

REKABET KURUMU

**DOĞAL GAZ SEKTÖR
ARAŞTIRMASI**

**TEMMUZ 2012
ANKARA**

DOĞAL GAZ SEKTÖR ARAŞTIRMASI

Raportörler
Cengiz SOYSAL
Cemal Ökmen YÜCEL
Tuğçe KOYUNCU
Emine TOKGÖZ

© Rekabet Kurumu. Her Hakkı Saklıdır.

Rekabet Kurumu'nun izni olmaksızın çoğaltılamaz, ancak kaynak gösterilmek şartıyla alıntı yapılabilir.

DOĞAL GAZ SEKTÖR ARAŞTIRMASI

İÇİNDEKİLER

YÖNETİCİ ÖZETİ	i-x
GİRİŞ.....	1
1. ENERJİ SEKTÖRÜ VE REKABET POLİTİKASI	4
1.1. Serbestleşme Sürecinde Devletin Rolü	5
1.2. Serbestleşme Sürecinde Özelleştirme	9
1.3. Serbestleşme Sürecinde Kurumsal Yapı	10
2. DOĞAL GAZ PİYASALARI VE REKABET POLİTİKASI	13
2.1. Doğal Gaz Piyasalarının Genel Özellikleri	13
2.2. Doğal Gaz Piyasalarının Serbestleşmesi ve "Dört Aşamalı Evrim Modeli"	15
2.2.1. Devletin Rolü Bakımından Doğal Gaz Piyasalarının Evrimi	16
2.2.2. Talep Yapısı Bakımından Doğal Gaz Piyasalarının Evrimi	17
2.2.3. Altyapı Bakımından Doğal Gaz Piyasalarının Evrimi	17
2.2.4. Toptan Satışta Rekabet Bakımından Doğal Gaz Piyasalarının Evrimi	18
3. TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASALARININ SERBESTLEŞME SÜRECİNDE SORUN VE YÖNTEM TESPİTİ	21
4. TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASALARI MEVCUT DURUM ANALİZİ	27
4.1. Dört Aşamalı Evrim Modeli Çerçevesinde Türkiye Doğal Gaz Piyasaları	27
4.1.1. Tarihsel Süreç ve Devletin Rolü	27
4.1.2. Talep Yapısının Gelişimi	32
4.1.3. Altyapının Gelişimi	36
4.1.4. Toptan Satış Piyasasının Gelişimi	38
4.1.5. Dört Aşamalı Model Çerçevesinde Öne Çıkan Hususlar	41
4.2. Beş Güç Analizi Çerçevesinde Türkiye Doğal Gaz Piyasası	43
4.3. Mevcut Duruma İlişkin Genel Değerlendirme	48
5. TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASALARI SERBESTLEŞME SÜRECİNDE ÖNE ÇIKAN HUSUSLAR	51
5.1. Uluslararası Doğal Gaz Piyasalarındaki Gelişmeler	51
5.2. Doğal Gaz Toptan Satış Piyasası Bakımından Serbestleşme Süreci	64
5.2.1. Yatay Seviyede Rekabet	68
5.2.2. Dikey Bütünleşme	72
5.3. Altyapı Bakımından Doğal Gaz Piyasalarının Gelişimi	75
5.3.1. Üçüncü Tarafların Erişimi	81
5.3.2. Dengeleme	88
5.3.3. Şeffaflık	92
5.4. Talep Yapısı Bakımından Gelişim	97
5.4.1. Elektrik Sektörü ve Doğal Gaz Piyasalarının Gelişimi	99
5.4.2. Dağıtım Firmalarına ve Hane Halkına Yapılan Satışlar Bakımından Doğal Gaz Piyasasının Gelişimi	107
6. DEVLETİN ROLÜ: BOTAS'A İLİŞKİN DAVRANIŞSAL VE YAPISAL DEĞERLENDİRME	119
6.1. BOTAS'a İlişkin Davranışsal Değerlendirme	119
6.2. BOTAS'a İlişkin Yapısal Değerlendirme	128
7. REKABET POLİTİKASI ÖNERİLERİ	145
KAYNAKÇA	154

TABLolar

Tablo 1	Serbestleşme Süreci	12
Tablo 2	Dört Aşamalı Evrim Modeli	20
Tablo 3	Türkiye Doğal Gazın Arzı Pazarı Pazar Payları-Alt Ayrımlar(%)	41
Tablo 4	Türkiye Doğal Gaz Piyasası ve Dört Aşamalı Evrim Modeli	42
Tablo 5	Dünya Doğal Gaz Üretim, İhracat, İthalatı İçindeki Ülkelerin Miktar ve Payları	53
Tablo 6	İthalatçı Firmaların Gerçekleşen İthalat Miktarlarına göre Türkiye Toptan Satış Piyasasındaki Pazar Payları (%)	69
Tablo 7	Doğal Gaz Depolama ve LNG Sevkiyatı, 2009	79
Tablo 8	YİD ve Yİ Kapsamındaki Doğal Gaz Santralleri, Kurulu Güçleri, Konumları ve İşletme Tarihleri	105
Tablo 9	İngiltere Örneği Kapsamında Yerleşik Şirket British Gas'ın Pazar Payı Seyri	110
Tablo 10	Türkiye Doğal Gaz Piyasalarının Serbestleşmesi Sürecinde 2013-2018 ve 2018-2023 Periyotlarına İlişkin Öneriler	151

SEKİLLER

Şekil 1	Doğal Gaz Üretim-Tüketim Zinciri	13
Şekil 2	Türkiye Doğal Gaz Piyasalarının Gelişiminde Öne Çıkan Hususlar	31
Şekil 3	Beş Güç Analizi Çerçevesinde Türkiye Doğal Gaz Piyasası	44
Şekil 4	Rekabet Döngüsü	66
Şekil 5	Şeffaflığın Piyasadaki Etkileri	93

KUTULAR

Kutu 1	Sektör Araştırması Sürecinde Özel Sektör Tarafından Gündeme Getirilen Sorunlar, Görüşler ve Öneriler	22
Kutu 2	Gröningen Modelinin Gelişimi	54
Kutu 3	Hub Kavramı	56
Kutu 4	ABD LNG Terminallerine Üçüncü Tarafların Erişim Tecrübesi ve Hackberry Kararı (2002)	82
Kutu 5	Altyapı Kurallarının Gelişimi ve ABD Tecrübesi	91
Kutu 6	AB'de Doğal Gaz Piyasalarında Şeffaflık Bakımından Düzenlemeler	95
Kutu 7	13 Şubat 2012 Doğal Gaz Kesintisi ve Elektrik Krizi: "Zor Gün"	101
Kutu 8	İngiltere Doğal Gaz Perakende Piyasasının Gelişimi	113
Kutu 9	BOTAŞ'ın 4054 sayılı Kanun'un 6. maddesini İhlal Ettiğine Yönelik İddialara İlişkin Olarak Rekabet Kurulu'nun Almış Olduğu Kararlar	120
Kutu 10	2011 Yılında BOTAŞ Dışındaki Tedarikçilerin Gaz Yılı Sona Ermeden Nihai Tüketicilerine Doğal Gaz Tedariğini Sona Erdirmesi Sonucu İlgili Müşterilerin Taleplerinin BOTAŞ Tarafından Karşılanması	123
Kutu 11	Arjantin Hükümeti Tarafından Nisan 2012'de Uygulanan Devletleştirme Vakası: Yacimientos Petroliferos Fiscales'in (YPF) Özelleştirilmesi-Devletleştirilmesi	139
Kutu 12	E.ON/Ruhrgas Birleşmesi	142

GRAFİKLER

Grafik 1	Türkiye ve Bazı AB Ülkelerinin Doğal Gaz Talebinin Tarihsel Gelişimi (1965-2010)	33
Grafik 2	Doğal Gazın Tüketici Gruplarına Göre Kullanımı	34
Grafik 3	Doğal Gaz Dağıtım Şirketlerinin Abone Sayılarının Gelişimi	34
Grafik 4	Elektrik Üretiminin Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı (GWh)	35
Grafik 5	2010 Yılı Elektrik Üretiminin Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı	35
Grafik 6	Yıllara Göre Doğal Gaz İletim Hattı Yatırımları (Uzunluk, km)	36
Grafik 7	Türkiye Doğal Gaz Üretiminin Üretici Kuruluşlara Göre Dağılımı (2010)	38
Grafik 8	Türkiye Doğal Gaz Üretimi Ve Ülkeler Bazında Doğal Gaz İthalatı	39
Grafik 9	Türkiye Doğal Gaz Talebini Karşılamanın Kaynakları (2011)	39
Grafik 10	Dünya Birincil Enerji Tüketim Değerleri (%), 2010	51
Grafik 11	Doğal Gazın Elektrik Üretimindeki Payının Gelişimi	52
Grafik 12	Dünya Doğal Gaz Talebi (bcm) Ve Fiyat (İkincil Eksen, ABD\$/Mbtu)	52
Grafik 13	Uzun Dönemli Doğal Gaz Alım Anlaşmaları, Talep ve Talep Projeksiyonu	70
Grafik 14	Birincil Enerji Kaynağı Olarak Doğal Gaz Kullanan Elektrik Santrallerinin Kurulu Gücü ve Türkiye Elektrik Kurulu Gücündeki Payı	100
Grafik 15	Yİ, YİD ile Diğer Elektrik Santrallerinin Türkiye'nin Toplam Doğal Gaz Tüketimindeki Payı	105
Grafik 16	BOTAŞ Piyasa Satış ve Dengeleme Gazı Fiyatları	122
Grafik 17	BOTAŞ Tarafından Uygulanan Fiyatlar ve Maliyet Kalemde Yer Alan Brent Fiyatlarındaki Değişim	124
Grafik 18	Maliyet Bazlı Fiyatlandırma Dönemi ve BOTAŞ Satış Fiyatları	125
Grafik 19	BOTAŞ Satış Fiyatları, Nbp Fiyatları Ve Özel Sektör LNG İthalat Miktarları	127
Grafik 20	Uzun Dönemli Doğal Gaz Alım Anlaşmaları ve Talep	146

Kısaltmalar

AB	: Avrupa Birliği
ACER	: Enerji Regülatörleri İşbirliği Ajansı
Bcm	: Milyar m ³
BOTAŞ	: Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
CAPEX	: (Sabit) Sermaye Harcamaları
CEER	: Avrupa Enerji Regülatörleri Konseyi
CNG	: Sıkıştırılmış Doğal Gaz
COMECON	: Karşılıklı Ekonomik Yardımlaşma Konseyi
CR ₄	: Yoğunlaşma Oranı
EBT	: Elektronik Bülten Tablosu
ECT	: Enerji Şartı Anlaşması
ENI	: Ente Nazionale Idrocarburi
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu/Kurulu
ERGEG	: Avrupa Elektrik ve Gaz Regülatörleri Grubu
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
FERC	: Federal Enerji Düzenleme Komisyonu
HHI	: Herfindahl-Hirschman Endeksi
ICC	: Eyaletlerarası Ticaret Komisyonu
IEA	: Uluslararası Enerji Ajansı
IMF	: Uluslararası Para Fonu
KİT	: Kamu İktisadi Teşekkülü
KUE	: Kullanım Usul ve Esasları
LNG	: Sıvılaştırılmış Doğal Gaz
NBP	: National Balancing Point (Ulusal Dengeleme Noktası)
NIGC	: National Iranian Gas Company (Ulusal İran Gaz Şirketi)
NLNG	: Nijerya LNG
NYMEX	: New York Ticaret Borsası
OFGEM	: Gaz ve Elektrik Piyasaları Kurumu
OFT	: Adil Ticaret Dairesi
OPEX	: İşletme Giderleri
SSCB	: (Eski) Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği
SOCAR	: State Oil Company of Azerbaijan Republic (Azerbaycan Devlet Petrol Şirketi)
ŞİD	: Şebeke İşleyiş Düzenlemeleri
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
Yİ	: Yap-İşlet
YİD	: Yap-İşlet-Devret
YPK	: Yüksek Planlama Kurulu
YPF	: Yacimientos Petroliferos Fiscales (Arjantin Enerji Şirketi)

YÖNETİCİ ÖZETİ

Doğal gaz piyasasının serbestleşmesi, gerek kamunun kurumsal yapısı bakımından bir geçiş sürecini gerekse piyasa mekanizmaları ve piyasa paydaşları bakımından dikey bütünleşik yapıdan rekabetçi serbest piyasa yapısına dönüşümü içeren meşakkatli bir süreci beraberinde getirmektedir.

Altyapısı büyük oranda dikey bütünleşik kamu şirketi BOTAŞ tarafından gerçekleştirilen ancak 2001 yılında 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile başlayan serbestleşme süreciyle birlikte özel sektör teşebbüslerinin de aktif rol aldığı Türkiye doğal gaz piyasaları bakımından serbestleşme süreci devam etmekle birlikte, bu sürecin yeterince etkin işlemediği yönünde görüşler yoğunluk kazanmaktadır. Bu süreçte, yerleşik kamu şirketi BOTAŞ'ın davranışlarına yönelik rekabet hukuku kapsamında yapılan çeşitli şikayetlere ilişkin Rekabet Kurumu tarafından önaraştırmalar yapılmış olmakla birlikte, bugüne kadar soruşturma açılmasına gerek duyulmamıştır.

Yaşanan süreçte rekabet hukuku uygulamalarının yanında rekabet politikası açısından aksaklıkların belirlenmesinin ve çözüm önerileri getirilmesinin söz konusu sürecin başarısı bakımından önemli olduğu noktasından hareketle, Türkiye doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecine ilişkin bir doğal gaz sektör araştırması yapılmasına karar verilmiştir. Bu çerçevede hazırlanan sektör araştırmasında yer alan değerlendirmeler aşağıda özetlenmektedir.

Bölüm 1- Enerji Sektörü ve Rekabet Politikası

Sektör araştırmasının ağırlıklı amacının rekabet hukuku uygulamalarından çok rekabet politikaları çerçevesinde görüş oluşturma odaklı olmasından ötürü raporun **ilk bölümü rekabet, rekabet politikası, enerji piyasalarında serbestleşme süreci, devletin rolü, özelleştirme, sektörel düzenleme, sektöre yönelik düzenleyiciler ve rekabet otoritelerinin görev ve sorumlulukları** gibi temel konuları bir arada değerlendirmekte ve başarılı bir serbestleşme süreci bakımından dikkat edilmesi gereken hususları teorik bir altyapı ile birlikte ortaya koymaktadır.

Serbestleşme sürecinde önemli noktalardan birini, bu süreçte devletin piyasalardaki rolünün ve müdahale seviyesinin doğru belirlenmesi hususu oluşturmaktadır. Devletin rolü bakımından belirleyici kavramlardan biri özelleştirmelerdir. Özellikle 1980'li yıllarda özelleştirme başarılı bir serbestleşme sürecinin ön şartı olarak görülse de, bugün gelinen noktada, rekabetçi piyasa modeli ile hedeflenen etkinlik seviyesine ulaşmak bakımından yerleşik kamu şirketinin sahipliğinin el değiştirmesinden daha önemli olan unsurun söz konusu yerleşik şirketin faaliyet gösterdiği piyasadaki giriş-çıkış engellerinin kaldırılması, ithalatın serbestleşmesi gibi çevresel faktörlerin rekabetçi piyasa modeline uygun tasarlanması olduğu ileri sürülmektedir. Bu nedenle, yerleşik kamu şirketinin rekabetçi piyasa modeline zarar vermeyecek şekilde yeniden yapılandırılması gibi yöntemlerin de blok halinde özelleştirme yöntemine alternatif olabileceği görülmektedir.

Özelleştirme ya da yerleşik şirketlerin yeniden yapılandırılmalarıyla başlayan serbestleşme sürecinde rekabetçi çevresel faktörler bakımından hassas olan

konulardan biri, piyasalardaki düzenleme seviyesi ve rekabet hukukunun uygulanmasına ilişkin dengedir. Bu noktada raporda 'rekabetin tesisi' ve 'rekabetin korunması' kavramları arasındaki farka vurgu yapıldığı söylenebilir. Şöyle ki; özellikle gelişmekte olan ülkeler bakımından enerji piyasalarının serbestleşmesine ilişkin sürecin başlangıç aşamasında daha çok rekabetçi piyasa tasarımı oluşturan sektörel düzenlemelerin büyük önem taşıdığı, bununla birlikte rekabetçi piyasada faaliyet gösteren teşebbüslerin davranışlarını konu alan rekabet hukukunun etkin bir uygulamasının ancak işleyen rekabetçi bir yapının gelişmesiyle söz konusu olabileceği belirtilmiştir. Bu durumun bir sonucu olarak da serbestleşme sürecinin başlangıcında sektörel düzenleyicilerin daha etkin ve güçlü bir rol aldıkları, sürecin başarıyla ilerlemesi sonucunda ise rekabet otoritelerinin uygulamalarının ağırlık kazanmaya başladığı görülmektedir.

Bölüm 2 – Doğal Gaz Piyasaları ve Rekabet Politikası

İlk bölümde rekabet politikasına ilişkin yukarıda açıklanan genel değerlendirmelerin ardından raporun **ikinci bölümünde**, doğal gaz piyasalarının gelişimi ve serbestleşme süreci ele alınmıştır. Bu çerçevede doğal gaz piyasalarının gelişimini açıklayan "dört aşamalı evrim modeli" incelenmiş ve bu model raporun geri kalanında yapılan tespit ve değerlendirmelere temel teşkil etmiştir. Diğer ülkelerin uygulamaları ve konuyla ilgili literatür ile desteklenen bu model incelendiğinde genel olarak doğal gaz piyasalarının gelişiminin *doğuş*, *büyüme*, *gelişme* ve *olgunlaşma* şeklinde dört aşamalı bir yapıyla tanımlandığı görülmektedir¹. Bu çerçevede doğal gaz piyasalarının serbestleşmesi sürecinde devletin rolü, talep yapısı, altyapı ve toptan satış piyasasının yapısı bakımından bahse konu dört aşamanın özellikleri şu şekilde özetlenebilir:

Devletin rolü: Devlet, *doğuş* aşamasında doğal gaz altyapısının oluşturulmasına odaklanmakta olduğundan değer zincirinin her aşamasında ağırlıklı olarak yer almaktadır. *Büyüme* aşamasında devletin politikası altyapı olanaklarını coğrafi ve kapasite miktarı olarak daha da artırma ve yatırımlar için teşvik mekanizmalarına odaklıyken; *gelişme* aşamasında serbestleşme başlamakta ve devletin rolünün odağı arz güvenliği, altyapının entegrasyonu ve katılımcı sayısının artışıyla rekabetin artması haline gelmektedir. *Olgunluk* aşamasında ise rekabetin tesis edilmesiyle düzenleme ve devlet müdahalesi sadece doğal tekel faaliyetlerinde ve ticaret merkezi oluşturulması için yapılması gereken altyapı faaliyetlerinde görülmektedir.

Talep yapısı: Enerji piyasalarının belki de en önemli özelliği talep tarafının bir hayli düşük olan esnekliğidir. *Doğuş* aşamasında henüz yeni gelişen altyapı ve ekipmanın kurulumu gerçekleşmekte olduğundan talep, miktar olarak henüz çok yüksek seviyede değildir. Altyapı ve ekipmanın kurulmasıyla beraber *büyüme* aşamasında çok yüksek talep artışı gerçekleşmekte; *gelişme* aşamasında talep artış hızı nispeten düşmektedir. *Olgunluk* aşamasına gelindiğinde ise talep doygunluğa ulaşmıştır.

¹ "Dört Aşamalı Piyasalaşma Modeli"ne (*Four-Step Evolution Model*) ilişkin yararlanılan çalışmalar: MARTINSEN, ESTRADA, MOE (1995); MACAVOY (2000); JURIS (1996); MITROVA (2004); Datamonitor (2010); ÖZDEMİR (2012).

Altyapı: Öncelikle *doğuş* ve *büyüme* aşamalarında ülke çapında fiziki bir altyapı tamamlanmakta ve tüm müşterilere ulaşım sağlanmaktadır. Diğer yandan bu şebekenin sağlıklı işlemesi ve ikincil piyasanın da oluşarak rekabetin tesis edilebilmesi için *gelişme* aşamasında dengeleme mekanizması iletim şirketinin odağı haline gelmektedir. *Olgunluk* aşamasına gelindiğinde ise altyapının her anlamda tamamlandığı görülmektedir.

Toptan satış: *Doğuş* aşamasında kamu tekelinin varlığı sebebiyle toptan satış pazarında rekabet yalnızca teorik olarak mümkün olan bir olgudur. *Büyüme* aşamasında ise doğal gaz değer zincirinin bir parçası olan uzun süreli sözleşmeler sebebiyle çok az sayıda oyuncu toptan satış pazarına katılabilmektedir. *Gelişme* aşamasında üçüncü taraflara erişim ve gelişen altyapı sayesinde oyuncu sayısı artmaktadır. Riskin daha çok özel sektörde kalmasıyla beraber bu aşamanın sonlarına doğru risk yönetimi oyuncular açısından önemli hale gelmektedir. Bu bağlamda, *olgunluk* aşamasına gelindiğinde finansal işlemler, gazın gazla rekabeti ve etkin fiyatlandırma mekanizmaları sağlanmaktadır.

Yukarıda genel özellikleri bakımından özetlenen dört aşamalı evrim modeli kapsamında her aşamada doğal gaz piyasalarının hangi özelliklere sahip olduğunu gösteren tabloya raporda yer verilmiştir. Esas itibarıyla Türkiye doğal gaz piyasasına ilişkin yapılan incelemelerde bu model temel alınmıştır.

Bölüm 3 - Serbestleşme Sürecinde Sorunsal ve Yöntem Tespiti

Raporun **üçüncü bölümünde**, Türkiye doğal gaz piyasalarının gelişimi bakımından bugüne kadarki süreçte ortaya çıkan sorunlara ilişkin bir problem tespitinin yapılması ve ayrıca geleceğe dönük değerlendirmeler bakımından yöntemin belirlenmesi hedeflenmiştir.

Dört aşamalı modelde belirtilen gelişim süreci çerçevesinde Türkiye doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecinde geçmişte yaşanan aksaklıklar ele alındığında varılan sonuç; 2001 yılında bazı büyük şehirler dışında dağıtım faaliyetleri altyapısının dahi henüz inşa edilmediği "***büyüme***" aşamasındaki bir doğal gaz piyasasında yürürlüğe girmiş olan 4646 sayılı Kanun'un, geçiş aşamalarını yeterince dikkate almaksızın ağırlıklı olarak "***gelişme***" ve "***olgunlaşma***" aşamalarındaki bir piyasa yapısının özelliklerini temel alan ve bu aşamalara bir an önce geçmek üzere "reform" niteliğinde uygulamaları içeren, dolayısıyla uygulanabilir ve etkin bir rekabet politikası aracı olmaktan uzak bir düzenleme olduğudur.

Bu değerlendirmeden hareketle raporda öncelikle Türkiye doğal gaz piyasasının dört aşamalı evrim modeli çerçevesinde serbestleşme sürecinin hangi aşamasında olduğunu değerlendirilmesi, ayrıca "Beş Güç Analizi"² temel alınarak Türkiye doğal gaz piyasasının rekabetin tesisine yönelik karakteristik özelliklerinin irdelendiği bir

² Michael E. Porter tarafından geliştirilen bu analiz, ilgili pazardaki oyuncular arasındaki rekabeti merkeze alıp etraflarındaki alıcı, tedarikçi, potansiyel rakipler ve ikame ürün/hizmetlerinden oluşan rekabetçi baskı unsurlarını değerlendirerek piyasadaki rekabetçi seviyeyi ölçmektedir.

durum analizi yapılması ve ön plana çıkan hususların ayrı ayrı değerlendirmeye tabi tutulması yöntem olarak benimsenmiştir.

Bölüm 4 - Türkiye Doğal Gaz Piyasaları Mevcut Durum Analizi

Raporun **dördüncü bölümünde**, Türkiye doğal gaz piyasalarının gelişim süreci ve mevcut durumu dört aşamalı evrim modeli çerçevesinde ortaya konmuştur. Bu kapsamda, özellikle altyapı bakımından eksikliklerin bulunması ve ağırlıklı olarak elektrik santrallerine yapılan yatırımlardan kaynaklanan talep artışının hızla artmaya devam etmesi gerekçeleriyle piyasanın halen **büyüme** aşamasında olduğu, toptan satış piyasasındaki rekabet seviyesinin ve devletin piyasaya müdahale derecesinin de bu durumla paralel geliştiği tespitinde bulunulmuştur.

2008-2011 zaman aralığı dikkate alınarak doğal gaz toptan satış piyasasının daha rekabetçi hale gelmesini sağlamaya yönelik stratejiyi şekillendirmek amacıyla yapılan "Beş Güç Analizi" çerçevesinde Türkiye doğal gaz piyasalarının rekabet güçlerinin belirlenmeye çalışıldığı bölümde ise özetle;

- **Mevcut rakipler arası rekabet bakımından**, yatay yoğunlaşma seviyesi konusu kapsamında BOTAŞ'ın piyasadaki payının düşürülmesine yönelik öncelikli olarak ithalatın serbestleşmesi ve ardından kontrat/miktar devri konularının önemi,
- **Alıcının pazarlık gücü bakımından**, özellikle doğal gaz kaynaklı elektrik santrallerinin rekabetin tesisi sürecine katılımının sağlayacağı katkı ve bu anlamda doğal gaz piyasalarının serbestleşme süreciyle elektrik piyasalarının serbestleşme sürecinin karşılıklı etkileşiminin ve serbestleşme süreçlerindeki yakınsamanın dikkate alınması gerekliliği,
- **Tedarikçinin pazarlık gücü bakımından**, dikey bütünleşme konusunda oluşturulacak politikalarda Gazprom ve SOCAR gibi mevcut tedarikçilerin sahip oldukları büyük pazarlık gücü karşısında BOTAŞ ve diğer toptan satış şirketlerinin alım gücünün öneminin dikkate alınması,
- **Yeni girişimci tehditleri bakımından**, yine ithalatın serbestleşmesi, spot LNG konusu ve uluslararası projelerin katkısı, yeni girişlerin gerçekleşebilmesi için altyapı yatırımlarının gerekliliği ve ayrıca BOTAŞ tarafından uygulanan fiyatlandırma stratejisinin orta ve uzun vadede yeni girişler üzerindeki etkilerinin önemi,
- **İkame ürün ve hizmetlerin tehdidi bakımından**, nükleer ve yerli kömür santrallerine yapılacak yatırımların önemi

hususlarına vurgu yapılmıştır.

Gerek dört aşamalı evrim modeli gerekse beş güç analizi çerçevesinde Türkiye doğal gaz piyasalarının serbestleşme süreci bakımından değerlendirmeye tabi tutulması gereken hususlar;

- Dışsal faktörler bakımından **uluslararası doğal gaz piyasalarındaki gelişmeler**
- **Toptan satışta** rekabetin oluşturulması bakımından
 - Yatay seviyede rekabet
 - Dikey bütünleşme
- **Altyapıya** ilişkin düzenlemeler bakımından
 - Üçüncü tarafların erişimi
 - Dengeleme
 - Şeffaflık
- **Talep yapısına** ilişkin değerlendirmeler bakımından
 - Elektrik santrallerine yapılan satışlar
 - Dağıtım şirketlerine yapılan satışlar
- **Devletin rolü** bakımından BOTAŞ'a ilişkin davranışsal ve yapısal değerlendirme

şeklinde sıralanmıştır.

Bölüm 5 - Türkiye Doğal Gaz Piyasaları Serbestleşme Sürecinde Öne Çıkan Hususlar

Yukarıda sıralanan hususlardan *uluslararası gelişmeler, toptan satış piyasa yapısı, altyapı ve talep yapısı* hususları raporun **beşinci bölümünde** değerlendirmeye alınmıştır. Bu kapsamda;

- **Uluslararası doğal gaz piyasalarının** bir geçiş aşamasında olduğu, özellikle Avrupa'da geleneksel yapı haline gelmiş petrol ürünleri fiyatlarına endekli uzun dönemli kontratların belirlediği piyasa yapısından ticaret merkezlerinin oluştuğu ve kontratlarda spot piyasa fiyatlarının ağırlığının arttığı, daha rekabetçi bir yapıya geçişe ilişkin tartışmaların yoğunlaştığı ortaya konmuştur. Raporunda uzun dönemli kontratlar ve spot fiyatların söz konusu olduğu ticaret merkezlerinin fırsat ve tehditlerine değinildikten sonra Türkiye bakımından bu gelişmelerin dikkate alınması aşamasında Türkiye'nin güçlü ve zayıf yönlerinin ne olduğu tartışmaya açılmıştır. Bu çerçevede, Türkiye bakımından öne çıkan güçlü yönler jeostratejik konum ve bunun sonucu olarak sahip olunan boru hatları ve ayrıca artan talep ile yüksek bir alıcı gücüne sahip olma şansı; zayıf yön olarak ise düşük üretim kapasitesi ile birlikte özellikle depolama ve ayrıca LNG terminalleri bakımından zayıf altyapı olanakları gösterilmiştir.
- **Toptan satış piyasasına** ilişkin değerlendirmelerde başarılı bir serbestleşme sürecinin ancak rekabetçi ve likit bir toptan satış piyasası oluşturmakla mümkün olacağı; likit bir toptan satış piyasasının *derinlik, genişlik, çabukluk ve direnç* gibi özelliklerinin bulunması gerektiği ve serbestleşme sürecinde bu özelliklerin ancak standartlaşan sözleşmeler, yan hizmetler, şeffaflık, dengeleme, kapasite ticareti ve benzeri *destekleyici hizmetlerin* sağlandığı bir süreç içinde hayata geçebileceği belirtilmiştir. Dolayısıyla toptan satış

piyasalarında rekabetin oluşması da belirli aşamaları içeren bir süreç gerektirmektedir. Piyasanın serbestleşmesi ve rekabet seviyesinin artması ile altyapı yatırımlarının tamamlanması karşılıklı etkileşim içinde olup, ancak bu iki unsurun birbirleriyle uyumlu geliştirilmesi başarılı bir rekabet döngüsü oluşturabilecektir. Bu çerçevede *BOTAŞ'ın toptan satış piyasasındaki mevcut konumu ve piyasadaki rekabet seviyesi* ele alındığında;

- Türkiye doğal gaz toptan satış piyasasında rekabetin sağlanması bakımından ön plana çıkan yeni giriş potansiyellerinin ithalatın serbestleşmesi ve LNG ticaretindeki gelişmelere bağlı olduğu,
- *Katılımcı sayısını artırmak bakımından gündemde olan yöntemlerden* kontrat devri yönteminin; getirileri ve diğer uygulanabilirlik problemleri dikkate alındığında, devamında ısrar edilmemesi gereken bir yöntem olduğu,
- Kontrat devri yönteminin terk edilmesiyle birlikte miktar devri üzerinde yoğunlaşmanın yerinde olacağı

değerlendirmeleri yapılmıştır. *Dikey bütünleşme* konusuna ilişkin değerlendirmelerde ise kaynak ülkelerdeki teşebbüslerin dikey bütünleşme ile alt piyasalardaki varlığına ilişkin sürecin yönetiminde, Türkiye toptan satış piyasasında altyapı bakımından (özellikle depolama ve LNG terminallerine yönelik) gerekli yatırımların tamamlanması; toptan satış piyasası bakımından ise katılımcı sayısının artmasının ötesinde piyasa derinliğinin, direncinin ve dolayısıyla likiditesinin yeterli seviyeye gelmesinin sağlanması; ayrıca bu süreçte BOTAŞ ile birlikte iç piyasa oyuncularının arama ve üretim gibi üst pazarlara doğru geri bütünleşmeyi sağlamalarının teşvik edilmesi ön koşul olarak görülmektedir.

- **Altyapıya ilişkin değerlendirmelerde**, üretim seviyesinin düşüklüğü ve ithalata bağımlılık dikkate alındığında Türkiye doğal gaz piyasaları bakımından altyapıya yapılacak yatırımların önemi üzerinde durulmuş, bu kapsamda öncelikle depolama ve LNG terminallerine yapılacak yatırımlar bakımından üçüncü tarafların erişimi konusunda etkin bir muafiyet rejiminin geliştirilmesi gerektiği belirtilmiştir. Dengeleme ve şeffaflık konularının da önemi üzerinde durulmakla birlikte, Türkiye doğal gaz piyasasının halen **büyüme** aşamasında olduğu gerçeği dikkate alındığında, dengeleme, ikincil kapasite ticareti ve şeffaflık gibi konuların gelişim süreciyle uyumlu bir şekilde, tedbirli adımlarla geliştirilmesinin yerinde olacağı noktasına vurgu yapılmıştır.
- **Talep yapısının ele alındığı bölümde** tüketiciler iki ana gruba ayrılarak değerlendirilmiştir. Bu gruplar; özellikle elektrik santrallerinden oluşan büyük tüketiciler ile hane halklarının merkeze konduğu dağıtım şirketlerinden oluşan tüketicilerdir. Bu iki gruptan elektrik santralleri büyük miktarda alımlar yapan ve hem rekabetin tesis edilmesinin kolay olduğu bir pazar özelliği hem de rekabetin tesisinde etkin bir araç olarak kullanılabilir olan tüketim özellikleri göstermektedir. Hane halklarına yapılan satışlar bakımından ise her ne kadar zamanla serbest tüketici limitinin tamamen kaldırılması öngörülse de, geçiş maliyetlerinin yüksekliği ve bu alanın aynı zamanda sosyal politikaları da ilgilendiriyor olması sebebiyle rekabetin tesisine ilişkin sürecin zor olduğu ve daha uzun bir zaman aldığı görülmektedir. Bu kapsamda;

- Elektrik santrallerinden oluşan tüketici grubunun sahip olduğu alıcı gücü sayesinde toptan satış piyasasında rekabetçi baskı oluşturabilmeleri bakımından gaz tedarikçisine yönelik bütünleşme sağlamalarının önemi, ayrıca bu müşteri grubuna yapılacak arz bakımından LNG ticaretinin geliştirilmesi, yine esnekliğin sağlanması bakımından kesintili-kesintisiz müşteri uygulamalarının etkin hale getirilmesi, elektrik santralleri ile tedarikçiler arasındaki sözleşmelerin süre, münhasırlık ve yeniden satış hakkı gibi yönleriyle gerek rekabet politikası gerekse rekabet hukuku uygulamaları bakımından dikkatle ele alınması gerekliliği üzerinde durulmuştur.
- Hane halklarına yapılan satışların rekabetin tesisi bakımından zor bir alan olduğu ve ayrıca sosyal politikalar açısından bir takım kaygıları da beraberinde getirdiği noktasından hareketle hane halklarına ve dolayısıyla dağıtım firmalarına yapılan satışlar bakımından olağan tedarikçi/son kaynak tedarikçisinin nasıl ve hangi süreyle belirleneceği, bu alandaki fiyatlandırmanın nasıl yapılacağı ve benzeri konuların netleştirilmesinin önem kazandığı belirtilmiştir.

Bütün bu değerlendirmeler ışığında, doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecinde toptan satış piyasasında rekabet, altyapının gelişimi ve talep yapısının özelliklerinin birbirleriyle sıkı bir etkileşim içerisinde oldukları ve her üç alanın birbirleriyle uyumlu şekilde geliştirilmesi gerektiği anlaşılmaktadır. Bu karşılıklı uyumun sağlanması ve hedef olgu olan rekabet döngüsüne ulaşılması açısından önemli olan husus ise devletin rolünün ve müdahale seviyesinin belirlenmesi aşamasıdır.

Bölüm 6 - BOTAŞ'a İlişkin Davranışsal ve Yapısal Değerlendirme

Bu kapsamda devletin rolü **altıncı bölümde**, BOTAŞ'a ilişkin olarak davranışsal ve yapısal değerlendirme çerçevesinde ele alınmıştır. BOTAŞ'ın davranışları bakımından öncelikli olarak tartışılan nokta, bu davranışların rekabet hukuku kapsamında mı yoksa rekabet politikası kapsamında mı ele alınacağı sorusu olmuştur. Şöyle ki, BOTAŞ'ın uyguladığı fiyatlandırma stratejisi ile piyasanın rekabetçi yapısına hem kısa hem de uzun vadede önemli etkilerde bulunduğu ortadadır. Bununla birlikte, bu davranışların kar amacı güden bir teşebbüs davranışından ziyade genel devlet politikasının ve müdahalelerinin bir sonucu olarak ortaya çıktığının tespit edilmesi durumunda, bu davranışların bağımsız bir teşebbüs kararı olarak kabul edilemeyeceği ve rekabet hukuku kapsamı dışına çıkacağı görülmektedir. Nitekim, rekabet politikaları ve serbestleşme sürecinin ele alındığı ilk bölümde de belirtildiği üzere, serbestleşme sürecinin başlangıç aşamalarında daha çok sektörel düzenlemelerin önemli rol aldığı, serbestleşmenin ilerleyen aşamalarında yerleşik kamu şirketinin kar amacı güden ticari bir teşebbüs olarak faaliyet göstermesinin sağlanmasıyla birlikte rekabet hukuku uygulamalarının büyük önem kazandığı görülmektedir.

Rekabet politikası çerçevesinde BOTAŞ'ın davranışları ele alındığında, serbestleşme süreci bakımından asıl sorunun *büyüme* aşamasının uzun sürmesi ve ne zaman sonlanacağı kestirilememesi olduğu; piyasanın büyümesinde hormonal bozukluğa

yol açan başlıca sebebin ise gerçek maliyetleri yansıtmayan fiyatlandırma seviyesi olduğu belirtilmiştir. Maliyetlerin piyasaya yansıtılmamasının mevcut rekabet koşullarında bir takım olumsuz etkilere sahip olduğu gibi, yeni girişlere ve yatırımcılara verdiği fiyat sinyallerinden dolayı ileriye dönük olarak gerek LNG terminali yatırımları gerekse diğer altyapı yatırımları ve ticarete ilişkin gelişmeleri olumsuz etkilediği belirtilmiş; bu nedenle arz güvenliği ve ekonomik büyüme ve dolayısıyla artan enerji ihtiyacını karşılama gibi diğer hususları da dikkate alacak şekilde piyasadaki fiyatlandırma mekanizmasının maliyetleri yansıtacak bir modele dönüştürülmesinin önemi üzerinde durulmuştur. Bu dönüşümde ise ön plana çıkan husus BOTAŞ'ın ticari bir teşebbüs haline gelmesine yönelik yeniden yapılandırılması sürecidir.

BOTAŞ'ın yeniden yapılandırılması bakımından; iletim ve ticaret faaliyetlerinin mülkiyet ayrıştırmasına tabi tutularak özelleştirme yöntemiyle devletin oyuncu olarak piyasadaki tamamen çıkmasını öngören görüşlerden, TPAO ile dikey bütünleşmeye gitmesi ve bir anlamda ulusal şampiyon yaratılması yönündeki görüşlere kadar geniş bir yelpazede tartışmaların bulunduğu görülmektedir. Mülkiyet ayrıştırması rekabetin tesisi bakımından en etkin yöntem olarak ortaya çıksa da; uluslararası piyasalardaki gelişmeler, Avrupa Komisyonu düzenlemeleri ve üye ülkelerin uygulamaları incelenmiş, ardından Türkiye'nin güçlü ve zayıf yönleri ile rekabetin tesisi sürecinin sağlıklı bir şekilde yürütülmesi hedefi dikkate alınarak BOTAŞ'ın bu aşamada mülkiyet ayrıştırması yoluyla bölünmesinin doğru bir tercih olmayacağı sonucuna ulaşılmıştır.

Bu noktada, BOTAŞ'ın ticari bir teşebbüs konumuna gelmesinin sağlanmasına yönelik yapılan değerlendirmeler, BOTAŞ'ın hukuki statüsünde yapılacak değişiklikler ve şirketin rekabet kültürünün serbestleşme sürecine ayak uydurması konuları olmak üzere iki başlık altında ele alınmıştır. Hukuki statü bakımından BOTAŞ'ın 233 sayılı KHK kapsamı dışına çıkarılması ve halka arz yöntemi gibi yöntemlerle kamu hizmeti gören bir kamu iktisadi teşebbüsü konumundan kar amacı güden bir teşebbüs haline gelmesinin sağlanmasının yerinde olacağı belirtilmiştir. Bununla birlikte sadece hukuki statü değişikliğinin tek başına yeterli olmadığı; rekabetçi piyasa kültürünün yerleşmesinin de önem kazandığı noktasından hareketle; Avrupa doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecinde büyük etkisi olan, doğal gaz şirketlerinin birleşme ve devralmalar yoluyla gerçekleştirdikleri yapısal değişiklikler ile doğal gaz firması kimliğinden enerji holdingi olmaya yönelik geçirdikleri değişime dikkat çekilmiş ve bu nedenle BOTAŞ'ın elektrik üretimi portföyünü de içine alacak şekilde yeniden yapılandırılmasının da tartışmaya açılmasının yerinde olacağı belirtilmiştir. Bu noktada önemle üzerinde durulan husus, bir yandan dikey bütünleşik yapının korunması ve bunun da ötesinde elektrik üretim portföyünün de eklendiği bir enerji şirketi olma yönünde bir yapılanmaya gidilmesi halinde, bu yapının bağımsız sistem işleticisine ilişkin hukuki/fonksiyonel ayrıştırma ve miktar devri gibi yöntemlerle desteklenmesinin şart olduğudur.

Bölüm 7 – Rekabet Politikası Önerileri

Bütün bu değerlendirmelerin ardından yedinci bölümde Türkiye'nin içinde bulunduğu büyüme aşamasından gelişme ve olgunlaşma aşamalarına geçişlerini sağlamaya yönelik olarak devletin rolü, toptan satış piyasasının yapısı, altyapı ve talep yapısının

özellikleri dikkate alınarak bir takım öneriler gündeme getirilmiştir. Bu önerilerin belirlenmesinde Yİ-YİD projelerinin süreleri, yerli kömür kaynaklı santrallere yapılan teşviklerin hayata geçmesinin olası yansımaları, Tuz Gölü depolama faaliyetlerine yapılan yatırımların bitiş tarihleri gibi unsurlar dikkate alınarak 2018 yılına kadar büyüme aşamasının tamamlanması, 2018-2023 dönemindeki gelişme aşamasında yapılacak yatırımlar ve serbestleşmeye yönelik adımlarla Türkiye doğal gaz piyasalarının 2023 yılında olgunlaşmış ve rekabetçi bir piyasa yapısına hazır hale geleceği düşünülmektedir. Bu kapsamda, öneriler ilk aşamada yapılması gerekenler, 2018 yılına kadar tamamlanması gerekenler ve 2018-2023 yılları arasında yapılması gerekenler şeklinde üç alt başlık halinde sunulmuştur.

İlk aşamada yapılması gerekenler bakımından öneriler:

- Depolama ve LNG terminalleri altyapı yatırımları bakımından üçüncü tarafların erişimi konusunda etkin muafiyet rejiminin geliştirilmesi,
- Dağıtım şirketleri ve Yİ-YİD projeleri kapsamında yaptığı satışlar hariç olmak üzere, BOTAŞ'ın nihai tüketicilere yaptığı satışlar için, BOTAŞ'tan hukuki/fonksiyonel olarak ayrılaştırılmış bir ticaret şirketi kurulması,
- Özellikle hane halkına yapılacak satışlar bakımından uygulanacak fiyatlandırma mekanizmasının ve olağan tedarikçi / son kaynak tedarikçisi gibi mekanizmaların geliştirilmesi,
- Gerçek zamanlı veri akışının sağlanması için dağıtım şirketleri, serbest tüketiciler ve BOTAŞ tarafından yapılması gereken altyapı yatırımlarının tamamlanması ve Elektronik Bülten Tablosunun bu çerçevede teknik anlamda geliştirilmesi,
- Kontrat devri yönteminden tamamen vazgeçilmesi, miktar devri yöntemine ilişkin çalışmaların başlatılması.

2018 yılına kadar tamamlanması gerekenler bakımından öneriler:

- Miktar devrinin başlatılarak katılımcı sayısında artışın sağlanması,
- Özellikle elektrik santrallerine ve serbest tüketicilere yönelik satışlarda gerçek maliyetlerin piyasaya yansımalarının sağlandığı bir fiyatlandırma mekanizmasının hayata geçirilmesi,
- BOTAŞ'ın bir doğal gaz şirketi konumundan enerji şirketi konumuna geçişinin sağlanması; ticari yapı olarak mümkün olduğunca imtiyaz ve yükümlülüklerden arındırılarak kamu hizmeti yürüten bir kurum kimliğinden ticari bir teşebbüs kimliğine evrilmesi; bu sürecin halka arz gibi yöntemlerle desteklenmesi,
- Dengeleme mekanizmasının etkinleştirilmesi yönünde gerek hukuki gerekse fiziki altyapının tamamlanması,
- İkincil kapasite ticaretine yönelik gerekli hukuki ve finansal altyapı çalışmalarına başlanması,

- İletim ve dağıtım altyapısı bakımından yatırımların tamamlanması,
- İletim faaliyetleri ve sistem işleticiliği faaliyetlerinin hukuki / fonksiyonel ayrışmasına ilişkin sürecin tamamlanması,
- Kesintili-kesintisiz müşteri uygulamalarının etkin bir şekilde hayata geçirilmesi.

2018-2023 döneminde yapılması gerekenler bakımından öneriler:

- Gelişmiş esneklik araçlarıyla beraber dengeleme mekanizmasının etkinleştirilmesi ve iletim şirketinin odağının dengeleme ve gaz akışının optimizasyonu haline getirilmesi,
- Kapasite ticaretinin gerçekleşmesini teminen gereken hukuki ve finansal altyapının tamamlanması,
- Kesintili-kesintisiz müşteri ayrımının piyasada esneklik sağlayacak şekilde etkinlikle uygulanması,
- Ticari faaliyetlerin tamamının iletim faaliyetlerinden hukuki/fonksiyonel olarak ayrıştırılması,
- Finansal oyuncular ve araçların çeşit ve sayı olarak artırılarak piyasada yerlerini almalarının sağlanması

GİRİŞ

- (1) Enerjinin sanayideki temel girdilerin başında yer alması ve günlük hayatın vazgeçilmez bir parçası haline gelmesi dikkate alındığında, ülkenin rekabet gücü ve tüketici refahı bakımından iyi işleyen bir enerji piyasasının önemi yadsınamaz. Türkiye'nin sürdürülebilir büyüme hedeflerinin alt yapısını oluşturmak bakımından ele alındığında, artan enerji talebini dışa bağımlılığı azaltarak karşılayabilmek, çözülmesi gereken problemlerin başında yer almaktadır. Geleneksel olarak dikey bütünleşik bir yapıda ve kamu tekelinde gelişmiş olan Türkiye doğal gaz piyasası faaliyetlerinin, dünyada yaşanan gelişmelere paralel bir şekilde, rekabetçi bir piyasada gerçekleşmesini sağlama yönünde çalışmaların hız kazandığı bir süreç yaşanmaktadır. Bu meşakkatli sürecin başarısı, ülke rekabet politikası açısından da oldukça kilit bir konu haline gelmektedir.
- (2) Türkiye doğal gaz piyasalarının serbestleşmesi bakımından dönüm noktasını 02.05.2001 tarih ve 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu (4646 sayılı Kanun) oluşturmaktadır. 2001 yılından sonra hız kazanan piyasanın serbestleşme sürecinde değişik yapısal ve davranışsal sorunlar ortaya çıkmış ve tartışmaya açılmış; bunun beraberinde Rekabet Kurumu kararlarına konu olan çeşitli birleşme ve devralmalar ile önaraştırmalar sonuçlandırılmıştır. Nitekim BOTAŞ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.'nin (BOTAŞ) 4054 sayılı Rekabetin Korunması Hakkında Kanun'un (4054 sayılı Kanun) 6. maddesini ihlal edip etmediğinin tespiti için Rekabet Kurumu tarafından gerçekleştirilen 11.02.2010 tarih ve 10-16/189-73 sayılı karar³ ile sonuca bağlanan önaraştırmada Rekabet Kurulu tarafından; konuya ilişkin soruşturma açılmasına gerek bulunmadığına, bununla birlikte detaylı bir sektör araştırması yapılmasına karar verilmiştir. Bu çerçevede işbu sektör araştırmasının amacı, mevcut piyasa yapısı ile mevzuat incelenerek rekabet sorunlarının ortaya konulması ve Türkiye'de rekabetçi pazar yapısının sağlanması konusunda önerilerin oluşturulmasıdır⁴.

³ Bu önaraştırmada şikâyet konusu yıkıcı fiyattır (ayrıntılar için bkz: Bölüm: 6, Kutu: 9)

⁴ 4054 sayılı Kanun'un 27. maddesinin (g) bendinde; Rekabet Kurulunun görevleri arasında "Rekabet hukuku ile ilgili mevzuatta yapılması gerekli değişiklikler konusunda doğrudan veya Bakanlığın talebi üzerine görüş bildirmek" yer almaktadır. Bu çerçevede, sektör araştırmasında, doğal gaz piyasasındaki uygulama ve düzenlemeler bakımından rekabet savunuculuğu anlamında piyasanın daha rekabetçi bir seviyeye ulaşması için alınması gereken önlemler bakımından görüş ve öneriler sunulmaktadır.

- (3) Serbestleşmeye yönelik uzun vadeli bir geçiş sürecini gerektiren ve kamu müdahalesinin gerekliliğinin ve seviyesinin sürekli tartışma konusu olduğu doğal gaz piyasası bakımından sektör araştırması, enerji ve rekabet politikalarına ilişkin genel değerlendirmeleri de kapsayacak şekilde geniş bir kapsamda ele alınarak hazırlanmıştır. Sektör Araştırması sürecinde doğal gaz piyasalarına ilişkin geniş bir yerli ve yabancı literatür taraması yapılmış, sektöre ilişkin kamu ve özel sektördeki paydaşlar ile görüşmeler gerçekleştirilmiş, sektördeki tüm teşebbüslerden yazılı ve sözlü bilgi ve görüşler alınmıştır.
- (4) Bu çerçevede, sektör araştırmasının birinci bölümünde genel olarak enerji piyasalarının serbestleşme sürecinde rekabet politikasının ne olduğuna ve bu süreçte devletin rolüne ilişkin tartışmalar ortaya konacaktır.
- (5) İkinci bölümde ise, doğal gaz piyasalarının serbestleşme süreci, literatürde “**dört aşamalı evrim modeli**”⁵ (*four stage evolutionary model*) olarak tanımlanan model çerçevesinde ele alınacaktır.
- (6) Bu model çerçevesinde, üçüncü bölümde, Türkiye doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecinde bugüne kadar ortaya çıkan aksaklıkların tespiti yapılarak, rekabet politikalarına ilişkin değerlendirmelerde kullanılacak yöntem belirlenecektir.
- (7) Sektör araştırmasının dördüncü bölümünde; mevcut durumda Türkiye doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecinin hangi noktasında bulunduğu ve rekabetçi yapı bakımından hangi özellikleri taşıdığı konuları gerek ikinci bölümde ortaya konan “dört aşamalı evrim modeli” gerekse de literatürde “beş güç analizi”⁶ olarak tanımlanan yöntem çerçevesinde tespit edilecek ve ileriye dönük oluşturulacak **rekabet politikası bakımından ön plana çıkan hususlar** ortaya konacaktır.

⁵ ESTRADA, J., A. MOE ve K. D. MARTINSEN (1995). *The Development of European Gas Markets: Environmental, Economic and Political Perspectives*, The Petro Research Series in Petroleum Economics and Politics, Chichester: John Wiley&Sons, s.13-31. Bu çalışmada ilgili model beş aşamada verilmiş olup beşinci aşama, gazın artık kullanılmaz olduğu aşamadır. Odun, bir derece kömür ve fuel-oil’de olduğu gibi rakip enerji kaynaklarının düşük fiyatları, teknolojik gelişmeler ve gaz tedarik zincirinde koordinasyonun kopması ve darboğazların ortaya çıkmasıyla da ortaya çıkabileceğinden esasında belli bir zaman dilimine oturtulması zordur ve bu çalışmanın kapsamına girmemektedir.

⁶ “Beş Güç Analizi” (*Five-Force Analysis*), PORTER, M. (1980), *Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competitors*, New York: The Free Press.

- (8) Beşinci bölümde ise, rekabet politikası bakımından **uluslararası doğal gaz piyasalarında yaşanan gelişmeler** de dikkate alınarak, **toptan satış, altyapı ve talep yapıları** bakımından ön plana çıkan hususlara ilişkin ayrı ayrı değerlendirmeler yapılacaktır.
- (9) Çalışmanın altıncı bölümünde, serbestleşme sürecinde öne çıkan hususlara ilişkin yapılan değerlendirmeler çerçevesinde davranışsal ve yapısal bakımdan BOTAŞ ele alınacaktır.
- (10) Yedinci ve son bölümde ise serbestleşme sürecinin başarıya ulaştığı ve rekabetçi bir doğal gaz piyasasının 2023 yılına kadar oluşturulması hedefi doğrultusunda 2013-2018 ve 2018-2023 yıllarını içeren dönemlerde yapılması gerekenlere ilişkin önerilere yer verilecektir.

1. ENERJİ SEKTÖRÜ VE REKABET POLİTİKASI

- (11) Özellikle gelişmekte olan ülkelerde, 1980'li yıllardan itibaren, geçmişte devlet tarafından yürütülmekte olan ekonomik faaliyetlere ilişkin bir serbestleşme süreci yaşandığı görülmektedir. Bu süreç, sadece piyasaların düzenlemesine ilişkin bir değişimle sınırlı kalmayıp, daha geniş bir perspektifte devletin daha iyi yönetişimi (*good governance*) ve kamu yönetimindeki anlayışın yenilenmesini de içermektedir. Devletin iyi yönetişimi; demokratikleşme, hukukun üstünlüğü, insan hakları, şeffaflık, katılımcılık ve hesap verebilirlik gibi unsurları da içinde barındırmaktadır. Yeni kamu yönetimi anlayışının, kamunun bürokratik yapısına nazaran özel sektörün piyasalarda daha etkin faaliyet gösterebildiği argümanına dayandığını söylemek mümkündür. Bu noktada, özellikle piyasa düzenlemelerine ilişkin roller bakımından bağımsız idari otoritelerin ön planda olduğu yeni bir kurumsal yapının ortaya çıktığı görülmektedir⁷. Türkiye enerji sektöründe de açık bir şekilde gözlemlenebilecek olan bu değişimin daha iyi anlaşılabilmesi için, öncelikle “rekabet politikası” kavramının biraz daha ayrıntılı ele alınması yerinde olacaktır.
- (12) “Rekabet” kavramı hukuk ve iktisat literatüründe sürekli tartışmalara konu olan bir kavram olsa da, bu kavramın ortaya çıkışında kişi ve teşebbüslerin temel özgürlüklerini sağlamaya yönelik olarak çalışmalarda bulunan politika belirleyicilerin de pay sahibi olduğu unutulmamalıdır. Rekabet politikası, bir piyasanın rekabetçi yapısı üzerinde devletin müdahale aracı olarak kullanabileceği rekabet hukuku, özelleştirme, regülasyon/deregülasyon, yabancı yatırım politikaları, sübvansiyonlar, teşvikler, vergi ve benzeri tüm araçları kapsamaktadır.
- (13) Gelişmiş ülkelerin tecrübeleri ele alındığında farklı rekabet politikası yaklaşımları bulunduğu görülmektedir. Serbest ve rekabetçi piyasalara ilişkin uzun bir geçmişe ve tecrübeye sahip olan ABD bakımından, Chicago ve Harvard okullarının önderlik ettiği iki yaklaşım arasındaki tartışmaların rekabet politikalarına yön verdiği söylenebilir. Yapı-davranış-performans yaklaşımına dayalı Harvard Okulu'nda rekabet politikası kapsamında devletin daha müdahaleci olduğu bir yaklaşım benimsenirken, Chicago Okulu'nun mümkün olan en az seviyedeki devlet müdahalesini önerdiği

⁷ MINOGUE, M. (2005), “Apples and Oranges: Problems in the Analysis of Comparative Regulatory Governance”, Erişim adresi: <http://www.competition-regulation.org.uk/wpdl5099/wp94.pdf>

görülmektedir. ABD rekabet politikasının ağırlıklı olarak devlet müdahalesinin en aza indirilerek üretimde etkinliğin sağlanması ve tüketicilerden üreticilere gelir transferinin en aza indirilmesi hedefine odaklandığını söylemek mümkündür. Öte yandan, AB rekabet politikasında, ekonomik entegrasyonun ve tek pazarın sağlanması hedefi doğrultusunda yapı-davranış-performansa dayalı daha müdahaleci bir yaklaşımın benimsendiği görülmektedir. Örneğin, İkinci Dünya Savaşı sonrasında belli endüstrilerde kartellerin teşvik edilmesinin bir endüstri politikası aracı olarak kullanıldığı ve bunun da ötesinde kartel üyesi olmayan teşebbüslerin faaliyetlerinin kısıtlandığı Japonya tecrübesi, ilginç örneklerden birini oluşturmaktadır⁸.

- (14) Görüldüğü üzere tüm ülkelerin uyguladığı tek bir rekabet politikası bulunmamakta, bazı durumlarda toplumsal refahın artırılması için rekabetin kısıtlanması bile bir rekabet politikası uygulaması olarak ortaya çıkabilmektedir. Bu noktada, ülkelerin kendi dinamikleri ve özellikleri çerçevesinde her devletin kendine özgü rasyonel bir rekabet politikası geliştirmesi önem kazanmaktadır. Serbestleşme süreci içinde olan enerji piyasaları bakımından da durum farklı değildir. Enerji piyasalarına ilişkin rekabet politikası çerçevesinde yapılacak bir tartışmada; devletin rolü (rekabet ve düzenleme dengesi), özelleştirme ve yeni kurumsal yapı (bağımsız idari otoriteler) alanları ön plana çıkmaktadır. Söz konusu kavramlara ilişkin değerlendirmeler aşağıda yer almaktadır.

1.1. Serbestleşme Sürecinde Devletin Rolü

- (15) Serbestleşme sürecinde “rekabet” ve “düzenleme” bir çizginin iki uç noktası gibi gözükse de, esas itibarıyla tamamen rekabete açılmış piyasalarda dahi sosyal, teknik ya da ekonomik bir takım düzenlemeler yer almaktadır. Burada önemli olan husus ise, hangi seviyede daha da önemlisi hangi zamanlamayla düzenleme ve devlet müdahalesinin gerekli ve yeterli olduğunun doğru tespit edilmesidir. Sağlık, güvenlik, çevrenin korunması, tüketicinin korunması gibi sebeplerden kaynaklanan sosyal düzenlemeler bir kenara bırakılırsa, ekonomik (iktisadi) düzenlemelere duyulan ihtiyaç, pazar aksaklıklarının olduğu durumlarda ortaya çıkmaktadır. Tam rekabetçi piyasa modelinde devlet müdahalesinin refah artışına bir katkısı olmayacağı öne

⁸ MARTIN, S. (1994), *Industrial Economics: Economic Analyses and Public Policy*, 2. Baskı, New Jersey: Prentice-Hall Inc., s. 1-2, 41-67.

sürülse de; *piyasa aksaklıkları*, devlet müdahalesini gerekli kılmaktadır. Bu nedenledir ki; belirli altyapı endüstrilerinde devlet müdahalesinin ve yüksek seviyede ekonomik düzenlemelerin gerekliliği ortaya çıkmaktadır. Söz konusu altyapı endüstrilerinde ekonomik düzenlemelerin başlıca sebepleri;

- Yüksek derecede sermaye-yoğun piyasalar olmaları,
- Ölçek ekonomileri nedeniyle piyasadaki firma sayısının sınırlı olması (bunun da ötesinde bazı aşamalarda doğal tekel niteliğinin söz konusu olması),
- Evrensel kamu hizmeti niteliğindeki hizmetlerin ağırlıklı olarak hanehalkı tarafından tüketiliyor olması ve bunun da politik bir konu haline gelmesi

olarak sıralanabilir. Yukarıda örnekleri verilen “*piyasa aksaklıkları*” sebebiyle devlet müdahalesine gereksinim doğmakla birlikte, devlet müdahaleleri sırasında ortaya çıkan “*devletin aksaklıkları*”⁹ (*government failure*) da düzenlemelerin etkinliğini azaltmaktadır. Bu noktada enerji piyasalarına ilişkin belirlenecek rekabet politikasında devletin rolünün ve müdahalesinin seviyesinin ne olması gerektiği sorusu önem kazanmaktadır.

- (16) Esas itibarıyla tarihsel süreç içinde ele alındığında devletlerin bazı dönemlerde enerji konusunu en önemli gündem maddesi olarak ele alırken bazı dönemlerde herhangi bir enerji politikasına sahip olmadığı ve bu konuyu tamamen özel sektöre bıraktığı, enerji politikaları bakımından bazı dönemlerde rekabetin sağlanmasının; bazı dönemlerde arz güvenliğine ilişkin kaygıların ön plana çıktığı, bazı dönemlerde ise enerji politikasının çevre politikalarının bir alt dalı haline gelebildiği görülmektedir. Başka bir ifadeyle, dünya enerji piyasaları bakımından farklı dönemlerde farklı paradigmaların hüküm sürdüğünü söylemek yanlış olmayacaktır¹⁰. Dönemler arası paradigma kayması ise üç ana nedenden kaynaklanmaktadır: Ekonomik nedenler,

⁹ Devlette oluşan bu aksaklıklara bilgi asimetrisi, düzenleyici kurumlarda düzenlenen sektörlere karşı sempati ya da antipati duyulmasından kaynaklanabilecek sorunlar, bilgi eksikliği ve bundan dolayı lobilerin etkisi altında kalma ve benzeri örnekler verilebilir. STELZER, I. M. (2001), *Lectures on Regulatory and Competition Policy*, The Institute of Economic Affairs, London; OGUS, A. (2001), “Regulatory Institutions and Structures”, Erişim adresi: <http://www.competitionregulation.org.uk/wpdl149/wp4.pdf>

¹⁰ Paradigma, evrensel olarak tanımlanmış bilimsel başarılarından yola çıkarak belli bir zamanda karar verici ve uygulayıcılara çerçeve problem/çözüm modelleri sağlamaktadır. KUHN, T. (1996) *The Structure of Scientific Revolutions*. 3. Basım, Chicago: The University of Chicago Press; CAMERON, P. (2002), *Competition in Energy Markets: Law and Regulation in the European Union*. Oxford: Oxford UP, s. 6.

politik/ideolojik nedenler ve hukuki nedenler. Enerji piyasalarında mevcut durumda hâkim olan paradigmanın gücü, bir önceki paradigmanın yararlılığının ve geçerliliğinin sona ermesinden ileri gelmektedir. Bu nedendir ki her bir dönemde geçerli olan paradigma ve bu paradigmanın gerekçeleri ancak tarihsel bağlamda ele alındığı zaman anlaşılabilir.

(17) Dünya enerji tarihi bu çerçevede ele alındığında, II. Dünya Savaşından önceki dönemlerde devletlerin enerji piyasalarına müdahale eğiliminde olmadıkları ve enerji alanını tamamen özel sektöre bıraktıkları görülmektedir. Bu dönemin ardından genel olarak devlet ve enerji sektörü arasındaki ilişkilerin gelişiminin üç aşama geçirdiği, başka bir deyişle üç kez paradigma kayması yaşandığı görülmektedir:

- Bunlardan birincisi, II. Dünya Savaşı ile başlayan yeniden yapılanma ve genişleme süreci ve bu süreçte merkezîleşme, refah devletine ve devlet planlamasına olan inancın çok yüksek olduğu dönem¹¹;
- İkincisi, 1970'lerdeki petrol krizleri sonrası pazar temelli yaklaşımın egemen olduğu süreç;
- Üçüncüsü ise 1985 sonrası özelleştirme ve açık şekilde pazar odaklı enerji politikası benimsenmesi sürecidir.

(18) Birinci aşamaya damga vuran unsur devlet müdahalesi; ikinci aşamaya damga vuran unsur belirsizlik¹²; üçüncü aşamaya geçiş için en önemli olan unsur ise artan kamu açıkları ve teknolojiye gelişmelerle birlikte küreselleşme¹³ olmuştur. İçinde

¹¹ Bu dönemde doğal gazın politik olarak hassas bölgelerde bulunması devlet kontrolünü daha da önemli hale getirmiştir. Başlangıçtaki bu ağırlıklı devlet varlığı doğal gaz piyasalarındaki serbestleşme sürecinin sancılı geçmesinin temel nedenlerinden biri olarak görülebilir. ZYUZEV, R. (2008), *Gas Market Liberalization as a Key Driver of Change of the European Gas Market and Its Influence on the Strategies of the Main Players*. Nice: Centre International de Formation Européenne, Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi, s. 19.

¹² Petrol krizleri hem devlet müdahalesini oldukça artırmış hem de kriz nedeniyle enerji bağımlılığının azalması amacıyla ekonomik süreçleri rasyonelleştirme arayışları sayesinde elektrik üretiminde minimum etkin ölçeğin düşmesi sağlanmış ve piyasaya girişler kolaylaşmış, yakıt çeşitlendirmesine, nükleer yatırıma öncelik verilmiş, bağımsız jeneratörlerin şebeke kalitesine zarar vermeden faaliyette bulunabileceği anlaşılmıştır. Bu sebeplerden; başta egemen olan ağır devlet müdahalesi sorgulanmaya başlamış ve şebeke endüstrilerinde de belli kısımlar anlamında rekabetin tesis edilebileceği fikri güçlenmeye başlamıştır. CAMERON, P. (2002), *Competition in Energy Markets: Law and Regulation in the European Union*. Oxford: Oxford UP, s. 11-13.

¹³ Küreselleşme, tüm dünyada serbestleşmeye ivme kazandıran en büyük etken olmuştur. Enerji pazarlarında serbestleşme ABD ve Büyük Britanya'da başlayıp uluslararası ve ulus-üstü örgütler öncülüğünde ve "küresel yönetim" çerçevesinde yayılmıştır. Uluslar, bu yönetim kuralları çerçevesinde yasalarını ve politikalarını (özellikle özelleştirme, pazar ekonomisine geçiş, ulusal bazda

bulduğumuz zaman diliminde ise özellikle 2007-2008 yıllarında başlayan küresel finansal krizin de etkileriyle yeniden piyasa aksaklıklarına vurgu yapılmaya ve pazarın masum olduğu (*market innocence*) anlayışının ciddi anlamda sorgulanmaya başladığı ve bu bağlamda enerji politikalarında devletin rolünü savunan söylemlerin yeniden taraftar toplamaya başladığı görülmektedir. Nitekim, enerji piyasalarının serbestleşmesinde en ileri ve başarılı örneklerden biri olarak kabul edilebilecek olan İngiltere’de dahi, Gaz ve Elektrik Piyasaları Kurumu’nun (OFGEM) resmi beyanlarında devlet müdahalesinin gerekliliğini ve Thatcher-Reagan döneminde sürdürülen pasif devlet anlayışı gibi bir ‘lüks’ün artık sürdürülebilir olmadığını vurgulaması¹⁴, bu yöndeki tartışmaların önümüzdeki dönemlerde daha da hareketleneceğini göstermesi bakımından önemlidir.

- (19) Enerji politikaları bakımından bütün bu tarihsel süreç ele alındığında; devletin tamamen piyasada egemen olduğu durumlarda devlet aksaklıklarından dolayı uzun dönemde ortaya çıkan sorunların devletin bu piyasalardan çekilmesi ve piyasayı tamamen özel sektöre ve dolayısıyla piyasa mekanizmasına bırakması gerektiği yönündeki argümanları güçlü hale getirdiği; öte yandan, enerji sektörünün tamamen özel sektöre ve piyasa mekanizmasına bırakılması durumunda da özellikle pazardaki oyuncuların yatırım ve risk yönetimi davranışlarından kaynaklanan ve uzun dönemde ortaya çıkan piyasa aksaklıklarından ötürü, devletin bu piyasalara müdahalesinin gerekliliği yönündeki literatürün geliştiğini söylemek mümkündür.
- (20) Yukarıda açıklanan tespit ve değerlendirmelerden ortaya çıkan sonuç ise; **ne piyasaların ne de devletin, asıl amaç olan makul fiyatlı ve güvenilir, sürdürülebilir enerjiyi sağlamada tek başına yeterli olduğudur. Dolayısıyla devletin piyasadaki rolünün, müdahale seviyesinin ve zamanlamasının doğru belirlenmesi önemlidir.**
- (21) Devletin piyasalardaki rolüne ilişkin ön plana çıkan hususlardan biri ise özelleştirmeler konusu olup, bu konu takip eden alt başlık altında ele alınacaktır.

enerji sektörünün rekabete açılması, vb alanlarda) hakim paradigma ile uyumlu olacak şekilde oluşturmaya başlamışlardır.

¹⁴ RUTLEDGE, I. (2010), “UK Energy Policy and Market Fundamentalism”, *UK Energy Policy and the End of Market Fundamentalism*, I. RUTLEDGE VE P. WRIGHT (eds.), Oxford UP, s. 1-28.

1.2. Serbestleşme Sürecinde Özelleştirme

- (22) Geçmiş kamu sahipliğine dayanan piyasalar bakımından özellikle yoğunlaşma seviyesi düşük rekabetçi bir piyasa dizaynı oluşturma hedefine yönelik olarak etkin özelleştirme uygulamalarının önemli bir rekabet politikası aracı olduğu açıktır. Literatürde rekabet seviyesini artırmayı ve tüketicilere daha iyi hizmet vermeyi hedefleyen bir serbestleşme sürecinin özelleştirme olmaksızın mümkün olmadığını öne süren görüşler mevcuttur¹⁵. Özellikle “özelleştirme” kavramının bir slogan haline geldiği 1980 sonrası dönemde, özel teşebbüslerde yer alan asil-vekil sorununun (*principal-agent problem*) devlet şirketlerinde yerini politikacı-bürokrat ilişkisine bırakıyor olmasının verimsizliğe yol açtığı, bu nedenle sadece özelleştirme yoluyla şirketin sahipliğinin değişmesinin dahi bir verimlilik artışına yol açacağı görüşleri hakim olmuştur. Bununla birlikte, bu görüşün ampirik analizlerle desteklenmiş ve mutlak doğru olarak kabul edilebilir bir noktaya geldiğini söylemek güçtür. Bu noktada öncelikli olarak ortaya çıkan soru, hakim durumda olan bir devlet teşebbüsünün sadece sahipliğinin değiştirilerek özel teşebbüs haline getirilmesi durumunda da, rekabetçi bir ortam sağlanmadığı için tekel verimsizliğinin devam edip etmeyeceği konusudur.
- (23) Kamu teşebbüsünün etkinliğini artırmanın tek yolunun sahipliği değiştirmek olmadığı yönündeki yaklaşımda; kamu şirketinin etkinliğinin sadece özelleştirme ile değil, hem karar alma mekanizması ve imtiyazlar gibi konularda kamu teşebbüsünün yeniden yapılandırılması, hem de piyasadaki çevresel faktörlerin ve düzenlemelerin rekabetçi hale getirilmesiyle de artırılacağı savunulmaktadır. Başka bir ifadeyle, içinde bulunduğumuz dönemde gelinen noktada “özelleştirme” kavramının olmazsa olmaz kabul edilerek en tepeye konulan slogan olmaktan çıktığı, bunun yerine (giriş-çıkış engellerinin kaldırılması gibi) piyasanın çevresel faktörlerinin serbestleştirilmesinin daha ön plana geldiğini söylemek mümkündür¹⁶.

