T.C.

İSTANBUL TİCARET ÜNİVERSİTESİ

FİNANS ENSTİTÜSÜ

FİNANS ANA BİLİM DALI

FİNANSAL EKONOMİ DOKTORA PROGRAMI

DOĞAL GAZ FİYAT MEKANİZMASININ BAĞIMSIZLIĞININ İNCELENMESİ

Doktora Tezi

Abdullah Nezihi ERDEM

100019798

İstanbul, 2021

T.C.

İSTANBUL TİCARET ÜNİVERSİTESİ

FİNANS ENSTİTÜSÜ

FİNANS ANA BİLİM DALI

FİNANSAL EKONOMİ DOKTORA PROGRAMI

DOĞAL GAZ FİYAT MEKANİZMASININ BAĞIMSIZLIĞININ İNCELENMESİ

Doktora Tezi

Abdullah Nezihi ERDEM

100019798

Danışman: Prof. Dr. Ali Osman GÜRBÜZ

İstanbul, 2021

T.C. İSTANBUL TİCARET ÜNİVERSİTESİ

T.C.
İSTANBUL TİCARET ÜNİVERSİTESİ
FİNANS ENSTİTÜSÜ

DOKTORA TEZİ ONAY FORMU

Finans Anabilim Dalı Finansal Ekonomi Doktora programı öğrencisi Abdullah Nezihi ERDEM'in DOĞAL GAZ FİYAT MEKANİZMASININ BAĞIMSIZLIĞININ İNCELENMESİ başlıklı tez çalışması, Enstitümüz Yönetim Kurulu 15.02.2021 tarih ve 121-2 .sayılı kararıyla oluşturulan jüri tarafından **oybirliği** ile Doktora Tezi olarak kabul edilmiştir.

		UNVANI, ADI SOYADI	ÜNİVERSİTE
TEZ DANIŞMANI	:	Prof. Dr. Ali Osman GÜRBÜZ	İstanbul Ticaret Üniversitesi
JÜRİ ÜYESİ	:	Prof. Dr. Elçin AYKAÇ ALP	İstanbul Ticaret Üniversitesi
JÜRİ ÜYESİ	:	Prof. Dr. Serkan ÇANKAYA	İstanbul Ticaret Üniversitesi
JÜRİ ÜYESİ	:	Prof. Dr. Emin AVCI	Marmara Üniversitesi
JÜRİ ÜYESİ	:	Prof. Dr. Cem BERK	Kırklareli Üniversitesi

ÖZET

Enerji piyasaları altyapı ve teknolojik gelişimler, pazar gelişimleri ve politikalara bağlı olarak sürekli bir dönüşüm ve gelişim içindedir. Doğal gaz, fiziksel teslim kısıtlarının altında bu durumdan en çok etkilenen emtia durumundadır. Doğal gaz tedariğinin ilk başladığı yıllarda ve uzun yıllar boyunca, devlete ait tekellerin elinde ve her bölgede birbirinden bağımsız belirlenen petrol ve ürünlerine bağlı bir fiyat yapısı görülmüştür. Bu durum tüketicileri ikame kaynağa ikna etmek amacıyla ortaya çıkmıştır, ayrıca fiyat ve alım garantili uzun vadeli kontratları sayesinde yapılan büyük yatırımların finansman bulmasına hizmet etmiştir. Deregülasyon, üretim artışı, sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) üretim ve dağıtım imkanlarının artması sonucu piyasalarda serbestleşme artmış ve bunun doğal sonucu olarak likit pazarlar oluşmuştur. Boru hatlarının yaygınlaşması ve çift yönlü akışa imkan veren boru hattı bağlantıları bu dönüşüme bir destek sunmuştur. Ancak tüm bunların yanı sıra yapısal, jeopolitik ve enerji politikası etkileri ile teknik kısıtlar nedeniyle hala kıtalar arası bölgesel fiyat yapısı farklılıkları mevcuttur. Bu çalışma Avrupa'daki ve dolayısıyla Türkiye'nin de etki alanında kaldığı bir coğrafyada doğal gaz fiyat oluşumunu etkileyen unsurları analiz etmektedir. Temelde arz ve talebe bağlı olarak değişen bağımsız bir doğal gaz fiyatının varlığı araştırılmıştır. Günümüze kadar doğal gaz fiyatı son zamanlarda azalsa da petrol ve türevlerinin fiyatına bağımlı olarak belirlenmiştir.

Yapılan çalışmada doğal gaz fiyatının petrol fiyatından ayrışmasının varlığı incelenmiş, hangi piyasa şartlarında hangi oranda ayrıştığı ve gelecekte bu ayrışmanın yönünün ne olacağının tespit edilmesi hedeflenmiştir.

Bu amaçla ülke ortalama fiyatları ve doğal gaz ticaret merkezi (gas hub) fiyatlarının analiz edildiği beş ayrı model kurulmuştur. Fiziksel farklılıkları en iyi temsil edeceği düşünülen dört ayrı ticaret merkezindeki spot fiyatın ham petrol ile ilişkisi ile Avrupa'daki en büyük tüketici ve çevre ülkelerle altyapı açısından teknik olarak en bütünleşmiş ülke olan Almanya'nın ortalama aylık doğal gaz ithalat fiyatının petrol fiyatı ile ilişkisi analiz edilmiştir. Petrol fiyatı olarak Brent ham petrolü fiyatı kullanılmıştır.

Serilerin eşbütünleşikliği Sınır Testi ile incelenmiş, kısa ve uzun dönem analizleri ARDL metoduyla yapılmıştır. 2010-2020 arası için ve bu dönemin alt dönemi olarak yakın dönem kısımları için yapılan araştırmada elde edilen sonuçlar, petrol fiyatının doğal gaz fiyatına etkisinin özellikle ülke ithalat fiyatında literatürdeki araştırmalar kadar olmasa da sürdüğünü göstermiştir. Likit pazarlarda ise ayrışma söz konusudur ya da çok düşük oranda bir petrol fiyatı etkisine rastlanmıştır. Doğal gaz ticaret merkezleri ve işlemlerinin artması bağımsız gaz fiyat yapısının gerçekleşeceği kanısını artırmaktadır.

Anahtar Kelimeler: Doğal Gaz Fiyatı, Avrupa Gaz Piyasası, Petrol Fiyatına Bağlılık, ARDL tahmini

Jel Kodları: C22, L95, Q35, Q41

ABSTRACT

Energy markets are in a continuous transformation and development depending on infrastructure and technological developments, market developments and policies. Natural gas is the commodity most affected by this situation, due to physical delivery constraints. During the first years of natural gas supply and for many years, a price structure was observed in the hands of state-owned monopolies and dependent on oil and oil products' prices. This situation arose in order to persuade consumers to substitute resources, and also served to finance large investments made through long-term contracts with price and purchase guarantees. As a result of deregulation, increase in production, and increase in liquefied natural gas (LNG) production and distribution opportunities, liberalization in the markets has increased and liquid markets have been formed as a natural result. The widespread use of pipelines and pipeline connections that allow bidirectional flow have provided support for this transformation. However, in addition to all these, there are still regional price structure differences between the continents due to structural, geopolitical and energy policy effects and technical constraints. This study analyzes the factors affecting the formation natural gas prices also stayed in a geography where Turkey's domain and therefore in Europe. Basically, the existence of an independent natural gas price that changes depending on supply and demand has been investigated. Until today, although the price of natural gas has decreased recently, it has been determined as dependent on the price of oil and its derivatives.

In this study, the existence of the decoupling of the natural gas price from the oil price has been examined, and it is aimed to determine at what market conditions the prices are decoupled or to what extent there is a cointegration relationship.

For this purpose, five different models have been established in which country average prices and natural gas hub prices are analyzed. The relationship between the spot price and crude oil in four gas trade hubs, which are thought to represent the physical differences best, and the relationship between the average monthly natural gas import

price and the oil price of Germany, the largest consumer in Europe and the most technically integrated country in terms of infrastructure with neighboring countries, are analyzed. Brent oil price was used as the oil price. The cointegration of the series was examined with the Bounds Test, and the short and long term analyzes were made by the ARDL method. The results obtained from the research for 2010-2020 and for the recent parts of this period as a sub-period show that the effect of oil price on natural gas prices continues, although not as much as the studies in the literature, especially on the country's import price. In liquid markets, the prices are decoupled or there is a cointegration relationship with a very low oil price effect. The increase in the liquidity in natural gas hubs rises the opinion that an independent gas price structure will be realized.

Keywords: Natural Gas Price, European Gas Market, Oil Price Linkage, ARDL estimation

Jel Codes: C22, L95, Q35, Q41

ÖNSÖZ

Tez çalışmam sırasında kıymetli bilgi, birikim ve tecrübeleri ile bana yol gösterici ve destek olan değerli danışman hocam Prof. Dr. Ali Osman GÜRBÜZ'e, doktora programım sürecinde desteklerini esirgemeyen Prof. Dr. Elçin AYKAÇ ALP ve Prof. Dr. Serkan ÇANKAYA'ya, program başlangıcında verdiği öğrenme motivasyonu nedeniyle Prof. Dr. Ali Bülent PAMUKÇU'ya şükran ve saygılarımı sunarım.

Çalışmalarım boyunca maddi manevi desteğiyle beni hiçbir zaman yalnız bırakmayan sevgili eşime, kendilerinin hakkı olan vakti bana geri veren fedakâr kızlarım Elif ve Esra'ya, anneme, babama ve tüm aileme de sonsuz teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

ÖZET iv

ABSTRACT vi

ÖNSÖZ viii

İÇİNDEKİLER ix

TABLOLAR LİSTESİ xiii

ŞEKİLLER LİSTESİ xv

EKLER xvi

KISALTMALAR LİSTESİ xvii

GİRİŞ 1

1. DOĞAL GAZ PAZAR VE FİYAT GELİŞİMİ 6

1.1. Fiyat ve Pazar Yapısının Tarihsel Gelişimi 6

1.1.1. Doğal Gaz Kullanımı Tarihsel Gelişimi 6

1.1.2. Dünya Doğal Gaz Fiyat Yapılarındaki Gelişim 7

1.2. Bölgesel ve Kıtalararası Fiyat ve Pazar Gelişimi 12

1.2.1. Avrupa Doğal Gaz Piyasaları 12

1.2.1.1. Avrupa Piyasalarında Fiyat Gelişimi 15

1.2.2. Kuzey Amerika Doğal Gaz Piyasası ve Fiyat Gelişimi 16

1.2.2.1. Amerika Birleşik Devletleri (ABD) 17

1.2.2.2. Kanada 18

1.2.3. Asya Doğal Gaz Piyasaları ve Fiyat Gelişimi 19

1.3. Doğal Gaz Ticaret Merkezleri, Borsalar ve Spot Fiyatlar 21
1.3.1. Doğal Gaz Ticaret Merkezi (Hub) Nedir? 21
1.3.1.1. Dengeleme Mekanizması 22
1.3.2. Avrupa Doğal Gaz Ticaret Merkezleri 23
i. NBP: 25
ii. TTF: 25
iii. NCG ve Gaspool: 26
iv. ZEE: 26
v. PEG: 26
vi. VTP: 27
vii. PSV: 27
1.3.2.1. Avrupa Doğal Gaz Ticaret Merkezleri'nde El Değiştirme Oranları (Churn Rate) 28
1.3.3. Doğal Gaz Ticaret Merkezi Fiyat Oluşumu 29
1.3.4. Doğal Gaz Ticaret Merkezi Performasına Etki Eden Faktörler 31
1.3.5. Borsalarda Doğal Gaz İşlemleri 32
1.4. Türkiye Doğal Gaz Piyasası ve Fiyat Yapısı 34
2. LİTERATÜR TARAMASI 38
3. EKONOMETRİK ANALİZ 48
3.1. Veri Seti 52
3.1.1. Çalışmada Açıklanan (Bağımlı) Değişkenler 54
3.1.2. Çalışmada Kullanılan Açıklayıcı Değişkenler 54
3.2. Model 56
3.3. Yöntem 59
3.4. Serilerin Durağanlığının Test Edilmesi 60

3.4.1. Genişletilmiş Dickey Fuller (ADF) Birim Kök Sınaması 62

3.4.2. Phillips-Perron (PP) Birim Kök Sınaması 63

3.5. ARDL Yöntemi ile Regresyon Analizi 64

3.5.1. ARDL Uzun Dönem İlişkisi ve Sınır Testi 64

3.5.1.1. ARDL Uzun Dönem İlişkisi 64

3.5.1.2. Sınır Testi ile Eşbütünleşme Analizi 65

3.5.2. ARDL Hata Düzeltme Modeli ve Kısa Dönem Sonuçları 67

3.6. Kurulan Ekonometrik Modeller ve Analizleri 68

3.6.1. Model 1 – Almanya Ortalama İthalat Fiyatı ile Brent Ham Petrol Fiyatının Analizi……..68

3.6.1.1. Model 1b- IMP_DE ve HDD_DE değişkenleri çıkarılmış durum 71

3.6.1.2. Model 1b- Veri seti daraltılıp son yıllara (2015-2020 arasına) ayrı bakıldığında durum 74

3.6.1.3. Model 1'den Elde Edilen Sonuçlar 76

3.6.2. Model 2 – Almanya Gaz Ticaret Merkezi Gaspool ile Brent Ham Petrol Fiyatının Analizi 78

3.6.2.1. Model 2'den Elde Edilen Sonuçlar 80

3.6.3. Model 3 – İngiltere Gaz Ticaret Merkezi NBP ile Brent Ham Petrol Fiyatının Analizi……..81

3.6.3.1. Model 3b- HH değişkeni çıkarılmış durum 84

3.6.3.2. Model 3'den Elde Edilen Sonuçlar 87

3.6.4. Model 4 – Avusturya Gaz Ticaret Merkezi VTP ile Brent Ham Petrol Fiyatının Analizi 87

3.6.4.1. Model 4b - Brent değişkeni çıkarılmış durum 89

3.6.4.2. Model 4'den Elde Edilen Sonuçlar 91

3.6.5. Model 5 – Hollanda Gaz Ticaret Merkezi TTF ile Brent Ham Petrol Fiyatının Analizi……..92

3.6.5.1. Model 5b- Brent değişkeni çıkarılmış durum 94

3.6.5.2. Model 5'den Elde Edilen Sonuçlar 96

SONUÇ 97

EKLER 100

KAYNAKÇA 110

TABLOLAR LİSTESİ

Tablo 1. Doğal Gaz Fiyat Yapısı Anketi Sonuçları 10
Tablo 2. Doğal Gaz Ticaret Merkezi El Değiştirme Oranları (Churn Rate) 29
Tablo 3. Model 1 için ARDL Sınır Testi 68
Tablo 4. Model 1 için Doğrulama Testleri 69
Tablo 5. Model 1 Uzun Dönem Katsayıları 70
Tablo 6. Model 1 Kısa Dönem Katsayıları 71
Tablo 7. Model 1b için ARDL Sınır Testi 72
Tablo 8. Model 1b için Doğrulama Testleri 72
Tablo 9. Model 1b Uzun Dönem Katsayıları 73
Tablo 10. Model 1b Kısa Dönem Katsayıları 74
Tablo 11. Model 1b 2015-2020 Dönemi için ARDL Sınır Testi 75
Tablo 12. Model 1b 2015-2020 Dönemi için Doğrulama Testleri 75
Tablo 13. Model 1b 2015-2020 Dönemi için Uzun Dönem Katsayıları 76
Tablo 14. Model 1b 2015-2020 Dönemi için Kısa Dönem Katsayıları 76
Tablo 15. Model 2 için ARDL Sınır Testi 78
Tablo 16. Model 2 için Doğrulama Testleri 79
Tablo 17. Model 2 Uzun Dönem Katsayıları 80
Tablo 18. Model 2 Kısa Dönem Katsayıları 80
Tablo 19. Model 3 için ARDL Sınır Testi 82
Tablo 20. Model 3 için Doğrulama Testleri 82

Tablo 21. Model 3 Uzun Dönem Katsayıları 83
Tablo 22. Model 3 Kısa Dönem Katsayıları 84
Tablo 23. Model 3b için ARDL Sınır Testi 85
Tablo 24. Model 3b için Doğrulama Testleri 85
Tablo 25. Model 3b Uzun Dönem Katsayıları 86
Tablo 26. Model 3b Kısa Dönem Katsayıları 86
Tablo 27. Model 4 için ARDL Sınır Testi 88
Tablo 28. Model 4 Uzun Dönem Katsayıları 88
Tablo 29. *VTP* ve *Brent* arasında Johansen (1991) Eşbütünleşme Testi Sonuçları 89
Tablo 30. Model 4b için ARDL Sınır Testi 90
Tablo 31. Model 4b için Doğrulama Testleri 90
Tablo 32. Model 4b Uzun Dönem Katsayıları 91
Tablo 33. Model 4b Kısa Dönem Katsayıları 91
Tablo 34. Model 5 için ARDL Sınır Testi 93
Tablo 35. Model 5 Uzun Dönem Katsayıları 93
Tablo 36. Model 5b için ARDL Sınır Testi 94
Tablo 37. Model 5b Uzun Dönem Katsayıları 95
Tablo 38. Model 5b Kısa Dönem Katsayıları 95

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1. Fiyat Yapısı Mekanizmalarına göre Toptan Satış Fiyat Seviyeleri 2005-2019... 9

Şekil 2. Bölgesel Doğal Gaz Pazarları ve Fiyat Dinamikleri 11

Şekil 3. Avrupa Talep Seviyesi ve Arz Kaynakları: 1970 – 2013 15

Şekil 4. Doğal Gaz Ticaret Merkezi Fiziksel Faliyetleri 23

Şekil 5. Avrupa'da Likiditesi Yüksek Doğal Gaz Ticaret Merkezlerinin Görünümü..... 24

Şekil 6. Aktif bir Doğal Gaz Ticaret Merkezi için Kıyas Kriterleri 36

Şekil 7. Gaz Fiyat Mekanizması için Çalışılan Pazar ve Veriler..... 51

EKLER

Ek Tablo 1. Model 1'de Kullanılan Değişkenlerin ve Phillips-Perron (PP) Testine göre Durağanlık Sınaması 100

Ek Tablo 2. Model 1'de Kullanılan Değişkenlerin Augmented Dickey Fuller (ADF) Testine göre Durağanlık Sınaması 101

Ek Tablo 3. Model 2'de Kullanılan Değişkenlerin Phillips-Perron (PP) Testine göre Durağanlık Sınaması 102

Ek Tablo 4. Model 2'de Kullanılan Değişkenlerin Augmented Dickey Fuller (ADF) Testine göre Durağanlık Sınaması 103

Ek Tablo 5. Model 3'de Kullanılan Değişkenlerin Phillips-Perron (PP) Testine göre Durağanlık Sınaması 104

Ek Tablo 6. Model 3'de Kullanılan Değişkenlerin Augmented Dickey Fuller (ADF) Testine göre Durağanlık Sınaması 105

Ek Tablo 7. Model 4'de Kullanılan Değişkenlerin Phillips-Perron (PP) Testine göre Durağanlık Sınaması 106

Ek Tablo 8. Model 4'de Kullanılan Değişkenlerin Augmented Dickey Fuller (ADF) Testine göre Durağanlık Sınaması 107

Ek Tablo 9. Model 5'de Kullanılan Değişkenlerin Phillips-Perron (PP) Testine göre Durağanlık Sınaması 108

Ek Tablo 10. Model 5'de Kullanılan Değişkenlerin Augmented Dickey Fuller (ADF) Testine göre Durağanlık Sınaması 109

KISALTMALAR LİSTESİ

ACER	:	The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators – Avrupa Birliği Enerji Düzenleyici Kurumları İşbirliği Aşansı
ADF	:	Augmented Dickey Fuller (Genişletilmiş Dickey-Fuller) Birim Kök Sınama testi
AR	:	Özbağlanımlı (Otoregresif)
ARMA	:	Otoregresif hareketli ortalama süreci
ARCH	:	Koşullu Değişen Varyans
Bcm	:	Milya metreküp
CEGH	:	Central European Gas Hub – Orta Avrupa Gaz Ticaret Merkezi
€/MWh	:	Euro/Megawatt saat
EEX	:	European Energy Exchange – Avrupa Enerji Borsası
ECM	:	Error Correction Model – Hata Düzeltme Modeli
EFET	:	European Federation of Energy Traders – Avrupa Enerji Piyasası Ticaretçileri Birliği
EGARCH	:	Üstel Genelleştirilmiş Koşullu Değişen Varyans
EKK	:	En Küçük Kareler
FRSU	:	Floating Storage Regasification Unit – Yüzen Sıvı Doğal Gaz Depolama ve Yeniden Gazlaştırma Tesisi

GARCH	:	Genelleştirilmiş Koşullu Değişen Varyans
GPL	:	Gaspool Ticaret Merkezi
HH	:	Henry Hub Ticaret Merkezi
ICE	:	Kıtalararası Borsası
JKM	:	Japan Koran Marker – Japon/Kore Doğalgaz Gösterge Fiyat Pazarı
LNG	:	Sıvılaştırılmış Doğal Gaz
MARS VAR	:	Multivariate Adaptive Regression Splines Vector Autoregressive - Çok Değişkenli Adaptif Regresyon Eğrileri Vektör Otoregresif Modeli
MMBtu	:	Million British Thermal Unit – Milyon İngiliz Termik Birimi
MWh	:	Megawatt Saat
NBP	:	National Balancing Point – Ulusal (İngiltere) Dengeleme Noktası Ticaret Merkezi
NCG	:	Net Connect Germany – Almanya NCG Ticaret Merkezi
NYMEX	:	Mew York Merchantile Exchange – New York Ticaret Borsası
OTC	:	Over-the-counter – Tezgah üstü Piyasa
PEG	:	Point d'Exchange de Gaz – Fransa Gaz Değişim Noktası Ticaret Merkezi
PSV	:	Punto di Scambio Virtuale – İtalya Sanal Değişim Noktası Ticaret Merkezi
TGARCH	:	Eşik Genelleştirilmiş Koşullu Değişen Varyans

TTF	:	Title Transfer Facility – Hollanda Sahipliği Devretme Merkezi TTF Ticaret Merkezi
TVECM	:	Threshold Vector Error Correction Model – Eşik Vektör Hata Düzeltme Modeli
TWh	:	Terawatt Saat
USD/mmbtu	:	Amerikan Doları/milyon İngiliz termik birimi
VAR :	:	Vector Autoregressive - Vektör Otoregresif Model
VECM	:	Vector Error Correction Model – Vektör Hata Düzeltme Modeli
WTI	:	West Texas Intermediate – Batı Teksas harmanı ham petrolü

GİRİŞ

Doğal gaz piyasalarının başlangıcından günümüze gelen fiyatlandırma yapısı, geleneksel piyasa dinamiklerinin çoğunun değişimine yol açan gelişmeler sonucu bir dönüşüm içindedir. Ticaret merkezlerinin ortaya çıkışı ve tıpkı diğer birçok emtia gibi doğal gazın da fiziksel teslimi yapılmadan ticareti yapılabilen bir emtia olarak işlem görmeye başlamasıyla birlikte doğal gazın fiyat oluşumunda yapısal değişiklikler olmuştur. Böylece doğal gaz da küresel piyasalarda özellikle gelişmiş pazarlarda arz ve talebin etkisi ile fiyatlanan ve bir diğer değişle farklı kaynakların fiyatının rekabet ettiği, yani gazın gazla rekabet ettiği bir emtia haline gelmiştir. Tüm bu gelişmeler zaman içerisinde bölgesel referans fiyatlar oluşmasına (ör: Henry Hub, TTF, NBP vb) ve hatta küresel doğal gaz ticaretinde farklı kıtalara yapılan teslimlerde bile bu referans fiyatların kullanılmasına sebebiyet vermiştir. Bu piyasalarda fiziksel oyuncuların yanı sıra kendilerini riskten korumak ("hedge"lemek) veya finansal pozisyon almak isteyen finansal kuruluşların da oyuna girmesiyle opsiyon, vadeli ürünler gibi birçok ürün ortaya çıkmıştır. Artık doğal gaz sanayide buhar ve elektrik üretilmek için yakılan, evlerde ısınmak için kullanılan bir emtia olmaktan çıkmış uluslararası tezgah üstü piyasalarda ve borsalarda tacirlerin alım satımını yaptığı spekülatif pozisyonlar alıp kar amacı güdüldüğü bir ürün haline gelmiştir.

Yukarıda bahsi geçen tüm bu gelişmelerin oluşmasında ticaret merkezlerinin (gas hub) kurulması, doğal gazın dayanak varlık olduğu ürünlerin piyasaya sürülmesi kadar arz yönlü kapasite artışları ve teknolojik gelişmeler sayesinde iletim imkanlarının artması da etkili olmuştur. Öncelikle ABD'de kaya gazı teknolojisinin gelişmesi ile birlikte önceleri doğal gaz ithalatçısı konumundaki ABD ilk olarak ithalat talebini azaltmış, sonrasında net ihracatçı konumuna gelip sıvılaştırdığı doğal gazı LNG olarak dünyanın birçok yanına ihraç etmeye başlamıştır. Bu kapsamda Türkiye'ye de Ocak 2020'den itibaren bir yıl içinde 30'dan fazla ABD kaynaklı gemi ile LNG teslimi yapılmıştır.

Ayrıca orta doğuda körfez bölgesindeki üretici Katar'ın üretim kapasitesini artırması ve Avustralya'nın, LNG'deki en büyük oyuncu Katar büyüklüğünde bir üretici olarak piyasaya girmesi dünya doğal gaz arzını ciddi miktarda artırmıştır. Avustralya; Katar, Brunei ve Endonezya'nın arz sağladığı coğrafi olarak yakın olduğu ve Çin'in liderlik ettiği dünyanın en büyük doğal gaz tüketicisi olan Asya'ya ciddi miktarlarda sıvılaştırılmış doğal gaz ihraç etmeye başlamıştır. Tüm bu kıtalar arası ticaretin bu kadar rahat yapılabilmesinde sıvı gaz LNG için alıcı tarafında yapılması gereken pahalı gazlaştırma terminalleri yatırımlarının yerini yüzen depolama ve gazlaştırma tesisleri alması (FSRU teknolojisi) önemli bir etkendir. Geleneksel yöntemlerle yapılan LNG terminal yatırımları FSRU gemileri kullanılarak çok daha uygun maliyetlerle yapılabilmektedir. Bu yöntemde büyük bir terminalin yapmış olduğu depolama ve gazlaştırma görevini FSRU gemileri üstlenmektedir. Hem operasyonel hem de ekonomik olarak daha anlamlı olan bu teknoloji dünyanın dört bir yanında tercih edilmektedir. 2016 yılından bu yana Türkiye Hatay'a ve İzmir'e olmak üzere 2 adet FSRU kurmuş ve bir diğerinin de Saros bölgesine kurulması ile ilgili çalışmalar devam etmektedir.

Bahsedilen gelişmelere ek olarak önümüzdeki dönemde dünya doğal gaz ticaretine ilişkin bazı fırsatlar ve doğal gazın orta vadede vazgeçilmez oluşunu destekleyen bazı gelişmeler vardır. Öncelikle talep tarafında iki önemli konu bulunmaktadır. Özellikle Çin'de hava kirliliğindeki artışın insan yaşamını ciddi etkileyecek boyutlara ulaşması onları alternatif yakıtlara yönlendirmektedir. Çin'de ciddi miktarda kömür tüketimi bulunmaktadır. Ancak yakın zamanda Çin artık kömürden vazgeçmeye başlamıştır. Bu Çin gibi devasa bir ekonominin doğal gaza daha fazla ihtiyaç duyacağı gerçeğini ortaya çıkaracaktır. Her ne kadar Çin'de ciddi miktarda kaya gazı olduğu iddia edilse de bu konuda sağlıklı kaynaklara ulaşmak oldukça zordur. Bu talebini Çin, Rusya gibi yakın coğrafyasındaki doğal gaz zengini ülkelerden boru hatlarıyla alsa da inşa ettiği LNG ithalat noktaları ile daha fazla doğal gaz alacağının sinyallerini vermektedir. ABD ile Çin arasındaki ticaret savaşları devam ederken Çin'in daha fazla sıvılaştırılmış doğal gaz alacak olması talebi artırmakta ve dolayısı ile ABD'nin de satıcı olduğu bir pazarı daha değerli hale getirmektedir. Talep tarafındaki bir diğer konu da nükleer santrallerin durumudur. Özellikle Japonya'da yaşanan Fukushima felaketi sonrası nükleer santraller hem Asya ülkelerinde hem de dünyada oldukça sorgulanır

olmuştur. Asya'da son birkaç yılda kapanan nükleer santraller yine doğal gaza olan talebi oldukça artırmıştır. Aynı şekilde başta Almanya olmak üzere dünyada birçok gelişmiş ülke artık nükleer teknoloji ile elektrik üretiminden vazgeçmeye başlamıştır. Bu önemli gelişme doğal gaza talep yönünde ciddi bir artış sağlayabilir.

Doğal gaz ticaretinin artışına ilişkin tüm bu gelişmelere rağmen doğal gazın kullanımı ile ilgili bazı riskler de bulunmaktadır. Özellikle dünyada küresel ısınma kaynaklı karbon ayak izinin azaltılmasına ilişkin tüm ülkeler seferberlik halindedir. Doğal gaz alternatifi olduğu birçok yakıt türüne göre çok daha az karbon salınımına sebebiyet verse de özellikle ABD'de çevresel etkileri de göz önünde bulunarak kaya gazı üretimine karşı ciddi bir muhalefet bulunmaktadır. Özellikle demokrat başkanların yönetimi aldığı dönemlerde bu konu ciddi bir gündemdir ve kaya gazı üretimine ciddi bir engel oluşturabilecektir. ABD'nin kaya gazı üretimini azaltacağı veya durduracağı bir senaryoda ABD artık net bir doğal gaz ihracatçısı olma durumunu kaybedebilir ve bu da küresel doğal gaz ticaretinde arz tarafında bir kısılmaya sebebiyet verebilir. Ayrıca yine karbondan arındırılmış politikalar gereği yenilenebilir enerjilerden faydalanılarak elektrik üretimine özellikle Avrupa gibi gelişmiş piyasalar oldukça önem vermektedirler. Doğal gazın önemli bir kısmının elektrik üretimi için kullanıldığı düşünüldüğünde bu da ciddi bir risk olarak gözükmektedir. Ancak, kömür ve nükleer gibi alternatif yakıtlara göre doğal gazdan elektrik üretilmesini sağlayan doğal gaz çevirim santralleri ciddi bir avantaj sunmaktadır. Bu tip santraller durma pozisyonundan çıkarılıp devreye girmesi için gerekli süre çok kısadır. Yenilenebilir enerjiden üretim yapılan kaynaklar ise su, rüzgar ve güneş gibi insan kontrolünde kısıtlı olabilecek etkenleri kullandığı için sistem dengesini yani arz talep dengesini tutturmakta yeterli olmamaktadır. Talebin yüksek olduğu saatlerde rüzgârın azalması oluşan bu açığı hızlıca kapatabilecek bir esnek santrale olan ihtiyacı ortaya koymaktadır. Burada da doğal gaz çevrim santralleri çok önemli bir rol oynamaktadırlar. Ancak, elektriğin depolanması ile ilgili yoğun bir çaba ile bilim insanları çalışmaktadır. Şu an için ciddi miktarda elektrik depolayabilmek adına teknolojik bir gelişme henüz elde edilememiştir. Büyük boyutlarda elektrik depolayabilen pillerin yapılabiliyor olması doğal gaz çevrim santrallerine yukarıda bahsi geçen dengeleme amaçlı ihtiyacı gelecekte ortadan kaldırabilir. Son olarak, birçok gelişmiş ülkede doğal gaz hatlarına hidrojen enjekte edilerek doğal gaza olan talebin ve özellikle

yeşil hidrojen kullanılarak karbon ayak izinin azaltılmasına yönelik birtakım çalışmalar yapılmaktadır. Ancak Avrupa'da karbondan arındırılmış enerjiye geçiş için 2020-2050 yol haritası planlanmış olmasına ve birçok ülkede "Energy Transition" projelerinin başlatılmış olmasına rağmen bu çalışmalar henüz teknolojik olarak güvenli bir seviyeye ulaşmamıştır ve hidrojen üretiminde de ucuz teknolojiler henüz geliştirilememiştir. Bu geçişin gerçekleşmesi durumunda doğal gazın bunda nasıl bir rolünün olacağı şu an için belirsizdir.

Avrupa'da 1990'ların sonundan itibaren yaklaşık on beş yıl içerisinde bir çok ülkede doğal gaz şebekelerinin yapısal bir gereksinimi olan dengeleme sistemlerindeki faaliyetler ticaret merkezlerinin kurulmasına ön ayak olmuştur. Avrupa Birliği'nin "Enerji'de Tek Pazar" politikası doğrultusunda, tüm bu ticaret merkezlerinin etkin olduğu ülkeler de dahil ilgili tüm coğrafyada teknik bariyerler ortadan kaldırılmakta ve gerekli boru hattı yatırımları ve enterkonneksiyon sistem yatırımları tamamlanmaktadır. Bu durum doğal gaz ticaret merkezlerindeki fiyatların birbirleri ile etkileşiminin artmasını sağlamıştır.

Kuzey ve batı Avrupa'da altyapı artık fiyatların birbirileri ile olan etkileşimini oldukça artırır düzeyde olsa da güneydoğu Avrupa'da hala yeterli altyapı olmamakla birlikte tek bir kaynağa bağımlılık durumu devam etmektedir. Ancak son yıllarda Avrupa birliğinin direktifleri doğrultusunda da bu pazarda ciddi yatırımlar planlanmış ve yavaş yavaş hayata geçirilmektedir. Bunlardan en önemlisi 2020 yılı sonunda tamamlanan ve Avrupa'ya 10 milyar metreküp Azerbaycan doğal gazını taşıyacak TAP boru hattının tamamlanmış olmasıdır. Bu proje ile Avrupa alternatif bir kaynağa ulaşmakla birlikte arz güvenliğini de artırmış olacaktır. Bu projenin güney doğu Avrupa pazarına oldukça önemli etkileri olacaktır. Çünkü kaynak çeşitliliğini sağlamanın yanı sıra bölge ülkelerin çift yönlü akış sağlayan enterkonneksiyon hatları ile birbirlerine bağlanmalarını sağlayarak bölgesel fiyat yapısı oluşmasının ve doğal gaz ticaretinin önünü açacaktır.

Kullanıcılara doğal gaz sadece doğal gaz ticaret merkezlerinde gerçekleşen işlemler sonucu ulaşmamaktadır. Büyük miktarda doğal gaz piyasaya ikili anlaşmalar yoluyla uzun vadeli formüle dayalı kontratlarla sağlanmaktadır. Formül fiyatlarının çoğunluğu spot ticareti yapılan, piyasası canlı petrol ürünlerinin geçmiş aylar

ortalamalarının ağırlıklandırılmasına (oil-linked/oil-indexed) bağlı olmakla birlikte; son yılarda doğal gaz ticaret merkezi fiyatlarına bağlı oranlar da (gas-linked/hub-indexed) formüllere girmeye başlamıştır.

Küresel enerji piyasalarındaki tüm bu değişimler doğal gazın fiyat yapısının karakteristiğini çalışmayı ve gelecekte hangi şekilde gelişeceğini incelemeyi gerekli kılmaktadır.

Çalışmanın birinci bölümünde doğal gaz piyasalarının yapısı ve fiyat mekanizmaları hakkında bilgi verilmiştir. İkinci bölüm literatürde benzer araştırma sorusuna sahip çalışmalardan elde edilen bulguları sunmaktadır. Üçüncü bölüm analizlerde kullanılmış olan veri ve ekonometrik metodoloji hakkında bilgi içermektedir, ayrıca istatistiksel ve ekonometrik analizler sonucunda elde edilen bulgulara da bu bölümde yer verilmiştir. Son kısımda ise sonuçlar değerlendirilmiş ve yapılabilecek gelecek çalışmalar önerilmiştir.

1. DOĞAL GAZ PAZAR VE FİYAT GELİŞİMİ

Bu bölümde doğal gaz pazarının ve fiyat yapısının gelişimi, piyasalarının oluşumu, işleyişi ve ticaret merkezlerinin devreye girmesi sonucu fiyat mekanizmasında meydana gelen değişiklikler hakkında bilgi verilmiştir. Pazar ve fiyat yapısının kısa bir özeti Bölüm 1.1 ve 1.1.1'de verilmiştir. Bölüm 1.2 ve 1.3'de bölgesel fiyat yapıları ve ticaret merkezleri detaylarıyla açıklanmış, Bölüm 1.4'de ise Türkiye'deki pazar ve fiyat yapıları açıklanmıştır.

1.1. Fiyat ve Pazar Yapısının Tarihsel Gelişimi

1.1.1. Doğal Gaz Kullanımı Tarihsel Gelişimi

Başlıca enerji kaynaklarından biri olan doğal gaz dünya enerji tüketiminin önemli bölümünü karşılamaktadır. Doğal gazın geçmişi yüzlerce yıl öncesine dayanmaktadır. Tarihsel kaynaklar doğal gazın ilk kez M.Ö. 900'lerde Çin'de kullanıldığını göstermektedir. Taşınması, işlenmesi ve stoklanması imkanı doğması sayesinde doğal gazın belli bir ölçekte yaygın kullanımı ise 1790'da İngiltere'de başlamıştır.

Boru hattı taşımacılığıyla birlikte 1920'lerde artan doğal gaz kullanımı II. Dünya Savaşı'ndan sonra daha da gelişmiştir. Doğal gaz enerji üretim sektöründe ilk kez Amerika'da kullanılmaya başlanmıştır. 1950'li yıllarda doğal gazın dünyada enerji tüketimindeki oranı %10'u seviyesindedir. Günümüzde ise enerji tüketiminin %24'ü doğal gazla karşılanmaktadır. II. Dünya Savaşı'ndan sonra boru hattı imalat ve kaynak teknolojilerinde yaşanan gelişmeler sayesinde daha önceleri 25-30 bar olan boru hattı basınçları 60-70 bara, boru hattı çapları ise 75 cm'ye kadar çıkartılabilmesine imkan sağlanmıştır. Bu durum nakledilen doğalgaz hacimlerinin önemli ölçüde artmasına yol açmıştır. Günümüzde 96 bar basınç ve 150 cm çaptan daha büyük boru hatlarıyla doğal gaz taşımak oldukça sıradandır.

