



T.C.

TOKAT GAZİOSMANPAŞA ÜNİVERSİTESİ

SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ

**DOĞALGAZ TÜKETİMİ VE EKONOMİK BÜYÜME
ARASINDAKİ İLİŞKİ: HAZAR HAVZASI ÖRNEĞİ**

Hazırlayan

Ömer Buğra SÜDÜPAK

İktisat Ana Bilim Dalı

Yüksek Lisans Tezi

Danışman

Doç. Dr. Türker ŞİMŞEK

Tokat-2019

BİLİMSEL ETİK SAYFASI

Tokat Gaziosmanpaşa Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü tez yazım kılavuzuna göre, Doç. Dr. Türker ŞİMŞEK'in danışmanlığında hazırlamış olduğum "Doğalgaz Tüketimi ve Ekonomik Büyüme Arasındaki İlişki: Hazar Havzası Örneği" adlı Yüksek Lisans tezimin bilimsel etik değerlere ve kurallara uygun, özgün bir çalışma olduğunu, aksinin tespit edilmesi halinde her türlü yasal yaptırımını kabul edeceğimi beyan ederim.

... / ... / ...

Tez Yazarı

Ömer Buğra SÜDÜPAK

İmza

**DOĞALGAZ TÜKETİMİ VE EKONOMİK BÜYÜME ARASINDAKİ
İLİŞKİ: HAZAR HAVZASI ÖRNEĞİ**

Tezin Kabul Ediliş Tarihi: 12/07/2019

Jüri Üyeleri (Unvanı, Adı Soyadı)

İmzası

Başkan : Prof. Dr. İlhan EROĞLU

Üye : Doç. Dr. Türker ŞİMŞEK

Üye : Dr. Öğr. Üyesi Halil İbrahim KAYA

(Handwritten signatures of Prof. Dr. İlhan EROĞLU, Doç. Dr. Türker ŞİMŞEK, and Dr. Öğr. Üyesi Halil İbrahim KAYA)

Bu tez, Tokat Gaziosmanpaşa Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Yönetim Kurulunun 21/06/2019 tarih ve 34/06 sayılı oturumunda belirlenen jüri tarafından kabul edilmiştir.

Enstitü Müdürü: Prof. Dr. İlhan EROĞLU



TEŞEKKÜR

Öncelikle bu tez çalışmasının sonuçlanmasında ve akademik nitelik kazanmasında sabırla bana rehberlik eden değerli danışmanım Doç Dr. Türker ŞİMŞEK'e,

Tezimi özenle inceleyip yönlendirmede bulunarak tezimi geliştirmemde yardımcı olan tez sunumu jüri üyeleri Prof. Dr. İlhan EROĞLU'na ve Dr. Öğr. Üyesi Halil İbrahim KAYA'ya,

Fedakârlıkları ile bana olan inançlarını esirgemeyen biricik eşim Şeyma SÜDÜPAK'a, annem Hülya, babam Nizamettin ve kardeşim Furkan SÜDÜPAK'a,

En içten teşekkür ve saygılarımı sunarım.

DOĞALGAZ TÜKETİMİ VE EKONOMİK BÜYÜME ARASINDAKİ İLİŞKİ: HAZAR HAVZASI ÖRNEĞİ

ÖZET

Çalışmada, doğalgaz kavramsal çerçevede incelenerek tüketiminin ekonomik büyümeye olan etkisi, ülkelerin doğalgaz rezervleri, üretimleri, tüketimleri, ihracatları ve ithalatları araştırılarak ticari önemi ortaya konulmak istenilmiştir. Ayrıca, politik baskı unsuru olarak kullanılan doğalgazın arz güvenliğine ve bu sorunun çözümü için önerilere yer verilmiş, Türkiye ve Hazar Havzası'nda bulunan Türk Devletleri'nin doğalgaz durumlarıyla enerji ilişkileri incelenmiştir.

Çalışmada, Türkiye ve Hazar Havzası'nda yer alan ülkelerde (Rusya Federasyonu, İran, Azerbaycan, Kazakistan ve Türkmenistan) doğalgaz tüketimi ve ekonomik büyüme arasındaki ilişki gayri safi yurtiçi hasıla, doğalgaz tüketimi, sermaye ve işgücü gibi değişkenleri modele dahil ederek doğalgaz enerji tüketimi ve ekonomik büyüme arasındaki ilişkiyi araştırma amaçlanmıştır. Yıllık verilerle yapılan analizde, ilk başta Breusch Pagan LM Testi ile ülkeler arasında yatay kesit bağımlılığının olup olmadığına bakılmış ve birimler arasında yatay kesit bağımlılığının olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Böylelikle çıkan sonuç gereği değişkenlere ikinci nesil panel birim kök testi olan Pesaran CADF Birim Kök Testi uygulanmıştır. Birim kök testi sonucuna göre, analize dahil edilen değişkenlerin birinci dereceden farklarının %5 anlam düzeyinde durağan oldukları tespit edilmiştir. Analizin son aşamasında ise analize dahil edilen değişkenler arasındaki nedensellik ilişkisini belirlemek için Pairwise Dumitrescu Hurlin Panel Nedensellik Testi'ne başvurulmuştur. Test sonucunda, çalışmanın ana konusunu oluşturan doğalgaz tüketimi ile reel gayri safi yurtiçi hasıla arasında çift yönlü bir Granger nedensellik ilişkisi bulunmuştur. Analizde elde edilen bulgular ışığında politika karar vericilerin ekonomik kararlar alması, ekonomide etkinliğin ve sürdürülebilirliğin sağlanması açısından önemlidir.

Anahtar Kelimeler: Doğalgaz Enerji Tüketimi, Ekonomik Büyüme, Hazar Havzası, Panel Veri Analizi.

THE RELATIONSHIP BETWEEN NATURAL GAS CONSUMPTION AND ECONOMIC GROWTH: CASE OF HAZAR BASIN

ABSTRACT

In the study, the effect of natural gas consumption on economic growth, natural gas reserves, production, consumption, exports and imports of countries are investigated in order to reveal their commercial importance. Also, the security of supply of natural gas used as a political pressure factor and some suggestions for solving this problem, energy relations with Turkey and the Turkish states in the Caspian Basin natural gas situation was investigated.

In the study, Turkey and the Caspian Basin located in countries (Russia, Iran, Azerbaijan, Kazakhstan and Turkmenistan) natural gas consumption and the relationship between economic growth to give the gross domestic product, natural gas consumption, by including variables in the model, such as capital and labor natural gas energy consumption and The aim of this study is to investigate the relationship between economic growth. In the analysis made with the annual data, it was first examined whether there was a cross-sectional dependence between the countries by Breusch Pagan LM Test and it was concluded that there was a cross-sectional dependence between the units. As a result, the second generation panel unit root test, Pesaran CADF Unit Root Test, was applied to the variables. According to the results of the unit root test, the first order differences of the variables included in the analysis were found to be stable at 5% significance level. In the last stage of the analysis, Pairwise Dumitrescu Hurlin Panel Causality Test was used to determine the causality relationship between the variables included in the analysis. As a result of the test, a two-way Granger causality relationship was found between natural gas consumption which is the main subject of the study and real gross domestic product. In the light of the findings obtained in the analysis, it is important for policy-makers to make economic decisions in terms of ensuring efficiency and sustainability in the economy.

Keywords: Natural Gas Energy Consumption, Economic Growth, Caspian Basin, Panel Data Analysis.

İÇİNDEKİLER

TEŞEKKÜR.....	iv
ÖZET	v
ABSTRACT.....	vi
İÇİNDEKİLER	vii
TABLolar LİSTESİ.....	xi
ŞEKİLLER LİSTESİ	xii
KISALTMALAR LİSTESİ	xiii
GİRİŞ.....	1
BÖLÜM 1: DOĞALGAZ VE EKONOMİK BÜYÜME	4
1.1. DOĞALGAZIN YAPISI VE TARİHİ OLUŞUMU	4
1.2. DOĞALGAZIN ENERJİ PİYASASINDAKİ TİCARİ ÖNEMİ	6
1.2.1. Doğalgaz Piyasalarına Kuramsal Yaklaşım.....	6
1.2.2. Doğalgaz Piyasası Türleri	8
1.2.2.1. Doğalgaz Piyasasının Geleneksel ve Doğal Tekel Yapısının Değerlendirilmesi	9
1.2.3. Doğalgaz Piyasasında Ağ Endüstrisi	11
1.2.4. Doğalgaz Piyasasının Modern Yapısı.....	12
1.2.5. Doğalgaz Piyasası'nın Ekonomik Analizi	12
1.3. DOĞALGAZ PİYASASINDA REKABET	13
1.3.1. Doğalgaz Piyasasında Rekabet Gücünü Etkileyen Faktörler	21
1.3.1.1. Damga Vergisi	22
1.3.1.2. Tedarikçi Seçimi	22
1.4. DOĞALGAZ PİYASASINDA FİYAT BELİRLEMeye YÖNELİK YAKLAŞIMLAR	22
1.4.1. Fiyatlamada Temel Teorik Yaklaşımlar	22

1.4.1.1. İşlem Maliyet Teorisi	23
1.4.1.2. David Ricardo'nun Rant Teorisi.....	24
1.4.1.3. H. Hotelling'in Zirve Teorisi	24
1.4.1.4. Vekalet Teorisi	26
1.4.2. Fiyatlandırma Yöntemleri.....	26
1.4.2.1. Azaltarak Fiyatlandırma Yöntemi.....	26
1.4.2.2. Serbest Piyasalarda Fiyatlandırma	27
1.4.2.3. Maliyet Esaslı Fiyatlandırma	28
1.4.2.4. İkame Esaslı Fiyatlandırma.....	28
1.4.2.5. Rekabetçi Doğalgaz Piyasasında Kısa Dönemli Fiyat Tespiti	29
1.4.2.6. Rekabetçi Doğalgaz Piyasasında Uzun Dönemli Fiyat Tespiti	30
1.5. DOĞALGAZ VE EKONOMİK BÜYÜME İLİŞKİSİ.....	32
BÖLÜM 2: DOĞALGAZIN PİYASASININ MEVCUT DURUMU VE TÜRKİYE'DE DOĞALGAZ TİCARETİ.....	34
2.1. TÜRK DEVLETLERİNDE VE GELİŞMİŞ ÜLKELERDE DOĞALGAZ	35
2.1.1. Doğalgaz Rezervi.....	38
2.1.2. Doğalgaz Üretimi.....	41
2.1.3. Doğalgaz Tüketimi	44
2.1.4. Doğalgaz İhracatı ve İthalatı.....	47
2.2. TÜRKİYE'NİN DOĞALGAZ DURUMU VE DOĞALGAZ TİCARETİ YAPTIĞI ÜLKELER İLE İLİŞKİSİ.....	59
2.2.1. Türkiye'de Doğalgaz Görünümü	59
2.2.1.1. Türkiye'de Doğalgaz Rezerv ve Üretimi.....	61
2.2.1.2. Türkiye'de Doğalgaz Tüketimi.....	62
2.2.1.3. Türkiye'de Doğalgaz İthalatı.....	63
2.2.1.4. Türkiye'de Doğalgaz İhracatı.....	67

2.2.1.5. Depolama-İletim-Dağıtım.....	67
2.2.2. Türkiye'nin Hazar Havzası'nda Bulunan Devletler İle Arasındaki Doğalgaz İlişkisi.....	70
2.2.2.1. Türkiye ve Rusya Federasyonu Arasındaki Doğalgaz İlişkisi	73
2.2.2.2. Türkiye ve Azerbaycan Arasındaki Doğalgaz İlişkisi	77
2.2.2.2.1. Trans-Anadolu Doğalgaz Boru Hattı Projesi (TANAP).....	78
2.2.2.3. Türkiye-Kazakistan ve Türkmenistan Arasındaki Doğalgaz İlişkisi.....	81
2.2.2.4. Türkiye ve İran Doğalgaz İlişkisi.....	84
2.3. DOĞALGAZ BORU HATLARI OLUŞMUŞ VE PLANLANAN PROJELER	86
2.3.1. Rusya-Türkiye Doğalgaz Boru Hattı (Batı Hattı).....	87
2.3.2. Rusya-Türkiye Doğalgaz Boru Hattı (Mavi Akım).....	87
2.3.3. Doğu Anadolu Doğalgaz Ana İletim Hattı (İran – Türkiye)	87
2.3.4. Bakü-Tiflis-Erzurum Doğalgaz Boru Hattı (BTE)	88
2.3.5. Türkiye-Yunanistan Doğalgaz Boru Hattı	88
2.3.6. Trans-Anadolu Doğalgaz Boru Hattı Projesi.....	88
2.3.7. Rusya-Türkiye-Avrupa Doğalgaz Boru Hattı Projesi (Türk Akımı).....	89
2.3.8. Trans Adriyatik Doğalgaz Boru Hattı Projesi (TAP)	90
2.4. POLİTİK EKONOMİ AÇISINDAN ENERJİ ARZ GÜVENLİĞİ VE BORU HATLARI.....	90
2.4.1. Doğalgaz Anlaşmazlıkları ve Etkileri.....	91
2.4.1.1. Rusya ve Beyaz Rusya Arasındaki Anlaşmazlıklar	92
2.4.1.2. Rusya ve Ukrayna Arasındaki Anlaşmazlıklar	93
2.4.2. Boru Hatları Anlaşmazlıkları ve Etkileri	96
2.3. LİTERATÜR TARAMASI	101
BÖLÜM 3: DOĞALGAZ TÜKETİMİ VE EKONOMİK BÜYÜME ARASINDAKİ İLİŞKİNİN EKONOMETRİK ANALİZİ	105

3.1. PANEL VERİ ANALİZİ	105
3.2. VERİ VE METODOLOJİ	106
3.3. BULGULAR.....	107
SONUÇ.....	114
KAYNAKLAR	118



TABLOLAR LİSTESİ

<u>Tablo No</u>	<u>Sayfa No</u>
Tablo 1.1: Doğalgaz İçerisinde Bulunan Gazlar ve Oranları.....	4
Tablo 2.1: Doğalgaz Toplam Rezerv Miktarları.....	40
Tablo 2.2: Doğalgaz Üretim Miktarı	43
Tablo 2.3: Doğalgaz Tüketim Miktarı	45
Tablo 2.4: 2017 Yılı Doğalgaz Boru Hattı Ticareti İthalat ve İhracat (Milyar m ³)	48
Tablo 2.5: 2017 Yılı Sıvılaştırılmış Doğalgaz (LNG) Ticareti İthalat ve İhracat (Milyar m ³).....	53
Tablo 2.6: 2016 ve 2017 Yılları Doğalgaz Ticareti (Milyar m ³)	57
Tablo 2.7: Türkiye'nin Doğalgaz Görünümü (Milyon m ³)	60
Tablo 2.8: 2010-2018 Yılları Arası Türkiye'de Doğalgaz Üretim Miktarı (Milyon m ³)	61
Tablo 2.9: 2010-2018 Yılları Arası Türkiye'de Doğalgaz Tüketim Miktarı (Milyon m ³)	63
Tablo 2.10: 2010-2018 Yılları Doğalgaz İthalat Miktarları (Milyon m ³).....	64
Tablo 2.11: 2013-2018 Yılları Arası Doğalgaz Boru Hattı ve LNG İthalatı	65
Tablo 2.12: Türkiye'nin Gaz Alım-Satım Anlaşmaları	66
Tablo 2.13: 2010-2018 Yılları Arası Yunanistan ile Gerçekleştirilen İhracat Milyon m ³	67
Tablo 2.14: Yıllara Göre Ay Sonu Doğalgaz Stok Miktarları (Milyon m ³)	68
Tablo 2.15: Azerbaycan Doğalgaz Piyasası.....	77
Tablo 2.16: Kazakistan Doğalgaz Piyasası	81
Tablo 2.17: Türkmenistan Doğalgaz Piyasası	83
Tablo 2.18: İran Doğalgaz Piyasası	85
Tablo 2.19: Literatür Taraması	103
Tablo 3.1: Breusch Pagan Lagrange Çarpanı (LM) Testi.....	107
Tablo 3.2: Pesaran (2007) Birim Kök Testi Sonuçları	109
Tablo 3.3: Kao Panel Eşbütünleşme Testi Sonuçları.....	110
Tablo 3.4: Panel FMOLS Sonuçları.....	111
Tablo 3.5: Pairwise Dumitrescu Hurlin Panel Nedensellik Testleri	112

ŞEKİLLER LİSTESİ

<u>Şekil No</u>	<u>Sayfa No</u>
Şekil 1.1: Şeffaflığın Piyasadaki Etkileri	16
Şekil 1.2: Petrol ve Doğalgaz için Hubbert Eğrileri.....	25
Şekil 1.3: D. Ricardo ve Hotelling Rantı.....	25
Şekil 1.4: Doğalgaz Endüstrisinde Kısa Dönemli Fiyat Tespiti.....	30
Şekil 1.5: Nihai Tüketici İçin Ortalama Doğalgaz Fiyatı Oluşumu	31
Şekil 2.1: Dünya Toplam Enerji Kaynakları Tüketimi (Milyon Ton Petrol Kıyaslamasıyla)	34
Şekil 2.2: 2017 Yakıt Bazlı Bölgesel Tüketim.....	36
Şekil 2.3: 2017 Bölgesel Bazlı Yakıt Tüketimi.....	37
Şekil 2.4: Küresel Birincil Enerji Tüketiminin Yakıt Tarafından Paylaşımı	38
Şekil 2.5: 1997, 2007 ve 2017 Yıllarındaki Bölgesel Rezerv Dağılımları.....	39
Şekil 2.6: Doğalgaz Bölgesel Üretim (Milyar m ³)	42
Şekil 2.7: Doğalgaz Bölgesel Tüketim (Milyar m ³).....	46
Şekil 2.8: Dünya Çapındaki Doğalgaz Ticaret Akışı (Milyar m ³)	56
Şekil 2.9: 2008-2017 Yılları Arası Üretim.....	62
Şekil 2.10: 2017 Yılında Aylara Göre İthalat-Tüketim-Depolama Miktarları Karşılaştırması (Milyon m ³)	69
Şekil 2.11: Hazar Bölgesi Petrol ve Doğalgaz Altyapısı.....	71
Şekil 2.12: Güney Gaz Koridoru Projesi	78
Şekil 2.13: TANAP Güzergah Haritası	79
Şekil 2.14: Türkiye Üzerinden Geçen Doğalgaz Boru Hatları.....	86

KISALTMALAR LİSTESİ

AB	: Avrupa Birliği
ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
ACG	: Azeri-Chirag-Guneshli
AGDAŞ	: Adapazarı Gaz Dağıtım Anonim Şirketi
Bcf	: Milyar metreküp (billion cubic feet)
Bcm	: Milyar metreküp (billion cubic meters) (1 bcm = 35.3 bcf)
BDT	: Bağımsız Devletler Topluluğu
BOTAS	: Boru Hatları ile Petrol Tasıma Anonim Şirketi
BP	: British Petroleum (İngiliz Petrolleri)
BTC	: Bakü-Tiflis-Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı Projesi
BTE	: Bakü-Tiflis-Erzurum Doğalgaz Boru Hattı Projesi
BURSAGAZ	: Bursa Doğalgaz Dağıtım Anonim Şirketi
CIS	: Commonwealth Of Independent States (Bağımsız Devletler Topluluğu)
CNG	: Sıkıştırılmış Doğalgaz
CNPC	: China National Petroleum Corporation(Çin Ulusal Petrol Şirketi)
DEPA	: Yunanistan Devlet Doğalgaz Şirketi
DGPK	: Doğalgaz Piyasası Kanunu
DHİ	: Dağıtım Hattı İşleticileri
DGT	: Doğalgaz Tüketimi
EBY	: ABD Enerji Bilgi Yönetimi
EGO	: Başkent Doğalgaz Dağıtım
EIA	: Energy Information Administration(ABD Enerji Bakanlığı'nın Enerji Bilgi İdaresi)
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

ESGAZ	: Eskişehir Doğalgaz Dağıtım Anonim Şirketi
ETKB	: Enerji Tabii Kaynaklar Bakanlığı
GSMH	: Gayri Safi Milli Hasıla
GSYİH	: Gayri Safi Yurt İçi Hasıla
IEA	: International Energy Agency (Ulusal Enerji Ajansı)
IMF	: International Monetary Fund(Uluslararası Para Fonu)
INOGATE	: Interstate Oil and Gas Transport to Europe (Avrupa'ya Eyaletlerarası Petrol ve Gaz Taşımacılığı)
İGDAŞ	: İstanbul Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi
İHİ	: İletim Hattı İşleticileri
İZGAZ	: İzmit Doğalgaz Dağıtım Anonim Şirketi
LNG	: Liquefied Natural Gas (Sıvılaştırılmış Doğalgaz)
NATO	: North Atlantic Treaty Organization (Kuzey Atlantik Antlaşması Örgütü)
NIGC	: İran Ulusal Gaz Şirketi
NIS	: Sırbistan Petrol Sanayi Şirketi
OECD	: Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Teşkilatı(Organisation for Economic Co-operation and Development)
OPEC	: Organization of the Petroleum Exporting Countries(Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü)
PETKİM	: Petrokimya Holding Anonim Şirketi
SGE	: Soyuz Gaz Export
SOCAR	: State Oil Company of Azerbaijan Republic (Azerbaycan kamu petrol şirketi)
S.S.C.B	: Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği
TANAP	: Trans-Anadolu Doğalgaz Boru Hattı Projesi
TAP	: Trans Adriyatik Boru Hattı

- TAPI : Türkmenistan-Afganistan-Pakistan-Hindistan Doğalgaz Boru Hattı(Turkmenistan–Afghanistan–Pakistan–India Pipeline)
- T.C. : Türkiye Cumhuriyeti
- Tcf : Trilyon metreküp (Trillion cubic feet)
- Tcm : Trilyon metreküp (Trillion cubic meter)
- TEC : Turkish Energy Company (Türk Enerji Şirketi)
- TPAO : Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
- TTP : Türkmenistan Transkontinental Boru Hattı
- UNCLOS : United Nations Convention on the Law of the Sea (Birleşmiş Milletler Deniz Hukuku Sözleşmesi)
- WB : World Bank (Dünya Bankası)

GİRİŞ

Sanayinin ve teknolojinin gelişmesi ile birlikte enerji ihtiyacı da ciddi derecede artmıştır. Enerji ihtiyacı kullanım alanlarının geniş olması, enerji ticareti ile birlikte ülke ekonomilerinin büyük bir alanını oluşturmuştur. Doğalgaz ise enerji alanında kullanımı ile daha genç bir fosil yakıt olmasına rağmen petrole göre kullanım alanı artmış ve petrolden sonra en çok tüketilen yakıt haline gelmiştir. Petrole göre %30 ve kömüre göre %50 oranında daha az karbondioksit vermesi ile çevreye olan zararının az olması ve daha verimli bir yakıt olması doğalgazı bu kadar popüler kılan nedenlerdendir.

British Petroleum (BP) verilerine göre, 2017 yılında dünyada kanıtlanmış doğalgaz rezervleri 193.5 trilyon m³ olarak kaydedilmiştir. Dünya geneli üretimi 2017 yılında 3680.4 milyar m³ ve tüketimi ise 3670.4 milyar m³ olarak kaydedilmiştir. Yine 2017 yılında, doğalgazın 740.7 milyar m³ boru hattı ile ve 393.4 milyar m³ Liquefied Natural Gas (LNG-Sıvılaştırılmış Doğalgaz) olmak üzere toplam 1134.1 milyar m³ ticaret gerçekleşmiştir.

BP'nin verilerine göre, bölgesel rezerv miktarına bakıldığında, rezerv miktarının büyük çoğunluğu Asya Kıtası'nda Hazar Havzası'nda ve Orta Doğu Ülkeleri'nde yer almasına rağmen bölgesel tüketim incelendiğinde ise ABD, AB ve Asya Pasifik'in büyük paya sahip olduğu görülmektedir. Bu durum ticareti doğurmuştur. Doğalgaz üreten ülkelere tüketim ihtiyacı duyan ülkelere yönelik bir doğalgaz al-sat durumu oluşmuştur. Doğalgazın üretim aşamasından sonra dağıtım ve iletim noktalarında maliyet giderek artmaktadır. Boru hatları vasıtaları ile üretim noktalarından nihai tüketiciye kadar bir ağ şeklinde zincir oluşturularak ticaret gerçekleşmektedir. Doğalgaz boru hatlarının izlediği bu yol boyunca hat güvenliğinin sorunu, tedarikçi çeşitliliğinin az olması nedeniyle tekel piyasaya yakınlaşan piyasa doğalgazı politik bir silah gibi kullanarak siyasal baskı unsuru oluşturması gündeme arz güvenliği sorununu getirmektedir.

Arz güvenliği sorunu ile yüzleşen piyasa, çözümü tedarikçi çeşitliliğini arttırmakta, alternatif güzergah ve enerji kaynakları aramakta bulmuştur. Bu noktada bağımsızlıklarını yeni kazanan Hazar Havzası'ndaki Türk Devletleri'nin önemi artmıştır. Alternatif güzergah oluşturmak adına yeni doğalgaz boru hattı projeleri oluşturulmuş ve Rusya Federasyonu'nun tekelliği azaltılmaya çalışılmıştır.

Hazar Havzası'nda bulunan devletlerin boru hattı vasıtasıyla en büyük pazarlardan birisi olan Avrupa Birliği'ne (AB) ulaştırması için Türkiye'nin konumu önem kazanmaktadır.

Türkiye, Asya'dan Avrupa'ya ulaşan enerji hattında kilit noktada yer almaktadır. Doğu ile batıyı birbirine bağlayan bir köprü vazifesindedir. Bu nedenle Hazar Havzası'nda, Rusya Federasyonu, Azerbaycan, Türkmenistan, Kazakistan gibi ülkelerin AB gibi büyük bir pazara ulaşması için en verimli güzergâhlar Türkiye üzerinden geçmektedir. Konum açısından bu avantaja sahip olan Türkiye'nin amacı zamanla enerji koridorundan çıkarak "HUB" yani enerji ticaret merkezi olmak olmuştur. HUB, birden fazla noktadan gelen arzın belirli bir noktada birleşip oradan da yine birden fazla alıcıya dağıtılması yoluyla yapılan ticari faaliyetin merkezi alanı olarak tanımlanmaktadır (Özdemir, 2017: 49). Bağımsızlıklarını yeni kazanan ve enerji kaynakları bakımından zengin Türk Devletleri ile olan ilişkileri oldukça olumlu seyir eden Türkiye'nin birlikte oluşturacakları bir ekonomik iş birliği neticesinde ticaret merkezi haline gelmeleri daha kolay hale gelebilecektir.

Oluşturulan iş birliğinin en güzel örneği; Türkiye ve Azerbaycan arasında gerçekleştirilen TANAP doğalgaz boru hattı ile Azerbaycan'dan Türkiye'ye tedarik edilen doğalgazın bir kısmını hat sayesinde Yunanistan'a yeniden ihracat(yeniden ihracat) yaparak hem ihracatını hem de bölgedeki etkinliğini arttırmayı başarmasıdır. Bu gibi gelişmelerin arttırılması adına bölgede en büyük doğalgaz rezervine sahip Türkmenistan ve yine enerji bakımından zengin olan Kazakistan ile olan ilişkilerin geliştirilmesi için politikalar izlenilmesi önemlidir.

Bu çalışma dört bölümden oluşmaktadır. Birinci bölümde konu ile ilgili teorik ve metodolojik bilgilere yer verilerek giriş yapılmıştır. Doğalgazın tarihi oluşumu ve yapısı incelenmiş ve buna bağlı olarak kullanımı daha eski olan kömür ve petrol enerji piyasasındaki ticari önemine değinilmiştir. Doğalgazın tedarikçiler ve firmalar arasındaki rekabeti ve rekabet gücünü etkileyen faktörlere değinilmiştir. Son olarak da doğalgazın fiyat belirleme süreci ve yine bu süreci etkileyen faktörlere değinilmiştir. İşlem Maliyet Teorisi, David Ricardo'nun Rant Teorisi, Hotelling'in Zirve Teorisi, Vekalet Teorisi ayrıntılı bir şekilde incelenerek daha sonra fiyatlandırma yöntemlerine değinilmiştir.

İkinci bölümde, BP'nin verileri göz önüne alınmış olup doğalgazın dünya üzerindeki rezerv, üretim, tüketim, ihracat ve ithalat verileri incelenerek Hazar Havzası ile AB'yi birbirine boru hatları vasıtası ile bağlayan Türkiye'nin doğalgaz boru hatları incelenmiştir. Bunun sonucunda ise boru hatları üzerine oynanan politik oyunlar incelenmiş ve Türkiye'nin bu politik oyunda etkinliği, yeri ve yine Türkiye'nin doğalgaz ticaret merkezi olabilme potansiyeli tespit edilmeye çalışılmıştır. Türkiye'nin doğalgaz piyasası incelenmiş ve en fazla doğalgaz ticareti yapmış olduğu Hazar Havzası'ndaki ülkeler ve ticaret yapmayı planladığı ülkeler (Rusya Federasyonu, Azerbaycan, İran, Türkmenistan ve Kazakistan) ile enerji ticareti ilişkileri incelenmiştir.

Üçüncü ve son bölümde, Türkiye ve Hazar Havzası'nda yer alan ülkelerde (Rusya Federasyonu, İran, Azerbaycan, Kazakistan ve Türkmenistan) doğalgaz tüketimi ve ekonomik büyüme arasındaki ilişki panel veri yöntemi ile analiz edilmiştir. Yıllık verilerle yapılan analizde, ilk başta Breusch Pagan LM Testi ile ülkeler arasında yatay kesit bağımlılığının olup olmadığına bakılmış ve birimler arasında yatay kesit bağımlılığının olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Böylelikle çıkan sonuç gereği değişkenlere ikinci nesil panel birim kök testi olan Pesaran CADF Birim Kök Testi uygulanmıştır. Birim kök testi sonucuna göre, analize dahil edilen değişkenlerin birinci dereceden farklarının %5 anlam düzeyinde durağan oldukları tespit edilmiştir. Analizin son aşamasında ise analize dahil edilen değişkenler arasındaki nedensellik ilişkisini belirlemek için Pairwise Dumitrescu Hurlin Panel Nedensellik Testi'ne başvurulmuştur. Test sonucunda, çalışmanın ana konusunu oluşturan doğalgaz tüketimi ile reel gayri safi yurtiçi hasıla arasında çift yönlü bir Granger nedensellik ilişkisi bulunmuştur.

BÖLÜM 1: DOĞALGAZ VE EKONOMİK BÜYÜME

Bu bölümde doğalgazın yapısına, piyasa oluşumlarına, çeşitliliğine ve ekonomik büyümeye olan etkilerine değinilecektir. Günümüzün vazgeçilmez enerji kaynakları arasında yer alan doğalgaz, ticaretini gerçekleştiren her ülkenin ekonomisini ciddi anlamda etkilemektedir. Bu etkinin incelenmesi bu bölümün konusunu içermektedir.

Fosil olarak oldukça yaşlı fakat fosil yakıt olarak enerji piyasasında yer alması bir o kadar yeni olan doğalgazın her geçen gün teknolojinin gelişimi ile kullanım alanı ve piyasadaki yeri artmaktadır. Başlangıçta tekel seyir eden piyasa koşulları sona ermekte ve bunun yerini serbestleşme hareketleri ile rekabet ortamı almaya başlamıştır. Bu bölümde doğalgazın insan hayatına ve ekonomiye nasıl girdiği ele alınarak, fiyatlandırma ve rekabet yapısına değinilecektir.

1.1. DOĞALGAZIN YAPISI VE TARİHİ OLUŞUMU

Doğalgaz, bitki ve hayvan fosillerinin yer kabuğunun altında zamanla kimyasala dönüşmesiyle oluşan içerisinde başlıca metan, etan, propan, azot barındıran havadan hafif, renksiz ve kokusuz bir gaz karışımıdır. Diğer fosil yakıtlarla karşılaştırıldığında doğalgazın havaya yaydığı zararlı gazlar daha azdır (Özdemir, 2017: 14).

Tablo 1.1: Doğalgaz İçerisinde Bulunan Gazlar ve Oranları

Gaz Türü	Formülü	Oranı
Metan	CH ₄	% 70-90
Etan	C ₂ H ₆	% 0-20
Propan	C ₃ H ₈	% 0-20
Bütan	C ₄ H ₁₀	% 0-20
Karbon Dioksit	CO ₂	% 0-8
Oksijen	O ₂	% 0-0.2
Azot	N ₂	% 0-5
Hidrojen Sülfür	H ₂ S	% 0-5
Nadir Gazlar	A, He, Ne, Xe	% 0-1

Kaynak: NaturalGas.org, Erişim Tarihi: 03.09.2018

Yukarıda yer alan Tablo 1.1’de doğalgazın içerisinde yer alan gaz türleri ve oranları yer almaktadır. Genel itibariyle bakıldığında metan gazı doğalgazın çoğunluğunu oluşturmaktadır. Etan, Propan ve Bütan da geri kalan çoğunluğu oluşturmaktadır.

Petrolle aynı şekilde yerin altından çıkarılan doğalgaz milyonlarca yıl keşfedilmeyi beklemiştir. Deprem ve yıldırım gibi doğal afetler neticesinde yer kabuğundan kendini sıyrarak yeryüzüne çıkan doğalgaz yanmaya başlamış ve çeşitli uygarlıklar tarafından bu olayın tanrısal bir güç olduğuna inanılarak farklı batıl inançlar ve efsanelerin doğmasına neden olmuştur. Bu ateşlerin en ünlülerinden birisi M.Ö. 1000 yıllarında antik Yunan’da Parnassus Dağı’nda bulunmuştur. Tanrısal kökenli olduğuna inanan Yunanlılar, alev üzerine bir tapınak inşa etmişlerdir. Bu tapınak, Delphi’nin kahramanı olarak bilinen ve alevin esinlendiğini iddia ettiği kehanetleri veren bir rahibe barındırmıştır. M.Ö. 500 yıllarında ise Çinliler yeryüzüne çıkan doğalgazı deniz suyunu buharlaşma yoluyla arıtarak içme suyuna çevirmekte kullanmışlardır (Kidnay ve Parrish, 2006: 1).

Doğalgazı ticarete kullanan ilk ülke kömürden üretilen hava gazını aydınlatmada kullanmak için Amerika’ya transfer eden İngiltere’dir. Doğalgaz üretim amacıyla açılan ilk kuyu 1821 yılında New York’ta William Hart tarafından gaz kabarcıklarının nehirde oluşturduğu baloncukları fark edip kuyu yardımıyla daha fazla gazın yeryüzüne ulaşmasını sağlamak için açılmıştır. 1885 yılına kadar doğalgaz aydınlatma amacıyla kullanılmıştır. Robert Bunsen, doğalgazın havayla uygun oranda karıştırıp güvenli ve kontrollü bir şekilde yakmıştır. Bunun sonucunda ısınmada kullanılmasını sağlayan bir makine inşa etmiş ve doğalgaza yeni bir bakış açısı getirmiştir. Ayarlanabilir termostat icadı ile doğalgazın ısınmada ve yakmada daha etkin hale gelmesini sağlamıştır (Kidnay ve Parrish, 2006: 1).

İlk uzun doğalgaz boru hattı ise 120 mil (yaklaşık 193 km) uzunluğunda güvenlikten yoksun Indiana-Chicago arasında kurulmuştur. Güvenlikli boru hatları ise 2. Dünya Savaşı’ndan sonra gelişen sanayi ile birlikte oluşturulan borular ile yapılmıştır (Acar vd., 2011: 37).

1.2. DOĞALGAZIN ENERJİ PİYASASINDAKİ TİCARİ ÖNEMİ

Bu başlık altında, kullanım alanının her geçen gün artması ile paralel bir şekilde talep artışının yaşandığı doğalgazın enerji ticaretinde artan önemi incelenmiştir. Doğalgazın diğer fosil yakıtlara nazaran daha temiz olması, ısı değerinin daha yüksek olması doğalgaz ticaretini arttırmıştır. Doğalgaz ticaretindeki artış ekonomik büyümeye de olumlu etki göstermiştir. Literatürde doğalgaz tüketimi ve ekonomik büyüme üzerine birçok çalışma yapılmıştır. Bunun sonucunda doğalgaz tüketiminin ekonomik büyümeye etkileri; doğalgaza tüketiminden ekonomik büyüme yönünde, ekonomik büyümeden doğalgaz tüketimine ya da çift yönlü bir ilişki sonucuna ulaşıldığı görülmüştür. Birçok çalışma yapılmasına rağmen halen literatürde de doğalgaz tüketimi ve ekonomik büyüme arasındaki net ilişkinin nasıl olduğu tartışılmaktadır. Doğalgaz kullanım alanı ve nüfus arttıkça ihtiyaç da artmaktadır. Ülkeler artan ihtiyaçlarını karşılayabilmek adına, doğalgaz üretimi gerçekleştiren ülkeler ile doğalgaz ticareti yapmaktadırlar. Bu ticaret boru hatları ve LNG yoluyla yapılmaktadır. İki türlü de yapılan ticaret neticesinde ekonomik büyüme ivme kazanmaktadır. Kazanılan bu ivmenin nedeni, gerçekleştirilecek olan doğalgaz ticaretinin oluşum aşamalarında boru hatları inşasında kullanılacak ara mallara olan ihtiyacın da ticarete konu olması ve istihdam oluşturmalarıdır.

BP'nin 2018 yılı Dünya Enerji İstatistikleri Raporu verilerine göre, 2017 yılında doğalgaz rezervleri toplam 193.5 trilyon m³, bu rezervlerden karşılanan üretim miktarı 3680.4 milyar m³, tüketim 3670.4 milyar m³ ve boru hattı taşımacılığı ile gerçekleştirilen doğalgaz ihracatı 740.7 ve LNG ihracatı 393.4 milyar m³ olmak üzere toplam gerçekleşen ihracat miktarı 1134.1 milyar m³ olarak kaydedilmiştir.

Türkiye Cumhuriyeti Enerji Bakanlığı'nın verileri göz önüne alındığında Türkiye'nin 2017 yılı ihracatında enerji ihracatının payı %2.8 ve 2017 yılı ithalatındaki enerji ithalatının payı ise %15.9 olarak kaydedilmiştir. 2017 yılı toplam ithalatımız 233.792 milyon \$ iken enerji ithalatımız 37.195 milyon \$ olarak seyir etmiştir.

1.2.1. Doğalgaz Piyasalarına Kuramsal Yaklaşım

Doğalgaz piyasalarını incelerken birçok teoriyle karşı karşıya kalınmaktadır. Fiziki büyüklük ölçeğini ve piyasanın sürekli evrimsel gelişimini ele alan bu teoriler başta gelmektedir. Başlangıç olarak fiziki büyüklük ölçeği ele alınacak olursa doğalgaz

piyasaının oluşumunda ve gelişiminde rol oynayan tüm faktörler 5 başlık altında toplanabilir (Mitrova, 2008: 19):

1. *Yerel Piyasalar:* Üretici ve tüketicinin doğrudan etkileşim içerisine girmesi ile doğalgazın küçük ölçekli kullanılmaya başlamasıyla oluşur.

2. *Ulusal Piyasalar:* 2. Dünya Savaşı'ndan sonra geliştirilen yüksek basınçlı ve uzun mesafeli doğalgaz boru hatları ile yerel ölçekte olan doğalgaz piyasası bu sayede ulusal çapta iletme ulaşılmış olmaktadır. Bu durumda ki en önemli koşul yeterli gaz temini sağlayabilmektir. Ancak yeterli seviyeye ulaşan doğalgaz piyasaları beraberinde enerji güvenliği sorununu doğurmuştur. Aynı zamanda fiyat istikrarı sağlanması ve ülke ekonomilerinin enerji piyasasından beslenmesi ile ulusal enerji şirketleri oluşturulmuştur.

3. *İki Taraflı Uluslararası Doğalgaz Piyasaları:* Artan petrol fiyatları, nüfus artışı, gelişen doğalgaz endüstrisi ile birlikte doğalgaza olan talep gün geçtikçe artmakta olup bunun doğurduğu sonuç olarak ulusal piyasada karşılanamayan doğalgaz ihtiyacı için uzun mesafeli ülkeler arası hatta kıtalar arası doğalgaz boru hattının inşasını zorunlu kılmıştır. Günümüzde Rusya-Asya Ülkeleri-Avrupa arasında gerçekleşen boru hatlarıyla taşımacılık, coğrafi olarak ulaşılamayan bölgelerde LNG (Sıvılaştırılmış Doğalgaz) ticaretinin doğmasına neden olmuştur. Bu seviyede güvenlik sorununu karşılıklı iki ülke üslenmiş ve bunun sonucunda uzun süreli ticari anlaşmalar yapılmıştır.

4. *Bölgesel Doğalgaz Piyasaları:* Ticaret yapısının daha da gelişmesi, karmaşık bir yapı oluşturarak bölgesel hatta kıtalararası piyasa seviyesinin oluşumuna sebep olmuştur. Amerika Birleşik Devletleri ve Avrupa gaz ticaretine ek olarak Rusya da LNG ile piyasaya dahil olup bu karmaşık yapıda yerini almıştır. Bu piyasada ticaret gerçekleştiren ülkeler ve bölgeler arasında karşılıklı bağımlılık paradigması çerçevesinde gaz ticaretine taşımacılık riskleri de dâhil olmuştur.

5. *Oluşum Aşamasındaki Küresel Doğalgaz Piyasası:* Petrol piyasasında gerçekleştiği gibi doğalgaz piyasası da kendi kendine fiyatlandırılıp rekabete sokulan ve farklı yerlerdeki fiyatların özdeşleştiği piyasa yapısına sahiptir ve halen gelişme aşamasındadır. Doğalgaz piyasasının gelişiminde rol oynayan bir diğer teori de "dört aşamalı evrimsel teori"dir. 20. y.y.'ın sonlarında ortaya çıkan bu model doğal

gazın artan tüketimi ve altyapının gelişmesiyle doğal tekelden tam rekabetçi yapıya geçiş fikrini ileri sürmektedir (Özdemir, 2017: 21). Bu model çerçevesinde doğuş, büyüme, gelişme ve olgunlaşma olmak üzere dört başlık ele alabiliriz. Doğuş aşamasında, devlet ulusal doğalgaz alt yapısının genişletilmesini, doğalgazdan elde edilen enerji miktarının artırılmasını, dış açığın meydana gelmemesini hedefler. Devlet, bu aşamada doğalgaz yatırımlarını arttırmak için yatırımcılara daha fazla riski göze alabilecekleri hukuki, siyasi ve ekonomik desteklerle teşvik yoluna başvurur. Büyüme aşamasında talep edilen doğalgaz miktarını arz ile karşılamak, tekel piyasadan çıkararak rekabetin artırılması ile özel yatırımları desteklemek ve çok daha büyük bir ölçeğe sahip olmak nihai amaçtır. Gelişme aşamasında ise hedef, enerji faaliyetinde bulunan yatırımlara devlet desteğinin artırılması ile etkinlik ve verimlilikle paralel olarak rekabeti de arttırmaktır. Bu aşamada; mevzuat, talep ve arz yapısı, altyapı bütünleşmesi ve arz güvenliği açısından güven aşılacak bir piyasa oluşturmak esas alınmıştır. Son olarak olgunlaşma aşamasında temel hedef, doğalgaz piyasasındaki yatırımcıların denetimini daha çok rekabet kurallarına bağlı olarak uygulamaktır. Devletin nihai politikası piyasaya yeni girişlerin oluşması için piyasa oluşturmak, pazarın doğal tekel olanlar hariç her aşamasında serbestleşme çalışmalarını odaklama amaçlıdır (Özdemir, 2017: 21).

1.2.2. Doğalgaz Piyasası Türleri

Doğalgaz ülke ekonomilerinde ciddi anlamda ticari değere sahip olan bir endüstri haline gelmiştir. Dünya birincil enerji tüketiminde doğalgazın payı 2017 itibarıyla %23.9'dur (BP, 2018). Nüfusun artması, teknolojinin gelişmesi ve doğalgaz endüstrisinin genişlemesi ile doğalgazın dünya ticaretindeki önemi her geçen gün artmaktadır. Doğalgaz piyasasının ekonomik değerini kavrayabilmek, teknolojik gelişmelerle değişimini izleyebilmek için piyasa türlerine değinmekte yarar vardır.

Tam rekabet piyasası, tekel piyasa ve oligopol piyasanın açıklanabilmesi için malın ikame özelliği, endüstrideki rekabetin etki ve tepki derecesi temel koşul olarak önümüze çıkmaktadır.

Tam Rekabet Piyasası: İktisatçılar bu piyasa türünü 5 koşul altında incelemişlerdir. İlk koşul piyasada çok sayıda satıcı ve alıcı olmasıdır. Bu koşulda tam rekabet ortamında bir firmanın arz miktarındaki değişme diğer bütün firmaların toplam

arz miktarında çok küçük bir değişime neden olmaktadır. İkinci koşul, piyasaya konu olan malın homojen yani birbirinin aynısı olma durumudur. Bu şekilde aynı mal üzerinde tam rekabet ortamı oluşturulabilir. Üçüncü koşul, piyasaya giriş ve çıkışların serbest olmasıdır. Söz konusu mal üzerindeki kalitenin ve rekabetin artması bu koşula bağlanmıştır. Dördüncü koşul, karar vericilerin tam bilgiye sahip olmaları ve üretimde eksik bilgi sorunu yaşanmamasıdır. Son koşul ise piyasada firmalar ve endüstriler arasında üretim faktörleri arasında geçişin serbest olmasıdır (Ünsal, 2010: 316).

Monopol Piyasası (Tekel Piyasa): İkamesi olmayan tek bir firmanın ürettiği veya sattığı mallara monopol piyasa denmektedir. Bu koşulu sağlayabilmek için tek bir firma olmalı ve ürettiği malın ikamesi olmamalıdır. Burada tek bir firma olma koşulu diğer firmaların piyasaya girmesinin uygun olmadığı durum olarak değerlendirilir (Ünsal, 2010: 375). Doğalgaz piyasasından örnek verilecek olursa, gaz üreticilerinden alınan malı nihai tüketiciye ulaştırmak için tedarik görevini üstlenen doğalgaz boru hattı işletmeciliği gösterilebilir. Bunun nedeni ise doğalgaz piyasasında taşımacılık faaliyeti son derece maliyetli olması ve alternatif yolların yatırımcılara fayda sağlamamasıdır.

Oligopol Piyasası: Az sayıda firmanın olduğu piyasaya denir. Bu piyasada ne tam rekabet piyasasında olduğu gibi çok sayıda firma bulunur ne de tekel piyasada olduğu gibi tek bir firma piyasaya hakimdir. Oligopol piyasada üretilen mal az sayıda firma tarafından üretilir. Bu piyasada firmaların az olması birbirlerinin; üretim kalitesi, fiyat, reklam gibi konularda kararlarını etkilemesine yol açar (Ünsal, 2010: 441). Örnek verilecek olursa, GAZPROM Rusya Federasyonu'nun enerji şirketi olarak piyasanın çoğunluğunu elinde bulundurmaktadır. Rusya Federasyonu'nun arz ettiği ve geçiş güzergahı olarak Türkiye üzerinden geçen doğalgaz, Türkiye'de BOTAŞ vasıtasıyla ticareti gerçekleştirmektedir.