¹⁵ LITTLECHILD, S. C. (2000), *Privatisation, Competition and Regulation*. The Institute of Economic Affairs, Londra.

¹⁶ MARANGOS, J. (2002), “A Post Keynesian Critique of Privatization in Transition Economies”, *Journal of International Development*, Erişim adresi: <http://lamar.colostate.edu/~jmarango/publications/PaperJID.pdf>

(24) Özelleştirme işlemlerinin bazı durumlarda finansman yaratmak ya da çok farklı gerekçelerle uygulamaya konulduğu görülmekle birlikte, en merkezi hedefin tüketici faydasının artması olması gerektiği açıktır. Oldukça cazip özelliklere sahip bir talep yapısına sahip olan elektrik ve doğal gaz dağıtım faaliyetlerinin arz tarafında tekeli bir yapının bulunduğu görülmektedir. Bu durum, söz konusu alanlarda daha önceleri kamu hizmeti anlayışında ve kâr amacı gütmeksizin faaliyet gösteren kamu şirketlerinin özelleştirmeleri sürecini tüketici bakımından riskli bir hale getirmektedir¹⁷. Bu nedenle, özelleştirme işlemlerinden sonra dahi enerji piyasalarında devlet müdahalesinin sona ermesini beklemek her şeyden önce gerçekçi değildir. Ancak bu sürecin en azından, devletin rolünü piyasa oyuncusu olmaktan piyasa düzenleyicisi olmaya doğru değiştirdiğini söylemek mümkündür. Bu nedenle, bu süreçte sadece serbestleşmeye yönelik sınırlamaların kaldırılması ve özelleştirmeler tek başına yeterli olmamakta, aynı zamanda aşağıdaki bölümde konu edildiği üzere kurumsal anlamda da bir yeniden yapılanma süreci gereği ortaya çıkmaktadır.

1.3. Serbestleşme Sürecinde Kurumsal Yapı

(25) Serbestleşme sürecindeki endüstrilerin düzenleyici rejim bakımından yeniden yapılanmasındaki en önemli yeniliğin “bağımsız idari otoritelerin” ortaya çıkması olduğu görülmektedir. Özellikle sektörel düzenleyici otoritelerin bu süreçte yerini almasının özelleştirme süreciyle yakından ilgili olduğunu söylemek mümkündür. Serbestleşme sürecinin başarısı sadece özelleştirme ile değil, özel sektör yatırımlarının piyasaya çekilmesiyle mümkün olacaktır ki, bu noktada hem siyasi otoriteden hem de düzenlenen sektörden bağımsız bir idari otorite tarafından düzenleyici kuralların uygulanıyor olması önem kazanmaktadır¹⁸.

(26) Serbestleşme sürecinde kurumsal yapıdaki yeni tasarımda sektör spesifik kurumlar ile rekabet otoritelerinin rolleri ve görevleri ayrı bir tartışma alanı olarak ortaya çıkmaktadır. Şüphesiz serbestleşme sürecinin uzun dönemdeki hedefi pazarın rekabetçi bir işleyişe sahip olması ve düzenlemelerin kaldırılarak, teşebbüslerin

¹⁷ LITTLECHILD, S. C. (2000), *Privatisation, Competition and Regulation*, The Institute of Economic Affairs, Londra.

¹⁸ SRIVASTAVA, L. (2000), *Issues in Institutional Design of Regulatory Agencies*, Erişim adresi: <http://www.teriin.org/division/regdiv/docs/ft23.pdf>

davranışlarının rekabet hukuku çerçevesinde değerlendirilmesidir. Ancak uzun dönemdeki bu amaç, kısa ve orta vadede düzenlemelerin gerekliliğini ortadan kaldırmamaktadır. Özellikle doğal tekel niteliğindeki faaliyetlerin ve ciddi ölçüde pazar aksaklıklarının yer aldığı enerji piyasaları bakımından bu gereklilik daha da belirgin ve daha uzun süreli hale gelmektedir.

- (27) Özelleştirmelerin gerçekleştiği serbestleşme sürecinin başlarında sadece doğal tekel alanlarında değil sektörün tamamı bakımından düzenlemelere ve düzenleyici kurumlara büyük görev düşerken, serbestleşmenin ilerleyen safhalarında rekabet otoritelerinin görev ve sorumlulukları artmaktadır. Başka bir ifadeyle, ***başarılı bir serbestleşme sürecinin nihai hedefinin, rekabet hukuku kurallarının etkin uygulandığı işleyen bir pazar mekanizmasının oluşturulması*** şeklinde tanımlanabileceği görülmektedir. Ancak oldukça uzun ve meşakkatli olan bu süreç bakımından Avrupa Birliği (AB) enerji piyasalarının bile henüz yolun başında olduğu, 2007 yılında tamamlanan sektör soruşturması ile ortaya çıkmıştır. Avrupa Komisyonu (Komisyon) tarafından elektrik ve doğal gaz piyasalarına yönelik gerçekleştirilen sektör soruşturmasının ardından, Komisyonun Rekabet Politikası Komisyoneri Neelie Kroes yaptığı bir konuşmada şu ifadeleri kullanmıştır¹⁹:

“...enerji piyasalarında etkin rekabetin tesisi; arz güvenliği amaçlarımızı gerçekleştirmemiz, maliyetleri yansıtan fiyatlara kavuşmamız ve çevresel sürdürülebilirliği sağlayabilmemiz açılarından da elzemdir. Bu, Avrupalı tüketicilerin istedikleri ve hak ettikleri bir olgudur. Ancak bu gayelerin gerçekleştirilmesi için enerji sektörünün yapısal bir değişime ihtiyaç duymasından dolayı, en gayretli rekabet hukuku uygulamaları dahi enerji piyasalarındaki tüm problemleri çözüme kabiliyetine sahip değildir.”

- (28) Kurumsal yapıda meydana gelen değişimle birlikte daha önceki başlıklar altında bahsedilen devlet müdahalesinin seviyesi, rekabet-düzenleme dengesi, özelleştirme ve benzeri rekabet politikası kavramlarıyla birlikte serbestleşme sürecinin başlangıcını ve başarılı bir sürecin ardından gelmesi istenen noktayı Tablo 1’de olduğu gibi şemalaştırmak mümkündür.

¹⁹ “More Competitive Energy Markets: Building On The Findings Of The Sector Inquiry To Shape The Right Policy Decisions”, 19.09.2007, Brüksel.

Tablo 1: Serbestleşme Süreci

SERBESTLEŞMENİN BAŞLANGICI KAMU TEKELİ	NİHAİ HEDEF REKABETÇİ PIYASA YAPISI
Bireylerde ve teşebbüslerde piyasa ekonomisi kültürünün az olması (paydaş ilişkisinin azlığı), dolayısıyla devletin egemen rol oynaması	Paydaş ilişkisinin artması devletin egemenliğine ihtiyaç kalmaması
Piyasa aksaklıklarının çokluğu ve düşük rekabet seviyesi nedeniyle daha fazla düzenleme ihtiyacı	Azalmış piyasa aksaklıkları ve yüksek rekabet seviyesi , bu nedenle devlet müdahalesine ve düzenlemeye olan ihtiyacın azalması
Pazar yapısı yaklaşımının daha geçerli olduğu bir rekabet politikası (<i>Özellikle gelişmekte olan ülkeler bakımından sınırlı teknik kapasite ve sınırlı rekabet kültürü gibi etkenlerin de dikkate alınması halinde</i>)	Davranışsal yaklaşımın daha geçerli olduğu bir rekabet politikası (<i>Teknik bilgi ve rekabet kültürünün gelişmesi, ayrıca piyasa aksaklıklarının azalması sayesinde</i>)
Sektör düzenleyicilerinin kilit rolde ve daha etkin olduğu dönem	Rekabet otoritelerinin kilit rolde ve daha etkin olduğu dönem

(29) Tablo 1’de görüldüğü üzere, bir süreç olarak serbestleşmenin bir başlangıcı, katetmesi gereken bir yolu ve ulaşması gereken nihai bir hedefi olmalıdır. Serbestleşme döneminin ilk yılları ağır düzenlemeler ve rekabetçi bir piyasa oluşturmak adına getirilen piyasa kısıtlarıyla rekabetçi bir piyasa dizaynının oluşturulmaya çalışıldığı bir zaman dilimidir. Bununla birlikte nihai hedef ise daha az düzenlemenin olduğu, piyasada faaliyet gösteren (özel ya da kamu) teşebbüslerin serbest piyasa koşullarında kâr ençoklaması hedefi içinde rekabet halinde oldukları ve bu rekabetçi pazar işleyişi içindeki davranışlarına ilişkin rekabet hukukunun rekabet otoritesi tarafından çok etkin bir şekilde uygulanabildiği bir piyasadır.

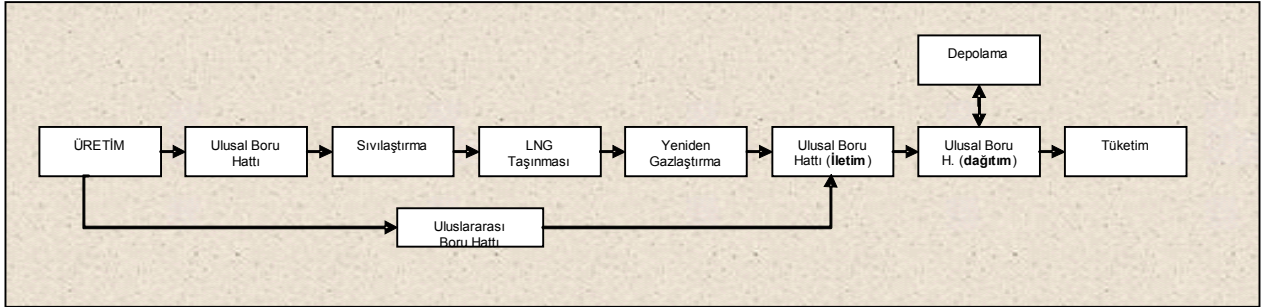
(30) Enerji piyasalarının serbestleşme süreci bu bölümde ele alınmış olmakla birlikte, doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecinin kendine özgü özellikleri bulunduğu görülmektedir. Bir sonraki bölümde doğal gaz piyasalarının serbestleşmesi süreci, rekabet politikası perspektifinden ele alınacaktır.

2. DOĞAL GAZ PİYASALARI VE REKABET POLİTİKASI

2.1. Doğal Gaz Piyasalarının Genel Özellikleri

(31) Doğal gaz, hem temiz ve çevre dostu bir yakıt olması, hem de kuyu başı fiyatları bakımından diğer birincil enerji kaynaklarına göre daha düşük maliyetli olması sebebiyle oldukça cazip bir enerji kaynağı olarak görülmektedir. Bununla birlikte, dünya enerji tarihinde ana enerji kaynağı bakımından gerçekleşen dönemsel geçişlerde odun, kömür ve petrolün arasına doğal gazın giremediği, ancak günümüzde petrolün yerini alıp alamayacağı tartışılmaya başlandığı görülmektedir. Buradaki en önemli etken şüphesiz doğal gazın taşınmasındaki kısıtlardır. Doğal gazın çıkarılmasından tüketiciye ulaştırılmasına kadar geçen süreç Şekil 1’de yer almaktadır.

Şekil 1: Doğal Gaz Üretim-Tüketim Zinciri



Kaynak: “Putting a Price on Energy: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas”, Energy Charter Secretariat, 2007, s. 37.

(32) Doğal gaz sektörünün uluslararası arenada ön plana çıkan özelliği, doğal gazın üretildiği ve tüketildiği bölgelerin farklılığıdır. LNG faaliyetlerine ilişkin gelişmeleri bir kenara bırakırsak, ancak boru hatları ile taşınması mümkün olan doğalgazın taşımadaki kısıtlar sebebiyle dünya enerji sahnesindeki yerini alması da gecikmiştir. Bu kısıtlarda uluslararası gaz ticaretinin finansal/yatırım boyutundan önce jeopolitik yanı ön plana çıkmaktadır. Gaz rezervlerine sahip devletler çoğu zaman bu zenginliklerini dış politika aracı olarak kullanabilmektedir. Ayrıca gazın arzıyla talebin bulunduğu bölgeler arasında kalan köprü ülkeler de pazarda stratejik önemi haiz oyuncular haline gelebilmektedir²⁰.

²⁰ CAMERON, P. (2002), *Competition in Energy Markets: Law and Regulation in the European Union*. Oxford: Oxford UP, s. 21-3.

(33) Finansal bakımından ilk zorluk ise, gazın uzun mesafelere boru hatları ile taşınmasının yüksek sermaye isteyen bir faaliyet olmasıdır. Bunun yanında çoğu ihracat anlaşmasının en az 15-20 yıl gibi uzun sürelerle yapılıyor olması, bu tür kontratların pazarlık aşamasında da sıkıntılara yol açmaktadır. Gaza sahip olan ülkelerle ithal eden ülkeler arasındaki dikey ilişkide bir taraf için negatif olan durumun diğeri için pozitif olduğu, optimal bir risk paylaşımının zor olduğu ve bu ilişkinin üç temel üzerine kurulduğu görülmektedir.²¹ *i) al ya da öde yükümlülükleri, ii) fiyat endeksleme (petrol), iii) ihracat yasağı (ulusal pazarların fiilen bölünmesi)*. Bu ve benzeri sebepler doğal gazın uluslararası ticaretinde sıkıntı yaratırken; doğal gaz endüstrisinin bir şebeke endüstrisi olmasından kaynaklanan zorluklar da ulusal ölçekte rekabetçi bir pazar yapısı oluşturma bakımından sıkıntılı bir süreci beraberinde getirmektedir. Ülke tecrübelerine bakıldığında doğal gaz piyasalarının başlangıç aşamasında, gerek gazın kaynağına gerekse tüketiciye ulaşmak için ulusal boyutta şebekeler inşa edildiği, ayrıca toptan satış ve taşımada tekel olan teşebbüsün aynı zamanda gazın ithalatını da bir takım imtiyazlarla gerçekleştirmesinin tercih edildiği görülmektedir. Dolayısıyla doğal gaz piyasalarının genellikle devlet inisiyatifiyle ve kamu tekelinin faaliyetleriyle başlayan ve rekabetçi piyasaya ulaşmak adına meşakkatli bir serbestleşme sürecine sahne olan bir niteliğe sahip olduğu söylenebilir.

(34) Bu noktada Türkiye bakımından doğal gaz piyasalarına ilişkin bir strateji oluşturulurken, diğer ülke örneklerinden de yararlanarak doğal gaz piyasalarının gelişiminden dersler çıkarmak önem kazanmaktadır. Aşağıda bu alanda yazında yer alan “dört aşamalı evrim modeli” çerçevesinde doğal gaz piyasalarının gelişimi ele alınacaktır.

²¹ FINON, D. (2004), “European Gas Markets: Nascent Competition and Integration in a Diversity of Models”, *Reshaping European Gas and Electricity Industries*, D. FINON ve A. MIDTTUN (eds.), Amsterdam: Elsevier, s. 183-6.

2.2. Doğal Gaz Piyasalarının Serbestleşmesi ve “Dört Aşamalı Evrim Modeli”

- (35) Esas itibarıyla sadece doğal gaz piyasalarının değil tüm piyasaların gelişimine ilişkin olarak literatürde çeşitli modeller²² bulunmaktadır. Bu çeşitlilik ve modellerdeki değişimin sebebi hiç kuşkusuz yaşanan krizler, modellerin geliştirildiği farklı dönemler ve değişen paradigmalardır. Bu modellerden ilki Javier Estrada, Arild Moe ve Kare Dahl Martinsen tarafından 1998 yılında Avrupa Birliği için geliştirilen “dört aşamalı evrim modeli”dir. Bu modelde doğal gaz piyasalarının gelişimi; **doğuş, büyüme, gelişme** ve **olgunlaşma** olarak dört aşamaya ayrılmıştır.
- (36) Bu modele benzer şekilde 2000’li yılların başında Dünya Bankası bünyesindeki çalışmalar kapsamında özellikle doğal gaz piyasalarında toptan satış pazarının gelişimine ilişkin bir model geliştirilmiştir²³. Datamonitor tarafından AB kapsamında toptan satış pazarında ve hub²⁴ (ticaret merkezi) olma yolunda üye ülkelerin analizinde de söz konusu modelin geliştirilmiş halinin kullanıldığı görülmektedir²⁵. ABD tecrübesinden edinilen bilgi ve tecrübeler ışığında doğal gaz piyasalarının gelişimi sürecinde regülasyon-deregülasyon etkileşimi ise Paul W. MacAvoy tarafından incelenmiştir²⁶. Bu modelin uluslararası ekonomik ve ticari boyuttaki etkileri ve Türk-Rus gaz ilişkileri açısından bir inceleme de Volkan Özdemir tarafından yapılmıştır²⁷. Modele karşı eleştirel bir yaklaşım ise doğal gaz piyasalarının serbestleşmesinin doğal bir evrimleşme süreci olmayıp devletin zorlamaları ve reformist müdahaleleri ile gerçekleştiği yönündeki değerlendirmeleri ile Mitrova tarafından geliştirilmiştir²⁸.
- (37) Bu çalışmaların ortak noktası, özellikle içinde bulunulan “rekabet için regülasyon” ya da “deregülasyon” paradigması çerçevesinde doğal gaz piyasalarının rekabetçi bir

²² Genel işletme yaklaşımında piyasaların gelişimine ilişkin en klasik model PLC (*product life cycle*) modeli olmakla beraber doğal gaz, kendine has özellikleri ve tarihsel gelişimine bağlı olarak daha *sui generis* bir model gelişimine (hem teorik hem de ülke tecrübeleri bağlamında) konu olmuştur.

²³ JURIS, A. (1998), “Competition in the Natural Gas Industry: The Emergence of Spot, Financial and Pipeline Capacity Markets” *Public Policy for the Private Sector*. The World Bank Group, Mart; “The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry”, World Bank e-library; JURIS, A. (1998), “Natural Gas Markets in the UK”, *Public Policy for the Private Sector*, The World Bank Group.

²⁴ Bkz: Bölüm 5.1., Kutu: 3.

²⁵ “European Wholesale Gas Market Development”, *Datamonitor*. Şubat 2010.

²⁶ MacAVOY, P. W. (2000), *The Natural Gas Market: 60 Years of Regulation and Deregulation*. New Haven: Yale University Press.

²⁷ ÖZDEMİR, V. (2012), *Türk-Gaz İlişkilerinin Ekonomik Boyutu*, MGIMO, Yayınlanmamış Doktora Tezi, Moskova.

²⁸ MITROVA, T. (2004), *The Dynamics of the Institutional Structure of the Gas Markets*.

yapıya kavuşmasının bir süreç aldığı, özellikle fırsatların ve sorunların da küreselleştiği bu dönemde modeldeki aşamaların uzunluğunu, ne kadar zor/kolay atlatılacağını belirleyen dış faktörlerin de var olduğu; ülkelerin kendi ekonomik, politik ve hukuki yapı ve özelliklerinin bu gelişimi şekillendirdiği ve anlamlandırdığı, dolayısıyla ancak belli aşamalardan geçilerek arzulanan olgunlaşmış rekabetçi bir piyasa yapısına ve hedeflenen toplum/tüketici refahına kavuşulabileceğini göstermeleridir. Bu model çerçevesinde, doğal gaz piyasalarının serbetleşme sürecinde doğuş aşamasında **devletin oynadığı rolün**, büyüme aşamasında **talep ve altyapıdaki gelişmelerin**, gelişme aşamasında ise **toptan satış** piyasasında rekabetin tesisinin ön plana çıktığı görülmektedir. Başka bir ifadeyle doğuş, büyüme, gelişme ve olgunlaşma evrelerinin;

- Devletin rolü,
- Talep yapısı,
- Altyapı,
- Toptan satış

açılarından farklı özelliklere sahip olduğu görülmektedir. Aşağıda söz konusu özellikler bakımından doğal gaz piyasalarının gelişim süreci özetlenecektir.

2.2.1. Devletin Rolü Bakımından Doğal Gaz Piyasalarının Evrimi

(38) **Doğuş** aşamasında devletin temel hedeflerinin gaz alt yapısının genişletilmesi (iletim ve dağıtım öncelikli), gazdan elde edilen enerji miktarının artırılması, ödemeler dengesinde açık verilmemesi ve ülkenin doğal gaz kaynaklarının geliştirilmesi (arama, üretim) yönünde olduğu görülmektedir. Devlet politikasının merkezinde yatırımcıları çeşitli desteklerle daha fazla risk almaya teşvik etmek ve böylece büyük çaplı yatırımlar gerçekleştirmek, kaynakların geliştirilmesi için gerekli ekonomik, hukuki ve siyasi ortamı yaratmak ve sınırlı da olsa bir düzenleyici-denetleyici çerçeveye sağlıklı bir piyasanın oluşumuna katkı sağlamak yatmaktadır. **Büyüme** aşamasında öncelikli hedefler gazın kaynak olarak yeterli arzının sağlanması, özel yatırımların artırılması, alt yapının daha da geliştirilmesidir (hem coğrafi hem de kapasite anlamında daha çok alıcıya ulaşılması). Devletin politikası; kullanıcıları kaynakların verimli kullanımına teşvik etmek, mevcut gaz altyapısına erişimi artırmak, yeni altyapı projeleri için teşvik mekanizması ve düzenleyici çerçeveyi oturtmak (tedarikçi ve taşıyıcının münhasır haklara sahip olması) ve bu politikalarla tutarlı bir

doğal gaz sektör politikasının oluşturulmasını sağlamak olup, bu aşamanın ilerleyen safhasında serbestleşme başlatılmaktadır. **Gelişme** aşamasında temel hedefler enerji faaliyetlerinde bulunan teşebbüslere sağlanan desteği artırarak genel devlet politikasında doğal gaza yüksek önem atfetmek, rekabeti sağlamak, etkinlik ve verimliliği artırmak yönündedir. Bu dönemde; mevzuat, katılımcı sayısı, talep yapısı, altyapı entegrasyonu ve arz güvenliği açılarından güven veren bir piyasa oluşumu amaçlanmaktadır. Bu kapsamda oluşturulan politika, tüketicileri koruyabilecek yasal bir ortam oluşturmak, düzenleyici-denetleyici kurumların etkinliğini artırmak, devlet işletmelerinin özelleştirilmesini/şirketleşmesini ve dikey ayrıştırmayı tamamlamak ve altyapıyı erişime açmak doğrultusundadır. **Olgunluk** aşamasında hedef; piyasadaki teşebbüslerin denetimini daha çok rekabet kurallarına bağlı olarak uygulama, etkin ve verimli çalışmanın devamlılığı ve yalnızca doğal tekellerde regülasyon yapma olarak ortaya çıkmaktadır. Bu kapsamda, doğal gaz piyasalarının olgunluk aşamasında devletin politikası; yeni girişlerin sağlanması için piyasaların oluşması, etkin ticaret merkezleri (hub) oluşturma ve pazarın doğal tekel olanlar hariç her aşamasında serbestleşmeyi tamamlama yönündedir.

2.2.2. Talep Yapısı Bakımından Doğal Gaz Piyasalarının Evrimi

- (39) **Doğuş** aşamasında talebin daha çok istikrarlı ve yüksek miktarda alım yapan büyük çaplı müşterilerden geldiği, tarifeler ve fiyatlandırma ile ilgili şeffaflığın olmadığı ve sözleşmelerin uzun süreli yapıldığı görülmektedir. **Büyüme** aşamasında talep hızla artmakta ve farklı müşteri portföyü dolayısıyla esneklik ihtiyacı ortaya çıkmaktadır. **Gelişme** aşamasında talepteki büyüme yavaşlarken, kesintili müşteriler sistemde yer almaya başlamaktadır. Talebin doygunluk aşamasına geldiği, müşterilerin mobilitelerinin oldukça yüksek olduğu, fiyatın tamamen piyasada olduğu, tarife formüllerinin şeffaf olduğu dönem ise **olgunluk** aşamasında yaşanmaktadır.

2.2.3. Altyapı Bakımından Doğal Gaz Piyasalarının Evrimi

- (40) **Doğuş** aşamasında altyapının tekel kontrolünde ve henüz çok az gelişmiş olduğu, ortak erişim ve coğrafi yayılmanın zayıf olduğu, ölçek ekonomisinin ise yüksek olduğu görülmektedir. **Büyüme** aşamasında altyapı projeleri ivme kazanmış olup altyapıda coğrafi yayılma ve müşterilere ulaşabilme açılarından hızlı büyüme yaşanmaktadır.

Bununla birlikte iletim şirketinin tekel konumu devam etmektedir. **Gelişme** aşamasına gelindiğinde şebeke kullanıcılarının aralarındaki iletişim ve ilişkiler gelişmiştir. Buna bağlı olarak üçüncü tarafların erişimi rejimi oturmaya başlamış olup iletim şirketinin üçüncü aşamadaki asıl odağı dengeleme ve gaz akışının optimizasyonudur. **Olgunluk** aşamasına geçildiğinde altyapı, gelişmiş depolama olanakları, ticaret merkezleri, birincil ve ikincil taşıma pazarları, gelişmiş ve derinleşmiş (etkin bir şekilde uygulanan) bir Ağ Kodu mevcuttur.

2.2.4. Toptan Satışta Rekabet Bakımından Doğal Gaz Piyasalarının Evrimi

- (41) **Doğuş** aşamasında toptan satış piyasasındaki katılımcı sayısı dikey entegrasyonun da etkisiyle oldukça düşük olup bu segment de devletin kontrolündedir. Yani toptan satış piyasası sadece teorik olarak mümkün olduğundan *hareket oranı*²⁹ (*churn ratio*) oldukça düşüktür. **Büyüme** aşamasında katılımcı sayısında ve katılımcılar arasındaki rekabette hızlı artış yaşanmaktadır. Uzun süreli sözleşmeler devam etmekte; 1,2-3,0 arası hareket oranına sahip sınırlı bir toptan satış piyasası ortaya çıkmaktadır. Sözleşmelerle bağlanmamış kapasite için, üçüncü tarafların erişimi başlamakta ve boş kapasiteler imkan verdiği ölçüde yeni teşebbüs girişleri gerçekleşmektedir. **Gelişme** aşamasında en az 20 adet katılımcı mevcut olup ikincil kapasite ve taşıma piyasaları oldukça hareketlidir. Bu bağlamda, hareket oranı 5,0 değerine yükselmiştir. Büyük tüketiciler tedarikçilerini seçebilmekte, serbest tüketici limiti düşmektedir. Bu gelişmelere bağlı olarak finansal oyuncular da gaz sektörüne girmeye başlarlar. Kapasite ticaretindeki gelişmeleri takiben fiziksel ve finansal ticaretteki risklerin düşmesiyle birlikte uzun süreli sözleşmeler de azalmaktadır. **Olgunluk** aşamasında tedarik zinciri hukuki/finansal olarak dikey anlamda ayrıştırılmıştır. Katılımcı sayısı ve katılımcıların aralarındaki rekabet oldukça yüksek seviyede olup, kâr marjları da düşmüştür. Hareket oranı 5,0 değerini aşmış olup hem gazın gazla rekabeti sağlanmakta olduğundan, hem de fiyatların piyasada oluşumu gerçekleştiğinden yaygın fiyat dalgalanmaları ve etkin fiyatlama gözlemlenmektedir. Gelişmiş fiziksel (spot) ve finansal (spot ve türev) piyasalar mevcuttur. Bu aşamada perakende seviyesinde rekabet tesis edilmiş, buna bağlı olarak son kaynak tedarik yükümlülüğü

²⁹ Hareket (el değiştirme) oranı (churn ratio/re-trade ratio): Ticarete konu olan gazın fiziksel olarak tüketiciye teslim olunan gaza oranıdır.

rejimi bilinçli ve yüksek geçiş oranına sahip müşterilerin de bulunmasıyla oturtulmuştur.

(42) Yukarıda özetlenen dört aşamalı modelde yer alan *doğuş, büyüme, gelişme* ve *olgunlaşma* aşamalarının özellikleri Tablo 2’de gösterilmiştir.

(43) Yazında yer alan çalışmalardan derlenerek oluşturulan ve yukarıda özetlenen doğal gaz piyasalarının gelişimine ilişkin “*dört aşamalı evrim modeli*” , bu rapor kapsamında Türkiye doğal gaz piyasalarının gelişimi sürecinde ortaya çıkan problemlerin tespiti, mevcut durum analizi ve rekabet politikası bakımından ön plana çıkan hususların tespitinde kullanılacaktır.

Tablo 2: Dört Aşamalı Evrim Modeli

	Doğuş (0-15 yıl)	Büyüme (15-20 yıl)	Gelişme (20-40 yıl)	Olgunluk (40+ yıl)
Talep	<ul style="list-style-type: none"> Talep düşük seviyededir. Dikey entegrasyon ve uzun vadeli sözleşmeler mevcuttur. Maliyet-artı (<i>cost-plus</i>) fiyatlandırma uygulanmaktadır. İstikrarlı ve yüksek miktarda alım yapan müşteriler (sanayi ve elektrik üreticileri) söz konusudur. Piyasa koşulları, tarifeler ve fiyatlandırma konularında şeffaflık yoktur. 	<ul style="list-style-type: none"> İvmeli bir talep artışı söz konusudur. Halen uzun vadeli kontratlar söz konusudur. Farklı profillerdeki müşteriler sebebiyle esneklik ihtiyacı artmaktadır. Piyasa koşulları ile ilgili veriler sağlanmaya başlamıştır. 	<ul style="list-style-type: none"> Talepteki büyüme yavaşlamaya başlamıştır. Kesintili müşteriler sistemde yer almaya başlamıştır. Fiyat pazarda oluşmaktadır. 	<ul style="list-style-type: none"> Talep doygunluğa ulaşmıştır. Fiyatlar tamamen piyasada oluşmaktadır. Tarife formülleri şeffaftır. Tüm tüketiciler tedarikçisini seçebilmektedir. Şeffaf piyasa verileri mevcuttur.
Altyapı	<ul style="list-style-type: none"> Altyapı inşası daha çok proje düzeyindedir. Tekel kontrolündedir. Ortak erişimin sınırlandırılması asıldır. Yüksek ölçek ekonomisi söz konusudur. Sınırlı coğrafi pazara yayılmıştır. 	<ul style="list-style-type: none"> Proje sayısı hızla artmaktadır Altyapıda yayılma hızlanmıştır (iletim, dağıtım, coğrafi genişleme ve alıcılara ulaşım). İletim şirketinin tekel konumu devam etmektedir. İletim faaliyetlerine üçüncü tarafların erişimi sağlanmaya başlamıştır. 	<ul style="list-style-type: none"> İkincil kapasite ve taşıma piyasası oldukça hareketlidir. Gelişmiş üçüncü tarafların erişimi rejimi başlamıştır. İletim şirketinin odağı dengeleme ve gaz akışının optimizasyonudur. Taşıma pazarlarının sağlıklı işlemesi açısından altyapı gelişimi önemlidir. 	<ul style="list-style-type: none"> Tam gelişmiş altyapı söz konusudur. Gelişmiş depolama olanakları mevcuttur. Ticaret merkez(ler)i oluşmaktadır. Üçüncü tarafların erişimi rejimi ile birincil ve ikincil taşıma pazarları gelişmiştir. Gelişmiş bir Şebeke Kodu uygulanmaktadır. Şebeke kullanıcıları maliyetlere katlanmak zorunda kalmamak için sistem dengesini bozmaktan kaçınılmaktadır.
Toptan Satış	<ul style="list-style-type: none"> Katılımcı sayısı oldukça azdır. Tekel kontrolünde (devlet tekeli). Güçlü regülasyon söz konusudur. Toptan satış piyasası yalnızca teorik olarak mümkündür. Hareket oranı (churn ratio) 1,2'den düşüktür. 	<ul style="list-style-type: none"> Katılımcı sayısı hızla artmaktadır. Katılımcılar arasındaki rekabet artmaktadır. Uzun vadeli sözleşmeler devam etmektedir. Petrole endeksli fiyatlama söz konusudur. Toptan satış piyasası çok sınırlı olmakla beraber ortaya çıkmaktadır. Hareket oranı 1,2 ile 3,0 arasındadır. 	<ul style="list-style-type: none"> Büyük tüketiciler için tedarikçi seçme serbestisi sağlanmıştır. Serbest tüketici limiti düşmektedir. Münhasır pazar bölgeleri sınırlamaları ortadan kalkmaktadır. Çok sayıda katılımcı mevcuttur (en az 20). Hareket oranı 5,0'a yükselmiş durumdadır. Finansal oyuncuların gaz piyasalarına ilgisi hızla artmaktadır. Fiyat formülü rakip yakıtlara bağlıdır. 	<ul style="list-style-type: none"> Tedarik zinciri dikey olarak tamamen (hukuki/finansal) ayrılmıştır. Katılımcı sayısı oldukça fazladır. Kar marjları düşmektedir. Hareket oranı 5,0'dan yüksektir. Fiyatlar tamamen serbestleşmiştir. Gazın gazla rekabeti başlamıştır. Tüketicilerin mobilitesi yüksektir. Perakendede rekabet oluşmuş ve yeni piyasalar (ölçme, montaj, bakım-arıza) gelişmiştir. Son kaynak tedarik rejimi oturmuştur (kısa süreli ve ihalelerle belirlenmektedir). Kısa vadeli sözleşmeler ve spot piyasalar oturmuştur. Gelişmiş finansal ve türev piyasalar (alivre, swap, futures, options) ortaya çıkmıştır. Gerçek anlamda likidite söz konusudur.

3. TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASALARININ SERBESTLEŞME SÜRECİNDE SORUN VE YÖNTEM TESPİTİ

- (44) Bundan önceki bölümlerde rekabet politikası çerçevesinde enerji piyasalarının ele alınmasının ardından doğal gaz piyasalarının gelişimine ilişkin sürecin özelliklerine yer verilmiştir. Bu bölümde ise öncelikle günümüze kadarki gelişmelere ilişkin sorunların tespiti yapılacak ve ardından da Türkiye doğal gaz piyasalarının geleceğine yönelik rekabet politikası değerlendirmelerinin raporda hangi yöntemle yapılacağına ilişkin bir tartışma yer alacaktır.
- (45) Türkiye elektrik ve doğal gaz piyasalarının serbestleşme süreçleri arasında bir paralellik olmakla birlikte, doğal gaz piyasalarında yaşanan serbestleşme sürecinin elektrik piyasasına nazaran daha aksak bir şekilde ilerlediği yönünde görüşlerin bulunduğu görülmektedir. Bu süreçte yaşanan aksaklıklara ilişkin olarak; serbestleşme sürecinin yönetiminde yeterli iradenin ortaya konmadığı iddiasıyla *siyasi otoriteye*, yerleşik firmanın mevcut avantajlarını muhafaza etmek ve rekabetçi piyasa oluşumunu yavaşlatmak güdüsüne sahip olduğu iddiasıyla *BOTAŞ'a*, düzenlemeleri etkin bir şekilde uygulamadıkları iddiasıyla *Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) ve Rekabet Kurumu gibi kurumlara*, sadece kısa dönemde getiri sağlayan alanlarda serbestliği savunurken, depolama ve benzeri geri dönüşü uzun süre alan yatırımlarda sorumluluğu ve mali yükü devletin üstlenmesini bekledikleri iddiasıyla *özel sektöre* yönelik çeşitli eleştirilerin bulunduğu görülmektedir. Serbestleşme sürecinde içinde bulunulan noktadan hareketle geleceğe dönük bir rekabet politikası oluşturulması aşamasında, geçmiş dönem tecrübelerinin iyi analiz edilmesi ve bugüne kadarki aksaklıkların ortaya konması önem kazanmaktadır.
- (46) Sektör araştırması sürecinde tüm özel sektör ve kamu şirketlerinden teknik bilgiler yanında özellikle rekabetçi bir doğal gaz piyasasında yer alan aksaklıklara ilişkin görüş alınarak bu aksaklıklara yönelik öneriler de değerlendirilmiştir.

Kutu 1: Sektör Araştırması Sürecinde Özel Sektör Tarafından Gündeme Getirilen Sorunlar, Görüşler ve Öneriler

- BOTAŞ'ın iletim ve toptan satış faaliyetini kapsayan dikey bütünleşik yapısının ayrıştırılması.
- Özel sektör oyuncularının eşit şartlarda iletim şebekesine erişimlerinin sağlanması ve iletim şebekesinden doğan maliyetlerin eşit şekilde, ayırım gözetilmeksizin taraflara yansıtılması.
- Elektronik Bülten Tablosu'nun (EBT) geliştirilerek gerçek zamanlı doğal gaz akış bilgilerinin yayımlandığı bilgi işlem alt yapısının kurulması ve diğer sektör oyuncularının bu verilere erişimlerinin sağlanması.
- BOTAŞ'ın kontrat devir ihaleleri yoluyla mevcut doğal gaz kontratlarını özel girişimcilere devretmesiyle pazar payının düşürülmesi.
- Sona eren doğal gaz ithalat kontratlarının sürelerinin uzatılmasının özel sektör oyuncularına bırakılması.
- Maliyet bazlı fiyatlandırma yönteminin uygulanması.
- Mevcut yer altı depolama ve LNG terminallerinin yetersizliği.
- Özel sektörün doğal gaz depolama faaliyetlerinde bulunmasının teşvik edilmesi.
- Dağıtım şirketlerinin perakende tekelinin ortadan kaldırılarak rekabetin tesis edilmesi.
- BOTAŞ tarafından uygulanmakta olan fiyat stratejisi ile oluşturulan piyasaya girişlerin önündeki engelin kaldırılması.
- İşleyen ikincil kapasite piyasası oluşturulması.
- Yüksek miktarlarda doğal gaz alımı bulunan dağıtım şirketlerinin bu taleplerini karşılayacak piyasa oluşmadığından 4646 sayılı Kanun'da yer alan en ucuz kaynaktan doğal gaz temin yükümlülüğünün gerçekleştirilememesi.
- Doğal gaz dağıtım ihalelerinin bir sonucu olarak her dağıtım bölgesinde farklı uygulamaların gerçekleştirilmesi.
- 4646 sayılı Kanun'a LNG Satış, LNG Satış Şirketi, CNG Sistemi gibi ayrıntılı tanımların ilave edilmesi.

(47) Yukarıda da belirtildiği üzere, bugüne kadarki süreçte oluşan aksaklıklara ilişkin farklı paydaşlar farklı gerekçelerle eleştirilmektedir. Bununla birlikte, Türkiye doğal gaz piyasasının yol haritasını belirleyen en önemli unsurun 4646 sayılı Kanun olduğunu unutmamak gerekir. Esas itibarıyla 4646 sayılı Kanunun yapısına bakıldığında oldukça rekabetçi bir piyasa yapısını hedefleyen ve rekabete verilen önem bakımından proaktif ve uç noktada³⁰ bir yaklaşımın olduğunu söylemek mümkündür. Bununla birlikte 4646 sayılı Kanun'da öngörülen bu düzenlemelerin uygulamada hayata geçirilemediği görülmektedir. Örnek vermek gerekirse, 4646 sayılı Kanun kapsamında kontrat devirleriyle 2009 yılında %20 pazar payına düşmesi hedeflenen BOTAŞ sadece %10 oranındaki bir miktar için kontrat devri gerçekleştirilebilmiş; yine

³⁰ Bütün dünyada miktar devri (*volume release*) uygulamaları gündemdeyken 4646 sayılı Kanun ile başka bir ülke uygulaması örneği olmayan Kontrat Devri yönteminin benimsenmesi; başarılı ülke uygulamalarında dahi yerleşik teşebbüsün payının en fazla %50 seviyelerine düşürülmesini hedefleyen örnekler bulunmaktayken, 4646 sayılı Kanunda BOTAŞ'ın payının %20'ye indirilmesinin hedeflenmesi; Avrupa Enerji politikalarına yön veren enerji paketlerinden 2009 yılında yayımlanan üçüncüsü enerji paketinin hazırlık aşamasında iletim faaliyetlerinin mülkiyet ayrıştırmasına tabi tutulması yönünde büyük politik istek ve baskı olmasına rağmen, yine bazı üye devletlerin muhalefeti nedeniyle mülkiyet ayrıştırmasına alternatif bazı metotların da kabul görmüş olması, buna karşılık 4646 sayılı Kanun ile BOTAŞ'ın önce ayrıştırılıp ardından da ticari faaliyetlerin özelleştirilmesiyle bir anlamda mülkiyet ayrıştırmasının hedeflenmesi gibi hususlar, 4646 sayılı Kanunun rekabetçi piyasa hedefi çerçevesindeki keskin ve uç noktadaki yaklaşımını ortaya koymaktadır.

kanun kapsamında BOTAŞ'ın önce ayrıştırılması ve ardından özelleştirmelere tabi tutulmasına yönelik hedefte de bir gelişme kaydedilmemiştir.

(48) Bu noktada doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecinin 4646 sayılı Kanunun öngördüğü şekilde ilerleyememesinin gerekçelerinin ortaya konması, işleyen bir rekabet politikası oluşturmak bakımından önem kazanmaktadır.

(49) Enerji piyasalarına mevcut durumda hâkim olan pazar odaklı yaklaşımın, devletin piyasaya müdahaleleri bakımından pratikte beraberinde getirdiği çok önemli iki sorun bulunmaktadır:

Uygulama problemleri : Yatırımların sağlanması ve yükümlenilmiş maliyet (*stranded costs/assets*)³¹ gibi sorunlar.

Uyumluluk problemleri : Enerji politikası ve hukukunun çevresel ve toplumsal meselelerle (kamu hizmeti meselesi, sürdürülebilir kalkınma) olan ilişkisi³².

(50) Sektör araştırmasında gelinen noktada ortaya çıkan temel bulgu; **4646 sayılı Kanun'un -kendi içinde rekabetçi bir yapıyı hedeflemekle birlikte- doğal gaz piyasasının serbestleşme süreci içinde zamanlama anlamında etkin bir rekabet politikası oluşturulmasına hizmet edemediği** yönündedir. Şöyle ki, daha önce de belirtildiği üzere doğal gaz piyasalarının serbestleşme süreci *doğuş, büyüme, gelişme ve olgunlaşma* aşamalarını izlemektedir. 4646 sayılı Kanunun yayımlandığı 2001 yılına dönülecek olursa, sektörün temel özellikleri şu şekilde özetlenebilir:

- BOTAŞ doğal gazın ithali, ihracatı ve ticareti konularında tekel konumundadır ve doğal gaz piyasasında dikey bütünleşik şekilde faaliyetlerini yürütmektedir,
- İthalat miktarlarına yönelik uzun dönemli sözleşmeler ve yurt içinde büyük tüketicilerle yaptığı uzun dönemli sözleşmelerle BOTAŞ tekel konumundadır,
- Doğal gaz dağıtım ağı olarak sadece Ankara, İstanbul, Bursa, Eskişehir, İzmit ve Adapazarı şehirlerinde konutlarda ve sanayi tesislerinde, Çanakkale'de ise sadece sanayi tesislerinde kullanılmaktadır,

³¹ Batık maliyetlerin bedellerinin karşılanması sorununu anlatmaktadır. Bu maliyetler regüle edilen bir rejimde kurtarılabilen; ancak sektörün rekabete açılmasıyla tahsili mümkün olmaktan çıkan maliyetlerdir.

³² Uyumluluk problemleri daha çok devletin çeşitli politikalar uygulama güdüsüyle pazara müdahalesi sonucu pazar çarpıklıklarının/aksaklıklarının oluşması ile alakalıdır. CAMERON, P. (2002) *Competition in Energy Markets: Law and Regulation in the European Union*. Oxford: Oxford UP, s. 17-8.

- Sadece doğal gazın üretimi alanında özel sektör faaliyetleri devam etmekte olup, diğer alanlar rekabete açık değildir,
- Talepte henüz ciddi bir artış yaşanmamıştır. Toplam doğal gaz tüketimi 16 milyar m³tür (Türkiye'nin 2011 yılı tüketimi yaklaşık 44,15 milyar m³tür),
- İletim hattı yatırımları henüz ileri aşamada değildir (2001 yılında 2000 km olan iletim hattı uzunluğu 2011 yılında 12215 km'dir).

(51) **Bu noktadan hareketle, 2001 yılında bazı büyük şehirler dışında dağıtım faaliyetleri altyapısının dahi henüz inşa edilmediği “büyüme” aşamasındaki bir doğal gaz piyasasında yürürlüğe girmiş olan 4646 sayılı Kanun’un, geçiş aşamalarını yeterince dikkate almaksızın ağırlıklı olarak “gelişme” ve “olgunlaşma” aşamalarındaki bir piyasa yapısının özelliklerini temel alan ve bu aşamalara bir an önce geçmek üzere “reform” niteliğinde uygulamaları içeren, dolayısıyla uygulanabilir ve etkin bir rekabet politikası aracı olmaktan uzak bir düzenleme olduğu değerlendirilmektedir.**

(52) Etkin bir rekabet politikası oluşturma bakımından *sadece hedeflenen rekabetçi piyasayı tanımlayan ve dikkate alan bir yaklaşımın yeterli olmayacağı, geçiş dönemlerini de içeren uzun dönemli bir perspektif kapsamında serbestleşme stratejisinin belirlenmesinin gerekli olduğu* görülmektedir. Bu noktada belirtmekte fayda vardır ki, bu çalışmanın amacı 4646 sayılı Kanun’un değerlendirmesini yapmak ve değişiklik önerileri sunmak değil, genel anlamda rekabet sorunlarını ortaya koymak ve rekabet politikasına katkıda bulunmaktır. Bu çerçevede ortaya çıkan soru, söz konusu geçişlerde devletin rolünün ve müdahale biçiminin ne şekilde ve hangi zamanlamayla olacağı, başka bir ifadeyle reformist bir yaklaşım mı yoksa evrilme/geçiş süreçlerini dikkate alan bir müdahale yaklaşımı mı güdülmesi gerektiğidir.

(53) Daha önce de belirtildiği üzere, 2001 tarihli 4646 sayılı Kanun’un reformist bir müdahale olduğunu söylemek mümkündür. Söz konusu Kanun’un 2001 yılındaki krizin ardından IMF ile “stand-by” anlaşmasının yapıldığı dönemde yapılan ve piyasalar bakımından kilit öneme sahip olarak yürürlüğe giren kanunlardan biri

olduğu unutulmamalıdır³³. Ancak doğal gaz piyasası gibi özellikle altyapı yatırımlarının önem kazandığı ve uzun süreli yatırımların söz konusu olduğu bir alanda sadece rekabetçi bir sektörel düzenleme yaparak hızlı bir şekilde rekabetçi bir piyasa düzenine ulaşmanın gerçekçi bir hedef olmadığını, yaşanan tecrübeler de göstermiştir. Buradan çıkarılan sonuç, piyasanın rekabetçi bir yapıya ulaşmak üzere izleyeceği süreçte devletin rolünün, sadece söz konusu sürece uygun çevresel ortam hazırlamak ve doğru zamanlarda gerekli müdahaleleri yapmakla sınırlı kalmasının yerinde ve yeterli olacaktır.

(54) Bu kapsamda doğal gaz piyasaları ele alındığında, ülkeden ülkeye değişen rekabet politikalarında aşağıdaki unsurların belirleyici olduğu görülmektedir:

- Düzenleme kültürü özellikleri
- Gaza kaynak olarak ne kadar sahip olunduğu
- Geçmişten miras kalan yapılanmalar
- Pazarın olgunlaşma seviyesi

(55) Bu unsurlar dikkate alınarak, içsel ve dışsal faktörlerle birlikte serbestleşme sürecinde doğal gaz piyasasının nerede olduğu, ne mesafeler kat etmesi gerektiği ve bunları nasıl başarabileceğinin iyi sorgulanması gerektiği ortadadır. Söz konusu sorgulama bir yandan diğer ülke tecrübeleri ışığında doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecinin, diğer yandan da ülkenin kendi özelliklerinin analiz edilmesini gerektirmektedir. Bu çerçevede söz konusu iki analiz şu şekilde özetlenebilir:

a) Doğal gaz piyasasının rekabetçi bir piyasa yapısına doğru evrilmesi/gelişimi sürecinde mevcut durumun tespiti:

Burada diğer ülke tecrübeleri de dikkate alınarak rekabetçi bir piyasa yapısına ulaşmak bakımından sahip olunması gereken özelliklerin ortaya konması önem kazanmaktadır. Bu Sektör Araştırması kapsamında, daha önceki bölümde ele alınmış olan “dört aşamalı evrim modeli”, Türkiye doğal gaz piyasalarının rekabetçi bir yapıya doğru evrilmesi sürecinde mevcut

³³ Telekomünikasyon sektörü, şeker piyasası, bankacılık, tütün piyasası ve benzeri alanlarda reform niteliğindeki düzenlemeler bu dönemde yapılmıştır.

durumunun ne olduğunu tespit etmek ve ulaşılmaması gereken noktayı ortaya koymak için kullanılacaktır.

b) Rekabetçi bir piyasa oluşturma hedefi çerçevesinde ülkenin kendine has özelliklerinin tespiti:

Rekabet politikasının tartışıldığı bölümde de belirtildiği üzere, her ne kadar genel olarak doğal gaz piyasalarının rekabetçi bir yapıya ulaşmak için geçirmesi gereken belli geçiş aşamaları bulunsa da, her ülkenin kendine has karakteristik özellikleri söz konusu sürecin hızında etken olabilmektedir. Bu noktada söz konusu ülkenin piyasasında rekabetçi koşulları etkileyen faktörlerin ortaya konması ve bu faktörlerin daha rekabetçi bir piyasa yapısına kavuşmak üzere yönlendirilmesi de rekabet politikası ve stratejisinin belirlenmesinde önem kazanmaktadır. Bu çalışma kapsamında Türkiye doğal gaz piyasasının rekabet faktörlerinin ne olduğuna ilişkin tespitler “beş güç analizi” yöntemi çerçevesinde tespit edilecektir.

(56) Yukarıda anlatılan iki yöntem çerçevesinde önce 4. bölümde Türkiye doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecinde kilit öneme sahip hususların neler olduğuna ilişkin tespitlerde bulunulacak, ardından da 5. bölümde bu hususlara ilişkin ayrı ayrı değerlendirmeler yapılacaktır.

4. TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASALARI MEVCUT DURUM ANALİZİ

(57) Bu bölümde piyasanın gelişim evreleri dikkate alınarak önce *dört aşamalı evrim modeli* çerçevesinde Türkiye doğal gaz piyasasının mevcut durumda hangi aşamalarda olduğunun tespiti yapılacak ve ardından rekabetçi yapıya etki eden özellikler “beş güç modeli” çerçevesinde ele alınacaktır. Bu iki analizin ardından Türkiye doğal gaz piyasaları serbestleşme sürecinde ön plana çıkan hususlar sıralanacaktır.

4.1. Dört Aşamalı Evrim Modeli Çerçevesinde Türkiye Doğal Gaz Piyasaları

(58) Serbestleşme sürecinde belli aşamalara gelmiş ülke örnekleri dikkate alınarak oluşturulan bu modelde esas itibarıyla doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecinin belli aşamalar geçirdiği ortaya konmaktadır. Bu kapsamda öncelikle Türkiye doğal gaz piyasalarının tarihsel gelişimi ve bu gelişimde *devletin rolü* ve *müdahaleleri* ele alınacak, ardından *talep yapısı*, *altyapı*, *toptan satış* ve *ticaret* alanlarındaki gelişim ve mevcut durum ortaya konacaktır.

4.1.1. Tarihsel Süreç ve Devletin Rolü

(59) Türkiye’de doğal gaz tüketimi, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) tarafından 1970 yılında Hamitabat ve Kumrular doğal gaz sahalarında keşfedilen doğal gazın 1976 yılında Pınarhisar Çimento fabrikasında kullanılmasıyla başlamıştır. 1973 yılında Kerkük-Yumurtalık hattını işletmek üzere TPAO’nun bağlı ortaklığı olarak, boru hatlarıyla petrol taşımacılığı faaliyeti yapmak üzere BOTAŞ kurulmuştur. Bununla birlikte gerek uzun süreli kontratlar gerekse hukuki süreç bakımından Türkiye doğal gaz piyasasının doğuşunu BOTAŞ’ın Rus Soyuzgaz ile 1984 yılında imzaladığı anlaşma kapsamında Türkiye’ye fiili doğal gaz sevkiyatının başladığı tarih olan 1987 yılından itibaren incelemek yerinde olacaktır. Bu süreçte önemli bir dönüm noktasını 2001 yılında yürürlüğe giren 4646 sayılı Kanun oluşturmaktadır. Bu nedenle tarihsel süreç aşağıda *1987-2001 arası dönem*, *2001-2012 arası dönem* ve *mevcut durum* şeklinde özetlenecektir.

1987 - 2001 Arası Dönem:

- (60) Türkiye doğal gaz piyasasına ilişkin hukuki süreç 350 sayılı Kanun Hükmünde Kararname'nin 1988 yılında yürürlüğe girmesiyle başlamıştır. Bu yasal çerçevede BOTAŞ, doğal gaz ithalatı konusunda tek yetkili kuruluş olarak belirlenmiştir. 397 sayılı Kanun Hükmünde Kararname ile 1990 yılından itibaren, doğal gaz ithalatı, satış fiyatının tespiti ve ülke içinde dağıtım yetkisi de BOTAŞ'a verilmiştir.
- (61) 4646 sayılı Kanun'un yürürlüğe girmesine kadar geçen dönem boyunca BOTAŞ, doğal gaz ithalatı, toptan satışı ve iletimi faaliyetlerini dikey bütünleşik bir yapıda münhasıran yürütmüş; ayrıca, Bursa ve Eskişehir'deki şehir içi doğal gaz dağıtım faaliyetini yürütmüştür. Bu süreçte, Ankara, İstanbul ve İzmit şehirlerindeki doğal gaz dağıtım faaliyeti ise, belediye şirketleri (EGO, İGDAŞ ve İZGAZ) tarafından gerçekleştirilmiştir.
- (62) Rusya'yla 1986 yılında imzalanan ve 2011 yılında sona eren yıllık 6 milyar m³ (plato) miktarındaki ilk alım anlaşmasının ardından, artan tüketim miktarının karşılanabilmesi amacıyla imzalanan diğer alım anlaşmaları kapsamında sırasıyla Rusya (İlave Batı Hattı), İran ve Rusya'dan (Mavi Akım Hattı) doğal gaz alımına devam edilmiştir. 2001 yılında imzalanan alım anlaşması kapsamında 2007 yılından itibaren Azerbaycan'dan da doğal gaz alımına başlanmıştır.
- (63) Kaynakların çeşitlendirilerek arz güvenliğinin ve tedarikte esnekliğin artırılması amacıyla 1994 yılından itibaren BOTAŞ'ın Marmara Ereğlisi LNG Terminali'nin devreye girmesi ile Cezayir'den; 1999 yılından itibaren Nijerya'dan uzun dönemli kontratlar kapsamında LNG alımına başlanmıştır. Bu anlaşmalar dışında yeni bir uzun dönemli anlaşma imzalanmamıştır.

2001 - 2012 Arası Dönem:

- (64) Serbestleşme sürecinin en önemli dönüm noktasını şüphesiz 4646 sayılı Kanun oluşturmaktadır. Bu Kanun doğal gaz piyasasının serbestleştirilmesini, doğal gazın sürekli, ucuz ve yeterli, kaliteli ve çevre ile uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulmasını, rekabet ortamında faaliyet gösterecek şeffaf ve finansal açıdan istikrarlı bir doğal gaz piyasasının oluşturulmasını amaçlamakta ve bu amaçlar doğrultusunda

piyasada EPDK tarafından bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanmasını öngörmektedir. Böylece 2001 yılına kadar doğrudan kamu teşebbüsleri eliyle devlet tarafından yürütülen doğal gaz faaliyetleri bakımından 4646 sayılı Kanun ile devletin rolünde ve müdahale seviyesinde değişikliğe gidilerek, özel sektör oyuncularına piyasaya giriş imkanı verilmiştir. Başka bir ifadeyle devletin rolü bakımından piyasanın *doğuş* aşamasından *büyüme* aşamasına geçişinin 2001 yılında gerçekleştiği söylenebilecektir.

(65) Türkiye doğal gaz piyasasının hukuki altyapısını oluşturan 4646 sayılı Kanun ile BOTAŞ'ın, doğal gazın ithalatı, dağıtımı (şehir dağıtımı hariç), satışı ve fiyatlandırması konularındaki tekeli sonlandırılmıştır. 4646 sayılı Kanun'un yayımlandığı dönemde BOTAŞ'ın mülkiyetinde ve işletiminde bulunan şehir içi dağıtım şirketleri ve varlıklarının özelleştirilmesi ve yeni oluşturulacak dağıtım bölgelerinde ise EPDK tarafından gerçekleştirilecek ihaleler ile belirlenecek özel şirketlerin faaliyet göstermesi öngörülmüştür. Nitekim, EPDK tarafından açılan şehir içi doğal gaz dağıtım ihaleleri sonucunda ülke doğal gaz dağıtım ağının yayılması hız kazanmıştır³⁴. Mevcut durumda lisanslı dağıtım şirketi sayısı 62, gaz arzı sağlanan dağıtım bölgesi sayısı 60'a ulaşmış ve toplam 71 ilde konutlarda ve sanayide doğal gaz kullanımı sağlanmıştır.

(66) İletim şebekesinin işleyişine ilişkin usul ve esasların düzenlendiği Doğal Gaz Piyasası İletim Şebekesi İşleyiş Yönetmeliği 26.10.2002 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Yönetmelik uyarınca, BOTAŞ tarafından iletim şebekesi yoluyla doğal gazın taşınması ile ilgili tarafların belli hak ve yükümlülüklerinin kayıt altına alınması amacıyla hazırlanan BOTAŞ Şebeke İşleyiş Düzenlemeleri (ŞİD), 01.09.2004 tarihinde yürürlüğe girmiştir³⁵.

(67) 4646 sayılı Kanunda öngörülen kontrat devri mekanizması çerçevesinde gerçekleştirilen ihale sonucunda Shell Enerji A.Ş. Aralık 2007'de, Bosphorus Gaz

³⁴ 4646 sayılı Kanun'un 4/4/g maddesine göre doğal gaz dağıtım şebekesi bulunmayan şehirler için doğal gaz dağıtım lisansı almaya hak kazanacak şirket EPDK tarafından açılacak ihale ile belirlenir. İhale sonunda dağıtım lisansı almaya hak kazanan şirkete EPDK tarafından doğal gaz dağıtım şebekesinin mülkiyeti de dahil olmak üzere şehrin gelişmişlik düzeyi, tüketim kapasitesi ve kullanıcı sayısı gibi hususlar dikkate alınarak Kurum tarafından belirlenecek süre için dağıtım lisansı verilir.

³⁵ 22.11.2007, 17.10.2008 ve 3.12.2009 tarihli EPDK Kurul kararları ile ŞİD'de gerekli görülen değişiklikler gerçekleştirilmiştir.

Corporation A.Ş. 3 Ocak 2009'da, Enerco Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş. ve Avrasya Gaz A.Ş. ise 1 Nisan 2009'da ithalat ve toptan satış faaliyetine başlamış bulunmaktadır.

(68) 09.07.2008 tarihli ve 5784 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun ile LNG ithalatı, BOTAŞ ve diğer piyasa katılımcıları için serbest bırakılmış ve daha önce 4646 sayılı Kanun ile düzenlenmemiş olan ithalat (spot LNG) faaliyeti düzenleme altına alınmıştır. Ayrıca, alınacak tek bir ithalat (spot LNG) lisansı kapsamında birden fazla ülkeden ithalat yapılabilmesinin önü açılmıştır.

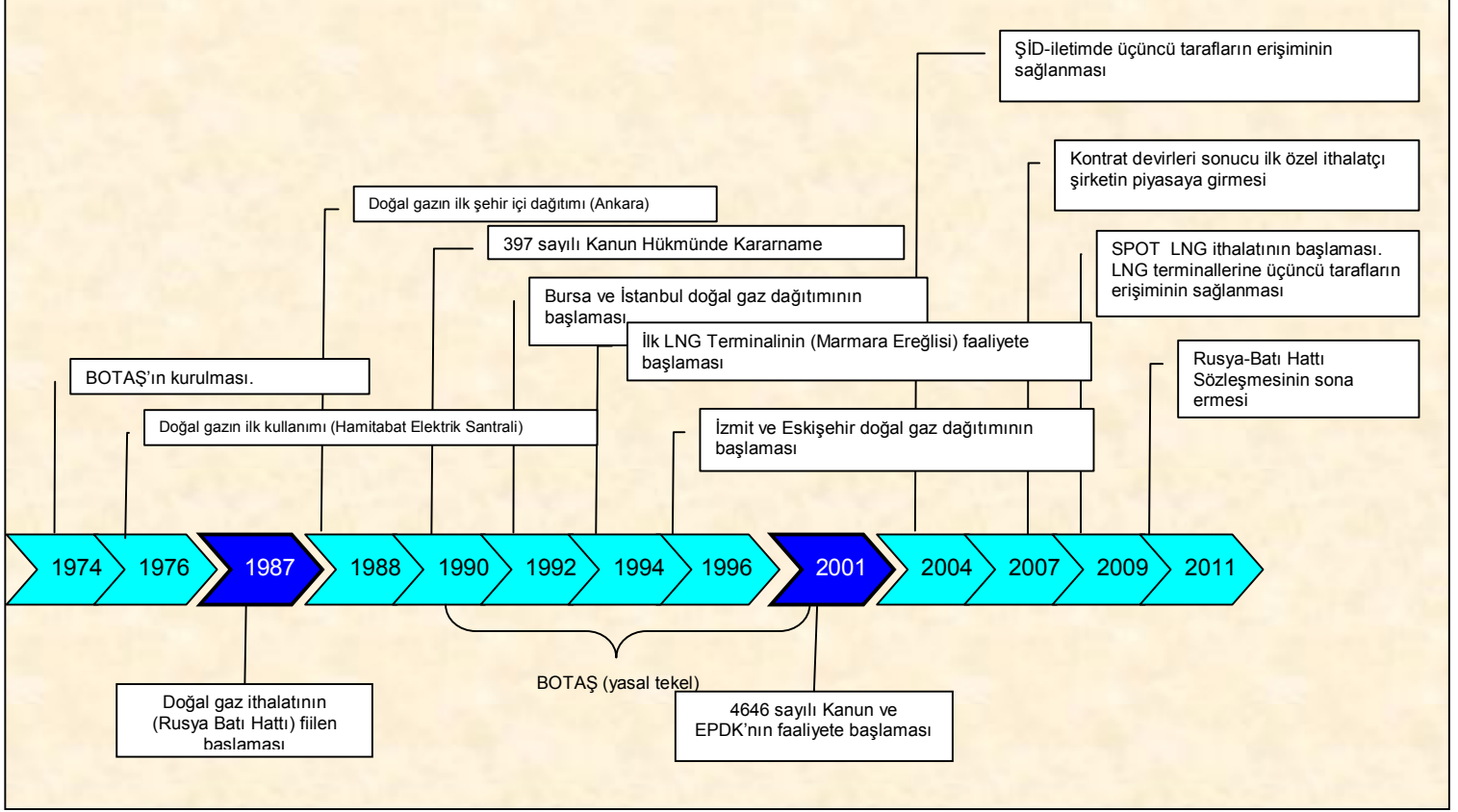
(69) 4646 sayılı Kanun, doğal gaz tüketicilerinin tedarikçilerini seçme serbestisine kavuşması yönünde de düzenlemeler getirmiş ve yıllık doğal gaz tüketimi bir milyon m³'ten fazla olan kullanıcıların serbest tüketici olacağını; söz konusu limitin, tüm tüketicilerin serbest tüketici olması ilkesi çerçevesinde zamanla aşağı çekilmesinde EPDK'nın yetkili olduğunu düzenlemiştir. Bu yetki çerçevesinde yıllar itibarıyla düşürülen serbest tüketici limiti 2012 yılı için 300.000 m³ olarak belirlenmiştir³⁶.

(70) Ülkemizde hâlihazırda kullanılan yeraltı depolama tesisleri; Temmuz 2007'de işletmeye açılan, TPAO'nun Silivri'deki Kuzey Marmara ve Değirmenköy yer altı doğal gaz depolama tesisleridir. LNG terminaleri bakımından ise 1994 yılında devreye alınan ve halen BOTAŞ'ın mülkiyet ve işletmesinde bulunan Marmara Ereğlisi ve 2001 yılında İzmir Aliağa'da kurulan ve 2006 yılında kullanılmaya başlanan Egegaz LNG Terminalleri faaliyetlerini sürdürmektedir.

(71) Türkiye doğal gaz piyasalarının tarihsel gelişimi Şekil 2'de topluca verilmiştir.

³⁶ EPDK, 28.12.2011 tarih ve 3600 Sayılı Kurul Kararı.

Şekil 2: Türkiye Doğal Gaz Piyasalarının Gelişiminde Öne Çıkan Hususlar



2012 – Mevcut Durum:

(72) Türkiye doğal gaz piyasalarının yukarıda özetlenen tarihsel gelişiminin ardından, içinde bulunduğumuz dönem itibarıyla doğal gaz piyasalarındaki faaliyetler ve bu faaliyet alanlarında yer alan piyasa oyuncuları şu şekilde özetlenebilir:

Arama faaliyeti: Bir üst piyasa olarak doğal gaz (ve petrol) aranmasını içermektedir. Global bir faaliyet olarak nitelenebilecek bu alanda Türkiye'deki başlıca teşebbüsler TPAO, Thrace Basin Natural Gas Corp., TWL sayılabilir.

Üretim faaliyeti: Kaynakların keşfinin ardından doğal gazın yeryüzüne çıkarılması ve ticarete hazır hale getirilmesini kapsamaktadır. Bu alanda uzun dönemli kontratlarla ülkemize doğal gaz temin eden sağlayıcı firmalar (Rusya OAO Gazprom, Azerbaycan Socar, İran NIGC vb.), yerli kaynaklardan üretim yapan toptan satış lisansı sahibi üretici firmalar (TPAO, Thrace Basin, TWL vb.) ve LNG sağlayan firmalar (Cezayir ENS, Nijerya NLNG vb.) yer almaktadır.

İletim faaliyeti: Doğal gazın, üretime mahsus toplama hatları ve dağıtım şebekeleri haricindeki şebeke ile naklini kapsamaktadır. İçinde bulunduğumuz dönem itibarıyla bu faaliyeti BOTAS tek başına gerçekleştirmektedir.

Toptan satış faaliyeti: Doğal gazın dağıtım şirketleri, serbest nihai tüketiciler ya da doğal gaz ticareti ile iştiğal eden diğer şirketlere satış faaliyetini kapsamaktadır.

Temel olarak uzun dönemli kontratlarla ülkeye boru hatları (BOTAŞ, Enerco, Shell, Avrasya, Bosphorus) ya da LNG şeklinde doğal gaz temin eden ithalatçı firmalar (BOTAŞ) yerli kaynaklardan üretim yapan toptan satış lisansı sahibi üretici firmalar (TPAO, Thrace Basin Natural Gas Corp., vb.) ve spot LNG ithalatı yapan firmaları (BOTAŞ, Ege Gaz A.Ş. vb.) kapsamaktadır. Bu firmalara doğal gaz ithalatçılarından temin ettiği doğal gazı diğer toptan satış şirketlerine ya da nihai tüketicilere satan firmalar (Gazport A.Ş., Enerjisa Doğal Gaz Toptan Satış A.Ş., vb.) da dahil edilmektedir.

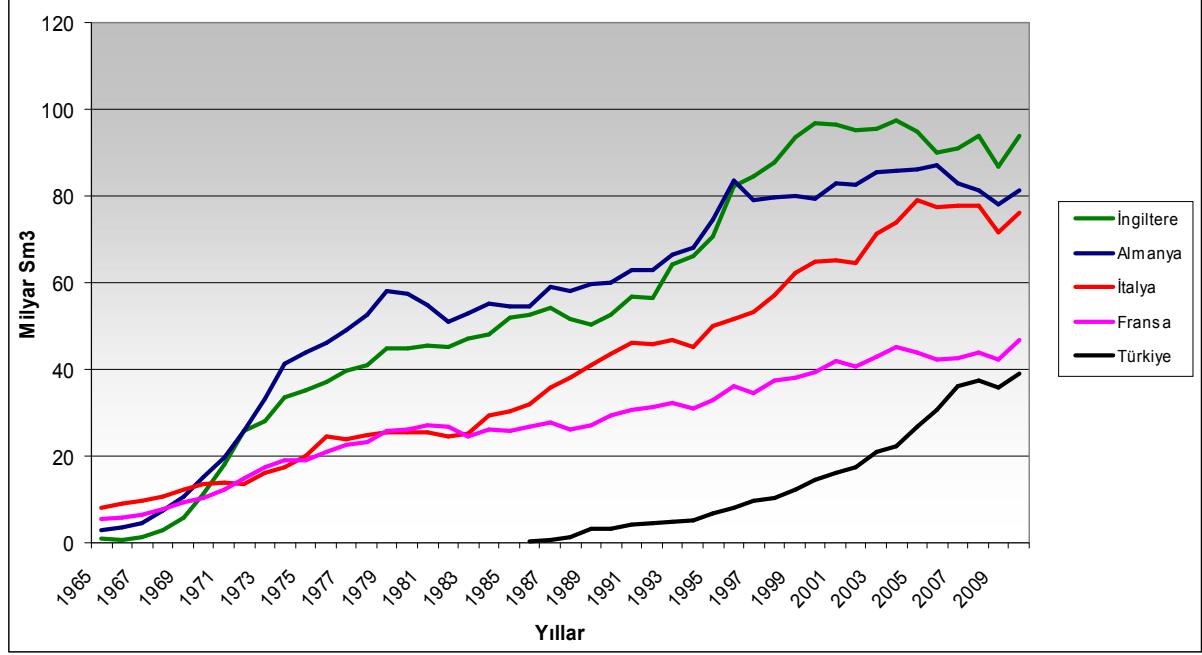
Depolama faaliyeti, talepte zamana bağlı değişimleri karşılamak ve doğal gaz temininde yaşanabilecek sıkıntılar nedeniyle ortaya çıkan gaz açığını gidermek amacıyla doğal gazın sıvı ya da gaz olarak depolanması faaliyetini içermektedir. Ülkemizde yer altı depolama faaliyetini yürüten tek teşebbüs TPAO'dur.

