



Türkiye Doğal Gaz Meclisi Sektör Raporu 2014





ISBN : 978-605-137-428-4

TOBB Yayın No : 2014/238

TOBB yayın için ayrıntılı bilgi
Yayın Müdürlüğünden alınabilir.

Tel : 0.312 218 20 00

Faks : 0.312 218 20 64

İnternet : www.tobb.org.tr

TOBB yayınlarına tam metin ve ücretsiz olarak internette ulaşabilirsiniz.

Tasarım: AREN Tanıtım
Dr. Mediha Eldem Sk. No:38/15 Kızılay / ANKARA
www.arentanitim.com.tr

Basım: AFŞAROĞLU MATBAASI
Kazım Karabekir Cad. No: 87/7 İskitler / ANKARA
Tel: 0312 384 54 88

İçindekiler

1. Giriş	1
2. Doğal Gaz Sektörünün Türkiye Ekonomisindeki Yeri	3
2.1. Sektördeki Yapılanma, İşyerleri.....	6
2.1.1. İstihdam Düzeyi, İstihdamın Niteliği ve Maliyeti.....	13
2.1.2. Kayıt dışılık	14
2.2. Yerli Doğal Gaz Üretimi.....	15
2.3. Doğal Gaz Sektörü Büyüme Oranları	15
2.4. Doğal Gaz Sektöründe Karlılık Oranları.....	16
2.5. Yabancı Sermaye Yatırımları	16
2.6. Yaratılan Katma Değer.....	17
2.7. Sektörün Bölgesel Olarak Dağılımı.....	17
2.8. Sektördeki İthalat ve İhracat Rakamları	17
3. Sektörün SWOT Analizi	19
3.1. Güçlü Noktalar	19
3.2. Zayıf Noktalar	19
3.3. Fırsatlar	20
3.4. Tehditler	20
4. Yatırım Ortamının İyileştirilmesi ile Bölgesel Teşvik ve Yardımlar	21
4.1. Yatırım Ortamı.....	21
4.2. Yatırımın Önündeki Engeller	22
4.3. Alt Yapı ve Üst Yapıya İlişkin İhtiyaçlar	22
4.4. Öneriler	24
5. Sektörde Yeni Yönelimler	25
5.1. Sektördeki Teknoloji Kullanım Düzeyi.....	25
5.2. Dünyadaki Gelişmelere Ayak Uydurma Kapasitesi, Uluslararası Boru Hattı Projeleri	25



6. Sektörün Dış Piyasadaki Durumu	31
6.1. Sektörün İthalat ve Tüketim Rakamlarına Göre Dünyadaki Yeri	31
6.2. Ticari İlişkiler Kurulan Başlıca Ülkeler	32
7. Sektörün Yapısal Sorunları ve Çözüm Yolları	33
8. Sektörün AB Uyum Sürecinde Geldiği Nokta, Karşılaştığı Uyum Sorunları	35
9. Genel Değerlendirme	37

Önsöz

Türkiye Odalar ve Borsalar Birliği, Türk özel sektörünün en üst düzeyde yasal temsilcisi sıfatı ile özel sektörümüzün ihtiyaçları doğrultusunda çalışmalar yürütmekte, sorunlarına çözüm aramakta ve istikrarlı bir biçimde gelişimine katkıda bulunmaktadır.

Sektörlerimize daha kapsamlı hizmet sunulması ve bu hizmetlerin geliştirilmesi perspektifinde 18.05.2004 tarihli ve 5174 sayılı Türkiye Odalar ve Borsalar Birliği ile Odalar ve Borsalar Kanunu'nun 57'nci maddesine dayanılarak "Türkiye Sektör Meclislerinin Kuruluş, Görev ve Çalışma Yönetmeliği" hazırlanmıştır. 12.02.2005 tarihli ve 25725 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren Yönetmeliğe istinaden Birliğimiz bünyesinde 52 adet Türkiye Sektör Meclisi oluşturulmuştur.

Temmuz 2006 tarihinden bu yana faaliyetlerine devam etmekte olan Türkiye Sektör Meclislerinin sayısı; zaman içinde duyulan ihtiyaç ve sektörlerden gelen talep üzerine oluşturulan yeni Meclislerle birlikte bugün itibarı ile 59'a ulaşmıştır.

Türkiye Sektör Meclisleri; sektörün tüm ilgili taraflarını bünyesine alan entegre yapısıyla, yerel olduğu kadar uluslararası nitelik taşıyan sektörel bir bakış açısıyla ve bugünün yanında geleceği de kuşatan strateji ve vizyonuyla, dünyadaki benzer örneklerinden daha kapsamlı hizmetler sunmaya yönelmiş bir yapıdır. Aynı zamanda sektörlerimize ve ekonomimize büyük faydalar sağlayan önemli bir oluşum ve kamu-özel sektör ortaklığının etkin biçimde hayata geçirilebileceği sağlam bir zemindir.

Meclisler; firmaların, sektörel kuruluşların ve ilgili kamu kurumlarının üst düzey yöneticileri ile temsilcilerini bünyesine katan önemli bir buluşma noktasıdır. Türkiye Sektör Meclisleri, yelpazesi içine aldığı tüm ekonomik sektörler için radikal bir adımı temsil etmektedir. Sektörel kurum ve kuruluşların tek bir çatı altında toplanabilmesi, sorunların çözümü ve sektörlerimizin ülke ekonomisine katkılarının artırılması yolunda önemli bir taahhüdün göstergesidir. Meclis içerisinde sağlanan birlik ve beraberlik ortamı, ortak görüşlerin oluşturulmasına ve ortak kararların alınmasına imkân sağlamıştır. Ortak kararlar doğrultusunda başlatılan girişimlerden ilgili merciler nezdinde daha olumlu sonuçlar alınmaktadır.

Meclis faaliyetleri çerçevesinde çalışmalardan verim alınabilmesi, farklı görüş ve düşüncelerin uyumlaştırılması ve aralarında tutarlılık sağlanması, sektörlerin mevcut durumu ve geleceğe



yönelik beklentileri konusunda kamuoyunun bilgilendirilmesi amacıyla Meclislerimiz tarafından sektör raporları hazırlanmaktadır.

Türkiye Doğalgaz Meclisi Sektör Raporu'nun sektörün gelişimi, sorunlarının çözümü, sektörel politika ve stratejilerin oluşturulması gibi sektörü ilgilendiren birçok konuda faydalı olacağı düşüncesiyle sektörümüze, camiamıza ve ilgililere hayırlı olmasını temenni ederim.

M. Rifat HİSARCIKLIOĞLU
TOBB Başkanı

Sunum

TOBB bünyesinde 59. Sektör Meclisi olarak 2011 yılında çalışmalarına başlamış olan meclisimizin, bugüne kadar yayımlanmış olduğu dönemsel raporlarla sektörün gelişmesine önemli katkı sağladığı inancıyla, ilk sektör raporunu dikkatlerinize sunmaktan memnuniyet duyuyorum.

Dünyada doğal gaz kullanımı ilk gaz sahası keşfinin yapıldığı 1815 yılında Amerika'da başlamış olup, ilk ticari faaliyet ise 1820 yılında gerçekleşmiştir. Doğal gazın uzak mesafelere nakli ilk defa 1883 yılında Charleston ile Pittsburg şehirleri arasında yapılmış, devamında ilk şehirci dağıtımı 1890 yılında Pittsburg'da başlamıştır. Öncelikle Amerika, Sovyet Rusya ve çevrelerindeki coğrafyalarda yaygınlaşan doğal gaz kullanımı, Rus doğal gazının 1974'te Batı Avrupa sistemine bağlanması ile Almanya'dan başlamak üzere diğer Avrupa ülkelerinde de yaygınlaşmıştır. Diğer yandan 1917'den itibaren sürekli geliştirilen teknoloji sonucunda, 1941 yılında ilk sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) terminali Batı Virginia'da inşa edilmiştir. LNG'nin uluslararası platformda yaygınlaşması ise, 1965 yılında Cezayir'deki sıvılaştırma terminalinden İngiltere'de kurulan gazlaştırma tesisine ilk LNG kargosunun taşınmasıyla başlamıştır.

2013 yılında dünya birincil enerji kaynakları arasında %24 payla petrol ve kömürden sonra üçüncü sırada yer alan doğal gazın 2030'lu yıllarda fosil yakıtlar arasında en çok tercih edilen enerji kaynağı olması ve LNG'nin doğal gaz portföyündeki payının büyümesi beklenmektedir.

Nüfus artışı, ekonomik büyüme ve kalkınma hamleleri dünya genelinde enerji talebini yükseltirken, gelişmekte olan ülkemizin enerji ihtiyacı da artmaya devam edecektir. 1950'li yıllarda büyük şehirlerimizde evsel tüketim amacıyla kullanılan hava gazını takiben, 1987 yılında başlanmış olan doğal gaz ithalatı ile bu yakıtın kullanımını yaygınlaştıran ülkemiz, hızlı bir gelişmeyle dünyadaki büyük tüketiciler arasında yerini almıştır. 1990 yılında enerji tüketimimizin %6'sını karşıladığımız doğal gaz, 2013 yılında ulaştığı %34 oran ile ülkemizin birincil enerji kaynakları arasında ilk sıradadır.

2013 verilerine göre kayıtlı çalışan her bin kişiden ikisinin istihdam edildiği doğal gaz sektörümüzde, bugüne kadar 25 milyar doların üzerinde yatırım yapılmıştır.

Sektör raporumuzda; doğal gaz sektörünün Türkiye ekonomisindeki yeri, sektörün zayıf ve güçlü yanları, yatırım ortamının iyileştirilmesine ilişkin hususlar ile birlikte sektörün AB uyum



sürecindeki durumu değerlendirilerek, sektörde öncelikle yapılması gereken hususlara yer verilmiştir.

Bu raporun hazırlanmasında kamu, sivil toplum kuruluşları ve özel sektörün güçlü temsilcilerinden oluşan Doğal Gaz Sektör Meclisi üyelerimize ve meclis danışmanımız Sn. Erdiñç Özen'e katkı ve özverili çalışmaları nedeniyle teşekkür ederim.

Saygılarımla,

İbrahim AKBAL
Türkiye Doğal Gaz Meclisi Başkanı

1. Giriş

Türkiye Doğal Gaz Meclisi tarafından hazırlanan Türkiye Doğal Gaz Sektör Raporu'nun amacı önemli bir stratejik kaynak olan doğal gazın ilk kez Rus-Batı Hattından 1987 yılında ülkemiz topraklarına girişiyle başlayan ve bugüne kadarki gelişimini ve ülkemiz enerji politikası ve ekonomisi açısından önemini, jeopolitik konumumuzu da dikkate alarak, Türkiye'nin iç dinamikleri çerçevesinde ortaya koymak ve sektörün Türkiye'deki yapılanması hakkında bilgi sunmaktır.

Raporda öncelikle doğal gaz sektörünün Türkiye ekonomisindeki yeri değerlendirilmiş, sektörün SWOT analizi yapılarak yatırım ortamına ilişkin tespitlerde bulunulmuştur. Daha sonrasında sektördeki yeni yönelimler ve sektörün dış piyasalardaki durumu incelenerek yapısal sorunlar ve buna yönelik çözüm önerileri irdelenmiştir.

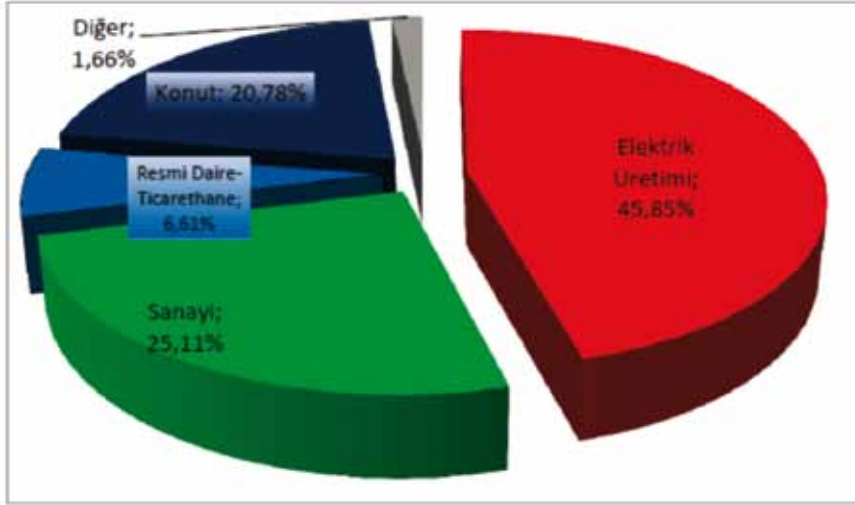
Rapor hazırlanırken veriler konusunda ağırlıklı olarak doğal gaza ilişkin tüm sektörel verilerin toplanabildiği yegane kurum olan Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından yayınlanan sektör raporlarından faydalanılmıştır. İşbu raporumuzda yer alan sektör verilerinin büyük çoğunluğu EPDK'nın 2013 yılına dair Doğal Gaz Sektör Raporu'na atıfta bulunacaktır.

2. Doğal Gaz Sektörünün Türkiye Ekonomisindeki Yeri

Trakya bölgesinde muhtelif kuyularda Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) tarafından üretilerek yakın mahaldeki sanayi tesislerinde tüketilen küçük miktarlardaki doğal gaz bir tarafa, Türkiye'nin doğal gaz ile tanışması, 1987 yılında ilk teslimatın gerçekleştiği Rus Batı Hattı'ndan gaz ithalatı ile başlamıştır. Rusya topraklarından çıkarak sırasıyla Ukrayna, Moldova, Romanya ve Bulgaristan üzerinden sınırdaki Malkoçlar (Kırklareli) kasabasından ülkemize irtibatlanan boru hattı, İstanbul, Bursa, Eskişehir güzergâhından geçerek Ankara'ya ulaşmıştır. Rus şirketi GAZPROM iştiraki GAZEXPORT ile yapılan uzun dönemli ithalat anlaşması doğrultusunda ithal edilen doğal gaz, ilk yıllarda 2-3 milyar Sm³ seviyesinde gerçekleşmiş ve başlıca tüketim noktaları Hamitabat ve Ambarlı Elektrik Santralleri, İGSAŞ Gübre Fabrikası ve Ankara'da şehir içi kullanımı olmuştur. Hava kirliliği sorununa bir çözüm olarak görülen konutlarda doğal gaz kullanımı heyecanla karşılanmış, şehir içi kullanımlar Ankara'dan sonra sırasıyla Bursa, Eskişehir ve İstanbul'da gerçekleşmiştir.