Artan enerji talebi, teknolojik gelişmeler ve kaynakların farklı coğrafyalarda yer alması sonucunda süregelen yıllarda doğal gazın sıvılaştırılarak tankerler ile nakline başlanmıştır. Cezayir, Brunei Sultanlığı, Nijerya ve Katar'dan bu şekilde Japonya ve Birleşik Amerika Devletleri'ne geniş ölçülerde sıvılaştırılmış doğal gaz tedariği gerçekleştirilmiştir. Rusya'da ise doğalgaz yatakları geliştirilerek üretilen gaz merkez Asya ve Sibirya'dan Batı Rusya ve Doğu Avrupa ülkelerine sevk edilmeye başlanmıştır. Rusya'dan batıya uzanan boru hatları 1974'te Almanya'dan başlamak sureti ile Batı Avrupa sistemine bağlanmıştır.

1970 yılından sonra yaşanan petrol krizi, doğalgaz talebinde geniş ölçüde artışlara sebep olmuş ve hemen akabinde dünya doğalgaz üretimi 7-8 misline çıkmıştır.

1980li yıllarda arz kaynaklarını pazarlara ulaştıran boru hattı yatırımlarının yanı sıra serbestleşme çalışmaları da artmıştır. Ticaret merkezlerinin devreye girmesiyle talepteki artış arza yatırımları ve arzın taleple buluşmasını sağlayacak teknolojik araştırmaları da artırmıştır.

Tüm bunların sonucunda müteakip yıllarda doğal gaz keşif, arama ve çıkarma yatırımları artmış, körfez ülkeleri, Cezayir, Nijerya, Mısır gibi ülkeler sıvılaştırılmış tedarik zincirine katılmış, Amerika'da kaya gazı üretim teknolojisi geliştirilmiş, Avustralya'da açık deniz LNG üretimleri başlatılmış ve müşteri tarafına yüzen depolama-gazlaştırma ünitesi FSRU gemisi ile teslimler söz konusu hale gelmiştir.

1.1.2. Dünya Doğal Gaz Fiyat Yapılarındaki Gelişim

Doğal gazda fiyatlama ilk olarak petrolün yan ürünü olarak ve tüketicileri ikame kaynağa ikna etmek için petrol ürünlerine bağlı formüle edilerek geliştirilmiştir. Özellikle elektrik üretimi, sanayi, ısınma ve ticari kullanım alanlarında petrolden avantajlı bir enerji kaynağı olan doğal gaz daha sonra gittikçe yaygınlaşmıştır.

Başlarda devlete ait tekellerin elinde ve her bölgede birbirinden bağımsız belirlenen bir fiyat yapısı söz konusudur ve uluslararası kontratlarda şeffaflığın olmaması,

bölgeler arası enerji birim ve para birimi farklılıkları pazar oluşumuna engel teşkil etmiştir.

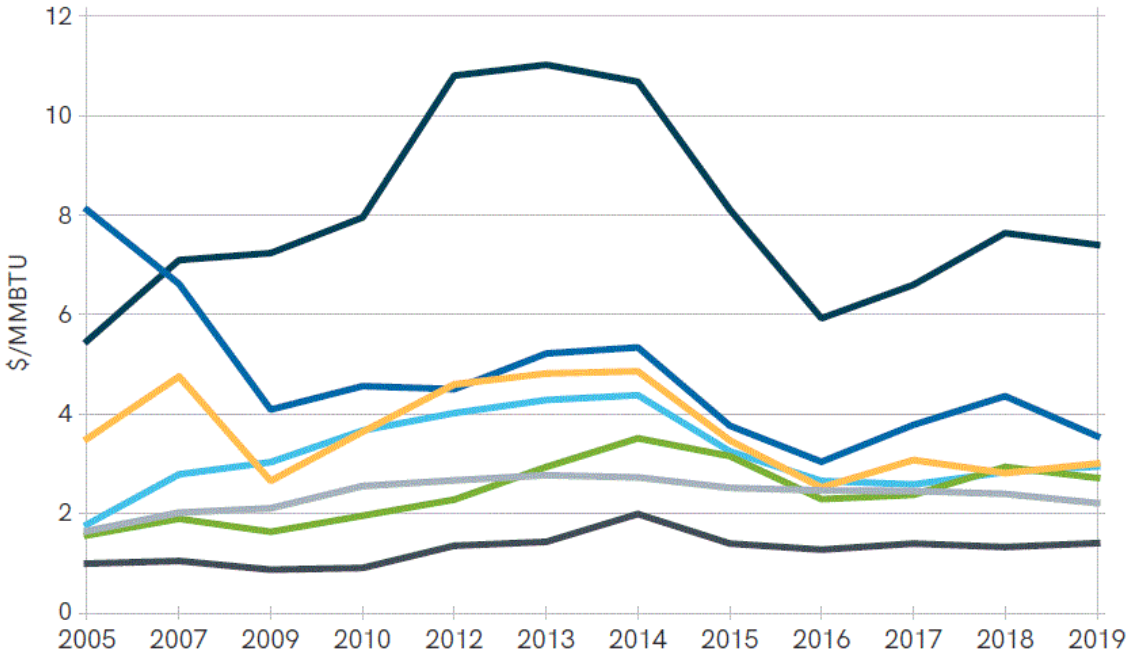
Kuzey Amerika ve Avrupa'da yaklaşık 40 yıl boyunca sabit veya maliyet bazlı düzenlenmiş fiyatların belirlendiği, petrol ve ürünlerine bağlı fiyat yapısı görülmüşken, 1990'da ABD'de NYMEX vadeli fiyatları, Henry Hub ticaret merkezinde oluşan fiyatlara bağlı olarak geliştirilmiştir. Deregülasyon ve üretim artışıyla sağlanan arz fazlası Kuzey Amerika'da likit bir pazar oluşumuna yol açmıştır.

Daha sonra İngiltere'de British Gaz'ın tekel durumunun sona ermesi ve doğal gaz piyasasının rekabete açılmasıyla 1996'da kurulan NBP ticaret merkezi ve onun ürünlerinin Kıtalararası Borsası'nda (ICE) işlem görmesiyle Avrupa'da da benzer dönüşümler başlamıştır. İngiltere'de pazar fiyatlamasının ağır bastığı bir fiyatlama mekanizmasına geçiş nispeten kolay görünmektedir. Zira İngiltere'nin Norveç'ten aldığı petrole bağlı gaz alımı dışında petrolle ilişkili pek alımı olmamıştır. (Stern ve Ismirovic, 2020)

Kıta Avrupa'sında kıta içi üretim olan Groningen gaz sahasından tekel pozisyonlu gazın net-back mantığıyla satışıyla başlayan piyasa, Rusya'dan boru hattı ile ve Cezayir, Nijerya gibi üreticilerden LNG olarak petrole bağlı mekanizma ile fiyatlandırılmıştır. Zamanla 3. taraf erişimlerine izin verilmesi, gaz arzında fazlalık ve likidite sağlanan bir ortam sağlamıştır. Böylece peşpeşe ticaret merkezlerinin kurulmasına olanak sağlanmıştır. NBP ve TTF öncülüğünde, Avrupa Birliğinin enerjide tek pazar politikası doğrultusunda hazırladığı "gaz hedef modeli"ne uygun olarak giriş/çıkış noktaları bazlı fiyatlama ve tüm kıtada sanal ve fiziksel noktalarda ticaret yapma imkanını getiren ticaret merkezlerinin kurulması hızlanmıştır.

2005 yılında başlayan Uluslararası Gaz Birliği (IGU)'nin Toptan Gaz Fiyat Araştırması, doğal gaz fiyat mekanizmalarının güncel durumu hakkında üyelerinden anket yoluyla elde ettiği verileri raporlamaktadır. Rapora göre toptan satış fiyatlarında dünya ortalamaları dikkate alındığında fiyat mekanizmalarına bağlı olarak fiyatları durumu şu şekildedir:

Şekil 1. Fiyat Yapısı Mekanizmalarına göre Toptan Satış Fiyat Seviyeleri 2005-2019



Siyah petrole dayalı gaz fiyatını, **koyu mavi** ise "gazın gaz ile rekabeti" fiyatını göstermektedir. Bu ikisinin altında kalan fiyat eğrileri monopol, üretilen ülke içinde kullanılan veya düzenlenmiş piyasa (maliyetin altında satış da dahil) fiyatlarını göstermektedir.
Not: "Toptan satış fiyatı" olarak alınan fiyatlar, veri elde edilen ülkedeki "ilk satış noktasındaki" toptan satış fiyatı olarak dikkate alınmıştır. Örneğin, gaz petrole endeksli bir sözleşme kapsamında bir ülkeye girerse ve daha sonra bir merkezde yeniden alınıp satılırsa, yine de 'petrol fiyatına bağlı' kategorisinde olduğu kabul edilmiştir.
Kaynak: (International Gas Union [IGU], 2020, s.36)

Şekil (1) Uluslararası Gaz Birliği (IGU)'nin 2020 fiyat yapısı raporunda 160 üye ülke ile anketler yapılarak elde edilen toptan satış fiyat seviyelerini göstermektedir. Buradaki toptan satış kavramı en geniş manasında kullanılmış olup, kuyubaşı fiyatı, sınır giriş fiyatı ve ticaret merkezi fiyatı olmak üzere tüm toptan satış ortamlarını içermektedir. Şekil (1)'de görüldüğü üzere 2007 yılından itibaren petrole dayalı toptan fiyatların ortalaması, gazın serbest rekabetinde ortaya çıkan fiyatların ortalamasından oldukça yüksektir. Ancak burada şu da dikkate alınmalıdır, bölgesel fiyat farklılıkları olan bir durum söz konusudur ve petrole dayalı fiyatların büyük ağırlığını pahalı fiyatlı Asya piyasaları oluştururken, gazın gazla rekabetiyle oluşan fiyatlardaki ağırlık da ucuz fiyatlı Kuzey Amerika piyasalarıdır. Bu nedenle fiyat arası bu şekilde açılmıştır.

IGU (2020)'de ithal fiyatlar olarak bakıldığında ise gazın serbestçe fiyatlanması ile petrole dayalı fiyatlama arasındaki ilişki Tablo 1'de görülmektedir.

Tablo 1. Doğal Gaz Fiyat Yapısı Anketi Sonuçları

	Toplam İthal Edilen Gazın Fiyat Yapısı		
Dünya	**Petrole dayalı fiyatlama**	**Gazın Gazla Rekabeti**	**Diğer**
2015	46%	48%	6%
2016	48%	47%	5%
2017	45%	50%	5%
2018	45%	53%	3%
2019	41%	53%	5%
2019 Yılı Kıtalararası Fiyat Yapısı			
Avrupa	25%	75%	-
Kuzey Amerika	-	100%	-
Asya	76%	24%	-

Kaynak: Veriler IGU (2020)'deki değerler kullanılarak hesaplanmıştır.

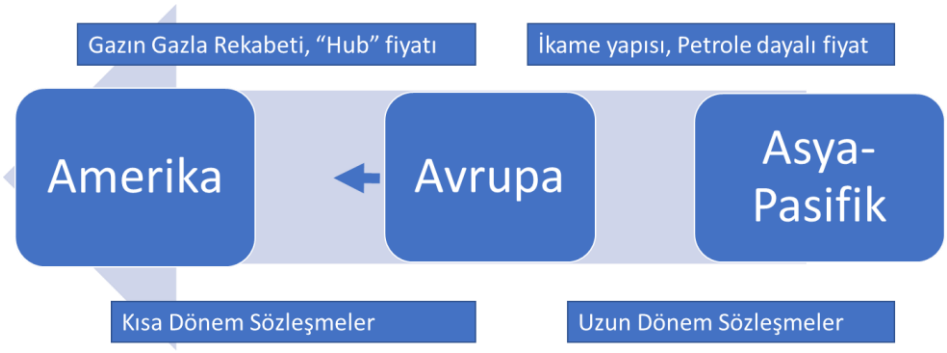
IGU tarafından 2005 yılından itibaren toplanan verilere göre, 2010'dan itibaren Kuzeybatı Avrupa ülkelerinin ithalat fiyatı ticaret merkezlerinde serbestçe oluşan fiyata göre belirlenmeye başlamış ve daha yakın zamanda Orta Avrupa ülkeleri ve İtalya'da da bu durum ortaya çıkmıştır. 2019 yılında Avrupa'ya ithal edilen gazın "gazın gazla rekabeti" fiyatlaması % 75 paya sahipken petrole dayalı fiyatla tedarik edilen gaz miktarı % 25 seviyesindedir. Bu durum 2005'te % 91 petrole endeksli ve yalnızca % 7 serbest fiyatlama olan 2005 yılına kıyasla değişimi göstermektedir.

Doğal gaz piyasasında petrole bağımlı fiyat genellikle "oil-indexed" veya "oil price indexed" olarak kullanılır. Petrolden bağımsız, ticaret merkezi fiyatlarına endeksi fiyat ise "hub-indexed" veya "gas on gas – gazın gazla rekabeti" olarak ifade edilir. Aslında "gazın gazla rekabeti" olarak tanımlanan fiyat arz ve talep şartlarına göre belirli bir piyasada fiyat sırası (merit order) mantığına göre ucuzdan pahalıya sıralanmış gaz fiyatları eğrisini talep eğrisinin kesmesi ile elde edilen fiyattır. Dolayısıyla "gazın gazla rekabeti" fiyatı serbest piyasa ekonomisi şartlarında, deregülasyon, devlet monopollerinin pazardan çekilmesi ve serbestleşme adımlarını atarak pazara giriş bariyerlerini minimize eden günümüz Avrupa pazarlarında arz ve talep ilkelerine göre

belirlenen fiyattır. Bu nedenle gazın bağımsız fiyatı ile "gazın gazla rekabeti"yle tanımlanan fiyat bu çalışmada eş anlamlı bulunmaktadır. Doğalgaz piyasalarında "gazın gazla rekabeti fiyatı" (gas-on-gas, GOG) veya "ticaret merkezi fiyatına endeksli gaz fiyatı" (hub-indexed) gibi terimlerin kullanılmasının sebebi, her ne kadar ticaret merkezinde fiyat arz-talep doğrultusunda serbestçe belirlense de, ticaret merkezine henüz ulaşmamış ve belli dönem uzunluğunda kontratla tedarik edilen doğal gaz için ilgili kontratta tarif edilen fiyat bir ticaret merkezine atıfta bulunduğundan aslında o kontrat için gaz fiyatı bir ticaret merkezine endekslidir.

Doğal gaz piyasalarında küresel tek bir etkin piyasadan söz etmek mümkün değildir. Farklı düzeyde iletim maliyetlerinin varlığı, eksik rekabet şartları ve bazı bölgelerde serbest ticareti engelleyici politikalar nedeniyle tek fiyat kanunu geçerli değildir. Şekil (2) bölgesel fiyat yapılarını genel olarak göstermektedir. Bölüm 1.2 ve 1.3 bölgesel fiyat yapılarını ve onlara etki eden dinamikleri detaylarıyla açıklamaktadır.

Şekil 2. Bölgesel Doğal Gaz Pazarları ve Fiyat Dinamikleri



Not: Alt ve üst kutular ilgili bölgeye etki oranlarını temsili gösterir şekilde konumlandırılmıştır
Kaynak: Hauser vd. (2016)'dan faydalanılarak yazar tarafından çizilmiştir.

1.2. Bölgesel ve Kıtalararası Fiyat ve Pazar Gelişimi

Coğrafi kısıtlar nedeniyle bölgesel fiyat farklılıkları görülmektedir. Dolayısıyla üç ana coğrafi pazar ve bu pazarların gelişimi ile birlikte fiyat yapısını ayrı ayrı ele almak gerekmektedir.

1.2.1. Avrupa Doğal Gaz Piyasaları

Şehir gazı, Town Gas (ya da kömür gazı) 1800'lü yıllardan itibaren evsel ya da endüstriyel amaçlarla kullanılmasına rağmen Avrupa doğal gaz sektörü 1959'da Hollanda'da Groningen gaz sahasının keşfi ile başlamıştır. Avrupa, eski Sovyetler Birliği, Cezayir ve Norveç gibi diğer büyük ölçekli ithalatçılardan gaz aldığı gibi Hollanda da komşu ülkelere gaz ihracatı yapmıştır. Uzun yıllar boyunca fiyatlama açısından bu satışlar birbirinden oldukça güçlü bir şekilde etkilenmiş ve petrole dayalı fiyatlama bazında bir çerçeve oluşturmuştur. (Stern ve Rogers, 2014)

1960'lı ve 70'li yıllarda Kuzey Batı ve Orta Avrupa'da doğal gazın, kömür ve petrol ürünlerine nazaran evsel tüketici için daha avantajlı olmasının etkisiyle ana yeni yakıt/enerji kaynağı haline gelmesi, doğal gazın Kuzey Amerika'da ortaya çıkması ve yaygınlaşması üzerinden yıllar sonra olmuştur. Diğer taraftan gaz Avrupa'da Amerika'daki gibi bütünleşik bir pazar yapısı oluşmamıştır, her bir ülkede ayrı ulusal bir piyasa yapısı gelişmiştir. Ulusal gaz piyasalarının gelişiminde, gaz üretim sahalarının gelişmesi ve bu sahalarda üretilen gazın ilgili pazarlara taşınabilmesi için gerekli olan iletim alt yapısını ve gazın müşterilere teslim edilebilmesi için gerken depolama ve dağıtım alt yapılarını finanse edebilmek için, kontratsal alım yükümlülüklerine riayet edecek kredibilitesi yüksek büyük gaz alıcılarına gereksinim söz konusu olmuştur.

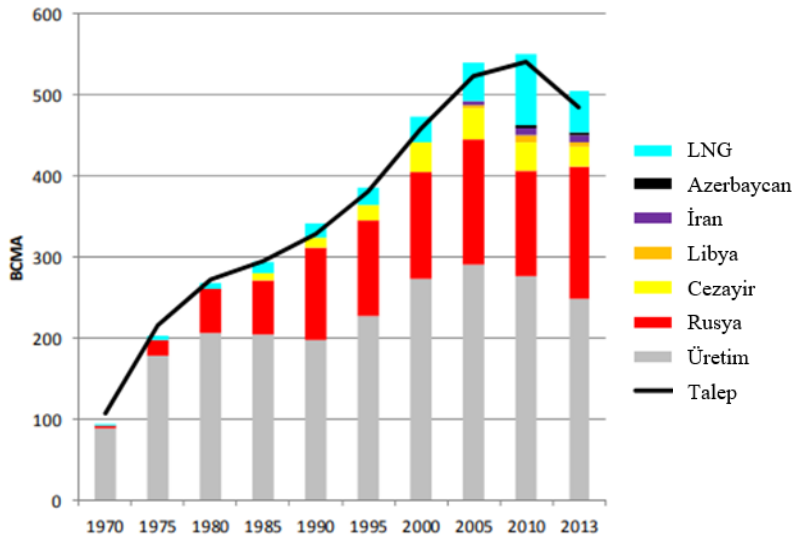
Doğal gaz düşük enerji yoğunluğundan dolayı petrol ürünleri ve kömüre oranla taşınması ve depolanması daha pahalıdır. Ayrıca şebeke yönetimi elektrik gibi kısıtlar ve kapasite tahsislerine bağlı kompleks bir yapı olduğundan başlangıçta hem üretici hem de tüketici ülkeler için ticari ve ulusal çıkarlar açısından tehlike yaratmıştır. Bölgedeki tüm tüketim merkezlerinin bir kısım Avrupa üretim merkezlerine bağlanabilmesi için gerekli olan boru hatları önemli yatırımlara sebep olmuştur. Bu yatırımlar tedarikçiler ve gaz

tüketicileri arasında hukuki olarak bağlayıcı olan ve uluslararası tahkime konu olan uzun dönemli kontratlar şeklinde spesifik ticari ilişkilere yol vermiştir. Kıta Avrupa'sında bu kapsam, periyodik fiyat revizyonuna (ya da yeniden müzakere), petrol endeksli fiyat yapısı ve minimum Al ya da Öde (Take or Pay/TOP) oranı %80-90 olan Yıllık Kontrat Miktarlarıyla birlikte uzun dönemli bir kontrat olarak dizayn edilmiştir. Bu yöntemle Satıcı Fiyat Riskini, Alıcı ise Hacim Riskini üstlenmiş olmaktadır. Fiyat Riski petrol ürünleri fiyatlarındaki geçmiş 6-9 aylık ortalamanın gaz fiyatına 3 aylık periyotlarla uygulanmasıyla azaltılmış olup bunun neticesinde fiyattaki volatilite büyük oranda elemine edilmiştir. Hollanda'nın Groningen sahasından çıkarılan gazın satışında ise piyasa değeri prensibi kabul görmüş ve gaz fiyatı rekabet içerisinde olduğu diğer yakıtların, başta petrol ürünleri olmak üzere ağırlıklı ortalamasına endeksli olarak iletim ve depolama maliyetlerini de içeren bir fiyat yapısı müzakere edilmiştir. Bu durum, Shell, Exxon ve Hollanda Hükümetini maliyet artı fiyatlandırma yaklaşımına göre çok daha fazla gelir elde etmesini imkan tanımış ve gazın pazar payını artırdığı sektörlerde kademeli olarak petrol ürünlerinin yerine geçmesini sağlamıştır. OECD Kıta Avrupa'sında petrol endeksli fiyat mekanizmalarının kullanılmasına rağmen, 1970'lerden itibaren Birleşik Krallık'ta muhtelif üreticilerle devlet tekelindeki British Gas Corporation (BGC) arasında çeşitli fiyat mekanizmaları uygulanmıştır. Birleşik Krallık'ta bilinen tüm gaz keşifleri denizde (off-shore) olup arama üretim maliyetleri Hollanda-Groningen sahasından daha yüksektir. Bu sebeple müzakereler üreticinin yüksek sezonsal salınım faktörü sağlama yükümlülüğü de göz önüne alınarak üreticiye makul bir karlılık oranı bırakacak fiyatlar etrafına odaklanmıştır. Bu durum ortalama gaz alım seviyelerine göre çok daha yüksek seviyelerde olan gaz akışları için üretim tesislerinin ve taşıma alt yapılarının daha büyük ölçeklerde olmasını zorunlu kılmıştır. Bu şekilde, Birleşik Krallık doğal gaz pazarının gelişiminde ilk zamanlarda mevsimsel depolama tesislerinin inşasına gerek kalmamıştır. BGC ile saha üreticileri arasında sahaya özel, Kıta Avrupa'sına benzer olarak uzun Al ya da Öde hükümleri olan fakat periyodik fiyat revizyon hükümleri olmayan, ilk sözleşme fiyatı rakip yakıtlardan ziyade enflasyon maliyetine endeksli, çoğunlukla rezervin bitene kadar kontratın devam ettiği alım satım anlaşmaları imzalanmıştır. (Stern ve Rogers, 2014)

Maliyet artı fiyat mekanizması Kuzey Denizi gaz arama üretim faaliyetlerinin en azından ilk zamanlarında gazın petrol ürünleri üzerinde önemli bir rekabet avantajı kazanmasını sağlamıştır ve buna tüm evsel cihazların şehir gazı ya da kömür gazından doğal gaza dönmesi için büyük ölçekli bir planlama eşlik etmiştir. Bu durum doğal gazla konut ısınma sektörünün 1960'larda başlayan ekonomik büyümesine hızlanmasına zemin hazırlamıştır. İlk dönemlerdeki belirsizliklere rağmen, Avrupa gaz piyasasındaki gelişim, 1970'lerdeki talep tahminlerindeki beklentilerin üzerinde gerçekleşerek başarı kaydetmiştir. 2005 yılında Avrupa'da gaz piyasasındaki gelişim 1970-2008 yılları arasındaki birbirine yakın seyreden gayrısafi yurtiçi hasıla büyümesine oranla 5 kat daha fazladır. Genel ekonomik büyümeye ek olarak bu durum kömür ve petrol ürünlerinin evsel ve endüstriyel ısınmanın gazla yer değişmesinden ve 1990 sonrasında da elektrik üretiminde doğal gazın kömür ve petrol ürünlerinin yerini almasından kaynaklanmaktadır. Bu dönem boyunca boru hattı ile tedarik edilen gaz ve LNG ithalatına olan artan güven aşikardır.

2005 sonrası birçok ülkede kurulmaya başlayan ticaret merkezleri fiziksel teslimi yapılan gazın misli miktarınca ticaretinin de yapılmasına olanak sağlamıştır. Bu konuya Bölüm 1.3'de değinilmiştir.

Şekil 3. Avrupa Talep Seviyesi ve Arz Kaynakları: 1970 – 2013



Notlar: Grafikte belirtilen Avrupa Bölgesi; Avusturya, Belçika, Bulgaristan, Hırvatistan, Çek Cumhuriyeti, Danimarka, Estonya, Finlandiya, Fransa, Almanya, Yunanistan, Macaristan, İrlanda, İtalya, Letonya, Litvanya, Lüksemburg, Hollanda, Norveç, Polonya, Portekiz, Romanya, Sırbistan, Slovenya, Slovakya, İspanya, İsviçre, İsveç, Türkiye ve Birleşik Krallık'ı kapsamaktadır.
Kaynak: (Stern ve Rogers, 2014)

1.2.1.1. Avrupa Piyasalarında Fiyat Gelişimi

Avrupa Enerji Düzenleyicileri Konseyi'nin (CEER) gelecekteki gaz piyasası yapısına ilişkin "vizyonu" olan Gaz Hedef Modeli (*Gaz Target Model*, GTM) 23 Mart 2012'de Avrupa Gaz Düzenleme (Madrid) Forumu tarafından onaylanmıştır. AB'nin 13 Temmuz 2009 tarihli '3. Enerji Paketi' Direktifi ile, tek bir gaz piyasası yaratmak için yasal olarak bağlayıcı şebeke kodlarının oluşturulması amaçlanmış ve çeşitli ulusal enerji düzenleyicilerine yeni piyasa yapısının ayrıntılarını oluşturma görevi verilmiştir.

2008 sonrası, azalan gaz talebiyle ve ABD'de başlayan kaya gazı (shale gas) üretimi sebebiyle ABD'ye yönlenemeyen LNG kargoları, petrolün 100 USD olduğu dönemde, petrol endeksli fiyatlardan çok daha uyguna piyasada alıcı bulmaya başlamıştır. Bu durum Avrupa'yı ticari olarak petrol endeksli kontratlardan ticaret merkezi endeksli kontratlara doğru hızlı bir şekilde yönlendirmiştir. 2010'ların sonunda Avrupa'da büyük oranda bu geçiş tamamlanmıştır.

2018'de Gazprom Elektronik ihale yöntemiyle orta ve güney doğu Avrupa'daki müşterilerine bu bölgede bulunmayan bir ticaret merkezi (TTF) endeksli gaz satışına

başlamak durumunda kalmıştır. Fiyatın düşmesi bir yana bu durumun arz ve talep dengesiyle oluşan bir fiyat olduğunu söylemek de zordur. Çünkü oluşan fiyat çok liberal bir pazar olan Hollanda'da gerçekleşirken, satılan gaz orta ve güney doğu Avrupa'dadır.

Kıtanın farklı bölgelerinde endeks oranları halen farklılık gösterse de 2020 itibariyle Kuzey Avrupa %100, orta Avrupa %75, Akdeniz bölgesi %50 civarında piyasa bazlı fiyatlamaya dönmüş olduğu söylenebilir.

LNG tedariki özellikle boru hatları ağırlıklı Avrupa'ya başta arzı dengelemek için sağlanıyor olsa da daha sonra piyasayı domine etmeye başlamıştır. LNG fiyatlaması 2005'teki %23'lerden 2018'de %61 oranında piyasa bazlıya dönmüştür. Küresel olarak ise halen LNG fiyatları %66 oranında petrole bağlıdır. Şu an Avrupa'da Türkiye'deki 4 terminal dahil 29 LNG gazlaştırma terminali mevcuttur.

1.2.2. Kuzey Amerika Doğal Gaz Piyasası ve Fiyat Gelişimi

Doğal gaz ticaret merkezlerinin kurulması, Kuzey Amerika doğal gaz piyasasında 1980'lerin sonlarından başlayarak, gaz piyasasını yeniden yapılandırmanın bir sonucu olarak gelişmiştir. Bu merkezler o günden bu yana genel olarak gazın taşınma sürecini hızlandırmaya ve iyileştirmeye yardımcı olan birçok hizmet geliştirmiştir. Doğal gaz ticaret merkezleri online erişimli gaz ticaret platformlarına ve kapasite rezerv etme/serbest bırakma programlarına sahiptir ve bu merkezler taraflara gazın el değiştirmesi veya gazın bu merkezlerden taşınması hizmetlerini sağlamaktadır.

Kuzey Amerika'daki en önemli ticaret merkezi Henry Hub'dır. Nisan 1990'da Henry Hub spot fiyatlarına dayalı NYMEX vadeli işlem piyasasının başlamasıyla piyasa fiyatlamasının ilk örneklerinin görüldüğü kabul edilebilir. Henry Hub spot doğal gaz fiyatı 1980'lerin ortalarından beri borsaya kote edilmiş durumda olup bundan öncesinde ABD ve Kanada, onlarca yıllık kanun koyucu tarafından düzenlenmiştir. Ardından derinlik ve karmaşıklık açısından hala gelişmeye devam eden bir market yapısı oluşmuştur. Regülasyonların kalkması devlet ve federal kurallarla kısıtlanmış tedarikçilerde talebin oldukça üzerinde bir arz fazlası ve Henry Hub (ve diğer gelişmekte olan merkezler) için yüksek likidite oluşturmuştur. Yerli üretimin liberalleşme yolunda

ülkelere belirgin bir avantaj kattığı da dikkate alınmalıdır. Kuzey Amerika her zaman yüksek seviyede gaz üretimine sahip olmuş ve kaya gazı üretiminin yaygınlaşmasından bu yana da net ihracatçı konumundadır. (Stern ve Ismirovic,2020)

1.2.2.1. Amerika Birleşik Devletleri (ABD)

1989 tarihli ABD Wellhead Decontrol Yasası'ndan bu yana, kuyu başı gaz fiyatları serbest piyasa dinamikleriyle arz ve talep üzerinden belirlenmektedir. Ülke içi ve eyaletler arası iletim tarifeleri eyalet ve federal kurumlar tarafından düzenlenmektedir. Sonuç olarak, gaz tüketicileri tarafından ödenen fiyat, serbest piyasada oluşmuş kuyu başı fiyatları ile düzenlenmiş iletim ve dağıtım maliyetlerinden oluşmaktadır. Hakim doğal gaz piyasası fiyatları, büyük ölçüde geçici arz ve tüketim koşullarını yansıtır (ağır kış hava koşulları ve depolama envanteri seviyeleri gibi). Doğal gaz arzı ve tüketimi kısa vadede nispeten esnek olmadığı için, bazen doğal gaz arz ve talebini dengeye getirmek için büyük fiyat değişikliklerine ihtiyaç duyulmaktadır. Serbest piyasa mekanizmasının da etkisiyle doğal gaz fiyatları oldukça değişken olabilmektedir.

Amerika Birleşik Devletleri'nde, doğal gaz ticaret merkezleri genellikle iki veya daha fazla ana boru hattının birbirine bağlandığı yerlerdedir. Alıcılar ve satıcılar arasındaki gaz mülkiyetinin devri bu pazar merkezlerinde gerçekleşir. Bu pazar merkezlerindeki yoğun gaz ticareti, rapor edilen işlem fiyatlarının, çevreleyen bölgelerde üretilen ve tüketilen gazın değeri için bir ölçüt haline gelmesine neden olmuştur. Louisiana'daki gaz ticaret merkezi Henry Hub, gaz fiyatları için önde gelen ulusal ve uluslararası ölçüt halindedir. New York Ticaret Borsası (NYMEX) ticareti yapılan gaz vadeli işlemleri için fiziksel teslimat noktası olarak Henry Hub'ı kullanmaktadır.

ABD'de serbestleşme sürecinin rekabetçi bir pazar üretmesi yaklaşık 20 yıl sürmüştür ve yalnızca toptan satış düzeyinde gerçekten serbestleştirilmiştir. ABD'de 30'dan fazla doğal gaz ticaret merkezi vardır, ancak NYMEX Henry Hub gaz vadeli işlem sözleşmesinin ulusal ve uluslararası başarısından dolayı, Henry Hub, ABD'nin gaz fiyatlandırması için referans noktası halindedir. Çoğu Amerikan toptan gaz tedariki, Henry Hub referansına göre fiyatlandırılır, ancak hala düzenlenmiş (regulated)

fiyatlandırma yapılarını işleten birkaç eyalet vardır. Diğer ticaret merkezlerinden herhangi birinde ticareti yapılan gaz, konumuna göre değişen bir yerel arz-talep ve nakliye maliyeti uygulanarak Henry Hub fiyatı referansıyla fiyatlandırılır. Likiditeyi bir kıyaslama merkezinde yoğunlaştırma modeli, ticaret ve likiditenin tek bir merkeze (Henry Hub) odaklandığı ve diğer 32 merkezin her birinde yapılan ticaretin bu merkezle kıyaslama temelinde işlem gördüğü Kuzey Amerika piyasasında iyi işlemektedir.

Henry Hub, eyaletler arası ve eyalet içi boru hatlarının kesişim noktası konumundadır. Burada ticarete konu edilen doğal gaz, Amerika Birleşik Devletleri'ndeki tüm büyük gaz tüketim pazarlarına erişim sağlayan yaklaşık 30 boru hattına aktarılabilir durumdadır. Henry Hub'ın diğer ticaret merkezlerine kıyasla ticari başarısı, tüm Amerika Birleşik Devletleri'ndeki pazarlara hizmet veren boru hatlarına erişim sunan bu stratejik konumu ve lojistik altyapısının sonucudur.

1.2.2.2. Kanada

Doğal gaz fiyatlandığı nokta doğal gaz işleme tesisindeki noktalar veya boru hattı sistemi üzerinde belirli noktalardır. Kanada'daki en büyük ve en yaygın bilinen doğal gaz fiyatlandırma noktası, NIT veya AECO pazarı olarak da adlandırılan Alberta doğal gaz ticaret merkezidir. Üreticilerden gelen doğal gaz, Alberta iletim boru hattı sistemine girdikten sonra, büyük bir alıcı havuzunun kullanımına sunulmaktadır. Alberta ticaret merkezinin yanı sıra, Kanada'daki diğer önemli doğal gaz fiyatlandırma noktaları arasında British Columbia'daki Westcoast boru hattı üzerindeki Station 2, Sumas / Huntingdon ve Ontario'daki Dawn Hub bulunmaktadır.

Yukarıdaki fiyatlandırma noktalarının hiçbirindeki doğal gaz fiyatları regülasyonla belirlenmemiştir. Fiyatlar arz ve talep esaslarına göre günlük, saatlik ve aylık olarak belirlenir. Kanada'da, doğal gaz emtia fiyatları en son 1985 yılında kanun koyucu tarafından düzenlenmiştir. Kanada'daki son kullanıcı fiyatları, bir emtia gaz fiyatı (Alberta Hub fiyat gibi) artı doğal gaz boru hattı iletim maliyetleri artı doğal gaz dağıtım maliyetleri şeklindedir. İletim ve dağıtım bedelleri regülasyona tabidir. İller arası boru

hattı oranları Ulusal Enerji Kurulu (NEB) tarafından düzenlenirken, dağıtım oranları yerel yetkililer tarafından düzenlenmektedir.

1985 öncesi düzenlenmiş piyasa döneminde, Kanada'da doğal gaz ihracatı, üretim fazlası testine tabi tutulmuştur. İhracatçılar lisans almadan önce Kanada rezervlerinin, iç talebin 25 katından yüksek olduğunu göstermek zorunda kalmışlardır. 1990'ların başında, deregülasyonun etkisiyle üreticilerin daha fazla doğal gaz üretmesinin ve ihraç edebilmesinin önü açılmıştır. Lakin büyük kanıtlanmış rezervlerin varlığıyla, üretimin hızla artması, Batı Kanada üretim bölgelerinde doğal gaz fazlasının oluşmasına neden olmuştur. Ancak mevcut ihracat boru hattı kapasitesinin yetersizliğinden dolayı fazla gaz ihraç edilememiştir. Sonuç olarak, aşırı gaz üretimi yerel piyasada doğal gaz fiyatlarını düşmesine yol açmıştır

Kanada'da düşük fiyatlar, bitişik ABD gaz piyasalarındaki fiyatların önemli ölçüde daha yüksek olmasıyla aynı zamanda ortaya çıkmıştır. Kanada ve ABD doğal gaz piyasaları, ikisi arasında yeterli boru hattı kapasitesi bulunmaması nedeniyle tam olarak entegre değilken büyük fiyat farklılıkları, boru hattı kapasitesini genişletmesi için bir teşvik olmuştur. 1990'ların sonu ve 2000'lerin başında tamamlanan birçok boru hattı ile Kanada ve ABD doğal gaz piyasalarını birbirine bağlanmıştır. Bu sayede 1998'den bu yana Kanada ve ABD doğal gaz fiyatları genellikle birlikte hareket etmektedir

1.2.3. Asya Doğal Gaz Piyasaları ve Fiyat Gelişimi

Asya doğal gaz piyasası bölge ülkeleri arasındaki fiyat dinamiklerini tanımlayıp genelleme yapma anlamında oldukça karışıktır. Avrupa ve Kuzey Amerika'nın aksine Asya'da bölge ülkelerini birbirine bağlayan boru hatları bağlantısı oldukça zayıftır. Bu nedenle şimdiye kadar Asya'da doğal gaz için majör bir gösterge fiyat (benchmark) yoktur. Ancak bu durum, Asya'nın dünyanın en büyük LNG tüketen bölgesi ve en hızlı büyüyen LNG pazarı olmasıyla değişmektedir. Bölgenin gaz piyasası temellerini yansıtan ve ithalat için güvenilir bir fiyat sinyali gönderen majör bir LNG ticaret merkezinin eksikliği ise sürmektedir. Japonya, Güney Kore ve Tayvan'ı kapsayan bir LNG marketi

mevcut (JKM) ama burada oluşan fiyatlarla bölgedeki diğer ülke (Çin, Hindistan, Pakistan vs.) fiyatları arasında çok az ortak nokta söz konusudur.

