

TÜRKAKIM: TÜRKİYE EKONOMİSİNE VE ENERJİ GÜVENLİĞİNE ETKİLERİ



İstanbul Ekonomi Danışmanlık



Ekonomi ve Dış Politika Araştırmalar Merkezi

TÜRKAKIM: TÜRKİYE EKONOMİSİNE VE ENERJİ GÜVENLİĞİNE ETKİLERİ

Editör : Sinan Ülgen, EDAM & İstanbul Ekonomi

Araştırmacılar :

Sinan Ülgen, EDAM & İstanbul Ekonomi

Prof. Dr. Gürkan Kumbaroğlu, EDAM & Boğaziçi Üniversitesi

Prof. Dr. Mitat Çelikpala, EDAM & Kadir Has Üniversitesi

Doç. Dr. Ahmet Han, EDAM & Kadir Has Üniversitesi

Doç. Dr. Zafer Öztürk, Boğaziçi Üniversitesi

Bu araştırma StratejiCo'dan elde edilen finansal katkı ile gerçekleştirilmiştir.

© EDAM, 2017

Hare Sokak No 16

34335 Akatlar İstanbul

Tel : 0212-352 1854

Email : info@edam.org.tr

www.edam.org.tr

1. Baskı İstanbul, Kasım 2017

ISBN : 978-605-66923-3-8

Kitap tasarımı : GÜNGÖR GENÇ

Baskı : İmak Ofset Basım Yayın Tic. ve San. Ltd. Şti.

Merkez Mh. Atatürk Cad. Göl Sk. No:1

34197 Yenibosna / İstanbul / Türkiye

Tel : +90 444 62 18 / 114 dahili Faks: +90 212 656 29 26

www.imakofset.com.tr

TÜRKAKIM: TÜRKİYE EKONOMİSİNE VE ENERJİ GÜVENLİĞİNE ETKİLERİ

Bu Rapor İstanbul Ekonomi Danışmanlık tarafından yürütülen bağımsız araştırma sonucunda üretilmiştir. İstanbul Ekonomi Danışmanlık, Rapor'un yazımında görev yapan çalışma grubu üyesi uzmanlarının birikimleri doğrultusunda, Rapor içeriğinin mevcut tarafsız, nesnel veriler kullanılmak suretiyle üretimini, verilerin toplanmasını ve değerlendirilmesini, bunların ışığında Rapor içeriğinde yer alan analiz, yorum ve görüşlerin oluşturulmasını sağlamıştır. Rapor içeriği oluşturulurken, İstanbul Ekonomi Danışmanlık benzer Raporların üretiminde kullanılan en yüksek standartları ve azami yöntemsel hassasiyeti gözetmiştir.

İstanbul Ekonomi Danışmanlık kurucu ortaklarının kamu ve özel sektördeki tecrübelerinin ışığında, Türk firmalarının uluslararası pazarlara açılmasına rehberlik etmekte ve büyümelerini daha iyi şartlarda yapabilmelerini sağlayacak stratejik danışmanlık hizmetleri vermektedir. İstanbul Ekonomi bu kapsamda firmaların yurtdışından finansal ve stratejik ortak bulmalarına yardımcı olmakta, ayrıca uluslararası pazarlara giriş stratejisi hakkında danışmanlık hizmeti vermektedir. İstanbul Ekonomi mikro-ekonomik analiz alanında Türkiye'nin önde gelen danışmanlık firmasıdır. İstanbul Ekonomi müşterilerinin ihtiyaçları doğrultusunda akademik derinliği olan, bilimsel, tarafsız ve gerek ulusal gerek uluslararası seviyede referans olabilecek nitelikte ekonomik analizler yapmakta ve raporlar hazırlamaktadır.

Ekonomi ve Dış Politika Araştırma Merkezi Raporun TürkAkım Projesine ilişkin mevcut durum ve gelecek projeksiyonlarını en sağlıklı biçimde yansıtması amacıyla kullanılabilir en uygun ve güncel bilimsel yöntemin tespiti, Rapor'a temel teşkil eden öngörü ve varsayımların oluşturulması için gerekli yaklaşımların yapılandırılması, Rapor içeriği için gerekli verilerin toplanması ve söz konusu süreçlerin bütünü denetlenmesi sorumluluğunu üstlenmiştir. Bu kapsamda EDAM çalışma süreçlerinin çalışmanın başında verdiği tavsiyelerle uyumlu biçimde yürütülmesini, verilerin toplanması ve sağlamalarının yapılması aşamalarında gerekli özenin gösterilmesini, araştırma sonuçlarının başta seçilen metodolojiye sadık kalınarak üretilmesini ve tüm bu süreçlerin şeffaflık ve hesap verilebilirlik ilkeleri doğrultusunda gerçekleştirilmesini denetlemiştir. Tüm bu süreçler boyunca EDAM çalışmanın en yüksek bilimsel standartlarda ve etkinliği kanıtlanmış, gelişmiş yaklaşımlar çerçevesinde gerçekleştirilmesinin amaçlamıştır.

Ekonomi ve Dış Politika Araştırmalar Merkezi (EDAM) İstanbul merkezli bağımsız bir düşünce kuruluşudur. EDAM'ın temel amaçları,

- Küreselleşmenin yönetimi ve etkileri,
- İklim değişikliği politikaları,
- Türk dış politikası ve güvenlik,
- Türkiye-AB ilişkileri,
- Siber politikalar

konularında Türkiye içinde ve dışında süren tartışmalara katkıda bulunmaktadır. EDAM bu çerçevede araştırmalar yaparak düzenli yuvarlak masa toplantıları ve konferanslar düzenlemektedir.

Yazarlar

Sinan Ülgen 1987 yılında ABD Virginia Üniversitesi'nde ekonomi ve bilgisayar mühendisliği dallarından mezun oldu. 1989-1990 yılları arasında Brugge Avrupa Koleji'nden yüksek lisansını elde etti. Ülgen, 1990 yılında girdiği Dışişleri Bakanlığında iki yıl boyunca Ankara'da Birleşmiş Milletler dairesinde çalıştı. 1992-1996 yılları arasında ise Brüksel'de Avrupa Birliği Nezdindeki Türkiye Daimi Temsilciliğinde görev yapan Sinan Ülgen, bu dönemde Gümrük Birliğiyle ilgili olarak Türkiye'nin müzakere pozisyonunun belirlenmesine katkıda bulundu ve müzakerelere fiilen katıldı. 1996 yılı sonunda Dışişleri Bakanlığından ayrılan Sinan Ülgen, halihazırda İstanbul Ekonomi Danışmanlığın Yönetici Ortağı ve Ekonomi ve Dış Politika Araştırmalar Merkezi – EDAM'ın Başkanı'dır. ABD'de yerleşik Carnegie Endowment for International Peace'in çalışmalarına Türkiye uzmanı olarak katkıda bulunmaktadır. 2004 yılında Kemal Derviş ile beraber yazdığı "Çağdaş Türkiye'nin Avrupa Dönüşümü" başlıklı bir kitabı bulunmaktadır. 2005 yılında da "AB ile müzakerelerin el kitabı", 2016 yılında ise "Siber dünyanın yönetimi" başlıklı bir kitabı yayınlanmıştır. Ülgen'in yurt dışında International New York Times, Financial Times, Wall Street Journal, European Voice, Huffington Post, Foreign Policy ve Le Figaro gibi gazetelerde yayınlanmış makaleleri bulunmaktadır. Ülgen, World Economic Forum'un Global Council of Europe üyeliği ile Roma'daki NATO Savunma Koleji'nin Akademik Kurul üyeliğinde bulunmuştur. Ayrıca bir önceki NATO Genel Sekreteri Rasmussen'in atamış olduğu 10 kişilik uluslararası politika uzmanları grubunun üyesidir.