Ülkemizde doğal gaz tüketimi, yaygınlaşan alt yapı ve diğer ithalat bağlantılarıyla zaman içinde yükselerek, 2012 yılında 45,242 milyar Sm³ olarak gerçekleşmiş, 2013 yılında cüzi bir artışla 45,918 milyar Sm³'e ulaşmıştır. Dünya genelinde olduğu gibi Türkiye'de de doğal gaz başlıca; elektrik üretimi, konut (ısınma amaçlı) ve sanayide proses ve buhar amaçlı kullanılmaktadır. Bazı ülkelerde yaygın kullanıldığı gözlenen araç yakıtı (Sıkıştırılmış Doğal Gaz – CNG ve Sıvılaştırılmış Doğal Gaz-LNG) amaçlı kullanım miktarı ise henüz düşük seviyelerdedir. Doğal gaz tüketiminin ülkemizdeki dağılımı aşağıdaki grafikte verilmiştir.

Şekil 1: 2013 yılı doğal gaz tüketimi sektörel dağılımı



Kaynak: EPDK Sektör Raporu, 2013

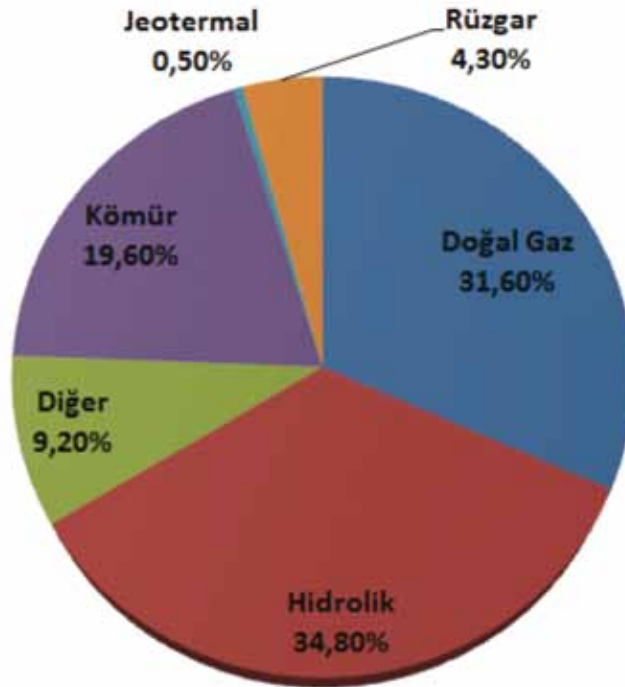
Grafikten de görüleceği üzere, doğal gaz ağırlıklı olarak elektrik enerjisi üretiminde kullanılmış olup 2013 yılı için elektrik enerjisi üretiminin kaynaklara göre dağılımı aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

Tablo 1: 2013 yılı Türkiye Elektrik Üretiminin Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı

BİRİNCİL ENERJİ KAYNAĞI		2012		2013	
		ELEKTRİK ÜRETİMİ (GWh)	TOPLAM ÜRETİM İÇİNDEKİ PAYI	ELEKTRİK ÜRETİMİ (GWh)	TOPLAM ÜRETİM İÇİNDEKİ PAYI
KÖMÜR	Taş Kömürü + İthal Kömür + Asfaltit	33.324	13,90%	31.458	13,20%
	Linyit	34.689	14,50%	30.018	12,50%
	TOPLAM	68.013	28,40%	61.476	25,70%
SIVI YAKITLAR	FUEL - OIL	981	0,40%	3.195	1,30%
	MOTORİN	657	0,30%	528	0,20%
	LPG			91	0,04%
	Nafta			76	0,03%
	TOPLAM	1.639	0,70%	3.890	1,63%
DOĞAL GAZ		104.499	43,60%	104.835	43,81%
YENİLENEBİLİR + ATIK		721	0,30%	1.055	0,44%
TERMİK TOPLAM		174.872	73,00%	171.256	71,57%
HİDROLİK TOPLAM		57.865	24,20%	59.246	24,76%
RÜZGAR TOPLAMI		5.861	2,40%	7.518	3,14%
JEOTERMAL TOPLAMI		899	0,40%	1.274	0,53%
GENEL TOPLAM		239.497	100%	239.293	100%

Kaynak: ETKB Dünya ve Ülkemiz Enerji ve Tabii Kaynaklar Görünümü

Şekil 2: 2013 yılı Elektrik Enerjisi kurulu gücünün kaynaklara göre dağılımı



Kaynak: ETKB 2013 yılı faaliyet raporu

Yine Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) verilerine göre birincil enerji kaynakları tüketimi içinde doğal gaz ilk sırayı almakta, ikinci sırada kömür, üçüncü sırada petrol yer almaktadır. Doğal gaza olan aşırı talep artışının altında yatan en büyük neden hızla artan elektrik enerjisi talebi ve elektrik enerjisinde arzın talebi karşılamada yetersiz kalışı olmuştur. İlk etapta sanayimiz yaşadığı elektrik kesinti ve kısıntılarına otoprodüktör santralleri kurarak çözüm aramış, bu kapsamda yaklaşık 1000 MW lık otoprodüktör santral devreye alınmıştır. Oluşan elektrik enerjisi açığı nedeniyle 2000’li yılların öncesinde acilen devreye sokulması gerekli ilave güç ihtiyacının ancak doğal gaz yakıtlı santraller kurulmasıyla gerçekleştirilebileceği saptanmıştır. “Yap İşlet Devret” ve “Yap İşlet” anlaşma modelleri ile yaklaşık 6.000 MW düzeyinde doğal gaz yakıtlı yeni santral kapasitesi kısa sürede devreye alınmış, o dönemde doğal gaz ülkemiz endüstrisi açısından hayati bir rol üstlenmiştir. 2001 yılında tüketilen doğal gazın %68’i elektrik üretimi için kullanılmış, üretilen toplam elektriğin yaklaşık %40’ı doğal gaz yakıtlı santrallerden elde edilmiştir. 2007, 2008 ve 2009 yıllarında ise elektrik üretiminin %50’si doğal gaz yakıtlı santrallerden elde edilmiştir. ETKB 2010-2014 Stratejik Planı’nda, doğal gazın payının 2023 yılında %30’a düşürülmesi hedefi yer almakla beraber proje safhasında olan yeni doğal gaz yakıtlı elektrik santrallerinin toplam gücü yaklaşık 29.500 MW seviyesindedir. Bu proje stokunun ne kadarının gerçekleşeceği tartışılır olmakla birlikte, önümüzdeki uzun bir dönem için doğal gazın ülkemizde en fazla kullanılan birincil yakıt olma vasfını sürdüreceği öngörülebilir.

Tablo 2: 2013 Sonu itibarı ile Doğal Gaz Yakıtlı Elektrik Santralleri

Yatırımın Durumu	Kurulu Güç (MW)
Faal Durumda	20.270
Yatırım Aşamasında	18.127
Lisans Alma Aşamasında	20.997
Ara Toplam	59.394
Lisans İptali İçin Başvuranlar	9.692
TOPLAM	49.702

Kaynak: TEİAŞ

2.1 Sektördeki Yapılanma, İşyerleri

Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ), 1990 yılında çıkarılan 397 sayılı Kanun Hükmünde Kararname (KHK) ile doğal gazın ithalatı, iletimi ve toptan satışına dair yetkilendirilmiş ve uzun yıllar sektörde doğal tekel konumunu sürdürmüştür. BOTAŞ, zaman içinde doğal gazın ülke genelinde elektrik üretimi ve sanayide kullanımı anlamında önemli bir alt yapı oluşturmakla birlikte, o dönemde, kentsel dağıtım anlamında sadece Bursa ve Eskişehir kentlerinde aktif olmuştur. Şehir içi dağıtım faaliyetlerinin daha önce başladığı İstanbul, Ankara ve İzmit kentleri dışında, iletim şebekesi yakınında birçok kentte evsel kullanıma yönelik yatırımlar başlatılamamıştır. Piyasanın bu yapısının değiştirilmesine dair çalışmaların başlaması ise 2000'li yılları bulmuştur. 2000 yılında yaşanan ağır ekonomik kriz sonrasında, IMF ile yürütülen müzakereler ve Dünya Bankası gibi kuruluşların yönlendirmesinin de muhtemel sonucu olarak enerji ve telekom gibi sektörlerde rekabete açılım ve özelleştirme kararları alınmıştır. Enerji sektöründe süreç Avrupa Birliği (AB) üyeliği ve müktesebat uyumu çerçevesinde daha da hızlı bir ilerleme kaydetmiş ve 2001 yılında liberal bir gaz piyasası oluşturma hedefi ile 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu yayınlanmıştır. Kanun'da yer alan başlıca hükümler aşağıdaki gibi özetlenebilir:

- BOTAŞ'ın dikey bütünleşik yapısı en geç 2009 yılı itibarı ile ayrıştırılarak iletim, depolama ve ticaret faaliyetleri ayrı tüzel kişilikler tarafından yürütülecektir. Depolama ve ticaret ile ilgili faaliyetler ise daha sonraki aşamada özelleştirilecektir. BOTAŞ, 2009 yılı hedef olmak üzere, pazar payını ulusal tüketimin %20 seviyesine düşünceye kadar kontrat ve/veya miktar devirleri gerçekleştirecek, yeni ithalat/alım kontratları yapmayacaktır.
- Dağıtım faaliyeti, EPDK tarafından gerçekleştirilecek dağıtım lisans ihaleleri sonrasında özel şirketlerce, EPDK tarafından verilecek lisanslar doğrultusunda gerçekleştirilecektir¹.
- Piyasadaki hiçbir tedarikçinin pazar payı %20 seviyesini geçmeyecektir.

1 Ankara, Bursa ve Eskişehir illerindeki ihale süreci Özelleştirme İdaresi Başkanlığı (ÖİB) tarafından yürütülmüş; Adapazarı ve İzmit şehirlerinde, Belediye bünyesinde aktif olan dağıtım şirketlerinin hisse devri ile yeniden yapılanma ile özelleştirme süreci yaşanmıştır.

- Özel sektör kuruluşları BOTAŞ'ın alım kontratının bulunduğu tedarik kaynaklarından yeni alım kontratı yapmayacaktır.

4646 sayılı Kanun'un birçok açıdan AB 1. Gaz Direktifi'nden (98/EC/30) esinlendiği tespiti yapılabilir. İletim ve depolama faaliyetleri için mülkiyet ayrışımı öngörmesi, keza tekel konumundaki BOTAŞ'ın pazar payının kısa sürede %20 seviyesine düşürülmesi, o döneme göre oldukça radikal hedeflerdir.

Doğal gaz sektörüne yönelik faaliyet gösteren firmalar iki kategoride sınıflanabilir. Birinci kategoride, EPDK tarafından lisans almak suretiyle "piyasa faaliyeti" gösteren firmalar ikinci kategoride ise EPDK'dan bir lisans almayı gerektirmeyen faaliyetlerde bulunan firmalar yer almaktadır.

Piyasa faaliyeti olarak tanımlanan ve EPDK tarafından verilen lisans çerçevesinde yürütülen faaliyetler şunlardır:

- İletim
- Dağıtım
- Depolama
- İthalat
- İhracat
- Toptan satış
- Sıkıştırılmış doğal gaz dağıtımı ve iletimi

Yukarıdaki piyasa faaliyetlerinden ilk üçü bir tarife altında alt yapı hizmeti sağlama vasfında olup, iletim ve dağıtım faaliyetlerini gerçekleştiren tüzel kişiliğin doğal gaz ticaret faaliyetlerinde bulunması Kanun kapsamında yasaklanmıştır. İthalat, ihracat ve toptan satış faaliyetleri doğal gaz alım satımına değinen ticari faaliyetlerdir. Doğal gazın üretimi ise, 4646 sayılı Kanun altında tanımlanan piyasa faaliyetleri içinde yer almamaktadır, bu hususa ilişkin düzenlemeler 6491 sayılı Petrol Kanunu ile belirlenmiştir. Bununla birlikte, ülkemiz sınırları içinde doğal gaz üretimi gerçekleştiren firmaların ürettikleri doğal gazın piyasada satışını yapabilmeleri için EPDK'dan "Toptan Satış Lisansı" almaları gerekmektedir.

EPDK'dan alınan lisans kapsamında yürütülen bahse konu faaliyetler aşağıdaki şekilde özetlenebilir.

İletim

Doğal gazın yüksek basınç altında çalışan boru hatları ile nakliyesi olan iletim faaliyeti, halen yalnızca BOTAŞ tarafından gerçekleştirilmektedir. Sıvılaştırılmış doğal gazın kara tankerleriyle nakliye faaliyeti ise LNG iletim lisansı altında gerçekleştirilmektedir.

BOTAŞ'ın 2013 yılı sonu itibariyle işletmekte olduğu doğal gaz iletim şebekesinde yer alan yüksek basınçlı boru hatlarının uzunluğu yaklaşık olarak 12.900 km'ye ulaşmıştır. Bu hatlar üzerinden gaz sevkiyatı 8 adet kompresör istasyonu ile gerçekleştirilmektedir.

Şekil 3: BOTAŞ İletim Şebekesi



Kaynak : BOTAŞ Web Sitesi

Dağıtım

Dağıtım faaliyeti, EPDK tarafından belirlenmiş dağıtım lisans bölgelerinde doğal gazın tüketim noktalarına ağırlıklı olarak orta ve düşük basınç düzeyindeki dağıtım hatları ile sunulması olarak tanımlanabilir. EPDK 65 dağıtım bölgesi için dağıtım lisansı vermiş olup, buralarda 65 dağıtım firması faaliyette bulunmaktadır. Doğal gazın evsel abonelere ulaştırıldığı illerin sayısı 2013 yılı sonu itibarı ile 69'a ulaşmıştır.

Şekil 4: Doğal gaz dağıtımının sağlandığı iller



Mardin ve Bitlis-Bingöl-Muş ihaleleri 2014 yılının ilk ayında gerçekleştirilmiştir.