Japonya/Kore Marker (JKM) ürünlerinin ticaret hacimleri son birkaç yılda önemli ölçüde artmıştır. 2018'de JKM'de takas bazlı ticaret hacmi 2017'ye göre üç kat artmış durumdadır. Doğal gazın el değiştirme oranına bakılınca ise JKM için 2018 yılında bu oran 0.2 seviyesindedir. JKM'in likidite konusunda kaydetmesi gereken daha önemli bir yol vardır. Bununla birlikte, JKM orta ve uzun vadeli LNG sözleşmelerde bir fiyat göstergesi olarak benimsendiği ve bir fiyatlandırma noktası olarak kullanıldığından, kullanımı artarak devam edeceği beklentisi vardır. Avrupa ve ABD'de piyasalarının aksine Asya gaz fiyatları hala esas olarak petrole endekslidir.

Asya LNG pazarını ve daha genel olarak küresel LNG pazarını geliştirmenin önündeki bir engel LNG nakliyesinde yeterli esneklik olmaması ve tüm LNG talebini karşılayacak yeterli arzın olmamasıdır. Birçok Asyalı devlete ait petrol ve gaz şirketi, kendi taleplerini karşılayabilmek adına uzun vadeli tedarik anlaşmaları (genellikle 15 yıldan uzun) imzalamış durumdadır. Önümüzdeki 15 yıl içinde bu uzun vadeli sözleşmeler sona erdiğinde ve talebi karşılamaya yetecek miktarda arz olduğunda, tedarikçiler büyük olasılıkla LNG maliyetinde rekabet edebilecektir. Ancak bu durum Asya-Pasifik bölgesinde ve küresel LNG tedariğinde likit bir piyasanın hızla gelişmesine yol açabilir.

Rekabetçi fiyat belirlemesi yöntemine giden yol, Asya'da ticareti yapılan LNG'nin büyümesi için önemli olacaktır. JKM bazı piyasa katılımcıları tarafından bir fiyatlandırma noktası olarak kullanılsa da JKM'nin Asya'daki likit fiyat ölçütü (benchmark) olup olmayacağı tartışmaları devam etmektedir

Rekabetin ulusal pazarlardan uluslararası pazarlara yayılması için, piyasa katılımcıları için sağlam bir fiyatlandırma ölçütü bulunmalıdır. JKM sağlam bir fiyatlandırma ölçütü olmada önemli bir umut vaat ederken, Singapurun bu amaçla başlattığı SLNG'si yakın zamanda düşük katılım nedeniyle durdurulmuştur. Bu durum bölgedeki güvenilir bir fiyatlandırma kriterine yönelik iştahsızlığın bir belirtisi olarak görülmektedir.

Asya'daki önemli LNG ithalatçısı ülkelerin çoğuna az sayıda güçlü ithalatçılar hakim olmakla birlikte, Asya'da doğrudan LNG satın alan tarafların da sayısı azdır. Aktif piyasa katılımcı sayısında daha fazla büyümeye ihtiyaç vardır. Kore Gaz Şirketi (KOGAS) gibi büyük ithalatçıların sona ermek üzere olan sözleşmeleri nedeniyle diğer daha küçük Güney Koreli şirketlerin de pazara girmesine izin verilmesi yönünde bir talep söz konusudur.

Çin, önemli yerel gaz üretimi ve büyük gaz ihracatçılarıyla boru hattı bağlantıları olan tek büyük bölgesel LNG ithalatçısıdır. Çin'in Rusya ve Myanmar ile boru hattı üzerinden gaz tedarik ettiği uzun dönem sözleşmeleri mevcuttur. Aynı zamanda Avustralya ve Endonezya ile de yine uzun vadeli fiyat formülleri olan tedarik kontratları vardır. Rusya'dan yaptığı ithalat, bölgesel çeşitlenmeye katkıda bulunacak, aynı zamanda Çin'deki LNG talebinin büyümesini azaltacak ve ardından bölgesel LNG arz ve talebi arasındaki dengeyi rahatlatacaktır. Çin-Rusya anlaşmasının aynı zamanda doğu Sibirya'daki doğalgaz sahalarının gelişimini başlatması ve bölgeye ek tedarik sağlayabilecek Vladivostok LNG gibi LNG projelerinin önünü açması muhtemeldir.

1.3. Doğal Gaz Ticaret Merkezleri, Borsalar ve Spot Fiyatlar

Bu başlıkta doğalgaz ticaret merkezlerinin işleyişi, fonksiyonu, özellikleri hakkında bilgi verilmiştir. Avrupa'daki önemli doğal gaz ticaret merkezleri tanıtılmıştır.

1.3.1. Doğal Gaz Ticaret Merkezi (Hub) Nedir?

"Hub" terimi çeşitli tanımlara sahiptir, ancak genel düzeyde alıcıların ve satıcıların - üreticiler, kamu hizmetleri, tüccarlar ve finansal aktörleri dahil - kısa ila uzun vadeli doğal gaz arzının mülkiyetini değiştirdiği bir yer olarak tanımlanabilir. Doğal gaz ticaret merkezi, oyuncular arasındaki ticareti kolaylaştırarak emtia fiyatının arz-talep temellerini yansıttığı, tamamen rekabetçi bir gaz piyasasının ortaya çıkmasının yolunu açmayı hedefler.

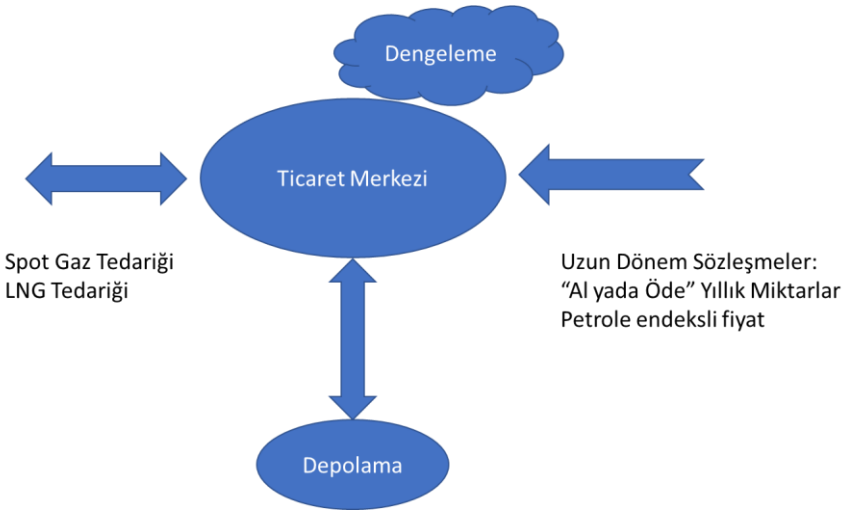
Bir doğal gaz ticaret merkezi, doğal gaz ağında fiziksel veya sanal bir nokta olabilir. ABD'deki Henry Hub (HH) gibi fiziksel ise, genellikle büyük boru hattı sistemlerinin kesişme noktasında yer almaktadır. Britanya'nın Ulusal Dengeleme Noktası (NBP) örneğinde olduğu gibi sanal ise, boru hattı sistemindeki sanal bir konumdur. Bir doğal gaz ticaret merkezi hem fiziksel hem de sanal ticaret faaliyetine izin verir. İlki aslında fiziksel emtianın değişimini içerirken, finansal ticarette alıcılar ve satıcılar, fiili fiziksel emtia değil, finansal türevler ve diğer sözleşmeler - vadeli işlemler opsiyonlar ve takaslar gibi - ya kendilerini fiyat dalgalanmalarına karşı korumak için (riskten korunma) veya ondan kar elde etmek (spekülasyon) için faaliyet gösterirler.

Alım satım işlemleri doğal gaz ticaret merkezinin sunduğu platform yolu ile ve doğrudan iki taraf arasında (genellikle brokerler aracılığıyla) tezgah üstü piyasada (OTC) yapılabildiği gibi New York Mercantile Exchange (NYMEX) veya Intercontinental Exchange (ICE) gibi bir borsa yoluyla da gerçekleştirilebilir. ABD ve İngiltere gibi tamamen liberalleştirilmiş bir gaz piyasasında toptan gaz fiyatları, arz-talep dengesine dayanarak veya piyasaya dayalı fiyatlandırma olarak tanımlanabilecek şekilde belirlenir. ABD ve İngiltere genelinde kullanılan fiyatlandırma mekanizması, gazın gazla rekabetidir ve bu sayede fiyatlar, piyasadaki arz ve talebi yansıtan spot fiyatlara (ABD'de HenryHub ve Britanya'da NBP) endekslenir.

1.3.1.1. Dengeleme Mekanizması

Dengeleme mekanizması, doğal gaz boru hatları şebekesinde ya da elektrik hatlarında, arzın talebi aşması veya talebin arzdan daha fazla olması durumunun yönetilmesidir. Bu durum doğal gazda boru içinde gaz mevcudu olması ve sürekli akış imkanı bulunması sebebiyle günlük düzeyde (daily balancing) yapılır. Bu yöntem ile bir gaz sistemine giren ve çıkan gaz miktarı limitler dahilinde dengelenmiş olur. Satıcılar bir sonraki gün için, gün öncesinde müşterilerinin kendilerine bildirdiği programlar ve kendi tahminleri doğrultusunda sisteme ne kadar gaz göndereceklerini planlarlar, bu plan kapsamında eksik veya fazla gazları için kendi aralarında veya sistem operatörü ile ticaret yaparlar. Bu yöntemle gün öncesi (day ahead) spot fiyatı ortaya çıkar. Aynı işlemin bir benzeri gün içi (intra-day) için de geçerlidir. Bu amaçla her ülkenin bir ulusal dengeleme merkezi (UDN) vardır ve doğal gaz ticaret merkezleri bu görevi ifa eden merkezlerin likiditesini artırmış çoklu ürünler sunan halidir.

Şekil 4. Doğal Gaz Ticaret Merkezi Fiziksel Faliyetleri

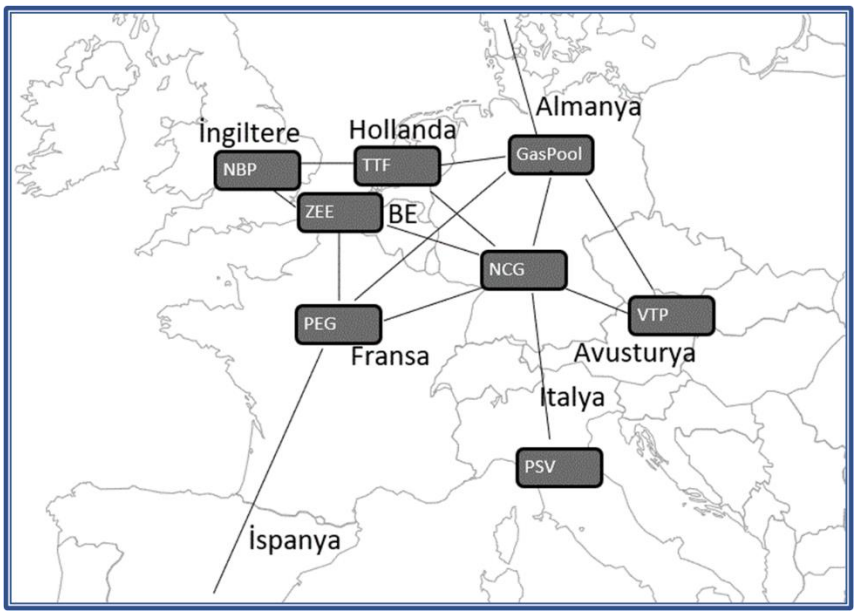


Kaynak: Stern (2014)'den esinlenilerek yazar tarafından çizilmiştir.

1.3.2. Avrupa Doğal Gaz Ticaret Merkezleri

Avrupa gaz piyasaları, hem yapı hem de büyüme açısından son 2000'li yılların başından itibaren önemli değişimler yaşamıştır. 1996 yılında operasyonel bir gaz ticaret merkezi olarak sadece Britanya'da NBP mevcutken, çift yönlü gaz akışı sağlayan ve "Interconnector" olarak isimlendirilen boru hattının açılışı ile ve ticaret merkezinin devreye girmesiyle 2000 yılında buna Belçika'daki Zeebrugge katılmıştır. Ardından, diğer Avrupa ülkelerinin her birinde gaz merkezleri kurulmaya başlamıştır. 2003'te Hollanda'da TTF ve İtalya'da PSV; 2004'de Fransa'da bölgesel PEG'ler (2018'de birleşerek tek PEG oluşmuştur); 2005'te Avusturya'da CEGH; 2006'da ve 2009'da Almanya'da Gaspool ve NCG (2018'de birleşme anlaşması imzalamışlar ve Ekim 2021'de birleşeceklerdir) devreye girmiştir. Bu nedenle, mevcut ticaret merkezi görünümünün 2009'a kadar tamamlandığı söylenebilir.

Şekil 5. Avrupa'da Likiditesi Yüksek Doğal Gaz Ticaret Merkezlerinin Görünümü



Not: Çizgiler çift yönlü akış imkanı veren ülkeler arası enterkonneksiyon boru hatlarını göstermektedir
Kaynak: Bastianin vd. (2019)'dan sadeleştirilerek yazar tarafından çizilmştir

Heather'a göre gelişimlerini analiz etmek için bu merkezleri üç farklı kategoriye ayırmakta fayda vardır: "ticaret" merkezleri, "transit" merkezleri ve "geçiş düzeyi" merkezler (2012, s.11). Ticaret Merkezlerini (Trading Hubs) belirli bir olgunluğa ulaşmış ve halihazırda gaz portföylerinin finansal risk yönetimi için kullanılanlar olarak tanımlamak mümkündür. Sanal ticaret noktalarına dayalıdırlar, çok sayıda ve çeşitli katılımcıya ticarete açık ve kolay erişime sahiptirler, iyi şeffaflığa ve raporlamaya sahiptirler ve güvenilir pazarlar oldukları kanıtlanmıştır. İkinci Transit Merkezler (Transit Hubs) kategorisi, piyasa katılımcılarının gaz ticareti yapmayı seçebilecekleri, gerçek geçiş yerleri veya fiziksel noktalar olan merkezleri içerir; ancak bunların birincil rolü, ileriye yönelik nakliye için büyük miktarlarda gazın geçişini kolaylaştırmaktır. Son kategori, sanal bir ticaret noktasına dayalı olan ancak henüz olgun bir düzeye ulaşmamış merkezler olan geçiş düzeyi merkezler (Transtition Hubs) kategorisidir. Bu merkezler yıldan yıla daha fazla hacimsel işlem gerçekleştirerek kendi ulusal pazarları için "gösterge fiyat" olma yolunda ilerleme işaretleri gösterirler. Halihazırda bu gaz merkezlerinde

şebekelerde gaz dağıtan veya alan taşıtanlar için zaten "dengeleme pazarları" olarak kullanılmaktadır.

i. **NBP:** İngiltere'de 1996 yılında ticarete başlayan ilk Avrupa doğal gaz merkezidir. Kısa süre sonra üreticilerden toptancılara, büyük tüketicilere ve finansal oyunculara kadar çeşitli katılımcıları kendine çekmiştir. İlk yılında, işlem hacmi hızla büyüyen bir vadeli işlem kontratları (Exchange futures) oluşturulmuştur. Bu pazar, sadece birkaç yıl içinde 10 kat el değiştirme oranına (churn rate) ulaşmış, 2011 yılında, bu oran yaklaşık 20 katına ulaşmıştır. 10 kat seviyesindeki bir el değiştirme oranı bu pazarlar için doygun (mature) bir likidite seviyesidir (Heather, 2012). TTF'in hızla gelişmesi ile, 2017 yılında tarihinin en yüksek el değiştirme oranına (24) ulaşan NBP, 2019 yılında 14.3 oranına gerilemiş olmasına rağmen, hem OTC hem de organize piyasalarında ticaret hacmi yüksek bir seviyede tutmayı başarmıştır; hem OTC hem de organize piyasada çok sayıda aktif katılımcısı mevcuttur. NBP, tam veri şeffaflığı, kolay erişilebilirlik, likidite ve yüksek hacim ile önemli bir ticaret merkezi olmuştur. Boru hattı altyapısının Hollanda ve Belçika'ya bağlı olup Sterlin'le ticaret yapılmasından dolayı özellikle kısıt zamanlarında zaman zaman kıta Avrupa'sı ile sıkıntı yaşanabilmektedir.

ii. **TTF:** Hollandalı TTF, 2003 yılında faaliyete başlamasına karşılık, ilk birkaç yıl çok fazla ticari etkinliğe sahip olamamıştır. Hollanda'yı Avrupa'nın 'Gaz Kavşağı' olarak geliştirmeye yönelik gerçek bir siyasi irade ortaya konarak, 2007 ve 2009 yıllarında atılan önemli adımlar ile ticari hacimler, 2009 yılında ortalama 28,5 bcm, 2010 yılında 46,3 bcm, 2011'de 50 bcm olarak gerçekleşmiştir. NBP'de olduğu gibi, TTF çok iyi veri şeffaflığına ve erişilebilirliğine, yüksek likiditeye sahiptir ve hem OTC hem de organize piyasada, giderek daha fazla sayıda katılımcıyı çekmektedir. TTF, diğer Kıta Avrupası ülkelerindeki traderlar tarafından, vadeli portföylerini finansal olarak hedge etmek (riskten kaçınmak) ve risk yönetmek için giderek daha fazla kullanılmaktadır ve ayrıca Hollanda için bir dengeleme merkezi olarak hizmet vermektedir. 2013'ün sonlarından itibaren, Avrupa'nın ikinci referans merkezi haline gelmiş olan TTF, 2017'den sonra ise tüm diğer ticaret merkezlerindeki aktivite miktarını açık ara geçmiştir. 2019 yılında el değiştirme oranı 97'ye ulaşmış ve ticaret hacmi ülke içi tüketimin yaklaşık

yüz katı olan 3.7 trilyon metreküp seviyesine çıkmıştır. Fiyatlandırma € / MWh olarak yapılmaktadır.

iii. **NCG ve Gaspool:** Almanya'nın iki piyasası ve iki merkezi vardır: her ikisi de 2009'da işlem görmeye başlayan NCG ve Gaspool (GPL). Bu iki merkezlilik halinin sebebi iki yüksek basınçlı system ve 19 farklı bölgenin söz konusu olmasıdır. 2010'da 3 yüksek basınçlı 3 düşük basınçlı bölgeye indirgenmiştir. 2011'de toplam 3 bölgeye, daha sonra ise mevcut 2 sisteme evrilmiştir. Almanya'daki yapının Kuzey Batı Avrupa'nın geri kalanından oldukça farklı olması dikkat çekicidir, çünkü NCG ve GPL'nin her biri 6 farklı (iletim sistemi operatörü) TSO tarafından yönetilmektedir. NCG ve GPL'nin nihai birleşmesi oldukça politik bir mesele haline gelmiştir ve düzenleyici BNetzA, birleşik bir sistemin faydalarına işaret etmekle birlikte zamanlama ile ilgili yetkiyi TSO'lara bırakmıştır. Bu da Almanya piyasasının gelişmesinde ciddi bir engel olarak görülmektedir. Ticaret büyük oranda Gaspool'a ulaşan Rus gazı ve TTF endeksli miktarlarla dönmektedir. Bu iki merkezin birleşmesi ile ilgili anlaşmalar 2018'de imzalanmış olup, Ekim 2021'de birleşme gerçekleşecektir.

iv. **ZEE:** Belçika Zeebrugge (ZEE) aslında fiziksel olarak gaz ticaretinin yapıldığı bir merkez olup 2012'den bu yana paralel olarak bir sanal merkez olan ZTP ile birlikte yürütülmektedir. Zeebrugge noktası özellikle fiziki teslimat ve taşıtanlar tarafından TTF ve NBP ile olan farkın (spread) dengeleme amaçlı olarak yönetildiği bir alan olmasından dolayı hacimler zaman içinde çok fazla büyümemiştir.

v. **PEG:** Fransa'da da fiziksel bağlantının yeterli olmaması sebebiyle güney ve kuzeyde iki merkez ortaya çıkmıştır: PEG Nord ve TRS (PEG Sud); Nord'un, hem boru hatlarına hem LNG'ye erişimi söz konusu olup hacmin çoğunun döndüğü merkez olmuştur. PEG Sud sadece LNG hacimlerine bağımlı olduğu için özellikle Fukushima felaketi ve nükleer santrallerin kapatılması ile ortaya çıkan Asya talebinden dolayı zaman zaman ciddi kesinti sorunları yaşamıştır. İki merkez arasındaki piyasaların finansal olarak birleştirilme kararları ise yine fiziksel kısıtlara takılarak istenen sonuçları vermemiş ve

ciddi fiyat farklılıkları yaşanmaya devam etmiştir. 1 Kasım 2018'den itibaren ise tek sanal noktada PEG olarak birleştirilmiştir.

vi. **VTP:** Avusturya'nın ticaret merkezi 2000'li yılların başına fiziksel bir noktaya dayanır. Avusturya, Slovakya sınırındaki ithalat giriş noktası yakınındaki köyün adını taşıyan Baumgarten adında önemli bir ticaret noktasına sahiptir. İthalat terminali kapasitesi oldukça büyüktür ve Gas Connect Austria tarafından işletilmektedir. Batı Avrupa'ya Rus gaz arzının yaklaşık üçte biri, Almanya, İtalya, Slovenya ve Macaristan piyasalarının tedariki önemli ölçüde Baumgarten'den gelmiştir. CEGH ticaret merkezi ise 2005 yılında faaliyete başlamıştır ve Avusturya genelinde 6 noktada ticaret yapılabilirken bunlardan en önemlisi Baumgarten'dır.

Bununla birlikte, 1 Ocak 2013 tarihinde Avusturya Gaz Yasasının uygulanmasının ardından, Doğu piyasası için VTP adında bir sanal ticaret noktası oluşturulmuştur. (Avusturya'nın diğer iki piyasası birbirinden ve ana Doğu Bölgesinden bağımsızdır ve her biri Alman NCG gaz şebekesine bağlıdır). VTP, yavaşça büyüyen ve TTF, NCG veya PSV piyasalarındaki "spread"lerin sonucu işlemlerin yapıldığı bir noktadır.

vii. **PSV:** PSV İtalya'da 2003 yılında devreye girmiş ve İtalyan Gaz Şebekesi Kodu, giriş kapasitesi o kadar esnek olmasa da, İngiltere ile neredeyse aynı olmasına rağmen gaz ticaret hacmi oldukça sınırlı kalmış bir ticaret merkezidir (Heather, 2012). Depolama, açık erişim esasına göre yapılmaktadır ve sisteme giren tüm gaz PSV'den geçmektedir. Ticaret merkezi için arz fazlasının önemi aşikardır ve bunu İtalya'nın yüksek depo kapasitesi ciddi katkı sunmaktadır. Bununla birlikte, merkezde sadece çok küçük bir gaz hacmi alınıp satılmıştır. Bunun nedeni yakın zamana kadar devlet şirketi ENI'nin PSV'de hiç işlem yapmamasıdır. Ticareti teşvik etmek için zayıf bir siyasi ve düzenleyici çerçeve olması ve komşu ülkelere hem fiziksel hem de sözleşmesel kapasite kısıtlamaları açık piyasaya karşı diğer bariyerlerdir. ENI'nin miktar devirleri ve piyasada işlem yapmaya zorlanması ile özellikle OTC miktarları ciddi oranda artmıştır.

1.3.2.1. Avrupa Doğal Gaz Ticaret Merkezleri'nde El Değiştirme Oranları (Churn Rate)

El değiştirme oranı, işlem gören hacmin fiili fiziksel teslim miktarına oranıdır: Diğer bir deyişle gazın üretici tarafından ilk satışı ile tüketici tarafından son satın alımı arasında kaç kez alınıp satıldığının ve yeniden ticaretinin yapıldığının bir ölçüsü. Emtia piyasaları, bu oran 10 kattan fazla olduğunda olgunluğa ulaşmış kabul edilir.

El değiştirme oranları, bir ticaret merkezinin gerçek likiditesi ve başarısının çok iyi bir ölçüsüdür ve çoğu emtia ve aynı zamanda finansal piyasalarda kullanılan bir parametredir. Gazın kendine has özelliği, talep rakamları ve hatta bazı durumlarda fiziksel üretim hacimleri de dahil olmak üzere, tarihsel olarak resmi istatistiklere dahil edilmiş veya edilmemiş olan 'transit gazı' adı verilen bir şeyin olmasıdır. Bir başka zorluk da, bazı piyasalar için, iletim sistemi operatörü veya düzenleyici kurumun diğer ülkelerin rakamlarıyla karşılaştırılamaz görünen el değiştirme rakamlarını yayınlamasıdır; bunun nedeni genellikle, "broker"lardan veya raporlama kuruluşlarından alınan piyasa verilerini kullanmak yerine iletim sistem operatörünün veri tabanından elde edilen 'ticaret' hacimlerinden alıntı yapmalarıdır; bu ise sonucu tamamen değiştirir.

Avrupa'daki başlıca doğal gaz ticaret merkezlerinin 2017-2019 için el değiştirme katsayıları ve ticaret hacimleri Tablo (2)'de görülmektedir. 2019 yılı için Hollanda'da TTF ticaret merkezinde işlem gören gaz miktarı 40390 Twh (yaklaşık 3.7 milyar m^3) ile Hollanda'da o yıl tüketilen gazın 97 katıdır.

Tablo 2. Doğal Gaz Ticaret Merkezi El Değiştirme Oranları (Churn Rate)

Toplam Ticaret Hacmi (TWh) ve El Değişirme Katsayısı (K)						
	2017	**K**	**2018**	**K**	**2019**	**K**
TTF	23460	54.3	28220	70.9	40390	97.1
NBP	20970	23.9	15105	17.0	12480	14.3
VTP	530	5.3	650	6.9	870	9.0
NCG	1730	3.4	1760	3.8	2205	4.3
Gaspool	1130	2.6	1150	2.8	1375	2.9
PSV	945	1.2	1060	1.4	1440	1.8
PEG	640	1.2	780	1.7	970	2.0
ZEE	510	2.9	460	3.3	380	1.9

Kaynak: (Heather, 2020)

1.3.3. Doğal Gaz Ticaret Merkezi Fiyat Oluşumu

Doğal gaz ticaret merkezi fiyatlarının en önemli belirleyicilerinin kısa/orta/uzun vadelerde hem bölgesel hem de küresel pazar dinamikleri olduğunu söylemek mümkündür. Örneğin hava durumu, arz tarafındaki gelişmeler, güvenlik olayları gibi pazar dinamikleri ve bu olayların süresi bunlardan başlıcaları olarak sayılabilir.

2020 ve sonrası için ise ticaret merkezi fiyatlarını aşağıdaki temel konuların etkileyebileceği düşünülmektedir:

- Asya'da doğal gaz ve LNG talebi;
- Asya LNG piyasalarında farklı fiyatlandırma metodolojileri;
- ABD LNG ihracatı ve yeni inşa edilen tesislerin ölçeği ve bitiş hızı;
- ABD dışındaki tedarikçilerin sağladığı LNG miktarı ve ölçeği;
- Kuzey Amerika dışında kaya gazı gelişimi;
- LNG'nin Avrupa pazarına yüksek miktarda ulaşmasına Rusya’nın tepkisi.

Bu yukarıda bahsedilen büyük belirsizliklerin yanında, Avrupa doğal gaz ticaret merkezlerine etki eden üç ana gücün önemini vurgulamak doğru olacaktır.

- Mevcut Avrupalı tedarikçilerin tedarik ve fiyat politikaları - özellikle Rusya, Katar ve daha az ölçüde Norveç;
- Esnek boru hattı gazı arzının mevcudiyeti (esas olarak Rusya'dan ancak özellikle LNG, Katar'dan ve ayrıca Kuzey Amerika ve Asya'daki yeni tedarikçilerden);
- Asya LNG talebinin özellikle Çin'den gelişmesi.

2009'dan önce petrole bağlı fiyatlar gaz piyasası için mutlak bir referans fiyat oluşturmuştur, ancak bu referans fiyat yapısı 2009 yılından sonra zayıflayarak yerini hızlıca ticaret merkezlerinde oluşan fiyatlara bırakmaya başlamıştır.

Özellikle Avrupa'da 2011'den 2013 sonuna kadar, ticaret merkezi fiyatlandırması, piyasanın esnekliklerden faydalanarak al ya da öde yükümlülüklerinin üstünde gerçekleşen çekişlerde, o dönem piyasada arz miktarının fazlalığı, depoların doluluğu ve LNG kargolarının daha ekonomik fiyatlarla satın alınabilmesi ile oldukça düşük fiyatlar gerçekleşmiştir ve kontrat fiyatlarıyla önemli farklar oluşturmuştur. Bu da o dönem için ticaret merkezi fiyatlandırmasında bir referans dönem olarak dikkat çekmiştir. Böylelikle kontrata bağlı uzun dönem anlaşmalar kapsamında sadece al ya da öde seviyesinde gaz talebi gerçekleşirken bu miktarın üstünde gerçekleşen talep için gazın gaz ile rekabeti ortaya çıkmış ve piyasa dinamiklerini etkilemiştir.

Doğal gaz ticaret merkezlerinde gazın gazla rekabet ettiği bir dönemi başlatan bu gelişmeler, uzun dönemli kontratların bitmesi ya da fiyat güncelleme görüşmeleriyle bu kontratlardaki fiyat mekanizmalarının içerisine ticaret merkezi endekslerinin yerleşmesine yol açmıştır.

Özetle, doğal gaz ticaret merkezlerinde fiyat oluşumu yukarıda değindiğimiz temel piyasa parametrelerinin etkisi altında arz ve talebin dengesiyle gazın gazla rekabeti sonucu gerçekleşmektedir.

1.3.4. Doğal Gaz Ticaret Merkezi Performasına Etki Eden Faktörler

Önceki bölümlerde anlatılan doğal gaz ticaret merkezlerinin her birinin farklı gerekçelerle performansının yüksek veya düşük olduğu görülmüştür. Bu bölümde bahsi geçen etkenler bir arada bahsedilecektir.

i. **Serbestleşme süreci:** Tüm tüketicilerin tedarikçisini seçebilme hakkı olması, standart kontratlar ve tedarikçilerin şebeke sistemine eşit ve kolay ulaşabilmesidir. Sanayi, ticaret, konut sektörleri tamamen serbestleşmesi durumunda ancak tedarikçiler arasında rekabet ve tüketiciler için rekabetçi fiyat talep edebilme gerçekleşebilir. Bu kapsamda kontratların standartlaşması, sadece süre- miktar- fiyat gibi parametrelerin farklılaşması önem arz etmektedir. Bu da likidite, daha çok hacim ve tedarikçiyi beraberinde getirir. Bu kapsamda önce NBP, sonra PSV ve TTF, yayınladıkları Şebeke İşleyiş Kuralları (Network Code) ile, tedarikçilerin günlük dengesizliklerini İletim Sistemi Operatörü nezdinde standart şartlarla yönetebildiği ortamı sağlamıştır. Daha sonra Avrupa çapında standart kontratlar (EFET) gelmiştir.

ii. **Pazarın olgunlaşması, fiziksel gereklilikler:** Kuzey Amerika ve İngiltere örneğinde görüldüğü üzere pazarın olgunlaşması yaklaşık 10-15 yıl sürebilmektedir. Kendi üretimi ve birçok farklı gaz tedarik olanağı olan ülkeler pazar oluşumuna daha müsait ortam yaratmaktadır. İletim sistemine 3. taraf erişimi şart olup belli kapasitelerin serbest bırakılmaya zorlanması gereklidir. Bunun için mevzuat altyapısının hazırlanması çok önemlidir. Bunları takiben ikili anlaşmaların gerçekleşmesi ve bağımsız olarak raporlanması, fiyat bilgilerinin şeffaf olarak bilinmesiyle daha çok katılımcının dikkatini çekecek bir ortam sunulması gerekmektedir. Fiziksel ticaret dışında vadeli satışlar (future) ve finansal ticaret imkanının sunulması, doğal gaz ticaret merkezini sadece dengeleme yapılan bir platform olmaktan çıkaracaktır ve bu da daha çok tipte katılımcı ve ürünü beraberinde getirir.

iii. **Aktif piyasa oyuncularının artırılması için gerekli şartlar:** Bir gaz ticaret merkezinde ticaret yapan şirketlerin sayısı, o pazarın gelişmesine yön veren önemli bir göstergedir; sadece yatırımcıların "dahil olma" isteklerini göstermekle kalmaz, aynı zamanda katılmanın ne kadar kolay olduğunu da gösterir. Ayrıca, ne kadar çok katılımcı

olursa, herhangi bir şirketin o pazara hakim olma şansı (genellikle) o kadar azdır. Bu arada İtalya PSV örneğinde olduğu gibi, ülkenin devlet şirketinin varlığı ve piyasada faaliyet göstermemesi doğal gaz ticaret merkezini anlamsız kılacaktır. Bu durumda yapılması gereken en önemli yol ilgili şirketin miktar devirleriyle serbestleşmeye katkı sunmasıdır.

iv. **Ticari Ürünler:** Alım satım yapılan piyasaları karşılaştırırken ve göreli başarılarını değerlendirirken önemli bir husus, ticarete açık ürünlerin çeşitliliğine bakmaktır. Zira yalnızca risk yönetimine olanak sağlayan doğal gaz ticaret merkezleri referans merkezler haline gelecektir ve yalnızca kıyas (benchmark) olabilen ticaret merkezleri risk yönetimine olanak veren ürünleri sağlayabilecektir. Bu durum dünya genelindeki diğer emtialarda da görülebilen bir döngüdür. Likidite likiditeyi çeker ve bu da bir piyasayı başarılı kılar, el değiştirme oranını artırır ve referans fiyatlar sağlayabilen 'olgun' bir piyasa haline gelmesine izin verir.

1.3.5. Borsalarda Doğal Gaz İşlemleri

Gaz borsaları piyasaların gelişmesinde önemli bir rol oynarlar. Başlıca önemli fonksiyonlarını şöyle sıralanabilir: fiyat keşfi, fiyat şeffaflığı, arz/fiyatlandırma esnekliği, fiziksel dengeleme ve finansal risk yönetimi.

Borsalar, yerleşik temel fiziksel piyasa olduğunda belirli bir emtia için vadeli sözleşmeler sağlayabilirler. Bunun nedeni, sözleşmelerin o fiziksel sözleşmenin vadeli işlem "türevleri" olmasıdır. Bununla birlikte, OTC piyasası kurulduktan sonra, birçok katılımcı, genellikle farklı amaçlar için ve özellikle portföylerinin finansal risk yönetimi için, finansal ürünlerin yanı sıra temeldeki fiziksel sözleşmelerin ticaretini yapabilmektedirler.

Gaz borsalarında spot işlemler (ilgili gün ya da sonraki günler için yapılan işlemler) ya da vadeli (futures) işlemler yapılabilmektedir. Spot sözleşmeler çoğunlukla fiziksel teslimattan önce nihai portföy optimizasyonu ve/veya vade sonunda dengeleme

için kullanılır; Vadeli işlem sözleşmeleri çoğunlukla orta vadeli portföy optimizasyonu ve uzun vadeli risk yönetimi için kullanılır.

Gelişmiş doğal gaz ticaret merkezlerinin birtakım ürünleri borsalarda da işlem görmektedir. Avrupa Enerji Borsası (European Energy Exchange-EEX) Almanya, Avusturya, Belçika, Birleşik Krallık, Çekya, Danimarka, Fransa, Hollanda, İspanya doğal gaz ticaret merkezlerinin vadeli ürünlerinin ve opsiyonlarının ticaretinin yapılabildiği bir platformdur. Kıtalararası Borsası (ICE) da gelişmiş ticaret merkezlerinin vadeli ürünlerini ve opsiyonlarını pazara sunmaktadır.

Borsalar düzenlenmiş pazar yerleri olduğundan, yaptıkları her şeyde tamamen şeffaf olma yükümlülükleri vardır: ticareti yapılan ürünler, işlem gören hacimler ve işlem gördükleri fiyatlar. Bu, tüm gaz piyasası katılımcılarının ve piyasa takipçilerinin hem anlık hem de gelecek dönemlere ait fiyatları bilmesini sağlar.

Alım satım yapılan sözleşmelerin küçük bir yüzdesi vade sonunda teslimata gittiğinden, takas bazen fiili fiziksel işlemler için kullanılır. Bu, genellikle küçük miktarlarda fiziksel gazın alım satımı için bir pazar yeri sağlar. Bazı durumlarda borsalar, ICE-Endex platformunda işlem gören NBP OCM101'de olduğu gibi bir gaz piyasası alanının dengelenmesi için de kullanılır.

Borsaların belki de en önemli işlevi, finansal ürünlerin fizikselden ayrılmasına izin vermektir. Son dönemde ortaya çıkan sözleşme yapılarında fiziksel miktar, sözleşmenin dönemi boyunca kararlaştırılırken, gazın fiyatlandırması ise genellikle borsada yayınlanan piyasa endeksine göre teslimat sırasında belirlenmektedir. Böylelikle taraflar düzenlenmiş ve güvenli bir piyasa ortamında kendilerini fiyat riskinden korunmuş (hedge) ve ticaret işlemleriyle korumaya alabilmektedirler.

1.4. Türkiye Doğal Gaz Piyasası ve Fiyat Yapısı

Türkiye doğal gaz kullanımına ilk olarak 1987 yılında devlete ait iletim ve toptan satış şirketi olan Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ)'ın Rusya'dan doğal gaz ithalatı ile başlamıştır. Bu teslimler Bulgaristan üzerinden gelen batı hattı aracılığı ile yapılmıştır. Türkiye'de herhangi bir gaz üretimi olmadığı için tüm altyapısını tamamen ithalata bağımlı olacak şekilde kurgulanmıştır. Türkiye'nin doğal gaz talebi özellikle 2000li yıllarda hızla artarak 2017 yılında 53,9 milyar m^3'e kadar ulaşmıştır. Burada talep ülkenin birçok yerine doğal gaz ulaşmasıyla ısınma ve sanayi alanında kullanılması ve doğal gaz çevrim santrallerinin inşa edilmesi ile birlikte elektrik üretiminde kullanılmasından kaynaklanmaktadır. Bu dönemde doğal gaz ithalatında arzı çeşitlendirmek adına İran ve Azerbaycan'dan doğal gaz boru hatları ile ve Nijerya ve Cezayir'den LNG olarak tedarik edilmeye başlanmıştır.