1.2.2.1. Doğalgaz Piyasasının Geleneksel ve Doğal Tekel Yapısının Değerlendirilmesi

Doğalgaz, teknolojik gelişmeler ile farklı alanlarda kullanılmaya başlanması ile ağını genişletmiş ve boru hatları ile üreticiden nihai tüketiciye kadar ulaşan bir yapı oluşturmuştur. Bu yapıda sırasıyla arz yönlü üretim, boru hattı ile tüketim alanına ulaştırma, uzun vadede depolama, doğalgaz ticareti aşamalarıdır (Yüksel, 2013: 5).

Doğalgaz üretim aşamaları araştırma, sondaj çalışmaları, toplama ve üretimden oluşmaktadır. İlk aşamada araştırma yapılarak yeterli miktarda doğalgaz üretimi yapıp tüketiciye ulaşımı sağlanabilecek coğrafi yapıya sahip bölge belirlenir ve bu şekilde sondaj çalışmalarına başlanarak üretime başlanır. Doğalgaz endüstrisinde üretim, başlangıç aşamasındaki batık maliyete maruz kalmaktadır. Bu nedenle ilk aşamada tek bir firmanın bu maliyetlere katlanması daha uygun görülmektedir. Doğalgazı üreticiden tüketiciye ulaştırmak için uzun mesafeli, yüksek basınçlı boru hatları inşa edilerek taşımacılıkta ticaret ağı oluşturulur ve boru hatlarının ikame bir alanı olmadığı için doğal monopol olarak değerlendirilir. Doğalgaz da petrol gibi depolanabilir özelliğe sahiptir. Enerji piyasasında doğalgaz ticareti yapan iki ülke arasında uzun süreli anlaşmalar sağlanır ve sabit bir doğalgaz akışı oluşturulur. Mevsimsel olarak doğalgaz talebinin artması ve azalması, sabit gaz akışının engellenmemesi için depolanabilir hale getirilmiştir. Bu sayede doğalgaz mevsimsel talep değişmelerinden etkilenmemesine yardımcı olur. Doğalgaz endüstrisinde genellikle üretici, taşıyıcı ve dağıtıcı şeklinde üç grup vardır. Doğalgaz boru hattına sahip olan taşıyıcı firmalar, üretici firmalardan doğalgazı alır ve nihai tüketiciye ulaştırmak için dağıtım şirketlerine taşır. Bu noktada taşımacı firma doğal tekel özellik taşımaktadır (Sevimli, 2008: 35).

Doğal tekel piyasasının açıklanmasında iki farklı görüş vardır. İlk olarak geleneksel görüş irdelendiğinde, tek bir firmanın üretim maliyetlerinin birçok firmanın üretime katıldığında katlandığı maliyete kıyasla daha az olduğu varsayımı altında ölçek ekonomileri devreye girer ve bunun sonucunda doğal tekel meydana gelir (Ünsal, 2010: 377).

Doğalgaz piyasasından örnek verilecek olursa daha önce de belirtildiği gibi boru hattı ile taşımacılık yapan firma doğal tekel sayılmaktadır. Modern görüşte ise, tek bir firma, daha fazla firmanın oluşturduğu maliyetten daha az maliyetle üretimi gerçekleştirebiliyorsa ve bunun sonucunda piyasada yatırım teşviki yeterli gelmeyip rekabet ortamı oluşması uygun değilse doğal tekel olarak değerlendirilir. Modern teoride piyasanın doğal tekel olabilmesi için ölçek ekonomilerinin yetersiz olması, maliyet avantajı taşıması ve devam ettirilebilir olması koşulu kabul görmüştür (Çetin, 2012: 23).

Bu iki farklı görüş arasındaki temel fark ise, ilk görüşte düşük maliyetin sağladığı avantajın firmaya tekel olma özelliği kazandırmasına rağmen ikinci görüşte bu tek başına düşük maliyetin bir avantaj sağlamayıp bunun yanında rekabet ortamının oluşmaya elverişli olmaması da gerekmektedir (Çetin, 2012: 23).

1.2.3. Doğalgaz Piyasasında Ağ Endüstrisi

Elektrik, telekomünikasyon iletimi, petrol ve doğalgaz gibi piyasalarda üreticiden nihai tüketiciye kadar ulaşımında pek çok noktayı birbirine bağlayan bir ağa benzetilen yapıya ay endüstrisi denmektedir. Bu piyasalar genelde büyük ölçekli sermaye yoğun yatırımları kapsar. Üretici bu sermaye yoğun malları kullanan bütün tüketicilere ulaştırmak zorundadır. Ağ endüstrisine yapılan yatırımlarda, birden fazla yatırım sağlayan yatırımcının maliyetinin değeri tek bir yatırımcının yaptığı yatırımdan çok fazla maliyetli olduğu düşünüldüğü için bu tür endüstrilerde tekel piyasa etkindir (Faraco ve Coutinho, 2007:721).

Doğalgaz piyasasında dikey bütünleşik yapıya değinildiğinde, üst üretim aşaması hammadde arama ve çıkarma faaliyetlerinin gösterildiği aşama olarak değerlendirilir. Örnek olarak yüzeyin altında bulunan enerji kaynağı arama ve çıkarma faaliyetleridir. Alt üretim aşamasında bir önceki aşamada elde edilen kaynağın işletilip son hale getirilmesi hedefdir. Bu iki aşamaya bağlı olarak dikey bütünleşik yapı, iki farklı mal üreten firma eğer üst üretim aşamasındaki üretilen tüm mallar alt üretim aşamasında kullanılan ara malları karşılıyorsa dikey bütünleşik yapı mevcuttur (Perry, 1989: 185).

Doğalgaz piyasasında kamu mülkiyeti, bir malın kamu malı olduğunda ortaya çıkan durum olarak değerlendirilir. Bu durum enerji piyasasında, doğal tekel kaynaklı rekabet ortamının oluşmaması dolayısıyla devletin enerji piyasasına olan müdahaleleri gayet doğal karşılanabilir kılmaktadır. Piyasa başarısızlıkları devlet müdahalelerini haklı çıkarmaktadır. Ayrıca devletler enerji kaynaklarını bir güç olarak kullanarak yaptırımla baskı kurma aracı olarak görmektedir (Bhattacharyya, 2011). Gelişmekte olan ülkeler genellikle enerji ticaretini, üretim, iletim ve dağıtım aşamalarını gerçekleştirebilmek için ülke bütçesinden destek almaktadırlar. Bu durumun nedeni ise doğalgazın kamu malı olma özelliğinden kaynaklanmaktadır.

1.2.4. Doğalgaz Piyasasının Modern Yapısı

Eski piyasa yapısıyla kıyaslandığında günümüz doğalgaz piyasasında ciddi farklılıklar vardır. Günümüz doğalgaz piyasasında fiyatların deregüle (serbestleştirme) edilmesi ile daha fazla yatırımcı bu piyasaya yönelmiş bu sayede piyasa daha fazla rekabete açık hale gelmiştir. Yapılan deregülasyonlar ile piyasa geleneksel dikey bütünlük yapısından çıkıp merkezi olmayan yatay ve dikey yapıya bürünmüştür. Bu değişim ile rekabet daha da güçlenmiş ve piyasada çeşitlilik artmıştır (Yüksel, 2013: 16).

Deregülasyonlar sonucu oluşan piyasa yapılarından ilki üretim segmentini diğer segmentlerden ayıran ve üreticiler arası rekabet oluşturan bir yapıdır. Bu yapıda üreticiler doğalgazı boru hattı şirketlerine ya da dağıtım şirketlerine satış yaparlar ve sonra bu tedarikçiler nihai tüketiciye doğalgazı ulaştırır (Juris, 1998: 8). İkinci piyasa yapısında boru hattı taşımacılığının serbestleşme hareketinin sağlandığı aşamadır. İki çeşit hizmet vardır. İlki doğalgazın nihai tüketicilere ulaştırılması, ikincisi ise taşımacılık hizmetidir. Bu modelde gaz kuruluşu dikey olarak dağıtım ve boru hattı şirketi olarak ayrılır ve boru hatlarına erişimi diğerleri için olanaklı kılabilir (Juris, 1998: 9).

1.2.5. Doğalgaz Piyasası'nın Ekonomik Analizi

Uluslararası doğalgaz piyasasına hâkim olan çok az sayıda şirket vardır. Bu da piyasanın oligopolist bir yapıya sahip olduğunu gösterir. Böyle bir yapıya sahip olan doğalgaz piyasasında 2017 yılı verilerine göre 35 trilyon m³ rezerve sahip olan Rusya aynı yıl içerisinde 424,8 milyar m³ üretim yapmıştır. ABD ise 19 trilyon m³ rezerv ile 1130,5 milyar m³ üretim yaparak dünya gaz rezervinin %27,9'una sahiptir. BDT (Commonwealth of Independent States) olarak nitelendirilen eski Sovyet ülkelerinin toplam üretimdeki payı %22,7, AB %6,6 ve Orta Doğu Ülkeleri ise %17,9'dur (BP, 2018: 26).

2017 yılında dünyada doğalgaz tüketim toplamı 3670,4 milyar m³ olarak kaydedilmiştir. Teknolojik gelişmeler ve kullanım alanlarının artması, taşımacılıkta alternatif yolların bulunması ile tüketim artış hızının en fazla olduğu fosil yakıt doğalgazdır. BP'nin 2018 verilerine göre doğalgazın 2006-2016 yılları arasındaki

tüketim artışı yıllık ortalama %2,3 ve 2017 yılında artış oranı ise %3 olarak tespit edilmiştir.

Doğalgazın diğer fosil kaynaklara göre daha az çevre kirliliğine yol açması doğalgazı popüler bir enerji kaynağı haline getirmiş ve talebinde ciddi artışlar meydana gelmiştir. Artan talebi karşılamak için oluşturacak olan üretim, dağıtım, iletim ve depolama faaliyetleri için ciddi finansal yatırımlar gerektirmektedir. Üretimlerin bölgesel olması ve çift taraflı alım-satım sözleşmelerine bağlı olması nedeniyle üretimi gerçekleştiren ülkeler son yıllarda doğalgazı politik silah olarak kullanmaya başlamışlardır. Dünyada talebi sürekli artan doğalgazın büyük ihracatçı ülkeleri; Rusya, İran, Orta Doğu Ülkeleri ve Orta Asya Türk Cumhuriyetleri ile stratejik ortaklıklar kurmak suretiyle, uzun vadeli anlaşmalar sağlayarak uzun vadede arz güvenliğini sağlamaya çalışılacaktır.

Doğalgaz talebindeki sürekli artış üreticileri rezerv arayışına itmiştir. 1997 yılında 128,1 trilyon m³ olan doğalgaz rezervleri 10 yıllık süreçler içerisinde 2007 yılında 163,5 trilyon m³, 2016 yılında 193,1 trilyon m³ ve 2017 yılında ise 193,5 trilyon m³ seviyelerinde olup sürekli bir artış göstermektedir. 2010-2017 yılları arası toplam tüketim miktarı 27233 milyar m³ olan doğalgazın 2017 yılı toplam rezervinden çok daha az olması, rezerv miktarlarının uzun yıllar boyunca talep miktarını karşılayacağı yönünde olacağını düşündürmektedir (BP, 2018: 31).

1.3. DOĞALGAZ PİYASASINDA REKABET

Genel anlamda ele alırsak rekabet, aynı hedefler doğrultusunda hareket eden kimseler arasında gerçekleşen çekişme/yarışma olarak ele alınabilir. Bu rekabet ortamının oluşması için öncelikle piyasaya giriş ve çıkışlardaki engeller azaltılarak piyasada serbestleşmeye gidilmesi ve ayrıca buna paralel olarak piyasada yer alan katılımcı sayısının da artması gerekli görülmektedir. Gaz piyasalarında üzerinde durulması gereken iki kavram olduğu düşünülmektedir (Özdemir, 2017: 32).

Yatay yoğunlaşma seviyesi, bir piyasada üretilen ürün zincirinde aynı düzeyde üretim yapan yatırımcılar arasında geçen rekabetin seviyesi çoğunlukla rekabetçi sayısına ve pazarda elde edilen paylara bağlı bir kavram niteliğinde değerlendirilir. Doğalgaz piyasasında etkin bir rekabet ortamının oluşması için en temel koşul yatay yoğunlaşma seviyesinin düşük olmasıdır. Dikey bütünleşme seviyesi ise bir piyasadaki

değer zincirinde farklı düzeydeki yatırımcıların arasında gerçekleşen bütünleşmeyi tanımlamaktadır. Dikey bütünleşmelerin, rakiplerin birbirini tamamlayan ve destekleyen faaliyetler gerçekleştirilmesinden dolayı su üstüne çıkan işlem ve etkinlik maliyetlerinin düşmesine neden olan pozitif etkileri olduğu ileri sürülmüştür. Toptan satış piyasasında yer alması ile üretici konumunda olan yatırımcılar doğalgaz arz güvenliğine katkıda bulunabilir, taşımacılık sektörü uyumlu işlemesi halinde etkinlik sağlanıp toptan satış piyasasında rekabete katkı sağlayabilir (Rekabet Kurumu, 2012a).

Sözü geçen bu mekanizmaların, doğalgaz piyasasının aşamalarından olan gelişme aşamasında daha çok hayata geçirilebileceği düşünülmektedir. Sürekli artış gösteren talep miktarı, az sayıda yatırımcının bulunduğu, depolama faaliyetlerinin kısıtlı olduğu ve alt yapı gelişiminin hala devam ettiği doğalgaz piyasasında bu hedefe ulaşmak hayli zor öngörülmektedir. Bu aşamaya ulaşabilmek için bazı mekanizmalar öne sürülmüştür (IEA, 2008: 46-48):

Standartlaşan Sözleşmeler: Standart alım satım sözleşmelerinin yapılması ve doğalgaz yatırımcılarının yapılan bu sözleşmelere uymakla yükümlü olması.

Alınıp Satılan Doğalgazın Tasarruf Haklarının Devredilebilmesi: Ticareti gerçekleştirilen doğalgazın mülkiyetinin de ticarete konu olabilmesini sağlayan bir mekanizmadır.

Dengeleme: Etkin bir dengeleme politikası ile piyasa dengesizliğine yol açan etkenleri bertaraf etme çabasıdır.

Yan Hizmetler: Ölçme, sayaç okuma gibi tüketiciye sağlanan hizmetler ile yatırımcı rekabette avantaj elde etmeye çalışmaktadır.

Bilgi Sağlama ve Şeffaflık: Piyasada yer alan yatırımcıların pazar koşulları hakkında kolay ve doğru bilgileri sağlayabilecek mekanizma varlığıdır.

Kapasite Ticareti: Üçüncü taraflara erişim hakkının doğabilmesi için birincil ve ikincil taşıma pazarlarının kendini tamamlamasıdır.

Yatırım ve Yatırımcılar İçin Güven Teşkil Etmek: Doğalgaz piyasasında yer alan yatırımcıların söz konusu olan gazın ödenmeme riski olmaksızın garantili bir şekilde teslim edilmesini sağlayan güven ortamının teşkil edilmesidir.

Üretimden, satış pazarlamaya kadar ticarete konu olan değer zincirinin her halkasında rekabete yönlendirme önemli bir etkidir. Bu konuda piyasadaki rekabeti şekillendiren önemli birkaç uygulamayı açıklamada fayda olacağı düşünülmüştür.

Kontrat/miktar devri yöntemleri: Ana amaç piyasaya yeni yatırımları sağlamaya yönelik teşvik sağlamaktır. Kontrat devri, mevcut kontratların devri yoluyla piyasada yer alan yatırımcı sayısını arttırmakta ancak piyasadaki gaz miktarında bir değişime yol açmamaktadır. Miktar devri yönteminde ise, yerleşik firmanın doğalgaz pazarında elde ettiği doğalgazın satışını nihai tüketiciden ziyade diğer satıcılara gerçekleştirmesini içeren bir süreçtir (Makholm, 2010: 34).

Doğalgaz piyasalarının rekabete açılma sürecinde kontrat devrini tek uygulayan ülke Türkiye'nin tersine İtalya, İspanya, Almanya ve Avusturya'da miktar devri yöntemi ile yüksek derecede serbestleşme hareketleri gerçekleştirildiği bilinmektedir (Dünya Bankası, 2004).

İç gaz piyasalarındaki gelişimi belirleyen temel unsurlardan bir diğeri tüketici davranışları ve talep yapısı olarak değerlendirilebilir. Talep artış hızı, doğalgaz piyasalarının hangi aşamada olduğunun temel göstergelerinden birisidir. Ayrıca tüketiciler talep yapısı ile daha ucuza ve daha kaliteli ürün temini için üreticiye baskıda bulunup piyasayı şekillendirebilir. Bu nedenle talep artışı, talebi etkileyen nihai tüketici profili ve tüketicilerin tedarikçileri seçme hakkı ve bu seçim hakkına bağlı olarak değişim maliyetleri serbestleşme hareketlerinde kilit öneme sahiptir (Özdemir, 2017: 34).

Serbestleşme hareketinin temel hedefi likit bir piyasa oluşturmak ve bununla birlikte bu piyasa yapısını oluşturabilmek için gerekli olan altyapı kapasitesi ve olanakları sağlamaktır. Doğalgazın üretim sahasından piyasaya aktarılma sürecinde en gerekli altyapı koşulu boru hatları ve kompresör istasyonları vasıtasıyla iletim sistemidir. Kompresör istasyonlarının ve doğalgaz boru hatlarının temel özelliklerinin en uygun şekilde belirlenip geliştirilmesi; iletim altyapı sisteminin iletim kapasitesi, sıkıştırma yoluyla daha fazla doğalgazın depolanabilir hale getirilmesi bakımından önemli bir unsurdur (Özdemir, 2017: 35).

Piyanın gelişmesi ile beraber, iletim sistemlerinin birincil unsurları olan boru hatları ve kompresörlerin yanı sıra ikincil unsur olarak fiziki Hub'lar ve depolama

faaliyetleri karşımıza çıkmaktadır. Boru hatları ve kompresörler gibi birincil unsurların var olduğu dönemlerde sınırlı olan şebekenin esnekliği ikincil unsur olan depolama faaliyetleri ve Hub'lar ile beraber yükselmektedir. Farklı türlerde yer altı depolama faaliyetleri en sık görülen depolama faaliyetleri; tüketilmiş gaz yatakları, tuz domları ve akiferlerdir. Enjeksiyon oranı, çalışma kapasitesi ve geri çekiş oranı olmak üzere depolama faaliyetleri bakımından kapasiteyi tanımlayan şeffaflık, üçüncü taraf erişimi ve dengeleme olarak üç başlık altında incelenebilir (Özdemir, 2017: 36).

i. Şeffaflık

Üçüncü tarafların erişimi ve şeffaflık birbirlerine bağlı kavramlar olup şeffaflık; doğalgaz piyasasında ticari faaliyeti olan her şirketin yerleşik olan iletim ve depolama sistemi kullanıcılarından sağlıklı bilgi edinebilme durumunu açıklar. Edinilmeye çalışılan bilgiler, piyasa hakkında genel bilgilerden, iletim, dağıtım, depolama faaliyetleri dışında erişim ve dengeleme süreci ile ilgili verilere kadar uzanan geniş bir alanda açık, anlaşılır ve güvenilir bilgi sağlayabilme ve böylece etkin ticari kararların alınabilmesini sağlar (IEA, 2008: 58).

Fiyat bilgisi ve gazın akışına dair sağlıklı veriler, piyasa katılımcılarının pazardaki genel durumlarını görmeleri ve incelemeleri açısından büyük bir öneme sahiptir. Gelişmiş hub'larda ortaya çıkan fiyat bilgisi likidite konusu ile alakalı olup, doğalgazın akışı hakkındaki bilgi ise depolama faaliyetleri ve kapasitesi, arz ve talep esneklik seviyesi ile hangi bölgelerde yatırım yapılmasının uygun olduğu gibi hususları kapsamaktadır (Rekabet Kurumu, 2012: 92).

Şekil 1.1: Şeffaflığın Piyasadaki Etkileri

Şeffaflık	Tüm piyasa yapımcıların etkin bir şekilde kullanımını sağlayacak bilgiler: Geçmiş veriler, gelecekteki kapasite, depolama kapasitesi ve faaliyetleri, dengeleme faaliyetleri, toplam talep ve arz tahminleri	<ul style="list-style-type: none"> •Likiditenin oluşması •Etkin yatırım kararları •Ayrımcılığın önlenmesi •Güven sağlama •Daha seyrek dengesizlik
Gizlilik	Rekabetçi ortamda ticari yönden önemli bilgilerin gizlenmesi	

Kaynak: Rekabet Kurumu, Doğalgaz Sektör Araştırması 2012.

Daha rekabetçi aşamalara geçişin önündeki en önemli engellerden ikisi piyasadaki erişimin ve şeffaflığın eksikliğidir. Piyasaya girmesi muhtemel olan firmalar şeffaflık durumunun olmaması durumunda piyasaya olan güven eksikliği nedeniyle, hali hazırda etkin olan firmalara olan bağımlılık devam etmiş olacak ve bunun sonucunda geniş bir piyasa ağı oluşturulamayacaktır. Şeffaflık yalnızca piyasaya doğalgaz arz eden firmaların piyasaya olan güvenini sağlamakla kalmayıp aynı zamanda alıcıların da pazara olan güvenini arttırır. Şeffaf bir piyasa, fiyat oluşumu ve piyasa seviyesi hakkında üretici ve tüketiciye bilgi sağlayacak; fiyat eğiliminin arz ve talep seviyesindeki gerçekliği yansıtmadığı durumlarda ise düzenleyici devreye girerek yeniden pazara olan güveni sağlayacaktır (Rekabet Kurumu, 2012: 93). Şekil 1.1.'de bu ilişki açıklanmıştır.

Günümüzde gelişmiş örnekler dahil çoğu iç gaz piyasası, güven vermeyen ve akışkan olmayan bir görünüm arz etmektedir. Bunun nedeni ise uzun dönemli depolama işletmecileri ile tedarikçi firma arasındaki iletişimin açık olmamasından dolayı ayrımcılığın olmasındandır. Şeffaflığın eksik olduğu durumlarda, dikey bütünleşik olan yerleşik firmalar arasındaki menfaat çatışması nedeniyle yatırımları engel olup mevcut yatırımcılar için ise önemli bir konu olan esnekliğin de önüne geçmektedir (Rekabet Kurumu, 2012: 68).

Esneklik, üretimdeki değişken arz, depolama veya boru hatlarındaki stokla sağlanır. Uzun dönemde, depoların erişime açılması ise pazardaki şeffaflık artar, kararsızlık karşılanır ve en “maliyet-etkin” denge şeklinde nitelendirilebilen sistem dinamik bir dengeye yönelir. Şeffaflık konusu, piyasanın gönderdiği sinyaller doğru olmadığı zaman varlıklar etkin bir şekilde kullanılamayacağından ve aksaklıklar meydana geleceğinden dolayı şebekenin etkin kullanımı için büyük önem arz etmektedir. Altyapı kapasite oranları ve gaz fiyatları konusunda sağlıklı bilgi edinilmesi ile birlikte depo kullanımı uygun değer gerçekleşebilecek ve arz güvenliği sağlanmış olacaktır (Rekabet Kurumu, 2012: 93).

Bilgilerin yayınlanma şekli ile koordinasyon riski ve şeffaflık arasındaki ilişki belirlenir. Bilgilerin yayınlanma şeklini belirleyen birkaç unsur vardır. Bunlar; faaliyetlerin gerçekleştiği tarihten ne kadar zaman sonra, ne sıklıkla ve ne kadar toplu halde yayınlanacağıdır. Bahsi geçen bilgilerin yayınlanması yatırımcı davranışları

üzerinde hem olumlu hem de olumsuz etkilere sahip olabilecektir. Toplu bir şekilde yayınlanmayan bilgiler arasında bağlantı kurmak zor olup risk oluşturup pazarı çarpıtabilir. Ancak düzenleyici otorite, piyasa ve bütün piyasa kullanıcılarına verilen sağlıklı ve şeffaf bilgiler kötüye kullanımların ortaya çıkarılmasına katkıda bulunacaktır. Bu karmaşıklığın ve endişelerin giderilmesi amacıyla Avrupa Birliği tarafından “üç ya da daha fazla kuralı” getirilmiştir. Piyasa kullanıcılarının sayısı üç ya da daha az olduğunda bilgi paylaşımının engellenebilmesi bu kural çerçevesinde öngörülmektedir (Rekabet Kurumu, 2012: 95). Şeffaflık üzerine AB tarafından geliştirilen düzenlemeler aşağıda yer almaktadır.

“AB Doğalgaz Piyasalarında Şeffaflık Bakımından Gerçekleştirilen Düzenlemeler:

3. Gaz Direktifi ve Yönetmeliklerinde altyapının iletim ve depolama olarak iki ayrı yaklaşımla düzenlediği görülmektedir. Bu kapsamda iletim sistemine ilişkin şeffaflık (715/2009/EC, 18. madde) konusunda aşağıdaki düzenlemeler yer almaktadır:

- İletim sistemi operatörü sunduğu hizmetler hakkında kamuyu ayrıntılı bilgilendirecektir.
- Şeffaf ve ayrımcı olmayan tarifelerle doğalgaz şebekesinin etkin kullanımını kolaylaştırmak için operatörler ya da ilgili ulusal makamlar tarafından tarife ortaya koyma yöntemi ve yapısı belirlenir ve bunlar ile ilgili ayrıntılı bilgi yayınlanacaktır.
- İletim sistem operatörü, herkes tarafından anlaşılabilir ve kolay erişilebilir bir şekilde ayrımcı olmadan yönetmelikle ilgili bilgileri yayınlamalıdır.
- Kamuoyuna bilgilendirilmesi yapılacak olan konu kullanıcılar ile müzakere edildikten sonra yetkili makamlar tarafından onaylanır. □ Verilen hizmetler için sistem operatörleri tüm ilgili noktalar için sayısal bazda teknik bir şekilde mevcut kapasiteler üzerine bilgilendirme yapacaktır.
- İletim sistem operatörü, tahmini ve gerçekleşen arz ve talep bilgilerini kamuya açacak ve ulusal düzenleyici makamlar sistem operatörlerine tüm bu bilgilerin kamuya açılmasına destek verecektir.
- Direktif kapsamında depolama ve LNG tesislerine ilişkin şeffaflık (715/2009/EC 19. madde)kuralları ise şu şekildedir:
- LNG ve depolama faaliyetlerini düzenleyen sistem operatörleri LNG ve depolama tesislerine etkili erişim için LNG ve depolama tesisi kullanıcıları bakımından gerekli olan teknik bilgi ile birlikte, sunduğu hizmetler ve uygulanan koşullara ilişkin kamuya detaylı bilgi verecektir.
- Verilen hizmetler için her bir LNG ve depolama sistem operatörü sayısal veriler ile mevcut kapasiteler hakkında bilgilendirme yapacaktır.
- LNG ve depolama sistemi operatörleri herkes tarafından anlaşılabilir, hesaplanabilir ve kolay erişilebilir bir şekilde ayrımcı olmadan istenilen bilgileri açıklamakla mükelleftirler.
- LNG ve depolama sistem operatörleri, sistem kullanıcılarının erişimini sağlayabilmek için her depodaki miktar, kapasite, giriş ve çıkışlar hakkında bilgilendirme yapmak zorundadır.”

ii. Üçüncü Taraf Erişimi

Fiziksel ağ altyapısına sahip olmayanların bu ağlara şeffaf ve ayrımcı olunmadan erişiminin sağlanmasında etken olan bu yapı ile rekabet ve doğalgaz

piyasaının etkin bir biçimde işleme esas alınır. Özellikle yerleşik yatırımcı firmaların mülkiyet ayrıştırması uygulanmadığı durumlarda, bu firmaların pazar gücünü azaltmanın ve etkin durumlarının kötüye kullanımının önlenmesinin en etkili yolu üçüncü taraf erişimi olarak değerlendirilebilir. Üçüncü taraf erişimi etkinliği sorgulanmayan bir alan değildir. Doğalgaz boru hatları doğal tekel olarak değerlendirilmesine karşın depolama faaliyetleri doğal tekel değildir ve bu hizmete erişimin zorunlu unsur olarak değerlendirilmesi tartışılabilir (Özdemir, 2017; 36). Yatırımın teşviki için bazı durumlarda bu kuraldan muafiyet söz konusu olabilir. Bu duruma örnek verecek olursak Avrupa Birliği Üçüncü Enerji Paketi'nde, yeni ve büyük çaplı altyapı inşası durumunda, aşağıda belirtilen hususların yerine getirilmesi durumunda, ilgili Ulusal Düzenleyici'ye muafiyet yetkisi verilmiştir (AB Resmi Gazetesi, 2009: madde 36/1 ve 37):

- Yapılan yatırım, doğalgaz piyasasında rekabeti ve arz güvenliğini arttırmalı;
- Yatırıma paralel olarak ortaya çıkan risk, muafiyet olmaması durumunda yatırımın gerçekleşmesini engelleyecek düzeyde olmalı;
- Altyapı sisteminin mülkiyet sahibi ile bu altyapının bağlanacağı sistem işletmelerinin hukuki anlamda ayrılmış olması;
- Oluşan masraflar altyapı kullanıcılarına yüklenmeli;
- Tanınan muafiyet rekabete, pazarın etkinliğine ve altyapının işleyişine zarar vermeyecek nitelikte olmalıdır.

Üçüncü tarafların erişiminde değinilmesi gereken bir başka husus da bahsi geçen erişimin nasıl fiyatlandırılacağı konusudur. Şebekeye erişim kurallarının “regülasyona ve pazarlığa tabi” olarak iki başlıkta incelendiği görülmektedir. Regülasyona tabi erişim, kullanım koşullarının yayınlanmasını ve regülasyon uygulayıcıları tarafından onaylanmasını içerir (MacAvoy, 2000: 160). Pazarlığa tabi erişimde ise tarafların görüşmeleri sonucunda tarifelerin ve sistemin kullanım koşullarının uygulanması olarak açıklanabilir (Özdemir, 2017: 37).

iii. Dengeleme

Doğalgaz piyasasında etkin bir rekabetçi ortamın oluşması için aynı zamanda şeffaflık ve dengeleme konularında da fiziki, hukuki ve mali altyapı çalışmalarına ağırlık vermek önem arz etmektedir. Dengeleme sistemi piyasada var olan dengesizlik

durumunu giderip sistem basıncının belli fiziki sınırlar içinde olma zorunluluğundan ortaya çıkmıştır. Söz konusu olan dengesizliklerin önlenmesi ile esneklik hususu birbirine bağlı değerler olup, piyasada dengeyi sağlamak için yapılan her dengeleme faaliyeti ayrı bir maliyet oluşturmaktadır (Özdemir, 2017: 38). Dengeleme rejimi; dengeleme periyodu, dengesizlik fiyatını kimin nasıl temin edeceği, dengesizliğe neden olunması durumunda nasıl fiyatlandırılacağı konularını kapsamaktadır. İletim sistemi operatörünün bu faaliyetleri taraflar arasında ayrımcılık yapmadan adaletli bir şekilde gerçekleştirmesi ile toptan satış seviyesinde yatırımcı sayısı artmakta olup bu durum da piyasada likidite etkisiyle rekabeti arttırmaktadır (Rekabet Kurumu, 2012: 89).

Doğalgaz piyasasındaki sistem kullanıcıların temel hedefinin dengesizlik durumundan kaçınmak olduğu görülen karmaşık ticari işlemlerini de düzene koyan gelişmiş bir Ağ Kodu vardır. Türkiye’den örnek verecek olursak; dengeleme rejiminin kaynağı Şebeke İşleyiş Düzeni (ŞİD) tarafından kapasite rezervasyon yöntemi olarak kapasite talep eden tüm firmalara talep ettikleri oranda Oransal Tahsis Yöntemi ile kapasite tahsis eder. Dengeleme periyodu günlük olarak işler ve Dengeleme Gazı Fiyatı ise aylık tespit edilir. Dengesizliğe sebep olan firmalara ceza verilip, dengeleme gazının temini ve fiyatı belirleyicisi olarak BOTAŞ görevlendirilmiştir (Enerji Enstitüsü, 2018).

Taşıma miktarı, planlanan ve gerçekleştirilen miktarlar, azaltma miktar ve talepleri, kapasite ve dengeleme talimatları gibi iletim şebekesinin işleyişiyle ilgili tüm işlemleri gerçekleştiren; sistemin doluluk oranını ve tahsis edilen kapasitelerin kullanıcılar tarafından bilgi edinilmesine olanak sağlayan ve akışının sunulduğu sistem Elektronik Bülten Tablosudur. Bunu ülkemizde uygulamakla görevlendirilen BOTAŞ’tır (BOTAŞ, 2018).

Doğalgaz piyasalarında incelenen bir başka konu ise doğalgaz satış işlemlerindeki farklılıklardır. Dağıtım firmalarına ve tüketicilere (hane halkı) yapılan satışlar birbirleri ile etkileşim içerisindedir. Piyasanın gelişim süreci boyunca bazen birbirleri ile örtüşen bazen ise çatışan bir yapıya sahiptir. Etkileşim içerisinde öne çıkan kavramlar ise “serbest tüketici” ve “serbest tüketici limiti” kavramlarıdır. Serbest tüketici limitinin düşmesi, daha fazla tüketicinin tedarikçisini seçmede serbestleşmeye ve paralel olarak da rekabet ortamının gelişmesine yol açacağı düşünülmektedir (Cameron, 2002). Ancak gerçekte tüketicinin serbestleşmesi tedarikçilerin de aynı

oranda değiştirilmesi ve rekabetin artması anlamına gelmeyebilir. Bunun nedeni ise hane halkına satış yapan tedarikçilerin değişim maliyetidir. Aşağıda açıklanan doğalgaz pazarlarındaki maliyetleri, önemine göre sıralandığında; işlem maliyetleri, araştırma maliyetleri, sözleşme değiştirme ve geçiş maliyetleridir (OECD, 2007: 35).

İşlem Maliyeti: Tüketicinin tedarikçi değiştirme sürecinde yeni bir tedarikçi bulması ve anlaşması gerekmektedir. Ülkeler arasında farklılık bulunsa da her ülkede tedarikçi değişimi sürecinde tüketicinin dikkate alması gereken yasal bir süre vardır.

Araştırma Maliyeti: Tüketicinin bölgesinde yer alan yatırımcılar arasından tedarikçileri kendilerinin belirleme özgürlüğünün olduğu, fiyat alıp ödeme yolunu yine kendisinin belirlediği bu ortamda tüketicinin katlanmak zorunda kaldığı mali olmayan maliyet türüdür.

Sözleşme Değiştirme Maliyeti: Bu maliyet türünde yapılan indirim karşılık olarak taahhüt edilen süreden önce tedarikçi değişimine gidilmesi halinde tüketicinin katlanması gereken maliyeti ifade eder.

Geçiş maliyetleri: Serbestleşme sürecinin sonunda yerleşik olan firma bölgesindeki bütün tüketici portföylerini üstüne devralır. Buna rağmen doğalgaz piyasasına yeni girecek olan tedarikçilere rekabet avantajı sağlayabilmek adına bazı uygulamalar vardır. Yerleşik tedarikçiler bölgelerinde portföyleri ile iletişimde, rutin kontroller, acil durumlar ve yeni bağlantı gibi nedenlerle çok sayıda teknik ve satış elemanı sayesinde direk bağlantı kurabilmektedir. Piyasaya yeni girecek tedarikçiler ise marka tanınmışlığı ve reklam olmadığı ve ayrıca tüketici ile iletişim kurmakta zorlanıp etkin pazarlama faaliyetleri için yerleşik firmadan daha fazla teknik ve satış elemanı çalıştırmak zorunda kalacağından dolayı rekabet konusunda dezavantajlı bir konuma sahiptir (Kluwer, 2011).

1.3.1. Doğalgaz Piyasasında Rekabet Gücünü Etkileyen Faktörler

Doğalgaz piyasasında serbestleşme hareketleri ile yerleşik firmaların yanında yeni yatırımcılarla rekabet ortamı artmış ve bu ortamı etkileyen bazı faktörler ortaya çıkmıştır. Alıcı-satıcıya yüklenen damga vergisi ve rekabet koşullarının iyileşmesi ile tüketicinin tedarikçi seçimi bu faktörleri içermektedir.

1.3.1.1. Damga Vergisi

Doğalgaz piyasasında maliyet ve fiyat artışına neden olan ve tüketicilere yansıdığı düşünülen bir başka unsur, spot alış-satış ve uzun dönemli anlaşmalarda ve piyasa oyuncularının doğalgaz dengeleme piyasasının zorunluluğunu yerine getirmek için uygulanan faktör damga vergisi olarak nitelendirilir. Bu sorunun çözümü olarak TÜSİAD, lisans sahibi şirketler arasında, toptan satış şirketleri arasında ve iletim ve dağıtım şirketleri arasında yapılan sözleşmelerin damga vergisinden muaf tutulması gerektiğini düşünmektedir (TÜSİAD, 2014: 33).

1.3.1.2. Tedarikçi Seçimi

13 Aralık 2012 tarihli ve 4169 sayılı EPDK Kurul Kararı ile serbest tüketicinin tedarikçisini seçme hakkı kanuni olarak verilmiştir. Ancak bu değişim özgürlüğü ile tüketiciye değişimden dolayı gaz sayaçlarında yapılması gereken değişiklikleri ve bu değişikliklerin maliyetleri yüklenmiştir. Yapılması gerekli olan bu değişikliklerin tüketici tarafından yapılmaması durumunda, serbest tüketici durumunda olsa bile tüketici tedarikçi seçme hakkını kaybeder. Bu durum göz önüne alındığında serbest bir piyasanın tam anlamıyla oluşabilmesi için serbest tüketicinin tedarikçisini seçme hakkının kullanılması önündeki mali ve idari tüm engellerin ortadan kaldırılması gerekmektedir (TÜSİAD, 2014: 32).

1.4. DOĞALGAZ PİYASASINDA FİYAT BELİRLEMELERE YÖNELİK YAKLAŞIMLAR

Kıt kaynak sınıfında yer alan doğalgaz belirli bölgelerde bulunmakta ve arz ve talep bölgeleri arasında üretim, taşıma ve depolama maliyetlerinin yanı sıra kalite üzerine de her bölgenin şartlarına göre farklılık göstermektedir. Bu farklılıklar temel alınarak hem üreticinin hem de tüketicinin maksimum fayda elde edeceği fiyatı oluşturmak için farklı yaklaşımlar elde edilmiştir.

1.4.1. Fiyatlamada Temel Teorik Yaklaşımlar

Fiyatlardaki değişimler hem üretici hem de tüketici tarafından maksimum faydaya ulaşabilmek için önemli bir etken olup bu değişimlere verilen kısa vadeli tepkiler ile uzun vadede durağan bir seyir halinde olması sağlanabilir. Yalnızca bu durum talebin esnek olduğu durumlarda geçerli olmaktadır. Zira tüketici esnekliğin olmadığı durumlarda fiyata gösterdiği tepki ile kısa vadede etkinlik sağlayamayacaktır.

Fiyat, aynı zamanda sermayenin etkin kullanımı açısından da önemli bir etken olup piyasada var olan yüksek fiyat sermayenin üretim miktarının artırılması amacıyla piyasaya yatırım olarak yönlendirilebilir. Enerji piyasasının sermaye çekmek için diğer sektör piyasalarıyla rekabet halindedir ve yatırımcı için yatırımı teşvik edecek seviyede bir karın piyasada oluşması beklenir (Göral, 2015: 62).

Doğalgazı diğer ürünlerden ayıran bazı özellikler vardır:

- Tespitinden üretimine kadar geçen sürede yüksek belirsizlik ve risk oranına sahip olması,
- Doğalgaz talep esnekliğinin olmaması,
- Bütün üretim sürecinde kaynağın yer aldığı ülke yönetimi ve üretim yapacak yatırımcı olmak üzere iki karar vericinin olması,
- Kıt kaynak sınıfında yer alması ve bu kaynakların dünya üzerinde belirli bölgelerde bulunması,
- Doğalgazın kalite farkı ve üretim bölgeleri arasındaki farklılardan dolayı maliyetlerde de farklılık oluşması,
- Sınırlı üretim kapasitesine bağlı olarak arz miktarının da kısıtlı olması,
- Üretimden tüketimine kadar her aşamasında diğer piyasalardan daha fazla yatırım ihtiyacı içermesi,
- Önlenmesi mümkün olmayan dışsallıkların sonucu olarak etkinliğin sağlanamaması (Dickel vd., 2007).

Doğalgaz ve diğer piyasalar arasındaki yukarıda verilen farklı özellikler dikkate alındığında doğalgazın fiyatlamasına ilişkin çeşitli teoriler ortaya çıkmıştır.

1.4.1.1. İşlem Maliyet Teorisi

İşlem maliyeti genel anlamda tüketicinin bir malı veya hizmeti elde etmek için geçirdiği zaman boyunca yaptığı bütün araştırma, ulaştırma ve pazarlama işlemlerine ilişkin giderlere denir (Karakaya, 2000). Yukarıda belirtildiği gibi doğalgaz piyasası üretimin başlangıcından tüketimin son safhasına kadar diğer piyasalarla kıyaslandığında çok daha fazla yatırım gerektirir. Ayrıca bu süreç boyunca belirsizlik hakimdir. Petrole kıyasla doğalgazın enerji olarak daha yeni piyasaya çıkmasının yanı sıra, daha düşük

yoğunluğa sahip olması, ulaştırma ve depolama faaliyetlerinin kısıtlı ve üretim maliyetinin yüksek olması petrol piyasasında meydana gelen piyasa ekonomisinin doğalgaz piyasasında oluşumunu geciktirmektedir (Karakaya, 2000).

1.4.1.2. David Ricardo'nun Rant Teorisi

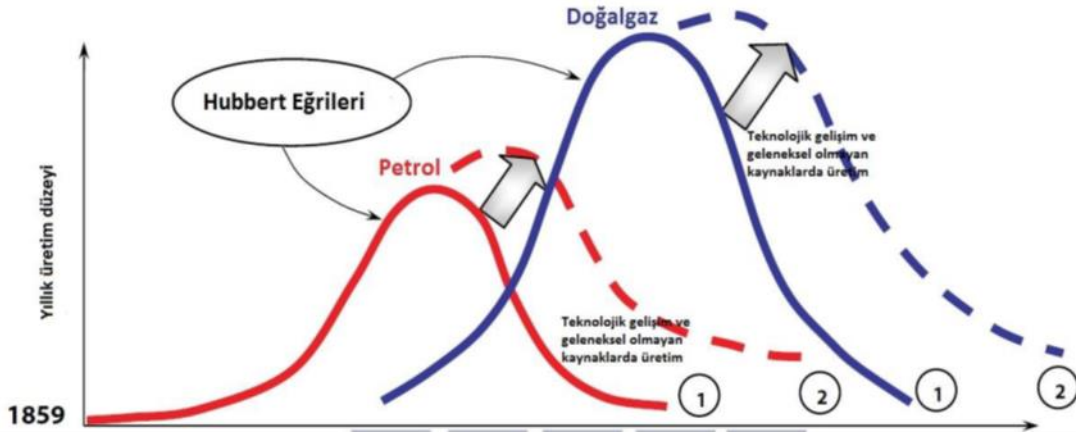
Ricardo'nun rant teorisi, toprağın sürekli verimli bir şekilde kullanılması ile topraktan elde edilen ürünlerden toprak sahibine yapılan ödeme olarak değerlendirilir. Toprakların kendine özgü özellik, kalite ve sınırları mevcut olduğu için ve nüfus artışı ile daha az verimli topraklarda ekime başlandığı için kullanım karşılığında bir rant ortaya çıkacaktır (Göral, 2015: 65). Başka bir ifade ile, daha az verimli topraklarda üretim yapılmaya başladıkça azalan verimler kanunu neticesiyle alınan verim azalacak ve fiyatlar da artacak, daha verimli toprak sahiplerine rant sağlayacaktır (Önal, 2004: 91).

Enerji üretim sahalarının kalite, doğalgazdaki kalite, yatırım maliyeti, üretimin ve dağıtımın yapılacağı yer arasındaki mesafe ve daha birçok etken farklılıklarından dolayı üretim maliyetlerinde farklılık meydana gelmektedir. Bu farklılıklar doğalgaz üretim faaliyetlerinde rant oluşmaktadır.

1.4.1.3. H. Hotelling'in Zirve Teorisi

Sürekli gelişen teknoloji ile tespit edilen ve üretim aşamasına geçilen enerji kaynakları artmakta olsa bile, enerji kaynaklarının kıt mal olduğu ve bir gün bu kaynakların tükeneceği gerçeği göz ardı edilemez. M. K. Hubbert tarafından 1949'da ortaya atılan zirve teorisine göre kıt kaynak olarak nitelendirilen enerji kaynaklarının arz eğrileri çan şeklindedir. Teknolojik gelişmeler ile birlikte yeni rezervlerin tespiti ve üretim seviyesinde artış meydana gelse de belirli bir zaman sonra zirve noktasına ulaşacak olan üretim seviyesi, bir zaman sonra azalmaya başlayacaktır. Ancak son zamanlarda geleneksel olmayan enerji kaynaklarında üretime başlanması ile Hubbert Eğrisi sağa kayarak zirveye ulaşma süresi ertelenmiştir (Konoplyanik, 2004). Hubbert'in Zirve Teorisi aşağıda Şekil 1.2.'de gösterilmektedir.

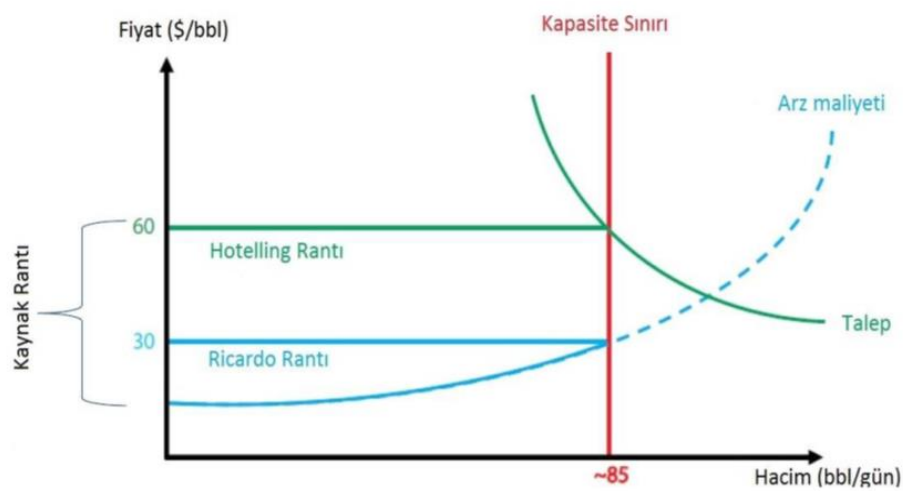
Şekil 1.2: Petrol ve Doğalgaz için Hubbert Eğrileri



Kaynak: Konoplyanik, 2004

Enerji piyasasının kıt mal olmasından ziyade bu kaynakların üretim maliyetlerinin birbirinden farklı olduğuna değinen Ricardo teorisinin aksine H. Hotelling, rezerv sahibinin bir gün bitmesi beklenen kaynaktan üretim yapması karşılığında rantın enerji fiyatlarını belirlemede etkili olduğunu iddia etmektedir. Tüketiciler açısından bakıldığında ise, tüketicinin enerji kaynağına ulaşmak için üretim ve taşıma maliyetlerinin yanında bir de kaynak sahibine ödemeye razı oldukları ilave maliyet ve talep eden tüketiciler arasında enerji kaynağına ulaşma rekabeti maliyeti etkileyeceği düşünülmektedir (Zelenovskaya, 2011).D. Ricardo'nun Rant Teorisi'nin Hubbert'in teorisi ile karşılaştırılması aşağıdaki Şekil 1.3. yardımıyla yapılmıştır.