	4646 sayılı Kanun öncesi dönemde doğal gaz arzı sağlanmış şehirler
	Doğal Gaz Dağıtım Lisansı İhalesi yapılmış ve gaz arzına başlanmış olan şehirler
	Doğal Gaz Dağıtım Lisansı İhalesi yapılmış, ancak henüz gaz arzına başlanmamış şehirler
	İhale ilanına çıkmış ancak Doğal Gaz Dağıtım Lisansı İhalesi yapılmamış şehirler

Kaynak: EPDK 2013 Sektör Raporu

Yukarıdaki haritada gösterilen gaz arzının sağlandığı illere 2014 yılında MARDİN, BİTLİS, BİNGÖL, MUŞ ve SİNOP eklenmiş olup, lisanslı dağıtımçıları belirtilen yıllarda faaliyete geçmişlerdir.

EPDK'nın 2013 yılı Doğal Gaz Sektör Raporu verilerine göre; 2013 yılı sonu itibarı ile dağıtım segmentine dair bazı önemli veriler aşağıdaki gibi özetlenebilir:

- EPDK'nın 2002 yılından bu yana yürüttüğü lisans ihaleleri ile kurulan dağıtım bölgelerinde (Ankara, İstanbul, Sakarya, Eskişehir, Bursa ve Kocaeli illeri hariç) yeni şebeke yatırımları toplamı 3.9 milyar TL'yi bulmuştur.
- Dağıtım bölgelerinde toplam 9.048 km uzunluğunda çelik hat, 59.650 km uzunluğunda polietilen hat döşenmiş durumdadır.
- 69 ilde ulaşılan abone sayısı 9.484.324 olup, bunun %95'i evsel abone statüsündedir.

Depolama

Depolama faaliyeti 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu kapsamında iki unsuru içermektedir. Birincisi, doğal gazın yeraltı depolarında depolanması faaliyeti, ikincisi ise sıvılaştırılmış

formdaki doğal gazın LNG tanklarında geçici olarak depolanması ve gazlaştırılarak iletim şebekesine sevkiyatını içeren LNG Terminal İşletmeciliği faaliyetidir. 2014 yılı itibarı ile TPAO tarafından işletilen bir yeraltı depolama tesisi (Silivri), BOTAŞ ve özel sektör kuruluşu EGE GAZ A.Ş. (EgeGaz) tarafından işletilen 2 LNG Terminali (Marmara Ereğlisi ve Aliğa) depolama lisansı ile faaliyetlerini sürdürmektedir. BOTAŞ'ın Tuz Gölü yeraltı depolama tesisinin yapım faaliyetleri devam etmekte olup, 2016 yılında 1 milyar m³ depolama hacmi ve günlük 20 milyon Sm³ geri üretim kapasitesi sağlayacak olan ilk fazının devreye alınacağı öngörülmektedir. Tarsus bölgesinde yeni yeraltı depolama tesisi kurulmasına yönelik 2 özel sektör kuruluşuna EPDK tarafından Depolama Lisansı verilmiştir.

İthalat

Doğal gaz ithalatı, 4646 sayılı Kanun'da yer alan hükümlere tabi olarak gerçekleştirilmekte olup her farklı ithalat kaynağı ve alım anlaşması için ayrı bir "İthalat Lisansı" almak gerekmektedir. BOTAŞ dışında piyasada faaliyet gösteren diğer aktörlerin de ithalat lisansı almaları ve fiili ithalata geçmeleri, BOTAŞ'ın Rusya'dan gelen Batı Hattındaki üç ithalat kontratı kapsamında 4 Milyar m³ 'lük kapasiteyi hak ve yükümlülükleri ile devretmesi, süresi dolan 6 Milyar m³ 'lük kontratı ise özel sektör kuruluşlarının devralması süreçleri sonucunda gerçekleşmiştir.

Bulgaristan sınırındaki Malkoçlar giriş noktasından hem BOTAŞ hem de 7 adet özel sektör kuruluşu doğal gaz ithalatı yapmaktadır. Toplamda kontrat hacimleri yıllık 10 milyar m³ olan Batı Hattı'ndan gaz ithal eden kuruluşlar dışında, Kuzey Irak kaynaklı doğal gaz ithalatı için bir özel sektör kuruluşu ithalat lisansı almış bulunmaktadır.

Diğer yandan belirli bir kaynağa ve uzun dönemli bir alım kontratına bağımlı olmaksızın LNG ithal edilebilmesine olanak sağlayan "Spot LNG Lisansı"na sahip 38 adet kuruluş bulunmaktadır.

İhracat

Doğal gaz ihracat faaliyeti 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nda "İhracat Şirketi" tanımı altında şöyle yer almıştır: "Üretim şirketlerinden, toptan satış şirketlerinden veya ithalatçı şirketlerden satın aldığı doğal gazı yurt dışına pazarlayan tüzel kişi".

%99 oranında ithalat bağımlısı olan doğal gaz sektörümüz açısından ihracat faaliyeti pratikte ithalat suretiyle oluşturulan tedarik havuzundan yurt dışına sevkiyatı öngörmekte olup, bunun yegâne örneği BOTAŞ'ın Azeri gazı alım faaliyetine endeksli olarak Yunanistan'a gerçekleştirdiği ve "Re-export" olarak tanımlanabilecek ihracat faaliyetidir. İhracat faaliyeti de her bir ülke için ayrı bir lisans almayı gerektirmekte olup, EPDK tarafından 8 firmaya "İhracat Lisansı" verildiği görülmektedir. Bununla birlikte, BOTAŞ dışında ihracat faaliyetini fiili olarak gerçekleştirmiş bir firma bulunmamaktadır.

Toptan Satış

Evsel tüketiciler dışında yer alan serbest tüketicilere doğal gaz satışı “Toptan Satış Lisansı” kapsamında yürütülmekte olup ithalatçı şirketlerin bu lisansı alma zorunluluğu bulunmamaktadır. Piyasada yer alan lisanslı şirket sayıları incelendiğinde; Toptan Satış piyasası toplam 45 lisans ile en fazla lisansın yer aldığı segment olarak görülmektedir. Bununla birlikte fiili faaliyetin temel göstergesi, iletim şebekesi üzerinden taşıma hizmeti almak olup, 2014 yılında bu hizmeti alan toptan satış şirketi sayısı 20 civarındadır.

Tablo 3: EPDK tarafından doğal gaz piyasasında verilen lisanslar

Lisans Türü	Adet
İthalat :	55
- İthalat :	17
- Spot LNG :	38
İhracat :	8
Toptan Satış :	45
Depolama :	6
İletim :	21
- LNG :	20
- Boru Hattı :	1
Sıkıştırılmış DG (CNG) :	95
- CNG İletim-Dağıtım :	31
- CNG Satış :	63
Dağıtım :	65
Toplam :	295

Kaynak: EPDK Web Sayfası

Doğal Gaz Sektöründeki Diğer İlgili İş Alanları

Sektörde, EPDK’dan lisans almadan yürütülmekte olan faaliyetleri aşağıdaki alt başlıklar altında toplamak mümkündür.

- Doğal gaz arama, üretim faaliyetleri
- Danışmanlık, mühendislik faaliyetleri
- Muhtelif çaplarda çelik ve polietilen boru üretimi
- Doğal gaz sayaçları, istasyon ekipmanları (vana, filtre, vb.) üretimi
- İletim ve dağıtım hatları yapım ve kontrol faaliyetleri
- İç tesisat projelendirme, (konut, işyeri, sanayi tesisi) yapım ve kontrol faaliyetleri
- Isınma sistemlerine yönelik kazan, brülör ve kombi üretimi

Doğal gaz boru hattı ve tesisleri yapım ve kontrol faaliyetleri ile iç tesisat yapım ve kontrol faaliyetleri çok sayıda firmanın iştirak ettiği alanlar olup, bu faaliyetlerin kalite ve emniyet standartlarına uygun olarak gerçekleştirilmeleri, doğal gazın patlayıcı niteliği dikkate alındığında, mal ve can emniyeti açısından önem arz etmektedir. Bu manada, söz konusu faaliyetlerde bulunacak firmaların EPDK'dan sertifika almaları gerekmektedir.

İç Tesisat ve Servis Hatları Sertifikası

İç Tesisat ve Servis Hatları sertifikası EPDK tarafından verilen Yetki Belgesi çerçevesinde dağıtım şirketleri tarafından verilmektedir ve dağıtım şirketinin kendi lisans bölgesinde geçerlidir. Kamu ve özel şirketlere Yetki Belgesi verilmesi ile ilgili uygulama tarihi EPDK tarafından 01/01/2015 tarihine ertelenmiştir.

Yapım ve Hizmet Sertifikası

Doğal gaz sektöründe boru hattı, basınç düşürme ve ölçüm istasyonu, bölge regülatörü gibi yapım faaliyetlerinde bulunmak üzere EPDK'dan sertifika alan firma sayısı 2013 yılı sonu itibarı ile 1.356 adet olup, halen 1077 adet sertifika aktif durumdadır. (EPDK 2013 Sektör Raporu)

Doğal gaz sektörü ile ilgili faaliyetlerin yer aldığı TÜİK tarafından belirlenmiş NACE kodları aşağıdaki şekilde tespit edilmiştir.

Tablo 4: Doğal Gaz Sektörü İle İlgili NACE Kodları

Kod	Tanım
06.20.01	Doğalgaz çıkarılması (madenciligi)
09.10.01	Doğalgazın sıvılaştırılması ve gaz haline getirilmesi (maden alanında gerçekleştirilenler)
09.10.02	Petrol ve gaz çıkarımıyla ilgili sondaj hizmetleri (tetkik, araştırma hizmetleri, jeolojik gözlemler, kuyu çalıştırılması ve kapatılması ile test amaçlı sondaj faaliyetleri vb. dahil)
28.14.01	Diğer musluk ve valf/vana imalatı, dökme olanlar (sanayi musluk, valf ve vanaları, sıhhi tesisat ve ısıtmada kullanılan musluk ve vanalar ile doğalgaz vanaları dahil)
28.14.02	Diğer musluk ve valf/vana imalatı (sanayi musluk, valf ve vanaları, sıhhi tesisat ve ısıtmada kullanılan musluk ve vanalar ile doğalgaz vanaları dahil, dökme olanlar hariç)
33.12.08	Madencilik, inşaat, petrol ve gaz sahalarında kullanılan makinelerin bakım ve onarımı
33.12.10	Akışkan gücü ile çalışan ekipmanlar, pompalar, kompresörler ile valflerin ve vanaların bakım ve onarımı (akaryakıt pompalarının tamiri dahil)

35.21.01	Doğalgaz dahil, çeşitli türdeki gazlardan arındırma, karıştırma, vb. işlemlerle kalorifik değerde gazlı yakıtların üretimi
35.22.01	Ana şebeke üzerinden gaz yakıtların dağıtımı (her çeşit gazlı yakıtın, ana boru sistemiyle dağıtımı ve tedariki)
35.22.02	Gaz sayaçlarının bakım ve onarımı
35.23.01	Ana şebeke üzerinden kullanıcılara yönelik gaz ticareti (komisyoncular ve acenteler hariç)
35.23.02	Diğer işletmeler tarafından işletilen gaz dağıtım sistemleri aracılığıyla, gaz satışını düzenleyen gaz komisyoncuları veya acentelerinin faaliyetleri
42.21.01	Akışkanlar için uzun mesafe boru hatlarının inşaatı (petrol ürünleri ve gaz taşımacılığı ile su ve diğer ürünlerin taşımacılığına yönelik karada ve deniz altında uzun mesafe boru hattı)
42.21.05	Akışkanlar için kısa mesafe (yerel) boru hatlarının inşaatı (petrol ürünleri ve gaz taşımacılığı ile su, kanalizasyon, sıcak su, buhar ve diğer ürünlerin taşımacılığına yönelik kısa mesafe boru hattı)
42.99.04	Doğalgaz işleme tesisleri inşaatı
43.22.05	Gaz tesisatı faaliyetleri (hastanelerdeki oksijen gazı temini için kurulum işleri dahil)
46.09.11	Gaz, sıvı veya elektrik temin veya üretim sayaçları toptan ticareti
46.09.12	Su buharı, hidrolik ve gaz türbinlerinin toptan ticareti
46.71.03	Gazlı yakıtlar ve bunlarla ilgili ürünlerin toptan ticareti (LPG (bütan ve propan), tüp gaz, doğalgaz (LNG, CNG) vb. dahil, şebeke üzerinden yapılanlar hariç)
49.50.04	Boru hattı ile doğalgaz taşımacılığı
71.12.05	Petrol ve doğalgaz çıkarım projelerine yönelik mühendislik ve danışmanlık faaliyetleri
71.12.90	Diğer projelere yönelik mühendislik ve danışmanlık faaliyetleri (telekomünikasyon ve yayıncılık projeleri, doğalgaz ve buhar dağıtım projeleri ve diğerleri ile inşaat projelerinin yönetimi dahil)

2.1.1 İstihdam Düzeyi, İstihdamın Niteliği ve Maliyeti

Doğal Gaz sektöründe çalışanların istihdam düzeyi ve istihdamın niteliğine dair EPDK ve TÜİK tarafından yayınlanmış veri henüz bulunmamaktadır. Ancak Türkiye enerji sektörünün dört büyük piyasasının (petrol, elektrik, doğalgaz, LPG) işgücü haritasını çıkaracak olan "Enerji Sektörü İnsan Kaynakları Envanteri Projesi" adında bir çalışma başlatılmış olup çalışmanın doğal gaz sektörüne ilişkin ilk sonuçları Kasım 2013 tarihinde, projenin paydaşları olan Türkiye Doğal Gaz Dağıtıcıları Birliği ve Petrol Platformu Derneği tarafından düzenlenen bir toplantıda kamuoyu ile paylaşılmıştır.

Raporun Temel Sonuçları:

Enerji Sektörü İnsan Kaynakları Envanteri Projesi'nin ilk aşamasında, doğal gaz piyasasına ilişkin analiz gerçekleştirilmiş olup 2012 yılı verileri aşağıdaki gibidir:

- 2012 yılında doğal gaz piyasasında 16.258 kişiye kayıtlı ve kalıcı istihdam sağlanmıştır.
- 2012 yılında %82'si doğal gaz dağıtımında olmak üzere 808 yeni istihdam sağlanmıştır.
- Sektörde asıl işveren tarafından (bordrolu olarak) 7.968 kişi, alt işveren tarafından (taşeron olarak) ise 8.290 kişi çalıştırılmaktadır. Piyasadaki toplam çalışan sayısının %49'unu lisanslı faaliyette bulunan şirketlerdeki çalışanlar, %51'ini ise alt işveren şirketlerindeki çalışanlar oluşturmaktadır.
- Doğal gaz dağıtım sektörü önümüzdeki üç yılda yaklaşık olarak 6.000 yeni istihdam beklemektedir.
- 11.649.711 aboneye 12.800 kişiyle hizmet sunmakta olan doğal gaz dağıtım şirketleri, doğal gaz piyasasındaki genel istihdamın %73'ünü sağlamaktadır.
- İstihdam planı olan doğal gaz dağıtım şirketleri tarafından 2013-2017 yılları arasında toplam 1.984 kişiye yeni iş imkânı sağlanacaktır.
- Doğal gaz ulaşmamış 11 şehre daha doğal gaz arzının yapılmasıyla zaman içinde doğal gaz dağıtım şirketlerinde yaklaşık %6 oranında (761 yeni kişiye) yeni kalıcı istihdam sağlanması beklenmektedir.
- Doğal gaz piyasasında hizmet alımlarında (alt işveren firmalarında) çalışan 8.290 kişinin %73'ü teknik, %27'si idari işlerde görev yapmaktadır.

