



## TÜRKİYE’İN BÖLGESEL DOĞAL GAZ MERKEZİNE DÖNÜŞEBİLME POTANSİYELİ

Öğr. Gör. Dr. Cemal KAKIŞIM\*

### ÖZ

Türkiye, petrol ve doğal gaz rezervleri açısından zengin Ortadoğu ve Hazar Bölgesi ülkeleri ile bu enerji kaynaklarının yoğun bir şekilde tüketildiği Avrupa ülkeleri arasında enerji akışını sağlayabilecek üstün bir coğrafi konuma sahiptir. Türkiye'nin üç tarafının denizlerle çevrili olması, bu lojistik üstünlüğünü kara alanlarının yanı sıra deniz alanlarına da taşımaktadır. Tüketici ve tedarikçi ülkeler arasındaki enerji akışını sağlayan uluslararası enerji nakil hatlarına karada, petrol ve doğal gaz taşıyan tankerlere ise denizlerde ekonomik ve güvenli bir güzergâh sunmaktadır. Bu bağlamda Türkiye, 1976 yılında Irak petrolünün 2007 yılında Azerbaycan doğal gazının uluslararası enerji piyasalarına ulaşmasını sağlayarak hem petrol hem de doğal gaz alanında transit ülke haline dönüşmüştür. 2018 yılından itibaren devreye giren uluslararası yeni doğal gaz boru hatlarıyla Türkiye'nin bölgesel enerji hareketliliğindeki pozisyonu daha fazla önem kazanmıştır. Böylece transit ülke olmanın da ötesinde bölgesel bir doğal gaz merkezine dönüşebilmek, Türkiye'nin enerji politikasının en önemli hedeflerinden biri haline gelmiştir. Bu kapsamda ulusal doğal gaz altyapısının iyileştirilmesi, tedarikçi ülkelerin çeşitlendirilerek enerji arzının artırılması ve enerji arz güvenliğinin sağlanması ve doğal gaz piyasasının serbestleştirilerek rekabete açık hale getirilmesi için yoğun bir çaba gösterilmiştir. Bu çalışmada, Türkiye'nin doğal gaz görünümü, devam eden uluslararası boru hattı projeleri, doğal gaz altyapısı ve doğal gaz piyasası göz önünde bulundurularak doğal gaz merkezi olma potansiyeli değerlendirilecektir.

**Anahtar Kelime:** Türkiye, Enerji Merkezi, Doğal Gaz, Enerji Piyasası, Boru Hatları

### TURKEY'S POTENTIAL TO TURN INTO A REGIONAL NATURAL GAS HUB

#### ABSTRACT

Turkey has a superior geographical position to provide the flow of energy between the Middle East and the Caspian region countries which are rich in terms of oil and natural gas reserves and European countries which consume intensily these energy sources. Surrounded by sea on three sides, Turkey has logistic advantages in the seas as well as the land. It offers an economical and safe route to international energy transmission lines that provide the flow of energy between consumer and supplier countries on land, and to tankers carrying oil and natural gas to the seas. In this context, Turkey became a transit country in the field of oil and natural gas by enabling Iraqi oil and Azerbaijan natural gas to reach the international energy markets in 1976 and 2007, respectively. Turkey's position at the regional energy mobility has gained more importance with the international new pipelines becoming operative in 2018. In this way, one of the most important goals of Turkey's energy policy is to become a regional energy hub beyond being a transit country. In this context, an intense effort has been made to improve the national natural gas infrastructure, increase the energy supply by diversifying the supplier countries, ensure energy supply security and open the natural gas market to competition by liberalizing it. In the study, by considering Turkey's natural gas outlook, ongoing international pipeline projects, existing natural gas infrastructure and natural gas market and its potential to become a natural gas center will be evaluated.

**Keywords:** Turkey, Energy Hub, Natural Gas, Energy Market, Pipelines

---

\* Recep Tayyip Erdoğan Üniversitesi, TR, cemal.kakisim@erdogan.edu.tr, Orcid: 0000-0002-3865-8305.

## 1. Giriş

Britanyalı enerji şirketi British Petroleum'un (BP) enerji istatistikleri raporuna göre, dünyada en yoğun şekilde tüketilen fosil yakıtlardan biri olan doğal gaz kaynaklarının %38'ine Ortadoğu ülkeleri, % 32,3'üne Hazar Bölgesi ülkeleri ile Rusya ev sahipliği yapmaktadır (BP 2020: 32). Doğal gaz kaynaklarının bu coğrafik dağılımı, Türkiye'yi fosil enerji kaynakları açısından zengin coğrafyalar Hazar Bölgesi, Kafkasya ve Ortadoğu ile Avusturya, Almanya, Hollanda ve İngiltere gibi enerji merkezlerinin bulunduğu ve yoğun bir doğal gaz tüketiminin gerçekleştiği Avrupa Kıtası arasında doğal bir geçiş ülkesi haline getirmektedir. Bu bağlamda Türkiye'nin arz ve talep coğrafyaları arasındaki geçiş ülkesi rolü, ilk olarak 1976 yılında Irak-Türkiye Petrol Boru Hattı'nın devreye girmesiyle petrol alanında başlamış ve Irak petrolü, Türkiye'nin Doğu Akdeniz'deki Ceyhan limanı üzerinden dünya enerji piyasalarına ihraç edilmiştir. 2006 yılında ise Azerbaycan petrolünü Türkiye'ye ulaştıran Bakü-Tiflis-Ceyhan Petrol Boru Hattı'nın inşa edilmesiyle Türkiye, Hazar Bölgesi ülkelerinin petrol kaynaklarını dünya enerji pazarlarına ulaştıran transit ülke haline gelmiştir. Türkiye'nin Doğu ve Batı arasındaki geçiş ülkesi rolü sadece enerji nakil hatlarıyla sınırlı kalmamış, Hazar Bölgesi ülkelerine ve Rusya ait petrol, tankerler vasıtasıyla Asya ve Avrupa kıtaları arasında geçişi sağlayan Türk Boğazları üzerinden dünya enerji pazarlarına ulaştırılmıştır. Türkiye son dönemde gerçekleştirilen projelerle petrolden sonra doğal gaz alanında da transit ülke haline dönüşmektedir. Rusya ve Azerbaycan doğal gazını Türkiye'ye ve devamında Avrupa ülkelerine ulaştırmak için planlanan iki ayrı enerji nakil hattı tamamlanmak üzeredir. Ayrıca İran ve Irak doğal gazını Türkiye üzerinden aynı pazarlara ulaştırmayı hedefleyen projeler de geliştirilmektedir.

Gündemde olan bu boru hatları için pozisyonu transit ülke olarak lanse edilen Türkiye, coğrafi konumunun sağladığı fırsatlardan hareketle ve geçmişten gelen tecrübesiyle transit ülkenin olmanın da ötesinde Avrupa pazarına hitap eden bir enerji merkezine dönüşmeyi hedeflemektedir. Ancak bir ülkenin enerji merkezi haline gelebilmesi, transit ülke olabilmenin ötesinde çok sayıda faktöre bağlıdır ve bu dönüşüm için sadece coğrafi açıdan doğal bir geçiş ülkesi konumuna sahip olmak yeterli değildir. Bu bağlamda Türkiye'nin enerji merkezine dönüşebilmesinin önünde bazı engeller söz konusudur. Türkiye'nin yeterli enerji kaynaklarına sahip olmaması, enerji üretiminin oldukça sınırlı olması, doğal gaz ithalatına ve tedarikçi ülkelere önemli ölçüde bağımlı olması, bu nedenle enerji arz güvenliği riskinin yüksek olması, gelişmiş bir enerji altyapısına ve rekabete açık, serbest bir enerji piyasasına sahip olmaması, enerji merkezi olabilmesini engelleyen unsurlar arasında öne çıkmaktadır.

Türkiye, bu enerji profilini dikkate alarak enerji arz güvenliğini arttıracak ve bölgesel enerji hareketliliğindeki pozisyonunu güçlendirecek bir enerji politikası geliştirmektedir. 2019-2023 dönemini kapsayan 11.Kalkınma Planı'nda enerji alanında belirlenen temel amaç, enerji arzının sürdürülebilir, sürekli, güvenli, kaliteli ve katlanılabilir maliyetlerle sağlanması şeklinde ifade edilmektedir. Planda, enerji kapsamında belirlenen politika ve tedbirler arasında ise doğal gaz arz güvenliğinin güçlendirilmesi, tedarikçi ülke ve güzergâh çeşitliliğinin artırılması, doğal gaz iletim ve dağıtım altyapısının güçlendirilmesi, jeostratejik konumun etkin bir biçimde kullanılmasıyla enerji ithal eden ve ihraç eden ülkeler arasında bir enerji ticaret merkezi haline gelinmesi öne çıkmaktadır (T.C. Cumhurbaşkanlığı 2019: 118-121). Plan kapsamında ortaya koyulan enerji politikasının en önemli ve öncelikli hedefi

enerji arz güvenliğinin sağlanmasıdır. Ayrıca bu hedefe ulaşılırken, Türkiye'nin gelişmiş bir enerji piyasasına sahip olabilmesi ve bölgesel bir enerji merkezine dönüşebilmesi de hedeflenmektedir.

Bu çalışmada, Türkiye'nin doğal gaz görünümü, devam eden uluslararası boru hattı projeleri, doğal gaz altyapısı ve doğal gaz enerji piyasası göz önünde bulundurularak bölgesel doğal gaz merkezi olma potansiyeli değerlendirilecektir. Temel olarak nitel araştırma yönteminin kullanıldığı çalışmada ilk olarak, Türkiye'ye atfedilen roller, enerji merkezi ve transit ülke kavramları açıklanacaktır. Ardından, doğal gaz ithalatı, üretimi ve tüketimi incelenerek, doğal gaz arz güvenliği değerlendirilecektir. Daha sonra Türkiye'nin mevcut doğal gaz altyapısına, uluslararası boru hattı projelerine ve enerji piyasasındaki gelişmelere yer verilecektir.

## 2. Enerji Merkezi'nin Tanımı ve Nitelikleri

Enerji üreten ve enerji tüketen ülkeler arasındaki enerji transferi, karada boru hatlarıyla denizlerde ise tankerlerle gerçekleştirilmektedir. Bu yöntemlerin en ekonomiyi olan boru hatları, ülkeler ve kıtalar arasında geçişi sağlayan uzun mesafeli yapılardan oluşmaktadır. Binlerce kilometre uzunluğa ulaşabilen boru hatları, tercih edilen güzergâha göre bir veya birden fazla ülkenin kara ve deniz sınırlarından geçebilmektedir. Enerji nakil hatlarının geçtiği bu ülkeler ise geçiş ülkesi olarak tanımlanmaktadır.

Geçiş ülkeleri, coğrafi konumlarına, enerji altyapılarının gelişmişliğine, üretici ve tüketici ülkeler arasında enerji ticaretindeki pozisyonlarına göre farklı roller üstlenmektedir. Geçiş ülkelerine atfedilen bu rollerden biri transit ülkedir. Transit ülkeler, topraklarından geçen petrol veya doğal gazın üreticisi olan ülkeler ile anlaşma yaparak belirli bir transit geçiş ücreti karşılığında enerji akışını sağlamaktadırlar. Transit ülkelere geçen boru hatları, boru hattının sahibi veya işleticisi ile transit ülke arasında yapılan, transit koşulların belirlendiği bir anlaşmaya bağlı olarak inşa edilmekte ve bu anlaşmalara tüketici ülkeler de taraf olabilmektedir (Stevens 2009: 1). Bu iş modelinde boru hattının kontrolü transit ülke tarafından sağlanırken taşınan enerjinin fiyatı üretici ve tüketici ülkeler arasındaki pazarlığa göre belirlenmektedir (Özdemir 2015). Enerji fiyatlarının belirlenmesinde transit ülkenin herhangi bir etkisi bulunmamaktadır.

Geçiş ülkelerine atfedilen diğer bir rol ise transit ülkeye göre oldukça kapsamlı faaliyetlerin yerine getirildiği enerji merkezi pozisyonudur. Enerji Hub'ı olarak da adlandırılan enerji merkezleri, tüketici ve tedarikçi ülkelerin açık, şeffaf bir piyasada bulunduğu ve ticaret yapabildiği ticaret merkezi olarak tanımlanmaktadır (Winrow 2011: 82). Enerji merkezi niteliğine sahip ülkeler, ulusal sınırları içerisinde tedarikçi ülkelere satın aldığı enerji kaynaklarını üçüncü ülkelere tekrar satma (re-export) hakkına sahiptirler ve bu kapsamda satış koşullarını, üretici ve tüketicilerden bağımsız olarak belirlemektedirler (Pacheco 2011: 27, 28).