Türkiye stratejik olarak dünyanın en büyük doğal gaz rezervlerine sahip olan Rusya, Azerbaycan, İran, Doğu Akdeniz ve Orta Doğu gibi bölgeler ile dünyanın en önemli gaz tüketicilerinden olan Avrupa'nın tam ortasında konumlanmaktadır. Bazı uzmanlar Türkiye'nin bu önemli konumu ve ciddi doğal gaz tüketimi ile yalnızca bir transit ülke konumunda olabileceğini belirtseler de bazıları ise atılacak önemli adımlarla bir doğal gaz ticaret merkezi olabileceğini düşünmektedir. Özellikle gelişmiş dağıtım şebeke hattı, büyüyen depolama kapasitesi ve 4 adet mevcut ve bir adet inşa edilmekte olan LNG ve FSRU terminalleri ile kaynak çeşitliliğine ve arz güvenliğine katkı sağlarken doğal gaz ticaret merkezi olabilme yolunda da ciddi mesafe kat etmiştir.

Son birkaç yılda Türkiye doğal gaz alt yapısına ciddi yatırımlar yapmıştır. İlave giriş kapasitesi genişletmeleri ile iletim şebekesinin esnekliği artırılmıştır. Türkiye üzerinden Azerbaycan gazını Avrupa'ya taşımak için inşa edilen transit boru hattı TANAP, Eskişehir ve Edirne'de kurulan iki giriş noktası ile 2018 yılından itibaren Türkiye'ye de gaz tedariği sağlamaktadır. Tüm bu yatırımlar ile arz güvenliğinde çok önemli bir role sahip günlük giriş kapasitesi 2022 yılında BOTAŞ'ın tahminlerine göre 443 milyon metreküpe ulaşacaktır. Bu miktar 2017 yılında ulaşılmış olan günlük 243 milyon metreküplük maksimum talebin oldukça üzerindedir.

Türkiye altyapı kısıtlarını ortadan kaldırarak ve kaynak çeşitliliği ile bölgesinde fiyat belirleyici likit bir doğal gaz ticaret merkezine sahip olmak istemektedir. Ayrıca arz-talep dengesine bağlı bu ticaret merkezi piyasa fiyatlarının, ülkeye giren gaz kontratlarında referans fiyat olarak kullanılmasını hedeflemektedir.

Fiziki bir doğal gaz ticaret merkezi kurulması sağlayacağı iletim sistemi esnekliklerinin yanı sıra, Türkiye ve Güney Doğu Avrupa gaz piyasalarının arz güvenliğine ciddi bir katkı sağlayabilir. Türkiye böyle bir hedefe ulaşabilmek için birçok özgün özelliklere sahiptir. Türkiye yüksek doğal gaz tüketim miktarı, farklı tedarik kontratları ve yüksek kapasiteli alternatif giriş noktalarına sahip gelişmiş altyapısı ile iyi işleyen bir doğal gaz ticaret merkezi olabilmek için iyi bir adaydır. Ancak Türkiye'nin önünde bu hedefe ulaşabilmesi için atması gereken bazı ciddi adımlar vardır.

Öncelikle gelişmiş altyapısına rağmen arz güvenliğinin kesinlikle tam manasıyla sağlandığı bazı teknik altyapı geliştirmelerine ihtiyaç bulunmaktadır. Özellikle bir veya iki büyük tedarikçisi ile yaşayabileceği doğal gaz arzındaki kesintilerde, sistem ayakta kalabilir olmalıdır.

2020'li yıllarda bitecek olan doğal gaz ithalat sözleşmelerinin daha esnek koşullarda ve teslim noktası kıstı olmaksızın yenilenmesi gerekmektedir.

BOTAŞ'ın ticaret ve iletim faaliyetlerinin bütünleşik bir yapı halinde yönetilmekten vazgeçilmesi ve ayrıştırılması gerekmektedir.

Türkiye'nin iyi işleyen bir doğal gaz ticaret merkezi haline gelmesinin ön koşulu şeffaf ve öngörülebilir bir piyasaya sahip olmasıdır. Özellikle tacirlerin piyasanın temel dinamiklerine dayanarak ve tekel konumundaki oyuncuların spekülasyonlarından bağımsız piyasadaki bilgilere erişebilir durumda olmaları gerekmektedir. Elbette bu yalnızca fiyat sinyalleri ile ilgili bir konu değil, ilgili kurumlarca alınacak düzenleyici faaliyetleri de içermektedir.

Türkiye'nin durumunu gelişmiş doğal gaz ticaret merkezleri ile kıyaslamak için uluslararası kuruluşlarca belirlenmiş ölçütler kullanılabilir. Bunlardan Avrupa Birliği Enerji Piyasası Düzenleyici Kurumları İşbirliği Ajansı (The European Union Agency for

the Cooperation of Energy Regulators [ACER])'nın kıyas kriterleri Şekil (6)'da ve bu kriterlere göre Türkiye'nin sonuçları devamında belirtilmiştir.

Şekil 6. Aktif bir Doğal Gaz Ticaret Merkezi için Kıyas Kriterleri

Metrik	Spot ve Vadeli piyasalar birarada
a. Herfindahl-Hirschmann Indeksi	≤ 2000
b. Tedarik kaynağı adedi	≥ 3
c. Artan Tedarik İndeksi	≥ 110%
d. Piyasa alış ve satış teklif yoğunluğu	≤ %40 Pazar payı (alış ve satış yönlü en iyi 120 MW için)
e. Piyasa ticari faaliyetler yoğunluğu	≤ %40 Pazar payı (alış ve satış yönlü en iyi 120 MW için)

Kaynak: (The European Union Association for the Cooperation of Energy Regulators [ACER], 2015)

Türkiye'nin doğal gazının %99'u ithal edilmektedir ve piyasanın %80'i BOTAŞ tarafından kontrol edilmektedir. 2017 yılında yapılan hesaplamalara göre Türkiye'nin HHI puanı 6500 olmaktadır yani bu kriteri karşılamamaktadır.

Türkiye 3 farklı ülkeden boru gazı ve 9 farklı ülkeden LNG ithal etmektedir ve bu kriteri yerine getirmektedir.

Türkiye 2017 yılında Rusya'dan 27 milyar metreküp doğal gaz ithal etmiştir ve tedarikinin %50'sinden fazlası böylece tek kaynaktan gerçekleşmiştir. Ancak altyapı genişlemeleri ile önümüzdeki yıllarda bu durum Türkiye'nin skorunu ciddi oranda olumlu etkileyecektir.

Eylül 2018'den beri faaliyet gösteren organize toptan satış piyasası henüz yeni bir piyasadır. Bu sebeple "alış satış teklif yoğunluğu" ve "ticari faaliyet yoğunluğu" konularında bir değerlendirme yapmak için henüz erken olduğu söylenebilir. (Sabancı University Istanbul International Center for Energy and Climate [IICEC], 2019)

ACER (2015)'in yukarıda belirtmiş olduğu 5 kriter dikkate aldığında Türkiye doğal gaz piyasasının bir doğal gaz ticaret merkezi olabilmesi için henüz erken olduğu söylenebilir. Bunu önümüzdeki yıllarda alınacak olan aksiyonlar belirleyecektir.

Özellikle BOTAŞ'ın pazardaki payı ve bütünleşik yapısında yapılacak yapısal değişiklikler Türkiye'nin bu konuda gelişimine ciddi katkı sağlayacaktır. Geçtiğimiz yıllarda yapılan ve yapılmaya devam eden şebekeyi ve giriş kapasitelerini genişletme çalışmaları kanun yapıcılarda bu iradenin olduğunun sinyallerin bize vermektedir.

Bu bölümde görüldüğü üzere doğal gaz fiyat yapısı üzerine etki eden birçok etken mevcuttur. Deregülasyon ve pazar serbestleşmesi ile bazı bölgelerde azalan petrol fiyatına bağlı formülasyonlar, yerlerini piyasa fiyat yapısına bırakmaya başlamışlardır. Ancak bu piyasa fiyatlarının petrolle uzun dönem ilişkisi olup olmadığını söylemek ekonometrik analiz gerektirir. Ekonometrik analizler ile, açıklanan piyasa fiyatları petrole bağımlı fiyatlı bir gazın ikinci, üçüncü kez ticareti (re-trade) olmasa da petrol fiyatıyla bir bütünleşikliği var mı görülebilecektir. Salt verilerin analizi olduğu için günün sonunda fiyat formulündeki petrole bağlılık oranından daha yüksek bir bağlılık da söz konusu olabilir. Nitekim 1990 yılından itibaren Amerika'da Henry Hub fiyatları tüm ülke fiyatlarında referans fiyat alınmasına ve petrole bağlı bir fiyat formülü bulunmamasına rağmen, literatürde en çok incelenen bu fiyatlarda, 2010 yılına kadar ham petrol fiyatı ile bir uzun dönem ilişkisi olduğu gözlenmiştir.

Bir sonraki bölüm doğal gaz fiyatları ile petrol fiyatlarının ilişkilerini inceleyen literatürdeki çalışmalardan ibarettir.

2. LİTERATÜR TARAMASI

Çalışmanın 2. Bölümünde doğal gaz piyasalarının fiyat dinamiklerini ekonometrik modellerle açıklayan araştırma yazılarına ve tezlere yer verilmiştir. Yapılan çalışmalar eskiden yeniye doğru sıralanmıştır. Çalışmalar genelde Amerika'da HH fiyatları ile Britanya'da NBP fiyatlarının açıklanmasına yoğunlaşmıştır. Her iki piyasanın da çalışmaların yapıldığı tarihlerde likiditesi ve incelemeye değer ve yeterli bir dönem kadar verisinin bulunması bunda önemli etkendir.

Panagiotidis ve Rutledge (2007), 1996-2003 döneminde Birleşik Krallık toptan gaz fiyatları ile Brent petrol fiyatı arasındaki ilişkiyi inceleyerek petrol ve doğalgaz fiyatlarının İngiltere gaz piyasasının düzenlenmesinden sonra ayrılıp ayrılmadığını araştırmışlardır. Kıta Avrupası'ndaki uzun vadeli gaz anlaşmalarına bağlantı nedeniyle, Belçika-İngiltere arasında inşa edilen ve çift yönlü gaz kışına imkan sunan "Interconnector" boru hattının petrol ve gaz arasındaki ilişkiyi güçlendirmesi gerektiği tezini sınamışlardır. VAR ve VECM modellerinin kullanıldığı çalışmada, örneklem süresince eşbütünleşme ilişkisinin mevcut olduğu, Interconnector'un öncesi ve sonrasında entegre bir pazar olduğu ve yapısal bir değişim olduğuna dair herhangi bir kanıt olmadığı sonucuna varılmıştır.

Brown ve Yücel (2008) yaptıkları çalışmada; uzun yıllar boyunca, doğal gaz ve evlerde kullanılan fuel oil arasındaki yakıt geçişinin, doğal gaz fiyatlarını ham petrole yakın tuttuğunu ifade etmişlerdir. Ancak daha yakın zamanlarda, doğal gaz ve evlerde kullanılan fuel oil arasında geçiş yapabilen ABD tesislerinin sayısı azalmıştır ve çalışma öncesindeki son yedi yılda ABD doğal gaz fiyatları, ham petrol fiyatlarıyla birlikte, ancak önemli ölçüde bağımsız bir hareketle yükseliş eğilimi göstermiştir. Doğal gaz piyasası analistleri genellikle hava durumu ve stokları doğal gaz fiyatlarının itici gücü olarak vurgulamaktadır. Ham petrol fiyatlarını, hava durumunu, mevsimselliği, depolama ve üretim aksaklıklarını da dikkate alan bir hata düzeltme modelinin doğalgaz fiyatlarını oldukça iyi açıkladığını ifade etmişlerdir. Yapılan çalışmada bir hata düzeltme modeli

(ECM) kullanarak, bunlar ve diğer ek faktörler hesaba katıldığında, ham petrol fiyatlarındaki hareketlerin doğalgaz fiyatlarının şekillenmesinde önemli bir rol oynadığını göstermişlerdir. Bulgular, doğalgaz ve petrol ürünlerinin ikame olduğu bir fiyat sürekliliğini ifade etmiştir.

Hartley, Medlock III ve Rosthal (2008) doğalgaz ve ham petrol fiyatları arasındaki ilişkiyi ve uzun vadeli denge fiyat ilişkisinden kısa vadeli sapmalara neden olan faktörleri araştırmışlardır. 1990-2006 arası verilerle yaptıkları çalışmada doğal gaz (HH) ve ham petrol (WTI) fiyatları arasındaki bağlantının dolaylı olduğuna ve doğal gaz ve evlerde kullanılan fuel oil arasındaki marjda rekabet yoluyla hareket ettiğine dair kanıtlar bulmuşlardır. Daha spesifik olarak, sonuçlar, ABD doğal gaz ve evlerde kullanılan fuel oil fiyatlarının uluslararası ham petrol piyasasındaki hareketlere tepki verme eğiliminde olduğunu göstermektedir, ancak bunun tersi doğru değildir. Bu nedenle, doğal gaz ve evlerde kullanılan fuel oil fiyatları arasındaki uzun vadeli ilişkideki dengesizlik, uluslararası ham petrol piyasasına yönelik rastgele şoklar tarafından tetiklenebilir ve bu da, evlerde kullanılan fuel oil fiyatları ile ham petrol fiyatları arasındaki uzun vadeli ilişkide dengesizliği etkiler. Yapılan analizler, elektrik üretim teknolojisindeki değişikliklerin, son yıllarda evde kullanılan fuel oil ile doğal gaz fiyatları arasındaki uzun dönemli ilişkideki belirgin sapmayı açıklayabileceğini göstermektedir. Ayrıca, teknolojinin yakıt fiyatları arasındaki uzun vadeli ilişki için kritik önem taşıdığını ve uzun vadeli dengeden kısa vadeli sapmaların ürün envanterlerinden, hava koşullarından, diğer mevsimsel faktörlerden ve kasırgalar gibi arz şoklarından etkilendiğini ifade etmişlerdir.

Neumann (2009) yaptığı çalışmada sıvılaştırılmış doğal gaz ticaretindeki artışın, Kuzey Amerika, Avrupa ve Asya'da bölümlere ayrılmış piyasaların entegrasyonunu hızlandırdığını ifade etmiştir. Bu çalışma, Atlantik ötesi doğal gaz piyasasının entegrasyonuna dair kanıt sunmuştur. Çalışmada piyasaları entegre ederken ürün fiyatlarının öncekinden daha yakın seyretmesi gerektiği teorisi test edilmiştir. Kuzey Amerika ve Avrupa'dan 2.059 çift günlük doğal gaz spot fiyatı kullanarak, 1999'dan 2008'e kadarki fiyat dinamikleri araştırılmıştır. Dinamik yapısal değişimin zaman içinde fiyat endeksleri hakkında ayrıntılı bilgi edinmesini sağlayarak yakınsamayı ölçen Kalman Filtresi tekniğini uygulanmıştır. Sonuçlar, Atlantik Havzasının her iki tarafındaki spot fiyatlarının artan yakınsamasını göstermektedir.

Brown ve Yücel (2009) 1997-2007 arası verilerle gerçekleştirdiği çalışmasında artan LNG ticaretinin kıtalararası arbitraj fırsatı doğurduğu İngiltere ve ABD'nin doğu kıyılarındaki doğal gaz fiyatları arasındaki ilişkiyi artırdığını önermişlerdir. Ayrıca petrol fiyatları ile Avrupa ve Kuzey Amerika doğal gaz fiyatları arasında bir bağ olduğuna dair kanıtlar bulduklarını raporlamışlardır. İki değişkenli hata düzeltme modeli ve çok değişkenli tahmin modelleri ile, doğrudan gaz-gaz arbitrajı kadar önemli olmasa da LNG'nin Avrupa'da petrole karşı kapsamlı fiyatlandırılması, bu arbitrajı, ham petrol ve doğalgaz fiyatları arasındaki ilişkiyi istatistiksel olarak güçlendirerek maskeleyebileceği sonucuna varmışlardır.

Kao (2011) Illinois Universitesi (Chicago)'ndeki doktora tezinde doğal gazın fiyatına etki eden faktörleri geniş bir perspektifte ele almıştır. İlk olarak Ocak 1995'ten itibaren Henry Hub'daki günlük fiyat hareketlerinin ham petrolün günlük fiyatı ile uzun dönem eşbütünleşme ilişkisinin varlığı test edilmiştir. Bu iki enerji fiyat serisinin arasındaki ilişki incelenmiş ve frekans alanına (frequency-domain) bölmek suretiyle, birbirinin iki yönlü yönlendirmelerinin çok düşük frekanslarda var olduğu tespit edilmiştir. Bu nedenle, doğalgaz fiyatı ile ham petrol fiyatı arasındaki mekanizma ve nedensellik VAR modeli ile nicelleştirilmiştir. Bir VAR çerçevesi kullanarak günlük doğalgaz fiyatının ve günlük ham petrol fiyatının düşük frekans etkileşimlerinin yanı sıra eş zamanlı bir etkiye sahip olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Verilerdeki doğrusal olmayan yapıyı ortadan kaldırmaya çalışmak için kullanılan MARS VAR bu iki enerji fiyatları arasındaki kısa vadeli ilişkiyi başarıyla belirlemiştir ve sonuçlar 1 gecikmeli ham petrol fiyatının mevcut doğalgaz fiyatını önemli ölçüde etkilediğini ortaya koymuştur. Daha sonra MARS VAR uygulaması, doğalgaz fiyatının uzun vadeli dengesinden ayrılmasına yol açabilecek hava durumu, doğalgaz depolama, doğalgaz üretimi gibi diğer tüm doğalgaz etkilenme değişkenlerini içerecek şekilde genişletilmiştir.

Erdös (2012) tarafından yayınlanan makalede, petrol ve doğalgaz fiyatlarının 2009 civarı ayrıldığını gösteren vektör hata düzeltme modelleri (VECM) uygulanmıştır. 2009'dan önce, ABD ve Birleşik Krallık gaz fiyatları, ham petrol fiyatları ile uzun vadeli bir dengeye sahiptir, gaz fiyatları dışsal şoklardan sonra hep eski haline geri dönmüştür. Hem ABD hem de Birleşik Krallık gaz fiyatları (HH ve NBP) için, ham petrol fiyatı ile diğer faktörler dışsal bırakılacak şekilde ayrı ayrı eşbütünleşme ilişkisi kurulmuş ve bir

kıtada denge gaz fiyatından sapma, diğer kıtada da benzer bir sapmaya neden olmuştur. Ham petrol fiyatı için yalnızca WTI fiyatı kullanılmıştır. Dışsal bir şokun ardından, ABD ve İngiltere gaz fiyatları arasındaki ayarlama ortalama olarak yaklaşık 20 hafta sürmüş ve yakınsama, Atlantik genelinde arbitrajın mümkün olması için gerekli bir şartla esas olarak ham petrol aracılığı ile sağlanmıştır. Ancak 2009'dan sonra, Birleşik Krallık gaz fiyatı petrol fiyatıyla bütünleşmiş durumda kalmış, fakat Atlantik arbitrajı durduğu için ABD gaz fiyatı, ham petrol fiyatı ve Avrupa gaz fiyatından ayrılmıştır. Yapılan çalışmada kaya gazı üretiminden kaynaklanan fazla arzın, (ilgili tarihte) sıvılaştırma ve ihracat kapasitesi olmadığından Kuzey Amerika ihracatı tarafından azaltılamadığı ifade edilmiştir.

Erdös ve Ormos (2012) yaptığı çalışmada üç farklı kıtada (Avrupa, Asya ve Kuzey Amerika) doğal gaz piyasalarının fiyatlandırma oluşumlarını araştırmıştır. Gaz piyasalarının ham petrol piyasası ile 1992-2001 yıllarında güçlü bir ilişkisi olduğunu ve doğalgaz fiyatlarının ham petrol fiyatları ile termal pariteye (birim fiyatlarındaki birim miktarın taşıdığı ısıl değer oranı; aynı ısıl değer için ödenen fiyatın aslında aynı olması) yöneldiğinin görüldüğünü ifade etmiştir. Temelde nedensellik analizi yapılan bu çalışmada 2002 yılından itibaren doğal gaz piyasaları ham petrol piyasasıyla daha az belirgin bir ilişki sergilemiş ve başlıca doğal gaz piyasaları ham petrole kıyasla çok büyük ölçüde değerinden düşük fiyatlandırılmıştır. Küresel petrol piyasası ile karşılaştırılabilecek düzeyde küresel olarak entegre edilmiş bir doğal gaz piyasası henüz geliştirilmemiştir. Ancak ana doğal gaz piyasaları, çok daha uzun süredir bir ölçüde entegrasyon göstermektedir. Avrupa pazarı en güçlü entegrasyon düzeylerini sergilerken, pazarının entegrasyonu en zayıf olan kıta ise Kuzey Amerika'dır.

Romagus (2012) Houston Universitesi'ndeki doktora tezinde, doğal gaz ve petrol fiyatları arasındaki yakınsama ve ıraksamayı incelemiştir. WTI ham petrolü ile Henry Hub doğal gaz spot fiyatları arasındaki uzun dönem eşbütünleşme ilişkisi araştırılmıştır. Ocak 1999-Eylül 2008 arası veriler kullanılarak, doğal gazın kısa dönem dinamiklerine etki eden dışsal faktörleri içeren hata düzeltme modeli ile, bir eşbütünleşme ilişkisi bulunmuştur. Ayrıca, ham petrol fiyatlarının doğal gaz fiyatları üzerinde zayıf bir nedensellik etkisi gözlemlenmiştir. Veri serisinin Şubat 2012'ye genişletilmesi, eşbütünleşme ilişkisinin zayıflamasına sebep olmuş ve ham petrol ve doğal gaz fiyatlarının ayrışmasına delil sağlamıştır.

Asche, Misund ve Sikveland (2013) Avrupa'daki spot ve sözleşme fiyatları arasındaki ilişkiyi incelemişlerdir. Bu çalışmada öncelikle, 1999'dan beri Zeebrugge'de spot fiyatlandırma yapıldığından itibaren, Alman kontrat fiyatı, Zeebrugge spot fiyatı, İngiltere NBP spot fiyatı ve Brent ham petrol fiyatı arasındaki piyasa entegrasyon derecesi araştırılmıştır. Bu çalışma aynı zamanda sözleşme doğalgaz fiyatı ile petrol fiyatı arasındaki bağlantıyı açıklamayı amaçlamıştır. 2004 yılından itibaren, Hollanda'daki TTF merkezi ile diğer gaz fiyatları arasındaki bağlantıyı da incelemiştir. Veri seti olarak Ekim 1999 (TTF için Ocak 2004) – Mart 2009 arası spot fiyatlar alınmıştır. Veriler durağan olmadığı için eşbütünleşme analizi yapılmış ve pazarın yüksek derecede bütünleşik olduğu sonucuna ulaşılmış; tüm bağıl fiyatların sabit olduğu sonucu elde edilmiştir. Ayrıca tüm fiyatlara dış kaynaklılık (exogeneity) testi uygulanmış ve yalnız Brent için sıfır hipotezi reddedilememiştir; dolayısıyla tüm gaz fiyatları için ham petrolün belirleyici olduğu kanısına varılmıştır

Obadi, Otmanova ve Abdova (2013) ise, doğal gaz ile ham petrol fiyatları arasındaki ilişkiyi test etme ve nedensellik analizi yapmayı ve doğal gaz fiyatlarındaki düşüşün ham petrol piyasasındaki denge ya da karasızlıktaki rolünü araştırmayı amaçlamışlardır. Çalışmalarında TTF, Gaspool, CEGH ve Brent harmanı ham petrol fiyatı arasında nedensellik analizi yapılmıştır. Ocak 2010 – Aralık 2012 arası günlük veriler veri seti olarak kullanılmıştır. Değişkenler arası uzun dönem yapısal ilişki Johansen eşbütünleşme testi ile istatistiksel olarak % 5 seviyesinde kanıtlanmış ve hata düzeltme modeli (ECM) kurulmuştur. Granger nedensellik analizi ile Brent'in her üç doğal gaz pazar yerinde de fiyata etkisi sonucuna ulaşılmıştır. Ayrıca 1982-2013 aylık fiyatları ile West Texas Intermediate (WTI) ham petrolü ile Henry Hub (HH) doğal gaz ticaret merkezi spot fiyatı için aynı amaçla yapılan kıyaslama HH'ın WTI üzerinde dengeleyici etkiye sahip olduğunu göstermiştir.

Nick ve Thoenes (2014) doğal gaz fiyatını nelerin hareket ettirdiğini yapısal VAR yaklaşımı ile incelemiştir. NCG (NetConnect-Almanya ticaret merkezi), Brent, Kuzeybatı Avrupa kömür fiyatı, Almanya tarihsel ortalama ısıtma derecesi günlerinden sapma, Almanya doğal gaz depolama verileri, Avrupa'ya doğalgaz kesintisi ve Avrupa LNG ithalat verileri Ocak 2008 – Haziran 2012 arasında haftalık olarak alınmıştır. Johansen'in (1988) önerdiği eşbütünleşme testi prosedürü ile değişkenler arasında uzun

dönemli ilişkiler test edilmiş ancak bazı seriler arasında bir eşbütünleşme vektörünün sağlam istatistiksel kanıtı bulunamamıştır. Çalışmada yapısal VAR modeli kullanılarak gaz piyasası temel dinamikleri arasında karşılıklı bağımlılık modellenmeye çalışılmıştır. Ayrıca sıcaklık, tedarik kesintisi ve ham petrol fiyatlarındaki ani bir değişime doğal gaz fiyatının verdiği tepki ve bu tepkinin sönümlenmesi süresi analiz edilmiştir.

Nick (2016) tarafından yapılan çalışmada, spot ve vadeli piyasalar arasındaki fiyat oluşumu ve arbitraj yeterliliği deneysel olarak incelenerek Avrupa doğal gaz piyasasının bilgi verimliliği analiz edilmiştir. Düşük likidite çerçevesinin ve çalışmada baz alınan gaz merkezlerindeki teknik kısıtlamaların neden olduğu doğrusal olmayan durumları açıklayan ekonometrik yaklaşımlar kullanılmıştır. Deneysel sonuçlar, fiyat keşfinin genellikle vadeli işlemler piyasasında gerçekleştiğini göstermektedir. Bu nedenle vadeli işlemler piyasası, bilgi açısından spot piyasadan daha etkin görülmüştür. Depolama teorisi, tüm merkezlerde uzun vadede geçerli olacak gibi görünmektedir (Depolama teorisi, depolanabilir emtialar için spot ve vadeli piyasaların, portföylerini intertemporal olarak optimize eden piyasa katılımcılarının işlemleri yoluyla bağlantılı olduğunu ve bu piyasalar arasında istikrarlı bir uzun vadeli ilişki ile sonuçlandığını ileri sürer (Working, 1949)). Zamanlar arası arbitrajı engelleyen önemli piyasa sürtünmelerinin deneysel kanıtları bulunmuştur. Araştırılan merkezlerde zamanlar arası arbitraj verimliliği katsayısında zaman içerisinde yakınsama olsa da arbitraj fırsatlarının en etkin şekilde kullanıldığı merkezler İngiltere'nin gaz ticaret merkezi NBP ve Avusturya'nın gaz ticaret merkezi CEGH gibi görünmektedir. Çalışmada ekonometrik model olarak eşik hata düzeltme modeli (TVECM), lineer olmayan nedensellik analizi ve Karman filtresi kullanılmıştır.

Hulshof, Maat ve Mulder (2016) yaptıkları çalışmada gaz endüstrisinin serbestleştirilmesinden sonra, Avrupa'da kurulmaya başlanan merkezlerinde gazın gazla rekabetini teşvik eden likit pazaryerleri gibi görünmesine karşın Avrupa pazarına gaz tedarik edenlerin sayısı sınırlıyken gazın önemli bir kısmı uzun vadeli sözleşmelerle ticaretinin hala yapılıyor olması sebebiyle gaz piyasasının etkinliğini araştırdıklarını ifade etmişlerdir. Bu çalışmada gaz piyasasının verimliliğini değerlendirmek için, Hollanda gaz ticaret merkezinin 2011–2014 dönemindeki bir gün öncesi spot fiyatlarını incelemişlerdir. Petrol fiyatının gaz fiyatı üzerinde küçük ve pozitif bir etkisi olduğu

sonucuna ulaşılmıştır. Tedarik tarafındaki yoğunlaşmanın değişmesi, gaz fiyatlarının hareketini etkilememiştir. Depolarda gazın bulunabilir olması ve dış sıcaklık, gaz fiyatlarını olumsuz etkilemiştir. Ayrıca gaz fiyatının rüzgar elektriği üretimiyle ilişkili olduğu da anlaşılmıştır. Genel olarak, gün öncesi gaz fiyatlarının ağırlıklı olarak gaz piyasası esasları tarafından belirlendiği sonucuna varılmıştır. Bulgular, Kuzeybatı Avrupa ülkelerinde toptan gaz piyasalarında rekabeti başlatmak ve sınır ötesi engelleri azaltarak bu pazarları entegre etmek için uygulanan politika önlemlerinin verimli bir şekilde işleyen bir gaz piyasasını gerçekleştirmede başarılı olduğunu göstermektedir. Bu etkili politika önlemleri, kapasite tahsis mekanizmaları ve tıkanıklık yönetiminin yanı sıra sınır ötesi kapasite yatırımları ile ilgilidir. Avrupa'daki ulusal gaz piyasalarını daha fazla entegre etme politikaları, gazın gazla rekabetini daha geniş bir bölgeye genişletebilir. Bu politikaların, Avrupa Komisyonu tarafından takip edildiği şekliyle tam entegre bir Avrupa enerji piyasasının gerçekleştirilmesine katkıda bulunabileceği belirtilmiştir.

Asche, Oglend ve Osmundsen (2017) rejim-değiştirme (regime-switching) modellerini kullanarak doğal gaz fiyatları petrol fiyatlarından periyodik olarak ayrılmaya maruz kaldığında, örneğin pik yük fiyatlaması nedeniyle, Vektör Hata Düzeltme Modeli (VECM) gibi geleneksel doğrusal fiyat dinamiği modellerinin eşbütünleşme ilişkilerinin doğası hakkında hatalı çıkarımlara yol açabildiği durumları açıklamaya çalışmışlardır. Regime-switching modeli ile fiyatlandırmanın petrole dayalı (entegre) veya gaza özgü (ayrıştırılmış/decoupled) olup olmadığını belirlemeyi hedeflemişlerdir. Birleşik Krallık doğal gazının (NBP) ve petrolün (Brent) dikkate alınan veri setinin (1997-2014) büyük bir kısmı için eşbütünleştiği sonucuna varmışlardır. İngiltere gaz fiyatları, gaza özgü fiyatlandırma yaratan mevsimsel doğal gaz talebine uygun olarak, sonbahar ve kış başlarında talep arttıkça petrolden ayrılma eğilimindedir. Ayrıca, elde ettikleri kanıtların entegre pazarları desteklediği dönemlerde, endüstrinin 10-1 başparmak kuralının da çalıştığını (İngiltere pazarındaki bir MMbtu doğal gazın değerinin Brent petrolünün bir varil değerinin onda biri olduğunu) bulmuşlardır, fiyatların ayrışma periyotları dahil olduğunda da geçerli olan bir oranın da varlığını 9.2-1 olarak öne sürmüşlerdir.

Perifanis ve Panapakidis (2018) yaptıkları çalışmada NBP doğal gaz fiyatı ile Brent ham petrolü arasındaki ilişki incelenmiştir. Çalışma, önceki çalışmalara kıyasla daha yakın zaman veriler de modele dahil edildiğinden 2017 yılına kadar olan bir

dönemin sonuçlarını görme imkanı sunmuştur. Avrupa Birliği'nin, enerji birliği ile güvenilir, rekabetçi ve sürdürülebilir enerjinin dağıtımına yönelik bir strateji oluşturduğunu ifade etmişlerdir. Enerji birliği enerji fiyatlarını piyasa esaslarının belirlediği bir alt yapı gerektiren birbirine tamamen entegre olmuş bir iç enerji piyasası hedeflemektedir. Avrupa Birliği asıl enerji kaynağı olarak doğal gaza yönelmektedir. Çalışmada, şu ana kadar doğalgaz tedariğinin ülkeler arası boru hatları vasıtası ile sağlandığı ve fiyatlandırmasının da petrole endeksli sözleşmeler ile yapıldığı belirtilmiştir. Tüm konuları her açıdan ayrıntılı bir şekilde ele alabilmek için; Wald testleri, eşbütünleşme testleri, asimetrik fiyat aktarım metodu, Diebold ve Mariano testleri kullanılmıştır. Emtiaların bağımsızlığı sonucuna ulaşılmış ve zamanla değişen ilişkiler sunulmuştur. Son olarak, NBP'nin tamamen bağımsız bir piyasa olduğu sonucuna varılmıştır. Ne Brent ne de gaz fiyatı çin herhangi bir bilginin öncülük etmediği ve fiyat formülasyonlarının sadece piyasa temellerine dayandığı bir piyasa olduğu ifade edilmiştir.

Zhang, Shi ve Shi (2018) tarafından yapılan çalışmada doğal gaz ticaretinde Asya priminin (fiyatların Asya'da diğer yerlere göre daha yüksek olması) farklı fiyat politikalarından mı yoksa piyasa esaslarından mı kaynaklandığı konusunda hararetli bir tartışmanın ortaya çıktığı ifade edilmiştir. Bu primin kaynağının bulunması, bilhassa geleneksel petrole endeksli fiyat mekanizması ortadan kalktığında, Asya'daki gaz politikası üreticilere yol göstermeye yardımcı olabilir. Yeni bir sistemik zaman serisi yaklaşımı kullanılan bu çalışmada, petrol fiyatlarının ve piyasa esaslarının Japonya, Amerika Birleşik Devletleri ve Almanya'daki gaz fiyatlarındaki farklılıklara ne ölçüde katkıda bulunduğu araştırılmıştır. Petrol fiyatı serisi olarak ABD için WTI, Almanya için Brent ve Japonya için Dubai ham petrol fiyatları kullanılmış ve 2000-2016 dönemi analiz edilmiştir. Çalışmada ülkeler arası bariz farklılıklar ve zamana bağlı değişen modeller tespit edilmiştir. Japonya ve Almanya'da gaz fiyatları arz ve talep faktörlerinden petrol fiyatlarına göre çok daha az etkilenmektedir. Ücretlendirme merkezi bulunan ABD'nin piyasasında ise bu faktörler petrol fiyatlarından çok daha önemlidir. Hareketli pencere ve alt örneklem analizi aracılığıyla, Japonya ve Almanya'da petrol fiyatlarının önemli olduğu ancak yıllar içerisinde bu önemin kaybolduğu sonucuna varılmıştır. Bunun yanı sıra piyasa esaslarının katkısında büyük bir değişiklik gözlenmemiştir. Sonuçlar,

Asya'daki gaz fiyatlarının piyasa esaslarından çok petrol fiyatları tarafından belirlendiğini göstermektedir. Bu nedenle Asya primi, piyasa esaslarından ziyade petrol endeksli fiyatlandırma işleyişinden kaynaklanmaktadır. Bu, Asya'nın bölgelere özel esaslar ile, ticaret merkezleri aracılığıyla, referans fiyatlarının geliştirilmesinin gaz kaynaklarının daha verimli bir şekilde paylaştırılmasına yol açabileceğini göstermektedir.

Schmidt (2018) tarafından yapılan çalışmada Avrupa doğal gaz piyasası, yalnızca talep ve arz tarafındaki piyasa temelleriyle ilgili olmakla kalmayıp aynı zamanda piyasanın yapısal çerçevesine de uzanan bir dizi değişen dinamiğin olduğu ifade edilmiştir. Bu gelişmeler, gaz fiyatlarının ham petrol fiyatlarındaki hareketlerle ne ölçüde bağlantılı olmaya devam ettiği sorusunu gündeme getirmiştir. Yapılan çalışmanın amacı, makroekonomik faktörlerin yanı sıra petrol fiyatı ve piyasasının kısa ve uzun vadeli etkilerini ayrıştırmak için bir otoregresif dağıtılmış gecikme modeli (ARDL) kullanarak bu sorunu araştırmak olmuştur. Bu çalışma, petrol fiyatı bağlantılarının uzun vadeli etkisinin gücünü araştıran önceki araştırmalara dayanmaktadır. Alman piyasasını Avrupa gaz piyasası için bir vekil olarak kullanan analiz, petrol fiyatı endekslemesinin yapısal yönünün kısa vadeli ve uzun vadeli etkilerini takip eden iki zaman diliminde piyasa temellerine göre inceleyerek mevcut literatüre katkıda bulunmaktadır. Böylelikle, çeşitli fiyat belirleyicilerinin son yirmi yıldaki etkisinin karşılaştırılmasına olanak sağlanmıştır. Sonuçlar, petrol fiyatıyla uzun vadeli denge ilişkisinin 2008-2017 döneminde zayıflarken, fiyat etmenleri olarak piyasa temellerinin önem kazandığına dair kanıtlar sağlamıştır.

Bastanin, Galeotti ve Polo (2019) on dört Avrupa ülkesinde sanayi tüketicileri için doğal gaz fiyatlarının ülkelerarası yakınsamasının belirleyicilerini incelemişlerdir. Ampirik analizleri ikili, göreceli ve σ-yakınsama kavramlarına dayanmaktadır. İkili fiyat yakınsamasının kanıtları olduğunu ve ticaret merkezlerinin varlığı ve ara bağlantı derecesi gibi gaz piyasalarının bazı temel özelliklerinin bir yakınsama sürecinin varlığı ile olumlu bir şekilde ilişkili olduğunu göstermişlerdir. Göreceli yakınsama analizi fiyat-büyüme yakınsamasının varlığına işaret ederken, fiyat-seviye yakınsaması veriler tarafından desteklenmemiştir. Son olarak, sistem çapında bir şokun eşbütünleşme ilişkisine etkisini, fiyat yakınsamasının dengeye dönme hızına odaklanan bir şekilde kısa dönem sonuçlarını değerlendirmişlerdir.