2.1.2 Kayıt Dışılık

Sektörde yer alan faaliyetler EPDK tarafından verilen lisanslar ve sertifikalar altında yürütülmekte olup, kayıt dışı faaliyet bulunmadığı öngörülebilir. En fazla istihdam sağlanan iletim, depolama ve dağıtım hizmet segmentlerinde tüm işletme ve yatırım giderlerinin EPDK tarafından belirlenen taşıma tarifelerinin unsurları olduğu, tüm yüklenici ve alt yüklenicilere ihale edilen muhtelif yapım işlerinin belli kriterler çerçevesinde yürütüldüğü, ithalat, toptan satış ve perakende satış ile ilgili tüm verilerin ilgili şirketler tarafından düzenli aralıklarla EPDK'ya bildirilme yükümlülüğü gibi unsurlar dikkate alındığında doğal gaz sektöründe kayıt dışı faaliyet gibi bir problemin olmadığı sonucuna varılmaktadır.

2.2 Yerli Doğal Gaz Üretimi

2013 yılı üretimi 537 milyon Sm³ olmakla, toplam tüketimin ancak yüzde birini karşılayabilmiştir. Hâlihazırda başlıca üretim faaliyetleri TPAO tarafından Karadeniz Akçakoca açıkları, yine TPAO ve kimi özel sektör kuruluşlarınca Trakya Bölgesinde gerçekleştirilmektedir. TPAO'nun Karadeniz Türk Karasularının derin deniz konumundaki bölgelerinde yapılan aramalar henüz olumlu bir sonuç vermemiştir. Son yıllarda ABD'de geliştirilen yeni teknolojilerle kaya gazı (shale gas) potansiyelinin değerlendirilmesi hususu dünyanın birçok bölgesi ile birlikte ülkemiz için de gündeme gelmiş olup, TPAO-Shell ortaklığı tarafından Diyarbakır yöresinde sondaj faaliyeti devam etmektedir. ABD'nin "Energy Information Agency" kuruluşu tarafından yayınlanan tahmin raporlarına göre Türkiye'nin 600 milyar m³ civarında çıkarılabilir kaya gazı potansiyeli bulunmaktadır.

2.3 Doğal Gaz Sektörü Büyüme Oranları

Sektörün büyüme oranları aşağıdaki tabloda yer aldığı üzere doğal gaz tüketiminin artışı ile ilişkilendirilmiştir.

Tablo 5: Yıllık Doğal Gaz Tüketimleri ve Bir Önceki Yıla Göre Artış Oranları

YIL	Toplam Tüketim (milyon Sm ³)	Önceki Yıla Göre Artış (%)
2002	16.855	
2003	20.574	% 22
2004	21.738	% 5,7
2005	26.400	% 21,4
2006	30.024	% 13,7
2007	34.507	% 14,9
2008	36.144	% 4,7
2009	34.565	- % 4,6
2010	37.447	% 8,3
2011	44.145	% 17,9
2012	45.242	% 2,5
2013	45.918	% 1,5

Kaynak: BOTAŞ ve EPDK Raporları

2013 yılında tüketim 2012 yılına göre az bir artış (% 1.5) göstermiştir. Sektörün son 12 yıllık dönemi incelendiğinde; 2009 yılında yaşanan ekonomik kriz etkisiyle tüketimin bir önceki yıla göre azaldığı, son iki yıllık süreçte ılıman kış mevsimlerinin de etkisiyle tüketimin tahminlerin oldukça altında kalması dışında doğal gaz tüketimi yıllar itibarıyla önemli artış göstermiş, kimi yıllarda bu artış seviyesi %22 değerine kadar ulaşmıştır. Bu haliyle, ülkemiz doğal gaz sektörü dünya genelinde en hızlı büyüyen doğal gaz sektörlerinden biri olarak yerini almıştır.

2.4 Doğal Gaz Sektöründe Kârlılık Oranları

İletim, dağıtım ve depolamaya ilişkin alt yapı hizmetlerinde kârlılığın unsuru olarak tarifelerde düzenlenmiş varlık değeri üzerinden EPDK'nın belirlediği "Sermaye Getiri Oranı" gösterge olarak kullanılmaktadır.

Doğal gaz ticaretinin konusu olan alım satış ilişkilerinde fiyatlar tamamen serbest piyasa koşullarında ikili anlaşmalar ile belirlenmektedir. Bu manada doğal gaz ticaretine ilişkin karlılık oranları şirketten şirkete ve sözleşme tiplerine göre farklılık göstermektedir. Piyasada, satış fiyatlarının belirlenmesinde referans fiyat olarak BOTAŞ'ın Dağıtım Şirketlerine ve diğer serbest tüketicilere uyguladığı satış fiyatlarının kullanılması yaygın bir uygulamadır. Son yıllarda piyasaya hakim oyuncu konumundaki BOTAŞ'ın, doğal gaz satış fiyatlarında uyguladığı sübvansiyon karşısında diğer şirketlerin al ya da öde yükümlülükleri doğrultusunda bazı dönemlerde maliyetlerinin altında toptan satış fiyatı belirledikleri dile getirilmektedir.

2.5 Yabancı Sermaye Yatırımları

Büyük alt yapı yatırımları olarak sınıflanabilecek iletim hattı, LNG terminali ve yeraltı depolama tesisleri ile ilgili şu ana kadar gerçekleşen bir yabancı sermaye yatırımı bulunmamaktadır. Dağıtım segmentinde ise BURSAGAZ ve KAYSERİ GAZ dağıtım şirketleri hisselerinin Alman EWE firması tarafından, İZGAZ hisselerinin Fransız GDF Suez tarafından satın alınması kaydedilen yegâne yabancı sermaye yatırımları olmuştur. Tarsus bölgesinde yeraltı depolama tesisi kurulmasına dair Avusturyalı OMV, Rus GAZPROM şirketlerinin çalışmalar yürüttükleri bilinmekte ise de konuya dair yatırım kararları anılan şirketler tarafından henüz alınmış değildir.

26/06/2012 tarihinde taraflar arasında imzalanan ve 19.03.2013 Resmi Gazete'de yayınlanarak yürürlüğe giren "Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti ile Azerbaycan Cumhuriyeti Hükümeti Arasında Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı Sistemine İlişkin Hükümetlerarası Anlaşma" ile Azerbaycan'da üretilen doğal gazın Türkiye ve Türkiye üzerinden Avrupa'ya iletilmesi amacıyla Gürcistan sınırı ile Yunanistan sınırı arasında inşa edilecek olan Transit Doğal Gaz İletim Hattı (TANAP), doğal gaz sektöründeki en büyük yabancı sermayeli yatırım olacaktır. Hattın maliyetinin 10-12 milyar ABD doları düzeyinde gerçekleşeceği tahmin edilmekte olup, yatırımın en az %70'inin yabancı sermaye kökenli olacağı öngörülmektedir. Anlaşma'da Türk şirketlerinin hisselerinin (TPAO ve BOTAŞ tarafından paylaşılacak üzere) %20 olacağı yer almakla birlikte, 30/05/2010 tarihinde ortaklığın artırılmasına ilişkin gerçekleştirilen anlaşma çerçevesinde BOTAŞ TANAP'ta tek yerli hissedar olmak üzere hisse payı % 30'a çıkmış; aynı anlaşma kapsamında TPAO'nun Şahdeniz üretim sahasındaki ortaklık payı %19'a, yükselmiştir.

2.6 Yaratılan Katma Değer,

Sektörün fiziki alt yapısını oluşturan iletim şebekesi, dağıtım şebekeleri, doğal gaz depolama tesisleri ve LNG terminallerinin bugünkü varlık değerinin 25 milyar ABD dolarından az olmayacağı düşünülmektedir. Bunun dışında milyonlarca doğal gaz kullanıcısı, binlerce sanayi tesisi için üretilen ve ilgili tesisatı gerçekleştirilen kombi, kazan vb. ısınma cihazları, Türkiye ve dünya pazarları için üretilen muhtelif basınç sınıflarındaki doğal gaz boruları, tesis edilen yüzlerce doğal gaz yakıtlı elektrik santralleri dikkate alındığında, yaratılan katma değer yüzlerce milyar değerinde olacağı ifade edilebilir.

2.7 Sektörün Bölgesel Olarak Dağılımı

Şekil 4'ten de görüldüğü üzere, doğal gaz alt yapısı iller bazında ele alındığında, doğal gazın kullanıma sunulduğu il sayısı 69'a ulaşmıştır. 22/02/2013 tarih ve 2013/4347 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile BOTAŞ dağıtım bölgeleri lisans kapsamı dışında kalan ilçelere doğal gaz ulaştırılması amacıyla görevlendirilmiştir.

Tüketim yoğunluğu dikkate alındığında; doğal gazın en fazla tüketildiği şehirler İstanbul, Ankara, Kocaeli, Bursa ve İzmir, en az tüketildiği bölgeler Doğu Karadeniz, Doğu ve Güneydoğu Anadolu bölgeleridir.

2.8 Sektördeki İthalat ve İhracat Rakamları

Doğal gaz sektörü ithalat bağımlı bir sektördür. Tablo 6'da kaynak ülke bazında doğal gaz ithalatı ve spot LNG ithalatı rakamları yer almaktadır.

Tablo 6: 2005-2013 dönemi doğal gaz ithalat verileri- milyon Sm³

Yıl	Rusya	İran	Azerbaycan	Cezayir (LNG)	Nijerya (LNG)	Diğer* (LNG)	Toplam
2005	17.524	4.248	0	3.786	1.013	0	26.571
2006	19.316	5.594	0	4.132	1.100	79	30.221
2007	22.762	6.054	1.258	4.205	1.396	167	35.842
2008	23.159	4.113	4.580	4.148	1.017	333	37.350
2009	19.473	5.252	4.960	4.487	903	781	35.856
2010	17.576	7.765	4.521	3.906	1.189	3.079	38.036
2011	25.406	8.190	3.806	4.156	1.248	1.069	43.874
2012	26.491	8.215	3.354	4.076	1.322	2.464	45.922
2013	26.212	8.730	4.245	3.917	1.274	892	45.269

* Spot LNG ithalatının yapıldığı ülkeleri temsil etmektedir.

Kaynak: EPDK 2013 Sektör Raporu

Doğal gazın Türkiye'den ihraç edilmesi bir piyasa faaliyeti olarak tanımlanmış olmakla birlikte, çok düşük düzeyde olan yerli üretim dikkate alındığında bunun tipik bir ihracat faaliyeti olmadığı, ithalat yoluyla oluşturulan gaz havuzundan bir miktarın diğer ülkelere gönderilmesi şeklinde yorumlanabileceği söylenebilir. BOTAŞ ile Yunanistan şirketi DEPA arasında 2003 yılında gerçekleştirilen anlaşma çerçevesinde 2007 yılından bu yana Yunanistan'a BOTAŞ tarafından ihracat gerçekleştirilmektedir.

Tablo 7: Yunanistan'a ihraç edilen doğal gaz miktarları (Milyon Sm³)

Yıllar	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Miktar	30,8	435,8	708,5	648,6	714	611	682

Kaynak: EPDK 2013 Sektör Raporu

BOTAŞ dışında özel kuruluşların da ihracat lisansı alarak Yunanistan, Bulgaristan ve Bosna-Hersek gibi ülkeler ile benzer doğal gaz satış ilişkisi arayışında olduğu bilinmektedir.

3. Sektörün SWOT Analizi

3.1 Güçlü Noktalar

- Mevcut tüketimi ve büyüme potansiyeli ile dünyadaki başlıca doğal gaz piyasaları içinde yer alması,
- Arz çeşitlendirmesi ve güvenliği bağlamında çok avantajlı konumda olması; 4 adet boru hattı bağlantısı, 2 adet LNG terminali ile 6 ayrı giriş noktasından boru gazı ve LNG tedariki yapılabilmesi ve kaynak çeşitliliği sağlanabilmesi,
- Ortadoğu ve Hazar bölgelerinde yer alan büyük doğal gaz kaynakları ile dünyadaki en büyük tüketici konumundaki Avrupa arasında bir geçiş koridoru sağlaması,
- Piyasa oyuncularının özellikle son 5 yıllık süreç içerisinde edindikleri sektörel deneyimler,
- AB direktifleri ile büyük ölçüde uyumlu mevzuat ve piyasa yapısı,
- Dağıtım bölgeleri lisans ihalelerinde sağlanan başarının ve işletme performansının yerli ve yabancı yatırımcıların ilgisini çekmesi.