Şekil 1.3: D. Ricardo ve Hotelling Rantı



Kaynak: Dickel vd., 2007

Şekil 1.3.'de verilen D. Ricardo ve Hotelling rantı teorisine göre bu iki yaklaşımın birleşmesi ile kaynak rantı oluşmaktadır. Doğalgazın işlenmesinde üretim olanaklarından kaynaklanan kısıtlayıcı bir sınır mevcuttur. Toplam enerji üretiminin üçte ikisinden fazlasına sahip olan enerji ekonomileri siyasi ve ekonomik etkenlere bağlı olarak üretim kapasitesinde meydana gelen değişimlerle elde edilen rant üzerinde belirleyici olabilmektedir (Dickel vd. 2007).

1.4.1.4. Vekalet Teorisi

Petrol ve doğalgaz kaynaklarının kullanımı bu kaynaklara sahip olan devlet ve kaynakları işleyip bir enerji ticareti oluşturan uluslararası enerji şirketlerinin tasarrufunda gerçekleşmektedir. Her iki taraf da üretim süreci boyunca ulaşmak istediği hedefler üzerine yoğunlaşmıştır. Kaynak sahibi ülke yönetimi, kazanç dönemini uzun vadeye yayarak gelecek nesillerin de bu kazançtan fayda sağlayabilmesi ve ayrıca sahibi olduğu enerji kaynağını siyasi hedeflerinde bir destek niteliğinde kullanabilmesi amaçlanan bir süreci benimserken, ticaretini yapan şirket karını maksimize etmeyi hedefler. Vekâlet sorunu olarak adlandırılan bu durum, enerji kaynaklarının üretim aşamasında da ortaya çıkmaktadır (Pongsiri, 2004).

1.4.2. Fiyatlandırma Yöntemleri

Doğalgaz fiyatlarının belirlenmesi ekonomik ve ticari açıdan büyük öneme sahiptir. Başlangıçta tekel piyasaya sahip olan doğalgaz piyasası, fiyatlandırılması tüketici açısından zorlayıcı olmasına karşın rekabetin ve serbestliğin gittikçe artması ile düzenleyicilerin çalışmaları sonucunda doğalgaz talep edenlerin hukuki hakları da artmış ve fiyatlandırma yöntemleri geliştirilmiştir.

1.4.2.1. Azaltarak Fiyatlandırma Yöntemi

Azaltarak fiyatlandırma yönteminde, en temel maliyetlerden ve harcamalardan başlanarak aşağıdan yukarıya doğru hesaplama yapmak yerine ikame esaslı fiyattan taşıma maliyetlerinin ve vergilerin çıkarılması yoluyla yukarıdan aşağıya doğru hesaplanarak doğalgazın ülkeye giriş yaptığı andaki fiyatının belirlenmesi hedeftir (Melling, 2010):

$$P_X = P_I - C_T - T \quad (1)$$

P_X : İhracatçı ülke sınırındaki fiyat

P_I : İthalatçı ülke piyahasındaki ikame esaslı fiyat

C_T : İhraç ve ithal eden ülkeler arasındaki taşıma maliyeti

T: Vergi

1.4.2.2. Serbest Piyasalarda Fiyatlandırma

Doğalgaz enerji kaynağı olarak işletilmesi petrol üretiminden sonra ortaya çıkmış ve yeni bir enerji kaynağı olarak değerlendirilmektedir. Bir enerji kaynağı olarak petrol ile kıyaslandığında kullanım alanının daha kısıtlı olması, daha az enerji yoğunluğuna sahip olması, üretim aşamasında daha fazla sermaye gerektirmesi ve üretim aşamasından sonra dağıtım ve depolama faaliyetleri için daha yüksek miktarda maliyet gerektirmesi nedeniyle piyasa gelişimi daha geç olmaktadır (Dickel vd. 2007). Petrol ticareti dünyanın her bölgesinde rekabetçi bir yapıya sahip serbest piyasada gerçekleştirilirken, yeni sayılabilecek doğalgaz piyasasında ticaret bölgesel piyasaların özgün nitelikleri serbest piyasalara doğru kaymaktadır. Buna dayanarak, İngiltere ve Kuzey Amerika'da serbest doğalgaz piyasası olgunlaşmış ve vadeli işlemler yaygınlaşmışken, Asya ve Avrupa piyasalarında ikame esaslı fiyatlandırmada petrol fiyatlarına endeksli uzun dönem ticaret sözleşmelerinin yerine kısa dönem sözleşmelerin kullanılması ile serbest piyasaların oluşumu yönünde gelişmeler yaşanmaktadır (Göral, 2015: 74).

Finansal piyasalarda olduğu gibi doğalgaz piyasasında da serbest piyasalar, gerçekleştirilen alım satım işlemi sonucu el değiştiren malın vadesine bağlı olarak spot ve türev piyasalar olmak üzere ikiye ayrılır. Spot piyasalar, parayla takas işlemi gerçekleştirilmek istenen doğalgazın bu işlemden sonra takas günü el değiştirdiği piyasalardır. Vadeli işlemler ve opsiyon sözleşmeleri ise teslimatı ileri tarihte yapılmak üzere planlanan doğalgazın, bugünden gerçekleştirildiği türev piyasalardır (Karan, 2008).

Özellikle Asya ve Avrupa olmak üzere dünya genelindeki doğalgaz piyasalarında arz, ikame esaslı fiyatlandırma ile petrol ürünlerine endekslenen uzun dönemli sözleşmeler ile gerçekleştirilmektedir. Bu durumun nedeni, gerçekleştirilen sözleşmelerin üretim, iletim ve dağıtım aşamalarının altyapısına yapılan yatırımın geri dönüşünü teminat altına almayı taahhüt eden bir iktisadi taban oluşturma çabasıdır. Son yıllarda ise piyasada serbestleşme ile birlikte uzun vadeli sözleşmelerde ciddi azalma ve

sabit fiyatlı günlük spot anlaşmalardan bir yıllık anlaşmalara kadar daha kısa vadeli sözleşmelere kayma söz konusu olmuştur (OECD/IEA, 1998).

1.4.2.3. Maliyet Esaslı Fiyatlandırma

Bu fiyatlandırma yönteminde, doğalgaz ticareti için yatırımcı tarafından oluşturulan sermayeden karlı bir dönüş sağlayıp, üretici ve tüketici taraflarının ortak katlanmak zorunda olduğu maliyetlerden üretici tarafına yeterli payı içerecek şekilde fiyat belirlemek temel amaç olarak nitelendirilmektedir. Bu yöntemin kullanıldığı alanlar genellikle doğalgaz enerji kaynağına sahip olan ülke tarafından uygulanan regülasyon çalışmaları ve üretici ülkenin iç pazarında kullanımı için fiyatın belirlenmesinde kullanılır (Gershon, 2010). Ricardo'nun rant teorisi ile açıklanan doğalgaz piyasasındaki maliyet esaslı fiyatlandırmada, üretici ülke maliyet esaslı fiyatlandırma yöntemi ile üretim ihraç ettiği doğalgazı, tüketici olan ithalatçı ülke talep ettiği doğalgazı tedarik edebilmek için üretim ve taşıma maliyetleri üzerinden ihracatçı ülkeye ödemeye razı olduğu ilave bedel taraflar arasında dolaylı yoldan paylaşmış olacaktırlar (Konoplyanik, 2008).

$$P_{cp} = C_p + C_{st} + C_{tr} + C_{tx} + \pi \quad (2)$$

P_{cp} –Doğalgaz fiyatı;

C_p – Doğalgaz üretim maliyeti;

C_{st} – Depolama faaliyetleri maliyeti;

C_{tr} – Taşıma maliyeti;

C_{tx} – İhracatçı ülkeden ilgili ticaret adına alınan vergi;

π - Kar marjı

Yukarıda maliyet esaslı fiyatlandırma yönteminin sayısal denkleminde görüldüğü gibi doğalgaz fiyatları üretim, taşıma, depolama ve vergi maliyetlerinin yanı sıra ticareti gerçekleştirilen bu işlemin kar marjı da eklenmektedir.

1.4.2.4. İkame Esaslı Fiyatlandırma

İkame esaslı fiyatlandırma yönteminde temel esas doğalgazın ikamesi olan diğer enerji kaynaklarının fiyatlarının baz alınması ile doğalgazın fiyatının belirlenmesidir. Bu yöntemde genellikle ithalatçı ülke gaz talebinin ülke içerisindeki üretim ve ithalat miktarları toplamından daha fazla olduğu piyasalarda kullanılır (Gershon, 2010).

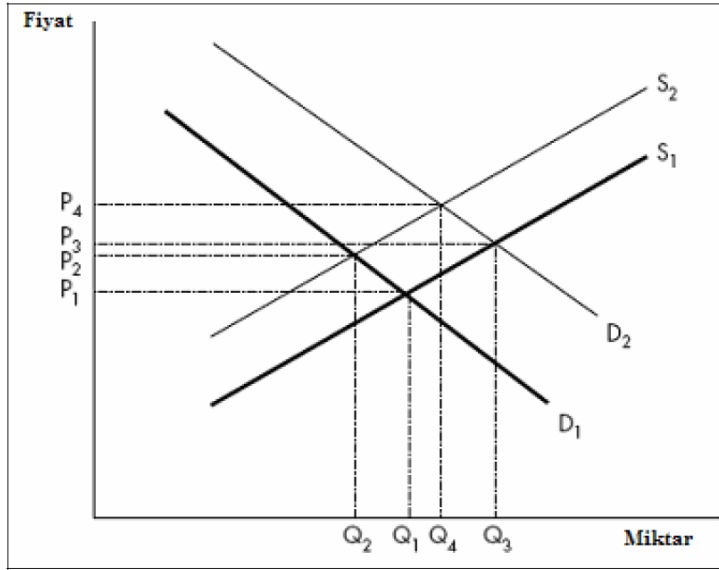
Dünya üzerinde bulunun doğalgaz üreten ülkeler ve uluslararası şirketler doğalgazın yanında aynı zamanda petrol üreticisi de oldukları için doğalgaz fiyatlarının belirlenmesinde ikame enerji kaynağı olarak petrol fiyatlarını baz alırlar. İkame esaslı fiyatlandırma yöntemi bu anlatılanlara bağlı olarak petrol endeksli fiyatlandırma yöntemi olarak da adlandırılabilir (Zelenovskaya, 2011).

1.4.2.5. Rekabetçi Doğalgaz Piyasasında Kısa Dönemli Fiyat Tespiti

Doğalgaz arz eğrisinin şekli ve eğimi üreticilerin üretim politikası ve depolanmış doğalgaz tedarikçilerin farklı fiyat seviyelerinde satış yapma istekleri tarafından belirlenir. Doğalgaz çıktısı maksimum sürdürülebilir düzeye ulaşmış fiyata duyarsız hale geldiğinde arz eğrisi dik bir duruma gelmektedir; tam tersi durumda yani doğalgaz çıktısının minimum seviyede olduğu zaman üreticiler düşük fiyattan satış yapmak yerine üretimi durdurmayı seçeceklerinden dolayı arz eğrisi yatay konuma geçecektir (Karakaya, 2008: 57).

Toplam kısa vadeli üretilebilir kapasite de doğalgaz eğrisinin durumunu değiştirebilir etkenlerdendir. Yeni bir doğalgaz üretimine başlanması ya da doğalgaz talebinin düşük olduğu mevsimlerde bir sonraki dönem için yapılan depolama faaliyetleri arz eğrisini aşağıya doğru kaydırır. Fiyatın P, miktarın Q, talep eğrisinin D ve arz eğrisinin ise S ile temsil edildiği şekil (1.4.) arz ve talep miktarlarındaki ani bir değişikliğin fiyata olan etkisini göstermektedir. Arz eğrisinin S_1 'den S_2 'ye yukarı doğru kaymasıyla gösterilen bir azalma doğalgaz fiyatının P1'den P2'ye artmasına neden olmakta yalnız doğalgazın denge miktarının Q_1 'den Q_2 'ye düşmesine neden olmaktadır.

Şekil 1.4: Doğalgaz Endüstrisinde Kısa Dönemli Fiyat Tespiti



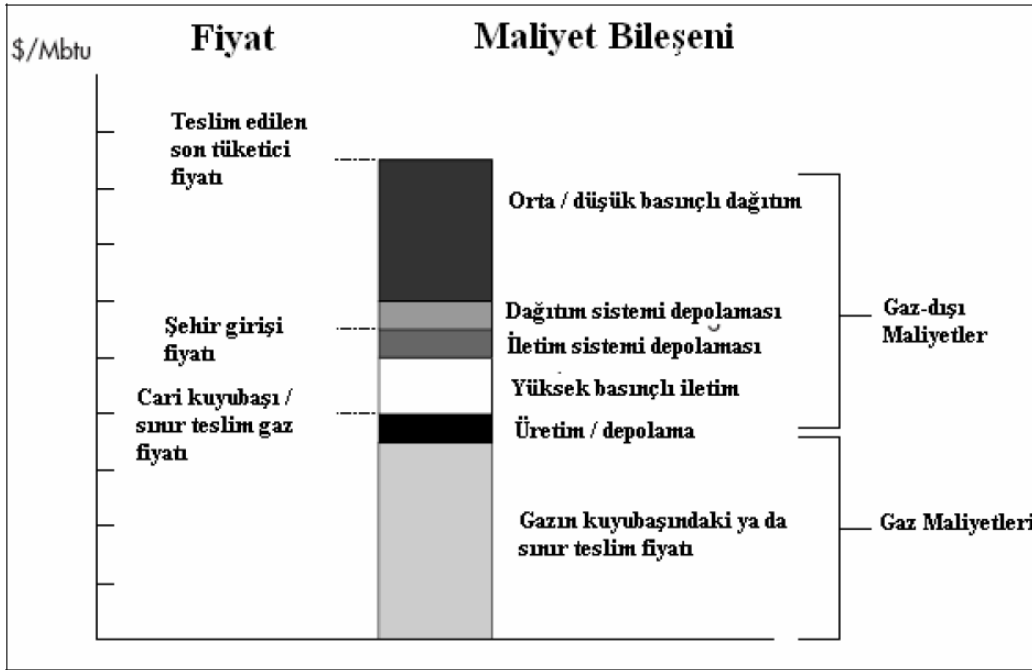
Kaynak: OECD/IEA, 1998.

S_1 veri arz eğrisi altında, rakip yakıtların fiyatındaki ani bir artış nedeniyle, doğalgaz talebi eğrisindeki D_1 'den D_2 'ye doğru yukarı yönlü kayma, fiyatın P_1 seviyesinden P_3 seviyesine çıkmasına neden olur. Benzer şekilde, hem talep hem de arz eğrilerinde meydana gelen yukarı kayma (D_2 ve S_2 'ye doğru) hem arzda (Q_4 'e doğru) hem de fiyatta (P_4 'e doğru) bir yükselişe neden olur.

1.4.2.6.Rekabetçi Doğalgaz Piyasasında Uzun Dönemli Fiyat Tespiti

Uzun dönemde rekabetçi piyasalarda doğalgazın sınırda teslim veya kuyudaki fiyatı, oluşturulan veri talep seviyesi için doğalgazın ülke sınırına gelene kadar uzun dönemli üretim/arz maliyetini birleştirecek şekilde belirlenmelidir. Bu durum, ikame olarak ifade edilen rakip yakıtların yer almadığı durumu göstermektedir. Talep artışından daha hızlı artan üretilebilir kapasite durumunda arz fazlası meydana geleceğinden doğalgaz fiyatları uzun dönem marjinal maliyetlerden düşük şekilde oluşacaktır (Karakaya, 2007: 59).

Şekil 1.5: Nihai Tüketici İçin Ortalama Doğalgaz Fiyatı Oluşumu



Kaynak: OECD/IEA, 1998.

Uzun vadede talep ise iktisadi kalkınma, rakip yakıt fiyatları, teknoloji ve çevresel kısıtlar ve engeller gibi bir takım faktörlere bağlı olarak değişir. Şekil 1.5.'de görülen maliyet bileşenlerinin herhangi bir ülkedeki görelî önemi, üretim alanı ve talep edilen nokta arasındaki mesafe, regülasyon yöntemi ve maliyet tahsisi ve doğalgazdan doğalgaza rekabetin derecesini içeren belli sayıda etmen tarafından belirlenmektedir (Karakaya, 2007: 59).

Doğalgazın taşınmasında ve satışında tek bir doğalgaz şirketinin tekel olarak işlem gördüğü durumlarda, doğalgaz nihai fiyatları maliyet tabanlı veya diğer yakıtlarla rekabet halindeki piyasa değeri temel alınarak hesaplanabilir. İkinci yaklaşım olarak, arzın maliyetini aşabilecek, nihai piyasada yarışan enerjilerin ortalama fiyatından iletim ve dağıtım maliyet bedelleri çıkartılarak elde edilen bir "netback" değeri ile dolgun bir kar aralıklarına yol açabilir. Oluşturulan bu tür bir fiyat ayrımcılığı farklı müşteri kategorileri arasında çapraz sübvansiyonlara neden olmaktadır. Çok az sayıda büyük tedarikçilerin olduğu tekel yapıya sahip Avrupa'da, netback piyasa değeri geleneksel doğalgaz aşamaları boyunca doğalgaz fiyatlandırılmasında temel olarak kullanılır (Karakaya, 2007: 60).

1.5. DOĞALGAZ VE EKONOMİK BÜYÜME İLİŞKİSİ

Doğalgaz tüketimi ve ekonomik büyüme ilişkisi birçok çalışmaya konu olmuştur. 1970’li yıllarda yaşanan petrol krizi sonrası ülkelerin ekonomik büyümeleri olumsuz bir şekilde etkilenmiştir. Ayrıca, sanayide doğal gaz kullanımının artması, elektrik üretiminde doğalgaz kullanımının artması ve doğalgazın çevreye daha duyarlı bir enerji kaynağı olması nedeniyle, doğal gaz enerji tüketimi ve ekonomik büyüme arasındaki etkileşimin analiz edilmesi önemlidir. Enerjinin ekonomik büyüme üzerindeki etkisini kavrayabilmek için öncelikle enerjinin üretim içerisindeki rolünün anlaşılması gerektiği düşünülmektedir. Neo-Klasik teoriye göre, emek, sermaye ve toprak üretim faktörlerinin birincil faktörlerini oluşturmaktadır. Enerji tüketimi ise ikincil faktör olarak değerlendirilmiştir (Stern, 2003: 5). Doğa bilimleri ve ekoloji ekonomisi, enerjinin üretim sürecinde daha önemli bir role sahip olduğunu düşünmektedir. Bunun nedeni emek, sermaye ve toprak gibi enerjinin de uzun dönemde çoğaltılabileceğini düşünmektedirler. Fakat fosil yakıtlar çoğaltılamaz ya da kullanımının ardından yeniden kullanılamaz yapıdadır. Bununla beraber enerji, üretimin her aşamasında gerekli bir faktördür. Bu nedenle de enerji dışsal bir yapıya sahip değildir (Stern, 2003: 5-8). Dolayısıyla, birincil üretim faktörleri olan emek, sermaye ve topraktan oluşan Solow Modeli, önce sabit toprak girdisini daha sonra doğalgaz gibi enerji kaynaklarını içerecek şekilde düzenlenmiştir (Güvenek ve Alptekin, 2010: 175-176).

Literatür çalışmalarının devam etmesinin nedeni, doğalgaz ve ekonomik büyüme arasında fikir birliğinin oluşmamasından kaynaklanmıştır. Yapılan çalışmaların farklı sonuçlara, farklı ülkeler ve farklı zaman aralıkları alınarak ulaşılmıştır (Altınay ve Karagöl, 2004: 986). Enerji tüketimi ve ekonomik büyüme arasındaki nedensellik ilişkisi, hem gelişmiş hem de gelişmekte olan ülkeler Granger nedensellik tekniği kullanılarak bulunmuştur. Bu nedenle literatür üzerinde Granger tekniği kullanımı önemli derecede artmıştır (Aydın, 2010: 320). Çalışmalar birbirleri arasında farklı sonuçları gözlemlemişlerdir. Bu sonuçlar: doğalgaz tüketiminden ekonomik büyümeye tek yönlü bir ilişki, ekonomik büyümeden doğalgaz tüketimine tek yönlü bir ilişki, doğalgaz tüketimi ve ekonomik büyüme arasındaki herhangi bir ilişkinin bulunamaması son olarak da doğalgaz tüketimi ile ekonomik büyüme arasında çift yönlü bir ilişkinin

gözlemlenmesidir. Bu çalışmada, verilerin analizi sonucunda doğalgaz ile ekonomik büyüme arasında çift yönlü Granger nedensellik ilişkisi bulunmuştur.

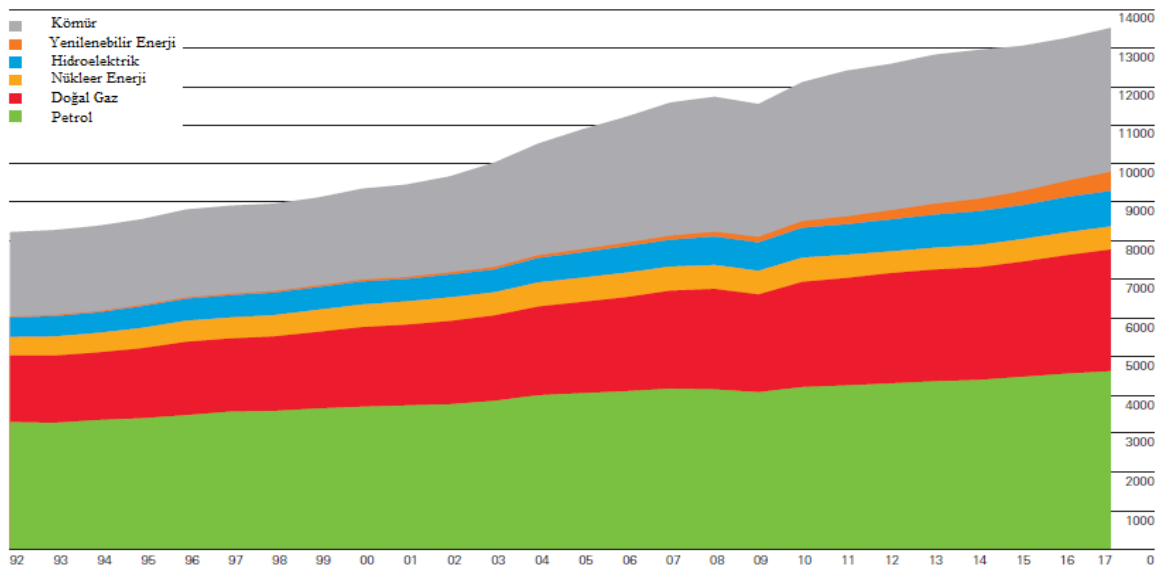


BÖLÜM 2: DOĞALGAZIN PİYASASININ MEVCUT DURUMU VE TÜRKİYE'DE DOĞALGAZ TİCARETİ

Bu bölümde, doğalgaz ticareti yapan ülkelerin yıllara göre değişen rezerv durumları, üretimleri, tüketimleri, ihracatları ve ithalatları incelenmiştir. Kullanım alanı genişleyen doğalgazın artan tüketim ihtiyacı ve buna bağlı olarak artan ihracat ve ithalat miktarları incelenmiş ve ülkelerin enerji durumları karşılaştırılarak üretici ülkeler ve tüketici ülkeler karşılaştırılmıştır. Ülkelerin enerji ihtiyacının ve buna bağlı olarak doğalgazın siyasal bir baskı unsuru olarak kullanılmasını ve ülkeler arasındaki ikili ilişkilerin durumunu kavrayabilmek adına ülkelerin enerji durumlarının incelenmesi önem arz etmiştir.

BP'nin Şekil 2.1'da gösterilen raporuna göre dünya birincil enerji tüketimi, 2016 yılında %1,2'den 2017 yılında %2,2 oranında artmış ve bu artış 2013'ten bu yana en yüksek seviyeye ulaşmıştır. Asya Pasifik Ülkeleri büyüme ortalamasının altında olmasına karşın Orta Doğu ve Güney Amerika üstünde seyir etmiştir. Kömür ve hidroelektrik dışındaki tüm yakıtlar, ortalamanın üzerindeki oranlarda artmıştır. Enerji Tüketimindeki en büyük artış petrol eşdeğeri ile 83 milyar ton (mtp) doğalgazda olmuştur ve onu yenilenebilir enerji 69 milyar ton (mtp) ve petrol 65 milyar ton (mtp) takip etmiştir.

Şekil 2.1: Dünya Toplam Enerji Kaynakları Tüketimi (Milyon Ton Petrol Kıyaslamasıyla)



Kaynak: BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu, 2018

Şekil 2.1’de görüldüğü gibi en yavaş büyüyen yakıt tipi petrol olmasına karşın en hızlı büyüyen ise kömürdür. Bununla birlikte diğer bütün enerji kaynaklarının aksine daha az çevre kirliliğine yol açması ve teknolojinin ciddi anlamda gelişmesi nükleer enerjinin büyüme hızında artış yaratmıştır. Dünyanın temel enerji kaynağı petrol olsa da son yıllarda bu birinciliğini kömür ve doğalgaz ile paylaşmak zorunda kalmıştır.

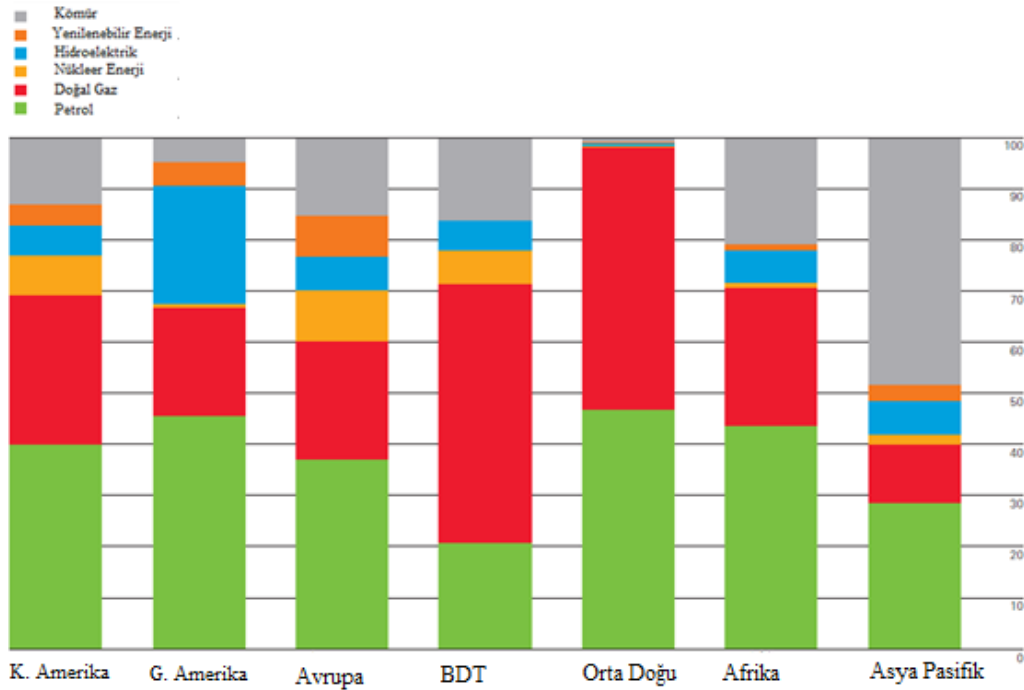
Bu bölümün son kısmında ise Türkiye’nin ithalat yaptığı ve yapmayı planladığı Hazar Denizi’ne kıyısı bulunan Rusya Federasyonu, Azerbaycan, İran, Türkmenistan ve Kazakistan ülkeleri ile doğalgaz enerji ticareti incelenmiştir. Bu yolla, Türkiye’nin Rusya Federasyonu’na tek yönlü enerji bağımlılığının giderilmesi için stratejik öneme sahip olan güzergahlar değerlendirilmiş ve Türkmenistan ile Kazakistan doğalgaz ticaretinin geliştirilmesi için düşünülen politikalara değinilmiştir. Türkiye’nin doğalgaz rezerv, üretim, tüketim, ihracat ve ithalat verileri incelenmiştir. Azerbaycan ile yapmış olduğu ticarete yeniden ihracat gerçekleştirerek ithal edilen doğal gazın yeniden Yunanistan’a ihraç edilmesi ile Türkiye’nin artan önemine değinilmiştir.

2.1. TÜRK DEVLETLERİNDE VE GELİŞMİŞ ÜLKELERDE DOĞALGAZ

Dünya doğalgaz rezervlerinin %46,7’si Hazar Havzası’nda bulunan (Rusya Federasyonu, İran, Azerbaycan, Türkmenistan ve Kazakistan) ülkelerine aittir. Neredeyse yarısına eşdeğer olan bu coğrafya enerji ticaretinin merkezi haline gelmiştir. Doğalgaz boru hatları ile Hazar Havzası’ndan Avrupa’ya ve Doğu Asya’ya doğal gaz taşınmaktadır. Dünya’nın en büyük enerji pazarından birisi olan AB’ne doğal gaz çoğunlukla boru hatları ile taşınmaktadır. Diğer bir yolla taşınan Sıvılaştırılmış Doğalgazın (LNG) önde gelen tedarikçileri ise ABD, Katar, Nijerya, Avustralya, Malezya ve Rusya Federasyonudur.

Şekil 2.2’de Yakıt bazında bakıldığında; Afrika, Avrupa ve Amerika’daki baskın yakıt olarak petrol kalırken, BDT ve Orta Doğu’da doğalgaz hâkimdir ve her iki bölgede de enerji karışımının yarısından fazlasını oluşturmaktadır. Kömür, Asya Pasifik bölgesindeki baskın yakıt olarak değerlendirilebilir. 2017 yılında kömürün birincil enerji piyasasındaki payı, Kuzey Amerika, Avrupa, Afrika ve BDT veri serilerinin en alt seviyesine düşmüştür (BP, 2018: 10).

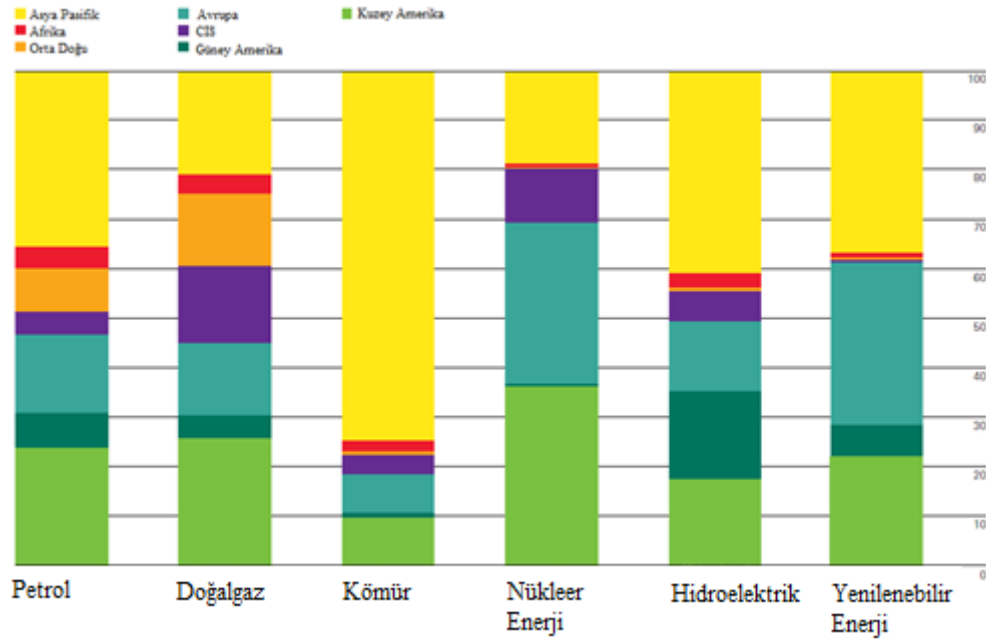
Şekil 2.2: 2017 Yakıt Bazlı Bölgesel Tüketim



Kaynak: BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu, 2018

Doğalgaz tüketimi, yine üretimin ve rezervlerin en çok olduğu BDT Ülkeleri'nde, onu takiben de Orta Doğu Ülkeleri'nde gerçekleşmiştir. Nükleer enerji ise çoğunlukla Kuzey Amerika, Avrupa ve BDT gibi gelişmiş ekonomilerde kullanıldığı görülmektedir. Ayrıntılı bir şekilde incelendiğinde Kuzey Amerika enerji tüketiminde %40 oranında petrol ve %30'a yakın doğalgaz tüketimi gerçekleştirmektedir. Nükleer enerjide AB'den sonra 2. en büyük tüketici konumundadır. Güney Amerika, coğrafi şartlarının uygunluğundan dolayı enerji ihtiyacında hidroelektrik santrallerini ön planda tutmuştur. Yine de bu bölgede %45'e yakın petrol ve %20 civarında doğal gaz tüketimi gerçekleştirmiştir. AB ülkeleri, enerji ihtiyacının %60'ını petrol ve doğalgaz ile gerçekleştirmiştir. BDT ülkelerine bakıldığında %70'in üzerinde petrol ve doğalgaz tüketimi gözlemlenmektedir. Bu coğrafyadaki doğalgaz rezervleri dünya rezervlerinin yarısına yakınına yakınına oluşturduğu için enerji ihtiyacının da çoğunluğunu doğalgaz ile karşılamaktadır. Orta Doğu ülkelerinin, enerji ihtiyacının tamamına yakınına petrol ve doğalgaz ile sağladığı görülmektedir. Coğrafi kısıtlar ve altyapı yetersizliği, teknolojik eksiklik ve politik baskılar bu iki enerji kaynaklarının dışındaki enerji kaynaklarına yönelimleri azaltmaktadır. Asya Pasifik ülkelerinde ise enerji kaynaklarının çoğunluğunu oluşturan kömür temel enerji tüketimini oluşturmaktadır.

Şekil 2.3: 2017 Bölgesel Bazlı Yakıt Tüketimi

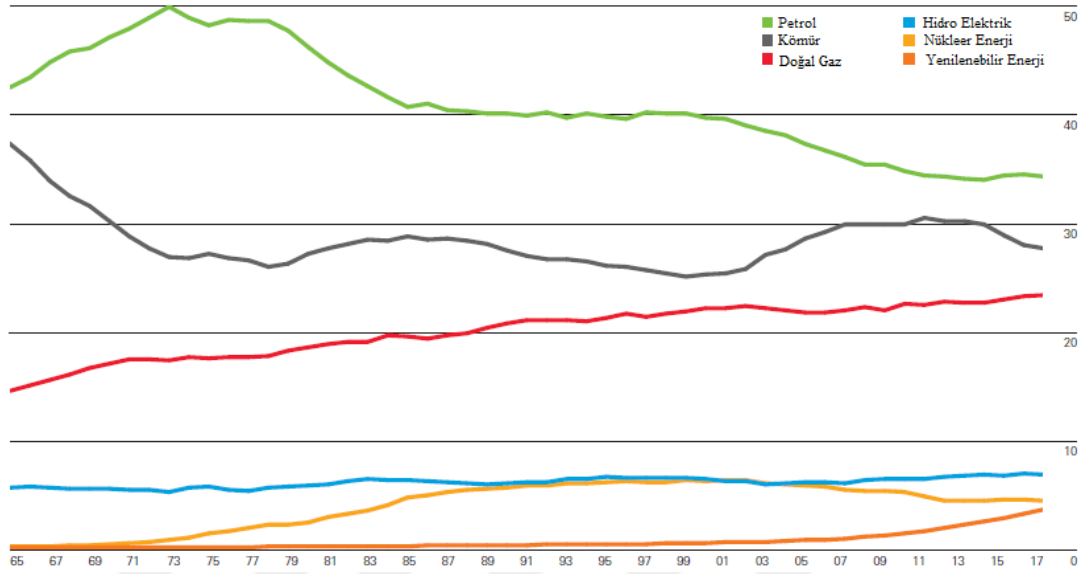


Kaynak: BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu, 2018

Kuzey Amerika, nükleer enerji ve doğalgaz enerjisi tüketimine yoğunluk gösterirken; Asya, petrol, kömür, yenilenebilir enerji ve hidroelektrik sektörünün önde gelen bölgesel tüketicisidir. Asya, küresel kömür tüketimine hakim ve küresel tüketimin yaklaşık dörtte üçünü gerçekleştirmektedir (%74,5). Asya'nın kömür piyasasındaki payı, 1965 yılından günümüze kadar tüketim üzerine sadece %17 oranında artmış ve 2001 yılında ise % 50'ye ulaşmıştır (BP, 2018: 11). Son yıllarda teknolojik gelişimin sonucunda verimli olmasına rağmen herhangi bir kaza ile çevreye olan tahribatının fazla olması nedeniyle gelişmiş ülkelerin tüketimini gerçekleştirdiği görülmektedir. Enerji tüketiminde rezervlerin azalması, çevre kirliliğinin artması, kaynaklara ulaşımın zorluğu gibi nedenlerden dolayı son yılların zirve enerji konularından birisi olan yenilenebilir enerji, Asya Pasifik, AB ve Kuzey Amerika bölgelerinde kullanıldığı görülmektedir.

Şekil 2.4'de görüldüğü gibi petrol, dünyadaki kullanılan baskın yakıt olarak değerlendirilir ve tüketilen tüm enerjinin kaynaklarının yaklaşık üçte birinden fazlasını oluşturmaktadır. 2017 yılında petrolün pazar payı, iki yıllık büyümenin ardından hafif düşüş göstermiştir. Kömürün pazar payı ise 2004'ten bu yana en düşük seviye olan %27,6'ya düşmüştür. Doğalgaz küresel birincil enerji tüketiminin %23,4'ünü oluştururken tüketim miktarı her geçen gün artarak devam etmektedir.

Şekil 2.4: Küresel Birincil Enerji Tüketiminin Yakıt Tarafından Paylaşımı



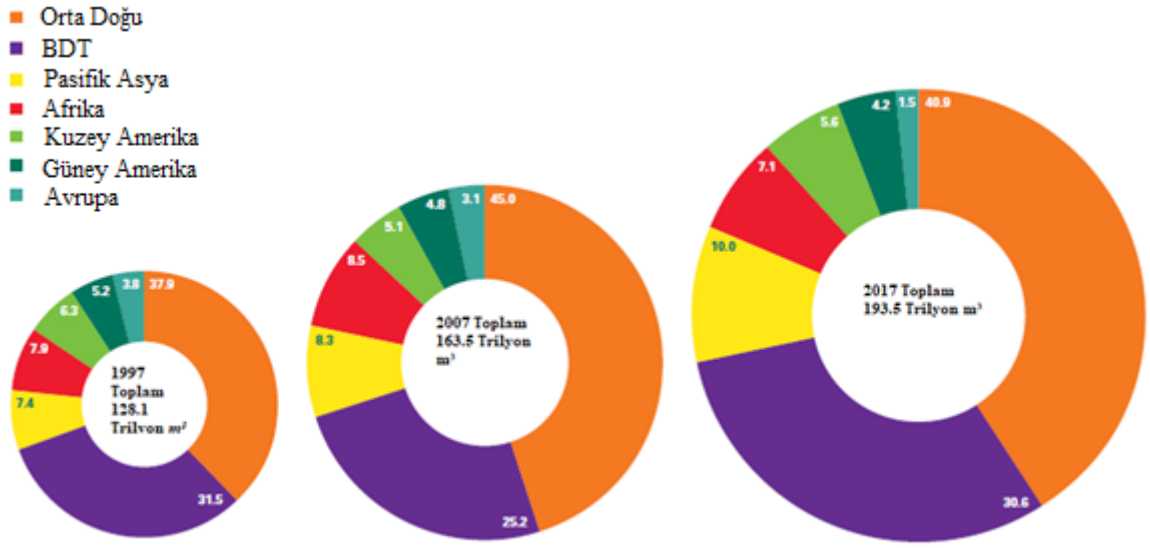
Not: Yatay eksen yılları, dikey eksen yüzdeler ifade etmektedir.

Kaynak: BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu, 2018

2.1.1. Doğalgaz Rezervi

Çevresel tahribatı petrol ve kömürle kıyaslandığında oldukça az olan doğalgazın teknolojik gelişmeler ve kullanım alanlarının artmasına paralel olarak rezerv aramalarında da artış meydana gelmiştir. 1997 yılında toplam rezerv miktarı 128,1 trilyon m³ iken; bu miktar 2007 yılında 163,5 trilyon m³ ve 2017 yılında ise 193,5 trilyon m³ seviyesine ulaşmıştır. Bu rezervlerin en büyük kısmı Şekil 2.5'de de görüldüğü gibi Orta Doğu Ülkeleri'ne aittir ve onu BDT ülkeleri takip etmektedir (BP, 2018: 13).

Şekil 6: 1997, 2007 ve 2017 Yıllarındaki Bölgesel Rezerv Dağılımları



Kaynak: BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu, 2018

Dünya enerji piyasasının birbirine uyum sağlayabilmesi için doğalgaz, petrolden sonra en önemli yakıt olarak düşünülmektedir. Bu nedenle üretim, tüketim ve rezerv miktarlarının yanı sıra ilerde enerji piyasasının nasıl seyir edeceği konusundaki tahmin çalışmaları da önem arz ettiği düşünülmektedir. Hâlihazırda ticarete konu olan gaz miktarları toplamı talebin yaklaşık 3'te 1'i kadardır ve gelecek yıllarda da artması beklenmektedir. Boru hatlarının petrole kıyasla doğalgaz ticaretinde daha baskın olması doğalgazın özgün özelliği ile açıklanabilir. Geniş Avrasya Kıtası'ndaki üretici ülkeler (Rusya-Hazar-Afrika-Kuzey Denizi) Avrupa ve Çin pazarlarındaki talebi karşılayabilmek için uzun mesafeli boru hatları inşa etmiş ve ticareti şekillendirmiştir (Özdemir, 2017: 76). Aşağıda yer alan Tablo 2.1'de, ülkelere göre doğalgaz toplam rezerv miktarı gösterilmektedir.

Tablo 2.1: Doğalgaz Toplam Rezerv Miktarları

Doğalgaz Toplam Rezerv	1997 trilyon m³	2007 trilyon m³	2016 trilyon m³	2017 trilyon m³	2017 toplamdaki payı
Afrika	10.2	14.0	13.8	13.8	7.1%
Azerbaycan	0.7	1.0	1.3	1.3	0.7%
Çin	1.2	2.3	5.5	5.5	2.8%
Irak	3.0	3.0	3.5	3.5	1.8%
İran	22.7	27.7	33.2	33.2	17.2%
Katar	8.8	26.4	24.9	24.9	12.9%
Kazakistan	1.5	1.5	1.1	1.1	0.6%
Özbekistan	1.2	1.3	1.2	1.2	0.6%
Rusya	33.6	33.9	34.8	35	18.1%
Türkmenistan	2.6	2.6	19.5	19.5	10.1%
ABD	14.6	16.2	19.2	19.0	9.8%
Afrika	10.2	14.0	13.8	13.8	7.1%
Asya Pasifik	9.4	13.6	19.2	19.3	10%
Avrupa	4.9	5.0	3.0	3.0	1.5%
BTD	40.3	41.2	59.0	59.2	30.6%
Orta Doğu	48.6	73.6	78.8	79.1	40.9%
Toplam Dünya Geneli	128.1	163.5	193.1	193.5	100%

Kaynak: BPDünya Enerji İstatistikleri Raporu, 2018

Tablo 2.1’de görüldüğü gibi doğalgaz rezervlerinin en yoğun olduğu ülkeler %18,1 ile Rusya, %17,2 ile İran, %12,9 ile Katar, %10,1 ile Türkmenistan ve %9,8 ile de ABD olduğu görülmektedir. Üretim ve tüketim konularında inceleneceği üzere

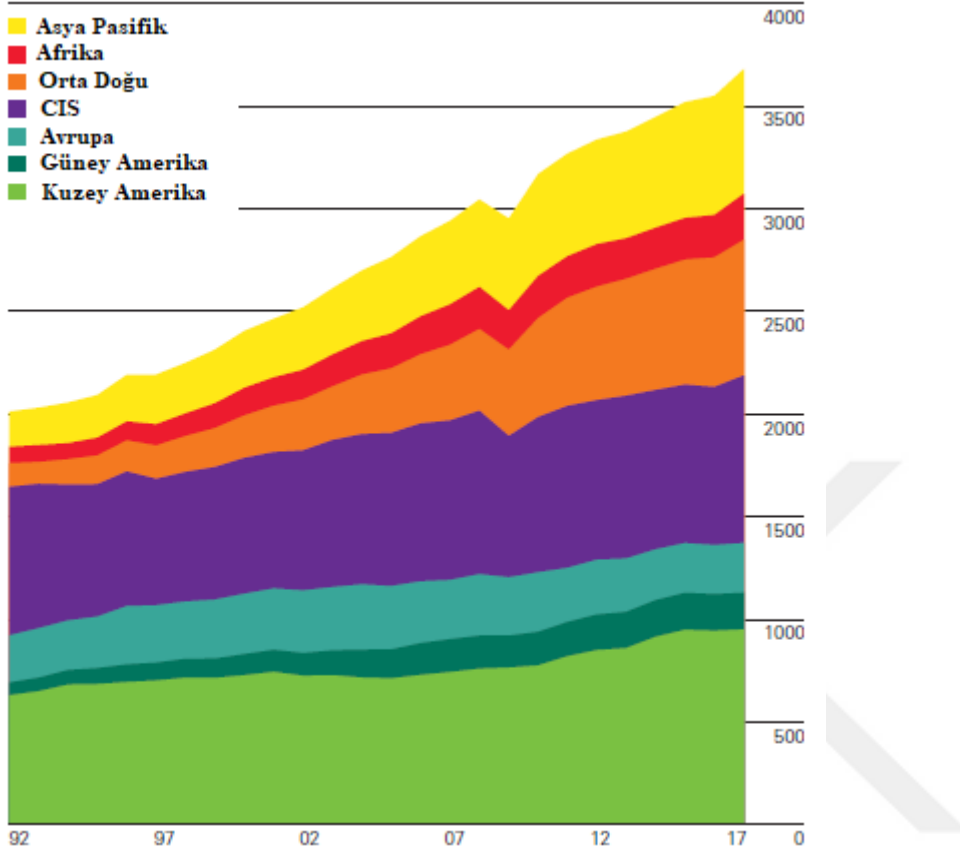
Rusya 2017 yılında 635,6 milyar m³ doğalgaz üretimi yaparken bunun 424,8 milyar m³'ünü iç pazarına pay etmiş ve geri kalan 210,8 milyar m³'ünü ihracata ayırmıştır. 2017 yılı verilerine göre İran, 223,9 milyar m³ üretim gerçekleştirmiş ve bunun 214,4 milyar m³'ünü iç pazarına pay etmiş ve ihracata konu olan 9,5 milyar m³'lük kısmın 8,9 milyar m³'ünü Türkiye'ye ihraç etmiştir. Geriye kalan kısmını ise Orta Doğu ve BDT (BDT) bölgelerine ihraç etmiştir. ABD ve AB tarafından İran'a uygulanan ticari ambargolar nedeniyle doğalgaz ihracı yalnızca bu bölgelerde gerçekleştirilmiştir.

