketiminin %99'undan fazlasını ithalat ile karşılamakta ve bu ithalat hala petrol fiyatlarına endeksli uzun vadeli anlaşmalarla gerçekleştirilmektedir. Ayrıca ithalatta çeşitliliği—artırmaya çalışan Türkiye, ithalatın büyük kısmını da Rusya'dan gerçekleştirmektedir. Özellikle arz güvenliğinin sağlanması ve doğal gaz ticaretinin ekonomik ve politik olaylardan etkilenmesini önlemek için Türkiye'nin diğer ülkelerden doğal gaz arzını arttıracak anlaşmalar yapması ve uluslararası ticaret yapılan spot piyasalardan gaz alımında bulunması gerekmektedir. Rusya'nın yanında Azerbaycan, Türkmenistan ve son yıllarda Doğu Akdeniz'de gaz bulunmasıyla ihracata başlayacak olan İsrail ile yeni anlaşmalar yapılmalıdır. Buna ek olarak özellikle Karadeniz ve Akdeniz'de olmak üzere doğal gaz kaynakları ve Güney Doğu Anadolu Bölgesi'nde var olduğu tahmin edilen kaya gazı rezervleri arama çalışmaları artırılmalıdır.

Küresel ısınmayla birlikte Arktik Bölge'de bulunan ve küresel doğal gaz rezervlerinin %30'una denk gelen kaynakların keşfi ve kullanımı için bölgeye sınırı olan ve olmayan çoğu ülke çalışmada bulunmakta ve hak iddia etmeye çalışmaktadır. Türk araştırmacılar ise Bulgaristan adına bu bölgede yer almaktadır. Bölgede Türkiye'nin de güç elde etmesi için ülke adına araştırmacılar gönderilmeli ve şimdiden yapılmaya başlanan uluslararası anlaşmalarda taraf olarak yer alınmalıdır. Tüm bu çalışmalarla hem ithalatın çeşitlenip petrol fiyatlarının etkisinin kısmen kırılacağı düşünülmekte hem de ülke içi ve ülke dışı kaynaklarla üretimin artırılacağı tahmin edilmektedir. Özetle, gelecek yıllarda önemli bir konu haline gelecek kutup bölgesinde Türkiye'nin de yer alarak küresel politikalarda daha aktif rol oynaması gerekmektedir.

- *Spot Piyasanın İşleyişi İçin Öneriler:* Bu çalışmada yapılan analiz sonuçlarından yola çıkılarak spot piyasanın başarılı bir şekilde işlemesi için Türkiye'nin bu faktörleri nasıl ele alması gerektiğine dair öneriler getirilmiştir. Petrol fiyatlarına Türkiye'nin herhangi bir müdahalede bulunamayacağı ve gerçekleştirilen ithalat sözleşmelerinin hala petrole endeksli olduğu göz önüne alınırsa, Türkiye petrol fiyatından kaynaklanacak fiyat değişimini diğer faktörlerle azaltmalıdır. Türkiye'de altın fiyatlarının spot doğal gaz fiyatlarına negatif etkisinden korunma sağlanması, ekonomi ve piyasalar için çok avantajlı bir durum olarak görülmemektedir. Çünkü diğer tüm şartlar sabit olduğunda altın fiyatlarının artması doğal gaz fiyatlarını düşürecektir. Ancak altın fiyatlarının artması piyasaların kötüye gittiğini ve yatırımcıların “güvenli liman” olan altına yöneldiğini göstermektedir. Bu nedenle altın fiyatlarından gelen etkinin diğer faktörler ile azaltılması gerekir. Spot doğal gaz fiyatlarının kömür fiyatları ile ise pozitif bir ilişkisinin olduğu görülmüştür. Bu durumu kontrol etmek amacıyla özellikle elektrik üretimi ve sanayi sektörlerinde doğal gaz yerine kömür kullanımı teşvik edilmelidir. Fakat kömür kullanımının artırılması hava kirliliğine neden olacağı için bunun yerine yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelmek daha doğru olacaktır. Böylece kömürün etkisi tamamen kaldırılabilir. Ayrıca bu sektörlerin yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanması, doğal gaz talebini de azaltacağı için fiyatların düşmesini sağlayacaktır.

Ülke içi ve uluslararası piyasada yapılan uzun vadeli anlaşmalar ve BOTAŞ'ın tekeli yapısı nedeniyle Türkiye'de doğal gaz fiyatları Avrupa'daki spot piyasalardan daha düşüktür. Ancak, talepteki yıl içi değişimler nedeniyle spot fiyatlarda daha yüksek dalgalanmalar yaşanmaktadır. Türkiye'nin bu dalgalanmaları azaltmak ve katılımcıların risklerini düşürmek için spot piyasanın yanında riskin hedge edildiği vadeli işlemler piyasasını da kurması gerekmektedir. Böylece hem yurt içindeki katılımcılar hem de yabancı katılımcıların daha rahat işlem yapması sağlanarak, piyasadaki güvenin artırılması ve Türkiye'nin jeopolitik konumundan dolayı oluşan yüksek politik riskin neden olduğu etkilerin azaltılması sağlanmalıdır.