3.2 Zayıf Noktalar

- Çok düşük seviyede yerli doğal gaz üretimi, ithalata bağımlılık ,
- BOTAŞ'ın piyasadaki yaklaşık %80 pazar payı ile hakim oyuncu rolünün değişmemiş olması,
- BOTAŞ'ın fiyatlarda sübvansiyon uygulaması, bu nedenle piyasada eşit şartlarda rekabet ortamının bulunmaması,
- Hakim oyuncu konumundaki BOTAŞ'ın 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu doğrultusunda yeniden yapılandırılma sürecinin tamamlanamamış olması,
- İletim altyapısının ve tedarik bağlantılarının günlük pik talepleri karşılayacak esneklikte olmaması ve depolama tesislerinin yetersiz olması,
- Gün öncesi ve gün içi piyasalarının mevzuatının oluşturulmamış olması,
- Gösterge fiyatı belirleyecek gaz piyasalarının (tezgahüstü piyasalar, fiziki teslimatlı piyasalar ve finansal türev piyasaların) oluşturulamamış olması ve likidite eksikliği,
- Gazın serbest ithalatı ve ihracatı yönünde mevzuat engelleri,
- İletim, LNG terminali ve yer altı depolama tesisleri gibi belirli alt yapı yatırımları için muafiyet ve teşvik mekanizmasının bulunmaması,

- Talebin üzerinde arz kapasitesi yaratmak için yeterli giriş noktası ve kapasite bulunmaması,
- Talep tahmini yönetiminde ve kesinti-kısıntı uygulanmasında belirsizlikler,
- Türkiye'nin uluslararası doğal gaz piyasaları ile entegre olamaması,
- Ulusal taşıma sistemindeki kapasite tahditleri

3.3 Fırsatlar

- Özellikle son dönemde Rusya ile Ukrayna ve Batı dünyasının ilişkilerinde yaşanan sorunlar nedeniyle, Ortadoğu ve Hazar kaynaklarının AB'nin Rusya'ya olan doğal gaz bağımlılığının azaltılmasında daha büyük önem kazanması. Türkiye'nin Avrupa'ya doğal gaz transferinde köprü konumunun giderek artan önemi,
- Doğal gaz kaynakları açısından dünyanın ikinci büyük rezerv sahibi konumundaki İran ile ABD ve AB arasındaki ilişkilerin yeni bir döneme girmesi, bu ülkeye uygulanan yaptırımların giderek kaldırılması ihtimali,
- Doğu Akdeniz'de ve Irak'ta üretilecek doğal gazın mevcut alım kontratları ve dünya piyasalarına göre avantajlı fiyatlarla Türkiye'ye sunulabilmesi ihtimali, bu kaynak çeşitliliğinin mevcut uzun dönemli kontrat fiyatlarında da indirim alınabilmesinin önünü açabilecek olması,
- AB ve ABD'nin çabaları sonucu Azerbaycan ile Türkmenistan arasında başlayan yumuşama ve görüşmelerin olumlu yönde ilerlemesi.

3.4 Tehditler

- Ukrayna'daki gelişmelerin kontrol edilemez bir noktaya gelmesi ve Türkiye'ye batı hattından gaz girişinin kesilerek arz güvenliğinin riske girmesi,
- Irak merkezi yönetimi ile Kuzey Irak özerk yönetimi arasında yaşanan sorunların giderilememesi ve bu nedenle Kuzey Irak'taki doğal gaz potansiyelinin Türkiye lehine değerlendirilememesi,
- AB'nin doğal gaza olan talebinin azalması, doğal gazın giderek maliyeti düşen kömür karşısında elektrik üretiminde rekabet edememesi,
- Doğal gaza olan talebe dair ortaya çıkan belirsizlik ortamının Türkiye geçişli büyük doğal gaz transit projelerinin yakın gelecekte gerçekleşmesini etkileme ihtimali,
- Özellikle ABD'de kaya gazı ve petrolü üretiminde yaşanan gelişmeler, Afrika ülkelerinde son yıllarda giderek artan doğal gaz yatakları keşiflerinin uzun vadede Ortadoğu ve Hazar bölgesinin dünyanın enerji merkezi olması vasfını azaltma ihtimali sonucunda, Türkiye coğrafyasının enerji terminali olması bağlamında jeopolitik öneminin azalması,
- İthalata yüksek bağımlılık.

4. Yatırım Ortamının İyileştirilmesi ile Bölgesel Teşvik ve Yardımlar

4.1 Yatırım Ortamı

Doğal gazın ithalatının başladığı 1987 yılından bu yana iletim şebekesi alt yapısı kamu şirketi BOTAŞ tarafından yapılan yatırımlarla, Türkiye, genelinde doğal gaz arzına imkân verecek düzeydedir. Bundan sonraki süreçte artan tüketimle birlikte bazı kısımlarda paralel hat ilaveleri ve kompresör istasyonları yatırımları yine BOTAŞ tarafından gerçekleştirilecektir. Mevcut iletim şebekesi dışında Türkiye'ye hizmet verecek yeni bir iletim şebekesi yatırımı ve dolayısı ile iletim sistemi operatörünün yer almayacağı öngörülmektedir.

Doğal gazın şehir içi dağıtımları ile ilgili yatırımlar büyük ölçüde tamamlanmıştır. Kısa sürede kat edilen bu gelişmenin ana etmenlerinden birisi, EPDK tarafından dağıtım lisans ihalelerinde ihaleyi alan şirketin 5 yıllık süre içinde gerçekleştirmek zorunda olduğu dağıtım alt yapısının belli düzeyde tamamlanması koşulunun, ihalenin bir şartı olarak uygulanmasıydı. Dağıtım alt yapısının yeni yatırımlarla genişlemesi her şeyden önce taleple ilişkilidir. Bu anlamda doğal gaz dağıtım alt yapısının henüz kurulmadığı illerde, dağıtım lisans ihalelerine özel sektörün ilgi göstermemesi, bu yörelerde sanayi kuruluşlarının azlığı ve düşük nüfus nedeniyle doğal gaz talebinin yapılan yatırımı geri döndürmek için yetersiz kalmasından kaynaklanmaktadır.

Yeni LNG terminalleri ve yeraltı depolama tesisleri için özel sektör tarafından planlanan ve EPDK nezdinde lisans başvuruları değerlendirilen projeler bulunmaktadır. Anılan projeler büyük ölçekli yatırımlar olup, sadece hizmet gelirleriyle yapılan yatırımın idame edilmesi çok güçtür. Dünyadaki benzer örneklerde görüleceği üzere, bu tür tesislerin kapasitesinin tamamının üçüncü taraflara açılması ve tesis sahibine bu konuda bir muafiyet tanınmaması durumunda gerçekleştirilmeleri pek mümkün değildir. Diğer taraftan, talep artış miktarı ve özellikle kış dönemlerinde boru hattı ile ithal edilen doğal gazın talebi karşılama ne oranda pay alacağı da LNG terminalleri ve yeraltı depolama tesislerine yönelik yeni yatırımlarla ilgili önemli etmenlerdir. Ülkemiz açısından değerlendirildiğinde, oldukça yaygın dağıtım alt yapısının bir sonucu olarak evsel tüketimin çok soğuk günlerde büyük artış göstermesi, bu tür yeni yatırımları gerekli hale getirmektedir. Diğer taraftan, mevzuatta tedarikçilere yıllık ithalat veya arz miktarlarının %10'u oranında gaz depolama yükümlülüğünün yer alması yer altı depolama tesisi yatırımlarını teşvik edici bir unsurdur. Ancak, LNG terminallerindeki depolama, kısıtlı süreyi içeren bir geçici depolama hüviyetinde olup, pratikte yeraltı depo yatırımlarını teşvik eden bu unsur LNG terminalleri için geçerli olmamaktadır. İlgili mevzuatta tesis sahibine kapasite kullanımı konusunda muafiyet getirilmemesi ve yatırımcılara bazı

konularda özel teşviklerin sağlanmaması durumunda bu tür yatırımların hayata geçmesi zor görülmektedir.

Türkiye geçişli transit boru hattı projelerinde geçtiğimiz iki üç yıl içerisinde önemli gelişmeler olmuş 90'lı yılların başından bu yana Türkiye geçişinden sonra Avrupa kıtası içinde farklı güzergah ve nihai pazar noktaları öngören birçok proje gündeme gelmiştir. Bu projeler arasından Azeri gazının Türkiye ve Türkiye üzerinden Avrupa'ya iletimine dair proje değerlendirmesi 2013 yılı Haziran ayında üretici konsorsiyum tarafından karara bağlanmıştır. Türkiye geçişi Türkiye ve Azerbaycan arasında 2012 yılı Haziran ayında mutabık kalınan ve 19/03/2013 tarihli Resmi Gazete'de yayınlanarak onaylan Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti ile Azerbaycan Cumhuriyeti Hükümeti Arasında Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı Sistemine İlişkin Hükümetlerarası Anlaşma" ile Trans Anadolu Boru Hattı Projesi (TANAP) adı verilen bir proje ile sağlanacak olup, aynı ismi taşıyan proje şirketinde Azeri SOCAR firmasının en az %51 hisse hakkı olacağı hükme bağlanmıştır. Türkiye üzerinden Avrupa'ya aktarımı için Yunanistan- Arnavutluk- İtalya güzergahını içeren Trans Adriyatik Boru Hattı (TAP) projesi seçilmiştir. Bir diğer proje, İran ve Türkmenistan kaynaklı doğal gazın Türkiye üzerinden Avrupa'ya, son varış noktası olarak da Almanya'ya iletimini hedefleyen İran-Türkiye-Avrupa Boru Hattı Projesi (ITE)'dir. Türkiye kısmı için ilgili mevzuat doğrultusunda izinler verilmiştir. Uzun yıllardır söylem düzeyinde kalan Türkiye geçişli doğal gaz transit projelerinin artık gerçekleşme aşamasına gelmesi, bölgedeki diğer potansiyel kaynaklar olan Doğu Akdeniz ve Irak doğal gaz kaynaklarının Türkiye ve Avrupa piyasalarına arzına yönelik uluslararası yatırımları Türkiye'ye yönlendirecek olumlu gelişmeler olmuştur.

4.2 Yatırım Önündeki Engeller

Türkiye doğal gaz piyasasında referans fiyat belirlenmesi, henüz liberal piyasa dinamikleri doğrultusunda gerçekleşmemektedir. Piyasa pazar payının halen çok büyük ölçüde kamu şirketi olan BOTAŞ'ta bulunması ve BOTAŞ'ın fiyat politikasında yıllardır süregelen sübvansiyon uygulamaları, BOTAŞ doğal gaz satış fiyatlarının da halen referans fiyat vasfında olması yatırımcılar açısından çok önemli olan piyasa fiyatlama mekanizmalarının geleceği konusunda tereddütler yaratmaktadır. Diğer yandan, ilgili mevzuatta yeni LNG terminalleri ve depolama tesisleri gibi ihtiyaç duyulan büyük ölçekli alt yapı yatırımlarına yönelik muafiyet ve teşvik mekanizmaları da yer almamaktadır.

4.3 Alt Yapı ve Üst Yapıya İlişkin İhtiyaçlar

Türkiye'de kurulmuş olan doğal gaz şebekesi, ülke genelinde yaygınlığı, arz imkanlarının kaynak ve coğrafi konumu anlamında çeşitliliği, konut tüketimleri için şehir içi dağıtım hatlarının büyük ölçüde tamamlanmış olması gibi unsurlar göz önüne alındığında gelişmiş bir şebeke konumundadır. Ancak çok soğuk kış günlerinde arz, talep karşısında yetersiz kalmaktadır. Nitekim, Aralık 2013 tarihinde yaşanan çok soğuk hava şartlarında talep günlük olarak 230 milyon Sm³ seviyelerine kadar çıkmış olmasına karşın arz miktarı en fazla 195 milyon Sm³ olabildiği ve sonucunda kimi elektrik santralleri ve sanayi tesislerinde kesinti-

kısıntı uygulamaları yapılmak durumunda kalmıştır. Kontrata bağlanmış ithalat miktarları ile birlikte LNG terminalleri ve yeraltı depolama tesisinden çekilebilecek miktarların oluşturduğu arz potansiyeli soğuk kış günlerindeki talebi karşılamada halen yetersiz olmaktadır. İletim şebekelerinin belli kısımlarında basınç seviyesinin güvenilir limitlerin altına düşmesi sonucunu doğuran bu yetersizliğin ilave şebeke yatırımları ile iyileştirilmesine, bu meyanda mevcut boru hatlarına paralel hatlar (loop) ve ilave kompresör istasyonları kurulmasına ihtiyaç bulunmaktadır. Diğer yandan, yeraltı depolama kapasitesinin yıllık talebin %12-15 mertebesine ulaştırılması çalışmaları (halen %4-5), LNG terminallerinin daha verimli kullanılması ve ihtiyaç olan yerlerde yeni terminaller yapılması üzerinde durulması gereken diğer hususlardır. BOTAŞ'ın Tuz Gölü depolama projesi ile birlikte, TPAO'nun mevcut Silivri tesisinin kapasitesini artırma projeleri dikkate alındığında, birkaç yıllık süre zarfında depolama kapasitesinin 5 milyar m³e ulaşacağı öngörülebilir. Ancak artacak olan taleple birlikte ihtiyaç duyulan depolama kapasitesinin de yükselmesi karşısında, Tarsus bölgesi gibi özel sektör tarafından planlanmış olan yeni depolama tesisi yatırımlarının hayata geçirilmeleri; diğer taraftan anlık sevkiyat kapasitelerinin de yükseltilmesi önem arz etmektedir.

Arz güvenliği ile ilgili olarak mevcut doğal gaz mevzuatında, bu hususun Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın doğal görevi addedilmesi pratiği bir yana bırakıldığında, kurumsal bir görevlendirmeye ilişkin detaylar yer almamaktadır. Mevzuattaki bu eksiklik, aşağıda belirtilen 3 tema altında ele alınarak giderilmelidir:

- Artan talebi karşılamak üzere arz potansiyelinin geliştirilmesi için gerekli düzenlemelerin hayata geçirilmesi,
- Uzun dönemli bir arz/talep projeksiyonu hazırlanarak, iletim şebekesi alt yapı ilave ihtiyaçlarının belirlenmesi ve ilgili yatırımların buna göre planlanması,
- En büyük arz kaynağının geçici bir süre kesilmesi varsayımı ile arz kaynaklarında bir kesinti olmamasına karşın 14 gün süreli pik talep senaryoları esas alınarak; AB'nin 994/2010 sayılı yönetmeliği gereksinimlerini de dikkate alan bir "Acil Yönetim Planı"nın hazırlanması.

Ayrıca, ülkemizde doğal gazın elektrik üretimindeki yüksek payı dikkate alındığında, arzın talebi karşılamada çok yetersiz kaldığı günlerde gaz ve elektrik piyasalarına yönelik, mevcut ikincil mevzuata göre öncelik taşıyacak bir ikincil mevzuat düzenlemesinin "Doğal Gaz ve Elektrik Acil Durum Planı" adı altında hazırlanması yararlı olacaktır. Nitekim, yaşanan örnekler, her iki piyasanın kendi dinamiklerine göre hazırlanan düzenlemelerin birbiriyle çatıştığı, gaz yakıtlı elektrik santrallerine doğal gaz piyasasının düzenlemeleri uyarınca uygulanan kesinti ve kısıntıların itirazlara ve nihayetinde hukuksal uyumsuzluk süreçlerine yol açtığı gözlenmiştir.