2.1.2. Doğalgaz Üretimi

Doğalgaz kullanım alanının artması ile paralel olarak tüketime olan ihtiyaç da artmıştır. Bu nedenle tedarikçi ülkeler üretim miktarlarını arttırarak talebi karşılamaya çalışmışlardır. Tüketimde olan dışa bağımlılığın yanında üretici ülkelerin de tek bir pazara açılması, o pazara bağımlı hale gelmesine neden olmaktadır. Örnek verilecek olursa, Kazakistan ve Türkmenistan gibi bağımsızlığını yeni kazanmış olan ülkeler ürettikleri doğalgazını Rusya Federasyonu ve Çin'e satmaktadır. İki pazarın politik baskılar sonucunda enerji ambargosu uygulaması ile üretilen doğalgazın satışının gerçekleşmemesi bu ülkelerin ciddi ekonomik sorunlarla karşılaşmasına neden olabilir. Bu nedenle tedarikçi çeşitliliği kadar pazar çeşitliliği de önemlidir.

Şekil 2.6'ya bakıldığında küresel doğalgaz üretimi, 131 milyar metreküp (bcm) ve %4 artarak, %2,2'lik ortalama ile 10 yıllık büyüme oranının neredeyse iki katına çıkmıştır. Rusya doğalgaz üretiminde en fazla artışı 46 bcm'de, ardından İran 21 bcm'de ve Avustralya 17 bcm'de izlemiştir (BP, 2018: 32).

Şekil 2.6: Doğalgaz Bölgesel Üretim (Milyar m³)



Kaynak: BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu, 2018

BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu 2018 verilerine göre 2017 yılında üretimdeki artış oranı %4 olarak ve 2006-2016 yılları arasında ise %2,2 olarak hesaplanmıştır. 2017 yılındaki artış oranlarında en fazla artışı gösteren ülke %18,6 ile Kazakistan olmuştur. 2006-2016 yılları arası uzun dönem oranlara bakıldığında ise %21,8 ile Irak üretimi en çok arttıran ülke olmuştur. 2017 yılı toplam üretim miktarı 3680,4 milyar m³ olarak kaydedilmiştir. Aşağıda yer alan Tablo 2.2, doğalgaz üretim miktarlarını ülkelere göre göstermektedir.

Tablo 2.2: Doğalgaz Üretim Miktarı

Doğalgaz Üretim Milyar m³	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017 Toplamdaki Payı	Artış Oranı 2017 & 2006-2016
Azerbaycan	16.3	16.0	16.8	17.4	18.4	18.8	18.3	17.7	0.5%	-2.7% & 10.7%
Çin	96.5	106.2	111.5	121.8	131.2	135.7	137.9	149.2	4.1%	8.5% & 8.9%
Irak	7.1	6.3	6.3	7.1	7.5	7.3	9.9	10.4	0.3%	5.3% & 21.8%
İran	150.1	157.5	163.7	164.3	183.1	191.4	203.2	223.9	6.1%	10.5% & 6.3%
Katar	123.9	150.4	162.5	167.7	169.1	175.2	177	175.7	4.8%	-0.5% & 12.9%
Kazakistan	20.4	20.1	19.8	21.4	21.7	22.0	22.9	27.1	0.7%	18.6% & 4.2%
Özbekistan	56.9	53.9	53.9	53.9	54.2	54.6	53.1	53.4	1.5%	0.8% & -1.1%
Rusya Federasyonu	598.4	616.8	601.9	614.5	591.2	584.4	589.3	635.6	17.3%	8.2% & -0.3%
Türkmenistan	44.3	62.3	65.1	65.2	70.2	72.8	66.9	62.0	1.7%	-7.1% & 0.6%
ABD	939.7	988	1024.1	1037	1094.2	1130.1	1123.4	1130.5	30.8%	1.4% & 4.0%
Afrika	206.1	202.6	207.8	198.3	200.6	203.6	207.0	225.0	6.1%	9.0% & 1.1%
Avrupa	289.5	262.9	266.5	259.4	246.7	241.7	238.6	241.9	6.6%	1.7% & -2.3%
BDT	650.0	678.3	668.2	681.7	667.3	663.5	661.9	701.2	6.2%	0.05%'den daha az 22.2%
Orta Doğu	414.1	452.7	474.8	489.4	507.2	523.1	542.4	567.4	4.9%	6.5% & 17.9%
Toplam Dünya Geneli	3169.3	3269	3337.1	3376.2	3446.9	3519.4	3549.8	3680.4	100%	4% & 2.2%

Kaynak: BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu, 2018

Üretim miktarlarına bakıldığında en fazla üretim gerçekleştiren bölge 1130,5 milyar m³ ile ABD toplam üretim miktarının %30,8'ine eşdeğerdir. Onu takiben 635,6 milyar m³ üretim miktarı ile Rusya %17,3'lük pay ile en büyük ikinci üretim hacmine sahiptir. 2006-2016 yılları arasında en fazla değişim gösteren 21.8%'lik bir oranla Irak olmuştur. Üretim miktarlarında 10 yıllık süreçte gerileme yaşayan ülkeler AB ülkeleri, Rusya Federasyonu ve Özbekistan olmuştur. 2017 yılı artış oranının en yoğun olduğu ülkeler sırasıyla; %18,6 ile Kazakistan, %10,5 ile İran, %8,5 ile Çin ve %8,2 ile Rusya Federasyonu olmuştur. Kullanım alanlarındaki ve nüfustaki artış ile en büyük pazarlardan olan Avrupa ve Asya kıtasının tedarikçileri olan bu ülkeler üretim miktarlarını son yıllarda arttırmıştır.

2.1.3. Doğalgaz Tüketimi

Teknolojinin ve sanayinin gelişmesi, doğalgazın kullanım alanlarının artması, boru hatlarının yaygınlaşarak artması ve LNG ticaretinin yaygınlaşması doğalgaz tüketimini cazip hale getirmiştir. Ülkeler, büyüme sağlayabilmek için enerjiye ihtiyaç duymaktadırlar. Tüketimi neredeyse zorunlu hale gelen enerji, rezerv sahibi olmayan ve alternatif enerji kaynaklarının yetersiz olduğu ülkeler için dışa bağımlılığa yol açmaktadır. Aşağıda gösterilen Tablo 2.3, 2010-2017 yıllar arası doğalgaz tüketim miktarını göstermektedir.

BP'nin Dünya Enerji İstatistikleri Raporu 2018 verilerine göre 2017 yılı toplam tüketim miktarı 3670,4 milyar m³ olarak kaydedilmiştir. 10 milyar m³'lük bir arz fazlası oluşmuş ve bu arz fazlası kısa dönem talep değişimlerini karşılayabilmek için depolama faaliyetleri ile saklanmıştır. %30,4'lük oranla ABD ve ardından %14,5'lik oranla AB tüketimdeki en yüksek paylara sahip olan bölgelerdir. Rusya %11,6 oranında en büyük tüketim oranına sahip ülkelerden birisidir.

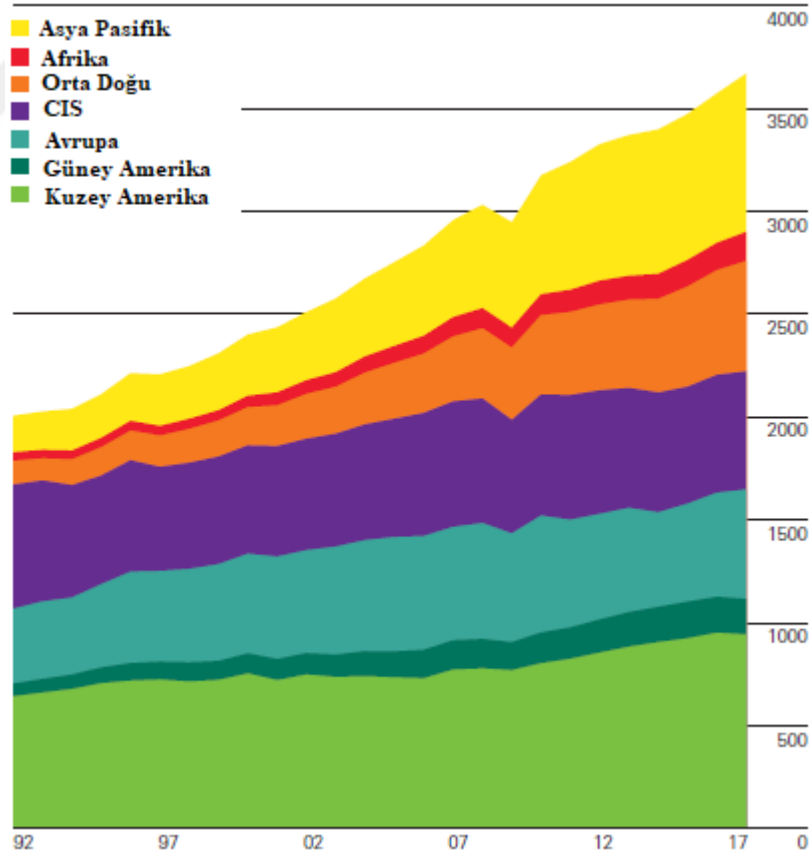
Tablo 2.3: Doğalgaz Tüketim Miktarı

Doğalgaz Tüketim Milyar m³	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017 Toplamdaki Payı	Yıllık Artış Oranı 2017 & 2006-2016
Azerbaycan	8.1	8.9	9.4	9.4	9.9	11.1	10.9	10.6	0.3%	-2.9% & 0.9%
Çin	108.9	135.2	150.9	171.9	188.4	194.7	209.4	240.4	6.6%	15.1% & 13.7%
Irak	7.1	6.3	6.3	7.1	7.5	7.3	9.9	12.0	0.3%	21.2% & 21.8%
İran	150.6	159.8	159.1	160.4	180.9	191.9	201.4	214.4	5.8%	6.8% & 6.2%
Katar	24.7	27.3	33.7	35.0	38.8	44.1	43.1	47.4	1.3%	10.3% & 8.3%
Kazakistan	11.0	12.2	13.0	13.6	15.0	15.3	15.8	16.3	0.4%	3.4% & 6.0%
Özbekistan	42.7	44.1	43.7	43.3	45.3	48.6	41.6	41.6	1.1%	0.3% & -0.5%
Rusya	422.6	435.6	429.6	423.0	423.6	409.6	420.2	424.8	11.6%	1.4% & 0.05%'den daha az
Türkiye	35.8	41.8	43.3	44.0	46.6	46.0	44.4	51.7	1.4%	16.6% & 4.3%
Türkmenistan	23.7	24.6	27.5	23.9	26.7	30.8	30.9	28.4	0.8%	-7.7% & 4.9%
ABD	953.1	977.7	1016.8	1052.3	1077.8	1103.1	1126.7	1116.2	30.4%	-1.4% & 5.0%
Afrika	102.5	108.3	116.2	116.6	122.1	129.6	133.2	141.8	3.9%	6.8% & 4.3%
Asya Pasifik	497.3	534.7	570.6	588.4	603.7	610.6	625.1	661.8	21.0%	6.2% & 5.2%
Avrupa	567.7	523.3	512.3	506.2	458.9	475.8	505.6	531.7	14.5%	5.5% & -0.9%
Orta Doğu	331.6	347.1	359.1	368.9	391.2	418.9	437.6	461.3	14.6%	5.7% & 5.9%
Toplam Dünya Geneli	3175.9	3241.0	3327.1	3371.5	3398.7	3474.2	3574.2	3670.4	100.0%	3.0% & 2.3%

Kaynak: BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu, 2018

Dünya geneline bakıldığında, 2017 yılı tüketim artış oranı %3 ve 2006-2016 yılları arasındaki tüketim artış oranı ise %2,3'dür. Tüketim miktarındaki yıllık artış oranlarına bakıldığında,%21,2 oranında Irak, %16,6 oranında ise Türkiye, tüketim artışının en fazla olduğu iki ülke olarak gözlemlenmiştir. Türkmenistan %-7,7, Azerbaycan %-2,9 ve ABD %-1,4 oranları ile 2017 yılı içerisinde doğalgaz tüketiminde azalmaya gitmiştir. ABD, Türkmenistan ve Azerbaycan doğalgaz tüketim miktarında azalmaya gitmesinin nedenleri, farklı enerji kaynaklarına olan yatırımların artması ve doğalgazın sektörel dağılımında elektrik üretimindeki payının azalması gösterilebilir. 2006 ve 2016 yılları arası dönem aralığı verilerine göre, tüketimdeki artış oranlarındaki değişimde %21,8 oranı ile yine Irak ve %13,7 oranı ile Çin lider konumundadır. 2017 yılı tüketimdeki toplam pay kıtalar arasında sırasıyla; %30,4 ile ABD, %21 ile Asya Pasifik, %14,6 ile Orta Doğu ve %14,5 ile Avrupa'dır.

Şekil 2.7: Doğalgaz Bölgesel Tüketim (Milyar m³)



Kaynak: BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu, 2018

Şekilde, yatay eksen 5 yıllık periyotlar halinde zaman aralığı verilmiştir. Dikey eksen ise 500 milyar m³'lük aralıklarla tüketim miktar aralığı girilmiştir. Şekil 12'de görüldüğü gibi gaz tüketimi, 2010 yılından bu yana en hızlı artış olan 96 bcm'ye ulaşarak % 3 artış göstermiştir. Büyümedeki artış Çin (31 bcm veya% 15,1), Orta Doğu (28 bcm) ve Avrupa (26 bcm) tarafından yönlendirilmiştir. ABD'ye bakıldığında ise tüketim % 1,2-11 bcm'ye düşmüştür (BP,2018: 32).

2.1.4. Doğalgaz İhracatı ve İthalatı

Enerji ticareti, dış ticaret işlemleri içerisinde önemli bir paya sahiptir. Ülkelerin artan enerji ihtiyacını tedarikçi ülkelerden karşılamaları ve tedarikçi ülkelerin de üretim fazlası olan enerji kaynaklarını ihraç etmeleri uluslararası bir ticaret ağı oluşmasına neden olmuştur. Rusya Federasyonu, Asya ve Avrupa'da doğalgaz boru hatları ile gerçekleştirilen doğalgaz ticaretinin lideri konumunda yer almaktadır. Ancak bu durum, ithalatçı ülkeler açısından arz güvenliği sorununu ortaya çıkarmaktadır. Son yıllarda Rusya Federasyonu ile yaşanan enerji krizleri neticesinde ithalatçı ülkeler tedarikçi çeşitliliğini ve alternatif güzergahları artırıcı politikalar izlemişler ve bu politikaları desteklemişlerdir. Özellikle Sovyetler Birliği'nin dağılmasından sonra bağımsızlıklarını yeni kazanan Türk Devletleri'nin enerji kaynaklarının zenginliği ve bu zenginlikten doğan enerji ticaretinin AB gibi büyük bir pazara aktarılması, bu ülkelerin ekonomik bağımsızlığını tam anlamıyla kazanmasına yardımcı olmaktadır.

LNG'nin de yaygınlaşması ile tedarikçi çeşitliliği artmıştır. ABD, Nijerya ve Malezya gibi ülkeler LNG ticaretinde ihtiyacı karşılayabilecek kapasiteye sahiptir. Deniz aşırı ülkelere doğalgaz ihtiyacını karşılayabilmesi kullanımının yaygınlaşmasına neden olmuştur.

BP'nin 2018 yılı verilerine bakıldığında 2017 yılında doğalgaz piyasasındaki toplam ithalat ve ihracat miktarı 1134,1 milyar m³'tür. Bunun 740,7 milyar m³'lük kısmını boru hattı vasıtasıyla gerçekleştirmektedir. Geriye kalan 393,4 milyar m³'lük kısmını ise Sıvılaştırılmış Doğalgaz (LNG) ile gerçekleştirmiştir. Aşağıda yer alan Tablo 2.4, doğalgaz boru hatları ile gerçekleştirilen ihracat ve ithalat rakamlarını ülkelere göre göstermektedir.

Tablo 2.4: 2017 Yılı Doğalgaz Boru Hattı Ticareti İthalat ve İhracat (Milyar m3)

İhracatçı Ülkeler	US	Kanada	Bolivya	Güney Amerika	Hollanda	Norveç	Birleşik Krallık	Diğer Avrupa	Azerbaycan	Kazakistan	Rusya F.	Türkmenistan	Özbekistan	İran	Katar	Cezayir	Libya	Diğer Afrika	Endonezya	Myanmar	Diğer Asya Pasifik	Toplam İthalat
US	-	80.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80.7
Kanada	24.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24.0
Meksika	42.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42.1
Kuzey Amerika	66.1	80.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	146.8
Arjantin	-	-	6.3	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.6
Brezilya	-	-	8.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.6
Güney Amerika	-	-	14.9	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.4
Avusturya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.6
Belçika	-	-	-	-	9.6	0.2	7.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.7
Çek Cumhuriyeti	-	-	-	-	-	3.0	-	-	-	-	5.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.5
Finlandiya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.2
Fransa	-	-	-	-	4.9	17.1	-	0.1	-	-	11.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.5
Almanya	-	-	-	-	20.2	25.7	-	0.4	-	-	48.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	94.8

İhracatçı Ülkeler	US	Kanada	Bolivya	Güney Amerika	Hollanda	Norveç	Birleşik Krallık	Diğer Avrupa	Azerbaycan	Kazakistan	Rusya F.	Türkmenistan	Özbekistan	İran	Katar	Cezayir	Libya	Diğer Afrika	Endonezya	Myanmar	Diğer Asya Pasifik	Toplam İthalat
Yunanistan	-	-	-	-	-	-	-	0.6	-	-	2.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.4
Macaristan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.2
İrlanda	-	-	-	-	-	-	1.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.8
İtalya	-	-	-	-	8.1	0.8	-	0.1	-	-	22.3	-	-	-	-	18.0	4.4	-	-	-	-	53.8
Hollanda	-	-	-	-	-	22.6	1.1	8.6	-	-	8.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40.9
Polonya	-	-	-	-	-	-	-	3.5	-	-	11.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.7
Slovakya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.7
İspanya	-	-	-	-	-	2.6	-	-	-	-	-	-	-	-	11.8	-	-	-	-	-	-	14.4
Türkiye	-	-	-	-	-	-	-	-	6.3	-	27.6	-	-	8.9	-	-	-	-	-	-	-	42.8
Birleşik Krallık	-	-	-	-	-	35.4	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39.4
Diğer EU	-	-	-	-	0.5	1.6	-	2.8	2.1	-	14.8	-	-	-	-	3.2	-	-	-	-	-	25.1
Avrupa	-	-	-	-	43.3	109.2	10.8	16.2	8.4	-	189.3	-	-	8.9	-	33.0	4.4	-	-	-	-	423.4
Beyaz Rusya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.8
Kazakistan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.3	0.3	1.7	-	-	-	-	-	-	-	-	5.3
Rusya Federasyonu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.1	-	-	6.7	-	-	-	-	-	-	-	-	18.9
Ukrayna	-	-	-	-	-	-	-	13.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.3

İhracatçı Ülkeler	US	Kanada	Bolivya	Güney Amerika	Hollanda	Norveç	Birleşik Krallık	Diğer Avrupa	Azerbaycan	Kazakistan	Rusya F.	Türkmenistan	Özbekistan	İran	Katar	Cezayir	Libya	Diğer Afrika	Endonezya	Myanmar	Diğer Asya Pasifik	Toplam İthalat
İthalatçı Ülkeler	US	Kanada	Bolivya	Güney Amerika	Hollanda	Norveç	Birleşik Krallık	Diğer Avrupa	Azerbaycan	Kazakistan	Rusya F.	Türkmenistan	Özbekistan	İran	Katar	Cezayir	Libya	Diğer Afrika	Endonezya	Myanmar	Diğer Asya Pasifik	Toplam İthalat
Diğer BDT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.0	-	-	2.0	-	-	-	-	-	-	-	7.0
BDT	-	-	-	-	-	-	-	13.3	-	12.1	26.2	0.3	8.4	2.0	-	-	-	-	-	-	-	62.3
Birleşik Arap Emirlikleri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.4	-	-	-	-	-	-	16.4
D. Orta Doğu	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	-	-	1.7	-	1.6	2.0	-	-	-	-	-	-	5.8
Orta Doğu	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	-	-	1.7	-	1.6	18.4	-	-	-	-	-	-	22.2
Güney Afrika	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.9	-	-	-	3.9
Diğer Afrika	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.4	-	0.3	-	-	-	3.7
Afrika	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.4	-	4.2	-	-	-	-	7.6
Avustralya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.8	5.8
Çin	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.1	-	31.7	3.4	-	-	-	-	-	-	3.3	-	39.4
Malezya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.7	-	-	0.7
Singapur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.3	-	1.5	8.9
Tayland	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.2	-	8.2
Asya Pasifik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.1	-	31.7	3.4	-	-	-	-	-	8.0	11.5	7.3	62.9
Toplam İhracat	66.1	80.7	14.9	0.5	43.3	109.2	10.8	29.5	8.9	13.2	215.4	33.6	11.8	12.5	18.4	36.4	4.4	4.2	8.0	11.5	7.3	740.7

Kaynak: BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu,2018

Boru hatları üzerinden gerçekleştirilen doğalgaz ticaretinin ihracat devi Rusya Federasyonu'dur. 215,4 milyar m³'lük ihracat hacmi ile toplam ticaret hacminin neredeyse 3'te 1'ine denk gelmektedir. Rusya ihracat verileri incelendiğinde doğalgaz ticaret hacminin 189,3 milyar m³'lük kısmını Avrupa'ya ihraç etmektedir. İthalatını ise Kazakistan ve Özbekistan'dan karşılamaktadır. Rusya'dan sonra doğalgaz ihracatındaki büyük paylardan biri ise Norveç'tir. Norveç de 109,2 milyar m³'lük doğalgaz ihracatını tamamen Avrupa ülkelerine gerçekleştirmektedir.

Avrupa genel anlamda doğalgaz ithalatına bağımlı bir yapıya sahiptir. 2018 yılı verilerine bakıldığında, 2017 yılında toplam 423,4 milyar m³ ithalat gerçekleştirerek toplam ithalat payının neredeyse 3'te 2'sine denk gelmektedir. Bu payın 189,3 milyar m³'lük kısmını Rusya Federasyonu'ndan; 109,2 milyar m³'lük kısmını ise Norveç'ten sağlamaktadır (BP, 2018: 34).

Azerbaycan, Kazakistan, Türkmenistan ve Özbekistan doğalgaz ticareti incelendiğinde, toplam 160,2 milyar m³ olan üretim miktarının 67,5 milyar m³'lük kısmını ihraç etmekte ve toplam ihracat hacminin %9'unu kapsamaktadır (BP, 2018: 34).

Türkiye incelendiğinde ise doğalgaz boru hattı üzerinden toplam 42,8 milyar m³'lük ithalat hacmine sahiptir. Bunun 27,6 milyar m³'ünü Rusya'dan, 8,9 milyar m³'ünü İran'dan ve 6,3 milyar m³'ünü ise Azerbaycan'dan ithal etmektedir. Doğalgaz ithalatı 2016 yılından bu yana %15 oranında artmıştır. 2017 yılında, ithalatın %64,48'lik payı Rusya'ya aittir (EPDK, 2018: 11). Ticaret bakanlığının 2018 yılı verilerine göre, Türkiye'nin 2017 yılı toplam ithalat hacmi 233.792 milyon \$ ve bunun 12.695 milyon \$ tutarındaki karşılığını doğalgaz oluşturmaktadır. Doğalgazın toplam ithalattaki payı ise yaklaşık %5.43'e denk gelmektedir (Ticaret Bakanlığı, 2018).

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Nisan 2017 tarihinde yürürlüğe giren "Milli Enerji ve Maden Politikası" ile enerji piyasasında arz güvenliğini ve enerjide millileşme çalışmasına gitmiştir. Bununla Türkiye'nin doğalgaz ithalatında Rusya'ya olan bağımlılığının azaltılması ve organize gaz piyasasının kurulması hedeflenmiştir. Söz konusu olan stratejik hedeflerin gerçekleştirilebilmesi için günlük arz miktarının 2023 yılına kadar 252 milyon m³'ten 473 milyon m³'e çıkarılması ve Rusya'ya olan

bağımlılığın azalabilmesi için yeni tedarikçiler arayışına gitmek gerekli görülmüştür (İş Bankası, 2018: 27).

BP'nin Dünya Enerji İstatistikleri Raporu 2018 yılı verilerine göre, Sıvılaştırılmış doğalgaz (LNG) ticaretinde toplam ticaret hacmi 393,4 milyar m³'tür. Toplam ticaretin yaklaşık 4'te 1'lik kısmına denk gelen 103,4 milyar m³'lük ihracat tutarı ile LNG ticaretinde ihracat devi Katar'dır. Katar'ın devamında ise 75,9 milyar m³'lük ihracat tutarı ile Avustralya ikinci sıradadır. Aşağıda yer alan Tablo 2.5, 2017 yılı sıvılaştırılmış doğalgaz (LNG) ticareti ithalat ve ihracat miktarlarını göstermektedir.



Tablo 2.5: 2017 Yılı Sıvılaştırılmış Doğalgaz (LNG) Ticareti İthalat ve İhracat (Milyar m³)

İhracatçı Ülkeler	İthalatçı Ülkeler	ABD	Brezilya	Peru	Trinidad & Tobago	Norveç	Diğer Avrupa	Rusya Federasyonu	Umman	Katar	Birleşik Arap Emirlikleri	Cezayir	Angora	Mısır	Ekvatorial Gine	Nijerya	Avustralya	Bruney	Endonezya	Malezya	Papua Yeni Gine	Diğer Asya Pasifik	Toplam İthalat
ABD		-	-	-	1.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.2	-	-	-	-	-	-	2.2
Kanada		-	-	-	0.2	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	0.4
Meksika		3.8	-	0.6	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	1.5	-	-	0.3	-	-	-	6.6
Kuzey Amerika		3.8	-	0.6	2.6	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	0.2	1.7	-	-	0.3	-	-	-	9.2
Arjantin		0.4	0.1	0.1	0.7	-	-	-	-	2.0	-	0.1	-	-	0.7	0.6	-	-	-	-	-	0.2	4.8
Brezilya		0.5	-	-	0.1	-	0.1	-	-	0.1	-	-	0.3	-	-	0.8	-	-	-	-	-	-	1.9
Şili		0.7	-	-	3.5	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	4.4
D. Güney Amerika		0.2	-	-	2.5	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.8
Güney Amerika		1.8	0.1	0.1	6.8	-	0.1	-	-	2.2	-	0.1	0.3	-	0.8	1.3	-	-	-	-	-	0.2	13.8
Belçika		-	-	-	-	+	0.1	-	-	1.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.3
Fransa		-	-	0.2	0.1	0.8	+	-	-	2.0	-	4.1	0.2	0.1	-	3.3	-	-	-	-	-	-	10.8
İtalya		0.2	-	-	0.3	+	+	-	-	6.8	-	1.0	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	8.4
İspanya		0.8	-	3.6	0.6	0.9	0.1	-	-	3.5	-	2.4	0.3	0.1	-	4.4	-	-	-	-	-	-	16.6
Türkiye		0.7	-	-	0.4	0.9	0.2	-	-	1.6	-	4.7	-	-	0.3	2.1	-	-	-	-	-	-	10.9
Birleşik Krallık		0.1	-	0.1	0.2	0.1	-	0.1	-	6.1	-	0.3	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	7.2
Diğer EU		0.9	0.1	-	0.3	2.0	0.2	+	-	2.6	0.4	1.5	0.1	+	0.1	2.3	-	-	-	-	-	-	10.5

İhracatçı Ülkeler	ABD	Brezilya	Peru	Trinidad & Tobago	Norveç	Diğer Avrupa	Rusya Federasyonu	Umman	Katar	Birleşik Arap Emirlikleri	Cezayir	Angora	Mısır	Ekvatorial Gine	Nijerya	Avustralya	Bruney	Endonezya	Malezya	Papua Yeni Gine	Diğer Asya Pasifik	Toplam İthalat
Avrupa	2.6	0.1	3.9	1.8	4.8	0.7	0.1	-	23.7	0.4	14.1	0.6	0.3	0.4	12.2	-	-	-	-	-	-	65.7
Avrupa Dışı Ülkeler	-	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1
Orta Doğu	1.9	-	-	1.0	0.2	0.4	-	0.7	2.3	0.1	1.0	1.4	0.2	0.9	2.7	0.2	-	0.1	-	-	-	13.0
Afrika	0.2	-	-	-	0.2	0.2	-	-	5.5	-	0.6	0.2	-	0.1	1.2	-	-	-	-	-	-	8.2
Çin	2.1	-	0.1	0.2	0.2	0.5	0.6	0.3	10.3	-	0.1	0.4	0.1	0.1	0.5	23.7	0.2	4.2	5.8	3.0	0.3	52.6
Hindistan	0.6	-	-	0.3	0.1	0.5	-	0.7	13.2	0.5	0.3	1.4	0.4	1.2	3.6	2.5	-	0.2	0.3	-	-	25.7
Japonya	1.3	-	0.4	0.2	-	0.2	9.9	3.8	13.8	6.4	0.1	0.2	0.2	0.5	2.1	35.0	5.1	8.9	20.2	5.8	0.2	113.9
Malezya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.8	1.1	-	-	-	-	2.0
Pakistan	0.1	-	-	0.1	-	-	-	-	5.0	-	-	-	-	0.3	0.5	-	-	-	-	-	-	6.1
Singapur	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	-	2.1	-	-	0.3	-	+	4.1
Güney Kore	2.7	-	0.5	0.2	0.1	-	2.6	5.7	15.9	-	0.2	0.4	-	0.2	1.1	9.6	2.0	4.9	5.1	0.1	0.1	51.3
Tayvan	0.2	-	0.1	0.3	-	-	2.3	0.2	7.0	0.1	0.1	-	-	-	0.7	1.4	0.6	2.9	4.1	2.6	-	22.5
Tayland	0.1	-	-	-	-	-	-	-	3.2	0.1	0.1	-	-	0.1	0.2	0.7	0.1	0.3	0.4	-	-	5.2
Asya Pasifik	7.1	-	1.1	1.2	0.4	1.2	15.4	10.7	69.6	7.2	0.9	2.6	0.7	2.5	8.7	75.7	9.1	21.4	36.1	11.5	0.6	283.5
Toplam İhracat	17.4	0.1	5.6	13.4	5.8	2.5	15.5	11.4	103.4	7.7	16.6	5.0	1.2	4.8	27.8	75.9	9.1	21.7	36.1	11.5	0.7	393.4

Kaynak: BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu,2018

İthalat oranlarına bakıldığında ise 113,9 milyar m³'lük tutarla Japonya ilk sırada yer almaktadır. Japonya ithalatının çoğunluğu olan 35,0 milyar m³'lük kısmını Avustralya tarafından sağlanmaktadır. Japonya'nın ve Avustralya'nın ada olması nedeniyle doğalgaz boru hattının daha fazla maliyetli oluşu LNG kullanımını bu bölgede yaygınlaştırmıştır. Onu takip eden Çin 52,6 milyar m³'lük ithalat gerçekleştirmiştir.

AB ülkeleri, kullanımının hem günlük hayatta hem de sanayi alanında yaygınlaşması nedeniyle doğalgaz ticaretinde büyük pazarlardan birisidir. Boru hatları üzerinden tedarik ettiği doğalgazda zaman zaman krizler yaşanması nedeniyle tedarikçi sayısını LNG yoluyla arttırarak arz güvenliğini arttırmaya çalışmıştır. Tabloda da görüldüğü gibi 2017 yılında AB'nin LNG ithalatı 65.7 milyar m³ seviyesindedir. Bu ihracatın; 23.7 milyar m³'ünü Katar'dan, 14.1 milyar m³'ünü Cezayir'den ve 12.2 milyar m³'ünü ise Nijerya'dan tedarik etmiştir.

Katar, Nijerya ve Cezayir gibi ülkelerin, LNG ticaretinde lider konumunda olmalarının nedeni; pazara olan uzaklığı nedeniyle doğalgaz boru hatlarının daha fazla maliyetli olması ve bunun için gerekli altyapıya sahip olmamalarıdır. LNG ticari yıllara göre bakıldığında, her geçen yıl ticaretinde bir artış gözlemlenmektedir. Ticaretin artması ihracatçı ülkelerin ekonomilerine pozitif etki göstererek gelişmelerine destek olmaktadır.

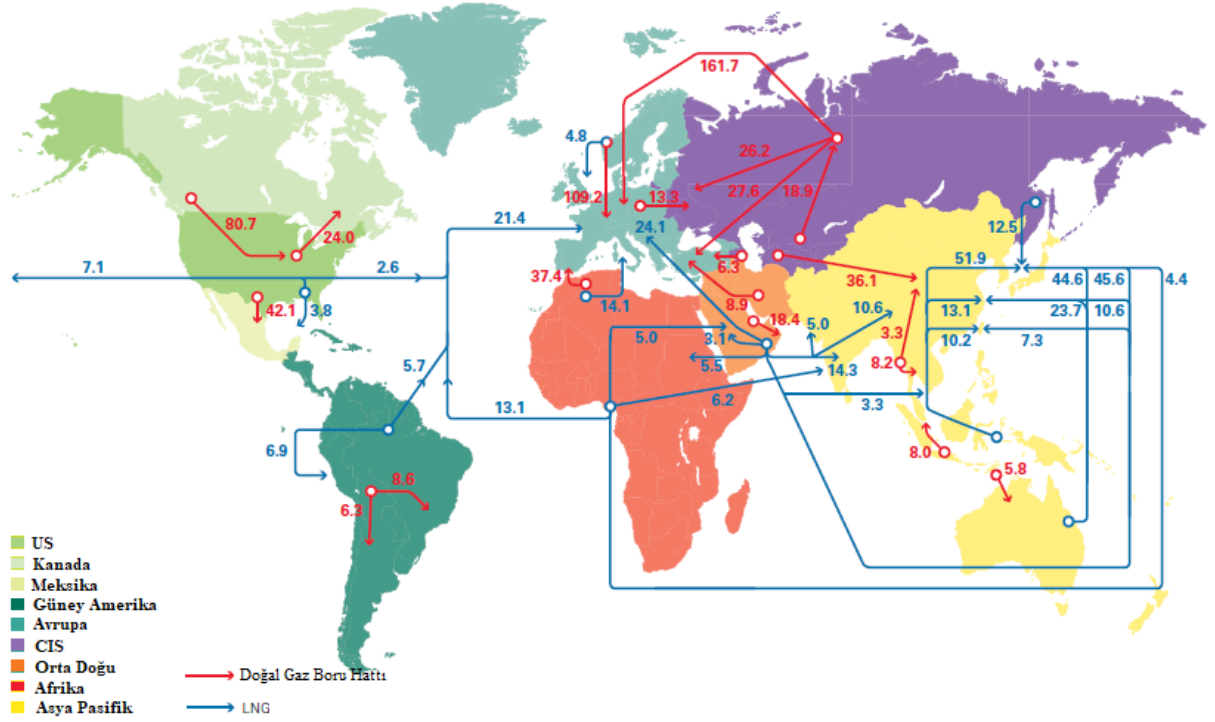
Türkiye'ye bakıldığında ise toplam 10,9 milyar m³ ithalat gerçekleştirmiş olup 4,7 milyar m³'lük kısmını Cezayir'den, 1,6 milyar m³'lük kısmını ise Katar'dan sağlamaktadır. Toplam LNG ithalatının %37,79'luk kısmı Spot LNG ithalatı olup, geri kalan kısmı BOTAŞ tarafından Cezayir ve Nijerya'dan ithal edilen uzun dönem sözleşmeli ithalat miktarı oluşturmaktadır (EPDK, 2018: 7).

Şekil 2.8'e bakıldığında doğalgaz ticaretinde boru hattı taşımacılığı ile gerçekleştirilen ticaret genel anlamda kara parçası üzerinden birbirine bağlı bir şekilde gerçekleştirilmektedir. Sıvılaştırılmış doğalgaz (LNG) ise deniz taşımacılığı gerçekleştirilmektedir.

Şekil 2.8 incelendiğinde, doğalgaz ticaret ağının çoğunluğunun LNG ile gerçekleştirildiği görülmektedir. Bunun nedeni, boru hattı taşımacılığının daha maliyetli ve sabit olmasıdır. Boru hattı taşımacılığının büyük çoğunluğu Rusya Federasyonu

tarafından gerçekleştirilmektedir. LNG ticaretinin liderleri ise; 103,4 milyar m³ ile Katar, 75,9 milyar m³ ile Avustralya, 36,1 milyar m³ ile Malezya'dır.

Şekil 2.8: Dünya Çapındaki Doğalgaz Ticaret Akışı (Milyar m³)



Kaynak: BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu, 2018.

Tablo 2.6, 2016 ve 2017 yıllarına ait boru hattı ve LNG ticareti verileri işlenmiştir. Boru hattı üzerinden gerçekleştirilen ticarete Rusya ilk sırada yer almaktadır. 2016 yılında 200,1 milyar m³ olan ihracat 2017 yılında 215,4 milyar m³ seviyesine ulaşarak %7.64'lük bir artış gerçekleştirmiştir. İthalatı ise 2016 yılında 18,1 milyar m³ ve 2017 yılında ise 18,9 milyar m³'tür. LNG ticaretinde ise Rusya Federasyonu sadece ihracat gerçekleştirmiştir. Tablo incelendiğinde, LNG ticaretinin 2016 yılından 2017 yılına yüzdelik değişimi 10.28% iken, doğalgaz boru hattı yüzdelik değişimi 3.68% olduğu görülmektedir.

LNG ticaretinin boru hattı ticaretine göre oransal olarak daha fazla artmasının nedeni, hacimsel olarak LNG ticaretinin boru hattı ticaretinden daha az olmasından kaynaklanmaktadır. Ayrıca boru hattı ticaretinin maliyeti LNG ticaretinden daha az maliyetli olması ve tedarik çeşitliliğini arttırmak adına ülkelerin LNG ticaretine de yönelmesi bu oransal artışta önemli etkenlerdendir.

Tablo 2.6: 2016 ve 2017 Yılları Doğalgaz Ticareti (Milyar m³)

	2016 Yılı Doğalgaz Boru Hattı İthalat	2016 Yılı Sıvılaştırılmış Doğalgaz (LNG) İthalat	2016 Yılı Doğalgaz Boru Hattı İhracat	2016 Yılı Sıvılaştırılmış Doğalgaz (LNG) İhracat	2017 Yılı Doğalgaz Boru Hattı İthalat	2017 Yılı Sıvılaştırılmış Doğalgaz (LNG) İthalat	2017 Yılı Doğalgaz Boru Hattı İhracat	2017 Yılı Sıvılaştırılmış Doğalgaz (LNG) İhracat
US	79.5	2.4	58.6	4.3	80.7	2.2	66.1	17.4
Kanada	21.1	0.3	79.5	+	24.0	0.4	80.7	+
Meksika	37.5	5.9	+	-	42.1	6.6	+	-
Trinidad ve Tobago	-	-	-	14.3	-	--	-	13.4
Kuzey Amerika	16.2	15.6	16.2	6.4	15.4	13.8	15.4	5.8
Fransa	32.2	9.1	-	1.5	33.5	10.8	-	1.0
Almanya	95.6	-	9.1	-	94.8	-	7.1	-
İtalya	60.5	5.9	-	-	53.8	8.4	-	-
Hollanda	36.8	1.3	46.8	0.9	40.9	1.6	43.3	0.8
Norveç	+	-	109.4	6.0	+	-	109.2	5.8
İspanya	15.5	13.8	0.6	0.2	14.4	16.6	0.1	0.1
Türkiye	36.9	7.8	0.6	-	42.8	10.9	0.6	-
Birleşik Krallık	35.2	11.0	9.7	0.6	39.4	7.2	10.8	0.3
Diğer Avrupa	94.8	7.9	13.9	1.3	103.7	10.2	21.6	0.2
Rusya Federasyonu	18.1	-	200.1	14.6	18.9	-	215.4	15.5
Ukrayna	10.5	-	-	-	13.3	-	-	-
Diğer BDT	29.3	-	68.5	-	30.1	-	67.5	-
Katar	-	-	18.5	107.2	-	-	18.4	103.4
Diğer Orta Doğu	25.8	13.7	8.0	18.8	22.2	13.0	12.5	19.1
Cezayir	-	-	38.1	15.8	-	-	36.4	16.6

	2016 Yılı Doğalgaz Boru Hattı İthalat	2016 Yılı Sıvılaştırılmış Doğalgaz (LNG) İthalat	2016 Yılı Doğalgaz Boru Hattı İhracat	2016 Yılı Sıvılaştırılmış Doğalgaz (LNG) İhracat	2017 Yılı Doğalgaz Boru Hattı İthalat	2017 Yılı Sıvılaştırılmış Doğalgaz (LNG) İthalat	2017 Yılı Doğalgaz Boru Hattı İhracat	2017 Yılı Sıvılaştırılmış Doğalgaz (LNG) İhracat
Diğer Afrika	8.3	10.7	8.6	30.0	7.6	8.2	8.7	38.9
Avustralya	6.4	0.1	-	59.2	5.8	-	-	75.9
Çin	36.0	35.9	-	-	39.4	52.6	-	-
Hindistan	-	23.6	-	0.1	-	25.7	-	-
Japonya	-	113.6	-	-	-	113.9	-	-
Endonezya	-	-	8.2	22.2	-	-	8.0	21.7
Güney Kore	-	45.7	-	0.1	-	51.3	-	0.1
Diğer Asya Pasifik	18.1	32.5	20.0	53.4	17.7	40.0	18.8	57.2
Toplam Dünya	714.4	356.7	714.4	356.7	740.7	393.4	740.7	393.4

Kaynak: BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu, 2018

İtalya'nın 2016 ve 2017 doğalgaz ticareti incelendiğinde, 2016 yılındaki gerçekleştirilen boru hattı ticaretinin 2017 yılında azalıp, LNG ticaretinin tam aksine artması doğalgaz ticaretinde LNG'ye olan eğilimin göstergesidir.

Türkiye incelendiğinde ise boru hattı ile 2016 yılında 36,9 milyar m³ ve 2017 yılında 42,8 milyar m³ ithalat gerçekleştirerek %15.98 civarında ithalatında bir artış yaşamıştır. LNG'de ise 2016 yılında 7,8 milyar m³ ve 2017 yılında 10,9 milyar m³ ithalat gerçekleştirip %39,74 civarında bir artış meydana gelmiştir.

2.2. TÜRKİYE'NİN DOĞALGAZ DURUMU VE DOĞALGAZ TİCARETİ YAPTIĞI ÜLKELER İLE İLİŞKİSİ

Bu bölümde, Türkiye'nin doğalgaz rezervlerine, üretimlerine, tüketimlerine ve doğalgaz ticareti yapmış olduğu ülkeler ile ekonomik-politik ilişkilerine değinilmiştir. Türkiye'nin artan doğalgaz ihtiyacını karşılamada arz çeşitliliğini artırma yoluna giden Türkiye'nin, Hazar Havzasında bulunan Türk Devletleri ile olan ekonomik ilişkilerin geliştirilme çabasına gidilmektedir. Bu yolla doğudan batıya aktarılan doğalgazın, arz çeşitliliği ve arz güvenliği artmış olacaktır. Ayrıca, 2017 yılında Türkiye tarafından gerçekleştirilen doğalgaz ithalatının %51.93'ünün Rusya Federasyonu'na ait olması ile bu ülkeye olan doğalgaz bağımlılığı azalarak daha ucuz gaz elde etmek mümkün olacaktır.

2.2.1. Türkiye'de Doğalgaz Görünümü

Türkiye'nin doğalgaz ihtiyacı; elektrik üretimindeki doğalgazın payının, sanayide kullanımının ve ağ şebekesinin hızla gelişmesiyle hane halkı tüketiminin artması sonucunda sürekli bir artış göstermiştir. Bu nedenle doğalgaz ihracatında da paralel bir artış meydana gelmiştir. Türkiye'nin doğalgaz boru hattı ticareti yaptığı ülkeler, Rusya Federasyonu, İran ve Azerbaycan'dır. Ticaret yapmayı planladığı ve bunun için ciddi adımların atıldığı ülkeler ise Türkmenistan ve Kazakistan'dır. Türkiye'nin arz güvenliğinin sağlanması için Türk Devletleri ile olan ticari ilişkilerin geliştirilmesi ve farklı güzergahlar ile doğalgaz ticaretinin gerçekleşmesi önemli olarak görülmektedir. EPDK'nın verilerine göre Türkiye, doğalgaz ticaretinde %51,93 oranında Rusya Federasyonu'na bağlıdır. Bu oran arz güvenliğini sorununu ve doğalgaz bağımlılığını arttırmaktadır.

Ayrıca, Türkiye'nin stratejik konumu gereği doğu ile batıyı birbirine bağlayan bir köprü vazifesi görmesi doğalgaz ticaretinde ticaret merkezi olma potansiyeli oluşturmaktadır. Geliştirilebilecek ciddi projelerle bu potansiyel gerçekleştirilebilir duruma geleceği düşünülmektedir. Bunun en büyük örneği, Azerbaycan ile geliştirilen doğalgaz ticareti sonucu oluşturulan TANAP ile Azerbaycan'dan alınan doğalgazın yeniden ihraç edilerek Yunanistan'a ihraç edilmesi, ülkenin bundan gelir elde etmesi ve bölgede etkinliğini arttırmasıdır.