Türkiye'de talep değişikliklerine karşı yukarıda sözü edilen önlemlere ek olarak depolama faaliyetlerinin de artırılması gerekmektedir. Nitekim Marmara ve İzmir'deki depolama alanlarının yanı sıra son yıllarda BOTAŞ Tuz Gölü yeraltı depolama mağaraları ve Dört Yol'da yüzer LNG depolama terminali hayata geçirilmiştir. Bu depolama alanlarının kapasitesi artırılmalı ve piyasaya katılacak şirketler tarafından yeni depolama alanları

kurulmalıdır. Böylece hem arz hem de talep kısmındaki oyuncuların, mevsimsel faktörler ve piyasa—şokları nedeniyle artan talebin olumsuz etkilerinden en az zararla kurtulması sağlanmalıdır. Aşırı talep karşısında depolama alanlarındaki gaz piyasaya sürülmeli, talebin arz karşısında düşük kaldığı durumlarda da fazla gaz bu alanlara depolanmalıdır. Böylece ithalatçı ve tedarikçi şirketlerin uluslararası uzun vadeli anlaşmalarda karşı karşıya kaldıkları “al ya da öde” şartından kaynaklanan zararlardan korunması sağlanmalıdır.

Daha önce de sözü edildiği üzere spot piyasalarda yalnızca yurtiçi katılımcılar değil uluslararası oyuncular da yer almaktadır. Vadeli işlemler piyasası yoluyla uluslararası oyunculara güven sağlanması kadar, piyasada işlem yapıldıktan sonra doğal gazın iletimi de son derece önemlidir. Türkiye’nin transit ülke yerine enerji merkezi ülke olma hedefi doğrultusunda birçok uluslararası doğal gaz boru hattı projesi yapılmaktadır. Bunlardan hem Türkiye hem de Avrupa için en önemli olanı TANAP’tır. TANAP, Azerbaycan’ın Şah Denizi’nde bulunan büyük doğal gaz sahasındaki gazı Türkiye üzerinden Avrupa’ya iletecek bir projedir. Bu boru hattının tamamlanmasıyla spot piyasadaki uluslararası işlemler de artacak, böylece Türkiye ekonomisine sıcak para girişi daha fazla olacaktır. Bunun yanında piyasadaki faaliyetlere ve gelecekte yeni boru hattı projelerine yabancı şirketlerin de katılımının sağlanması ülkedeki yatırımları artıracaktır. Yatırımların ve sıcak paranın sağlayacağı ekonomik gelişmeler Türk Lirası’na değer kazandıracağı için reel efektif döviz kuru endeksinin düşmesi sağlanacaktır. Ancak endekste aşırı düşüş yatırımları ve ticareti azaltacağı için bu durum kontrol altında tutulmalıdır. Bunun yanında uluslararası oyuncuların artması ve diğer ülkelerin de piyasaya katılımıyla, Türkiye’nin enerji merkezi olması daha da kolaylaşacaktır. Böylece arz kısmında yer alan ülkelerin de piyasada yer alması veya Türkiye’de tekrar satılması için yeni ticaret anlaşmaları yapmaları sağlanabilecektir.

Sonuç olarak, Türkiye’de spot doğal gaz piyasanın kurulması hem yurtiçi hem de uluslararası arenada yeni gelişmelere yol açacaktır. Ancak spot piyasanın başarılı bir şekilde işlemesi ve doğal gaz alanında uluslararası arenada önemli bir pozisyon alınabilmesi için daha fazla çalışma yapılması gerekmektedir. Çalışmada, bu süreçte başarılı spot piyasalar incelenip analiz edilerek, hem spot fiyatı etkileyen faktörlerin nasıl kontrol edilebileceği hem de enerji merkezi olma yolunda neler yapılabileceği belirlenmeye çalışılmıştır. Bu yönüyle çalışmanın ilgili literatüre katkı sağlayacağı düşünülmektedir.

KAYNAKÇA

- AGUILERA, Roberto F. ve Marian, Radetzki, (2017), “The Synchronized and Exceptional Price Performance of Oil and Gold: Explanations and Prospects”, **Resources Policy**, Cilt: 54, ss. 81-87.
- AKÇOLLU, F. Yeşim, (2006), “Major Challenges to the Liberilazation of the Turkish Natural Gas Market”, **Oxford Institute of Energy Studies**, NG 16.
- AKYENER, Oğuzhan ve Abdullah ALTUN, (2015), “Türkiye’de Enerji Stratejileri ve Politikalarının Belirlenmesinde Rol Oynayacak Kurumsal Bir Yapılanma Modeli”, **TESPAM**.
- ALTERMAN, Sofya, (2012), “Natural Gas Price Volatility in The UK And North America”, **Oxford Institute for Energy Studies**. Working Paper NG:60.
- ARAS, Osman Nuri, Echin, SULEYMANOV ve Fakhri, HASANOV, (2013), “Trans-Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı Projesi’nden Ekonomik ve Stratejik Beklentiler”, **International Conference on Eurasian Economies 2013**, <https://www.avekon.org/papers/604.pdf>, (28.11.2017).
- ARELLANO, Manuel, (2003), **Panel Data Econometrics**, Oxford University Press, New York.
- ARIDEMİR, Hakan, (2017), **Soğuk Denizlere Çıkmak İdeali, Arktika Bölgesinin Önemi**, <http://afroavrasya.org/soguk-denizlere-cikmak-ideali-arktika-bolgesinin-onemi/>, (30.11.2017)
- ARUGA, Kentaka, (2016), “The U.S. Shale Gas Revolution and Its Efect on International Gas Markets”, **Journal of Unconventional Oil and Gas Resources**, Cilt: 14, ss. 1-5.
- ASCHE, Frank, Bard, MISUND ve Marius, SIKVELAND, (2013), “The Relationship Between Spot and Contract Gas Prices in Europe”, **Energy Economics**, Cilt: 38, ss. 212-217.
- ASCHE, Frank, Petter, OSMUNDSEN ve Maria, SANDSMARK, (2006), “The UK Market for Natural Gas, Oil and Electricity: Are the Prices Decoupled? ”, **The Energy Journal**, Cilt: 27, Sayı: 2, ss. 27-40.