4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nda, 2009 yılına kadar BOTAŞ'ın yeniden yapılandırılması ve pazar payının %20 seviyesine düşürülmesi öngörülmüş ancak gerçekleştirilememiştir. Bu çerçevede, Kanun'un yürürlüğe girdiği 2001 yılından bu yana

yaşanan gelişmeler, oluşan piyasa deneyimi ve geleceğe ilişkin ihtiyaçlar doğrultusunda Kanun değişikliğinin bir an önce gündeme alınması sektörün en öncelikli gündem maddesi konumundadır.

4.4 Öneriler

- BOTAŞ'ın gaz satış fiyatlarına uyguladığı direkt sübvansiyon yerine, düşük gelir düzeyli evsel tüketicilerin korunması ve sanayicilerin desteklenmesi amacıyla farklı bir model geliştirilmelidir.
- LNG Terminalleri ve Yeraltı Depolama tesisleri gibi büyük sermaye gerektiren yatırımların hayata geçebilmeleri için, mevzuatta yatırımcıya kapasite kullanımına dair muafiyete yer verilmesi ve özel teşvik mekanizmalarının geliştirilmesi gerekmektedir.
- Uluslararası yatırımlar açısından istikrarlı, şeffaf bir piyasa, fiyatların müdahalelerden arınmış fiyatlama mekanizmalarıyla belirleniyor olması büyük önem arz etmektedir.
- Cezbeden bir yatırım ortamının sağlanması için, piyasada hâkim oyuncu olmaması, BOTAŞ'ın pazar payının "Miktar Devri" yöntemi ile bir an önce düşürülmesi öncelikli bir hedef olarak belirlenmelidir.
- Arz güvenliğinin artırılması için yeni ithalat kaynakları ve giriş noktaları yaratılmalı, buna paralel taşıma kapasitesi geliştirilmeli; yer altı depolama ve LNG terminal kapasitesi artırılmalıdır.
- Arz güvenliğinin sürdürülebilir hale getirilebilmesi için serbest ithalat ve ihracata izin verilmelidir.
- Gün öncesi ve gün içi piyasalarının mevzuatının oluşturulması, tezgahüstü piyasalarda vergi muafiyetlerinin temin edilmesi, uzun vadeli gösterge fiyatların oluşmasının sağlanması ile yatırımcının kaynak çeşitliliği yaratmasını sağlayacağı platformun (EPIAŞ bünyesinde Fiziki ve Finansal Gaz Ticareti Merkezi) oluşturulması çalışmalarına bir an önce başlanılmalıdır.

5. Sektörde Yeni Yönelimler

5.1 Sektördeki Teknoloji Kullanım Düzeyi

Türkiye'nin, doğal gaz ile tanışmasının birçok ülkeye göre oldukça geç gerçekleşmesi ve dolayısı ile diğer Avrupa ülkelerine göre daha geç inşa edilen doğal gaz alt yapısı, dünyada yaşanan tecrübelerin, oluşturulan standartların avantajlarını aksettirme şansına sahip olmuştur. Halen sürdürülmekte olan yeni yatırımların veya gelecekte hayata geçecek olan yeni doğal gaz tesis, ekipman ve alt yapı uygulamalarının da dünya standartlarına sahip olacağını söyleyebilmek mümkündür. İşletmeye alınan doğal gaz sistem ve tesislerinin işletme ve idamesinde teknoloji kullanımı açısından dünyadaki başarılı örnekler takip edilmeye çalışılmaktadır. Bu alandaki başarı daha çok lisans sahiplerinin şirket yönetimindeki başarısı, yeterli düzeyde ve kalifiye eleman çalıştırılması gibi unsurlarla desteklenmektedir. Uygulanmakta olan düzenlenmiş tarife yapıları, alt yapı operatörlerinin yeni teknolojik yatırımlar yapmaları açısından bir engel yaratmamakta olup, güvenli işletmecilik açısından büyük önem taşıyan SCADA sistemlerinin kurulması gibi hususlar da mevzuat kapsamında zorunlu hale getirilmektedir. Ancak birçok dağıtım şirketinin belirlenmiş olan tarifelerinden memnun olmadığı, mevcut gelir düzeyleri ile SCADA alt yapısı kurulması gibi çağdaş uygulamaları gerçekleştiremedikleri dile getirilmektedir. Dağıtım tarifelerine ilişkin birçok dağıtım Şirketi ile EPDK arasında uyuşmazlık süreçleri yaşandığı görülmektedir.

5.2 Dünyadaki Gelişmelere Ayak Uydurma Kapasitesi, Uluslararası Boru Hattı Projeleri

Doğal gazın üretiminin ülkemizde çok kısıtlı düzeyde olduğu, enerji ithalat bağımlılığımız açısından doğal gazın ve petrol ithalatının en maliyetli kalemleri oluşturduğu düşünüldüğünde, ülkemiz coğrafyasındaki doğal gaz potansiyelinin bir an önce belirlenmesi büyük önem arz etmektedir. Üretim maliyeti düşük olan yeni konvansiyonel gaz kaynakları keşifleri ve üretime alınmaları dünya genelinde giderek azalmakta, geçmişte üretim maliyetlerinin yüksek olmaları nedeniyle veya teknolojik yetersizlik nedeniyle devreye sokulamayan derin deniz yataklarının üretim açısından değerlendirilmeleri gibi uygulamalar giderek ağırlık kazanmaktadır. Üretim maliyeti düşük, yüksek teknoloji gerektirmeyecek tarzda gaz yatakları açısından kara parçamızın pek ümit vaat eder durumda olmadığı, TPAO ve kimi yabancı şirketlerin günümüze kadar sürdürdükleri aramaların sonuçları doğrultusunda anlaşılabilir. Çoğu araştırma raporlarına göre, Karadeniz'in batısındaki derin deniz coğrafyasında büyük doğal gaz potansiyeli bulunmakta ise de, bunun destekleyici bulguları olan Romanya ve Bulgaristan kıta sahanlığı içindeki doğal gaz yatakları keşifleri, ülkemiz kıta sahanlığında henüz gerçekleştirilmemiştir.

Küresel anlamda enerji piyasalarında son yıllarda yaşanan en çarpıcı gelişme Kuzey Amerika'da konvansiyonel olmayan gaz ve petrol yataklarına yönelik geliştirilen üretim teknikleri (yatay sondaj ve hidrolik çatlatma) sonucunda elde edilen üretim artışları olmuştur. Henüz 5-6 yıllık mazisi olan bu gelişme sonucunda ABD özellikle "Shale Gas – Kaya Gazı" üretimi ile kısa sürede doğal gaz açısından ithalat bağımlısı ülke konumundan çıkmış ve referans fiyatları (Henry Hub) Avrupa kıtasına göre yaklaşık 2-3 kat, Japonya piyasasına göre 3- 4 kat daha ucuz hale gelmiştir. Gelişmeler karşısında ABD'de birçok üretici firmanın LNG Export Lisansı başvurusu olduğu bilinmektedir. Halihazırda verilmiş olan bazı LNG Export lisansları doğrultusunda yürütülen yatırımların ABD'yi, 2-3 yıllık dönem içinde LNG formunda ihracat yapar konuma getirmesi beklenmektedir. Dünyanın diğer birçok bölgesinde başta kaya gazı formunda olmak üzere konvansiyonel olmayan gaz yataklarının bu yeni geliştirilen teknikler sayesinde devreye alınması enerji dünyasının ana gündem konuları arasındadır. Amerikan "Energy Information Administration" isimli devlet kuruluşunun raporlarına göre Türkiye'de Trakya ve Diyarbakır yöresi ağırlıklı olmak üzere 600 milyar m³ civarında çıkarılabilir kaya gazı rezervi bulunabileceği belirtilmektedir. Özel teknoloji gerektiren ve dünyada az sayıda firmanın sahip olduğu bu üretim tekniğine ulaşmak için ilk aşamada SHELL firması ile işbirliği yoluna gidilmiştir.

Küresel ölçekte doğal gaz ticaretinin gerçekleştirilmesini sağlayan iki ana unsur bulunmaktadır. İlki, doğal gazın sıvılaştırılarak büyük LNG kargo gemileriyle sevkiyatı, diğeri ise ülkeler arasında inşa edilen ve çoğu durumda birçok ülkeyi kat eden boru hatları ile gerçekleştirilen sevkiyattır. Diğer fosil yakıt türleri ile karşılaştırıldığında, doğal gaz sektöründe uluslararası ölçekte alım-satım ilişkilerinin kurulması oldukça karmaşık süreçleri gerektirmektedir. Özellikle boru hatları üzerinden gerçekleştirilen doğal gaz ticareti, kaynak ve tüketici ülkelerin/şirketlerin kendi menfaatlerini koruyabilmeleri ve çoğu kez ilgili ülkelerin stratejik hedeflerini gözetmeleri adına geliştirilen politikalarını yansıtmaya çalıştıkları uzun yıllar gerektiren müzakere süreçleri sonucunda gerçekleşebilmektedir. En yakın örneklerden biri Rusya ile kimi AB üyesi ülkeler arasında geliştirilen Güney Akım Projesinin hayata geçirilebilmesi amacıyla yürütülen müzakere sürecidir. AB'ye üye tüm ülkeleri bağlayan doğal gaz sektörüne dair müktesebatın ve beraberinde rekabetin korunmasına dair kuralların sonucu olarak ortaya çıkan Güney Akım Boru Hattı'nın mülkiyeti ve kapasitesinin kullanımı ile ilgili unsurların, Rusya tarafından kabul edilebilir bulunmaması nedeniyle Avrupa Komisyonu ile Rusya'nın GAZPROM şirketi arasındaki müzakere süreci dondurulmuştur.

Ülkemizin petrol ve doğal gaz kaynakları ile yüksek kalorili kömür gibi fosil yakıtlar açısından oldukça fakir konumda olması, uluslararası politikanın en önemli belirleyicilerinden olan enerji dünyasında etkin bir aktör olabilmesinin önünde bir engel olarak durmaktadır. Bununla birlikte, zengin Ortadoğu ve Hazar bölgesi petrol ve doğal gaz kaynakları ile en büyük tüketici konumunda olan Avrupa kıtası arasında bir geçiş köprüsü hüviyetindeki jeopolitik konumu enerji arenasında etkin bir aktör olabileme fırsatını sunmaktadır. Özellikle Türkiye geçişli doğal gaz boru hattı projeleri, Türkiye'de doğal gazın dağıtımı ve ticareti açısından bir merkez (Hub) oluşturulabilmesi şansı, Türkiye açısından enerji dünyasında söz sahibi olabilmenin başlıca unsurları durumundadır. Bu kapsamda Yunanistan ve Bulgaristan'a gaz

ihraç edebilmek için ihracat hat kapasiteleri, özel sektöre de ihracat imkanları sağlayabilecek şekilde arttırılmalıdır.

NABUCCO, ITGI, TANAP ve TAP Projeleri

Türkiye geçişli doğal gaz transit boru hattı projeleri 1990'lı yılların başında BOTAŞ bünyesinde gerçekleştirilen çalışmalar ile gündemimize girmiştir. Zengin doğal gaz yataklarının var olduğu Katar'dan Avrupa'ya gaz iletimi konusunda geliştirilen proje çalışmaları bir süre enerji gündemimizde önemli yer tutmuştur. Daha sonraki süreçte, Azerbaycan, Türkmenistan, İran ve Irak'ta var olan zengin doğal gaz potansiyelinin Türkiye ve Avrupa'ya iletimini hedefleyen Enterkonnektör Türkiye-Yunanistan-İtalya Projesi (ITGI) ve NABUCCO gibi büyük ölçekli projeler geliştirilmiştir. Gürcistan sınırından başlayarak, Türkiye-Bulgaristan-Romanya-Macaristan üzerinden Avusturya'daki gaz dağıtım merkezi Baumgarten'a bağlanmayı hedefleyen NABUCCO Projesi, 2011 yılına kadar en ağırlıklı yeri tutmakla birlikte rakip projeler olarak TAP ve ITGI projeleri de gündemdeki yerlerini korumuştur. Ancak nihai süreçte Aralık 2011 tarihinde Türk ve Azeri Hükümetleri arasında bir Mutabakat zaptının imzalanması ve devam eden süreçte taraflar arasında Hükümetlerarası Anlaşma imzalanması ve onun altında bir ev sahibi Ülke Anlaşması ile Şahdeniz Faz II gazının 6 milyar m³'lük kısmının Türkiye'de tüketilmesi, 10 milyar m³'lük kısmının ise Yunanistan veya Bulgaristan'a transit taşınması ve alt yapı olarak Türkiye kısmı için münhasır bir boru hattı yapılması hüküm altına alınmıştır. "Trans Anadolu Boru Hattı-TANAP" olarak adlandırılan münhasır boru hattı yapımı konusunda varılan mutabakat sonrasında, Şahdeniz Konsorsiyumu, Avrupa tarafında taşıma hizmeti için revize edilen Bulgaristan ile Avusturya arasında tesis edilecek NABUCCO (NABUCCO West) ile Yunanistan ile İtalya arasında tesis edilecek TAP projelerini iki aday proje olarak belirlemiş, nihai süreçte ise 2013 yılı Haziran ayı sonunda TAP projesini seçmiştir. Aralık 2013 tarihinde ilgili tüm tarafların yatırım kararı alması ile Şah Deniz Faz II gaz üretimi ile Türkiye ve Avrupa arasında değer zinciri oluşturulmasına dair çalışmalar son evresine girmiştir.

Şekil 5: TANAP Boru Hattı Güzergâhı



Kaynak: TANAP Web Sitesi

İran – Türkiye – Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi (ITE)

Konvansiyonel doğal gaz yatakları açısından Rusya'dan sonra en zengin ülke konumunda olan İran doğal gazının Türkiye üzerinden Avrupa'ya, nihai ülke olarak Almanya'ya transit edilmesini hedef alan bir proje olan ITE- İran-Türkiye-Avrupa gündeme gelmiş ve Türkiye kısmının yapımı konusunda bir özel sektör kuruluşu 2008 yılında yürürlükte olan 6326 sayılı Petrol Kanunu doğrultusunda Bakanlar Kurulu'nun onay vermesi sonucunda, Petrol İşleri Genel Müdürlüğünden 2010 yılında "Doğal Gaz Boru Hattı Belgesi" almıştır. İran'ın uluslararası arenadaki mevcut konumu karşısında anılan projenin hayata geçirilip geçirilemeyeceği çok tartışılır olmakla birlikte, 35 milyar m³ kapasite hedefleyen projenin Türkiye kısmı için ÇED Raporu yayınlanmış ve Temmuz 2013 tarihinde Bakanlar Kurulu Acil Kamulaştırma Kararı almıştır.