4646 sayılı Doğalgaz Piyasası Kanunu Madde 1 ve 2'de açıklandığı üzere amaç ve kapsam; *“Bu Kanunun amacı; doğalgazın kaliteli, sürekli, ucuz, rekabete dayalı esaslar çerçevesinde çevreye zarar vermeyecek şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, doğalgaz piyasasının serbestleştirilerek mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir doğalgaz piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanmasıdır. Bu Kanun; doğalgazın ithali, iletimi, dağıtımı, depolanması, pazarlanması, ticareti ve ihracatı ile bu faaliyetlere ilişkin tüm gerçek ve tüzel kişilerin hak ve yükümlülüklerini kapsar.”* İfadeleriyle açıklanmış ve ülkemizde bu kanun kapsamında doğalgaz piyasası oluşturulmuştur. Tablo 2.7, Türkiye'nin yıllar itibarıyla doğalgaz görünümünü göstermektedir.

Tablo 2.7: Türkiye'nin Doğalgaz Görünümü (Milyon m³)

Yıl	Üretim	İthalat	Tüketim	İhracat	Toplam Arz (Üretim + İthalat)	Toplam Talep (Yurtiçi Satışlar + İhracat)
2010	682	38.036	37.411	648,6	38.718	38.059,6
2011	759	43.874	43.697	714	44.633	44.411
2012	632	45.922	45.242	611	46.554	45.853
2013	537	45.269	45.918	682	45.806	46.600
2014	479	49.262	48.717	632,6	49.741	49.349,6
2015	381	48.427	47.999	623,94	48.808	48.622,94
2016	367	46.352	46.480	674,68	46.719	47.154,68
2017	354,14	55.250	53.857,14	630,67	55.604,09	54.487,81
2018	428	50.361	48.851	673,28	50.789	49.524,28

Kaynak: EPDK Doğalgaz Sektör Raporu, 2018

Tablo 2.7'ye bakıldığında, üretim miktarının toplam talebi karşılayamadığı ve bu nedenle de ithalat yoluyla toplam talebi karşılamaya çalışıldığı görülmektedir.

Gerçekleşen ihracat, TANAP yoluyla Azerbaycan'dan alınan doğalgazın yeniden ihracat yapılması sonucunda Yunanistan'a gerçekleşmiştir.

2.2.1.1. Türkiye'de Doğalgaz Rezerv ve Üretimi

TPAO'nun 2018 verilerine göre Türkiye'deki üretilebilir doğalgaz rezervi 2017 yılında 4,8 milyar m³ olarak kaydedilmiştir ve yeni doğalgaz rezervlerinin keşfedilmemesi durumunda, elimizde bulunan doğalgaz rezervlerinin 13,5 yıllık bir ömrü olduğu düşünülmektedir (TPAO, 2019).

Tablo 2.8: 2010-2018 Yılları Arası Türkiye'de Doğalgaz Üretim Miktarı (Milyon m³)

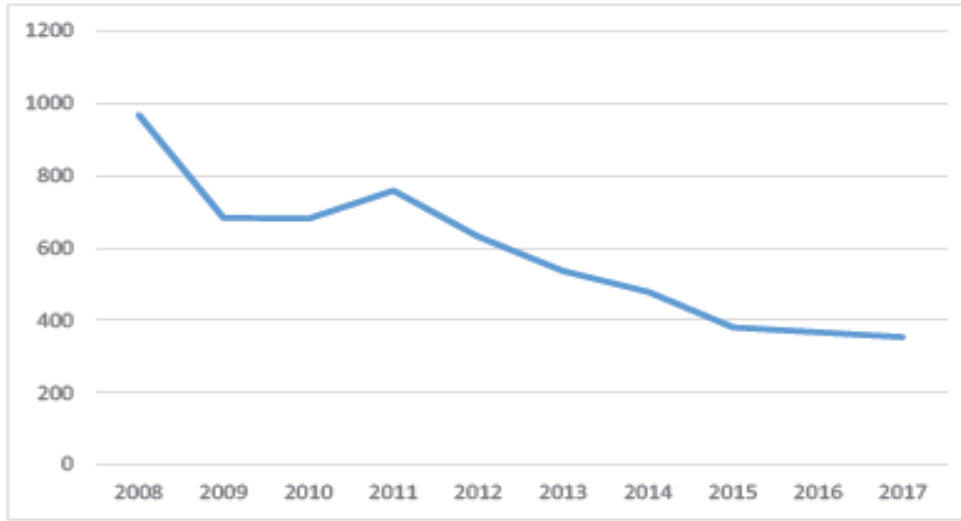
Yıllar	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Miktar	682	759	632	537	479	381	367	354	428

Kaynak: EPDK Doğalgaz Sektör Raporu, 2018

Buna bağlı olarak üretim lisansına sahip olan şirketler tarafından 2018 yılı en son Kasım ayı verilerine göre Güney Doğu Anadolu, Batı Karadeniz ve Trakya bölgelerinde üretilen doğalgaz, yukarıda yer alan Tablo 2.8'de gösterilmiştir. Yıllara bakıldığında 2011 yılından sonra üretim miktarında ciddi azalmalar meydana gelmiş ve 2017 yılıyla kıyaslandığında neredeyse %47'lik bir oranda düşüş olmuştur. 2017 yılından sonra ise üretim miktarı, 2018 yılında %21'e yakın bir artış göstermiştir.

Aşağıda yer alan Şekil 2.9 incelendiğinde, üretim miktarının yıllara göre azaldığını net bir şekilde görme imkânı vardır.

Şekil 2.9: 2008-2017 Yılları Arası Üretim



Not: Yatay eksen yılları, dikey eksen ise üretim miktarını (milyon m³) ele almaktadır.

Kaynak: EPDK Doğalgaz Sektör Raporu, 2017

Üretimdeki bu azalış, ithalat oranlarındaki artışla ilişkilendirilebilir. Üretim miktarı azaldıkça dışa bağımlılık artmış ve buna bağlı olarak da doğalgaz ihtiyacını karşılayabilmek adına ithalat miktarı da arttığı görülmüştür. Şekil 2.9 incelendiğinde, 2008 ve 2017 yılları arasında düzenli olarak üretimde bir azalış meydana gelmiştir. Üretimin azalması, doğalgaz talebini karşılamada dışa bağımlılığı arttırmaktadır. Doğalgaz rezerv araştırmaları ile üretimin artırılması bu bağımlılığın azalmasına ve arz güvenliğinin artmasına neden olacaktır.

2.2.1.2 Türkiye’de Doğalgaz Tüketimi

EPDK’nın Doğalgaz Sektör Raporu verilerine bakıldığında 2016 yılından 2017 yılına geçişte doğalgaz tüketiminde gerçekleşen %15,87 oranındaki artış, 2011 yılından itibaren görülen en büyük artış olarak kaydedilmiştir. 2018 yılına gelindiğinde ise %-9,29 oranında bir azalışa gitmiştir. Tablo 2.9, 2010-2018 yılları arası Türkiye’de doğalgaz tüketim miktarlarını göstermektedir.

Tablo 2.9: 2010-2018 Yılları Arası Türkiye’de Doğalgaz Tüketim Miktarı (Milyon m³)

Yıl	Tüketim (Milyon m ³)	Bir Önceki Yıla Göre Değişimi (%)
2010	37.411	6,22
2011	43.697	16,8
2012	45.242	3,53
2013	45.918	1,5
2014	48.717	6,1
2015	47.999	-1,47
2016	46.480	-3,16
2017	53.857	15,87
2018	49.329	-8,41

Kaynak: EPDK Doğalgaz Sektör Raporu, 2018

Tablo 2.9 incelendiğinde, doğalgaz tüketim miktarının yıllar geçtikçe arttığı gözlemlenmiştir. Bunun nedeni kullanım alanının artması, nüfusun çoğalması ve doğalgaz iletim ağının çeşitlenmesidir. 2015 ve 2016 yıllar arasında bir önceki yıllara göre doğalgaz tüketim miktarı azalmıştır. Bu azalma 2018 yılında, %8,41 oranında gerçekleşmiştir. Bunun nedeni çoğunlukla, elektrik üretiminde kullanılan doğalgazın, sanayide kullanılan doğalgazın ve bireysel tüketimin azalmasından kaynaklanmıştır (EPDK, 2019: 64). 2017 yılında ise tüketimde meydana gelen artış 2015-2016 yıllarında meydana gelen azalışın tam tersi durumda gerçekleşmiştir. Bu durum, doğalgaz tüketim miktarlarının sektörel dağılımı incelendiğinde elektrik üretimi ve sanayi gibi sektörlerdeki kullanım miktarındaki artışından kaynaklanmıştır (EPDK, 2018: 60).

2.2.1.3. Türkiye’de Doğalgaz İthalatı

Kullanım alanının genişlemesi ile doğalgaza olan talep artışı, rezervlerin ve üretimin talebi karşılayamadığı Türkiye’de talep ihtiyacını ithalat yoluyla karşılamaya itmiştir. Doğalgaz boru hattı ile başlayan ilk ticaret anlaşması, Rusya Federasyonu ile yıllık 6 milyar m³ kapasiteye sahip olan anlaşma 1976 yılında imzalanmıştır. Daha sonra yine İran, Azerbaycan ve Rusya Federasyonu ile doğalgaz ticaret anlaşmalarına varılmıştır. Tablo 2.10, 2010 2017 yılları arası doğalgaz ithalatını göstermektedir.

Tablo 2.10: 2010-2018 Yılları Doğalgaz İthalat Miktarları (Milyon m³)

Ülke	Rusya		İran		Azerbaycan		Cezayir		Nijerya		Diğer		Toplam	
	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Bir Önceki Yıla Göre Yüzde Değişim
2010	17.576	46,21	7.765	20,41	4.521	11,89	3.906	10,2	1.189	3,13	3.079	8,09	38.036	6,08
2011	25.406	57,91	8.190	18,67	3.806	8,67	4.156	9,47	1.248	2,84	1.069	2,44	43.874	15,35
2012	26.491	57,69	8.215	17,89	3.354	7,3	4.076	8,88	1.322	2,88	2.464	5,37	45.922	4,67
2013	26.212	57,9	8.730	19,28	4.245	9,38	3.917	8,65	1.274	2,81	892	1,97	45.269	-1,42
2014	26.975	54,76	8.932	18,13	6.074	12,33	4.179	8,48	1.414	2,87	1.689	3,43	49.262	8,82
2015	26.783	55,31	7.826	16,16	6.169	12,74	3.916	8,09	1.240	2,56	2.493	5,15	48.427	-1,7
2016	24.540	52,94	7.705	16,62	6.480	13,98	4.284	9,24	1.220	2,63	2.124	4,58	46.352	-4,28
2017	28.690	51,93	9.251	16,74	6.544	11,85	4.617	8,36	1.344	2,43	4.804	8,7	55.250	19,2
2018	23.642	46,95	7.863	15,61	7.527	14,95	4.521	8,98	1.668	3,31	5.140	10,21	50.361	-8,85

Kaynak: EPDK 2017 Doğalgaz Sektör Raporu, 2018

Tablo 2.10’da Türkiye’nin 2018 yılı doğalgaz ticaretine bakıldığında %69,95’lik oranla en büyük paya sahip ülke Rusya Federasyonu, devamında %15,61’lik oranla İran ve %14,95’lik oranla da Azerbaycan takip etmiştir. Rusya Federasyonu’nun doğalgaz ithalatı üzerinde bu derece hakim olması Türkiye doğalgaz arz güvenliği açısından güvenli değildir. Türkiye, arz güvenliği sorununu çözebilmek adına tedarikçi çeşitliliğini arttırmayı çözüm olarak bulmuştur. Tablo’da da görüleceği üzere 2010 yılından 2017 yılına kadar Azerbaycan, İran, Cezayir ve Nijerya ile yapılan doğalgaz ticaretinde artış meydana gelmiştir. Rusya Federasyonu ile olan doğalgaz ithalatındaki artış, artan enerji ihtiyacı, tüketim alanının artması ile ilişkilendirilebilir. Ancak Rusya Federasyonu dışındaki ülkeler ile arasındaki doğalgaz ticaretindeki artış farklı güzergahlar ve yeni doğalgaz ticari anlaşmaları nedeniyle olmuştur.

Doğalgaz boru hatlarının maliyeti yüksek olması ve ulaşımının kısıtlı olması nedeniyle doğalgaz ticaretini genişletebilmek adına, doğalgaz -162°C ’ye kadar soğutulmuş ve hacmi 600 kata kadar küçültülerek hem taşımacılığı hem de ticareti kolaylaştırılmıştır. Arz güvenliğini çeşitlendirmek adına BOTAS, 1988 yılında imzalanan gaz alım anlaşması ile 1994 yılından itibaren Cezayir’den ve 1995 yılında imzalanan bir başka gaz alım anlaşması ile de 1999 yılından itibaren Nijerya’dan LNG alımı başlamıştır (EPDK, 2018: 10). Aşağıda gösterilen Tablo 2.11’de, 2010-2018 yılları arası doğalgaz boru hattı ve LNG ithalatını göstermektedir.

Tablo 2.11: 2013-2018 Yılları Arası Doğalgaz Boru Hattı ve LNG İthalatı

Gazın Türü	Boru Hattı		LNG		Toplam
	Miktar	Pay(%)	Miktar	Pay(%)	
Yıllar					Miktar
2013	39.419,44	87,08	5.849,54	12,92	45.268,98
2014	41.981,41	85,22	7.280,87	14,78	49.262,28
2015	40.778,11	84,21	7.648,96	15,79	48.427,08
2016	38.724,48	83,54	7.627,68	16,46	46.352,17
2017	44.484,67	80,52	10.765,28	19,48	55.249,95
2018	39.032,13	77,51	11.328,45	22,49	50.360,58

Kaynak: EPDK Doğalgaz Sektör Raporu, 2018

Diğer taraftan doğalgaz boru hattı ticareti yanında sıvılaştırılmış doğalgaz (LNG) ticareti de doğalgaz ihtiyacımızı karşılamada paya sahiptir. Tablo 2.11’e bakıldığında LNG ticaretinin doğalgaz ticareti içerisindeki payı her yıl artmış ve bunun tam aksine boru hattı ticareti ise düzensiz bir şekilde devam etmiştir. LNG ticaretinin artması ile arz güvenliği sorunu azalma eğilimine girmiştir. Farklı tedarikçiler arasında

rekabet ortamı oluşarak daha ucuza aynı kalitede doğalgaz alımı gerçekleşmiştir. Ayrıca boru hattı ticaretinin maliyetinin LNG ticaretinin maliyetinden çok daha fazla olması LNG'yi daha popüler hale getirmiştir. 2018 yılındaki ithalat miktarlarındaki azalış, doğalgaz kullanımının sanayide kullanımının, elektrik üretimindeki kullanımının ve hane halkının tüketimindeki azalıştan kaynaklanmıştır. LNG ithalat miktarı, 2017 ve 2018 yılında ciddi oranda bir artış göstermiştir. Boru hattı ticaretinin azalıp LNG ticaretinin artmasının nedeni, maliyetinin daha az ve tedarik çeşitliliğinin oluşturduğu arz güvenliğinin fazla olmasıdır. Tablo 2.12, Türkiye'nin diğer ülkelerle olan gaz alım-satım anlaşmalarını göstermektedir.

Tablo 2.12: Türkiye'nin Gaz Alım-Satım Anlaşmaları

Mevcut Anlaşmalar	Miktar Milyar m ³	İmzalama Tarihi	Yürürlük Tarihi	Süre (Yıl)	Bitiş Tarihi	Durumu
RF Batı Hattı I	6	14.02.1986	1987	25	2012	Tamamı özel sektöre devredildi
RF Batı Hattı II	8	18.02.1998	1998	23	2021 Sonu	4 milyar m ³ özel sektöre devredildi
Cezayir LNG	4	14.04.1988	1994	20	2014'ten sonra 2024'e kadar uzatma	BOTAŞ tarafından 10 yıl uzatılmıştır
Nijerya LNG	1.2	09.11.1995	1999	22	Ekim 2021	Faaliyette
İran	10	08.08.1996	2001	25	Temmuz 2026	Faaliyette
RF Mavi Akım	16	15.12.1997	2003	25	2028	Faaliyette
Azerbaycan ŞD-I	6.6	12.03.2001	2007	15	Nisan 2021	Faaliyette
Azerbaycan ŞD-II	6	25.10.2011	2018	15	2033	Faaliyette
Azerbaycan	0.15	2011	2011	35	2046	Faaliyette
Türkmenistan	16	21.05.1999	Henüz yürürlüğe girmedi	30	-	Henüz başlamadı

Kaynak: Gürbüz, 2018: 369

Tablo 2.12'de görüldüğü üzere Türkiye doğalgaz arz güvenliğini sağlamak amacıyla tedarikçilerini genişleterek 1986 yılından günümüze kadar 6 farklı üretici ülke ile toplamda 10 adet anlaşma imzalamıştır. Doğalgaz ticaretinin çoğunluğunu boru hattı vasıtasıyla gerçekleştiren Türkiye için arz güvenliği sorununun ortadan kaldırılması ve tek bir tedarikçiye bağımlı olmaması için bu projeler önem arz etmektedir. Azerbaycan'ın yanında Türkmenistan ve Kazakistan ile geliştirilen doğalgaz ticareti

ilişkileri Türkiye'nin stratejik konumundan dolayı koridor olma özelliğinden çıkıp bir ticaret merkezi (Hub) olmasına neden olacağı düşünülmektedir.

2.2.1.4. Türkiye'de Doğalgaz İhracatı

Türkiye'de doğalgaz ticaretine sahip olan BOTAŞ, 2001 tarihinde Türkiye ile Azerbaycan arasında yaptığı anlaşmada Azerbaycan Şah Deniz'den ithal edilen doğalgazın bir kısmını 2007 yılında Yunanistan'a ihraç etmeye başlamıştır. Bu sayede Rusya Federasyonu dışında Türkiye'de Yunanistan ve AB'ye doğalgaz ihraç (yeniden ihracat) etmeye ve enerji üzerine bölgedeki etkinliğini arttırmaya başlamıştır. Tablo 2.13, 2010-2018 yılları arasında Türkiye'nin Yunanistan'a olan doğalgaz ihracat miktarını göstermektedir.

Tablo 2.13: 2010-2018 Yılları Arası Yunanistan ile Gerçekleştirilen İhracat Milyon m³

Yıllar	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Miktar	648,6	714	611	682	632,63	623,94	674,68	630,67	673,28

Kaynak: EPDK Doğalgaz Sektör Raporu, 2018

Yıllara göre Türkiye'nin ihracat verilerine bakıldığında, 2011 yılında ihracat miktarı 714 milyon m³ civarına ulaştığı görülmektedir. 2011 yılından sonra ihracat miktarları değişkenlik göstermiştir. İhracatın artması için Hazar Havzası'nda bulunan Türk devletleri ile olan doğalgaz ticaretinin geliştirilip yeni güzergahlar ve yeni doğalgaz boru hatlarının oluşturulması önem arz etmektedir.

2.2.1.5. Depolama-İletim-Dağıtım

Tablo 2.14'e bakıldığında, 2016 yılının son aylarında Etki LNG terminalinin açılması ve 2017 yılında da BOTAŞ'ın Tuz Gölü yer altı doğalgaz deposunun açılması ve faaliyete geçmesi ile bu yıllarda depolama miktarında ciddi miktarda artış görülmüştür. Tablo 2.14, Türkiye'nin yıllara göre ay sonu doğalgaz stok miktarlarını göstermektedir.

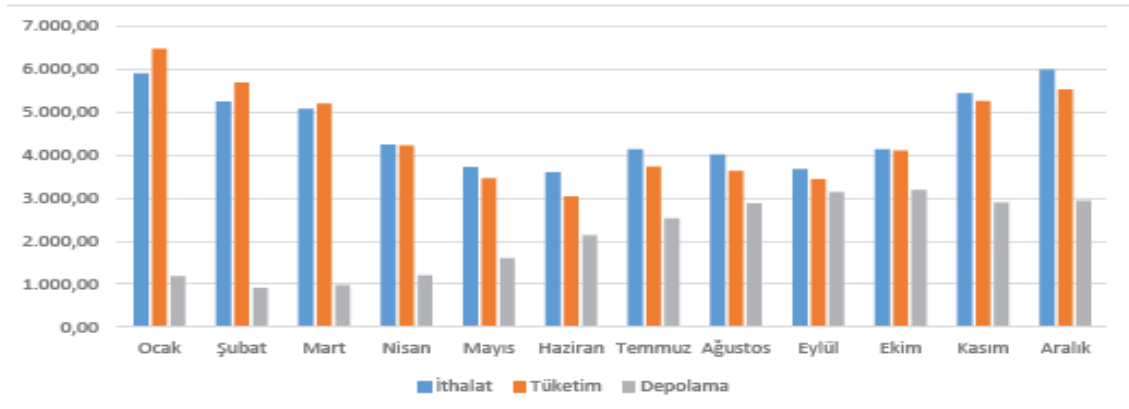
Tablo 2.14: Yıllara Göre Ay Sonu Doğalgaz Stok Miktarları (Milyon m³)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ocak	1.439,00	1.137,03	1.324,09	1.708,55	1.183,18	2.742,08
Şubat	1.356,08	771,25	1.019,49	1.274,30	919,16	2.777,72
Mart	1.128,64	760,34	599,13	884,75	976,92	2.888,64
Nisan	1.217,72	1.197,15	249,76	1.191,85	1.205,73	3.021,92
Mayıs	1.824,32	1.586,83	644,68	1.485,92	1.611,42	3.094,31
Haziran	1.901,10	1.796,99	927,09	1.787,80	2.142,49	3.243,02
Temmuz	1.991,80	2.023,92	1.306,61	2.125,45	2.533,83	3.190,54
Ağustos	2.211,89	2.383,78	1.597,04	2.484,97	2.884,04	3.245,63
Eylül	2.477,99	2.611,47	2.181,86	2.773,51	3.144,58	3.274,47
Ekim	2.477,33	2.566,16	2.377,36	2.820,56	3.194,05	3.359,33
Kasım	2.085,64	2.346,69	2.661,03	2.285,98	2.906,36	3.362,98
Aralık	1.493,41	1.873,08	2.126,76	1.695,34	2.948,37	3.167,23

Kaynak: EPDK Doğalgaz Sektör Raporu, 2018

2018 yılı Aralık ayı itibariyle doğalgaz yer altı stok miktarının toplam kapasitesi 3.391 milyon m³'e ulaşmıştır. LNG terminallerinin LNG depolama kapasitesi ise 0,943 milyon m³'e ulaşmıştır (EPDK, 2018: 22). Depolama faaliyetleri, günlük ve mevsimsel talepteki farklılıkların dengelenmesi ve enerji arz güvenliğinin sağlanması açısından stratejik öneme sahiptir. Depolama faaliyetlerindeki artış miktarı, arz güvenliği sorununa çözüm olarak ortaya çıkarılmıştır. Özellikle kış aylarında ortaya çıkacak olan ani talep artışları ve ülkeler arasında yaşanan enerji krizleri arz güvenliği sorununu ortaya çıkarmaktadır. Depolama faaliyetleri bu sorunları çözmeye yardımcı olmak için ortaya çıkarılmıştır. Şekil 2.10'da 2017 yılında aylara göre ithalat-tüketim-depolama miktarları karşılaştırması gösterilmiştir.

Şekil 2.10: 2017 Yılında Aylara Göre İthalat-Tüketim-Depolama Miktarları Karşılaştırması (Milyon m³)



Kaynak: EPDK Doğalgaz Sektör Raporu, 2018

Şekil 2.10'da de görüldüğü gibi yaz aylarında azalan ithalat ve tüketim miktarlarına kıyasla depolama faaliyetlerinde ciddi oranda bir artış görülmüştür. Kış aylarında ise tüketimin ithalat miktarını aştığı dönemlerde aradaki farkı üretim ve depolama faaliyetleri ile kapatmıştır.

4646 sayılı Doğalgaz Piyasası Kanunu'nun vermiş olduğu yetkiye göre, Türkiye'de doğalgaz iletim faaliyetinin en büyük temsilcisi BOTAŞ'tır. İletim şebekesi sahibi dışındaki şirketlerin bu şebekelerden gaz taşımaları piyasada yer almaları anlamına geldiği için rekabet ortamı oluşturmaktadır. Bu nedenle iletim şebekelerine üçüncü tarafların erişimi, AB Direktif ve Tüzükleri ile kurallara bağlanmıştır. 26.10.2002 tarihinde 24918 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan iletim şirketlerinin hazırlamış olduğu şebekenin işleyişine yönelik düzenlemeler; Doğalgaz Piyasası İletim Şebekesi İşleyiş Yönetmeliği ile sisteme giriş, taşıma miktarı bildirim, programlanması, tespiti, kesinti işlemi, sevkiyatın kontrolü, kapasite tahsisi, doğalgazın teslimi ve ölçümü gibi şebekenin işleyişine ilişkin usul ve esaslar bildirilmiştir (EPDK, 2018: 30).

4646 sayılı Doğalgaz Piyasası Kanunu yürürlüğe girmeden önce dağıtım faaliyetleri; İstanbul'da İGDAŞ ve Bahçeşehir, Ankara'da EGO, İzmit'te İZGAZ, Adapazarı'nda AGDAŞ, Eskişehir'de ESGAZ, Bursa'da BURSAGAZ olmak üzere altı şehirde yedi farklı şirket tarafından yapılmaktaydı (Aslan, 2009: 240-241). 2004 yılında ESGAZ ve BURSAGAZ özelleşip BOTAŞ'tan ayrılmasıyla BOTAŞ dağıtım faaliyeti

sektöründen tamamen çıkmıştır. Kanunun yürürlüğe girmesinden itibaren günümüze kadar gelen süreçte şehir içi dağıtım faaliyetlerini EPDK tarafından görevlendirilen lisans sahibi şirketler yapmaktadır (Gürbüz, 2018: 377).

2.2.2. Türkiye'nin Hazar Havzası'nda Bulunan Devletler İle Arasındaki Doğalgaz İlişkisi

Ülkelerin dış politikalarını ve güvenliğini etkileyen, ayrıca uzun vade kararlarına bağlı olan en önemli sektör enerji sektörüdür. Bu bağlamda ülkemizin temel hedefi enerji sektöründe dışa bağımlılığın azalması ve enerji merkezi haline gelmesidir. Bu bölümde Türkiye'nin doğalgaz tedarikçileri Rusya Federasyonu, Azerbaycan, İran ve yeniden ihracat yaptığı AB ile arasındaki enerji ilişkileri incelenmiştir.

2018 yılı TÜİK Dış Ticaret verilerine bakıldığında, 2017 yılında 233.792 milyon \$ olarak kaydedilen toplam ithalatımız içerisinde 12.695 milyon \$'lık kısmı doğalgaz ithalatı olarak kaydedilmiştir. Başka bir ifadeyle toplam ithalatımız içerisinde doğalgaz ithalatının payı %5,43 olarak kaydedilebilir. Bu veriler doğalgazın Türkiye ekonomisindeki önemini ortaya koymaktadır.

Türkiye ve Enerji Endüstrisi için en önemli bölge Hazar Havzası olarak değerlendirilebilir. Hazar Havzası, Dünyanın en eski petrol üreten bölgesidir ve doğalgaz alanında da hızla büyüyen bir bölge haline gelmiştir. Çevresinde Rusya Federasyonu, Azerbaycan, Türkmenistan, Kazakistan, İran ve kıyısı olmasa da enerji durumu ve yapısı göz önüne alındığında aynı yapıya sahip olan Özbekistan bulunmaktadır (EIA, 2013: 1).

SSCB'nin dağılmasının ardından bölgede bağımsızlıklarını kazanan devletler, ekonomik kalkınmayı sağlamak ve bağımsızlıklarını tam anlamıyla kazanmak için bölgedeki doğal kaynakları etkili bir biçimde kullanmayı hedeflemişlerdir. Petrol ve doğalgaz bakımından oldukça zengin olan Hazar Havzası, bu bağlamda önemli bir faktör olmuştur (Aydın, 2012: 208). Hazar Denizi ve çevresi, BP'nin liderliğindeki uluslararası petrol şirketleri konsorsiyumunun ülkenin deniz rezervlerini geliştirmek için Azerbaycan ile bir anlaşma imzalayıp dev Azeri-Chirag-Guneshli (ACG) alanını keşfetmesiyle dünyanın dikkatini yeniden kazanmıştır. O zamandan itibaren, Hazar alanları Kazakistan'ın Kashagan alanı gibi büyük projelere yatırım yaptığı görülmüştür (EIA, 2013: 3).

Şekil 2.11: Hazar Bölgesi Petrol ve Doğalgaz Altyapısı



Kaynak: EIA, Hazar Denizi Bölgesindeki Petrol ve Doğalgaza Genel Bakış, 2013

Hazar bölgesinin yasal statüsü, su kütlelerinin “deniz” veya “göl” olarak tanımlanıp tanımlanmadığının anlaşılabilmesi nedeniyle karmaşıktır. Hazar bölgesi için belirli bir yasal tanım bulunmamaktadır. Çünkü kıyı devletlerinin bir tanım üzerinde oybirliğiyle hemfikir olması gerekir. Sovyetler Birliği'nin dağılması, Hazar Denizi'nin mülkiyeti ile ilgili olarak Sovyetler Birliği ile İran arasında mevcut yasal anlaşmaların farklı yasal yorumlarına yol açmıştır. Hazar'ın bir “göl” mü yoksa “deniz” mi olduğu konusunda bir anlaşma olmadığı göz önüne alındığında, iki tür uluslararası kamu hukuku uygulanabilir hale gelmektedir. Eğer Hazar yasal olarak “deniz” ise, kıyı ülkeleri 1982 tarihli Birleşmiş Milletler Deniz Sözleşmesini (UNCLOS) uygulanması gerekmektedir. Bunun aksine, Hazar yasal olarak 'göl' olarak tanımlanıyorsa, ülkeler sınır belirlemek için sınır gölleri ile ilgili uluslararası hukuku kullanabilir duruma gelmektedirler (EIA, 2013: 4).

Azerbaycan, Türkmenistan ve Kazakistan'ın Hazar Havzası'nda bulunan petrolün rafine edilmesine yönelik sözleşmeleri Batılı şirketlerle imzalamasına karşı çıkan Rusya Federasyonu, bu durumu engellemek adına Hazar'ın aslında bir iç göl olduğunu ve Hazar'a kıyısı olan devletlerin ortak kontrolüne sahip olması gerektiğini savunmuştur. Bunun aksine Azerbaycan ise Hazar'ın bir deniz olduğunu ve kıyı sahibi ülkelerin kendine has egemenliğini kullanacağı bölgelere ayrılması gerektiğini düşünmektedir. Bunun nedeni Rusya Federasyonu'nun Hazar Denizine kıyısı olan diğer ülkelere kıyasla daha az sınıra sahip olması ve dolayısıyla mevcut enerji kaynaklarından daha az faydalanması olarak düşünülmektedir (Uçarol, 2000: 835).

Rusya Federasyonu, kıyı sahibi ülkelerin Hazar Denizi'nden eşit bölgeleri kullanma hakkına sahip olunması ve Türkmenistan ile İran'ın destekleriyle Hazar Denizi'nin açık denizlerle bağlantısı olmadığı için deniz hukukunun uygulanmaması gerektiği düşüncesine sahiptir. Azerbaycan ve Kazakistan ise, 12 millik kara sularını ihlal etmeyecek şekilde 200 mile kadar ekonomik bölgeler belirlenerek bazen deniz hukukunu; bazen de kara sınırlarının orta hatta kadar denize uzatılarak ulusal sektörler halinde (deniz ulaşımı ve biyolojik kaynakların kullanımı gibi) bölerek deniz gibi üzerinde mutlak egemenliğe sahip olunması görüşünü savunmuştur (Aydın, 2005: 433).

Azerbaycan'ı Hazar enerji kaynaklarından haksız kazanç elde ettiğini iddia eden Türkmenistan, Azerbaycan petrollerinden pay talep ederek Türkmenistan, Rusya ve İran'ın taleplerine karşılık verilmemesi durumunda Azerbaycan enerji endüstrisine zarar verecek önlemler alınacağını açıklamıştır (Gürbüz, 2008: 125). Bunun üzerine 12 Kasım 1996 tarihinde Aşkabat'ta Rusya, İran, Türkmenistan ve Kazakistan arasında imzalanan anlaşmaya göre sınır devletleri 45 millik sahada kendine ait ekonomik faaliyetler gerçekleştirebilecek olup 45 milden sonra bölgedeki enerji kaynaklarını ortak mülkiyette saymaya çalışmıştır (Uçarol, 2000: 835). Türkmenistan'ın verdiği tepkilere rağmen Rusya Federasyonu'nun desteğini yeterince alamaması üzerine Azerbaycan ile imzaladığı anlaşmayla Azerbaycan'ın Hazar Havzası'nda bulunan enerji haklarını tanımak zorunda kalmıştır (Gürbüz, 2008: 125). 1998 yılında Azerbaycan ve Türkmenistan sınırlarının orta hat prensibine göre belirlenmesini kabul ettiklerini açıklamışlardır. İran'da Hazar'ın eşit pay şartı ile ulusal sektörlerle bölünmesini kabul etmiştir. Rusya Federasyonu ise önce Azerbaycan daha sonra Kazakistan ile kıyılarına bitişik deniz yataklarını paylaşma konusunda anlaşmışlardır (Aydın, 2005:433).

2.2.2.1. Türkiye ve Rusya Federasyonu Arasındaki Doğalgaz İlişkisi

Rusya Federasyonu, Dünyanın en büyük doğalgaz rezervine sahip ülkesidir. Bunun yanında Dünyanın ikinci en büyük kömür ve Dünyanın dokuzuncu en büyük ham petrol rezervine sahip ülkesidir. Bu nedenle başlıca enerji üreticisi ve ihracatçısı konumunda yer almaktadır (Tiftikçigil ve Yesevi, 2015: 208). Doğalgaz kullanımı enerji alanında yeni olması nedeniyle Rusya İmparatorluğu ve Sovyetler Birliği dönemlerine yetişmemiş Rusya Federasyonu döneminde kullanılmaya başlanmıştır. Rusya Federasyonu doğalgazı 1819 yılında Saint Petersburg'ta ilk defa kullanmaya başlamıştır. Modern doğalgaz endüstrisinin temellerini ise 1946 yılında Saratov-Moskova Doğalgaz Boru Hattı inşasıyla atmıştır (Stern, 2005: 35-50). Rusya Federasyonu tarafından Avrupa'ya taşınan doğalgaz 1940 yılında Polonya'ya olmuştur. Akabinde Batı Avrupa'ya ise ilk kez 1968 yılında Avusturya'ya olmuştur (GAZPROM, 2014: 51).

Rusya ile Türkiye arasındaki ekonomik ilişkiler, 8 Ekim 1937 tarihinde imzalanan Ticaret ve Seyrüsefain Anlaşması ile yasal çerçeveye oturtulmuştur. İlerleyen zamanlarda SSCB'nin dağılması ile 25 Şubat 1991 tarihinde ise Ticari ve Ekonomik İşbirliğine Dair Anlaşma ile bu ekonomik ilişki hukuksal düzene bağlanmıştır (Tiftikçigil ve Yesevi, 2015: 208).

Bu iki ülke Avrupa gaz piyasasında iki büyük oyuncu olması ve biri ithalatçı diğeri ihracatçı olma özelliklerini taşıması ile örnek teşkil etmesi konuya önem kazandırmaktadır. Bu konuyu incelerken iki ülke arasındaki enerji ticaretinin geçmişinin incelenmesinin önem arz ettiği düşünülmüştür. Kullanım alanının her geçen gün geniş bir alana yayıldığı doğalgaza olan talebin, ülke ekonomilerinin gelişim döneminde sanayileşme ve elektrik üretiminin hızla artması ve buna bağlı olarak enerji ihtiyacının da artması ülkeler arasındaki doğalgaz ticaretini tetiklemiştir. Türkiye'de de bu durum farklı değildir. Gelişen sanayileşme ile birlikte elektrik üretiminde doğalgazın bir ara mal olarak kullanılmasına yönelik yatırımların artması ülkemizin doğalgaz ithalatını tetiklemiştir. Ayrıca, iki ülkenin coğrafi yakınlığı ile uzun vadeli ticaret anlaşmaları ve ikili ilişkilerin meydana gelmesi kaçınılmaz hale gelmiştir (Özdemir, 2017: 128).

Dünya'nın en büyük doğalgaz rezervlerine sahip coğrafyasında yer alan Rusya Federasyonu ile yüksek doğalgaz rezervlerine sahip coğrafyalara yakınlığı ve jeopolitik konumu ile doğu-batı ve kuzey-güney arasındaki en önemli bağlantı noktası olarak görülen Türkiye arasındaki enerji ticareti; 2018 yılı TÜİK Dış Ticaret verilerine bakıldığında, 2017 yılında 233.792milyon \$ olarak kaydedilen toplam ithalatımız içerisinde 19.514 milyon \$'lık paya sahip olan Rusya Federasyonu toplam ithalatı %8.35'ini oluşturmaktadır (Tiftikçigil ve Yesevi, 2015: 207). Ayrıca, Tablo 2.10 incelendiğinde, Rusya Federasyonu ile olan doğalgaz ticaretinde toplam ithalatı içerisindeki pay 2011 yılından itibaren sürekli bir azalış gösterse de 2017 yılında hala %51,93'tür. Türkiye'nin toplam gaz ihracatındaki payı ise 2017 yılında %17,3 seviyesinde seyir etmiştir (Gazpromexport, 2019).

Enerji ekonomisine bakıldığında Şubat 1986'da, 18 Eylül 1984 tarihli Hükümetlerarası Anlaşma'ya dayanarak, Türkiye'nin BOTAŞ Şirketi ile Rusya Federasyonu'nun GAZPROM şirketi arasında 25 yıl boyunca yılda 6 milyar m³'e kadar gaz temini için bir sözleşme imzalanmıştır. Doğalgazın Türkiye'ye Sovyetler Birliği'nden ilk nakliyesi Haziran 1987'de, özel inşa edilmiş Trans-Balkan boru hattını kullanarak Romanya ve Bulgaristan üzerinden transit geçerek başlamıştır. 1998 yılında, BOTAŞ ile 2022 yılına kadar bu yol üzerinden yılda 8 milyar m³ ek tedarik etmek üzere uzun vadeli bir sözleşme imzalanmıştır (Gazpromexport, 2019).

2003 yılına kadar doğalgaz Türkiye'ye ancak Ukrayna, Moldova, Romanya ve Bulgaristan'dan transit yollanarak verilmiştir. 2003 yılında, GAZEXPORT ile BOTAŞ arasında 15 Aralık 1997 tarihli ve Rusya'dan Türkiye'ye Karadeniz üzerinden doğalgaz arzına yönelik Hükümetlerarası Anlaşma'ya dayanan bir sözleşme kapsamında Mavi Akım boru hattından gaz akmaya başlatılarak tedarik için yıllık maksimum kapasite 16 milyar m³'e yükseltilmiştir (Gazpromexport, 2019).

Türkiye'nin doğalgaz ihtiyacının giderek artması sonucunda Rusya Federasyonu ile Türkiye arasında 15 Aralık 1997 yılında 25 yıllık Mavi Akım Projesi anlaşması yapılmış, hat 2002 yılında açılarak yılda 16 milyar m³ doğalgaz ticareti gerçekleştirilerek 25 yılın sonunda 365 milyar m³ gaz alımı hedeflenmiştir (Tiftikçigil ve Yesevi, 2015: 219). Bu projeden sonra Türkiye'nin Rusya Federasyonu'na olan doğalgaz bağımlılığı artmış ve BOTAŞ'da toplam 30 milyar m³ kapasiteli ithalat

kontratı ile GAZPROM'un en büyük müşterileri arasında yer almıştır (Özdemir, 2017: 129). Mavi Akım, Türkiye'nin Rusya Federasyonu'ndan Karadeniz üzerinden direk gaz alımı için yapılmıştır. Hattın teknik özellikleri doğalgaz boru hatları başlığı altında incelenmiştir. Burada değinilecek olan konu etkileridir.

Mavi Akım Projesi Rusya Federasyonu çıkarlarına gerçekleştirilmiş olup Türkiye açısından “al ya da öde” taahhüdü vererek anlaşma sağlandığından milli çıkarlarla örtüşmeyen özelliğe sahip olmuş olmasıdır. Diğer taraftan bakıldığında da Türkmenistan enerji sisteminin Rusya Federasyonu'ndan ayrılmasının engellenmesi de bu proje yoluyla olmuştur. Mavi Akım Projesi, Bakü-Tiflis-Ceyhan Boru Hattını etkin duruma getirecek olan Trans-Hazar Boru Hattının yapım süreci ertelenmiş ve daha sonra vazgeçilmiştir. 2014 yılında Ukrayna ve Rusya Federasyonu arasında çıkan kriz sonucunda Türkiye'ye 19 milyar m³ doğalgaz transferi için anlaşmaya varılmıştır (Tiftikçigil ve Yesevi, 2015: 220).

Güney Akım Projesi, Hazar Havza'sında bulunan doğalgazın yıllık 63 milyar m³'ünü Avrupa'ya Karadeniz üzerinden Türkiye'nin izni alınarak aktarılmasını öngören bir proje olarak sunulmuştur. Dönemin Rusya Federasyonu Devlet Başkanı Vladimir Putin, AB Ülkeleri temsilcilerine “Türkiye Hükümeti son günlerde kendi ekonomik sahasından Güney Akım Doğalgaz Boru Hattı'nın geçişi ile ilgili izin verdi” şeklinde haberi duyurmuştur. NABUCCO Projesi'nin güzergahı ile aynı güzergahı kullanan bu projede rekabeti Rusya Federasyonu'nun lehine sonuçlanacağı düşünülmüştür. Ayrıca Türkiye'nin Güney Akım Projesine verdiği destek, Rusya Federasyonu ile arasındaki enerji işbirliği açısından anlamlı görünmüştür (Tiftikçigil ve Yesevi, 2015: 225).

2014 yılında Rusya Federasyonu ve Ukrayna arasında çıkan kriz ile bu proje AB tarafından karşı çıkmış ve bunun sonucunda Rusya Federasyonu projeyi iptal ederek Türk Akımı Projesini gündeme getirmiştir. BP'nin 2018 Dünya Enerji İstatistikleri Raporu incelendiğinde LNG ve Boru Hattı ticaretinde AB'nin toplam doğalgaz ithalindeki Rusya Federasyonu'nun payı %38,72'dir. Ayrıca, Rusya Federasyonu boru hattı taşımacılığında AB'ye transferin büyük çoğunluğunu Ukrayna üzerinden geçirmektedir. Ukrayna ve Rusya Federasyonu arasındaki kriz sonucunda AB ve Rusya Federasyonu yeni güzergâh arayışlarına gitmiş ve bunun sonucunda ise Türk Akımı Projesi geliştirilmiştir. Buna rağmen, İsviçre'nin Davos kentinde düzenlenen Dünya

Ekonomik Forumu toplantısında Wall Street Journal'a konuşan AB Komisyonu'nun enerjiden sorumlu üyesi Maros Sefcovic, iptal edilen Güney Akım Projesine ikame olan Türk Akım Projesi'nin aynı şekilde yürümeyeceğini ifade etmiştir (Enerji Günlüğü, 2015).

NABUCCO Projesi, Hazar ve Orta Doğu Bölgeleri'nde bulunan doğalgazın Türkiye toprakları üzerinden Doğu Avrupa'ya ve oradan da Avusturya kanalıyla Batı Avrupa'ya taşınmasını hedefleyen 3.825 km uzunluğunda yıllık 25,5-31 milyar m³ kapasiteyle çalışması düşünülen bir proje olarak bilinmektedir (BOTAŞ, 2012: 9). Proje AB'nin doğalgaz arzını tam olarak karşılayamadığı için rafa kaldırılmıştır. Ayrıca imzalanan anlaşma sonucunda NABUCCO Sözcüsü Christian Dolezal, Türkiye ve Azerbaycan arasında imzalanan TANAP Projesi'nin NABUCCO açısından bir fırsat olduğunu ve Azerbaycan doğalgazının AB'ye nasıl transfer edileceğini NABUCCO West ve Trans Atlantic Pipeline (TAP) arasında seçim yaparak karar vereceğini açıklamıştır. TAP Azerbaycan doğalgazının Yunanistan üzerinden AB'ye aktarımını öngörmüş, NABUCCO ise Bulgaristan üzerinden aktarımını öngörmüştür. Bunun üzerine tercih TAP üzerine olmuş ve NABUCCO Projesi rafa kaldırılmıştır (Dalga, 2012).

Rusya Federasyonu kendi dışında alternatif bir tedarikçi ve kaynak yönelimine karşı çıkmaktadır. Bu nedenle de NABUCCO Projesine olumlu yaklaşım sergilememiş ve bu projeye alternatif olarak Kuzey ve Güney Akım Projeleri'ni oluşturmuştur. Hazar doğalgazının NABUCCO Projesi vasıtasıyla AB pazarına aktarılmasını kendi pazarına baypas olarak değerlendiren Rusya Federasyonu bu sebeple de projeye karşı çıkmıştır (Özbay, 2011: 60).

Genel değerlendirmeye bakılınca Türkiye ve Rusya Federasyonu arasında enerji ticareti açısından karşılıklı bir bağımlılığın dışında Türkiye'nin tek taraflı bir bağımlılığı söz konusudur. Türk Akımı Projesi bu bağlamda ikili ilişkilerin ve bağımlılığın tek taraflı olmasından ziyade çift taraflı gelişmesi açısından önemli bir proje olarak görülmüştür (Tiftikçigil ve Yesevi, 2015: 227). Türkiye'nin bu durumda dışa olan bağımlılığından kurtulması en azından tedarikçilerinin çeşitlenmesi, Hazar Bölgesi'nde bulunan Türk devletleri ile enerji ticaretini geliştirmesi, bunların dışında yenilenebilir enerjiye yoğunlaşması gerektiği düşünülmektedir.

2.2.2.2. Türkiye ve Azerbaycan Arasındaki Doğalgaz İlişkisi

Dünyanın en eski petrol üreticilerinden birisi de Azerbaycan'dır. Bu özelliği ile Azerbaycan petrol ve doğalgaz üretimi, ekonomisinin büyük bir kısmını oluşturmaktadır. Doğalgaz, Azerbaycan'ın toplam yurt içi enerji tüketiminin yaklaşık üçte ikisini, petrol ise üçte birinden daha azını oluşturmaktadır (EIA, 2019: 1). Azerbaycan'ın en büyük özelliklerinden birisi Hazar Havzası'nın Avrupa'ya açılan en önemli kapısı olma özelliğidir. Bu sayede Azerbaycan ekonomisi büyük bir oranda enerji ekonomisinden oluşmaktadır. Fakat ekonomik büyümenin doğalgaza bu denli bağımlı olması enerji üretiminde beklenmedik bir aksama sonucunda ekonomiyi daha kırılgan hale getirmektedir (Tiftikçigil ve Yesevi, 2015: 189).