Prof. Dr. Gürkan Kumbaroğlu 1969 yılında Trabzon'da doğdu. Endüstri Mühendisliği lisans ve lisansüstü derecelerini aldı. ODTÜ Endüstri Mühendisliği Bölümü'ndeki doktorasından sonra İsviçre'de Zürih Teknik Üniversitesi ETH bünyesindeki Enerji Politikaları ve Araştırma Merkezi'nde ve müteakiben ABD'nin Berkeley Üniversitesi Ulusal Enerji Araştırmaları Merkezi'nde araştırmalarda bulundu. 2003 yılında Türkiye'ye dönerek Boğaziçi Üniversitesi öğretim üyesi olarak akademik kariyerine başladı. 2010-11 eğitim yılında yılında konuk Profesör olarak RWTH Aachen Üniversitesi'nde dersler verdi, aynı üniversitenin Enerji Araştırmaları Merkezi'nde çeşitli araştırmalara katıldı ve yönetti. Yurt içinde ve dışında yürütücülüğünü yaptığı birçok bilimsel ve teknik araştırma projeleri ve çok sayıda uluslararası makale ve kitap bölümleri bulunmaktadır. Halen Boğaziçi Üniversitesi Endüstri Mühendisliği Bölümü'nde görev yapmakta, aynı zamanda Enerji Ekonomisi Derneği'nin Başkanlığını ve Uluslararası Enerji Ekonomisi Birliği'nin Başkanlığını yürütmektedir. Doğal gaz talep senaryolarına dair bölümün eş yazarıdır.

Prof. Dr. Mitat Çelikpala, Kadir Has Üniversitesi Uluslararası İlişkiler Bölümü öğretim üyesidir. İktisadi, İdari ve Sosyal Bilimler Fakültesi Dekanlığı görevini yürüten Dr. Çelikpala'nın çalışma alanları arasında eski Sovyet coğrafyası ve Kafkasya, diaspora çalışmaları, Karadeniz Bölgesi ve güvenliği, Türk-Rus ilişkileri, enerji güvenliği, kritik altyapı güvenliği ve terörizmle mücadele gibi konular yer almaktadır. Lisans eğitimini ODTÜ'de tamamlayan Çelikpala, Yüksek Lisansını Hacettepe, Doktora çalışmasını ise Bilkent Üniversitesinde yapmıştır. Oxford Üniversitesi St. Antony's College'da Senior Associate Member olarak bulunan Dr. Çelikpala, Hacettepe ve TOBB Ekonomi ve Teknoloji üniversitelerinde de görev yapmıştır. Prof. Dr. Çelikpala, Bilgi Üniversitesi, Kara Harp Okulu Güvenlik Bilimleri Enstitüsü, Harp Akademileri ve Milli Güvenlik Akademisinde Türk Dış Politikası, Kafkasya ve Orta Asya tarihi ve güvenlik politikaları, Türk siyasal hayatı ve politikası ile strateji ve güvenlik konuları üzerine düzenlenmiş ders ve seminerler vermektedir. Çeşitli uluslararası kurum, düşünce kuruluşu ve şirketlerin yanı sıra NATO Terörizmle Mücadele Mükemmeliyet Merkezi, Türk Silahlı Kuvvetleri Stratejik Araştırma Merkezi (SAREM), Dışişleri Bakanlığı Stratejik Araştırmalar Merkezi'nde akademik danışmanlık yapmıştır. Doğal gaz arzı ve senaryolarına dair bölümlerin eş yazarıdır.

Doç. Dr. Ahmet Kasım Han, Kadir Has Üniversitesi Uluslararası İlişkiler Fakültesi'nde öğretim üyeliği yapmaktadır. Araştırma konuları stratejik düşünce, müzakere ve dış siyaset analizidir. İstanbul Üniversitesi'nde lisans eğitimini Ekonomi ve Uluslararası İlişkiler alanında, yüksek lisansını Politik Tarih ve doktorasını Uluslararası İlişkiler konularında aldı, Harvard'da Müzakere eğitimi gördü. ABD Dışişleri Bakanlığı'ndan ABD dış politikası konusunda "Avrupa'nın Genç Liderleri" bursunu aldı ve Afganistan'daki NATO/ISAF Operasyonunda 2005 ve 2011'de NATO gözlemciliği yaptı. Afganistan, jeostrateji ve enerji politikası, ABD dış siyaseti ve Türkiye dış siyaseti üzerine yayınları vardır. Radikal ve Referans gazetelerinde köşe yazarlığı yaptı. 2003-2006 arası Türkiye İhracatçılar Birliği'nde Uluslararası İlişkiler Danışmanlığı yaptı. İstanbul Üniversitesi, Bilgi Üniversitesi, İstanbul Ticaret Üniversitesi, Türk Silahlı Kuvvetleri Harp Akademisi ve Hava Harp Okulu'nda öğretim görevliliği yaptı ya da dersler verdi. 2005-2008 arası Harp Akademisi'nde NATO da dahil olmak üzere uluslararası görevler üstlenen tüm yüksek rütbeli personelin alması gereken Uluslararası Müzakere Stratejileri dersini şekillendirdi ve verdi. Doğal gaz arzı ve senaryolarına dair bölümlerin eş yazarıdır.

Dr. Zafer Öztürk - Lisans derecesini 2007 yılında İTÜ Uçak ve Uzay Bilimleri Fakültesinde alan Zafer Öztürk, lisans üstü çalışmalarını İngiltere'de Manchester şehrinde University of Salford bünyesinde sürdürdü. Sırasıyla, Sürdürülebilirlik ve Enerji Yönetimi dalında 2009 yılında master derecesini, ve Akıllı Elektrik Şebekelerinin Alansal Uygulanabilirliği konularındaki çalışmalarıyla 2014 yılında doktora derecesini aldı. Doktora çalışmaları boyunca çeşitli araştırma gruplarında yer aldı. Dr. Zafer Öztürk, Eylül 2014'te Boğaziçi Üniversitesi Endüstri Mühendisliği Bölümü bünyesinde kurulan Enerji Sistemleri Modelleme Laboratuvarı (ESML) ekibine katıldı. Dr. Öztürk, ESML bünyesinde kıdemli araştırmacı olarak akademik hayatını sürdürmekte ve çeşitli enerji projelerinde yürütücü ve araştırmacı olarak görev almaktadır. Aynı zamanda Boğaziçi Üniversitesi İnşaat Mühendisliği Bölümü Yapım Mühendisliği ve Yönetimi Yüksek Lisans programında yarı zamanlı olarak "BIM Destekli Bina Enerji Modellemesi" başlıklı dersi vermektedir. Akademik kariyerinin yanı sıra, çeşitli ulusal ve uluslararası ölçekli kamu ve özel sektör kuruluşları için Enerji Talep Tahmin Modellemesi (Doğalgaz ve Elektrik), Yenilenebilir Enerji Projeleri ve Enerji Verimliliği konularında danışmanlık yapmaktadır. Doğal gaz talep senaryolarına dair bölümün eş yazarıdır.

Yönetici Özeti

80 milyonluk bir nüfusa ve hızla gelişen bir ekonomiye sahip olan Türkiye, dünyanın en hızlı büyüyen enerji tüketicileri arasında yer almaktadır. Fosil yakıtlar, ülkenin enerji kaynakları arasında ilk sırayı almaktadır. Özellikle doğalgaz, 1990'lardan itibaren ülkenin enerji bileşiminin en önemli unsuru haline gelmiş durumdadır. Kendi ihtiyacını karşılayacak miktarda fosil yakıt rezervi bulunmayan Türkiye, toplam enerji ihtiyacının yüzde 75'ini, doğalgaz ve petrol ihtiyacının ise neredeyse tamamını başka ülkelerden sağlamaktadır. Yerli üretimin toplam doğalgaz talebinin sadece %0,8'ini karşılayabildiği ve dünya doğalgaz rezervlerinin yüzde 63'üne sahip üreticilerle çevrelenmiş bir ülke olarak Türkiye'nin enerji ve doğalgaz piyasalarında giderek daha aktif bir rol oynamayı amaçladığı gözlemlenmektedir. Bu çerçevede Türkiye'nin enerji politikaları ve stratejisinin temelini iki unsur oluşturmaktadır.