Kuzey Irak Doğal Gazının Sevkiyatı

Kuzey Irak doğal gaz potansiyelinin Türkiye bağlantısı gerçekleştirilerek değerlendirilmesine yönelik son dönem çalışmalar, Türkiye'nin bölgede aktif olması gerekliliği ve buna dair geliştirilen strateji çerçevesinde nihai süreçte Turkish Energy Company (TEC) kuruluşu yaşanan önemli gelişmeler içinde yerini almıştır. Aralık 2013 tarihinde TEC ile Kuzey Irak Bölgesel Yönetimi arasında Ceyhan Terminaline petrol sevkiyatı ile muhtemelen doğal gaz üretim ve sevkiyatını içeren bazı anlaşmaların imzalanmış olması, bu anlaşmalar konusunda ise Irak Merkezi Hükümeti ile yaşanan krizler ve halen söz konusu anlaşmalar için Irak Merkezi Hükümeti'nden onay beklenmekte olması yine medyadan takip edilen gelişmelerdir. Diğer taraftan da bir özel sektör kuruluşunun Irak'tan gaz ithali için yıllık azami 3.2 milyar m³ hacim için EPDK'dan ithalat lisansı alması konuya dair en önemli gelişmeler içinde yer almıştır.

Doğu Akdeniz Doğal Gazı

Doğu Akdeniz'in derin sularındaki (Kıbrıs ve İsrail açıklarındaki) doğal gaz potansiyeli son yılların çarpıcı gelişmeleri içinde yer almıştır. Nisan 2013 tarihinden bu yana Tamar üretim sahasından karaya gaz sevkiyatına başlanmış olup, İsrail, gelecekteki doğal gaz üretiminin kendi tüketim ihtiyacının oldukça üstünde gerçekleşeceği öngörüsü ile bu fazla üretimin yüksek tüketici ülkelere ulaştırılması seçenekleri üzerinde çalışmakta olup, bu kapsamda Türkiye üzerinden Avrupa'ya gaz naklini sağlayacak boru hattı projesinin maliyetinin diğer alternatiflere göre daha ekonomik olacağı ve bazı Türk şirketlerinin konu projeye ilgili temas halinde oldukları medyaya yansımaktadır.

Rusya'nın Güney Akım (South Stream) Projesi

Avrupa'ya doğal gaz temini konusunda yeni boru hattı projeleri içinde, Türkiye üzerinden geçişli projeler için en önemli alternatif veya rakip proje olarak nitelendirilebilecek olan proje Güney Akım Projesi'dir. Proje, Rusya kıyılarından Bulgaristan kıyılarına Karadeniz'in altında

inşa edilecek 900 km'lik, 2000 m. derinlikte bir deniz geçişi ile, kara kısmında Bulgaristan-Sırbistan-Macaristan-Avusturya güzergahı boyunca inşa edilecek bir ana boru hattı ve Hırvatistan gibi kimi ülkelere gerçekleştirilecek yan bağlantıları içermektedir. Rusya'dan Avrupa'ya ilave gaz sevkiyatı yanında, projenin daha önemli özelliği, Rusya'nın Avrupa'ya doğal gaz boru hattı bağlantıları için güzergah anlamında Ukrayna'ya olan büyük bağımlılığını giderecek olmasıdır. Proje maliyetinin Rusya içindeki üretim sahaları ve toplama hatları için gereken yatırımlar da dikkate alındığında toplamda 50 milyar ABD dolarını aşacağı tahmin edilmekte olup, yıllık taşıma kapasitesi 63 milyar m³'dir.

2019 yılı sonunda tamamlanması hedeflenen projenin, deniz geçişi için boru tedarikçilerinin seçimi ve yapım müteahhidi seçimi gibi aşamalarının gerçekleştirildiği şirket tarafından medyaya yansıtılmıştır. Türkiye, Aralık 2011 tarihinde, deniz geçişinin bir kısmında Türk Münhasır Ekonomik Zonunun kullanımına izin veren bir mutabakat zaptını Rusya ile imzalamıştır.

Şekil 6: Güney Akım Projesi Güzergâhı



Kaynak: Güney Akım Projesi Web Sitesi

Rusya, güzergah üzerindeki ülkelerle projenin gerçekleştirilmesine dair hükümetlerarası anlaşmalar imzalamakla birlikte, Avrupa Komisyonu bu anlaşmalardaki bazı hükümlerin AB müktesebatına aykırılık teşkil ettiğine dair ilgili ülkelere bildirimde bulunmuştur. Konuya dair Rusya tarafı ile görüşmeler, ilgili üye ülkeler adına Avrupa Komisyonu tarafından düzenli aralıklarla yürütülmektedir. Rusya ile Ukrayna arasında yaşanan Kırım krizi sonrasında anılan görüşmeler AB tarafından durdurulmuş olup güney akım boru hattının kullanımında üçüncü taraf erişimine izin verilmesi ve boru hattının mülkiyetine dair hususlar başlıca uyuşmazlık konuları içinde yer almaktadır.

6. Sektörün Dış Piyasalardaki Durumu

6.1 Sektörün İthalat ve Tüketim Rakamlarına Göre Dünyadaki Yeri

Daha önce belirtildiği üzere Türkiye doğal gaz sektörü çok büyük ölçüde ithalat bağımlısı konumda olup, dünyada da en büyük doğal gaz ithalatçısı ülkeler içinde ön sıralarda yer almaktadır. BP'nin 2013 yılına ilişkin "Statistical Review of World Energy 2013" raporunda yer alan aşağıdaki tablodan görülebileceği üzere, Türkiye'nin boru hattı ile ithalat miktarları dünya genelinde 4. sırada yer almaktadır. LNG ithalatı ile birlikte genel manada değerlendirildiğinde ise en büyük ithalatçılar içinde 7. sıradadır.

Tablo 8: Dünya genelinde başlıca doğal ithalatçıları ve ihracatçıları

Milyar metreküp	2011				2012			
	Boru Hattı İthalatı	LNG İthalatı	Boru Hattı İhracatı	LNG İhracatı	Boru Hattı İthalatı	LNG İthalatı	Boru Hattı İhracatı	LNG İhracatı
Amerika	88.3	10.0	40.7	1.7	83.8	4.9	45.1	0.8
Kanada	26.6	3.3	88.2	-	27.5	1.8	83.8	-
Meksika	14.1	4.0	0.1	-	17.6	4.8	-	-
trinidad and tobago	-	-	-	18.5	-	-	-	19.1
Diğer S. ve Orta Amerika	14.8	10.6	14.8	5.2	16.9	15.2	16.9	5.8
Fransa	32.3	15.5	2.2	-	35.0	10.3	1.2	0.2
Almanya	84.0	-	11.7	-	86.8	-	12.5	-
İtalya	60.8	8.7	0.1	-	59.7	7.1	0.1	-
Hollanda	15.6	0.8	50.4	-	14.5	0.8	54.5	-
Norveç	-	-	95.0	4.5	-	-	106.6	4.7
İspanya	12.5	24.2	0.5	0.8	13.3	21.4	0.7	1.2
Türkiye	35.6	6.2	0.7	-	34.9	7.7	0.6	-
Büyük Britanya	28.0	24.8	16.0	0.1	35.4	13.7	12.0	-
Diğer Avrupa	100.8	10.9	10.1	0.6	97.6	8.2	9.3	1.7
Rusya Federasyonu	30.1	-	207.0	14.2	29.8	-	185.9	14.8
Ukrayna	40.5	-	-	-	29.8	-	-	-
Diğer Eski Sovyetler Birliği	35.3	-	63.0	-	32.3	-	68.8	-
Katar	-	-	19.2	100.4	-	-	19.2	105.4
Diğer Orta Doğu	32.1	4.6	9.1	28.2	29.2	4.6	8.4	25.9
Cezayir	-	-	34.4	17.8	-	-	34.8	15.3
Diğer Afrika	5.7	-	8.3	40.0	6.0	-	11.0	38.8
Çin	14.3	16.6	3.1	-	21.4	20.0	2.8	-
Japonya	-	107.0	-	-	-	118.8	-	-
Endonezya	-	-	9.3	29.3	-	-	10.2	25.0
Güney Kore	-	50.6	-	-	-	49.7	-	-
Diğer Asya Pasifik	28.6	32.1	16.3	68.7	34.1	38.8	21.0	69.0
Toplam Dünya	700.0	329.8	700.0	329.8	705.5	327.9	705.5	327.9

Kaynak: BP - Statistical Review of World Energy 2013

Tüketim değerleri açısından ele alındığında ise yine BP'nin raporunda yer alan veriler doğrultusunda Türkiye tüketimi dünya genelinde 17. sırada, Avrupa kıtasında ise 6. sırada bulunmaktadır.

6.2 Ticari İlişkiler Kurulan Başlıca Ülkeler

Tablo 8'de yer alan verilerden de görülebileceği üzere Rusya Federasyonu doğal gaz sektöründe Türkiye'nin en büyük tedarikçisi olup ithalatımızın yaklaşık %58'i Rusya'dan iki boru hattı bağlantısı (Bulgaristan üzerinden "Batı Hattı" ve Karadeniz'in altında "Mavi Akım") ile sağlanmaktadır. İthalat miktarları açısından değerlendirildiğinde, Rusya'yı sırasıyla İran, Azerbaycan, Cezayir ve Nijerya takip etmektedir. Spot LNG ithalatında ise öne çıkan ülke Katar olmuştur. Bu ülkeler ile mevcut gaz alım ilişkilerinin önümüzdeki yıllarda artan hacimlerde (özellikle Azerbaycan ile) devam edeceği, bunlara Irak, Türkmenistan ve Doğu Akdeniz gibi yeni kaynakların ilave edilebileceği düşünülmektedir. Son dönemlerde, Doğu Akdeniz yataklarında üretilecek doğal gaz ile Kuzey Irak'ta üretilecek olan doğal gazın Türkiye ile birlikte Avrupa piyasalarına arz edilebilmesine ilişkin görüşmeler, çalışmalar yoğunlaşmış durumdadır.

Halen oldukça kısıtlı düzeyde olan ihracat (Re-export) sadece Yunanistan'a gerçekleştirilmekte olup benzer ilişkilerin Bulgaristan ile de kurulması yönünde geçtiğimiz birkaç yıllık süreçte iki ülke arasında çalışmalar yapılmıştır. Gerçekleştirilecek yeni bağlantılarla gelecekte Türkiye'nin bir doğal gaz ticaret merkezi olabileceği yaygın bir görüş olup, bu merkezden başta Balkan coğrafyasında yer alan ülkelerle "re-export" bağlantılarının gerçekleştirilebileceği öngörülmektedir.

7. Sektörün Yapısal Sorunları ve Çözüm Yolları

Liberal bir doğal gaz piyasasının kurulması ve gereğince idamesi açısından piyasa aktörlerinin sisteme girişlerini düzenleyen kuralların şeffaf, ayrımcılık gözetmeyen bir mevzuat çerçevesinde belirlenmesi, yine bu mevzuatta zaman içinde gerekli görülen değişikliklerin piyasa aktörlerinin gündeme getirdikleri ihtiyaçlar doğrultusunda, tüm görüşlerin ele alındığı etkin süreçlerle karara bağlanması büyük önem taşımaktadır. Başta iletim şebekesi olmak üzere tüm alt yapı tesislerine üçüncü taraf erişimi ile ilgili düzenlemeler açısından Türkiye Doğal Gaz Piyasası'nda geline durum değerlendirildiğinde, kısa zamanda çok önemli aşamalar kat edildiğini kabul etmek gerekir. İletim şebekesi, dağıtım şebekeleri, LNG terminalleri ve yeraltı depolama tesislerine tedarikçilerin erişimi ile ilgili temel prensipler EPDK tarafından hazırlanan ikincil mevzuat ile ortaya konulmuş, altyapı operatörleri tarafından kendi sistemleri için geliştirilen erişim ve kullanıma dair usul ve esaslar EPDK tarafından onaylanarak yürürlüğe girmiştir. Alt yapıya erişim ile ilgili bu düzenlemeler ve yürürlüğe giriş tarihleri aşağıdaki tabloda belirtilmektedir.

Tablo 9: Alt yapıya erişimle ilgili düzenlemeler

Düzenleme	Yürürlüğe Giriş Tarihi
BOTAŞ İletim Şebekesi İşleyiş Düzenlemelerine İlişkin Esaslar (ŞİD)	01.09.2004
BOTAŞ Marmara Ereğlisi LNG Terminali Kullanım Usül ve Esasları	03.06.2010
EgeGaz Aliağa LNG Terminali Kullanım Usül ve Esasları	03.06.2010
TPAO Silivri Doğal Gaz Yeraltı Deposu Kullanım Usül ve Esasları	06.04.2012

Dünyadaki tüm liberal doğal gaz piyasalarında İletim Şebekesinden Tedarikçilerin yararlanmalarını düzenleyen şebeke işleyiş düzenlemeleri (Network Code), pratikte o piyasanın temel işleyiş prensiplerini ortaya koymakta olup, piyasa aktörleri açısından birincil öneme sahiptir. Ülkemizde kısaca ŞİD olarak bilinen söz konusu düzenleme ile ilgili süreçler oldukça kurumsallaşmış, istikrarlı bir görünüm arz etmektedir. ŞİD'de yer alacak her türlü değişiklik belirli bir takvim diliminde, piyasa aktörlerinin tüm değişiklik taleplerinin toplanması, iletimci tarafından öngörülen değişikliklerin web sitesinde yayınlanarak yine piyasa aktörlerinden görüş alınması veya bizzat EPDK tarafından gerekli görülen değişiklik ve revizyonlara ilişkin Kurum web sitesi üzerinden bilgilendirmeler sonrasında görüşlerin alınması her yıl yürütülen rutin bir süreçtir. Tedarikçileri temsil eden PETFORM, DİVİD gibi kuruluşların konuya dair düzenledikleri ve EPDK ile BOTAŞ'ın yanı sıra diğer piyasa aktörlerinin de yer

aldığı ŞİD ile ilgili çalıştaylar her yıl etkin olarak devam ettirilmektedir. Benzer süreçler diğer alt yapı düzenlemelerine yönelik olarak da EPDK'nın koordinasyonunda yürütülmektedir. Piyasa aktörlerinin gündeme getirdikleri değişiklik taleplerinin ne ölçüde kabul gördüğü ayrı bir değerlendirme konusu olmakla birlikte, burada ortaya konmak istenen husus, özellikle ulusal iletim şebekesine erişim konusunda tüm piyasa aktörlerinin içinde yer aldığı interaktif bir platformun varlığıdır.