Dağıtım faaliyeti doğal gazın nihai tüketicilere teslim edilmek üzere şehir içi şebeke ile nakli ve perakende satışını nitelemektedir. Dağıtım şirketleri, dağıtım hatları vasıtasıyla yapacakları dağıtım faaliyetlerinin yanı sıra, sahip oldukları dağıtım lisansında belirtilen bölge içinde perakende satış da gerçekleştirmektedirler. Dağıtım şirketleri kendi bölgelerindeki serbest olmayan tüketicilere doğal gaz satış hizmeti vermekle yükümlüdürler. Kendi bölgelerinde yer alan serbest tüketici olmaya hak kazanan tüketicilere ise talep etmeleri durumunda doğal gaz tedarik etmektedirler. Doğal gaz dağıtım faaliyetini yürüten teşebbüsler olarak; 2001 öncesi dönemde faaliyete geçen Başkentgaz ve İGDAŞ gibi dağıtım şirketlerinin yanı sıra bu yıldan sonra EPDK tarafından gerçekleştirilen ihaleler sonucunda çeşitli şehirlerde doğal gaz dağıtımına hak kazanan şirketleri saymak mümkündür. Mevcut durumda lisanslı dağıtım şirketi sayısı 63, gaz arzı sağlanan dağıtım bölgesi sayısı 60'a ulaşmıştır.

4.1.2. Talep Yapısının Gelişimi

(73) Türkiye'de çok düşük miktarlarda olmak üzere 1976 yılında tüketilmeye başlanan doğal gazın kullanımında dönüm noktasını uzun dönemli kontratlar ile 1987 yılında 747 milyon m³ olarak gerçekleşen ve Rusya'dan yapılan doğal gaz alımı oluşturmaktadır. Başka bir ifadeyle talep yapısı bakımından Türkiye doğal gaz piyasasının doğuş aşamasının başlangıcı olarak 1987 yılını almak mümkündür. Nüfusun ve sanayinin gelişmesi ile talebin hızla artması sonucu doğal gaz tüketimi 2000 yılında 14,6 milyar m³'e ulaşmış, 2008 yılında ise tüketim 37,5 milyar m³ olarak gerçekleşmiştir. 2009 yılında yaşanan global ekonomik krizin etkileri ile yaşanan talep daralması sonucu 35,7 milyar m³'e düşen tüketim, 2010 yılındaki toparlanma ile birlikte yaklaşık 39 milyar m³'e ulaşmıştır. 2011 yılındaki tüketimin ise yaklaşık 44,15 milyar m³ olarak gerçekleştiği görülmektedir. Aşağıda bazı Avrupa ülkeleriyle birlikte Türkiye'nin talep yapısındaki gelişim görülmektedir.

Grafik 1: Türkiye ve Bazı AB Ülkelerinin Doğal Gaz Talebinin Tarihsel Gelişimi (1965-2010)



Kaynak: BP Statistical Review of World Energy Statistics, 2011

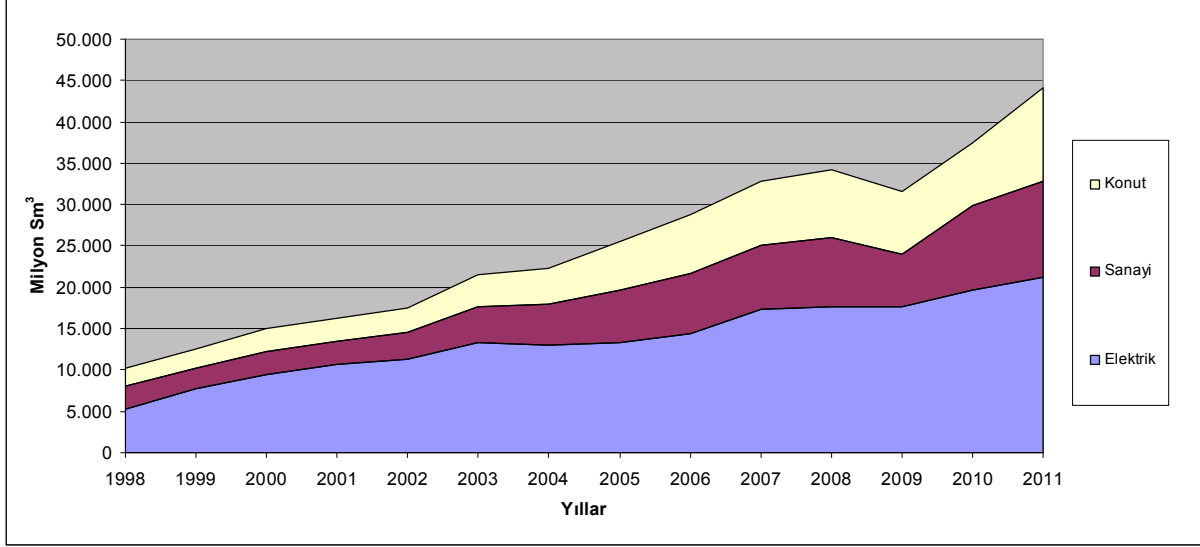
(74) Türkiye’de doğal gazın kullanımı, diğer ülkelere göre çok geç başlamıştır. Bu noktadan hareketle rekabetçi piyasa yapısı bakımından gelişme ve hatta olgunluk seviyesine ulaşmış ülkelere nazaran Türkiye piyasasının geride kalmasının, gelişim süreçleri bakımından yadırganmaması gereken bir durum olduğu ileri sürülebilmektedir.

(75) Yıl içinde doğal gaz talebi, ısınma maksadı ile kullanımı sonucu kış aylarında artmakta, ilkbahar ve sonbahar aylarında düşerken, yaz aylarında elektrik tüketiminin artmasına paralel olarak arttığı görülmektedir. 2011 yılı itibarıyla Türkiye’de günlük ortalama doğal gaz tüketimi yaklaşık 121 milyon m³ olarak gerçekleşmiştir. Bununla birlikte 13 Şubat 2012 günü yaşanan pik talep döneminde günlük tüketim yaklaşık 172 milyon m³e ulaşmıştır³⁷.

(76) Talebi oluşturan konut, sanayi ve elektrik üretim tesisleri anlamında alt ayrımlarda doğal gazın tüketiminde elektrik üretim tesislerinin ağırlığı büyüktür. 2011 yılı itibarıyla tüketilen doğal gazın %48’i elektrik, %26’sı sanayi, kalan %26’sı ise konutlar tarafından tüketilmiştir. Grafik 2’de tüketici gruplarına göre yıllar itibarıyla kullanım bilgileri yer almaktadır.

³⁷ Bkz: Bölüm 5.4.1. Kutu: 7.

Grafik 2: Doğal Gazın Tüketici Gruplarına Göre Kullanımı

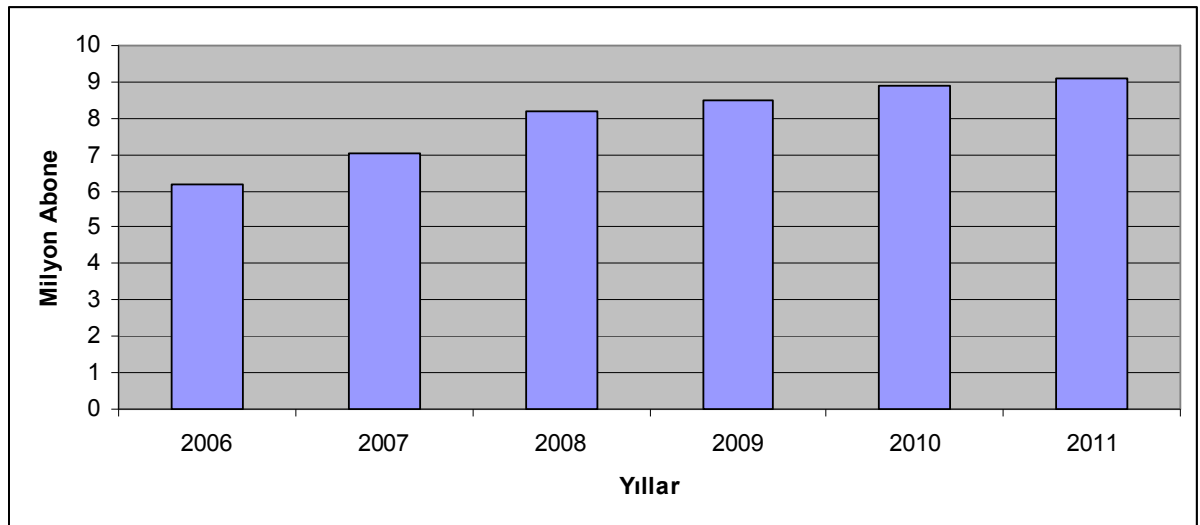


Kaynak: BOTAŞ 2010 Yıllık Raporu, EPDK

(77) Doğal gaz ticaretinde kesintili ve kesintisiz müşteri gruplarının ayrışmaya başladığı görülmektedir. Serbest tüketiciler ve otoprodüktörler doğal gazı kesintili müşteri ya da kesintisiz müşteri olarak kullanabilmektedir. Bununla birlikte iki müşteri grubuna sunulan doğal gazın fiyatlamasında anlamlı bir fark bulunmamakta ve kesintili-kesintisiz müşteri uygulamasının yeterince etkin işletilmediği görülmektedir.

(78) Bir önceki bölümde de belirtildiği üzere, dağıtım faaliyetleri ve dolayısıyla hanehalkı tüketimi bakımından mevcut durum itibarıyla 71 ilde tüketicilere doğal gaz ulaştırılmış durumdadır. Doğal gaz dağıtım şirketlerinin abone sayılarının yıllar itibarıyla gelişimine Grafik 3'te yer verilmektedir.

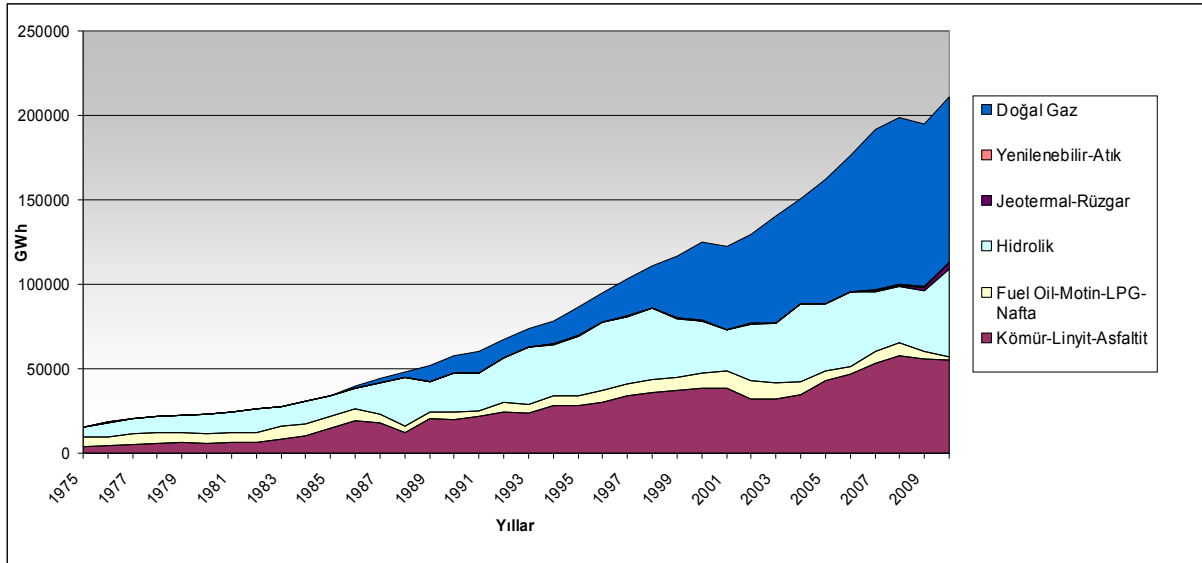
Grafik 3: Doğal Gaz Dağıtım Şirketlerinin Abone Sayılarının Gelişimi



Kaynak: EPDK, 2011 Sektör Raporu

(79) Doğal gaz talebi bakımından asıl ivmenin ise Grafik 4'te görülebileceği üzere elektrik santrallerine yapılan yatırımlardaki gelişmelerden kaynaklandığı görülmektedir. Elektrik üretiminde 1984 yılında kullanılmaya başlanan doğal gazın, birincil enerji kaynağı olarak tüketimi, diğer enerji kaynaklarına göre yıllar içinde daha hızlı artmıştır.

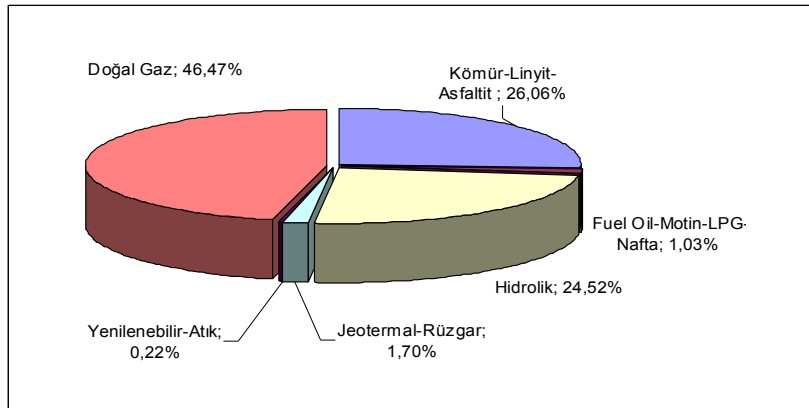
Grafik 4: Elektrik üretiminin birincil enerji kaynaklarına göre dağılımı (GWh)



Kaynak: TEİAŞ

Grafik 5'de görüldüğü üzere, 2010 yılında üretilen elektriğin %46,47'si doğal gaz kaynaklı olarak üretilmiştir.

Grafik 5: 2010 Yılı Elektrik Üretiminin Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı



Kaynak: TEİAŞ

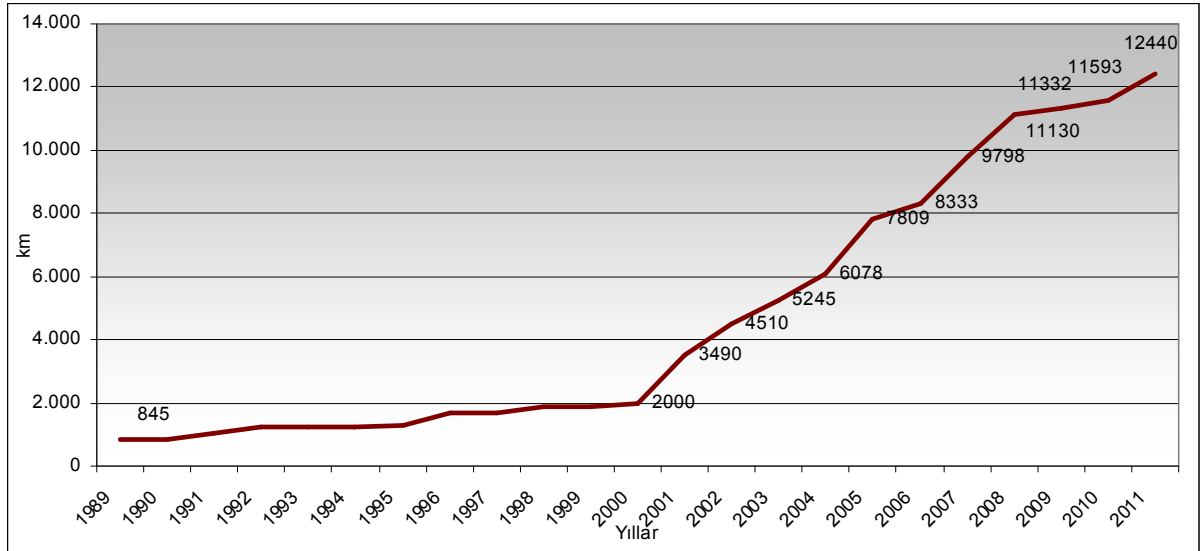
4.1.3. Altyapının Gelişimi

(80) Doğal gaz piyasasının altyapısı iletim hatları, LNG terminalleri, depolama tesisleri ve dağıtım şebekelerinden oluşmaktadır.

*İletim*³⁸

(81) 1990'lı yılların başında 845 km uzunluğa sahip iletim hattı 2001 yılında 2.000 km'ye; bu yıldan sonra yatırımların yoğunlaşması ile birlikte 2011 yılında yaklaşık 12.440 km uzunluğuna ulaşmıştır. Yıllar itibarıyla doğal gaz iletim ve dağıtım hatlarına ilişkin kapasiteler aşağıdaki Grafik 6'da yer almaktadır.

Grafik 6: Yıllara Göre Doğal Gaz İletim Hattı Yatırımları (Uzunluk, km)



Kaynak: BOTAŞ, EPDK

(82) Mevcut durumda ana iletim şebekesine 4 adet yurtdışı iletim şebekesi, 2 LNG terminali, 1 yer altı depolama tesisi ve 2 üretim sahasından gaz sevkiyatı yapılmaktadır. 2012 yılı itibarıyla 283 adet Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonu'ndan çıkış yapılmaktadır. İletim şebekesinde doğal gazın iletimi için elzem olan 8 adet kompresör istasyonu bulunmaktadır.

³⁸ İletim faaliyeti, boru hatlarının yanı sıra, EPDK'dan izin almak kaydıyla LNG taşıma vasıtalarıyla da (dökme LNG) gerçekleştirilebilmektedir. Bu çerçevede, 2012 yılı itibarıyla, LNG taşıma faaliyeti gerçekleştirmek üzere 22 adet şirket EPDK'dan lisans almış bulunmaktadır. Bununla birlikte, dökme LNG faaliyetlerinin doğal gaz piyasası gelişimi ile farklı pazarlar olarak değerlendirilebileceği noktasından hareketle, bu çalışma kapsamında dökme LNG konusu ele alınmayacaktır.

LNG Terminalleri

- (83) Uzun dönemli anlaşmalar ve spot alımlar çerçevesinde deniz yolu ile ithalatı gerçekleştirilen LNG'nin ülkeye aktarımı için gerekli olan iki gazlaştırma terminalinden biri BOTAŞ'ın mülkiyetinde Marmara Ereğlisi'nde, diğeri ise Egegaz'ın mülkiyetinde İzmir Aliağa'da bulunmaktadır. Toplam 255.000 m³ LNG depolama kapasitesine sahip Marmara Ereğlisi LNG Terminali'nin yıllık gazlaştırma kapasitesi 6,2 milyar m³ olup, saatlik doğal gaz sevkiyat kapasitesi 685.000 Sm³tür. Toplam 280.000 m³ LNG depolama kapasitesine sahip Egegaz LNG Terminali'nin ise yıllık gazlaştırma ve sevk kapasitesi 6 milyar m³ olup, saatlik doğal gaz sevkiyat kapasitesi 685.000 m³tür.
- (84) LNG Terminallerinin kullanım usul ve esaslarının belirlenmesine ilişkin "Sıvılaştırılmış Doğal Gaz Depolama Tesisi Temel Kullanım Usul ve Esaslarının Belirlenmesine Dair Yönetmelik" 2009 yılında yayımlanmıştır. "BOTAŞ Marmara Ereğlisi LNG Terminali ile Egegaz Aliağa LNG Terminallerinin Üçüncü Taraflara Erişimine İlişkin Kullanım Usul Ve Esasları" ise 2010 yılında EPDK tarafından onaylanmıştır.

Depolama

- (85) Türkiye'de TPAO ile BOTAŞ arasında 1999 yılında imzalanan anlaşma kapsamında eski doğal gaz üretim yataklarının depo olarak kullanılabilmesi mümkün kılınmıştır. Kuzey Marmara Değirmenköy'de (Silivri) oluşturulan ve 2007 yılında işletilmeye alınan tesislerin toplam depolama kapasitesi 2,661 milyar m³, maksimum enjeksiyon kapasitesi 16 milyon m³/gün ve maksimum geri üretim kapasitesi 20 milyon m³/gün'dür. BOTAŞ'a tahsis edilen 2,1 milyar m³'lük kapasiteden artı kalan 561 milyon m³'lük kapasite, 2012 yılından itibaren doğal gaz ithalat ve/veya toptan satış lisansına sahip firmalara kullanırılması planlanmaktadır³⁹.
- (86) Yeraltı depolama tesislerinin kullanım usul ve esaslarının belirlenmesine ilişkin "Doğal Gaz Yer altı Depolama Tesisi Temel Kullanım ve Esaslarına Dair Yönetmelik" 2011 yılında yürürlüğe girmiştir. "Silivri Yeraltı Doğal Gaz Depolama Tesisleri Temel Kullanım Usul ve Esasları" EPDK tarafından onaylanmış ve 06.04.2012 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanmıştır.

³⁹ http://www.tpa.gov.tr/tp2/sub_tr/sub_icerik.aspx?id=34

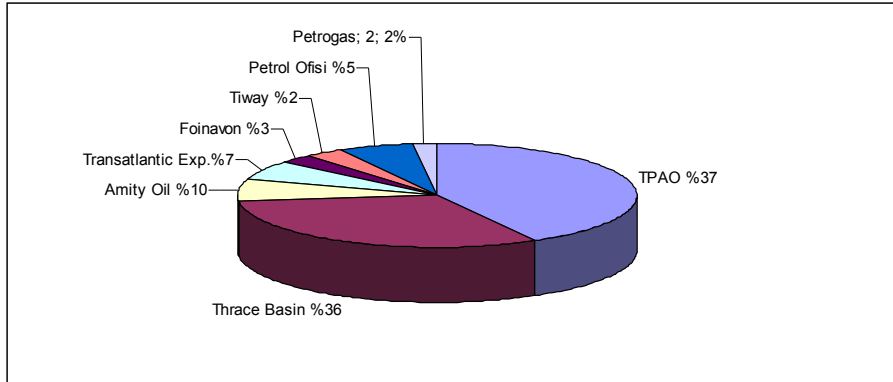
Dağıtım Altyapısı

(87) 4646 sayılı Kanun'un yürürlüğe girdiği 2001 yılına kadar 6 ilde doğal gaz kullanılıyorken, EPDK tarafından açılan şehir içi doğal gaz dağıtım ihaleleri ile lisanslı dağıtım şirketi sayısı 63'e, gaz arzı sağlanan dağıtım bölgesi sayısı 60'a ulaşmıştır. Bugün itibarıyla toplam 71 ilde konutlarda ve sanayide doğal gazın kullanımı sağlanmıştır.

4.1.4 Toptan Satış Piyasasının Gelişimi

(88) Türkiye doğal gaz talebinin büyük bölümünün ithalatla karşılandığı, ülke içi üretimin ise oldukça düşük bir paya sahip olduğu görülmektedir. 2011 yılı itibarıyla Türkiye'nin doğal gaz ihtiyacının yaklaşık %2'si yerli üretim ile karşılanmaktadır. Üretimde ön plana çıkan teşebbüsler TPAO ve Thrace Basın'dır (Grafik 7).

Grafik 7: Türkiye Doğal Gaz Üretimine Üretici Kuruluşlara Göre Dağılımı (2011)

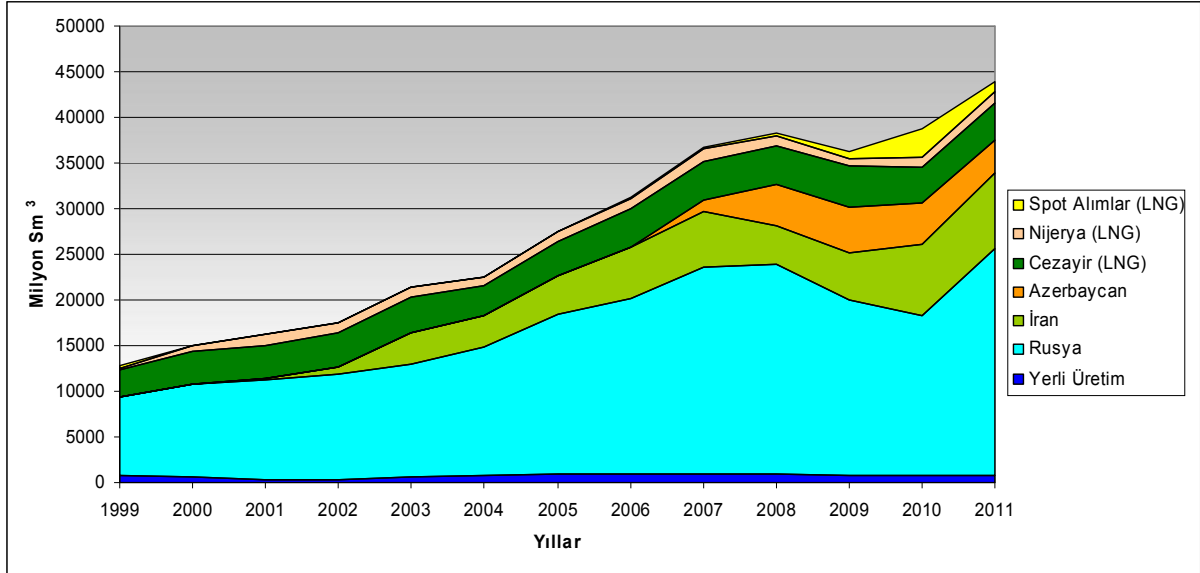


Kaynak: EPDK Doğal Gaz Piyasası 2011 Yılı Sektör Raporu

(89) Türkiye doğal gaz talebinin yaklaşık %98'i ithalat ile karşılanmaktadır. İthalatın çok büyük kısmı ise uzun dönemli anlaşmalar kapsamında gerçekleştirilmektedir. İthalat ağırlıklı olarak boru hatları ile Rusya, İran ve Azerbaycan'dan yapılmaktadır. Buna ek olarak BOTAŞ'ın yaptığı uzun dönemli alım anlaşmaları çerçevesinde Cezayir ve Nijerya'dan LNG ithalatı gerçekleştirilmektedir. 2008-2009 yılından itibaren ise çeşitli ülkelerden spot LNG ithalatı başlamıştır.

(90) Yıllara göre Türkiye, doğal gaz ithalatı ve yerel üretim miktarlarını gösteren Grafi 8 ve 9 incelendiğinde kaynak ülkeler bakımından Rusya'nın ağırlığını koruduğu, İran ve Azerbaycan'ın ise Rusya'nın ardından diğer büyük sağlayıcılar olduğu görülmektedir:

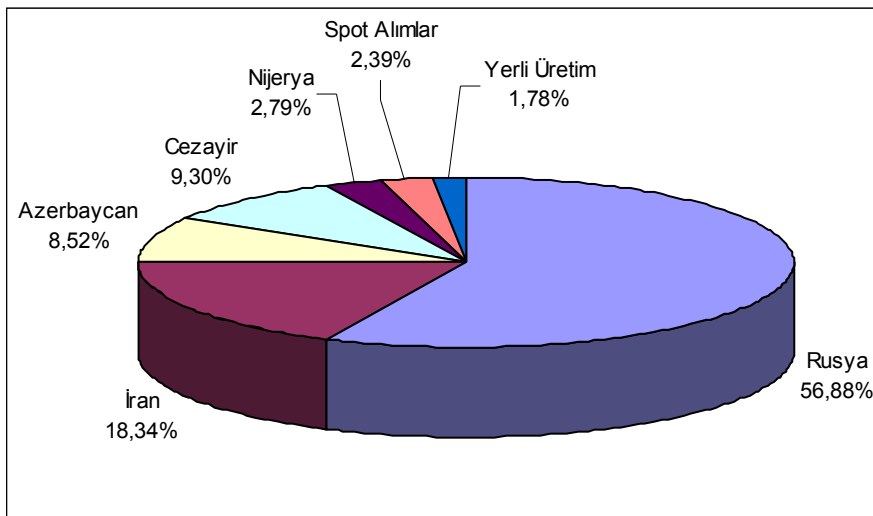
Grafik 8: Türkiye doğal gaz üretimi ve ülkeler bazında doğal gaz ithalatı



Kaynak: EPDK, Teşebbüsler

(91) 2011 yılı itibarıyla toplam tüketimin %2,39'unu spot alımlar ; %1,78'ini ise yerli üretim karşılamıştır. Spot LNG alımlarının yaklaşık %84'ü EGEGAZ, %16'sı BOTAŞ tarafından yapılmıştır.

Grafik 9: Türkiye doğal gaz talebini karşılayan kaynaklar (2011)



Kaynak: EPDK, Teşebbüsler.

- (92) Görüldüğü üzere Türkiye, doğal gaz tedariki bakımından dışa bağımlı ithalatçı bir ülke konumundadır.
- (93) Ülke içi piyasa bakımından ise toptan satış aşamasında BOTAŞ'ın ön plana çıktığı görülmektedir. Toptan satış alanında 37 adet lisans sahibi teşebbüs bulunmakla birlikte, BOTAŞ ve diğer uzun dönemli kontratlara sahip teşebbüslerin söz sahibi olduğu görülmektedir⁴⁰. Toptan satış pazarının gelişiminin en önemli göstergelerinden biri, piyasada yeniden satışa konu olan ticaret hacmine ilişkin bir gösterge olan hareket oranı oluşturmaktadır. Gelinek noktada Türkiye toptan satış piyasasında hareket oranının yaklaşık 1,08 olduğu görülmektedir. Başka bir ifadeyle, lisans sahibi çok sayıda teşebbüs olmakla birlikte, henüz gelişmiş likit bir toptan satış piyasası oluştuğu söylenemez.
- (94) Uzun dönemli kontrat sahipleri genellikle doğrudan nihai tüketicilere satış yapmayı tercih etmektedir. Bu noktada, dağıtım şirketlerine, elektrik üreticilerine ve büyük sanayi tüketicilerine yapılan satışlar bakımından pazar payları ile yoğunlaşma seviyesine ilişkin HHI⁴¹ ve CR₄⁴² oranları Tablo 3'te yer almaktadır.

⁴⁰ Her ne kadar niceliksel olarak yüksek katılımcı sayısı ortaya çıksa da, bu toptan satış şirketlerinin piyasa faaliyetleri bakımından henüz etkin bir faaliyetinin bulunmadığı, dolayısıyla mevcut durum bakımından niteliksel bakımdan katılımcı sayısının yüksek olduğunu söylemek zordur.

⁴¹ HHI (Herfindahl-Hirschman Endeksi), bir piyasadaki teşebbüslerin büyüklüğüne göre piyasadaki yoğunlaşma düzeyinden yola çıkarak rekabetçi seviyeyi ölçmek için geliştirilmiş bir göstergedir. Piyasadaki tüm teşebbüslerin pazar paylarının karelerinin toplanması yoluyla hesaplanır. Avrupa Komisyonu uygulamalarında piyasanın HHI değeri 1000'den düşük ise herhangi bir yoğunlaşma sorunun olmadığı, 1000-2000 arasında ise orta düzeyde yoğunlaşmanın olduğu, 2000 üzeri ise yüksek bir yoğunlaşmanın olduğu kabul edilmektedir. (Avrupa Komisyonu Yatay Birleşme Devralmalar Rehberi, "Guidelines on the Assessment of Horizontal Mergers under the Council Regulation on the Control of Concentrations Between Undertakings", OJ 2004 C 31/5.)

⁴² Yoğunlaşma oranı (CR₄), bir piyasadaki rekabetçi seviyeyi analiz etmek üzere en yüksek pazar payına sahip 4 teşebbüsün pazar paylarının toplamına dayanarak analiz eden bir göstergedir.

Tablo 3: Türkiye Doğal Gazın Arzı Pazarı Pazar Payları-Alt Ayrımlar* (%)

	Doğal Gaz Dağıtım Şirketlerine Yapılan Satışlar			Elektrik Üreticilerine Yapılan Satışlar			Büyük Sanayi Tüketicilerine Yapılan Satışlar		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011	2009	2010	2011
BOTAŞ									
GAZPORT									
BOSPHORUS									
ENERJİSA									
THRACE BASIN									
AVRASYA									
SHELL									
ENERCO									
EGEGAZ									
Amity Oil									
Diğer									
TOPLAM	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
HHI	9266,743	5471,771	6481,076	9461,532	8838,73	8943,235	3658,901	2677,956	3559,552
Cr4	97,13	86,44	91,17	99,14	98,58	99,56	61,69	64,52	73,2

Kaynak: EPDK ve taraflardan alınan veriler dikkate alınarak raportörlerce yapılan hesaplamalar.

*Teşebbüsler 2011 yılı elektrik üreticilerine yapılan satışlar bakımından sıralanmıştır. (Ticari sırlardan arındırılmıştır.)

(95) Tablo 3'te yer alan CR₄ ve HHI oranlarından da anlaşılacağı üzere, büyük ölçekli serbest tüketicilere yapılan kapsamında daha rekabetçi bir yapıya geçişin sağlandığı görülmektedir. Doğal gazın en büyük tüketicisi konumunda bulunan ve daha güçlü bir rekabetin oluşmasına katkıda bulunabilecek elektrik santralleri bakımından henüz aranılan koşulların ortaya çıkmadığı görülmektedir. Bu noktada BOTAŞ tarafından Yİ-YİD (Yap-İşlet ve Yap-İşlet-Devret) sözleşmeleri kapsamındaki elektrik santrallerine münhasıran doğal gaz tedariki sonucu pazarın bir bölümünün rekabete kapalı olması dikkat çekmektedir.

4.1.5. Dört Aşamalı Model Çerçevesinde Öne Çıkan Hususlar

(96) Yukarıda Türkiye doğal gaz piyasalarının tarihsel gelişimiyle birlikte talep, altyapı ve toptan satış faaliyetleri bakımından da mevcut durum değerlendirmesi yapılmıştır. Bütün bu tespit ve değerlendirmeleri Tablo 4'te özetlenmiştir. Tabloda kırmızı renkli yazılanlar Türkiye doğal gaz piyasasının mevcut durumunu yansıtırken, siyah renkli bölüm ise rekabetçi piyasa yapısına geçiş sürecindeki hedef ve aşamaları göstermektedir.

Tablo 4: Türkiye Doğal Gaz Piyasası ve Dört Aşamalı Evrim Modeli

	Doğuş (0-15 yıl)	Büyüme (15-20 yıl)	Gelişme (20-40 yıl)	Olgunluk (40+ yıl)
Talep	<ul style="list-style-type: none"> • İvmeli talep artışı devam etmektedir. • Farklı profillerdeki müşteriler sebebiyle esneklik talebi artmaktadır. • Piyasa koşulları ile ilgili veriler sağlanmaya başlamıştır. 	<ul style="list-style-type: none"> • Talepteki büyüme yavaşlamaya başlamıştır. • Kesintili müşteriler sistemde yer almaya başlamıştır. (Ancak halen etkin uygulama söz konusu değildir.) • Fiyat pazarda oluşmaktadır. 	<ul style="list-style-type: none"> • Talep doygunluğa ulaşmıştır. • Fiyatlar tamamen piyasada oluşmaktadır. • Tarife formülleri şeffaftır. • Tüm tüketiciler tedarikçisini seçebilmektedir. • Şeffaf piyasa verileri mevcuttur. 	
Altyapı	<ul style="list-style-type: none"> • Proje sayısı hızla artmaktadır • Altyapıda yayılma hızlanmıştır ve tamamlanmak üzeredir (iletim, dağıtım, coğrafi genişleme ve alıcılara ulaşım) • İletim şirketinin tekel konumu devam etmektedir. • İletim faaliyetlerine üçüncü tarafların erişimi sağlanmaya başlamıştır.. 	<ul style="list-style-type: none"> • İkincil kapasite ve taşıma piyasası oldukça hareketlidir. • Gelişmiş üçüncü tarafların erişimi rejimi başlamıştır. • İletim şirketinin odağı dengeleme ve gaz akışının optimizasyonudur. • Taşıma pazarlarının sağlıklı işlemesi açısından altyapı gelişimi önemlidir. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tam gelişmiş altyapı söz konusudur. • Gelişmiş depolama olanakları mevcuttur. • Ticaret merkez(ler)i oluşmaktadır. • Üçüncü tarafların erişimi rejimi ile birincil ve ikincil taşıma pazarları gelişmiştir. • Gelişmiş bir Şebeke Kodu uygulanmaktadır. • Şebeke kullanıcıları maliyetlere katılmak zorunda kalmamak için sistem dengesini bozmaktan kaçınmaktadır. 	
Toptan Satış	<ul style="list-style-type: none"> • Hareket oranı 1,2'den düşüktür. • Katılımcı sayısı hızla artmaktadır. • Katılımcılar arasındaki rekabet artmaktadır. • Uzun vadeli sözleşmeler devam etmektedir (Yİ-YİD) • Petrole endeksli fiyatlama söz konusudur. • Toptan satış piyasası çok sınırlı olmakla beraber ortaya çıkmaktadır. • Hareket oranı 1,2 ile 3,0 arasındadır. 	<ul style="list-style-type: none"> • Büyük tüketiciler için tedarikçi seçme serbestisi sağlanmıştır. • Serbest tüketici limiti düşmektedir. • Münhasır pazar bölgeleri sınırlamaları ortadan kalkmaktadır. • Çok sayıda katılımcı mevcuttur (en az 20). • Hareket oranı 5,0'a yükselmiş durumdadır. • Finansal oyuncuların gaz piyasalarına ilgisi hızla artmaktadır. • Fiyat formülü rakip yakıtlara bağlıdır. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tedarik zinciri dikey olarak tamamen (hukuki/finansal) ayrılmıştır. • Katılımcı sayısı oldukça yüksektir. • Marjlar düşmektedir. • Hareket oranı 5,0'dan yüksektir. • Fiyatlar tamamen serbestleşmiştir. • Gazın gazla rekabeti başlamıştır. • Tüketicilerin mobilitesi yüksektir. • Perakendede rekabet oluşmuş ve yeni piyasalar (ölçme, montaj, bakım-arıza) gelişmiştir. • Son kaynak tedarik rejimi oturmuştur (kısa süreli ve ihalelerle belirlenmektedir). • Kısa vadeli sözleşmeler ve spot piyasalar oturmuştur. • Gelişmiş finansal ve türev piyasalar (alivre, swap, futures, options) ortaya çıkmıştır. • Gerçek anlamda likidite söz konusudur. 	

4.2. Beş Güç Analizi Çerçevesinde Türkiye Doğal Gaz Piyasası

(97) Diğer ülke tecrübelerine dayanarak doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecindeki aşamaları ortaya koyan dört aşamalı model ile serbestleşme sürecinin bütünü içerisinde Türkiye'nin mevcut konumu ve hedefler ortaya konmuştur. Bununla birlikte; rekabet politikası geliştirmek bakımından, içinde bulunulan zaman diliminde diğer ülke deneyimleri ile birlikte Türkiye doğal gaz piyasasının kendine özgü özelliklerinin de dikkate alınması gerektiği ortadadır.

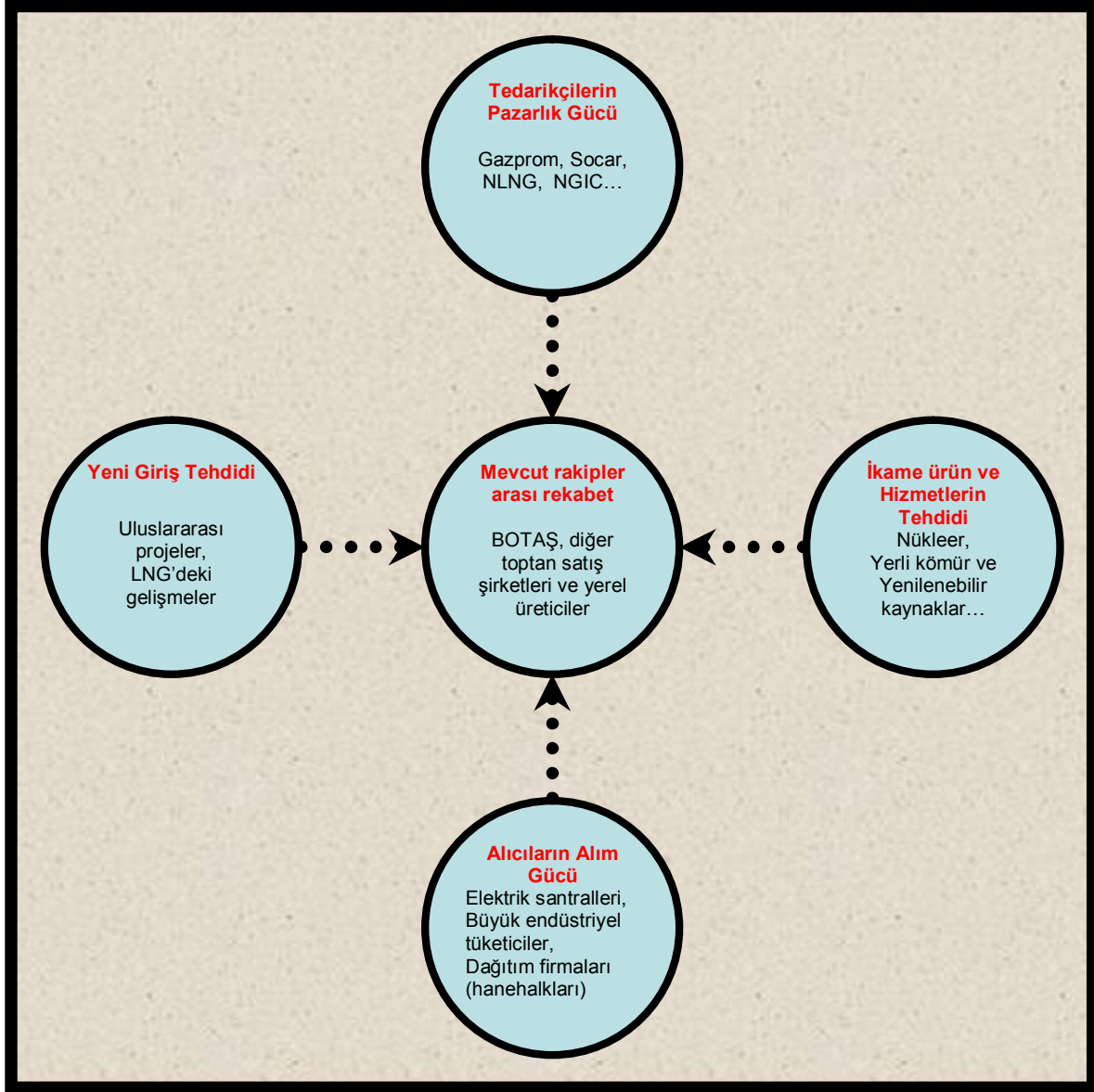
(98) Bu bölümde, hedeflenen rekabetçi yapı bakımından odak noktasına doğal gaz toptan satış pazarında rekabetçi yapının oluşturulması konularak, mevcut teşebbüsler (rakipler) arası rekabet, alıcıların pazarlık gücü, tedarikçilerin pazarlık gücü, yeni girişlerin tehdidi ve ikame ürün ve hizmetlerin tehdidinin değerlendirileceği “beş güç analizi” çerçevesinde Türkiye doğal gaz piyasaları analiz edilecektir. Analize geçmeden önce söz konusu beş güç ve bunlara ilişkin Türkiye doğal gaz piyasalarında yer alan aktörler ve önde gelen hususlara ilişkin şemaya Şekil 3'te yer verilmektedir.

(99) 2008-2011 zaman aralığı dikkate alınarak yapılacak bu analizde doğal gaz toptan satış piyasasının daha rekabetçi hale gelmesini sağlamaya yönelik stratejiyi şekillendirmek bakımından,

- Mevcut rakipler arası rekabetin artması,
- Alım gücünün artması,
- Tedarikçi gücü riskinin azalması,
- Yeni girişimci tehditlerinin artması,
- İkame ürün ve hizmetlerin tehdidinin artması

bakımından ön plana çıkan ve devletin müdahale alanı içinde yer alan hususlar aşağıda değerlendirilecektir.

Şekil 3: Beş Güç Analizi Çerçevesinde Türkiye Doğal Gaz Piyasası



Mevcut Rakipler Arası Rekabet:

(100) Bir piyasadaki rekabetin seviyesi bakımından rakipler arası rekabetin yoğunluğu büyük önem taşımaktadır. Bu noktada belirtmek gerekir ki, giriş ve çıkış engellerinin bulunmadığı bir ortamda tek bir teşebbüsün faaliyet gösterdiği piyasa dahi potansiyel giriş tehditlerinden ötürü rekabetçi bir yapı olarak kabul edilebilir. Bununla birlikte gerek yüksek ölçekli yatırımların gerekmesi gerekse ithalata ilişkin kısıtlamalar gibi mevzuattan kaynaklanan giriş engelleri dikkate alındığında; doğal gaz toptan satış piyasası bakımından fiili olarak mevcut rakip teşebbüslerin varlığı önem kazanmaktadır. Türkiye doğal gaz toptan satış pazarında ön plana çıkan teşebbüs şüphesiz 2011 yılı itibarıyla uzun dönemli kontratlar ile ve spot olarak ithal edilen

doğal gazda yaklaşık %88 ve toptan satış piyasasında yaklaşık %82 pazar payına sahip olan BOTAŞ'tır. 4646 sayılı Kanun'da öngörülen kontrat devri yöntemiyle piyasada dört yeni toptan satış şirketi daha yer almaya başlamıştır. Bu noktada **yatay yoğunlaşma** seviyesinin azaltılması çerçevesinde gerek BOTAŞ'ın payının çeşitli yöntemlerle azaltılması gerekse ithalatın serbestleşmesi ve LNG faaliyetlerine yönelik gelişmelerin değerlendirilmesi rekabetçi yapıya geçiş sürecinde büyük önem kazanmaktadır.

Tedarikçinin Pazarlık Gücü:

(101) Türkiye doğal gaz piyasası bakımından tedarikçi konumunda (yerli üretim bir tarafa bırakılırsa) Rusya, Azerbaycan, İran, Cezayir ve Nijerya devlet şirketleri önde gelmektedir. 2011 yılı itibarıyla Türkiye tüketiminin %56,45'i Rus Devlet şirketi Gazprom, %18,86'sı İran devlet şirketi NIGC, %8,34'ü de Azerbaycan devlet şirketi SOCAR tarafından karşılanmaktadır. Global ölçekte oyuncu konumunda olan bu teşebbüslerin faaliyetlerinin Türkiye doğal gaz piyasasında faaliyet gösteren teşebbüslere göre (BOTAŞ dahil) çok büyük ölçekli olduğu ortadadır. Gazprom'un toplam satışları içinde Türkiye'nin yaptığı alımların payı yaklaşık %8'dir. Özellikle uzun süreli ve *al ya da öde* yükümlülüğü içeren kontratların söz konusu olduğu bu alanda tedarikçi değiştirmek oldukça zordur. Ayrıca özellikle boru hattı projeleri zaman alan ve büyük ölçekte yatırımlar gerektiren, karşılıklı bağımlılık doğuran özellikteki projelerdir.

(102) Buna ek olarak basında çıkan haberler kapsamında Gazprom ve SOCAR'ın dağıtım bölgelerine gösterdiği ilgi ve dolayısıyla Türkiye pazarına yönelik ileri bütünleşme stratejileri (*forward integration*) olduğu görülmektedir. Söz konusu teşebbüslerin dikey bütünleşmeyi gerçekleştirmeleri, arz güvenliğinin sağlanması ve sektöre güçlü oyuncuların girerek üst düzey bir rekabetin yakalanması bakımından olumlu etkilere sahip olabileceği gibi, tedarikçilerin pazarlık gücünün giderek artması ve iç piyasada da ekonomik parametreleri belirleme gücünü ele geçirmeleri gibi rekabetçi yapıya olumsuz etkilerde bulunması da söz konusu olabilecektir. Bu noktada; söz konusu tedarikçilerin alt pazarlara yönelik **dikey bütünleşmesine** müsaade edilip edilmeyeceği, müsaade edilecekse bunun zamanlamasının ne olması gerektiği, ayrıca söz konusu güçlü tedarikçilerin karşısında belli bir alım gücüne sahip olan

BOTAŞ'ın kontrat ya da miktar devri yöntemleriyle küçültülmesinin satıcı gücü / alıcı gücü dengesi yönünden etkilerinin ne olacağı konuları önem kazanmaktadır.

Alıcının Alım Gücü:

(103) Bütün piyasalar bakımından fiyatların düşmesi için baskı yapan, daha yüksek kalite ve hizmet talep eden ve bir anlamda rekabetin kızışmasını sağlayan temel kuvvet güçlü müşteriler/alıcılardır. Yukarıda tedarikçi gücüne ilişkin değerlendirmelerde toptan satış piyasası bakımından tedarikçi gaz firmaları karşısında BOTAŞ'ın ve Türkiye'nin alıcı gücü üzerine değerlendirme yapılmıştır. Bununla birlikte Türkiye doğal gaz piyasasının toptan satış aşaması bakımından alıcı gücü olarak asıl üzerinde durulması gereken müşteri gruplarının;

- Doğal gaz kaynaklı elektrik santralleri,
- Büyük endüstriyel tüketiciler ve
- Dağıtım firmaları (sahip oldukları hanehalklarından oluşan tüketim portföyü ile birlikte)

şeklinde sınıflandırılması mümkündür. Bu sınıflandırmada dağıtım şirketlerinin yapısı ve serbestleşme sürecindeki yükümlülükleri ve imtiyazlar, özellikle hanehalkına yapılacak satışlarda rekabetin tesisi bakımından olduğu kadar sosyal politikalar kapsamında ele alınabilecek bir konudur. Bu nedenle perakendede rekabetin sağlanması bakımından hanehalkına yapılan satışlar (dolayısıyla dağıtım şirketlerine yapılan satışlar) ayrıca değerlendirmeye tabi tutulmalıdır. Gerçek anlamda rekabetin tesis edilmediği dönemlerde bu alanın serbestleşmesinin getireceği riskler de dikkate alındığında, özellikle son tedarik yükümlülüğü ve fiyat regülasyonu gibi konular önem kazanmaktadır. Büyük endüstriyel tüketiciler ve özellikle elektrik santralleri ise doğal gaz tedariki konusundaki duyarlılıkları ve alım güçleri sayesinde serbestleşme sürecinde rekabetin oluşumunda kilit role sahip müşteri gruplarıdır. Homojen bir ürün olan doğal gaz bakımından sağlayıcılarını değiştirme imkanları arttıkça, büyük ölçekte alımlar yapan elektrik santrallerinin alıcı gücünü kullanarak doğalgaz piyasasında oluşan fiyat seviyesi üzerinde baskı yapması mümkün olabilecektir. Elektrik santrallerinin doğal gaz piyasasında oluşan fiyatlar üzerinde baskı kurma gereksinimi, doğal gaz piyasasında rekabetçi yapının oluşması kadar elektrik piyasasında rekabetçi yapının oluşmasına da bağlıdır. Bu nedenle, **doğal gaz ve elektrik piyasalarının etkileşimi** konusu, doğal gaz piyasalarına ilişkin rekabet politikalarının değerlendirilmesinde en hassas noktalardan biri haline gelmektedir.

Yeni Giriş Tehditleri:

(104) Türkiye doğal gaz piyasasının gelişimine bakıldığında, ithalat tekeline sahip olan BOTAŞ'ın 4646 sayılı Kanunun ardından bir kısım kontratını 2006 yılından itibaren devretmesiyle dört yeni firma piyasadaki yerini almıştır. Bununla birlikte, mevcut kontratların devri yoluyla piyasadaki aktör sayısının artmasını sağlayan (*ancak sağlayıcı tarafında ve piyasaya giren gaz miktarında bir değişikliğe yol açmayan*) bu gelişmenin gerçek anlamda bir *yeni giriş* olarak kabul edilemeyeceği düşünülmektedir. Şöyle ki; bir piyasanın rekabetçi yapısı bakımından yeni girişler, piyasanın mevcut fiyat, kâr marjı ve maliyet gibi unsurları üzerinde baskı oluşturarak piyasadaki pazar payı kapma arzusunun bir sonucu olarak oluşmaktadır. Bu noktada, Türkiye doğal gaz piyasası bakımından ön plana çıkan yeni giriş potansiyellerinin **uluslararası projeler** ve (ithalat kısıtlamalarının kalkmasıyla) yeni ithalat anlaşmaları yoluyla ülkeye girecek gaz ve ayrıca **LNG** faaliyetlerindeki gelişmeler ve kısıtlı miktarda da olsa yeni üretim sahalarının devreye alınması olduğu görülmektedir.

(105) Yeni girişler noktasında şüphesiz en önemli konu giriş engelleridir. Özellikle yerleşik olmaktan kaynaklanan avantajlarıyla iletim ve dağıtım şirketleri, rekabetin sağlanabileceği toptan satış ve perakende pazarları bakımından giriş engelleri oluşturabilmektedir. Bu noktada, iletim ve dağıtım şirketlerinin tabi olduğu şebekeye erişim kuralları, ayrıştırma, tüketicinin sağlayıcısını değiştirme hakkı ve bu yöndeki geçiş maliyetleri gibi **altyapıya** ilişkin düzenlemeler ön plana çıkmaktadır. Bunun yanında, daha önce de belirtildiği üzere, yeni girişler bakımından piyasaya girişte ve pay kapmada en önemli araç fiyat, maliyet gibi kalemlerde baskı unsuru olabilmektedir. Bu noktada, devletin müdahalesiyle piyasada uygulanan sübvansiyonlardan kaynaklanan yerleşik şirket **BOTAŞ'ın fiyatlandırma politikası ve davranışları**, piyasada gerçek maliyetlerin ve fiyatların oluşmamasına neden olabilecektir ki, bu da piyasaya giriş engeli olarak değerlendirilebilir. Bu noktada elektrik ve doğal gaz piyasalarının toplumsal boyutu da dikkate alındığında; sübvansiyonlar yoluyla yapılacak müdahalelerin toplumsal boyutu ve rekabetçi yapıya etkisi arasındaki dengenin titizlikle değerlendirilmesi önem kazanmaktadır.

İkame Ürün ve Hizmetlerin Tehdidi:

(106) Dağıtım şebekesinin tüm ülke çapında gelişmesinin ardından, özellikle hane halklarının ısınma ve mutfak ihtiyaçları bakımından kullanılan ana ürün doğal gaz haline gelmiştir. Her ne kadar fiyatların yükselmesi halinde kömür sobaları, elektrikli sobalar, LPG tüpleri gibi ürünlerin bir ikame olarak ortaya çıkabileceği söylene de, gerek altyapısı daha yeni tamamlanmış doğal gaz piyasası bakımından hanehalkı tüketimi kapsamında ikameleri dikkate alan politika geliştirmenin öncelikli olmadığı, gerekse hanehalkı tüketiminin ülke toplam tüketimi içindeki payının düşük seviyede olduğu dikkate alındığında; asıl odaklanılması gereken noktanın elektrik santrallerinin doğalgaz tüketimi olduğu düşünülmektedir. Kaldı ki, hanehalkının ısınma ihtiyacı bakımından elektrikli sobaların da esas itibarıyla elektrik tüketimini ve dolayısıyla doğal gaz tüketimini artırdığı dikkate alındığında, elektrik üretimi alanında doğal gazın ikamesi olacak kaynaklar önem kazanmaktadır. Bu noktada doğalgazın ikamesi olarak ön plana çıkan kaynaklar ise nükleer enerji, yerli kömür ve yenilenebilir kaynaklardır⁴³.

4.3. Mevcut Duruma İlişkin Genel Değerlendirme

(107) Yukarıda Türkiye doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecinde önem kazanan hususlar piyasanın evrimleşme süreci ve Türkiye piyasasının kendine has özellikleri açısından ele alınmıştır.

(108) 1987'de *doğuş* aşamasına giren Türkiye doğal gaz piyasasının, 2001'de *büyüme* aşamasına geçtiği kabul edilebilir. Bu yıldan itibaren hem piyasada devletin rolünü değiştiren 4646 sayılı Kanun yürürlüğe girmiş, hem de talep ve altyapı yatırımları ivme kazanmıştır.

(109) Literatürde yer alan gelişim modelinde *büyüme* aşamasının beş yıl civarında sürdüğü görülse de, Türkiye piyasasının halen *gelişme* aşamasına geçişi gerçekleştirmediği ortadadır. Bu noktada, büyüme aşamasının başlangıcı sayılabilecek olan 4646 sayılı

⁴³ Nükleer ve yerli kömür kaynaklı elektrik santrallerine yapılacak yatırımlar ve bu alanda devletin müdahaleleri önemli bir konu olmakla birlikte, gerek nükleer alanındaki gelişmeler gerekse yerli kömür santrallerine ilişkin Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı nezdinde yapılan açıklamalar ve yerli kömürden elektrik üretimine yönelik teşvikler dikkate alındığında, bu rapor kapsamında söz konusu alanlara ilişkin ayrıntılı bir değerlendirmeye gerek duyulmamaktadır.

Kanun'un etkin uygulanamaması sonucu serbestleşme sürecinde geri kalındığı söylenebilir. Ancak burada gözden kaçırılmaması gereken bir başka nokta, evrilme sürecinin kanunlar ve düzenlemeler tarafından değil, piyasanın kendi dinamikleri tarafından yönlendirildiği, bu dinamiklerden en önemlisinin piyasanın talep yapısındaki değişiklik olduğu, büyüme ve gelişme aşamaları arasındaki en önemli farklılığın büyüme aşamasında hızla artan talebe karşılık gelişme aşamasında talep artışında yavaşlama meydana geldiği, Türkiye bakımından ise özellikle elektrik santrallerinden kaynaklanan talepteki hızlı büyümenin halen devam ettiği ve bu artışın daha ne kadar süreceğine ilişkin sağlıklı bir tespitin de yapılamadığıdır. Başka bir ifadeyle, 'Türkiye doğal gaz piyasasının serbestleşme sürecinin yavaş ilerlediği', 'altyapıya ilişkin düzenlemelerde geri kalındığı', 'toptan satış piyasasında gerekli mekanizmaların hayata geçirilmediği' türündeki eleştirilerin ve bu konularda sorumlu bulma arayışlarının çok da yerinde olmadığı, piyasanın esas itibarıyla halen büyüme aşamasında olduğu görülmektedir.

(110) Bu noktada, büyüme aşamasından gelişme aşamasına geçişin sağlanması için oluşturulacak rekabet stratejisinde reform niteliğinde müdahaleler yerine, mevcut durum tespiti ve hangi aşamada hangi müdahalenin yapılması gerektiğinin doğru kararlaştırılması önem kazanmaktadır.

(111) Bu bölümde yukarıda yapılan tespitler ışığında büyüme aşamasındaki Türkiye doğal gaz piyasasının gelişme aşamasına geçişinin sağlanması için ön plana çıkan ve üzerinde tartışılması gereken konular şu şekilde listelenebilir:

- **Toptan satışta** rekabetin oluşturulması
 - Yatay seviyede rekabet
 - Dikey bütünleşme
- **Altyapıya** ilişkin düzenlemeler
 - Üçüncü tarafların erişimi
 - Dengeleme
 - Şeffaflık
- **Talep yapısına** ilişkin değerlendirmeler

- Elektrik santrallerine yapılan satışlar açısından
- Dağıtım şirketlerine yapılan satışlar açısından
- **Devletin rolü** bakımından BOTAŞ'a ilişkin davranışsal ve yapısal değerlendirme

(112) Bir sonraki bölümde, dünya doğal gaz piyasalarındaki gelişmelerle birlikte yukarıda yer verilen hususlara ilişkin ayrı ayrı değerlendirmelere yer verilecektir.

5. TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASALARI SERBESTLEŞME SÜRECİNDE ÖNE ÇIKAN HUSUSLAR

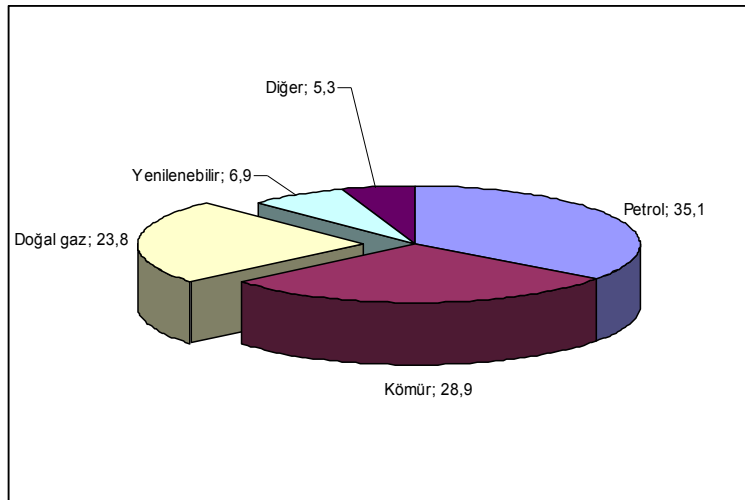
(113) Bir önceki bölümde Türkiye doğal gaz piyasasının serbestleşmesi sürecinde ön plana çıkan hususların tespiti yapılmıştır. Bu bölümde ise söz konusu hususlara ilişkin değerlendirmelere yer verilecektir.

(114) İçsel faktörler yanında doğal gaz piyasalarının yapısını etkileyen dışsal faktörler de bulunmaktadır. Ekonomi, dış ticaret, çevre ve arz güvenliğine ilişkin politikalar yanında, doğal gaz piyasalarına ilişkin uluslararası koşullar ve küreselleşme süreci de ülke içi piyasanın gelişimini etkilemektedir. Bu çalışma kapsamında içsel faktörlere ilişkin değerlendirmelere geçmeden önce aşağıda dışsal faktör olarak uluslararası doğal gaz piyasalarındaki gelişmelere değinilecek, ardından da *toptan satış*, *altyapı* ve *talep yapısı* bakımından öne çıkan hususlara ilişkin değerlendirmeler yapılacaktır.

5.1 Uluslararası Doğal Gaz Piyasalarındaki Gelişmeler

(115) Dünyada doğal gazın birincil enerji kaynağı olarak ön plana çıkmakta olduğu görülmektedir. Doğal gaz 2010 yılı itibarıyla dünyada üretilen birincil enerjinin %21,10'unu oluştururken tüketimin %23,8'ini oluşturmaktadır. 2035 yılı itibarıyla ise birincil enerji talebinin %25'ini doğal gazın oluşturacağı öngörülmektedir (Grafik 10).

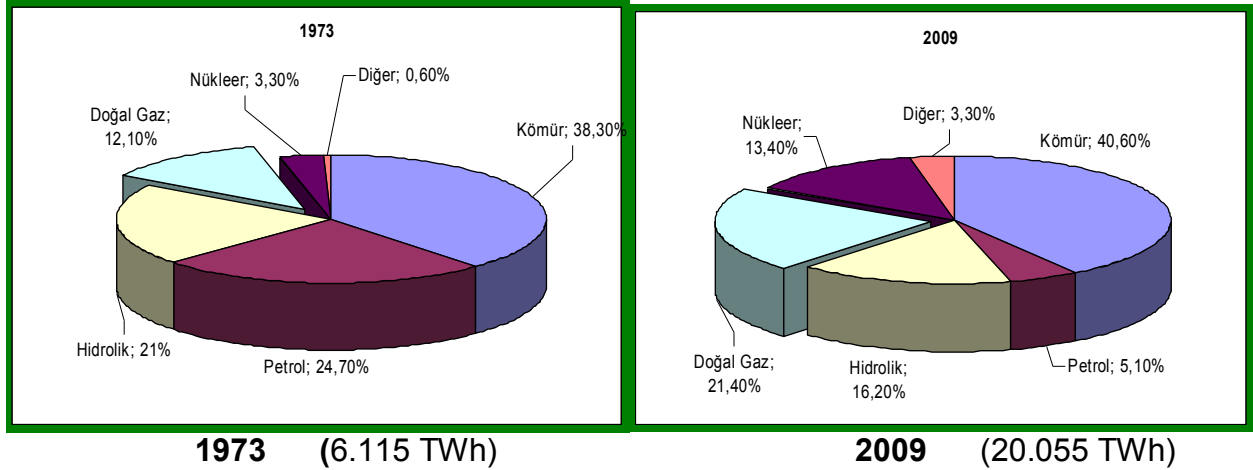
Grafik 10: Dünya birincil enerji tüketim değerleri (% , 2010)



Kaynak: IEA Key World Energy Statistics, 2011.

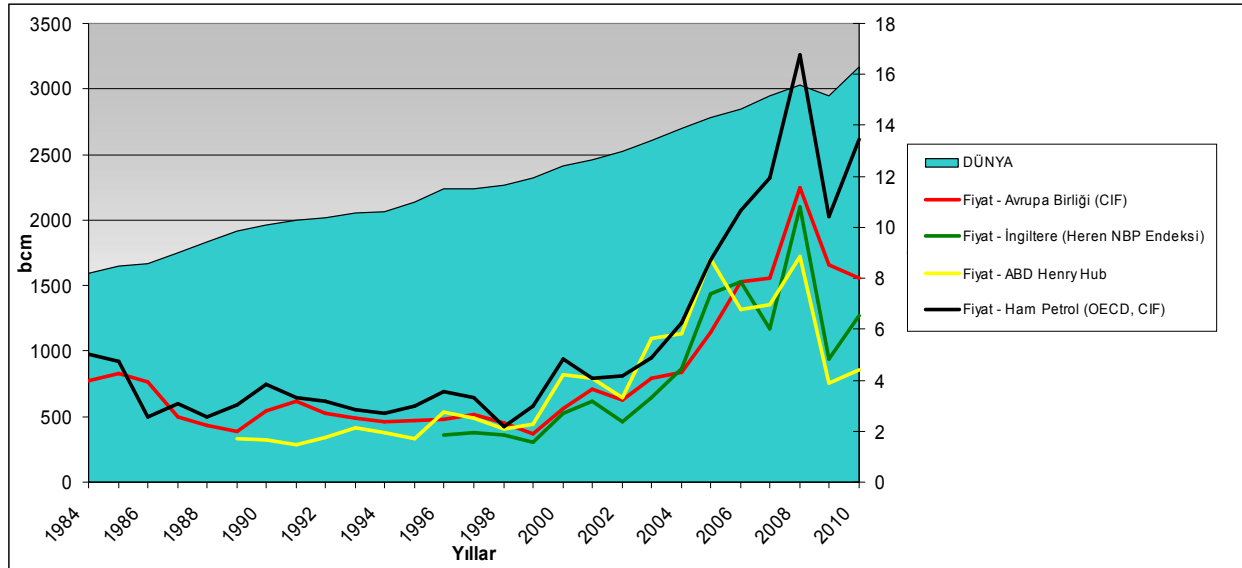
(116) Grafik 11'den de görülebileceği üzere doğal gazın özellikle elektrik üretimindeki kullanımını ciddi oranda artış göstermektedir. Önümüzdeki dönemde doğal gazın toplam talebindeki artışın ağırlıklı kısmının elektrik üretiminden kaynaklanmaya devam edeceği öngörülmektedir⁴⁴.

Grafik 11: Doğal gazın elektrik üretimindeki payının gelişimi



(117) Doğal gaz talebinin artışında bir istikrar görülmekle birlikte; fiyatların özellikle 2000'li yıllarda ciddi oranda yükseldiği, 2009 yılındaki küresel kriz döneminde düşüş gösterdiği ancak sonrasında yeniden bir yükselme trendi içine girdiği, dolayısıyla dalgalı bir seyir izlediği görülmektedir (Grafik 12).

Grafik 12: Dünya doğal gaz talebi (bcm) ve fiyat (İkincil Eksen, ABD\$/Mbtu)



Kaynak: BP Statistical Review of World Energy Statistics, 2011

⁴⁴ "Are We Entering a Golden Age of Gas?" Special Report, GAS Scenario. *World Energy Outlook*, IEA, 2011.

(118) Özellikle ithalata bağımlı olan ülkeler açısından, doğal gaz piyasalarında yaşanan uluslararası gelişmeler büyük önem kazanmaktadır. Ulusal doğal gaz piyasalarının evrimleşmesine benzer şekilde uluslararası doğal gaz piyasalarında fiyat oluşumuna ilişkin de bir sürecin var olduğunu söylemek mümkündür. Şöyle ki; ticaret merkezlerinin oluşumu ve likit toptan satış piyasalarının oluşmaya başlamasıyla beraber petrole endeksli fiyatlamanın yanında arz-talep koşullarına göre belirlenen spot fiyatlama önem kazanmaya başlamıştır. Tablo 5’den görüldüğü üzere dünya doğal gaz piyasalarında Türkiye net ithalatçı bir ülke konumunda olup, en çok doğal gaz ithal eden ülkeler arasında bulunmakta ve dünya doğal gaz piyasalarındaki fiyat değişimlerinden doğrudan etkilenmektedir.