- ASCHE, Frank, Petter, OSMUNDSEN ve Ragnar, TVETERAS, (2002), “European Market Integration for Gas? Volume Flexibility and Political Risk”, **Energy Economics**, Cilt: 29, ss. 249-265.
- ATİYAS, İzak, Gürcan, GÜLEN ve Tamer, ÇETİN, (2012), **Reforming Turkish Energy Markets**, Springer Science and Business Media, New York.
- BACHMEIER, Lance J. ve James M., GRIFFIN, (2006), Testing for Market Integration Crude Oil, Coal and Natural Gas”, **The Energy Journal**, Cilt: 27, Sayı: 2, ss. 55-71.
- BALTAĞI, Badi, (2005), **Econometric Analysis of Panel Data**, Wiley, Third Edition, England.
- BALTAĞI, Badi, Qu, FENG ve Chihwa, KAO, (2012), “A Lagrange Multiplier Test for Cross-Sectional Dependence in a Fixed Effects Panel Data Model”, **Center for Policy Research**, No: 193.
- BALTENSPERGER, Tobias, Rudolf M., FÜCHSLIN, Pius, KÜRİTLİ ve John, LYGEROS, (2017), European Union Gas Market Development, **Energy Economics**, Cilt: 66, ss. 466-479.
- BAYAR, Yılmaz ve Hüseyin, KARAMELİKLİ, (2015), “Impact of Oil and Natural Gas Prices on The Turkish Foreign Trade Balance: Unit Root and Cointegration Tests with Structural Breaks”, **Romanian Economic and Business Review**, Cilt: 10, Sayı: 3, ss. 91-103.
- BAYRAÇ, Naci, (2009), “Küresel Enerji Politikaları ve Türkiye: Petrol ve Doğal gaz Kaynakları Açısından Bir Karşılaştırma”, **Eskişehir Osmangazi Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi**, Cilt:10, Sayı:1, ss. 115-142.
- BELYAYEV, Alexey V. (2013), “Changes on the European Gas Market: Implications for Gazprom”, Yüksek Lisans Tezi, **University of Washington**, Washington.
- BERK, İstemi ve Simon, SCHULTE, (2017), “Turkey’s Role in Natural Gas- Becoming a Transit Country?”, **EWI Working Paper**, No: 17/01.
- BOTAŞ, (2015), **2015 Faaliyet Raporu**,
http://www.botas.gov.tr/docs/raporlar/faalrap_2015.pdf, (08.12.2017)

BP, (2017), **Statistical Review of World Energy June 2017**.

BREUSCH, Trevor S. ve Adrian R., PAGAN (1980), “The Lagrange Multiplier Test and its Applications to Model Specification in Econometrics”, **Review of Economic Studies**, Cilt: 47, Sayı: 1, ss. 239-253.

BROWN, Stephen P. A. ve Mine K. YÜCEL, (2006), “What Drives Natural Gas Prices?”, **The Energy Journal**, Cilt: 29, Sayı: 2, ss. 45-60.

BÜLBÜL, Mustafa Oğuzcan, (2007), **Doğal Gaz Piyasasında Rekabet**, Rekabet Kurumu 5. Dönem Uzmanlık Tezleri, Rekabet Kurumu Yayınları, 1. Baskı, Ankara.

CAPORİN, Massimiliano ve Fulvio, FONTİNİ, (2017), “The Long-Run Oil–Natural Gas Price Relationship and The Shale Gas Revolution”, **Energy Economics**, Cilt:64, ss. 511-519.

CHEN, Shiu-Sheng ve Hung-Chyn, CHEN, (2007), “Oil Prices and Real Exchange Rates”, **Energy Economics**, Cilt: 29, Sayı: 3, ss. 390-404.

CORRELJÉ, Aad F., (2008), “Regulatory Reform in the Dutch Gas Industry”, **ECPR Standing Group on Regulatory Governance Working Papers**, <http://regulation.upf.edu/utrecht-08-papers/acorrelje.pdf>, Erişim Tarihi: 09.03.2018.

ÇETİN, Tamer ve Fuat, OĞUZ, (2007), “The Reform in the Turkish Natural Gas Market: A Critical Evaluation”, **Energy Policy**, Cilt: 35, ss. 3856-3867.

ÇETİN, Tamer, (2010), “Institutional Change in the Turkish Energy Markets”, **Understanding the Process of Economic Change in Turkey**, Tamer, ÇETİN ve Feridun, YILMAZ, (Ed.), Nova Science Publishers, Inc., ss. 306-328.

DE VANY, Arthur ve W. David, WALLS, (1993), “Pipeline Access and Market Integration in the Natural Gas Industry: Evidence from Cointegration Tests”, **The Energy Journal**, Cilt: 14, Sayı: 4, ss. 1-19.