4646 Sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nda yapılması gerekli değişiklikler en az 6 yıldan bu yana ülke gündeminde olmakla birlikte, halen yayınlanabilmiş değildir. Geçtiğimiz 2 yıllık süreçte, yeni kanun taslağı Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından hazırlanarak görüşe açılmış, görüşler hem piyasa aktörleri tarafından direkt olarak, hem de üyesi olunan dernek, platformlar aracılığı ile Bakanlığa iletilmiştir. Piyasa aktörlerini temsil eden başta TOBB olmak üzere dernek ve platformların, mevzuat düzenlemeleri ve/veya revizyonları süreçlerinde daha etkin bir şekilde yer almalarını sağlayacak organizasyonların geliştirilmesine ihtiyaç bulunmaktadır.

8. Sektörün AB Uyum Sürecinde Geldiği Nokta, Karşılaştığı Uyum Sorunları

Ne zaman açılacağı konusunda bir takvim henüz belirsiz olmakla birlikte, Enerji Fası, Türkiye'nin AB'ye üyelik sürecinde en kolay tamamlanabilecek fasıllar arasında yer almakta olup, enerji sektörümüze dair geliştirilen mevzuat AB Müktesebatına oldukça yüksek düzeyde uyum arz etmektedir. Yakından incelendiğinde, Türkiye Doğal Gaz Piyasasına dair mevzuat ve diğer ilgili düzenlemelerin AB'nin doğal gaz ile ilgili müktesebatına büyük ölçüde uyumlu olduğu görülebilir. 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu hükümleri ele alındığında, bunların AB'nin 1998 yılında yayınlamış olduğu ilk gaz yönergesinden (First Gas Directive 98/30/EC) esinlenmiş olduğu sonucuna varılabilir. Takip eden dönemde AB Komisyonu tarafından 2003 yılında ikinci ve 2009 yılında üçüncü gaz yönergeleri çıkarılmış ancak Türkiye'de doğal gaz piyasasının temel hukuksal çerçevesini oluşturan 4646 sayılı Kanun güncellenmeksizin yürürlüğünü sürdürmüştür. Buna rağmen yayınlandığı döneme göre oldukça radikal hedefler içeren 4646 sayılı Kanun hükümleri, bazı kritik konularda AB'nin ancak üçüncü enerji paketinde hüküm altına alabildiği unsurları o dönemde hedeflemiştir. Bunlar arasında doğal gaz iletim şebekesinin mülkiyet ayrışmasına ilişkin modelin (Ownership Unbundling) benimsenmiş olması sayılabilir. Keza, doğal gaz iletim şebekesinin üçüncü taraf erişimine açılmasına ilişkin esasların ülkemizde 1 Eylül 2004 tarihinde Resmi Gazete'de yayınlanarak yürürlüğe konulduğu dönemde, Almanya dahil birçok AB üyesi ülkede bu esaslar henüz hazırlanıp yürürlüğe girmemişti. Liberal bir doğal gaz piyasasının hedeflenmiş ve buna dair mekanizmaların ortaya konulmuş olması müktesebat uyumu açısından yerine getirilen başlıca kriter olduğu şeklinde temel bir değerlendirme yapılabilmeyle birlikte, AB Müktesebatından farklılık gösteren veya henüz mevzuatımızda yer bulmamış bazı hususlar aşağıdaki gibidir:

- **Transit ile İlgili Hususlar:** Sınırdan sınıra doğal gazın taşınması olarak tanımlanabilecek transit faaliyeti, doğal gazla ilgili mevzuatta bir piyasa faaliyeti olarak yer almamakta olup 4586 Sayılı Petrolün Transit Boru Hatları İle Geçişine Dair Kanun'un düzenlemesi altındadır. Bu haliyle, AB'de uygulandığı durumdan farklı olmak üzere, düzenleyici kurum durumundaki EPDK'nın yetkisi ve denetimi altında yürütülen bir faaliyet değildir. Transit faaliyeti ile ilgili ülkemizde ikincil mevzuat da hazırlanarak yürürlüğe konmamış olup, günümüze kadar yürütülen çalışmalar dikkate alındığında, Transit projeleri genellikle Hükümetlerarası Anlaşma ve takip eden Ev Sahibi Ülke Anlaşması hükümleri çerçevesinde ele alınmıştır. Bakanlar Kurulu onayı ile önü açılan Transit projesi örnekleri de bulunmaktadır. AB'deki durum ele alındığında ise, ülkeler Transit faaliyeti için ayrımcılık

yapmamakla mükellef olup, ülke içi doğal gaz taşımacılığı ile Transit doğal gaz taşımacılığı aynı mevzuat hükümlerine tabidir.

- **Muafiyet (Exemption) Mekanizması:** AB'nin gaz yönergelerinde hangi temel altyapılar için, hangi durumlarda üçüncü taraf erişimi konusunda kısıtlama ve tesis sahibine kapasite kullanımı konusunda belli bir oranda öncelik tanınacağına ilişkin hükümler yer almaktadır. Muafiyet mekanizması doğal gaz mevzuatımızda henüz yer almış değildir.
- **Arz Güvenliği (Security of Supply):** Üçüncü gaz yönergisinde üye ülkelerin arz güvenliğinin bir unsuru olarak arz/talep dengesi projeksiyonlarının ortaya konulması, buna paralel olarak uzun dönem yatırım planlarının hazırlanması, korunmaya muhtaç olarak nitelenebilecek bazı özel tüketici gruplarının gaz arz güvenliğinin sağlanması gibi konularda spesifik çalışmalar ve görevlendirmeler yapmaları hüküm altına alınmıştır. Bunun ötesinde, 2010 yılında konuya dair özel bir yönetmelik (EU994/2010 – Measures to Safeguard Security of Gas Supply) yayınlanmıştır. Bu yönetmelikte de arz güvenliği konusunda yetkili kurumun belirlenmesi, arz kaynaklarında yaşanabilecek kesintiler sonrasında uygulamaya konacak olan Acil Durum Planlarının hazırlanması, bu planların ülke, komşu ülkeler ve birlik genelinde uygulanmasına dair gerekli senaryolar altında hazırlanması ve konuya dair Avrupa Komisyonunun düzenli olarak bilgilendirilmesi gibi hususlara yer verilmektedir. Diğer ülkelerle veya iletim şebekeleriyle gerçekleştirilen bağlantı noktalarında ters akış (reverse flow) mekanizmasının işler kılınması da gereklilikler içindedir. Doğal gaz mevzuatımızda konulara dair henüz bir düzenleme yer almış değildir.

Avrupa Birliği, doğal gaz ve elektrik piyasalarında birlik genelinde ve özellikle sınır aşan şebeke uygulamaları için olabildiğince aynı mevzuat hükümlerinin uygulanması ve söz konusu piyasalar açısından fiiliyatta tüm AB coğrafyasının tek bir iç pazar olarak ele alınması hedefini ortaya koymuş ve hatta 2014 yılı hedef takvim olarak belirlenmişti. Bu hedefe henüz ulaşılabildiği söylenemese de çok önemli aşamalar kaydedildiği de bir gerçektir. Üçüncü enerji paketi içinde bu hedefe ulaşılabilmesi açısından özel önlemler alındığı ve çıkarılan 713 ve 715 sayılı yönetmelikler çerçevesinde yeni yapılanmaların ortaya çıktığı görülmektedir. Bu yeni yapılandırmalardan birincisi düzenleyici kurumların işbirliği ajansı ACER'ın (Enerji Düzenleyicileri İşbirliği Ajansı (ACER), diğeri ise İletim Şebekesi Operatörlerinin bir araya getirildiği ENTSO-G'dur (Avrupa Gaz İletim Sistemi Operatörleri Ağı (ENTSO-G)). Bu iki organizasyonun yürüttüğü çalışmalar çerçevesinde, özellikle sınır aşan boru hattı sistemlerine ilişkin kapasite tahsisat ve sisteme giriş prosedürleri, tahsisata ilişkin zaman dilimlerinin belirlenmesi, sıklık yönetimi, dengeleme rejimleri ve tarifelerin uyumlulaştırılması gibi birçok konuda tüm üye ülkeleri bağlayıcı tüzükler hazırlanmış veya hazırlanmaya devam edilmektedir. Üyelik sürecinde olan Türkiye'nin ilgili kuruluşları olarak EPDK ve BOTAŞ'ın, ACER ve ENTSO-G'un çalışmalarına gözlemci konumda katılma hakları bulunmakta olup, anılan çalışmaların yakından takip edilmesi, AB doğal gaz müktesebatındaki bu yeni değişikliklerle ilgili doğal gaz mevzuatımızda da bazı yansımaların ele alınması, Enerji Fası'nın açılması durumunda kısa sürede gerekli adaptasyonların yerine getirilmesinde yararlı olacaktır.

9. Genel Değerlendirme

Doğal gaz piyasası, yaklaşık 30 yıl geçmiş olan ilk doğal gaz kullanımımızdan bu yana istikrarlı bir şekilde gelişmiştir. Türkiye'nin doğal gaz piyasası, ülke genelinde inşa edilmiş teknolojik alt yapısı, tüketim miktarları, büyüme potansiyeli, teknolojik bilgi birikimi, liberal piyasa dinamikleri açısından oluşan tecrübe, çok avantajlı coğrafik konum gibi birçok açıdan değerlendirildiğinde dünyadaki belli başlı doğal gaz piyasaları içinde yer almaktadır. Başta BOTAŞ olmak üzere sektörde faal olan aktörlerin küresel doğal gaz ticaretinde oyun kurucu vasfına erişme şansı, ülkemizin doğal gazın dağıtımını ve ticareti açısından uluslararası bir merkez olma potansiyeli, yakın dönemde yaşanan gelişmeler sonrasında, her zamankinden daha yüksek bir konuma gelmiştir. Uluslararası yatırımcılar açısından piyasanın istikrarlı, büyüme potansiyeli olan görünümde olması büyük önem arz etmekte olup, günlük piyasa referans fiyatlarının piyasanın kendi dinamiği içinde belirlenir hale gelmesi bu yatırımların hayata geçebilmeleri açısından bir diğer önemli gereksinimdir. Halihazırda BOTAŞ'ın doğal gaz satış fiyatlarının pratikte referans fiyatları oluşturduğu gaz piyasamızda, sübvansiyonların etkilerinden arındırılmış referans fiyatların oluşabilmesi, her şeyden önce, 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun öngördüğü üzere BOTAŞ'ın pazar payının düşürülmesine bağlı görülmektedir. Bu doğrultuda, BOTAŞ tarafından miktar devri yönteminin bir an önce hayata geçirilmesi, amaca ulaşmak için gerekli görülmektedir.

BOTAŞ'ın doğal gaz ithalat faaliyetlerine başladığı dönemde, alıcı konumdaki ülkeler için imkansız görünen küresel gaz ticareti, günümüzde yeni kaynakların devreye girmesi, LNG terminallerinin ve özellikle Avrupa'da birbirine entegre boru hattı sistemleri ve piyasaların yaygınlaşması sonucu yapılabilir ve avantajlı hale gelmiştir. Türkiye bu anlamda belki de en avantajlı ülkelerden biri olacaktır. Doğal gaz ile ilgili stratejilerin kurumsal bir anlayışla oluşturulması, bu stratejilerin belirlenmesinde piyasa oyuncularının sektördeki deneyimlerinden istifade edilmesi, başta BOTAŞ olmak üzere ilgili kamu kuruluşlarının küresel ölçekte oyuncu olabilmelerinin önünü açacak yeniden yapılandırma, yeni yönetim ve personel rejimleri belirlenmesi gibi açılımlar, sektör oyuncuları tarafından üzerinde görüş birliği olan hususlardır.

Ulusal enerji talebinin yaklaşık 1/3'ünü karşılamakta olan doğal gaz, sağladığı konfor, çevre dostu özelliği ve kullanım kolaylığı ile önümüzdeki yıllarda da tercih edilen yakıt olmayı sürdürecektir.

Halen 46 milyar Sm³ olan ulusal tüketimimizin 2023 yılında 60-65 milyar Sm³ seviyesinde olması beklenmektedir. Piyasanın artan bu talebinin zamanında karşılanabilmesi ve istikrarlı bir piyasa oluşturulabilmesi açısından ve öncelikle yapılması gereken hususlar arasında;

- BOTAŞ'ın yeniden yapılandırılması,
- Uygulamadaki sübvansiyonun kaldırılması,
- Ulusal iletim şebekesinde yapılması gereken iyileştirmelerin tamamlanması,
- İhtiyaç bulunan yer altı depolama kapasitesinin artırılması, mevcut LNG terminallerinin daha verimli çalıştırılması, yenilerinin yapılması,
- Gerekli yatırımların gerçekleşebilmesi için yatırım ortamının iyileştirilmesi ve BOTAŞ'ın tabi olduğu bazı mevzuat yükümlülüklerinden muaf tutularak daha hızlı hareket etmesinin sağlanması,
- 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun günün ihtiyaçlarına cevap verir hale getirilmesi,
- Daha rekabetçi ve likiditesi yüksek bir piyasaya ulaşmak için liberalizasyon sürecinin devam ettirilmesi ve özel sektörün daha çok rol alacağı bir piyasa yapısı oluşturulması,
- Artan talebi karşılamak ve arz güvenliğini pekiştirmek için yeni miktarların girişi ve kaynak çeşitliliği sağlanması,
- Mevzuatın gün öncesi piyasaları da içerecek şekilde geliştirilmesi,
- Arz yetersizliği halinde uygulanacak "Acil Yönetim Planı"nın oluşturulması

öne çıkmaktadır.

Artan talebi karşılayabilecek bir doğal gaz piyasasına ulaşmak için yukarıda listelenen hususların sağlanmasını teminen gerekli adımlar gecikmeksizin atılmalı ve özel sektörün daha çok rol alacağı bir piyasa modelini hayata geçirmek hususlarında çalışmalar sürdürülmelidir.

Kaynakça

1. BOTAŞ Faaliyet Raporları
2. BP - Statistical Review of World Energy 2013
3. EPDK Doğal Gaz Sektör Raporu, 2013
4. ETKB İle Bağlı Kuruluşların Amaç ve Faaliyetleri, 2013
5. ETKB Strateji Planı 2010 - 2014