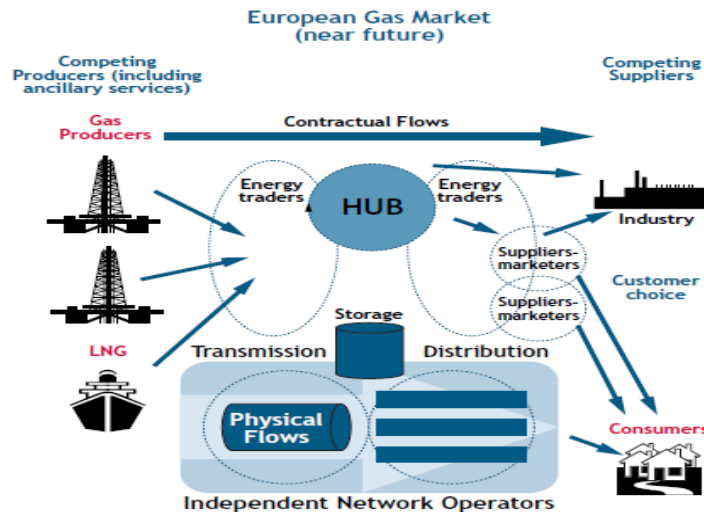
Enerji ithalat fiyatlarının belirlenmesi, enerji merkezlerinin küresel enerji ticareti ve enerji güvenliği açısından oynadığı en önemli rollerinden biridir. Enerji merkezlerinin dışında gerçekleşen doğal gaz ticaretinde, ithalat fiyatları genellikle geleneksel yöntemlere göre, uzun dönemli anlaşmalara ve petrol fiyatlarına bağlı olarak belirlenirken, enerji merkezleri üzerinden yapılan işlemlerde bu fiyatlama modeli daha fazla rekabete açık bir modele dönüşmektedir. Bu modelde ithalat fiyatları, enerji merkezinde oluşan talebe göre

“gazın gaz ile rekabeti”<sup>1</sup> sonucu belirlenmektedir (Sevce 2008: 499). Serbest piyasa koşullarının hâkim olduğu enerji merkezlerinde gazın gaz ile rekabeti sonucu belirlenen enerji fiyatları, diplomatik ilişkilerdeki kriz durumlarında, enerji ithalat fiyatlarını tüketici ülkelere karşı silah olarak kullanmak isteyen tedarikçi ülkelerin tüketici ülkeler üzerindeki baskısını azaltmaktadır. Ayrıca enerji merkezleri sayesinde doğal gaz fiyatlarının, küresel gelişmeler nedeniyle petrol fiyatlarındaki dalgalanmalardan etkilenmesinin de önüne geçilmektedir. Bu açıdan enerji merkezleri, enerji ticaretinde hem tüketici ülkelerin hem de tedarikçi ülkelerin çıkarlarını gözeterek enerji güvenliğine yönelik bölgesel bir rol oynamaktadır. Serbest piyasa koşullarında, rekabet edilebilir fiyatlarda, sürekli bir doğal gaz arzı sağlayarak tüketici ülkelerin enerji arz güvenliğine katkıda bulunurken, tedarikçi ülkelerin enerji kaynaklarına tüketici ülkelere gelen talebin devamlılığını sağlayarak tedarikçi ülkelerin enerji talep güvenliğini desteklemektedir.

Enerji merkezleri, serbest ve rekabete açık enerji piyasasına sahip yapılardır. Bu niteliğe sahip bir piyasanın oluşabilmesi ise bir ülkenin enerji merkezine dönüşebilmesi için aranan en önemli koşullardan biri olan üçüncü taraf erişimi ile sağlanmaktadır (Sevce 2008: 500). Üçüncü taraf erişimi, enerji ağı şebekesinin sahibi dışındaki şirketlerin, enerjisini aynı şebeke üzerinden taşıtabilmesi anlamına gelmektedir (Six ve Corbeau 2017: 6). Ayrıca üçüncü taraf erişimi, taşıma ve dağıtım sisteminin yanı sıra, özel şirketlerin LNG (Liquified Natural Gas / Sıvı Doğal Gaz) terminalleri ve enerji depolama tesislerine erişimini de içermektedir (Beyazgul 2015: 9).

Boru hattı ve LNG altyapısına üçüncü taraf erişimi, enerji piyasasına yeni tedarikçi ülkelerin girişine izin vererek piyasadaki rekabetin artmasını sağlamakta ve böylece petrole ve uzun dönemli kontratlara bağlı olarak belirlenen geleneksel fiyatlama yönteminin önüne geçilmektedir (Six ve Corbeau 2017: 6). Üçüncü taraf erişiminin ilk gerçekleştirildiği enerji piyasaları, dünyanın en önemli enerji merkezleri olarak kabul edilen, Amerika’daki Henry Hub’ı ve İngiltere’deki National Balancing Point’dir (Sevce 2008: 500).

### Şekil 1: Doğal Gaz Merkezi (Hub)



Kaynak: EFET, 2005

<sup>1</sup> Enerji merkezine farklı tedarikçi ülkelerden doğal gaz sağlayan enerji şirketleri arasında oluşan rekabet.

Enerji merkezlerinin bölgesel anlamda kesintisiz bir enerji ticareti sağlayabilmesi için gelişmiş bir enerji altyapısına sahip olması gerekmektedir. Bu altyapı, gelişmiş bir boru hattı ağı, depolama tesisleri, rafineriler, doğal gaz dönüşüm terminalleri ve petrokimya birimlerinden oluşmaktadır. (Winrow 2011: 81). Bu birimlerin her biri, farklı görevleri yerine getiren, ancak birbirini destekleyen bir sistemin parçalarını oluşturmaktadır. Enerji piyasanın esnekliği enerji altyapılarının giriş ve taşıma kapasitelerinin hacmine bağlıdır. Bu nedenle enerji merkezleri, piyasada rekabeti oluşturabilecek şekilde enerji arzının enerji talebinden fazla olmasını sağlayacak, giriş ve taşıma kapasitesi yüksek, gelişmiş bir boru hattı altyapısına sahip olmalıdır (Dünya Enerji Konseyi 2018: 45).

Enerji piyasasına esneklik kazandıran diğer bir dengeleme aracı ise depolama kapasitesidir. Bu açıdan doğal gaz arz ve talebinin kısa dönemli dengelenmesi, bir doğal gaz ticaret merkezinin temel işlevlerinden birini oluşturmaktadır (Sevce 2008: 501). Doğal gaz depolama tesisleri, dönemsel olarak tedarikçi ve transit ülkelerden kaynaklanan aksaklıkların giderilmesinde, tüketici ülkelerden gelen talep artışlarının karşılanmasında önemli bir rol oynamaktadır. Enerji akışını etkileyen doğal afetler, terörist saldırılar ve bölgesel siyasi krizler gibi olağanüstü durumlarda, enerji tedarikinde meydana gelebilecek kesintilerin etkisini azaltmaktadır. Ayrıca olumsuz iklim koşulları nedeniyle tüketici ülkelerden gelebilecek ani talep artışlarının karşılamasını da sağlamaktadır. Bu açıdan depolama, enerji merkezlerinin etkinliğini arttıran ve tüketici ülkelerin enerji arz güvenliğini destekleyen en önemli altyapı birimlerinden birini oluşturmaktadır.

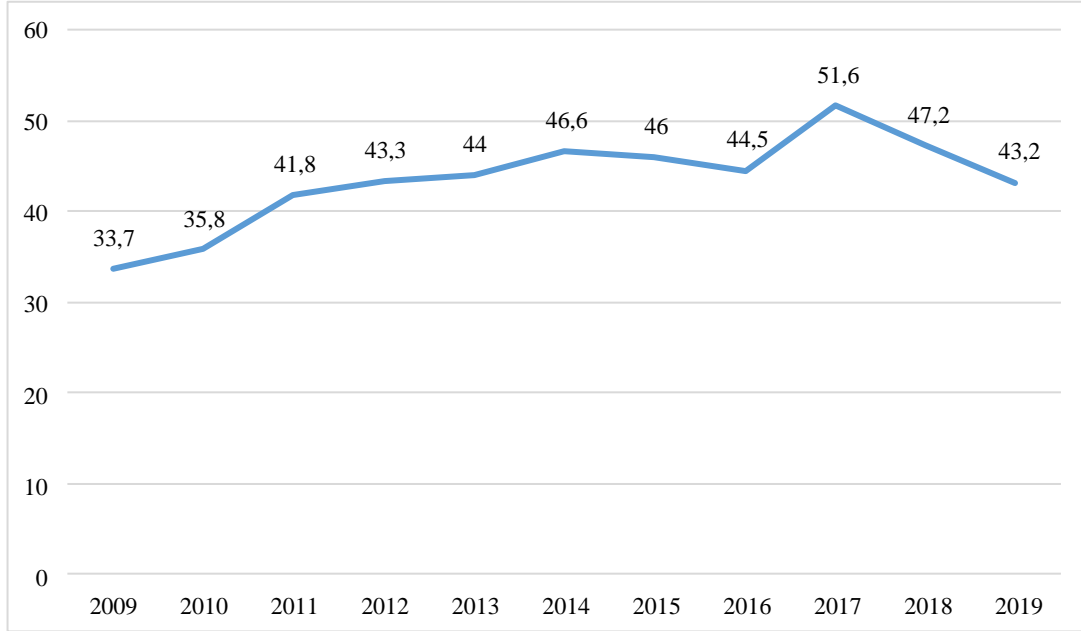
Depolama ve boru hattı ağı açısından dünyadaki en iyi örneklerden biri Amerika'daki Henry Hub'dır. 12 boru hattı arasında bağlantı oluşturan ve 3 depolama tesisine sahip olan Henry Hub'ı, bu altyapısıyla dünyanın en likit enerji merkezi ve referans noktası olarak kabul edilmektedir (Sevce 2008: 502). Gelişmiş doğal gaz merkezleri Avrupa'da da bulunmaktadır. Avrupa ülkeleri arasında özellikle Avusturya ve Almanya öne çıkmaktadır. Her iki ülke de ulusal tüketimlerinden daha fazla doğal gaz temin ederek, enerji piyasalarının derinliğini ve esnekliğini sağlama yeteneğine sahiptir. Örneğin Almanya, 2016 yılında 85 milyar metreküp doğal gaz tüketimine rağmen, 160 milyar metreküp doğal gaz ithal etmiş ve bu ithalatın 65 milyar metreküpünü diğer tüketici ülkelere tekrar ihraç etmiştir. Avusturya ise 8 milyar metreküp doğal gaz tüketimine karşılık 47 milyar metreküp doğal gaz ithal etmiş ve tüketiminden geriye kalan 39 milyar metreküp doğal gazı tekrar ihraç etmiştir (Dünya Enerji Konseyi 2018: 26). Her iki ülke de gelişmiş enerji altyapısı sayesinde bu hizmetleri yerine getirebilmektedir. Avusturya'da 8 milyar metreküp depolama, 41.500 km iletim ve dağıtım ağı, Almanya'da ise 38.000 km iletim ve 485.413 km dağıtım altyapısına bulunmaktadır (Dünya Enerji Konseyi, 2018: 26). Ayrıca Almanya, 21,4 milyar metreküp doğal gaz depolama kapasitesine sahiptir ve yıllık doğal gaz tüketiminin %28'inin depolayabilmektedir (Petform 2013: 38).

Doğal gaz merkezleri için gerekli olan diğer bir alt yapı birimi ise, sıvı halde ithal edilen doğal gazı tekrar gaz haline getiren LNG terminalleridir. Bu açıdan LNG altyapısının varlığı, bir enerji merkezinin oluşturulabilmesi ve enerji piyasasının serbestleşmesini sağlayacak politikaların başarısı için oldukça önemlidir (Six ve Corbeau 2017: 5). Zira doğal gaz dönüşüm tesislerinin sağlayacağı LNG ticareti, özellikle açık denizlerle bağlantısı olan enerji merkezlerine, boru hatlarına bağlı kalmaksızın, daha fazla tedarikçi ülkeye ulaşma ve ulusal doğal gaz ağına daha fazla doğal gaz girişi sağlama fırsatı sunmaktadır.

### 3. Türkiye'nin Doğal Gaz Görünümü

Türkiye'de doğal gazın kullanımı, 1970'li yıllara kadar uzanmaktadır. Doğal gaz, 1970 yılında Kırklareli'nde tespit edildikten sonra ilk defa bir çimento fabrikasında kullanılmaya başlanılmasının ardından doğal gaz tüketimi ülke genelinde hızla yaygınlaşmıştır (Petform 2013: 16). Doğal gaz pazarının büyümesinde, özellikle 1974 yılında Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi'nin (BOTAŞ) kurulması etkili olmuştur. BOTAŞ'ın 1986 yılında Sovyetler Birliği ile ilk doğal gaz sözleşmesi imzalamasına kadar geçen zaman diliminde, Türkiye'nin toplam doğal gaz tüketimi 800 milyon metreküp olarak gerçekleşmiştir. Sovyetler Birliği'nden doğal gaz ithalatının başlamasıyla, sadece birkaç sanayi kuruluşuyla sınırlı olan doğal gaz ağı, genişleyerek büyük şehirlere ve daha fazla sanayi kuruluşuna ulaşmış ve elektrik üretimi gerçekleştiren çevrim santrallerinde de doğal gaz kullanılmaya başlanmıştır (Dünya Enerji Konseyi 2018: 29,30).

**Grafik 1: 2009-2019 Türkiye'nin Doğal Gaz Tüketimi**



**Kaynak:** BP, 2020, s. 36

Türkiye'nin doğal gaz tüketimi, 1990'lı yıllar boyunca hızla artarak 2000'li yıllarda petrol tüketimini yakalamış ve doğal gaz, en fazla tüketilen enerji kaynaklarından bir haline gelmiştir. 2018 yılında birincil enerji talebinin %29,2'si petrol, %28,7'si doğal gaz ve %28,5'i kömür ile karşılanmıştır. (Türkiye Petrolleri 2020: 30). Grafik 1'de yer alan verilere göre, doğal gaz tüketimi son 10 yıl içerisinde hızla artmıştır. 2009 yılında 33,7 milyar metreküp olan tüketim, 2019 yılında 43,2 milyar metreküpe yükselmiştir. Tüketimdeki en büyük artış ise 51,7 milyar metreküple 2017 yılında yaşanmış ve bu yılda gerçekleşen tüketim 2009 yılındaki tüketime göre %50'den fazla artmıştır (BP 2020: 36).