DE VANY, Arthur ve W. David, WALLS, (1994), “Open Access and The Emergence of a Competitive Natural Gas Market”, **Contemporary Economic Policy**, Sayı: 12, ss. 77-96.

- DEMİRBAŞ, Muhammed ve H., BALAT, (2008), “Major Utilization of Natural Gas for Turkey's Energy Necessity in Recent Years”, **Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy**, Cilt: 3, Sayı: 2, ss. 166-176.
- DICKEL, Ralf, Mihar, KANAI ve Andrei, KONOPLYANIK, (2007), “Chapter 2: Explaining Oil and Gas Pricing Mechanisms: Theoretical and Historical Aspects”, **Putting a Price on Energy: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas**, International Energy Charter, Belgium, ss. 39 – 62.
- DOANE, Michael J. ve Daniel F, SPULBER, (1994), “Open Access and the Evolution of the U.S. Spot Market for Natural Gas”, **Journal of Law & Economics**, Cilt: 37, Sayı:2, ss. 477-517.
- Doğal Gazın Kullanımı Hakkında Kanun Hükmünde Kararname (1990), Resmi Gazete (Sayı: 20428), (Erişim adresi: <http://www.resmigazete.gov.tr/arsiv/20428.pdf>).
- DU, Yichen ve Sergey, PALTSEV (2014), “International Trade in Natural Gas: Golden Age of LNG?”, **MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change**, Rapor No:271.
- DUAVIN, Magali, (2013), “Energy Prices and the Real Exchange Rate of Commodity-Exporting Countries”, **CEPII Research Center**, Working Papers 2013-28.
- DUMITRESCU, Elena-Ivona ve HURLIN, Christophe, (2012), Testing for Granger Non-causality in Heterogeneous Panels, **Economic Modelling**, Cilt: 29, Sayı: 4, ss. 1450-1460.
- DÜLGER, M. Gazi, (2013), “Tuz Gölü Yeraltı Depolama Projesi”, **BOTAŞ 7. Taşıtanlar Forumu**.
- DÜZYOL, Hüseyin Saltuk, (2012), “Enerji Sektöründe Serbestleşme Uygulamaları: Türkiye Doğal Gaz Piyasası için Model Önerisi”, Yayınlanmış Doktora Tezi, **Hacettepe Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü**, Ankara.
- EFIMOVA, Olga ve Opostolos, SERLETIS, (2014), “Energy Markets Volatility Modelling Using GARCH”, **Energy Economics**, Cilt: 43, ss. 264-273.

EIA, (2016), **Country Analysis Brief: Norway**,

https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Norway/norway.pdf, Erişim Tarihi:31.01.2018.

EIA, (2014), **Country Analysis Brief: Iran**,

<http://www.iranwatch.org/sites/default/files/us-doe-irananalysisbrief072114.pdf>, Erişim Tarihi: 24.01.2018.

Elektrik Piyasası Kanunu ve Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun, (2008), 5784, Md. 20.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (2017), **Doğal Gaz Boru Hatları ve Projeleri**,

<http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Dogal-Gaz-Boru-Hatlari-ve-Projeleri>, (04.12.2017)

EPDK (2017), **Doğal Gaz Aylık Sektör Raporları**,

<http://www.epdk.org.tr/TR/Dokumanlar/Dogalgaz/YayinlarRaporlar/Aylık>, Erişim Tarihi: 19.02.2018.

EPDK, (2017), **Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu 2016**,

<http://www.epdk.org.tr/TR/Dokuman/8077>, Erişim Tarihi: 17.02.2018.

ERDOğAN, Nuray, (2017), “TANAP Projesinin Türkiye ve Azerbaycan Enerji Politikalarındaki Yeri ve Önemi”, **Ömer Halisdemir Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakóltesi Dergisi**, Cilt:10 Sayı:3, ss. 10-26.

ERDOğDU, Erkan, (2010), “A Review of Turkish Natural Gas Distribution Market”, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Sayı:14, ss. 806-813.

ERDOS, Peter, (2012), “Have Oil and Gas Prices Separated?”, **Energy Policy**, Cilt: 49, ss. 707-718.

ERKUş, Güzide, (2009), “TEK’ten Günümüze ... Yapılanmadaki Değişiklikler”,

TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası Ankara şubesi Haber Bülteni, Sayı: 2009/5, Ankara, http://www.emo.org.tr/ekler/c48ca73fc192d0c_ek.pdf?dergi=, Erişim Tarihi: 22.02.2018.

EUR-LEX, (1996), **Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council**, Official Journal L 07, ss. 20-29,

<http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31996L0092:EN:HTML>, Erişim Tarihi: 08.03.2018.

EYÜBOĞLU, Kemal ve Sinem, EYÜBOĞLU, (2016), “Doğal Gaz ve Petrol Fiyatları ile BIST Sanayi Sektörü Endeksleri Arasındaki İlişkinin İncelenmesi”, **Journal of Yasar University**, Cilt: 11, Sayı: 42, ss. 150-162.

GALKOVSKAYA, Viktoriya, (2011), “Does Nominal Exchange Rate Have A Predictive Power for Oil and Gas Prices? The Case of Russia”, **Southern Illinois University Carbondale Research Papers**, Paper: 62, <https://pdfs.semanticscholar.org/7da3/1a21faf24bd06e119aee54e62494d2513409.pdf>.