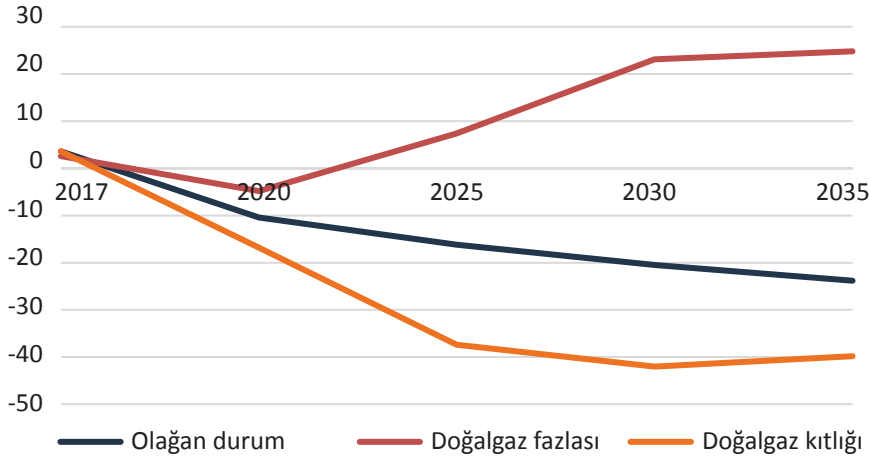
Bunlardan birincisi, farklı kaynaklardan yeterli miktarda enerji temin edilerek arz güvenliğinin sağlanmasıdır. Bu, özellikle doğalgazda hem kaynak hem de güzergâh çeşitliliği şeklinde karşımıza çıkmaktadır. İkinci olarak, olabildiğince çok sayıda enerji altyapı projesinin Türkiye merkezli biçimde gerçekleştirilmesi ve böylelikle Türkiye'nin uluslararası alanda jeopolitik ve jeo-ekonomik ağırlığını artırılması amaçlanmaktadır. Bu bağlamda, Türkiye'nin bir enerji geçiş ülkesi olmaktan çıkarak bir "enerji merkezi"ne dönüştürülmesi hedeflenmektedir. Bu, daha açık bir ifadeyle, enerji kaynaklarının üreticilerden tüketicilere aktarılması için gerekli altyapıya ev sahipliği yapan pasif bir geçiş ülkesi olmaktan ziyade uluslararası enerji piyasalarında söz sahibi bir oyuncu olmayı hedeflemek anlamına gelmektedir. Bu yaklaşım, kendi enerji ihtiyacını karşılama kaygısının çok daha ötesinde bir anlayışı, önemli bir siyasi vizyonu işaret etmektedir Türkiye'nin enerji merkezi olma hedefi boru hatları, depolama, işleme ve dönüşüm tesisleri gibi kapsamlı bir altyapının kurulmasının yanı sıra, bunlara ek olarak bir ticaret merkezine dönüşmeyi de içermektedir. Türkiye böylece çeşitli enerji kaynaklarının bulunduğu ve rotaların kesiştiği bir merkez haline gelerek,

kapsamlı bir fiyatlandırma ve ticaret mekanizması oluşturmayı ve çeşitli kaynaklardan Türkiye'ye ulaşan doğalgazı üçüncü taraflara satma imkânına kapı açmayı hedeflemektedir. Bu hedeflere ulaşılması son olarak Türkiye'nin kendi iç piyasasında özellikle doğalgaz arzı konusunda herhangi bir olumsuzlukla karşı karşıya kalmasının da önüne geçecek bir adım atılması anlamına gelmektedir.

Bu rapor, Türkiye'nin diğer ülkelerle enerji ilişkilerinin anlaşılması açısından jeopolitik bir arka plan oluşturmanın yanı sıra, ülke gündemindeki güncel doğalgaz boru hattı projesi olan TürkAkım projesini de ekonomik açıdan değerlendirmektedir. Rusya ve Bulgaristan arasında inşa edilmesi planlanan, ancak iptal edilen Güney Akım projesinin yerine geliştirilen TürkAkım doğalgaz boru hattı projesi, Karadeniz üzerinden Rusya ile Türkiye'yi birbirine bağlayacak bir projedir. Bir Gazprom girişimi olan Hollanda merkezli South Stream Transport BV şirketi tarafından geliştirilen proje, Rusya'nın Karadeniz kıyısındaki Anapa kıyısından Türkiye'nin Trakya bölgesindeki Kiyıköy'e kadar uzanan yaklaşık 900 kilometrelik bir boru hattının inşasını öngörmektedir. Birbirine paralel iki boru hattından oluşacak olan hattın yıllık 31,5 milyar metreküp doğalgaz taşınması planlanmaktadır. Bu miktarın yarısı Türkiye piyasasının kullanımına sunulacaktır. Dolayısıyla Rusya ile Ukrayna arasındaki enerji geçiş anlaşmasının 2019 sonrasında uzatılmaması halinde, Rusya'nın Türkiye'ye Trans-Balkan boru hattı üzerinden sağladığı doğalgazın TürkAkım boru hattı üzerinden sevk edileceği söylenilebilir. Hattan akacak diğer 15,75 milyar metreküp doğal gaz ise Güney ve Güney Doğu Avrupa ülkelerine iletilecek.

Raporda yer alan ekonomik değerlendirme, kamuoyunda yeterince ele alınmayan iki önemli konuyu değerlendirmeye almaktadır. Bunlardan ilki Türkiye'nin TürkAkım'dan gelecek doğalgaza gerçekten ihtiyaç duyup duymayacağı sorusudur. Bu çerçevede Türkiye'nin doğalgaz alım taahhütlerinin ayrıntılı bir incelemesi yapılarak 2035 yılına kadar tahmini garantili arz miktarları verilmektedir.

Şekil 1 Doğal gaz arz talep dengesi - Senaryo sonuçları



Rapor aynı dönem boyunca ülkenin doğalgaz talebinin muhtemel seyrine dair tahminleri de sunmaktadır. Tahminler oluşturulurken Boğaziçi Üniversitesi'nin geliştirdiği bir dip-zirve enerji Modelleme Platformu, hedefler doğrultusunda güncellenerek kullanılmıştır. Arz ve talep analizlerinin sonuçları TürkAkım projesinin Türkiye'nin enerji arz güvenliğine olası katkılarını değerlendirmek için kullanılmıştır. Buna ek olarak projenin inşaat aşamasında ortaya çıkacak ekonomik faydalar da ayrıca incelenmiştir.