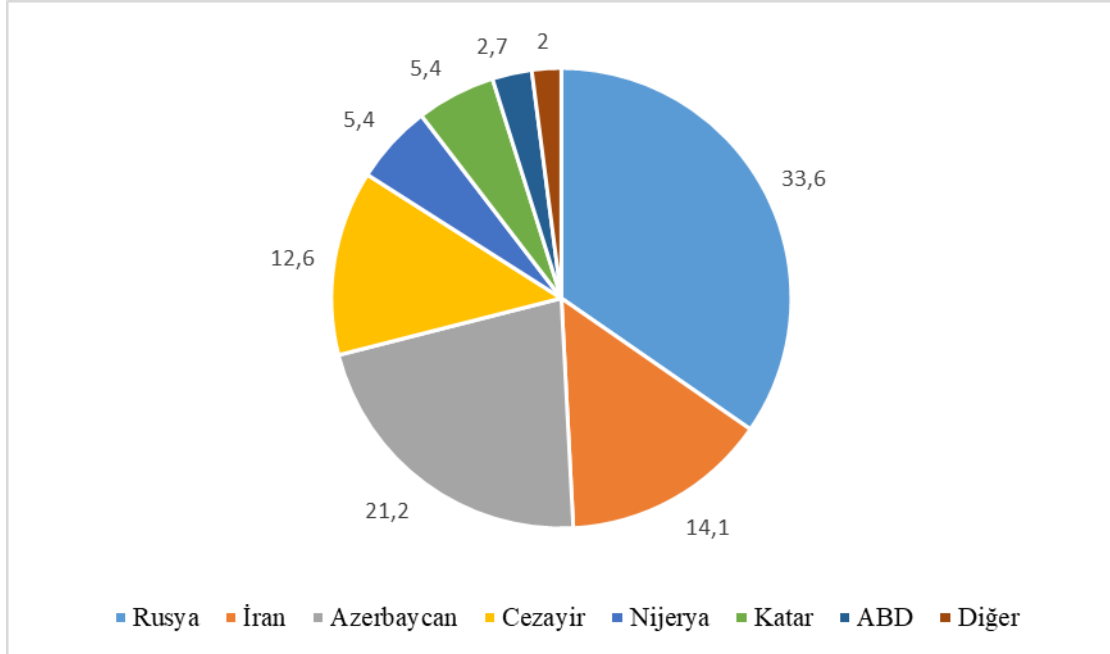
Ekonomik durgunluğa bağlı olarak son iki yıldaki azalışa rağmen enerji alanında çalışan uzmanların ve BOTAŞ'ın tahminlerine göre, doğal gaz tüketimindeki artışın devam edeceği öngörülmektedir. Uzmanların tahminlerine göre, tüketiminin 2023 yılında 65,5 milyar metreküpe, 2030 yılında ise 67,2 milyar metreküpe yükselmesi beklenmektedir (Berk ve Schulte 2017: 12). BOTAŞ tarafından yapılan tahminlerde ise tüketim

miktarındaki artış beklentisi daha yüksektir. Tüketimin 2030 yılına kadar 76,4 milyar metreküpe ulaşacağı tahmin edilmektedir (Berk ve Schulte 2017: 12).

Türkiye'nin doğal gaz üretim miktarı ise tüketim miktarı ile karşılaştırıldığında oldukça düşük bir miktarda gerçekleşmektedir. En yüksek doğal gaz üretimine 1 milyar metreküple 2008 yılında ulaşılsa da bu yıldan itibaren üretim gittikçe azalmış ve 2019 yılında 483 milyon metreküpe gerilemiştir (Türkiye Petrolleri 2020: 33). Türkiye'nin doğal gaz üretiminin oldukça düşük olmasının temel nedeni, hiç şüphesiz üretilebilir sınırlı miktardaki konvansiyonel doğal gaz kaynaklarıdır. Türkiye'nin 2018 yılı itibarıyla 3,8 milyar metreküp doğal gaz rezervi bulunmaktadır. Yeni keşifler gerçekleştirilmediği takdirde ise üretilebilir rezervlerinin 9 yıl sonra tükenmesi beklenmektedir (Türkiye Petrolleri 2020: 36).

Bu bağlamda Türkiye, artan enerji bağımlılığı nedeniyle kara ve deniz alanlarındaki doğal gaz keşif çalışmalarını son yıllarda hızlandırmıştır. BOTAŞ'ın satın aldığı sondaj ve sismik arama gemilerinin Doğu Akdeniz ve Karadeniz'de doğal gaz arama faaliyetleri kesintisiz devam etmekte ve sahadan umut verici haberler gelmektedir. Karadeniz'de Türkiye'nin kendi Münhasır Ekonomik Bölgesi sınırları içerisinde kalan Tuna-1 sahasında yaklaşık 405 milyar metreküp doğal gaz kaynağı keşfedilmiştir (BBC 2020). Resmi makamlar tarafından bu doğal gazın 2023 yılında çıkarılacağı açıklanmıştır (ETKB 2020). Bu keşif ile birlikte Türkiye'nin 2019 yılındaki doğal gaz tüketimi dikkate alındığında yaklaşık 9 yıllık tüketimi karşılanabilmektedir. Ancak bu sahadan her yıl 40 milyar metreküp doğal gazın çıkarılması teknik olarak zor olduğu için bu keşfin sağlayacağı doğal gaz rezervi yıllara yayılmış bir şekilde ulusal tüketime sunulabilecektir. Zira dünyada yeni keşfedilen sahalarda ilk yıllardaki üretimler<sup>2</sup> sınırlı miktarda gerçekleşmektedir.

**Grafik 2: Türkiye'nin Doğal Gaz Tedarik Ettiği Ülkeler**



**Kaynak:** Türkiye Petrolleri, 2020, s. 35

<sup>2</sup> Doğu Akdeniz'de Mısır'ın keşfettiği Zohr Sahasındaki ilk üretim 2 milyar metreküptür, <https://www.eni.com/en-IT/operations/egypt-zohr.html>

Türkiye, doğal gaz üretim ve tüketim miktarları arasındaki uçurum nedeniyle ulusal doğal gaz talebinin %98,89'unu tedarikçi ülkelerden karşılamaktadır. Zira üretim, tüketimin % 1'ini dahi karşılayamamaktadır. Grafik 2'de doğal gaz tedarik edilen ülkeler ve ithalat oranları yer almaktadır. Grafiğe göre, 2019 yılında doğal gaz ithalatının %33,6'sı Rusya'dan, %17,1'i İran'dan, %21,2'si Azerbaycan'dan, % 12,6'sı Cezayir'den, %5,4'ü Katar'dan, %5,4'ü Nijerya'dan ve %2,7'si ABD'den karşılamıştır (Türkiye Petrolleri 2020: 35). Boru hatlarıyla Rusya'dan 15,2 milyar metreküp, İran'dan 9,6 milyar metreküp, Azerbaycan'dan 7,7 milyar metreküp, LNG olarak da Cezayir'den 5,7 milyar metreküp, Nijerya'dan 1,7 milyar metreküp ve aralarında ABD'nin de bulunduğu diğer ülkelerden 5,2 milyar metreküp doğal gaz ithal edilmiştir (EPDK 2019: 10). Toplamda 45,2 milyar metreküpe ulaşan doğal gaz ithalatının 32,5 milyar metreküpü boru hatlarıyla, 12,7 milyar metreküpü ise LNG olarak tedarik edilmiştir. Bu miktarlara göre doğal gaz ithalatının % 71,9'u boru hatlarıyla, %28,8'i LNG olarak karşılanmıştır (EPDK 2019: 12).

Doğal gaz tedarik edilen ülke sayısının fazla olmasına rağmen, ithalat, yoğun olarak boru hatlarıyla Rusya, İran ve Azerbaycan'dan gerçekleştirilmektedir. Grafik 2'deki ithalat oranlarına göre, tedarikçi ülkelerin dağılımı, Türkiye'nin doğal gaz ithalatı açısından büyük ölçüde Rusya'ya bağımlı olduğunu göstermektedir. Türkiye'nin Rusya'ya olan ithalat bağımlılığı<sup>3</sup> son yıllarda azalmasına rağmen Rusya'nın Türkiye'nin doğal gaz tedarik ettiği ülkeler arasındaki baskın konumu devam etmektedir. Rusya, Türkiye'de doğal gaz tüketiminin başladığı tarihten itibaren ülkenin en büyük tedarikçisi olmuştur. 1987 yılından 2017 yılının sonuna kadar Türkiye'ye yaklaşık 431 milyar metreküp doğal gaz ihraç etmiştir (Gazprom 2018). Bu miktar, neredeyse 2017 yılında 28 üye ülkeden oluşan AB'nin toplam doğal gaz tüketiminin<sup>4</sup> tamamına yakındır. Ancak son yıllarda yeni boru hatlarını devreye alan ve LNG ithalatına verdiği ağırlığı arttıran Türkiye, hem Rusya'ya hem de boru hatlarına olan bağımlılığını azaltma yolunda önemli bir başarı kaydetmiştir. 2013 yılındaki doğal gaz ithalatı içerisindeki LNG'nin payı %12,9'dan 2019 yılında %28,8'e yükselirken, aynı dönemde boru hatlarına olan bağımlılık %87,1'den %71,9'a gerilemiştir (Türkiye Petrolleri 2020: 12).

#### **4. Türkiye'nin Ulusal Doğal Gaz Altyapısı**

Türkiye'nin ulusal doğal gaz altyapısı, doğal gaz boru hatları, LNG terminalleri ve doğal gaz depolama tesislerinden oluşmaktadır. Ulusal doğal gaz ağını oluşturan bu altyapılar ülkenin farklı bölgelerine yayılmış durumdadır. Doğal gaz talebinin karşılaması için üç farklı tedarikçi ülkeden Türkiye'ye ulaşan 4 ayrı boru hattı bulunmaktadır. Doğal gaz boru hatlarının ikisi Rusya'dan diğerleri İran ve Azerbaycan'dan Türkiye'ye ulaşmaktadır.

<sup>3</sup> 2017'de %52'ye yükselmiştir.

<sup>4</sup> AB'nin 2017 yılında toplam doğal gaz tüketimi 466 milyar metreküptür (BP 2018).



Harita 1: Türkiye'nin Doğal Gaz İletim Haritası



**Kaynak:** Petform 2013'de yer alan bu harita, son gelişmelere göre güncellenerek oluşturulmuştur.

Rus doğal gazını taşıyan ilk boru hattı, Ukrayna, Moldova, Romanya ve Bulgaristan'ı geçerek Türkiye'ye ulaşan ve 1987 yılında devreye giren, Batı Hattı olarak da ifade edilen Trans Balkan Doğal Gaz Boru Hattı'dır. Hattın inşası için Rusya ve Türkiye arasında 25 yıl boyunca her yıl 6 milyar metreküp doğal gaz akışını öngören bir anlaşma imzalanmıştır. Ancak daha sonra hattın kapasitesinin artırılması amacıyla 2022 yılına kadar geçerli olan yeni bir anlaşma yapılmış ve taşınan doğal gaz miktarı 14 milyar metreküpe yükseltilmiştir (Gazprom 2018). Rusya'dan Türkiye'ye ulaşan ikinci boru hattı ise Mavi Akım Doğal Gaz Boru Hattı'dır (Mavi Akım). Karadeniz'i geçerek herhangi bir transit ülkeye bağlı kalmaksızın, doğrudan Rusya ve Türkiye arasında inşa edilen Mavi Akım 2003 yılından beri Türkiye'ye doğal gaz sağlamaktadır. Mavi Akım da Batı hattı gibi 25 yıl boyunca her yıl 16 milyar metreküp doğal gaz akışını taahhüt eden bir anlaşmaya bağlı olarak inşa edilmiştir (Gazprom 2018).

Türkiye'ye doğal gaz sağlayan üçüncü boru hattı, İran doğal gazını Türkiye'ye taşıyan ve 2001 yılında devreye giren Doğu Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı'dır. Doğrudan iki ülke arasından inşa edilen boru hattı her yıl 10 milyar metreküp doğal gazı Türkiye'nin kullanımına sunmaktadır. Bu boru hattı da İran ve Türkiye arasında 30 yıl süre ile geçerli olan ve doğal gaz fiyatının belirlenmesinde büyük ölçüde petrol fiyatlarının temel alındığı bir anlaşmaya bağlı olarak inşa edilmiştir (ETKB 2018a).

Rusya ve İran doğal gazının ardından Türkiye'ye ulaşan dördüncü boru hattı, Azerbaycan gazını taşıyan ve 2007 yılından beri faaliyette olan Bakü-Tiflis-Erzurum Doğal Gaz Boru Hattı (BTE)'dir. Gürcistan üzerinden Türkiye'ye giriş yapan BTE'nin toplam taşıma kapasitesi 20 milyar metreküptür. Ancak yapılan anlaşmaya göre, 15 yıl boyunca her yıl 6,6 milyar metreküp doğal gazın Türkiye'ye ihraç edilmesi öngörülmüştür (ETKB, 2018a).

İthalat gerçekleştirilen bu boru hatlarının dışında, Türkiye'nin üçüncü bir ülkeye doğal gaz ihraç edebildiği yalnızca bir boru hattı bulunmaktadır. Bu boru hattı, AB'nin INOGATE (Avrupa'ya Devletlerarası Petrol ve Gaz Taşımacılığı) programı kapsamında geliştirilen Türkiye-Yunanistan Doğal Gaz Enterkonneksiyon'dur. 2007 yılında faaliyete geçen bu boru hattıyla Türkiye ve Yunanistan doğal gaz şebekeleri arasında bağlantı sağlanmıştır. Azerbaycan'dan tedarik edilen doğal gazın sınırlı bir miktarı, BOTAŞ tarafından her yıl bu boru hattı ile Yunanistan'a tekrar ihraç edilmektedir. 2018 yılında Yunanistan'a 673 milyon metreküp doğal gaz ihraç edilmiştir (BOTAŞ 2018: 24).