Tablo 5: Dünya doğal gaz üretim, ihracat, ithalatı içindeki ülkelerin miktar ve payları, 2010

Doğal Gaz Üretimi			Doğal Gaz İhracatı			Doğal Gaz İthalatı		
Ülke	Milyar m ³	Pay (%)	Ülke	Milyar m ³	Pay (%)	Ülke	Milyar m ³	Pay (%)
Rusya	637	19,40	Rusya	169	20,92	Japonya	99	12,07
ABD	613	18,70	Norveç	101	12,50	Almanya	83	10,12
Kanada	160	4,90	Katar	97	12,00	İtalya	75	9,15
İran	145	4,40	Kanada	72	8,91	ABD	74	9,02
Katar	121	3,70	Cezayir	55	6,81	Fransa	46	5,61
Norveç	107	3,30	Endonezya	42	5,20	Güney Kore	43	5,24
Çin	97	3,00	Hollanda	34	4,21	Türkiye	37	4,51
Hollanda	89	2,70	Malezya	25	3,09	İngiltere	37	4,51
Endonezya	88	2,70	Türkmenistan	24	2,97	Ukrayna	37	4,51
Suudi Arabistan	82	2,50	Nijerya	24	2,97	İspanya	36	4,39
Diğer	1.143	34,70	Diğer	165	20,42	Diğer	253	30,85
Dünya	3.282	100,00	Toplam	808	100,00	Toplam	820	100,00

Kaynak: IEA Key World Energy Statistics, 2011

(119) Bu kapsamda Türkiye doğal gaz piyasalarına ilişkin yapılacak değerlendirmelerde öncelikle dünya doğal gaz piyasalarındaki fiyat oluşumunun ve gelişmelerin irdelenmesi yerinde olacaktır. Genel olarak dünya doğal gaz piyasalarına bakıldığında; arz kaynağı, yapılan sözleşme türleri ve piyasaların serbestleşme seviyesi gibi etkenlere bağlı olarak farklı yapıda ve farklı fiyat oluşumlarına sahne olan dört adet bölgesel piyasanın oluştuğu görülmektedir⁴⁵:

Kuzey Amerika: Doğal bir fiziksel emtia ticaret noktası olan Henry Hub, Kuzey Amerika’daki fiyatlamanın da merkezidir. Finansal işlemler pazarı ve Kuzey Amerika’daki diğer ticaret merkezleri bakımından da Henry Hub bir referans noktasıdır.

⁴⁵ “Fostering LNG Trade: Developments in LNG Trade and Pricing”, Energy Charter Secretariat, 2009, s. 21-2, 27-8.

İngiltere: İngiltere'deki fiyatlandırma sanal ticaret merkezi olan NBP'ye göre belirlenmektedir. Henry Hub gibi NBP de emtia ve kağıt ticareti için temel noktadır. Aynı şekilde NBP de belli bölgesel özelliklerin ön plana çıktığı, gaz pazarının henüz küreselleşemediğinin en önemli örneğidir⁴⁶.

Avrupa: Uzun dönemli, petrol ürünlerine endeksli fiyatlama mekanizması hâkimdir.

Kuzeydoğu Asya: Japonya'nın en baştan imzaladığı LNG ithalat sözleşmeleri, Japonya'nın o dönemdeki elektrik üretimi petrol ürünlerine bağlı olduğundan ham petrole endeksli olarak imzalanmıştır ("Japanese Customs Clearing Price for Crude Oil" ya da "Japanese Crude Cocktail")⁴⁷.

(120) Oldukça sınırlı yerli kaynağa sahip ve dolayısıyla ithalata bağımlı olan Türkiye de, kara Avrupasındaki ülkeler gibi doğal gazı büyük ölçüde boru hatları vasıtasıyla uzun dönemli kontratlara dayalı olarak temin etmektedir. Uzun süreli kontratlar modelinin geçmişi 1960'ların başlarında Hollanda'da geliştirilen Gröningen modeline dayanmaktadır (Kutu:2).

Kutu 2: Gröningen Modelinin Gelişimi⁴⁸:

Model, 1958 yılında Gröningen sahasının keşfi ile ortaya çıkmıştır. İlk etapta maliyet-artı fiyatlama yöntemi kullanılmış; ancak bu tür fiyatlama yönteminin çok etkin olmadığı anlaşılmıştır. Hollanda hükümeti, kaynak rantını maksimize etme (Hotelling rantı) amacı ile maliyet-artı fiyatlama yönteminden vazgeçmiştir.

Dönemin Ekonomi Bakanı J. Willem de Pous, mecliste "de Pous notası"ni sunarak hükümetin yeni enerji politikasının ilkelerini belirlemiştir. Bu politikanın amacı, gaz üreticisi olarak Hollanda'nın uzun dönemde kaynak kazancının maksimize edilmesi olmuştur. Bunun için de netback fiyatlamasına gidilmiş ve temel olarak fiyatlar petrole endekslenmiştir. Gröningen temelli Uzun Süreli Gaz İhracat Sözleşmelerinin ana özellikleri şu şekilde sıralanabilir:

- Uzun süreli olma
- Netback fiyatlama formülü (alım noktasındaki ikame yakıt (petrol ürünleri) temelli)
- Düzenli fiyat revizyonları (hem formülün hem de fiyat seviyesinin revize edilmesi)
- Asgari alım yükümlülükleri/taahhütleri
- İhracat yasakları

Sovyetler Birliği ve daha sonra Rusya Federasyonu da bu modeli benimsemiştir. Ancak Rusya vakasında nakil hatlarının daha uzun olması ve birim CAPEX'in de yüksekliği sebebiyle Gröningen modeli bazı değişikliklere uğramıştır. Örneğin sözleşmeler daha uzun süreli olarak yapılmıştır. Bunun

⁴⁶ Örneğin 2004 kışının çok soğuk geçmesi ve Rough bölgesindeki ana depolama tesisinin faaliyetten çıkması sebebiyle fiyatların aşırı artması; Ekim 2006'da ise arz fazlası sebebiyle fiyatların eksi değerlere düşmesi bu tip dengesizliklere ve bölgesel koşulların belirleyiciliğine işaret etmektedir.

⁴⁷ Daha sonra Kore, Tayvan ve Çin de bu fiyatlandırmayı benimsemiştir. Bu fiyatlandırmada hem satıcıları hem de alıcıları petrol fiyatlarının aşırı dalgalanmalarına karşı korumak üzere 'S-eğrisi' temelli bir sistem kullanılmaktadır (limit fiyat belirlemesi; petrol fiyatları aşırı arttığında petrol-gaz fiyatlarının ayrışması). Bu bölgedeki ülkeler ihtiyaçlarının neredeyse tamamını uzun dönemli LNG sözleşmelerine dayalı olarak karşılamakta; olağan dışı durumlar ortaya çıktığında (hava/doğa olayları gibi) spot LNG de temin etmektedir.

⁴⁸ KONOPLYANIK, A. A. (2009), "Gas Transit in Eurasia: Transit Issues between Russia and the European Union and the Role of the Energy Charter", *Journal of Energy and Natural Resources Law*, Cilt 27, No 3, s. 445-9.

yanında, Rus gazının nakli için, özellikle Sovyetler Birliği ve COMECON'un dağılmasıyla beraber, transit son derece önemli bir konu haline gelmiştir. Bunların dışında fiyatlama formülleri ve enerji nakil yasağı konularında Rus gazının ihracı için yapılan anlaşmalarda Gröningen modeline dayalı olarak yapılmıştır. Ancak özellikle 1990'lardan itibaren hem eski SSCB hem de Avrupa'da yaşanan gelişmeler Rus gazının ihracı için yapılan sözleşmeleri karmaşıklaştırmış; modelden sapmalar meydana getirmiştir.

Transit riskleri ve AB müktesebatı sebepleriyle Gazprom (Sovyetler dağılmadan önce Soyuzgasexport) sözleşmelerde modifikasyonlara gidilmesini kabul etmek durumunda kalmıştır. 2002-2003 yıllarında İtalya'da ENI, Avusturya'da OMV ve Almanya'da E.ON Ruhrgas için sözleşmelerdeki ihracat yasağı kaldırılmıştır.

AB'nin genişlemesiyle beraber (özellikle 2004 ve 2007 genişlemeleri) transit problemi ortaya çıkmış; Enerji Şartı bünyesinde Transit Protokolü taslağı yayımlanmıştır.⁴⁹ Problem, özetle, Sovyetler Birliği ve COMECON dönemindeki politik olarak belirlenen fiyatlama ve tedarik yükümlülüklerinden pazar-temelli fiyatlama ve ulus devletlerin ticari aktörleri arasındaki ilişkiye geçiş ve dolayısıyla Gröningen modelinin değişime uğramakta olmasıdır. Bu çerçevede, uzun dönemli gaz ihraç sözleşmeleri hem daha esnetilmeye başlamış, hem de fiyat formüllerine spot/hub fiyatlar referans olarak eklenmeye başlamıştır.

Uzun dönemli kontratların varlığını sürdürmesinde rol oynayan olumlu yönleri şu şekilde sıralanabilir:

- Talep güvenliği: Yatırımlarının geri dönmesini teminen ve işlem maliyetlerinden kaçınmak amaçlı kaynak sahibi ülkeler uzun süreli sözleşmeleri tercih etmektedirler. Esasen, spot fiyatlar tamamen ticari bir enstrümanken uzun süreli sözleşmeler aynı zamanda bir yatırım aracıdır (proje finansmanı aracı)⁵⁰.
- Uzun süreli sözleşmelerin hâlihazırda esneklik sağlama avantajına sahip olması: Uzun süreli sözleşmeler alıcıya günlük/aylık/mevsimsel esneklik sağlayabilmekte, alım miktarları yıl içinde değişebilmekte ve telafi (*carry forward* ve *make-up*) mekanizmaları sayesinde al-ya da-öde yükümlülükleri miktarından daha az ya da fazla alım da yapılabilmektedir.⁵¹
- Arz güvenliği: Enerjinin hem bir ana girdi hem de ara girdi olmasından dolayı uzun süreli sözleşmelerle doğal gaz arzının sürekliliği ve güvenilirliğinin sağlanması gerekmektedir.

(121) Özellikle Kara Avrupası bakımından son yıllarda yaşanan gelişmelerle birlikte geleneksel olarak uzun dönemli kontratlarla petrol ürünlerine endekslenmiş olan doğal gaz fiyatlarının yerini hub'lara ve dolayısıyla spot piyasa mekanizmasına bırakıp bırakmayacağı yönünde tartışmaların ön plana çıktığı görülmektedir.

⁴⁹ Ülkemizin de taraf olduğu Enerji Şartı bünyesinde Taslağa son hali 22.01.2010 tarihinde verilmiştir.

⁵⁰ KONOPLYANIK, A. A. (2012), "Russian Gas at European Energy Market: Why Adaptation is Inevitable", *Energy Strategy Reviews*, 1, s. 47.

⁵¹ KONOPLYANIK, A. A. (2012), "Russian Gas at European Energy Market: Why Adaptation is Inevitable", *Energy Strategy Reviews*, 1, s. 43.

Kutu 3: Hub Kavramı⁵²

Hub, birden fazla noktadan gelen arzın bir noktada toplanıp yine birden fazla alıcıya dağıtılması yoluyla yapılan ticari faaliyetin merkezi alanı olarak tanımlanmaktadır. Hub'ların önemi; ikili anlaşmalarla gizli belirlenen fiyatlar yerine çok sayıda oyuncu ile sağlıklı ve rekabetçi fiyatların oluşmasını sağlayarak verimlilik, esneklik, şeffaflık, finansal ticaret ve risk yönetimine katkı sağlaması noktasında ortaya çıkmaktadır.

Hub'lar yapısal olarak ikiye ayrılmaktadır:

- Fiziki hub: ABD, Louisiana'da Henry Hub ve Belçika'daki Zeebrugge fiziksel hublardır. Bu tür hublarda ticaret fiziksel hatların kesiştiği **gerçek bir noktada** yapılmakta ve dolayısıyla ticaret koşulları hub'ın bulunduğu bölgenin özelliklerinden etkilenmektedir.
- Sanal hub: İngiltere'deki NBP ve Hollanda'da TTF (Title Transfer Facility) sanal hub'lardır. Bu tür hublarda **tüm piyasa** hipotetik olarak tek bir noktayı oluşturmakta ve gazın bu sanal noktadan geçtiği varsayılmaktadır. Bir pazarın hipotetik tek bir sistem olarak kurulabilmesi için şebeke bağlantılarının yeterli sağlamlığa sahip bulunması şarttır.

Avrupa'daki ülke örneklerine bakıldığında;

- İngiltere'den sonra en yüksek derecede hub olma potansiyeline sahip ülkenin **Belçika** olduğu; bu ülkenin görece düşük depo kapasitesine rağmen yüksek miktarda LNG kapasitesine sahip olduğu ve daha da önemlisi boru hattı kesişim bölgesinde bulunduğu ve dolayısıyla bir fiziki hub konumunda olduğu görülmektedir.
- Diğer yandan depolama kapasitesi en yüksek olan ülke olarak **Avusturya'ya** baktığımızda 2001 yılında OMV tarafından Baumgarten bölgesinde kurulan Central European Gas Hub'daki (CEGH) ticari faaliyetler henüz düşük seviyede olduğundan bu hubın doğuş aşamasında olarak nitelendirildiği görülmektedir. CEGH, Rus gazının Avrupa'ya olan ithalatı açısından da boru hatlarının kesişim noktasındadır. Gazprom şirketi 2008 yılında %50 hisse ile CEGH'ın hissedarı konumuna gelmiş olup, hubın hâlihazırda tek kaynak noktasının Rusya olması ve bu hubdan geçen gazın ticaretinin uzun dönemli sözleşmelere dayalı yapılması zayıf noktası olarak gösterilmekte ve Avusturya'nın coğrafi konumundan ve daha da önemlisi yüksek depolama kapasitesinden doğan avantajını zayıflatmaktadır⁵³.
- **İtalya'da** PSV (Punto di Scambio Virtuale) ise 2003'te kurulan bir hub olup, özellikle coğrafi konumundan da kaynaklı ciddi bir potansiyele sahip bulunmaktadır. Ancak bu potansiyelin hayata geçirilebilmesi için hâlihazırda %17 seviyesindeki depolama kapasitesini artırmak ve daha da önemlisi şebekesini geliştirici ve LNG kapasitesini artırıcı yönde büyük ölçekli yatırımlar yapmak durumundadır. Ayrıca şeffaflık eksikliği ve bağımsız bir şebeke işleticisinin yokluğu da hubın gelişiminin önündeki engeller olarak gösterilmektedir. Sonuç olarak, ancak mevcut şebekenin geliştirilmesi ve LNG terminali yatırımlarının tamamlanmasının ardından PSV'nin yüksek likiditeye sahip bir hub olacağı öngörülmektedir.

Avrupa'daki diğer ciddi potansiyele sahip olan hublar **Fransa'da** kurulu olan ve görece yüksek sayıdaki oyuncunun faaliyet gösterdiği ve esasen üç farklı hubın birleşmesiyle oluşan PEG (Point d'Échange de Gaz)⁵⁴ ve **Almanya'da** kurulu Gaspool'dur. Gaspool'da ticareti yapılan gaz miktarı ciddi anlamda artış göstermiş olup, bunda payı olan faktörlerden biri, kısa dönemli ve uzun dönemli sözleşmelerin bir arada olduğu bir portföy oluşturulması, şebeke işleticilerinin aralarındaki koordinasyonun artması, yeni depolama tesislerinin inşasıdır.

⁵² "Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe", IEA, 2008, s.46-8.; İRKİÇATAL, H. (2009), "Doğal Gaz Ticareti ve İkincil Kapasite Piyasaları", Yayınlanmamış Uzmanlık Tezi, EPDK, Ankara, s. 27.

⁵³ Komisyon, kaynak ülke olarak üst pazarda sahip olduğu pazar gücü ile alt pazarları manipüle edebileceği ihtimali nedeniyle Gazprom'un buradaki hissedarlığına son verme yönünde Haziran 2011'den itibaren çalışmalara başlamıştır.

⁵⁴ Bu hub'ın geliştirilmesi amacıyla 10 yıl için 3,7-5,7 milyar Euro'luk yatırım yapılması planlanmaktadır. İRKİÇATAL, H. (2009), "Doğal Gaz Ticareti ve İkincil Kapasite Piyasaları", Yayınlanmamış Uzmanlık Tezi, EPDK, Ankara, s.41.

(122) Gröningen tipi sözleşmelerin ardından kontratların değişimi tarihsel olarak ele alındığında, petrole endeksli gaz tedarik sözleşmelerinin dinamik bir yapı sergilediği görülmektedir. Periyodik olarak, özellikle arz-talep dengesizliğinin yüksek olduğu dönemlerde yeniden müzakereler gündeme gelmiş; fiyat formül ağırlıkları koşullara göre uyarlanmış; farklı kullanıcılara farklı formüller uygulanabilmiştir. Özellikle son yıllardaki bazı gelişmeler petrole endeksli fiyatların ciddi şekilde sorgulanmasını beraberinde getirmiştir. Uluslararası piyasalarda uzun dönemli kontratlarla oluşan ve petrole endeksli fiyat yapısının yerini hub'larda oluşan bir fiyat mekanizmasına bırakacağına yönelik görüşlerin temel gerekçeleri olarak şu gelişmeler ön plana çıkmaktadır:

- **Geleneksel olmayan gaz keşfi ve üretimi:** Amerika'da özellikle kaya gazı (shale gas) üretiminde yaşanan gelişmeler ile beraber bu ülkenin hem gaz arzında kendi kendine yeterli hale gelmesi hem de ileride ihracatçı konuma gelme olasılığının bulunması sonucu kaynak ve ülke çeşitliliği ortaya çıkmıştır. (Örneğin Amerika ile İngiltere ve Çin arasında kaya gazı konusunda işbirliğine yönelik anlaşmalar gündemdedir⁵⁵.)
- **LNG zincirinde yaşanan teknolojik gelişmeler ile kapasite artışı:** 2009'da gaz pazarı yaklaşık 40 bcm hacminde küçülmüş; buna karşın LNG arzı artmış; Rus gazını ithal eden teşebbüslerin çoğunluğu al ya da öde miktarının altında gaz çekmişlerdir⁵⁶. 2010 yılında dünya LNG ticareti %25'lik bir artış göstermiş olup⁵⁷, 2011 yılında da %10 oranında artmış; özellikle de Japonya depresi bu artışı emmiştir⁵⁸.
- **Uzun süreli dengeden kısa süreli sapmalar yaşanmıştır:** Doğal felaketler (deprem, kasırga vb.), mevsimsel faktörler, ekonomik/finansal krizler sebebiyle arz ya da talep şokları meydana gelebilmekte ve bu sebeple petrole endeksli fiyat dengesi sarsılabilmektedir.⁵⁹
- **Serbestleşme:** Özellikle Avrupa'da yaşanmakta olan serbestleşme ile beraber ayrıştırmalar yaşanmakta, piyasaya yeni oyuncular girmekte; doğal gazla üretim yapan elektrik üreticileri başta olmak üzere bu oyuncuların esneklik ve likidite ihtiyacı artmaktadır. Bu şekilde talep yönlü baskılar sebebiyle arz-talep kaynaklı fiyatlama mekanizmalarına ihtiyaç duyulmaktadır.

⁵⁵ "Are We Entering a Golden Age of Gas?" (2011), Special Report, GAS Scenario, *World Energy Outlook*, IEA.

⁵⁶ MELLING, A. J. (2010), *Natural Gas Pricing and Its Future*, Washington D.C.: Carnegie Endowment, s.41.

⁵⁷ "Medium Term Oil and Gas Markets: 2011 Overview" International Energy Agency.

⁵⁸ "Global LNG Developments in 2011", *Global LNG Info*. Erişim adresi: <http://globallnginfo.com>

⁵⁹ HARTLEY, P. R., K. B. MEDLOCK, J. E. ROSTHAL. (2006), "The Relationship of Natural Gas to Oil Prices", *The Energy Journal*, Cilt 29, No 3, s.47.

- **Elektrik üretiminde gazın payı:** Elektrik üretiminde gazın payı arttıkça (elektrik üreticilerinin talep esnekliği diğer alıcılara kıyasla görece yüksektir) ve fuel-oil'in elektrik üretiminde temel kaynaklardan biri olmaktan çıkmasıyla, petrole endeksli katı fiyatlamalar sorgulanmaktadır.
- **Hızlı büyüyen ülkelerin artan enerji talebi:** Özellikle Çin ve Hindistan'ın enerji taleplerindeki hızlı artış sebebiyle mevcut arz-talep dengeleri değişmektedir.

(123) Yukarıda sıralanan gelişmeler çerçevesinde özellikle ABD'deki gelişmeler sonucu bu bölgedeki LNG talebinin düştüğü ve LNG arzının Avrupa pazarına doğru kaydığı ve Avrupa'da petrol ürünlerine endeksli uzun süreli gaz kontratlarının sorgulanmaya başladığı görülmektedir. Diğer yandan, 2008'den itibaren özellikle Avrupa'yı etkileyen finansal kriz talebi daraltmıştır. Her ne kadar 2010 Aralığının ikinci yarısından itibaren sertleşen kış gaz talebini yeniden canlandırdıysa da, ihracatçı ülkelerin petrole dayalı geleneksel uzun dönemli gaz ihraç sözleşmelerinde bazı revizyonlara gitmesine engel olamamıştır⁶⁰. Gazprom'un Avrupa'daki müşterileriyle yeniden pazarlıklar sonucu önce 2012'ye; ardından 2015'e kadar (üçer yıllık imtiyaz dönemleri) sözleşmelerde bir takım değişiklikler yaptığı görülmektedir.

(124) Bu değişikliklere kısaca göz atıldığında; sözleşme miktarının belli bir kısmının fiyatının alıcı tarafındaki spot fiyatlara endekslediği ve *al ya da öde* yükümlülüğü miktarının daha aşağı çekilmiş olduğu görülmektedir. Kısaca, talep taraflı baskılar karşısında ihracatçı ülkeler de pazar paylarını korumak ve işlem maliyetlerinden kaçınmak için sözleşmelerde bu şekilde uyarlamalar yapma yoluna gitmişlerdir⁶¹.

(125) LNG faaliyetlerinde yaşanan gelişmelerle beraber katı olan uzun dönemli kontratlar ve petrol ürünlerine endekslenen fiyatlandırma mekanizmasının sonuna geldiği yönündeki argümanlar daha güçlü bir sese sahip olmaya başlarken, Japonya'da 2011 yılında yaşanan depremin ardından nükleer kapasitedeki azalmanın sonucu olarak Japonya'nın artan LNG talebiyle birlikte LNG arzının bu bölgeye kayması, bu yöndeki tartışmalara yeni bir boyut kazandırmıştır. Uluslararası piyasalarda bir evrimleşme süreci olmakla birlikte, uzun dönemli kontratların varlığını ve önemini sürdüreceğini savunan görüşler de bulunmaktadır. Bu görüşlere göre;

⁶⁰ Anlaşmalardaki revizyonlar genel olarak fiyat ve miktar revizyonları şeklinde olmuştur. MELLING, A. J. (2010), *Natural Gas Pricing and Its Future*, Washington D.C.: Carnegie Endowment, s. 59-61.

⁶¹ KONOPLYANIK, A. A. (2010), "Pricing Gas: Evolution not Revolution", *Energy Economist*, s.6-7.

- Doğal gaz ile petrol fiyatlarının birleşmesi ve çözülmesi döngüsel bir sürece tabidir. Şöyle ki; arzın fazla olduğu dönemlerde spot fiyatların ucuz olmasından dolayı petrole endeksli fiyatlar sorgulanmakta; arz-talep dengesinin oluşması ve talebin artmasıyla beraber ise spot fiyatlar artacağından petrole endeksli fiyatlar tercih edilmektedir.⁶² Bu anlamda, 2008-2009 ekonomik durgunluk sonrası gaz arz ve talebinin dengelendiği ve talebin artmakta olduğu hesaba katıldığında, ileride gazın petrole endeksli fiyatının daha güvenilir olabileceği de savunulmaktadır.
- Ayrıca, gaz fiyatlarının petrole endekslenmesi fiyat kararsızlığını düşürmeye yaramaktadır. Şöyle ki, böyle bir formülasyonda emtiaların 6-9 aylık fiyatlarının ortalaması baz alındığından ve dolayısıyla gaz fiyatının değiştirilmesi için 3 ay beklendiğinden, daha seyrek fiyat değişimleri görülmekte ve ayrıca alıcılara fiyat değişimlerine hazırlıklı olmalarını sağlayacak bir zaman dilimi sağlanmış olmaktadır.⁶³
- Ticaret merkezlerinin gelişmesi ve spot fiyat mekanizmalarının oluşması için ön koşullardan biri arz fazlasının bulunmasıdır. Örnek olarak ABD'deki spot ticaret mekanizmasının oluşumu, düşük petrol fiyatları ve düşük gaz talebinin olduğu bir ortamda gerçekleşmiştir. Avrupa bölgesinde son dönemde yaşanan ticaret merkezlerinin ortaya çıkmasına yönelik gelişmelerin de finansal kriz ile daralan talep ve ABD'deki gelişmelerden kaynaklanan artan LNG arzının yaşandığı bir döneme rast geldiği, uzun dönemde ise uzun dönemli kontratlarının önemini koruyacağı ileri sürülmektedir.

(126) Petrol ürünlerine endekslenmiş uzun süreli anlaşmalardaki fiyatlar ile spot piyasada arz-talep dengesine göre oluşan fiyatlar arasındaki bu mücadelenin sonucunu gelecek zaman gösterecek olmakla birlikte, bu iki mekanizmanın tamamen birbirini dışarıda bırakan değil, aynı anda var olabilen oluşumlar olduğu da unutulmamalıdır. Nitekim mevcut durum itibarıyla bu iki yapıyı da içeren sözleşmeler portföyünün varlığı gündemdedir. Bu noktada, uzun dönemli kontratların egemen olduğu Türkiye piyasası bakımından spot piyasanın oluşmasına ilişkin muhtemel gelişmelerin ve bu gelişmelerin yukarıda yer verilen fırsatlar yanında getirebileceği tehditlerin de ortaya konması önem kazanmaktadır.

(127) Spot fiyatlar en gelişmiş manada hub'larda oluşmaktadır. Hub'lar ticaret merkezleri olarak arz ve talebin buluştuğu fiziksel ya da sanal noktalar olmakla birlikte burada dikkat edilmesi gereken husus, gerçek anlamda likidite sağlanmadıkça hub'larda oluşan fiyatların hem **manipülasyona** açık hem de **dalgalanmaya** yatkın olduğudur⁶⁴. Öncelikle, uzun dönemli kontratların kalkmasıyla birlikte üst pazarda yer alan ihracatçılar ile ithalatçı/toptan satıcı teşebbüsler arasındaki ilişkinin önemi de

⁶² KONOPLYANIK, A. A. (2010), "Pricing Gas: Evolution not Revolution", *Energy Economist*, s.7.

⁶³ IRKIÇATAL, H. (2009), "Doğal Gaz Ticareti ve İkincil Kapasite Piyasaları", Yayınlanmamış Uzmanlık Tezi, EPDK, Ankara, s. 10.

⁶⁴ STERN, J. ve ROGERS, H. (2011), "The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe", *Oxford Institute for Energy Studies*, s. 11-15.

ortadan kalkacak ve ihracatçı şirketler doğrudan tacirlere (aracılara), ikinci derece oyunculara ve nihai kullanıcılara ulaşabileceklerdir, ki bu durum üst pazarda bir manüpülasyon riskini de beraberinde getirmektedir. Ayrıca, yeterli derinlik ve genişliğe sahip olmayan likiditesi düşük piyasalarda günlük/anlık değişen fiyatlar sebebiyle oluşan kısa dönemli fiyat dalgalanmalarının yatırımlara olumsuz yansımalarının, daha uzun dönemli fiyat dalgalanmalarına sebebiyet vermesi ihtimali mevcuttur⁶⁵. Dolayısıyla, ülke piyasasının uzun dönemli kontratlardan spot piyasa ve ticaret merkezi olma yönünde evrilmesi durumunda, oluşacak ticaret merkezinin gerek ihracatçı şirketler gerekse iç piyasa oyuncuları tarafından manipüle edilmesine mahal vermeyecek şekilde tasarlanması oldukça önemlidir.

(128) Spot piyasa gelişiminde dikkat edilmesi gereken bir başka nokta da arz güvenliği konusudur. Uzun dönemli kontratlarla arz tarafı fiyat riskini üstlenirken talep tarafı da miktar riskini üstlenmektedir. Spot ticarete ise miktar riski, fiyat riski ve altyapı riski problemleri ortaya çıkmaktadır. Şöyle ki, miktar riski sebebiyle iki taraf da depolamaya ihtiyaç duyacak; fiyat riski dalgalanmayı artıracak ve son olarak kredi sağlayıcılarının doğal gaz altyapı projelerini finanse etme iştahlarının azalmasıyla altyapı yatırımları riski ortaya çıkabilecek; bu da şüphesiz arz güvenliği sorununu ortaya çıkaracaktır⁶⁶.

(129) Sonuç olarak, serbestleşen ve rekabete açılan gaz piyasalarında petrole endeksli fiyatlarla alınan gazın miktar ve süre anlamında ağırlığının azalması kaçınılmaz görünmekle birlikte, bu tür revizyonların gerçekleşebilmesi için özellikle ithalata bağımlı ülkelerin alması gereken önlemler bulunmaktadır. Burada dikkat edilmesi gereken bir husus, fiyatlama mekanizmasının kendiliğinden fiyatları aşağı çekebilmesi gibi bir durumun geçerli olmadığıdır. Çünkü fiyatlama mekanizması yalnızca fiyatların nasıl belirleneceğine karar vermekte olup, pazarın kendi dinamikleri rekabet sayesinde fiyatların aşağı inip inmeyeceğini belirleyecektir⁶⁷. Özellikle ithal edilen gazın fiyatlama mekanizmasına çok fazla müdahale edemeyecek olan ülkeler için *kaynak çeşitlendirmesine gitmek, altyapı yatırımlarını*

⁶⁵ STERN, J. ve ROGERS, H. (2011), "The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe", *Oxford Institute for Energy Studies*, s. 17.

⁶⁶ MAZIGHI, A. H. (2004), "Some Risks Related to the Short-Term Trading of Natural Gas", *Organization of the Petroleum Exporting Countries*, s. 227-8.

⁶⁷ STERN, J. ve ROGERS, H. (2011), "The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe", *Oxford Institute for Energy Studies*, s.6-7.

geliştirmek, yatay ve dikey bütünleşmelere dikkat etmek ve birbiriyle yarışan uluslararası projeleri kullanmak bir zorunluluk olarak ortaya çıkmaktadır. Bu noktada, uluslararası doğal gaz piyasalarındaki gelişmeler çerçevesinde etkin bir rekabet politikası oluşturmak için Türkiye'nin ön plana çıkan güçlü ve zayıf yönlerini ortaya koymak önem kazanmaktadır.

(130) Halen hızlı büyüme aşamasında olan talep yapısı ile sahip olacağı **alım gücü** ve üretim bölgeleriyle tüketim bölgeleri arasında yer almaktan kaynaklanan stratejik konumu Türkiye'nin güçlü yanı olarak ön plana çıkmaktadır. Türkiye'nin söz konusu güçlü yanının fiziki karşılığı ise BOTAŞ'ın sahip olduğu boru hatları, başka bir ifadeyle **altyapıdır**.

(131) Öte yandan **düşük seviyedeki üretim kapasitesi** ve bunun yanında **yetersiz depolama olanakları** ise uluslararası doğal gaz piyasalarındaki gelişmeler bakımından Türkiye'nin en zayıf yönü durumundadır.

(132) Talep yapısı ve depolama konusuna daha sonraki bölümlerde değinilecek olmakla birlikte bu bölümde uluslararası projelere ilişkin kısa bir değerlendirme yapmak yerinde olacaktır.

(133) Daha önceki bölümde de belirtildiği üzere, uluslararası doğal gaz piyasalarında transit konusu, Sovyetler Birliği'nin dağılması süreciyle birlikte gündeme gelmiştir. Transit boru hatları, gazın bir pazardan başka bir pazara taşınması için üçüncü bir ülkeden geçen hatlardır. Bu nedenle bu tip boru hatlarının yapılma aşamasında boru hattının sahibi/işleticisi ile hattın geçeceği bölgedeki ülke yönetimi arasında anlaşmalar (en az üç taraflı bir anlaşma) imzalanmaktadır. Ülkeler arasında uluslararası hukuk kapsamında gerçekleştirilen bu anlaşmalar bakımından, uluslararası hukukun yaptırım kuvveti anlamında zayıf noktalarının bir sonucu olarak projenin faaliyete geçmesinin ardından tarafların tek taraflı hareketleri (Rusya-Ukrayna arasında yaşanan problemler gibi) zaman zaman sorun çıkarabilmektedir. Bu tür risklere rağmen gaza olan talep dünya çapında artmakta olduğundan ve gazın üretildiği-tüketildiği ülkeler/bölgeler tam örtüşmediğinden, transit projeler gündemden düşmemektedir. Geçiş konumundaki ülkeler bakımından transit projelerinin getireceği avantajlar; doğrudan yabancı yatırım, transit ücretlerinden elde edilen gelirler, proje

aşamasında alternatif transit yollarının da bulunduğu hatırlatılması, off-take seçeneği ve eğer transit ülkenin kendisi de tedarikçiye bu boru hatlarının rekabet avantajı yaratabilecek olması şeklinde sıralanabilir. Ayrıca, nihai hedef olan sürdürülebilir ve rekabetçi enerji piyasaları hedefi, özellikle son dönemlerde hub olma stratejisi ve uluslararası projeler arasındaki etkileşimi gündeme getirmektedir. Coğrafi konumu gereği Türkiye doğal gaz piyasaları bakımından da gerek mevcut gerekse potansiyel boru hattı projeleri sürekli gündemde yer tutan tartışma konularından biri olmuştur.

(134) Doğal gaz transit projelerini operasyonel bakımdan dört kategoriye ayırmak mümkündür:⁶⁸

1. Ticarete konu gazın, transit geçtiği ülkenin sistemine hiç girmediği yöntem. (Moldova, Cezayir/Fas hattı)
2. Esasen transit olarak kullanılmakla birlikte gazın transit ülkenin gaz sistemine de verildiği, boru hattı mülkiyetinin ise taraflardan ayrı bir tüzel kişiye ait olduğu sistem (Rus gazının taşındığı çoğu transit hatları böyle organize olmuştur; TAG, WAG, MEGAL ve TENP).
3. Transit boru hattı sisteminin transit geçtiği ülkenin sistemine entegre olduğu; sistemin sahipliğinin ve operasyonel kontrolünün ana iletim şebekesi işleticisinde olduğu; gazın aynı zamanda transit akışının da sağlanabildiği sistem (Ukrayna ve Belçika).
4. Transit kapasitelerin ağ halindeki ulusal şebekeyle kaynaştığı sistem (İngiltere, Almanya ve Fransa).

(135) Daha önce de belirtildiği üzere transit konusu, özellikle tedarikçi ve tüketici ülkeler bakımından uluslararası hukukun boşluklarından kaynaklanan riskleri beraberinde getirmekte, bu nedenle özellikle arz güvenliği bakımından uluslararası politika konusu haline de gelebilmektedir. Özellikle dördüncü koridor olarak tanımlanan Türkiye üzerinden geçecek boru hattı projeleri, AB'nin arz güvenliği politikaları bakımından büyük önem taşımaktadır. Benzer diğer uluslararası boru hattı projelerinin Türkiye'nin

⁶⁸ KONOPLYANIK, A. A. (2009), "Gas Transit in Eurasia: Transit Issues between Russia and the European Union and the Role of the Energy Charter", *Journal of Energy and Natural Resources Law*, Cilt 27, No 3, s. 462-3.

de arz güvenliği bakımından değerlendirilmesi önemlidir. Bununla birlikte Türkiye gibi jeostratejik konuma sahip bir ülke bakımından bu tür projelerin sadece arz güvenliği değil, bir ticaret merkezi oluşturma ve kaynak çeşitliliğiyle birlikte üst pazarda rekabeti sağlama yönüyle de değerlendirilmesi gereği unutulmamalıdır. Bu konuya ilişkin öne sürülen görüşlerden biri de; salt transit projelere izin vermek yerine, mümkün olduğunca ihraç etme hakkıyla (*re-export hakkı*) birlikte kaynak ülkelerden gaz alınmasının ve ülkenin iç iletim şebekesine gaz giriş-çıkışının sağlandığı projelere öncelik verilmesinin Türkiye'nin ucuz gaz temin etme, ticaret merkezi olma ve rekabetçi bir iç pazar oluşturma hedeflerine daha etkin bir katkı sağlayacağıdır.

(136) Bu çerçevede oluşturulacak politika bakımından, temel hedefin ne olduğunun doğru tespit edilmesi gerektiği düşünülmektedir. Şöyle ki, hub olma konusunun en tepedeki hedef olarak politikaya ilişkin tartışmaları yönlendirdiği görülmektedir. Bununla birlikte, enerji politikaları bakımından en tepeye konulması gereken olgunun arz güvenliği ve ucuz enerji temini olduğu; hub olmanın ise gerek arz güvenliği gerekse fiyat seviyesi bakımından birtakım fırsat ve tehditleri beraberinde getiren bir süreç olarak ele alınması gerektiği unutulmamalıdır. Bu nedendir ki, gerek uluslararası projeler ve gerekse diğer konular bakımından yapılacak politika tercihlerinde ana hedefin hub olmak değil, ucuz ve sürekli/sürdürülebilir gaz temini olarak belirlenmesinin yerinde olacağı düşünülmektedir. Türkiye'de bir ticaret merkezinin oluşturulması ise, bir politika hedefi değil, ancak uluslararası doğal gaz piyasalarındaki gelişmelerle birlikte rekabetçi bir doğal gaz piyasası oluşturma politikasının başarıya ulaşmasının bir sonucu olarak değerlendirilmektedir.

(137) Bu noktada, sadece transit özelliği taşıyan, başka bir ifadeyle ülke gaz sistemine hiçbir katkısı olmayan projelerin rekabetçi piyasaya olumlu bir katkısının olmayacağı açıktır. Bunun da ötesinde, bu tür projelerin, tedarikçi ülkelerin gazını diğer tüketicilere ulaştırmasının sağlanması sonucu, Türkiye'nin söz konusu tedarikçiler karşısında alıcı gücünü azaltması yönüyle ele alınması yerinde olacaktır. Sonuç itibarıyla (konunun arz güvenliği ve uluslararası politikalar kapsamındaki yönleri bir kenara bırakılarak yapılan değerlendirmede), rekabetçi bir piyasa yapısı bakımından sadece transit özelliği taşıyan projelerden çok, ülkeye gaz giriş çıkışını sağlayan projelere ağırlık verilmesinin yerinde olacağı değerlendirilmektedir. Ancak bu şekildeki transit projeleri ve iç piyasadaki teşebbüslerin yeniden ihracat hakkı ile ithal

edecekleri miktarlarının artması ile birlikte kaynak çeşitliliğinin artması, gazın gazla rekabetinin sağlanması ve dolayısıyla rekabetçi bir doğal gaz toptan satış piyasasının oluşması daha mümkün hale gelebilecektir. Bu bağlamda, bir sonraki bölümde toptan satış piyasası bakımından serbestleşme süreci ele alınacaktır.

5.2. Doğal Gaz Toptan Satış Piyasası Bakımından Serbestleşme Süreci

(138) Spot piyasa ve bir ticaret merkezi oluşturulması süreci, fiyat dalgalanması ve manipülasyona açık bir piyasa ortamını beraberinde getirme riskini doğurmaktadır. Ayrıca bir yandan serbestleşme ile birlikte toptan satış pazarı rekabete açılırken, öte yandan istikrarlı bir spot piyasa fiyatının oluşmaması, gerek doğal gaz piyasaları gerekse elektrik piyasaları bakımından yatırım kararlarında riski artıran ve belirsizlik yaratan bir durum haline gelebilecektir. İşte bu tür risk ve sakıncaların bertaraf edilebilmesinin yolu, likit bir toptan satış piyasasından geçmektedir. Gerek Avrupa gerekse Türkiye doğal gaz piyasalarının serbestleşme süreci bakımından likiditesi yüksek bir toptan satış piyasasının oluşturulması, piyasanın olgunluk aşamasına geçebilmesi sürecindeki en önemli hedef konumundadır.

(139) Toptan satış piyasasında elverişli seviyede likidite oluşması için aşağıdaki dört özelliğin birlikte sağlanması gerekmektedir⁶⁹:

- **Derinlik (depth):** Piyasanın derinliği, gazın aşırı fiyat hareketlerine konu olmaksızın ticaretini sağlar. Likit olmayan piyasalarda arz-talep dengesi yerine yüksek ölçekli alım-satım işlemleri tarafından belirlenen (aşırı düşük ya da yüksek) fiyatlar, yatırımcılar bakımından yanlış fiyat sinyalleri oluşmasına neden olabilmektedir.
- **Genişlik (breadth):** Çok sayıda alıcı ve satıcının aktif olduğu piyasalar geniş olarak addedilir. *Derinlik* ve *genişlik* için spot, finansal ve taşıma piyasaları oluşmalıdır. Ancak bu yolla, miktarı ve karmaşıklığı artan işlemler başarıyla gerçekleştirilebilmektedir.
- **Hız/çabukluk (immediacy):** Büyük ölçekli alış-satışların hızlı bir şekilde ifa edilebilmesidir. Bu da iletim ve depolama gibi altyapı kapasitesinin yeterliliği ile mümkün olabilmektedir.
- **Direnç (resilience):** Piyasanın herhangi bir şoka maruz kalması halinde arz/talep dengesine dönme kabiliyetine sahip olmasıdır. Piyasanın *direncinin* garanti edilebilmesi pazardaki oyuncuların miktar riskini yönetebilmeleri ile sağlanabilecektir. Bunun için ise yeterli altyapı şarttır. İletim şirketlerinin bağımsız alıcıların ticaret ihtiyaçlarının karşılanmasını teminen emre amade, uygun fiyat ve koşullara sahip kapasiteleri olması ve bu kapasitelerin tahsisi amacıyla üçüncü tarafların erişimine

⁶⁹ "European Wholesale Gas Market Development", *Datamonitor*, Şubat 2010.

izin vermeleri gerekir. Tedarikçiler, depolama ile ya da çeşitli profillerdeki müşterilerden oluşan bir alıcı portföyü ile; alıcılar ise esnek alım yapma ya da depoya erişimlerinin sağlanması suretiyle miktar riskini azaltabilmektedirler.

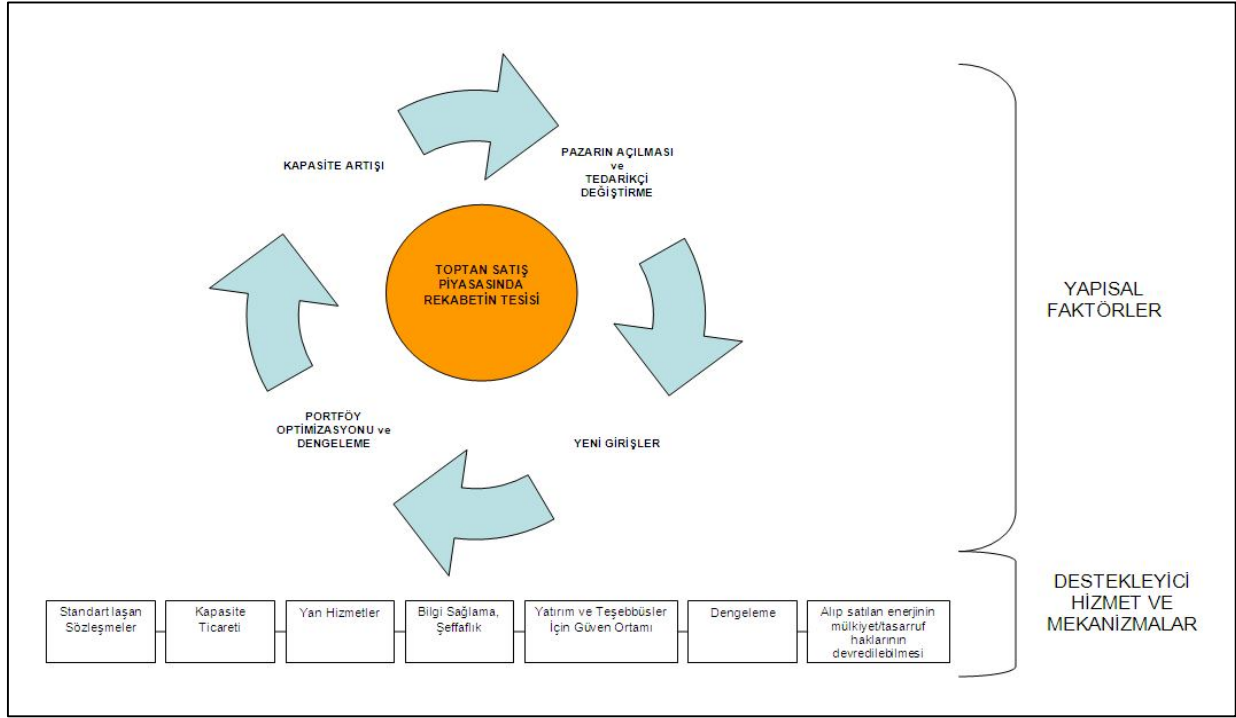
(140) Geçmiş uzun dönemli petrole endeksli fiyatlara dayalı olan Avrupa doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecinde özellikle son dönemlerde hub oluşumları ve hub'ların uzun dönemli kontratlarda fiyatlama mekanizmalarına olan etkileri, gündemin önemli maddesi haline gelmiştir. Bu gelişmeler çerçevesinde Avrupa tecrübelerinde bugüne kadarki en gelişmiş hubın, olgunlaşmış bir piyasa yapısına sahip olan İngiltere'de bulunan ve bir sanal ticaret noktası olan NBP (National Balancing Point-Ulusal Dengeleme Noktası) olduğu görülmektedir. NBP'nin ulaştığı başarıda rolü olan faktörler şu şekilde sıralanabilir⁷⁰;

- İngiltere'nin uzun süredir devam eden üretici kimliği
- İstikrarlı ve oturmuş bir düzenleyici çerçevenin varlığı
- Şeffaflığın sağlanmış olması
- Fiyat oynaklığının düşük olmasından dolayı diğer hub'lar için bir referans noktası (*benchmark*) oluşturması (fiyat dalgalanmalarının +/-%2.5 bandında kalması)
- Hem birincil hem de ikincil piyasanın varlığı (oyuncuların birincil piyasada ihalelerle kapasite aldıktan sonra bunları ikili anlaşmalarla alıp satmasını mümkün kılan hukuki ve finansal alt yapı oluşturulmuştur)
- Sağlıklı risk yönetimi sağlayan enerji borsalarının (APX, IFE) varlığı

(141) NBP'nin zaman içinde likit ve şeffaf bir hub olması sonucu piyasa aktörlerine güvenilir, istikrarlı, şeffaf, ayrımcı olmayan ve hızlı bir ticaret platformu sağlanmakta; bunun sonucunda tahsis etkinliği, arz güvenliği ve yeni girişler ve dolayısıyla katılımcı sayısı ile birlikte rekabet seviyesi artmakta; artan katılımcı sayısı ve rekabet seviyesinin sonucunda ise söz konusu hub daha likit bir hale gelmektedir. Dolayısıyla İngiltere'deki rekabet seviyesi ile NBP'nin likiditesi arasında birbirini olumlu etkileyen rekabet döngüsünün (*competitive spiral*) sağlandığı söylenebilir. Şekil 4'teki şemada da görüldüğü üzere; etkin ticaret merkezlerinin gelişiminde kartopu etkisine sahip olan söz konusu *rekabet döngüsünün* sağlanması bakımından toptan satış piyasasına yönelik destekleyici hizmet ve mekanizmalar önem kazanmaktadır.

⁷⁰ "European Wholesale Gas Market Development", *Datamonitor*, Şubat 2010; "Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe" IEA, 2008, s.46-48.

Şekil 4: Rekabet Döngüsü



Kaynak: “European Wholesale Gas Market Development”, *Datamonitor*.

(142) Şekil 4’teki gibi bir rekabet döngüsünün sağlanabilmesi için tüketicilerin serbestleşmesi, yeni girişlerin gerçekleşmesi ve kapasite artışlarıyla meydana gelen gelişmelerin bir takım hizmet ve mekanizmalar ile desteklenmeleri gerekmektedir. Söz konusu destekleyici hizmet ve mekanizmalar şu şekilde sıralanabilir:⁷¹

- *Standartlaşan sözleşmeler:* Baz ve pik yük teslimatı gibi standart alım-satım sözleşmelerinin oluşması ve oyuncuların da bu tür sözleşmelere uymakla yükümlü olmasıdır.
- *Kapasite ticareti:* Birincil ve ikincil taşıma pazarlarının oturmuş olması ve böylece kapasiteye üçüncü tarafların erişiminin etkin hale getirilmesidir.
- *Yan hizmetler:* Sayaç okuma, ölçme gibi yan hizmetlerin sunumu ile teşebbüsler rekabet avantajı elde etmeye çalışmaktadır.
- *Bilgi sağlama, şeffaflık:* Piyasa oyuncularının pazar koşulları hakkında, özellikle fiyat konusunda, kolaylıkla ve doğru bilgi sahibi olabilmelerini sağlayacak mekanizmaların varlığıdır.
- *Yatırım ve teşebbüsler için güven ortamı:* Taraflar arasında ticarete konu olan gazın garantili ve temerrüt riski olmaksızın teslim edilmesini sağlayan bir ortamın bulunmasıdır.

⁷¹ “European Wholesale Gas Market Development”, *Datamonitor*, Şubat 2010.

- *Dengeleme*: Etkin ve düzgün İşleyen bir dengeleme rejimi ile sistem dengesizliklerinin önlenmesidir.
- *Alınıp satılan enerjinin mülkiyet/tasarruf haklarının devredilebilmesi*: Alım satıma konu olan enerjinin mülkiyet ve tasarruf haklarının da ticarete konu olabilmesini kolaylaştıracak mekanizmaların geliştirilmesidir.

(143) Likit bir toptan satış piyasasının oluşmasının ve yukarıda bahsedilen destekleyici hizmetlerin ve mekanizmaların hayata geçirilmesinin doğal gaz piyasasının gelişim süreci ile yakından ilişkili olduğu unutulmamalıdır. Söz konusu mekanizmaların daha çok piyasanın *gelişme* aşamasında hayata geçirilebildiği görülmektedir. Talep yapısının halen hızla artmakta olduğu, katılımcı sayısının az olduğu, altyapı gelişiminin devam etmekte olduğu, depolama olanaklarının kısıtlı olduğu *büyüme* aşamasında (yasal düzenlemeleri yapılsa dahi) yukarıda bahsedilen mekanizmaların fiilen ve etkin bir şekilde hayata geçmesi zaman alacaktır.

(144) Nitekim, henüz *büyüme* aşamasında olan ülkemiz bakımından da diğer ülkelerdeki gidişata benzer bir sürecin varlığı gözlenmektedir. Bu nedenle, içinde bulunduğumuz dönemde etkin dengeleme ve kapasite ticareti gibi mekanizmaların söz konusu olmadığı Türkiye doğal gaz piyasasında bu ve benzeri destekleyici hizmet ve mekanizmaların *büyüme* aşamasından *gelişme* aşamasına geçiş döneminde değerlendirilmeye alınması gereken unsurlar olduğu düşünülmektedir. Bu noktada, söz konusu mekanizmalara ilişkin düzenlemelerin etkin hale getirilmesi amacıyla öncelikle;

- altyapıda yeterli kapasiteye ulaşıldığı,
- müşteri çeşitliliği ve tüketim artışındaki ivmenin azalması bakımından talep yapısının geliştiği,
- katılımcı sayısı ve kaynak çeşitliliği bakımından gerek piyasadaki rakip teşebbüsler arasında gerekse üst pazardaki tedarikçiler tarafından manipülasyon risklerinin azaldığı

bir piyasa yapısının varlığı önem kazanmaktadır. Altyapı ve talep yapısına ilişkin değerlendirmeler daha sonraki bölümlerde yapılacak olmakla birlikte, piyasadaki rekabet seviyesi bakımından **yatay rekabet seviyesi** ve tedarikçilerin piyasaya etkisi bakımından da **dikey bütünleşme** konuları aşağıda ele alınacaktır.

5.2.1. Yatay Seviyede Rekabet

- (145) Genel anlamda rekabet, aynı amacı güden kimseler arasındaki çekişme, yarışma olarak tanımlanmaktadır. Başka bir ifadeyle, tek kişinin olduğu bir durumda rekabetten bahsetmek mümkün değildir ve ancak çoklu katılım ile rekabet ortamı sağlanabilir. Öte yandan, rekabetçi piyasa modeli kapsamında bir pazarda tek bir teşebbüsün bulunması halinde, fiili olarak rakip olmasa dahi giriş çıkış engellerinin olmadığı ve dolayısıyla tekel konumundaki teşebbüsün fiyat artırması halinde potansiyel yeni girişlerin hemen gerçekleşecek olması durumunda, tekel konumundaki teşebbüsün pazar gücünün düşük olduğu ve potansiyel rekabetten ötürü yüksek bir rekabet seviyesinin var olduğu ileri sürülebilir.
- (146) Bu nedenle, rekabet seviyesinin artması için öncelikle giriş çıkış engellerinin azaltılması serbest rekabetçi piyasa ortamının sağlanması ve buna ilaveten piyasadaki katılımcı sayısının artması büyük önem taşımaktadır. Yatay yoğunlaşma seviyesi, bir piyasadaki ürün zincirinde aynı düzeydeki teşebbüsler arasındaki rekabet seviyesini genel olarak piyasadaki rakiplerin sayısı ve pazar payları temelinde gösteren bir kavramdır. Piyasalarda etkin bir rekabetin oluşmasının en temel koşulları arasında yatay yoğunlaşma seviyesinin düşük olması gelmektedir.
- (147) Doğal gaz toptan satış piyasalarında da rekabetin varlığını yatay yoğunlaşma seviyesi üzerinden irdelemek mümkündür. Nitekim doğal gaz piyasası rekabete açıldıkça ve gelişim gösterdikçe oyuncu sayısının artması ve yoğunlaşma seviyesinin düşmesi beklenmektedir. İçinde bulunduğumuz dönem itibarıyla Türkiye doğal gaz toptan satış piyasasında 33 firmanın sahip olduğu 43 ithalat lisansı ve 37 firmanın sahip olduğu 37 toptan satış lisansı bulunmaktadır. Sayısal olarak teşebbüs sayısı yüksek görünmekle birlikte, piyasada halen yüksek seviyede bir yoğunlaşmanın söz konusu olduğu Tablo 6'da yer alan pazar payları, yüksek HHI ve CR₄ oranlarından açıkça görülmektedir. Piyasada BOTAŞ, BOTAŞ'tan devraldığı kontratlarla piyasaya giriş yapan teşebbüsler ve LNG tesisi bulunan EGEGAZ ön plana çıkmaktadır.

Tablo 6: İthalatçı Firmaların Gerçekleşen İthalat Miktarlarına göre Türkiye Toptan Satış Piyasasındaki Pazar Payları (%)

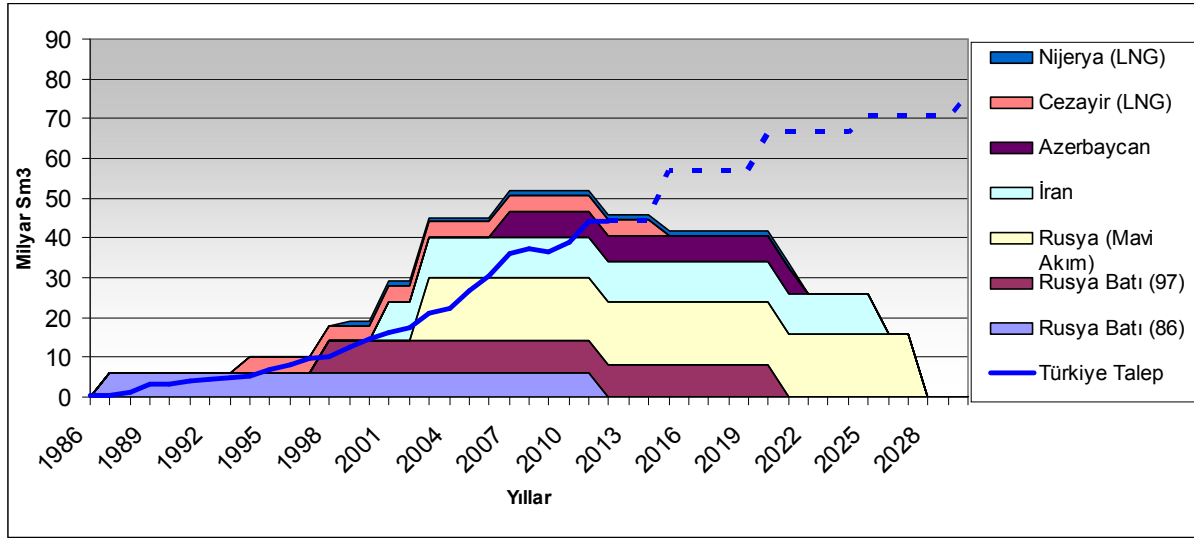
	2009	2010	2011
BOTAŞ			
ENERCO			
EGEGAZ			
BOSPHORUS			
AVRASYA			
SHELL			
YERLİ ÜRETİM			
TOPLAM	100	100	100
HHI Oranı	8207,91	6884,46	7660,808
CR4	96,91	96,72	96,6

Kaynak: EPDK ve taraflardan alınan veriler dikkate alınarak raportörlerce yapılan hesaplamalar. (Ticari sırlardan arındırılmıştır.)

(148) Tablo 6’da ortaya konan yapı incelendiğinde kontrat devirleri sonucunda 4646 sayılı Kanunda öngörülen rekabetçi bir toptan satış piyasası hedefine henüz ulaşamadığı görülmektedir. Bu noktada yatay yoğunlaşma açısından rekabetin tesis edilememesinin ardındaki nedenleri incelemekte fayda bulunmaktadır.

(149) Tekelci bir piyasa olarak doğan doğal gaz piyasasının rekabete açılması için öncelikle piyasaya yeni girişlerin mümkün kılınması gerekmektedir. İthalata bağımlı konumu nedeniyle Türkiye doğal gaz toptan satış piyasasında rekabetçi baskı yaratacak yeni girişlerin sağlanmasının birincil yolu piyasada oyuncu olmak isteyen teşebbüslerin ithalatta pay alabilmesinin önünün açılmasıdır. Bununla birlikte 4646 sayılı Kanun’un Geçici 2. maddesi ile BOTAŞ’ın mevcut sözleşmelerinin var olduğu ülkeler dışındaki ülkelere yapılacak yeni ithalat sözleşmelerine -mevcut sözleşmelerin süresi bitene kadar- yasak getirilmiştir. Bu yasağın temel nedeninin ise yeni ithalat sözleşmeleri ile BOTAŞ’ın sahip olduğu al ya da öde kontratları kapsamındaki gazın ithalatının azalması, dolayısıyla BOTAŞ’ın bu süreçte zarar etmesinin engellenmesi olduğu görülmektedir. Bununla birlikte Grafik 13’ten de görülebileceği gibi içinde bulunduğumuz dönemde BOTAŞ’ın mevcut ithalat sözleşmeleri kapsamında tedarik edilen gaz miktarı ile ülke doğal gaz talebinin denk olacağı öngörülmektedir. Bundan sonraki dönemde ise sözleşmeye konu ithalat miktarları artırılmadığı takdirde mevcut sözleşmeler ile tedarik edilen doğal gaz miktarının ülke doğal gaz talebinin altında kalma ihtimali dikkate alındığında yeni ithalat sözleşmeleri sonucu BOTAŞ’ın al-ya da-öde yükümlülüğü nedeniyle zarara uğramasına neden olacak koşulların ortadan kalkacağı sonucuna varılmaktadır.

Grafik 13: Uzun Dönemli Doğal Gaz Alım Anlaşmaları, Talep ve Talep Projeksiyonu



Kaynak: BP World Statistics, BOTAŞ, EPDK

- (150) Hemen belirtmek gerekir ki 4646 sayılı Kanun'un Geçici 2. maddesinde 2008 yılında yapılan değişiklik ile spot LNG ithalatının önünün açılması, yeni girişler açısından olumlu bir gelişme olarak nitelendirilmektedir. Bununla birlikte, spot LNG fiyatları ile ülke içi doğal gaz fiyatları arasında oluşan farklara göre spot LNG ithalatının değişim göstermesi ve hatta durması; özellikle kısıtlı terminal ve altyapı yatırımları dikkate alındığında spot LNG'nin henüz ciddi bir rekabetçi baskı yaratacak bir seviyede olmadığı görülmektedir.
- (151) İthalatın serbestleştirilmesine paralel olarak kontrat veya miktar devri gibi yöntemler gündeme gelmektedir. BOTAŞ dışındaki boru hattı ile doğal gaz ithal eden teşebbüslerin pazara girişleri 2007 yılında gerçekleşen kontrat devirleri ile mümkün olmuştur. Bu kontrat devirleri sonucu dört firma 4 milyar m³/yıl miktarına karşılık gelen kontratları devralmıştır.
- (152) İthalat serbestisinin olmadığı bir ortamda kontrat devirleri sonucunda 4646 sayılı Kanunda öngörülen rekabetçi bir toptan satış piyasası hedefine henüz ulaşamadığı görülmektedir. Bu noktada, kontrat devirlerinin niçin uygulanmadığına yönelik eleştiriler ve daha etkin uygulanması gerektiğine yönelik görüşler bulunmakla birlikte, Kanunun yayımlandığı dönemde dünyada daha önce örnek uygulaması

bulunmayan⁷² kontrat devri yönteminin; sadece İtalya doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecinde tartışmaya konu olduğu görülmektedir. 2000'li yılların başlarında İtalyan ENI firmasının pazar payının düşürülmesine yönelik olarak kontrat devri, miktar devri ve ENI'nin gazı İtalya'ya getirmeden İtalya dışında satması yöntemleri tartışılmış ancak ENI'nin muhalefeti sonucunda pazar payının %50'ye inmesini sağlayacak şekilde miktar devri yöntemi benimsenmiştir⁷³.

(153) Kontrat devri yönteminin ana amacının piyasaya yeni girişlerin sağlanması olduğu açıktır. Bununla birlikte, kontrat devirleri, mevcut kontratların devri yoluyla piyasadaki aktör sayısının artmasını sağlamakta, ancak sağlayıcı tarafında ve piyasaya giren gaz miktarında bir değişikliğe yol açmamaktadır. Dolayısıyla, gerçek anlamda *yeni girişlerin* piyasanın mevcut fiyat, kâr marjı ve maliyet gibi unsurları üzerinde baskı oluşturarak piyasadaki pazar payı kapma arzusu olan oluşumlar olduğu dikkate alındığında; kontrat devirlerinin gerçek anlamda bir yeni giriş olarak kabul edilemeyeceği, başka bir ifade ile *fiyat rekabeti yaratma konusunda beklendiği kadar büyük etkiler yaratan girişler olmadığı*⁷⁴ düşünülmektedir.

(154) Kontrat devirleri bakımından dikkati çeken bir başka husus ise, kontrat devirleri sürecinde kaynak ülkelerdeki tedarikçi şirketlerin onayı gerekliliğinin ülke doğal gaz toptan satış piyasasının rekabetçi tasarımında bu teşebbüslerin etkisini artırdığıdır. Sonuç olarak **kontrat devri yönteminin getirileri ve diğer uygulanabilirlik problemleri**⁷⁵ dikkate alındığında, devamında ısrar edilmemesi gereken bir yöntem olduğu değerlendirilmektedir.

⁷² "Turkey: Gas Sector Strategy Note", World Bank, 30030-TR, Eylül, 2004.

⁷³ Kontrat devri, al-ya da-öde yükümlülükleri ile beraber sözleşmelerin rakiplere devri anlamına gelecek ve bu da gaz ithalatının yapısında kalıcı bir değişiklik meydana getirecektir. Diğer yandan, miktar devrinde finansal ve ticari olarak güçlü ENI'nin sözleşmelerin sahipliği ve idaresinden sorumlu olmaya devam etmesi ve ileriye dönük olarak gaz temininde ihraç eden ülkeler karşısında taraf olarak kalmasının daha doğru olacağına karar verilmiş ve böylece miktar devri yöntemi benimsenmiştir. POLO, M. E., ve C. SCARPA (2003), "The Liberalization of Energy Markets in Europe and Italy" *Monitoring Italy Conference*, s. 37-8; "Regulation and Competition in the Energy Sector", *Energy Law*, Wolters Kluwer: Law and Business, Ağustos 2011, par. 875-8.

⁷⁴ Talebin neredeyse tamamını karşılayan miktarlar için imzalanan ithalat sözleşmeleri al-ya da-öde yükümlülükleri içerdiklerinden ve yerleşik firma yüksek sabit maliyetlere karşın ihmal edilebilir marjinal maliyetlerle faaliyet gösterdiğinden dolayı ne yerleşik firmanın kendisi ne de kontrat devralarak piyasaya yeni giriş yapan firmalar fiyat rekabetine girebilecektir. Zira, pazar payını artırma odaklı Bertrand rekabetinde fiyatlar marjinal maliyete eşitlenecek; gelirler sabit maliyetleri karşılamaya yetmeyecektir. CAVALIERE, A. (2007), "The Liberalization of Natural Gas Markets: Regulatory Reform and Competition Failures in Italy", *Oxford Institute for Energy Studies*.

⁷⁵ Kontrat devirlerinde kaynak ülkelerdeki teşebbüsler bir kamu şirketi olan BOTAŞ'ın alıcı olmadığı bir yapıyı tercih etmeyebileceklerdir. Ayrıca potansiyel toptan satıcılar -özellikle piyasanın rekabete

- (155) Bu noktada, Türkiye doğal gaz toptan satış piyasasında rekabetin sağlanması bakımından ön plana çıkan yeni giriş potansiyellerinin ithalatın serbestleşmesi ve LNG ticaretindeki gelişmeler olduğu, piyasadaki katılımcı sayısının artırılmasını sağlamak bakımından ise miktar devri üzerinde yoğunlaşılmasının yerinde olacağı değerlendirilmektedir.
- (156) Miktar devri yöntemi, yerleşik firmanın doğal gaz toptan satış pazarında tedarik ettiği doğal gazın satışını nihai tüketiciye değil diğer toptan satıcılara yapmasını içeren bir süreci ihtiva etmektedir. Doğal gaz piyasalarının rekabete açılma sürecinde Avusturya, Almanya, İspanya ve İtalya’da miktar devri yöntemi ile ciddi serbestleşme adımları atılabildiği⁷⁶. Yukarıda ortaya konan çerçevede **Türkiye doğal gaz toptan satış piyasasının rekabete açılması yönünde BOTAŞ’ın pazar gücünü azaltmaya ve katılımcı sayısını artırmaya yönelik olmakla birlikte, BOTAŞ’ın uluslararası piyasalardaki alıcı gücünü azaltmayacak, yeni girişleri teşvik edecek en uygun, sürdürülebilir ve etkin seçeneğin miktar devri yöntemi olduğu düşünülmektedir.**
- (157) Tam bu noktada ortaya çıkan husus ise miktar devirleri sonucunda kaynak ülkelerdeki ihracatçı şirketlerin dikey bütünleşme ile Türkiye doğal gaz piyasalarında paya sahip olması halinde oluşacak dikey bütünleşmenin, piyasada oluşması beklenen rekabete etkileridir. Bu husus ise aşağıda *Dikey Bütünleşme* başlığı altında konu edilmektedir.

5.2.2. Dikey Bütünleşme

- (158) Dikey bütünleşme, bir piyasadaki ürün zincirinde farklı düzeydeki teşebbüsler arasında gerçekleştirilen entegrasyonu nitelendirir. Dikey bütünleşmelerin, aynı ilgili ürün pazarındaki doğrudan rekabetin azalmaması, tarafların birbirini tamamlayıcı faaliyetleri nedeniyle ortaya çıkabilen etkinlik ve işlem maliyetlerinin azaltılmasına imkân sağlaması nedenleriyle bazı olumlu etkileri olduğu da kabul edilmektedir.

açılma aşamasında- bu kontratlardaki süre, miktar, alım garantisi gibi yükümlülükleri üstlenecek güçte olmayabilirler. Kontratlardaki gizlilik hükümleri ise devri zorlaştıran bir başka unsurdur (“Turkey: Gas Sector Strategy Note”, World Bank, 30030-TR, Eylül, 2004).

⁷⁶ “Turkey: Gas Sector Strategy Note”, World Bank, 30030-TR, Eylül, 2004.

Bununla birlikte; tarafların ilgili ürün pazarlarındaki konumuna bağlı olarak pazarın rekabete kapanması (*anticompetitive foreclosure*) ve üst pazardaki teşebbüslerin alt pazarda sahip oldukları teşebbüsleri, rakipleri karşısında avantajlı hale getirmek üzere ayrımcılık yapmaları riski ortaya çıkabilmektedir. Bu durumda özellikle yüksek derecede pazar gücüne sahip bir teşebbüsün dikey bütünleşme yönünde alt ya da üst piyasada yer alması, pazarlardaki mevcut ya da potansiyel rekabete zarar verebilmektedir.

(159) Daha önceki bölümlerde ele alındığı üzere, Türkiye doğal gaz tüketiminde başta Rusya olmak üzere kaynak ülkelerin ağırlığı bulunmaktadır. Bu nedenle net ithalatçı konumunda olan Türkiye bakımından kaynak çeşitliliğinin az ve tedarikçilerin yoğunlaştığı bir ticaret ortamının getireceği risklerin iyi analiz edilmesi önemlidir.

(160) Öncelikle belirtmek gerekir ki, sadece toptan satış piyasası dikkate alındığında, üretici konumundaki bir teşebbüsün doğal gaz toptan satış piyasasında yer alması başta arz güvenliğine katkı sağlayabilmekte, üretim-sevk zincirinin uyumlu işletilmesi ile etkinlik doğurabilmekte, bunun sonucu olarak da toptan satış piyasasında rekabete fayda sağlayabilmektedir. Özellikle BOTAŞ'ın doğal gaz toptan satış piyasasındaki hakim durumu karşısında ihracatçı teşebbüslerin rekabetçi güç olarak piyasada yer almasının bu piyasadaki rekabeti olumlu etkileyebileceği de ileri sürülebilir. Ancak, Türkiye'nin ithalata bağımlı konumu ve ihracatçılar arasında rekabetin sağlanamamış olduğu dikkate alındığında, dikey bütünleşmeye ilişkin sürecin yönetiminde toptan satış piyasasında rekabetin gelişme düzeyinin, altyapı yatırımlarının tamamlanma seviyesinin ve uluslararası doğal gaz piyasalarındaki gelişmelerin önemi ortaya çıkmaktadır.