Azerbaycan'ın petrol ve doğalgaz üretiminden, doğalgaz boru hattı sisteminden, rafinelerin yönetiminden ve enerji ithalat ve ihracatından Azerbaycan Devlet Petrol Şirketi (SOCAR) sorumlu olarak tayin edilmiştir. Azerbaycan'ın toplam petrol üretimindeki payının %20'lik kısmını SOCAR %80'lik kısmını ise BP tarafından işletilen Uluslararası Azerbaycan Yönetim Şirketi (AIOC) oluşturmaktadır (EIA, 2013: 6). AIOC 10 şirketin bir araya gelerek oluşturduğu bir enerji konsorsiyumdur. AIOC'de yer alan diğer şirketler; SOCAR (Azerbaycan), TPAO (Türkiye), Chevron (ABD), Inpex (Japonya), Statoil (Norveç), Exxon Mobil (ABD), ITOCHU (Japonya), Devon Energy (ABD), Amerada Hess (Amerika)'dır (IPFS, 2019).

Tablo 2.15: Azerbaycan Doğalgaz Piyasası

Azerbaycan Doğalgaz Piyasası Rezerv/Üretim/Tüketim	2016	2017	2017 Toplamdaki Payı	Yıllık Artış Oranı 2017
Rezerv (Trilyon m ³)	1.3	1.3	0.7%	0
Üretim (Milyar m ³)	18.3	17.7	0.5%	-2.7%
Tüketim (Milyar m ³)	10.9	10.6	0.3%	-2.9%

Kaynak: BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu, 2018

Tablo 2.15'e bakıldığında, Azerbaycan doğalgaz rezervleri, üretimleri ve tüketimleri verilmiştir. 2016 yılına göre, 2017 yılında üretim %2.7 ve tüketim de %2.9 oranında azalış göstermektedir. Buna rağmen rezervlerde herhangi bir değişiklik görülmemiştir. BP'nin 2017 doğalgaz boru hattı ithalat-ihracat verilerine bakıldığında Azerbaycan'ın toplamda 8.9 milyar m³ doğalgaz ihraç ettiği bunun 6.3 milyar m³'ünü

Türkiye'nin oluşturduğu görülmektedir. Bu ihracat potansiyeli, Azerbaycan'ın Türkiye üzerinden AB'ye transfer ettiği doğalgaz boru hatları ile gerçekleştirilmektedir. Şekil 2.12 güney gaz koridoru projesinin boru hattı güzergahını göstermektedir.

Şekil 2.12: Güney Gaz Koridoru Projesi



Kaynak: Milliyet Gazetesi, 2018

Azerbaycan Hazar Denizi'nde bulunan doğalgaz kaynaklarını AB'ye aktarımını Türkiye üzerinden TANAP ve TAP doğalgaz boru hattı projeleri ile gerçekleştirmektedir.

2.2.2.2.1. Trans-Anadolu Doğalgaz Boru Hattı Projesi (TANAP)

Hazar Denizi ve Orta Asya'da bulunan doğalgazı AB'ye ulaştırılması yönünde alternatif yolların aranması bu bölgede rekabeti arttırmıştır. Rusya Federasyonu'nun sahip olduğu boru hatları ile AB'ye aktardığı doğalgaz hattına alternatif güzergah Türkiye'dir. Bu bağlamda, AB ve Türkiye'nin arz güvenliğini ve istikrarının artmasını sağlayan Güney Gaz Koridorunun en önemli halkası TANAP'tır. Türkiye; TANAP ve Şah Deniz sahasında sahip olduğu hisselerle transit ülke pozisyonundan çıkarak üreticiden nihai tüketiciye kadar olan bütün aşamalarda söz sahibi konumuna gelmiştir (TANAP, 2019: 12).

Bakü-Tiflis-Ceyhan Doğalgaz Boru Hattı (BTC) ve Bakü-Tiflis-Erzurum Doğalgaz Boru Hattı (BTE) gibi TANAP'tan önce gerçekleştirilen projelerde batılı devletlerin siyasal ve finansal destekleri görülmüştür. TANAP'ta bunun aksine yalnızca Türkiye ve Azerbaycan'ın finans ve teknik imkânları kullanılmıştır. Azerbaycan Cumhurbaşkanı İlham Aliyev TANAP'ın temel atma töreninde gerçekleştirilen projenin iki ülke arasındaki iş birliği projesi olduğunu ve bu projeyi iki ülkenin icra edeceğini açıklamıştır (Erdoğan, 2017: 19). Şekil 2.13, TANAP güzergahını göstermektedir.

Şekil 2.13: TANAP Güzergah Haritası



Kaynak: HABERTÜRK, 2018

TANAP ortakları, %58'lik hisse ile SOCAR, %30'luk hisse ile BOTAŞ ve %12'lik hisse ile BP'dir. TANAP siyasal ve finansal açıdan bütün tarafların desteğini almış ortak paydaya dayanan bir proje olarak görülmektedir. ABD ve Rusya Federasyonu kendi çıkarlarını etkileyecek her alanda tepkilerini olumlu ya da olumsuz göstermişlerdir (Erdoğan, 2017: 13).

ABD'nin bu projeye olumlu bakmasının nedenleri; Rusya Federasyonu ve İran dışında alternatif bir tedarikçi ve rota ile AB'ye doğalgaz tedarik edilmesi ve bu yolla iki ülkenin enerji gücünü kesmesi, Ukrayna krizi sonucunda Kırım'ın ilhak edilmesi ve doğalgazı siyasal baskı olarak kullanmasıdır (Erdoğan, 2017: 16).

Rusya Federasyonu, kendini dışarıda bırakacak ve enerji üzerindeki baskınlığını azaltacak alternatif projelere her zaman karşı çıkmıştır. NABUCCO Projesi de karşı çıktığı projeler arasındadır. Doğu-Batı koridoru ile Hazar Havzası'nda bulunan

doğalgazı Azerbaycan'ın Türkiye üzerinden AB'ye ulaştırmasını kendisine yapılan bir baypas olarak değerlendirmiştir. Azerbaycan'ın dışında Türkmenistan'ın Türkmen Gazi'nin da bu yolla batıya aktarılmasını, kendisine olan talebin ve fiyatın düşeceğinden endişe etmektedir (Özbay, 2011: 60).

Türkiye, tükettiği enerjinin dörtte üçünü ithal eden ve dışa bağımlılığı en yüksek ülkeler arasında yer almaktadır (Türkyılmaz, 2015: 9). Büyüyen ekonomi ile birlikte artan enerji ihtiyacı ile enerjide dışa bağımlılık da paralel olarak artmaktadır. Bu nedenle enerji konusu, Türkiye'nin dış politikalarında ağırlığını arttırarak dış politika belirleyicisi haline gelmiştir (Yazar, 2011: 6). Türkiye'nin bu durumda enerji arz güvenliğini arttıracak ve tedarikçi çeşitliliğini arttıracak politikaları izlediği görülmüştür.

Türkiye'nin tedarik çeşitliliği açısından ve artan talebin karşılanması açısından TANAP önemli bir proje haline gelmektedir. TANAP, sadece doğalgaz boru hattı niteliğinde olan bir projenin dışında çevre ülkelerle Türkiye'nin ekonomik ve siyasi ilişkilerinin gelişmesine de destek vereceği ve küresel enerji projelerindeki konumunu yükselteceği düşünülmektedir (Erdağ, 2013: 867-877).

Türkiye, TANAP'ta %30'luk bir paya sahiptir. Bu yolla Şah Deniz2 gazının Türkiye üzerinden AB'ye ulaşması için topraklarımızdan taşınacak gazı hem iç talepte kullanmış olacak hem de geçiş ücreti almış olacaktır. Fiyat ve arz güvenliğine fayda sağlaması da düşünülmektedir. TANAP vasıtasıyla Türkiye'ye gelen doğalgaz Rusya Federasyonu'ndan alınandoğalgazdan %12 daha ucuza mal edileceği düşünülmüştür. Bu sayede Rusya Federasyonu'na ödenen doğalgaz fiyatının %88'i TANAP yoluyla Azerbaycan'a aktarılmış olacaktır (Gurbanov, 2012).

Azerbaycan Petrol Şirketi SOCAR'ın Başkanı Rövnag Abdullavey; TANAP vasıtasıyla Türkiye'ye 17 milyar \$'lık yatırım ile Türkiye'ye yatırım yapan en büyük şirketin Azerbaycan Petrol Şirketi SOCAR'ın olacağını ifade etmiştir (Erdoğan, 2017). Doğrudan yapılan yatırımın yanında, boru hattı inşaatı yapımı sürecinde taşımacılık, hizmet, boru hattı için gerekli araç ve gereçler gibi dolaylı yatırım hamlelerini de içeren TANAP'ın kümülatif katkısının 50 milyar \$'a çıkması planlanmaktadır (Akhundzade, 2016).

TANAP ile Hazar Havzası'ndaki Azerbaycan doğalgazının aktarımının yanında Türkmenistan ve Kazakistan doğalgazının da bu vasıta ile AB'ye Türkiye üzerinden aktarımı mümkün hale gelmiştir. İlerleyen zamanlarda uygun altyapı çalışmaları ile Türkmenistan ve Kazakistan doğalgazının TANAP yoluyla aktarımının mümkün olacağı düşünülmektedir. TANAP Genel Müdürü Saltuk Düzyol, "Türkiye'den ne kadar çok boru hattı sistemi geçerse, doğalgaz ihtiyacına bir o kadar sibop görevi görecektir. Bu tür yatırımlar rekabetin artması, dolayısıyla Türkiye'ye daha ucuz doğalgaz tedarik etme imkanı tanımaktadır" demiştir (Erdoğan, 2017: 22).

2.2.2.3. Türkiye-Kazakistan ve Türkmenistan Arasındaki Doğalgaz İlişkisi

Rusya Federasyonu kontrolünde olan Tengiz ve Kaşagan, Kazakistan'ın en önemli sahalarıdır. 2003 yılı Haziran ayında Karaçanak sahasında üretilen gazın işlenerek Bağımsız Devletler Topluluğu'na (BTD) ve AB'ye satılması için Rusya Federasyonu ile 4 milyar m³ kapasiteye sahip anlaşma imzalanmıştır (Bayraktar, 2007: 91). Fakat yapılan anlaşmalar sonucu düşük fiyat nedeniyle düşük gelir elde eden Kazakistan bu durumdan rahatsız olmuş ve Çin gibi büyük pazarlara yönelmeye çalışmıştır. Ancak, Kazakistan'ın demografik yapısı nedeniyle Rusya Federasyonu'na olan bağımlılığının kısa zamanda kopmayacağı görülmüştür (Has, 2013: 13). Tablo 2.16 Kazakistan'ın doğalgaz rezervi, üretim ve tüketim miktarlarını göstermektedir.

Tablo 2.16: Kazakistan Doğalgaz Piyasası

Kazakistan Doğalgaz Piyasası Rezerv/Üretim/Tüketim	2016	2017	2017 Toplamdaki Payı	Yıllık Artış Oranı 2017
Rezerv (Trilyon m ³)	1.1	1.1	0.6%	0
Üretim (Milyar m ³)	22.9	27.1	0.7%	18.6%
Tüketim (Milyar m ³)	15.8	16.3	0.4%	3.4%

Kaynak: BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu, 2018

BP'nin 2018 yılı Dünya Enerji İstatistikleri Raporuna bakıldığında, 2016 ve 2017 yıllarında gerçekleştirilen üretim miktarları tüketim miktarlarından daha fazla olduğu görülmektedir. 2017 yılında bir önceki yıla göre üretim miktarı %18.6 oranında artış göstermiştir. Tüketim miktarı ise 2017 yılında bir önceki yıla göre %3.4 oranında bir artış göstermiştir. Kazakistan gerçekleştirilen üretim fazlasını ihraç ederek ekonomisine katkı sağlamıştır. BP'nin Dünya Enerji İstatistikleri Raporuna göre

Kazakistan 2017 yılında 13.2 milyar m³ doğalgaz ihraç etmiş, bunun 1.1 milyar m³'ünü Çin'e 12.1 milyar m³'ünü ise Rusya Federasyonu'na ihraç etmiştir. Kazakistan'ın coğrafi yapısı ve konumu gereği ürettiği doğalgazı bu iki ülke dışına ihraç etmesi pek mümkün görülmemiştir. Rusya Federasyonu'na olan ihraç bağımlılığının azalmasının yolu diğer Türk Cumhuriyetleri ile ticari iş birliği oluşturarak daha geniş bir pazara ulaşması olarak görülmüştür (BP, 2018: 34).

BP'nin 2018 Dünya Enerji İstatistikleri Raporu incelendiğinde Türkmenistan'ın 2017 yılında toplam 62 milyar m³ doğalgaz üretimi gerçekleştirildiği görülmektedir. Üretilen doğalgazın 28.4 milyar m³'lük kısmı iç pazarda tüketilmiştir. Doğalgazın üretim fazlası olan kısmı aşağıda bahsedilen doğalgaz boru hatları vasıtasıyla ihraç malı olarak kullanılmıştır.

Türkmenistan'ın 4 mevcut doğalgaz boru hattı vardır (Begenjov, 2018: 52-55);

- *Orta Asya-Merkez Doğalgaz Boru Hattı:* Türkmenistan'ın doğu ve batı yataklarında üretilen doğalgazın kuzey yönünde önce Kazakistan ve Özbekistan'a oradan da Rusya Federasyonu üzerinden AB'ye pazarlanmasını sağlayan boru hattıdır.
- *Türkmenistan-İran Doğalgaz Boru Hattı:* Türkmenistan ile İran arasında iki adet Boru hattı inşa edilmiştir. Bunlardan birisi senelik 8 milyar m³'lük kapasiteye sahip Körpece-Kurtkuyu Doğalgaz Boru Hattı diğeri ise senelik 12.5 milyar m³ kapasiteye sahip Dövletabat-Sarabs-Hangeran Doğalgaz Boru Hattı'dır.
- *Türkmenistan-Çin Doğalgaz Boru Hattı:* Türkmenistan'dan başlayıp Çin'in sanayi merkezleri olan Şanghai, Uangdong ve Hong Kong gibi şehirlere kadar ulaşan yıllık 40 milyar m³ kapasiteye sahip 9000 km'lik bir hat oluşturulmuştur. Bunun haricinde 2013 yılında iki ülke arasında imzalanan bir anlaşma ile yıllık 25 milyar m³ kapasiteye sahip Türkmenistan'dan başlayarak Kırgızistan, Tacikistan ve Özbekistan üzerinden Çin'e ulaşması planlanan bir doğalgaz boru hattı projesinin inşasına başlanmıştır.
- *Doğu-Batı Doğalgaz Boru Hattı:* 2015 yılında inşası tamamlanan yıllık 30 milyar m³ kapasiteli ve 773 km uzunluğundaki bu hat, Türkmenistan'ın doğusundan batısına Hazar Havzası'na kadar iç pazarı genişleten bir yapıya sahiptir.

Tablo 2.17, Türkmenistan'ın sahip olduğu doğalgaz rezervi, üretimi ve tüketimi göstermektedir.

Tablo 2.17: Türkmenistan Doğalgaz Piyasası

Türkmenistan Doğalgaz Piyasası Rezerv/Üretim/Tüketim	2016	2017	2017 Toplamdaki Payı	Yıllık Artış Oranı 2017
Rezerv (Trilyon m ³)	19.5	19.5	10.1 %	0
Üretim (Milyar m ³)	66.9	62	1.7%	-7.1%
Tüketim (Milyar m ³)	30.9	28.4	0.8%	-7.7%

Kaynak: BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu,2018

Türkmenistan, 27 Ekim 1991 yılında bağımsızlığını ilan ettikten sonra tanıyan ilk devlet Türkiye olmuştur. İki ülke arasındaki diplomatik ilişkiler ise 29 Şubat 1992 tarihinde resmîyete kavuşmuştur (Bilgin, 2007: 84). Türkmen gazının Türkiye ve Batıya aktarılması bağımsızlığının ilk yıllarından itibaren düşünülmüştür. Türkmenistan'dan Türkiye'ye oradan da Batıya ulaşacak boru hatları; Kuzeyden Rusya Federasyonu üzerinden, Hazar Denizi ve Azerbaycan üzerinden ve güneyden İran üzerinden olmak üzere toplam üç güzergâh üzerinde düşünülmüştür (Begenjov, 2018: 147). İran üzerinden aktarılması fikrini ilk İran hükümeti ortaya atmıştır. Bunun üzerine, çalışmalar başlamış Petrol ve Doğalgaz ile ilgili devletlerarası konseyi Türkmenistan Transkontinental Boru Hattı'nı (TTP) oluşturmuş ve finansmanı, inşası ve işletmesini bu oluşumun üstlenmesini istemiştir. Bu oluşuma AB ülkelerinin desteği olmasına rağmen, ABD'nin İran'a yönelik ambargoların kesinleşmesi üzerine Türkmenistan geri adım atmak zorunda kalmıştır (Olcott, 2009: 12).

ABD'nin itirazlarına rağmen NATO üyesi olan Türkiye, doğalgaz ihtiyacını karşılamak üzere yıllık 10 milyar m³ doğalgaz alım-satım anlaşmasını 8 Ağustos 1996 tarihinde imzalamıştır (Jalilvand, 2013: 4). İki ülke arasında gerçekleşecek olan doğalgaz boru hattının inşasının ve akışının başlanması 10 Aralık 2001 tarihinde başlanmıştır (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2018).

Gürcistan üzerinden Türkiye'ye aktarılması düşünülen doğalgaz boru hattı projesi ilk olarak 1996 yılında ortaya atılmıştır. Gerekli anlaşmalar, Türkmenistan, Gürcistan ve Türkiye arasında sağlanmasına rağmen, hattın bir kısmının Rusya

Federasyonu üzerinden geçmesi mecburiyetinden kaynaklanan sorun ile Rusya Federasyonu bu hattın oluşturulmasına engel olmuştur (Begenjov, 2018: 148). Bunun üzerine Rusya Federasyonu, Türkiye'nin enerji pazarına olan ilgisinin artması üzerine farklı bir güzergâh teklif ederek Mavi Akım Projesini ortaya atmıştır (Oğan, 2003).

Bu gelişmeler neticesinde Türkmenistan, Rusya Federasyonu dışında alternatif bir güzergah peşine düşmüş ve Hazar Denizi üzerinden Azerbaycan, oradan da Türkiye'ye aktarılması düşünülen projeler geliştirilmeye başlanmıştır. Bu projelerden birisi, Trans Hazar Boru Hattı olarak adlandırılan Nisan 1998 tarihinde ön anlaşması imzalanan Azerbaycan ve Türkmenistan'ı Hazar Denizi üzerinden birbirine bağlayacak olan proje olmuştur (Jervalidze, 2006).

Rusya Federasyonu ve Türkmenistan tarafından Türkiye'ye doğalgaz ihraç edebilmek için 1998 yılında iki farklı güzergah seçeneği sunulmuş ve 21 Mayıs 1999 tarihinde Türkmenistan ile BOTAŞ arasında doğalgaz alım satım anlaşması imzalanarak yıllık 30 milyar m³ doğalgaz ticaretinin adımı atılmıştır (Bilgin, 2007). Daha sonra Azerbaycan'ın Hazar Denizi'nde keşfettiği yeni rezervler sayesinde, Türkiye'ye olan doğalgaz ihracının 14 milyar m³'ünü kendisinin gerçekleştirmesini düşünmüştür. Fakat, Türkmenistan bu duruma gelir kaybı yaşayacağından ve başta anlaşmanın 30 milyar m³ olmasından dolayı karşı çıkmıştır. Bunun sonucunda bir sene sonra süresi dolan sözleşme yenilenmemiş ve Türkmenistan konsorsiyumdan çekilerek anlaşma askıya alınmıştır (Dikbaş, 2001: 80-89).

İran üzerinden geçerek Türkiye'ye ulaşması düşünülen doğalgaz boru hattı projesinin Rusya Federasyonu tarafından, Hazar Denizi ile Azerbaycan üzerinden Türkiye'ye ulaşması düşünülen doğalgaz boru hattı projesinin ise Azerbaycan tarafından engellendiği görülmüştür. Yeni oluşturulan TANAP ile Türkmen Gazı ve Azerbaycan Gazı Türkiye üzerinden AB'ye aktarılarak geniş bir pazara ulaşabilir. Arz güvenliği sorununun aşılması ve Rusya Federasyonu'nun piyasada tek elci yapıdan çıkartılabilmesi için bu ülkeler arasındaki iş birliğinin genişletilmesi ve geliştirilmesi gerekmektedir.

2.2.2.4. Türkiye ve İran Doğalgaz İlişkisi

BP'nin 2018 Dünya Enerji İstatistikleri Raporuna göre 2017 yılında İran, 33.2 trilyon m³'lük rezerv ve toplamdaki payının %17.2'ye denk gelmesi ile Rusya

Federasyonu'ndan sonra Dünyanın en büyük ikinci doğalgaz rezervlerine sahip ülkesi konumundadır. İç piyasasının doğalgaz ihtiyacını yapmış olduğu üretim ile karşılamıştır. Üretim fazlası olan kısmı ihraç malı olarak kullanmıştır. 2017 yılında boru hattı taşımacılığı ile İran'ın toplam ihracatı 12.5 milyar m³ olarak kaydedilmiştir. Bunun 8.9 milyar m³'lük kısmı Türkiye'ye 2 milyar m³'lük kısmı BDT ülkelerine ve 1.6 m³'lük kısmı ise Orta Doğu ülkelerine yapılmıştır. Görüldüğü üzere ihracatındaki büyük payı Türkiye ile gerçekleştirmiştir. Bu durum, Türkiye'nin ve İran'ın enerji ticaretinde ilişkilerinin ne denli önemli olduğunu vurgulamaktadır.

2012 yılında İran'ın nükleer enerji geliştirdiği düşünülerek ABD ve AB tarafından İran'a yeni ambargolar uygulanmaya başlanmıştır. İran'a liman, taşımacılık, gemi inşası ve en önemlisi de enerji üzerinde yaptırımların uygulanması, alüminyum ve çelik gibi madenlerin İran'a satışının yasaklanması gündeme gelmiştir (Tiftikçigil ve Yesevi, 2015: 169). Türkiye İran'dan aldığı doğalgaz karşılığında Türk Lirası ile ödemeyi gerçekleştirmiş ve bunun karşılığında İran'da aldığı Türk Lirası ile altın alıp Dubai'ye göndermiştir. Bunu engellemek adına yaptırımların geleceği duyulmuş fakat dönemin Enerji Bakanı Taner Yıldız, Türkiye'yi ilgilendirenin yalnızca enerji talebini karşılayabilmek olduğunu belirtmiştir (Tiftikçigil ve Yesevi, 2015: 172). Tablo 2.18, İran'ın sahip olduğu rezerv, üretim ve tüketim miktarları gösterilmektedir.

Tablo 2.18: İran Doğalgaz Piyasası

İran Doğalgaz Piyasası Rezerv/Üretim/Tüketim	2016	2017	2017 Toplamdaki Payı	Yıllık Artış Oranı 2017
Rezerv (Trilyon m ³)	33.2	33.2	17.2%	0
Üretim (Milyar m ³)	203.2	223.9	6.1%	10.5%
Tüketim (Milyar m ³)	201	214	5.8%	6.8%

Kaynak: BP Dünya Enerji İstatistikleri Raporu,2018

EPDK'nın 2018 Sektör Raporu'na göre 2017 yılında doğalgaz ithalatında İran'ın payı %16.74 olarak kaydedilmiştir. Bu pay ile Türkiye'nin asıl amacı, İran'dan alınan doğalgazı daha pahalıya alınmasına rağmen, arz güvenliğini ve tedarikçi çeşitliliğini arttırmak olmuştur. İran ve Türkiye arasında gerçekleştirilen doğalgaz boru hattı taşımacılığı ile gerçekleştirilmesi hedeflenen doğalgaz ticareti yıllık 10 milyar m³ olmasına rağmen, gerçekleşen doğalgaz ticareti hedeflenen miktardan daha az olmuştur.

İran ise üretim artışı ve ihracata ayırmadığı doğalgazını iç talebi karşılamak adına kullanmıştır. Bunun en büyük göstergesi ise İran'ın, toplam enerji ihtiyacının %54'ünü doğalgaz enerjisinden karşılamasıdır (Tiftikçigil ve Yesevi, 2015: 176).

2.3. DOĞALGAZ BORU HATLARI OLUŞMUŞ VE PLANLANAN PROJELER

Sovyetler Birliği'nin tekelinde bulunun Asya'dan başlayıp Anadolu Toprakları üzerinden geçerek Avrupa'ya ulaşan doğalgaz hattı 1990'lı yıllarda Birliğin bozularak Türk Devletleri'nin bağımsızlıklarını ilan edip ekonomik bağımsızlıklarına ulaşması ile neredeyse son bulmuştur. Azerbaycan, Türkmenistan, Kazakistan ve Özbekistan doğalgaz rezervlerinin bağımsız bir şekilde üretimini gerçekleştirip pazara sunması ve Türkiye'nin bu pazarda kilit nokta olması Türk Devletleri'nin menfaatine gelişen bir olaydır. Bu şekilde soydaş olan ülkelerin ticari ilişkilerinin gelişmesi ve ekonomik birliğin oluşması hedeflenerek Rusya'ya olan bağımlılığın azalması ve ekonomik anlamda refaha ulaşılması beklenmektedir.

Şekil 2.14: Türkiye Üzerinden Geçen Doğalgaz Boru Hatları



Kaynak: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Doğal Gaz Boru Hatları ve Projeleri, 2018

BP'nin Dünya Enerji İstatistikleri Raporu 2018 yılı verilerine göre, 2017 yılında doğalgaz boru hattı taşımacılığı ile toplam 740,7 milyar m³ tutarında ticaret yapılmış olduğu görülmüş ve toplam gaz ticaretinin 4'te 3'ü bu kanalla gerçekleşmektedir. Geliştirilen alternatif yollar her zaman tekele olan bağımlılığı azaltmayı ve ticaret hacmini artırmayı hedeflemiştir. Türkiye üzerinden geçen doğalgaz boru hatları ve iletim hatlarının incelenmesi konunun okuyucular açısından daha iyi anlaşılabilmesi için faydalı olacaktır.

2.3.1. Rusya-Türkiye Doğalgaz Boru Hattı (Batı Hattı)

Türkiye Cumhuriyeti ve Eski Rusya Federasyonu arasında 18 Eylül 1984 tarihinde imzalanan hükümetlerarası anlaşma ile ülkemize batıda Bulgaristan sınırındaki Malkoçlardan giren ve İstanbul, Bursa, Eskişehir ve en sonunda Ankara'da son bulan toplam 845 km uzunluğunda bir hat oluşturulmuştur (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2017: 72). Oluşturulan hat üzerindeki ticareti gerçekleştirebilmek adına 14 Şubat 1986 BOTAŞ ile SoyuzGazExport (SGE) arasında 25 yıl süreli doğalgaz alım-satım anlaşması gerçekleştirilmiştir. Bu anlaşmalar sonucunda kapasite oranı 8 milyar m³'ten 14 milyar m³'e ulaşmıştır (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2018).

2.3.2. Rusya-Türkiye Doğalgaz Boru Hattı (Mavi Akım)

Türkiye Cumhuriyeti ve Rusya Federasyonu arasında 15 Aralık 1997 tarihinde imzalanan, taraflarının BOTAŞ ve Gazexport olduğu ve Karadeniz üzerinden Türkiye'ye ulaşması hedeflenen anlaşma ile yıllık 16 milyar m³ doğalgaz Türkiye'ye arz edilmektedir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2017: 73). Oluşturulan hat; Rusya topraklarında, İzobilnoye-Djubga arasında 56° çapında 308 km ve 48° çapında 62 km olmak üzere toplam 370 km, Karadeniz üzerinde, Djubga-Samsun arasında her biri yaklaşık 390 km uzunluğunda 24° çapında paralel 2 hat ve Türkiye topraklarında ise Samsun-Ankara arasında 48° çapında ve uzunluğu 501 km bulan üç kısımdan meydana gelmektedir. 20 Şubat 2003 tarihinde işletmeye alınan hattın resmi açılış töreni 17 Kasım 2005 tarihinde yapılmıştır (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2018).

2.3.3. Doğu Anadolu Doğalgaz Ana İletim Hattı (İran – Türkiye)

Başta İran olmak üzere doğudaki kaynaklardan alınması planlanan doğalgazın ülkemize ulaşması için İran Ulusal Gaz Şirketi (NIGC) ile BOTAŞ arasında 8 Ağustos 1996 tarihinde 9,6 milyar m³ tutarında doğalgaz ithalatına yönelik bir anlaşma

imzalanmıştır. Çapı 48” ve 16” arasında değişen ve uzunluğu yaklaşık 1.491 km olan Doğu Anadolu Doğalgaz Ana İletim Hattı Doğubayazıt’tan başlayıp, Erzurum, Sivas ve Kayseri üzerinden Ankara’ya uzanmakta, bir kısmı da Kayseri’den Konya’ya ve oradan da Seydişehir’e ulaşmaktadır. Gaz alımı ise 10 Aralık 2001 tarihinde başlamıştır (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2017: 72).

2.3.4. Bakü-Tiflis-Erzurum Doğalgaz Boru Hattı (BTE)

Türkiye-Azerbaycan Hükümetlerarası Anlaşma çerçevesinde 12 Mart 2001 tarihinde Azerbaycan’ın Güney Hazar Denizi kesiminde yer alan Şah Deniz sahasında üretilen doğalgazın Türkiye’ye arzını amaçlayan Bakü-Tiflis-Erzurum Doğalgaz Boru Hattı (BTE) anlaşması sağlanmıştır. Bu anlaşma, BOTAŞ ve SOCAR arasında yılda 6,6 milyar m³ doğalgazın Türkiye’ye ulaşmasına ilişkin 15 yıl süreli Doğalgaz Alım Satım Anlaşması kapsamındadır (Enerji Bakanlığı, 2018). BTE, 2005-2007 yılları arasında inşa edilmiş olup, 2007 yılının Temmuz ayının ortasından bu yana faaliyettedir (Enerji Bakanlığı, 2017: 73). 2015 yılı içerisinde BTE’nin kapasite artırımı projesi kapsamında çalışmalara başlanmış olup, Haziran 2018’de TANAP sistemine ilk gaz akışı sağlanıp ve söz konusu projenin 2022 yılı içerisinde tam kapasiteyle devreye alınması planlanmaktadır (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2018).

2.3.5. Türkiye-Yunanistan Doğalgaz Boru Hattı

Türkiye Cumhuriyeti’nden Yunanistan Cumhuriyeti’ne doğalgaz arzına ilişkin Hükümetlerarası Anlaşma 23 Şubat 2003 tarihinde imzalanmıştır. Avrupa Birliği INOGATE (Interstate Oil and Gas Transport to Europe) Programı kapsamında geliştirilen Güney Avrupa Gaz Ringi’nin ilk aşaması olarak Türkiye ve Yunanistan doğalgaz şebekelerinin enterkoneksiyonunu içermektedir. Bu anlaşma 18 Kasım 2007 tarihinde iki ülke başbakanının katıldığı açılış töreni ile başlamış ve günümüzde de ticaret devam etmektedir (Enerji Bakanlığı, 2017: 70). Oluşturulan hat kapsamında 15 yıl süreli alım-satım taraflarının BOTAŞ ile DEPA (Yunanistan Devlet Doğalgaz Şirketi) arasında olduğu anlaşma ise 23 Aralık 2003 tarihinde imzalanmıştır (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2018).

2.3.6. Trans-Anadolu Doğalgaz Boru Hattı Projesi

26 Haziran 2012 tarihinde Azerbaycan ile Türkiye arasında Hükümetlerarası Anlaşma imzalanarak yıllık 10 milyar m³ Azerbaycan doğalgazının Trans Anadolu

Doğalgaz Boru Hattı vasıtası ile Türkiye üzerinden Avrupa'ya taşınması amaçlanmıştır. İmzalanan bu anlaşma ile TANAP'ın hukuki alt yapısı oluşturulmuş ve yatırım miktarının 45 milyar Dolar'a ulaşan, TANAP, Trans Adriyatik Doğalgaz Boru Hattı, Şah Deniz Faz II, Güney Kafkasya Botu Hattı Genişleme Projesi'nin (SCPX) yatırım kararları Aralık 2013'te Bakü'de alınmıştır. Ülkemiz TPAO vasıtasıyla SCPX ve Şah Deniz Faz II projeleri üzerinde %19 ve BOTAŞ vasıtası ile de TANAP'tan %30 hisseye sahiptir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2017: 68).

Oluşturulan hat uzunluğu 1850 km olması ve Gürcistan sınırimızdan Yunanistan sınırimıza kadar uzanması, ayrıca yıllık 32 milyar m³ kapasiteye sahip olması planlanmıştır. Ülkemiz adına BOTAŞ %30, Azerbaycan adına SOCAR %58 ve BP %12 hisseye sahip olduğu projeye ilişkin faaliyetler TANAP Doğalgaz İletim A.Ş. tarafından sürdürülmektedir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2018).

2.3.7.Rusya-Türkiye-Avrupa Doğalgaz Boru Hattı Projesi (Türk Akımı)

Türkiye Cumhuriyeti ve Rusya Federasyonu arasında 10 Ekim 2016 tarihinde imzalanan TürkAkım Gaz Boru Hattı'na ilişkin Hükümetlerarası Anlaşma ile projeye ilişkin siyasi destek sağlamak, ekonomik ve hukuki çerçeveyi belirlemeyi amaçlamıştır. Proje kapsamında hat, Rusya'dan başlayarak Karadeniz üzerinden Türkiye'nin Karadeniz kıyısındaki alım terminaline ve oradan da yine Türkiye toprakları üzerinden komşu devletlerin sınırlarına kadar uzanan ayrı ayrı 15,75 milyar m³ kapasiteye sahip olan iki hattın meydana gelmektedir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2017: 70).

Proje, Rusya'dan Türkiye'ye gerçekleşecek olan doğalgaz arzının yanı sıra Türkiye'nin toprakları üzerinden Avrupa'ya arzını sağlamak üzere, deniz ve kara bölümünden oluşan bir boru hattı sistemidir. Deniz bölümünde yapılacak olan iki hattın inşası ve işletimi Rusya Federasyonu tarafından yapılacaktır. Kara bölümünde yer alan hatlardan birisi Avrupa'ya gaz arz edecek olup bu hattın inşası ve işletimi iki ülkenin şirketleri tarafından kurulacak olan yeni bir şirket tarafından yapılacaktır. Bu şirketlerin payları %50 oranında dağılacaktır. Türkiye'den geçen ve sadece Türkiye'ye doğalgaz arz edecek olan diğer hat ise BOTAŞ tarafından inşa edilecektir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2019).

Doğalgazın politik müdahale kapsamında yaptırımlara ve ambargolara yol açması özelliğinden kaynaklanan, Rusya Federasyonu ve Ukrayna arasında geçtiğimiz

yıllarda yaşanan doğalgaz anlaşmazlıkları sonucunda Batı Hattı'ndan Ülkemize arz edilen doğalgazın özellikle kış aylarında zaman zaman kesilmesi doğalgaz arz güvenliğini tehlikeye sokmaktadır. Türk Akım Projesi kapsamında, sadece ülkemize arz edilmesi planlanan boru hattının inşası ile Batı Hattı'ndan alınan yıllık toplam 14 milyar m³ doğalgazın, mevcut sözleşme şartları değişmeksizin Türk Akımı üzerinden Ülkemize arz edilmesi planlanmaktadır. Bu şekilde doğrudan Rusya Federasyonu'ndan alınacak olan doğalgazın üçüncü taraflardan kaynaklanan kesintilere maruz kalmaması ve arz güvenliğinin sağlanması amaçlanmıştır (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2019). Her iki hattın da inşası devam etmekte olup, 2019 yılı sonunda faaliyete geçmesi planlanmaktadır.

2.3.8. Trans Adriyatik Doğalgaz Boru Hattı Projesi (TAP)

28 Haziran 2013 tarihinde Avrupa'ya Güney Avrupa üzerinden gaz arzı sağlanması amacıyla Şah Deniz Konsorsiyumu (SDC) tarafından Trans Adriyatik Doğalgaz Boru Hattı Projesi oluşturulmuştur. Projenin temel atma töreni 17 Mayıs 2016 tarihinde Selanik'te gerçekleştirilmiştir. 2019-20 yıllarında ilk gaz teslimatının yapılması planlanan proje kapsamında, TANAP Doğalgaz Boru Hattı'nın gazı Avrupa'ya taşıyacak 48° çap ve 459 km uzunluğundaki Eskişehir-İpsala bölümünün inşası devam etmektedir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2017: 71).

2.4. POLİTİK EKONOMİ AÇISINDAN ENERJİ ARZ GÜVENLİĞİ VE BORU HATLARI

Enerji güvenliği kavramı, güvenilir, yeterli, çeşitlendirilmiş ve temiz enerjinin uygun fiyatlarda teminini ve bu enerjinin piyasaya ulaşımında gerekli altyapının kesintisiz bir şekilde devamını sağlamak olarak değerlendirilir (Özdemir, 2017: 143). Geniş anlamda ise enerji güvenliği, enerji kaynaklarının rezervi, kalitesi, niteliği, sürekliliği, üretimi, taşınması, ticareti, fiyatı, altyapı güvenliği, ihracat ve ithalatı, iletim ve dağıtımını, depolama ve nihai tüketim güvenliği ile bölgesel, ulusal ve küresel olarak coğrafi güvenliği, enerjiyi tedarik eden ve alan ülkelerin siyasi istikrarı, bilgi erişim güvenliği, ekonomi çevre, teknoloji, enerjinin fiziksel ve siyasal güvenliğini içine alan geniş bir kavramdır (Erdoğan, 2016: 221). Dünya Enerji Konseyi enerji güvenliğini İngilizce 3A şeklinde özetlemiştir:

- (Accessibility) Erişim,

- (Availability) Süreklilik,
- (Acceptability) Temin ve tedarikin makullüğü

Enerji güvenliğinin tanımlarının yanı sıra bu kavramın asıl olarak üç temel boyutu olduğu vurgulanmaktadır. Bu boyutlar ile ilgili aktörlerin kendi çıkar tanımlamalarına ve kendi önceliklerine göre belirlenmektedir (Özdemir, 2017: 144):

- *İthalatçılar İçin Arz Güvenliği*: Türkiye gibi ithalatçı ülkelerin kesintisiz bir şekilde arz güvenliğini sağlamak adına kaynak ve yol çeşitlendirme kaygısını içerir.
- *İhracatçılar İçin Talep Güvenliği*: Rusya gibi ihracatçı ülkeler için ürünün satılacağı pazarlar kapsamında talep güvenliğiyle özdeşdir. Çin ve Hindistan gibi hızlı nüfus artışı ve ekonomik büyümeye sahip ülkelerin yine hızla artan doğalgaz talebi ve bunu karşılamaya yetecek kadar arzın oluşması zaman alacağından enerji güvenliği tehlikeye girer.
- *Tüm Aktörler İçin Transit Güvenliği*: Son dönemlerde ön plana çıkan bu sorunda ise boru hatlarının geçtiği ülkelerdeki güvenlik sorunu ile alakalıdır.

Enerji arz güvenliği ile ilgili endişenin en önemli nedeni arz sağlayan ülkelerin ekonomik ve siyasi anlamda istikrarsızlık riski taşımalarından kaynaklanmaktadır. Bu konudaki hassasiyetin sadece terör ve anlaşmazlıklar tarafından değil aynı zamanda doğal afetlerin de bu hassasiyette rol aldığı görülmektedir (Yergin, 2006: 70).

Enerji arzı güvenliği tarihine bakıldığında, sanayileşme ile birlikte enerji ihtiyacının artması ve bunun için enerji kaynaklarına sahip olma mücadelesi de başlamıştır. Kömür ve petrol kaynaklarına sahip olma mücadelesine doğalgaz eklenmiş ve günümüzde de bu enerji kaynaklarını yönetmeye yönelik sert politikalar uygulanmaktadır. Özellikle transit bölgelerde üçüncü tarafların anlaşmazlıkları sonucunda oluşan krizler aşağıda verilmiştir.

2.4.1. Doğalgaz Anlaşmazlıkları ve Etkileri

Petrol ve nükleer enerji gibi doğalgaz da üretici ve ihracatçı ülkeler tarafından politik silah olarak kullanılmaya başlamıştır. Özellikle S.S.C.B. dağılmadan önce, hiç dağılmayacakmış gibi inşa edilen enerji hatları 1991 yılından sonra S.S.C.B.'ye bağlı olan Türk Devletleri'nin bağımsızlıklarını elde etmesi ile birlikte kontrolünden çıkmıştır. Bu nedenle Rusya Federasyonu ile enerji anlaşmazlıkları ortaya çıkmıştır.

Çıkan bu anlaşmazlıklar, Rusya Federasyonu'nun en kazançlı piyasası olan AB'ye alternatif tedarikçilerin ortaya çıkması nedeniyle ticari ve siyasi niteliklerdir (Gürbüz, 2018: 153).

Çıkan anlaşmazlıklar incelendiğinde, genel itibari ile Rusya-Ukrayna ve Rusya-Beyaz Rusya anlaşmazlıkların taraflarıdır fakat yine de üçüncü tarafların anlaşmazlıkları yoluyla diğer ülkeler de etkilenmektedir. Güzergâh Rusya Federasyonu'ndan başlayıp AB'ye ulaştığı için Ukrayna ile olan anlaşmazlıklardan, AB oldukça derinden etkilenmektedir. Ukrayna transit bölge olarak dünyanın en büyük enerji taşıma sistemine sahiptir. Aynı zamanda Rusya Federasyonu'nun AB'ye olan ticaretinin ana güzergâhını oluşturmaktadır (Pirani, 2009).

2.4.1.1. Rusya ve Beyaz Rusya Arasındaki Anlaşmazlıklar

2004 yılı Rusya ve Beyaz Rusya doğalgaz anlaşmazlığının çıkış nedenlerine bakıldığında, Rusya Federasyonu 2002 yılında ucuz gaz temini karşılığı olarak Beyaz Rusya doğalgaz şirketi Beltransgaz'ın %50 hissesinin verilmesine ilişkin bir anlaşma imzalamış ve vakti geldiğinde bu anlaşmanın koşulunu gerçekleştirmek için hisselerin GAZPROM'a devredilmesini talep etmiştir. Ayrıca devir işlemi için 600 milyon \$ teklif vermiştir. Beyaz Rusya ise devir işleminin gerçekleşmesini istemediği için teklifi 5 milyar \$'a çıkarmıştır. Rusya Federasyonu bu duruma tepki göstermek adına 2003 yılında doğalgazın fiyatını 28 \$'dan 50\$'a çıkarmıştır (Chloë, 2005: 17).

Rusya Federasyonu bu talebini gerçekleştirebilmek için doğalgazı bir silah olarak kullandığı iddia edilmiş ve doğalgaz akışını Ocak 2004'te azaltmış Şubat 2004'te ise tamamen kesmiştir. Bunun üzerinde Beyaz Rusya, AB-Yamal doğalgaz boru hattından Rusyadoğalgazını çalmış ve bu durumda AB'nin Rusya Federasyonu'ndan tedarik ettiği doğalgaz güvenliği büyük riske girmiştir. Krizin çözümü için Rusya Federasyonu, Beyaz Rusya'ya Temmuz 2004'te borcunu ödeyebilmesi adına 175 milyon \$ kredi vermiş, gaz fiyatlarını 47 \$'a yükseltmiş ve transit ücretinin de 0.55 \$'dan 0.75 \$'a çıkmasında anlaşmışlardır (Gürbüz, 2018: 183).

2007 yılı krizine bakıldığında, Rusya Federasyonu'nun hisselerini talep ettiği Beltransgaz'ın gerçek değerini tespit etmek adına görevlendirilen Hollanda Bankası ABN Amro değerini en fazla 2.5 milyar \$ olduğunu tespit etmiştir. Fakat 2006 yılında Rusya Federasyonu ve Beyaz Rusya arasındaki gerginlik artmış, Beltransgaz'ın %50

hisselerini satın almak için Beyaz Rusya'ya baskı uygulayan Rusya Federasyonu doğalgazın fiyatını 200 \$'a kadar yükseltmiştir. Bunun üzerine Beyaz Rusya, Hollanda'nın Beltransgaz için belirlediği değeri kabul etmemiş ve satış fiyatını 17 milyar \$'a çıkardığını ifade etmiştir. Beyaz Rusya daha fazla dayanamayarak 1 Ocak 2007 tarihinde doğalgaza 100 \$ ödemeyi kabul etmiş ve Beltransgaz'ın %50 hissesini 2.5 milyar \$'a satmak zorunda kalmıştır (Gürbüz, 2018: 184).

2010 yılı krizinin patlak vermesindeki en temel neden, Rusya Federasyonu ile Kazakistan arasında oluşturulan gümrük birliğine katılmasında ön koşul olarak petrol ve doğalgaz da indirimli fiyat talep etmesi ve Rusya Federasyonu'ndan aldığı bu ürünlerde gümrük vergisinin kaldırılmamasına yönelik itirazıdır (Marples, 2010). Ayrıca ABD'ye yakınlığı sonucu görevden alınan ve akabinde sınır dışı edilen Kırgızistan Devlet Başkanı Bakiyev'in Beyaz Rusya'ya sığınmasını kabul etmesiyle de Rusya Federasyonu ile arasındaki krizi daha da körüklemiştir. Bununla beraber, Abhazya ve Güney Osetya'nın bağımsızlığını tanımaması da bir etken haline gelmiştir (Yafimava, 2010: 14). Bunun üzerine Rusya Federasyonu, borcunu ödeyebilmesi için Beyaz Rusya'ya vereceği 500 milyon \$'lık krediyi vermemiştir. Ayrıca, enerji ticareti üzerindeki vergileri iki katına çıkararak Beyaz Rusya'nın kötüye giden ekonomisini daha da kötü hale getirmiştir (Yafimava, 2010: 14). Baskılar sonucunda Gümrük Birliği'ne katılan Beyaz Rusya, Rusya Federasyonu'nun ürünleri ile başa çıkamayınca ekonomik durumu daha da kötüleşmiş ve Beltransgaz'ın %50 hissesini daha GAZPROM'a devrederek tamamı elinden çıkmıştır.

Beltransgaz'ın tamamına sahip olan GAZPROM, Avrupa-Yamal boru hattına da sahip olarak transit riskini ortadan kaldırmış ve Ukrayna'ya transit ücreti ödememek, ticarete saf dışı bırakabilmek ve Naftogaz'ın da hisselerine sahip olabilmek için 27 Ocak 2012 tarihinde bu hat üzerinden AB'ye olan gaz ticaretini 4 milyon m³ arttırmıştır (Naturalgasworld, 2012).