Boru hatlarından bağımsız olarak Türkiye'nin doğal gaz altyapısında, LNG formunda doğal gaz tedarik edilebilmesine imkân veren 4 LNG santrali yer almaktadır. Bu santrallerin ikisi karada konumlanan klasik LNG santrallerinden, diğer ikisi ise özel donanımlı bir iskeleye bağlı olarak denizde konumlanan Yüzer Depolama ve Yeniden Gazlaştırma Ünitesi<sup>5</sup>'nden (FSRU) oluşmaktadır. Kara santrallerden biri, 1994 yılında işletmeye açılan BOTAŞ'ın mülkiyetindeki Marmara Ereğlisi LNG Terminali, diğeri ise özel enerji şirketi Ege Gaz'ın sahibi olduğu 2006 yılından beri faaliyette bulunan Aliğa LNG Terminali'dir. Marmara Ereğlisi LNG Terminali yıllık 8,2 milyar metreküp, Aliğa LNG Terminali ise yıllık 6 milyar metreküp gazlaştırma kapasitesine sahiptir (Özen 2018: 190). Her iki terminalin mevcut gazlaştırma kapasitesine, yurt genelinde doğal gaz tüketiminin yükseldiği sonbahar ve kış sezonunda aşırı yüklenilmektedir. Bu nedenle Marmara Ereğlisi LNG Terminali'nin yıllık gazlaştırma kapasitesinin 13,5 milyar metreküpe, Aliğa LNG Terminali'nin ise 14,2 milyar metreküpe yükseltilmesi planlanmaktadır (Khalova, Sopilko ve Illeritsky 2019: 240, 242).

Kara santrallerin dışında, günlük 20 milyon metreküp ve yıllık 6 milyar metreküp gazlaştırma kapasitesine sahip ilk FSRU, özel bir şirket tarafından 2017 yılında İzmir Aliğa'da (ETKB 2017), benzer özelliklere sahip BOTAŞ'ın mülkiyetindeki ikinci FSRU ise 2018 yılında Hatay Dörtyol'da faaliyete geçirilmiştir (ETKB 2018b). Hatay Dörtyol'da faaliyete geçen FSRU ile doğal gaz ağına ülkenin güneyinde Doğu Akdeniz kıyılarından yeni bir giriş noktası eklenmiştir. Böylece ülkeye doğal gazın giriş yaptığı arz noktaları, boru hatları ve LNG terminalleri dikkate alındığında 8'e yükselmiştir. BOTAŞ tarafından Saros Körfezi'ne yapılması düşünülen üçüncü FSRU projesi ile arz noktalarının 9'a yükselmesi beklenmektedir. Bu kapsamda Saros Körfezinde konumlandırılacak üçüncü FSRU'nun tedarik süreci başlatılmıştır (Deniz Haber Ajansı 2018).

LNG santralleri sayesinde ABD'de dâhil olmak üzere birçok ülkeden ve uluslararası spot LNG piyasasında faaliyet gösteren şirketlerden LNG tedarik edilebilmektedir. Bu ülkeler arasında sadece Nijerya ve Cezayir ile uzun dönemli LNG alım anlaşmaları yapılmıştır. Bu kapsamda Cezayir'den 27 yıl boyunca 4,4 milyar metreküp, Nijerya'dan ise 22 yıl boyunca 1,3 milyar metreküp LNG tedarik edilecektir (BOTAŞ 2016: 25).

Türkiye'nin doğal gaz ağını oluşturan diğer bir altyapı birimi doğal gaz depolama tesisleridir. Türkiye'de aktif halde 2 yeraltı depolama tesisi bulunmaktadır. Bunlardan biri 2,8 milyar metreküp depolama kapasitesine sahip Silivri Yeraltı Doğal Gaz Depolama Tesisi, diğeri ise yıllık 0,5 milyar metreküp depolama kapasitesine sahip Tuz Gölü Yeraltı

---

<sup>5</sup>Yüzer LNG Santrali olarak da isimlendirilen özel donanımlı gemilerden oluşmaktadır. FSRU'larda depolama tankları ve LNG'nin gazlaştırıldığı üniteler bulunmaktadır. FSRU'lar özel donanıma sahip iskelelere bağlanarak faaliyet göstermektedir.

Depolama Tesisidir. Yeraltı depolama tesislerinin dışında, LNG terminallerinin LNG depolama kapasitesi ise yaklaşık 1 milyar metreküptür (EPDK 2018: 21). Bu miktarlar dikkate alındığında, Türkiye'nin toplam doğal gaz depolama kapasitesi 4,2 milyar metreküpe ulaşmaktadır. Bu depolama kapasitesi, ülkenin en fazla doğal gaz tüketimine ulaştığı 2017 yılındaki 51,7 milyar metreküpün yalnızca yaklaşık % 8'ini oluşturmaktadır.

Bu nedenle mevcut tesislerin kapasitesinin artırılması ve yeni tesislerin inşa edilmesi hedeflenmektedir. Bu kapsamda Tuz Gölü tesisin depolama kapasitesinin 5 milyar metreküpe, Silivri tesisinin ise 4,3 milyar metreküpe yükseltilmesi için çalışmalar devam etmektedir. Ayrıca iki özel şirket, Mersin Tarsus'ta toplamda 4 milyar metreküp doğal gaz depolama kapasitesine sahip iki ayrı tesisin inşası için çalışmalar yürütmekte ve bu tesislerin de 5 yıl içerisinde tamamlanması hedeflenmektedir (Özen 2018: 193). Mevcut tesisler ve devam etmekte olan projeler dikkate alındığında, doğal gaz depolama kapasitesinin 10 milyar metreküpün üzerine çıkacağı tahmin edilmektedir. Ancak hedeflenen bu kapasitesi bile, gelişmiş doğal gaz altyapısı ve enerji piyasasına sahip Almanya, Fransa ve İtalya gibi Avrupa ülkeler ile kıyaslandığında oldukça sınırlıdır.

## **5. Türkiye'nin Ulusal Doğal Gaz Altyapısının Sınırlılıkları ve Doğal Gaz Arz Güvenliği Riski**

Türkiye, çok sayıda ülkeden doğal gaz tedarik etmesine ve 1986 yılından itibaren doğal gaz altyapısına yatırım yapmasına rağmen hem bazı tedarikçi ülkelerle yeterli enerji arzı ve makul fiyat konusunda sorunlar yaşamakta hem de coğrafi büyüklüğü ve zor fiziki koşulları nedeniyle bazı altyapı yetersizlikleriyle karşı karşıyadır.

Türkiye'nin boru hattı ağının yeterliliği açısından yaşanan en önemli sorunlardan biri, doğal gazın ülkeye giriş yaptığı doğu ve batı bölgeleri arasındaki iletim kapasitesinin sınırlı olmasıdır. Bu kapsamda İran ve Azerbaycan'dan gelen ve ülkeye doğudan giriş yapan doğal gazın, ülkenin sanayileşmiş ve en yoğun doğal gaz tüketiminin gerçekleştirildiği batı bölgelerine ulaştırılmasında, alt yapı yetersizliği nedeniyle sorunlar yaşanmaktadır. Özellikle doğal gaz tüketiminin arttığı ve BOTAŞ'ın önemli miktarda doğal gazı doğudan batıya aktarmasını gerektiren kış sezonu, iletim sorunun en fazla hissedildiği dönemdir (Rzayeva 2018: 5). Altyapı açısından yaşanan bu sorunun en önemli nedeni ise iletim hattında yeterli miktarda kompresörün bulunmamasıdır. Türkiye'nin kompresör kapasitesi, gelişmiş enerji merkezleri ile karşılaştırıldığında eksikliğin boyutu ortaya çıkmaktadır. Örneğin Türkiye'nin doğal gaz boru hattı uzunluğunun kompresör tesislerine oranı 1857 km'yken, bu oran gelişmiş bir doğal gaz altyapısına sahip olan ve neredeyse kesintisiz bir hizmet sunan İngiltere'de 279 km'dir (Petform 2013: 56).

Tedarikçi ülkeler ile yapılan anlaşmalar, 25 yıl gibi çeyrek asra denk gelen bir süreye ve önemli ölçüde petrol fiyatlarına bağlı olarak belirlenen bir fiyatlama formülüne göre düzenlenmiştir. İthalat fiyatlarının belirlenmesinde Türkiye'nin önemli bir etkisinin bulunmadığı gibi, tedarikçi ülkelerle ithalat fiyatları ve arz güvenliği konusunda da önemli sorunlar yaşanmaktadır. Örneğin boru hatlarıyla sağlanan doğal gaz akışında, güvenlik sorunlarına ve bölgesel siyasi gelişmelere bağlı olarak kesintilerle karşılaşmaktadır. İran ve Azerbaycan doğal gazını taşıyan boru hatlarına gerçekleştirilen terörist saldırılar, enerji akışında kesintilere neden olmaktadır. Ayrıca ithalat fiyatları konusunda yaşanan anlaşmazlıklar ve mevsimsel koşullar nedeniyle tedarikçi ülkelerin doğal gaz akışını

sınırlandırması da Türkiye'nin doğal gaz arz güvenliğini etkileyen önemli sorunlar arasında yer almaktadır. Bu kapsamda İran ile yaşanan ithalat fiyatı anlaşmazlığı, uluslararası tahkime kadar taşınmıştır. Davanın Türkiye lehine sonuçlanmasına rağmen (Hurriyet Daily News 2016), İran ile fiyat anlaşmazlığının tekrar yaşanmamasının bir garantisi bulunmamaktadır.

İran'ın yanı sıra Rusya ile de sorunlar yaşanmaktadır. Özellikle Rusya ve Ukrayna arasındaki krizler, Türkiye'ye ulaşan doğal gaz akışını olumsuz etkilemektedir. Siyasi krizler nedeniyle Rusya'nın Ukrayna'ya ulaşan doğal gaz akışını kesmesi, Türkiye'ye Batı Hattı'ndan ulaşan doğal gaz akışının durmasına neden olmakta ve ülkenin doğal gaz arz güvenliği riskini arttırmaktadır. Ayrıca Suriye Krizi gibi bölgesel siyasi gelişmeler de Türkiye-Rusya enerji ilişkilerini olumsuz etkileyebilmektedir. 2015 yılında yaşanan Uçak Krizi nedeniyle Türkiye, Rusya'nın doğal gaz akışını durduracağı endişesiyle, enerji arz güvenliği açısından riskli bir tablo ile karşı karşıya kalmış ve alternatif tedarikçi ülke arayışını hızlandırmıştır. Bu kapsamda her ne kadar Rusya ile yaşanacak bir kriz durumunda oluşacak arz açığını kapatacak büyüklükte olmasa da Katar ile LNG alımı üzerine bir anlaşma yapılmıştır (Aljazeera 2015). Ayrıca LNG tedarik kapasitesini arttıracak FSRU gibi çözümlerde bu kriz döneminde ortaya çıkmıştır.

**Tablo 1: Türkiye'nin Doğal Gaz İthalat Anlaşmaları**

Ülke	İşletme Tarihi	Anlaşma Süresi (Yıl)	Miktar (MilyarMetreküp/Yıl)	Anlaşmanın Sonlanacağı tarih
Rusya	1998	23	8	2022
Rusya	1998	23	4	2022
Rusya	2003	25	16	2028
Rusya	2013	23	1	2036
Rusya	2013	30	5	2043
İran	2001	25	10	2026
Azerbaycan	2007	15	6,6	2022
Nijerya	1999	22	1,2 (LNG)	2021
Cezayir	1994	27	4 (LNG)	2021

**Kaynak:** Petform, 2018.

Tedarikçi ülkelerle yapılan doğal gaz alım anlaşmaları da Türkiye açısından belirsizlikleri arttırmaktadır. Tablo 1'de mevcut boru hatlarının oluşturulması için BOTAŞ'ın tedarikçi ülkelerin resmi enerji şirketleriyle yaptığı doğal gaz alım anlaşmaları yer almaktadır. Tablo dikkate alındığında, anlaşmaların geçerlilik sürelerinin 30 yıla kadar çıkabildiği görülmektedir. Anlaşmalar "Al ya da Öde" esasına göre yapılmaktadır. Bu koşul, Türkiye'nin ihtiyacı olmasa da o yıl için anlaşmada taahhüt edilen miktardaki doğal gazı almasını zorunlu hale getirmektedir. Ayrıca anlaşmalarda doğal gaz ithalat fiyatlarının belirlenmesinde büyük ölçüde petrol fiyatları temel alınmaktadır. Bu fiyatlama yöntemi, önemli ölçüde küresel gelişmelerin belirleyici olduğu petrol fiyatlarındaki dalgalanmalara

bağlı olarak, doğal gaz ithalat fiyatlarının değişmesine neden olmaktadır. Bu açıdan mevcut anlaşmalarının fiyatlama formülü ve geçerlilik süreleri, Türkiye'nin doğal gaz pazarının enerji merkezlerinin sahip olması gereken koşullara uygun olmadığını ortaya koymaktadır.

Doğal gaz fiyatlarının ve ithalat bağımlılığının etkisini dikkate alarak, Türkiye'nin doğal gaz alanındaki enerji güvenliği riskini ortaya koyan çeşitli araştırmalar yapılmaktadır. Bu kapsamda yapılan bir araştırmada, 1986 ve 2014 yılları arasındaki dönem temel alınarak Türkiye'nin doğal gaz ithalat güvenlik açığı endeksi oluşturulmuştur (Berk ve Ediger 2018: 546). Analiz faktörleri olarak, 1986 ve 2014 yılları arasında Türkiye'nin birincil enerji tüketimindeki ve birincil enerji ithalatındaki doğal gazın payı, doğal gaz ithalat kaynaklarının çeşitsizliği, toplam doğal gaz ithalatındaki LNG oranı ve doğal gaz ithalat fiyatları dikkate alınmıştır. Bu araştırmaya göre 1987 ve 2008 yılları arasında Türkiye'nin doğal gaz ithalat güvenlik açığının katlanarak arttığı, 2008 yılında zirve noktasına ulaştığı ve 2008 yılı sonrası nispeten istikrarlı bir yönelim izlediği tespit edilmiştir (Berk ve Ediger 2018: 546). Türkiye'nin doğal gaz ithalat güvenlik açığının yönelimi, araştırmada farklı zaman dilimlerinde farklı dinamiklere bağlı olarak belirlenmiştir. 1987 ve 1993 yılları arasında öne çıkan temel dinamik, doğal gaz ithalat kaynaklarının çeşitsizliğiyken 2000'li yıllarda etkili olan dinamik ise 2008 finansal krizi nedeniyle artan doğal gaz ithalat fiyatlarıdır. Araştırma sonucunda, doğal gazın Türkiye'nin en fazla tükettiği temel enerji kaynaklarından biri olarak kaldığı sürece, güvenlik açığının yükselmeye devam edeceği tespit edilmiştir. Bu nedenle, iç üretimin artırılarak ithal edilen enerji kaynaklarının tüketiminin azaltılması gerektiği ve bu yönde orta ve uzun vadeli bir stratejinin geliştirilmesi gerektiği ifade edilmiştir (Berk ve Ediger 2018: 546).