Talep ve arz tahminlerinin bileşkesine bakıldığında, fazla iyimser sayılabilecek bazı siyasi ve ekonomik varsayımlara dayalı olan "Doğal Gaz Fazlası" senaryosu haricinde, Türkiye'nin 2020 yılından itibaren TürkAkım kapasitesinin üzerinde bir doğal gaz arzına ihtiyaç duyacağı görülmektedir. 2025 yılına gelindiğinde, TürkAkım arz kapasitesi hariç arz açığının "Olağan senaryo" senaryosunda 16 milyar metreküp'e "Arz Fazlası" senaryosunda ise 37 milyar metreküp'e ulaşacağı tahmin edilmektedir. 2035 yılına gelindiğinde ise söz konusu arz açığı "Olağan senaryo" senaryosunda 24 milyar metreküp'e, "Arz Fazlası" senaryosunda ise 40 milyar metreküp'e ulaşacaktır. Bu şartlar altında Türkiye'nin TürkAkım tarafından sağlanacak 15.75 milyar metreküp tutarındaki doğal gaz arzından fayda sağlayacağı açıktır. Hatta 2025 yılı sonrasında oluşması beklenen arz açığı gözönüne alındığında, Türkiye'nin TürkAkım'dan daha yüksek miktarlarda doğalgaz tedarik etmek istemesi de beklenebilir.

Öte yandan TürkAkım projesinin inşaat ve işletim aşamalarında, Türkiye'nin enerji güvenliğine sağlayacağı katkıların yanı sıra, Türkiye'nin ulusal ekonomisi bakımından da sağlayacağı katkılar

olacaktır. İşbu çalışma kapsamında projenin karasal boru hattı kısmının ekonomik etki analizi de yapılmıştır. Uygulanan metodoloji, doğrudan, dolaylı ve zincirleme etkilerini analiz etmiştir. Doğrudan Ekonomik Etki, boru hattının inşaatıyla ilişkili istihdam, gelir ve katma değer hesaplamalarını içermektedir. Dolaylı Ekonomik Etki, boru hattının inşası sırasında tedarikçi konumundaki yan sanayilerle ilişkili istihdam, gelir ve katma değer değerlerini içerir. Zincirleme Ekonomik Etki ise boru hattı inşaatıyla doğrudan ya da dolaylı ilişki içinde olan şirketlerin çalışanlarının kazançlarını ulusal ekonomi bünyesinde harcamasıyla ortaya çıkan ekonomik faaliyeti içerir.

Yapılan hesaplamalar inşaat faaliyetinin 4.000 civarında doğrudan istihdamın yaratılmasını sağlayacağını göstermektedir. Doğrudan etki olarak hanehalkı gelirin 21 milyon dolar civarında artacağı, keza ulusal gelirin de 155 milyon dolar civarında yükseleceği hesaplanmıştır. Dolaylı etkilere dair hesaplamalar ise 8.000 kişilik ek istihdam, 67 milyon dolar tutarında ek hanehalkı geliri ve 312 milyon dolar tutarında ek katma değer yaratılacağına işaret etmektedir. Zincirleme etkilere bakıldığında ise 1.494 ek istihdam, 12,5 milyon dolar tutarında ek hanehalkı geliri ve 79 milyon dolar tutarında ek katma değer yaratılacağı görülmektedir.

TürkAkım boru hattının kara kesiminin ekonomik etki analizinin gösterdiği üzere, 1 milyar dolar yatırımla gerçekleştirilecek olan kara kesiminin inşaatı doğrudan, dolaylı ve zincirleme etki olarak toplamda 13.500 ek istihdam, 100 milyon dolarlık ek hanehalkı geliri ve 546 milyon dolarlık ek ulusal gelir yaratılmasını sağlayacaktır.

İçindekiler

Yönetici Özeti	4
1 Özet.....	8
2 Arz Boyutu.....	11
2.1 Türkiye’de Doğal Gazın Durumuna Yönelik Kısa Bir Değerlendirme	12
2.2 Türkiye’de Doğalgazın Geçmişi	13
2.3 Türkiye’nin Doğalgaz Stratejisi.....	14
2.4 Türkiye’nin Muhtemel Doğalgaz Projeleri ve Potansiyeli: Ticaret Ortakları.....	16
2.4.1 Rusya Federasyonu	17
2.4.2 Azerbaycan	18
2.4.3 İran	20
2.4.4 Irak	20
2.4.5 Doğu Akdeniz ve İsrail Doğalgazı	22
2.4.6 İsrail Doğalgazı ve Türkiye.....	23
2.4.7 LNG	24
2.4.8 Depolama	26
3 Türkiye’nin Doğalgaz Arz Senaryoları	27
3.1 En Olası Senaryo: Olağan Durum	28
3.2 En az olası senaryo: Doğalgaz Kıtlığı.....	29
3.3 Beklentileri Aşan Senaryo: Doğalgaz Fazlası.....	30
4 Talep Boyutu.....	31
4.1 Konutların Doğalgaz Talebi	32
4.1.1 Yöntem	32
4.1.2 Veri Özellikleri ve Varsayımlar.....	32
4.1.3 Model Sonuçları	34
4.2 Sanayinin Doğalgaz Talebi	35
4.2.1 Yöntem	35
4.2.2 Veri Özellikleri, Varsayımlar ve Modelleme Yaklaşımı.....	35
4.2.3 Model Sonuçları ve Alt-Sektör Ayrıntıları	36
4.3 Ticaret ve Hizmet Sektörlerinin Doğalgaz Talebi	38
4.3.1 Kapsam, Veri Yapısı ve Model Bilgisi	38
4.3.2 Sektörel Büyüme ve Model Sonucu.....	39
4.4 Ulaştırma Sektörü Doğalgaz Talebi.....	40
4.4.1 Ulaştırma Sektörü Doğalgaz Talebi	40
4.5 Boru hattı taşımacılığının doğalgaz talebi	40
4.6 Tarım Sektörü Doğalgaz Talebi	41
4.7 Elektrik Sektörü Doğalgaz Talebi	41
4.7.1 Kapsam, Veri Yapısı ve Model Bilgisi	41
4.7.2 Elektrik Sektörü Özeti ve Model Sonucu	43
4.8 Doğalgaz Arz Modellemesi Özeti.....	43
5 Ekonomik Etki Değerlendirmesi	45
5.1 Doğrudan Etki	46
5.1.1 İstihdam.....	46
5.1.2 Gelir	46
5.1.3 Katma Değer	47
5.2 Dolaylı Etki.....	47
5.3 Zincirleme Etki.....	48
6 Sonuç	50
Kaynaklar	53
Ekler.....	55

Tablo ve Şekiller

Tablo 1: 2006-2016 arası Doğalgaz Dışalıkları (milyon metreküp).....	14
Tablo 2: Türkiye'nin 2020'lere Kadarki Doğalgaz Alım Sözleşmeleri	15
Tablo 3: Türkiye'nin Muhtemel Doğalgaz Projeleri ve Potansiyeli	17
Tablo 4: Olağan Durum Senaryosuna Göre Tahmini Doğalgaz Arz Miktarları	28
Tablo 5: Doğalgaz Kıtlığı Senaryosuna Göre Tahmini Doğalgaz Arz Miktarları	29
Tablo 6: Doğalgaz Fazlası Senaryosuna Göre Tahmini Doğalgaz Arz Miktarları	30
Tablo 7: Doğalgaz abone sayısı öngörüsü	34
Tablo 8: Ticaret ve hizmet sektörlerindeki örüntüyü gösteren büyüme oranları	39
Tablo 9: Ticaret ve Hizmet Sektörleri doğal gaz tüketimi.....	39
Tablo 10: Ulaştırma Sektörü Doğalgaz Talebi (PJ)	41
Tablo 11: Toplam ve Sektörel Model Sonuçları.....	44
Tablo 12: Doğrudan Etki	47
Tablo 13: ABD Tahminleri	47
Tablo 14: TAP 1 milyar dolarlık yatırım harcaması için Ekonomik Etki Değerlendirmesi.....	48
Tablo 15: Dolaylı Etki	48
Tablo 16: Zincirleme Etki	49
Tablo 17: Toplam Ekonomik Etki.....	49
Şekil 1: Doğal gaz arz talep dengesi - Senaryo sonuçları.....	5
Şekil 2: Türkiye'nin Birincil Enerji Bileşimi, 2015*	14
Şekil 3: TürkAkım Haritası	17
Şekil 4: Doğalgaz Dağıtım Ağı Kapsamına ve Yeni Yatırımlara Dair Harita.....	33
Şekil 5: 1940-2052 yılları arasında nüfus artışına göre konut stoğundaki değişim	33
Şekil 6 : Konut Bazında Doğalgaz Cinsinden Enerji Talebi Nihai Birimleri	34
Şekil 7: Konut Bazında Doğalgaz Talebinin Bileşenleri (PJ/YIL).....	35
Şekil 8: Türkiye Sanayisinin Doğalgaz Talebi (GJ)	38
Şekil 9: Ticaret ve Hizmet Sektörlerinin Doğalgaz Talep Payları.....	38
Şekil 10: Ticaret ve Hizmet Sektörlerinin Büyüme Tahminleri	39
Şekil 11: NGV Büyüme Oranı (%)	40
Şekil 12: Elektrik Talep Tahmini	42
Şekil 13: Elektrik Üretim Sektörü Doğalgaz Talebi	43
Şekil 14: Doğalgaz arz senaryoları (mrmk) (TürkAkım hariç)	51
Şekil 15: İç Piyasanın Doğalgaz Talep Tahminleri (mrmk)	51
Şekil 16: Arz-Talep Dengesi	51