GANDOLPHE, Sylvie Cornot ve Ralf, DICKEL, (2002), **Flexibility in Natural Gas: Supply and Demand**, OECD Publishing, France.

GENG, Jiang-Bo, Qiang, Jİ ve Ying, FAN, (2016), “How Regional Natural Gas Markets Have Reacted To Oil Price Shocks before and since The Shale Gas Revolution: A Multi-Scale Perspective”, **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, Cilt: 36/A, ss. 734-746.

GÖRAL, Fatih, (2015), “Doğal Gaz Fiyatlarını Etkileyen Faktörler: Panel Veri Analizi”, Doktora Tezi, **Hacettepe Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü**, Ankara.

GREENE, William H., (2002), **Econometric Analysis**, Prentice Hall, Fifth Edition, New Jersey.

GÜNDOĞDU, Aysel, (2016), **Finansal Piyasalar ve Kurumlar: Teori ve Türkiye Uygulamasına Güncel Bakış**, Birinci Baskı, Seçkin Yayıncılık, Ankara.

HACISALİHOĞLU, Bilge, (2008), “Turkey’s Natural Gas Policy”, **Energy Policy**, Cilt: 36, ss. 1867-1872.

HARTLEY, Peter ve Kenneth B., MEDLOCK, (2014), “The Relationship Between Crude Oil and Natural Gas Prices: The Role of Exchange Rate”, **The Energy Journal**, Cilt: 35, Sayı: 2, ss. 25-44.

- HARTLEY, Peter, Kenneth B., MEDLOCK ve Jennifer E., ROSTHAL, (2008), “The Relationship of Natural Gas to Oil Prices”, **The Energy Journal**, Cilt: 29, Sayı: 3, ss. 47-66.
- HASHIMOTO, Kohei, Jareer, ELAS ve Stacy, ELLER, (2004), “Liquefied Natural Gas from Qatar: The Qatargas Project”, **James A. Baker III Institute for Public Policy Energy Forum**, Rice University, ,
<https://www.bakerinstitute.org/media/files/Research/36c4f094/liquefied-natural-gas-from-qatar-the-qatargas-project.pdf>, Erişim Tarihi: 29.01.2018.
- HIGASHI, Nobuyuki, (2009), “Natural Gas in China: Market Evolution and Strategy”, **IEA Working Papers**, Energy Markets and Security /2009,
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/nat_gas_china.pdf, Erişim Tarihi:02.02.2018.
- HOLLAND, Ben ve P. Spencer, ASHLEY, (2012), “Natural Gas Price Reviews: Past, Present and Future”, **Journal of Energy & Natural Resources Law**, Cilt: 30, Sayı: 1, ss. 29-44, <http://dx.doi.org/10.1080/02646811.2012.11435282>, Erişim Tarihi: 04.03.2018.
- HOTELLING, Harold (1931), “The Economics of Exhaustible Resources”, **Journal of Political Economy**, Cilt: 39 Sayı:2, ss. 137-175.
- IEA, (2014), **World Energy Outlook 2014**,
<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2014.pdf>, Erişim Tarihi: 03.12.2017.
- IEA, (2017), **Country Analysis Brief: Russia**,
https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Russia/russia.pdf, Erişim Tarihi: 30.11.2017.
- IEA, (2017), **Natural Gas Information**, <http://data.iea.org/payment/products/104-natural-gas-information-2017-edition.aspx>, Erişim Tarihi: 30.11.2017.
- İLTER, Emel ve Hülya, KINIK, (2017), “Türkiye’nin Enerji Denklemi: Trans Anadolu Doğalgaz Boru Hattı ve Türk Akımı”, **Uluslararası İktisadi ve İdari İncelemeler Dergisi**, Sayı:18, ss. 185-200.

- İSMAYILOV, Elnur ve Türkan, BUDAK, (2015), “Bağımsızlık sonrası Kazakistan’ın Enerji Politikası”, **BİLGESAM Analiz**, Sayı: 1189, http://www.bilgesam.org/Images/Dokumanlar/0-411-20150216401189_2.pdf, Erişim Tarihi: 22.02.2018.
- JIRANYAKUL, Komain, (2015), “Oil Price Volatility and Real Effective Exchange Rate: The Case of Thailand, **International Journal of Energy Economics and Policy**, Cilt: 5, Sayı: 2, ss. 574-579.
- JURIS, Andrej, (1999), “Competition in the Natural Gas, Industry The Emergence of Spot, Financial, and Pipeline Capacity Markets, World Bank Natural Gas Private Sector Participation and Market Development Finance, Private Sector, and Infrastructure Network”, **World Bank Reports**, No: 29776.
- KILIÇ, Ahmet Mahmut, (2005), “Mahor Utilization of Natural Gas in Turkey”, **Energy Exploration & Exploitation**, Cilt: 23, Sayı: 2, ss. 125-140.
- KONUKÇU, Yasemin, (2017), “İran’ın Enerji Kaynakları ve Küresel Rekabet”, **Ortadoğu ve Afrika Araştırmacılar Derneği**, Sayı:7, <http://ordaf.org/wp-content/uploads/2017/08/dd7-iranenerji.pdf>, Erişim Tarihi: 24.01.2018.
- KOVACEVİĆ, Raimund M., Georg Ch., PFLUG, Maria Teresa, VESPUCCI, (2013), **Handbook of Risk Management in Energy Production and Trading**, Springer International Series in Operations Research & Management Science.
- KÖK, Recep ve Nevzat, ŞİMŞEK, (2009), **Panel Veri Analizi**, <http://debis.deu.edu.tr/userweb//recep.kok/dosyalar/panel2.pdf>, Erişim Tarihi: 10.07.2018.
- Lİ, Xin, (2015), “Natural Gas in China: A Regional Analysis”, **Oxford Institute for Energy Studies Working Papers**, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/11/NG-103.pdf>, Erişim Tarihi: 02.02.2018.
- MARTINEZ, Beatriz ve Hipolit, TORRO, (2015), “European Natural Gas Seasonal Effects on Futures Hedging”, **Energy Economics**, Cilt: 50, ss. 154-168.
- MERCAN, Mehmet, (2014), “Feldstein-Horioka Hipotezinin AB-15 ve Türkiye Ekonomisi için Sınanması: Yatay Kesit Bağımlılığı Altında Yapısal Kırımlı Dinamik Panel Veri Analizi”, **Ege Akademik Bakış**, Cilt: 14, Sayı: 2, ss. 231-245.