Woroniuk, Karam ve Jamasb (2019) yaptıkları çalışmada ticaret merkezi fiyatlarının etkileşimlerini analiz etmek ve Avrupa gaz piyasasının uyumunu değerlendirmek için ağ kuramını uygulamışlardır. Bu çalışmanın yeniliği, ağ kuramının ve Granger-Geweke nedenselliğinin gaz piyasalarına uygulanması, piyasalar arasındaki dinamik ilişkilerin, piyasa entegrasyonunun ve göreceli pazar gücünün ölçülmesi olarak ifade edilmiştir. Çalışmada düğümlerin on iki AB ticaret merkezine karşılık geldiği ve kenarların ilgili gaz fiyatları arasındaki nedenselliği belirlediği dinamik ağlar oluşturulmuştur. Ağ yoğunluğu, sistem içinde kaydedilen nedensel etkileşimlerin toplam miktarını dinamik olarak hesaplar ve bu da Avrupa gaz ağının entegrasyonuna ilişkin bilgi edinilmesini sağlar. Ağ yoğunluğunda, Avrupa gaz piyasalarının kısa süreli gelişmiş bağlantısallığını belirten bir dizi ani artışlar belgelenmiştir. Sonuçlar, Avrupa'daki kısa vadeli gaz ticaretinin geliştiğini doğrulamaktadır, ancak her merkezin farklı gelişim ve entegrasyon oranları sağlayan benzersiz özelliklere sahip olduğu da bir gerçektir. Bu sonuçların, mevsimden bağımsız hava koşulları, sismik aktivite ve boru hattı kapasitesindeki azalmalar veya kesintiler gibi dış faktörlerden kaynaklandığı düşünülmüştür. Bulguların, Avrupa gaz piyasası dinamiklerinin zamanla değişen doğasına ve piyasa evriminin sürekli takip edilmesinin önemine ışık tuttuğu sonucuna varılmıştır.

Jotanovic ve D'Ecclesia (2020) yaptıkları çalışmada Avrupa gaz pazarı için ortak bir fiyatın, Avrupa ülkeleri için nihai bir hedef olduğunu ifade etmişlerdir. 1990'ların sonlarında Avrupa'da gaz piyasası serbestleştirilmeye başlanmasıyla doğal gaz ile elektrik için tek bir pazarın oluşturulması adına üç Avrupa paketi halihazırda yayınlanmıştır. Yapılan çalışmanın amacı iki yönlüdür: Avrupa'da doğal gaz fiyatlarının ortak bir fiyata yaklaşıp yaklaşmadığını görmek ve Avrupa pazarı için referans olan ticaret merkezini belirlemek. Entegrasyon seviyelerini belirlemek amacıyla, çeşitli ticaret merkezlerinin son on yıldaki (2007–2017) doğal gaz fiyatlarının gelişimleri üzerinde çalışılmıştır. Merkezlerde bildirilen fiyatlar arasında tahmini ortak bir eğilim olup olmadığını test ederek entegrasyonu incelenmiştir. Referans merkezini tespit etmek için, her ticaret merkezi çifti ile "lead-lag" ilişkisi test edilmiştir. Sonuçlar, Avrupa ticaret merkezlerinin, referans ticaret merkezi olan Hollanda merkezli TTF ile ileri seviyede entegre olduğunu göstermiştir.

3. EKONOMETRİK ANALİZ

Çalışmanın üçüncü bölümünde, petrol fiyatının doğal gaz fiyatını hangi düzeyde etkilediği araştırılmıştır. Ortaya çıkan bulgular, doğal gaz fiyatlarının gelecekteki seyrini anlamak için petrol fiyatına bağımlılığının gittiği yön hakkında fikir vermektedir.

Ekonomik teoriye göre fiyat, arz ve talep arasındaki ilişkiye bağlıdır ve fiyatların arbitraj fırsatları nedeniyle birleştiği küresel bir gaz piyasasında "tek fiyat yasasının" geçerlik olması beklenir. Ancak doğal gaz pazarları bölgesel bazda ayrılmaktadır ve özelliklerine bağlı olarak, belirli derecelerde gazın gazla rekabeti ve / veya katı kuralları olan uzun vadeli kontratlar tarafından yönlendirilen bir fiyat yapısı söz konusudur.

Kuzey Amerika'da tam liberal bir Pazar olması sayesinde uzun dönemli petrole endeksli fiyatlar görülmemektedir, ancak bu durum petrol ile uzun vadeli ilişki olmadığı anlamına gelmemektedir, literatürün büyük çoğunluğu HH ticaret merkezi doğal gaz spot fiyatı ile WTI ham petrolü arasındaki bu ilişkiyi araştırmıştır. Asya-Pasifik bölgesinde parçalı bir coğrafi yapı, düzenlenmiş (regulated) piyasalar, teknik kısıtlar ve aktif ticaret merkezlerinin henüz söz konusu olmaması sonucunda ağırlıklı olarak petrole endeksli uzun dönemli gaz kontratları geçerlidir. Avrupa piyasaları ise bu iki durumun liberal piyasa özelliği ağır basan bir karmasıdır: Bir yanda hala geçerli olan uzun dönem kontratlar ve özellikle güney bölgelerinde ayrı ayrı coğrafi kısıtlar, diğer yanda ise entegre boru hatları, çok noktada bulunan LNG gazlaştırma terminalleri, dengeleme görevinin çok ötesinde aktif spot piyasa işlemleri mümkün olan gaz ticaret merkezleri, bu merkezlerin borsada işlem gören ürünleri mevcuttur.

Çalışmanın kapsamı Avrupa piyasalarıdır. Yukarıdaki nedenlerle, Avrupa pazarlarındaki fiyat yapısı değişimleri bilimsel araştırma konusudur ve bu gelişmiş piyasaların diğer liberal olmayan pazarlara yön vereceği beklentisi, doğal gaz fiyatının bağımsızlığı konusunun Avrupa piyasalarında araştırılmasını gerekli kılmaktadır.

Türkiye'nin de entegre olma yönünde yol izlemesi ve coğrafi olarak içinde bulunması sebebiyle tedarikçi ülkelerin bölgesel fiyat yapısındaki değişimlerde Türkiye'ye benzer davranış sergilemeleri sebebiyle fiyat yapısı olarak Türkiye de Avrupa fiyat yapısının etki alanındadır.

Avrupa'daki doğal gaz fiyat yapısının petrolle ilişkisini incelemek için sadece ticaret merkezleri fiyatlarını incelemek yeterli değildir. Ülkelerin uzun dönem kontratlarla ve spot alımlarla fiziksel gaz tedariklerinin fiyat yapısını da analiz etmek gereklidir. Uzun dönem kontratlar ve spot alımların birlikte harman olduğu ülke ortalama gaz fiyatları ile ticaret merkezlerinde spot olarak günlük işlem gören gaz fiyatlarının ayrı ayrı incelenmesi bu çalışmada gerçekleştirilmiştir.

Yalnız uzun dönem kontratların incelenmesi ise herhangi bir amaca hizmet etmeyecektir. Şöyle ki, uzun dönem gaz kontratları taraflar arasında gizlilik taşıyan kontratlardır, üçüncü tarafların fiyata ya da fiyat formülüne ulaşması söz konusu değildir. Ancak yaygın olarak bilinir ki, uzun dönem kontratlar bir formül ile petrol fiyatına bağlı olarak fiyat üretirler. Uzun dönemli tek bir kontratın fiyatı, formülünde ne kadar petrole bağımlılık varsa o kadar petrole bağımlıdır, böyle bir fiyat üzerinde araştırma yapmak anlamlı değildir.

Ülke ortalama gaz giriş fiyatının petrol ile bağımlılığının analizi için gelişmiş bir pazar olan Almanya çalışma alanı olarak seçilmiştir. Almanya Avrupa'daki en büyük gaz tüketicisidir. Uzun vadeli kontrat fiyatları alıcı ve satıcı arasında gizli olmasına karşın ortalama sınır giriş fiyatını yayınlamaktadır. Bu fiyat salt uzun vadeli kontrat fiyatları ile birlikte spot fiyatları ve diğer mekanizmaları da içerir (Schmidt, 2018). Ayrıca sadece ticaret merkezi spot fiyatları analiz edilecek olması durumunda, petrole endeksli uzun vadeli kontratlara dayalı gazların o pazarlarda yansımasını görmek veya varlığına karar vermek pek mümkün değildir. Almanya ayrıca fiziksel olarak çift yönlü akış imkanı veren boru hattı bağlantısı (enterkonneksiyon) çok fazla olduğu için ithal edilen miktarın %43'ünü tekrar ihraç ederek, fiyata etki eden tekil müşteri, bağımlı (captive) müşteri şartlarından tamamen sıyrılmış durumdadır. Gaz fiyatının petrol fiyatına bağımlılığının azalması veya fiyatın petrol fiyatından tümüyle ayrışmasının çalışılmasında ilk olarak uzun vadeli ve al ya da öde yükümlülüğü olan gaz kontratlar ve bu kontratların taraflar

arasında gizli olan fiyat formüllerinin değişimin izlerinin analiz edilmesi gereklidir. Bu da makul bir proksi olan Almanya ortalama sınır giriş fiyatı ile mümkündür.

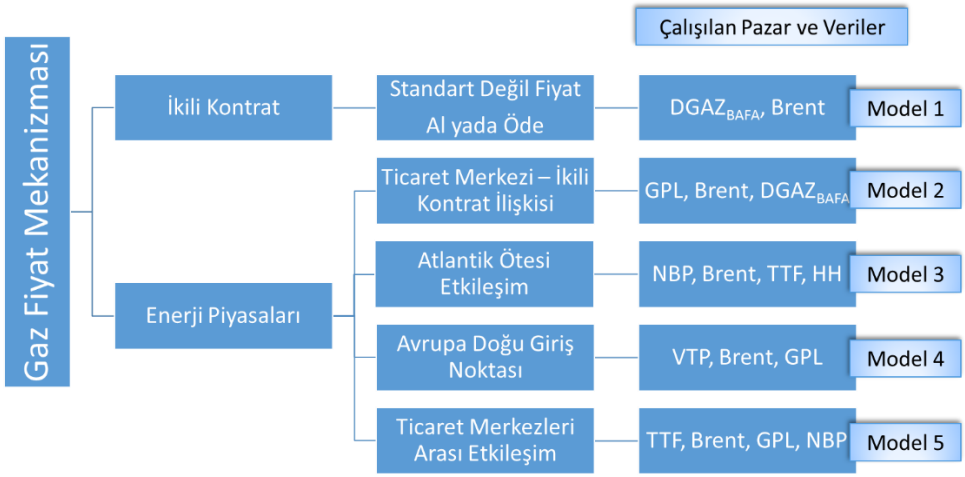
Araştırma sorusunun cevaplamak için ticaret merkezi fiyatlarının analizi doğal olarak bu konuda çalışılması gereken bir alan diye görülse de hangi sebeple çalışılması gerektiğini burada belirtmek uygun olacaktır. Bu piyasalarda gün öncesi fiyatları günlük spot fiyatlar olup arz ve talebe göre belirlenmektedir. O gün satılan emtianın dayandığı fiziksel gaz, elbette uzun vadeli bir kontrat ile de pazara ulaşmış olabilir. Ticaret merkezlerindeki toplam ticaret hacmi, fiziksel teslim edilen gaz miktarının katları (el değiştirme katsayısı - churn rate) durumundadır, her ne kadar spot ve uzun dönemli kontrat gazlarının ayrı ayrı el değiştirme katsayıları belli olmasa da, uzun kontratların da tekrar tekrar el değiştirdiği düşünülmelidir. Gazın pazara ilk girişi ister uzun dönemli kontratla ister spot kontratla olsun, kendi fiyat yapısı petrole endeksli olsa da olmasa da pazar arz-talebi doğrultusunda elde edilen fiyatı petrol ile yine uzun dönemli bir eşbütünleşme ilişkisi içinde olabilir. Nitekim literatürde en çok çalışılan HH, tamamen petrol fiyatından bağımsız arz-talep şartlarında fiyatlanmasına rağmen, yapılan çalışmalara göre 2009 yılına kadar petrol fiyatından etkilenir bulunmuştur. Bu amaçla ülke giriş fiyatını yanında çeşitli gaz ticaret merkezi fiyatları da ayrıca çalışılmıştır.

Ticaret merkezi fiyatları analizi dört ayrı ticaret merkezinde ele alınmıştır. Bunların her birine etki eden içsel veya dışsal etkiler dahil edilerek petrol fiyatından ayrışmaya etkisi analiz edilmiştir.

Çalışılan tüm modeller, analiz edilen ticaret merkezleri ve nedenleri Şekil 7'de görülmektedir. Almanya sınır giriş ortalama fiyatı ($DGAZ_{BAFA}$)'nın çalışılmasını müteakiben Almanya'daki iki ticaret merkezinden biri olan Gaspool (GPL)'un petrol ile ilişkisi incelenmiştir. Böylece aynı sınırlar içinde fiziksel teslimli gazların ortalama fiyatı ile finansal emtia olarak ticareti yapılan gaz spot fiyatının petrol fiyatından ayrışması eş zamanlı incelenmiştir. İkinci olarak Avrupa'nın ilk ve en uzun süredir olgun (mature) gaz piyasası olan İngiltere ticaret merkezi NBP (National Balancing Point) ele alınmıştır. NBP'nin konumu itibariyle Atlantik ötesinden etkileşimi dikkate alınarak Henry Hub ilişkisi de çalışmada araştırılmıştır. Üçüncü ticaret merkezi olarak Avrupa'nın doğu girişi Avusturya ticaret merkezi VTP (Virtual Transfer Point) çalışılmıştır. Bu giriş tarihsel gelişim olarak ilklerden olması (Baumgarten) nedeniyle önemlidir, ayrıca Rus gazının

Avrupa'ya en önemli giriş noktalarından biridir. Son çalışılan ticaret merkezi ise, el değiştirme katsayısı diğerlerine oranla açık ara yüksek olan en likit piyasa Hollanda ticaret merkezi TTF (Title Transfer Facility)'dir.

Şekil 7. Gaz Fiyat Mekanizması için Çalışılan Pazar ve Veriler



Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Arz ve talep yönlü değişkenler, modellere dışsal değişken olarak ilave edilmiştir. Talep tarafında tüketim miktarı ve ısıtma derecesi günü endeksi açıklayıcı değişken olarak kullanılırken, arz tarafında net ithalat ve depolama miktarı, net ithalatın modelce önemsiz kılındığı bölgelerde (İngiltere) ise aynı değişkene bir vekil olarak üretim miktarı verisi kullanılmıştır.

Ayrıca ticaret merkezi fiyatının analiz edildiği her bir modelde, açıklayıcı değişken olarak ilgili ticaret merkezinin fiziksel açıdan en çok etkileşim içinde olduğu ticaret merkezi fiyatı da kullanılmıştır.

Tez'de 2010 sonrası veriler kullanılmıştır. Almanya sınır giriş fiyatının analizi 01.2010-03.2020 arası aylık verilerle gerçekleştirilmiş, daha sonra bu modeldeki ilişkide bir farklılaşma olup olmadığı tüm örneklemin ikinci parçasında, 01.2015-03.2020 tekrar analiz edilmiştir. Avrupa Birliği'nin üçüncü enerji paketi ile birlikte Avrupa'da doğal monopolleri sınırlayan ve deregülasyon ile liberal pazarın önünü açan gaz kanunlarının

(Gas Act) ülkelerde peş peşe kabulü ile fiziksel altyapı gereklilikleri yerine getirilerek ticaret merkezlerinin aktivitesi artmıştır. Bu değişimlerin tarihleri dikkate alınarak NBP, TTF ve Gaspool ticaret merkezlerindeki doğal gaz fiyatının analizi için 01.2011-01.2020 dönemi arası veri seti kullanılmıştır. Ancak Avusturya'daki market değişimleri 2013 yılında gerçekleşmiştir. Fiziksel bir ticaret merkezi olan Orta Avrupa Ticaret Merkezi (Central European Gas Hub-CEGH), ki aslında en büyüğü Baumgarten olan 6 fiziksel noktadan oluşmaktadır, bu düzenlemelerle birlikte borsa ve takas kurumu ile çalışabilecek bir sanal ticaret noktası (Virtual Trading Point-VTP) haline getirilmiştir. Bu nedenle VTP fiyatının analizi 01.2014-01.2020 arasını kapsayan veriler ile gerçekleştirilmiştir.

3.1. Veri Seti

Bu başlıkta çalışmada kullanılan veriler hakkında bilgi verilmiştir.

Açıklanan ve açıklayıcı olarak kullanılan doğal gaz fiyatları Almanya sınır giriş ortalama doğal gaz fiyatı (ülke ortalama doğal gaz fiyatı) $DGAZ_{BAFA}$, Almanya ticaret merkezi Gaspool spot doğal gaz fiyatı *GPL*, İngiltere National Balancing Point ticaret merkezi spot doğal gaz fiyatı *NBP*, Avusturya Virtual Trading Point spot doğa gaz fiyatı *VTP* ve Hollanda Title Transfer Facility spot doğal gaz fiyatı *TTF*'dir.

Açıklanan fiyatın bulunduğu ülkeye bağlı olarak ekonomik açıdan önemli sektörel açıklayıcı dışsal değişkenler arz ve talep yönlü olarak şunlardır:

Arz yönlü değişkenler: Doğal gaz net ithalat miktarı, üretim olan ülkelerde doğal gaz üretim miktarı, doğal gaz depolama miktarı

Talep yönlü değişkenler: Doğal gaz ülke içi tüketim miktarı, hava şartları değişkeni ısıtma derecesi günü endeksi

Dışsal değişkenlere ait veriler her bir modelde ayrı ayrı açıklanan değişkenin olduğu ülkeye ait olarak kullanılmıştır.

Doğal gaz ticaret merkezlerindeki spot fiyat verileri ve Brent ve APA2 kömür spot fiyatı piyasa fiyat platformlarından alınmıştır. Spot fiyat zaman serileri, ilgili ticaret merkezindeki gün öncesi (day ahead) fiyatlatının aylık veya haftalık ortalamalarından oluşmaktadır. Fiyatların hepsi €/MWh birimine dönüştürülmüştür.

Almanya ülke ortalama doğal gaz sınır giriş fiyatı verisi olarak Almanya Federal İhracat Kontrol Ofisi (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle - BAFA.de)'nin yayınladığı seri kullanılmıştır. Ülkelerin toplam doğal gaz tüketimi verisi Almanya için Almanya Federal İstatistik Ofisi DESTATIS (www-genesis.destatis.de) ve diğerleri için Avrupa İstatistik Ofisi EUROSTAT'dan (ec.europa.eu/eurostat) alınmıştır. Depolama Verileri Avrupa Gaz Altyapı Kurumu GIE (gie.eu)'dan elde edilmiştir.

Hava koşulları verisi olarak ısıtma derecesi günü endeksi (HDD) aylık serileri EUROSTAT'dan alınmıştır. Haftalık analiz yapılan model 5'te kullanılan Hollanda ısıtma derecesi günü endeksi (HDD_NL) ise, Hollanda Kraliyet Meteoroloji Enstitüsü (Royal Dutch Meteorological Institute – KNMI.nl)'nden alınmıştır. Isıtma derecesi günü endeksi, binaların ısıtma enerjisi gereksinimleri için gerekli olan ihtiyacı açıklamak üzere tasarlanmış, hava durumuna dayalı bir teknik endekstir. EUROSTAT'da dış ortam sıcaklığı ve ısıtma ihtiyacı dikkate alınarak belirli bir zaman diliminde soğuğun şiddeti olarak tanımlanır. Dolayısıyla bu veri bazı günlerde sıfır (0) değer üretebilmektedir. Bu sebeple HDD serisinin kullanıldığı bir modelde serilerin birbirlerine yaklaştırıldığı ve oransal olarak yorumlama kolaylığı sağlayan bir logaritmik analiz yapmak mümkün değildir.

Değişkenlerin değerleri doğrudan modellerde kullanılmıştır. Bu durumda ise, veriler arasında büyüklük kertesi (order of magnitute) açısından ciddi farklar söz konusu olmuştur. Doğal gaz fiyatları iki basamaklı sayı seviyesinde iken (ör. 20 €/MWh), sektörel bazlı değişkenlerin (depolama miktarı, tüketim, net ithalat) istatistik ofisinden elde edilen terajoule (TJ) birimindeki verileri terawatt saate (TWh) çevrilerek benzer büyüklük kertesine getirilmiştir.

İthalat, tüketim ve depolama verileri mevsimsel trendden arındırılarak modelde kullanılmıştır.

Çalışmada kullanılan tüm modellerdeki bağımlı değişken ve açıklayıcı değişkenlerin listesi aşağıda gösterilmektedir.

3.1.1. Çalışmada Açıklanan (Bağımlı) Değişkenler

$DGAZ_{BAFA}$: Almanya ülke sınır girişi ortalama doğal gaz fiyatı (€/MWh)

GPL: Almanya Gaspool doğal gaz ticaret merkezi gün öncesi fiyatları (€/MWh)

NBP: İngiltere National Balancing Point doğal gaz ticaret merkezi gün öncesi fiyatları (Fiyat pence/therm fiyatından günlük kurlarla €/MWh'e çevrilerek kullanılmıştır)

VTP: Avusturya Virtual Trading Point doğal gaz ticaret merkezi gün öncesi fiyatları (€/MWh)

TTF: Hollanda Title Transfer Facility doğal gaz ticaret merkezi gün öncesi fiyatları (€/MWh)

Burada "gün öncesi" (day ahead), bir sonraki gün için yapılan ticareti ifade eder. Gün öncesi fiyatı, "yarın" için ticareti yapılan gazın fiyatıdır.

3.1.2. Çalışmada Kullanılan Açıklayıcı Değişkenler

BRENT: Piyasa fiyat raporlama ajanslarından elde edilen Kuzey denizi Brent ham petrolü günlük spot fiyatı (Fiyat USD/varil fiyatından günlük kurlarla €/MWh'e çevrilerek kullanılmıştır)

COAL: API2 Kuzeybatı Avrupa kömür fiyatı (€/MWh). API 2 fiyatı, kuzeybatı Avrupa'ya ithal edilen kömür için referans fiyat referansıdır. Argus cif ARA fiyat değerlendirmesi ve IHS McCloskey "NW Europe Steam Coal" markörünün ortalaması olarak hesaplanır.

HH: Amerika Birleşik Devletleri Henry Hub doğal gaz ticaret merkezi gün öncesi fiyatları (Fiyat USD/mmbtu fiyatından günlük kurlarla €/MWh'e çevrilerek kullanılmıştır)

CONS_DE: Almanya ülke içi aylık toplam tüketim miktarı (TWh)

IMP_DE: Almanya aylık net ithalat miktarı, DESTATIS ve EUROSTAT'da yayınlanan aylık ithalat miktarından aylık ihracat miktarı çıkarılarak elde edilmiştir (TWh)

STO_DE: Almanya depolanmış toplam gaz miktarı, aysonu değeri olarak (TWh)

HDD_DE: Almanya ısıtma derecesi günü endeksi aylık toplamı

CONS_UK: İngiltere ülke içi aylık toplam tüketim miktarı (TWh)

IMP_UK: İngiltere aylık net ithalat miktarı, EUROSTAT'da yayınlanan aylık ithalat miktarından aylık ihracat miktarı çıkarılarak elde edilmiştir (TWh)

STO_UK: İngiltere depolanmış toplam gaz miktarı, ay sonu değeri olarak (TWh)

HDD_UK: İngiltere ısıtma derecesi günü endeksi aylık toplamı

PROD_UK: İngiltere aylık doğal gaz üretim miktarı (TWh)

CONS_AT: Avusturya ülke içi aylık toplam tüketim miktarı (TWh)

IMP_AT: Avusturya aylık net ithalat miktarı, EUROSTAT'da yayınlanan aylık ithalat miktarından aylık ihracat miktarı çıkarılarak elde edilmiştir (TWh)

STO_AT: Avusturya depolanmış toplam gaz miktarı, ay sonu değeri olarak (TWh)

HDD_AT: Avusturya ısıtma derecesi günü endeksi aylık toplamı

CONS_NL: Hollanda ülke içi aylık/haftalık toplam tüketim miktarı (TWh)

IMP_NL: Hollanda aylık/haftalık net ithalat miktarı, EUROSTAT'da yayınlanan aylık/haftalık ithalat miktarından aylık ihracat miktarı çıkarılarak elde edilmiştir (TWh)

STO_NL: Hollanda depolanmış toplam gaz miktarı, dönem sonu değeri olarak (TWh)

HDD_NL: Hollanda ısıtma derecesi günü endeksi aylık/haftalık toplamı

3.2. Model

Modellerde, doğal gazın petrol ile ilişkisi araştırılmıştır. Petrol için Avrupa'da tüm petrol fiyatlarını temsil için iyi bir gösterge olan Brent ham petrolü fiyatları serisi alınmıştır.

Açıklanan gaz fiyatı bağımlı değişkeni olarak her bir modelde sırasıyla $DGAZ_{BAFA}$, *GPL, NBP, VTP* ve *TTF* alınmıştır.

Brent dışındaki diğer açıklayıcı değişkenler olarak her bir ülkede ekonomik olarak önemli sektörel arz ve talep yönlü değişkenler modele uygulanmıştır. Ancak her ülke şartı birbirinden farklı olduğu için, bu değişkenlerin tümünün kullanıldığı modellerde model doğrulama testlerinin başarısız olması veya katsayısı anlamlı olmayan değişkenler bulunması sonucu arz ve talep yönlü modeli açıklayıcı olmayan değişkenler modelden çıkarılmıştır. Geri kalan arz ve talebi temsil eden, istatistiki açıdan anlamlı olan ve çalışmada asıl amaç olan doğal gaz-petrol ilişkisini ortaya çıkaracak doğrultuda dışsal etkileri temsil etmeyi sürdüren değişkenler ile model tekrar kurularak sonuçlar elde edilmiştir.

Birinci modelde bağımlı değişken olarak 01.2010-03.2020 tarihleri arası aylık Almanya Federal İhracat Kontrol Ofisi (BAFA) doğal gaz ortalama aylık ithalat fiyatı ($DGAZ_{BAFA,}$ *€/MWh*) analiz edilmiştir. Açıklayıcı değişkenler olarak petrolle ilişkiyi tespit amacıyla ham petrol fiyatı *Brent* dışında doğalgazla ilgili depolama faaliyeti, ithalat, tüketim ve hava koşulları verileri kullanılmıştır. Ayrıca, Almanya özelinde

kömürün ucuz fiyat şartlarında elektrik üretiminde ikame olması nedeniyle modele dahil edilmiştir. Bu amaçla Almanya toplam gaz depo (stok) miktarı (*STO_DE, TWh*), aylık doğal gaz tüketimi (*CONS_DE, TWh*), net doğalgaz ithalat miktarı (*IMP_DE, TWh*), aylık ortalama Brent petrol fiyatı (*Brent, €/MWh*), API2 Kuzeybatı Avrupa kömür fiyatı (*COAL, €/MWh*) ve ısıtma derecesi günü endeksi (*HDD_DE*) kullanılmıştır.

İkinci modelde bağımlı değişken veri seti Almanya gaz ticaret merkezi Gaspool'un 01.2011-01.2020 tarihleri arası gün öncesi piyasası (day ahead market) spot fiyatı aylık ortalama değeri (*GPL*)'dir. Modelde açıklayıcı değişken olarak aylık ortalama Brent petrol fiyatı (*Brent, €/MWh*), Almanya doğal gaz ortalama aylık ithalat fiyatı ($DGAZ_{BAFA}$, *€/MWh*), API2 Kuzeybatı Avrupa kömür fiyatı (*COAL, €/MWh*), Almanya toplam gaz depo (stok) miktarı (*STO_DE, TWh*), ve net doğalgaz ithalat miktarı (*IMP_DE, TWh*) kullanılmıştır.

Üçüncü modelde İngiltere gaz ticaret merkezi National Balancing Point açıklanmıştır. Bu amaçla NBP'nin 01.2011-01.2020 tarihleri arası gün öncesi piyasası (day ahead market) spot fiyatı aylık ortalama değeri (*NBP*) bağımlı değişken veri seti olarak kullanılmıştır. Modelde açıklayıcı değişken olarak aylık ortalama Brent petrol fiyatı (*Brent, €/MWh*), İngiltere toplam gaz depo (stok) miktarı (*STO_UK, TWh*), ve doğalgaz üretim miktarı (*PROD_UK, TWh*) ve TTF fiyatları (*TTF, €/MWh*) kullanılmıştır. Modelde ayrıca Atalntik ötesi fiyatların etkisinin varlığını sınamak için Kuzey Amerika ticaret merkezi Henry Hub fiyatları *HH* modele dahil edilmiş, etkisi olmadığı gözlemlendiği yerde modelden çıkarılarak tekrar analiz gerçekleştirilmiştir.

Dördüncü modelde bağımlı değişken Avusturya gaz ticaret merkezi Virtual Transfer Point (VTP)'in gün öncesi piyasası (day ahead market) spot fiyatı aylık ortalama değeri (*VTP*)'dir. VTP'nin 2013'te yasa değişikliği ile birlikte yeni şekliyle oluşumu, Avusturya'nın ithalat, depolama gibi verileri kayıt sisteminde değişiklik yapması nedenleriyle *VTP*'nin analizi 01.2014-01.2020 arası yapılmıştır. Fiyatın petrol fiyatından ayrışması durumu daha yakın ve kısa tarih döneminde gözlemlenmiştir. Modelde açıklayıcı değişken olarak aylık ortalama Brent petrol fiyatı (*Brent, €/MWh*), Avusturya toplam gaz depo (stok) miktarı (*STO_AT, TWh*), ve ısıtma derecesi günü endeksi (*HDD_AT*) ve Gaspool fiyatları (*GPL, €/MWh*) kullanılmıştır.

Beşinci modelde verilerin artırılması durumunun sonuçlara etkisini görmek amacıyla haftalık veri seti kullanılmıştır. Bu modelde Hollanda gaz ticaret merkezi Title Transfer Facility (TTF)'nin 52. hafta 2010 - 01. hafta 2020 tarihleri arası gün öncesi piyasası (day ahead market) spot fiyatı haftalık ortalama değeri (*TTF*) bağımlı değişken veri seti olarak kullanılmıştır. Modelde açıklayıcı değişken olarak aylık ortalama Brent petrol fiyatı (*Brent, €/MWh*), Hollanda toplam gaz depo (stok) miktarı (*STO_NL, TWh*), ve ısıtma derecesi günü endeksi (*HDD_NL*) ve Gaspool fiyatları (*GPL, €/MWh*) kullanılmıştır.

Modellerde katsayıları anlamsız çıkan ve ekonometrik olarak modeli yorumlamaya engel olacak değişkenler modellerden çıkarılmış ve modellemeye sadece istatistiksel olarak anlamlı değişkenlerle devam edilmiştir. Bu durum bize hem anlamsız verilerin modele bir katkısı olmadığını görmemizi sağlamış, hem de onlar çıkarılarak kurulan modelin diğer değişkenlerinin katsayılarının %1 düzeyinde ancak saptığından hareketle, doğal gaz- petrol fiyat ilişkisini analiz etmenin modellerin dışsal değişkenlerindeki temsil farkına duyarsız (indifferent) olduğunu göstermiştir. Birinci ve üçüncü modelde açıklayıcı olmayan değişkenlerin modelde olduğu ve çıkarıldığı durumlar ayrı ayrı raporlanarak diğer değişkenlerin açıklayıcılığına etkilerinin olmadığı gösterilmiştir.

Çalışmada kullanılan modellerin kapalı formu;

Model 1: $DGAZ_{BAFA}$ = f {BRENT, COAL, CONS_DE, IMP_DE, STO_DE, HDD_DE}

Model 2: GPL = f {BRENT, $DGAZ_{BAFA}$, COAL, IMP_DE, STO_DE}

Model 3: NBP = f {BRENT, HH, STO_UK, PROD_UK, TTF}

Model 4: VTP = f {BRENT, GPL, HDD_AT, STO_AT}

Model 5: TTF = f {BRENT, NBP, GPL, HDD_NL, STO_NL}

şeklindedir. Burada kullanılan açıklayıcı değişkenler tezde raporlanan haliyle görülmektedir. Tüm bağımlı değişkenlere aynı yaklaşımla açıklayıcı değişkenler uygulanmış olup, katsayısı anlamlı bulunmayan değişkenler modellerden çıkarılmıştır. Model 1'de açıklayıcı olmayan değişkenlerin modelden çıkarılması aşamasındaki diğer değişkenlerin katsayıları her aşamada raporlanmış ve modelden atılan dışsal değişkene duyarsızlığı gösterilmiştir.

Çalışmada kullanılan modellerin ekonometrik formda yazılmış hali şu şekildedir:

$$DGAZ_{BAFA} = \beta_0 + \beta_1 BRENT + \beta_2 COAL + \beta_3 CONS_DE + \beta_4 IMP_DE + \beta_5 STO_DE + \beta_6 HDD_DE + \varepsilon_t$$

$$GPL = \beta_0 + \beta_1 BRENT + \beta_2 DGAZ_{BAFA} + \beta_3 COAL + \beta_4 IMP_DE + \beta_5 STO_DE + \varepsilon_t$$

$$NBP = \beta_0 + \beta_1 BRENT + \beta_2 HH + \beta_3 STO_UK + \beta_4 PROD_UK + \beta_5 TTF + \varepsilon_t$$

$$VTP = \beta_0 + \beta_1 BRENT + \beta_2 GPL + \beta_3 HDD_AT + \beta_4 STO_AT + \varepsilon_t$$

$$TTF = \beta_0 + \beta_1 BRENT + \beta_2 NBP + \beta_3 GPL + \beta_4 HDD_NL + \beta_5 STO_NL + \varepsilon_t$$

3.3. Yöntem

Çalışmanın üçüncü bölümünde kullanılan ekonometrik yöntem bu başlıkta anlatılmıştır.

İlk aşamada uygun ekonometrik analiz yöntemini tespit etmek amacıyla birim kök analizi uygulanmıştır. Phillips-Perron (PP) ve Augmented Dickey Fuller (ADF) birim kök testi ile elde edilen bulgular, serilerin farklı düzeylerde durağan olduklarını göstermiştir.

Modelde kullanılacak serilerin bazılarının I(0) seviyesinde durağan, bazılarının ise I(1) seviyesinde durağan sebebiyle ve hiçbirinin I(2) olmaması sayesinde ARDL

(autoregressive distributed-lag) yöntemiyle bağımlı ve bağımsız değişkenler arasında uzun dönemli bir ilişki olup olmadığı sınanmıştır. ARDL yöntemi, değişkenlerin aynı seviyede durağan olmaması durumunda da kullanılabilen, ancak tüm değişkenlerin I(2) seviyesinin altında durağanlığını gerektiren bir yöntemdir.

Kurulan ARDL modellerinde değişkenler arası eşbütünleşmenin varlığının kabulü için modele Sınır testi uygulanmıştır.

Eşbütünleşme olan modellerin doğruluğunun kabulü her birine tanısal testle uygulanmıştır.

Modellerin uzun ve kısa dönem analizleri ARDL yöntemiyle gerçekleştirilmiştir.

Ayrıca modelleri yorumlamak amacıyla gerekli yerlerde yakın dönemlerde bir farklılaşma olup olmadığını tespit için veri seti ikiye ayrılıp yakın dönemi tekrar aynı yöntemlerle analiz edilmiştir.

3.4. Serilerin Durağanlığının Test Edilmesi

Zaman serilerinde yapılacak ekonometrik analiz metoduna karar vermek ve güvenilir sonuçlar alabilmek için serilerin durağanlık derecelerinin tespit edilmesi ve buna göre hareket edilmesi gerekir. Bir serinin ortalamasının, varyansının ve kovaryasının zaman içerisinde sabit kalması, diğer bir deyişle serinin beklenen değeri etrafında dalgalanıyor olması zayıf durağanlık olarak tanımlanmakta olup, bu sürecin ortak ve koşullu olasılık dağılımı da zaman içerisinde değişmiyorsa, serinin güçlü durağan olduğu belirtilir.

Birinci dereceden otoregresif olarak tanımlanan AR(1) süreci, bir serinin güncel dönemdeki değerinin bir önceki dönemdeki değerinden etkilenme derecesini analiz ederek birim kökün varlığını sınayabilir.

$$Y_t = \alpha Y_{t-1} + u_t \qquad (1)$$

Burada $|\alpha| = 1$ ise birim kök söz konusudur. Dolayısı ile seri durağan değildir. Bu tür bir seri ile yapılan analizlerde sahte regresyon problemi ile karşılaşılması muhtemeldir.

Eşitlik (1)'de $|\alpha| < 1$ olması durumunda birim kök yoktur, seri durağandır.

Fark alma işlemi uygulanarak durağan olmayan bir seri durağan hale getirilebilir. Bu amaçla eşitlik (1)'in her iki tarafından serininin bir dönem gecikmeli değeri Y_{t-1} çıkarılır.

$$Y_t - Y_{t-1} = \alpha Y_{t-1} - Y_{t-1} + u_t \quad (2)$$

$$\Delta Y_t = (\alpha - 1)Y_{t-1} + u_t \quad (3)$$

Eşitlik (3)'de $(\alpha - 1) = 0$ olması durumunda ΔY_t sadece hata terimleri (u_t) gibi rassal bir değişkene bağlı olacağı için seri durağan olacaktır. $\alpha = 1$ olduğunda Y_t durağan değilken birinci farkı durağan haldedir.

Birim kök testlerinin ilkini geliştiren Dickey ve Fuller (1979), eşitlik (3)'de $(\alpha - 1) = \delta$ olarak almış ve 'sabitsiz ve trendsiz', 'sabitli ve trendsiz' ve 'sabitli ve trendli' olmak üzere üç test modeli geliştirmiştir:

Sabitsiz ve trendsiz model: $\Delta Y_t = \delta Y_{t-1} + u_t$ (4)

Sabitli ve trendsiz model: $\Delta Y_t = \beta_0 + \delta Y_{t-1} + u_t$ (5)

Sabitli ve trendli model: $\Delta Y_t = \beta_0 + \beta_1 t + \delta Y_{t-1} + u_t$ (6)

Eşitlik (4), (5) ve (6)'da $\delta = 0$ olması durumunda yukarıda ifade edildiği üzere birim kök söz konusu olmayacaktır. Dickey ve Fuller'in (1979) sıfır hipotezi de bu şekildedir.

$H_o : \delta = 0$. Birim kök vardır, seri durağan değildir.