2.4.1.2. Rusya ve Ukrayna Arasındaki Anlaşmazlıklar

Rusya Federasyonu ve Ukrayna arasında çıkan başlıca anlaşmazlıklar, 2006, 2009, 2014 ve 2015 yıllarında ortaya çıkmıştır. 2006 yılında oluşan anlaşmazlığın temeli, 2004 yılında Ukrayna'da meydana gelen Turuncu Devrim ile Rusya Federasyonu karşıtı Batı yanlısı Viktor Yuşçenko'nun iktidara gelmesi ve

GAZPROM'un Ukrayna'nın şirketi olan Naftogaz'ın %50 hissesini alma talebini reddetmesi üzerine kurulmuştur. Rusya Federasyonu bunun üzerine doğalgaz fiyatlarını 50 \$'dan 230 \$'a çıkarmış ve Ukrayna'nın bu fiyat artışını reddetmesi üzerine 1 Ocak 2006 tarihinde gaz akışını kesmiştir (Sabah Gazetesi, 2006). 4 Ocak 2006 tarihinde ise Ukrayna baskılara dayanamayıp GAZPROM'un 230 \$'lık teklifini kabul etmek zorunda kalmıştır. Ayrıca hükümet görevi bırakmak zorunda kalmıştır. Bu kriz ile AB, Rusya Federasyonu'nun güveli bir tedarikçi olup olmadığını sorgulamaya başlamış ve ortak bir enerji politikası oluşturarak güney koridorundan yani bir yol arayışı gündeme gelmiştir.

2009 yılı Rusya Federasyonu ve Ukrayna doğalgaz krizinde, değişen hükümet gaz alım-satımının GAZPROM ve Naftogaz arasında olmasını istemiştir (Pirani vd. 2009).Rusya Federasyonu küresel kriz nedeniyle fiyatların düşeceğini düşünerek fiyat artışı yoluna gitmiştir. Ukrayna ise 30 Aralık 2008 tarihinde İMF'den aldığı 1.52 milyar \$'lık kredi ile doğalgaz borcunu ödemesine rağmen GAZPROM, gecikme cezası olarak 614 milyon \$ daha borcu olduğu konusunda ısrarcı olmuştur. Ukrayna bahsi geçen borcu reddetmesi üzerine 1 Ocak 2009 tarihinde Rusya Federasyonu tarafından arzı kesilmiştir (Gürbüz, 2018: 157).

AB bu krizden etkilenerek gözetim ekibi oluşturmuş ve taraflar arası anlaşmayı sağlamaya çalışmıştır. Taraflar 19 Ocak 2009 tarihinde 10 yıllık anlaşma ile anlaşmaya varabilmiş ve AB doğalgaz akışı tekrar sağlanmıştır (Pirani vd. 2009). Anlaşma şartlarında 2009 yılında Ukrayna gaz fiyatı, AB gaz fiyatının %80'ine eşitlenmiş olup ilk çeyrekte Ukrayna'nın ödeyeceği gaz fiyatı 360 \$'a yükselmiştir. 2010 yılında ise AB fiyatları ile aynı tutarlarda olması kararlaştırılmıştır (Gürbüz, 2018: 158).

2014 yılında yaşanan anlaşmazlık, diğer bütün krizlerden farklı olarak doğalgaz kesintisi ile başlamayıp siyasi etkisinin çok olduğu ve Ukrayna'nın kaderini ciddi anlamda etkileyen soğuk savaş niteliğindedir. 2009 yılı krizi ile değişim gören Ukrayna hükümetinin Batı ile yakınlaşıp Kapsamlı Serbest Ticaret Anlaşması'nı imzalamaya karar vermesi ile Rusya Federasyonu 2013 yılına ait 882 milyon \$'lık borcunu ödemediğinden dolayı gaz arzını keseceğine yönelik uyarıda bulunmuştur (The Guardian, 2013).Bu uyarı sonucunda Ukrayna Hükümeti Batı ile olan anlaşmadan

vazgeçmiştir ve Rusya Federasyonu bunun bir ödülü olarak 400 \$'dan aldığı doğalgazı 268 \$'a indirmiştir (BBC, 2013 a).

Bütün bu ekonomik çöküntüleri yaşayan Ukrayna çözümü 15 milyar \$'lık devlet tahvilini satın alma yolunda bulmuş olmasıyla 2014 Rusya Federasyonu-Ukrayna krizi başlatmıştır (BBC, 2013 b). Başlayan bu kriz, Kırım'ın referanduma giderek ezici bir çoğunluğun kabulüyle Ukrayna'dan ayrılıp Rusya Federasyonu'na bağlanmasına yol açmıştır. Devamında ise Donetsk ve Luhansk da referandum düzenleyerek Ukrayna'dan ayrılmayı talep etmişlerdir (BBC, 2014).

Naftogaz'ın 2013 yılında Rusya Federasyonu'na yaklaşık 3,3 milyar \$doğalgaz borcu olduğu söylenmektedir. Ukrayna 2014 yılında bahsi geçen borcun yalnızca 1,3 milyar \$'lık kısmını ödeyebilmiş ve geri kalan kısmın ertelenmesini talep etmiştir (Pirani, 2014). Rusya Federasyonu bu talep karşısında 1 Nisan 2014 tarihinde borcun ödenmemesi durumunda ise verilen gaz indirimlerinin kaldırılacağı uyarısında bulunmuştur. Borcun ödenmemesi üzerine verilen bütün indirimler geri alınarak Ukrayna'yı cezalandırmıştır (Gürbüz, 2018: 163). Ukrayna'nın yaşadığı bu problemler neticeye kavuşamayınca çözümü, Rusya Federasyonu'nun AB'ye sattığı doğalgazı ters akım yöntemiyle AB'den satın almakla bulmuştur.

Rusya Federasyonu ve Ukrayna arasında çıkan bu anlaşmazlık sonucunda Avusturya, Macaristan, İtalya, Bulgaristan, Yunanistan, Balkan Ülkeleri ve Türkiye gibi tedarikinin çoğunluğunu Ukrayna üzerinden Rusya Federasyonu'ndan alan ülkeler ciddi anlamda etkilenmiştir. En fazla etkilenen ülkeler ise tedarikinin tamamını Rusya Federasyonu'ndan sağlayan Balkan Ülkeleri'dir (Pirani, 2014). 2009 krizinden sonra alternatif tedarik yolları aranmaya başlamış Batı Hattı haricinde farklı projeler geliştirilmeye başlanmıştır. Türkiye'nin de etkilendiği bu krizler sonucunda, Türkiye Rusya Federasyonu'ndan Mavi Akım'ın kapasitesinin 16 milyar m³'ten 19 milyar m³'e çıkarılmasını talep etmiştir (Sputnik, 2014: 1).

2014 yılında yaşanan kriz döneminde ve günümüzde de Rusya Federasyonu, AB'nin ticaret yaptığı üçüncü büyük ülke ve AB ülkeleri ise Rusya Federasyonu'nun ticaret yaptığı ülkeler sıralamasında ilk sırada yer almıştır. AB ülkeleri enerji kaynakları karşılığında Rusya Federasyonu'na makine, tarımsal gıda, ilaç ve kimyasal ihraç etmektedir (European Commission, 2016). Yaşanan bu kriz hakkında AB, Rusya

Federasyonu'na çeşitli diplomatik yaptırımlarda bulunmuştur. İlk olarak Rusya Federasyonu ile AB arasındaki vize görüşmeleri askıya alınmış, G-8 zirvesine Rusya Federasyonu'nu dâhil etmeyerek OECD üye olmasına yönelik müzakereleri de askıya alınmıştır. Ayrıca Kırım'ın ve Sivastopol'ün Rusya Federasyonu'na katılmasını yasadışı bularak bu kararı tanımamışlardır. Politik olan bu yaptırımların yanında ekonomik yaptırım olarak; enerji-maden arama ve üretimine yönelik makine ihracatını yasaklanmış ve ek olarak enerji üzerine Rusya Federasyonu'na yapılacak yatırımlarda finansman sağlanmaması için beş adet Rusya Federasyonu kamu bankasına ve üç adet enerji şirketine ait finansal araçları alım-satımına yasak getirilmiştir (Gürbüz, 2018: 170). AB'nin 2014 krizi ile ilgili Rusya Federasyonu'na doğalgaz alanında uyguladığı en ciddi tepki Kuzey Akım Projesi'nin bir kolu olan OPAL Boru Hattı'na ilişkin Rusya Federasyonu'nun AB enerji mevzuatı düzenlemelerinden üçüncü taraf erişimine açma zorunluluğundan muafiyet talebini reddetmiş ve Güney Akım Projesini askıya almıştır (Reuters, 2014).

22 Kasım 2015 yılında yaşanan anlaşmazlıkta, 2014 yılında ortaya çıkan kriz ile Ukrayna'dan topraklarını ayırıp Rusya Federasyonu'na katılan Kırım'ın Ukrayna topraklarından gelen elektrik hattına düzenlediği sabotaj sonucu çıkmıştır (Gürbüz, 2018: 180). Bu sabotaj sonucunda Ukrayna'da yaklaşık 2 milyon insan kış ayında elektriksiz kalmış ve Ukrayna kamu enerji şirketi Ukrenergo iletim hattının tamiratının dört gün içerisinde tamamlanacağını açıklamıştır (Euractiv, 2015). Bu krizin ortaya çıkmasına bir tepki olarak GAZPROM, 25 Kasım 2015 tarihinde doğalgaz alımı için ön ödeme yapmamasını sebep göstererek Ukrayna'ya doğalgaz tedarikini kestiklerini açıklamış ve 2015-2016 yılları kış aylarında AB'ye gerçekleştirilen gaz akışı için yeterince depolama faaliyetleri gerçekleştirmediği için uyarmıştır. AB ise Ukrayna'nın depolama faaliyetleri sonucunda 16.5 milyar m³ doğalgazı olduğunu ve bunun için yıl sonuna kadar 500 milyon \$ finansal destek olacağını açıklamıştır (Gürbüz, 2018: 181).

2.4.2. Boru Hatları Anlaşmazlıkları ve Etkileri

Diğer enerji kaynaklarının aksine doğalgaz, %70'lik gibi büyük bir oranda karadan uzun mesafe boru hatları ile ülkeler arasında ticareti gerçekleştirmektedir. Bu nedenle doğalgaz boru hatları siyaseti ve jeopolitik önemi artmaktadır. Türkiye'nin de içinde yer aldığı Avrupa gaz piyasasında boru hatları, Asya Pasifik ve Amerika

doğalgaz piyasalarından farklı olarak ülkeler ve kıtalar arası boru hatları ile taşımacılık yoluyla gerçekleştiği için daha çok önem arz etmektedir (Özdemir, 2017: 151).

Türkiye, AB'nin Rusya Federasyonu doğalgazına her geçen gün artan bağımlılığını azaltma politikası ekseninde farklı tedarikçi ülkeler ile pazar oluşturma yolunda kendisini güzergâh yolu olarak konumlandırmıştır. Rusya Federasyonu ise zaten AB piyasasındaki doğalgaz ticaretine hâkim olduğu için bu hâkimiyetini geliştirdiği alternatif güzergâhlar ile sağlamlaştırma ve alternatif transit risklerden kaçınma politikası izlemişlerdir. Boru hattı politikaları kısaca, Rusya Federasyonu için güzergâh çeşitliliği iken Türkiye ve AB için kaynak ve tedarikçi ülke çeşitliliği olarak özetlenebilir (Özdemir, 2017: 154). Enerji güvenliği kavramı Rusya Federasyonu gibi ihracatçı ülkeler için talep güvenliği; AB ve Türkiye gibi ithalatçı ülkeler için ise arz güvenliği anlamına gelmektedir. Türkiye, AB ve Rusya Federasyonu arasındaki bu üç köşeli politik oyundaki tarafların kendi menfaatleri üzerine kurulmuş politikalar ve ikili ilişkiler incelendiğinde özellikle Hazar Bölgesi'ndeki enerji kaynaklarına sahip ülkeler ile oluşturulması öngörülen boru hattı projeleri yoluyla Türkiye üzerinde AB'ye aktarılacak ve enerji güvenliğini arttıracak politikalar incelenmesi önem arz etmektedir.

AB, Rusya Federasyonu'nun doğalgaz piyasasına olan hâkimiyetinden ve komşu coğrafyada edinmiş olduğu etkinlikten rahatsız olmuştur. Bu nedenle Hazar Bölgesi'nde bulunan Türk Devletleri'nin ve Orta Doğu Ülkeleri'nin doğalgaz ve ayrıca sıvılaştırılmış doğalgaz (LNG) ile kıtalar arası gaz ticaretinin mümkün olması alternatif doğalgaz kaynağı olarak cazibeli hale gelmiştir. Bu konu kapsamında 2008 yılında AB tarafından Güney Gaz Koridoru fikri ortaya atılmıştır (Avrupa Toplulukları Komisyonu, 2008). Bu projenin ardından TANAP, Trans Adriyatik Boru Hattı ve NABUCCO projeleri de bu düşünceyi destekler nitelikte hayata geçirilmesi planlanan projeler olarak ortaya atılmıştır (Mamedov, 2013).

AB'nin bu kapsamda 2009 yılında çıkarttığı. Enerji Paketi çerçevesinde, üye ülkeleri de kapsayacak bir şekilde hukuki düzenlemeler ile AB ortak gaz piyasası oluşturulmak istenmiştir (Zhukov, 2010: 68). Ayrıca Balkan ülkeleri ile 2005 yılında imzalanan Avrupa Enerji Topluluğu Anlaşması ile iç mevzuatlarda Balkan ülkelerini AB'ye uyumlu hale getirmek hedeflenmiştir. Bu anlaşmada belirlenen temel hedefler;

bütünleşik bir doğalgaz piyasası ile AB enerji piyasası oluşturmak, doğalgazda iletim, dağıtım ve depolamada ortak kurallar belirlemek, bağımsız iç denetim sistemleri oluşturmak, rekabeti engelleyici unsurları ortadan kaldırmak ve üçüncü taraf erişimini sağlamak olarak sıralanabilir (Ralchev, 2012: 4). AB'ye üye ülkeler arasında bazı sorunların olması nedeniyle AB bu uygulamalarda yavaş kalmıştır. Ayrıca, Rusya'nın bölgedeki etkinliğini kırmanın kolay olmadığı anlaşılmıştır.

AB'de artan doğalgaz talebi ile ithalata olan bağımlılığın artması sonucu olarak ve ayrıca Hazar ve Orta Doğu Bölgeleri'nde üretilen doğalgazın hedef piyasası AB olması boru hatları rekabetini artıran etkenler arasında yer almaktadır. AB, her ne kadar Rusya Federasyonu doğalgazı dışında kaynak bulup alternatif boru hatları projeleri oluşturmaya çalışmaktadır. Fakat Rusya Federasyonu'nun pazarının büyük bir kısmını AB oluşturmaktadır ve bu nedenle kaynak kaybetme riskini göze alamayan AB politikalarında belirsizlik meydana gelmektedir (Özdemir, 2017: 156).

Rusya Federasyonu, Ukrayna ve Belarus gibi komşu ülkelerinden AB'ye aktarılan doğalgaz boru hattına ilaveten alternatif bir boru hattı projesi ortaya atılmıştır. Mavi Akım adı altındaki bu proje, 2003 yılında 16 milyar m³ kapasiteye sahip olan ve Karadeniz'in altından geçerek Türkiye'ye ulaşmaktadır. Ayrıca proje arz güvenliği kapsamında en büyük pazarlarından birisi olan AB'nin güvenini sağlamaya ve tek kaynak olmayayönelik ilk çalışmayı ortaya koymuştur. Bu projeyi takip eden Kuzey Akım boru hattı projesi, 2011 yılında 55 milyar m³ kapasiteye sahip Baltık Denizi'nin altından geçerek doğrudan Almanya'ya iletilen bir proje olarak oluşturulmuştur. Ayrıca, AB'nin Güney Gaz Koridoru adı altında oluşturduğu projeye cevap olarak Güney Gaz Linki kavramını ortaya çıkaran Rusya Federasyonu, Hazar Bölgesi'ndeki gaz kaynaklarını kendi kontrolü altında AB'ye aktarmayı ve kendi gaz ticaretine rekabet oluşturacak alternatifleri engellemeyi hedeflemiştir (Özdemir, 2017: 157). Bu bağlamda, ticaret güzergâhı üzerinde bulunun Sırbistan'ın Rusya Federasyonu üzerinde ayrı bir önemi vardır. Sırbistan petrol ve doğalgaz şirketi N.I.S.'in %51'lik hissesi GAZPROM'a devredilmiştir (Pavlovskaya, 2010). Ayrıca 2011 yılında bölgedeki en büyük doğalgaz depolama yatırımı olarak dikkat çeken yıllık 450 milyon m³ kapasiteye sahip GAZPROM ve Srbijagas şirketlerinin ortak yatırımı Banatski Dvor'da inşa edilmek üzere anlaşmaya gidilmiştir (Oilprice, 2012). Bu projeler, 2009 yılında Ukrayna-Rusya Federasyonu arasında gerçekleşen krizden AB ülkelerinin ciddi

anlamda etkilenmesi sonucu oluşan arz güvenliği sorununa çözüm odaklı olarak güzergah çeşitliliği ile hem arz güvenliğini hem de talep güvenliğini sağlamlaştırmak ve bölgede etkinliğini yitirmemek adına yapılmıştır (Rettman, 2013).

Belirlenen politikalar kapsamında coğrafi konumundan dolayı enerji hatları güzergâhının kilit ülkesi Türkiye olarak nitelendirilmektedir. Doğusunda petrol ve doğalgaz kaynaklarının neredeyse %70'ine sahip olan ve ihracatçı konumda bulunan ülkeler ve batısında ise AB gibi geniş bir tüketim ve ithalat bölgesi yer alan Türkiye bu bakımdan ihracatçıyı ve ithalatçıyı birbirine bağlayan kilit noktadır. Bakü-Erzurum, Mavi Akım, Türkiye-Yunanistan, İran-Türkiye ve Kuzey-Güney doğalgaz boru hatları, Türkiye'nin bu konumunu pekiştirmiş ve geliştirilen projeler kapsamında düzgün politikalarla daha etkin bir rol alma konumuna sahip olunabileceği düşünülmektedir (Özdemir, 2017: 160). Güney Gaz Koridoru kapsamında geliştirilen projelere bakıldığında en dikkat çeken proje 2009 yılında imzalanan ve Türkiye'nin doğu sınırlarından Avusturya'ya kadar uzanan bir boru hattı projesi olan NABUCCO'dur. Projenin imza aşamasında hazır bulunan Avrupa Komisyonu Başkanı Barroso, Hazar-Türkiye-AB ülkeleri arasında yeni bir yapısal dönüşüm gerçekleşeceğinden bahsetmiştir (Barroso, 2009: 2).

AB ve Türkiye doğalgaz ilişkisi incelendiğinde ortaya çıkan bir menfaat çatışması görülmüştür. Türkiye, AB'nin Rusya, Cezayir ve Norveç'ten sonra dördüncü gaz tedarikçisi olma stratejisi ile AB'nin Güney Gaz Koridoru projesi temelde uyuşmamaktadır. Türkiye'nin enerji ithal kaynaklarını çeşitlendirmesi yoluyla koridordan ziyade "HUB" (Ticaret Merkezi) haline gelme çabası AB'nin menfaatleri ile örtüşür durumda olmadığı düşünülmektedir. Başka bir ifadeyle Türkiye, AB'nin gaz ticaretinde transit ülke olarak düşük statüde kalmayı istememekte ve AB de arz güvenliği sorunu yaşadığı GAZPROM'dan kurtulma çabasıyla ikinci bir GAZPROM'la karşı karşıya gelmek istememektedir. Türkiye'nin 2001 yılında Azerbaycan ile imzaladığı sözleşme ile Şah Deniz yataklarında yer alan doğalgazı Azerbaycan'dan satın alıp Yunanistan'a belli bir kar ile ihraç etme hakkına sahip olmuştur. Böylelikle, 2007 yılında ilk kez Rusya dışında alternatif bir yol ile AB ülkeleri ile gaz ticareti başlamıştır (EPC, 2009: 2-3).

Sovyetler Birliği dönemi sonrasında Hazar Bölgesinde kurulan Türk Devletleri'nin zengin doğalgaz kaynakları alternatif bir tedarik haline gelmesi için boru hatları oluşturulmuştur. Bu sayede GAZPROM'un tekel durumunu ortadan kaldırabilir ve aynı zamanda da Türk Devletleri'nin ekonomik refahını arttırabilir hatta ekonomik bağımsızlığını tam anlamıyla kazanmasında etken olabilir duruma gelmiştir. Kazak petrolü ve Türkmen gazı doğuda Çin'e yönelerek Asya'da Rusya Federasyonu'nun yanında ikinci bir söz sahibi olmuştur. Azerbaycan doğalgazı ise Bakü-Ceyhan-Tiflis hattı ile Türkiye üzerinden batıya yönelerek Rusya doğalgazına alternatif olmuş ve GAZPROM'un tekel yapına darbe indirmiştir. Oluşturulan bu hattın Türkiye üzerinden geçip AB'ye ulaşması ile Türkiye'nin etkinliği artmış ve daha sonra Şah Deniz 2 yataklarından elde edilen ve yine Türkiye üzerinden geçmesi planlanan TANAP ile NABUCCO projesi ilk büyük darbesini almıştır ve etkinliği sarsılmıştır (Gloystein, 2012). TANAP, 6 milyar m³ doğalgazın Türkiye'de tüketimini ve 10 milyar m³ doğalgazın ise AB'ye aktarımını öngören 10 milyar \$ değerindeki bir yatırım olarak ortaya çıkmıştır. Bu projede Türkiye'nin payı %30, Azerbaycan devlet enerji şirketi SOCAR'ın payı ise %58'dir. Ayrıca iki devlet arasında imzalanan hükümetler arası anlaşma ile SOCAR'ın TANAP içindeki payı %51'in altına düşmeyecektir (Özdemir, 2017: 163).

NABUCCO projesinin gerçekleşmesi ihtimali GAZPROM'un geleceğini tehlikeye sokmuştur. Bu proje ile Hazar Bölgesi'ndeki kaliteli Azerbaycan doğalgazı AB'ye aktarılacak ve bu sayede AB'nin de arz güvenliğine katkı sağlayıp GAZPROM'a olan bağımlılığı azaltıp alternatif olarak SOCAR büyük bir rekabet ortamı oluşturacaktır. Bu durumu engelleme çabasına giren Rusya Federasyonu, Azerbaycan, AB ve hatta Şah Deniz Konsorsiyumu şirketleri üzerindeki nüfuzunu kullanmaya çalışmıştır (Aleksiev ve Vassilev, 2013). Türkiye açısından bakıldığında, BOTAŞ vasıtasıyla ortak olunan NABUCCO projesinin 3'te 2'lik kısmının Türkiye'den geçmesine rağmen küçük ortak olarak nitelendirilmesi NABUCCO'nun cazibesini giderek azaltmış ve Türkiye ilk fırsatta TANAP projesini destekleyerek NABUCCO'ya ciddi bir darbe indirmiştir. Bu durumun nedeni, Türkiye'nin kaynak ve imkân yetersizliği bir Hub olmaya imkân tanımadığı için göz ardı etmek durumunda kalmıştır (Özdemir, 2017: 166).

Özetlenecek olursa, doğalgaz boru hatları üzerine uygulanan ya da planlanan politikalar AB-Türkiye-Rusya Federasyonu üçlüsü arasında gerçekleşmektedir. Türkiye ve Azerbaycan arasındaki ikili ilişkiler sonucunda TAP ve TANAP gibi projelerin ortaya çıkması ile Rusya Federasyonu enerji şirketi GAZPROM'un istemediği bir rekabet ortamı oluşmuş ve hem AB'nin doğalgaz arz güvenliğine katkı sağlanmış hem de Azerbaycan gazı ile Türkiye "yeniden ihracat" yaparak AB'ye doğalgaz ihraç etmeye başlamıştır. Ayrıca Avusturya merkezli görünen AB'nin desteklediği NABUCCO hattı projesi TAP ve TANAP doğalgaz boru hattı projeleri ile rekabet etmek zorunda kalmıştır. Rusya Federasyonu ve Türkiye-Azerbaycan arasındaki uzlaşmalar nedeniyle NABUCCO yalnız bırakılmıştır (Özdemir, 2017: 168). Boru hattı siyasetine dinamik açıdan bakmak fayda sağlayabilecektir. Bunun nedeni ise sürekli değişen politik ilişkilerden hangi projelerin ne şekilde değişeceğinin öngörülemezliği durumudur. Örnek olarak, Rusya Federasyonu'nun Ukrayna'nın enerji şirketi Naftogaz'ın hisselerinin tamamını alması ve Bulgaristan ve Gürcistan yönetimleri Rusya Federasyonu yanlısı olması bölgede etkinliğini ciddi oranda arttırmıştır. Türkiye, politik olarak Hazar Bölgesi'ndeki Türk Devletleri ile arasındaki ikili ilişkiler sonucunda Hazar gazını Türkiye üzerinden AB'ye aktarmayı ve bu sayede Türkiye Hub haline gelerek bölgede olan etkinliğini arttırmayı nihai hedef olarak düşünmektedir.

2.3. LİTERATÜR TARAMASI

Literatürdeki çalışmaların çoğu, doğalgaz tüketimi ve ekonomik büyüme arasındaki etkileşime farklı yaklaşımlar getirmiştir. Yu ve Choi (1985), Birleşik Krallık için Granger Causality metoduyla GSMH'den DGT'ye yönlü bir ilişki saptamıştır. Yang (2000), Tayvan için 1954-1997 zaman aralığında Granger Causality metoduyla DGT'den GSYİH yönünde bir ilişki saptamıştır. Aqeel ve Butt (2001), Pakistan için 1955-1996 zaman aralığında Granger Causality metoduyla GSYİH ve DGT arasında herhangi bir ilişki olmadığını gözlemlemiştir. Fatai ve diğerlerinin (2004) Yeni Zelanda ve Avustralya için 1960-1999 zaman aralığı için ARDL, JML, TY Causality metodlarını kullanarak yaptığı bir çalışmada GSYİH ve DGT arasında herhangi bir ilişki olmadığını gözlemlemiştir. Lee ve Chang (2005), Tayvan için 1954-2003 zaman aralığında JML, WE metodlarını kullanarak DGT'den GSYİH yönünde bir ilişki gözlemlemiştir. Ewing ve diğerleri (2007), ABD için 2001-2005 zaman aralığında GFEVD metoduyla Endüstriyel Üretim ve DGT değişkenlerini kullanarak DGT'den GSYİH yönünde bir

ilişki gözlemlemiştir. Zamani (2007), İran için 1967-2003 yılları arasında JML, VECM metotlarını kullanarak DGT ve GSYİH arasında iki yönlü bir ilişki gözlemlemiştir. Hu ve Lin Tayvan için 1982-2006 zaman aralığında JML, VECM metotlarını kullanarak DGT ve GSYİH arasında iki yönlü bir ilişki gözlemlemiştir. Sari ve diğerleri (2008), ABD için 2001-2005 zaman aralığında ARDL, VECM metotlarını ve Endüstriyel Üretim, DGT değişkenlerini kullanarak GSYİH'den DGT yönünde bir ilişki gözlemlemiştir. Reynolds ve Kolodziej (2008), Sovyetler Birliği için 1928-2003 zaman aralığında Granger Causality metodunu kullanarak DGT'den GSMH yönünde bir ilişki gözlemlemiştir. Zahid (2008), Pakistan, Bangladeş, Hindistan, Nepal, Sri Lanka ülkeleri için 1971-2003 zaman aralığı TY metodunu ve Kişi Başı Reel GSYİH, DGT değişkenlerini kullanarak Bangladeş için; DGT'den GSYİH yönünde bir ilişki, diğer ülkeler için; GSYİH ve DGT arasında ise herhangi bir ilişkinin olmadığını gözlemlemiştir. Amedah ve diğerleri (2009), İran için 1973-2003 zaman aralığında ARDL, VECM metotlarını kullanarak GSYİH'den DGT yönünde bir ilişki gözlemlemiştir. Adeniran (2009) Nijerya için 1980-2006 zaman aralığında VECM metodunu kullanarak GSYİH'den DGT yönünde bir ilişki gözlemlemiştir. Clement (2010), Nijerya için 1970-2005 zaman aralığında JML, VECM metotlarını kullanarak DGT'den GSYİH yönünde bir ilişki gözlemlemiştir. Apergis ve Payne (2010), 67 Ülke İçin 1992-2005 zaman aralığında Pedroni, Granger Causality metotlarını ve reel GSYİH, DGT, emek, sermaye değişkenlerini kullanarak DGT ve GSYİH arasında iki yönlü bir ilişki gözlemlemiştir. Işık (2010), Türkiye için 1977-2008 zaman aralığında ARDL metodunu kullanarak DGT ve GSYİH arasında iki yönlü bir ilişki gözlemlemiştir. Kum ve diğerleri (2012), G-7 Ülkeleri İçin 1970-2008 zaman aralığında Bootstrapping Granger Causality metodunu ve Reel GSYİH, DGT, sermaye değişkenlerini kullanarak: Japonya, Kanada için GSYİH ve DGT arasında herhangi bir ilişki olmadığını; ABD, Fransa ve Almanya için, DGT ve GSYİH arasında iki yönlü bir ilişki olduğunu ve son olarak da Birleşik Krallık için GSYİH'den DGT yönünde bir ilişki olduğunu gözlemlemiştir. Shahbaz ve diğerleri (2013), Pakistan için 1972-2010 zaman aralığında ARDL, VECM metotlarını ve kişi başı reel GSYİH, DGT, sermaye, emek, gerçekleşen ihracat değişkenlerini kullanarak DGT'den GSYİH yönünde bir ilişki gözlemlemiştir. Bildirici ve Bakırtaş (2014), BRICTS ülkeleri için 1980-2011 zaman aralığında ARDL, Granger Causality metotlarını ve Reel GSYİH ve petrol, kömür ya da DGT

değişkenlerini kullanarak DGT ve GSYİH arasında iki yönlü ilişki gözlemlemiştir. Doğan (2015), Türkiye için 1995-2012 zaman aralığında ARDL, Granger Causality metotlarını ve kişi başı reel GSYİH, DGT, emek, sermaye değişkenlerini kullanarak DGT ve GSYİH arasında iki yönlü ilişki gözlemlemiştir. Solarin ve Öztürk (2016), 12 OPEC ülkesi için 1980-2012 zaman aralığında Dumitrescu ve Hurlin Granger Nedensellik metotlarını kullanarak DGT ve GSYİH arasında iki yönlü bir ilişki gözlemlemiştir. Destek (2016), OECD ülkeleri için 1991-2013 zaman aralığında FMOLS, DOLS, VECM, Granger Nedensellik metotlarını ve büyüyen GSYİH, DGT, brüt sabit sermaye oluşumu ve ticari açıklık değişkenlerini kullanarak kısa dönemde DGT'den GSYİH yönünde uzun dönemde ise DGT ve GSYİH arasında iki yönlü bir ilişki gözlemlemiştir. Uzgören ve Aslan (2019), DGT ve GSYİH ilişkisini 8 MENA (Türkiye, İran, Cezayir, Mısır, İsrail, Suudi Arabistan, BAE, Pakistan) ülkeleri için 1989-2014 zaman aralığı verileri ile Granger Nedensellik, Panel Cointegration metotları kullanarak DGT'den GSYİH yönünde bir ilişki gözlemlemiştir.

Tablo 2.19: Literatür Taraması

Yazar	Ülke	Zaman Aralığı	Metot	Kullanılan Değişkenler	Nedensellik İlişkisi
Yu ve Choi (1985)	Birleşik Krallık	-	Granger Nedensellik	Reel GSMH, DGT	GSMH → DGT
Yang (2000)	Tayvan	1954-1997	Granger Nedensellik	Reel GSYİH, DGT	DGT → GSYİH
Aqeel ve Butt (2001)	Pakistan	1955-1996	Granger Nedensellik	Reel GSYİH, DGT	GSYİH X DGT
Fatai ve Diğerleri (2004)	Yeni Zelanda ve Avustralya	1960-1999	ARDL, JML, TY Nedensellik	Reel GSYİH, DGT	GSYİH X DGT
Lee ve Chang (2005)	Tayvan	1954-2003	JML, WE	Reel GSYİH, DGT	DGT → GSYİH
Ewing ve D.(2007)	ABD	2001-2005	GFEVD	Endüstriyel Üretim, DGT	DGT → GSYİH
Zamani (2007)	İran	1967-2003	JML, VECM	Reel GSYİH, DGT	DGT → GSYİH
Hu ve Lin (2008)	Tayvan	1982-2006	VECM	Reel GSYİH, DGT	DGT ↔ GSYİH
Sari ve Diğerleri (2008)	ABD	2001-2005	ARDL, VECM	Endüstriyel Üretim, DGT	GSYİH → DGT
Reynolds & Kolodziej(2008)	Sovyetler Birliği	1928-2003	Granger Nedensellik	Reel GSMH, DGT	DGT → GSMH

Zahid (2008)	Pakistan, Bangladeş, Hindistan, Nepal, Sri Lanka	1971-2003	TY	Kişi Başı Reel GSYİH, DGT	Bangladeş İçin, DGT → GSYİH Diğer Ülkeler İçin, GSYİH X DGT
Amedah ve Diğerleri (2009)	İran	1973-2003	ARDL, VECM	Reel GSYİH, DGT	GSYİH → DGT
Adeniran (2009)	Nijerya	1980-2006	VECM	Reel GSYİH, DGT	GSYİH → DGT
Clement (2010)	Nijerya	1970-2005	JML, VECM	Reel GSYİH, DGT	DGT → GSYİH
Apergis ve Payne (2010)	67 Ülke İçin	1992-2005	Pedroni, Granger Nedensellik	Reel GSYİH, DGT, Emek, Sermaye	DGT ↔ GSYİH
Işık (2010)	Türkiye	1977-2008	ARDL	Reel GSYİH, DGT	DGT ↔ GSYİH
Kum ve Diğerleri (2012)	G-7 Ülkeleri İçin	1970-2008	Bootstrapping Granger Nedensellik	Reel GSYİH, DGT, Sermaye	Japonya, Kanada: GSYİH X DGT USA, FransaveAlmanya: DGT ↔ GSYİH İtalya: DGT → GSYİH Birleşik Krallık: GSYİH → DGT
Shahbaz ve Diğerleri (2013)	Pakistan	1972-2010	ARDL, VECM	Kişi Başı Reel GSYİH, DGT, Sermaye, Emek, Gerçekleşen İhracat	DGT → GSYİH
Bildirici ve Bakırtaş (2014)	BRICTS Ülkeleri İçin	1980-2011	ARDL, Granger Nedensellik	Reel GSYİH ve Petrol, Kömür ya da DGT	DGT ↔ GSYİH
Doğan (2015)	Türkiye	1995-2012	ARDL, Granger Nedensellik	Kişi Başı Reel GSYİH, DGT, Emek, Sermaye	DGT ↔ GSYİH
Solarin ve Öztürk (2016)	12 OPEC Ülkesi İçin	1980-2012	Dumitrescu ve Hurlin Granger Nedensellik	Kişi Başı Reel GSYİH, DGT	DGT ↔ GSYİH
Destek (2016)	OECD Ülkeleri İçin	1991-2013	FMOLS, DOLS, VECM Granger Nedensellik	Büyüyen GSYİH, DGT, Brüt Sabit Sermaye Oluşumu ve Ticari Açıklık	Kısa Dönem: DGT → GSYİH Uzun Dönem: DGT ↔ GSYİH
Uzgören ve Aslan (2019)	8 MENA Ülkesi İçin	1989-2014	Granger Nedensellik, Panel Eşbütünlük	GSYİH, DGT	DGT → GSYİH
<p>Not: GSMH Gayri Safi Milli Hasıla, GSYİH Gayri Safi Yurtiçi Hasıla, DGT Doğalgaz Tüketimi, "→" ve "←" tek yönlü Granger nedensellik ilişkilerini temsil ederken, "↔" sembolü iki yönlü Granger nedensellik ilişkilerini temsil eder. "X" sembolü değişkenler arasında nedensellik ilişkisinin olmadığını gösterir. GFEVD genelleştirilmiş bir tahmin hatası varyansı ayrışması, JML Johansen maksimum olabilirlik yöntemi, WE zayıf dışsallık testi, VECM vektör hata düzeltme yöntemi, ARDL Otoregressif dağıtılmış gecikme modeli, TY Toda ve Yamamoto nedensellik testi, FMOLS tamamen değiştirilmiş veya en küçük kareler yöntemi ve DOLS dinamik sıradan en küçük kareler yöntemi olarak ifade edilmiştir.</p>					

BÖLÜM 3: DOĞALGAZ TÜKETİMİ VE EKONOMİK BÜYÜME ARASINDAKİ İLİŞKİNİN EKONOMETRİK ANALİZİ

Çalışmanın bu bölümünde doğalgaz tüketimi ve ekonomik büyüme arasındaki ilişkiyi göstermek için kullanılan ekonometrik yöntemler hakkında kısa bir bilgi verilecektir. Analizde sağladığı avantajlardan dolayı panel veri yöntemine başvurulmuştur. Panel veri yönteminin uygulanabilmesi için öncelikle serilerin durağan olması gerekmektedir. Serilerin durağan olup olmadıklarını kontrol etmek amacıyla birim kök testleri yapılmıştır. Sonraki aşamada seriler arasında en az bir tane eşbütünleşik vektör olup olmadığını test etmek için eşbütünleşme testi uygulanmıştır. Tespit edilen uzun dönemli ilişki Panel FMOLS testi ile ortaya konulmaya çalışılmış ve son olarak Granger nedensellik testine dayanan Dumitrescu ve Hurlin Panel Nedensellik testi ile de bu uzun dönemli ilişkilerin yönü belirlenmek istenilmiştir. Yapılan ekonometrik analizin daha iyi anlaşılabilmesi için teorik bilgiler verilmesi okuyucu açısından fayda sağlayacaktır.

3.1. PANEL VERİ ANALİZİ

Zaman kıstasının değerlendirildiği zaman serisi, yatay-kesit verileri ile bu iki veri türünün birleşiminden oluşan karma veriler, istatistiksel analizlerdeki verilerin sınıflandırılmış halini oluşturmaktadır. Panel veri analizi ise aynı kesit biriminin zaman içinde izlendiği karma veriler olarak adlandırılmıştır (Gujarati, 2012). Greene'nin tanımına göre ise bireylerden oluşan bir grubun zaman içerisinde aralıksız olarak gözlenmesidir. Panel veri kümesi, yatay kesitlerin ve zaman serilerinin birleşmesinden oluşur (Greene, 2003).

Panel veri analizi tek bağımsız değişkenli ve doğrusal yapıya sahiptir (Baltagi, 2005):

$$Y_{it} = \alpha_i + \beta_1 X_{it} + \epsilon_{it} \quad (3)$$

i : 1,2,3,...n adet yatay kesit birimi

t : 1,2,3,...t zaman dönemi

Y_{it} : t zamanındaki bağımlı değişkenin i 'nci birimindeki değeri

X_{it} : t zamanındaki bağımlı değişkenin i 'nci birimindeki değeri

ϵ_{it} : hata terimi

a_i : sabit kesişim katsayısı

β_1 : bağımsız değişkenin katsayısı

Panel veri analizinin avantajlarını Wooldridge (2002), Gujarati (2012) ve Baltagi (2005) aşağıdaki şekilde açıklamıştır:

“• Panel veri yönteminde, bireylere ait olan zaman serisinin verileri panel veri biçiminde düzenlenebilir ve bu sayede hem birimlere hem de zamana göre değişimi içerdiği için yapılan tahminlerde daha güvenilir parametrelere ulaşılması sağlanabilmektedir.

• Bu veri sistemi ile gözlemlenemediği ve yanlış ölçüldüğünden dolayı modele dahil edilemeyip bu değişkenlerin etkilerinden doğan heterojenlik sapması kontrol edilebilmektedir.

• Dönemler arası değişimler sonucunda birimler arasındaki farklılıkları birleştirerek değişkenlik meydana getirebilmekte ve bu sayede daha güvenilir olmaktadır.

• Panel veri yöntemi kesit ve zaman serilerinin birleşmesinden oluşmaktadır. Bu nedenle gözlem sayısı daha fazla olduğundan dolayı üzerine çalışılan konu üzerinde daha çok bilgi sahibi olunabilmektedir.

• Panel veri yöntemi ile kısa zaman serisi ve yetersiz kesit gözleminin olduğu durumlarda da ekonometrik analiz yapılmasına olanak sağlar. Bu sayede, panel veri özellikle uzun dönem verileri bulunmayan gelişmekte olan ülkeler ile ilgili yapılacak olan ekonometrik analizlerde kolaylık sağlanmış olur.”

Panel veri analizinin avantajlarının yanında dezavantajları da bulunmaktadır (Balgati, 2001):

“• Analizi yapılacak olan kitlenin eksik sayılması, cevap alamama veya zamanlama hataları gibi çeşitli nedenlerden dolayı verinin istenildiği gibi verimli olmaması durumu ortaya çıkabilir.

• Analiz için yapılan anketlerdeki sorulara verilen cevapların yanlış kaydedilmesi veya hiç kaydedilmesi, anketteki sorulara yanlış bilgilerle cevap verilmesi gibi nedenlerden ölçüm hataları meydana gelebilir.

• Gözlemlenen bireylerin ölmesi veya bir şekilde gözlem dışı kalması sonucunda veri kümesinin azalır ve istenilen sonuç alınamayabilir.”

3.2. VERİ VE METODOLOJİ

Analizde Türkiye'nin doğalgaz ithal ettiği ve ithal etmeyi planladığı Hazar havzasında yer alan İran, Türkmenistan, Kazakistan, Azerbaycan ve Rusya gibi ülkelere yer verilmiştir. Türkiye dâhil olmak üzere toplamda 6 ülkeyi kapsayan analizin inceleme dönemi veri temininde sıkıntı yaşanılmayan 1990-2017 yılları arası olarak

belirlenmiştir. Analizde kullanılan veriler yıllık olacak şekilde Dünya Bankası Ekonomik Kalkınma Göstergeleri veri tabanı ve BP Enerji İstatistikleri Raporlarından derlenmiştir. Neoklasik üretim fonksiyonu temel alınarak oluşturulan, doğal kaynakların yerine doğalgaz tüketiminin yer aldığı ekonometrik modele Eşitlik 4’de yer verilmektedir:

$$GSYİH_{it} = \alpha_i + \partial_{it} + \beta_{1i}DT_{it} + \beta_{2i}K_{it} + \beta_{3i}L_{it} + \varepsilon_{it} \quad (4)$$

Eşitlik 4’de yer alan GSYİH değişkeni reel gayrisafi yurtiçi hasılayı, DT değişkeni ülkelerin doğalgaz tüketimini (bcm), K değişkeni reel brüt sabit sermaye oluşumunu ve L değişkeni toplam işgücünü ifade etmektedir. Ayrıca denklemde yer alan i ülkeleri, t zaman boyutunu, α ülkeye özgü sabit etkilerin olasılığını, ∂ deterministik eğilimleri ve ε parametresi de uzun dönem ilişkiden sapmaları ifade eden tahmini kalıntıları göstermektedir.

3.3. BULGULAR

Analizde güvenilir sonuçlar elde edebilmek için yatay kesit bağımlılığının araştırılması gerekir ve buna göre 1. veya 2. nesil birim kök testleri uygulanır. Tablo 3.1, yatay kesit bağımlılığını ölçmek için kullanılan LM testi sonuçlarını göstermektedir.

Tablo 3.1: Breusch Pagan Lagrange Çarpanı (LM) Testi

	__e1	__e2	__e3	__e4	__e5	__e6
__e1	1.0000					
__e2	0.6051	1.0000				
__e3	-0.5762	-0.1904	1.0000			
__e4	-0.7230	-0.9599	0.3540	1.0000		
__e5	-0.1958	0.0391	0.8172	0.0342	1.0000	
__e6	-0.7809	-0.8955	0.5005	0.9646	0.1965	1.0000

“e” parametresi hata terimi ifade etmekte olup tablo hata terimleri korelasyon matrisini göstermektedir.
Breusch-Pagan LM test: $\chi^2(15) = 158.032$, Pr = 0.0000
Panel Üniteleri 28 tam gözleme dayanmaktadır.

Breusch Pagan LM testi N sabit iken T’nin sonsuza doğru gittiği χ^2 dağılımını göstermektedir. Bu test $T > N$ olduğu durumlarda yatay kesit bağımlılığını araştırmak

için kullanılmaktadır. Teste ait sıfır hipotez yatay kesit bağımlılığı olmadığı yönündedir. Tablo 3.1'deki sonuçlar incelendiğinde sıfır hipotezi kabul edilmemekte ve yatay kesit bağımlılığı olduğu tespit edilmektedir. Yatay Kesit bağımlılığı bulunmasından dolayı literatürde yaygın bir şekilde kullanılan ve heterojen otoregresif katsayılara izin veren Pesaran (2007) panel birim kök testinin uygulanması gerekir. Özelinde Pesaran (2007) panel birim kök testi Genişletilmiş Dickey Fuller (ADF) birim kök testlerinin ortalamasıdır. Pesaran (2007) Birim Kök testinin sıfır hipotezi paneldeki her dizinin bir birim kökü içerdiği yönüdeyken alternatif hipotez paneldeki tek tek dizilerin en az birinin durağan olduğu şeklindedir:

$$H_0: \rho_i=1 \quad H_1: \rho_i<1$$

Yatay kesit bağımlılığı olduğu için kullanılan Pesaran (2007) birim kök testi (Yatay Kesit Genelleştirilmiş Dickey Fuller-CADF) sonuçları Tablo 3.2'de gösterilmiştir.

Tablo 3.2: Pesaran (2007) Birim Kök Testi Sonuçları

	<i>Değişkenler</i>		<i>CADF</i>	<i>Değişkenler</i>		<i>CADF</i>
<i>Düzyey</i>	<i>Sabit</i>	GSYİH	2,999 (0.998)	GSYİH	-3.672*** (0.0001)	
		DT	0.556 (0.710)	DT	-5.068*** (0.000)	
		K	1.723 (0.957)	K	-3.907*** (0.000)	
		L	1.315 (0.905)	L	-2.061** (0.019)	
		GSYİH	-3.449 (0.000)	GSYİH	-2.980** (0.024)	
	<i>Sabit+Trend</i>	DT	0.373 (0.645)	DT	-4.416*** (0.000)	
		K	-0.861 (0.194)	K	-2.133** (0.016)	
		L	-0.187 (0.425)	L	-1.957** (0.025)	

Not: ***, **, * işaretleri sırasıyla %1, %5 ve %10 anlam düzeyinde istatistiksel olarak anlamlı olmayı ifade etmektedir.

Tablo 3.2'deki Pesaran Birim Kök Testi sonuçlarına göre analize dahil edilen değişkenler düzey seviyede gerek sabitli gerekse de sabitli ve trendli durumlarda durağan çıkmamaktadır. Değişkenlerin birinci derece farkı alındığında %5 ve %1 anlam düzeylerinde değişkenler sabitli ve sabitli-trendli durumlarda durağanlaştıkları görülmektedir.

Değişkenler arasında uzun dönemli bir ilişkinin varlığını tespit etmek amacıyla Kao (1999) Panel Eşbütünleşme Testi kullanılacaktır. Kao eşbütünleşme testi

“eşbütünleşme yoktur” sıfır hipotezini test etmek amacıyla Dickey Fuller ve Genişletilmiş Dickey Fuller temelli birim kök testlerinin kullanılmasını önermektedir. Tablo 3.3’de Kao Eşbütünleşme Testi sonuçlarına yer verilmektedir.