- MU, Xiaoyi, (2007), “Weather, Storage, and Natural Gas Price Dynamics: Fundamentals and Volatility”, **Energy Economics**, Cilt: 29, Sayı:1, ss. 46-63.
- MULHERIN, J. Harold, (1986), “Complexity in Long-Term Contracts: An Analysis of Natural Gas Contractual Provisions”, **Journal of Law, Economics & Organization**, Cilt: 2, Sayı: 1, ss. 105-117.
- NAZLIOĞLU, Şaban ve Uğur, SOYTAŞ, (2012), “Oil Price, Agricultural Commodity Prices, and the Dollar: A Panel Cointegration and Causality Analysis”, **Energy Economics**, Cilt: 34, Sayı: 4, ss. 1098-1104.
- Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası İşletim Usul ve Esasları Yönetmeliği, (2017), Resmi Gazete, Sayı:30024, 31/03/2017.
- ÖZALP, Necdet, (2004), “Büyük Oyunda Hazar Enerji Kaynaklarının Önemi ve Konumu”, **Panorama Dergisi**, Sayı:1, ss. 1-8.
- ÖZCAN, Çiğdem, (2006), “Doğalgaz Piyasasının Düzenlenmesi”, Yüksek Lisans Tezi, **İstanbul Bilgi Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü**, İstanbul.
- ÖZDEMİR, Volkan, H. Buğra, YAVUZ ve Emine, TOKGÖZ, (2015), “The Trans-Anatolian Pipeline (TANAP) as a unique project in the Eurasian gas network: A comparative analysis”, **Elsevier Utilities Policy**, Cilt: 37, ss. 97-103.
- ÖZTURK, Murat, Yunus Emre YÜKSEL ve Nuri ÖZEK, (2011), “A Bridge Between East and West: Turkey’s Natural Gas Policy”, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Sayı: 15, ss. 4286 – 4294.
- PANAGIOTIDIS, Theodore ve Emilie, RUTLEDGE, (2007), “Oil and Gas Markets in The UK: Evidence From A Cointegrating Approach”, **Energy Economics**, Cilt: 29, Sayı: 2, ss. 329-347.
- PERVAN, Nalan, (2006), “Türkiye’de Doğal Gaz Piyasasının Yeniden Yapılandırılması ve Sonuçları”, Yüksek Lisans Tezi, **Ankara Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü**, Ankara.
- PESARAN, Mohammed H. ,(2004), “ General Diagnostic Test for Cross Section Dependence in Panels”, **CESifo Working Paper**, No: 1229.

- PESARAN, Mohammed H., (2007), “A Simple Panel Unit Root Test in the Presence of Cross-Section Dependence”, **Journal of Applied Econometrics**, Cilt: 22, ss. 265-312.
- PİGM 2016 Yılı Sonu İtibariyle Türkiye Doğal Gaz Rezervleri, (2017), 2016 Yılı Petrol ve Doğal Gaz Arama-Üretim İstatistikleri,
http://www.pigm.gov.tr/images/istatistikler/2016/2016_Yili_Sonu_Itibariyle_Turkiye_Dogalgaz_Rezervleri.xls, Erişim Tarihi: 16.02.2018
- QHA, (2017), **Trans Adriyatik Doğal Gaz Boru Hattı Projesi’nde Yarıya Gelindi**,
<http://qha.com.ua/tr/turk-dunyasi/trans-adriyatik-dogalgaz-boru-hatti-projesinde-yariya-gelindi/159011/>, (05.12.2017)
- RADETZKI, Marian, (1999), “European Natural Gas: Market Forces Will Bring About Competition in Any Case”, **Energy Policy**, Cilt: 27, ss. 17-24.
- RAMBERG, David J. ve John E., PARSONS, (2012), “The Weak Tie Between Natural Gas and Oil Prices”, **The Energy Journal**, Cilt: 33, Sayı: 2, ss. 13-35.
- ROEBER, Joe, (1996), “The Development of a UK Natural Gas Spot Market”, **The Energy Journal**, Cilt:17 Sayı:2, ss. 1- 15.
- ROGGENKAMP, Martha M. ve Daisy G., TEMPELMAN, (2012), “Looking Back, Looking Ahead – Gas Sector Developments in the Netherlands and the EU: from Manufactured Gas via Natural Gas to Biogas”, **Journal of Energy & Natural Resources Law**, Cilt:30, Sayı:4, ss.523-537.
- RZAYEVA, Gulmira, (2018), “Gas Supply Changes in Turkey, The Oxford Institute for Energy Studies, Energy Insight: 24”, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/01/Gas-Supply-Changes-in-Turkey-Insight-24.pdf>, Erişim Tarihi: 16.02.2018.
- SERLETIS, Opostolos ve John, HERBERT, (1999), “The Message in North American Energy Prices”, **Energy Economics**, Cilt: 21, Sayı:1, ss. 471-483.
- SERLETIS, Opostolos ve Ricardo, RANGEL-RUIZ, (2004), “Testing for Common Features in North American Energy Markets”, **Energy Economics**, Cilt: 26, Sayı: 3, ss. 401-414.