(161) Özellikle rekabete açılma aşamasında ithalata bağımlı olan ülke talebinin karşılanmasında ihracatçı olarak pazar gücüne sahip olan kaynak ülkelerdeki teşebbüslerin, toptan satış piyasalarında ciddi anlamda pay almasının, oluşturulmaya çalışılan rekabete zarar verebileceği öngörülmektedir. Şöyle ki; dikey bütünleşme sonucunda bu teşebbüsler üst piyasadaki pazar güçlerini kullanarak alt piyasalardaki konumlarını güçlendirme, rakipleri dışlama imkanına sahip olabileceklerdir. Buna bir örnek vermek gerekirse, uluslararası doğal gaz arzında bir sıkıntı yaşandığında bu teşebbüslerin Türkiye doğal gaz toptan satış piyasasında kendi firmalarına gaz

tedarik ederken rakiplere tedarikte kısıntıya gitmelerinin imkan dahilinde olması ve bunlar karşısında alt piyasada güçlü bir teşebbüsün bulunmaması ve böylece ülke doğal gaz toptan satış piyasasındaki rekabetin olumsuz etkilenmesi verilebilir. Her ne kadar üst piyasadaki teşebbüslerin birleşme ve devralmalar ile Türkiye doğal gaz toptan satış piyasasındaki teşebbüsleri devralmaları ya da hakim durumlarını kötüye kullanmalarına ilişkin vakaların 4054 sayılı Kanun kapsamında Rekabet Kurumunca incelemelere konu olması mümkün ise de⁷⁷, Türkiye doğal gaz piyasalarının halen büyüme aşamasında olması ve gelişme aşamasına geçişin gerçekleştirileceği dönemde piyasanın tasarımının belirlenmesi bakımından devlet müdahalelerinin önemli bir rolü bulunduğu değerlendirilmekte, bu nedenle içinde bulunulan aşamada özellikle yapısal konulara ilişkin denetimin sadece rekabet hukuku kurallarına bırakılmasının yerinde olmayacağı düşünülmektedir⁷⁸.

(162) Ortaya konan bu çerçevede kaynak ülkelerdeki teşebbüslerin dikey bütünleşme ile alt piyasalardaki varlığına ilişkin sürecin yönetiminde, Türkiye toptan satış piyasasında özellikle depolama ve LNG terminallerine yönelik gerekli yatırımların tamamlanması, toptan satış piyasası bakımından ise katılımcı sayısının artmasının ötesinde piyasa derinliğinin, direncinin ve dolayısıyla likiditesinin yeterli seviyeye gelmesinin sağlanması, ayrıca bu süreçte BOTAŞ ile birlikte iç piyasa oyuncularının arama ve üretim gibi üst pazarlara doğru geri bütünleşmeyi sağlamalarının teşvik edilmesi ön koşul olarak görülmelidir.

(163) Türkiye toptan satış piyasası bakımından yeni giriş anlamında baskı unsuru olabilecek ve rekabet seviyesini artıracak bir başka unsur ise doğal gaz kaynaklı elektrik santralleridir. Şöyle ki, elektrik santrallerinin tükettikleri doğal gazı kendileri tedarik etmek üzere toptan satış ve ithalat pazarlarına yönelik geri bütünleşmeyi

⁷⁷ Nitekim Gazprom'un kontrolünde ortak olduğu Bosphorus'un kontrat devrine ilişkin kararında (11.07.2007 tarih 07-59/687-242 sayılı BOTAŞ/Bosphorus Kararı) ve yine Gazprom'un Avrasya'nın kontrolünde belirli etkiye sahip olmasına imkan sağlayacak devrine ilişkin kararında (21.03.2012 tarih 12-13/384-113 sayılı PET/Avrasya Kararı) Rekabet Kurulu dikey bütünleşmeye ilişkin olası risklere dikkat çekmiş ancak devralınan varlıkların alt piyasada sahip oldukları düşük pazar paylarından yola çıkarak ilgili devirlere izin vermiştir.

⁷⁸ Rekabet politikalarına ilişkin ilk bölümde de belirtildiği üzere, serbestleşme sürecinin ilk aşamaları özellikle piyasa tasarımının oluşturulması bakımından devletin müdahaleci olduğu ve sektörel otoritelerin ağır sorumluluklar üstlendiği dönemlerdir. Rekabetçi bir piyasa tasarımının sağlanmasıyla başarıya ulaşılmış bir serbestleşme sürecinin nihai sonucu ise, doğal tekelere ilişkin düzenlemeler dışında yapısal ve davranışsal denetimlerin rekabet hukukunun etkin bir şekilde uygulanmasıyla gerçekleştirildiği, dolayısıyla rekabet otoritesinin ağır sorumluluklar üstlendiği işleyen rekabetçi bir piyasa ortamının oluşturulmasıdır.

gerçekleştirmelerinin kolaylaştırılması, (beş güç analizi bölümünde de belirtildiği üzere) elektrik santrallerinin alıcı gücünün ve toptan satış piyasasındaki rekabet seviyesinin artmasına katkıda bulunacaktır. Bu konuya ileride elektrik ve doğal gaz piyasalarının etkileşiminin ele alındığı bölümde yeniden değinilecektir.

5.3. Altyapı Bakımından Doğal Gaz Piyasalarının Gelişimi

- (164) Serbestleşme sürecinin temel hedefi likit bir piyasa oluşturmak olmakla birlikte, bu hedefe ulaşmada gerekli olan ön koşulların başında altyapı kapasitesi ve olanakları gelmektedir. Esas itibarıyla altyapıya ilişkin gelişimin doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecini yönlendiren en önemli etkenlerden biri olduğunu söylemek mümkündür. Türkiye doğal gaz piyasalarının gelişiminin ve mevcut durumunun analiz edildiği bölümden de hatırlanacağı üzere, devlet tekeli ile geliştirilmekte olan altyapının 2001 yılından itibaren başlayan *büyüme* aşamasının özelliklerine paralel olarak hızla artan taleple birlikte aynı ivmeyle yaygınlaştığı ve bu süreçte özellikle dağıtım altyapısı bakımından özel sektörün de büyük katkı sağladığı görülmektedir.
- (165) Doğal gazın üretim sahasından piyasaya ulaşması ve piyasalaşması bakımından gerekli olan temel altyapı iletim sistemidir. Bir iletim sisteminin temel ürünü, gazın fiziksel taşınmasıdır. Gaz iletim altyapısının birincil unsurlarını; **boru hatları** ve boru hatlarındaki gazın iletimi için gerekli gücü sağlayan **kompresör istasyonları** oluşturmaktadır. Gaz iletim hattına yapılacak yatırım kararlarında ekonomik, teknik ve lojistik etkenler önem kazanmakla birlikte, bu çalışma bakımından bu alana ilişkin detaylı değerlendirmeye gerek görülmemektedir. İletim hattının kendi özellikleri yanında kompresör istasyonlarının sayısı, lokasyonu ve teknolojisi gibi özellikleri de iletilen gaz miktarının seviyesi ve frekansının artırılıp azaltılması gibi hususlarda önem kazanmaktadır. Dolayısıyla etkin bir iletim sisteminde boru hattı ve kompresör istasyonlarının özelliklerinin optimum bir şekilde belirlenmesi ve geliştirilmesi; söz konusu iletim sisteminin iletim kapasitesi, sıkıştırma yoluyla daha çok dahili gazın (*line pack*) boru hattında yer alması ile elde edilen depolama kapasitesi ve kısıtlara ilişkin özelliklerini belirlemesi bakımından önemlidir.
- (166) Daha önce de belirtildiği üzere iletim kapasitesi açısından ülke çapında hızla büyüyen bir iletim ağı bulunmaktadır. Ayrıca bu ağ sadece iç piyasanın rekabetçi

yapısındaki önemi ile değil, uluslar arası doğal gaz piyasaları bakımından da Türkiye'nin güçlü yanı olarak ön plana çıkmaktadır. Mevcut durumda iletim sisteminde 8 adet kompresör bulunmaktadır. Öte yandan, özellikle 2012 yılının Şubat ayında yaşanan sıkıntılar göz önüne alındığında (Kutu:7) önümüzdeki dönemde artan taleple birlikte kompresör yatırımlarının önemi ve gerekliliği dikkati çekmektedir.

(167) Piyasanın gelişmesi ve olgunlaşmasıyla birlikte, iletim sisteminin birincil unsurları olan boru hattı ve kompresör istasyonlarının yanında **ikincil unsurlar** olarak ortaya çıkan **fiziki hub'lar** ve **depolama** faaliyetleri önem kazanmaktadır. Sadece boru hattı ve kompresör istasyonlarının olduğu dönemlerde kısıtlı olan şebekenin esneklik özelliği, hem giriş hem de çıkış noktası olarak çalışan hublar ve depolama faaliyetleriyle birlikte yükselmektedir. Türkiye'de özellikle uluslararası projelerle birlikte fiziki hub oluşturmanın mümkün olup olmadığı tartışması bir yana, depolamanın şebekenin esnekliği ve arz devamlılığı bakımından önemli bir konu haline geldiğini söylemek mümkündür.

(168) Farklı türde yer altı depolama faaliyetleri bulunmakla birlikte en sık görülen türleri üç başlık altında toplamak mümkündür: Tüketilmiş gaz/petrol yatakları⁷⁹, tuz domları⁸⁰ ve akiferler⁸¹. Depolama faaliyetleri bakımından kapasiteyi tanımlayan esas olarak üç parametre bulunmaktadır: Enjeksiyon oranı,⁸² çalışma kapasitesi (*working capacity*)⁸³ ve çekiş oranı (*withdrawal rate*)⁸⁴. Bu parametreler depolamaya ilişkin yatırım kararlarında etkilidir. Şöyle ki; talepteki hızlı artışa cevap verebilmesi bakımından hızlı çekiş oranına sahip olan tuz domları uygun tercih olarak görülmektedir. Öte yandan dönemsel farklılıklardan kaynaklanan büyük ölçekli talep farklılaşmalarıyla başa çıkmak bakımından yüksek çalışma kapasitesine sahip olan akiferler ve tüketilmiş petrol yatakları daha uygun bulunmaktadır. Şüphesiz söz konusu depolama

⁷⁹ Tüketilmiş gaz/petrol yatakları, diğer yöntemlere göre daha bol bulunması nedeni ile en çok kullanılan depolama yöntemidir. Bu yöntemde diğer yöntemlere kıyasla, gerek işletme gerekse korunma açısından en avantajlı depolama yöntemidir.

⁸⁰ Depolanan gazın hiçbir şekilde dışarı kaçmasına izin vermeyen bu tip formasyonlar gazın depolanması için çok elverişlidir.

⁸¹ Akifer depolama sahaları, doğal gaz tutmaya elverişli su rezervuarlarından oluşur. Bu sahalar genellikle tüketilmiş bir hidrokarbon rezervuarı bulunmadığında kullanılır. Bu depolama yönteminin tüketilmiş rezervuar yöntemine oranla maliyeti oldukça yüksektir.

⁸² Enjeksiyon oranı: Depoyu dolduracak olan gazın ne kadar sürede basıldığına ilişkindir.

⁸³ Çalışma kapasitesi: depodan çekilebilecek maksimum gaz miktarıdır. Toplam kapasite ile yastık gazı (*cushion gas*) arasındaki fark kadardır.

⁸⁴ Çekiş oranı: Gün veya saat olarak belirlenen zaman diliminde çekilebilecek maksimum kapasitedir.

alanlarının iletim sistemine bağlanmak için uygun lokasyonda olması da önemlidir. Dolayısıyla, depolama alanına ilişkin yatırımlar bakımından hem ekonomik hem de jeolojik bir takım zorluklar bulunduğu görülmektedir.

(169) Türkiye depolama kapasitesine bakıldığında Silivri Yeraltı Doğal Gaz Depolama Tesisleri ve Kuzey Marmara Değirmenköy Depolama Tesislerinin toplam depolama kapasitesi 2,661 milyar m³ (bunun 2,1 Milyar m³'ü BOTAŞ'a tahsis edilmiştir), maksimum enjeksiyon kapasitesi 16 Milyon m³/gün ve maksimum geri üretim kapasitesi 20 milyon m³/gün'dür⁸⁵.

(170) BOTAŞ tarafından gerçekleştirilecek Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi ile Aksaray ili Sultanhanı yöresinde, yerin yaklaşık 1000-1500 m. altında bulunan tuz domlarında, doğal gazın yeraltında depolanması amacıyla her birinin fiziksel hacmi yaklaşık 630.000 m³ olan on iki adet depo yapılması planlanmaktadır. Buna göre çözeltme (leaching) yöntemi ile oluşturulacak depolarda yaklaşık 1,5 milyar m³ gaz bulundurulacak olup bunun 1 milyar m³ 'ü işletme gazı olarak hizmet verecek; günlük 40 milyon m³ lük çekiş kapasitesine sahip olacaktır. İlk altı deponun 2016 yılında devreye alınması planlanmakta olup bu aşamada 500 milyon m³ lük bir depolama (işletme) kapasitesine ulaşılabilecektir. İkinci grup altı deponun ise 2019 yılında devreye alınması planlanmaktadır. Ayrıca, yapılan sismik çalışmalar neticesine göre bölgede yaklaşık 5 milyar m³ gaz depolamaya uygun potansiyel bulunmakta olup, zaman içinde ihtiyaçlar doğrultusunda bu depolama potansiyeli değerlendirilmeye alınabilecektir. Bir başka ifade ile bu mevkide yatırıma açık bir kapasitenin müsait olduğu söylenebilir.

(171) Uygulamada başarıya ulaşmış hub noktalarının genellikle esnekliği sağlayan depolama olanaklarına sahip olduğu dikkate alındığında, Türkiye'nin depolama kapasitesi eksikliğinden kaynaklanan zayıf yönü ön plana çıkmakta ve gerekli tedbirlerin alınması önem arz etmektedir.

(172) Yer altı depolama faaliyetlerinin yanında iletim sisteminin esnekliği bakımından önemli altyapı unsurlarından biri de LNG faaliyetleridir. LNG terminalleri, sıvılaştırma

⁸⁵ Erişim adresi: http://www.tpao.gov.tr/tp2/sub_tr/sub_icerik.aspx?id=34

terminali olması halinde sistem için bir çıkış noktası, gazlaştırma terminali olması halinde sistem için bir giriş noktası haline gelmektedir. Altyapıya sağladığı esneklikle birlikte dünya doğal gaz piyasalarında son dönemlerde büyük bir gelişme trendinde olan LNG faaliyetlerinin doğal gaz piyasalarında rekabetin tesisi için dört açıdan büyük önem arz ettiği görülmektedir:

- **Arz güvenliği:** Belli ve az sayıdaki ülkeye olan bağımlılığın azalmasını ve arz yollarının artmasını sağlar. En önemli LNG ithalatçılarından olan Japonya, G. Kore ve İspanya'nın en az 7 farklı ihracatçıdan gaz tedarik ettiği görülmektedir.⁸⁶
- **Esneklik:** On yıllarca süren ve bir tarafta tedarikçinin diğer tarafta alıcının karşılıklı bağımlılığının ve güvenin asıl olduğu boru hatları yatırımları ile karşılaştırıldığında LNG yatırımları daha esnek bir yapıya sahiptir. Bu nedenle, depolama olanakları sınırlı olan ülkeler için LNG gazlaştırma terminaleri özellikle önemlidir.
- **Gazın fiyatlaması:** Boru hatlarından bağımsız olarak farklı bölgelere gaz sevkiyatı yapılabilmesi sayesinde petrole endeksli fiyatlar yerine arz-talebe göre oluşan fiyatlar söz konusu olabilmektedir.
- **Elektrik piyasalarına etkileri:** Elektrik üretiminden kaynaklanan kısa dönemli talep artışlarına gaz arzında gaz depolarından ya da gaz üretim kaynaklarından yararlanılabileceği gibi, artan talebe hemen cevap verebilme özelliği sayesinde LNG, gerek ticaret gerekse altyapıya getirdiği esneklik ile önem kazanmaktadır.

(173) LNG yatırımlarını tetikleyen bir diğer faktör ise tedarikçilerin birçok alıcıyla çalışabilmesi ve böylece de riski dağıtabilmesidir. Bunların yanında boru ile sevk edilen gazda diğer ülkelerin kontrolü söz konusu iken, LNG terminaleri ulusal kontroledir. Ayrıca LNG'nin karayoluyla da sevkinin mümkün olması, boru hattının uzanmadığı bölgelerde de doğal gaz kullanımına imkân vermektedir.

(174) Görüldüğü üzere, LNG tesislerinin gerek toptan satış pazarında rekabetin sağlanması gerekse altyapı bakımından esnekliğin sağlanması yönüyle serbestleşme sürecinde olumlu katkıları bulunmaktadır.

(175) Türkiye bakımından LNG faaliyetleri dikkate alındığında, BOTAŞ Marmara Ereğlisi LNG terminalinin (1994) tank kapasitesinin 255.000 m³; gazlaştırma kapasitesinin 735.000 m³/saat olduğu ve yıllık yüksek basınçlı sevk kapasitesinin 6,2 milyar m³ olduğu görülmektedir. İkinci olarak Egegaz Aliağa LNG terminalinin (2006) tank

⁸⁶ REYMOND, M. (2007), "European Key Issues Concerning Natural Gas: Dependence and Vulnerability", *Energy Policy*, 35, s. 4172.

kapasitesinin 280.000 m³; gazlaştırma kapasitesinin 685.000 m³/saat ve yıllık yüksek basınçlı gazlaştırma ve sevk kapasitesinin 6 milyar m³ olduğu görülmektedir. Mevcut toplam depolama kapasitesi, Türkiye'nin 2011 yılı doğal gaz tüketiminin yaklaşık %6'sını oluşturmaktadır. Bu depolama kapasitesi ile günlük ortalama tüketim dikkate alındığında yaklaşık 18 gün; tüketimin en çok olduğu kış aylarında yaklaşık 13 günlük doğal gazın depolanabildiği sonucuna ulaşılmaktadır.

(176) Türkiye gibi ithalata bağımlı olan ve arz güvenliği açısından kaynak çeşitlendirmesine gitmek isteyen bir ülkenin LNG yatırımlarına önem vermesi gerektiği açıktır.

(177) LNG, doğal gaz piyasalarının gelişimi açısından taşıdığı önemin yanında, tedarik zincirine büyük yatırımlara ihtiyaç duyulan bir yapıya sahip olmasıyla dikkat çekmektedir. Fiyat ve yatırım sinyallerinin gecikmeli olmasından dolayı LNG'den beklenen fayda dünya genelinde henüz yeterince sağlanamamaktadır. Bunun en somut kanıtı, bir yatırım planında nihai karara ulaşılmamasının üzerinden en az dört yıl geçmesinden sonra ancak fiili olarak projenin başlayabilmesi; projenin biterek faaliyete geçmesinin de yine uzun bir dönem almasıdır⁸⁷. Doğal tekel olan iletim ve dağıtım altyapısı ve bir dereceye kadar depolama yatırımları gibi LNG yatırımları da aksak piyasalara işaret etmektedir.

(178) Tablo 7'de likit bir toptan satış piyasası oluşturma anlamında ilerlemiş ve ilerlemekte olan AB ülkeleri ile ülkemizin depolama ve LNG terminallerine ilişkin kapasiteleri sunulmaktadır:

Tablo 7: Doğal gaz depolama ve LNG sevkiyatı, 2009

Ülkeler	Depolama Tesis Sayısı	Maksimum çalışma kapasitesi (milyon m ³)	Maksimum çekiş kapasitesi (milyon m ³ /gün)	Toplam depolama miktarı/yıllık gaz talebi (m ³)	Yıllık nominal LNG gazlaştırma sevk kapasitesi (milyar m ³)
Avusturya	5	4.530	59	%48	-
Almanya	47	20.502	490	%23	- ⁸⁸
Belçika	1	625	13	%3	9,00
Fransa	15	12.349	218	%25	23,25
Hollanda	3	5.000	146	%17	12,00
İngiltere	6	3.695	83	%4	46,50
İtalya	10	13.370	281	%17	10,96
İspanya	2	2.376	13	%7	60,10
Türkiye	2	2.661	20	%8,3	12,2

Kaynak: Cedigaz, Gas Infrastructure Europe

⁸⁷ "Fostering LNG Trade: Developments in LNG Trade and Pricing", Energy Charter Secretariat, 2009.

⁸⁸ Planlama aşamasında olan terminal mevcuttur.

- (179) Yukarıda yer alan tabloya kara Avrupası ülkelerinin İngiltere gibi hub olma yolunda çaba sarf ettikleri hesaba katılarak bakıldığında, boru hatlarının yanında arz kaynağı ve esneklik aracı olarak kullanabilecek olan depolama ve LNG terminallerinin önemi ortaya çıkmaktadır. Hub olma yolunda en yüksek potansiyele sahip olarak kabul edilen Belçika, Almanya, İtalya ve Avusturya'nın kendi iç taleplerinin yüksek oranına tekabül eden depolama ve/veya LNG kapasitesine sahip olduğu⁸⁹; daha da önemlisi tabloda yer almasa da depolama ve LNG yatırım projeleri ile arz ve esneklik portföylerini daha da geliştirmekte oldukları görülmektedir.
- (180) Bu anlamda, Türkiye'nin zayıf ve güçlü yönlerine baktığımızda coğrafi ve jeostratejik konumundan kaynaklanan gücün tek başına yeterli olmadığı; bunun altyapı bakımından depolama ve LNG faaliyetlerindeki zayıflıkların giderilmesiyle desteklenmesi gerektiği; diğer türlü oyunculara esneklik ve güven sağlayacak düzeyde bir ortam oluşmadığından rekabet döngüsünün de başlatılamayacağı görülmektedir. Elektrik üreticilerinin kış dönemlerinde sistem dengesini tehdit etmemeleri ve kaynaksız kalma riskini ortadan kaldırma amacıyla yapılacak LNG ve depolama tesisi yatırımlarına katkı sağlanması bu anlamda oldukça isabetli görülmektedir. Nitekim ancak altyapının tamamlanması sayesinde oyunculara esneklik araçları sunulabilecek, şebeke işleyiş düzenlemeleri geliştirilerek hem sistemin etkin ve verimli kullanımı sağlanabilecek hem de artan likidite sayesinde fiyatlar düşecek ve rekabet döngüsü devam edecektir.
- (181) Altyapının piyasayla etkileşimini belirleyen düzenlemeleri üç ana başlık altında değerlendirmek mümkündür: Üçüncü tarafların erişimi, dengeleme ve şeffaflık. Bu başlıklar altında iletim, depolama ve LNG faaliyetlerine ilişkin değerlendirmeler aşağıda yer almaktadır.

⁸⁹ Bu ülkeler arasında Belçika depolama ve LNG kapasitesinin görece düşük olmasıyla birlikte, çeşitli boru hatları ve enterkonektörün ve ayrıca LNG terminalinin kesişim noktası olan Zeebrugge ile bir fiziksel hub oluşturma avantajına sahiptir.

5.3.1. Üçüncü Tarafların Erişimi

(182) Fiziksel ağ alt yapısına sahip olmayanlar tarafından, ağlara şeffaf ve ayrımcı olmayan erişimin sağlanması olarak özetlenebilecek olan üçüncü tarafların erişimi, rekabetin sağlanması ve enerji piyasalarının etkili bir şekilde işlemesi için esastır. Özellikle yerleşik firmaların mülkiyet ayrıştırmasına tabi tutulmadığı durumlarda, yerleşik firmaların pazar gücünü azaltmanın ve hâkim durumlarını kötüye kullanmalarını önlemenin en etkin yolu üçüncü tarafların erişimi olmaktadır. Bununla birlikte üçüncü tarafların erişimi uygulamasının hiç sorgulanmayan bir alan olduğunu söylemek de mümkün değildir.

(183) Sektörel düzenlemeler bir kenara bırakılırsa rekabet hukuku kapsamında üçüncü tarafların erişimi konusu ele alındığında, sözleşme yapma serbestliğinin ön plana çıktığı, ancak “zorunlu unsur⁹⁰” olarak kabul edilen hizmetler bakımından üçüncü tarafların erişiminin engellenmesinin hâkim durumun kötüye kullanılması olarak kabul edildiği görülmektedir. Bu noktada doğal tekel niteliğindeki iletim hatları zorunlu unsur olarak kabul edilse de, depolama faaliyetleri ve LNG terminallerinin doğal tekel niteliğinde olmadığı dikkate alındığında, bu hizmetlere erişimin zorunlu unsur olarak kabul edilip edilmeyeceği tartışmalı hale gelebilmektedir. Nitekim sektörel düzenlemeler bakımından da ABD ve AB uygulamalarında depolama ve LNG terminali hizmetlerine ilişkin üçüncü tarafların erişimi uygulamalarının enerji politikaları bakımından sürekli bir tartışma konusu olduğu görülmektedir. Özellikle LNG faaliyetleri bakımından son yıllarda yaşanan gelişmelerle birlikte, bu hizmetlere ilişkin üçüncü tarafların erişimi uygulamasının rekabetin tesisi yönündeki olumlu etkileriyle yatırımları caydırıcı etkisinden kaynaklanan olumsuz etkileri, üçüncü tarafların erişimi uygulamalarındaki muafiyet rejimine ilişkin tartışmalarda ön plana çıkmaktadır. Bu noktada üçüncü tarafların erişimi rejimlerine ilişkin ABD ve AB uygulamalarına kısaca göz atmakta yarar vardır.

(184) Dünyadaki serbestleşme hareketine öncü olan ABD uygulaması, doğal gaz boru hatlarının üçüncü tarafların erişimine açılması konusunda da öncü uygulamalara sahne olmuştur. ABD'nin tutumu 20. yüzyılın başından bu yana Avrupa'dakinden çok

⁹⁰ Zorunlu unsur, bir rakip veya müşterinin ondan faydalanmaksızın faaliyetlerini sürdürmesinin mümkün olmadığı varlık/tesis/altyapıdır. *Rekabet Terimleri Sözlüğü*, s. 108.

farklı şekilde gelişme göstermiştir. 2002 yılındaki Hackberry Kararı ile başlayan sürecin sonunda, 2005 Enerji politikası Kanunu ile ABD’de LNG terminallerine olan açık erişim rejimi terk edilmiş ve yerine asli zilyetlik (*proprietary ownership*) kuralı getirilmiştir (Kutu 4).

Kutu 4: ABD LNG Terminallerine Üçüncü Tarafların Erişim Tecrübesi ve Hackberry Kararı (2002)

1906 yılında Amerikan Kongresi’nde Standard Oil Şirketi’nin hâkim durumunu sınırlayabilmek için petrol boru hatlarının regüle edilmesine karar verilmiştir. Bu çerçevede, Hepburn Amendment ile 1887 Interstate Commerce Act değiştirilerek Eyaletlerarası Ticaret Komisyonu’na (ICC) tarifeleri belirleme yetkisi verilmiştir. Bu kanunu asıl önemli kılan ise Parlamentoda gaz boru hatlarının da kanunun kapsamında olup olmayacağına ilişkin yapılan tartışmalar olmuştur. Bu noktada Senatör Joseph Foraker’in Senato’daki tartışmadaki demeçleri önem kazanmıştır. Foraker’e göre boru hatlarını regüle etmeye çalışmak “işin ölümü” demek olacaktır çünkü doğalgaz sektöründe iş, boru hattının belli bir girişime (teşebbüse) bağlı olması sayesinde yürümektedir. Foraker sayesinde 1906 Hepburn Amendment’a doğal gaz boru hatlarının da dâhil edilmesinin önüne geçilmiştir⁹¹.

“Common carrier” kavramı ve üçüncü tarafların erişimi zorunlulukları ancak 1980 ve 1990’larda 434 ve 636 sayılı Direktifler ile getirilmiştir. 636 sayılı Direktif’te, fonksiyonel ayrıştırma ile yetinilmiş (taşıma ve satışlar için) ve sahiplik ayrıştırması öngörülmemiştir. Sahiplik ayrıştırması yerine şirketlerin kendi bünyelerinde faaliyetlerini yeniden yapılandırma yoluna gitmeleri gerekli kılınmıştır. Bunun arkasındaki temel gerekçe; fonksiyonel ayrıştırmanın, hem üçüncü tarafların hem de boru hattı şirketinin eşit taşıma hizmetlerinden faydalanabilmesini sağlayacağıdır⁹².

Amerika’daki gelişime bakıldığında fonksiyonel ayrıştırma sayesinde çok sayıda gaz satıcısı arasında rekabetin bir ölçüde artırıldığı, boru hattı şirketlerinin pazar gücünü düşürdüğü görülmektedir. Ancak 18 Aralık 2002’de Federal Enerji Düzenleme Komisyonu (FERC), Dynegy şirketinin Hackberry, Louisiana’da bir LNG terminali inşa etmek için yaptığı başvuru sonucu, LNG terminallerine olan açık erişim zorunluluklarını yürürlükten kaldırmıştır⁹³. Böylece Hackberry kararı ile LNG terminalleri ile boru hatlarının aynı şekilde muamele görmesi uygulamasına son verilmiştir.

Hackberry kararı, LNG terminalleri üzerindeki ağır regülasyonun LNG yatırımlarını caydırdığı yönündeki şikayet ve eleştirilerin sonucu alınmıştır. Bu eleştirilere göre; LNG terminal kapasitesinin üçüncü taraflara ihale yoluyla ayrımcı olmayan bir şekilde tahsisinin zorunlu tutuluyor olması, çok yüksek derecede sermaye-yoğun yatırımlar için caydırıcılık teşkil etmektedir. Komisyon’u böyle bir karar almaya iten gelişme, LNG sektör temsilcilerinin Ekim 2002’de bir konferansta açık erişim zorunluluklarının yeni LNG tesislerine yapılabilecek yatırımlarının önünde önemli engeller oluşturduğunu savunmaları olmuştur. FERC bu kararıyla yeni yatırımların önündeki ekonomik ve düzenleyici engelleri ortadan kaldırarak yeni LNG tesislerinin inşasını cesaretlendirmeyi amaçlamıştır. Gerçekten de 2002 sonrası Amerika’daki LNG yatırımları projelerinde artış gözlenmiş olup, sadece 2003 yılındaki teklif edilen proje sayısı 32 olmuştur⁹⁴.

⁹¹ Makholm, J. (2010), “Seeking Competition and Supply Security in Natural Gas: The US Experience and European Challenge”, *Security of Energy Supply in Europe* LEVEQUE, F., J. M. GLACHANT, BARQUIN et. al. (eds.), Loyola De Palacio Series on European Energy Policy, Cheltenham: Edward Elgar, s.34-36; MINESINGER, K. M. VE R. C. GREEN (2008), “Lack of Open Access for LNG Export Terminals”, Washington D.C.: Greenberg Traurig.

⁹² TALUS, K. (2009), “Access to Gas Markets: A Comparative Study on Access to LNG Terminals in the EU and the US”, *Houston Journal of International Law*, Vol 31, No 2, s. 371.

⁹³ “FERC’s Hackberry Decision”, US Energy Information Administration, Erişim adresi: http://www.eia.gov/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngmajorleg/ferc.html; 101 FERC ¶ 61,294 (2002) sayılı kararı ile FERC, bundan sonra LNG terminallerini yalnızca güvenli olma, arz güvenliği ve çevresel açılardan düzenleyeceğini beyan etmiştir. MINESINGER, K. M. ve R. C. GREEN (2008), “Lack of Open Access for LNG Export Terminals”, s. 2-3.

⁹⁴ “Annual Energy Outlook 2004: With Projections to 2025”, US Energy Information Administration, s. 41.

(185) Erişim rejiminin farklı bölgelerde farklı şekillerde uygulanmasının en önemli sebebi bu bölgelerdeki pazarların bulunduğu jeopolitik durumdur. Örneğin ABD, yüzlerce oyuncunun bulunduğu likit bir doğal gaz pazarına sahipken, AB hala az sayıda oyuncunun bulunduğu ve uzun dönemli ikili gaz alım anlaşmalarının hâkim olduğu bir doğal gaz pazarına sahiptir. Bu çerçevede, ABD’de yapılan tartışmalar AB uygulamalarında da yaşanmış olup, bunun bir yansıması olarak AB Üçüncü Enerji Paketinde, *büyük çaplı ve yeni* altyapı inşası durumunda, aşağıdaki şartların taşınması koşuluyla, ilgili Ulusal Düzenleyici Otorite’ye teşebbüs erişim zorunluluğundan muaf tutma yetkisi verilmektedir⁹⁵:

- (a) Yapılan yatırım gaz tedarik pazarında rekabeti ve arz güvenliğini artırmalı;
- (b) Yatırımın beraberinde getirdiği risk, muafiyet tanınmaması halinde yatırımın gerçekleşmesini engelleyecek düzeyde olmalı;
- (c) İnşa edilecek olan altyapının mülkiyet sahibi gerçek ya da tüzel kişi, altyapının bağlanacağı sistem işletmecilerinden en azından hukuki olarak ayrılmış olmalı;
- (d) Masraflar altyapının kullanıcılarına yüklenmeli;
- (e) Tanınan muafiyet rekabete, iç pazarın etkin işleyişine ve ilgili altyapının bağlandığı düzenlenen sistemin işleyişine zarar vermeyecek nitelikte olmalıdır.⁹⁶

(186) Muafiyet rejiminde orantılılığın sağlanabilmesi özellikle (b) bendindeki risk koşulunun irdelenmesinde büyük önem arz etmektedir. Örneğin yatırımcının iletim sistemi işleticisi veya onun kontrolünde bulunan bir teşebbüs olmaması, bu muafiyetin verilmesi bakımından son derece önemlidir. Aynı şekilde, halihazırda yoğunlaşmış pazar yapısına sahip bir ülkede verilecek muafiyet ile pazara girişin daha da zorlaşmasına sebep olunmamalıdır. Bu açıdan ilgili pazarda zaten hâkim durumda bulunan bir teşebbüse muafiyet tanımak da olası görünmemektedir. Avrupa Komisyonu, bu konunun altını çizmekte ve önemli ölçüde yoğunlaşmanın olduğu

⁹⁵ *Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC, Madde 36 ve 37.*

⁹⁶ *Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC, Madde 36/1.*

pazarlarda, muafiyetin herhangi bir şekilde girişi engelleyecek hale bürünmemesi gerektiğini vurgulamaktadır. Buradaki mantık, bu tip bir teşebbüse muafiyet verilmesinin anti-rekabetçi etkilerinin, arz güvenliğine yapacağı olumlu etkilere nazaran ön plana çıkacak olmasıdır⁹⁷. Orantılılığın (zaman, kapsam, risk seviyesi) sağlanabilmesi için tam ya da kısmi muafiyet öngörülebilmektedir. Bu anlamda, muafiyet rejimi mutlak bir rejim olmayıp, olay bazında verilme metodu tercih edilmektedir.

(187) Bunların dışında muafiyetin kural değil istisna olması, düzenleyici otorite tarafından muafiyetin belli bir müddet için ve ayrımcılığa yol açmayacak şekilde verilmesi, girişlerin zorlaşmasını önleyecektir⁹⁸. Bu kapsamda 2005 yılında Avrupa Komisyonu'na ulaşan altı muafiyet başvurusundan beşi LNG terminallerine ilişkin; kalan bir tanesi ise doğal gaz enterkonnektörüne ilişkin olmuştur. ABD ve AB uygulamaları birlikte değerlendirildiğinde, tarihsel olarak benzeşen ve farklılaşan uygulamalar bulunduğu görülmekle birlikte, Atlantik'in her iki tarafında da (bilhassa LNG özelinde) iç piyasada rekabetin tesisi hedefinden çok uluslararası rekabette geri kalmama kaygısının bu alandaki politikalara yön verdiği gözlenmektedir.

(188) 4646 sayılı Kanun çerçevesinde oluşturulması hedeflenen doğal gaz piyasasında doğal gaz iletim şebekesinin üçüncü taraf erişimine açık olması düzenlenmiştir. İletim şebekesi bakımından sisteme giriş talepleri, sadece teknik nedenlerle⁹⁹ reddedilebilmektedir. Sisteme giriş talebinin reddedilmesi halinde reddin geçerliliği hakkında EPDK karar vermektedir. BOTAŞ ile Akso Doğal Gaz Toptan A.Ş. arasında BOTAŞ İletim Şebekesi üzerinden doğal gaz sevkiyatına ilişkin ilk "Standart Taşıma

⁹⁷ Amerikan yaklaşımı bu noktada daha pragmatik görünmektedir. Yeni yatırımları çekebilmek adına, LNG ithalat tesislerinin tedarik zincirinin bir parçası olarak değil de arz kaynağı olarak algılandığı görünmektedir. Bu nedenle de yeni terminaller açık erişim rejiminden istisna düşünülmektedir. TALUS, K. (2009), "Access to Gas Markets: A Comparative Study on Access to LNG Terminals in the EU and the US", *Houston Journal of International Law*, Vol 31, No 2, s. 372-5.

⁹⁸ Kısmi muafiyete bir örnek olarak, yeni ek kapasiteye tanınacak kısmi muafiyet ya da şebekenin belli kısımlarına erişimden muaf tutulma sayılabilir. TALUS, K. (2009), "Access to Gas Markets: A Comparative Study on Access to LNG Terminals in the EU and the US", *Houston Journal of International Law*, Vol 31, No 2, s.369-370.

⁹⁹ Söz konusu teknik nedenler, yeterli kapasiteye sahip olmama veya talep eden tarafların sisteme girişleri halinde iletim şirketinin var olan yükümlülüklerini yerine getirememesine sebebiyet verebileceği durumlar şeklinde sıralanabilir (4646 sayılı Kanun, Madde 8).

Sözleşmesi” (STS)¹⁰⁰ imzalanarak TPAO'nun Karadeniz Akçakoca'da ürettiği doğal gazın işlenerek BOTAŞ'ın iletim hatları kullanılmak suretiyle tüketiciye teslim edilmesine imkân sağlanmıştır. Böylece, BOTAŞ'ın doğal gaz iletim şebekesine ilk defa bir taşıtanın erişimi böylece gerçekleşmiştir. Bugün itibarıyla STS imzalayarak iletim hizmeti alan taşıtan sayısı, 6 ithalat şirketi ve 14 toptan satış şirketi olmak üzere toplam 20'dir.

- (189) Ülkemizdeki üçüncü tarafların erişimi uygulamaları çerçevesinde iletim tarifesinin halen Avrupa Birliği üye ülkelerinde de çoğunlukla kabul edilen “Giriş-Çıkış Modeli” (*Entry-Exit Model*) çerçevesinde oluşturulduğu görülmektedir¹⁰¹. Farklı tarifelendirme modelleri arasında gelişmiş bir doğal gaz piyasası aşamasında hedeflenen giriş-çıkış modelinin Türkiye’de hâlihazırda uygulandığı görülmekte birlikte, bu modelin henüz etkin bir şekilde çalıştığını söylemek güçtür. Şöyle ki; giriş-çıkış modelinde her bir giriş ve her bir çıkış noktası için maliyetlere göre farklı fiyatlandırma uygulanması gerekirken, Türkiye uygulamasında her bir giriş noktasında farklı fiyatlandırma yapılmakla birlikte, çıkış noktası olarak tüm Türkiye’yi kapsayan tek bir tarife uygulanmaktadır¹⁰². Etkin bir giriş çıkış modeline geçilememesinin gerekçesi olarak, bölgesel altyapıların henüz tam olarak tamamlanamamış olması gösterilebilir. Ayrıca söz konusu tarifelerin oluşturulmasında iletime ilişkin sermaye ve işletme giderlerinden (CAPEX ve OPEX) doğan hizmet ve kapasite bedellerinin gelişmiş bir piyasada olması gereken şekilde belirlenmediği de görülmektedir. Mevcut durumda hızla artan talep yapısı ve eksik altyapı kapasiteleri ile Türkiye doğal gaz piyasasının halen büyüme aşamasında olduğu ve bu alanda yapılan tarifelerde yeni giriş yapan firmaların yerleşik firmanın konumu karşısında korunması ihtiyacı dikkate alındığında, giriş-çıkış modeli ve iletim tarifelerinin belirlenmesine ilişkin uygulamaların içinde bulunan piyasa koşulları bakımından yeterli olduğu, bununla birlikte gelişme aşamasına geçiş dönemi bakımından daha etkin tarife modellerine ilişkin hukuki

¹⁰⁰ İletim şebekesini kullanmak isteyen Tedarikçi veya İhracatçı Şirket (Taşıtan), Doğal Gazın taşınmasında ŞİD’de tanımlanmış olan Standart Hizmetin sağlanması için BOTAŞ (Taşıyıcı) ile bir “Standart Taşıma Sözleşmesi” (STS) imzalamaktadır (ŞİD m.3).

¹⁰¹ Diğer erişim modelleri kapasite tahsislerinin ve fiyatlamının bölgesel olarak yapıldığı “Posta Pulu Modeli” ile tahsisin ve fiyatlamının uzaklığa göre belirlendiği “Noktadan Noktaya Modeli”dir. HEWICKER, C. ve S. KESTING (2009), “The New Entry-Exit Model in the EU and Its Consequences for Gas Supply Companies”, *Handbook Utility Management*, A. BAUSCH ve B. SCHWENKER (eds.), Berlin: Springer, s. 481.

¹⁰² Nitekim Deloitte tarafından hazırlanan raporda Türkiye’de uygulanan sistem giriş/posta pulu çıkış olarak adlandırılmıştır. DELOITTE, (2012), Türkiye Doğal Gaz Piyasası Beklentiler, Gelişmeler 2012

altyapı bakımından çalışmaların yapılması ve talep yapısı, fiziki altyapı ve toptan satış piyasasının gelişimiyle paralel bir şekilde bu alandaki düzenlemelerin de daha etkin bir hale getirilmesinin önemli olduğu düşünülmektedir.

(190) Bu çerçevede Türkiye doğal gaz piyasalarının henüz büyüme aşamasında olduğu dikkate alındığında *iletim şebekesine ilişkin üçüncü tarafların erişimi* konusundaki uygulamaların mevcut dönem bakımından yeterli olduğu görülmektedir.

(191) Rekabetin tesisi ve gelişimi sürecinde üçüncü tarafların erişimi bakımından ülkemizdeki asıl sorun, boru hatlarına sağlanan erişimden ziyade *depolama ve LNG terminallerine olan erişim* rejimidir. LNG terminallerinin üçüncü tarafların erişimine açılmasına ilişkin yönetmelik¹⁰³ 2009 yılında, yeraltı depolama tesislerine ilişkin yönetmelik¹⁰⁴ ise 2011 yılında yürürlüğe girmiştir. İlgili Yönetmeliklerde BOTAŞ'a ait Marmara Ereğlisi LNG Terminaline ilişkin veya Egegaz'a ait Aliağa LNG terminaline ilişkin kapasite kullanımı bakımından terminal sahiplerine bir muafiyet tanınmamış, tüm sistemin üçüncü taraflara açık olduğu bir yapı öngörülmüştür¹⁰⁵.

(192) Depolama kapasitesi bakımından konu ele alındığında, depolama şirketlerinin tasarrufu altında bulunan kapasitelerin tamamını sistem elverişli olduğu takdirde hizmete sunacakları ifade edilmiştir. TPAO'nun 2011 yılı Ham Petrol ve Doğal Gaz Sektör Raporunda Silivri Doğal gaz depolama kapasitesinin 2013 yılı sonunda 2,84 milyar m³'e, 14 milyon v/g olan geri üretim kapasitesinin ise kademeli olarak 2013 yılında 25 milyon m³/g, 2016 yılında 50 milyon m³/g'e yükseltilmesi için çalışmaların sürdürüldüğü belirtilmektedir. Bu noktada TPAO'nun sahip olduğu depolama kapasitesi bakımından, üçüncü tarafların erişimi konusunda sadece toplam kapasite değil enjeksiyon ve geri üretim kapasiteleri bakımından da etkin üçüncü taraflara erişim politikasının geliştirilmesi önemlidir.

¹⁰³ "Sıvılaştırılmış Doğal Gaz Tesisi Temel Kullanım Usul ve Esasları Yönetmeliği". BOTAŞ Marmara Ereğlisi LNG Terminali ile EGEĞAZ Aliağa LNG terminallerinin 3. taraflara erişimine ilişkin usul ve esaslar ise 2010 yılında EPDK tarafından onaylanmıştır.

¹⁰⁴ "Doğal Gaz Yer Altı Depolama Tesisi Temel Kullanım ve Esaslarına Dair Yönetmelik". "Silivri Yeraltı Doğal Gaz Depolama Tesisleri Temel Kullanım Usul ve Esasları (KUE)" 06.04.2012 tarihinde EPDK tarafından onaylanarak yayımlanmıştır.

¹⁰⁵ Bununla birlikte BOTAŞ Marmara Ereğlisine ilişkin KUE'nin Geçici hükümleri uyarınca KUE'nin yürürlüğe girmesinden önce BOTAŞ'ın imzalamış olduğu LNG alım satım anlaşmaları sona erinceye kadar bu anlaşmalarda terminallerin kullanımına ve işletilmesine dair tüm hak ve yükümlülükler saklı kalacaktır. Dolayısıyla BOTAŞ'a kontratları sonuna kadar kapasite kullanım konusunda öncelik tanımıştır.

(193) Türkiye’de sınırlı depo olanaklarına sahip olunması, tüketilen gazın büyük çoğunluğunun uzun dönemli kontratlara bağlı olması, artan talep ve kısıtlı esneklik araçları göz önünde bulundurulduğunda; LNG terminali ve depolama kapasitesine ilişkin altyapı yatırımları piyasanın gelişimi bakımından büyük önem taşımaktadır. Depolama ve LNG olanakları bakımından yatırımların gerçekleşmemesi, Türkiye doğal gaz piyasasının gelişiminde ileri aşamalara geçişi yavaşlatacak en büyük etken olarak değerlendirilmektedir. Bu noktada; **yeni LNG ve depo yatırımlarının teşvikini sağlamak adına LNG tesisleri ve depoların üçüncü tarafların erişiminden muaf tutulmalarını sağlayacak etkin bir muafiyet rejimi büyük önem taşımaktadır.**

(194) Yatırımların teşviki bakımından üçüncü taraflara erişim konusundaki muafiyet rejimi önemli olmakla birlikte, gözden kaçırılmaması gereken önemli bir nokta, LNG terminallerinin kullanımına ilişkin erişim açık olmasına rağmen, bu tarihe kadar bu erişim imkânının üçüncü taraflarca kullanılmamış olmasıdır. Bu güne kadar BOTAŞ LNG Terminaline ve EGEGAZ LNG Terminaline üçüncü taraf erişimleri adına (EGEGAZ LNG Terminali bakımından BOTAŞ ile yapılan sözleşme haricinde) herhangi bir uygulama gerçekleştirilmemiştir. Dünya LNG fiyatlarındaki değişimlerle birlikte iç piyasadaki fiyatlandırma mekanizmasının da bu duruma etkisi olduğu dikkate alındığında, altyapı yatırımlarının gerçekleştirilmesi ve piyasanın gelişimi bakımından şebekeye erişim kurallarının geliştirilmesinin tek başına bir anlam ifade etmeyeceği, işleyen bir piyasa mekanizmasının sağlanmasının da büyük önem taşıdığı ortaya çıkmaktadır ki, bu konuya ayrıntılı olarak toptan satış piyasasına ilişkin bölümde değinilmiştir.

(195) Üçüncü tarafların erişimi konusunda ele alınması gereken bir başka unsur da, söz konusu erişimin fiyatlandırmasının ne şekilde yapılacağı hususudur. Şebekeye erişim kurallarının “regülasyona tabi” (*regulated*) ve “pazarlığa tabi” (*negotiated*) erişim olmak üzere iki kategoriye ayrıldığı görülmektedir. Regülasyona tabi erişim, tarifelerin ve sistem kullanım koşullarının yayınlanmasını ve regülasyon otoritesince onaylanmasını gerektirir. Pazarlığa tabi erişim ise tarafların müzakereleri sonucu tarifelerin ve sistem kullanım koşullarının uygulanması olarak açıklanabilir. İletim

sistemi bakımından ülkemizde ŞİD¹⁰⁶ çerçevesinde regülasyona tabi erişim uygulaması bulunmaktadır. Yine 4646 sayılı Kanun uyarınca iletim tarifesi EPDK tarafından belirlenmektedir. Depolama tarifelerinin ise depolama hizmeti veren şirketler ile depolama hizmeti alan tüzel kişiler arasında serbestçe belirleneceği hükme bağlanmıştır¹⁰⁷. Bununla birlikte ülkedeki depolama kapasitesi yeterli seviyeye ulaşıncaya kadar depolamaya ilişkin fiyat ve tarifelerin EPDK tarafından belirleneceği düzenlenmiştir¹⁰⁸. Dolayısıyla ülkedeki depolama kapasitesi yeterli seviyeye ulaşıncaya kadar depolama tesislerine erişimin düzenlemeye tabi erişim olarak yapılması öngörülmüştür¹⁰⁹.

(196) “Pazarlığa tabi” ve “düzenlemeye tabi” erişim modelleri bakımından Avrupa uygulamalarına bakıldığında, hangi metodun seçilmesi gerektiğinin üye ülkelerin tercihine bırakıldığı, bu metodların, objektif, şeffaf ve ayrımcı olmayan kriterler uyarınca yerine getirilmesi gerektiğinin düzenlendiği görülmektedir. Söz konusu tercih yapılırken de ilgili altyapı faaliyetlerinin hangi seviyede rekabete sahne olduğunun önemli olduğu görülmektedir. Bu nedenle, Türkiye uygulamalarında da belirli bir esneklik hizmeti ile ilgili olarak piyasadaki rekabet seviyesi yeterliyse müzakere yoluyla erişim seçilebilmekte, ancak rekabet seviyesi yeterli değilse regüle edilen erişimin seçilmesinin yerinde olacağı değerlendirilmektedir.

5.3.2. Dengeleme

(197) Doğal gaz piyasasının daha rekabetçi aşamalara geçmesi bakımından etkin bir üçüncü tarafların erişimi rejimi ile birlikte dengeleme ve şeffaflık konularında da hukuki, fiziki ve finansal altyapı çalışmaları önem kazanmaktadır.

(198) Dengeleme esasen piyasada olağan olan dengesizlik zamanlarında sistemin basıncının belli fiziki sınırlar içinde tutulması zorunluluğundan kaynaklanan ve iletim

¹⁰⁶ 4646 sayılı Kanun m. 8. 2004 yılında yürürlüğe giren “BOTAŞ İletim Şebekesi İşleyiş Düzenlemelerine İlişkin Esaslar” (ŞİD) ile sisteme giriş, kapasite tahsisi, sevkiyat kontrolü ve sistem dengelemesi, taşıma miktarı bildirim ve programlar, ölçüm ve taşıma miktarının tespiti, iletim şebekesinin kullanım koşulları, özellikleri ile günlük işletme ve bakım gereksinimleri gibi, taşıyıcı ile taşıtanların iletim hizmetine ilişkin hak ve yükümlülüklerini düzenleyen genel ve ayrıntılı kural ve ilkeler belirtilmektedir.

¹⁰⁷ Doğal Gaz Piyasası Tarifeler Yönetmeliği, 15. madde.

¹⁰⁸ Doğal Gaz Piyasası Tarifeler Yönetmeliği, Geçici 2. madde.

¹⁰⁹ 4646 sayılı Kanun’da doğal gazın, sıvılaştırılmış halde veya gaz olarak depolanması depolama faaliyeti içinde görüldüğünden, LNG tesisleri bakımından da söz konusu hükümler geçerlidir.

sistemi operatörü tarafından gerçekleştirilmekte olan bir faaliyettir. Dengeleme, hem *fiziksel* (sistemin güvenliği ve sürdürülebilirliği) hem de *ticari* boyutu olan bir rejimdir. Şöyle ki; dengesizliklerin önlenmesiyle esneklik birbirine bağlı hususlar olup, her yeni dengeleme faaliyeti ek bir maliyet anlamına gelmektedir.

- (199) Dengeleme mekanizması çerçevesinde; şebekeye erişim sağlamak isteyen teşebbüsler bildirimde bulunmakta, sistem operatörü bu bildirimlere göre tahsis gerçekleştirmekte, bu arada da gazın basıncını belli bir seviyede tutmaktadır. Dengeleme rejimi; dengeleme periyodu, dengesizlik fiyatlaması, tolerans seviyesi ve fiyatlamaya yansımaları, dengeleme gazını kimin nasıl temin edeceği, taşıtanların dengesizliğe sebep olmaları durumunda nasıl fiyatlandırılacağı (marjinal maliyet/ortalama maliyet bazlı) konularını kapsamaktadır. Diğer yandan iletim sistem operatörünün bu faaliyetleri taşıtanlar arasında ayrımcılık yapmadan gerçekleştirmesi ile toptan satış seviyesinde oyuncu sayısı artmakta ve bu da likidite ve spiral etkisiyle rekabeti artırmaktadır.
- (200) Gelişmiş doğal gaz piyasalarında karmaşık al-sat işlemlerini de düzenleyen gelişmiş bir Şebeke Kodu (*Network Code*) uygulandığı; sistem kullanıcılarının öncelikli hedeflerinin dengesizliğe düşmekten kaçınmak olduğu ve daha da önemlisi karlılıklarının asıl belirleyicisinin dengelemeyi optimize etmeleri olduğu görülmektedir.
- (201) Ülkemizde dengeleme rejiminin kaynağı ŞİD olup, kapasite rezervasyon yöntemi olarak kapasite talep eden tüm şirketlere talep ettikleri oranlarda tahsis sağlayan “Oransal Tahsis Yöntemi” (*pro-rata*)¹¹⁰ uygulanmakta; dengeleme periyodu günlük olmakla birlikte “Dengeleme Gazı Fiyatı” aylık bazda tespit edilmekte ve taşıtanlar arasında kapasite devri veya kapasite ticareti en az bir ay süreli dönemler için gerçekleştirilmektedir. Tolerans seviyesini aşan ve dengesizliğe sebep olan teşebbüslere ceza verilmesi esas olmakta; dengeleme gazının temininin ise BOTAŞ tarafından sağlanmakta, dolayısıyla dengeleme gazının fiyatı da BOTAŞ tarafından belirlenmektedir. Bu noktada mevcut durumda etkin bir dengeleme mekanizmasının varlığından söz edilemediği görülmektedir.

¹¹⁰ Diğer yöntemler ise ilk gelen alır (*first come first served*) yöntemi ile ihale (*auctioning*) yöntemidir.

(202) Altyapı bakımından önem kazanan noktalardan biri de, sistemin doluluk durumunun ve tahsis edilen kapasitelerin sistem kullanıcıları tarafından bilinmesine olanak sağlayan veri akışının sunulduğu EBT'dir¹¹¹. İleride de değinileceği üzere anlık (*real time*) güvenilir bilgi akışını sağlayacak alt yapının tamamlanmamış olması nedeniyle EBT'nin tam işlevselliğe kavuşmadığı görülmektedir. Altyapı ve dolayısıyla toptan satış anlamında gelişmiş bir doğal gaz piyasasına doğru mesafe kat etmek için etkin veri akışının sağlanması gerekmektedir. Bu kapsamda öncelikle **dağıtım şirketleri tarafından işletilen ağ istasyonlarında etkin veri akışını sağlamaya yönelik yatırımların gerçekleştirilmesi** sağlanmalıdır. Ayrıca ilerleyen aşamalarda fiziki ve ticari dengeleme rejiminin günlük/saatlik bazda gerçekleştirilebilir hale getirilmesi ve hesap kesimi ile mali uzlaştırmalara esas işlemlerin verimli bir şekilde gerçekleştirilmesinin sağlanmasına yönelik olarak iletim sistem işleticisinin örgütsel yapısının geliştirilmesi büyük önem taşımaktadır.

(203) Gerekli hukuki ve finansal alt yapıların tamamlanmasıyla birlikte, ikincil kapasite piyasasının da oluşması önem arz etmektedir. Mevcut durumda herhangi bir ikincil kapasite piyasası oluşmamıştır ve kullan ya da kaybet (*use-it-or-lose-it*) uygulaması kapasite tahsisinde etkinlik sağlayacak olan tek mekanizma olarak işletilmektedir. Gelişmiş dengeleme rejimine sahip ülkelerde etkin bir ikincil kapasite piyasasının oluştuğu ve böylece var olan kapasitenin en verimli şekilde kullanılmasının sağlandığı görülmektedir. Ülkemizde ise henüz etkin bir şekilde kesintili ve kesintisiz müşteri ayırımının oturmadiğı görülmekte olduğundan, esas itibarıyla bir esneklik mekanizması olarak da kullanılabilen kesintili/kesintisiz kapasite tahsisinden faydalanılamamaktadır. Ülkemizde likit ve rekabetçi bir toptan satış piyasasının oluşması bakımından fiziksel, hukuki ve finansal altyapı problemlerinin koordineli bir şekilde ortadan kaldırılması önem kazanmaktadır. Ancak bu koşullar yerine getirildiği zaman gazın gazla rekabeti sağlanabilecek ve sistemin etkin kullanımı teşebbüslerin kâr marjının belirleyicisi haline gelebilecektir. Amerika tecrübesinden de görüleceği (Kutu: 5) üzere altyapının gelişim süreci ile birlikte erişim, dengeleme ve şeffaflık konuları birbirine son derece bağımlı rejimler olup, bunların sağlıklı bir çerçevede

¹¹¹ Şebeke İşleyiş Yönetmeliği'nin 4 (g) maddesi uyarınca Elektronik Bülten Tablosu (EBT); piyasada faaliyet gösteren tarafların piyasa hareketlerini takip edebilmeleri için kurulmuş olan ve iletim şirketince işletilen elektronik duyuru panosudur.

geliştirilmesi ile yeni girişler ve likidite sayesinde rekabet seviyesinin artırılması mümkün olabilmektedir.

(204) ABD uygulamalarında dikkati çeken husus, dengeleme, şeffaflık, ikincil kapasite ticaretinin açılması gibi hususlarda politika belirlerken, gerek altyapının gerekse pazar yoğunluğu bakımından piyasanın gelişim aşamalarının dikkate alınarak; esnek, kademeli ve tedbirli adımlar atılmış olduğudur. Serbestleşme sürecinde geliştirilmesi gereken hususlardan bir tanesi de şeffaflıktır.

Kutu 5: Altyapı Kurallarının Gelişimi ve ABD Tecrübesi

ABD örneğine bakıldığında, açık erişim, dengeleme rejimi ve şeffaflık sayesinde toptan satışta rekabetin tesisine nasıl ulaşıldığı açıklık kazanmaktadır.¹¹²

- 1978'de Doğal Gaz Politikası Kanunu ile deregülasyon süreci başlatılmıştır.
- 1978'de Elektrik Santralleri ve Sanayide Yakıt Kullanımına İlişkin Kanun ile gazın sanayi ve elektrik üretiminde kullanımına sınır getirilmiş; 1980'de ise bu Kanun mülga olmuştur.
- 1983'te spot piyasanın ilk sinyalleri ortaya çıkmış ve bununla beraber teşebbüsler gaz alıp satabilecekleri platformlar aramaya başlamıştır. Bunun sonucu olarak ise hub'lar ortaya çıkmıştır.
- 1985'te 434 sayılı Direktif ile boru hatları gönüllülük esasına dayalı olmak üzere erişime açılmıştır.
- 1987'ye kadar yalnızca bir şirket üçüncü tarafın erişim talebini kabul etmiştir.
- 1987 yılında FERC, pazar gücü olmayan teşebbüsler üzerindeki fiyat kontrolünü kaldırmış ve satıcının pazar gücü olmadığı durumlarda fiyatların piyasada oluşmasına karar vermiştir.
- Aynı yıl FERC tarife belirlenmesinde ihale tekniklerinin kullanımına ilişkin bir çalışma yayınlamıştır.
- 1988'de NYMEX (New York Mercantile Exchange) tarafından futures pazarının oluşturulması teklif edilmiştir. Bu teklifte ticaret merkezi olarak önce Texas-Katy; daha sonra ise Louisiana-Henry Hub gösterilmiştir.
- İlk tepkiler; böyle bir oluşumun pazarı çarpıtacağı şeklinde olmuştur. Bugün bilindiği gibi Henry Hub fiyatları uzun dönemli sözleşmelerde dahi baz alınmaktadır.
- 1988'de FERC, iletim ve dağıtım şirketlerini Elektronik Bülten Tabloları (*Electronic Bulletin Boards*) kurmak ve gerçekleştirdikleri işlemleri burada ilan etmekle zorunlu tutmuştur.
- FERC, şebeke ve altyapıya sahip teşebbüslerin kapasitelerini kullandırma/kullandırmama kararları bakımından tahsisat etkinliğinin ortaya çıkmasını önleyen "mahkumlar çıkmazı" oyunuyla karşı karşıya kalmış ve kapasitenin en çok değer veren teşebbüse tahsis edilebileceği bir piyasa yaratabilmek için çözüm arayışına başlamıştır.
- 1992'de 636 sayılı Direktif (Order 636) ile eyaletler arası boru hatlarına açık erişim zorunluluğu getirilmiştir. Bu sayede, teşebbüsler arasındaki ilişkilerin basit ve standart hale getirilmesi ve şebeke kapasitesinin en etkin şekilde kullanılması için de çalışmalar başlatılmıştır. Bu anlamda, ikincil kapasite pazarı gelişimi için devir programı şartı getirilmiş; ancak hem bu program esnek tutulmuş hem de kötüye kullanımın engellenmesi açısından önlemler alınmıştır.
- Mezklür Direktif sayesinde spot doğal gaz piyasasına girişler artmış, aylık anlaşmalardan günlük/saatlik anlaşmalara geçebilmiş ve piyasa rekabetçi, güvenilir ve etkin bir yapıya kavuşmuştur.
- 1985 ile 1995 yılındaki tüketici fiyatları karşılaştırıldığında gaz fiyatlarının artış trendinde olmasına rağmen hane halkının gaz fiyatında %27'lik düşüş gerçekleşmiştir.

¹¹² O'NEILL, R. P. (2005) "Natural Gas Pipelines", *Network Access, Regulation and Antitrust*, D L. MOSS (eds.), American Antitrust Institute, Londra: Routledge, s. 104-6.

- 1995-96 kışında fiyat dalgalanmaları ciddi seviyelere ulaşmıştır. Fiyat oynaklığının risk anlamına gelmesi, özellikle yapay fiyat artışlarının (erişimin ya da gerçek zamanlı fiyatlamamanın olmaması sebebiyle meydana çıkan artışlar) sisteme önemli maliyetler getirmesi ve daha da önemlisi bu tür kısa süreli dalgalanmaların pazar gücü yaratarak bu gücün kötüye kullanıma ve pazar yoğunlaşmasına sebebiyet verebilmesi dolayısıyla böyle stresli dönemlerde uygulamak üzere “teşvik regülasyonu” tarifeleri geliştirmiştir.
- 2000’de 636 sayılı Direktif’in yürürlüğüne açıklıklar getirilmiş; 2002’de bu çerçevedeki uygulamalar tüm sektörde tamamlanmış; Hackberry Kararı ile LNG terminallerine olan erişim zorunluluklarına son verilmiştir.

5.3.3. Şeffaflık

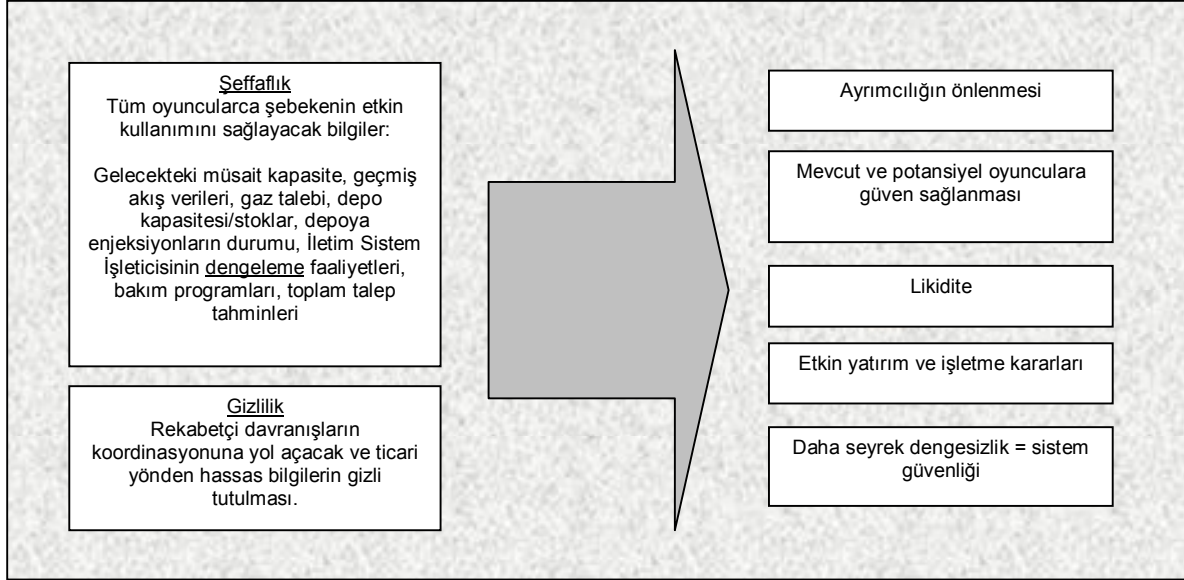
(205) Yukarıda tekrarlandığı üzere altyapı yatırımları, üçüncü tarafların erişimi ve şeffaflık birbirine bağlı kavramlardır. Şeffaflık esasen, pazardaki şebeke/depo kullanıcılarının ya da potansiyel rakiplerin yerleşik iletim ve/veya depolama sistemi operatörlerinden kapasiteye ilişkin sağlıklı bilgi sağlayabilmelerini ifade etmektedir. Bu bilgiler, piyasanın genel işleyişi hakkındaki verilerden erişim ve dengeleme süreci ile ilgili verilere kadar geniş bir yelpazede açık, anlaşılır, zamanlı (gerçek zamanlı/geleceğe dönük) ve güvenilir bilgi sağlayabilme ve böylece etkin ticari kararların alınabilmesinin sağlanmasına işaret etmektedir. Bununla birlikte temel olarak iki konudaki sağlıklı veriler, oyuncuların kendi pozisyonlarını ve pazardaki genel durumu görmeleri açısından öne çıkmaktadır: **i) Fiyat bilgisi ii) Gazın akışına dair bilgi.** Fiyat bilgisi likidite konusu ile alakalı olup, gelişmiş hub’larda ortaya çıkmaktadır. Gazın akışına dair bilgi ise kapasite, depo seviyeleri, arz ve talebin esneklik durumu, hangi noktalarda yatırım gerektiği gibi hususları kapsamaktadır¹¹³.

(206) Erişimin ve şeffaflığın eksikliği daha rekabetçi aşamalara geçişin önündeki en önemli engellerdendir. Mevcut ve potansiyel oyuncular şeffaflığın olmadığı durumlarda piyasaya güven duyamayacağından, yerleşik firmalara bağımlılık devam etmekte ve derin, geniş, çabuk ve dirençli bir toptan satış piyasası yaratılamamaktadır. Şeffaflık yalnızca piyasadaki mevcut ve potansiyel oyuncuların pazara olan güveninin artmasına yaramakla kalmaz; alıcıların da pazara olan itimadını artırır. Şöyle ki, şeffaf bir toptan satış pazarı likiditeyi artıracak ve fiyatların oluşumu, seviyesi hakkında bilgi sahibi olunmasını sağlayacak; fiyat trendinin arz ve talep gerçeklerini yansıtmadığı durumlarda ise regülatörün dikkatini bu yöne çekebilecek ve yine pazara olan itimadı

¹¹³ “Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe” IEA, 2008. s. 58-9.

artıracaktır. Dahası, ikincil kapasiteler hakkında bilgi sağlayarak şebeke ve kapasitenin etkin kullanımını garanti altına alacaktır. Şekil 5’de bu karşılıklı bağımlılık gösterilmektedir:

Şekil 5: Şeffaflığın Piyasadaki Etkileri



(207) Bu noktada, yüksek ölçüde yoğunlaşmış olan üst pazarlar düşünüldüğünde, bu yoğunlaşmanın alt pazarları olumsuz etkilemesi önlenmelidir. Komisyon’un sektör raporunda ifade edildiği üzere pek çok ulusal doğal gaz pazarı, müsait olan kapasite konusunda güven vermeyen, fiyatların arz/talep koşullarına göre belirlendiğinden emin olunmayan, yani likit olmayan bir görünüm arz etmektedir. Bu görünümün altında yatan nedenlerden biri, uzun dönemli rezervasyonlar ve depolama işletmecileriyle tedarikçiler arasındaki ilişkinin açık olmaması ve dolayısıyla ayrımcı uygulamalara ve pazar kapatmaya yol açmasıdır. Şeffaflık eksikliği, dikey bütünleşik yerleşik firmaların çıkar çatışması sebebiyle doğru yatırım sinyallerini önleyerek yatırımlara mani olmasını da beraberinde getirmekte ve mevcut/potansiyel oyuncular için çok önemli olan esnekliğin de önüne geçmektedir.

(208) Esneklik, **fiziksel** olarak üretim ve ithalattaki değişken arz, LNG, depolama ya da boru hattında stokla (*line pack*) sağlanırken, **akde bağlı** olarak da (özellikle büyük ölçekli sanayi ve elektrik üreticileri açısından) *kesintili* ve *kesintisiz* anlaşmalarla sağlanabilmektedir. Uzun dönemde, depoların erişime açılmasıyla pazardaki

kararsızlık karşılanmakta ve sistem dinamik bir dengeye yönelmektedir (*dynamic equilibrium*). Bu şekilde ulaşılan denge, en “maliyet-etkin” dentedir. Bu noktada, şeffaflık konusu, şebekenin etkin kullanımı için büyük önem arz etmektedir; çünkü piyasanın gönderdiği sinyaller doğru olmadığında varlıklar etkin bir şekilde kullanılamayacak ve aksaklıklar meydana gelecektir. Altyapı faaliyetlerine ilişkin kapasite kullanım oranları, çekiş seviyeleri ve gaz fiyatları konusunda güvenilir bilgi sağlanabilmesi ile birlikte, gaz pazarındaki performans yükselecek, depo kullanımı optimum olarak gerçekleşebilecek ve arz güvenliği artırılmış olacaktır.