1 Giriş

80 milyonluk bir nüfusa ve hızla gelişen bir ekonomiye sahip olan Türkiye, dünyanın en hızlı büyüyen enerji tüketicileri arasında yer almaktadır. Ülkenin enerji bileşiminde fosil yakıtlar ağırlıklı bir yere sahip olmakla birlikte bunlardan doğalgaz, özellikle 1990'lardan itibaren bu bileşiminin en önemli unsuru haline gelmiştir. Bununla birlikte, kendi ihtiyacını karşılayacak kadar fosil yakıt rezervi bulunmayan Türkiye, enerji ihtiyacının yüzde 75'ini, doğalgaz ve petrol ihtiyacının ise neredeyse tamamını

başka ülkelerden sağlamaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı'nın (UEA) verilerine göre Türkiye 2016 yılında 46,16 milyar metreküp doğalgaz tüketti. Bu rakam bir önceki yıla göre yüzde 4,4 oranında bir azalmaya işaret etmektedir. 2016 yılında tüketilen doğalgazın yüzde 99'u ithal edilirken, bunun yüzde 52,8'i Rusya'dan sağlanmıştır. Rusya'yı yüzde 16,7 ile İran, yüzde 16,5 ile LNG alımları ve yüzde 14 ile Azerbaycan takip etmektedir.

Türkiye'nin enerji politikaları ve stratejisini iki temel unsur şekillendirmektedir. Bunlardan birincisi farklı kaynaklardan yeterli miktarda enerji kaynağının temin edilerek arz güvenliğinin sağlanmasıdır. Ülkenin enerji bileşiminin, özellikle doğalgaz söz konusu olduğunda, tedarikçilerin ve güzergâhların çeşitlendirilmesiyle sağlanması gereği öne çıkmaktadır. İkinci olarak, olabildiğince çok sayıda enerji altyapı projesine ev sahipliği yapılarak uluslararası siyasette jeopolitik ve jeo-ekonomik ağırlığın artırılması amaçlanmaktadır. Bu bağlamda, Türkiye'nin bir enerji geçiş ülkesi olmaktan çıkartılarak öncelikli bir "enerji merkezine"¹ dönüştürülmesi hedeflenmektedir. Bu çerçevede, sadece enerji kaynaklarının üreticilerden tüketicilere aktarılmasına imkân veren bir altyapıya ev sahipliği yapan, pasif bir geçiş ülkesi olmaktan çıkılarak uluslararası enerji piyasalarında söz sahibi bir oyuncuya dönüşme çabası ile karşılaşmaktayız. Bu çaba kendi enerji ihtiyacını karşılama kaygısından çok daha önemli bir siyasi vizyonu işaret etmektedir. Türkiye'nin enerji merkezi olma hedefi, boru hatlarının yanı sıra depolama, işleme ve dönüşüm tesisleri gibi kapsamlı bir altyapının kurulmasının yanında bunlara ek olarak bir ticaret merkezine dönüşmeyi de içermektedir. Türkiye böylece, çeşitli kaynakların bulunduğu ve güzergâhların kesiştiği bir merkez haline gelecek, kapsamlı bir fiyatlandırma ve ticaret mekanizması² oluşturularak doğalgazı üçüncü ülkelere satma imkânına kapı açılmış olacaktır.

Türkiye'nin piyasadaki büyük tüketicilerden biri olması gerçeği coğrafi konumu ile bir arada ele alındığında, bu durumun ülkenin ana geçiş güzergâhına dönüşmesinde belirleyici olduğu belirtilebilir. Bu bağlamda, Türkiye'nin bölgesel bir enerji merkezi olma çabalarıyla iç piyasanın enerji ihtiyacının güvence altına alınması girişimleri birbiriyle uyumlu ve birbirini tamamlayan politikalardır. Kısacası Türkiye, yukarıda bahsedilen iki unsurun yanı sıra, enerji kaynak fiyatlarının görece düşük seyrediyor olması, LNG teknolojisinde yaşanan gelişmeler sayesinde doğalgaz arzının artması, mevcut ve yeni ortaya çıkan üretici ve tüketicilerle yeni sözleşmeler yapmak üzere daha geniş bir coğrafyaya açılma uğraşları gibi farklı unsurları ortak bir girişime dönüştürülebildiği takdirde önemli bir enerji merkezi

olma hedefine ulaşma potansiyeline sahiptir.

Türkiye'de doğalgaz talebinin artışı tetikleyen asli sebep doğal gazla çalışan elektrik santralleri ile konutlarda ve sanayide gaza yönelik artan taleptir. Türkiye'nin mevcut doğalgaz sağlayıcıları olan Rusya, Azerbaycan ve İran'la olan uzun dönemli sözleşmelerinin 2020'li yıllarda sona erecek olması yılda yaklaşık 40 milyar metreküp, başka bir deyişle mevcut doğalgaz talebinin yüzde 80'i oranında bir gaz talebinin oluşması anlamına gelmektedir. Bu sözleşmelerin uzatılması, bu dönemde çeşitli sağlayıcılarla yaşanabilecek siyasi ve ticari anlaşmazlıklara bağlı olarak söz konusu olabilecektir. LNG ithalatı belli bir düzeye kadar çözüm olarak görülebilmekle birlikte, LNG terminallerinin kapasite sorunu ile BOTAŞ'ın depolama ve iletim sistemindeki sınırlılıklar dikkat edilmesi gereken kısıtlılıklar olarak belirginleşmektedir. Bu durum, özellikle enerji ihtiyacının zirveye ulaştığı kış aylarında çok daha büyük sıkıntıların ortaya çıkmasına neden olabilecektir.

Bu şartlar altında, önümüzdeki yirmi yıl zarfında Türkiye'nin önündeki seçeneklerine bakıldığında şu alternatifler karşımıza çıkmaktadır:

Türkiye i) mevcut sözleşmelerini yenileyebilir; ii) alternatif farklı tedarikçilerden ek doğalgaz temin edebilir; iii) Azerbaycan'ın üreteceği doğalgaza talip olabilir; iv) LNG altyapısını geliştirerek gerektiğinde ya da uzun dönemli sözleşmeler üzerinden LNG alımını artırabilir; v) Kuzey Irak (Bölgesel Kürt Yönetimi) ve Doğu Akdeniz (İsrail) gibi tedarikçilere yönelerek alımlarını çeşitlendirme yoluna gidebilir.