- SEVİM, Cenk, (2014), “Kaya (Şeyl) Gazının Uluslararası Enerji Politikalarına Etkileri”, **Ege Stratejik Araştırmalar Dergisi**, Cilt:, Sayı:1, ss. 49-64.
- SILIVERSTOV, Boriss, L’Hegaret, GUILLAUME, Anne, NEUMANN ve Christian, HIRSCHHAUSEN, (2005), “International Market Integration for Natural Gas? A Cointegration Analysis of Prices in Europe, North America and Japan”, **Energy Economics**, Cilt:27, Sayı:4, ss. 603-615.
- SIMS, Christopher A, (1980), “Macroeconomics and Reality”, **Econometrica**, Cilt: 48, Sayı: 1, ss. 1-48.
- SPECK, Stefan ve Machiel, MULDER, (2003), “Competition on European Energy Markets: Between Policy Ambitions and Practical Restrictions”, **CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis**, CPB Documents No:33.
- SUENAGA, Hiroaki, Aaron, SMITH ve Jeffrey, WILLIAMS, (2008), “Volatility Dynamics of NYMEX Natural Gas Futures Prices”, **The Journal of Futures Markets**, Cilt:28, Sayı:5, ss. 438-463.
- ŞENGÜLER, İlker, (2012), “Şeyl Gazı (Shale Gas) ve Ekonomik Değeri”, **MTA Ekonomi Bülteni**, Sayı: 13, ss. 44-48şeng.
- ŞİMŞEK, Cem, (2017), **Türkiye ile Bulgaristan Enerji İş Birliğinde Hedeflerini Büyütüyor**, <http://enerjienstitusu.com/2017/09/27/turkiye-ile-bulgaristan-enerji-is-birliginde-hedeflerini-buyutuyor/>, (04.12.2017)
- TATOĞLU, Ferda Yerdelen, (2018), **İleri Panel Veri Analizi: Stata Uygulamalı**, Beta Yayıncılık, Yenilenmiş 3. Baskı, İstanbul.
- TORUN, Pınar, (2017), “Türkiye Doğal Gaz Piyasalarında Fiyat Belirleme Sürecini Etkileyen Faktörler”, **Sakarya İktisat Dergisi**, Cilt: 6, Sayı: 2, ss. 41-51.
- TPAO, (2017), **2016 Yılı Ham Petrol ve Doğal Gaz Sektör Raporu**, http://www.tpao.gov.tr/tp5/docs/rapor/sektorrapor_2806.pdf, Erişim Tarihi: 17.02.2018.
- TRICARICO, Antonio, (2014), **Natural Gas As a Commodity and Its Financialisation, Counter Balance – Challenging Public Investment Banks**, <http://www.counter->

balance.org/wp-content/uploads/2014/06/Gas-as-a-commodity-and-its-financialisation.pdf, (29.11.2017)

- UMUCU, Tayfun, Meliha, ALTUNIŞIK ve Mustafa V., KÖK, (2011), “Turkey as a Major Gas Transit Hub Country”, **Energy Sources: Part A**, Sayı: 37, ss. 377-384.
- ÜNAL, Serhan, (2016), “Yaptırımlar Sonrası İran ve Bölgesel Enerji Jeopolitiği”, **Türkiye Enerji Vakfı**, Sayı: 5, <http://www.tenva.org/wp-content/uploads/2016/02/Iran-Rapor-TR.pdf>, Erişim Tarihi: 23.01.2018
- ÜNAL, Serhan, (2017), “Mısır Türkiye’nin “Hub” Olma Hedefini Sektöre Uğratabilir”, **Enerji Panorama Dergisi**, Cilt:4 Sayı:45, ss. 32-36.
- VICTOR, David G., Joe, BARNES, Mark H., HAYES ve Amy M., JAFFE, (2006), **Natural Gas and Geopolitics From 1970 to 2040**, Cambridge University Press, Cambridge, UK.
- VILLAR, Jose A. ve Frederick L., JOUTZ, (2006), “The Relationship between Crude Oil and Natural Gas Prices”, **Energy Information Administration**, Office of Oil and Gas.
- WESTERLUND, Joakim ve David L., EDGERTON, (2008), “A Simple Test for Cointegration in Dependent Panels with Structural Breaks”, **Oxford Bulletin of Economics and Statistics**, Cilt :7, Sayı: 5, ss. 665-704.
- YAĞIZ, Azada, (2016), “Türkiye’de Doğal Gaz Piyasası Ve Doğal Gaz Fiyatları Üzerinde Petrol Fiyatları Etkisinin İncelenmesine Yönelik Bir Araştırma”, Yayınlanmış Yüksek Lisans Tezi, **Akdeniz Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü**, Antalya.
- YARDIMCI, Okan, (2011), “Türkiye Doğal Gaz Piyasası: Geçmiş 25 Yıl, Gelecek 25 Yıl”, **Ekonomi Bilimleri Dergisi**, Cilt: 3, Sayı: 2, ss. 157-166.
- YILDIRIM, Murat, Yılmaz, BAYAR ve Abdülkadir, KAYA, (2014), “Enerji Fiyatlarının Sanayi Sektörü Hisse Senedi Fiyatları Üzerindeki Etkisi: Borsa İstanbul Sanayi Sektörü Şirketleri”, **Muhasebe ve Finansman Dergisi**, Sayı: Nisan/2014, ss. 93-107.
- YÜCEL, Mine K. ve Shengyi, GUO, (1994), “Fuel Taxes and Cointegration of Energy Prices”, **Contemporary Economic Policy**, Cilt: 12, Sayı: 3, ss. 33-41.