$H_1 : \delta < 0$. Birim kök yoktur, seri durağandır

Düzey değerlerinde durağan olan seriler I(0) olarak adlandırılmaktadır, düzey değerlerinde durağan olmayan, fakat birinci farkları alındığında durağan olan seriler ise I(1) olarak adlandırılmaktadır (McCauley, Bassler ve Gunaratne, 2008).

3.4.1. Genişletilmiş Dickey Fuller (ADF) Birim Kök Sınaması

Dickey-Fuller (DF) testinde hata terimleri ile ilgili bir model geliştirilmemiştir, hata terimlerinin otokorelasyonlu olması veya değişen varyans özelliği göstermesi mümkündür. Zaman serisinin gecikmeli değerleri kullanılarak hata terimindeki otokorelasyon ortadan kaldırılabilmektedir. Bu nedenle Genişletilmiş Dickey-Fuller (ADF) testi geliştirilmiştir. ΔY_t'nin gecikmeli değerleri de modele bağımsız değişken olarak eklenerek bu sorun çözülmüştür. Burada gecikmeli değişkene ait uygun gecikme sayısı belirlenirken Akaike ve Schwarz bilgi kriterlerinden faydalanılır (Enders, 1995, s. 225).

Sabitsiz ve trendsiz model:

$$\Delta Y_t = \delta Y_{t-1} + \sum_{i=1}^{k} \delta_i \Delta Y_{t-i} + u_t \qquad (7)$$

Sabitli ve trendsiz model:

$$\Delta Y_t = \beta_0 + \delta Y_{t-1} + \sum_{i=1}^{k} \delta_i \Delta Y_{t-i} + u_t \qquad (8)$$

Sabitli ve trendli model:

$$\Delta Y_t = \beta_0 + \beta_1 t + \delta Y_{t-1} + \sum_{i=1}^{k} \delta_i \Delta Y_{t-i} + u_t \quad (9)$$

şeklinde ifade edilebilir. Burada k uygun gecikme uzunluğunu göstermektedir. Her üç durumda da hipotezler değişmeyecek ve

$H_o : \delta = 0$. Birim kök vardır, seri durağan değildir.

$H_1 : \delta < 0$. Birim kök yoktur, seri durağandır

şeklinde olacaktır.

3.4.2. Phillips-Perron (PP) Birim Kök Sınaması

Yukarıda bahsedilen hata terimleri arasında otokorelasyon ve değişen varyans sorunlarını bertaraf etmek için Phillips ve Perron (1988) çalışmalarında hata terimlerini düzeltmeyi öngören, parametrik olmayan bir test geliştirmişlerdir. Bu test hareketli ortalamalar (MA) ile bir düzeltme mekanizması içermektedir. DF testindeki otoregresif (AR) süreci, PP testi ile hareketli ortalama – otoregresif sürece (ARMA) dönüşmüştür.

PP testi Newey-West hata düzeltme mekanizması kullanarak otokorelasyonu ortadan kaldırır ve sabit varyans varsayımını yerine getirir. Bu nedenle PP testi, DF testinin kullandığı tüm kritik değerleri aynen kullanmaya devam eder (Enders, 1995, s. 239).

PP testinde birim kökün varlığı şu denklem ile incelenmektedir.

$$\Delta Y_t = \beta_0 + \beta_1 \left(t - \frac{T}{2}\right) + \delta Y_{t-1} + u_t \quad (10)$$

Burada T gözlem sayısını ifade etmektedir. Hipotezler yine aynıdır:

$H_o : \delta = 0$. Birim kök vardır, seri durağan değildir.

$H_1 : \delta < 0$. Birim kök yoktur, seri durağandır

3.5. ARDL Yöntemi ile Regresyon Analizi

3.5.1. ARDL Uzun Dönem İlişkisi ve Sınır Testi

3.5.1.1. ARDL Uzun Dönem İlişkisi

ARDL modeli, VAR modelinden farklı olarak içsel ve dışsal değişkenlerin birlikte kullanılabildiği bir modeldir. ARDL modelinin yapısı, uygulamayı ve yorumlamayı kolaylaştıran tek denklem formülasyonu ve modelde farklı değişkenlere farklı gecikme uzunlukları atanabilmesi imkanına da sahiptir. Bu avantajlar ışığında çalışmada değişkenler arasındaki uzun dönem ilişkiyi gösteren ARDL(p,q_m) modeli şu şekildedir:

$$Y_t = \alpha + \sum_{i=1}^{p} \gamma_{1i} Y_{t-i} + \sum_{i=0}^{q_m} \beta_{mi} X_{m(t-i)} + \varepsilon_t \qquad (12)$$

Burada Y bağımlı değişken, X_m ise bağımsız değişkenleri belirtmektedir; p ve q_m gecikme uzunluklarını tanımlamaktadır. "m" bağımsız değişken sayısını ifade eder. Böylece bağımsız değişkenler için q_1'den q_m'e kadar ayrı ayrı ideal (optimum) gecikme uzunlukları söz konusudur.

Model 1'de kullanılan değişkenler arasındaki uzun dönem ilişkiyi gösteren ARDL(p, q_1, q_2, q_3, q_4, q_5, q_6) modeli şu şekildedir:

$$\begin{aligned} DGAZ_t = \alpha &+ \sum_{i=1}^{p} \gamma_{1i} DGAZ_{t-i} + \sum_{i=0}^{q1} \beta_{1i} BRENT_{t-i} + \sum_{i=0}^{q2} \beta_{2i} COAL_{t-i} \\ &+ \sum_{i=0}^{q3} \beta_{3i} CONS_{t-i} + \sum_{i=0}^{q4} \beta_{4i} IMP_{t-i} + \sum_{i=0}^{q5} \beta_{5i} STO_{t-i} \\ &+ \sum_{i=0}^{q6} \beta_{6i} HDD_{t-i} + \varepsilon_t \end{aligned} \qquad (13)$$

Bu denklemde p, q_1, q_2, q_3, q_4, q_5, q_6 bağımlı ve bağımsız değişkenlerin gecikme uzunluklarını göstermektedir. Burada optimal gecikme yapısını belirlemek için bilgi kriterlerinden yararlanılır. Bu çalışmada bu amaçla Akaike (AIC) bilgi kriteri kullanılmıştır.

3.5.1.2. Sınır Testi ile Eşbütünleşme Analizi

ARDL modeli temel yapısı itibariyle klasik bir hata düzeltme modeline (error correction model-ECM) benzemektedir. ARDL yöntemi ile kurulan modelde değişkenler arasında eşbütünleşme olup olmadığını belirlemek için öncelikle kısıtlanmamış bir hata düzeltme modeli (unrestricted/conditional ECM) kurmak ve Pesaran, Shin ve Smith (2001) tarafından geliştirilen Sınır Testi uygulamak gerekmektedir. Y ve X_m şeklindeki değişkenler için Sınır Testi modeli şu şekildedir:

$$\Delta Y_t = \alpha + \sum_{i=1}^{p} \gamma_{1i} \Delta Y_{t-i} + \sum_{i=0}^{q_m} \beta_{mi} \Delta X_{m(t-i)} + \varphi_1 Y_{t-1} + \varphi_{2m} X_{m(t-1)} + \varepsilon_t \qquad (14)$$

Eşbütünleşmenin araştırılması için Model 1'e uyarlanmış ARDL/Sınır Testi modeli şu şekildedir:

$$\Delta DGAZ_t = \alpha + \sum_{i=1}^{p} \gamma_{1i} \Delta DGAZ_{t-i} + \sum_{i=0}^{q1} \beta_{1i} \Delta BRENT_{t-i} + \sum_{i=0}^{q2} \beta_{2i} \Delta COAL_{t-i} + \sum_{i=0}^{q3} \beta_{3i} \Delta CONS_{t-i} + \sum_{i=0}^{q4} \beta_{4i} \Delta IMP_{t-i} + \sum_{i=0}^{q5} \beta_{5i} \Delta STO_{t-i} + \sum_{i=0}^{q6} \beta_{6i} \Delta HDD_{t-i} + \varphi_1 DGAZ_{t-1} + \varphi_2 BRENT_{t-1} + \varphi_3 COAL_{t-1} + \varphi_4 CONS_{t-1} + \varphi_5 IMP_{t-1} + \varphi_6 STO_{t-1} + \varphi_7 HDD_{t-1} + \varepsilon_t \quad (15)$$

Bu denklemde Δ birinci farkları; p, q_1, q_2, q_3, q_4, q_5, q_6 bağımlı ve bağımsız değişkenlerin gecikme uzunluklarını ifade etmektedir. Sınır testi hipotezleri şu şekildedir:

$$H_0 : \ \varphi_1 = \varphi_2 = \varphi_3 = \varphi_4 = \varphi_5 = \varphi_6 = \varphi_7 = 0 \ \rightarrow Eşbütünleşme\ yoktur$$

$$H_1 : \ \varphi_1 \neq \varphi_2 \neq \varphi_3 \neq \varphi_4 \neq \varphi_5 \neq \varphi_6 \neq \varphi_7 \neq 0 \ \rightarrow Eşbütünleşme\ vardır$$

Bu hipotezlerin sınanması için Wald testi ile bir F istatistiği hesaplanır. Buradan elde edilen F istatistiği, Pesaran ve diğerlerinin (2001) çalışmalarındaki kritik değerlerle karşılaştırılır. Bu çalışmada değerler alt ve üst değerler verilerek gösterilmiştir. Bu değerler, ilki tüm değişkenlerin I(0) olduğu, ikincisi ise tüm değişkenlerin I(1) olduğu varsayılarak elde edilmiştir. Hesaplanan F istatistik değeri üst sınır değerinden yüksekse H_0 hipotezi reddedilerek eşbütünleşmenin olduğu sonucuna ulaşılır. Gözlem sayısının az olduğu durumlarda (<80) Narayan'ın (2005) ürettiği sınır değerlerinin kullanılması daha güvenli olacaktır.

Elde edilen test sonuçları uzun dönem ilişkisinin varlığını gösterirse, öncelikle sınır testi için kullanılan ARDL modelin kararlılığını teyit etmek ve kalıntılarda serisel korelasyon olmadığını doğrulamak için tanısal kontrolleri gerçekleştirmek gereklidir.

Ayrıca modelin istikrarlı olup olmadığına karar vermek için CUSUM ve CUSUMQ testlerinden de yararlanılabilir.

Modeli doğruladıktan sonra değişkenler arasındaki ilişkiler ortaya konulur. Uzun dönem katsayıları, sınır testi denklemindeki bağımsız değişkenlerin katsayılarını, bağımlı değişkenin katsayısının bir gecikmeli değerinin negatif işaretlisine bölünerek elde edilir.

3.5.2. ARDL Hata Düzeltme Modeli ve Kısa Dönem Sonuçları

ARDL analizinde kısa dönem dinamikleri elde etmek için aşağıda denklemi verilmiş olan Hata Düzeltme Modeli (ECM) uygulanır:

$$\Delta Y_t = \alpha + \sum_{i=1}^{p} \gamma_{1i} \Delta Y_{t-i} + \sum_{i=0}^{q_m} \beta_{mi} \Delta X_{m(t-i)} + \theta HDT_{t-1} + \varepsilon_t \qquad (16)$$

Hata Düzeltme Modeli'nin Model 1için kurulmuş hali şu şekildedir:

$$\begin{aligned} \Delta DGAZ_t = \alpha &+ \sum_{i=1}^{p} \gamma_{1i} \Delta DGAZ_{t-i} + \sum_{i=0}^{q1} \beta_{1i} \Delta BRENT_{t-i} + \sum_{i=0}^{q2} \beta_{2i} \Delta COAL_{t-i} \\ &+ \sum_{i=0}^{q3} \beta_{3i} \Delta CONS_{t-i} + \sum_{i=0}^{q4} \beta_{4i} \Delta IMP_{t-i} + \sum_{i=0}^{q5} \beta_{5i} \Delta STO_{t-i} \\ &+ \sum_{i=0}^{q6} \beta_{6i} \Delta HDD_{t-i} + \theta HDT_{t-1} + \varepsilon_t \end{aligned} \qquad (17)$$

HDT_{t-1} ile gösterilen değişken hata düzeltme terimidir. Hata düzeltme teriminin katsayısının negatif, -1 ile sıfır arasında ve anlamlı olması beklenir. Bu terimin katsayısı

kısa dönemde meydana gelen bir sapmanın, bir dönemlik süre zarfında uzun dönem dengeye hangi oranda yaklaşacağını gösterir.

3.6. Kurulan Ekonometrik Modeller ve Analizleri

3.6.1. Model 1 – Almanya Ortalama İthalat Fiyatı ile Brent Ham Petrol Fiyatının Analizi

Kurulan ilk modelin kapalı formu şu şekildedir:

$DGAZ_{BAFA} = f$ {BRENT, COAL, CONS_DE, IMP_DE, STO_DE, HDD_DE}

Literatürde (Kao, 2011) bir gecikmeli ham petrol fiyatının doğal gaz fiyatına etkisinin güçlülüğü ortaya koyulduğundan ve burada raporlanmayan çalışmalarımız sonucu en uygun model olarak bulunması sebebiyle, kurulan ARDL modelinde petrol ve kömürün bir gecikmeli değeri, diğerlerinin cari değeri açıklayıcı değişken olarak alınmıştır.

Tüm değişkenler için maksimum gecikme sayısı 4 olarak belirlendikten ve bilgi kriteri Akaike Bilgi Kriteri seçildikten sonra en uygun ARDL modeli olarak ARDL(2,2,0,1,4,2,0) elde edilmiştir. ARDL(2,2,0,1,4,2,0) modeli için yapılan Sınır Testi sonuçları Tablo 3'de görülmektedir..

Tablo 3. Model 1 için ARDL Sınır Testi

Model	K	F istatistiği	Önem Düzeyi	Alt Sınır	Üst Sınır
			0.01	2.88	3.99
ARDL(2, 2, 0, 1, 4, 2, 0)	6	3.9463	0.05	2.27	3.28
			0.1	1.99	2.94

K açıklayıcı değişken sayısını ifade etmektedir. Alt ve üst sınır için kullanılan kritik değerler, (Pesaran vd., 2001; s.300) yaptıkları çalışmada Tablo CI(ii)'den alınmıştır.

Hesaplanan F istatistiği %5 önem seviyesindeki kritik değerlerden büyük olduğu için gaz fiyatı ile açıklayıcı değişkenlerin ilgili dönemde uzun dönemli eşbütünleşik olduğu anlaşılmaktadır.

Modelin tanımsal istatistikleri ise Tablo 4'te görülmektedir. R^2 ve Düzeltilmiş R^2 değerleri kurulan ekonometrik modelin bağımlı değişkeni ne oranda açıklayabildiğini göstermektedir. Serisel korelasyon için Durbin-Watson ve Breusch-Godfrey LM testine bakılmıştır, değişen varyans için Breusch-Pagan-Godfrey testi modele uygulanmıştır. Fonksiyonel biçim Ramsey Reset testi ile, normallik ise Jarque-Berra testi ile sınanmıştır.

Tablo 4. Model 1 için Doğrulama Testleri

Tanımsal Testler					
R^2	0.982471		$\chi^2_{\text{BREUSCH-GODFREY}}$	0.913306	(0.6334)
Düzeltilmiş R^2	0.979367		$\chi^2_{\text{BREUSCH-PAGAN-GODF}}$	23.73242	(0.1269)
F istatistiği	316.5087	(0.0000)	$\chi^2_{\text{JARQUE-BERRA}}$	5.724089	(0.0572)
Durbin-Watson	2.023594		F_{RESET}	1.825617	(0.1799)

Not: Parantez içindeki değerler yapılan testlerin olasılık değerlerini göstermektedir.

Tanımsal testlere bakıldığında; deterministik ve stokastik olarak bir problem olmadığı görülmektedir. R^2 değerlerinin 1'e yakın olması modelin yüksek oranda açıklayıcı olduğunu göstermektedir. F istatistiğine ait olasılık değeri 0.05'ten küçük olduğu için, modeldeki açıklayıcı değişkenler, bağımlı değişkeni bütün halinde anlamlı düzeyde etkilemiş bulunmaktadır. DW istatistiğinin 2'ye yakın olması ve χ^2_{BG} test istatistiğinin olasılık değerinin 0.05'ten büyük olması modelde otokorelasyon sorunu olmadığı kanısına ulaşılmasını sağlamaktadır. χ^2_{BPG} test istatistiğinin olasılık değeri de 0.05'ten büyüktür, modelde değişen varyans sorunu yoktur. χ^2_{JB} testinin olasılık değerinin 0.05'ten büyük olması da modelin artıklarının normal dağıldığını ifade eder. Ramsey Reset testinde elde edilen F_{RESET} istatistiğinin olasılık değerinin 0.05'ten büyük olması ile fonksiyonel formu doğru belirlenmiş olduğu sonucuna varılır. Dolayısıyla modelden elde edilen sonuçlar güvenilirdir.

Uzun dönemli eşbütünleşme ilişkisi tespit edildikten sonra değişkenlere ait uzun ve kısa dönem katsayıları hesaplanmıştır. Uzun dönem eşitliği (18)'deki gibidir ve Tablo 5'te de uzun dönem katsayılarının anlamlılıkları görülmektedir.

$$DGAZ_{BAFA} = 0.1929*BRENT_{t-1} + 0.8312*COAL_{t-1} - 0.0866*CONS_DE - 0.0014*IMP_DE - 0.0435*STO_DE + 0.0038*HDD_DE + 12.4414 \quad (18)$$

Tablo 5. Model 1 Uzun Dönem Katsayıları

Değişkenler	Katsayı	Standart Hata	t-istatistiği	Olasılık
$BRENT_{t-1}$	0.1929	0.0235	8.1937	0.0000
$COAL_{t-1}$	0.8312	0.3272	2.5404	0.0127
CONS_DE	-0.0866	0.1289	-0.6719	0.5033
IMP_DE	-0.0014	0.1223	-0.0112	0.9910
STO_DE	-0.0435	0.0160	-2.7174	0.0078
HDD_DE	0.0038	0.0047	0.8070	0.4217
C	12.4414	6.9960	1.7784	0.0785

Modelde *HDD_DE, IMP_DE* ve *CONS_DE* verileri uzun dönem katsayılarının t-istatistik değerlerine bakıldığında, olasılık değerinin 0.05'ten büyük olmasından görüleceği üzere katsayılar anlamlı değildir ve modeldeki diğer katsayıların güvenilirliğini etkileyebilirler. Bu nedenle modelden teker teker çıkarılarak model tekrar kurulmuştur. *HDD_DE* ve *STO_DE* çıkarıldıktan sonra kurulan model Bölüm 3.6.1.1'de raporlanmıştır. Burada bu değişkenlerin çıkarılmamış hali de raporlanarak modeldeki diğer katsayılara etkisinin görülmesi sağlanmıştır.

Modelin kısa dönem katsayıları ve hata düzeltme terimi (HDT_{t-1}) Tablo 6'da görülmektedir. Modelin hata düzeltme terimi negatif ve istatistiki açıdan %1 önem seviyesinde anlamlıdır. Bu durum modelin hata düzeltme modelinin çalıştığını ve modelin anlamlı olduğunu göstermektedir. Kısa dönemde meydana gelen sapmalar, uzun

dönemde tekrar dengeye yaklaşmaktadır. Kısa dönem sapmalarının yaklaşık 6 dönemde tekrar uzun dönem dengeye döndüğü görülmektedir.

Tablo 6. Model 1 Kısa Dönem Katsayıları

Değişkenler	Katsayı	Standart Hata	t-istatistiği	Olasılık
$\Delta DGAZ_{BAFA(t-1)}$	0.2998	0.0783	3.8308	0.0002
$\Delta BRENT_{t-1}$	0.0388	0.0128	3.0283	0.0032
$\Delta BRENT_{t-2}$	-0.0531	0.0136	-3.9109	0.0002
ΔCONS_DE	-0.0443	0.0091	-4.8891	0.0000
ΔIMP_DE	0.0479	0.0133	3.5933	0.0005
ΔIMP_DE_{t-1}	0.0222	0.0102	2.1759	0.0320
ΔIMP_DE_{t-2}	0.0078	0.0107	0.7310	0.4666
ΔIMP_DE_{t-3}	-0.0224	0.0103	-2.1857	0.0313
ΔSTO_DE	-0.0263	0.0073	-3.6073	0.0005
ΔSTO_DE_{t-1}	0.0221	0.0074	3.0068	0.0034
HDT_{t-1}*	-0.1568	0.0269	-5.8200	0.0000

* p-değeri yapılan testte t-Sınır dağılımı ile uyumsuzdur.

Hata düzeltme teriminin p-değeri (olasılık), yapılan test sonucuna göre uyumsuz notu ile üretildiğinden, güvenilir olmadığı için t-istatistik değerinin sınır testine bakılmış ve Pesaran (2001)'deki ilgili I(0) ve I(1) sınır değerleri [-3.43,-4.99] ile karşılaştırıldıktan sonra hata düzeltme teriminin %1 önem seviyesinde anlamlı olduğu görülmüştür.

3.6.1.1. Model 1b- IMP_DE ve HDD_DE değişkenleri çıkarılmış durum

Model 1'de *IMP_DE* ve *HDD_DE* değişkenlerinin katsayıları istatistiksel olarak anlamlı bulunmadığından bu değişkenler modelden çıkarılmışlardır. Kurulan yeni modelin kapalı formu şu şekildedir:

Model 1b: $DGAZ_{BAFA} = f$ {BRENT, COAL, STO_DE, CONS_DE}

Bu değişkenlerle ARDL modeli kurulduğunda her bir değişken için optimum gecikme sayıları olarak ARDL(2,2,0,0,0) elde edilmiştir. Model için yapılan Sınır Testi sonuçları Tablo 7'de görülmektedir.

Tablo 7. Model 1b için ARDL Sınır Testi

Model	K	F istatistiği	Önem Düzeyi	Alt Sınır	Üst Sınır
			0.01	3.29	4.37
ARDL(2, 2, 0, 0, 0)	4	6.0876	0.05	2.56	3.49
			0.1	2.2	3.09

K açıklayıcı değişken sayısını ifade etmektedir. Alt ve üst sınır için kullanılan kritik değerler, (Pesaran vd., 2001; s.300) yaptıkları çalışmada Tablo CI(ii)'den alınmıştır.

Hesaplanan F istatistiği %1 önem seviyesindeki kritik değerlerden büyük olduğu için gaz fiyatı ile açıklayıcı değişkenlerin ilgili dönemde uzun dönemli eşbütünleşik olduğu anlaşılmaktadır.

Modelin tanımsal istatistikleri ise Tablo 8'de görülmektedir.

Tablo 8. Model 1b için Doğrulama Testleri

Tanımsal Testler					
R^2	0.978592		$\chi^2_{BREUSCH-GODFREY}$	0.524432	(0.7693)
Düzeltilmiş R^2	0.976976		$\chi^2_{BREUSCH-PAGAN-GODF}$	8.960594	(0.3456)
F istatistiği	605.6800	(0.0000)	$\chi^2_{JARQUE-BERRA}$	5.724089	(0.0572)
Durbin-Watson	1.971269		F_{RESET}	1.628826	(0.2047)

Not: Parantez içindeki değerler yapılan testlerin olasılık değerlerini göstermektedir.

Elde edilen istatistiksel sonuçlara göre modelin fonksiyonel formu doğru belirlenmiş olup, modelde otokorelasyon ve değişen varyans sorunu yoktur. Dolayısıyla modelden elde edilen sonuçlar güvenilirdir.

Uzun dönemli eşbütünleşme ilişkisi tespit edildikten sonra değişkenlere ait uzun ve kısa dönem katsayıları hesaplanmıştır. Uzun dönem eşitliği (19)'daki gibidir ve Tablo 9'da uzun dönem katsayılarının anlamlılıkları görülmektedir.

$$DGAZ_{BAFA} = 0.1966*BRENT_{t-1} + 0.7534*COAL_{t-1} - 0.0537*STO_DE - 0.1037*CONS_DE + 16.5216 \quad (19)$$

Tablo 9. Model 1b Uzun Dönem Katsayıları

Değişkenler	Katsayı	Standart Hata	t-istatistiği	Olasılık
$BRENT_{t-1}$	0.1966	0.0200	9.8262	0.0000
$COAL_{t-1}$	0.7534	0.3213	2.3447	0.0209
STO_DE	-0.0537	0.0155	-3.4534	0.0008
CONS_DE	-0.1037	0.0493	-2.1019	0.0379
C	16.5216	5.4006	3.0592	0.0028

Model 1'den *IMP_DE* ve *HDD_DE* değişkenleri çıkarıldığında, modeli açıklayan tüm değişkenlerin katsayıları anlamlı hale gelmiştir. Ancak dikkat çekici husus şudur ki, *Brent* fiyatındaki değişimin $DGAZ_{BAFA}$ fiyatına yansıyan miktarı, sadece binde 7 (% 0.7) oranında değişmiştir. Bu durum gaz-petrol ilişkisinin, arz ve talep yönündeki ekonomik açıdan önemli sektör değişkenlerinden birer tanesinin modelden çıkarılmasına duyarsız olduğunu göstermektedir. Böylece modellerde katsayısı anlamsız açıklayıcı değişkenlerin bulunmasının modelde temel olarak yorumlanan gaz-petrol fiyatı ilişkisini yorumlamaya engel olmadığı görüldüğü gibi, her bir modelde o ülkenin verilerinin doğurduğu sonuç olarak arz ve talep yönlü farklı bir değişkenin modelden atılmasının da modeller arası kıyaslamada eş bazlılığa aleyhte bir durum oluşturmadığı anlaşılmaktadır.

Modelin kısa dönem katsayıları ve hata düzeltme terimi (HDT_{t-1}) Tablo 10'da görülmektedir. Modelin hata düzeltme terimi negatif ve istatistiki açıdan %1 önem seviyesinde anlamlıdır. Bu durum modelin hata düzeltme modelinin çalıştığını ve modelin anlamlı olduğunu göstermektedir. Kısa dönemde meydana gelen sapmalar, uzun

dönemde tekrar dengeye yaklaşmaktadır. Katsayıları anlamsız olduğu için Model 1'den iki değişkenin çıkarılmasının hata düzeltme teriminin katsayısına etkisi de çok düşüktür, sadece binde 9 (% 0.9) değişim söz konusu olmuştur. Kısa dönem sapmalarının yaklaşık 6.5 dönemde tekrar uzun dönem dengeye döndüğü görülmektedir.

Tablo 10. Model 1b Kısa Dönem Katsayıları

Değişkenler	Katsayı	Standart Hata	t-istatistiği	Olasılık
$\Delta DGAZ_{BAFA(t-1)}$	0.2541	0.0797	3.1869	0.0019
$\Delta BRENT_{t-1}$	0.0457	0.0130	3.5204	0.0006
$\Delta BRENT_{t-2}$	-0.0468	0.0136	-3.4325	0.0009
HDT_{t-1}*	-0.1554	0.0251	-6.1845	0.0000

Modelin kısa dönem katsayıları %1 önem seviyesinde anlamlıdır.

3.6.1.2. Model 1b- Veri seti daraltılıp son yıllara (2015-2020 arasına) ayrı bakıldığında durum

2010-2020 arası olan doğal gaz–petrol fiyatı ilişkisine kıyasla, bu zaman diliminin yalnızca ikinci yarısındaki veriler ele alındığında bir farklılık söz konusu olup olmadığı araştırılmıştır. Bu amaçla Model 1b'nin analizi 01.2015-01.2020 tarihleri arası aylık verilerle tekrar yapılmıştır. Veri seti kısaltılmasına rağmen hesaplanan Sınır testi F istatistiği değerine bakıldığında %5 önem seviyesindeki kritik değerlerden büyük olduğu için gaz fiyatı ile açıklayıcı değişkenlerin ilgili dönemde uzun dönemli eşbütünleşme ilişkisinin varlığı doğrulanmıştır.

Tablo 11. Model 1b 2015-2020 Dönemi için ARDL Sınır Testi

Model	K	F istatistiği	Önem Düzeyi	Alt Sınır	Üst Sınır
			0.01	3.29	4.37
ARDL(2, 2, 1, 4, 0)	4	3.7487	0.05	2.56	3.49
			0.1	2.2	3.09

K açıklayıcı değişken sayısını ifade etmektedir. Alt ve üst sınır için kullanılan kritik değerler, (Pesaran vd., 2001; s.300) yaptıkları çalışmada Tablo CI(ii)'den alınmıştır.

Tablo 12'de görüldüğü üzere modelin açıklayıcılığı çok az oranda düşmekle birlikte elde edilen istatistiksel sonuçlara göre modelde otokorelasyon ve değişen varyans sorunu yoktur, artıklar normal dağılmaktadır, fonksiyonel formun doğruluğu teyit edilmiştir. Böylece yapılan analizler güvenilirdir.

Tablo 12. Model 1b 2015-2020 Dönemi için Doğrulama Testleri

Tanımsal Testler					
R^2	0.932529		$\chi^2_{\text{BREUSCH-GODFREY}}$	2.438835	(0.2955)
Düzeltilmiş R^2	0.912595		$\chi^2_{\text{BREUSCH-PAGAN-GODF}}$	15.45018	(0.2801)
F istatistiği	46.77972	(0.0000)	$\chi^2_{\text{JARQUE-BERRA}}$	0.179282	(0.9143)
Durbin-Watson	2.160598		F_{RESET}	1.442904	(0.2362)

Not: Parantez içindeki değerler yapılan testlerin olasılık değerlerini göstermektedir.

Uzun dönemli eşbütünleşme ilişkisi tespit edildikten sonra değişkenlere ait uzun ve kısa dönem katsayıları hesaplanmıştır. Uzun dönem eşitliği (20)'deki gibidir ve Tablo 13'de ise uzun dönem katsayılarının anlamlılıkları görülmektedir. Spot kömür fiyatlarının (*COAL*) dışında diğer değişkenlerin katsayıları anlamlılığını korumuştur ve $DGAZ_{BAFA}$ fiyatını açıklayıcı değişkenlerdir.

$$DGAZ_{BAFA} = 0.1934*BRENT_{t-1} + 0.5406*COAL_{t-1} - 0.0373*STO_DE - 0.1809*CONS_DE + 21.9479 \quad (20)$$

Tablo 13. Model 1b 2015-2020 Dönemi için Uzun Dönem Katsayıları

Değişkenler	Katsayı	Standart Hata	t-istatistiği	Olasılık
$BRENT_{t-1}$	0.1934	0.0888	2.1784	0.0348
$COAL_{t-1}$	0.5406	0.5910	0.9147	0.3653
STO_DE	-0.0373	0.0180	-2.0726	0.0441
CONS_DE	-0.1809	0.0859	-2.1049	0.0410
C	21.9479	9.9372	2.2087	0.0325

Modelin kısa dönem katsayıları ve hata düzeltme terimi Tablo 14'de görülmektedir. Modelin kısa dönem katsayılarında depolama miktarının gecikmeli değerleri dışında tüm katsayılar, $DGAZ_{BAFA}$ katsayısı %10 önem düzeyinde olmak üzere %1 ve %5 önem düzeylerinde anlamlıdır.

Tablo 14. Model 1b 2015-2020 Dönemi için Kısa Dönem Katsayıları

Değişkenler	Katsayı	Standart Hata	t-istatistiği	Olasılık
$\Delta DGAZ_{BAFA(t-1)}$	0.2035	0.1082	1.8801	0.0667
$\Delta BRENT_{t-1}$	0.0553	0.0184	3.0074	0.0043
$\Delta BRENT_{t-2}$	-0.0657	0.0210	-3.1252	0.0031
$\Delta COAL_{t-1}$	0.5322	0.1838	2.8953	0.0059
ΔSTO_DE	-0.0194	0.0076	-2.5627	0.0139
ΔSTO_DE_{t-1}	0.0095	0.0080	1.1870	0.2416
ΔSTO_DE_{t-2}	0.0107	0.0077	1.3995	0.1687
ΔSTO_DE_{t-3}	-0.0175	0.0073	-2.3771	0.0219
HDT_{t-1}*	-0.2039	0.0407	-5.0048	0.0000

3.6.1.3. Model 1'den Elde Edilen Sonuçlar

Modelde elde edilen uzun dönem sonuçlarına bakıldığında, eşitlik (20)'de görüldüğü üzere 2010-2020 arasındaki verilerde petrol fiyatı, doğal gaz fiyatındaki hareketler üzerinde net bir pozitif uzun vadeli etki göstermektedir. Brent petrol

fiyatındaki bir değişikliğin, uzun vadede gelişmiş Avrupa pazarları için uzun dönemli kontratlarda bir proksi olan Almanya sınır girişi ortalama doğal gaz fiyatına %19.66'sı kadarının yansımasının söz konusu olduğu sonucuna varılmıştır.

Model 2015-2020 arası verilerle tekrar değerlendirildiğinde, sonuçlar değişmemiş ve Brent petrolün katsayısı 0.1934 olarak gerçekleşmiştir. Bu durum literatürdeki 2000-2008 arası bulunan 0.75 ve 2008-2018 arası 0.48 katsayıları gibi katsayılarla kıyaslandığında, bir düşüş eğilimi olsa da bu değerin belirli bir seviyede kalmaya devam edeceğini ve bir ayrışmanın henüz söz konusu olmadığını göstermektedir.

Alman gaz fiyatında, uzun dönem eşbütünleşme ilişkisinde petrol fiyatının yanı sıra, diğer değişkenlerden kömür fiyatı ve doğalgaz depolarındaki stok durumu ve tüketim miktarı katsayıları da %1 ve %5 önem seviyelerinde istatistiksel açıdan anlamlı bulunmuştur ve 2010-2020 dönemi için fiyatı açıklayıcı değişkenlerdir. Diğer yandan doğrudan doğal gaz piyasasının temellerine ilişkin diğer iki arz ve talep yönlü değişken uzun dönemde istatistiksel olarak önemsiz kılınmaktadır ve bu, ilgili dönemde gaz fiyatı üzerinde uzun vadeli bir etki yapmadıkları anlamına gelmektedir.

Kısa dönemde, Brent petroldeki 2 ay gecikmeli değerler de dahil olmak üzere gecikmeli değerlerin aylık fiyat değişimlerinin doğal gaz fiyatına etki etmesi söz konusudur. Brent'in modeldeki tüm gecikmeli fark değerlerinin katsayıları istatistiksel olarak anlamlıdır. Tüketim, net ithalat ve depolama miktarlarındaki değişimler de kısa dönemde doğal gaz fiyatına etki etmektedir ve katsayıları istatistiksel olarak anlamlıdır. Model, depolama miktarındaki geçmiş dönem ve güncel dönem yansımalarının ters ilişkili olmasını da sektörel gerçekleşmelere uygun olarak açıklamaktadır. Güncel dönemde depolanan doğal gaz miktarında % 10 artış olması, doğal gaz fiyatına % 2.1 artış olarak yansımaktadır. Diğer yandan bir önceki dönemde depolama miktarında % 10 bir artış gerçekleşmişse, bu durum doğalgaz fiyatında % 1,8 azalış olarak etki etmektedir. Bu hesapta depo miktarı olarak 10 yılın ortalaması olan 172 TWh kullanılmış ve 20 €/MWh'lik gaz fiyatına yansıması belirtilmiştir.

3.6.2. Model 2 – Almanya Gaz Ticaret Merkezi Gaspool ile Brent Ham Petrol Fiyatının Analizi

Kurulan modelin kapalı formu şu şekildedir:

GPL = f {BRENT, $DGAZ_{BAFA}$, COAL, IMP_DE, STO_DE}

Tüm değişkenler için maksimum gecikme sayısı 4 olarak belirlendikten ve bilgi kriteri Akaike Bilgi Kriteri seçildikten sonra en uygun ARDL modeli olarak ARDL(1,1,0,0,3,3) elde edilmiştir. ARDL(1,1,0,0,3,3) modeli için yapılan Sınır Testi sonuçları Tablo 15'de görülmektedir..

Tablo 15. Model 2 için ARDL Sınır Testi

Model	K	F istatistiği	Önem Düzeyi	Alt Sınır	Üst Sınır
			0.01	3.06	4.15
ARDL(1, 1, 0, 0, 3, 3)	5	5.7305	0.05	2.39	3.38
			0.1	2.08	3

K açıklayıcı değişken sayısını ifade etmektedir. Alt ve üst sınır için kullanılan kritik değerler, (Pesaran vd., 2001; s.300) yaptıkları çalışmada Tablo CI(ii)'den alınmıştır.

Hesaplanan F istatistiği %1 önem seviyesindeki kritik değerlerden büyük olduğu için gaz fiyatı ile açıklayıcı değişkenlerin ilgili dönemde uzun dönemli eşbütünleşik olduğu anlaşılmaktadır.

Modelin tanımsal istatistikleri ise Tablo 16'da görülmektedir. R^2 ve Düzeltilmiş R^2 değerleri kurulan ekonometrik modelin bağımlı değişkeni ne oranda açıklayabildiğini göstermektedir. Otokorelasyon için Durbin-Watson ve Breusch-Godfrey LM testine bakılmıştır, değişen varyans için Breusch-Pagan-Godfrey testi modele uygulanmıştır. Regresyonda model kurma hatası Ramsey Reset testi ile, artıkların normal dağılımı ise Jarque-Berra testi ile sınanmıştır.

Tablo 16. Model 2 için Doğrulama Testleri

Tanımsal Testler				
R^2	0.950899		$\chi^2_{BREUSCH-GODFREY}$	1.64697 (0.4389)
Düzeltilmiş R^2	0.943807		$\chi^2_{BREUSCH-PAGAN-GODF}$	20.61327 (0.0809)
F istatistiği	134.0734	(0.0000)	$\chi^2_{JARQUE-BERRA}$	3.28454 (0.1935)
Durbin-Watson	1.982786		F_{RESET}	0.12445 (0.7251)

Not: Parantez içindeki değerler yapılan testlerin olasılık değerlerini göstermektedir.