Ankara bu seçeneklerden bazılarını hâlihazırda geliştiriyor ya da belli ölçeklerde uyguluyor olsa da TürkAkım projesi gerçekleştirilmesi en öncelikli proje olarak belirginleşmektedir.

TürkAkım doğalgaz boru hattı projesi, Rusya'nın Anapa limanından Türkiye'de Trakya bölgesindeki Kiyıköy'e kadar Karadeniz'i kat eden, yaklaşık 900 kilometre uzunluğundaki bir deniz boru hattıyla, Türkiye-AB sınırına kadar ilerleyen bir yeraltı boru hattından oluşmaktadır. Bir Gazprom girişi

1- Türkiye'nin "enerji geçiş merkezi" olma arzusu dışişleri ve enerji bakanları tarafından sıklıkla tekrarlanan, çeşitli resmi strateji ve politika belgelerinde de yer alan bir öngörü. Örnek olarak şu belgeler verilebilir: *Strategic Plan 2015 – 2019*, BOTAŞ, Ankara, 2015, s. 30; *Strategic Plan 2015 – 2019*, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Ankara, 2015; *Turkey's Energy Profile and Strategy*, Dışişleri Bakanlığı, 2015 (çevrimiçi) <http://www.mfa.gov.tr/turkeys-energy-strategy.en.mfa>, erişim tarihi: 4 Nisan 2017; *Turkey's Energy Strategy*, Dışişleri Bakanlığı, Ocak 2009, s. 1.

2- Bu çerçevede 18 Mart 2015 tarihinde Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ), "enerji piyasalarının etkin, şeffaf ve güvenilir bir şekilde yönetilmesi ve böylelikle bu piyasaların gelişmesinin sağlanması amacıyla kuruldu. Şirketin önümüzdeki dönemde faaliyet alanını genişleterek elektrik sektörünün yanı sıra doğalgaz, petrol ve türevleri sektörlerinde de işlev göstermesi hedeflenmektedir" "*Turkey's Energy Profile and Strategy*", Dışişleri Bakanlığı, (çevrimiçi) www.mfa.gov.tr/turkeys-energy-strategy.en.mfa, erişim tarihi: 21 Haziran 2017. Bununla birlikte, Türkiye'nin enerji piyasalarının ve yatırım ortamının tüm yönlerinin, arzu edildiği ifade edilen "enerji merkezi" hedeflerine uygun olacak şekilde serbestleştirildiğini öne sürmek pek mümkün gözükmemektedir.

olan Hollanda merkezli South Stream Transport BV şirketi tarafından geliştirilen proje, yıllık 31,5 milyar metreküp doğalgaz taşıma kapasitesine sahip, her biri 17,75 milyar metreküp gaz taşıyan birbirine paralel iki boru hattından oluşmaktadır. Boru hatlarından birinin taşıyacağı doğalgaz Türkiye piyasasının kullanımına sunulacaktır. Söz konusu miktar, Rusya ile Ukrayna arasındaki enerji geçiş anlaşması sona erdikten sonra mevcut Trans-Balkan boru hattından gelen doğalgazın yerini alacaktır. Geri kalan yıllık 15,75 milyar metreküp doğalgazın Avrupa piyasasına ulaştırılması hedeflenmektedir. TürkAkım ilk bakışta Türkiye'nin Rus gazına bağımlılığını daha da artırıyor gibi görünse de Rusya ve Ukrayna arasındaki ilişkilerin karmaşık bir hal almasıyla birlikte doğalgaz kesintisi yaşanması riskini de ortadan kaldırdığı görülmektedir. Türkiye ile tarihsel olarak en sağlam ve güvenilir tedarikçisi arasında doğrudan bir bağlantı oluşturan proje, geçmişin siyasi sıkıntılarına rağmen sapaşğlam ayakta duran enerji ortaklığını bir adım daha ileriye taşımaktadır. TürkAkım ayrıca AB'nin enerji güvenliğini artıracak bir proje olarak da görülebilir.

TürkAkım projesi şimdiye dek uluslararası uzmanlar tarafından daha çok jeopolitik yönü öne çıkartılarak incelendi. Projenin Türkiye ile Rusya arasındaki enerji ilişkisi ve bölgesel enerji arz dinamikleri üzerine olan etkileri ayrıntılarıyla tartışıldı. Ancak TürkAkım'ın

Türkiye'yi ekonomik açıdan ne biçimde etkileyeceği konusu üzerine çözümler sınırlı düzeyde kaldı. Bu rapor, söz konusu eksikliği gidermeyi ve boru hattı projesini ekonomik açıdan değerlendirmeyi amaçlamaktadır. Ekonomik değerlendirme, kamuoyunda yeteri kadar yer verilmeyen iki önemli meseleyi incelemektedir. Bu meselelerden ilki Türkiye'nin TürkAkım'dan gelecek doğalgaza gerçekten ihtiyaç duyup duymayacağı sorusu etrafında şekillenmektedir. Raporda Türkiye'nin doğalgaz alım taahhütlerinin ayrıntılı bir incelemesiyle birlikte 2035 yılına kadar tahmini garantili arz miktarları verilmektedir. Rapor aynı dönem boyunca ülkenin doğalgaz talebinin seyrine dair tahminler de sunmaktadır. Tahminler oluşturulurken Boğaziçi Üniversitesi'nin geliştirdiği bir dip-zirve Enerji Modelleme Platformu kullanılmaktadır. Sektörlere göre ayrılmış bir talep modeline dayanan bu platform, Türkiye'nin 2035 yılına kadarki doğalgaz tüketim örüntüsünün değişimini ortaya koymayı amaçlamaktadır. Doğalgaz talebi tahmininde enerji, üretim, konut, perakende ticaret, tarım ve ulaştırma sektörleri yer almaktadır. Arz ve talep analizlerinin neticeleri TürkAkım projesinin Türkiye'nin enerji arz güvenliğine olası katkılarını değerlendirmek için kullanılmıştır. Buna ek olarak projenin inşaat aşamasında ortaya çıkacak ekonomik faydaları da ayrıca incelenmiştir.

2 Arz Boyutu

Bu bölümde Türkiye'nin doğalgaz dengesinin arz boyutu incelenmektedir. Türkiye'nin doğalgaz alım anlaşmalarının detaylı bir çözümlemesinin yapıldığı bu bölümde, uzun vadeli tahminler ışığında İran, Azerbaycan ve Bölgesel Kürt Yönetimi gibi mevcut ya da yeni bölgesel sağlayıcılardan ek doğalgaz alım ihtimallerini içeren senaryolara da yer verilecektir. Bunlara ek olarak LNG alım örüntüleri de ele alınacaktır.

2.1 Türkiye’de Doğal Gazın Durumuna Yönelik Kısa Bir Değerlendirme

2003 ve 2013 yılları arasında doğalgaz ve elektrik talebindeki artış oranları bakımından Türkiye’nin önünde yalnızca Çin yer aldı. Toplam enerji talebinde doğalgazın payı yüzde 30’ların üzerinde seyretmektedir. Türkiye, tam da bu nedenle iç piyasada doğalgaz arz güvenliği konusunda hassasiyetin önüne geçmeyi hedeflemektedir. Kendisi üretici olmamakla birlikte, dünyanın doğalgaz rezervlerinin yüzde 63 Türkiye’yi çevreleyen ülkelerde bulunmaktadır. Bu durum Türkiye’yi enerji ve doğalgaz piyasaları söz konusu olduğunda, hem jeopolitik hem jeo-ekonomik açıdan daha “proaktif bir yaklaşım” benimsemeye zorlamaktadır.