## **6. Uluslararası Doğal Gaz Boru Hattı Projeleri**

Türkiye, 2010 yılından itibaren arz ve talep coğrafyaları arasındaki enerji akışını sağlayacak, bölgesel anlamda transit ülke pozisyonunu ve enerji merkezi olma hedefini destekleyecek enerji nakil hattı projelerine öncelik vermiştir. Bu kapsamda Rusya, Azerbaycan, İran ve Irak doğal gazını Türkiye'ye ve Türkiye üzerinden Avrupa ülkelerine ulaştırılmayı hedefleyen doğal gaz boru hattı projeleri geliştirilmiştir.

Mevcut projeler arasında inşası tamamlananlardan biri, Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı'dır (TANAP). Azerbaycan doğal gazını Türkiye'ye ve Türkiye üzerinden Avrupa ülkelerine taşımayı hedefleyen TANAP, AB tarafından desteklenen Güney Gaz Koridoru'nun (GGK) en önemli bölümünü oluşturmaktadır. GGK, AB'nin ve Türkiye'nin Rusya'ya doğal gaz ithalat bağımlılığını azaltacak ve bölgesel anlamda enerji denklemini değiştirecek önemli bir projedir. Avrupa Komisyonu tarafından yayınlanan AB Enerji Güvenliği ve Dayanışma Eylem Planı'nda GGK, "AB'nin gelecekteki ihtiyaçlarının önemli bir bölümünün kaynağı" ve "AB'nin en önemli enerji güvenliği önceliklerinden biri" şeklinde tanımlanmıştır (European Commission 2008).

## Harita 2: Güney Gaz Koridoru, TANAP-TAP



**Kaynak:** Anadolu Ajansı 2016.

TANAP, Türkiye'nin doğusunda Gürcistan-Türkiye sınırından başlayarak, Avrupa sınırını oluşturan Trakya'ya kadar uzanmaktadır. Temel atma töreni 2015 yılında gerçekleştirilen boru hattı, üç yıl gibi kısa bir sürede tamamlanmış ve Türkiye'ye ilk gaz akışı 2018 yılında başlatılmıştır. İlk etapta, yıllık 2 milyar metreküp kapasiteyle başlayan doğal gaz akışının 2021 yılında 6 milyar metreküpe ulaşması beklenmektedir. GGK'nın Avrupa bölümünü oluşturan Trans Adriyatik Boru Hattı'nın (TAP) 2020 yılında tamamlanmasıyla, TANAP ve TAP arasındaki bağlantının sağlanması ve her yıl 10 milyar metreküp Azerbaycan doğal gazının Avrupa ülkelerine ulaştırılması hedeflenmektedir. TANAP'ta ilk kapasite artışı 2023 yılında gerçekleştirilecek ve taşınan doğal gaz miktarı, 23 milyar metreküpe arttırılacaktır. İkinci kapasite artışı ise 2026 yılında gerçekleştirilecek ve boru hattının toplam kapasitesi 31 milyar metreküpe yükseltilecektir. Projeye göre Türkiye'ye sağlanacak 6 milyar metreküpün dışında kalan 25 milyar metreküp doğal gazın tamamı, TAP ile Avrupa ülkelerine ulaştırılacaktır (TANAP 2018a).

Türkiye, TANAP projesinde hem boru hattının hem de boru hattına doğal gaz sağlayacak enerji sahasının ortaklarından biridir. Yaklaşık 8 milyar dolara mal olan projede, Azerbaycan Devlet Petrol Şirketi'nin (SOCAR) % 58, BOTAŞ'ın % 30 ve BP'nin ise % 12 hissesi bulunmaktadır. Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) ise TANAP'a doğal gaz sağlayacak, Azerbaycan'ın Şah Deniz-2 doğal gaz sahasında % 19 hisseye sahiptir (TANAP 2018b). Türkiye'nin GGK'daki ortaklığı, Şah Deniz-2 enerji sahası ve TANAP ile sınırlıdır. GGK'nın Avrupa bölümünü oluşturan TAP'ta Türkiye'nin ortaklığı bulunmamaktadır.

TANAP'ın devreye girmesiyle, Azerbaycan'dan Türkiye'ye ulaşan doğal gaz miktarının 6,65 milyar metreküpten 12,6 milyar metreküpe yükselmesi ve 2021 yılından itibaren Azerbaycan'ın Türkiye'nin doğal gaz ithalatındaki payının % 12'den yaklaşık % 23'e yükselmesi beklenmektedir. Ancak bu miktarın, BTE anlaşmasının son bulacağı 2022 yılından itibaren, Azerbaycan'ın doğal gaz üretimine ve Avrupa'ya olan doğal gaz sevkiyatına bağlı olarak azalma ihtimali söz konusudur. Azerbaycan, hem BTE hem de TANAP'ı besleyecek miktarda yeterli doğal gaz üretimini gerçekleştiremez ise 2022 yılında süresi dolan anlaşma yenilenemeyeceği için BTE üzerinden ithal edilen 6 milyar metreküp doğal gaz akışının son bulma ihtimali söz konusudur (Rzayeva 2018: 6). Diğer bir ifadeyle, BTE anlaşmasının son bulmasıyla, TANAP'ın Türkiye'nin doğal gaz pazarı açısından BTE'nin yerine alan bir projeye dönüşme ihtimali söz konusudur. Azerbaycan'ın en önemli enerji sahası olan Azeri-Çirak-Güneşli petrol ve doğal gaz sahasında enerji üretimi

azalırken ulusal doğal gaz tüketimi ise artmaktadır. Ayrıca iç pazara yönelik doğal gaz arz sorunları da yaşanmaktadır (Khalova, Sopilko ve Illeritsky 2019: 241). Bu nedenle Azerbaycan'ın hem ulusal pazarı için hem de TANAP ve BTE için yeterli doğal gazı arzını sağlayıp sağlamayacağı belirsizliğini korumaktadır.

TANAP'ın sağlayacağı doğal gaz akışından ilk etapta yararlanacak ülkeler, TAP'ın güzergâhında yer alan Yunanistan, Arnavutluk ve İtalya'dır. Ayrıca TAP'a bağlanacak ara bağlantı boru hatları sayesinde, Azerbaycan doğal gazının diğer Avrupa ülkelerine de ulaştırılması için çalışmalar yürütülmektedir. Bu kapsamda Azerbaycan doğal gazının Avrupa'daki dağıtım merkezleri ise Yunanistan, Arnavutluk ve İtalya olarak öne çıkmaktadır. Bu bağlamda Yunanistan ve Bulgaristan arasında Yunanistan-Bulgaristan Doğal Gaz Boru Hattı'nın oluşturulması için hükümetler arası bir anlaşma imzalanmıştır. Bu boru hattıyla yıllık 3 milyar metreküp doğal gazın taşınması planlanmaktadır (Azernews 2018). Ayrıca Arnavutluk üzerinden TAP'a bağlanacak İyonya Boru Hattı ile Bosna-Hersek, Hırvatistan ve Karadağ'a da doğal gaz ulaştırılması hedeflenmektedir. Bu kapsamda bu ülkeler arasında 2013 yılında bir mutabakat zaptı imzalanmıştır (TAP 2013).

Dağıtım merkezleri olarak Yunanistan, Arnavutluk ve İtalya'nın öne çıkması, Türkiye'nin Azerbaycan doğal gazının ticaretinin yapıldığı bir enerji merkezi olma ihtimalini zayıflatmaktadır. Türkiye'nin TAP'ta ve TAP ile bağlantılı oluşturulacak diğer boru hatlarında bir ortaklığı bulunmaktadır. Azerbaycan doğal gazı, Türkiye'nin doğal gaz ağına dâhil olmadan TAP bağlantısı ile Avrupa ülkelerine ulaştırılacaktır. Ancak bu durum, Azerbaycan'ın Avrupa'ya taahhüt ettiği doğal gaz miktarı için geçerlidir. Taahhüt edilen kapasitenin dışında, TANAP'ın taşıyacağı ek doğal gaz için Türkiye'ye tekrar ihraç hakkı tanınmıştır. Azerbaycan ve Türkiye arasında yapılan 2033 yılına kadar geçerli doğal gaz alım anlaşmasında, BOTAS'a hem Şah Deniz enerji sahasından hem de TANAP'a doğal gaz sağlayabilecek diğer potansiyel tedarikçi ülkelerden gelen doğal gazı üçüncü ülkelere tekrar ihraç etme imkânı sunulmuştur (Rzayeva 2018: 13). Ancak Azerbaycan'ın doğal gaz üretimindeki sınırlı kapasite artışı, mevcut sözleşmeler ve Türkmenistan, İran, Irak ve Doğu Akdeniz'deki tedarikçi ülkelerin TANAP'a dâhil olmasının önündeki siyasi engeller düşünüldüğünde, TANAP'ın taahhüt edilen kapasitenin üzerine çıkma ihtimali oldukça sınırlıdır.

Türkiye'nin bölgesel enerji hareketliliğindeki rolünü arttırması muhtemel diğer bir proje, Batı Hattı'nın yerini alacak olan Türk Akımı'dır. Her biri yıllık 15,75 milyar metreküp doğal gaz taşıma kapasitesine sahip iki ayrı boru hattından oluşan Türk Akımı ile toplamda 31,5 milyar metreküp Rus doğal gazının Türkiye'ye ve Türkiye üzerinde Avrupa ülkelerine ulaştırılması planlanmaktadır. Türk Akımı, Mavi Akım gibi herhangi bir transit ülkeye bağlı kalmaksızın, Karadeniz'i geçerek doğrudan Rusya ve Türkiye arasında inşa edilmektedir. Hatlardan biri ile Türkiye'nin diğeri ile Avrupa ülkelerinin doğal gaz ihtiyacının karşılanması hedeflenmektedir. Türkiye'ye ulaşan ilk boru hattının devreye girmesiyle, 1987 yılından beri Türkiye'ye doğal gaz sağlayan Batı Hattı ve bu hat üzerinde yer alan Ukrayna gibi diğer transit ülkeler devre dışı bırakılacaktır. Türkiye'ye ulaşan doğal gaz miktarı ise 14 milyar metreküpten 15,75 milyar metreküpe yükseltilecektir. Ayrıca Batı Hattı için yapılan 2022 yılına kadar geçerli olan anlaşma, şart ve koşulları değişmeksizin Türk Akımı'na aktarılacaktır (Kakışım 2017: 524).

Harita 3: Türk Akımı



Kaynak: Sputniknews 2018

2017 yılında yapımına başlanan Türk Akımı'nın Türkiye'ye ulaşan 15,75 milyar metreküp kapasiteli ilk bölümü tamamlanarak 2020 yılında devreye girerken (Turk Stream 2020) Avrupa'ya uzanacak hattın ikinci bölümünün inşası bazı belirsizlikler nedeniyle ertelenmektedir. Avrupa Komisyonu, Üçüncü Enerji Paketi kapsamında bir ülkenin hem tedarikçi ülke hem de boru hattının hissedarı olmasına rekabet kuralları gereği karşı çıkmaktadır. Bu nedenle Türk Akımı'ndan önce gündemde olan Güney Akım projesi, Komisyonun baskısı sonucu iptal edilmiştir (Kakışım 2017: 523). Bu açıdan ikinci hattın kara bölümünün inşası, büyük ölçüde Komisyonun kararına ve Rusya ile AB arasındaki anlaşmaya bağlıdır. Ancak her ikisi de AB üyesi olan Yunanistan ve Bulgaristan, Rus doğal gazının Avrupa'daki dağıtım merkezi olmak için oldukça isteklidir. Rusya ise tercihini Bulgaristan'dan yana kullanarak GGK'nın güzergâhında yer alan Yunanistan'ı devre dışı bırakmıştır. Bulgaristan ise Türk Akımı'na Türkiye sınırında bağlanmak için 11 km uzunluğundaki ara bağlantı boru hattının inşasına başlamıştır (Tsolova ve Soldatkin 2019).

Rusya ve Türkiye arasında imzalanan anlaşmaya göre, Türk Akımı'nın deniz bölümlerinin tamamı Rusya tarafından inşa edilirken, Türkiye'nin kullanımına sunulacak boru hattının kara bölümünün inşasını Türkiye üstlenmektedir. AB'nin onay vermesi halinde, Avrupa'ya ulaşacak ikinci boru hattının kara bölümünün inşası ise Türkiye ve Rusya ortaklığında eşit ortaklık payı ile gerçekleştirilecektir (Kakışım 2017: 524). Ancak eşit ortaklık payına rağmen, bu boru hattı üzerinden Avrupa ülkelerine ulaşacak doğal gazın fiyatının belirlenmesinde ve boru hattının kontrolünde Türkiye'nin söz hakkı bulunmamaktadır. Bu bağlamda anlaşmanın birçok maddesinde de Avrupa'ya ulaşacak bölümle ilgili Türkiye topraklarının transit geçiş için kullanılacağı belirtilmektedir (Telli 2016). Ayrıca Avrupa'ya ulaşacak boru hattının kontrolü Rusya tarafından sağlanacak ve bu boru hattına üçüncü taraf erişimi ve tarife düzenlemeleri konusunda Türkiye'nin doğal gaz piyasasını düzenleyen kanunlar geçerli olmayacaktır (Telli 2016).