ZAJDLER, Robert, (2012), “The Future of Gas Pricing in Long-Term Contracts in Central Eastern Europe: Global Market Trends versus Regional Particularities”, **Instytut Sobieskiego**, http://www.sobieski.org.pl/wp-content/uploads/the-future-of-gas-pricing_e_book.pdf, Erişim Tarihi: 06.03.2018.

ZHAISSENBAYEV, Kazbek, (2004), “Hazar Havzası Enerji Kaynakları Ve Bölgesel Politikalar 1991–2004”, Yüksek Lisans Tezi, **Ankara Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü**, Ankara.

ZHANG, Yue-Jun ve Yi-Ming, WEİ, (2010), “The Crude Oil Market and The Gold Market: Evidence for Cointegration, Causality and Price Discovery”, **Resources Policy**, Cilt: 35, Sayı: 3, ss. 168-177.

ZHU, Zhao, (2014), “Developing a Natural Gas Trading Hub in China”, Master Thesis, Sloan School of Management, **Massachusetts Institute of Technology**, Cambridge.

İnternet Kaynakları

<http://naturalgas.org/overview/background>, Erişim Tarihi: 13.11.2017.

http://www.botas.gov.tr/faaliyetler-dogal_gaz_ticareti/dogal_gaz_ihracati/, Erişim Tarihi: 27.02.2018.

<http://www.creg.info/pdf/Divers/MOU-20000307.pdf>, Erişim Tarihi: 08.03.2018.

<http://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng.html>
Erişim Tarihi: 13.11.2017.

http://www.tdk.gov.tr/index.php?option=com_gts&arama=gts&guid=TDK.GTS.5a0a1e7d84b1a7.22808119, Erişim Tarihi: 12.11.2017.

<https://www.britannica.com/science/natural-gas>, Erişim Tarihi: 13.11.2017.

<https://www.export.gov/article?id=Turkmenistan-oil-and-gas-production>, Erişim tarihi, 22.01.2018.

<https://www.neb-one.gc.ca>, Erişim Tarihi: 15.07.2018.

<https://www.ttftradingzone.com>, Erişim Tarihi: 09.03.2018.

Trans Hazar Doğalgaz Boru Hattı, (2014), <http://uluslararasıgundem.com/trans-hazar-dogalgaz-boru-hatti/>, Erişim Tarihi: 04.12.2017.



DİZİN

-A-

Augmented Dickey-Fuller, 86, 87

-B-

BOTAŞ, 44, 45, 46, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 57, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 78, 111, 112, 114, 117, 119

-D-

Dinamik Panel Veri Modelleri, 1, 85, 105

Doğal Gaz Kanunu, 35, 40, 65, 78

doğal gaz spot fiyatı, 2, 73, 82, 93

doğal gaz spot piyasası, 1, 36, 79

-E-

EPDK, 47, 48, 49, 50, 52, 53, 64, 66, 67, 68, 112, 120

EPIAŞ, 67, 112

eş bütünleşme, 1, 71, 73, 74, 76, 77, 79, 82, 85, 89, 90, 92, 105, 110

-K-

kaya gazı, 7, 11, 13, 14, 16, 20, 26, 47, 48, 52, 75, 106, 108, 113

-N-

nedensellik, 1, 73, 76, 77, 78, 79, 82, 85, 90, 91, 92, 105, 110, 111

-O-

Organize Toptan Satış, 67, 112

-P-

panel veri modeli, 3, 85, 97, 100, 103, 104, 105, 109, 110

-R-

Rassal Etkiler Modeli, 1, 92, 95, 96, 97

reel efektif döviz kuru, 1, 76, 77, 78, 81, 82, 90, 93, 95, 97, 102, 105, 106, 107, 110, 111, 115

-S-

Sabit etkiler modeli, 94, 95
Statik panel veri modelleri, 92, 99

-T-

TANAP, 22, 57, 58, 72, 78, 115, 120, 124
toptan satış, 30, 31, 32, 38, 41, 42, 46, 52, 53, 64, 65, 67, 112

-V-

vadeli işlem piyasaları, 2, 76, 110

-Y-

yatay kesit bağımlılığı, 82, 85, 86, 90