Tablo 3.3: Kao Panel Eşbütünleşme Testi Sonuçları

ADF	t-İstatistiği	Olasılık Değeri
	-2.424502	0.0077
Kalıntı Varyansı	0.004871	
HAC Vayansı	0.010678	

Tablo 3.3’de yer alan Kao Eşbütünleşme sonuçlarına göre analize dahil edilen değişkenler arasında “eşbütünleşme yoktur” sıfır hipotezi ret edilir. Başka bir ifadeyle ilgili değişkenler arasında uzun dönemli bir ilişki olduğu, olasılık değerinin 0.05’ten küçük olmasından dolayı tespit edilmektedir. Pedroni (2000) çalışmasında heterojen eş bütünleşik paneller için Tamamen Değiştirilmiş En Küçük Kareler (FMOLS) tekniğinin, uzun dönemli denge ilişkisini belirlemede kullanılabileceğini ifade etmektedir. Eşbütünleşme sonucu belirlenen değişkenler arasındaki uzun dönemli ilişkiyi ortaya daha net koyabilmek adına yapılan panel FMOLS sonuçları Tablo 3.4’de gösterilmektedir.

Tablo 3.4: Panel FMOLS Sonuçları

Bağımlı Değişken: D(GSYİH)				
Değişkenler	Katsayı	Standart Hata	t-İstatistiği	Olasılık (p) Değeri
D(DT)	0.178358	0.061756	2.888101	0.0045***
D(K)	0.230864	0.044034	5.242844	0.0000***
D(L)	1.366572	0.144463	9.459688	0.0000***
R²	0.548462	LM	0.81	[0.54]
Düzeltilmiş R²	0.507562	Ramsey Reset	1.79	[0.42]
		White Test	1.29	[0.37]

Not: ***, **, * işaretleri sırasıyla %1, %5 ve %10 anlam düzeyinde istatistiksel olarak anlamlı olmayı ifade etmektedir. [İçerisindeki değerler olasılık değerlerini göstermektedir.

Tablo 3.4’de yer alan panel FMOLS sonuçları incelendiğinde doğalgaz tüketimi (DT), reel brüt sabit sermaye oluşumu (K) ve işgücü (L) %1 anlam seviyesinde pozitif ve istatistiksel olarak anlamlı çıkmaktadır. Katsayıların esneklik tahminleri olarak yorumlanabileceği göz önüne alındığında sonuçlar, doğalgaz tüketiminde yaşanan %1’lik bir artışın reel GSYİH’yi % 0.17 artırdığını; reel brüt sabit sermaye oluşumunda yaşanan %1’lik bir artışın reel GSYİH’yi % 0.23 artırdığını ve işgücünde yaşanan %1’lik bir artışın reel GSYİH’yi %1.36 artırdığını göstermektedir. Modelde yapısal sorun olup olmadığını test etmek amacıyla LM, Ramsey Reset ve White Testlerine başvurulmuştur. Otokorelasyon sorununun varlığını test etmek amacıyla yapılan LM Testi sonucuna göre modelde otokorelasyon (seri korelasyon) sorunu bulunmamaktadır. Modelin uyumunu ölçmek veya yanlış tanımlama sorununun olup olmadığını anlamak adına yapılan Ramsey Reset Testi sonucu modelde yanlış tanımlama olmadığını başka bir ifadeyle modelin uyumunun iyi olduğunu göstermektedir. Son olarak modelde değişen varyans (heteroskedastisite) sorununun varlığını test etmek için yapılan White Testi sonucuna göre modelde değişen varyans sorunu bulunmamaktadır. Özetle yapılan LM, Reset ve White testleri sonucunda modelde herhangi bir yapısal sorun tespit edilmemiştir. Analizde kullanılan değişkenlere ait nedensellik ilişkisini tespit etmek

amacıyla yapılan Pairwise Dumitrescu Hurlin Panel Nedensellik Testi sonuçlarına Tablo 3.5’de yer verilmektedir.

Tablo 3.5: Pairwise Dumitrescu Hurlin Panel Nedensellik Testleri

Sıfır Hipotezler:	W-Stat.	Zbar-Stat.	Olasılık Değeri (p)
DT homojen olarak GSYİH ‘nın Granger nedeni değildir.	14.2642	19.5037	0.0000
GSYİH homojen olarak DT’nin Granger nedeni değildir.	5.80719	6.98270	3.E-12
K homojen olarak GSYİH’nın Granger nedeni değildir.	35.2659	50.5979	0.0000
GSYİH homojen olarak K’nın Granger nedeni değildir.	14.5903	19.9866	0.0000
L homojen olarak GSYİH’nın Granger nedeni değildir.	10.0215	13.2222	0.0000
GSYİH homojen olarak L’nin Granger nedeni değildir.	29.6705	42.3135	0.0000
K homojen olarak DT’nin Granger nedeni değildir.	6.64698	8.22605	2.E-16
DT homojen olarak K’nın Granger nedeni değildir.	5.11849	5.96304	2.E-09
L homojen olarak DT’nin Granger nedeni değildir.	5.58965	6.66061	3.E-11
DT homojen olarak L’nin Granger nedeni değildir.	2.43522	1.99033	0.0466
L homojen olarak K’nın Granger nedeni değildir.	3.34658	3.33963	0.0008
K homojen olarak L’nin Granger nedeni değildir.	3.00932	2.84031	0.0045

Tablo 3.5’de yer alan sonuçlar incelendiğinde, doğalgaz tüketimi ile ekonomik büyüme arasında %1 anlam düzeyinde çift taraflı bir Granger nedensellik ilişkisi tespit edilmiştir. Reel brüt sabit sermaye oluşumu ile ekonomik büyüme arasında %1 anlam düzeyinde çift taraflı bir Granger nedensellik ilişkisi tespit edilmiştir. İşgücü ile ekonomik büyüme arasında %1 anlam düzeyinde çift taraflı bir Granger nedensellik ilişkisi tespit edilmiştir. Reel brüt sabit sermaye oluşumu ile doğalgaz tüketimi arasında %1 anlam düzeyinde çift taraflı bir Granger nedensellik ilişkisi tespit edilmiştir. İşgücünden doğalgaz tüketimine doğru %1 anlam düzeyinde Granger nedensellik ilişkisi tespit edilirken; doğalgaz tüketiminden işgücüne doğru %5 anlam düzeyinde

Granger nedensellik ilişkisi tespit edilmiştir. Son olarak işgücü ile reel brüt sabit sermaye oluşumu arasında %1 anlam düzeyinde çift taraflı bir Granger nedensellik ilişkisi tespit edilmiştir.



SONUÇ

Teknolojinin gelişmesi ile enerjiye olan ihtiyaç gün geçtikçe artmıştır. Bu durum da ülkeleri yeni enerji arayışları içerisine girmeye sevk etmektedir. Doğalgazın da kullanım alanının artması ve diğer fosil yakıtlara göre çevreye daha duyarlı olması talebinde ciddi artışlara neden olmaktadır.. BP'nin Dünya Enerji İstatistikleri Raporuna göre 1997 yılında Dünya geneli 128.1 trilyon m³ doğalgaz rezervi varken; 2007 yılında 163.5 trilyon m³ ve 2017 yılında ise 193.5 trilyon m³ doğalgaz rezervine çıkmaktadır. Enerjiye olan ihtiyacın artması ile yeni rezervler keşfedilmiş ve yeni enerji alanları oluşturulmuştur.

Oluşturulan bu enerji alanlarının önemlilerinden birisi Hazar Havzası'dır. Rusya Federasyonu, Azerbaycan, Kazakistan, Türkmenistan ve İran'ın bu havzada bulunması bu ülkeleri enerji ticaretinde merkez haline getirmektedir. Dünya rezervinin %46.7'sinin bu coğrafyada barınması doğalgaz açısından Hazar Havzası'nın önemini kavramada yardımcı olmaktadır. Dünya doğalgaz enerji talebinin neredeyse yarısını karşılayan bu coğrafya üzerinde egemen güç yıllardır Rusya Federasyonu olmuştur. Sovyetler Birliği'nin dağılmasının ardından bağımsızlıklarını kazanan Türk Devletleri de zamanla ekonomik özgürlüklerini kazanarak enerji üzerinde Rusya Federasyonu'na rakip olmuştur.

Rusya Federasyonu'nun en büyük pazarı Avrupa Birliği'dir. 2017 yılında doğalgaz boru hatları ile gerçekleştirilen toplam 215.4 milyar m³ doğalgaz ihracatının 189.3 milyar m³'ünü AB'ye gerçekleştirmiştir. Bu büyük pazara olan hâkimiyeti, doğalgazı politik bir silah gibi kullanma imkânı tanımıştır. Öyle ki, Rusya Federasyonu ile Ukrayna ve Beyaz Rusya arasında doğalgaz krizleri yaşanmış ve çeşitli yaptırımlarla Rusya Federasyonu hedefledikleri politikaları gerçekleştirmiştir. Bu ülkelerle yaşamış olduğu doğalgaz krizleri nedeniyle özellikle kış aylarında doğalgaz talep eden AB ülkeleri taleplerini karşılayamamış ve enerji konusunda ciddi sorunlar yaşamışlardır. AB yaşamış olduğu bu sorunlar nedeniyle, arz güvenilirliği, sürekliliği ve çeşitliliği arttırmak adına farklı doğalgaz güzergahları aramaya yönelmiştir. AB gibi büyük bir pazarı Hazar Havzası ile birleştiren Türkiye, konum olarak büyük bir öneme sahiptir. Rusya Federasyonu'ndan başlayarak Türkiye toprakları üzerinden boru hatları vasıtası ile AB'ye ulaşan doğalgaz, Türkiye için koridor olma özelliğini kazandırmıştır.

Türkiye’de doğalgaza olan talebin artması ve üretimin yetersiz kalması ithalata olan yönelimin artmasına neden olmuştur. EPDK’nın 2018 Sektör Raporuna bakıldığında, 2018 yılında Türkiye’nin 428 milyon m³ üretim yapmasına karşın tüketim miktarı 48.851 milyon m³ olarak kaydedilmiştir. Türkiye, üretim ve tüketim arasındaki farkı ithalat ile karşılamak zorunda kalmıştır. Türkiye’nin de en büyük doğalgaz tedarikçisi Rusya Federasyonu’dur. 2017 yılında gerçekleştirilen 55.250 milyon m³’lük doğalgaz ithalatının 28.690 milyon m³’ünü Rusya Federasyonu’ndan sağlamıştır. Bu tutar toplam tutarın %51.93’üne tekabül etmektedir. Rusya Federasyonu’na olan doğalgaz bağımlılığı, Türkiye için bir tehdit unsuru haline gelmiştir. Politik bir silah olarak kullanılan doğalgaz Türkiye için de bir arz güvenliği sorunu oluşturmaktadır. Bu nedenle Türkiye de tedarikçi çeşitliliğini arttırmak ve arz güvenliğini sağlayabilmek adına farklı güzergahlar ile yine farklı tedarikçiler arama yoluna gitmiştir. Azerbaycan ile oluşturulan TANAP boru hattı projesi bu arayışın başlangıç adımı olarak görülmektedir. TANAP ile Azerbaycan’dan alınan doğalgazyeniden ihracat yapılarak Yunanistan’a ihraç edilmektedir. Bu sayede Türkiye doğalgaz üzerinden kar elde etmektedir. Ayrıca TANAP ile Türkmenistan ve Kazakistan doğalgazlarının, Türkiye üzerinden AB’ye aktarımı sağlanabilir pozisyondadır. Hazar Havzası’nda bulunan Türk Devletleri ile olan millet ve kültür birliğini ekonomik birlikle taçlandırmak hem Türkiye’nin konumu gereği doğalgaz koridoru olmaktan çıkarıp doğalgaz ticaret merkezi olma potansiyelini arttıracaktır hem de Hazar Havzası’nda bulunan Türk Devletleri’nin enerji rezervlerini AB gibi büyük bir pazara açarak zenginleşmesine neden olacaktır.

Bu yüzden Türkiye ve Hazar Havzası’nda yer alan ülkelerde doğalgaz tüketimi ve ekonomik büyüme arasındaki ilişkinin panel veri yöntemi ile analiz edilmesi önem arz etmektedir. Bu nedenle veri temininde sıkıntı yaşanılmayan 1990-2017 dönemi için analize Türkiye, İran, Türkmenistan, Kazakistan, Azerbaycan ve Rusya Federasyonu gibi 6 ülke dahil edilmiştir. Yıllık verilerle yapılan analizde, ilk başta Breusch Pagan LM Testi ile ülkeler arasında yatay kesit bağımlılığının olup olmadığına bakılmış ve birimler arasında yatay kesit bağımlılığının olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Böylelikle çıkan sonuç gereği değişkenlere ikinci nesil panel birim kök testi olan Pesaran CADF Birim Kök Testi uygulanmıştır. Birim kök testi sonucuna göre, analize dahil edilen değişkenlerin birinci dereceden farklarının %5 anlam düzeyinde durağan oldukları tespit edilmiştir. Analize dahil edilen gayri safi yurtiçi hasıla, doğalgaz tüketimi, sermaye ve

işgücü değişkenleri arasında uzun dönemli bir ilişkinin varlığını test etmek amacıyla Kao eş bütünleşme testi uygulanmıştır. Bu test sonucunda ilgili değişkenler arasında uzun dönemli bir ilişki olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Analizin sonraki aşamasında ele alınan bağımsız değişkenlerin bağımlı değişken olarak modele dahil edilen ve ekonomik büyümenin bir göstergesi olan gayri safi yurtiçi hasıla üzerindeki etkilerini görebilmek için Panel FMOLS yöntemine başvurulmuştur. Analiz sonucunda, ilgili ülkelerde doğalgaz tüketiminin (DT), reel gayri safi yurtiçi hasılaya (GSYİH) %1 anlam düzeyinde istatistiksel olarak anlamlı ve pozitif etkilendiği sonucuna ulaşılmıştır. Kurulan modelde yapısal sorun olup olmadığını test etmek amacıyla yapılan LM, Ramsey Reset ve White Test sonuçlarına göre, modelde yapısal soruna rastlanmamıştır.

Analizin son aşamasında ise analize dahil edilen değişkenler arasındaki nedensellik ilişkisini belirlemek için Pairwise Dumitrescu Hurlin Panel Nedensellik Testi'ne başvurulmuştur. Test sonucunda, çalışmanın ana konusunu oluşturan doğalgaz tüketimi ile reel gayri safi yurtiçi hasıla arasında çift yönlü bir Granger nedensellik ilişkisi bulunmuştur.

Doğalgaz tüketiminin ekonomik büyüme üzerine olumlu etki göstermesi ile doğalgaz tüketimini teşvik edici politikalar uygulanması gerekmektedir. Rusya Federasyonu, İran, Azerbaycan, Türkmenistan, Kazakistan ve Türkiye bu alanda vergi indiriminde bulunarak, sübvansiyonları arttırarak, şeffaflık ve bilgi erişimine açık tutarak ve devletlerim yatırımcılara olan teşviklerini arttırarak doğalgaz tüketimini arttırabilir. Ayrıca Hazar Havzası'nda bulunan Türk Devletleri'nin ithalat miktarlarını arttırmak adına güzergah oluşturulması tüketim miktarını arttırarak ekonomik büyüme üzerine olumlu etki yaratacaktır. Bunun için boru hattı taşımacılığı üzerine anlaşmalara vararak tüketimi yoğun olarak gerçekleşen AB pazarına erişimi sağlanmalıdır. Boru hatlarının geliştirilmesi sayesinde hem AB ve Türkiye'nin tedarikçileri çeşitlenerek doğalgazı aynı kalitede daha ucuza kesintisiz tedarik ederek arz güvenliği sorunu azaltılacak hem de Türkmenistan ve Kazakistan gibi talep güvenliği sorunu yaşayan Türk Devletleri'nin bu sorunu giderilecektir. Bu sayede, güvenli ve ucuz doğalgaz ile doğalgaz tüketimi artarak ekonomik büyümenin olumlu etkilenmesi sağlanacaktır. Analizde elde edilen bulgular ışığında politika karar vericilerin ekonomik kararlar alması, ekonomide etkinliğin ve sürdürülebilirliğin sağlanması açısından önemlidir. Bundan sonraki çalışmalarda farklı ekonometrik yöntemlerin kullanılması, uygulama

alanının genişletilmesi ve değişik ekonomik göstergelerle analiz yapılması ilgili konuda çalışma yapan araştırmacılar ve literatür için katkı sağlayacaktır.



KAYNAKLAR

- ACAR, Ç.; BÜLBÜL, S.; GÜMRAH, F. METİN, Ç.; PARLAKTUNA, M. (2011). *Petrol ve Doğalgaz*. Ankara. ODTÜ Geliştirme Vakfı Yayıncılık ve İletişim A.Ş. Yayınları ODTÜ Yayıncılık.
- ADENİRAN O. (2009). *Does Energy Consumption Cause Economic Growth?. An empirical evidence from Nigeria University of Dundee*.
- AKHUNDZADE, E. (2016). *Analiz: TANAP Türkiye'ye Hem Ekonomik Hem Politik Fayda Sağlıyor*. Enerji Enstitüsü, <http://enerjienstitusu.com/2016/03/24/analiz-tanap-projesi-turkiyeye-hem-ekonomik-hem-politik-faydasagliyor>, Erişim Tarihi Nisan 2019.
- ALEKSİEV, A. ve VASSİLEV, I. (2013). *NABUCCO West: A fateful Choice For Bulgaria*. 24 Haziran 2013. <https://archive.li/NjTIy>. Erişim Tarihi 08.02.2019.
- ALTINAY, G. ve KARAGÖL, E.; (2004). *Structural Break, Unit Root, and the Causality Between Energy Consumption and GDP in Turkey*. *Energy Economics*. 26. ss. 985-994.
- AMADEH H, MORTEZA G, ABBASIFAR Z. (2009). *Causality Relation Between Energy Consumption And Economic Growth And Employment In Iranian Economy*. *Tahgihat-E-Eghtesadi*; 44:1-38.
- APERGİS N, PAYNE JE. (2010). *Renewable Energy Consumption And Economic Growth: Evidence From A Panel Of OECD Countries*. *Energy Policy*; 38: 656-60.
- ASLAN, Y. (2009). *Enerji Hukuku*, Ekin Yayıncılık, Ankara, s.(240-241)
- AVRUPA BİRLİĞİ RESMİ GAZETESİ. *İç Doğal Gaz Piyasasındaki Ortak Kurallar Hakkında Ve 2003/55/AT Sayılı Direktifi Yürürlükten Kaldıran 13 Temmuz 2009 Tarihli 2009/73/AT Sayılı Avrupa Parlamentosu ve Konsey Direktifi madde 36 ve 37*. 13 Temmuz 2009. s.5

- AVRUPA KOMİSYONU (2016). *Trade: Russia*. Erişim Adresi: <http://ec.europa.eu/trade/policy/countries-and-regions/countries/russia/>, Erişim Tarihi Aralık 2018.
- AVRUPA TOPLULUKLARI KOMİSYONU (2008). *Second Strategic Energy Review: An EU Energy Security and Solidarity Action Plan*. Brüksel
- AYDIN, F. F.. (2010). *Enerji Tüketimi Ve Ekonomik Büyüme*. Erciyes Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi, Sayı: 35, Ocak-Temmuz 2010 ss.317-340.
- AYDIN, M. (2005). *Kafkasya ve Orta Asya İle İlişkiler, Türk Dış Politikası Kurtuluş Savaşı'ndan Bugüne Olgular, Belgeler, Yorumlar*. C.II. İletişim Yayınları. İstanbul.
- AYDIN, N. Z. (2012). *Hazar Enerji Kaynakları ve Siyaset*. Dergipark Yayınları, Yıl 2012. Cilt 9. Sayı 2. Sayfalar. <http://dergipark.gov.tr/download/article-file/107819> Erişim Tarihi Nisan 2019. 207 – 224.
- AQEEL, A., BUTT, M. S. (2001). *The Relationship Between Energy Consumption And Economic Growth In Pakistan*. Asia-Pacific Development Journal, 8(2), 101-110.
- BALTAGİ, B.(2001). *Econometric Analysis of Panel Data*. Second Edition. Wiley. New York.
- BALTAGİ, B. (2005). *Panel Data: Theory and Applications*. Heidelberg: Physica-Verlag.
- BARROSO, J. (2009). *President of the European Commission, Signature of the NABUCCO Intergovernmental Agreement*. Ankara, 13 Haziran 2009. [http://europa.eu/rapid/press-release SPEECH-09-339_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_SPEECH-09-339_en.htm). Erişim Tarihi 05.02.2019.
- BHATTACHARYYA, S. (2011). *Energy Economics: Concept, Issues, Markets and Governance*. England: Springer.
- BAYRAKTAR, G. (2007). *Hazardaki Jeopolitik Mücadelenin Türkiye'nin Enerji Güvenliğine Etkileri*. Stratejik Araştırmalar Dergisi, S. 11, s. 84-85.

- BBC (2013a), *Ukraine Suspends Preparations for EU Trade Agreement*, <https://www.bbc.com/news/world-europe-25032275>, 21 Kasım 2013.
- BBC (2013b), *Russia Offers Ukraine Major Economic Assistance*, <https://www.bbc.com/news/world-europe-25411118>, 17 Aralık 2013.
- BBC (2014), *East Ukraine Separatists Seek Union with Russia*, <https://www.bbc.com/news/world-europe-27369980>, 12 Mayıs 2014.
- BEGENJOV, B. (2018). *Türkmenistan'ın Enerji Politikası (Yüksek Lisans Tezi)*. İstanbul Üniversitesi. Sosyal Bilimler Enstitüsü Avrasya Araştırmaları Anabilim Dalı. Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi. İstanbul 2018.
- BİLDİRİCİ, M. E., BAKİRTAS, T. (2014). *The Relationship Among Oil, Natural Gas And Coal Consumption And Economic Growth In BRICTS (Brazil, Russian, India, China, Turkey And South Africa) Countries*. Energy, 65, 134-144.
- BİLGİN, T. (2007). *Türkmenistan Doğalgazının Dünya Siyasetindeki Yeri ve Önemi (Yüksek Lisans Tezi)*. Dumlupınar Üniversitesi. Sosyal Bilimler Enstitüsü. Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi. Kütahya, 2007.
- BİLGİN, M. (2005). *Avrasya Enerji Savaşları*. İstanbul: IQ Kültür-Sanat Yayıncılık
- BOTAŞ (2012). *2011 Yılı Sektör Raporu*. Bilkent Ankara. 3-24
- BOTAŞ E-bülten, <http://www.ebulten.botas.gov.tr>, Erişim Tarihi Ekim 2018
- BP (2018). *Statistical Review of World Energy*. Haziran 2018.
- BP (2019). *Güney Gaz Koridoru Projesi*. https://www.bp.com/tr-tr/turkey/hakk_m_zda/bp-tuerkiye/shah_deniz_turkey.html, Erişim Tarihi Nisan 2019
- CAMERON, P. D. (2002). *Competition in Energy Markets: Law and Regulation in the European Union*. Oxford Üniversitesi Yayıncılık. NewYork, 2002.
- CHLOË, B. (2005). *Fraternal Friction or Fraternal Fiction? The Gas Factor in Russian-Belarusian Relations*. Oxford Institute for Energy Studies. Oxford Enerji Çalışmaları Enstitüsü. Mart 2005 <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG8->

[FraternalFrictionOrFraternalfictionTheGasFactorInRussianBelarusianRelations-ChloeBruce-2005.pdf](#), Erişim Tarihi Ocak 2019

CLEMENT IAU. (2010). *Cointegration And Causality Relationship Between Energy Consumption And Economic Growth: Further Empirical Evidence For Nigeria*. Journal of Business Economics and Management; 15: 97–111.

ÇETİN, T. (2012). *Regülasyon ve Rekabet Ekonomisi*. İdeal Kültür. İstanbul 2012

DALGA, Ö. (2012). *Doğalgaz Boru Hatları Tatlı Rekabette*. BLOOMBERGTH. 9 Temmuz 2012. Erişim Adresi: <https://www.bloomberght.com/ht-yazarlar/ozlem-dalga/1178336-dogalgaz-boru-hatlari-tatli-rekabette>, Erişim Tarihi Nisan 2019

DESTEK, M. A. (2016). *Natural Gas Consumption And Economic Growth: Panel Evidence From OECD Countries*. Energy, 114, 1007-1015.

DİCKEL, R., KANAİ, M., KONOPLYANİK, A. (2007). *Explaining Oil and Gas Pricing Mechanisms: Theoretical and Historical Aspects*. Brüksel: Energy Charter Secretariat.

DİKBAŞ, K. (2001). *Türkmen Gazının Bağımsızlık Mücadelesi*. Avrasya Dosyası, C. 2, S. 2, 2001, s. 74-96.

DOGAN, E. (2015). *Revisiting The Relationship Between Natural Gas Consumption And Economic Growth İn Turkey*. Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, 10(4), 361-370.

DÜNYA BANKASI (2004). *Turkey: Gas Sector Strategy Note*. 30030-TR, Eylül, 2004

EIA (2013). *Hazar Denizi Bölgesi: Hazar Denizi Bölgesindeki Petrol ve Doğalgaza Genel Bakış*. U.S. Energy Information Administration. 26 Ağustos 2013 Erişim Adresi: https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/regions_of_interest/Caspian_Sea/caspian_sea.pdf, Erişim Tarihi Nisan 2019.

EIA (2019). *Country Analysis Executive Summary: Azerbaijan*. U.S. Energy Information Administration. 7 Ocak 2019. Erişim Adresi: https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Azerbaijan/azerbaijan_exe.pdf, Erişim Tarihi Nisan 2019.

- Enerji Enstitüsü (2018). *Sektör Raporu*. <http://enerjiensitüsü.com/tag/botas-dengeleme-gaz-fiyati/>, Erişim Tarihi Ekim 2018.
- Enerji Günlüğü (24.01.2015). *Sefçoviç: Türk Akım Planı Yürümez*. Enerji Günlüğü Erişim Adresi: https://enerjigunlugu.net/sefcovic:turk-akim-planı-yurumez_11915.html, Erişim Tarihi Nisan 2019.
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (2019). *Doğalgaz Boru Hatları ve Projeleri*. Erişim Adresi: <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Dogal-Gaz-Boru-Hatlari-ve-Projeleri>, Erişim Tarihi Aralık 2018
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (2017). *Dünya ve Türkiye Enerji ve Tabii Kaynaklar Görünümü*. Ocak 2017. Erişim Adresi: https://www.enerji.gov.tr/Resources/Sites/1/Pages/Sayi_15/mobile/index.html#p=9
- EPC (2009). *Turkey as an Energy Hub for Europe: Prospect and Challenges*. Erişim Adresi: http://epc.eu/prog_details.php?cat_id=987&prog_id=1, Erişim Tarihi 05.02.2019.
- EPDK (2018). *2017 Doğalgaz Piyasası Sektör Raporu*. 2018
- EPDK (2019). *2018 Sektör Raporu*. Ankara 2019. Erişim Adresi: <https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-0-94-1007/dogal-gazyillik-sektor-raporu>, Erişim Tarihi 25.02.2019.
- ERDAĞ, R. (2013). *Anadolu Geçişli Doğalgaz Boru Hattı Projesi'nin (TANAP) Küresel Enerji Politikalarına Etkisi Üzerine Bir Değerlendirme*. Mart 2013. Cilt 6 Sayı 3, s:867-877.
- ERDOĞAN, N. (2017). *Tanap Projesinin Türkiye ve Azerbaycan Enerji Politikalarındaki Yeri ve Önemi*. Ömer Halis Demir Üniversitesi İİBF Dergisi, Temmuz 2017 10/3 S;10-26.
- ERDOĞAN, S. (2016). *Arz Güvenliği Bakışı ile Türkiye'de Enerji Politikaları*. Orion Yayıncılık, Aralık 2016 Ankara.
- EURACTİV (2015). *Crimea Without Power From Ukraine After Electricity Pylons 'Blown Up'*. 23 Kasım 2015. Erişim Adresi:

<https://www.euractiv.com/section/europe-s-east/news/crimea-without-power-from-ukraine-after-electricity-pylons-blown-up/>, Erişim Tarihi Ocak 2019.

EWING BT, SARI R, SOYTAS U. (2007). *Disaggregate Energy Consumption And Industrial Output In The United States*. Energy Policy; 35: 1274–81.

FARACO, A. D.ve COUTINHO D. R. (2007). *Network Industry Regulation: Between Flexibility and Stability*. Seattle Journal for Social Justice. c.5 s.2: 721–753.

FATAI, K., OXLEY, L., SCRIMGEOUR, F. G. (2004). *Modelling The Causal Relationship Between Energy Consumption And Gdp In New Zealand, Australia, India, Indonesia, The Philippines And Thailand*. Mathematics and Computers in Simulation, 64(3), 431-445.

GAZPROM (2014). *GAZPROM in Questions and Answers 2014*. Erişim Adresi: http://www.GAZPROMquestions.ru/fileadmin/f/2014/download/view_version_eng_9.07.2014.pdf, Erişim Tarihi Mart 2019.

GAZPROMEXPORT İSTATİSTİKLERİ. *Gazpromexport Yabancı ortakları; Türkiye*. Erişim Adresi: <http://www.gazpromexport.ru/en/partners/turkey/>, Erişim Tarihi Nisan 2019.

GERSHON, O. (2010). *Pricing and Geopolitics in International Gas Trade*. Saarbrücken: LAP LAMBERT. Academic Publishing. Eylül 2010.

GLOYSTEIN, H. (2012). *NABUCCO Gas Pipeline Must Shrink or Die*, Reuters.26 Nisan 2012. Erişim Adresi: <https://uk.reuters.com/article/uk-energy-europe-gas-NABUCCO/snap-analysis-NABUCCO-gas-pipeline-must-shrink-or-die-idUKBRE83P10K20120426?feedType=RSS&feedName=GCA-GoogleNewsUK>, Erişim Tarihi 08.02.2019

GÖRAL, F. (2015). *Doğalgaz Fiyatlarını Etkileyen Faktörler: Panel Veri Analizi (Doktora Tezi)*. Hacettepe Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü İşletme Anabilim Dalı. Ankara 2015.

GREENE, W. H., (2003). *Econometric Analysis*. New York University. Upper Saddle River, New Jersey 07458. Prentice Hall. New Jersey 2003.

- GUJARATİ, D. N. ve PORTER D. C. (2012). *Temel Ekonometri*. ŞENESEN, Ü. ve Ş. Gülay Günlük (çev.). Literatür Yayınları. İstanbul 2012.
- GURBANOV, I, (2012). *TANAP Puzzle: What stands in the “Backstage of TANAP”?*. Energy Corridors Rewiev. 11 Temmuz 2012. Erişim Adresi: <https://energycorridors.wordpress.com/2012/07/11/tanap-puzzle-what-stands-in-the-backstage-of-tanap>, Erişim Nisan 2019.
- GÜRBÜZ, A. (2018). *Avrupa Birliği'nin Doğalgaz Arz Güvenliği ve Belli Başlı Tedarikçileriyle İlişkileri (Doktora Tezi)*. Ankara Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Avrupa Birliği Uluslararası Ekonomik İlişkiler Anabilim Dalı (Uluslararası İlişkiler). Ankara 2018.
- GÜRBÜZ, M. V. (2008). *Dağlık Karabağ Sorunu Karşısında Taraf Ülkeler, Bölgesel ve Küresel Güçler, Bölgesel Sorunlar ve Türkiye, Sorunlar, Tehditler, Fırsatlar*. 2008.
- GÜVENEK, B. ve ALPTEKİN, V. (2010). *Enerji Tüketimi ve Büyüme İlişkisi: OECD Ülkelerine İlişkin Bir Panel Veri Analizi*. *Enerji, Piyasa ve Düzenleme*. Cilt: Sayı: 2. 172-193.
- HAS, K. (2013). *Orta Asya'nın Bölgesel Dinamikleri Çerçevesinde Rusya-Kazakistan İlişkileri*. Uluslararası Stratejik Araştırmalar Kurumu (USAK), Erişim Adresi: http://www.usak.org.tr/images_upload/files/USAK_Analiz_23_Rusya_Kazakistan_%C4%B0li%C5%9Fkileri.pdf, Erişim Tarihi Mayıs 2019
- HU JL, LİN C. H. (2008). *Disaggregated Energy Consumption And GDP İn Taiwan: A Threshold Cointegration Analysis*. *Energy Economics*; 30: 2342–58.
- IEA (2008). *Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe*. Mayıs 2018. Erişim Adresi: <https://hvtc.edu.vn/Portals/0/files/635866325064938966DevelopmentofCompetitiveGasTradinginContinentalEurope.pdf>. Erişim Tarihi Haziran 2019
- IEA(2012). *International Energy Agency 2012 Annual Report*. Erişim Adresi: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/IEA_Annual_Report_publicversion.pdf, Erişim Tarihi Nisan 2019.

- IPFS(2019). *Azerbaijan International Operating Company*. Erişim Adresi: https://ipfs.io/ipfs/QmXoyvizjW3WknFiJnKLwHCnL72vedxjQkDDP1mXWo6uco/wiki/Azerbaijan_International_Operating_Company.html, Erişim Tarihi Nisan 2019.
- İSİK C. (2010). *Natural Gas Consumption And Economic Growth İn Turkey: Abound Test Approach*. Energy Systems; 1: 441–56.
- İş Bankası (2018). *Sektörlerle İlgili 2018 Beklentileri*. İktisadi Araştırmalar Bölümü. Mart 2018. Erişim Adresi: https://ekonomi.isbank.com.tr/ContentManagement/Documents/rt_2018.pdf
- JALİL VAND, D. R. (2013). *Iran's Gas Exports: Can Past Failure Become Future Success?*. Oxford Enerji Çalışmaları Enstitüsü, June 2013, s. 4.
- JERVALİDZE, L. (2006). *Georgia: Russian Foreign Energy Policy and Implications for Georgia's Energy Security*. Londra, GMB Yayıncılık, 2006.
- JURİS, A. (1998). *The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry*. World Bank Policy Research Working Paper. 1895
- KAO, C. (1999). *Spurious Regression And Residual-Based Tests For Cointegration İn Panel Data*. Journal of Econometrics, 90(1), 1-44.
- KARAKAYA, M. (2000). *Maliyet Muhasebesi*. Ankara: Gazi Kitabevi Yayıncılık
- KARAKAYA, M. Z. (2007). *Doğalgaz Piyasalarında Regülasyon ve ABD, AB ve Türkiye Uygulaması (Yüksek Lisans Tezi)*. Hacettepe Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Maliye Anabilim Dalı. Ankara 2007.
- KARAN, M. B. (2008). *Yatırım Analizi ve Portföy Yönetim*. Ankara: Gazi Kitabevi.
- KİDNAY, J. ARTHUR, R. WILLİAM P. (2006). *Fundamentals of Natural Gas Processing*. New York: CRS Press.
- KLUWER, W. (2011). *Energy Law: Regulation and Competition in the Energy Sector*. Energy Law. 2011
- KONOPLYANİK, A. (2008). *Russia-Ukraine Gas Trade: From Political to Market-Based Pricing & Prices. Reassessing Post-Soviet Energy Politics: Ukraine, Russia, and the Battle for Gas from Central Asia to the European Union*. The

Harvard Ukrainian Research Institute & The Davis Center for Russian and Eurasian Studies Cambridg., MA, USA 7-8 Mart 2008: Center for Government and International Studies.

- KUM H, OCAL O, ASLAN A. (2012). *The Relationship Among Natural Gas Energy Consumption, Capital And Economic Growth: Bootstrap-Corrected Causality Tests From G-7 Countries*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; 16: 2361–5.
- LEE, C. C., CHANG, C. P. (2005). *Structural Breaks, Energy Consumption, And Economic Growth Revisited: Evidence From Taiwan*. *Energy Economics*, 27(6), 857-872.
- MACAVOY, P. W. (2000). *The Natural Gas Market: 60 Years of Regulation and Derogulation*. Yale University Press, New Haven
- MAMEDOV, S. (2013). *Azerbaydjan Polucit Evropeyskiy Bonus*. *Nezavisimaya Gazeta*, 18.06.2013
- MAKHOLM, J. D. (2010). *Seeking Competition And Supply Security In Natural Gas: The US Experience and European Challenge*. *Security of Energy Supply in Europe/Natural Gas, Nuclear and Hydrogen*.
- MARPLES, D. (2010). *Belarus Demands more Concessions from Russia on Oil and Gas*, *Eurasia Daily Monitor*. 21 Haziran 2010. Cilt: 7, No: 119, 2010
- MELLİNG, A. J. (2010). *Natural Gas Pricing and Its Future*. Washington: *Carnegie Endowment for International Peace*. Washington, 2010. Carnegie Endowment for International Peace 1779 Massachusetts Avenue, NW
- NATURALGASWORLD (27.1.2012). *GAZPROM Increasing Gas Transmission via Belarus*. 27 Ocak 2012 Erişim Adresi: <http://www.naturalgasworld.com/GAZPROM-increasing-belrausian-gas-transmission-4637>, Erişim Tarihi Ocak 2019
- OECD, (2007). *OECD Policy Roundtables: Energy Security and Competition Policy*. 2007

- OECD/IEA. (1998). *Natural Gas Prices in Competitive Markets*. Paris: IEA Publications.
- OĞAN, Sinan (2003). *Mavi Akım Projesi: Bir Enerji Stratejisi ve Stratejisizliği Örneği*. Stratigma, S. 7, Ağustos 2003, s. 1-2.
- OİLPRİCE (2012). *South Stream and the EU-Russia Balance of Power in the Western Balkans*. 01.04.2012
- OLCOTT, M. B. (2009). *International Gas Trade In Central Asia*. 2009. s. 11-12.
- ÖNAL, A. Y. (2004). *Smith'den Ricardo'ya Rant Teorisindeki Değişim*. Maliye Araştırma Merkezi Konferansları. İstanbul 2004. İstanbul: İstanbul Üniversitesi Siyasal Bilgiler Fakültesi Kamu Yönetimi Bölümü Maliye Anabilim Dalı. s. 86-97
- ÖZBAY, F. (2011). *Soğuk Savaş Sonrası Türkiye-Rusya İlişkileri: 1992-2010*. *Bilge Strateji*, Cilt 2, Sayı 4, Bahar 2011. Erişim Adresi: <http://www.bilgesam.org/Images/Dokumanlar/0-26-2014031956bs2011-1-35-78.pdf>, Erişim Tarihi Nisan 2019
- ÖZDEMİR, V. (2017), *Doğalgaz Piyasaları "Türkiye Enerji Güvenliği Üzerine Tezler"*. Kaynak Yayınları. İstanbul, Ocak 2017.
- PAVLOVSKA, N. (2010). *Energy Diversification and Market Integration: Means for Achieving Secure Energy Supply in the Western Balkans*. Analytical, 2010
- PEDRONİ, P. (2000). *Fully modified OLS for heterogeneous cointegrated panels* *Adv Econometr*, 15 (2000), pp. 93-130
- PERRY, M. K. (1989). *Vertical Integration: Determinants and Effects*. Handbook of Industrial Organization Volume 1. ed: Richard Schmalensee and Robert Willing, North-Holland: 183–255.
- PESARAN, M. H.; (2007). *A Simple Panel Unit Root Test in the Presence of Cross Section Dependence*. 18 Nisan 2007. *Journal of Applied Econometrics*, 22(2), pp. 265-312.
- PİRANİ, S. (2009). *Russian and BDT Gas Markets and Their Impact on Europe*. Oxford University Press. Enerji Çalışmaları Enstitüsü. New York, 2009.

- PİRANİ, STERN ve YAFİMAVA (2009). *The Russia-Ukrainian Gas Dispute of January*. 2009
- PİRANİ, S. (2014). *What The Ukrainian Crisis Mean for Gas Markets?*. Oxford Üniversitesi Yayıncılık. Mart 2014. Erişim Adresi: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/03/What-the-Ukraine-crisis-means-for-gas-markets-GPC-3.pdf>, Erişim Tarihi: Aralık 2018.
- PONGSİRİ, N. (2004). *Partnership in oil and gas production sharing contracts. International Journal of Public Sector Management*. Vol. 17 Issue: 5, pp.431-442.
- RALCHEV, S.. (2012). *Energy in the Western Balkans: A Strategic Overwiev. Institute for Regional and International Studies*, Ağustos 2012.
- REKABET KURUMU, (2012). *Doğalgaz Sektör Araştırması*. Ankara Temmuz 2012.
- RETTMAN, A. (2013). *Russia to Cut Ukraine, EU Gas in Next Few Days, Expert Predicts*. 28.01.2013.
- REUTERS (2014). *2 Big Pipeline Projects on Hold, As EU-Russia Relations Sour Over Ukraine*. 11 Mart 2014. Erişim Adresi: <https://www.rt.com/business/south-nord-stream-eu-046/>, Erişim Tarihi Ocak 2019.
- REYNOLDS D.B., KOLODZİEJ M. (2008). *Former Soviet Union Oil Production And GDP Decline: Granger-Causality And The Multi-Cycle Hubbert Curve*. *Energy Economics*; 30: 271–89.
- SABAH GAZETESİ (2006). *Doğalgaz Krizi Hükümet Düşürdü*. Erişim Adresi: <http://arsiv.sabah.com.tr/2006/01/11/dun105.html>, Erişim Tarihi Aralık 2018
- SARİ R, EWİNG BT, SOYTAS U. (2008). *The Relationship Between Disaggregate Energy Consumption And Industrial Production İn The United States: An ARDL Approach*. *Energy Economics*;30:2302–13.
- SEVİMLİ, E. (2008). *Türkiye’de Doğal Gaz Sektörünün Ekonomik Analizi Ve Doğal Gaz Politikalarının Değerlendirilmesi* (Yüksek Lisans Tezi). Gazi Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü İktisat Anabilim Dalı. Ankara 2008.

- SHAHBAZ, M., LEAN, H. H., FAROOQ, A. (2013). *Natural Gas Consumption And Economic Growth In Pakistan*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 18, 87-94.
- SOLARİN, S. A., OZTURK, I. (2016). *The Relationship Between Natural Gas Consumption And Economic Growth In OPEC Members*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 58, 1348-1356.
- SPUTNİK (2014). *Russia, Turkey to Increase Capacity of Blue Stream Gas Pipeline*. 21 Nisan 2014. Erişim Adresi: <https://sputniknews.com/russia/20140421189292133-Russia-Turkey-to-Increase-Capacity-of-Blue-Stream-Gas-Pipeline/>, Erişim Tarihi: Aralık 2018.
- STERN, D. I. (2003). *Energy and Economic Growth*. Ekonomi Bölümü. Sage 3208. Rensselaer Politeknik Enstitüsü, New York. 12180-3590. ABD.
- STERN, J. (2005). *The Future of Russian Gas and GAZPROM*. Oxford Üniversitesi Yayınları, Oxford, 2005
- TANAP (2019). *Dünyanın Konuştuğu Proje: TANAP*. Erişim Adresi: http://www.tanap.com/content/file/TANAP_WEB_201812.pdf, Erişim Tarihi: Nisan 2019.
- THE GUARDIAN (2013). *Russia and Ukraine Edge Closer to "Gas War"*. Erişim Adresi: <https://www.theguardian.com/world/2013/oct/29/russia-ukraine-GAZPROM-gas-war> Erişim Tarihi Aralık 2018
- TİCARET BAKANLIĞI (2018), Dış Ticaret İstatistikler. Erişim Adresi: <https://www.ticaret.gov.tr/istatistikler/dis-ticaret-istatistikleri>.
- TİFTİKÇİGİL, B. Y. ve YESEVİ, Ç. G. (2015). *Türkiye'nin Enerji Görünümü Stratejiler ve İlişkiler*. Derin Yayınları, İstanbul 2015.
- TPAO (2019). *Türkiye'de Doğalgaz Rezervleri*. <http://www.tpa.gov.tr/?mod=sektore-dair&contID=40>, Erişim Tarihi 25.02.2019
- TÜRKYILMAZ, O. (2015). *Enerji Politikaları Artan Bağımlılık Çıkmazında*. TMMOB Şubat 2015 Sayı 200, Erişim Adresi:

- https://www.mmo.org.tr/resimler/dosya_ekler/535a8d86538d60d_ek.doc, Erişim Tarihi Nisan 2019
- TÜSİAD, (2014). *Rekabet Hukuku ve Rekabet Gücü Sektör Tartışmaları: Enerji Sektörü*. İstanbul Eylül 2014.
- UÇAROL, R (2000). *Siyasi Tarih*. (1789-1999), Filiz Kitabevi, İstanbul 2000.
- ÜNSAL, E. M. (2010). *Mikro İktisat*. İmaj Yayıncılık. Ankara 2010.
- WOOLDRIDGE, J. (2002). *Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data*. Cambridge: The MIT Press.
- YAFİMAVA, K. (2010). *The June 2010 Russian-Belarusian Gas Transit Dispute: A Surprise That was to be Expected*. Oxford Institute for Energy Studies Temmuz 2010. Erişim Adresi: <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG43-TheJune2010RussianBelarusianGasTransitDisputeASurpriseThatWasToBeExpected-KatjaYafimava-2010.pdf>, Erişim Tarihi Ocak 2019
- YANG, H. Y. (2000). *A Note On The Causal Relationship Between Energy And GDP İn Taiwan*.
- YAZAR, Y. (2011). *Enerji İlişkileri Bağlamında Türkiye ve Orta Asya Ülkeleri*. Hoca Ahmet Yesevi Uluslararası Türk-Kazak Üniversitesi, Ankara 2011. Erişim Adresi: http://www.ayu.edu.tr/static/kitaplar/enerji_raporu.pdf, Erişim Tarihi Nisan 2019
- YERĞİN, D. (2006). *Ensuring Energy Security; Foreign Affairs*. New York Nisan 2006.
- YU E S. H., CHOİ J. Y. (1985). *The Causal Relationship Between Energy And GNP: An International Comparison*. Journal of Energy and Development, vol. 10, 249-272, October.
- YÜKSEL, F., (2013). *Türkiye’de Doğalgaz Piyasasında Regülasyon ve Rekabet (Yüksek Lisans Tezi)*. Yıldız Teknik Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü İktisat Yüksek Lisans Programı. İstanbul 2013.

- ZAHİD A. (2008). *Energy-GDP Relationship: A Causal Analysis For The Five Countries Of South Asia*. *Applied Econometrics and International Development*; 1: 167–80.
- ZAMANI M. (2007). *Energy Consumption And Economic Activities İn Iran*. *Energy Economics*; 29: 1135-40.
- ZELENOVSKAYA, E. V. (2011). *Evolution of the Regional Gas Pricing Mechanisms*. *International Center for Climate Governance*. 2011
- ZHUKOV, S. V. vd. (2010). *Doğalgaz Piyasasının Küreselleşmesi : Rusya İçin Tehdit ve Fırsatlar*. Moskova, 2010, s.68