Türk Akımı'nın Avrupa ülkelerine ulaşacak bölümünün kontrolünde Türkiye'nin söz hakkının bulunmaması, bu hattan geçecek doğal gazın Türkiye'nin ulusal doğal gaz ağına girmeden transit olarak geçecek olması, Türkiye'nin doğal gazı üçüncü ülkelere tekrar ihraç etme hakkının bulunmaması, Avrupa ülkelerine sunulacak doğal gazın fiyatında Türkiye'nin belirleyici olamaması ve Güney Doğu Avrupa'daki dağıtım merkezi olarak Bulgaristan'ın ön



plana çıkması, Türk Akımı'nın Türkiye'yi enerji merkezine dönüştürebilecek bir proje olmadığını kanıtlamaktadır. Ancak enerji merkezi boyutu dışında Türk Akımı, kesintisiz bir enerji akışı açısından Batı Hattı'

na kıyasla Türkiye'nin enerji arz güvenliğini daha fazla desteklemektedir. Türk Akımı, Batı Hattı'nın yerini alarak Ukrayna gibi Rusya ile sürekli siyasi sorunlar yaşayan bir transit ülkenin devre dışı bırakılmasını sağlayacaktır. Böylece Türkiye'ye ulaşan doğal gaz akışının, Rusya ve Ukrayna arasında yaşanabilecek yeni krizler nedeniyle kesilebilme ihtimalinin önüne geçilebilecektir. Ancak Türk Akımı ile Rusya'dan tedarik edilen doğal gaz miktarının 1,75 milyar metreküp daha artacağı dikkate alındığında, Türkiye'nin Rusya'ya ithalat bağımlılığının daha fazla yükseleceği de göz ardı edilmemelidir.

Rusya ve Azerbaycan'ın dışında, Türkiye'nin enerji merkezi olma hedefine katkıda bulunabilecek diğer bir tedarikçi ülke İran'dır. Bu kapsamda geliştirilen İran-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı (ITE) projesi ile her yıl 35 milyar metreküp İran doğal gazının Avrupa'ya ulaştırılması planlanmaktadır. İhtiyaç duyması halinde, Türkiye de bu boru hattından doğal gaz tedarik edebilecektir. Yaklaşık 5000 km uzunluğundaki ITE, Türkiye-İran sınırından girip Trakya Bölgesi'nden çıkış yaptıktan sonra, TAP'ın güzergâhını izleyerek Orta Avrupa ülkelerine kadar uzanacak şekilde planlanmıştır. ITE için İran ve Türkiye arasında 2008 yılında Mutabakat Tutanağı imzalanmış (Turang Transit 2018), ancak iki ülke arasında nihai bir anlaşma yapılmamıştır. Bu nedenle ITE'de Türkiye'nin nasıl bir rol üstleneceği henüz kesinleşmiş değildir. Ancak Türkiye topraklarının transit geçiş için kullanılacağı konusunda bir mutabakat oluşmuştur.

Türkiye ve İran'ın prensipte anlaşmasına rağmen, ITE projesinin önünde bazı engeller bulunmaktadır. Bu engeller arasında ABD ve Avrupa ülkeleri tarafından İran'a karşı uygulanan uluslararası yaptırımlar ve İran'ın sınırlı doğal gaz ihracat kapasitesi öne çıkmaktadır. İran'ın doğal gaz tüketimi ve üretimi başa baş bir noktada gerçekleşmektedir. 2019 yılında 244 milyar metreküp olan doğal gaz üretiminin 223 milyar metreküpü ulusal tüketimi karşılamak için kullanılmıştır (BP 2020: 34,36). Tüketimden geriye kalan doğal gaz ise Türkiye'ye ihraç edilmiştir. Bu nedenle İran'ın ITE'ye doğal gaz sağlayabilmesi için mevcut doğal gaz sahalarındaki üretimi artırması ve atıl durumdaki doğal gaz sahalarına yatırım yapması gerekmektedir. Ancak İran'a karşı uygulanan uluslararası yaptırımlar, İran'ın enerji sektörüne yatırım yapabilmesini zorlaştırmaktadır. ABD, İran'a karşı uzun yıllar devam eden ancak 2016 yılında bir kısmı askıya alınan ekonomik yaptırımları, 2018 yılından itibaren tekrar uygulamaya başlamıştır. Bu yaptırımlar, özellikle İran'ın enerji sektörünü, bu sektöre yatırım yapacak uluslararası enerji firmalarını ve İran'dan enerji ithal eden ülkeleri hedef almaktadır. Türkiye de yaptırımlar nedeniyle İran'dan enerji ithalatı sınırlandırmak zorunda kalan ülkelere biridir. Ancak Türkiye, petrol ithalatını sınırlandırsa da, İran ile geçerliliğini koruyan AI ya da Öde esaslı anlaşmaları nedeniyle doğal gaz alımını sürdürmektedir. Bu kapsamda ABD'nin Türkiye'ye tanıdığı muafiyet mevcut anlaşmalar ile sınırlıdır. Bu nedenle, İran'ın doğal gaz ihracat kapasitesinin artırması ve ITE projesinin yakın bir gelecekte gerçekleşme ihtimali oldukça sınırlıdır.

Türkiye'nin transit ülke pozisyonuna ve enerji merkezi olma hedefine katkı sunabilecek diğer bir ülke güney sınır komşusu Irak'tır. Türkiye'nin hemen yanı başında, Irak'ın kuzeyinde Irak Kürt Bölgesel Yönetimi'nin (IKBY) kontrolü altında bulunan bölgede, kayda değer petrol ve doğal gaz rezervleri bulunmaktadır ve Türk enerji şirketleri de bu

sahalara yatırım yapan uluslararası firmalar arasında yer almaktadır. Merkezi, İngiltere’de bulunan ve % 50’si İngiliz, % 50’si Türk yatırımcılara ait olan Genel Enerji, Kuzey Irak’ta Miran ve Bina Bawi enerji sahalarını işletmektedir. Türkiye’ye oldukça yakın bir mesafede yer alan bu sahalarından her yıl 20 milyar metreküp doğal gazın, Türkiye’ye ve Türkiye üzerinden Avrupa ülkelerine ulaştırılması için 2013 yılında IKBY ve Türkiye arasında bir anlaşma imzalanmıştır (Hydrocarbons Technology 2018). Bu kapsamda Kuzey Irak’tan Mardin’e uzanan 185 km uzunluğundaki Şırnak Doğal Gaz Boru Hattı’nın ihalesi 2016 yılında gerçekleştirilmiştir. Ancak 2017 yılında Türkiye’nin ve Irak Merkezi Hükümeti’nin itirazlarına rağmen, IKBY’nin bağımsızlık referandumu düzenlemesiyle, bu boru hattının inşa süreci duraklamış ve Türkiye’nin IKBY ile siyasi ilişkileri gerginleşmiştir.

Türkiye ve Irak Merkezi Hükümeti ile ilişkileri bozulan IKBY ise özellikle enerji projeleri üzerinden Rusya ile yakınlaşmaya başlamıştır. 2017 yılında Rus enerji şirketi Rosneft’in IKBY ile Kuzey Irak’taki petrol ve doğal gaz sahalarının geliştirilmesi ve enerji kaynaklarının uluslararası pazarlara ihracını hedefleyen bir anlaşma imzalamasıyla, Genel Enerji’nin bölgedeki ve enerji projelerindeki etkisi azalmaya başlamıştır (Roberts 2018: 106, 107). Bir anlamda Genel Enerji’nin rolünü üstlenen Rosneft, Kuzey Irak petrol ve doğal gazı için en önemli oyuncu haline gelmiştir. Rosneft ve IKBY arasında hem IKBY’nin enerji ihtiyacını karşılamak hem de Türkiye ve Avrupa gibi enerji pazarlarına doğal gaz sağlayacak GGK ve Türk Akımı’na benzer bir boru hattının inşası için 2017 yılında yeni bir anlaşma imzalanmıştır (Roberts 2018: 107). Bu projede de geçiş ülkesi olarak, Türkiye ön plana çıkmaktadır. Ancak Kuzey Irak’tan Türkiye’ye ve Avrupa’ya uzanacak boru hattının, Türkiye’deki yatırımcıların hissedarı olduğu Genel Enerji yerine Rus enerji devi Rosneft tarafından geliştirilmesi, Türkiye’nin projedeki rolünün sınırlanması ihtimalini gündeme getirmektedir. Rusya ve IKBY arasında yapılacak anlaşmada Türkiye’ye biçilecek rolün, enerji merkezi yerine Türk Akımı’ndaki gibi transit ülke olma ihtimali oldukça yüksektir.

Geliştirilen projelere rağmen, Irak ve Türkiye arasında inşa edilecek bir boru hattının istikrarlı bir şekilde işlenmesini engelleyecek güvenlik ve politik nedenlere bağlı sorunlar bulunmaktadır. Bölgedeki terörist saldırılar, Irak’ın istikrarsız yapısı, bölgesel çatışmalar, IKBY’nin bağımsızlık referandumunun oluşturduğu olumsuz atmosfer, Türkiye’nin bu referanduma şiddetle karşı çıkışı, Irak Merkezi Hükümeti ve IKBY arasındaki yönetimsel tartışmalar bu engeller arasında yer almaktadır (Rzayeva 2018: 11). Özellikle bağımsızlık referandumuna tepki olarak, Irak Merkezi Hükümeti’nin IKBY üzerindeki baskısını ve IKBY-Türkiye sınırındaki kontrolünü arttırmasının bölgedeki enerji projelerinin ertelenmesine neden olma ihtimali bulunmaktadır (Rzayeva 2018: 11,12).

## **7. Türkiye’nin Doğal Gaz Piyasasındaki Gelişmeler**

Türkiye’de doğal gaz piyasasının kontrolü, 2001 yılına kadar neredeyse tamamıyla BOTAŞ tarafından sağlanmıştır. Dikey bütünleşik bir yapıya sahip olan BOTAŞ, doğal gazın ithali, satışı, dağıtımı ve ücretlendirilmesi konusunda, tam yetkiye sahip tek kamu kuruluşu olarak 1990’lı yıllardan 2000’li yıllara kadar doğal gaz piyasasının şekillenmesinde rol oynamıştır. Bu dönemde, özel sektörün faaliyet gösterebildiği tek alan doğal gaz üretimiyken, diğer süreçler sadece BOTAŞ tarafından yönetilmiştir (Dünya Enerji Konseyi 2018: 30). Ancak Avrupa ülkeleri başta olmak üzere dünya enerji piyasalarında yaşanan serbestleşmenin ardından, BOTAŞ’ın tekeli ortadan kaldıracak ve Türkiye’nin enerji piyasasını rekabete açacak düzenlemelerin de önü açılmıştır. 2001 yılında Doğal Gaz

Piyasası Kanunu (DGPK) yasalastırılarak istikrarlı, şeffaf ve güçlü bir enerji piyasasının oluşturulması, bağımsız düzenleyici bir otorite tarafından enerji piyasasının düzenlenmesi, doğal gaz piyasasının serbestleştirilerek rekabete açık hale getirilmesi ve sistemden herkesin faydalanması sağlanarak enerji arz güvenliğinin desteklenmesi hedeflenmiştir (Dünya Enerji Konseyi 2018: 31). Bu kapsamda BOTAŞ'ın iletim, depolama, dağıtım, ticaret ve pazarlama faaliyetlerinin ayrıştırılması, tedarikçi ülkelerle yapmış olduğu mevcut alım-satım kontratlarının özel şirketlere devredilmesi, iletim dışındaki ticaret ve depolama faaliyetlerinin özelleştirilmesi ve özel şirketlerin yeni dağıtım bölgelerinde faaliyet göstermesi öngörülmüştür (Dünya Enerji Konseyi 2018: 31).

Ancak tüm bu hedeflere rağmen, DGPK özel sektörün önünü tıkayacak bazı sınırlamaları da beraberinde getirmiştir. BOTAŞ'ın herhangi bir tedarikçi ülkeyle daha önce yapmış olduğu bir anlaşmanın süresi sona ermeden özel şirketlerin aynı tedarikçi ülkeyle anlaşma yapamaması, bu sınırlamalar arasında öne çıkmaktadır (Austvik ve Rzayeva 2017: 543). Bu düzenlemeye göre, fiiliyatta Nijerya, İran, Rusya, Cezayir ve Azerbaycan'dan doğal gaz ithal eden BOTAŞ'ın bu ülkelerle imzaladığı alım anlaşmaları sona ermeden, özel şirketlerin söz konusu tedarikçi ülkelerden doğal gaz ithal etmesi mümkün değildir. Özel şirketlere getirilen diğer bir engel ise ithal edebilecekleri doğal gaz miktarının yıllık ulusal doğal gaz tüketiminin % 20'siyle sınırlandırılmasıdır (Austvik ve Rzayeva 2017: 543).

BOTAŞ'ın mevcut doğal gaz sözleşmelerinin sınırlı bir kısmını özel şirketlere devretmesine izin verilerek bu sınırlamalara da bazı istisnalar getirilmiştir (Austvik ve Rzayeva, 2017: 543). Böylece BOTAŞ'ın doğal gaz ithalatındaki tekel konumunu sona erdiren ve doğal gaz piyasasını özel sektöre açan ilk kontrat devri, Batı Hattı'ndan tedarik edilen Rus doğal gazına yönelik 2005 yılında gerçekleştirilmiştir. Bu kapsamda 4 özel şirket, 4 milyar metreküplük doğal gaz ithalatını devralarak yurt içinde toptan satışa başlamıştır (BOTAŞ 2016: 33). BOTAŞ'ın kontrat devri bunlar ile sınırlı kalmamış, 2012 yılında özel sektöre tekrar kontrat devri gerçekleştirilerek 7 özel şirket Batı Hattı'nda toplamda 10 milyar metreküplük kontratı devralmıştır (Özen 2018: 184).