(209) Şeffaflık ve koordinasyon riski ilişkisini belirleyen unsur, bilgilerin yayınlanma metodu olacaktır. Bilgilerin, faaliyetlerin gerçekleşmesinden ne kadar zaman sonra yayınlanacağı, ne sıklıkta yayınlanacağı ve ne kadar toplu halde (firmaların bireysel bilgilerine yer vermeksizin) yayınlanacağı, yayınlanma metodunu belirlemektedir. Bilgilerin yayınlanması teşebbüslerin davranışları üzerinde rekabet bakımından olumlu ve olumsuz etkilere sahip olabilecektir. Toplulaştırılmış halde sunulmayan bilgi (*non-aggregated*) teşebbüsler arası uyumlu eylem riski doğurabilir ve pazarı çarpıtmaya hizmet edebilir. Ancak yine de düzenleyici otorite ve sistem/piyasa işleticisine sağlanan sağlıklı bilgiler ve toplamda şeffaflık artışı bu tür işbirliği ve kötüye kullanmaların ortaya çıkarılmasına katkı sağlayacaktır¹¹⁴. Bu tür endişelerin bertaraf edilmesi için AB’de “üç ya da daha fazla kuralı” getirildiği görülmektedir. Bu kural çerçevesinde şebeke kullanıcılarının sayısı üç ya da daha fazla değilse, bilgi paylaşımının engellenmesi öngörülmektedir (Kutu 6). Dolayısıyla bilgilerin yayınlanması metoduna ilişkin yaşanan tecrübeler de dikkate alınarak etkin düzenlemelerin yapılması önem kazanmaktadır.

¹¹⁴ “CEER Position on DG/COMP Sector Inquiry”, s. 18.

Kutu 6: AB'de Doğal Gaz Piyasalarında Şeffaflık Bakımından Düzenlemeler

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

- İletim sistem operatörü sunduğu hizmetlerle ilgili kamuya detaylı bilgi sunacaktır.
- Şeffaf, objektif ve ayrımcı olmayan tarifeler sağlamak ve gaz şebekesinin etkin kullanımını kolaylaştırmak için iletim sistemi operatörleri veya ilgili ulusal makamlar tarife ortaya koyma metodolojisini ve yapısı belirleme ile ilgili makul ve yeterince ayrıntılı bilgiyi yayınlayacaktır
- Sağlanan hizmetler için her bir iletim sistem operatörü standart bir şekilde giriş ve çıkış noktaları da dahil olmak üzere tüm ilgili noktalar için sayısal bazda teknik, sözleşmeli ve mevcut kapasiteler üzerine bilgilendirme yapacaktır.
- Kamuya bilgilendirmesi yapılacak olan ilgili iletim noktaları ağ kullanıcıları ile görüşükten sonra yetkili makamlar tarafından onaylanır.
- İletim sistem operatörü, her zaman anlamlı, açık ve kolay erişilebilir bir şekilde ve ayrımcı olmayan bir temelde bu Yönetmelikte istenilen bilgileri açıklamalıdır.
- İletim sistem operatörü sistem içinde ve dışında tahmini ve gerçekleşen akışlara dayalı *ex-ante* ve *ex-post* arz ve talep bilgilerini kamuya açacaktır. Ulusal düzenleyici Kurum tüm bu bilgilerin kamuya açılmasını sağlayacaktır.

Direktif kapsamında **depolama ve LNG tesislerine ilişkin şeffaflık (715/2009/EC 19. madde)** kuralları ise şu şekildedir:

- LNG ve depolama sistem operatörleri LNG ve depolama tesislerine etkili erişim için LNG ve depolama tesisi kullanıcıları bakımından gerekli olan teknik bilgi ile birlikte, sunduğu hizmetler ve uygulanan koşullara ilişkin kamuya detaylı bilgi verecektir.
- Sağlanan hizmetler için her bir LNG ve depolama sistem operatörü sayısal bazda sözleşmeli ve mevcut kapasiteler üzerine bilgilendirme yapacaktır.
- LNG ve depolama sistemi operatörleri her zaman anlamlı, hesaplanabilir net ve kolay erişilebilir bir şekilde ve ayrımcı olmayan bir temelde bu Yönetmelikte istenilen bilgileri açıklamalıdır.
- LNG ve depolama sistem operatörleri, mevcut depolama ve üçüncü taraf erişimine muaf olan tesisleri dahil olmak üzere sistem kullanıcılarının erişimi ile ilgili olarak her bir depodaki veya LNG terminalindeki gaz miktarı, LNG tesisi kapasiteleri, giriş ve çıkışları hakkında bilgilendirme yapacaktır.

(210) Altyapı konularının rekabet açısından önemi ve bir bütün oluşunu anlatmak açısından dikkati çeken vakalardan biri *Marathon vs. Thyssengas* vakasıdır. 2001 yılında Thyssengas GmbH'in Marathon şirketinin boru hattı şebekelerine olan erişim talebini reddetmesi sonucu Komisyon tarafından inceleme başlatılmıştır¹¹⁵. Her ne kadar Marathon şikâyetini daha sonra geri çekse de Komisyon soruşturmasını tamamlamış ve şikâyet edilen taraftan dengeleme, kapasite haklarının ticareti, kısıt yönetimi, şeffaflık ve erişim taleplerine ilişkin taahhütler alınmıştır. Şeffaflığa ilişkin olarak teşebbüs tarafından başlıca giriş noktalarındaki müsait kapasiteyi gösterecek şekilde internet sitesinde detaylı bir harita yayınlanacağı, taşıyıcılar için basitleştirilmiş tarifelerin yayınlanacağı taahhütleri; erişime ilişkin olarak da standart formlar ve sözleşmeler kullanılacağı ve ayrıca erişimin reddiyle ilgili sebeplerin sınırlanacağı taahhütleri verilmiştir. Dönemin Komisyoneri Mario Monti, bu vaka ile alınan

¹¹⁵ 23.11.2001, IP/01/641.

taahhütlerin Komisyon'un serbestleşme konusunda ciddi manada kararlı olduğunun bir kanıtı olduğunun altını çizmiştir. Zira aynı yıl regüle edilmiş üçüncü tarafların erişimi rejimine geçilmesi için teklif belgesi Komisyon tarafından gündeme getirilmiştir. Vakayı önemli kılan bir başka husus ise dengeleme, kapasite ticareti, kısıt yönetimi, şeffaflık ve erişim taleplerinin idaresi meselelerinin bir bütün olduğunu göstermesidir.

(211) Ülkemizdeki şeffaflığa ilişkin düzenlemelere bakıldığında, 4646 sayılı Kanun'un 1. maddesinde şeffaf bir doğal gaz piyasasının oluşturulması amaç olarak belirtilmiş olup, Kanun'da ve ikincil düzenlemelerde tarifelerde ve diğer unsurlarda şeffaflığın nasıl sağlanması gerektiğine ilişkin bir takım genel düzenlemelere yer verildiği görülmektedir¹¹⁶. Buna ek olarak, Elektronik Bülten Tablosu (EBT) ile piyasada faaliyet gösteren tarafların piyasa hareketlerini takip edebilmelerini sağlayıcı veri akışı sistemi kurulmuştur. EBT üzerinden; taşıma miktarı, programlanan ve iletilen miktarlar, kesinti veya azaltma talep ve miktarları, sistem dengeleme talimatları ve kapasite tahsisleri gibi iletim şebekesinin işleyişi ile ilgili tüm bildirimlerin yapılması öngörülmüştür. Böylece sayma yolu ile hangi bilgilerin paylaşılacağı ve iletim şebekesi bakımından şeffaflığın ne şekilde sağlanacağı belirlenmiştir. Ancak sektördeki paydaşlarla yapılan görüşmelerden bu düzenlemelerin kapsamının yeterli olmadığı ve EBT'nin pratikte uygulanmasında sorunlar yaşandığı ifade edilmiştir. Bu noktada EBT ile ilgili altyapı çalışmaları önem kazanmakla birlikte, daha önceki bölümde de değinildiği üzere öncelikle veri akışını sağlamaya yönelik dağıtım şirketleri tarafından işletilen ağ istasyonlarına yatırım yapılmasının sağlanması gerektiği görülmektedir.

¹¹⁶ 4646 sayılı Kanun'un 4. maddenin 4. fıkrasında iletim şirketlerinin, iletim faaliyetleri yapan diğer iletim şirketleri ile birbirlerine Kurumca belirlenen tüm teknik bilgileri verme zorunluluklarından bahsedilerek iletim şirketleri arasında bilgi alış verişi düzenlenmiştir. Bunun yanında 4646 sayılı Kanun'un 7/b maddesinde doğal gaz piyasasında faaliyet gösteren tüzel kişilerin yaptıkları faaliyetle ilgili konularda bilgi vermekle yükümlü oldukları ifade edilmiştir. Verilecek bilginin kapsamı şu şekilde ifade edilmiştir: Doğal gaz iletim ve sevkiyat kontrolü yapan iletim şirketleri, LNG tesisi ve yeraltı depolama tesisi işleten depolama şirketleri, şehir içi doğal gaz dağıtım faaliyeti yapan dağıtım şirketleri, doğal gaz temin eden üretim ve ithalat şirketleri, kendileriyle aynı alanda faaliyet gösteren diğer şirketlere, yaptıkları faaliyetlerin doğal gaz sisteminin emniyetli ve verimli işlenmesini teminen yeterli bilgi vermekle yükümlüdürler. Ayrıca 4646 sayılı Kanun'un 7/b (3). maddesinde doğal gaz piyasasında faaliyet gösteren tarafların ticari yönden hassas bilgi ve belgeleri gizli tutmakla yükümlü oldukları da düzenlenmiştir.

(212) Yukarıda yer verilen değerlendirmeler ışığında, erişim, yatırım, dengeleme, esneklik ve şeffaflık hususlarının rekabetçi piyasaya geçiş anlamında bir bütün olarak ele alınması ve bir arada geliştirilmesi gerektiği ortaya çıkmaktadır. Erişimde muafiyet rejimi oluşturulmazsa büyük yatırımlar fazla riskli addedilerek gerçekleşmeyecek; esneklik sağlanamayacak; yatırımlar tamamlanmadan da tahsis, üretim ve dinamik etkinliği sağlamak mümkün olmayacaktır. Ancak yatırımların tamamlanması ve dengelemeyi anlık sağlayacak bir altyapının oluşması ile teşebbüsler veri akışını sağlayıp ölçülü derecede şeffaf bir platformda sağlıklı ticari kararlar alabilecek ve rekabet döngüsü başlayabilecektir. Böyle bir döngüde teşebbüslerin istifade edebilecekleri esneklik araçları olacak, bu araçlara şeffaf bir ortamda maliyet-etkin bir şekilde ulaşabilecek ve sistemde minimum dengesizliğe sebep olarak faaliyetlerini sürdürebileceklerdir.

5.4. Talep Yapısı Bakımından Gelişim

(213) Yukarıdaki bölümlerde toptan satış piyasası ve altyapı bakımından gelişim süreci ele alınmış olmakla birlikte, doğal gaz piyasalarının gelişimi bakımından asıl belirleyici olanın talep yapısı ve tüketici davranışları olduğu söylenebilir. Şöyle ki; talepteki artış hızı, doğal gaz piyasasının gelişiminin hangi aşamada olduğunun önde gelen göstergelerinden biridir¹¹⁷. Ayrıca, piyasada faaliyet gösteren teşebbüslere daha ucuz ve daha kaliteli ürün ve hizmet sunmaları yönünde baskı yapacak en temel unsur tüketicilerdir. Bu nedenledir ki; talep artışının seyri, talep yapısını oluşturan müşteri gruplarının profilleri ve en önemlisi de söz konusu müşterilerin tedarikçilerini seçme hakkına sahip olmaları ve tedarikçilerini değiştirme maliyetleri gibi hususlar serbestleşme sürecinde kilit öneme sahiptir. Bir başka deyişle, nihai tüketicilere yapılan satış seviyesinde rekabet, doğal gaz piyasalarının rekabetçi hale gelmesine ilişkin zincirin son ve en önemli halkası konumundadır.

(214) Nihai tüketicilere yapılan satış seviyesinde rekabet yapısına ilişkin yapılacak değerlendirmede öncelikle talep tarafını oluşturan müşteri gruplarının sınıflandırılması yerinde olacaktır. AB rekabet hukuku uygulamalarına bakıldığında,

¹¹⁷ Doğal gaz piyasalarının gelişimine ilişkin dört aşamalı evrim modelinin anlatıldığı bölümde de belirtildiği üzere, piyasanın *büyüme* aşamasında yüksek ivmeli bir talep artışı var iken, *gelişme* aşamasında talep artışındaki ivme azalmakta, olgunlaşma aşamasında ise talep artışı iyice yavaşlamaktadır.

henüz serbestleşmenin ilerlemediği dönemlerde ilgili pazar tanımının “bölgesel dağıtım firmaları”, “büyük ölçekli endüstriyel müşteriler”, “doğal gaz kullanan elektrik santralleri” şeklinde belirlendiği, tüm tüketicilerin serbest olmasıyla birlikte ise bu tanımda “bölgesel dağıtım firmaları”nın yerini “hanehalkı ve küçük endüstriyel, ticari tüketici” tanımının aldığı görülmektedir. Türkiye piyasasının gelişim sürecinde gelinecek nokta dikkate alındığında, perakende seviyesinde rekabetin tesisine ilişkin konunun doğal gaz kullanan elektrik santralleri ve bölgesel dağıtım firmalarını ele alacak şekilde iki alt başlık altında ele alınmasının yeterli olacağı düşünülmektedir¹¹⁸. Bu başlıklara geçmeden önce, söz konusu ayırmada yer alan elektrik santralleri ile dağıtım firmaları arasındaki farklılıkları ortaya koymak yerinde olacaktır. Bu farklılıklar şu şekilde sıralanabilir:

Tüketim profilleri ve tedarik sözleşmelerindeki farklılıklar: Elektrik santralleri ile dağıtım şirketlerinin tüketim profilleri farklılık arz etmekte olduğundan, farklı tipte sözleşmeler ile gaz sağlamaktadırlar. Elektrik santralleri yüksek miktarlarda ve ayrıca uzun ve kısa dönemli (aylık, haftalık ve günlük dengeleme ihtiyacı) sözleşmelerle alım yapmaktadır. Bu sözleşmelerde esneklik ve yeniden müzakere hükümleri bulunmakta; uzun dönemli katı sözleşmeler ayrıca kısa süreli sözleşmelerle de desteklenerek yumuşatılabilmektedir. Yerel dağıtım şirketlerinin tüketim profili de özellikle mevsimsel manada değişken olmakta, bu nedenle sözleşmelerde daha farklı bir yıllık esneklik hükmü ve ayrıca maksimum günlük tüketim koşulu bulunmaktadır.

Farklı kâr marjları: Elektrik santralleri farklı rekabet ortamında farklı kâr marjlarıyla çalışırken, dağıtım firmalarının içinde bulunduğu rekabet ortamı ise tamamen farklıdır.

Farklı müşteri ilişkileri: Daha santral proje aşamasında iken tedarikçi ile alıcı arasında bir gaz tedarik sözleşmesi müzakere edilebilmekte ve gaz tedarikçisi bu amaçla gerekli arz altyapısını oluşturmakta ve ayrıca müşteriye doğal gaz tedarikine ilişkin teknik destek sağlamaktadır.

Farklı büyüme dinamikleri: Genel olarak elektrik santrallerine olan gaz tedarik pazarının diğerlerine oranla daha hızlı büyüdüğü görülmektedir.

(215) Yukarıda elektrik santralleri ile dağıtım firmalarının müşteri portföyü olarak farklılıklarına yer verilmiş olmakla birlikte, bu iki grubun serbestleşme sürecindeki rekabet politikasına olan etkileri bakımından da birbirinden tamamen farklılaştığını unutmamak gereklidir. Şöyle ki; elektrik santralleri, büyük ölçekli tüketiciler olması ve bir anlamda yüksek fiyat farkındalığına sahip olmaları nedeniyle serbestleşme sürecinde tedarikçiler üzerinde baskı oluşturabilecek bir yapıya sahiptirler ve bu nedenle serbestleşmenin daha kolay sağlanabileceği bir alan olduğu gibi, bunun da

¹¹⁸ Serbestleşme sürecine etkileri de dikkate alınarak, büyük endüstriyel tüketicilere ilişkin ayrı bir başlık açmaya gerek olmadığı değerlendirilmiştir.

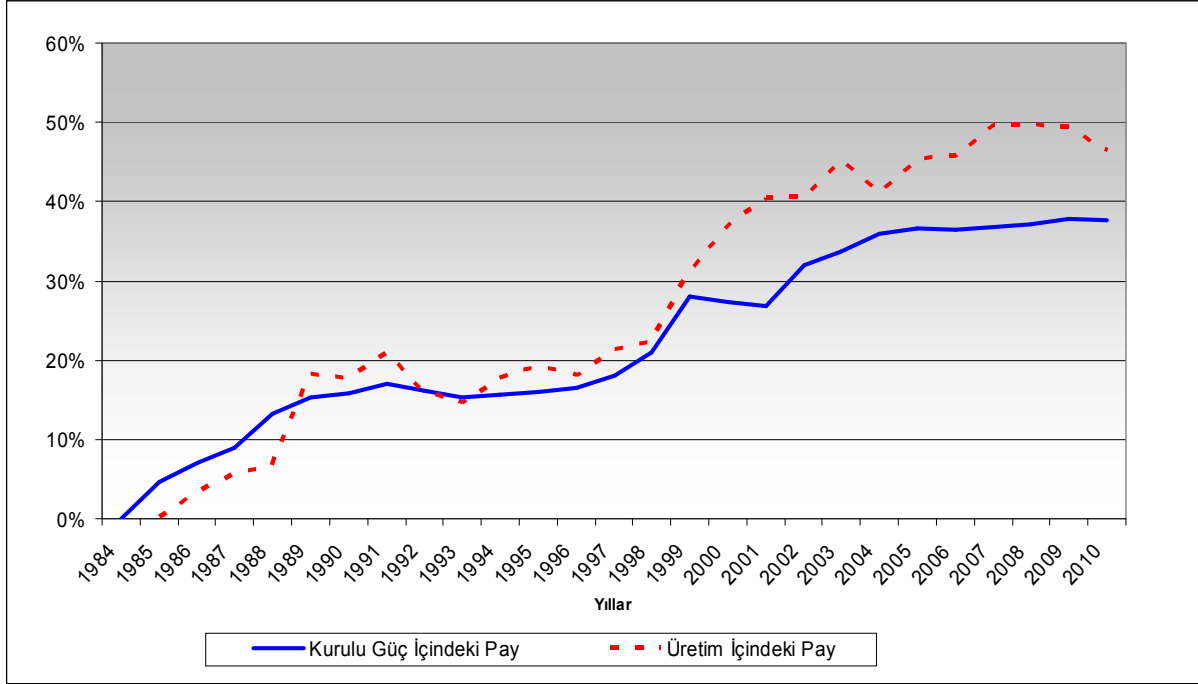
ötesinde rekabetin tesisi için bir araç ve hızlandırıcı olarak da kullanılabilir. Öte yandan dağıtım firmalarına yapılan satışlar ele alındığında; fiyat farkındalığı düşük olan hanehalkına yapılan satışların söz konusu olmasından ve sosyal politikaların da dikkate alınması gerekliliğinden dolayı rekabetin tesisinin zor olduğu bir alan ortaya çıkmaktadır. Aşağıda bu iki grup ayrı ayrı kendi özellikleri çerçevesinde ele alınacaktır.

5.4.1 Elektrik Sektörü ve Doğal Gaz Piyasalarının Gelişimi

- (216) Elektrik, çok çeşitli enerji kaynakları kullanılarak üretilebilen ancak nihai tüketiciye ulaşım anlamında “homojen” bir üründür. Hidroelektrik, kömür, fuel-oil gibi fosil yakıtlar ile akarsu kaynakları, rüzgâr gibi yenilenebilir enerji kaynakları elektrik üretiminde kullanılan birincil enerji kaynaklarıdır. Bu kaynaklar arasında özellikle 1980’li yıllardan itibaren kullanılmaya başlayan doğal gazın ise ayrı bir önemi bulunmaktadır.
- (217) Doğal gaz ile çalışan elektrik santralleri diğer santral tiplerine göre daha düşük sermaye ile ve kısa sürede inşa edilebilmektedir. Ayrıca doğal gazla çalışan elektrik santralleri, diğer santral tiplerinden farklı olarak doğal gazın ulaştırılabildiği hemen her yerde konumlandırılabilmesi sayesinde, geniş bir coğrafi esnekliğe sahiptir. Tüm bunlara ek olarak doğal gaz ve doğal gazın yakılması sonucu oluşan ısının kullanıldığı doğal gaz kombine çevrim santrallerinin geliştirilmesi ile birlikte elektrik üretiminin optimal ölçeği ciddi oranda düşmüştür. Hatta elektrik sektöründe yaşanan liberalleşme sürecinin bir ayağı, doğal gazlı santrallerin getirdiği teknolojik yenilik ve verimlilik sonucu özel sektörün de üretim yatırımları yapıp piyasada yer alabilmesine bağlanabilmektedir¹¹⁹. Öte yandan kaynak olarak kullandığı doğal gazın maliyetinin yüksekliği ve tedarik fiyatındaki değişkenlik ise bu tür santrallerin değişken maliyetlerinin yüksek ve dalgalanmaya açık olması sonucunu ortaya çıkarmaktadır.
- (218) Yıllar itibarıyla Türkiye elektrik kurulu gücünde ve üretiminde doğal gaz ile çalışan elektrik üretim santrallerinin oranı Grafik 14’te yer almaktadır.

¹¹⁹ ROTHWELL, G. ve T. GOMEZ (2003), “Electricity Economics: Regulation and Deregulation”, *IEEE Press Power Engineering Series*, Wiley Interscience, John Wiley & Sons Publication, s. 3; ŞEN, S. (2006), “Elektrik Piyasalarının Rekabet Boyutlu İzlenmesi ve Pazar Gücü: Türkiye İçin Açılımlar”, Yayınlanmamış Uzmanlık Tezi, EPDK, Ankara, s. 8-9.

Grafik 14: Birincil Enerji Kaynağı Olarak Doğal Gaz Kullanan Elektrik Santrallerinin Kurulu Gücü ve Türkiye Elektrik Kurulu Gücündeki Payı



Kaynak: TEİAŞ.

(219) Grafik 14'ten de görüleceği üzere doğal gazın kaynak olarak Türkiye elektrik üretimi içindeki payı sürekli artmaktadır. Doğal gaz ile çalışan elektrik üretim santralleri yatırımlarına ilişkin devam etmekte olan projeler ve lisans başvuruları dikkate alındığında, doğal gazın elektrik kurulu güç ve üretimindeki payının daha da yükselmesi beklenmektedir. Nisan 2012 itibarıyla toplam yaklaşık 36.000 MW'lık kurulu güce sahip olacak doğal gaz santrali başvurusu EPDK'da lisans aşamasındadır. Bu nedenle doğal gaz piyasasının gelişiminin elektrik piyasasına etkilerinin incelenmesi büyük önem taşımaktadır.

(220) Yukarıda yer verildiği üzere doğal gaz, birincil kaynak olarak elektrik üretiminde ciddi bir öneme sahiptir. Bu durum, doğal gaz fiyatlarının ve doğal gaz piyasasındaki rekabet sorunlarının elektrik üretimindeki rekabetçi yapıyı ve dolayısıyla elektrik fiyatlarını da etkilemesini kaçınılmaz kılmaktadır. Buna ek olarak elektrik üretiminin kendine özgü nitelikleri ve birincil enerji kaynaklarına göre farklılaşan maliyet yapısı nedeniyle doğal gazın elektrik üretiminde özellikle spot piyasalardaki fiyat oluşumları üzerinde aşağıda ele alındığı üzere önemli etkileri bulunmaktadır¹²⁰.

¹²⁰ Avrupa Komisyonu Enerji Sektör Soruşturması Nihai Raporu, 2007.

- (221) Elektrik üretim birimlerinin, farklı üretim maliyetlerine ve niteliklere sahip olması, santrallerin elektrik ihtiyacının karşılanmasında yükün farklı aşamalarında kullanılması sonucunu doğurmuştur. Özellikle spot piyasaların işleyiş sürecinde santrallerin devreye girmesi bu santrallerin maliyetlerine göre teklif ettikleri fiyatlarla yakından ilgilidir. Genel bir çerçevede elektrik santrallerinin birincil enerji kaynaklarına göre devreye girişi incelendiğinde; talep arttıkça, her ilave talebi karşılamak üzere kullanılan üretim birimlerinin yapısının değiştiği, daha yüksek talebi karşılamak için marjinal maliyeti daha yüksek olan üretim birimlerinin devreye girdiği görülmektedir.
- (222) Doğal gaz ile elektrik piyasaları arasındaki etkileşime dair yakın bir örnek Türkiye’de, kış mevsiminin oldukça soğuk geçtiği dönem içinde doğal gaz kısıntılarının yüksek elektrik fiyatlarına neden olduğu 13 Şubat 2012 tarihinde yaşanmıştır (Kutu 7). Tek başına Şubat 2012’de yaşanan kriz dahi, elektrik piyasalarında yaşanan liberalleşme sürecinin doğal gaz piyasalarının rekabetçi yapısı ile ciddi bir etkileşim içinde olduğunu göstermek için yeterlidir. Bu nedenle, doğal gaz piyasasındaki rekabet sorunlarının elektrik piyasasını da olumsuz etkileyebileceği ortaya çıkmaktadır. Bu kapsamda öne çıkan bir husus ise doğal gaz tedarikçileri ile elektrik santralleri arasında yapılan ve doğal gaz piyasasındaki likiditeyi etkileyecek niteliğe sahip olabilen doğal gaz tedarik sözleşmeleridir.

Kutu 7: 13 Şubat 2012 Doğal Gaz Kesintisi ve Elektrik Krizi: “Zor Gün”*

13 Şubat 2012 tarihinde tüm Kuzey Yarım Küre ile beraber ülkemizde de etkili olan çetin kış koşulları ile gaz talebinin hızla artması, Azeri ve İran gazındaki kesintiler, altyapı yatırım eksikliği ve sınırlı depo kapasitesinin etkisiyle BOTAŞ tarafından “zor gün”** ilan edilmiştir. Sıcaklık değerleri ile altyapı sorunları yanında krizi tetikleyen bir başka etken gaz bazlı elektrik santrallerinin çoğunlukla fiyat belirleyici olmasından dolayı gaz fiyatlarındaki artışın otomatik olarak elektrik fiyatlarına yansıyor olmasıdır.

Bu dönemde yaşanan doğal gaz tedarik kesintisi ve yüksek doğal gaz talebi nedeniyle BOTAŞ, konutlarda özellikle ısınma açısından bir sıkıntı yaşanmaması için her yıl belirlenen kısıntı prosedürüne göre kesintilere gitmiş ve elektrik arzında zorunlu düşüş yaşanmıştır. 7792 MW’ı doğal gaz eksikliğinden kaynaklanan nedenlerle toplam 11.320 MW’lık kurulu güç devre dışı kalmıştır. Serbest elektrik piyasası faaliyetlerinin yürütüldüğü ve saatlik piyasa takas fiyatının yaklaşık 125 ile 200 TL/MWh arasında değiştiği Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi’nde (PMUM), 13.02.2012 tarihinde elektriğin en yüksek tüketildiği 10:00-12:00 saatleri arası ve 14:00’da 2000 TL/MWh seviyesine; gün ortalamasında ise 687 TL/MWh seviyesine ulaşmıştır.

Bu seviyeler elektrik piyasası için rekor seviyede yüksek fiyatlardır. Böyle zor günlerin tekrarlanmaması için alınması gereken tedbirler bakımından aşağıdaki hususlar ön plana çıkmaktadır:

- Ulusal altyapı şebekesinin günlük sevk kapasitesini tam kullanabilecek şekilde kompresör ve iyileştirme yatırımlarını tamamlaması,
- Özellikle elektrik üreticilerinin mevsimsel talep değişikliklerine cevap verebilirliğini sistemin güvenliğini de tehlikeye düşürmeden karşılayabilecekleri esneklik araçlarına yönelik LNG ve depolama tesisleri yatırımlarının gerçekleştirilmesi,
- Doğal gaz dayalı elektrik santrallerinin artışıyla sistemin daha da hassaslaşmasının önüne geçecek şekilde doğru doğal gaz fiyat sinyallerinin gönderilebilmesini sağlayacak hukuki ve finansal yatırımlarla piyasa mekanizmalarının oluşturulması.

* İbrahim E. ERTEN, "13 Şubat Enerji Borsası Fiyat Oluşumu", *Enerji Piyasası Bülteni*, Şubat 2012; J. HENDERSON ve P. HEATHER. "Lessons from the February 2012 European Gas Crisis", *Oxford Institute for Energy Studies*, Nisan 2012.

** Doğal Gaz çekiş miktarlarının artması ve/veya giriş miktarlarının azalması ve/veya herhangi bir Giriş Noktasındaki Doğal Gaz girişinin durması nedeniyle sistem dengesinin bozulduğu Gün (ŞİD).

(223) Elektrik üreticileri, doğal gaz toptan satış piyasasında hane halkı (dağıtım şirketleri) ve sanayi kuruluşlarından farklı bir tüketici grubu olarak ele alınabilmektedir. Şöyle ki; elektrik santralleri yüksek miktarlarda ve ayrıca hem uzun dönemli hem de kısa dönemli (aylık, haftalık ve günlük dengeleme ihtiyacı) sözleşmelerle alım yapmakta ve yüksek esneklik ihtiyacına uygun bir tüketim profili sergilemektedir. Ayrıca elektrik santrallerine genel olarak uzun dönemli sözleşmeler ile doğal gaz tedarik edilmekte, hatta santrallerin yapım aşamasına gelinmesinden önce proje aşamasında yatırım riskini azaltmak üzere tedarikçi ile alıcı arasında bir gaz tedarik sözleşmesi müzakere edilebilmektedir. Bu süreçte gaz tedarikçisi gerekli arz altyapısını oluşturmakta ve ayrıca müşteriye doğal gaz tedarikine ilişkin teknik destek sağlanabilmektedir. Bu nedenle fiili olarak gaz tedariki başlamadan önce sıkı bir tedarikçi-alıcı ilişkisi kurulabilmektedir.

(224) Bu durumda doğal gaz toptan satış şirketleri ile elektrik üretim şirketleri arasında uzun dönemli olabilen ve münhasırlık içeren doğal gaz tedarik sözleşmelerinin doğal gaz piyasasındaki likiditeye etkisinin dikkate alınması gerekmektedir. Çünkü bu tür anlaşmalar, elektrik üreticilerinin doğal gaz ihtiyacının tamamını ya da büyük bölümünü uzun süreyle anlaşmanın tarafı olan tedarikçiden karşılanmasına yönelik bir münhasırlık sonucunu doğurabilmektedir. Esasında bu tür sözleşmeler elektrik şirketlerinin doğal gaz tedarikini uzun süreli olarak daha ekonomik ve düşük riskli sağlamasını temin edebilmektedir. Bununla birlikte, özellikle hakim durumdaki doğal gaz tedarikçilerinin bu anlaşmaların tarafı olması durumunda, piyasa likiditesinin azalması ve piyasanın rekabete kapanması sonucu ortaya çıkabilmektedir.

(225) Yukarıda ortaya konan nedenlerden ötürü bu tür münhasırlık içeren sözleşmeler rekabet hukuku kapsamında da değerlendirmeye tabi olabilmektedir. Türkiye'dekine benzer bir serbestleşme sürecinin yaşandığı Avrupa doğal gaz piyasasına ilişkin olarak Komisyon'un aldığı kararlarda, hakim durumdaki doğal gaz şirketlerinin yaptığı tedarik sözleşmelerine ilişkin süre ve tüketicinin ihtiyacının karşılanmasına ilişkin oransal eşikler getirilebilmektedir¹²¹. Ayrıca alıcılara uygulanan yeniden satış engellerinin kaldırılmasına ilişkin şartlar da bu tür sözleşmelerin rekabet kanunları ile uyumlu olmasına yönelik uygulamalar arasındadır. Bu noktada hemen belirtmek gerekir ki, özellikle elektrik arzına katkıları nedeniyle yeni elektrik üretim santrallerine ilişkin uzun süreli doğal gaz tedarik sözleşmelerindeki süre ve münhasırlığa yönelik koşullara daha esnek yaklaşıldığı¹²² gözlenmektedir. Bu çerçevede rekabetçi değerlendirme aşamasında rekabet hukuku kapsamında şu unsurlara dikkat edilmektedir¹²³:

- Doğal gaz tedarikçisinin pazardaki konumu
- Tüketicinin doğal gaz talebinin ne kadarının sözleşme ile bağlandığı
- Sözleşmelerin süresi
- Bu tür sözleşmeler sonucu piyasanın ne kadarlık kısmının kapsandığı
- Ortaya çıkan etkinlikler

(226) Yukarıda açıklanan hususlar kapsamında, doğal gaz piyasasında sürdürülen liberalleşme sürecinin olumsuz etkilenmemesi bakımından hakim durumdaki doğal

¹²¹ 27.03.2000 tarihli Gaz Natural Kararı'nda (*Gas Natural Press Release IP/00/297*) İspanya'da faaliyet gösteren doğal gaz tedarikçisi Gas Natural ile elektrik üreticisi Endesa arasındaki doğal gaz tedarik sözleşmesinin içerdiği piyasayı ciddi ölçüde rekabete kapattığı ve bu durumun doğal gaz piyasasındaki serbestleşmeyi olumsuz etkileyeceği tespiti yapılmıştır. Bunun üzerine tarafların Endesa'nın doğal gaz ihtiyacının azami %75'inin tedarik edileceğine, anlaşmanın 12 yıl ile sınırlanacağına ve yeniden satış hakkının tanınacağına ilişkin değişiklikleri üzerine bir müdahalede bulunulmamıştır. 13.01.2006 tarihli E.On-Ruhrgas Kararı'nda (*Case B.8-113/03-1*) Alman Rekabet Otoritesi, E.On-Ruhrgas'ın bölgesel ve yerel doğal gaz dağıtıcılarına yapılan doğal gaz tedarik sözleşmelerinin, alıcının doğal gaz ihtiyacının %80-100'ünün karşılayanların azami 2 yıl; alıcının doğal gaz ihtiyacının %50-80'inin karşılayanların ise azami 4 yıl süreye sahip olabileceği hükme bağlanmıştır.

¹²² Belçika'da hakim durumda olduğu tespit edilen Distrigaz'ın uzun dönemli doğal gaz tedarik sözleşmelerine ilişkin olarak Komisyon'un kararında 5 yıllık bir azami sözleşme süresi ve her sene sözleşmelere konu doğal gaz tedarik miktarlarının %65-70'inin tekrar piyasaya döneceğine, başka bir ifade ile rekabetçi tekliflere açık olacağına ilişkin taahhütlerin kapsamına 10 MW'nin üzerinde kurulu güce sahip olan yeni elektrik üretim tesisi yatırımlarının alımları dahil edilmemiştir. (*Case COMP/B-1/37966-Distrigaz*)

¹²³ SCHOLZ, U. ve S. PURPS (2010), *The Application of EC Competition Law in the Energy Sector*, *Journal of European Competition Law & Practice*, Cilt 1, No 1.

gaz tedarikçisi olan BOTAŞ başta olmak üzere doğal gaz tedarikçilerinin elektrik santralleriyle yapmakta oldukları sözleşmelerin, sözleşmenin süresi, münhasırlık seviyesi ve alıcıların yeniden satış hakları yönüyle nasıl bir yapıda olması gerektiğine yönelik etkin bir politika oluşturulması önemlidir¹²⁴.

- (227) Doğal gaz ve elektrik piyasalarının etkileşimi söz konusu olduğunda, Yap-İşlet (Yİ)¹²⁵ ve Yap-İşlet-Devret (YİD)¹²⁶ yöntemi ile inşa edilen ve uzun dönemli sözleşmeler kapsamında hazine garantili olarak doğal gaz tedarik eden ve TETAŞ'a elektrik temin eden santrallerin durumu ayrı bir konu başlığı haline gelmektedir.
- (228) 1980'li yıllarla birlikte serbest piyasa modelinin benimsendiği Türkiye'de, elektrik üretiminde artan enerji talebi ve finansman sorunları karşısında kamunun yanı sıra özel sektörün de katılımı gündeme gelmiştir. Bu çerçevede 1984 yılında çıkarılan 3096 sayılı Kanun¹²⁷ ile öngörülen YİD veya İşletme Hakkı Devri (İHD)¹²⁸ yöntemleri ile özel sektörün elektrik piyasasında faaliyet göstermesine yönelik imkan sağlanmıştır. 1997 yılında çıkarılan 4283 sayılı Kanun¹²⁹ ile de TEAŞ tarafından özel hukuk hükümlerine tabi olarak Yİ sözleşmeleri imzalanmasına imkan sağlanmıştır. Tablo 8 ve Grafik 15'de YİD ve Yİ yöntemleriyle inşa edilen doğal gaz santrallerine ilişkin bilgilere yer verilmektedir.

¹²⁴ Halihazırda BOTAŞ'ın elektrik santralleriyle yapacağı sözleşmelere ilişkin bir muafiyet başvurusu Kurum bünyesinde değerlendirme aşamasındadır.

¹²⁵ Yİ sözleşmeleri, özel sektör tarafından mülkiyeti kendilerine ait olmak üzere termik santrallerin kurulup işletilmesi ve üretilen elektriğin Hazine garantisinde belirli bir süre boyunca TETAŞ'a satımını içermektedir.

¹²⁶ YİD modeli yeni kurulacak ve yüksek yatırım maliyetleri gerektiren elektrik üretim tesisleri için, özel sektörün finansman sağlayarak bu yatırımları gerçekleştirilmesi; bunun karşılığında da bir sözleşme ile belirli bir süre boyunca o tesisi işletmesi ve bu süre içinde üretilen elektriğin kamu tarafından ya da elektriği tüketenlerce satın alınması ve bu şekilde yatırım bedelin ödenmesini içermektedir. YİD sözleşmesinin bir parçası olarak belirli sürenin sonunda da tesis kamuya devredilmektedir.

¹²⁷ 3096 sayılı "Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımını ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun".

¹²⁸ İHD yöntemi ile inşa edilen doğal gaz santrali bulunmadığından bu bölümde sadece YİD ve Yİ yöntemi ile inşa edilen doğal gaz santralleri konu edilecektir.

¹²⁹ Yap İşlet Modeli ile Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanun.

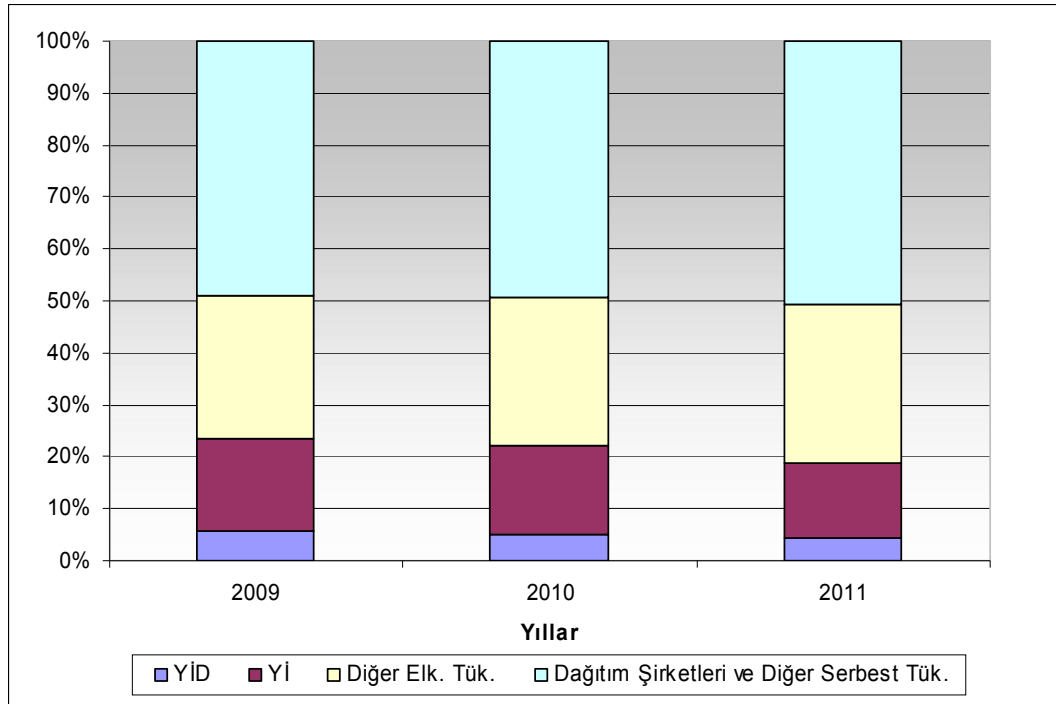
Tablo 8: YİD ve Yİ Kapsamındaki Doğal Gaz Santralleri, Kurulu Güçleri, Konumları ve İşletme Tarihleri

YİD			
Santral Adı	Kurulu Güç (MW)	Ticari İşletme Tarihi	İşletme Süresi Bitiş Tarihi
Trakya Doğal Gaz	478	05.06.1999	2019
Üni-Mar Doğal Gaz	480	12.06.1999	2019
Esenyurt DGKÇ	180	22.05.1999	2019
Ova Doğal Gaz	253	21.01.1997	2017
Yİ			
Gebze DGKÇ	1.540	25.10.2002	2018
İzmir DGKÇ	1.520	28.03.2003	2018
Adapazarı DGKÇ	770	09.10.2002	2018
Ankara DGKÇ	770	04.02.2004	2018

Kaynak: TETAŞ Faaliyet Raporu 2010

(229) Tablo 8’de yer verilen doğal gaz santralleri Hazine garantili sözleşmelerle doğal gazı BOTAŞ’tan tedarik etmektedirler. Bu çerçevede, 2009, 2010 ve 2011 yılları itibarıyla BOTAŞ tarafından YİD ve Yİ santrallerine yapılan Hazine garantili doğal gaz satışının Türkiye toplam doğal gaz tüketimindeki payları Grafik 15’de yer almaktadır:

Grafik 15: Yİ, YİD ile Diğer Elektrik Santrallerinin Türkiye’nin Toplam Doğal Gaz Tüketimindeki Payı



Kaynak: BOTAŞ, EPDK

(230) Grafik 15 incelendiğinde 2011 yılı itibarıyla toplam doğal gaz tüketiminin yaklaşık %20’sinin rekabete kapalı bir alan olan Yİ-YİD’lere yapılan satışlar olduğu sonucuna varılmaktadır. Elektrik santralleri ayrı bir müşteri grubu olarak dikkate alındığında ise elektrik santrallerine yapılan satışlar bakımından pazarın yaklaşık %40’ının Yİ-YİD’ler kapsamında yapılan satışların oluşturduğu görülmektedir.

- (231) Yİ-YİD projeleri, serbest piyasa kapsamı dışında yapılmış olan sözleşmelerle enerji arz açığının karşılanmasında katkıları yadsınamayacak projelerdir. Yİ-YİD sözleşmelerinin bitmesi ile birlikte Hazine garantileri ve alım teminatları sona erecektir. Bu nedenle 2018-2019 yıllarında bu santrallerin piyasaya katılımının hem doğal gaz hem de elektrik piyasasındaki rekabetçi yapıya ciddi anlamda bir katkı sağlaması beklenmektedir¹³⁰.
- (232) Yİ-YİD projeleri kapsamındaki santrallere yönelik doğal gaz piyasasının rekabetçi yapısı kapsamında yapılan en büyük eleştiri, söz konusu santrallere münhasıran BOTAŞ tarafından yapılan satışlarda çok yüksek fiyat uygulanması ve buradan elde edilen karın diğer müşteri gruplarında yapılan satışlar bakımından BOTAŞ'a rekabetçi avantaj sağlamasıdır. Şüphesiz bu uygulamalar özellikle hane halkına ve serbest tüketicilere BOTAŞ tarafından yapılan satışlarda gerçek maliyetlerin yansıtılıp yansıtılmadığı konusunu da beraberinde getirmektedir. Ancak bu konunun bağımsız bir teşebbüs davranışından mı yoksa bir politika tercihi olarak mı hayata geçtiği hususu bu konuda yapılacak değerlendirmelerde önem kazanmaktadır. Bu konu hakkındaki değerlendirmelere ileride BOTAŞ'a ilişkin bölümde yer verilecektir.
- (233) Doğal gaz ile elektrik piyasalarının etkileşiminin ortaya çıkardığı bir başka önemli husus da, elektrik santrallerinin doğal gaz piyasasında alıcı gücü yüksek tüketiciler olmasından dolayı sahip oldukları rekabetçi baskı avantajıdır. Yukarıda da ifade edildiği üzere hane halkından önce rekabete açılan ve fiyat farkındalığı yüksek olan elektrik santrallerinin piyasanın rekabetçi yapısına ciddi anlamda katkı sağlayabileceği düşünülmektedir. Bu noktada elektrik santrallerinin doğal gaz tedariklerini sağlamak üzere LNG ithalatı ya da toptan satış pazarlarına doğru geri bütünleşmesinin ve satın aldıkları gazın yeniden satışının önünü açacak imkan ve düzenlemelerin sağlanmasının rekabetçi sürece fayda sağlayacağı değerlendirilmektedir. Elektrik santrallerinin doğal gaz tedarikçileriyle yapmış oldukları sözleşme kapsamında satın aldıkları gazı kullanamaları halinde yeniden piyasaya satabilme hakları gibi hususların serbestleşme sürecinde önem kazanacağı düşünülmektedir.

¹³⁰ Bahsekonu elektrik santrallerinin BOTAŞ doğal gaz alım sözleşmeleri 2014 yılına kadarki süreyi içermekle birlikte Yİ-YİD sözleşmeleri kapsamında elektrik alımı 2019 yılına kadar uzamaktadır.

(234) Elektrik santrallerinin sahip oldukları talep esnekliği ile doğal gaz piyasalarında talep yanlı rekabetçi baskı yaratabilmelerinin ve rekabetin oluşumuna katkıda bulunmalarının bir diğer boyutu da, sahip oldukları tüketim profili, yani kesintili gaz alımı yapma kabiliyetleridir. Kesintili sözleşmeler, daha önce de değinildiği üzere, akde bağlı esneklik mekanizmalarından biridir. Bu kesintiler daha çok doğal gaz talebinin zirve yaptığı günlerde gerçekleştirilmekte ve böylece her iki piyasada da kısa dönemli arz/talep şokları baştan önlenabilmektedir. Daha da önemlisi zorunlu/gönülsüz kesintilere gidilmesi yerine gönüllü ve düşük fiyatlarla tazmin edilen bir kesinti sistemi ile esnek ve sağlıklı bir sistem işleyişi gerçekleştirilebilmektedir. Ancak elektrik santrallerinin bu esneklik mekanizmasından faydalanabilmesi için kısa sürede yedek yakıtlara geçebilecek altyapıda inşa edilmeleri ve yedek yakıtların değişken maliyetlerinin de makul seviyede olması gerekmektedir¹³¹. Piyasada talep tarafından esnekliğin sağlanmasının ve rekabetçi piyasa yapısı bakımından bir üst aşamaya geçmenin, ancak mevcut durumda etkin bir uygulaması bulunmayan kesintili kesintisiz müşteri uygulamalarının desteklenmesi ve hayata geçirilmesiyle mümkün olabileceği düşünülmektedir.

(235) Bütün bu değerlendirmeler kapsamında, Türkiye doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecinde büyüme aşamasından gelişme aşamasına geçişte gerek rekabet politikası gerekse rekabet hukuku uygulamaları yönüyle doğal gaz ve elektrik piyasalarının etkileşimi ve yakınsaması konusunun büyük önem kazandığı görülmektedir.

5.4.2. Dağıtım Firmalarına ve Hane Halkına Yapılan Satışlar Bakımından Doğal Gaz Piyasasının Gelişimi

(236) Dağıtım firmalarına yapılan satışlar ve hane halkına yapılan satışlar esas itibarıyla birbiriyle etkileşim içinde olan ve piyasanın gelişim süreci çerçevesinde birbiriyle bazen örtüşen, bazen ayrışan bir yapı içindedir. Bu etkileşimde ön plana çıkan kavramlar ise “serbest tüketici” ve “serbest tüketici limiti” kavramlarıdır. Serbest tüketici limitinin düşmesiyle birlikte daha fazla tüketici tedarikçisini seçme serbestisine

¹³¹ “OECD Policy Roundtables: Energy Security and Competition Policy”, *OECD Competition Law and Policy*, DAF (COMP) 2007/35.

sahip olmakta ve rekabet seviyesinin de artması beklenmektedir. Ancak mevzuat çerçevesinde tüketicilerin serbestleşmesinin aynı oranda tedarikçinin değiştirilmesi ve rekabetin başlaması anlamına gelmediği görülmektedir. Özellikle hanehalkına yapılan satışlarda perakende seviyesinde rekabetin tesisinde karşılaşılan en büyük engel tedarikçi değiştirmedeki geçiş maliyetleridir (*switching costs*). Elektrik ve doğal gaz pazarlarında ortaya çıkan ana geçiş maliyetleri, önem sırasına göre işlem maliyetleri, araştırma maliyetleri, sözleşmeden doğan maliyetler ve psikolojik maliyetlerdir¹³². Bunlarla ilgili kısa açıklamalara aşağıda yer verilmektedir:

İşlem maliyeti: Sağlayıcı değiştirme sürecinde müşterinin yeni bir sağlayıcı bulması ve bu yeni sağlayıcı ile anlaşması gerekmektedir. Ülke uygulamaları çeşitlilik göstermekle birlikte, genellikle, tüketicinin bu süreçte dikkate alması gereken yasal süreler bulunmaktadır. Bunun yanında, geçiş esnasında yanlış faturalama ve düşük hizmet kalitesi ortaya çıkabilmektedir.

Araştırma maliyeti: Bu maliyetler, bölgesinde etkinlik gösteren sağlayıcıları belirleme, fiyat alma, ödeme çeşitlerini ve tasarruf miktarlarını hesaplama sırasında müşterinin katlandığı mali olmayan maliyetlerdir.

Sözleşme değiştirme maliyetleri: Bazı sağlayıcılar, yapılan indirim karşılığı sözleşmenin geçerli olduğu sabit bir süre tayin edebilmektedirler. Böyle bir sözleşmeye taraf olan müşterinin yeni bir sağlayıcıya geçmesi halinde, mevcut sözleşmesini süresinden önce iptal ettiği için belirli bir ceza ödemesi söz konusu olabilmektedir.

Psikolojik maliyetler: Piyasaların serbestleştirilmesinden önce yerleşik şirketlerden alım yapan müşteriler, sunulan hizmetlerden memnun olabilirler ve bu durum sağlayıcı değiştirme isteğini azaltırken, bununla ilgili algılanan riskleri yükseltebilir.

(237) Geçiş maliyetleri, serbestleşme sonrasında bölgedeki müşteri portföyünün tamamını devralan yerleşik şirketlere belirli bir pazar gücü sağlamaktadır. Öte yandan, bölgelerine yeni giriş yapacak şirketlere karşı yerleşik şirketlere rekabet avantajı sağlayan diğer bazı hususlar da bulunmaktadır. İlk olarak, yerleşik şirket, bölgesinde, uzun süre tekel olmasından kaynaklanan bir marka tanınmışlığına sahip olabilmektedir. Öte yandan, dağıtım alt yapısını elinde tutan yerleşik şirketin, bölgedeki müşteriler ile doğrudan ilişkisi bulunmaktadır. Bu ise, pazarlama konusunda yerleşik şirkete önemli bir avantaj sağlamaktadır. Şöyle ki, yeni bağlantı, rutin kontroller veya acil durumlar gibi nedenlerle yerleşik şirket müşteri ile direkt temas kurabilmektedir. Bu da şirketin, bölgede müşteri ile birebir iletişim kuran çok sayıda teknik ve satış elemanı bulundurması sonucunu doğurmaktadır. Ayrıca,

¹³² "Switching Costs: Economic Discussion Paper", Office of Fair Trade, Nisan 2003.

yerleşik şirket, gerek geçmişteki tekel konumu, gerekse dağıtım sistemini yönetmesi nedeniyle bölgesindeki müşterilerle ilgili tüketim profilleri ve finansal risk gibi önemli bilgilere sahip olmaktadır¹³³. Buna karşılık, bölgeye yeni girecek şirketin marka tanınmışlığının olmadığı, müşteri ile iletişim kurmakta zorluklarla karşılaşacağı ve etkin bir pazarlama faaliyeti için çok sayıda eleman bulundurmaya zorunda kalacağı hususları dikkate alındığında, yerleşik şirketlerin bölgelerinde önemli rekabetçi avantajlara sahip olduğu açıktır¹³⁴.

(238) Perakende seviyesinde rekabetin oluşturulması serbestleşme sürecinde büyük önem taşısa da, özellikle hanehalkına yapılan satışlar bakımından diğer ülke örneklerinde de bu konudaki ilerlemenin oldukça yavaş görülmektedir. Serbestleşme ve özellikle perakende seviyesinde rekabetin tesisi sürecinde en başarılı ülkelerden biri olarak kabul edilen İngiltere örneği çerçevesinde OFT'nin 2003 yılında geçiş maliyetlerine ilişkin düzenlediği rapor incelendiğinde; yerleşik şirketlerin pazar gücü hususunun altı çizilerek, bunların, bölgelerine yeni girenlere göre daha yüksek fiyatlar uyguladığı belirtilmektedir¹³⁵. Bu rapordaki bulgular, gaz piyasasının serbestleştirildiği 1997¹³⁶ yılı ile 2001 yılı arasında, yerleşik şirket konumundaki British Gas'ın satış tarifesinin, pazara yeni giren şirketlere göre ortalama %9 daha yüksek olduğunu göstermektedir¹³⁷. 2005 yılında İngiltere doğal gaz ve elektrik perakende pazarına ilişkin yapılan başka bir çalışmada¹³⁸ da elektrik ve doğal gaz pazarında yerleşik şirketten alım yapan bir müşterinin, ortalama %10'dan fazla bedel ödemek zorunda kaldığı gösterilmektedir¹³⁹.

¹³³ Bkz. Avrupa Komisyonu'nun ENI/EDP/GDP Birleşme Kararı C.3440.

¹³⁴ Nitekim İngiliz doğal gaz pazarına ilişkin yapılan bir araştırmada, bölgeye yeni giren bir firmanın ilave her bir abone kazanımı için 50-60 Sterlin maliyete katlanması gerektiğini göstermektedir. Müşterinin daha sonra tekrar sağlayıcı değiştirebileceği dikkate alındığında, yeni giren şirketin katlandığı bu maliyetin geri dönüşünde riskler bulunmaktadır. Bakınız: GIULIETTI, M., C.W. PRICE, WATERSON (2005), "Consumer Choice and Competition Policy", *The Economic Journal*, Ekim, s. 115.

¹³⁵ Aynı doğrultudaki tespitler için bakınız: MOLLARD, M. (2006), "Switching Costs and Pricing Strategies of Incumbent Suppliers on the British Retail Electricity Market".

¹³⁶ Doğal gaz piyasası Nisan 1998'de tamamen rekabete açılmıştır.

¹³⁷ İlgili raporda, pazara yeni girenlerin, British Gas'a göre ortalama %9 iskonto uyguladığı belirtilmektedir. Fakat bu durum kaynaklarda genellikle görevli şirketlerin yüksek fiyat uyguladığı şeklinde ele alınmaktadır.

¹³⁸ GREEN, R. (2005), "Dual Fuel Competition in the British Energy Retail Markets".

¹³⁹ Ortalama enerji tüketiminin 700 pound olduğu dikkate alındığında, yüksek fiyatlara rağmen müşterilerin hala görevli şirketten alım yapmasının, (gerçek veya algılanan) yüksek geçiş maliyetlerinden başka bir etkenle açıklanamayacağını belirtmektedir. Pomp ve Shestalova'nın (2007) Hollanda enerji piyasasına ilişkin araştırmaları ise, küçük tüketiciler tarafından algılanan geçiş maliyetlerinin, görevli şirketlere, tarifelerini yıllık 75 avro yükseltebilme olanağı tanıdığını göstermektedir. GREEN, R. (2005), "Dual Fuel Competition in the British Energy Retail Markets".

Tablo 9: İngiltere örneği kapsamında yerleşik şirket British Gas'ın pazar payı seyri

Şirket	Pazar Payı (%)			
	1994	1999	2001	2003
British Gas (görevli şirket)	100	75	67	61
Yeni giriş	0	25	33	39

Kaynak: R. Green, (2005), "Dual Fuel Competition in the British Energy Retail Markets".

(239) Tablo 10'da görüldüğü üzere, British Gas'ın daha yüksek fiyat uygulamasına ve pazarın rekabete açılmasının üzerinden 5 yıl geçmesine rağmen müşterilerin yaklaşık %60'ı tedarikçisini değiştirmeyerek yerleşik şirket British Gas'dan gaz teminine devam etmiştir. Hemen belirtmek gerekir ki, olumsuz olarak görünen bu durum, perakendede rekabetin tesisi bakımından en başarılı uygulamaların gerçekleştiği İngiltere piyasasına aittir. Avrupa'nın diğer ülkelerinde ise doğal gaz piyasalarının henüz olgunlaşmamış olmasından dolayı geçiş miktarlarının daha da düşük olduğu ve ayrıca, sağlayıcıyı değiştirme konusunda doğal gaz tüketicilerinin elektrik tüketicilerine göre daha pasif olduğu görülmektedir¹⁴⁰.

(240) Bu noktada ortaya çıkan soru, rekabetçi piyasa modelinin temel unsurlarından olan serbest fiyat politikalarının özellikle hane halkına yapılan satışlar bakımından hangi ölçüde ve hangi aşamada uygulanabilir olduğudur. Piyasa mekanizması çerçevesinde herhangi bir pazar bakımından konu ele alındığında, fiyatların serbest bırakılmasıyla birlikte eksik rekabetten ötürü fiyat seviyesinin artmasının yatırımcılar için *sinyal* niteliğinde olduğu ve *yeni girişleri* artırdığı, yeni girişlerle birlikte artan rekabetin ise orta ve uzun dönemde fiyatları rekabetçi bir seviyeye çekeceği öngörülmektedir. Bununla birlikte, yukarıda yer verildiği üzere geçiş maliyetlerinden dolayı hane halkına doğal gaz tedarikinde talep kaynaklı rekabetçi bir fiyat mekanizmasının yerleşmesinin zor ve zaman alan bir süreç olduğu görülmektedir. Her ne kadar yüksek fiyat bir yatırım sinyali olsa da, enerji yatırımlarının hayata geçirilmesinin uzun zaman aldığı (giriş engelleri) ve ayrıca enerjinin sosyal hayattaki yeri dikkate alındığında hane halkına yapılan satışlarda uzun süreli yüksek fiyatın sürdürülebilir bir enerji politikası olmadığı değerlendirilmektedir.

¹⁴⁰ "Report on Progress on Creating the Internal Gas and Electricity Market", Avrupa Komisyonu, DG TREN, 2009.

(241) Konu hanehalkına yapılan satışlar olduğunda, rekabetin sağlanmasının yanında tüketicinin korunması kavramı da ön plana çıkmaktadır. Söz konusu ürün elektrik ve doğal gaz olduğunda durum daha da hassaslaşmaktadır. Bir yandan serbest piyasaya geçiş döneminde gerçek maliyetlerin tüketiciye yansması sonucu fiyatların yükselmesi hanehalkını ve özellikle savunmasız tüketicileri zor durumda bırakabilirken, bir yandan da bu tüketicileri korumaya yönelik olarak fiyat düzenlemesine gidilmesi rekabetin sağlanması sürecine zarar verebilmektedir. Bu nedenle serbestleşme sürecinde tüketiciler tedarikçilerini seçme hakkına kavuşturulurken;

- Tedarikçinin iflası gibi hallerde tüketicinin durumunun ne olacağı;
- Serbest tüketici konumuna geçmiş olmasına rağmen tüketicinin seçme hakkını kullanmaması halinde, bu tüketiciye hangi tedarikçi tarafından, hangi fiyattan doğal gaz tedarikinin gerçekleştirileceği,
- Gelir seviyesi düşük tüketicilere sosyal yardım yapılıp yapılmayacağı

gibi hususların netliğe kavuşturulması önem kazanmaktadır. Avrupa uygulamalarına bakıldığında da enerjinin sosyal boyutunun dikkate alınarak “savunmasız alıcılar” (*vulnerable customers*)¹⁴¹, “varsayılan/olağan tedarikçi” (*default supplier*)¹⁴² ve “son kaynak tedarikçisi” (*supplier of last resort*)¹⁴³ kavramlarına ilişkin farklı tanımlamaların geliştirildiği görülmektedir¹⁴⁴. Ancak söz konusu kavramlar farklı üye ülkelerde farklı tanımlamalara tabi olmakta ve uygulamalarda da farklılıklar yer almaktadır. Bu tanımların şekillenmesinde, ilgili ülkelerin sosyal politikalarının yanında, piyasaların rekabetçi seviyesinin de etken olduğu söylenebilir.

(242) Son kaynak tedariki yükümlülüğünün kim tarafından üstlenileceği, henüz rekabetçi bir yapının oluşmadığı bir piyasa ile rekabetçi yapıya sahip bir piyasa arasında farklılık gösterebilecektir. European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG)

¹⁴¹ Gelir seviyesi düşük ya da (elektrik bakımından) sağlık durumu nedeniyle yüksek miktarda tüketim yapmak durumunda olan tüketicilere yapılacak tedariki tanımlar.

¹⁴² Tedarikçisini seçme hakkını kullanmakta pasif davranan tüketicilere ve pazarda bir tedarikçi bulamayan tüketicilere tedariki tanımlar.

¹⁴³ Tedarikçinin iflas etmesi, alıcının ödeme yapmaması, alıcının pazarda bir tedarikçi bulma imkânının kalmaması, alıcının bir tedarikçi seçiminde bulunmadan taşınması gibi hallerde yapılacak tedariki tanımlar.

¹⁴⁴ Söz konusu tanımlar arasında bir karmaşa da bulunmakla birlikte, bu tanımların ayrıntılı incelemesine girmeyecek ve bundan sonraki bölümde hepsi “son kaynak tedariki” kavramı altında ele alınacaktır.

tarafından 2009 yılında yapılan çalışmada¹⁴⁵, neredeyse her zaman olağan tedarikçi/son kaynak tedarikçisi rolünün yerleşik dağıtım firmasına verildiği ortaya konmuştur. Çalışmada, son kaynak tedarikçisini tayin etmek adına pazar odaklı çözümler bulmanın perakende seviyesinde rekabetin oluşturulması bakımından bir fırsat yaratacağı belirtilmiştir. Son kaynak tedarikçisinin seçiminde belli teşebbüslere yükümlülük verilmesi yönteminin yanında, rekabet seviyesinin ve farklı tedarikçilerin ortaya çıkmasıyla birlikte belli bir süre için son kaynak tedarikçisinin belirlenmesinin ihale yöntemiyle gerçekleştirilmesi de söz konusu olabilecektir¹⁴⁶.

(243) Bu çerçevede gerek regülasyon ve rekabetçi yapının dizaynı, gerekse de sosyal politikaları kapsayan hassas bir alan olan son kaynak tedarikçisi konusunda;

- Son kaynak tedarik yükümlülüğü kavramının tanımının ve kapsamının ne olması gerektiği,
- Son kaynak tedarikçisinin ne zaman ve nasıl belirleneceği (görevlendirme, ihale metodu vb.),
- Son kaynak tedarikçisinin ne kadarlık bir süreyle belirleneceği,
- Son kaynak tedarikçisinin görev ve yetkilerinin ne olduğu,
- Son kaynak tedarik fiyatlandırmalarının nasıl belirleneceği; tek bir fiyatlandırmanın mı, yoksa farklı tüketici gruplarına göre farklılaşan fiyatlandırmanın mı yapılacağı

ve benzeri konularda oluşturulacak stratejinin belirlenmesi önem arz etmektedir. Hane halkı bakımından özellikle fiyatlandırmanın düzenlemelere tabi olup olmaması noktasında yine perakendede rekabetin sağlanması bakımından öncü ve başarılı uygulama olarak kabul edilen İngiltere'nin perakende piyasalarına ilişkin tecrübesi ilginç bir örnek oluşturmaktadır (Kutu 8). Serbestleşme süreciyle birlikte **tüketicinin korunması yaklaşımından rekabetin sağlanması yaklaşımına kayan** İngiltere'de

¹⁴⁵ ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas), "Status Review of vulnerable customer, default supplier and supplier of last resort", s. 21. Erişim adresi: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/Tab/E09-CEM-26-04_StatusReview_16-Jul-09.pdf

¹⁴⁶ ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas), "Status Review of vulnerable customer, default supplier and supplier of last resort", s. 21. Erişim adresi: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/Tab/E09-CEM-26-04_StatusReview_16-Jul-09.pdf

rekabetçi bir serbest piyasa ortamı oluşturmak için atılan adımların, sosyal etkiler bakımından adil olmayan bir takım sonuçlar ortaya çıkarmasının ardından, hane halkına yönelik yapılan satışlarda bazı düzenlemeler ve sınırlamalar getirilerek, bir anlamda **rekabetin tesisi yaklaşımından tüketicinin korunması yaklaşımına yönelik bir kayma** yaşandığı görülmektedir.

Kutu 8: İngiltere Doğal Gaz Perakende Piyasasının Gelişimi

Serbestleşme süreciyle birlikte *tüketicinin korunması yaklaşımından rekabetin sağlanması yaklaşımına* kayan İngiltere'de önce 1998 yılında tüm tüketicilerin serbest tüketici statüsüne geçmesinin ardından 2002 yılında da tüm fiyat düzenlemeleri kaldırılarak fiyatlar tamamen serbest piyasa mekanizmasına bırakılmıştır. Bu şekilde oluşacak rekabetçi yapıda daha doğru bir şekilde maliyetlerin yansıtıldığı bir piyasa yapısı ile sürdürülebilirliğin artırılması, rekabetçi ortamda oluşan fiyat sinyalleri ile yeni yatırımların çekilerek arz güvenliğinin sağlanması ve ayrıca rekabetçi baskı sayesinde düşen fiyat seviyesi hedeflenmiştir. Bununla birlikte, kısa bir süre düşen fiyatların ardından yaşanan artışlar ve bu artışların tüketici gruplarına yansıma biçiminin ardından rekabetçi yapının adilliği üzerinde tartışmalar başlamıştır. Bu kapsamda daha önce de belirtildiği üzere bu süreçte yerleşik tedarikçi firmalar (dağıtım firmaları) diğer tedarikçilere göre yaklaşık %10 daha yüksek fiyat uygularken, tedarikçisini seçme hakkını pasif kalarak kullanmayan tüketici grubunun özellikleri, rekabetçi yapının sonuçlarının sorgulanmasına neden olmuştur. Şöyle ki; aşağıdaki tablodan da görüleceği üzere, 2005 yılı itibarıyla tedarikçisini değiştirmeyerek yerleşik firmadan gaz almaya devam eden tüketiciler bakımından çoğunluğu savunmasız tüketiciler teşkil etmektedir.

Tablo: İngiltere Doğal Gaz Perakende Piyasası ve Tüketici Geçişleri

	Yerleşik firmadan almaya devam eden (geçiş yapmayan) tüketicilerin oranı(%)
65 yaş üzeri	46
Düşük gelirli	47
Engelliler	44
Kırsal	60
Düşük eğitim grubu	52
Bunlardan en az biri	47
Tüm tüketiciler	42

Kaynak: Catherine Waddams. "Competition and Consumer Protection in Retail Energy Markets", ESRC Center for Competition Policy, Mart 2010.

Bu gelişmelerin ardından geçiş yapmayan tüketicileri korumak adına yerleşik firmaların görevli olduğu bölgelerde yeni giriş yapan teşebbüslerden daha yüksek fiyat uygulamalarını yasaklayan düzenlemeler yapılmıştır. Ancak bu düzenlemenin sonucunun da altı büyük tedarikçi bakımından farklı bölgelere düşük fiyatla giriş yapmaktansa görevli olduğu bölgede yüksek marjla faaliyet göstermelerinin tercih edilmesi yönünde hareket etmelerini yerleşik firmalarla yeni giriş yapanlar arasındaki fiyat farklılığının azalmasıyla birlikte genel fiyat seviyesinin artmasına neden olduğu görülmektedir. Bu noktada ise sosyal adalet konusunda ortaya çıkan bir problemi düzenleyici otoritenin rekabetçi bir yaklaşımla çözmesinin doğru olup olmadığı, bu yönde bir düzenleme yapılacaksa bunun düzenleyici otorite tarafından mı yoksa Bakanlık tarafından mı yapılması gerektiği noktasında tartışmalar canlanmıştır. Ancak gelinen noktada, serbestleşme sürecinde rekabetin tesisinden tüketicinin korunması yaklaşımına yönelik bir kayma yaşandığı da mutlaklıdır. Bütün bu süreçten ortaya çıkan sonuç ise, serbestleşme sürecinde özellikle hane halkının karşı karşıya kalacağı fiyat seviyesi bakımından nihai olarak olgunlaşmış bir piyasa yapısında rekabetçi bir piyasa yapısı hedeflense dahi, bu aşamaya gelinceye kadar rekabetçi fiyatlandırma ile tüketicinin korunmasına yönelik mekanizmalar arasında doğru dengenin bulunmasının önemli olduğudur.

(244) Türkiye doğal gaz piyasası ele alındığında, 4646 sayılı Kanun ile başlayan serbestleşme döneminde doğal gaz kullanımının yaygınlaştırılması ve doğal gaz dağıtım faaliyetinin özel sektör eliyle gerçekleştirilmesi ön plana çıkan hususlardır. Nitekim 2001 yılında sadece 6 şehirde doğal gaz dağıtım hizmeti verilmekteyken, EPDK tarafından açılan şehir içi doğal gaz dağıtım ihaleleri sonucunda lisanslı dağıtım şirketi sayısı 62, gaz arzı sağlanan dağıtım bölgesi sayısı ise 60'a ulaşmış; bugün itibarıyla toplam 71 ilde konutlarda ve sanayide doğal gazın kullanımı sağlanmıştır.