Tanımsal testlere bakıldığında R^2 değerleri 1'e yakın ve modelin açıklayıcılığı yüksektir. F istatistiğine ait olasılık değeri 0.05'ten küçük ve modeldeki açıklayıcı değişkenler, bağımlı değişkeni bütün halinde anlamlı düzeyde etkilemiş bulunmaktadır. DW istatistiği 2'ye yakın ve χ^2_{BG} test istatistiğinin olasılık değeri 0.05'ten büyüktür, modelde otokorelasyon sorunu yoktur. χ^2_{BPG} testinin olasılık değeri de 0.05'ten büyüktür, modelde değişen varyans sorunu yoktur. χ^2_{JB} testinin olasılık değeri de 0.05'ten büyük ve modelin artıkları normal dağılmaktadır. Ramsey Reset testinde elde edilen F_{RESET} istatistiğinin olasılık değerinin 0.05'ten büyük olması ile fonksiyonel formu doğru belirlenmiştir. Modelde herhangi bir ekonometrik problemin olmadığı görülmüştür, modelden elde edilen sonuçlar güvenilirdir.

Model ile uzun dönemli eşbütünleşme ilişkisi tespit edildikten sonra değişkenlere ait uzun ve kısa dönem katsayıları hesaplanmıştır. Uzun dönem eşitliği (21)'deki gibidir ve Tablo 17'de de uzun dönem katsayılarının anlamlılıkları görülmektedir.

$$GPL = 0.6147*DGAZ_{BAFA} + 0.0770*BRENT - 0.4041*COAL + 0.0979*IMP_DE - 0.0850*STO_DE + 10.9967 \quad (21)$$

Tablo 17. Model 2 Uzun Dönem Katsayıları

Değişkenler	Katsayı	Standart Hata	t-istatistiği	Olasılık
$DGAZ_{BAFA}$	0.6147	0.1395	4.4077	0.0000
BRENT	0.0770	0.0261	2.9521	0.0040
COAL_DE	-0.4041	0.2042	-1.9789	0.0509
IMP_DE	0.0979	0.0000	1.9036	0.0602
STO_DE	-0.0850	0.0000	-6.1290	0.0000
C	10.9967	5.8885	1.8675	0.0651

Modelin tüm uzun dönem katsayıları %1 ve %10 önem seviyelerinde anlamlıdır.

Modelin kısa dönem katsayıları ve hata düzeltme terimi (HDT_{t-1}) Tablo 18'de görülmektedir. Modelin hata düzeltme terimi negatif ve istatistiki açıdan %1 önem seviyesinde anlamlıdır. Kısa dönem sapmalarının yaklaşık 2.5 dönemde tekrar uzun dönem dengeye döndüğü görülmektedir.

Tablo 18. Model 2 Kısa Dönem Katsayıları

Değişkenler	Katsayı	Standart Hata	t-istatistiği	Olasılık
$\Delta DGAZ_{BAFA}$	0.7697	0.1263	6.0957	0.0000
ΔIMP_DE	0.0249	0.0000	1.6013	0.1128
ΔIMP_DE_{t-1}	-0.0493	0.0000	-2.8193	0.0059
ΔIMP_DE_{t-2}	-0.0497	0.0000	-2.9519	0.0040
ΔSTO_DE	-0.0644	0.0000	-7.0458	0.0000
ΔSTO_DE_{t-1}	0.0389	0.0000	4.2416	0.0001
ΔSTO_DE_{t-2}	0.0175	0.0000	1.8779	0.0636
HDT_{t-1}*	-0.3956	0.0605	-6.5412	0.0000

3.6.2.1. Model 2'den Elde Edilen Sonuçlar

2011-2020 arasındaki verilerde petrol fiyatı, doğal gaz ticaret merkezi Gaspool (GPL) spot fiyatındaki hareketler üzerinde pozitif uzun vadeli bir etki göstermektedir. Ancak bu etki, Model 1'de analiz edilen Almanya ortalama ithalat fiyatındaki etkiye

kıyasla çok daha düşüktür. Brent petrol fiyatındaki bir değişikliğin, uzun vadede Gaspool spot doğal gaz fiyatına % 7.7'si kadarının yansımasının söz konusu olduğu sonucuna varılmıştır.

Almanya ortalama ithalat fiyatı $DGAZ_{BAFA}$'daki değişimlerin ise Gaspool spot fiyatı üzerinde oldukça yüksek bir etkisi mevcuttur. $DGAZ_{BAFA}$'daki 1 birim artışın % 61'i Gaspool spot fiyatına yansımaktadır.

Modeldeki diğer değişkenlerin (*COAL_DE, IMP_DE, STO_DE*) katsayıları da uzun dönem analizinde %1 ve %10 önem düzeyinde anlamlıdır.

Modelin hata düzeltme terimi 0.01 önem seviyesinde anlamlıdır. Kısa dönemde meydana gelen bir sapma, bir sonraki dönemde %40 oranında geri dönerek tekrar uzun dönem dengeye yaklaşmaktadır.

Depolama ve ithalat verilerinin her ikisinin de hem kısa dönem hem de uzun dönemde GPL fiyatına etki ettikleri gözlemlenmiştir.

3.6.3. Model 3 – İngiltere Gaz Ticaret Merkezi NBP ile Brent Ham Petrol Fiyatının Analizi

Kurulan modelin kapalı formu şu şekildedir:

NBP = f {BRENT, HH, STO_UK, PROD_UK, TTF}

Bu değişkenlerle ARDL modeli kurulduğunda her bir değişken için optimum gecikme sayıları olarak ARDL(3,4,0,4,2,3) elde edilmiştir. Model için yapılan Sınır Testi sonuçları Tablo 19'de görülmektedir.

Tablo 19. Model 3 için ARDL Sınır Testi

Model	K	F istatistiği	Önem Düzeyi	Alt Sınır	Üst Sınır
			0.01	3.06	4.15
ARDL(3, 4, 0, 4, 2, 3)	5	7.2002	0.05	2.39	3.38
			0.1	2.08	3

K açıklayıcı değişken sayısını ifade etmektedir. Alt ve üst sınır için kullanılan kritik değerler, (Pesaran vd., 2001; s.300) yaptıkları çalışmada Tablo CI(ii)'den alınmıştır.

Hesaplanan F istatistiği %1 önem seviyesindeki kritik değerlerden büyük olduğu için gaz fiyatı ile açıklayıcı değişkenlerin ilgili dönemde uzun dönemli eşbütünleşik olduğu anlaşılmaktadır.

Modelin tanımsal istatistikleri ise Tablo 20'de görülmektedir.

Tablo 20. Model 3 için Doğrulama Testleri

Tanımsal Testler				
R^2	0.993682		$\chi^2_{BREUSCH-GODFREY}$	5.059293 (0.0797)
Düzeltilmiş R^2	0.992064		$\chi^2_{BREUSCH-PAGAN-GODF}$	30.52479 (0.0819)
F istatistiği	614.1310	(0.0000)	$\chi^2_{JARQUE-BERRA}$	1.610288 (0.4470)
Durbin-Watson	2.058137		F_{RESET}	1.135801 (0.2897)

Not: Parantez içindeki değerler yapılan testlerin olasılık değerlerini göstermektedir.

Elde edilen istatistiksel sonuçlara göre modelin fonksiyonel formu doğru belirlenmiş olup, modelde otokorelasyon ve değişen varyans sorunu yoktur. Modelin artıkları normal dağılmaktadır. Dolayısıyla modelden elde edilen sonuçlar güvenilirdir.

Uzun dönemli eşbütünleşme ilişkisi tespit edildikten sonra değişkenlere ait uzun ve kısa dönem katsayıları hesaplanmıştır. Uzun dönem eşitliği (22)'deki gibidir ve Tablo 21'de uzun dönem katsayılarının anlamlılıkları görülmektedir.

$$NBP = 0.0413*BRENT - 0.0339*HH + 0.0186*STO_UK - 0.0972*PROD_UK + 1.0631*TTF + 4.0501 \quad (22)$$

Tablo 21. Model 3 Uzun Dönem Katsayıları

Değişkenler	Katsayı	Standart Hata	t-istatistiği	Olasılık
BRENT	0.0413	0.0134	-3.0787	0.0028
HH	-0.0340	0.0429	-0.7906	0.4314
STO_UK	0.0186	0.0000	2.4817	0.0151
PROD_UK	-0.0972	0.0000	-3.1756	0.0021
TTF	1.0631	0.0239	44.4470	0.0000
C	4.0501	1.3435	3.0146	0.0034

Model 3'ün uzun dönem analizinde *HH* değişkeninin katsayısı anlamlı bulunmamıştır, diğer katsayılar %1 ve %5 seviyesinde anlamlıdır. Modelden *HH* çıkarılarak tekrar analiz edilmiştir ve *HH* çıkarıldığında, modeli açıklayan tüm değişkenlerin katsayıları anlamlı hale gelmiştir. Model 1'de olduğu gibi analizden çıkarılan değişkenin gaz fiyatı – petrol fiyatı ilişkisine etkisi gözlenmemiştir.

Modelin kısa dönem katsayıları Tablo 22'deki gibidir. Kısa dönem katsayıları *HH* değişkeni çıkarıldıktan sonraki değerler üzerinden yorumlanacaktır.

Tablo 22. Model 3 Kısa Dönem Katsayıları

Değişkenler	Katsayı	Standart Hata	t-istatistiği	Olasılık
ΔNBP_{t-1}	0.1747	0.1026	1.7024	0.0925
ΔNBP_{t-2}	0.4058	0.0923	4.3960	0.0000
ΔBRENT	0.0018	0.0185	0.0971	0.9229
$\Delta BRENT_{t-1}$	0.0341	0.0193	1.7693	0.0806
$\Delta BRENT_{t-2}$	-0.0151	0.0191	-0.7910	0.4312
$\Delta BRENT_{t-3}$	0.0472	0.0193	2.4467	0.0166
ΔSTO_UK	-0.0268	0.0000	-2.2563	0.0267
ΔSTO_UK_{t-1}	0.0324	0.0000	2.8872	0.0050
ΔSTO_UK_{t-2}	0.0044	0.0000	0.4324	0.6666
ΔSTO_UK_{t-3}	-0.0204	0.0000	-1.9876	0.0502
ΔPROD_UK	-0.0785	0.0000	-3.9985	0.0001
$\Delta PROD_UK_{t-1}$	0.0544	0.0000	2.8102	0.0062
ΔTTF	1.0956	0.0264	41.4646	0.0000
ΔTTF_{t-1}	-0.1983	0.1150	-1.7242	0.0884
ΔTTF_{t-2}	-0.3344	0.0989	-3.3805	0.0011
HDT_{t-1}*	-0.7276	0.0989	-7.3546	0.0000

3.6.3.1. Model 3b- HH değişkeni çıkarılmış durum

Modelden HH değişkeni çıkarıldığında kurulan modelin kapalı formu şu şekildedir:

Model 3b: NBP = f {BRENT, STO_UK, PROD_UK, TTF}

Bu değişkenlerle ARDL modeli kurulduğunda her bir değişken için optimum gecikme sayıları olarak ARDL(3,4,4,2,3) elde edilmiştir. Model için yapılan Sınır Testi sonuçları Tablo 23'de görülmektedir

Tablo 23. Model 3b için ARDL Sınır Testi

Model	K	F istatistiği	Önem Düzeyi	Alt Sınır	Üst Sınır
			0.01	3.29	4.37
ARDL(3, 4, 4, 2, 3)	4	8.3325	0.05	2.56	3.49
			0.1	2.2	3.09

K açıklayıcı değişken sayısını ifade etmektedir. Alt ve üst sınır için kullanılan kritik değerler, (Pesaran vd., 2001; s.300) yaptıkları çalışmada Tablo CI(ii)'den alınmıştır.

Model 3b'den Hesaplanan Sınır testi F istatistiği değerine bakıldığında %1 önem seviyesindeki kritik değerlerden büyük olduğu için gaz fiyatı ile açıklayıcı değişkenlerin ilgili dönemde uzun dönemli eşbütünleşme ilişkisinin varlığı doğrulanmıştır.

Tablo 24'de görüldüğü üzere elde edilen istatistiksel sonuçlara göre modelde otokorelasyon ve değişen varyans sorunu yoktur, artıklar normal dağılmaktadır, fonksiyonel formun doğruluğu teyit edilmiştir. Böylece yapılan analizler güvenilirdir.

Tablo 24. Model 3b için Doğrulama Testleri

Tanımsal Testler					
R^2	0.993633		$\chi^2_{\text{BREUSCH-GODFREY}}$	4.987361	(0.0826)
Düzeltilmiş R^2	0.992099		$\chi^2_{\text{BREUSCH-PAGAN-GODF}}$	29.59276	(0.0767)
F istatistiği	647.6952	(0.0000)	$\chi^2_{\text{JARQUE-BERRA}}$	1.906385	(0.3855)
Durbin-Watson	2.055179		F_{RESET}	1.569160	(0.2139)

Not: Parantez içindeki değerler yapılan testlerin olasılık değerlerini göstermektedir.

Modelin uzun dönemli eşbütünleşme ilişkisi tespiti ve model doğrulaması yapıldıktan sonra değişkenlere ait uzun ve kısa dönem katsayıları hesaplanmıştır. Uzun dönem eşitliği (23)'deki gibidir ve Tablo 25'de uzun dönem katsayılarının anlamlılıkları görülmektedir. Açıklayıcı değişkenlerden depolama gaz miktarının katsayısı (*STO_UK*) %5 önem düzeyinde, diğer değişkenlerin katsayıları ise %1 önem seviyesinde anlamlıdır.

$$NBP = 0.0417*BRENT + 0.0188*STO_UK - 0.0932*PROD_UK + 1.0598*TTF + 3.6728 \quad (23)$$

Tablo 25. Model 3b Uzun Dönem Katsayıları

Değişkenler	Katsayı	Standart Hata	t-istatistiği	Olasılık
BRENT	0.0417	0.0134	-3.1139	0.0025
STO_UK	0.0188	0.0075	2.5045	0.0142
PROD_UK	-0.0932	0.0301	-3.0937	0.0027
TTF	1.0598	0.0236	44.8572	0.0000
C	3.6728	1.2468	2.9457	0.0042

Modelin kısa dönem katsayıları ve hata düzeltme terimi (HDT_{t-1}) Tablo 26'da görülmektedir. Modelin hata düzeltme terimi negatif ve istatistiki açıdan %1 önem seviyesinde anlamlıdır. Kısa dönem sapmalarının yaklaşık 1.5 dönemde tekrar uzun dönem dengeye döndüğü görülmektedir.

Tablo 26. Model 3b Kısa Dönem Katsayıları

Değişkenler	Katsayı	Standart Hata	t-istatistiği	Olasılık
ΔNBP_{t-1}	0.1769	0.10340	1.7111	0.0908
ΔNBP_{t-2}	0.4058	0.09276	4.3749	0.0000
$\Delta BRENT$	0.0027	0.01853	0.1464	0.8840
$\Delta BRENT_{t-1}$	0.0358	0.01942	1.8432	0.0689
$\Delta BRENT_{t-2}$	-0.0156	0.01919	-0.8140	0.4180
$\Delta BRENT_{t-3}$	0.0461	0.01935	2.3829	0.0195
ΔSTO_UK	-0.0267	0.01192	-2.2418	0.0276
ΔSTO_UK_{t-1}	0.0320	0.01127	2.8404	0.0057
ΔSTO_UK_{t-2}	0.0050	0.01013	0.4899	0.6255
ΔSTO_UK_{t-3}	-0.0206	0.01031	-1.9947	0.0494
$\Delta PROD_UK$	-0.0786	0.01969	-3.9904	0.0001
$\Delta PROD_UK_{t-1}$	0.0528	0.01937	2.7262	0.0078
ΔTTF	1.0960	0.02652	41.3304	0.0000
ΔTTF_{t-1}	-0.1988	0.11571	-1.7180	0.0895
ΔTTF_{t-2}	-0.3355	0.09943	-3.3739	0.0011
HDT_{t-1}*	-0.7255	0.09965	-7.2806	0.0000

3.6.3.2. Model 3'den Elde Edilen Sonuçlar

2011-2020 arasındaki verilerde petrol fiyatı, İngiltere doğal gaz ticaret merkezi National Balancing Point (*NBP*) spot fiyatındaki hareketler üzerinde uzun vadeli bir etki göstermektedir. Bu etki, Model 2'de analiz edilen Gaspool spot doğal gaz fiyatına olan etkiye kıyasla daha düşüktür. *Brent* petrol fiyatındaki bir değişikliğin, uzun vadede Gaspool spot doğal gaz fiyatına % 4'ü kadarının yansımasının söz konusu olacağı gözlemlenmiştir.

Uzun dönem analizinde diğer değişkenlerin (*TTF, STO_UK, PROD_UK*) de katsayıları %1 ve %5 önem seviyesinde anlamlıdır. Uzun dönemde *TTF* fiyatındaki 1 € artış, *NBP* fiyatına 1.06 € olarak yansımaktadır. *HH*'ın uzun vadeli fiyat değişimindeki katsayısı anlamlı değildir, bu nedenle modelden çıkarılmıştır.

Üretim ve depolama verileri hem uzun denemde, hem de kısa dönemde *NBP* spot fiyatına etki etmektedirler. *TTF* fiyatları da, uzun dönem etkisiyle aynı miktarda etkiyi kısa dönemde de göstermektedir.

Modelin hata düzeltme terimi 0.01 önem seviyesinde anlamlıdır. Kısa dönemde meydana gelen bir sapma, Gaspool'dakinden daha hızlı bir şekilde, bir sonraki dönemde % 73 oranında geri dönerek tekrar uzun dönem dengeye yaklaşmaktadır.

3.6.4. Model 4 – Avusturya Gaz Ticaret Merkezi VTP ile Brent Ham Petrol Fiyatının Analizi

Kurulan modelin kapalı formu şu şekildedir:

VTP = f {BRENT, GPL, HDD_AT, STO_AT}

Tüm değişkenler için maksimum gecikme sayısı 4 olarak belirlendikten ve bilgi kriteri Akaike Bilgi Kriteri seçildikten sonra en uygun ARDL modeli olarak

ARDL(1,0,1,2,0) elde edilmiştir. ARDL(1,0,1,2,0) modeli için yapılan Sınır Testi sonuçları Tablo 27'de görülmektedir

Tablo 27. Model 4 için ARDL Sınır Testi

Model	K	F istatistiği	Önem Düzeyi	Alt Sınır	Üst Sınır
			0.01	3.608	4.86
ARDL(1, 0, 1, 2, 0)	4	6.2880	0.05	2.725	3.718
			0.1	2.32	3.232

K açıklayıcı değişken sayısını ifade etmektedir. Alt ve üst sınır için kullanılan kritik değerler, (Pesaran vd., 2001; s.300) yaptıkları çalışmada Tablo CI(ii)'den alınmıştır.

Sınır testinde hesaplanan F istatistiğine göre, %1 önem seviyesinde gaz fiyatı açıklayıcı tüm değişkenler ile birlikte ilgili dönemde uzun dönemli eşbütünleşme ilişkisi içinde görünmektedir. Ancak modelin uzun dönem katsayılarına bakıldığında (Tablo 28), *Brent* fiyatının katsayısı anlamlı olmayıp bu uzun dönem ilişkide açıklayıcı bir değişken olarak bulunmadığı görülmektedir. Bu sonuç üzerine model *Brent* çıkarılarak tekrar kurulmuş ve F istatistik değeri ve açıklayıcılığın arttığı görülmüştür. Gelinen bu aşamada, *Brent*'in *VTP* spot fiyatına etki etmediği ve uzun dönem eşbütünleşme ilişkisi bulunmadığı sonucuna ulaşılmıştır. Modelden *Brent* çıkarılarak diğer değişkenlerin etkileri analiz edilmiş ve raporlanmıştır.

Tablo 28. Model 4 Uzun Dönem Katsayıları

Değişkenler	**Katsayı**	**Standart Hata**	**t-istatistiği**	**Olasılık**
BRENT	0.0208	0.0169	1.2282	0.2240
GPL	0.9525	0.0321	29.6722	0.0000
HDD_AT	0.0057	0.0024	2.4371	0.0177
STO_AT	0.0096	0.0087	1.1074	0.2724
C	-1.1975	1.0052	-1.1913	0.2381

Bu arada *VTP* ve *Brent* arasında eşbütünleşmenin olmadığı ikili (pairwise) Johansen (1991) eşbütünleşme testi ile de teyit edilmiştir (Tablo 29). Test yapmada n önce kurulan vektör otoregresif model ile (VAR) gecikme sayısı belirlenmiştir. Gecikme seçimi tüm bilgi kriterlerinde (Akaike-AIC, Schwarz-SC, Hannan-Quinn-HQ) aynı olarak tespit edilmiştir ve ilgili dönemi için *VTP* ve *Brent* arasında eşbütünleşme ilişkisi bulunamamıştır. Johansen eşbütünleşme testinde sıfır hipotezi "seriler arasında eşbütünleşme yoktur" şeklindedir. Bu hipotezin doğruluğunu test etmek için hesaplanan iz (trace) ve özdeğer (eigenvalue) istatistik değerlerinin olasılık değerleri eşbütünleşme sayısının "hiçbir eşbütünleşme olmadığı" seviyesinde 0.05'den büyük olduğu için hipotez reddedilemez ve eşbütünleşme ilişkisi söz konusu değildir.

Tablo 29. *VTP* ve *Brent* arasında Johansen (1991) Eşbütünleşme Testi Sonuçları

Eşbütünleşme İlişkisi Sayısı	Trace İstatistiği	Trace İstatistiği Olasılık Değeri	Max-Eigen İstatistiği	Max-Eigen İstatistiği Olasılık Değeri
Hiç	11.96413	0.1587	7.269162	0.4578
En çok 1	4.694971	0.0302	4.694971	0.0302

3.6.4.1. Model 4b - Brent değişkeni çıkarılmış durum

Model 4'de Brent modelden çıkarıldığında kurulan yeni modelin kapalı formu şu şekildedir:

Model 4b: VTP = f {BRENT, GPL, HDD_AT, STO_AT}

Bu değişkenlerle kurulan ARDL modelinde her bir değişken için optimum gecikme sayıları olarak ARDL(1,1,2,0) elde edilmiştir. Model için yapılan Sınır Testi sonuçları Tablo 30'da görülmektedir.

Tablo 30. Model 4b için ARDL Sınır Testi

Model	K	F istatistiği	Önem Düzeyi	Alt Sınır	Üst Sınır
			0.01	4.048	5.092
ARDL(1, 1, 2, 0)	3	7.1883	0.05	2.946	3.862
			0.1	2.482	3.334

K açıklayıcı değişken sayısını ifade etmektedir. Alt ve üst sınır için kullanılan kritik değerler, (Pesaran vd., 2001; s.300) yaptıkları çalışmada Tablo CI(ii)'den alınmıştır.

Hesaplanan F istatistiği %1 önem seviyesindeki kritik değerlerden büyük olduğu için *VTP* gaz fiyatı ile açıklayıcı değişkenlerin ilgili dönemde uzun dönemli eşbütünleşik olduğu anlaşılmaktadır.

Modelin tanımsal istatistikleri ise Tablo 31'de görülmektedir.

Tablo 31. Model 4b için Doğrulama Testleri

Tanımsal Testler				
R^2	0.98752		$\chi^2_{BREUSCH-GODFREY}$	1.966251 (0.3741)
Düzeltilmiş R^2	0.986134		$\chi^2_{BREUSCH-PAGAN-GODF}$	7.909744 (0.3406)
F istatistiği	712.1692	(0.0000)	$\chi^2_{JARQUE-BERRA}$	3.878683 (0.1438)
Durbin-Watson	1.824096		F_{RESET}	0.070602 (0.7913)

Not: Parantez içindeki değerler yapılan testlerin olasılık değerlerini göstermektedir.

Elde edilen tanısal test sonuçlarına göre modelin fonksiyonel formu doğru belirlenmiş olup, modelde otokorelasyon ve değişen varyans sorunu yoktur, artıklar normal dağılım göstermektedir. Dolayısıyla modelden elde edilen sonuçlar güvenilirdir.

Uzun dönemli eşbütünleşme ilişkisi tespiti ve modelin doğrulanmasından sonra değişkenlere ait uzun ve kısa dönem katsayıları hesaplanmıştır. Uzun dönem eşitliği (24)'deki gibidir ve Tablo 32'de de uzun dönem katsayılarının anlamlılıkları görülmektedir.

$$VTP = 0.9787*GPL + 0.0064*HDD_AT + 0.0153*STO_AT - 1.5160 \quad (24)$$

Tablo 32. Model 4b Uzun Dönem Katsayıları

Değişkenler	Katsayı	Standart Hata	t-istatistiği	Olasılık
GPL	0.9787	0.0253	38.7546	0.0000
HDD_AT	0.0064	0.0024	2.6402	0.0104
STO_AT	0.0153	0.0076	2.0002	0.0498
C	-1.5160	1.0187	-1.4882	0.1417

Modeli açıklayan tüm değişkenlerin katsayıları %1 ve %5 seviyesinde anlamlıdır. *GPL* fiyatının *VTP* fiyatına neredeyse bire bir yansıması dikkat çekicidir.

Modelin kısa dönem katsayıları ve hata düzeltme terimi (HDT_{t-1}) Tablo 33'de görülmektedir. Modelin hata düzeltme terimi negatif ve istatistiki açıdan %1 önem seviyesinde anlamlıdır. Modelde meydana gelen kısa dönem sapmaların yaklaşık 1.7 dönemde tekrar uzun dönem dengeye döndüğü görülmektedir.

Tablo 33. Model 4b Kısa Dönem Katsayıları

Değişkenler	Katsayı	Standart Hata	t-istatistiği	Olasılık
ΔGPL	0.9172	0.0305	30.0691	0.0000
ΔHDD_AT	0.0002	0.0006	0.4083	0.6844
ΔHDD_AT_{t-1}	-0.0013	0.0007	-1.8311	0.0718
HDT_{t-1}*	-0.5983	0.0968	-6.1825	0.0000

3.6.4.2. Model 4'den Elde Edilen Sonuçlar

Brent'in *VTP* ile eşbütünleşme ilişkisi gözlemlenmemiştir. *VTP*'nin el değiştirme katsayısı *NBP*'ye kıyasla düşük olmasına rağmen diğer faktörler açısından likit bir pazar

olmasının doğal gaz-petrol fiyatı ayrışmasında etken olduğu düşünülmektedir. Pazarların likiditesinin artması ile bu ayrışma arasındaki ilişki geçmiş araştırmalara göre de beklenen bir sonuçtur.

Asıl amaç bu eşbütünleşme ilişkisini tespit etmek olmakla birlikte, diğer açıklayıcı değişkenlerin etkisini tespit etmek için *Brent* modelden çıkarılarak analize devam edilmiştir.

Gaspool (*GPL*)'daki bir fiyat değişimi, *VTP* fiyatına hem kısa dönemde hem uzun dönemde %90'ın üzerinde yansımaktadır.

Modele arz ve talep yönlü açıklayıcı değişken olarak konulan hava şartları endeksi (*HDD_AT*) ve depolama miktarının (*STO_AT*) uzun döenm katsayıları anlamlı olmasına rağmen çok küçük oldukları için etkileri çok düşüktür.

Modelin hata düzeltme terimi 0.01 önem seviyesinde anlamlıdır. Kısa dönemde meydana gelen bir sapma, bir sonraki dönemde % 60 oranında geri dönerek tekrar uzun dönem dengeye yaklaşmaktadır.

3.6.5. Model 5 – Hollanda Gaz Ticaret Merkezi TTF ile Brent Ham Petrol Fiyatının Analizi

Kurulan modelin kapalı formu şu şekildedir:

TTF = f {BRENT, NBP, GPL, HDD_NL, STO_NL}

Bu değişkenlerle ARDL modeli kurulduğunda her bir değişken için optimum gecikme sayıları olarak ARDL(3,0,4,3,1,4) elde edilmiştir. Model için yapılan Sınır Testi sonuçları Tablo 34'de görülmektedir.

Tablo 34. Model 5 için ARDL Sınır Testi

Model	K	F istatistiği	Önem Düzeyi	Alt Sınır	Üst Sınır
			0.01	3.06	4.15
ARDL(3, 0, 4, 3, 1, 4)	5	11.4815	0.05	2.39	3.38
			0.1	2.08	3

K açıklayıcı değişken sayısını ifade etmektedir. Alt ve üst sınır için kullanılan kritik değerler, (Pesaran vd., 2001; s.300) yaptıkları çalışmada Tablo CI(ii)'den alınmıştır.

Sınır testinde hesaplanan F istatistiğine göre, %1 önem seviyesinde gaz fiyatı açıklayıcı tüm değişkenler ile birlikte ilgili dönemde uzun dönemli eşbütünleşme ilişkisi içinde görünmektedir. Ancak Model 4'te olduğu üzere modelin uzun dönem katsayılarına bakıldığında (Tablo 35), *Brent* fiyatının katsayısı anlamlı olmayıp bu uzun dönem ilişkide açıklayıcı bir değişken olarak bulunmadığı görülmektedir. Bu sonuç üzerine modelden *Brent* çıkarılarak model tekrar kurulmuş ve diğer değişkenlerin TTF ile eşbütünleşme ilişkisi daha yüksek bir F istatistik değeri ile teyit edilmiştir (Tablo 36). Sonuç olarak *Brent*'in *TTF* spot fiyatına etki etmediği ve uzun dönem eşbütünleşme ilişkisi bulunmadığı görülmektedir. Modelden *Brent* çıkarılarak diğer değişkenlerin etkileri analiz edilmiş ve raporlanmıştır.

Tablo 35. Model 5 Uzun Dönem Katsayıları

Değişkenler	**Katsayı**	**Standart Hata**	**t-istatistiği**	**Olasılık**
BRENT	-0.0021	0.0033	-0.6355	0.5254
NBP	0.2713	0.0388	6.9988	0.0000
GPL	0.7283	0.0410	17.7856	0.0000
STO_NL	-0.0023	0.0011	-2.1185	0.0346
HDD_NL	-0.0041	0.0011	-3.6413	0.0003
C	0.3383	0.1547	2.1877	0.0292

3.6.5.1. Model 5b- Brent değişkeni çıkarılmış durum

Model 5'te Brent modelden çıkarıldığında kurulan yeni modelin kapalı formu şu şekildedir:

Model 5 b: TTF = f {NBP, GPL, HDD_NL, STO_NL}

Bu değişkenlerle ARDL modeli kurulduğunda her bir değişken için optimum gecikme sayıları olarak ARDL(3,4,3,1,4) elde edilmiştir. Model için yapılan Sınır Testi sonuçları Tablo 36'da görülmektedir.

Tablo 36. Model 5b için ARDL Sınır Testi

Model	K	F istatistiği	Önem Düzeyi	Alt Sınır	Üst Sınır
ARDL(3, 4, 3, 1, 4)	4	13.3449	0.01	3.29	4.37
			0.05	2.56	3.49
			0.1	2.2	3.09

K açıklayıcı değişken sayısını ifade etmektedir. Alt ve üst sınır için kullanılan kritik değerler, (Pesaran vd., 2001; s.300) yaptıkları çalışmada Tablo CI(ii)'den alınmıştır.

Hesaplanan F istatistiği %1 önem seviyesindeki kritik değerlerden büyük olduğu için *TTF* gaz fiyatı ile açıklayıcı değişkenlerin ilgili dönemde uzun dönemli eşbütünleşik olduğu anlaşılmaktadır. Modelin uzun dönem katsayılarının tümü %1 ve %5 önem düzeyinde anlamlıdır (Tablo 27). *TTF* fiyatı ile *Brent* fiyatı arasında uzun dönem ilişki olmamakla birlikte, *TTF* fiyatına *NBP* ve *GPL* gaz ticaret merkezi fiyatlarının belirli oranlarda ve %1 önem düzeyinde yansımasının söz konusu olduğu görülmüştür. Uzun dönem eşitliği (25)'deki gibidir.

$$TTF = 0.2768*NBP + 0.7197*GPL - 0.0023*STO_NL - 0.0040 *HDD_NL + 0.3241 \quad (25)$$

Tablo 37. Model 5b Uzun Dönem Katsayıları

Değişkenler	Katsayı	Standart Hata	t-istatistiği	Olasılık
NBP	0.2768	0.0381	7.2648	0.0000
GPL	0.7197	0.0389	18.4806	0.0000
STO_NL	-0.0023	0.0011	-2.1488	0.0321
HDD_NL	-0.0040	0.0011	-3.5693	0.0004
C	0.3241	0.1538	2.1079	0.0356

Modelin kısa dönem katsayıları ve hata düzeltme terimi (HDT_{t-1}) Tablo 38'de görülmektedir. Modelin hata düzeltme terimi negatif ve istatistiki açıdan %1 önem seviyesinde anlamlıdır. Kısa dönem sapmalarının yaklaşık 2 dönemde tekrar uzun dönem dengeye döndüğü görülmektedir.

Tablo 38. Model 5b Kısa Dönem Katsayıları

Değişkenler	Katsayı	Standart Hata	t-istatistiği	Olasılık
ΔTTF_{t-1}	-0.2148	0.0515	-4.1681	0.0000
ΔTTF_{t-2}	-0.1723	0.0436	-3.9487	0.0001
ΔNBP	0.2436	0.0201	12.1346	0.0000
ΔNBP_{t-1}	-0.0092	0.0249	-0.3673	0.7135
ΔNBP_{t-2}	0.0412	0.0235	1.7530	0.0802
ΔNBP_{t-3}	-0.0170	0.0073	-2.3180	0.0209
ΔGPL	0.8090	0.0234	34.5897	0.0000
ΔGPL_{t-1}	0.2545	0.0452	5.6309	0.0000
ΔGPL_{t-2}	0.1359	0.0397	3.4218	0.0007
ΔSTO_NL	-0.0107	0.0033	-3.2147	0.0014
ΔHDD_NL	-0.0020	0.0007	-2.8259	0.0049
ΔHDD_NL_{t-1}	-0.0014	0.0008	-1.8763	0.0612
ΔHDD_NL_{t-2}	0.0011	0.0008	1.4895	0.1370
ΔHDD_NL_{t-3}	0.0019	0.0007	2.4972	0.0128
HDT_{t-1}*	-0.4862	0.0541	-8.9944	0.0000

3.6.5.2. Model 5'den Elde Edilen Sonuçlar

Yapılan ARDL analizi sonucunda *TTF*'in uzun dönem katsayıları anlamsız bulunmuş ve *TTF*'in *Brent*'le eşbütünleşme ilişkisi gözlenmemiştir. *TTF* Avrupa'da el değiştirme katsayısı açık ara yüksek olan bir pazardır. Bu pazarda 2019 yılında toplam ticaret hacmi fiziksel teslimi yapılan gazın 97 misli gerçekleşirken, bu seviyeye en yakın ticaret merkezi olan NBP'de 14 misli olarak kaydedilmiştir.

NBP tam gelişmiş (mature) bir ticaret merkezi olmasına rağmen, TTF'e etkisi, Gaspool'dan daha düşüktür. Fiziksel yapı ve boru hattı entegrasyonu NBP fiyatının daha entegre olmasına bir bariyer oluşturmaktadır. Gaspool'daki fiyat değişiminin 0.72'si TTF fiyatına yansırken, NBP'deki bir birimlik bir değişimin %27'si TTF fiyatına yansımaktadır.

Modelin hata düzeltme terimi 0.01 önem seviyesinde anlamlıdır. Kısa dönemde meydana gelen bir sapma, bir sonraki dönemde % 49 oranında geri dönerek tekrar uzun dönem dengeye yaklaşmaktadır.

SONUÇ

Fiyatlardaki petrole bağımlılık her yıl yapılan anketlerle Uluslararası Gaz Birliği IGU tarafından ortaya konmaktadır. Ancak bu raporlar sadece anket formu ile elde edilen bir şekilde ve fiziksel gaz toptan satış fiyatlarını kapsamaktadır. Doğal gaz artık fiziksel teslimin misli miktarda ticareti yapılan bir emtiadır. İlk teslim fiyatı petrole bağlı olmayan ve ticaret merkezlerinde arz-talep dengesiyle satışı yapılan emtianın da petrol fiyatıyla uzun dönem ilişkisi mümkündür.

Bu çalışmada Avrupa'daki doğal gaz fiyatlarının petrol fiyatı ile ilişkisi araştırılmıştır. Çalışmada 5 farklı ekonometrik model kurulmuştur. Modellerden biri doğal gaz ortalama ülke giriş fiyatını, diğer dördü ise 4 farklı doğal gaz ticaret merkezindeki spot doğal gaz fiyatını açıklamayı amaçlamıştır.

Modellerde kullanılan değişkenler farklı seviyelerde durağan oldukları için eşbütünleşme ilişkileri Sınır testi ile incelenmiştir. Uzun ve kısa dönem analizleri ise ARDL modeliyle gerçekleştirilmiştir.

Ülke ortalama giriş fiyatı için yapılan çalışmada Almanya verileri kullanılmıştır. 2010-2020 yılları arasında doğal gaz ortalama fiyatına Brent petrol fiyatının bir önceki dönem değerindeki değişimin %19.7'sinin yansıdığı sonucuna ulaşılmıştır. Bu yansımanın değişip değişmediğine 2015-2020 dönemi için bakıldığında %19.3 gibi çok benzer bir oran tespit edilmiştir. Literatürdeki çalışmalara bakıldığında bir düşüş eğilimi olsa da bu değerin belirli bir seviyede kalmaya devam ettiği ve bir ayrışmanın henüz söz konusu olmadığı görülmektedir. Alman ortalama giriş fiyatı sadece uzun dönem kontratları değil, kısa ve spot alımları da içermektedir, ticaret merkezi fiyatları gibi fiziksel olmayan satışları (re-trade) içermemektedir. Sonuç kuzey batı Avrupa fiyatlarının formül bazında tümüyle petrol fiyatına endekslenmeden belirlendiği kanısının en azından fiyata tümüyle yansımadığını göstermiştir.

Doğal gaz ticaret merkezlerinde ise spot doğalgaz fiyatına petrol fiyatının yansıması ya çok düşük oranda bulunmuş ya da fiyatların tümüyle ayrıştığı bulgusuna ulaşılmıştır. Spot piyasalarda fiyat ayrışmasının, doğal gazın el değiştirme katsayısı yüksek olan piyasalarda gerçekleştiği görülmektedir. El değiştirme katsayısı düşük piyasalarda ise ham petrol fiyatı ile bir uzun dönemli ilişki hala söz konusudur; ancak bu eşbütünleşme ilişkisi ortalama doğal gaz fiyatının petrol ile ilişkisinden daha düşüktür.

Alman doğal gaz ticaret merkezi Gaspool, incelenen pazarlar arasında el değiştirme katsayısı en düşük olan pazardır. 2011-2020 döneminde bu pazarda Brent petrol fiyatındaki değişimlerin %7.7'si doğal gaz fiyatına yansımaktadır.