Kontrat devirlerinin sadece Batı Hattı ile sınırlı kalması, doğal gaz piyasasında özel sektörün gelişimini sınırlandırmıştır. BOTAŞ ve özel şirketler tarafından 2017 yılında iletim şebekesine yaklaşık 55 milyar metreküp fiziki doğal gaz girişi sağlanmıştır ve bu doğal gaz ithalatının %82,51'i BOTAŞ, % 17,49'u özel sektör tarafından gerçekleştirilmiştir (TMMOB 2018: 23). Toplamda 45 milyar metreküp doğal gazın ithal edildiği 2019 yılında ise BOTAŞ'ın doğal gaz ithalatındaki payı daha da yükselerek %96,42'ye, özel sektörün ise yaklaşık %4'e gerilemiştir (EPDK 2020: 12). LNG ithalatı açısından da benzer bir durum söz konusudur. 2017 yılında gerçekleştirilen yaklaşık 11 milyar metreküp LNG ithalatının neredeyse tamamı BOTAŞ tarafından yapılmıştır (TMMOB 2018: 23). 2017 yılı sonu itibarıyla LNG ithalat lisansına sahip 43 özel şirketin bulunmasına rağmen bunlar arasında sadece 2 şirket spot LNG ithalatı gerçekleştirebilmiştir (EPDK 2018: 16). 2019 yılında ise LNG ithalat lisansına sahip şirket sayısı 52'ye yükselse de bu yılda da BOTAŞ toplam LNG ithalatının %94,41 tek başına gerçekleştirirken sadece 2 özel şirket geri kalan ithalatı karşılayabilmiştir (EPDK 2020: 20). Bu bağlamda 2019 yılındaki ithalat oranlarına göre, BOTAŞ'ın doğal gaz piyasasındaki payının % 20 ile sınırlandırılması hedefi gerçekleştirilememiştir. 2017 ve 2019 yıllarında gerçekleşen ithalat oranlarındaki BOTAŞ'ın

ve özel şirketlerin payı, DGPK'nın hedeflerinden uzaklaştığını, doğal gaz piyasasında istenilen rekabet ortamının ve serbestleşmenin sağlanamadığını göstermektedir.

İthalatın yanı sıra, doğal gaz piyasasındaki toptan satışta da BOTAŞ'ın hâkim konumu devam etmektedir. 2019 yılında yaklaşık 46 milyar metreküp olarak gerçekleşen ulusal doğal gaz arzının, %95,42'si BOTAŞ, %3,55'i ithalat lisansı sahibi özel şirketlerce ve %1,04'ü üretim gerçekleştiren toptan satış şirketlerince gerçekleştirilmiştir (EPDK 2020: 27). Toptan satış yapan şirketlerin bir kısmı Türkiye'de doğal gaz üretimi yapanlardan, bir kısmı doğrudan yurt dışından doğal gaz ithal edenlerden, bir kısmı ise yurtiçinde tedarik ettikleri doğal gazın toptan satışını yapanlardan oluşmaktadır (EPDK 2020: 27). Bunlar arasında BOTAŞ'ın kontrat devri gerçekleştirdiği şirketler, hem doğal gaz ithalatı hem de yurt içinde toptan satış gerçekleştirmektedir. Bu açıdan toptan satıştaki BOTAŞ'ın hâkim konumu, bütünüyle özel şirketlerin doğal gaz ithalattaki payı ile bağlantılıdır. Özel şirketler, ithal edebildikleri doğal gaz miktarı ölçüsünde toptan satış gerçekleştirebilmektedir.

Kontrat devirleri dışında, doğal gaz piyasasında üçüncü taraf erişimini mümkün hale getiren ve özel sektörün piyasadaki etkisini arttıran sınırlı sayıda gelişme yaşanmıştır. Daha önce değinildiği gibi sınırlı sayıda özel şirket, doğal gaz depolama tesisi, LNG terminali ve FSRU alanında yatırım yapabilmiş ve böylece LNG terminallerine ve depolama tesislerine üçüncü taraf erişiminin önünü açan gelişmeler kaydedilebilmiştir. Marmara Ereğlisi LNG Terminali'ne, Hatay Dört Yol'da işletmeye alınan FSRU'ya, Silivri ve Tuz Gölü'nde bulunan depolama tesislerine üçüncü taraf erişimini mümkün hale getirecek düzenlemeler yapılmıştır. Bu kapsamda 2017 yılında BOTAŞ'a ait Silivri depolama tesislerinden hizmet alan firma sayısı 23'e yükseltilmiştir (EPDK 2018: 22). Ancak 2019 yılında depolama hizmeti alan firma sayısı 12'ye gerilemiştir (EPDK 2020: 26).

Türkiye'de doğal gaz piyasasının gelişimine yönelik son dönemde atılan en önemli adımlardan biri, 2015 yılında Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi'nin (EPIAŞ) kurulması ve 2018 yılında Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası'nın (OTSP) oluşturulmasıdır (ETKB 2018c). Sanal Ticaret Noktası olarak da ifade edebileceğimiz OTSP ile doğal gaz ticaretinde serbest ve sürdürülebilir bir piyasa oluşturularak spot piyasa işlemlerinin yapılması ve doğal gaz referans fiyatının belirlenmesi hedeflenmektedir. 1 Eylül 2018 tarihinden itibaren 365 gün 24 saat işlem yapmaya başlayan OTSP, piyasaya dâhil olan katılımcıların doğal gaz alım ve satım işlemlerini elektronik ortamda gerçekleştirmelerine izin vererek, günlük doğal gaz referans fiyatı sunmaya başlamıştır.

OTSP'nin etkinliğinin artırılabilmesi için, özel sektörün doğal gaz ithalatındaki payının yükseltilmesi, piyasaya giriş yapan doğal gaz hacminin artırılması, yeni depolama ve LNG tesisleriyle doğal gaz alt yapısının desteklenmesi gerekmektedir. Ayrıca piyasada, devlet müdahalesinden uzak, etkin bir rekabet ortamı da oluşturulmalıdır. Özellikle özel sektörün rekabet imkânını sınırlayan BOTAŞ'ın doğal gaz fiyatlarını sübvansiyonla etme politikası sona erdirilmeli ve maliyet bazlı fiyatlandırma mekanizması hayata geçirilmelidir. Bu kapsamda 2018 ve 2019 yıllarında önemli gelişmeler yaşanmıştır. 2018 yılında BOTAŞ tarafından doğal gaz ile elektrik üretimi gerçekleştiren santrallere satılan doğal gazın fiyatı % 49,5 artırılarak çapraz sübvansiyonların kaldırılmasında ve maliyet bazlı fiyatlamaya geçişte ilk adım atılmıştır (PETROTÜRK 2018). Diğer adımlar ise 2019 yılında gelmiş ve konut sektörü ile küçük sanayi kuruluşları için Ağustos'ta % 14,97 Eylül'de % 14,90 oranında yeni artışlar gerçekleştirilmiştir. Böylece doğal gaz ithalat fiyatlarıyla BOTAŞ'ın iç

piyasaya satış fiyatı arasında yaklaşık 90 dolar olan fark 60 dolar seviyelerine gerilemiştir (PETROTÜRK 2019). Ancak BOTAŞ'ın sübvansiyonlarının halen kabul edilebilir bir seviyenin üzerinde olması nedeniyle, toptan satış gerçekleştiren özel şirketlerin müşterilerine makul fiyatlar sunarak BOTAŞ ile rekabet edebilmesi zorlaşmaktadır. Bu nedenle sübvansiyonların tamamıyla sonlandırılması ve maliyet bazlı fiyatlamaya geçilerek OSTP'de faaliyet gösteren katılımcılar için eşit rekabet koşullarının yaratılması gerekmektedir.

## 8. Sonuç ve Öneriler

Ulusal doğal gaz üretimi ve tüketimi arasındaki uçurum, Türkiye'nin tamamen tedarikçi ülkelere bağımlı hale gelmesine neden olmaktadır. Bu kapsamda karşılaşılan en önemli risklerden biri, Türkiye'nin ithalat bağımlılığının önemli bir kısmının tek bir tedarikçi ülkeye yönelik olmasıdır. Bu durum, Türkiye'nin enerji arz güvenliği riskini arttırdığı gibi enerji merkezine dönüşmesini de zorlaştırmaktadır. Bu açıdan öncelikle doğal gaz ithal edilen tedarikçi ülkelerin çeşitlendirilmesi ve doğal gaz ithalatının ülkelere göre dengelenmesi gerekmektedir.

Türkiye'nin geçiş ülkesi olarak yer aldığı uluslararası enerji nakil hattı projeleri, Türkiye'yi enerji merkezi yerine transit ülke haline getirmektedir. TANAP ve Türk Akımı için yapılan anlaşmalara göre, Türkiye'nin enerji merkezine dönüşme ihtimali oldukça sınırlıdır. Bu boru hatlarıyla taşınacak doğal gaz, tekrar ihraç edilebilecek şekilde Türkiye'nin ulusal doğal gaz ağına dâhil olmadan transit olarak Türkiye topraklarından geçecek ve Türkiye'nin sınır komşuları üzerinden diğer Avrupa ülkelerine dağıtılacaktır. Diğer bir ifadeyle Türkiye'ye ulaşacak Rusya ve Azerbaycan doğal gazı, Türkiye'nin doğal gaz piyasasındaki derinliği ve esnekliği arttıracak, Türkiye'nin ticaretini yapabileceği şekilde ülkeye ulaşan doğal gaz giriş kapasitesini yükseltebilecek ve Türkiye'nin enerji merkezine dönüşmesine yardımcı olabilecek bir niteliğe sahip değildir. Ayrıca bu boru hatları üzerinden Avrupa ülkelerine sunulacak doğal gaz fiyatının belirlenmesinde de tedarikçi ve tüketici ülkeler arasındaki anlaşmalar etkili olacaktır. Yani TANAP ve Türk Akımı ile ulusal doğal gaz piyasasında gazın gaz ile rekabetini oluşturacak bir ortam sağlanmadığı gibi, Türkiye'nin bölgesel anlamda doğal gaz referans fiyatının belirlendiği bir noktaya dönüşmesine de izin verilmemektedir.

TANAP ve Türk Akımı dışında, İran ve Irak kaynaklı enerji nakil hattı projelerinin ise bölgesel siyasi gelişmeler ve jeopolitik gerginlikler nedeniyle ön görülebilir bir sürede gerçekleşme ihtimali oldukça sınırlıdır. ABD'nin İran'a uyguladığı siyasi baskı ve uluslararası yaptırımlar nedeniyle, İran doğal gazının Türkiye ve Avrupa'ya ulaştırılması imkânsız hale gelmektedir. Rusya'nın Kuzey Irak'taki enerji denkleminde dâhil olması ise Irak'tan Avrupa'ya uzanacak muhtemel bir enerji nakil hattı projesinde Türkiye'nin etkisini ve pozisyonunu sınırlandırmaktadır.

Türkiye'nin sınırlı kapasitedeki doğal gaz alt yapısı, enerji merkezine dönüşmesi için yeterli değildir. Doğal gaz ithal edilen boru hatları ve LNG terminalleriyle, sadece ulusal tüketimi karşılayabilecek seviyede doğal gaz tedarik edilebilmektedir. Boru hatlarından birinde meydana gelebilecek uzun süreli bir kesinti durumunda, ulusal şebekede doğal gaz arz krizinin yaşanma ihtimali oldukça yüksektir. Zira doğal gazın ülkeye girişi yaptığı bölgeler arasında sınırlı bir iletim kapasitesinin bulunması, herhangi bir kriz durumunda

sistemin ikame edilebilmesini zorlaştırmaktadır. Ayrıca kesinti durumunda arz açığını kapatabilecek doğal gaz depolama kapasitesi de oldukça sınırlıdır. Yapılmakta olan yatırımlarla ulaşılabilecek depolama kapasitesi ise enerji merkezi olmayı hedefleyen ve doğal gaz tüketiminin 2030 yılında yaklaşık 76 milyar metreküpe ulaşması beklenen bir ülke için oldukça sınırlıdır. Özetle, mevcut tedarik seçenekleri, depolama kapasitesi ve bölgeler arası iletim altyapısı, Türkiye'nin gelecekteki ihtiyacını karşılayamayabileceği gibi, sınırlı ölçüde yapılan yatırımlar da Türkiye'nin enerji merkezine dönüşmesini sağlayacak boyutta, dengeleme yeteneğine sahip, esnek bir doğal gaz piyasası sunamamaktadır.

Ancak son dönemde hızlandıran keşif faaliyetleri ve Karadeniz'de Tuna-1 sahasında ulaşılan doğal gaz rezervi, Doğu Akdeniz ve Karadeniz'de yapılacak yeni keşifler için umutları arttırmıştır. Bu keşfin, Türkiye'nin doğal gaz merkezi olma ve enerji arz güvenliğini sağlama hedeflerine katkısı olacaktır. Tuna-1 sahasındaki rezervin ön görüldüğü gibi 2023 yılında enerji piyasasına sunulmasıyla Türkiye'nin doğal gaz ağının esnekliği ve derinliği artacaktır. Ulusal tüketiminin bir kısmının yerli üretim ile karşılanacak olması, Avrupa ülkelerine ihraç edilebilecek doğal gaz miktarını yükseltecek ve Türkiye'nin tedarikçi ülkeler ile yapılacağı yeni anlaşmalardaki pazarlık gücünü arttıracaktır. Türkiye'nin yerli üretim seçeneğini de göz önünde bulunduracak tedarikçi ülkeler, daha uygun bir fiyat sunarak daha makul koşullarda enerji anlaşması yapmak zorunda kalacaktır.