(245) Mevcut durumda hane halkları tarafından oluşturulan tüketici portföyleri münhasıran kendi bölgelerindeki dağıtım şirketlerinin müşterileri konumunda olmakla birlikte, 4646 sayılı Kanun kapsamında serbestleşme sürecinde hane halkları da dahil tüm müşterilerin tedarikçilerini seçme serbestisine kavuşmaları hedeflenmektedir. Bu nedenle, her ne kadar doğal gaz dağıtım faaliyetleri Türkiye'de halen altyapı oluşumu aşamasında olsa da, sahip olduğu tüketici portföyü ile dağıtım şirketlerinin doğal gaz piyasasının önde gelen alıcıları olduğu, ayrıca hanehalkının serbest tüketici haline gelmesiyle birlikte perakende seviyesindeki rekabet bakımından dağıtım firmalarının birbirleriyle rakip haline gelebilecekleri söylenebilir. Dolayısıyla perakende seviyesinde hedeflenen rekabetçi yapının tasarımı aşamasında, dağıtım seviyesindeki yoğunlaşma oranı önem kazanmaktadır. 4646 sayılı Kanun'un 4/4/g maddesinde bir dağıtım şirketinin Türkiye çapında sadece iki şehirde lisans sahibi olabileceği, ancak bu sayının şehirlerin gelişmişlik düzeyi, tüketim kapasitesi ve kullanıcı sayısı gibi hususlar göz önüne alınarak EPDK kararıyla artırılacağı düzenlenmiştir. Gelişen süreç içerisinde bu sınırın 20 dağıtım bölgesine çıkarıldığı görülmektedir. Öncelikle 4646 sayılı Kanun'da bu hüküm ile getirilen sınırlamanın sadece lisans sahibi tüzel kişiliğe getiriliyor olması dikkate alındığında, gerçek veya tüzel bir kişi tarafından kurulacak farklı tüzel kişiliklerle dağıtım firmalarının kontrol edilmesi gibi hallerde bu sınırlamanın herhangi bir etkisinin kalmayacağı görülmektedir. Ayrıca Türkiye'deki doğal gaz dağıtım bölgeleri incelendiğinde İGDAŞ'ın tek başına %30'un üzerinde bir paya sahip olduğu ve diğer dağıtım bölgelerinin genellikle şehir bazında belirlendiği dikkate alındığında, dağıtım bölgesi sayısı olarak getirilen sınırlamanın yoğunlaşmanın kontrolü bakımından tek başına çok da anlamlı olmadığı değerlendirilmektedir. Bu nedenle **dağıtım aşamasında**

gerçek ya da tüzel bir kişinin kontrol edebileceği dağıtım bölgelerinin ölçüğünün sınırlandırılmasına ilişkin etkin düzenlemelerin yapılması önem kazanmaktadır.

(246) Piyasada serbestleşmenin sağlanabilmesi amacıyla doğal gaz tüketicilerinin tedarikçilerini seçme serbestisine sahip olması hususu 4646 sayılı Kanun'da düzenlenmektedir. 4646 sayılı Kanun'un 8'inci maddesi uyarınca EPDK tarafından belirlenecek yıllık miktar kadar tüketim miktarına sahip olan doğal gaz kullanıcıları "serbest tüketici" olarak sağlayıcılarını seçme hakkına sahip olmaktadırlar. Serbest tüketici olma sınırı her yıl EPDK tarafından belirlenmektedir. 2012 yılı için serbest tüketici olma limiti 700.000 m³'ten 300.000 m³'e düşürülerek belli büyüklükteki bireysel ve kurumsal tüketiciler daha rekabetçi koşullar altında tedarikçisini seçme hakkına kavuşturulmuştur.

(247) 2010 yılında serbest tüketici statüsü kazanan tüketicilerin sadece %18'inin tedarikçilerden doğal gaz satın alma hakkını kullandığı ve yine 2010 yılı içerisinde serbest tüketicilerin sadece %3,5'inin tedarikçisini değiştirdiği görülmektedir. Başka bir ifadeyle serbest tüketici limiti zamanla düşürülmesine rağmen, tedarikçisini değiştiren tüketici sayısı oldukça düşüktür¹⁴⁷. Bu durumun bir nedeni, yukarıda ortaya konduğu şekilde tüketicilerin tedarikçisini değiştirme isteksizliği olabileceği gibi; başka bir nedeni de toptan satış piyasasında rekabetin yeterince oluşmamasından ötürü serbest tüketicilere mevcut dağıtım şirketleri dışında gerçek anlamda rekabetçi teklif verebilecek bir ortamın bulunmamasıdır. Sonuç olarak, toptan satış piyasasında rekabetin yerleşmesi ile özellikle hane halkına yapılan doğal gaz tedarikinin regülasyonunun ve serbest tüketici limitinin düşürülmesi sürecinin uyumlu yönetilmesinin önemli olduğu düşünülmektedir.

(248) Bu noktada dağıtım şirketlerinin gerek gaz alım-satım yöntemlerine, gerekse fiyatlandırma mekanizmalarına ilişkin düzenlemelerin ve rekabet yapısının incelenmesi yerinde olacaktır. 4646 sayılı Kanun'da¹⁴⁸ doğal gazın nihai tüketicilere satışı bakımından, dağıtım şirketinin birim gaz alım fiyatı, birim hizmet bedeli, amortisman bedelleri ve diğer faktörlerden meydana gelecek olan perakende

¹⁴⁷ EPDK 2010 yılı Doğal Gaz Sektör Raporu, 2010.

¹⁴⁸ Kanun'un 11. maddesinin perakende satış tarifelerine ilişkin 4. bendi.

satış fiyatları ve tarife esaslarının EPDK tarafından belirleneceği hükmü yer almaktadır. Şehir içi dağıtım şirketlerinin abonelerine yaptıkları satışlarda uygulanmakta olan perakende satış fiyatları halihazırda birim gaz alım bedeli ve birim hizmet amortisman bedellerinden oluşmaktadır. Dolayısıyla dağıtım şirketleri doğal gaz alım fiyatlarını tüketicilere aynen yansıtma (*pass through*) yöntemiyle fiyatlandırma gerçekleştirmektedirler. Perakende satış fiyatını oluşturan faktörlerden "birim hizmet ve amortisman bedeli" 4646 sayılı Kanun yürürlüğe girdikten sonra dağıtım lisansı alan şirketler bakımından ihale sürecinde, lisansın ilk 8 yılı boyunca uygulanmak üzere belirlenmektedir. Perakende satış fiyatının diğer faktörü olan "birim gaz alım fiyatı" ise toptan satış şirketlerinin dağıtım şirketlerine uyguladıkları toptan satış fiyatıdır. 4646 sayılı Kanun¹⁴⁹ uyarınca toptan satış fiyatlarının EPDK'nın belirlediği esaslar dahilinde doğal gaz alım satımı yapan taraflarca serbestçe belirleneceği hükmü yer almaktadır. Ancak, hali hazırda piyasada hakim konumda bulunan tedarikçi BOTAŞ'ın toptan satış fiyatları uygulanmaktadır. Dağıtım şirketinden doğal gaz alan serbest tüketicilere uygulanacak perakende satış fiyatı ise, Kurul tarafından belirlenecek olan perakende satış fiyatı üst sınırını geçmemek kaydıyla, ilgili taraflar arasında serbestçe belirlenir. Ancak serbest tüketiciler için BOTAŞ'ın satış fiyatları uygulanmaktadır.

(249) Dolayısıyla dağıtım şirketleri, serbest olan tüketicilere yaptığı satışlarda BOTAŞ'ın doğal gaz satış fiyatı üzerine bir taşıma bedeli eklemekte; serbest olmayan tüketicilere yapılan satışlarda ise BOTAŞ'ın doğal gaz satış fiyatına birim hizmet ve amortisman bedelini eklemektedir. Tedarik pazarının rekabete açılması ve BOTAŞ'ın yanı sıra yeni tedarik şirketlerinin piyasada faaliyete başlamasının ardından, dağıtım şirketleri tarife hesaplarında BOTAŞ satış fiyatı yerine yeni teşebbüsün satış fiyatını kullanacaktır. Dolayısıyla, dağıtım şirketinin nihai tüketicilere yapmış olduğu satışlarda serbest olan ve serbest olmayan tüketiciler için farklı rekabet koşulları ortaya çıkmaktadır.

(250) Dağıtım firmaları mevzuat kapsamında satın aldıkları gazın alım fiyatını doğrudan müşteriye yansıtma durumunda olan, bir başka ifadeyle gaz alım satımından kâr etmeyen firmalar olarak ortaya çıkmakla birlikte, dağıtım firmalarının gazı nereden ve

¹⁴⁹ Kanun'un 11 inci maddesinin birinci fıkrasının 3 üncü bendi.

hangi koşullarla alacağı hususu toptan satış piyasasında rekabetin tesisi ve tüketiciye hangi fiyatın yansıtılacağına ilişkin ortaya konması açısından önemlidir. 4646 sayılı Kanun kapsamında, dağıtım şirketlerinin doğal gaz alımının *en ekonomik kaynaktan sağlanmasına* ilişkin olarak düzenleme getirilmiş ve tek bir kaynaktan tüm gaz ihtiyaçlarının karşılanmasındaki riskler önlenmeye çalışılmıştır. Kanun'un 7/d maddesinde yer alan söz konusu kısıtlamaya göre; *dağıtım şirketlerinin bir yıl içerisinde dağıtacakları gazın en fazla yüzde ellisini bir tüzel kişiden satın almaları* esas olup, Kurul rekabet ortamı oluşmasını dikkate alarak bu miktarı artırmaya veya azaltmaya yetkilidir¹⁵⁰.

(251) Görüldüğü üzere, 4646 sayılı Kanun'da dağıtım firmalarının gaz alım satımlarına ilişkin çeşitli düzenlemeler bulunmakla birlikte, bu düzenlemelerin anlamlı ve etkin olmadığı değerlendirilmektedir. Mevcut piyasa yapısında toptan satış pazarında BOTAŞ dışındaki teşebbüslerin toplam payının yaklaşık %15 olduğu ve dağıtım şirketlerinin toplam tüketim içindeki payının yaklaşık %36 olduğu dikkate alındığında, dağıtılacak gazın en fazla %50'sinin bir tedarikçiden alınması zorunluluğunun pratikte fazla anlam ifade etmediği ortadadır. Şüphesiz bu durumun başlıca gerekçesi, Kanunun tasarımının BOTAŞ'ın kontratları devretmesi üzerine kurulu olması ve söz konusu devir işlemlerinin gerçekleşmemesinin bu çarpıklığı ortaya çıkarması olduğu söylenebilir. Bununla birlikte, yeterli sayıda ve büyüklükte tedarikçinin bulunması halinde dahi, mevzuat kapsamında dağıtım firmalarına "en ekonomik kaynaktan alma" yükümlülüğü getirmenin (gerçek anlamda işleyen rekabetçi piyasa yapısı oluşmadığı sürece) tek başına anlamlı olmadığı düşünülmektedir.

(252) Rekabetçi bir piyasa modelinde bir teşebbüsün yapacağı alım satımlar bakımından stratejisi her zaman için en ucuz kaynaklardan almak ve en yüksek fiyattan satmaya çalışmaktır. Doğal gaz piyasasında ise dağıtım şirketleri aldıkları gazın fiyatını aynen yansıtmak durumunda olan ve bu nedenle kâr etme amaçlı doğal gaz ticareti yapma konumunda olmayan şirketlerdir. Bununla birlikte, Kanun kapsamında dağıtım şirketleri kâr etmese de, dağıtım şirketiyle aynı ekonomik bütünlük içinde yer alan toptan satış şirketinin yüksek kâr marjıyla bu satışı gerçekleştirmesi söz konusu

¹⁵⁰ Ayrıca 4646 sayılı Kanun m. 11/1(4) uyarınca dağıtım şirketleri en ucuz kaynaktan gaz temin ettiklerini, verimli ve güvenli işletmecilik yaptıklarını ispat etmek zorunda olup, lisans süresi içerisinde de bu yükümlülüğe uymak zorundadır.

olabilecektir. Bu noktada, serbestleşme süreciyle birlikte dağıtım şirketlerinin ve dolayısıyla hanehalkına yapılan satışların daha rekabetçi bir yapıda gerçekleşmesinin temini, başka bir ifadeyle perakende seviyesinde rekabetin tesisi, toptan satış piyasasında rekabetçi yapının sağlanması için önemlidir. Ancak, bu hususun mevzuat ile dağıtım firmalarına en ekonomik kaynaktan alma yükümlülüğünün getirilmesiyle gerçekleşmeyeceği, gerçek anlamda rekabetin ancak uygun piyasa yapısının oluşturulmasıyla mümkün olabileceği düşünülmektedir. Söz konusu yapı ise ancak yerleşik dağıtım firmalarının görevli olduğu bölgelerdeki müşterilere diğer tedarikçilerin de doğrudan satış yapabilmeleriyle gerçekleşebilecektir.

(253) Bu nedenle, dağıtım aşamasında rekabetin tesisi ve doğal gaz alım-satımı ile fiyatlamanın serbest rekabet ortamında gerçekleşme sürecinin, toptan satış piyasasında rekabetçi bir yapının oluşması ve tüketicilerin tedarikçilerini seçme hakkına kavuşmalarına ilişkin gelişmelere bağlı olduğu görülmektedir. Bu nedenle, ***henüz büyüme aşamasında olan Türkiye doğal gaz piyasasında dağıtım altyapısının yaygınlaşmaya devam ettiği, toptan satış piyasasında rekabetin henüz sağlanamadığı gibi hususlar da dikkate alındığında, özellikle hanehalkına yapılan satışlar bakımından fiyatlamanın etkin düzenlemelere tabi olmasının ve son kaynak tedariki/olağan tedarikçi gibi alanlarda da rekabetin tesisi ve tüketicinin korunması yaklaşımlarının birlikte değerlendirilerek etkin bir politika geliştirilmesinin önem kazandığı*** görülmektedir.

(254) Bu noktada yapılacak düzenlemelerde son kaynak tedarikçisinin kim olacağını yanında özellikle hanehalkına yapılacak satışlarda gazın fiyatlandırmasının nasıl yapılacağı ve bu gazın tedarikçisinin kim tarafından garanti edileceği önem kazanmaktadır. Mevcut yapıda ilgili yükümlülüklerin BOTAŞ tarafından yüklenildiği dikkate alındığında, BOTAŞ'ın yeniden yapılandırılması sürecinde bu konunun göz ardı edilmemesi gerektiği ortadadır.

6. DEVLETİN ROLÜ: BOTAŞ'A İLİŞKİN DAVRANIŞSAL VE YAPISAL DEĞERLENDİRME

(255) Bir önceki bölümde Türkiye doğal gaz piyasasının serbestleşmeye yönelik gelişim sürecinde toptan satış piyasası, altyapı ve talep yapısı bakımından önemli olduğu düşünülen hususlara ilişkin değerlendirmeler yapılmıştır. Bütün bu değerlendirmelerde ön plana çıkan tartışma konusu ise geçmişte gerek altyapı gerekse ticaret bakımından tekel haklarını elinde bulunduran yerleşik konumdaki devlet şirketi BOTAŞ'ın gerek piyasadaki davranış ve uygulamalarının, gerekse iletim ve ticaret aşamaları bakımından sahip olduğu dikey bütünleşik yapının rekabetçi yapı üzerine etkisidir. Bu etki, doğal gaz piyasasının altyapısının oluşturulmaya başladığı doğuş aşamasından itibaren devletin rolünün yansıması olarak kabul edilebilir. Bu nedenle, Türkiye doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecine yönelik yapılacak değerlendirmelerde devletin rolüne ilişkin değerlendirmeler bakımından BOTAŞ'ın davranışsal ve yapısal olarak ele alınması gerekliliği ortaya çıkmaktadır.

6.1. BOTAŞ'a İlişkin Davranışsal Değerlendirme

(256) 233 sayılı Kamu İktisadi Teşebbüsleri Hakkında Kanun Hükmünde Kararname hükümlerine tabi bir İktisadi Devlet Teşekkülü olarak faaliyetlerini sürdürmekte olan BOTAŞ, konumu gereği yaptığı her davranışla piyasayı doğrudan etkileyen bir kamu şirketi konumundadır. Bu nedenle serbestleşme sürecinde BOTAŞ davranışlarına ilişkin rekabet hukukunun etkin bir şekilde uygulanmadığı iddiasıyla Rekabet Kurumu'na yapılan ciddi eleştiriler de bulunmaktadır¹⁵¹.

(257) Rekabet hukukunun sektörel düzenlemelerden farkı, birtakım *ex-ante* düzenlemelerle piyasadaki firmalara sınırlamalar getiren değil, (birleşme ve devralmaların kontrolü hariç olmak üzere) daha çok *ex-post* soruşturmalarda teşebbüslerin davranışlarını - piyasalara etkileri- bakımından soruşturan bir yaklaşım ve uygulamanın söz konusu olmasıdır. Dolayısıyla, hâkim durumdaki BOTAŞ'ın davranışlarının rekabet hukukunun kapsamında olduğu ileri sürülebilir. Nitekim, daha önce BOTAŞ'ın

¹⁵¹ Bu eleştirilerden biri "Dikkat çekmek için kendimizi mi yakalım" manşetiyle BOTAŞ'ın uyguladığı çapraz sübvansiyon uygulamalarına yönelik Rekabet Kurumunun harekete geçmemesini eleştiren DIVİD Başkanı M. Fatih Baltacı'nın açıklamaları gösterilebilir (24.01.2011).

davranışlarına yönelik çeşitli önaraştırmalar yapılmış, ancak bugüne kadar soruşturma açılmasına gerek görülmemiştir (Kutu:9).

Kutu 9: BOTAŞ'ın 4054 sayılı Kanun'un 6. maddesini ihlal ettiğine yönelik iddialara ilişkin Rekabet Kurulu'nun Almış Olduğu Kararlar

Çeşitli tarihlerde BOTAŞ'ın hâkim durumunu kötüye kullandığı yönündeki iddialara ilişkin Rekabet Kurumu tarafından önaraştırmalar gerçekleştirilmiştir.

Bu kararlara konu olan ilk önaraştırmanın konusu, BOTAŞ'ın 2007 yılı ve 2008 yılının ilk altı ayında uyguladığı fiyat politikası ile 4054 sayılı Kanun'un 6. maddesini ihlal ettiği ve çeşitli kaynaklardan/ülkelerden aldığı doğal gazı hem fiziksel hem de ekonomik olarak paçallayarak müşterilerine satmakta olduğu iddiasına ilişkindir. Bu kapsamda, 14.8.2008 tarih 08-50/750-305 sayılı kararda, BOTAŞ'ın sadece doğal gaz piyasasındaki alım gücünü kullanarak ve/veya etkinlik yoluyla maliyetlerini aşağıya çekmekte olduğu, bu durumda söz konusu fiyatlama politikasının yıkıcı nitelik taşıdığını ileri sürmenin mümkün olmayacağı sonucuna ulaşılmıştır. 4054 sayılı Kanun'un 6. maddesinin ihlaline yönelik diğer bir iddia olan farklı tüketici grupları arasında çapraz sübvansiyon yaptığı, başka bir deyişle rekabete açık olan toptan satış piyasasında görece düşük fiyatlar uyguladığı, buna karşın rekabete açık olmayan EÜAŞ, YİD ve Yİ'lere yönelik satışlarda yüksek fiyatlama politikasının izlendiği ve EÜAŞ, YİD ve Yİ'lere yönelik satışların, toplam satışlar içindeki yüksek payı dikkate alınarak, anılan guruplardan elde edilen gelirlerin düşük fiyatla satışların finansmanında kullanıldığı iddiasına ilişkin olarak ise iki ila dört ay arasında maliyetin altında bir satış fiyatının tespit edilmiş olmasının, yıkıcı fiyat bakımından kesin bir kanıt olarak yeterli kabul edilemeyeceği, bu nedenle BOTAŞ'ın yılın geri kalan kısmında takip edeceği fiyat politikasının, davranışın yıkıcı olup olmadığının tespiti bakımından son derecede önemli olduğu sonucuna ulaşılmış, bu çerçevede BOTAŞ'ın fiyat ve maliyetlerinin izlenmesine karar verilmiştir.

İşbu sektör araştırmasına konu olan 11.2.2010 tarih ve 10-16/189-73 sayılı kararda ise BOTAŞ'ın, 2009 yılının Eylül ayı başında, belli performans kriterlerini tutturana müşterilerine indirim uygulamaya başlayacaklarını internet sitesi yoluyla ilan ederek yıkıcı fiyat uygulamak yoluyla 4054 sayılı Kanun'un 6. maddesini ihlal ettiği iddiasına ilişkin olarak, BOTAŞ'ın uygulamakta olduğu yeni indirim sisteminin gelirleri üzerindeki etkisini görebilmek açısından daha önce 2007 ve 2008 yılları için yapılan detaylı gelir, maliyet-kar analizlerinin benzerinin yapılması gerektiği, fakat indirim uygulamasının 1.1.2010 tarihinde başladığı ve BOTAŞ'ın muhasebe verilerini kullanılabilir hale getirmesi zaman aldığı için bu tarz bir analizin yapılabilmesinin mümkün olmadığı; LNG ithalatının serbest bırakılmasının yaratacağı etkiler, kontratlardaki al-ya da-öde ve fiyat hükümlerine ilişkin revizyonlar, 4646 Sayılı Kanunda yapılacak değişiklikler gibi sektörde yakın zamanda yaşanacak değişikliklerin sektör oyuncularını etkileyecek olması değerlendirilerek, bu aşamada BOTAŞ hakkında soruşturma açılmasına gerek olmadığı sonucuna ulaşılmıştır.

(258) Söz konusu önaraştırmalarda BOTAŞ'ın özellikle fiyat hareketleri ve bunların piyasaya etkileri incelenmiş olmakla birlikte, BOTAŞ'ın teşebbüs olup olmadığına ilişkin bir değerlendirmeye yer verilmemiştir. Şöyle ki; rekabet hukuku kamu ya da özel tüm teşebbüs davranışlarını kapsamakta olup, rekabet kanununda "teşebbüs" kavramı ayrıca tanımlanmıştır:

Teşebbüs: Piyasada mal veya hizmet üreten, pazarlayan, satan gerçek ve tüzel kişilerle, bağımsız karar verebilen ve ekonomik bakımdan bir bütün teşkil eden birimler.

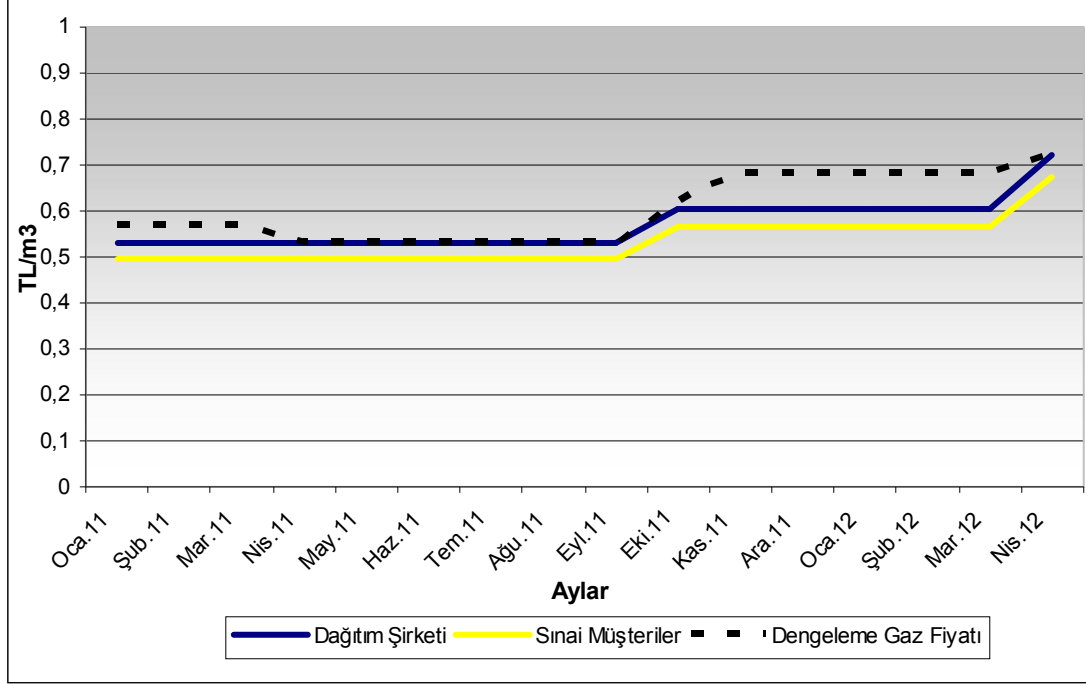
(259) Tanımdan da görüleceği üzere, teşebbüsler, piyasada ekonomik faaliyet gösteren ve **bağımsız** karar verebilen birimlerdir. Dolayısıyla, herhangi bir tüzel kişiliği olmasa da ekonomik faaliyet gösteren bir birim teşebbüs olarak kabul edilebileceği gibi, (anonim ya da limited şirket gibi) ticari bir tüzel kişiliği olan birimlerin (özellikle kamu teşebbüslerinin) ticari faaliyetlerinde bağımsız karar veremeyerek faaliyetlerini devlet organlarının talimatları ve etkileri altında sürdürmeleri halinde söz konusu faaliyetlerin bir teşebbüs faaliyeti olarak değerlendirilemeyeceği görülmektedir. Başka bir ifadeyle, BOTAŞ bir iktisadi devlet teşekkülü olarak ekonomik faaliyet gösteren bir teşebbüs olsa da, devlet politikalarından kaynaklanan davranışlarının rekabet hukuku uygulamaları kapsamına giren bir teşebbüs davranışı olarak değil, devletin ekonomik politikalarının bir yansıması olarak değerlendirilmesi gerekmektedir. Geçmiş Rekabet Kurulu kararlarından bu duruma örnek teşkil edecek vakalardan biri, Türkiye Şeker Fabrikaları A.Ş.'nin davranışlarına ilişkin verilen karardır. Bu kararında Kurul, KİT niteliğindeki kuruluşun faaliyetlerinin kanun kapsamında olduğunu belirtmekle birlikte, rekabet ihlali sayılabilecek nitelikteki fiyat uygulamalarının teşebbüs niteliğinde olmayan Bakanlar Kurulu tarafından belirleniyor olması nedeniyle inceleme yapılamayacağını belirtmiştir¹⁵².

(260) BOTAŞ'ın davranışlarının bağımsız bir teşebbüs kararının sonucu mu yoksa devletin enerji ve ekonomi politikalarının bir aracı mı olduğu yönündeki değerlendirmelerin, BOTAŞ'ın bu davranışlarının piyasaya etkileriyle birlikte irdelenmesinin yerinde olacağı düşünülmektedir. Bu noktada ön plana çıkan davranışlar, BOTAŞ'ın dengeleme gazı kapsamında uyguladığı fiyatlar ile piyasadaki fiyatlandırmaya ilişkin uygulamalarıdır.

(261) Dengeleme bölümünde de belirtildiği üzere dengeleme periyodu günlük olmakla birlikte dengeleme gazı fiyatı aylık bazda tespit edilmektedir. Dengeleme gazının temini ise BOTAŞ tarafından sağlanmakta, dolayısıyla dengeleme gazının fiyatı da BOTAŞ tarafından belirlenmektedir. Grafik 16'da BOTAŞ tarafından uygulanan dengeleme gazı fiyatları ile BOTAŞ'ın serbest tüketicilere yaptığı satışlarda uyguladığı fiyatlar yer almaktadır.

¹⁵² 13.08.1998 tarih ve 78/603-113 sayılı Rekabet Kurulu Kararı.

Grafik 16: BOTAŞ Piyasa Satış ve Dengeleme Gazı Fiyatları



Kaynak: BOTAŞ

(262) Grafik 16'dan da görüldüğü üzere dengeleme gazını temin eden ve dolayısıyla dengeleme gazı fiyatını belirleyen BOTAŞ'ın zaman zaman fiyat seviyesini yükselttiği görülmektedir. Dengeleme gazının dengesizliğe düşen taraflar bakımından cezalandırıcı nitelikte olması normal karşılanması gereken bir durum olmakla birlikte, burada asıl üzerinde durulması gereken nokta, dengeleme konusunun da diğer hususlar gibi sürecin gelişim seviyesiyle birlikte değerlendirilmesi gerekliliğidir. Piyasada %90 paya sahip bir BOTAŞ ve oldukça küçük ölçekte ve az sayıdaki diğer katılımcılar dikkate alındığında, gelişmiş bir piyasadaki dengeleme mekanizmasının oluşmasını beklemek gerçekçi olmayacaktır. Şüphesiz piyasanın gelişimi sürecinde etkin dengeleme mekanizması oluşturmak üzere çalışmalar büyük önem kazanmaktadır; ancak, önceki bölümlerde de belirtildiği üzere bu yönde atılacak adımların altyapı yatırımları ve katılımcı sayısı gibi unsurlarla koordineli atılması gerektiği ortadadır.

(263) Kısa dönemli dengeleme mekanizması serbestleşme sürecinde önemli bir konu olmakla birlikte, Türkiye piyasasında mevcut duruma bakıldığında, bazı özel sektör teşebbüslerinin günlük ve aylık dengesizlikler bir yana, 2011 döneminde yıllık bazda birtakım dengesizliklere girdikleri görülmektedir. Bu teşebbüslerin, 2011 yılı için

sahip oldukları alım kontratlarındaki miktarı Ekim ayında tüketmeleri sonucu geri kalan aylarda kendi sözleşmeli müşterilerinin talebini karşılayamayacak duruma geldikleri görülmektedir. 2011'in geri kalan aylarında açıkta kalan tüketicilerin ihtiyacının piyasa koşulları çerçevesinde BOTAŞ tarafından karşılandığı görülmektedir. Fiyatlandırmaya ilişkin bütün analizler bir yana, özellikle kış koşullarından dolayı arz sıkıntısının da yaşandığı bu dönemde yaşanan bahse konu vakada, kâr amacı güden bir teşebbüsün BOTAŞ'ın konumunda olması halinde uygulayacağı ticari politika ile konuya kamu hizmeti anlayışıyla yaklaşan BOTAŞ'ın davranışının aynı şekilde olmayacağı açıktır. Tek başına bu durum dahi, BOTAŞ'ın bir teşebbüs gibi davranıp davranmadığı konusunda aydınlatıcıdır.

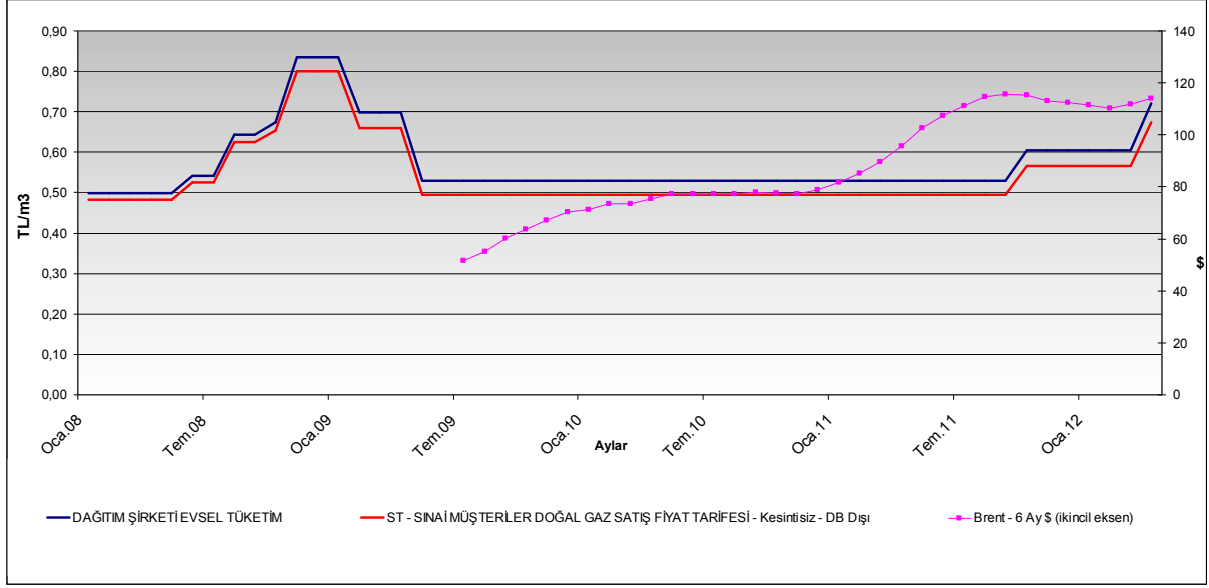
Kutu 10: 2011 Yılında BOTAŞ Dışındaki Tedarikçilerin Gaz Yılı Sona Ermeden Nihai Tüketicilerine Doğal Gaz Tedariğini Sona Erdirmesi Sonucu İlgili Müşterilerin Taleplerinin BOTAŞ Tarafından Karşlanması

2011 yılında BOTAŞ dışında doğal gaz ithalatı gerçekleştiren şirketlerin gaz yılı sona ermeden nihai tüketicilerine doğal gaz tedarikini sona erdirerek sözleşmelerini feshetmesi ve satış oranlarını düşürmesi sonucunda toplam **9 dağıtım şirketinin** gaz tedarikinin tamamı BOTAŞ tarafından karşılanmıştır. Söz konusu dağıtım şirketleri ile BOTAŞ arasında imzalanan sözleşmeler ve Ortak Satış Protokolü çerçevesinde söz konusu dağıtım şirketlerine toplamda 548 milyon m³ doğal gaz arzı sağlanmıştır.

Bu kapsamda ayrıca; 2011 yılı Ekim ayında BOTAŞ'a müracaat etmesi neticesinde mevcut tedarikçilerinin sözleşmelerini sonlandırmaları sebebiyle yılın kalan bölümünde ihtiyaçları olan doğal gazı BOTAŞ'tan temin etmek üzere **4 serbest tüketiciyle** sözleşme imzalanarak BOTAŞ tarafından toplam 11 milyon m³ gaz arzı sağlanmıştır.

(264) BOTAŞ'a ilişkin yapılan en büyük eleştiri, özellikle Yİ-YİD projeleri kapsamında yapmış olduğu yüksek fiyatlı satışlarla dağıtım firmalarına ve diğer serbest tüketicilere yaptığı satışlar arasında çapraz sübvansiyon uygulayarak maliyetlerin altında satışlar yaptığı ve bir anlamda yıkıcı fiyat uyguladığı yönündedir. Grafik 17'de BOTAŞ'ın dağıtım firmalarına ve serbest tüketicilere yaptığı satış fiyatları ile Yİ-YİD fiyatlarının değişimi görülmektedir:

Grafik 17: BOTAŞ tarafından uygulanan fiyatlar ve maliyet kaleminde yer alan Brent fiyatlarındaki değişim

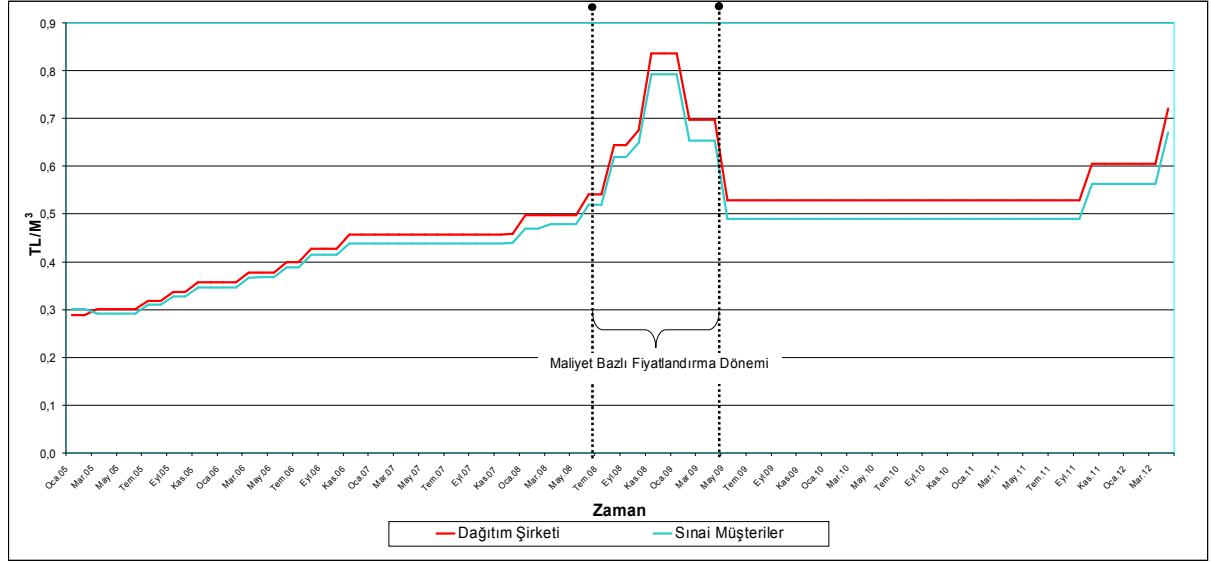


Kaynak: BOTAŞ, EGEgaz

(265) 17 nolu grafikten de görüldüğü üzere, BOTAŞ'ın farklı müşteri gruplarına yapmış olduğu satışlardaki uyguladığı fiyatlar birbirinden oldukça farklı olduğu gibi, BOTAŞ'ın alım maliyetlerindeki değişimleri gösteren Brent fiyatlarındaki değişimle birlikte ele alındığında BOTAŞ'ın satış fiyatlarının maliyete dayalı bir şekilde belirlenmediğinin açık olduğu görülmektedir.

(266) BOTAŞ'ın fiyatlandırmaları bakımından serbestleşme sürecinde önem arz eden dönemlerden biri de maliyet bazlı fiyatlandırmanın gerçekleştiği 2008-2009 yılları arasındaki süreçtir. Yüksek Planlama Kurulu'nun (YPK) 14.02.2008 tarih ve 2008/T-5 sayılı "Enerji KİT'lerinin Uygulayacağı Maliyet Bazlı Fiyatlandırma Mekanizmasının Usul ve Esasları"na ilişkin Kararı elektrik ve doğal gaz piyasasında faaliyet göstermekte olan kamu iktisadi teşekkülleri (EÜAŞ, TETAŞ ve BOTAŞ) tarafından uygulanmak üzere 01/07/2008 tarihinde yürürlüğe girmiştir. Her bir portföy üretim grubu için söz konusu YPK kararı ekinde üretim kaynaklarının maliyet ağırlık oranlarına göre formülasyonlar belirlenmiştir. Maliyet bazlı otomatik bir fiyatlandırma mekanizması öngören söz konusu düzenleme çerçevesinde 01.07.2008 tarihinden itibaren BOTAŞ'ın, anılan kararda yer alan formülasyona göre satış fiyatlarını belirlemeye başlaması öngörülmüştür. Maliyet bazlı fiyatlandırmanın başladığı dönem Grafik 18'de açıkça görülmektedir.

Grafik 18: Maliyet Bazlı Fiyatlandırma Dönemi ve BOTAŞ Satış Fiyatları



Kaynak: BOTAŞ

(267) 18 nolu grafikten de görüldüğü üzere, BOTAŞ'ın toptan satış fiyatlarının söz konusu YPK kararına göre belirlenmesi piyasa fiyatlarına yansımıştır. Ancak, maliyet bazlı fiyatlandırmanın etkileri sonucu fiyatların artmasıyla birlikte bu mekanizmanın uygulama ömrü uzun olmamıştır. YPK'nın 21.12.2010 tarihli kararı ile "Enerji KİT'lerinin Uygulayacağı Maliyet Bazlı Fiyatlandırma Mekanizmasının Usul ve Esasları'nın BOTAŞ tarafından geçici olarak 2010 ve 2011 yıllarında uygulanmamasına 540 sayılı Kanun Hükmünde Kararname'nin 5. maddesine göre karar verilmiştir.

(268) Esas itibarıyla, BOTAŞ fiyatlandırmalarının bağımsız bir teşebbüs kararı olmaktan çok (arz güvenliği, sosyal politikalar, ekonomi politikaları gibi çeşitli alanları kapsayan) devlet politikalarının bir yansıması olarak ortaya çıkması, Türkiye doğal gaz piyasasının henüz *büyüme* aşamasında olan bir piyasa olduğu düşünüldüğünde yadsınacak bir durum değildir.

(269) Başlangıçta tamamen devlet eliyle gerçekleştirilen doğal gaz piyasa faaliyetleri bakımından, serbestleşme aşamalarında belli bir mesafe kat edilmeden devletin piyasadaki rolünün ortadan kalkmayacağı aşıkardır. Rekabet politikasına ilişkin bölümde de belirtildiği üzere, serbestleşme sürecinin ilk safhalarında devletin rolü ağırlığını korumakta ve sektörel düzenleyiciler tarafından uygulanan *ex-ante*

düzenlemeler büyük önem taşımaktadır. Bu noktada, BOTAŞ tarafından uygulanan fiyatlandırma davranışlarının serbestleşme sürecinin üzerindeki etkilerinin, teşebbüslerin davranışlarının sorgulandığı rekabet hukuku kapsamında değil devletin rolünün ve müdahalelerinin piyasalara etkilerinin incelendiği rekabet politikası çerçevesinde değerlendirilmesi yerinde olacaktır.

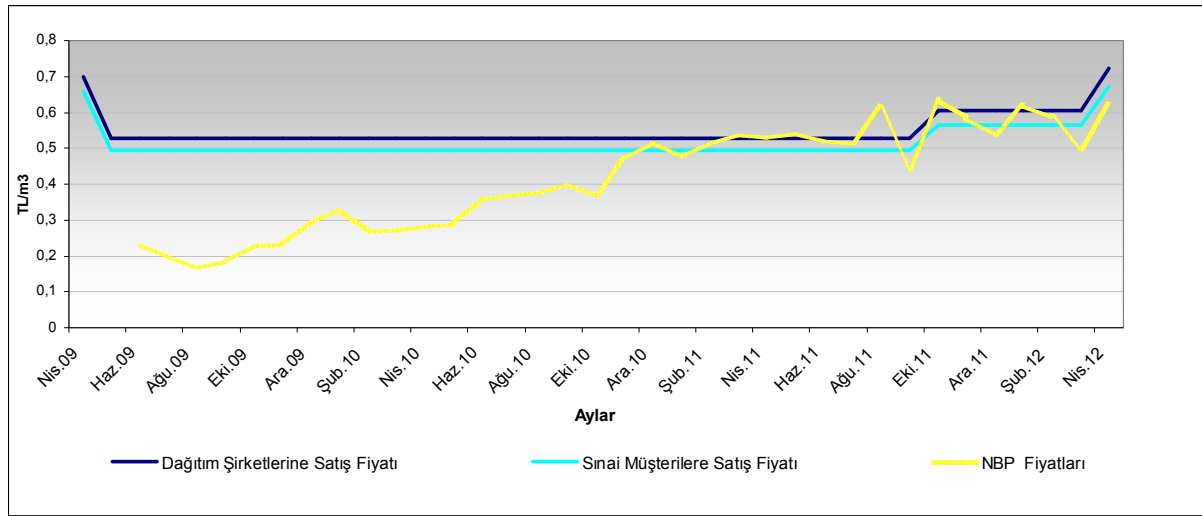
(270) Bu noktada, rekabet hukuku uygulaması bakımından piyasaya kapalı bir alan olan ve yüksek fiyatlara satış yaptığı Yİ-YİD santrallerinden elde edilen gelir ile diğer müşterilere yapılan satışlar arasında çapraz sübvansiyon yapılıp yapılmadığı şekil olarak rekabet hukuku kapsamında değerlendirilebilecekse de, BOTAŞ'ın fiyatlandırmalarının etkilerinin rekabet hukuku çerçevesinde değil rekabet politikası bakımından piyasaya etkileri ve geleceğe dönük politika önerileri kapsamında ele alınacaktır.

(271) Yüksek alım miktarı ve pazar payı ile piyasadaki ekonomik parametrelerin belirleyicisi konumunda olan BOTAŞ'ın gerçek maliyetleri dikkate almaksızın bir fiyatlandırma politikası izlemesi halinde, bu durumun mevcut piyasa aktörleri bakımından adil olmayan bir rekabet ortamı oluşturacağı açıktır. Ancak uzun dönemli politikalar bakımından asıl tehlikenin, söz konusu fiyatlandırma politikasının sadece mevcut durumda piyasada olan teşebbüsler bakımından problem yaratmakla kalmayıp, yeni girişleri caydırıcı olabileceği hususu olduğu söylenebilir. Bu noktada, uzun dönemli kontratlarla yapılacak yeni ithalat sözleşmeleri bir kenara bırakılırsa, Türkiye'ye mevcut kontratların maliyetinden daha düşük gaz girişinin yapılabilme imkânı olan alanın LNG ticareti olduğu görülmektedir. Uluslararası doğal gaz piyasalarındaki gelişmelerle doğal gaz ticaretinde daha sağlam bir yer edinmeye başlayan LNG faaliyetlerinin, hem ticari olarak rekabetçi yeni giriş sağlamak, hem de altyapı bakımından esneklik oluşturmak adına olumlu katkıları bulunmaktadır. LNG terminallerine ilişkin yatırımların artması amacıyla, söz konusu altyapıya üçüncü tarafların erişimi konusunda muafiyet rejimi önemli olmakla birlikte, bundan çok daha önemli olan hususun iç piyasada oluşan fiyat sinyallerinin bu yatırımlar bakımından ne anlam ifade ettiği. Bir başka deyişle, iç piyasada çapraz ya da doğrudan sübvansiyon sonucu oluşan fiyatlar, rekabetçi fiyatlarla spot LNG girişine engel olarak kısa dönemde ülkenin düşük maliyetli gaz almasının önünde bir engel olmakla kalmayıp, aynı zamanda sebep olduğu düşük kâr marjı ve belirsizlik koşullarıyla

yatırımcılara caydırıcı sinyaller vererek LNG kapasitesinin artırılmasına yönelik uzun dönemde olumsuz etkilere sahip olabilecektir.

(272) Türkiye doğal gaz piyasalarında özel sektör tarafından spot LNG ithalatı 2009 yılında başlamıştır. Bu noktada, BOTAŞ tarafından uygulanan fiyatlandırmanın LNG ticaretine etkisini 2009 yılından itibaren irdelemek mümkündür. Grafik 19'da BOTAŞ satış fiyatları ve Avrupa piyasasındaki LNG ticaretinde referans konumundaki NBP fiyatlarına ilişkin bilgiler yer almaktadır.

Grafik 19: BOTAŞ satış fiyatları, NBP fiyatları ve özel sektör LNG ithalat miktarları.



Kaynak: BOTAŞ, EGEgaz

(273) Grafik 19'da görüldüğü üzere, 2009 ve 2010 yıllarında NBP fiyatları iç piyasada BOTAŞ'ın satış fiyatlarından düşük iken, 2011 yılı ile birlikte bu fiyatlar aynı seviyelere gelmiştir. EPDK tarafından yayımlanan Doğal Gaz Piyasası 2011 yılı Sektör Raporu'nda yer alan bilgiler kapsamında, 2010 yılında ulusal tüketimin %8,1'i seviyesinde LNG'nin özel sektör tarafından getirildiği, 2011 yılında ise bu oranın %2'ye gerilediği görülmektedir. Bu duruma gerekçe olarak uluslararası gaz piyasalarında yaşanan çeşitli gelişmeler ve LNG fiyatlarındaki artışların olumsuz etkileri gibi faktörler sıralanabilirse de, BOTAŞ tarafından uygulanan fiyatlandırma politikasının LNG ticareti önünde büyük bir engel ve belirsizlik unsuru olarak ortaya çıktığı söylenebilir. Grafikten de açıkça görüldüğü üzere BOTAŞ'ın fiyatlandırması oldukça statik bir yapıda olup, LNG ithalatını engelleme niyeti ve gayreti içerdiğini söylemek güçtür, ancak bu sabit fiyatların LNG ithalatının yapılabilmesi noktasında belirleyici olduğu ve bir anlamda BOTAŞ fiyatlarının uzun dönemli kontratlar

kapsamında gerçekleşen gerçek maliyetleri yansıtmaması durumunda ülkenin kontrat fiyatlarından daha ucuz gaz ithal etme imkanının da zarar göreceği gözden kaçmamalıdır. Doğal gaz piyasasında gerçek maliyetlerin yansıtılmadığı bir fiyat seviyesinin orta ve uzun vadede oluşturduğu belirsizlik ortamı, daha önce de belirtildiği üzere, altyapı kapasitesi, talep yapısı ve toptan satış piyasasındaki serbest piyasa ortamının birbirlerine yapacakları olumlu etkileşimi ve dolayısıyla rekabetçi döngünün ortaya çıkmasını engelleyecek bir noktaya varabilecektir.

(274) Mevcut durumda oluşan fiyatlandırma politikasının LNG ticareti bakımından olumsuz etkileriyle bir giriş engeli oluşturması dışında piyasaların gelişiminde bir başka etkisi ise elektrik santrali yatırımlarına olan bir anlamda teşvik edici özelliği ile talep yapısına olan olumsuz etkisidir. Doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecinin ileri aşamalara geçiş evrelerinde talep yapısı ve talepteki yükselişin belirleyici bir husus olduğu dikkate alındığında, talep yapısındaki değişimin piyasa mekanizmasına zarar vermeyecek şekilde sağlanmasının bu süreçteki başarı bakımından önemli olduğu açıktır. Dolayısıyla doğal gaz tüketiminde önemli bir yeri olan elektrik santrallerinin kapasite gelişimi aynı zamanda doğal gaz piyasalarının gelişimiyle etkileşimli olduğundan ileriye dönük politikaların değerlendirilmesinde bu konuya ayrıca önem verilmesi gerekmektedir. Bu hususlar rekabet politikalarına ilişkin öneriler bölümünde ayrıca ele alınacaktır.

6.2. BOTAŞ'a İlişkin Yapısal Değerlendirme

(275) Doğal gaz piyasaları serbestleşme süreci yaşayan diğer ülkelerin tecrübeleri dikkate alındığında, en büyük tartışma konularından birinin piyasanın doğuşunda altyapının inşası ve doğal gazın ticareti bakımından çeşitli imtiyaz ve yükümlülüklerle sahip bir tekel konumunda olan yerleşik devlet şirketinin, piyasanın ilerleyen aşamalarında ne şekilde yapılandırılacağı hususu olduğu görülmektedir. Nitekim, serbestleşme sürecini daha erken yıllarda tecrübe eden İngiltere'de, yerleşik devlet tekeli British Gas'ın 1986'da başlayan serbestleşme sürecinde yeniden yapılandırılmadan özelleştirilmesinin, sağlıklı bir serbestleşme sürecini engellediği ve dolayısıyla olgunluk aşamasına geçişi aksattığı ifade edilmektedir. Bunun yanında, ithalata bağımlı ülkelerin arz güvenliği noktasında daha muhafazakâr yaklaşımlar sergilediği görülmektedir. Ülkemizde de sektörde yer alan çeşitli paydaşlar bu konuda farklı

görüşlere sahiptir. Bu görüşlerin, BOTAŞ'ın tamamen ayrıştırılarak özelleştirme yöntemiyle özel sektöre devredilmesinden dikey bütünleşik yapının diğer kamu enerji şirketlerini de içine alacak şekilde bir holding yapılanmasının gerçekleştirilmesine kadar uzanan bir yelpazede yer aldığı görülmektedir. Şüphesiz yeniden yapılanma sürecinde yapılacak her tercihin beraberinde getireceği olumlu ve olumsuz etkileri olacaktır. Bu noktada, pürüzsüz bir piyasa gelişimi açısından yerleşik devlet şirketinin hangi aşamada ne şekilde yeniden yapılandırılacağına ilişkin etkin bir rekabet politikası oluşturmak önem kazanmaktadır.

(276) Bu yönde geliştirilecek rekabet politikasına ilişkin değerlendirmelerde, rekabetin hangi pazarda tesis edilmesi gerektiği, bir başka ifadeyle hangi aşamalarda fiyat oluşumunun gerçekleştiğinin belirlenmesi ilk adım olmalıdır. Bu yönüyle ele alındığında nihai tüketiciye yansıyan doğal gaz fiyatları bakımından doğal gaz piyasaları değer zincirinin iki aşamada değerlendirilmesi yerinde olacaktır:

- Türkiye'nin (gerek BOTAŞ gerekse diğer ithalatçı teşebbüsleri de kapsayacak şekilde) alıcı konumunda olduğu **uluslararası** doğal gaz piyasası,
- Alıcı tarafında nihai müşterilerin bulunduğu **yurt içi** doğal gaz piyasası.

(277) Yukarıdaki sınıflandırma dikkate alındığında; serbestleşme sürecinde yapılacak yeniden yapılanmalarda sadece iç piyasada rekabetin tesisi değil, uluslararası doğal gaz piyasaları bakımından Türkiye'nin pozisyonunun değerlendirilmesi de önem kazanmaktadır, ki her iki alana ilişkin ayrıntılı değerlendirmeler daha önceki bölümlerde yer almaktadır.

(278) Mevcut durumdaki düzenlemeler kapsamında konu incelendiğinde, 2001 yılına kadar dikey bütünleşik yapı içerisinde faaliyetlerini sürdürmekte olan BOTAŞ'ın 4646 sayılı Kanun'un Geçici 2. Maddesi ile yeniden yapılandırılmasının öngörülmüştür. Söz konusu maddede BOTAŞ'ın dikey bütünleşik yapısının 2009 yılına kadar devam edeceği; ancak, bu tarihten sonra yatay bütünleşmiş tüzel kişiliğe uygun olarak yeniden yapılandırılacağı hükme bağlanmıştır. Yeniden yapılandırma sonucu meydana gelecek yeni tüzel kişilerden, sadece gaz alım ve satım sözleşmelerine sahip olan ve ithalat faaliyeti yapacak olan şirketin BOTAŞ'ı temsil edeceği ve BOTAŞ adı ile anılacağı, yeniden yapılandırma sonucu ortaya çıkan şirketlerden

iletim faaliyeti yapan şirket hariç diğerlerinin iki yıl içinde özelleştirileceği belirtilmiştir. Böylece Kanun'da BOTAŞ için ayrıştırma türlerinin en etkilisi olan mülkiyet ayrıştırması yönteminin tercih edildiği anlaşılmaktadır. 2012 yılına gelindiğinde, BOTAŞ'ın hukuki olarak ayrıştırılmasına ve ortaya çıkacak şirketlerin bir kısmının özelleştirilmesine ilişkin olarak halen bir aşama kaydedilememiştir.

(279) 4646 sayılı Kanun'da değişiklik yapılmasına ilişkin hazırlık çalışmaları kapsamında BOTAŞ'ın ayrıştırılması konusunun yine gündemin önde gelen maddelerinden biri olmaya devam ettiği görülmektedir. BOTAŞ'ın nasıl yeniden yapılandırılacağı konusu, Türkiye doğal gaz piyasasının gelişimine şekil verecek en önemli husustur. Bu noktada, Türkiye doğal gaz piyasalarının gelişimi bakımından konu ele alındığında, **BOTAŞ'ın mülkiyet ayrıştırmasına tabi tutulmasının yerinde olmayacağı** düşünülmektedir. Bu konuya ilişkin ayrıntılı değerlendirmeye geçmeden önce aşağıda öncelikle ayrıştırma kavramı üzerinde durulacak ve ardından Türkiye doğal gaz piyasasının gerek dört aşamalı model çerçevesinde kat etmesi gereken aşamalar gerekse kendine özgü (beş güç analizi çerçevesinde ele alınan) rekabetçi kuvvetler kapsamında BOTAŞ'ın yeniden yapılandırılmasına ilişkin değerlendirilmelere yer verilecektir.

(280) Ayrıştırma, şebeke endüstrilerinde faaliyet gösteren dikey bütünleşik yapılarda, rekabete açılabilir durumdaki kısımların, rekabetçi olmayan kısımlardan ayrıştırılmasını ifade etmektedir. Doğal gaz sektöründe ayrıştırma uygulamaları ile iletim ve dağıtım şebekelerine tüm teşebbüslerin eşit koşullarda erişiminin sağlanması, ayrımcılığın ve çapraz sübvansiyonun önlenmesi, şeffaflığın artırılması, doğru bilgiye ulaşmanın kolaylaşması, dikey bütünleşme sonucu ortaya çıkacak pazar kapama riskinin ortadan kaldırılması ve böylece rekabetin artırılması, piyasaların daha etkin düzenlenmesinin sağlanması sonucu regülasyonun etkisinin artırılması gibi faydaların ortaya çıkacağı beklenmektedir.

(281) En çok başvurulan ayrıştırma yöntemleri; muhasebe (hesap) ayrıştırması, fonksiyonel (işlevsel) ayrıştırma, hukuki ayrıştırma ve mülkiyet (sahiplik) ayrıştırmasıdır.

- **Muhasebe ayrıştırması** yalnız dikey bütünleşik faaliyetlere ilişkin hesapların ayrıştırılmasını içermektedir.

- **Fonksiyonel ayrıştırma**, ilgili faaliyetlerin, dikey bütünleşik tüzel kişilik içerisinde, farklı yöneticilerin başında olduğu farklı departmanlar tarafından gerçekleştirilmesini içermektedir.
- **Hukuki ayrıştırma** ilgili faaliyetlerin farklı tüzel kişilikler tarafından gerçekleştirilmesini içermektedir.
- **Mülkiyet ayrıştırması** hukuki ayrıştırmadan farklı olarak şebeke faaliyetini yürüten şirketin mülkiyetinin gaz ticareti faaliyetini yürüten şirketten ayrıştırılmasını ve alt ya da üst pazarlardaki teşebbüslerdeki hissedarlığını kontrol hakkı vermeyen seviyelere düşürmesini öngörmektedir.

(282) Yukarıda bahsedilen ayrıştırma yöntemlerinden rekabetçi piyasa yapısı bakımından en keskin ve etkin çözümün mülkiyet ayrıştırması olduğunu söylemek mümkündür. Doğal gaz piyasaları bakımından iletim faaliyetlerine ilişkin hukuki ayrıştırmanın yeterli olmayıp mülkiyet ayrıştırmasının en etkin çözüm olarak tercih edilmesinin ardında yatan başlıca üç sebep vardır¹⁵³:

- Öncelikle hukuki ayrıştırma, ayrımcılığa yol açmayacak şekilde bilgiye erişim sağlanmasını garantileyememekte; dikey bütünleşik firmanın ticari kısmının avantajına olacak şekilde bazı bilgilerin rakip ticari firmalara sağlanmasını engelleyebilmektedir.
- İkinci olarak, hukuki ayrıştırma, üçüncü tarafların ayrımcı olmayacak şekilde şebekeye erişimini de garantileyememektedir. Yerleşik dikey bütünleşik firma, ticaret ayağının leyhine davranma ve rakiplerin pazara girmesini zorlaştırma saikiyle hareket etmeye devam edebilecektir.
- Üçüncü olarak, şebekeyi tüm pazarın çıkarına olacak şekilde geliştirmeye yönelik yatırım kararları almak ve böylece tedarik pazarına yeni girişleri kolaylaştırmak dikey bütünleşik firmaya yarar sağlamayacaktır. Şöyle ki; dikey bütünleşik şirketler, doğal gazın ticaretiyle uğraşan yavru şirketlerinin avantajına olacak şekilde eksik yatırıma gidebilmekte ve böylece toptan satış pazarındaki mevcut/potansiyel rakiplerinin yararına olabilecek altyapı yatırımlarından kaçınabilmektedir. Mülkiyet ayrıştırması yapılması halinde ise

¹⁵³ "Communication from the Commission to the Council and the European Parliament: Prospects for the internal gas and electricity market", 10.1.2007, Brüksel, s.10-12.

iletim şirketinin amacı iletim hizmetinden edineceği kârını maksimize etmek olacaktır¹⁵⁴.

(283) Avrupa Komisyonu uygulamaları bakımından iletim sistemine ilişkin mülkiyet ayrıştırması konusu, 3. Enerji Paketi'nin hazırlık aşamasında gündeme gelmiştir. Hemen belirtmek gerekir ki, Avrupa Komisyonu'nun iletim hatlarını mülkiyet ayrıştırmasına tabi tutmak yönündeki ısrarının başlıca sebebi, iletim ve üye ülkeler arasındaki enterkoneksiyon sistemlerine gerekli yatırımların yapılarak tek pazar oluşturma hedefidir¹⁵⁵. 3. Enerji Paketi'nin hazırlık aşamalarında AB Komisyonu iletim şebekesinin mülkiyet ayrıştırmasına tutulması yönünde ısrarcı bir yaklaşım sergilese de, Almanya, Fransa ve İtalya gibi üye ülkeler mülkiyet ayrıştırması kuralına şiddetle karşı çıkmışlardır. Sürecin sonunda yayımlanan Direktiflerde mülkiyet ayrıştırması yer almakla birlikte, zorunlu kılınmamış¹⁵⁶; daha yumuşak yapıdaki hukuki ve fonksiyonel ayrıştırmayı içeren **bağımsız sistem işleticisi**¹⁵⁷ ve **bağımsız iletim şebeke işleticisi**¹⁵⁸ alternatifleri de üye ülkelerin tercihine sunulmuş, bu konuda bir esneklik sağlanmıştır.

¹⁵⁴ Örnek olarak, İngiltere tecrübesinde British Gas'ın iletim şirketi olan TransCo'ya sahip olduğu 1997-2000 yılları arasında yapılan yatırımlar 160 milyon Sterlin iken, mülkiyet ayrıştırmasının yapıldığı 2000 yılından sonraki üç yıl boyunca yaptığı yıllık ortalama yatırım miktarı ise 217 milyon Sterlin olarak gerçekleşmiştir. Lars Kjolbe, "Is ownership unbundling of transmission networks necessary to achieve competitive markets?", *Making Energy Markets Work*, APX Energy Trading Symposium, Brüksel: Haziran 2007.

¹⁵⁵ Hemen belirtmek gerekir ki, rekabetçi piyasa tesisi kaygıları yanında AB Komisyonu'nun ticaret ve iletim faaliyetlerini mülkiyet ayrıştırmasına tabi tutmak istemesinin arka plandaki gerekçesinin ithalatta büyük ölçüde bağımlılığın söz konusu olduğu Rus Gazprom firmasının Avrupa piyasalarında altyapı bakımından da yayılmasını engellemek olduğu yönündeki görüşler ağırlıktadır. Nitekim, mülkiyet ayrıştırmasına ilişkin 3. Enerji Paketinde yer alan kural literatürde "Gazprom Koşulu" (*Gazprom Clause*) olarak adlandırılmaktadır.

¹⁵⁶ Mülkiyet ayrıştırması yerine hukuki/fonksiyonel ayrışma sağlayan alternatif seçeneklerin de üye ülkelere tanınmasının ardında yatan gerekçe; yatırımların artışı ve menfaatler çatışmasının önlenmesi hedeflerine bu şekilde de ulaşılabileceği olmuştur.

¹⁵⁷ *ISO, Independent System Operator*. Bu sistem hukuki ayrıştırma ile mülkiyet ayrıştırması arasında yer almaktadır. Dikey bütünleşik şirket, hukuki olarak şebeke varlıklarının sahibi olmaya devam etmekte; ancak şebekenin yönetilmesi hizmetini üçüncü bir taraftan sağlamaktadır. İletim sisteminin sahibinin erişim konusunda ne bir önceliği ne de sorumluluğu vardır. Bu alternatifte Komisyon önceden onaylamak suretiyle dikey bütünleşik şirkete şebekenin faaliyetlerini 10 yıllık bir iş planı çerçevesinde planlama yetkisi vermektedir. "Interpretative Note on Directive 2009/72/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity and Directive 2009/73/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Natural Gas: The Unbundling Regime", Commission Staff Working Paper, Brüksel: 22.02.2010.

¹⁵⁸ *ITO, Independent Transmission Operator*. İletim sisteminin hem sahipliği hem de işletimi dikey bütünleşik teşebbüsün bünyesinde kalmaktadır. Fakat bu alternatifte, sistemin işleyişi, iletim sistemi ile aynı sahiplik altında olan farklı bir kişiye bırakılmakla birlikte özerklik, bağımsızlık ve yatırımlar konusunda ayrıntılı kuralların sağlanması öngörülmüştür. Bu uygulama hukuki ayrıştırma kurallarının güçlendirilmesiyle oluşturulmuş olup iletim şebeke işletmecisinin finansal, teknik, fiziksel bakımlardan ve insan kaynakları bakımından bağımsızlığını artırmaya yönelik olarak daha katı hükümler

(284) Mülkiyet ayrıştırmasına karşı çıkan ülkeler, AB üyesi olmayan ülkelerin şirketlerinin (özellikle Gazprom'un) AB gaz altyapısının kontrolü üzerinde söz sahibi olmalarını önleme gayretini memnuniyetle karşılamakla birlikte, mülkiyet ayrıştırması gerçekleştirilmeksizin düzenleme uygulamaları ile de arzulanan şeffaflık ve rekabetin enerji piyasalarında tesis edilebileceğini savunmuşlardır¹⁵⁹.

(285) Türkiye bakımından ayrıştırma konusu ele alındığında, Türkiye doğal gaz piyasasının gelişim sürecinin gerek uluslararası doğal gaz piyasalarındaki gelişmeler gerekse iç piyasanın evrimleşmesi süreci kapsamında güçlü ve zayıf yönler dikkate alınarak bir karar verilmesi gerektiği düşünülmektedir. Daha önceki bölümlerde de belirtildiği üzere, uluslar arası doğal gaz piyasaları bakımından doğal gaz kaynağı ülkeler ile tüketici konumundaki Avrupa arasında bulunmasından dolayı jeopolitik konumu Türkiye'nin güçlü yanı olarak görülmektedir. Jeopolitik konumdan kaynaklanan güçlü yanın fiziksel karşılığı ise mevcut durumda BOTAŞ'ın sahip olduğu iletim hatlarıdır. Bu noktada, BOTAŞ'ın sadece boru hatlarına sahip bir tüzel kişilik haline gelmesinin ve doğal gaz ithalat ve ticareti faaliyetlerinin iletim faaliyetleri ile mülkiyet ayrıştırmasına tabi tutulmasının, bahsedilen güçlü yönlerin zayıflatılması riskini de beraberinde getirdiği düşünülmektedir.

(286) Buna ilaveten, uluslararası doğal gaz piyasalarındaki gelişmeler çerçevesinde net ithalatçı konumundaki Türkiye bakımından likit bir toptan satış piyasası oluşturma hedefi ve süreci bağlamında yüksek likiditeye ulaşılmadan ülke piyasasının uluslararası piyasalardan kaynaklanan baskıları çok daha güçlü hissedeceği ve daha da önemlisi global ölçekli büyük oyuncuların etkisine açık hale geleceği unutulmamalıdır. Bu süreç gelişmekte olan ülkeler açısından özellikle büyük önem teşkil etmektedir. Ayrıca, likiditenin düşük olduğu ve zayıf oyuncuların faaliyet gösterdiği piyasalara ihracatçı ülkeler tarafından da çekinceyle yaklaşılmakta; bu da gaz arzını tehlikeye sokmaktadır. Likit hub oluşturma hedefinin ne kadar uzun ve

getirmektedir. Bu bağlamda, bu alternatif, yoğun olarak düzenleyici otorite tarafından izlemeye (monitoring) tabi olacaktır. "Interpretative Note on Directive 2009/72/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity and Directive 2009/73/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Natural Gas: The Unbundling Regime", Commission Staff Working Paper, Brüksel: 22.02.2010.

¹⁵⁹ Leblond, D. "European Commission's energy legislation faces opposition", *Oil & Gas Journal*, 1.10.2007, s. 28.

meşakkatli bir süreç olduğunun en güzel kanıtı, dünyanın en likit ikinci hub'ı olan NBP'nin dahi ancak likidite eşiği olarak gösterilen 15 hareket oranına sahip olması ve dolayısıyla 100 hareket oranına sahip Henry Hub'ın likidite anlamında bir hayli gerisinde kalmış olmasıdır. Kaldı ki, diğer borsalarla kıyaslandığında Henry Hub'ın dahi likidite seviyesinin yeterince yüksek olmadığı söylenebilir. Bu noktadan hareketle, gerekli likiditeye ulaşılmadan güçlü oyuncusu olmayan bir piyasa tasarımı yerine gerekirse dikey bütünleşik güçlü bir oyuncunun yer aldığı bir süreç ile likit bir toptan satış piyasası tasarımına yönelmesinin daha doğru olacağı değerlendirilmektedir.¹⁶⁰

(287) Şüphesiz, uluslararası piyasalardaki gelişmeler ve likit bir toptan satış piyasası oluşturma sürecinde BOTAŞ'ın dikey bütünleşik bir yapıda kalması durumunda, bu yapıdan dolayı sahip olduğu hâkim durumun Türkiye doğal gaz piyasalarında rekabetin tesisini engellememesi de önemli bir hedef olmalıdır. Ancak, BOTAŞ'ın iletim sistemine sahip olmasından kaynaklanan rekabetçi risklerin azaltılmasına yönelik olarak mülkiyet ayrıştırması yerine hukuki/fonksiyonel ayrıştırmaları içeren alternatif yöntemlerin tercih edilmesi yönünde Türkiye'nin Almanya¹⁶¹ ve Fransa gibi ülkelerden çok daha geçerli gerekçeleri olduğu düşünülmektedir. Bu nedenle, BOTAŞ'ın mülkiyet ayrıştırmasına tabi tutulmaması ve dikey bütünleşik yapısını koruması yöndeki politikanın bağımsız sistem işleticisi ve miktar devri gibi yöntemlerle desteklenmesi şarttır.

(288) Bu kapsamda, BOTAŞ'ın faaliyetlerinin hukuki ayrıştırmaya tabi tutularak miktar devri yöntemiyle toptan satış pazarındaki payının azaltılmasının yerinde ve yeterli olduğu söylenebilir. Bu noktada ortaya çıkan soru söz konusu ayrıştırmanın hangi faaliyetler

¹⁶⁰ *Putting a Price on Energy: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas*. Energy Charter Secretariat, Mart 2007, s. 165; KONOPLYANİK, A. A. (2010), "Evolution of Gas Pricing in Continental Europe: Modernization of Indexation Formulas Versus Gas to Gas Competition", *International Energy Law and Policy Research Paper Series* No 2010/01, s. 19-25.