Türkiye, 21. Yüzyılda Enerji Enstitüsü’nün 2015 yılı raporunda³ enerji güvenliği bakımından sıralanan 25 OECD ülkesinin ortalamasının yüzde 20 daha altında ve neredeyse en altta 23. sırada yer almaktadır.⁴ Aslına bakılırsa, Türkiye için doğalgaz kendisinden aşağıda bulunan Fransa ve İspanya’ya kıyasla enerji ihtiyacını karşılamak bakımından çok daha önemli bir yer teşkil ediyor olması nedeniyle, Türkiye’nin durumunun raporda ortaya konulandan daha zorlu olduğu söylenebilir.⁵ Nitekim Türkiye 2016 yılında da 22. sırada yer almaktaydı.⁶ Bunun yanı sıra, BP’nin Dünya Enerji İstatistikleri Raporu da Türkiye’den daha aşağıda bulunan ülkeler arasında, Fransa ve İspanya’ya ek olarak sadece Güney Kore’yi göstermektedir. Ne var ki Güney Kore’nin birincil enerji tüketiminde doğalgazın oranı yüzde 14 iken Türkiye’de bu oran yüzde 27,5 düzeyinde seyretmektedir.⁷

Bu rakamların da işaret ettiği üzere Türkiye son on beş yıldır enerji konusunda iddialı bir dış politika yürütüyor. Kendi toprakları üzerinden geçecek alternatif doğalgaz boru hattı projeleri konusunda son derece şevkli olması, Türkiye’yi yönetenlerin bu tür projeleri uluslararası ilişkilerde kullanabilecek kozlar olarak görmesinden kaynaklanmaktadır. Farklı bir söylemle, Türkiye’nin coğrafi konumu karar alıcılar için ön plana çıkartılması gereken bir artı değer

olarak kabul edilerek, herkesçe kabul gören jeopolitik önemden faydalanarak ülkenin jeo-ekonomik önemini artırmaya yönelik biçimde enerji üreticileri ve tüketicileri arasında bir “enerji merkezi” haline gelme planları yapılmaktadır. Bu çabalar, Türkiye’yi yönetenlerin dış politika, jeopolitik, jeo-ekonomi ve enerji politikaları arasında stratejik bağlantıları özümsemiş olduklarının açık bir göstergesi olarak düşünülebilir. Dolayısıyla Türkiye’nin orta ve uzun vadeli enerji stratejisi kaynak ve fırsatların en iyi şekilde kullanımına yönelik hamleler dizini içermektedir. Bunlar arasında yerel kaynak kullanımını artırarak dışarıya bağımlılığı azaltmak, kaynak çeşitlendirerek arz güvenliğini güçlendirmek, LNG’ye daha fazla yer vererek daha esnek bir yapı kazanmak, enerji verimliliğini artırmak ve nükleer enerjiyi enerji kaynakları arasına sokmak bulunuyor.

Bu çerçevede, Türkiye’nin doğalgaz anlaşmalarını çeşitlendirme isteğinin arkasında dışarıya bağımlılıktan kaynaklanan zafiyetin ortadan kaldırılması amacının yattığı iddia edilebilir. Türkiye, kaynak çeşitliliğini sağlamak ve tedarikçilerini çeşitlendirmek suretiyle daha fazla esneklik kazanacak, enerji güvenliğini artırmanın yanı sıra sağlayıcılarla daha uygun koşullarda anlaşmalar yapma şansını elde edecektir. Dolayısıyla, bu strateji başarılı olduğu takdirde Türkiye’nin enerji bağımlılığı ile kırılganlığını gidermenin yanı sıra hem muhtemel riskler azalacak, hem de ülke saygın ve kalıcı bir enerji merkezine dönüşme yolunda ilerleyecektir.

Bu durum Türkiye’nin enerji ihtiyacını, altyapısını ve çevreye yönelik hassasiyetleri içeren bütünlük ve bütüncül bir yaklaşımı zorunlu kılmaktadır. Bu bağlamda, Türkiye Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nın stratejik planında yer alan SWOT analizi, ülkenin bir hub olabilmesi için “uygun altyapı, piyasa yapısı ve bölgesel etki” oluşturulması gerektiğinin altını çizmektedir.⁸

3- *International Index of Energy Security Risk: Assessing Risk in A Global Energy Market*, 2015 Baskısı, Institute for 21st Century Energy, US Chamber of Commerce, Washington, 2015, s. 9.

4- A.g.e., s. 16.

5- Jude Clemente, “Turkey’s Rising Natural Gas Demand Needs US LNG”, *Forbes*, 7 Şubat 2016, (çevrimiçi) <https://www.forbes.com/sites/judeclemente/2016/02/07/turkeys-rising-natural-gas-demand-needs-u-s-lng/#60cb93682e53>, 7 Mayıs 2017.

6- *International Index of Energy Security Risk: Assessing Risk in A Global Energy Market*, 2016 Baskısı, Institute for 21st Century Energy, US Chamber of Commerce, Washington, 2016, s. 9.

7- BP’s Statistical Review of World Energy Haziran 2017, BP, s.9.

8- *ETKB Stratejik Plan 2015-2019*, sf 23.

2.2 Türkiye’de Doğalgazın Geçmişi

Türkiye doğalgazla 1980’lerin sonunda tanıştı. Dönemin yönetiminin enerji güvenliğine bakışı hava kirliliği, 1973 petrol krizi ve birbiri ardından gelen ekonomik ve siyasi krizler gibi unsurlar tarafından şekillendirilmişti. Bu krizlerden sonuncusu 2001 yılında gerçekleşmiş, Türkiye’nin siyasi ortamının bütünüyle değişmesiyle ve ülke ekonomisinde yüzde 6,1’lik bir küçülme yaşamasıyla sonuçlanmıştı. Bu koşullar, doğalgazın Türkiye’nin enerji bileşimindeki oranının hızla yükselmesinde etkili oldu ve 2016 yılına gelindiğinde ülkenin birincil enerji tüketiminin yüzde 31’ini doğalgaz oluşturuyordu.⁹ Günümüzde, mevcut elektrik üretim kapasitesinin yüzde 28,2’si doğalgaza dayanıyor¹⁰ ve ülkenin tüketeceği doğalgaz miktarının da yıllar içinde artması bekleniyor.¹¹ Ülkenin birincil enerji tüketiminin giderek daha fazla dışa bağımlı hale gelmesi (rakamsal olarak belirtecek olursak 1990’da yüzde 51,6’ya 2014’te yüzde 75 oranına yükselmesi) de bu görüşü destekliyor.¹²

Türkiye ilk doğalgaz anlaşmasını Sovyetler Birliği ile Şubat 1986’da imzaladı. Türkiye’nin kuzey komşusu bu tarihten itibaren, ülkenin enerji güvenliği ve kaynak çeşitlendirmeye ilgili konularda belirleyici bir rol oynayageldi. Türk BOTAŞ ve Sovyet Soyuzgazeksport arasında imzalanan 25 yıl süreli anlaşma ile 1986 yılında Batı Hattı (Trans-Balkan Boru Hattı) adını alan boru hattının inşasına başlandı. Türkiye’ye doğalgaz ilk defa 1988 yılında geldi. Anlaşma uyarınca Türkiye Sovyetler Birliği’nden, 1991 yılında itibaren de Rusya’dan yıllık 6 milyar metreküp doğalgaz almaya başladı. Boru hattı kapasitesinin geliştirilmesiyle birlikte bu hat üzerinden alınan doğalgaz miktarı yıllık 14 milyar metreküpe yükseldi.