Türkiye'nin doğal gaz piyasasındaki BOTAŞ'ın hâkim konumu devam etmektedir. Özel şirketlerin doğal gaz ithalatı, ulusal tüketimin sınırlı bir kısmını karşılamaktadır. Şirketlerin piyasadaki toptan satış hacmi ise ithal edebildikleri doğal gaz miktarı ile sınırlıdır. BOTAŞ, özel şirketlere devredebileceği yaklaşık 46 milyar metreküplük kontratı halen saklı tutmaktadır. Bu durum, Türkiye'nin enerji merkezine dönüşmesini sağlayacak ölçüde, rekabet koşullarının geçerli olduğu bir doğal gaz piyasasının oluşumunu engellemektedir. Ayrıca DGPK'nın ön gördüğü şekilde BOTAŞ'ın faaliyetlerinin ayrıştırılmasını ve sisteme üçüncü taraf erişiminin artırılmasını da engellemektedir. Ancak BOTAŞ'ın tedarikçi ülkelerle yaptığı anlaşmaların 2021 yılından itibaren son bulmaya başlamasıyla birlikte, özel şirketlerin İran, Rusya, Azerbaycan ve Cezayir ile yeni anlaşmalar yapabilmesi mümkün hale gelebilecek ve özel sektöre doğal gaz piyasasında etkisini artırma fırsatı doğacaktır. Böylece DGPK'nın hedeflerine uygun şekilde politikalar uygulanabilirse Türkiye, daha makul koşullarda doğal gaz temin edebileceği gibi BOTAŞ'ın doğal gaz piyasasındaki hâkimiyeti sınırlandırılabilir ve daha rekabetçi bir doğal gaz pazarı oluşturulabilecektir. Bu açıdan 2020'li yıllar Türkiye için önemlidir. Yeni yapılacak anlaşmalarda, ithalat miktarları belirlenirken tedarikçi ülkeler arasındaki dengenin gözetilmesine, anlaşma sürelerinin uzun olmamasına, doğal gaz fiyatlarının petrol fiyatları yerine Türkiye'nin doğal gaz piyasasında oluşacak arz ve talebe göre belirlenmesine ve ithal edilen doğal gazın üçüncü ülkelere tekrar ihraç edilme hakkının elde edilmesine dikkate edilmelidir.

LNG terminalleri, boru hatlarının aksine tüketici ülkelere çok sayıda tedarikçi ülkeye ulaşma imkânı sunmaktadır. LNG terminalleri için spot piyasadaki sağlanan doğal gaz ise genelde uzun dönemli sözleşmelere bağımlı kalmaksızın tedarik edilebilmekte ve üçüncü ülkelere tekrar ihraç edilebilmektedir. Bu nedenle üç tarafı denizlerle çevrili bir ülke olarak Türkiye, LNG terminali projelerine daha fazla odaklanmalı ve yıllık gazlaştırma kapasitesini arttırmalıdır. Yeni LNG terminallerinin ve FSRU'ların inşası ise özel sektör eliyle

gerçekleştirilmelidir. LNG kapasitesinin artmasıyla Türkiye, ulusal tüketiminden daha fazla doğal gaz tedarik edebileceği gibi, tüketiminden geriye kalan doğal gazı da tekrar ihraç edebilecektir. Böylece hem doğal gaz arz güvenliği hem de enerji merkezi olma hedefi açısından önemli bir adım atılacaktır.

## KAYNAKLAR

Aljazeera, (2015), Katar'la Doğal Gaz Anlaşması, <http://www.aljazeera.com.tr/haber/katarla-dogalgaz-anlasmasi> (27.11.2019).

Anadolu Ajansı, (2016), İno Grafik, <https://www.aa.com.tr/tr/info/infografik/3036> (27.11.2019).

AUSTVİK, Ole Gunnar ve Rzayeva, Gülmira, (2017), "Turkey in the Geopolitics of Energy", **Energy Policy**, 107: 539-547.

Azernews, (2018), TAP, IGB Consortiums to Ink Co-op Agreement, [https://www.azernews.az/oil\\_and\\_gas/134123.html](https://www.azernews.az/oil_and_gas/134123.html) (27.11.2019).

BBC (2020), Erdoğan: Karadeniz'de Bulunan Doğal Gaz Rezervi 405 Milyar Metreküpe Yükseldi, <https://www.bbc.com/turkce/haberler-turkiye-54585247> (19.10.2020).

Berk, Istemi ve Schulte, Simon, (2017), "Turkey's role in natural gas – Becoming a transit country?", **Institute of Energy Economics at the University of Cologne, EWI Working Paper, No 17/01**, [http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Working\\_Paper/EWI\\_WP\\_17-01\\_TurkeysRoleInNaturalGas.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_17-01_TurkeysRoleInNaturalGas.pdf) (27.11.2019).

BERK, Istemi ve Ediger, Volkan, (2018), "A Historical Assessment of Turkey's Natural Gas Import Vulnerability", **Energy**, 145: 540-547.

BEYAZGUL, Doruk, (2015), "Liberalisation of the Turkish Natural Gas Market: A Critical Evaluation", **Politecnico Di Milano, Dipartimento di Ingegneria Gestionale**, [https://www.politesi.polimi.it/bitstream/10589/119223/3/2016\\_04\\_BEYAZGUL.pdf](https://www.politesi.polimi.it/bitstream/10589/119223/3/2016_04_BEYAZGUL.pdf) (27.11.2019).

BOTAŞ, (2016), **Sektör Raporu 2016**, (Ankara).

BOTAŞ, (2019), **Sektör Raporu 2018**, (Ankara).

BP, (2020), **Statistical Review of World Energy 2020**, 69.Edition.

Deniz Haber Ajansı, (2018), BOTAŞ, <https://www.denizhaber.com.tr/botas-hyundai-tersanesine-225-milyon-dolara-fsru-siparisi-verdi-haber-82170.htm> (27.11.2019).

Dünya Enerji Konseyi, (2018), **Türkiye Enerji Piyasaları Araştırma Raporu**, Ankara, <https://www.dunyaenerji.org.tr/wp-content/uploads/2018/07/TEPG1.pdf> (27.11.2019).

EFET, (2005), **The Past and Future of European Energy Trading**, <https://www.efet.org/Files/Documents/Energy%20Background/EFET%20Booklet.pdf> (27.11.2019).

- EPDK, (2018), **Doğal Gaz Piyasası 2017 Yılı Sektör Raporu**, (Ankara).
- EPDK, (2020), **Doğal Gaz Piyasası 2019 Yılı Sektör Raporu**, (Ankara).
- ETKB, (2017), Türkiye'nin İlk FSRU Tesisi Açıldı, <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Bakanlik-Haberleri/Turkiyenin-Ilk-FSRU-Tesisi-Acildi> (27.11.2019).
- ETKB, (2018a), "Doğal Gaz Boru Hatları ve Projeleri", <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Dogal-Gaz-Boru-Hatlari-ve-Projeleri> (27.11.2019).
- ETKB, (2018b), "BOTAŞ-Dörtyol FSRU Terminal Açılış Töreni", <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Bakanlik-Haberleri/Botas-Dortyol-FSRU-Teriminal-Acilis-Toreni> (27.11.2019).
- ETKB, (2018c), "**EPIAŞ Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası Açıldı**", <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Bakanlik-Haberleri/EPIAS-Organize-Toptan-Dogal-Gaz-Satis-Piyasasi-Acildi> (27.11.2019).
- ETKB, (2020), "Cumhuriyetimizin 100. yılında vatandaşımızla kendi gazımızı buluşturacağız", <https://enerji.gov.tr/haber-detay?id=673> (09.10.2020).**
- European Commission, (2008), **Second Strategic Energy Review – An EU Energy Security and Solidarity Action Plan**, (Brussels).
- Gazprom, (2018), **Turkey**, <http://www.gazpromexport.ru/en/partners/turkey/> (27.11.2019).
- Hurriyet Daily News, (2016) Turkey wins gas price row against Iran in court  
<https://www.hurriyetdailynews.com/turkey-wins-gas-price-row-against-iran-in-court-94643> (27.11.2019).
- Hydrocarbons Technology, (2018), **Bina Bawi Oil and Gas Field**, <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/bina-bawi-oil-gas-field/> (27.11.2019).
- KAKIŞIM, Cemal, (2017), "Türkiye'nin Enerji Politikaları Açısından Türk Akımına Yönelik Bir Değerlendirme", **Akademik Sosyal Araştırmalar Dergisi**, 5, (50): 517-527.
- KHALOVA, Gul'nar Osmanova, Sopilko, Natalya Yuryevna ve Illeritsky, Nikita, (2019), "Republic of turkey Gas Complex Development: Problems and Prospects", **International Journal of Energy Economics and Policy**, 9, (1): 237-243.
- PACHECO, Ksenia Krauer, (2011), "Turkey as a Transit Country and Energy Hub: The Link to Its Foreign Policy Aims", **Working Papers of the Research Centre for East European Studies**, University of Bremen, 18: 1-66.
- ÖZDEMİR, Volkan, (2015), "Türk Dış Enerji Politikası (Tanap Örneği): Koridor Olamazsın Demedik Merkez Olamazsın Dedik!", **Enerji Piyasaları ve Politikaları Enstitüsü**, <http://www.eppen.org/index.php?sayfa=Yorumlar&link=&makale=183> (27.11.2019).
- ÖZEN, Erdinç, (2018), "Türkiye'nin Enerji Görünümü 2018", Türkiye Makine Mühendisleri Odası, **Oda Raporu No: MMO/691**: 179-208. (Ankara).
- Petform, (2013), "Türkiye Doğal Gaz Ticaret Üssünün / Borsasının Geliştirilmesi", (Ankara).
- Petform, (2018), "Türkiye Doğal Gaz Piyasası", <https://www.petform.org.tr/dogal-gaz-piyasasi/turkiye-dogal-gaz-piyasasi/> (27.11.2019).



PETROTÜRK, (2018), “Gazda Maliyet Bazlı Fiyatlamaya Geçişte İlk Adım”, <http://petroturk.com/gaspower/gazda-maliyet-bazli-fiyatlamaya-geciste-ilk-adim> (27.11.2019).

PETROTÜRK, (2019), “Gazda Maliyet Bazlı Fiyatlamaya Geçiş Umudu”, <http://petroturk.com/dogalgaz/gazda-maliyet-bazli-fiyatlamaya-gecis-umudu> (27.11.2019).

ROBERTS, John M., (2018), “Turkey And The Kurdistan Region of Iraq: Strained Energy Relations”, **Turkish Policy Quarterly**, 17, 3: 99-109.

RZAYEVA, Gülmira, (2018), “Gas Supply Changes in Turkey, The Oxford Institute for Energy Studies”, **Energy Insight: 24**, (London).

SEVCE, Peter, (2008), “The Importance of Gas Trading Hubs for Slovakia”, **Despite Borders**, 5, (1) 499-510.

STEVENS, Paul, (2009), Transit Troubles Pipelines as a Source of Conflict, **A Chatham House Report**, London, <https://www.chathamhouse.org/publications/papers/view/108992> (27.11.2019).

SİX, Sammy ve Corbeau, Anne Sophie, (2017), “Third-Party Access to Regasification Terminals: Adapting to the LNG Markets' Reconfiguration”, **King Abdullah Petroleum Studies and Research Center**, Riyadh.

Sputniknews, (2018), İfo Grafik, <https://sptnkne.ws/kcvT> (27.11.2019).

TANAP, (2018a), “TANAP nedir?”, <http://www.tanap.com/tanap-projesi/tanap-nedir/> (27.11.2019).

TANAP, (2018b), “Asrın Projesinde Dev Ortak”, <https://www.tanap.com/medya/basin-bultenleri/asrin-projesinde-dev-ortaklik/> (27.11.2019).

TAP, (2013), “TAP Continues to Receive Strong Political Support in South Eastern Europe”, <https://www.tap-ag.com/news-and-events/2013/06/13/tap-continues-to-receive-strong-political-support-in-south-eastern-europe> (27.11.2019).

T.C. Cumhurbaşkanlığı, (2019), **On Birinci Kalkınma Raporu**, 2019-2023, Ankara.

TELLİ, Azime (2016), “Türkiye'nin Enerji Koridoru Olmasının Mihenk Taşları Olarak Türk Akımı ve TANAP Karşılaştırması”, **Enerji Piyasaları ve Politikaları Enstitüsü**, [http://www.eppen.org/en/resim/haber\\_resim/EPPEN20.Azime-Telli.pdf](http://www.eppen.org/en/resim/haber_resim/EPPEN20.Azime-Telli.pdf) (27.11.2019).

Turang Transit, (2018), “Project Overview”, <http://en.turangtransit.com.tr/project-overview> (27.11.2019).

Turk Stream, (2020), “Launch Ceremony for the TurkStream Pipeline Held in Istanbul”, <https://turkstream.info/press/news/2020/211/> (20.06.2020).

TMMOB, (2018), “Elektrik ve Doğal Gaz Fiyatlarına Yapılan Son Zamların Analizi”, Enerji Çalışma Grubu, Ankara.

TSOLOVA, Tsvetelia ve Soldatkin, Vladimir, (2019), “Russia Says Bulgaria to Complete Pipeline Stretch of TurkStream by 2020”, **Reuters**, <https://www.reuters.com/article/us-bulgaria-gas-turkstream/russia-says-bulgaria-to-complete-pipeline-stretch-of-turkstream-by-2020-idUSKBN1X01F8> (27.11.2019)

Türkiye Petrolleri, (2020), **2019 Yılı Ham Petrol ve Doğal Gaz Sektör Raporu**, Ankara.

WINROW, Gareth, (2011), "Turkey: An Emerging Energy Transit State and Possible Energy Hub", **The International Spectator**, 46, (3): 79-91.