¹⁶¹ Almanya mülkiyet ayrıştırmasına karşı çıkmakla birlikte, devam eden süreçte Avrupa Komisyonu'nun 2008 ve 2009 yıllarında E.ON ve RWE'nin elektrik ve gaz piyasalarında hakim durumlarını kötüye kullanıp kullanmadığına ilişkin sürdürdüğü soruşturma sürecinde, E.ON ve RWE tarafından verilen iletim faaliyetlerini üçüncü taraflara devretme taahhüdünü kabul etmiştir. Başka bir ifadeyle, sektörel düzenleme bakımından mülkiyet ayrıştırması zorunlu kılınmamakla birlikte, pratikte Almanya'da da mülkiyet ayrıştırması gündeme gelmiştir.

arasında ve hangi sıralamayla yapılması gerektiğidir. Bu konuda yapılacak değerlendirmeye, BOTAŞ'ın faaliyetlerini listelemekle başlamak yerinde olacaktır;

- İthalat
- İletim (iletim sistem işleticisi)
- Depolama¹⁶²
- LNG terminalleri
- Toptan satış ve ticaret
 - Dağıtım şirketlerine yapılan satışlar
 - Elektrik santrallerine ve büyük endüstriyel tüketicilere yapılan satışlar
 - Yİ-YİD projeleri ve kamu santrallerine yapılan satışlar

(289) Ayırıştırma uygulamalarının temelinde doğal tekel niteliğindeki faaliyetlerle ticari faaliyetlerin ayırıştırılması yatsa da, BOTAŞ'ın konumu dikkate alındığında serbestleşme sürecinde öncelikli konunun yüksek miktardaki ithalat kontratları ile toptan satış piyasasında sahip olunan pazar gücü ve fiyatlandırma aşamasında izlenen politikaların rekabetçi yapıya olan olumsuz etkileri olduğu görülmektedir. Bu nedenle, ayırıştırmaya ilişkin tartışmaya ticari faaliyetlerin nasıl yapılandırılacağı tartışmasından başlamak gerektiği düşünülmektedir.

(290) BOTAŞ sahip olduğu ithalat kontratlarıyla toptan satış pazarında büyük bir paya sahiptir. Bu noktada altyapı faaliyetlerinden ziyade BOTAŞ'ın ithalat faaliyetleri ve sahip olduğu kontratlar, toptan satış pazarında BOTAŞ'a rekabetçi bir avantaj sağlamaktadır. Bu nedenle BOTAŞ'ın doğrudan müşterilere yaptığı satışları diğer teşebbüslerle aynı koşullarda yapmasının sağlanması için öncelikle BOTAŞ'ın ithalat faaliyetleriyle toptan satış faaliyetlerinin ayırıştırılmasının yerinde olacağı düşünülmektedir.

(291) Nitekim, Dünya Bankası tarafından 2004 yılında Türkiye doğal gaz sektörüne ilişkin hazırlanan strateji çalışmasında, BOTAŞ'ın ithalat faaliyetleri ile toptan satış faaliyetlerinin ayırıştırılması üzerinde durulmuştur. Bu çalışmada BOTAŞ'ın ithalat ve toptan satış faaliyetlerinin ayırıştırılması gerektiğine ilişkin önerinin gerekçesi olarak;

¹⁶² Bu sınıflandırmada depolamaya yer verilmiş olmakla birlikte, mevcut depolama kapasitesinin mülkiyetinin TPAO'ya ait olduğu belirtilmelidir.

(yönetim, hesap ve binaların da ayrışmasını kapsayacak şekilde) hukuki ve fonksiyonel ayrıştırma ve bu ayrıştırmanın sonrasında ithalat şirketinin tabi olacağı şeffaflık kurallarıyla birlikte yeni kurulacak toptan satış şirketiyle diğer toptan satış şirketlerin eşit rekabetçi şartlarda faaliyet göstermesinin sağlanması gösterilmiştir¹⁶³.

(292) BOTAŞ'ın mevcut durumundan toptan satış faaliyetlerinin ayrıştırılması halinde, nihai müşterilere doğrudan satış yapılmaması ve bu satışların yeni kurulacak toptan satış şirketi tarafından gerçekleştirilmesi gündeme gelecektir. Bu yönde yapılacak bir ayrıştırmada, tüketici gruplarına ilişkin bir sınıflandırma ve politika tercihi gerekip gerekmediğinin tartışılmasının da önemli olduğu düşünülmektedir. Bu yöndeki bir tartışmada tüketim gruplarının özelliklerini hatırlamak yerinde olacaktır.

Dağıtım firmalarına yapılan satışlar: Hane halkına yapılan satışları doğrudan ilgilendiren, dolayısıyla rekabetin tesisi ve tüketicinin korunması açısından ele alınması gereken ve rekabetin tesisinin zaman aldığı bir alandır.

Büyük tüketicilere yapılan satışlar: Özellikle elektrik santralleri bakımından büyük miktarlarda alım yapan, esneklik ihtiyacı yüksek olan, doğal gaz piyasasındaki aksaklıklardan olumsuz etkilenen ve ayrıca sahip olduğu alıcı gücü ile doğal gaz piyasasında rekabetin tesisi bakımından bir baskı aracı haline gelebilecek olan tüketici grubudur.

Yİ-YİD projeleri kapsamında yapılan satışlar: Yatırımların teşvik edilmesi amacıyla hayata geçirilmiş olup, fiyat mekanizması rekabetçi piyasa koşullarına tabi olmayan ve bir sübvansiyon aracı olarak kullanıldığı öne sürülen tüketici grubudur.

(293) Yukarıda sayılan müşteri gruplarından Yİ-YİD projeleri kapsamında yapılan satışların serbest piyasa dışında cereyan ettiği, dağıtım firmalarına yapılan satışlar bakımından ise gerek altyapıların gelişimi gerekse toptan satış piyasasında işleyen rekabetçi bir piyasa tesis edilene kadar rekabetçi bir fiyat mekanizmasının hayata geçirilmesinin mümkün görünmediği ve bir fiyat düzenlemesinin (*olgunlaşma* aşamasına geçene kadar) uzun bir süre devam edeceği değerlendirilmektedir. Bu noktada, toptan satış faaliyetleri ayrışsa bile, yeni kurulacak toptan satış şirketinin yukarıda sıralanan ve farklı özelliklere sahip tüm tüketici gruplarına satışa devam etmesi halinde, söz konusu ayrışmanın işleyen bir rekabetçi yapının tesisi bakımından çok da anlamlı olmayacağı söylenebilir. Başka bir ifadeyle, BOTAŞ ile aynı ekonomik bütünlük içinde kurulacak olan toptan satış şirketinin bu tüketici gruplarının tamamına satış yapmaya

¹⁶³ "Turkey: Gas Sector Strategy Note", World Bank, 30030-TR, Eylül, 2004.

devam etmesinin, uygulanacak fiyatlarda gerçek maliyetlerin yansıtılıp yansıtılmadığı ve sübvansiyon yapılıp yapılmadığı tartışmalarının devam etmesine sebep olacağı değerlendirilmektedir. Bu nedenle, yeni kurulacak toptan satış şirketinin sadece serbest tüketicilere yapılacak satışlara odaklanmasının, Yİ-YİD projelerine yapılacak satışlar ile dağıtım şirketlerine yapılacak satışların ise bir süre daha ithalat kontratlarına sahip şirket tarafından devam edilmesinin yerinde olacağı görülmektedir.

(294) Bu noktada ortaya çıkan yeni soru, iletim faaliyetlerinin ithalat da dahil doğal gaz ticaretinden ayrıştırılması sürecinin ne olacağıdır. Sektörün halen büyüme aşamasında olduğu ve altyapı yatırımları bakımından halen eksikliklerin bulunduğu dikkate alındığında, bu aşamada toptan satış piyasasında rekabeti sağlamak üzere atılması gereken ilk adımların elektrik santralleri ve diğer büyük tüketicilere yapılan satışlarda rekabetin tesisini sağlamaya yönelik olmasının yeterli olduğu, bu süreç içinde piyasa gelişiminin sağlanmasıyla birlikte iletim faaliyetlerinin özellikle sistem işleticisi bakımından hukuki/fonksiyonel ayrıştırmaya tabi tutulması gerektiği düşünülmektedir. Bu nedenle, **Avrupa Komisyonu 3. Enerji Paketi kapsamında ortaya konan iletim faaliyeti gösteren teşebbüslerden mülkiyet ayrıştırmasına alternatif olarak talep edilen bağımsız sistem işleticisi veya bağımsız iletim şebeke işleticisi modellerinin tartışılarak en kısa zamanda BOTAŞ'ın bu modellerden biri çerçevesinde yeniden yapılandırılmasının yerinde olacağı değerlendirilmektedir.** Bu süreçte unutulmaması gereken nokta, özellikle ithalata bağımlı ülkeler bakımından ihracatçı ülkelerle olan ilişkiler ve ithalat altyapısının istikrarını sağlamak konusunda yoğun yatırımlar ve devlet desteğinin vazgeçilmez unsurlar olarak görüldüğüdür¹⁶⁴. Bu noktada iletim faaliyetlerinin ayrıştırılması konusunda talep artış hızının azalması ve toptan satış piyasasında likiditenin artmasına paralel bir şekilde gerçekleştirilmesinin yerinde olacağı düşünülmektedir. Benzer şekilde LNG terminal faaliyetlerinin iletim şirketleri ile ayrıştırılması bakımından da piyasanın gelişme ve olgunlaşma aşamalarına geçişi beklenebilecektir.

¹⁶⁴ "Regulation and Competition in the Energy Sector: Italy", *Energy Law*, Wolters Kluwer: Law and Business, Ağustos 2011.

(295) Yukarıda BOTAŞ'ın yeniden yapılanmasına ilişkin yapısal bir takım değerlendirmeler yapılmış olmakla birlikte, BOTAŞ'ın davranışlarının ele alındığı bölümde de belirtildiği üzere asıl problemin BOTAŞ'ın kâr amacı güden bir teşebbüs şeklinde faaliyet göstermemesinden kaynaklandığı unutulmamalıdır. Bu noktada serbestleşme sürecinde ileri aşamalara geçmekte asıl ön plana çıkan hususun BOTAŞ'ın nasıl bir ayrıştırmaya tutulacağından ziyade, BOTAŞ davranışlarının nasıl serbest piyasanın çevresel faktörlerine zarar vermeyecek şekilde rekabetçi bir yapıya büründürülebileceğidir.

(296) Rekabet politikasına ilişkin genel değerlendirmeler içerisinde de belirtildiği üzere, bir kamu şirketinin davranış olarak kâr amacı güden bir teşebbüs haline getirilmesinin en doğrudan ve keskin yolu, söz konusu şirketin blok olarak özelleştirilerek, sahipliğinin değiştirilmesidir. Ancak, özellikle 1980'li yıllarda özelleştirme kavramının slogan haline gelmiş olduğu görülmekle birlikte, bu konuda oluşturulacak politikalarda dönemin gerçekleri ve paradigma kaymalarının dikkate alınması yerinde olacaktır. Öncelikle, 1980'li yıllarda özelleştirme uygulamalarının ön plana çıkmasındaki en büyük etkenin, 1973-1974 ve 1978-1979 yıllarındaki petrol krizleri sonrasında yaşanan borç krizleri ve stagflasyon sonucu, devletlerin büyük çaplı altyapı şirketlerini bütçe yükü olarak görmeleri ve özelleştirme yoluna giderek gelir sağlama amacıyla olduğu unutulmamalıdır¹⁶⁵.

(297) Özelleştirme ve serbestleşme sürecinin hızla devam ettiği yıllarda devletin rolünün artık piyasa oyuncusu olmaktan çıkarak sadece piyasa düzenleyicisi olmaya doğru kaydığı söylemi ön plana çıkmakla birlikte, piyasanın tamamen özel sektöre bırakılması durumunda ortaya çıkan piyasa aksaklıklarının, devletin piyasalarda aktif rolü olmasının gerekip gerekmediği, bir başka ifadeyle yeni bir paradigma kaymasına yönelik yeni tartışmaları beraberinde getirdiği görülmektedir. Nitekim 1980ler ve 1990lar itibarıyla literatürde özelleştirme ve serbestleşme uygulamalarında en başarılı ülkeler arasında ve model olarak gösterilen Arjantin tecrübeleri bakımından, 2012 Nisan'ında geline nokta devletın Repsol'ün kontrolündeki Repsol YPF şirketine el koymas ve devletleşmesinin, bu tartışmalara ayrı bir boyut katacağı da açıktır (Kutu: 11). Bu noktada, devlet şirketinin hem de güçlü bir şekilde piyasada

¹⁶⁵ HEATHER, P. (2010), "The Evolution and Functioning of the Traded Gas Market in Britain", *Oxford Institute For Energy Studies*, Ağustos.

varlığını sürdürmesinin serbest ve rekabetçi piyasa bakımından bir dezavantaj değil, tam tersine özellikle piyasanın *büyüme* ve *gelişme* aşamalarında serbestleşme sürecinin sürdürülebilirliğinin bir garantisi olarak da değerlendirilmesi mümkündür. Nitekim gelinen noktada, yerleşik firmaların sahipliğinin değişmesinden çok, söz konusu şirketlerin yükümlülükleri ve imtiyazları bakımından serbest piyasa ortamına uygun bir şekilde düzenlenmesi ve yapılandırılmasının ön plana çıktığı görülmektedir.

Kutu 11: Arjantin Hükümeti Tarafından Nisan 2012’de Uygulanan Devletleştirme Vakası: Yacimientos Petroliferos Fiscales’in (YPF) Özelleştirilmesi-Devletleştirilmesi

YPF, 1922’de Latin Amerika’nın en büyük üçüncü petrol rezervlerine sahip olan Arjantin’de kurulan ve dikey bütünleşik petrol şirketi şeklinde teşekkül eden ilk dünya şirkettir. YPF, 1993 yılında Carlos Menem döneminde Gas Del Estado unvanlı doğal gaz şirketinin hemen ardından özelleştirilmiş ve 1999 yılında %98 oranındaki hissesi Repsol tarafından iki aşamada devralınmıştır (daha sonra Arjantinli Petersen Energia’ya ve özel yatırımcılara yapılan hisse devri sonucu hisse oranı %58’e düşmüştür).

Önceleri YPF’nin özelleştirilmesi siyasi dalgalanmalar ve istikrarsız bir politik mirasa sahip olan Arjantin’de olumlu karşılanmış, petrol kaynaklarının verimli kullanılacağı hesap edilmiş ve Arjantin’in petrol sektörünün komşu ülkelere kıyasla en ileri düzeyde serbestleşmiş olması da ülke tarihinin en önemli başarılarından biri olarak görülmüştür.¹⁶⁶

Menem dönemindeki özelleştirmeden sonra da YPF’nin ulusal bir şirket olma tarafı ağır basarken Repsol’ün devralması ile ülkede yabancıların Arjantin’in petrol kaynakları ve ekonomisi üzerinde sahip olabileceği korkuları artmış ve aynı dönemde Anti-Tekel Kanunu yürürlüğe konarak yabancı ülke menşeli şirketlerin birleşme ve devralmalarla rekabeti bozmaları önlenmeye çalışılmış; bu kapsamda da Repsol YPF’nin hisselerini elden çıkarma ve hisse değiştirme (swap) işlemleri yapmasına karar verilmiştir.

Cristina Fernandez De Kirchner, 2003 sonrası ekonomik toparlanmanın ardından artan enerji talebini de dikkate alarak önce Enarsa adlı devlet sahipliğindeki dikey bütünleşik enerji şirketinin kurulması yönünde bir teklif vermiş; teklifi Parlamento’dan geçmiş ve ayrıca Hidrokarbon Yasası’na Enarsa’nın piyasadaki şirketlerin oligopolistik ya da teknelci davranışlar göstermesi halinde müdahale edebileceği hükmü de koymuştur.¹⁶⁷

Nisan 2012’de ise Kirchner hükümetince; enerji ticaret dengesinin 1987’den beri ilk kez bozulması, Arjantin’in petrol rezervlerini yeni rezervler geliştirmeden tükettiği, yapması gereken yatırımları gerçekleştirilerek ülke kaynaklarını etkin kullanmadığı ve ülke dışına kar aktarımı yaptığı iddiaları¹⁶⁸ üzerine “YPF’nin Devletleştirilmesi ve Enerjide Kendi Kendine Yeterlilik Kanunu” çerçevesinde yeniden devletleştirilmiştir (Repsol’ün hisse oranı %6’ya düşmüştür).

(298) Bu noktada ortaya çıkan soru, Türkiye doğal gaz piyasalarının likit ve rekabetçi bir yapıya kavuşması sürecine katkıda bulunmak üzere BOTAŞ’ın nasıl ticari bir

¹⁶⁶ McGOWAN, R. A. (2011), *Privatize this? Assessing the Benefits and Costs of Privatization*. California: Praeger, s. 51-3.

¹⁶⁷ KOZLOFF, N. (2007), *Hugo Chavez: Oil, Politics and the Challenge to the US*, New York: Palgrave MacMillan, s. 116-8.

¹⁶⁸ McCracken, R. (2012), “Argentina: Dead Cow Bounce”, *Energy Economist*, Sayı 367, 1 Mayıs.

teşebbüs haline getirilebileceğidir. Bu kapsamda konunun iki ayrı yönüyle ele alınmasının yerinde olacağı düşünülmektedir:

- BOTAŞ'ın **hukuki statüsü**
- BOTAŞ'ın sahip olduğu **rekabet kültürü**

(299) Daha önce de belirtildiği üzere, BOTAŞ 233 sayılı KHK kapsamında bir iktisadi devlet teşekkülüdür. Bu noktada, BOTAŞ'ın hukuki statüsünün söz konusu düzenlemeler kapsamı dışına çıkarılarak daha özerk bir yapıya kavuşturulması ilk adım olarak değerlendirilebilir. Bunun da ötesinde, ayrıştırma ile birlikte özellikle rekabetçi piyasada faaliyet gösterenlerden başlamak üzere halka arz yöntemiyle “kurumsal yönetim”¹⁶⁹ anlayışının oluşturulması, BOTAŞ'ın kâr amacı güden ticari bir şirkete dönüşmesi bakımından olumlu etkileri olabilecek bir alandır.

(300) Hukuki statüde yapılan değişikliklerin tek başına BOTAŞ'ın rekabetçi bir teşebbüs haline gelmesini sağlayacağını beklemek, çok gerçekçi olmayacaktır. Söz konusu hukuki düzenlemelerin değiştirilmesi büyük zorluklar içermemekle birlikte; uzun yıllar kamu hizmeti gören ve çoğunluğun hemfikir olduğu üzere hantal bir yapıya sahip olan BOTAŞ'ın dinamik bir rekabetçi piyasa ortamına geçiş sağlamak bakımından gerekli olan rekabet kültürüne sahip olmaması, bu süreçte çözülmesi gereken asıl problem olarak ortaya çıkmaktadır. Bu problemin çözümünü, BOTAŞ'ın faaliyet gösterdiği piyasa koşullarının oluşturduğu dışsal faktörler ve BOTAŞ'ın kendi iç dinamiklerinin oluşturduğu içsel yapı ile iki aşamalı ele almak yerinde olacaktır.

(301) Serbestleşme sürecinde geçmişte birtakım imtiyaz ya da yükümlülüklerle faaliyetlerini sürdüren kamu teşebbüslerinin içinde buldukları çevresel faktörlerin rekabetçi ve serbest bir piyasa ortamı şeklinde düzenlenmesi, söz konusu teşebbüsleri rekabetçi bir davranış içinde girmeye yönlendirecektir. Söz konusu serbest piyasa ortamının

¹⁶⁹ Kurumsal yönetim esasen bir anlayış ve uygulamalar bütünü olup şirketlerin kalıcı olmak amacıyla bir yandan verimli çalışma, beşeri ve mali sermaye çekme, toplumun ve çıkar sahiplerinin menfaatlerini koruma çabası içine girerken, aynı anda pay sahipleri için uzun vadede ekonomik kar yaratmasını ifade etmektedir. Kurumsal yönetimin ana ilkeleri kısaca şu şekilde sayılabilir: Hissedarların haklarının korunması ve bu hakların kullanılabilmesinin kolaylaştırılması; şirketin finansal durumu, performansı, sahipliği ve yönetimi ile ilgili olarak şeffaf yönetim; yönetim kapsamındaki tüm paydaşların haklarının korunması. *OECD Principles of Corporate Governance*, 2004; “Kurumsal Yönetim En İyi Uygulama Kodu: Yönetim Kurulunun Yapısı ve İşleyişi”, TÜSİAD, Aralık 2002.

sağlanması bakımından öncelikle piyasadaki giriş-çıkış engellerinin azaltılması gerekmektedir. Bu durumun sağlanmasına yönelik olarak, gelişim süreci içinde çeşitli imtiyaz ve yükümlülüklerin kaldırılması, ayrıştırma, üçüncü tarafların erişimi, şeffaflık gibi kuralların etkinleştirilmesi gibi düzenlemelerin hayata geçirilmesi önem kazanmaktadır.

(302) Piyasa yapısına ilişkin söz konusu dışsal faktörlerin yanında, BOTAŞ'ın kamu tekeli imtiyazına sahip olduğu geçmişinden gelen şirket kültürünün de rekabetçi piyasa oluşumuna adapte olması sağlanmalıdır. Bu bakış açısından, dünyadaki gelişmeler ve özellikle Avrupa örneklerini incelemek yerinde olacaktır. Bilindiği üzere Avrupa doğal gaz piyasası serbestleşme sürecinde ciddi adımlar atmış ve özellikle son yıllarda uzun dönemli kontratların yerini ticaret merkezi ve spot piyasa fiyatları oluşumuna yönelik evrimleşme sürecinin içine girilmiştir. Avrupa doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecinde, 1980'li yıllarda başlayan tek pazar oluşturma politikası çerçevesinde yerleşik gaz şirketlerinin coğrafya ve iş alanı bakımından yayılma stratejisi benimsedikleri ve bunun sonucunda gerçekleşen birleşme/devralma dalgalarının sonucunda ortaya E.ON, GdF, RWE, EdF, ENI, Enel, DONG, Endesa, Iberdrola gibi az sayıda ama büyük ölçekteki altyapı şirketlerinin ortaya çıktığı görülmektedir. Bu süreçte, 2002 yılında Almanya'nın dikey bütünleşik elektrik şirketi olan E.ON ile en büyük doğal gaz şirketi olan Ruhrgas arasındaki birleşme en dikkat çeken gelişmedir. Alman Rekabet Otoritesi tarafından hâkim durum yaratacağı gerekçesiyle söz konusu birleşme işlemine izin vermemiş, ancak arz güvenliği ve benzeri stratejik gerekçelerden ötürü Alman Ekonomi ve Teknoloji Bakanlığı verdiği onay ile işlemin gerçekleşmesini sağlamıştır (Kutu 12).

Kutu 12: E.ON/Ruhrgas Birleşmesi¹⁷⁰

Almanya'nın en büyük dikey bütünleşik elektrik şirketi olan E.ON (üretim aşaması bakımından RWE'nin ardından %25 pazar payı ile ikincidir) Temmuz 2001'de BP'nin %100 hisse oranıyla iştiraki Gelsenberg'i devralmıştır. Gelsenberg'in ise Ruhrgas'da %25 oranında hisse sahipliği bulunmaktadır. Ruhrgas Almanya'nın en büyük gaz şirketi olup (boru hattı sahipliği ve depolamada birinci; uzak-mesafe taşımada tüm ithalat sözleşmelerinin sahibidir) Gazprom'da stratejik %5 hisse oranının da sahibidir. Kasım 2001'de E.ON Vodafone, ThyssenKrupp ve RWE ile anlaşarak bunların Bergemann GmbH'deki hisselerini satın almıştır. Bergemann GmbH'nin ise Ruhrgas'da %34.8 hissesi bulunmaktadır. Haziran 2002'de Almanya Rekabet Otoritesi E.ON'un Gelsenberg'de çoğunluk hissedarı olmasına ve dolayısıyla Ruhrgas'ı devralmasına izin vermemiştir. Şubat 2002'de E.ON, Rekabet Otoritesi'nin yasaklama kararına karşı Ekonomi ve Teknoloji Bakanlığı (Bakanlık) kararname için Bakanlık'a başvurmuştur. E.ON, aynı yılın Mayıs ayında RAG şirketinin Ruhrgas'daki %18.4 oranındaki hissesini de satın almış ve Ruhrgas'ı tek başına kontrol eder pozisyona gelmiştir. Yine Temmuz ayında ExxonMobil, Shell ve Preussag şirketlerinin Ruhrgas'daki dolaylı %40 oranındaki hisselerini de satın almıştır. Bakanlık Temmuz 2002'de kararını yayınlamış ve devir işlemine onay vermiştir.

Bu birleşmeye Alman Rekabet Otoritesinin red kararı vermesinin gerekçesi olarak işlem ile Ruhrgas'ın hâkim durumunun güçlendirileceği ve diğer gaz şirketlerinin etkin rekabet baskısı yaratma ihtimallerinin kalmayacağı belirtilmiştir. Bakanlık tarafından verilen izin ile arz güvenliğinin rekabet politikası gibi diğer politikaların önüne geçebileceği ortaya çıkmıştır. Bu tür bir kararın verilmesinin arkasında öncelikle Almanya'nın gaz ithalatıyla Rusya'ya olan bağımlılıkta birinci sırada yer alması etkili olmuştur. Bakanlık tarafından, Rusya ve Orta Asya bölgesinden gelen gazın güvenliği için alım tarafındaki ülkelerin aktörlerinin üst pazarda yatırım yapmasının gerekliliği vurgulanmış; söz konusu birleşme ile bu yatırımın yapılabilme ihtimalinin artacağı ifade edilmiştir. Bu bütünleşme sayesinde Ruhrgas, Gazprom'da stratejik önemi haiz bir hisseye sahip olacak ve bu da Yönetim Kurulu'nda bir sandalye anlamına gelecek ve YK'daki pozisyonu ile gazın fiyatlaması ve yatırım kararlarını etkileme şansına sahip olacaktır. Birleşmeye Bakanlıkça verilen izin yalnızca açığa çıkacak olan finansal güçten değil; sadece böyle çok-ürünlü bir enerji şirketinin gerekli ve yerinde yatırım kararları alabileceğinden kaynaklanmıştır.

- (303) Avrupa enerji piyasalarının gelişim sürecinde, artan altyapı kapasitesi, talebin olgunlaşması ve özellikle üçüncü tarafların erişimi ve şeffaflık kurallarının gelişmesi sonucu rekabetçi yapının ortaya çıkmasıyla birlikte, önceleri sadece gaz firması olarak faaliyet göstermekte olan teşebbüslerin zamanla daha büyük ölçekteki enerji holdinglerinin bir parçası haline geldikleri görülmektedir. Bu süreçte dikkati çeken husus, bu holdinglerin üst yöneticilerinin genellikle geçmişte elektrik şirketlerinde tecrübe sahibi olan kişilerden oluşturulmuş olmasıdır. Başka bir ifadeyle, geçmişte uzun dönemli kontratlar ve ihracatçı ülkelerle uzun süreli ilişkiler kültürüne sahip gaz şirketlerinin yöneticilerinin yerini, daha olgunlaşmış ve dinamik rekabetçi bir piyasa yapısı içinde faaliyet gösteren elektrik firmalarının yöneticilerinin aldığı ve bir anlamda yeni enerji holdinglerinin kültürünün bu şekilde yönlendirildiği görülmektedir. Bu

¹⁷⁰ Marke K. Codognet, Jean M. Glachant C. Hiroux vd. "Mergers and Acquisitions in the European Electricity Sector", *CERNA*, Temmuz 2003; "OECD Policy Roundtables: Energy Security and Competition Policy", *OECD Competition Law and Policy*, DAF(COMP)2007/35, s. 29-41; "GREEN PAPER: A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy", SEC(2006) 317, s. 3-5, 15-6.

gelişmelerle birlikte gaz şirketlerinin geleneksel iş modellerinin değiştiği, bu nedenle rekabetin arttığı ve böylece gaz alım sözleşmelerinde uzun dönemli sözleşmelerdeki spot fiyatlara bağlı bölümün oranının artması yönünde tercihin ağırlık kazandığı ve ticaret merkezi geliştirme güdüsünün arttığı görülmektedir. Avrupa doğal gaz piyasalarında son yıllarda yaşanan ticaret merkezi oluşturma ve toptan satış piyasalarının likit hale gelmesi yönündeki gelişmelerin gerekçelerinden biri olarak, tek ürünlü gaz firmalarının yerini, çok ürünlü enerji şirketlerine bırakması sonucu ortaya çıkan rekabet kültüründeki değişim olduğu ileri sürülmektedir¹⁷¹.

(304) Bu değerlendirmeler ışığında, hukuki ayrıştırma ile yeniden yapılanmaya tabi tutulacak olan BOTAŞ'ın bir enerji şirketi haline dönüştürülmesinin ve bu yeni yapı içerisinde bir elektrik üretim portföyüne de yer verilmesinin, BOTAŞ'ın tekelci bir gaz firması anlayışından rekabetçi piyasada faaliyet gösteren bir enerji firması haline dönüşmesi yönünde katkıda bulunacağı düşünülmektedir.

(305) Böyle bir yeniden yapılanmaya gidilmesiyle, yeni oluşumun kamu hizmeti anlayışından ticari teşebbüs yaklaşımına dönüşen bir şirket kültürüne kavuşması mümkün olacak, katı ve uzun süreli ticari ilişkilerden ziyade kısa süreli, ticaret merkezi oluşturma, geriye bütünleşme odaklı şirket politikaları ortaya çıkabilecektir. Ayrıca böyle bir yapılanmayla, ithalat/üretim aşamasındaki şirketlerin ulusal piyasaya nüfuz ederek manipülasyona sebebiyet vermeleri önlenebilecektir.

(306) Bu noktada bir enerji şirketi oluşturmaya yönelik yapı bakımından yerleşik kamu teşebbüsünün yatay ve dikey bütünleşme yönünde bir strateji izlemesinin, rekabet hukuku uygulamaları bakımından birleşme/devralma denetimleri kapsamında hassas bir konu haline gelebileceği düşünülmektedir. Bu yöndeki gelişmeler açısından, Rekabet Kurumu'nun arz güvenliği ya da diğer ekonomik politikalar perspektifinden değil, sadece rekabet hukuku perspektifinden konuyu ele alması gerektiği ileri sürülebilir. Bu bağlamda öncelikle altı çizilmesi gereken nokta yerleşik kamu şirketinin nasıl yapılandırılacağı konusunun sıradan bir birleşme-devralma işlemi ile sınırlı kalmadığı; enerji ve rekabet politikasının da bir parçası olduğudur. Rekabet Kurumunun görevinin yalnızca 4054 sayılı Kanun'un yasaklayıcı hükümlerini

¹⁷¹ STERN, J. ve H. ROGERS (2011), "The Transition To Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe", *Oxford Institute for Energy Studies*, Mart.

uygulamakla sınırlı olmayıp rekabet savunuculuğu kapsamında tüm piyasalara yönelik serbest ve rekabetçi bir yapı oluşturma yönünde politika tavsiyeleri ortaya koymayı da kapsadığı unutulmamalıdır. Daha önce de belirtildiği üzere yerleşik kamu şirketinin güçlü bir şekilde piyasada varlığını devam ettirmesi uzun serbestleştirme sürecinde ortaya çıkabilecek piyasa aksaklıklarının en aza indirilmesi bakımından önemlidir. Enerji piyasaları ve rekabet politikalarına ilişkin değerlendirmelerin yer aldığı ilk bölümde bahsedildiği üzere; enerji piyasalarını serbestleştirme çabalarında piyasa aksaklıklarının ön plana çıkması, söz konusu sürecin durmasına ve hatta devletin daha güçlü bir şekilde piyasaya dönerek özel sektörün piyasa dışına çıkarılmasına neden olabilmektedir. Bu durumun en yakın örneği Arjantin'de yaşanmıştır (Kutu 11). Sonuç itibarıyla, yerleşik kamu şirketinin kâr amacı güden bir teşebbüs şeklinde yapılandırılarak piyasada varlığının devam ettirilmesi yönündeki değerlendirmeler, rekabetçi bir piyasa oluşturulmasına yönelik serbestleşme sürecinin başarılı bir şekilde hayata geçirilmesi bakımından önemlidir.

7. REKABET POLİTİKASI ÖNERİLERİ

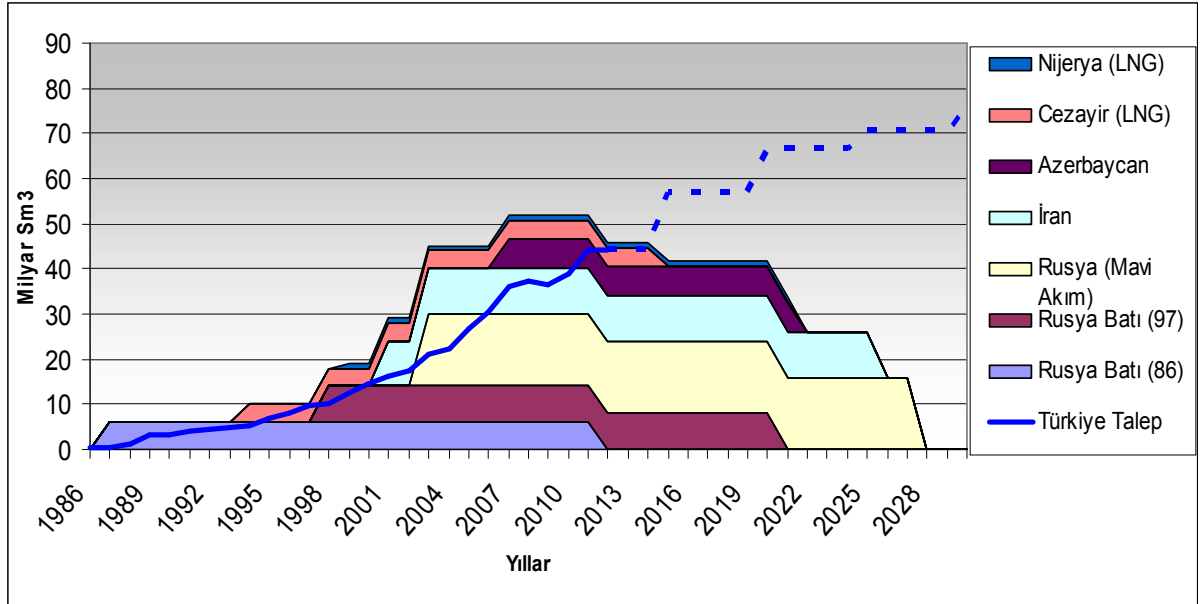
- (307) Çalışmanın buraya kadarki bölümünde Türkiye doğal gaz piyasalarının gelişimi ve mevcut durumuna ilişkin dört aşamalı evrim modeli çerçevesinde problem tespitleri yapılmış ve bu tespitler doğrultusunda ön plana çıkan hususlar ayrı ayrı değerlendirilmiştir. Bu noktada, geleceğe yönelik politika önerileri oluşturabilmek adına daha önce ayrı ayrı yapılan değerlendirmeleri bir araya getirerek, piyasanın serbestleşme sürecinin genel bir resmini çizmek yerinde olacaktır.
- (308) Genel olarak kamuoyunda Türkiye doğal gaz piyasalarının serbestleşme sürecinin yavaş ve aksak gittiği yönündeki görüşler ağırlık kazansa da, sektör araştırması kapsamında ulaşılan temel bulgulardan biri, doğal gaz piyasasında mevcut durumdaki devletin müdahale seviyesi ve diğer düzenlemelerin, piyasanın içinde bulunduğu *büyüme* aşamasının özellikleriyle paralel bir yapıda olduğudur. Şöyle ki; 2001 yılından itibaren hızlı bir büyüme aşamasına giren Türkiye doğal gaz piyasasının halen bu büyümeyi devam ettirdiği, bu nedenle devletin müdahale seviyesinin ve piyasadaki düzenlemelerin de büyüme aşamasındaki bir piyasada olması beklenenden farklı olmadığı ve bu aşamada yüksek bir rekabet seviyesi beklentisinin de gerçekçi olmayacağı görülmektedir¹⁷². **Talepteki artışın hızla devam ettiği ve altyapı sorunları halledilemediği sürece, en uç rekabetçi düzenlemelerin yapılması halinde dahi rekabetin tesisinin mümkün olamayacağı değerlendirilmektedir.**
- (309) Bu noktada, doğal gaz piyasasının yapısına ilişkin reform niteliğinde müdahaleler yapmanın çok anlamlı olmadığı, bununla birlikte piyasanın serbestleşme sürecinde ileri aşamalara geçmesini sağlamaya yönelik toptan satış, altyapı ve talep yapısı ile yerleşik kamu teşebbüsünün yapılandırılmasına ilişkin bir takım müdahalelerin de yerinde olacağı düşünülmektedir. Gerek diğer ülke örnekleri ve gerekse Türkiye tecrübeleri göstermektedir ki, enerji piyasalarının serbestleşmesi sürecinde rekabetçi piyasanın tesisi için ne yapmak gerektiğinin belirlenmesinden daha önemlisi, yapılması gerekenlerin hangi aşamada hayata geçirileceğinin planlamasıdır. Türkiye

¹⁷² Başka bir ifadeyle, doğal gaz piyasası talep ve altyapı gelişimine uygun bir şekilde kendi aşamalarını takip etmekte, yasal düzenlemeler ya da (*yerleşik firmalar ya da yeni giriş yapan teşebbüsler gibi*) farklı paydaşların piyasayı (*serbestleşmeye ya da tekelleşmeye olmak üzere*) farklı yönlerde çekiştirmesi bu sürece sanıldığı kadar etki edememektedir.

doğal gaz piyasalarının gelişimi sürecinde; geçmiş dönemler bakımından piyasanın arz tarafında yer alan uzun süreli kontratların, gelecek dönemler bakımından ise talep tarafında yer alan elektrik santrallerinin belirleyici konumda olduğu değerlendirilmektedir. Dolayısıyla sürecin arz ve talep yönlü olarak masaya yatırılması yerinde olacaktır.

(310) Öncelikle belirtmek gerekir ki; 1980'lerde Türkiye doğal gaz piyasalarının *doğuşu* ve ardından özellikle 2000'li yılların başlarından itibaren yaşanan *büyüme* sürecinde BOTAŞ tarafından oluşturulan iletim ve dağıtım altyapısının ve geçmiş dönemde yapılan uzun süreli kontratların bu gelişimde büyük katkısının bulunduğu ortadadır. Bununla birlikte geçtiğimiz on yıl boyunca yüksek miktarda al ya da öde yükümlülüğü içeren uzun dönemli kontratların; bazı zamanlarda rekabetçi piyasa tesisine yönelik atılmak istenen adımlara bir engel, bazı zamanlarda da (al ya da öde yükümlülüklerinden kaynaklanan talebi artırma gerekliliği doğurmasından dolayı) yapılacak yatırımlar bakımından belirleyici olarak ortaya çıktığı görülmektedir. Bu noktada, Türkiye'nin gaz tedarik ettiği uzun dönemli kontratların miktarları ve bunun karşısında tüketim artışını hatırlamak yerinde olacaktır (Grafik 20).

Grafik 20: Uzun Dönemli Doğal Gaz Alım Anlaşmaları ve Talep



Kaynak: BOTAŞ, BP WORLD STATISTICS

(311) Grafik 20'de yer alan talep ve kontrat miktarları birlikte değerlendirildiğinde; gerek dağıtım alt yapısına yapılan yatırımlar gerekse doğal gaz kaynaklı elektrik

santrallerine ilişkin yatırımlar bakımından bugüne kadarki doğal gaz piyasasının gelişimini ihracat yasağı ve al ya da öde yükümlülüğü içeren uzun süreli kontratların yönlendirdiği, ayrıca bu durumun doğal gaz ithalatına ilişkin serbestleşme sürecini de aksattığı değerlendirilmektedir. Bununla birlikte mevcut dönem itibarıyla al ya da öde yükümlülüğünden kaynaklanan risklerin ortadan kalktığı görülmektedir. Başka bir ifadeyle, Türkiye doğal gaz piyasalarının, **piyasa yapısının ve koşullarının uzun dönemli kontratlar tarafından şekillendirildiği bir aşamadan, piyasadaki kontrat yapılarının rekabetçi piyasa koşulları tarafından belirlendiği bir aşamaya geçişin gerçekleştirilebilmesi fırsatının yakalandığı bir dönem** içinde olduğu söylenebilir.

(312) Arz tarafında uzun dönemli kontrat engelini geçireliliğini kaybettiği gelecek dönemler için Türkiye doğal gaz piyasaları bakımından asıl üzerinde durulması gereken noktanın, talepteki hızlı artış sebebiyle *büyüme* aşamasının oldukça uzun sürmesi ve bunun da ötesinde bu hızlı talep artışının daha ne kadar süreceğinin kestirilememesi olduğu düşünülmektedir. Şüphesiz bu büyümedeki etkenlerden biri, içinde bulunduğumuz dönem itibarıyla Türkiye ekonomisinin hızla büyümesi ve bu nedenle artan enerji tüketimi olarak gösterilebilir. Ancak özellikle önümüzdeki dönemlere ilişkin talep projeksiyonları bakımından büyümenin ana kaynağının elektrik santrallerinden kaynaklanması ve doğal gaz fiyatlandırmasında izlenen politikaların bu alana yatırımları cazip hale getiriyor olması dikkate alındığında, gerçek maliyetlerin piyasa fiyatlarına yansımalarını engelleyen politikaların yatırımcılara verdiği sinyallerin bir anlamda hormonal bozukluğa yol açtığı ve piyasanın *büyüme* aşamasının süresini uzattığı değerlendirilmektedir.

(313) Rekabet politikalarının ele alındığı bölümde de belirtildiği üzere devlet tarafından uygulanan vergi ve sübvansiyonlar da aynen rekabet hukuku, özelleştirme ya da sektörel düzenlemeler gibi, birer rekabet politikası aracıdır. Özellikle Türkiye gibi ekonominin hızla büyüdüğü ve enerji arz-talep dengesinin bıçak sırtında gittiği bir ülkede, enerji politikaları tercihinde arz güvenliğinin sağlanması konusu zaman zaman rekabetin tesisi hedefinin önüne geçebilmektedir. Enerji politikaları bakımından arz güvenliği ve rekabetin tesisi hedefleri, bazen birbirini destekleyen, bazense birbiriyle çatışan hedefler haline gelebilmektedir. Bu nedenle, özellikle ithalata bağımlı Türkiye bakımından doğal gaz piyasalarının gelişimine ilişkin

oluşturulacak politikalarda rekabetin tesisi ile arz güvenliğinin sağlanması hedeflerinin belirleyici olduğu görülmektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Sn. Taner Yıldız'ın 2012 yılı Bütçe Sunumunda yapmış olduğu Genel Kurul konuşmasının da bu yöndeki politika kaygılarını ortaya koyduğu görülmektedir:

“Doğal gaz sektöründe rekabete dayalı serbest piyasanın oluşumu, belirli bir geçiş dönemini gerektirmektedir. Geçiş dönemi sürecinin arz güvenliği açısından risk oluşturmasını engellemek için, dünyadaki yönelimleri, diğer ülkelerin geçiş döneminde karşılaştıkları güçlükleri ve deneyimleri de dikkate alarak, ülkemizde piyasa oluşumuna ilişkin gelişmeler yakından takip edilmekte ve Doğal Gaz Piyasası Kanununda değişiklik yapılması konusunda çalışmalar sürdürülmektedir.”

(314) Enerji piyasaları bakımından serbestleşme sürecinde devletin piyasaya müdahalelerinin pratikte beraberinde getirdiği en önemli sorunlardan birinin enerji politikası ve hukukunun çevresel ve toplumsal meselelerle ilişkisi ve ortaya çıkan çelişkiler olduğu (uyumluluk sorunu) daha önceki bölümlerde de dile getirilmişti. Bu uyumluluk problemleri daha çok devletin çeşitli politikalar uygulama güdüsüyle pazara müdahalesinden kaynaklanan pazar aksaklıklarının oluşması sonucunu ortaya çıkarmaktadır. Bu noktada gerçek maliyetlerin tüketiciye yansımadağı bir piyasa ortamının sonuçlarının hem doğal gaz piyasaları hem de elektrik piyasalarının yapısı ve gelişimi bakımından bazı sakıncalar doğuracağı ortadadır. Bununla birlikte, arz güvenliği gibi sebeplerden dolayı uzun süredir uygulanmakta olan bu politikaların hızla terk edilmesinin de beraberinde farklı sorunlar getirebileceği, bu nedenle belirli aşamaların dikkate alınarak pazar odaklı yaklaşıma doğru piyasanın *evrilmesini* sağlayacak adımların atılmasının yerinde olacağı düşünülmektedir. Söz konusu müdahalelerde orta ve uzun dönemde Türkiye doğal gaz piyasalarının yapısının hangi zaman diliminde *büyüme* aşamasından *gelişme* aşamasına geçmesi gerektiği ve hangi zaman diliminden itibaren olgunlaşmış ve dolayısıyla rekabetçi bir piyasanın hedeflendiğinin belirlenmesi önem kazanmaktadır. Bu aşamaların tayininde uluslararası projelerin hayata geçirilmesinden başlamak üzere birçok değişkenin etken olabileceği ve dolayısıyla tartışmaya açık olduğu görülmekle birlikte, bir anlamda bu alandaki tartışmayı başlatmak üzere bu çalışma kapsamında ileriye dönük politikalara yönelik bazı değerlendirmelere yer verilmesi uygun görülmüştür. Bu noktada yapılacak müdahaleler ya da terk edilecek politikalar için sürecin belirlenmesinde dönüm noktasının ne olacağının tespit edilmesi açısından, Türkiye

doğal gaz piyasasının gelişiminde ileriki zamanlarda gerçekleşmesi beklenen kilit konuların neler olduğu ve bu bakımdan hangi tarihlerin *gelişme* aşamasına geçiş için hedef olarak belirlenebileceğinin tespitini yapmak gerekmektedir.

- 2016 yılında tamamlanması planlanan Tuz Gölü depolama tesisine ilişkin devam etmekte olan yatırım çalışmaları, özellikle mevsimsel ve günlük boyutta esneklik araçlarının sağlanmasıyla sistemdeki darboğazların aşılması ve etkin dengeleme rejimi oluşturulması bakımlarından önemli bir gelişme olarak kabul edilebilecektir.
- Yİ-YİD projeleri kapsamındaki santrallerin süreleri **2018-2020** döneminde sona erecektir. Oldukça büyük ölçekli olan bu santrallerin piyasa koşullarında gaz almaya ve piyasa koşullarında elektrik satmaya başlamasının, her iki piyasada katılımcı sayısını ve derinliği artıracığı ve böylece rekabetçi ve likit toptan satış pazarı oluşturulmasına büyük katkı sağlayacağı değerlendirilmektedir.
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yerli kömür ve kömür santrallerine ilişkin olarak uygulamaya konan teşvik mekanizmaları sonucu elektrik üretiminde kömürün payının artmasının (7000 MW kurulu güç), doğal gazın elektrik üretimindeki ağırlığını ve dolayısıyla doğal gaz piyasalarına yönelik devlet müdahalesinin yoğunluğunu etkileyecek önemli bir gelişme olduğu değerlendirilmektedir.
- Yine aynı şekilde nükleer enerji yatırımları kapsamında **2019** yılında Mersin Akkuyu tesisinin devreye girmesinin ve **2023** yılından itibaren Sinop ile birlikte 8 nükleer ünitenin birden faaliyette olması projelerinin de benzer etkilere sahip olacağı değerlendirilmektedir.

(315) Doğal gaz piyasalarının gelişiminde, geçiş aşamalarını belirleyen temel faktörlerden biri talep yapısı ve talep artış hızıdır. Bu kapsamda büyüme aşamasından gelişme aşamasına geçişin temel göstergelerinden biri, büyüme aşamasında yüksek ivmeye sahip olan talepteki artışın, gelişme aşamasında yavaşlamasıdır. Talep yapısında ve arz-talep dengesindeki değişimin tamamlayıcı unsurlarından biri de altyapı kapasitesindeki artışlardır. Bu kapsamda, gerek altyapı yatırımlarında beklenen gelişmeler gerek Yİ-YİD projelerinin sürelerinin bitiş tarihleri ve gerekse özellikle kömür bazlı santrallere yapılan teşvikler kapsamında hedeflenen yeni yatırımlar dikkate alındığında, ***gelişme aşamasına geçiş bakımından 2018 yılını hedef alan***

beş yıllık bir planlama yapılmasının yerinde olacağı düşünülmektedir. Bu beş yıllık plan da kendi içinde *ilk aşamada tamamlanması gereken hedefler* ve *2018 yılına kadar tamamlanması gereken hedefler* olarak iki başlık altında ele alınabilecektir. Özellikle nükleer santral projelerinin faaliyete başlaması ve diğer altyapı sorunlarının da çözülmesi varsayımından hareketle geçiş döneminin de 4-5 yıl gibi bir sürede tamamlanmasının ve mevcut ekonomik politikalarla paralel olarak ***tam rekabetçi ve likit bir toptan satış piyasasına sahip bir Türkiye doğal gaz piyasası için 2023 yılının hedef tarih*** olarak belirlenmesinin mümkün olduğu düşünülmektedir.

(316) Raporun 5 ve 6. bölümlerinde rekabetçi bir piyasa yapısına ulaşılmasına yönelik 'dört aşamalı evrim modeli' çerçevesinde yapılan tespit ve değerlendirmeler ışığında, Türkiye doğal gaz piyasasının 2013-2018 döneminde *büyüme* aşamasını tamamlaması ve 2018-2023 döneminde de *olgunlaşma* aşamasına geçişin sağlanması yolunda aşağıda yer alan görüş ve öneriler tartışmaya açılmıştır. Bu görüş ve öneriler Tablo 10'da topluca yer almaktadır.

İlk aşamada yapılması gerekenler bakımından öneriler:

- Depolama ve LNG terminalleri altyapı yatırımları bakımından üçüncü tarafların erişimi konusunda etkin muafiyet rejiminin geliştirilmesi,
- Dağıtım şirketleri ve Yİ-YİD projeleri kapsamında yaptığı satışlar hariç olmak üzere, BOTAŞ'ın nihai tüketicilere yaptığı satışlar için, BOTAŞ'tan hukuki/fonksiyonel ayrıştırılmış bir ticaret şirketi kurulması,
- Özellikle hane halkına yapılacak satışlar bakımından uygulanacak fiyatlandırma mekanizmasının ve olağan tedarikçi / son kaynak tedarikçisi gibi mekanizmaların geliştirilmesi,

Tablo 10: Türkiye Doğal Gaz Piyasalarının Serbestleşmesi Sürecinde 2013-2018 ve 2018-2023 Periyotlarına İlişkin Öneriler

BÜYÜME (2013 – 2018)		GELİŞME (2018-2023)	OLGUNLAŞMA (2023 hedefi)
<p><u>İlk aşamada yapılması gerekenler:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Depolama ve LNG terminalleri altyapı yatırımları bakımından üçüncü tarafların erişimi konusunda etkin muafiyet rejiminin geliştirilmesi, ➤ Dağıtım şirketleri ve Yİ-YİD projeleri kapsamında yaptığı satışlar hariç olmak üzere, BOTAŞ'ın nihai tüketicilere yaptığı satışlar için, BOTAŞ'tan hukuki/fonksiyonel ayrıştırılmış bir ticaret şirketi kurulması, ➤ Özellikle hane halkına yapılacak satışlar bakımından uygulanacak fiyatlandırma mekanizmasının ve olağan tedarikçi/son kaynak tedarikçisi gibi mekanizmaların geliştirilmesi, ➤ Gerçek zamanlı veri akışının sağlanması için dağıtım şirketleri, serbest tüketiciler ve BOTAŞ tarafından yapılması gereken altyapı yatırımlarının tamamlanması ve Elektronik Bülten Tablosunun bu çerçevede teknik anlamda geliştirilmesi, ➤ Kontrat devri yönteminden tamamen vazgeçilmesi, miktar devri yöntemine ilişkin çalışmaların başlatılması. 	<p><u>2018'e kadar tamamlanması gerekenler:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Miktar devrinin başlatılarak katılımcı sayısında artışın sağlanması, ➤ Özellikle elektrik santrallerine ve serbest tüketicilere yönelik satışlarda gerçek maliyetlerin piyasaya yansımalarının sağlandığı bir fiyatlandırma mekanizmasının hayata geçirilmesi, ➤ BOTAŞ'ın bir doğal gaz şirketi konumundan enerji şirketi konumuna geçişinin sağlanması; ticari yapı olarak mümkün olduğunca imtiyaz ve yükümlülüklerden arındırılarak kamu hizmeti yürüten bir kurum kimliğinden ticari bir teşebbüs kimliğine evrilmesi; bu sürecin halka arz gibi yöntemlerle desteklenmesi, ➤ Dengeleme mekanizmasının etkinleştirilmesi yönünde gerek hukuki gerekse fiziki altyapının tamamlanması, ➤ İkincil kapasite ticaretine yönelik gerekli hukuki ve finansal altyapı çalışmalarına başlanması, ➤ İletim ve dağıtım altyapısı bakımından yatırımların tamamlanması, ➤ İletim faaliyetleri ve sistem işleticiliği faaliyetlerinin hukuki/fonksiyonel ayrışmasına ilişkin sürecin tamamlanması, ➤ Kesintili-kesintisiz müşteri uygulamalarının etkin bir şekilde hayata geçirilmesi. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Gelişmiş esneklik araçlarıyla beraber dengeleme mekanizmasının etkinleştirilmesi ve iletim şirketinin odağının dengeleme ve gaz akışının optimizasyonu haline getirilmesi, ➤ Kapasite ticaretinin gerçekleşmesini teminen gereken hukuki ve finansal altyapının tamamlanması, ➤ Kesintili-kesintisiz müşteri ayrımının piyasada esneklik sağlayacak şekilde etkinlikle uygulanması, ➤ Ticari faaliyetlerin tamamının iletim faaliyetlerinden hukuki/fonksiyonel ayrıştırılması, ➤ Finansal oyuncular ve araçların çeşit ve sayı olarak artarak piyasada yerlerini almalarının sağlanması. 	<ul style="list-style-type: none"> • Talebin doyunluğa ulaştığı, • Fiyatların tamamen piyasada oluştuğu • Tarife formüllerinin şeffaflaştığı, • Tüm tüketiciler in tedarikçisini seçebildiği, • Tam gelişmiş altyapının kurulduğu, • Gelişmiş depolama olanaklarının mevcut olduğu, • Ticaret merkez(ler)inin oluştuğu, • Üçüncü tarafların erişimi rejimi ile birincil ve ikincil taşıma pazarlarının geliştiği, • Gelişmiş bir Şebeke Kodunun uygulandığı, • Şebeke kullanıcılarının maliyetlere katılmak zorunda kalmamak için sistem dengesini bozmaktan kaçındığı, • Tedarik zincirinin dikey olarak tamamen (hukuki/finansal) ayrıştığı, • Oldukça yüksek sayıda katılımcının bulunduğu, • Kar marjlarının düştüğü, • Hareket oranının 5,0'in üzerine çıktığı, • Fiyatların tamamen serbestleştiği, • Gazın gazla rekabetinin başladığı, • Tüketicilerin geçiş maliyetlerinin azaldığı, • Perakendede rekabetin oluştuğu ve yeni piyasaların (ölçme, montaj, bakım-arıza) geliştiği, • Son kaynak tedarik rejiminin oturduğu ve olgunlaştığı (kısa süreli ve ihalelerle belirlenmeye başladığı), • Kısa vadeli sözleşmeler ve spot piyasaların oturduğu, • Gelişmiş finansal ve türev piyasalarının (alivre, swap, futures, options) ortaya çıktığı, • Gerçek anlamda likiditenin söz konusu olduğu

REKABETÇİ BİR PİYASA

- Gerçek zamanlı veri akışının sağlanması için dağıtım şirketleri, serbest tüketiciler ve BOTAŞ tarafından yapılması gereken altyapı yatırımlarının tamamlanması ve Elektronik Bülten Tablosunun bu çerçevede teknik anlamda geliştirilmesi,
- Kontrat devri yönteminden tamamen vazgeçilmesi, miktar devri yöntemine ilişkin çalışmaların başlatılması;

2018 yılına kadar tamamlanması gerekenler bakımından öneriler:

- Miktar devrinin başlatılarak katılımcı sayısında artışın sağlanması,
- Özellikle elektrik santrallerine ve serbest tüketicilere yönelik satışlarda gerçek maliyetlerin piyasaya yansımalarının sağlandığı bir fiyatlandırma mekanizmasının hayata geçirilmesi,
- BOTAŞ'ın bir doğal gaz şirketi konumundan enerji şirketi konumuna geçişinin sağlanması; ticari yapı olarak mümkün olduğunca imtiyaz ve yükümlülüklerden arındırılarak kamu hizmeti yürüten bir kurum kimliğinden ticari bir teşebbüs kimliğine evrilmesi; bu sürecin halka arz gibi yöntemlerle desteklenmesi,
- Dengeleme mekanizmasının etkinleştirilmesi yönünde gerek hukuki gerekse fiziki altyapının tamamlanması,
- İkincil kapasite ticaretine yönelik gerekli hukuki ve finansal altyapı çalışmalarına başlanması,
- İletim ve dağıtım altyapısı bakımından yatırımların tamamlanması,
- İletim faaliyetleri ve sistem işleticiliği faaliyetlerinin hukuki / fonksiyonel ayrışmasına ilişkin sürecin tamamlanması,
- Kesintili-kesintisiz müşteri uygulamalarının etkin bir şekilde hayata geçirilmesi;

2018-2023 döneminde yapılması gerekenler bakımından neriler:

- Gelişmiş esneklik araçlarıyla beraber dengeleme mekanizmasının etkinleştirilmesi ve iletim şirketinin odağının dengeleme ve gaz akışının optimizasyonu haline getirilmesi,
- Kapasite ticaretinin gerçekleşmesini teminen gereken hukuki ve finansal altyapının tamamlanması,
- Kesintili-kesintisiz müşteri ayırımının piyasada esneklik sağlayacak şekilde etkinlikle uygulanması,
- Ticari faaliyetlerin tamamının iletim faaliyetlerinden hukuki/fonksiyonel ayrıştırılması,
- Finansal oyuncular ve araçların çeşit ve sayı olarak artarak piyasada yerlerini almalarının sağlanması.

KAYNAKÇA

KITAPLAR

- CAMERON, P. (2002), *Competition in Energy Markets: Law and Regulation in the European Union*. Oxford: Oxford UP.
- ESTRADA, J., A. MOE ve K. D. MARTINSEN (1995). *The Development of European Gas Markets: Environmental, Economic and Political Perspectives*, The Petro Research Series in Petroleum Economics and Politics, Chichester: John Wiley&Sons.
- FINON, D. (2004), "European Gas Markets: Nascent Competition and Integration in a Diversity of Models", *Reshaping European Gas and Electricity Industries*, D. FINON ve A. MIDTTUN (eds.), Amsterdam: Elsevier.
- HEWICKER, C. ve S. KESTING. (2009), "The New Entry-Exit Model in the EU and Its Consequences for Gas Supply Companies", *Handbook Utility Management*, A. BAUSCH ve B. SCHWENKER (eds), Berlin: Springer.
- KOZLOFF, N. (2007), *Hugo Chavez: Oil, Politics and the Challenge to the US*, New York: Palgrave MacMillan.
- KUHN, T. (1996), *The Structure of Scientific Revolutions*, 3. Basım, Chicago: The University of Chicago Press.
- LITTLECHILD, S. C. (2000), *Privatisation, Competition and Regulation*. The Institute of Economic Affairs, Londra.
- MacAVOY, P. W. (2000), *The Natural Gas Market: 60 Years of Regulation and Deregulation*. New Haven: Yale University Press.
- MAKHOLM, J. (2010), "Seeking Competition and Supply Security in Natural Gas: The US Experience and European Challenge", *Security of Energy Supply in Europe*, LEVEQUE, F., J. M. GLACHANT, BARQUIN et. al. (eds.), Loyola De Palacio Series on European Energy Policy, Cheltenham: Edward Elgar.
- MARTIN, S. (1994), *Industrial Economics: Economic Analyses and Public Policy*, 2. Baskı, New Jersey: Prentice-Hall Inc.
- McGOWAN, R. A. (2011), *Privatize this? Assessing the Benefits and Costs of Privatization*, California: Praeger.

- MELLING, A. J. (2010), *Natural Gas Pricing and Its Future*, Washington D.C.: Carnegie Endowment.
- PORTER, M. (1980), *Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competitors*, New York: The Free Press.
- RUTLEDGE, I. (2010), "UK Energy Policy and Market Fundamentalism", *UK Energy Policy and the End of Market Fundamentalism*, I. RUTLEDGE VE P. WRIGHT (eds.), Oxford UP.

MAKALE VE TEZLER

- BAYSAN, Y. (2006), "İletim Şebekesi İşleyiş Düzenlemeleri Konusunun İncelenmesi, Karşılaştırılması ve Türkiye için Örnek Uygulama" Yayınlanmamış Uzmanlık Tezi, EPDK, Ankara.
- BÜLBÜL, O. (2007), "Doğal Gaz Piyasasında Rekabet", Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezi, Ankara.
- CAVALIERE, A. (2007), "The Liberalization of Natural Gas Markets: Regulatory Reform and Competition Failures in Italy", *Oxford Institute for Energy Studies*.
- CODOGNET, M.K., J. M. GLACHANT, HIROUX et. al. (2003), "Mergers and Acquisitions in the European Electricity Sector", CERNA, Temmuz.
- DAŞTAN, S.A. (2012), "Gas Supply and Transport: Turkey", International Congress on Energy Politics, Antalya.
- ERTEN, İ. E. (2012), "13 Şubat Enerji Borsası Fiyat Oluşumu", *Enerji Piyasası Bülteni*, Şubat.
- GIULIETTI, M., C.W. PRICE, WATERSON (2005), "Consumer Choice and Competition Policy", *The Economic Journal*, Ekim.
- GÖKDEMİR, B. (2009), "Türkiye Doğalgaz Sektörünün Yeniden Yapılandırılması: Sekiz Yıllık Deneyimin Arz Güvenliği ve Rekabet Politikası Perspektifinden Değerlendirilmesi", TEPAV.
- GREEN, R. (2005), "Dual Fuel Competition in the British Energy Retail Markets", University of Hull, Erişim adresi: <http://idei.fr/doc/conf/eem/com/rgreen.pdf>
- HARTLEY, P. R., K. B. MEDLOCK, J. E. ROSTHAL. (2006), "The Relationship of Natural Gas to Oil Prices", *The Energy Journal*, Cilt 29, No 3.
- HEATHER, P. (2010), "The Evolution and Functioning of the Traded Gas Market in Britain", *Oxford Institute For Energy Studies*, Ağustos.

- HENDERSON, J. ve P. HEATHER (2012), "Lessons from the February 2012 European Gas Crisis", *Oxford Institute for Energy Studies*, Nisan.
- IRKIÇATAL, H. (2009), "Doğal Gaz Ticareti ve İkincil Kapasite Piyasaları", Yayınlanmamış Uzmanlık Tezi, EPDK, Ankara.
- JURIS, A. (1998), "Competition in the Natural Gas Industry: The Emergence of Spot, Financial and Pipeline Capacity Markets" Public Policy for the Private Sector, The World Bank Group, Mart.
- JURIS, A. (1998), "Natural Gas Markets in the UK", Public Policy for the Private Sector, The World Bank Group, Mart.
- JURIS, A. (1998), "The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry", World Bank e-library.
- KJOLBE, L. (2007), "Is ownership unbundling of transmission networks necessary to achieve competitive markets?", Making Energy Markets Work, APX Energy Trading Symposium, Brüksel.
- KROES, N., "More Competitive Energy Markets: Building on the Findings of the Sector Inquiry to Shape the Right Policy Decisions", 19.09.2007, Brüksel.
- KONOPLYANIK, A. A. (2010), "Evolution of Gas Pricing in Continental Europe: Modernization of Indexation Formulas Versus Gas to Gas Competition", *International Energy Law and Policy Research Paper Series*, No 1.
- KONOPLYANIK, A. A. (2009), "Gas Transit in Eurasia: Transit Issues between Russia and the European Union and the Role of the Energy Charter", *Journal of Energy and Natural Resources Law*, Cilt 27, No 3.
- KONOPLYANIK, A. A. (2010), "Pricing Gas: Evolution Not Revolution", *Energy Economist*.
- KONOPLYANIK, A. A. (2012), "Russian Gas at European Energy Market: Why Adaptation is Inevitable", *Energy Strategy Reviews*, Sayı 1.
- LEBLOND, D. "European Commission's energy legislation faces opposition", *Oil & Gas Journal*, 1.10.2007.
- MARANGOS, J. (2002), "A Post Keynesian Critique of Privatization in Transition Economies", *Journal of International Development*, Erişim adresi: <http://lamar.colostate.edu/~jmarango/publications/PaperJID.pdf>
- MAZIGHI, A. H. (2004), "Some Risks Related to the Short-Term Trading of Natural Gas", *Organization of the Petroleum Exporting Countries*.
- McCRACKEN, R. (2012), "Argentina: Dead Cow Bounce", *Energy Economist*, Sayı 367, 1 Mayıs.

- MITROVA, T. (2004), *The Dynamics of the Institutional Structure of the Gas Markets*.
- O'NEILL, R. P. (2005), "Natural Gas Pipelines", *Network Access, Regulation and Antitrust*, D L. MOSS (eds.), American Antitrust Institute, Londra: Routledge.
- MINESINGER, K. M. VE R. C. GREEN. (2008), "Lack of Open Access for LNG Export Terminals", Washington D.C.: Greenberg Traurig.
- MINOGUE, M. (2005), "Apples and Oranges: Problems in the Analysis of Comparative Regulatory Governance", Erişim adresi: <http://www.competition-regulation.org.uk/wpdl5099/wp94.pdf>
- MOLLARD, M. (2006), "Switching Costs and Pricing Strategies of Incumbent Suppliers on the British Retail Electricity Market".
- OGUS, A. (2001), "Regulatory Institutions and Structures", Erişim adresi: <http://www.competitionregulation.org.uk/wpdl149/wp4.pdf>
- ÖZDEMİR, V. (2012), *Türk-Rus Gaz İlişkilerinin Ekonomik Boyutu*, MGIMO, Yayınlanmamış Doktora Tezi, Moskova.
- POLO, M. E., ve C. SCARPA, (2003), "The Liberalization of Energy Markets in Europe and Italy" Monitoring Italy Conference.
- REYMOND, M. (2007), "European Key Issues Concerning Natural Gas: Dependence and Vulnerability", *Energy Policy*, 35.
- ROTHWELL, G. ve T. GOMEZ (2003), "Electricity Economics: Regulation and Deregulation", *IEEE Press Power Engineering Series*, Wiley Interscience, John Wiley & Sons Publication.
- SCHOLZ, U. ve S. PURPS (2010), "The Application of EC Competition Law in the Energy Sector", *Journal of European Competition Law & Practice*, Cilt 1, No 1.
- SRIVASTAVA, L. (2000), "Issues in Institutional Design of Regulatory Agencies", Erişim adresi: <http://www.teriin.org/division/regdiv/docs/ft23.pdf>
- STELZER, I. M. (2001)," Lectures on Regulatory and Competition Policy", The Institute of Economic Affairs, Londra.
- STERN, J. ve ROGERS, H. (2011), "The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe", *Oxford Institute for Energy Studies*.
- ŞEN, S. (2006), "Elektrik Piyasalarının Rekabet Boyutlu İzlenmesi ve Pazar Gücü: Türkiye için Açılımlar", Yayınlanmamış Uzmanlık Tezi, EPDK, Ankara.
- TALUS, K. (2009), "Access to Gas Markets: A Comparative Study on Access to LNG Terminals in the EU and the US", *Houston Journal of International Law*, Vol 31, No 2.

ÜNAL, H. H. (2012), “Türkiye Doğal Gaz Piyasasında Liberalleşme Sürecinde BOTAŞ İletim Sitemi ve Üçüncü Taraf Erişimine İlişkin Değerlendirmeler”, ICCI, İstanbul.

WADDAMS, C. (2010), “Competition and Consumer Protection in Retail Energy Markets”, ESRC Center for Competition Policy, Mart.

YARDIMCI, O. (2010), “Petrol Fiyatlarının Doğal Gaz Fiyatları Üzerindeki Etkisi ve Türkiye İçin Öneriler”, Yayınlanmamış Uzmanlık Tezi, EPDK, Ankara.

ZYUZEV, R. (2008), Gas Market Liberalization as a Key Driver of Change of the European Gas Market and Its Influence on the Strategies of the Main Players. Nice: Centre International de Formation Europeenne, Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi.

BELGE VE RAPORLAR

Avrupa Komisyonu Enerji Sektör Soruşturması Nihai Raporu, 2007.

Avrupa Komisyonu, “Communication from the Commission to the Council and the European Parliament: Prospects for the internal gas and electricity market”, 10.1.2007, Brüksel.

Avrupa Komisyonu, “Report on Progress on Creating the Internal Gas and Electricity Market”, DG TREN, 2009.

Avrupa Komisyonu, “GREEN PAPER: A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy”, SEC(2006) 317.

DELOITTE, “Türkiye Doğal Gaz Piyasası Beklentiler, Gelişmeler”, 2012.

ECT, “Fostering LNG Trade: Developments in LNG Trade and Pricing”, 2009.

ECT, “Putting a Price on Energy: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas”, 2007.

IEA, “Are We Entering a Golden Age of Gas?” (2011), Special Report, GAS Scenario, World Energy Outlook.

IEA, “Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe” 2008.

IEA, “Medium Term Oil and Gas Markets: 2011 Overview”.

US Energy Information Administration, “Annual Energy Outlook 2004: With Projections to 2025”.

EPDK, “2010 yılı Doğal Gaz Sektör Raporu”, 2010.

EPDK, “2011 yılı Doğal Gaz Sektör Raporu”, 2011.

ERGEG, “Status Review of Vulnerable Customer, Default Supplier and Supplier of Last Resort”, Erişim adresi: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/Tab/E09-CEM-26-04_StatusReview_16-Jul-09.pdf

“European Wholesale Gas Market Development”, *Datamonitor*, Şubat 2010.

“Global LNG Developments in 2011”, *Global LNG Info*. Erişim adresi: <http://globallnginfo.com>

“Interpretative Note on Directive 2009/72/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity and Directive 2009/73/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Natural Gas: The Unbundling Regime”, Commission Staff Working Paper, Brüksel: 22.02.2010.

“Kurumsal Yönetim En İyi Uygulama Kodu: Yönetim Kurulunun Yapısı ve İşleyişi”, TÜSİAD, Aralık 2002.

“Regulation and Competition in the Energy Sector”, *Energy Law*, Wolters Kluwer: Law and Business, Ağustos 2011.

OECD, “Policy Roundtables: Energy Security and Competition Policy”, *OECD Competition Law and Policy*, DAF(COMP) 2007/35.

OECD, “Principles of Corporate Governance”, 2004.

OFT, “Switching Costs: Economic Discussion Paper”, Nisan 2003.

World Bank, “Turkey: Gas Sector Strategy Note”, 30030-TR, Eylül, 2004.