İngiltere'de NBP'deki bu etki ise sadece %4.4 oranındadır.

Hollanda doğal gaz ticaret merkezi TTF'de doğal gaz spot fiyatı ile Brent ham petrol fiyatı arasında bir eşbütünleşme ilişkisi gözlemlenmemiştir. Bu pazar 2018 yılında %20, 2019 yılında ise %43 büyüyerek çok yüksek bir ticaret hacmine ulaşmıştır. TTF'de ticareti yapılan gaz miktarı, Hollanda'da tüketilen gazın 10 katıdır.

Avusturya ticaret merkezi VTP'de fiyat eşbütünleşme ilişkisine diğer ticaret merkezlerinden daha kısa bir dönem için (2014-2020) bakılmış olup, burada da doğal gaz spot fiyatı ile Brent ham petrol arasında eşbütünleşme bulunmamıştır.

Doğal gaz fiyatlarının petrol fiyatlarından ayrışmasının fiyatları daha rekabetçi bir ortamda ucuzlatıp ucuzlatmayacağı ayrı bir çalışma konusudur. Ancak literatürde yapılan çalışmalar ve IGU'nun raporları göstermiştir ki, son 10 yıldır gazın gazla rekabet ettiği ortamda fiyatlar petrole bağlı fiyatlara nazaran oldukça düşüktür. Diğer yandan gelecek yıllar için LNG'ye olan aşırı talep ve gemi tedarik hızının talebe yetişememesi ve yatırımların fiyat garantisi olmayan şartlarda kredilendirilebilmesindeki sorunlar sebebiyle uzun dönemli garanti edilmemiş bu bağımsız fiyatların riski de beraberinde getirdiğini göz önünde bulundurmak gerekir.

Ancak arz talebe dayalı fiyat mekanizması, petrole bağlı fiyata nazaran serbest piyasa ekonomisinde piyasa şartlarının fiyata yansıtmasını sağlayacaktır.

Çalışmada kısa dönem analizleri de ARDL modeli ile yapılmıştır. Düzeltme hızı parametresi ya da hata düzeltme terimi her bir modelde %1 önem seviyesinde anlamlı ve (-1,0) sayı aralığında bulunmuştur. Bu durumda kısa dönemde meydana gelen sapmalar her zaman belirli bir dönem içinde toparlamakta ve uzun dönem ilişkisine geri dönmektedir.

Almanya ortalama sınır fiyatı ile 2010-2020 dönemi için yapılan analizde kısa dönemde gerçekleşen şokların etkisi 6.5 dönemde kaybolmaktadır. Aynı analiz 2015-2020 yılları için yapıldığında bu sapmaların 5 dönemde ortadan kalkarak uzun dönem ilişkisine geri dönüldüğü görülmüştür.

Doğalgaz ticaret merkezlerinde ise daha yüksek bir düzeltme hızı parametresi bulunmuştur. Çalışılan pazarlar arasında en az likiditeye sahip pazar olan Gaspool'da uzun dönem eşitliğinden bir sapma 2.5 dönemde etkisini yitirirken, daha likit olan NBP, VTP ve TTF'de bu süreç 1.4 dönem ile 2 dönem arasında bulunmuştur.

Doğal gaz ile petrol fiyatlarının ayrıştığı piyasalara bakarak Türkiye için bir yorum yapmak gerekirse, Türkiye'de bölgesel fiyat yapıcı ve gazın gazla rekabet ettiği bir ticaret merkezi aktivitesi olabilmesi için likit piyasa kurallarını izlemenin bir gereklilik olduğunu belirtmek gerekir. Bu amaçla yeterli teknik altyapının yanında şeffaf ve öngörülebilir piyasa yapısı, arz tarafında kaynak çeşitliliği, çoklu giriş noktaları ve kaynak güvenilirliği gerekli şartlardır. Bunun yanında standart ürünler, likit piyasalar ve borsalarda vadeli ürünler gibi ürün çeşitliliği de sağlanmalıdır.

EKLER

Ek Tablo 1. Model 1'de Kullanılan Değişkenlerin ve Phillips-Perron (PP) Testine göre Durağanlık Sınaması

Model 1: $DGAZ_{BAFA} = f\{BRENT, COAL, CONS_DE, IMP_DE, STO_DE, HDD_DE\}$

PP Birim Kök Testi Tablosu

Sıfır Hipotezi: Değişken bir birim köke sahiptir								
	Düzey							
		$DGAZ_{BAFA}$	**BRENT**	**COAL**	**CONS_DE**	**IMP_DE**	**STO_DE**	**HDD_DE**
Sabitli	t-istatistik	-0.6530	-1.0718	-1.9685	-9.3748	-4.6318	-2.8460	-11.6644
	Olasılık	0.8535	0.7255	0.3004	0.0000	0.0002	0.0548	0.0000
		-	-	-	***	***	*	***
Sabitli ve Trendli	t-istatistik	-2.5605	-2.2414	-2.0408	-9.4136	-5.0355	-2.9970	-13.4708
	Olasılık	0.2991	0.4624	0.5727	0.0000	0.0003	0.1372	0.0000
		-	-	-	***	***	-	***
Sabitsiz ve Trendsiz	t-istatistik	-0.7137	-0.7919	-1.3427	-0.5616	-0.3573	-0.8594	-2.7657
	Olasılık	0.4058	0.3712	0.1654	0.4722	0.5543	0.3419	0.0059
		-	-	-	-	-	-	***
	1. Fark							
		$\Delta DGAZ_{BAFA}$	**ΔBRENT**	**ΔCOAL**	**ΔCONS_DE**	**ΔIMP_DE**	**ΔSTO_DE**	**ΔHDD_DE**
Sabitli	t-istatistik	-8.1711	-7.6471	-8.8381	-59.1306	-19.5159	-5.2932	-77.7375
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000	0.0000	0.0001
		***	***	***	***	***	***	***
Sabitli ve Trendli	t-istatistik	-8.2295	-7.6276	-8.8023	-61.3168	-19.4443	-5.2492	-80.8390
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000	0.0001	0.0001
		***	***	***	***	***	***	***
Sabitsiz ve Trendsiz	t-istatistik	-8.1791	-7.6969	-8.8588	-59.5840	-19.6140	-5.3319	-65.0756
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***	***	***

** %10 önem seviyesindeki, ** %5 önem seviyesindeki ve *** %1 önem seviyesindeki ilgili test kritik değerine uygunluğu göstermektedir. Olasılık değerleri MacKinnon (1996) tek-yönlü p-değerleridir.*

Ek Tablo 2. Model 1'de Kullanılan Değişkenlerin Augmented Dickey Fuller (ADF) Testine göre Durağanlık Sınaması

Model 1: $DGAZ_{BAFA}$ = f {BRENT, COAL, CONS_DE, IMP_DE, STO_DE, HDD_DE}

ADF Birim Kök Testi Tablosu

Sıfır Hipotezi: Değişken bir birim köke sahiptir								
	Düzey							
		$DGAZ_{BAFA}$	**BRENT**	**COAL**	**CONS_DE**	**IMP_DE**	**STO_DE**	**HDD_DE**
Sabitli	t-istatistik	-0.7648	-1.0845	-1.8097	-9.0042	-4.6909	-4.1446	-11.6676
	Olasılık	0.8251	0.7206	0.3742	0.0000	0.0002	0.0012	0.0000
		-	-	-	***	***	***	***
Sabitli ve Trendli	t-istatistik	-2.6622	-2.8250	-1.9083	-9.0954	-5.1286	-4.2965	-12.9707
	Olasılık	0.2542	0.1912	0.6438	0.0000	0.0002	0.0044	0.0000
		-	-	-	***	***	***	***
Sabitsiz ve Trendsiz	t-istatistik	-0.7413	-0.8534	-1.2048	-0.5538	-0.5689	-0.8674	-1.1982
	Olasılık	0.3935	0.3444	0.2081	0.4754	0.4690	0.3384	0.2104
		-	-	-	-	-	-	-
	1. Fark							
		$\Delta DGAZ_{BAFA}$	**ΔBRENT**	**ΔCOAL**	**ΔCONS_DE**	**ΔIMP_DE**	**ΔSTO_DE**	**ΔHDD_DE**
Sabitli	t-istatistik	-8.0864	-8.0206	-8.7560	-9.4504	-14.1638	-7.2183	-11.8924
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***	***	***
Sabitli ve Trendli	t-istatistik	-8.2166	-8.0426	-8.7188	-9.4589	-14.1058	-7.1915	-11.8603
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***	***	***
Sabitsiz ve Trendsiz	t-istatistik	-8.0881	-8.0277	-8.7293	-9.4826	-14.2206	-7.2479	-11.9246
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***	***	***

** %10 önem seviyesindeki, ** %5 önem seviyesindeki ve *** %1 önem seviyesindeki ilgili test kritik değerine uygunluğu göstermektedir. Olasılık değerleri MacKinnon (1996) tek-yönlü p-değerleridir.*

Ek Tablo 3. Model 2'de Kullanılan Değişkenlerin Phillips-Perron (PP) Testine göre Durağanlık Sınaması

Model 2: GPL = f {BRENT, $DGAZ_{BAFA}$, COAL, IMP_DE, STO_DE}

PP Birim Kök Testi Tablosu

Sıfır Hipotezi: Değişken bir birim köke sahiptir							
	Düzey						
		GPL	**BRENT**	**$DGAZ_{BAFA}$**	**COAL**	**IMP_DE**	**STO_DE**
Sabitli	t-istatistik	-1.7998	-1.0718	-0.6530	-1.9685	-4.6318	-2.8460
	Olasılık	0.3789	0.7255	0.8535	0.3004	0.0002	0.0548
		-	-	-	-	***	*
Sabitli ve Trendli	t-istatistik	-2.6441	-2.2414	-2.5605	-2.0408	-5.0355	-2.9970
	Olasılık	0.2621	0.4624	0.2991	0.5727	0.0003	0.1372
		-	-	-	-	***	-
Sabitsiz ve Trendsiz	t-istatistik	-0.8751	-0.7919	-0.7137	-1.3427	-0.3573	-0.8594
	Olasılık	0.3347	0.3712	0.4058	0.1654	0.5543	0.3419
		-	-	-	-	-	-
	1. Fark						
		ΔGPL	**ΔBRENT**	**Δ$DGAZ_{BAFA}$**	**ΔCOAL**	**ΔIMP_DE**	**ΔSTO_DE**
Sabitli	t-istatistik	-10.4023	-7.6471	-8.1711	-8.8381	-19.5159	-5.2932
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***	***
Sabitli ve Trendli	t-istatistik	-10.3781	-7.6276	-8.2295	-8.8023	-19.4443	-5.2492
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001
		***	***	***	***	***	***
Sabitsiz ve Trendsiz	t-istatistik	-10.4295	-7.6969	-8.1791	-8.8588	-19.6140	-5.3319
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***	***

** %10 önem seviyesindeki, ** %5 önem seviyesindeki ve *** %1 önem seviyesindeki ilgili test kritik değerine uygunluğu göstermektedir.*

Olasılık değerleri MacKinnon (1996) tek-yönlü p-değerleridir.

Ek Tablo 4. Model 2'de Kullanılan Değişkenlerin Augmented Dickey Fuller (ADF) Testine göre Durağanlık Sınaması

Model 2: GPL = f {BRENT, $DGAZ_{BAFA}$, COAL, IMP_DE, STO_DE}

ADF Birim Kök Testi Tablosu

Sıfır Hipotezi: Değişken bir birim köke sahiptir							
	Düzey						
		GPL	**BRENT**	**$DGAZ_{BAFA}$**	**COAL**	**IMP_DE**	**STO_DE**
Sabitli	t-istatistik	-1.5738	-1.0845	-0.7648	-1.8097	-4.6909	-4.1446
	Olasılık	0.4924	0.7206	0.8251	0.3742	0.0002	0.0012
		-	-	-	-	***	***
Sabitli ve	t-istatistik	-2.3686	-2.8250	-2.6622	-1.9083	-5.1286	-4.2965
Trendli	Olasılık	0.3938	0.1912	0.2542	0.6438	0.0002	0.0044
		-	-	-	-	***	***
Sabitsiz ve	t-istatistik	-0.8749	-0.8534	-0.7413	-1.2048	-0.5689	-0.8674
Trendsiz	Olasılık	0.3348	0.3444	0.3935	0.2081	0.4690	0.3384
		-	-	-	-	-	-
	1. Fark						
		ΔGPL	**ΔBRENT**	**Δ$DGAZ_{BAFA}$**	**ΔCOAL**	**ΔIMP_DE**	**ΔSTO_DE**
Sabitli	t-istatistik	-10.3803	-8.0206	-8.0864	-8.7560	-14.1638	-7.2183
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***	***
Sabitli ve	t-istatistik	-10.3578	-8.0426	-8.2166	-8.7188	-14.1058	-7.1915
Trendli	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***	***
Sabitsiz ve	t-istatistik	-10.4068	-8.0277	-8.0881	-8.7293	-14.2206	-7.2479
Trendsiz	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***	***

** %10 önem seviyesindeki, ** %5 önem seviyesindeki ve *** %1 önem seviyesindeki ilgili test kritik değerine uygunluğu göstermektedir.*

Olasılık değerleri MacKinnon (1996) tek-yönlü p-değerleridir.

Ek Tablo 5. Model 3'de Kullanılan Değişkenlerin Phillips-Perron (PP) Testine göre Durağanlık Sınaması

Model 3: NBP = f {BRENT, HH, STO_UK, PROD_UK, TTF}

PP Birim Kök Testi Tablosu

Sıfır Hipotezi: Değişken bir birim köke sahiptir							
	Düzey						
		NBP	**BRENT**	**HH**	**STO_UK**	**PROD_UK**	**TTF**
Sabitli	t-istatistik	-2.0541	-1.3219	-3.3117	-2.2115	-5.2344	-1.8336
	Olasılık	0.2637	0.6173	0.0167	0.2035	0.0000	0.3626
		-	-	**	-	***	-
Sabitli ve Trendli	t-istatistik	-2.8699	-1.7028	-3.3343	-3.5459	-5.1377	-2.6818
	Olasılık	0.1765	0.7434	0.0663	0.0396	0.0003	0.2463
		-	-	*	**	***	-
Sabitsiz ve Trendsiz	t-istatistik	-0.8928	-0.6002	-1.0058	-0.8620	-1.0334	-0.8608
	Olasılık	0.3272	0.4552	0.2808	0.3403	0.2699	0.3409
		-	-	-	-	-	-
	1. Fark						
		ΔNBP	**ΔBRENT**	**ΔHH**	**ΔSTO_UK**	**ΔPROD_UK**	**ΔTTF**
Sabitli	t-istatistik	-10.7678	-8.4912	-10.6086	-8.0881	-18.0078	-10.7439
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***	***
Sabitli ve Trendli	t-istatistik	-10.7485	-8.4619	-10.5410	-8.0579	-20.2405	-10.7221
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***	***
Sabitsiz ve Trendsiz	t-istatistik	-10.7997	-8.5257	-10.6488	-8.1409	-17.6567	-10.7742
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***	***

** %10 önem seviyesindeki, ** %5 önem seviyesindeki ve *** %1 önem seviyesindeki ilgili test kritik değerine uygunluğu göstermektedir.*

Olasılık değerleri MacKinnon (1996) tek-yönlü p-değerleridir.

Ek Tablo 6. Model 3'de Kullanılan Değişkenlerin Augmented Dickey Fuller (ADF) Testine göre Durağanlık Sınaması

Model 3: NBP = f {BRENT, HH, STO_UK, PROD_UK, TTF}

ADF Birim Kök Testi Tablosu

Sıfır Hipotezi: Değişken bir birim köke sahiptir							
	Düzey						
		NBP	**BRENT**	**HH**	**STO_UK**	**PRO_UK**	**TTF**
Sabitli	t-istatistik	-1.8862	-1.6386	-3.2421	-2.5295	-5.4431	-1.6704
	Olasılık	0.3377	0.4594	0.0202	0.1114	0.0000	0.4433
		-	-	**	-	***	-
Sabitli ve Trendli	t-istatistik	-2.6479	-1.9644	-3.2590	-4.0753	-5.3741	-2.4659
	Olasılık	0.2604	0.6136	0.0789	0.0092	0.0001	0.3443
		-	-	*	***	***	-
Sabitsiz ve Trendsiz	t-istatistik	-0.8936	-0.6039	-1.0092	-0.8863	-0.8538	-0.8606
	Olasılık	0.3268	0.4536	0.2794	0.3299	0.3438	0.3409
		-	-	-	-	-	-
	1. Fark						
		ΔNBP	**ΔBRENT**	**ΔHH**	**ΔSTO_UK**	**ΔPRO_UK**	**ΔTTF**
Sabitli	t-istatistik	-10.7777	-8.6114	-10.4573	-8.2666	-11.4885	-10.7534
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***	***
Sabitli ve Trendli	t-istatistik	-10.7517	-8.5759	-10.3997	-8.2486	-11.5828	-10.7311
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***	***
Sabitsiz ve Trendsiz	t-istatistik	-10.8109	-8.6442	-10.4972	-8.3062	-11.5098	-10.7827
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***	***

** %10 önem seviyesindeki, ** %5 önem seviyesindeki ve *** %1 önem seviyesindeki ilgili test kritik değerine uygunluğu göstermektedir.*

Olasılık değerleri MacKinnon (1996) tek-yönlü p-değerleridir.

Ek Tablo 7. Model 4'de Kullanılan Değişkenlerin Phillips-Perron (PP) Testine göre Durağanlık Sınaması

Model 4: VTP = f {BRENT, GPL, HDD_AT, STO_AT}

PP Birim Kök Testi Tablosu

Sıfır Hipotezi: Değişken bir birim köke sahiptir						
	Düzey					
		VTP	**BRENT**	**GPL**	**HDD_AT**	**STO_AT**
Sabitli	t-istatistik	-1.6058	-1.3219	-1.7998	-11.0779	-3.1150
	Olasılık	0.4761	0.6173	0.3789	0.0000	0.0284
		-	-	-	***	**
Sabitli ve Trendli	t-istatistik	-2.7287	-1.7028	-2.6441	-11.7941	-3.1737
	Olasılık	0.2275	0.7434	0.2621	0.0000	0.0954
		-	-	-	***	*
Sabitsiz ve Trendsiz	t-istatistik	-0.8511	-0.6002	-0.8751	-1.3073	-0.1935
	Olasılık	0.3450	0.4552	0.3347	0.1756	0.6143
		-	-	-	-	-
	1. Fark					
		ΔVTP	**ΔBRENT**	**ΔGPL**	**ΔHDD_AT**	**ΔSTO_AT**
Sabitli	t-istatistik	-11.3992	-8.4912	-10.4023	-112.6072	-5.5973
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000
		***	***	***	***	***
Sabitli ve Trendli	t-istatistik	-11.3820	-8.4619	-10.3781	-115.5600	-5.5386
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0001
		***	***	***	***	***
Sabitsiz ve Trendsiz	t-istatistik	-11.4269	-8.5257	-10.4295	-110.4999	-5.6305
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***

** %10 önem seviyesindeki, ** %5 önem seviyesindeki ve *** %1 önem seviyesindeki ilgili test kritik değerine uygunluğu göstermektedir.*

Olasılık değerleri MacKinnon (1996) tek-yönlü p-değerleridir.

Ek Tablo 8. Model 4'de Kullanılan Değişkenlerin Augmented Dickey Fuller (ADF) Testine göre Durağanlık Sınaması

Model 4: VTP = f {BRENT, GPL, HDD_AT, STO_AT}

ADF Birim Kök Testi Tablosu

Sıfır Hipotezi: Değişken bir birim köke sahiptir						
	Düzey					
		VTP	**BRENT**	**GPL**	**HDD_AT**	**STO_AT**
Sabitli	t-istatistik	-1.6805	-1.6386	-1.5738	-11.0530	-3.8357
	Olasılık	0.4382	0.4594	0.4924	0.0000	0.0035
		-	-	-	***	***
Sabitli ve Trendli	t-istatistik	-2.6746	-1.9644	-2.3686	-11.3575	-4.0545
	Olasılık	0.2493	0.6136	0.3938	0.0000	0.0098
		-	-	-	***	***
Sabitsiz ve Trendsiz	t-istatistik	-0.8500	-0.6039	-0.8749	-0.7914	-0.5872
	Olasılık	0.3455	0.4536	0.3348	0.3710	0.4607
		-	-	-	-	-
	1. Fark					
		ΔVTP	**ΔBRENT**	**ΔGPL**	**ΔHDD_AT**	**ΔSTO_AT**
Sabitli	t-istatistik	-11.4003	-8.6114	-10.3803	-13.4512	-6.1472
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***
Sabitli ve Trendli	t-istatistik	-11.3835	-8.5759	-10.3578	-13.3860	-6.1067
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***
Sabitsiz ve Trendsiz	t-istatistik	-11.4269	-8.6442	-10.4068	-13.5167	-6.1688
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***

** %10 önem seviyesindeki, ** %5 önem seviyesindeki ve *** %1 önem seviyesindeki ilgili test kritik değerine uygunluğu göstermektedir.*

Olasılık değerleri MacKinnon (1996) tek-yönlü p-değerleridir.

Ek Tablo 9. Model 5'de Kullanılan Değişkenlerin Phillips-Perron (PP) Testine göre Durağanlık Sınaması

Model 5: TTF = f {BRENT, NBP, GPL, HDD_NL, STO_NL}

PP Birim Kök Testi Tablosu

Sıfır Hipotezi: Değişken bir birim köke sahiptir							
	Düzey						
		TTF	**BRENT**	**NBP**	**GPL**	**STO_NL**	**HDD_NL**
Sabitli	t-istatistik	-2.2267	-1.4596	-2.4269	-2.0181	-4.2912	-5.2190
	Olasılık	0.1971	0.5535	0.1348	0.2791	0.0005	0.0000
		-	-	-	-	***	***
Sabitli ve Trendli	t-istatistik	-3.4742	-2.6271	-3.5883	-3.2543	-4.3196	-5.2203
	Olasılık	0.0433	0.2683	0.0318	0.0753	0.0031	0.0001
		**	-	**	*	***	***
Sabitsiz ve Trendsiz	t-istatistik	-1.0723	-0.9908	-1.0997	-1.0660	-1.1754	-3.1013
	Olasılık	0.2566	0.2885	0.2464	0.2590	0.2193	0.0019
		-	-	-	-	-	***
	1. Fark						
		ΔTTF	**ΔBRENT**	**ΔNBP**	**ΔGPL**	**ΔSTO_NL**	**ΔHDD_NL**
Sabitli	t-istatistik	-30.7265	-16.1142	-29.6656	-29.3068	-4.9257	-25.5326
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***	***
Sabitli ve Trendli	t-istatistik	-30.7762	-16.1074	-29.6997	-29.2722	-4.9274	-25.5078
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0003	0.0000
		***	***	***	***	***	***
Sabitsiz ve Trendsiz	t-istatistik	-30.6393	-16.1177	-29.6048	-29.2529	-4.9266	-25.5524
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***	***

** %10 önem seviyesindeki, ** %5 önem seviyesindeki ve *** %1 önem seviyesindeki ilgili test kritik değerine uygunluğu göstermektedir.*

Olasılık değerleri MacKinnon (1996) tek-yönlü p-değerleridir.

Ek Tablo 10. Model 5'de Kullanılan Değişkenlerin Augmented Dickey Fuller (ADF) Testine göre Durağanlık Sınaması

Model 5: TTF = f {BRENT, NBP, GPL, HDD_NL, STO_NL}

ADF Birim Kök Testi Tablosu

Sıfır Hipotezi: Değişken bir birim köke sahiptir							
	Düzey						
		TTF	**BRENT**	**NBP**	**GP**	**STO_NL**	**HDD_NL**
Sabitli	t-istatistik	-2.2337	-1.5284	-2.3731	-2.0743	-8.9394	-10.2988
	Olasılık	0.1946	0.5185	0.1500	0.2554	0.0000	0.0000
		-	-	-	-	***	***
Sabitli ve Trendli	t-istatistik	-3.3391	-2.7344	-3.4602	-3.1860	-8.9776	-10.3747
	Olasılık	0.0612	0.2231	0.0449	0.0884	0.0000	0.0000
		*	-	**	*	***	***
Sabitsiz ve Trendsiz	t-istatistik	-1.0670	-0.9985	-1.1004	-1.0447	-1.6501	-2.3549
	Olasılık	0.2586	0.2854	0.2461	0.2672	0.0935	0.0180
		-	-	-	-	*	**
	1. Fark						
		ΔTTF	**ΔBRENT**	**ΔNBP**	**ΔGP**	**ΔSTO_NL**	**ΔHDD_NL**
Sabitli	t-istatistik	-28.1913	-16.2261	-27.5364	-27.5766	-4.5414	-20.4047
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0002	0.0000
		***	***	***	***	***	***
Sabitli ve Trendli	t-istatistik	-28.1667	-16.2212	-27.5123	-27.5531	-4.5391	-20.3840
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0014	0.0000
		***	***	***	***	***	***
Sabitsiz ve Trendsiz	t-istatistik	-28.2106	-16.2259	-27.5559	-27.5941	-4.5399	-20.4217
	Olasılık	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		***	***	***	***	***	***

** %10 önem seviyesindeki, ** %5 önem seviyesindeki ve *** %1 önem seviyesindeki ilgili test kritik değerine uygunluğu göstermektedir.*

Olasılık değerleri MacKinnon (1996) tek-yönlü p-değerleridir.

KAYNAKÇA

Asche, F., Misund, B. ve Sikveland, M. (2013). The Relationship between spot and contract gas prices in Europe. *Energy Economics, 38*, 212-217.

Asche, F., Oglend, A. ve Osmundsen, P. (2017). Modeling UK natural gas prices when gas prices periodically decouple from the oil price. *The Energy Journal, 38, no.2,* 131–148.

Asche, F., Osmundsen, P. ve Sandsmark, M. (2006). The UK Market for Natural Gas, Oil and Electricity: Are the Prices Decoupled? *The Energy Journal, 27, no.2*, 27-40.

Atil, A., Lahiani, A. ve Nguyen, D. K. (2014). Asymmetric and nonlinear pass-through of crude oil prices to gasoline and natural gas prices. *Energy Policy, 65,* 567–573.

Bastianin, A., Galeotti, M. ve Polo, M. (2019). Convergence of European natural gas prices. *Energy Economics, 81,* 793-811.

Batten, J. A., Ciner, C. ve Lucey, B. M. (2017). The dynamic linkages between crude oil and natural gas markets. *Energy Economics, 62,* 155–170.

Böker, T. ve Michler, A. F. (2015). How intergrated are the local U.S. markets for natural gas? – New evidence using rolling cointegration. *Applied Economics Quarterly, 61, no.2,* 175-198.

Brigida, M. (2014). The Switching Relationship between Natural Gas and Crude Oil Prices. *Energy Economics, 43,* 48-55.

Brown, S. P. A. ve Yücel, M. K. (2008). What Drives Natural Gas Prices. *The Energy Journal, 29, no.2*, 45-60.

Brown, S. P. A. ve Yücel, M. K. (2009). Market Arbitrage: European and North American Natural Gas Prices. *The Energy Journal, 30, Special Issue. World Natural Gas Markets And Trade: A Multi-Modeling Perspect,* 167-185.

Del Valle, A., Duenas, P., Wogrin, S. ve Reneses, J. (2017). A Fundamental Analysis on the Implementation and Development of Virtual Natural Gas Hubs. *Energy Economics, 67,* 520-532.

Dickey, D. A. ve Fuller, W. A. (1979). Distribution of the estimators for autoregressive time series with a unit root. *Journal of the American Statistical Association*, *74*(366a), 427-431.

Dickey, D. A. ve Fuller, W. A. (1981), "Distribution of the Estimators for Autoregressive Time Series with A Unit Root", *Econometrica*, 49, 1057-1072.

Efimova, O. ve Serletis, A. (2014). Energy markets volatility modelling using GARCH. *Energy Economics, 43,* 264–273.

Enders, W. (1995). Applied Econometric Time Series. Wiley Series in Probability and Statistics, Wiley.

Erdős, P. (2012). Have Oil and Gas Prices Got Separated? *Energy Policy*, *49,* 707–718.

Erdös, P. ve Ormos, M. (2012). Natural Gas Prices on Three Continents. *Energies, 5,* 4040-4056.

Ergen, I. ve Rizvanoghlu, I. (2016). Asymmetric impacts of fundamentals on the natural gas futures volatility: an augmented GARCH approach. *Energy Economics, 56,* 64–74.

Ericsson, N. R. (1995). Conditional and structural error correction models. *Journal of Econometrics, 69*, 159-171.

Gebre-Mariam, Y. K. (2011). Testing for unit roots, causality, cointegration, and efficiency: The case of the northwest US natural gas market. *Energy, 36*, 3489-3500.

Geng, J. B., Ji, Q. ve Fand, Y. (2017). The Relationship between Regional Natural Gas Markets and Crude Oil Markets from a multi-scale Nonlinear Granger Causality Perspective, *Energy Economics, 67*, 98–110.

Granger, C. W. J. (1988). Some Recent Developments in a Concept of Causality. *Journal of Econometrics, 39*, 199-211.

Growitsch, C., Stronzik, M. ve Nepal, R. (2013). Price Convergence and Information Efficiency in German Natural Gas Markets. *German Economic Review, 16(1),* 87–103.

Hailemariam, A. ve Smyth, R. (2019). What drives volatility in natural gas prices? *Energy Economics, 80,* 731–742.

Hartley, P. R., Medlock, K. B. III, ve Rosthal, J. E. (2008). The Relationship of Natural Gas to Oil Prices. *The Energy Journal, 29, no.3*, 47-65.

Hauser, P., Schmidt, M., ve Most, D. (2016). Gas markets in flux: Analysis of components and influences for natural gas pricing in Europe. *13th International Conference on the European Energy Market, EEM2016* içinde, basımevi: IEEE. DOI: 10.1109/EEM.2016.7521359

Heather, P. (2012). *Continental European Gas Hubs: Are they fit for purpose?* (OIES PAPER: NG63). Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies.

Heather, P. (2015). *The evolution of European traded gas hubs.* (OIES PAPER: NG104). Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies.

Heather, P. (2020). *European Traded Gas Hubs: the supremacy of TTF*. (OXFORD ENERGY COMMENT). Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies.

Hulshof, D., van der Maat, J. P. ve Mulder, M. (2016). Market Fundamentals, competition and Natural Gas Prices. *Energy Policy, 94,* 480-491.

International Gas Union. (2020). *Wholesale Gas Price Survey 2020 Edition, Global Review of Price Formation Mechanisms*. Barcelona: Yazar.

Johansen, S., (1991). Estimation and hypothesis testing of cointegration vectors in gaussian vector autoregressive models. *Econometrica, 59,* 1551–1580.

Jotanovic, V. ve D'Ecclesia, R. L. (2020). The European gas market: new evidences. *Annals of Operations Research,* 1-37.

Kamal, M. (2015). Dynamics of Natural Gas Pricing: The Critical Need For A Natural Gas Hub in South Asia. *Journal of International Affairs, 69*, 70-89.

Kao, H. C. (2011). *US Natural Gas Price and Its Influencing Factors.* Chicago: University of Illinois at Chicago, Graduate College in Business Administration, Doktora Tezi.

Kumar, S., Pradhan, A. K., Tiwari, A. K. ve Kang, S. H. (2019). Correlations and volatility spillovers between oil, natural gas, and stock prices in India. *Resources Policy, 62,* 282–291.

Le, D. T. (2009). *Volatility in the Crude Oil and Natural Gas Markets*. Norman, Oklohama: University of Oklahoma, Graduate Faculty, Doktora Tezi

Li, X., Sun, M., Gao, C. ve He, H. (2019). The spillover effects between natural gas and crude oil markets: The correlation network analysis based on multi-scale approach. *Physica A, 524,* 306–324.

Lin, B. ve Li, J. (2015). The spillover effects across natural gas and oil markets: Based on the VEC-MGARCH framework. *Applied Energy, 155*, 229–241.

Lovcha, Y. ve Perez-Laborda, A. (2020). Dynamic frequency connectedness between oil and natural gas volatilities. *Economic Modelling, 84*, 181–189.

MacKinnon, J. G. (1996). Numerical Distribution Functions for Unit Root and Cointegration Tests. *Journal of Applied Econometrics, 11*, 601-618.

McCauley, J. L., Bassler, K. E. ve Gunaratne, G. H. (2008). Integration I(d) of Nonstationary Time Series Stationary and Nonstationary Increments. https://arxiv.org /ftp/arxiv/papers/0803/0803.3959.pdf, (Erişim Tarihi: 16 Ocak 2021).

Miriello, C. ve Polo, M. (2015). The Development of Gas Hubs in Europe. *Energy Policy, 84*, 177-190.

Narayan, P. K. (2004). *Reformulating Critical Values for the Bounds F-statistics Approach to Cointegration: An Application to the Tourism Demand Model for Fiji* (Department of Economics Discussion Papers No. 02/04, ISSN 1441-5429). Victoria: Monash University

Neumann, A., (2009). Linking natural gas markets—is LNG doing its job? *The Energy Journal, 30, Special Issue. World Natural Gas Markets And Trade: A Multi-Modeling Perspect,* 187-200.

Nick, S. (2016). The Informational Efficiency of European Natural Gas Hubs: Price Formation and Intertemporal Arbitrage. *The Energy Journal, 37, no.2,* 1-30.

Nick, S. ve Thoenes, S. (2014). What Drives Natural Gas Prices? – A Structural VAR Approach. *Energy Economics, 45,* 517-527.

Obadi, S. M., Othmanova, S. ve Abdova, M. (2013). What are the Causes of High Crude Oil Price? Causality Investigation. *International Journal of Energy Economics and Policy, 3,* 80-92.

Olsen, K. K, Mjelde, J. W. ve Bessler, D.A. (2015). Price formulation and the law of one price in internationally linked markets: an examination of the natural gas markets in the USA and Canada. *The Annals of Regional Science, 54,* 117-142.

Onour, I. A. (2009). Natural gas markets: how sensitive are they to crude oil price changes, OPEC Energy Review June 2009.

Panagiotidis, T. ve Rutledge, E. (2007). Oil and gas markets in the UK: Evidence from a cointegrating approach. *Energy Economics, 29,* 329–347.

Perifanis, T. ve Dagoumas, A. (2020). Price and Volatility Spillovers between Crude Oil and Natural Gas markets in Europe and Japan-Korea. *International Journal of Energy Economics and Policy, 10(5),* 432-446.

Perifanis, T.A. ve Panapakidis I.P. (2018). The relationship between the Brent crude oil and the National Balancing Point natural gas prices. *15th International Conference on the European Energy Market, EEM2018 içinde,* basımevi: IEEE. DOI: 10.1109/EEM.2018.8628003

Pesaran, M., Shin Y., ve Smith, R. (2001). Bounds Testing Approaches to the Analysis of Level Relationships. *Journal of Applied Econometrics, 16, no 3,* 289-326.

Ramberg, D. J. ve Parsons, J. E. (2012). The Weak Tie Between Natural Gas and Oil Prices. *The Energy Journal, 33, no.2,* 13–35.

Romagus, G. M. (2012). *Convergence and Divergence of Crude Oil and Natural Gas Prices.* Houston: University of Houston, The Faculty of the Department of Economics, Doktora Tezi.

Rosthal, J. E. (2010). *The Relationship between Crude Oil and Natural Gas Prices and its Effect on Demand.* Houston: Rice University, Doktora Tezi.

Sabancı University Istanbul International Center for Energy and Climate [IICEC], (2019). The Missing Piece in the Turkey's Gas Hub Ambitions. İstanbul: Kerem Topuz

Schmidt, M. (2018). Changing dynamics in European natural gas prices: Does the oil price still hold sway – an ARDL approach. *15th International Conference on the European Energy Market, EEM2018 içinde,* basımevi: IEEE. DOI: 10.1109/EEM.2018.8469888

Schulz, E. ve Swieringa J. (2013). Price Discovery in European Natural Gas Markets, *Energy Policy, 61,* 628-634.

Slaba, M., Gapko, P. ve Klimesova, A. (2013). Main Drivers of Natural Gas Prices in the Czech Republic after the Market Liberalisation. *Energy Policy, 52,* 199-212.

Stern, J ve Imsirovic, A. (2020). *A Comperative history of oil and gas markets and prices: is 2020 just an extreme cyclical event or an acceleration of the energy transition?* (Energy Insight: 68). Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.

Stern, J. ve Rogers, H. V. (2014). *The Dynamics of a liberalised European gas market: Key determinants of hub prices, and roles and risks of major players*. (OIES PAPER: NG94). Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies.

The European Union Association for the Cooperation of Energy Regulators [ACER]. (2015). *European Gas Target Model Review and Update,* Ljubliana: Yazar.

Uribe, J. M., Guillen, M. ve Mosquera-López, S. (2018). Uncovering the nonlinear predictive causality between natural gas and electricity prices. *Energy Economics, 74,* 904–916.

Villar, J. A. ve Joutz, F. L. (2006). *The Relationship Between Crude Oil and Natural Gas Prices.* Washington, DC: Energy Information Administration, Office of Oil and Gas.

Wolfe, M. H. ve Rosenman, R. (2014). Bidirectional causality in oil and gas markets. *Energy Economics, 42*, 325–331.

Woroniuk, D., Karam, A. ve Jamasb, T. (2019). *European Gas Markets, Trading Hubs, and Price Formation: A Network Perspective.* (Cambridge Working Papers in Economics: 1964). Cambridge: University of Cambridge.

Yu, L., Li, J., Tang, L. ve Wang, S. Y. (2015). Linear and Nonlinear Granger Causality Investigation between Carbon Market and Crude Oil Market: a multi-scale Approach. *Energy Economics, 51*, 300–311.

Working, H. (1949). The Theory of the Price of Storage. *American Economic Review, 39*(6), 1242–1262.

Zhang, D. ve Ji, Q. (2018). Further evidence on the debate of oil-gas price decoupling: A long memory approach. *Energy Policy, 113*, 68–75.

Zhang, D., Shi, M. ve Shi, X. (2018). Oil indexation, market fundamentals, and natural gas prices: An investigation of the Asian premium in natural gas trade. *Energy Economics, 69*, 33-41.