1990’ların ilk yarısı boyunca Türkiye’nin enerji stratejisi söylemi “enerji terminali” ve “enerji merkezi” kavramlarına odaklıydı. Bu söyleme uygun olarak bir doğalgaz merkezi ve ana geçiş ülkesi haline gelme perspektifiyle hareket eden Türkiye, daha aktif ve girişken bir bölgesel enerji politikası yürütmeye başladı. 1996 yılında İran’la Doğu Anadolu Doğalgaz Boru Hattının inşası için anlaşma imzalandı.¹³ İran 2001 yılında 10 milyar metreküp kapasiteye sahip bu boru hattı üzerinden doğalgaz tedarikine başladı.

Başta yıllık 3 milyar metreküp doğalgaz satın alınırken, 2014 yılında rakam 8,9 milyar metreküpe yükselmisti.

1997 yılında Ankara ve Moskova arasında, Mavi Akım adlı ikinci bir boru hattı inşa etme konusunda anlaşmaya varıldı. Bu boru hattı iki ülke arasında doğrudan bir doğalgaz bağlantısı oluşturarak geçiş ülkesine bel bağlama riskini ve geçiş ücretlerini ortadan kaldıracaktı.

Hazar Denizi çevresindeki doğalgazın Türkiye üzerinden Batı pazarlarına ulaştırılması da bu dönemde Türkiye’nin öncelikleri arasındaydı. Azerbaycan’dan Türkiye’ye Bakü-Tiflis-Erzurum doğalgaz boru hattı üzerinden doğalgaz akışı 2007 yılında başladı. Bu boru hattı şu anda Şah Deniz I sahasından yıllık 6,6 milyar metreküplük bir miktarı Türkiye’ye taşımaktadır. Bununla birlikte, Hazar’ın doğusundaki kaynaklardan faydalanmak yönündeki planlar halen gerçekleşmekten uzaktır.

Türkiye kaynak çeşitlendirme ve arz güvenliğini artırma yönündeki adımlarından biri olarak ilk LNG anlaşmasını 1988 yılında Cezayir’le imzaladı. Bu çerçevede 1994 yılında Marmara Ereğlisi LNG Terminali ihaleye açıldı. Bunun ardından 1995 yılında Nijerya ile 22 yıl süreli bir LNG alım anlaşması yapıldı. Nijerya’dan ilk sevkiyat 1999 yılında gerçekleşti. 2009 yılında Türkiye’nin ikinci LNG alım ve arz tesisi olan EgeGaz Aliağa LNG Terminali işletmeye açıldı. EgeGaz ve Marmara Ereğlisi LNG terminalleri toplamda yıllık 12,2 milyar metreküp gazlaştırma kapasitesine sahipler.

Türkiye’nin enerji bileşimine 1980’lerin ikinci yarısında dahil olan doğalgaz hızla ülkenin birincil ve en güvenilir enerji kaynağı haline geldi. Türkiye’nin hem tedarikçilere yakın hem de üreticilerle tüketicilerin arasında bir konumda olması, Soğuk Savaş’ın sona ermesiyle beliren fırsatlarla birleşince, ülkenin kendi enerji güvenliğini sağlama amacının bir adım ötesine geçen doğalgaz anlaşması yapma imkânları ortaya çıkmaya başladı. Türkiye enerji ihtiyacını karşılamayı hedefleyen politikalarının yanı sıra, hem kuzey-güney hem doğu-batı hattındaki tedarik ve ticaret imkânlarını değerlendirmeye, ticaret fırsatlarını takip etmeye başladı.

9- Türkiye Genel Enerji Görünümü, TMMOB Makine Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu, 25 Mart 2017, (çevrimiçi) https://www.mmo.org.tr/sites/default/files/TURKIYE%20ENERJİ%20GORUNUMU_2017_%28_25.03%29.pdf, erişim tarihi: 25 Nisan 2017.

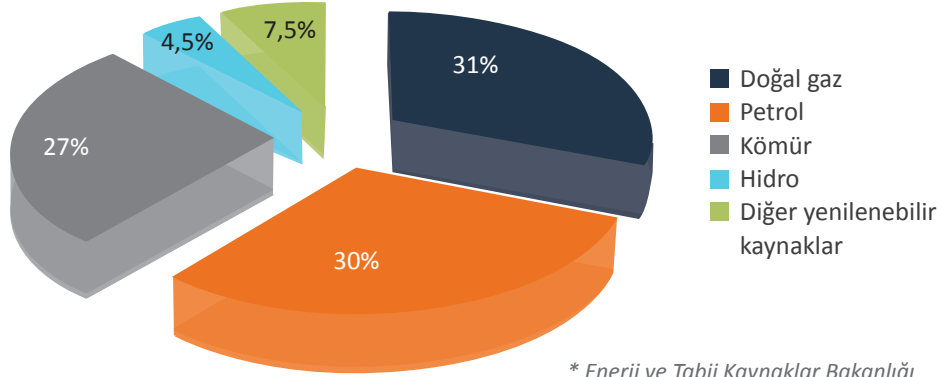
10- Türkiye Elektrik Enerjisi İstatistikleri, TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası, (çevrimiçi) http://www.emo.org.tr/genel/bizden_detay.php?kod=88369#.WRc2LbyGOCQ, erişim tarihi: 10 Mayıs 2017.

11- Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2016-2020), Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü Planlama ve Stratejik Yönetim Dairesi Başkanlığı, Ankara, Eylül 2016.

12- Ham Petrol ve Doğalgaz Sektör Raporu, Türkiye Petrolleri, Ankara, Mayıs 2016, s. 26.

13- İran’dan ilk doğalgaz sevkiyatı 2001 yılının Aralık ayında gerçekleşti.

Şekil 2 Türkiye'nin Birincil Enerji Bileşimi, 2015*



2.3 Türkiye'nin Doğalgaz Stratejisi

Türkiye'nin doğalgaz talebi 1980'lerin sonlarından itibaren kayda değer biçimde arttı. Talep 2014 yılında 49,2 milyar metreküple en yüksek noktaya çıktı. Bu yükseliş doğalgaz iletim ve dağıtım ağlarının genişlemesinin yanı sıra, elektrik üretiminde ve sanayide doğalgaz kullanımının artmasından kaynaklandı. Türkiye kullandığı doğalgazın neredeyse

tamamını ithal etmekle birlikte, 2016 yılı itibarıyla Tuz Gölü'ndeki depoların da kullanıma girmesinin ardından, tüketiminin yalnızca yüzde 8,2'sine tekabül eden bir miktarı depolayabilir durumdaydı. Depolama kapasitesinin artması için önemli miktarda yatırım gerekiyor; ne var ki düşük spot fiyatlardan ve doğalgaz ticaretinden yararlanmak yönünde planlar yapan Türkiye'nin bu yatırımlara girişmesi elzem görünüyor.

Tablo 1 2006-2016 arası Doğalgaz Dışalımaları (milyon metreküp)

Ülke	Rusya		İran		Azerbaycan		Cezayir		Nijerya		Diğer*		Toplam	% Yıllık değişim
	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)		
2006	19.316	63,92	5.594	18,51	0	0	4.132	13,67	1.100	3,64	79	0,26	30.221	-
2007	22.762	63,51	6.054	16,89	1.258	3,51	4.205	11,73	1.396	3,89	167	0,47	35.842	18,60
2008	23.159	62,01	4.113	11,01	4.580	12,26	4.148	11,11	1.017	2,72	333	0,89	37.350	4,21
2009	19.473	54,31	5.252	14,65	4.960	13,83	4.487	12,51	903	2,52	781	2,18	35.856	-4,00
2010	17.576	46,21	7.765	20,41	4.521	11,89	3.906	10,27	1.189	3,13	3.079	8,09	38.036	6,08
2011	25.406	57,91	8.190	18,67	3.806	8,67	4.156	9,47	1.248	2,84	1.069	2,44	43.874	15,35
2012	26.491	57,69	8.215	17,89	3.354	7,3	4.076	8,88	1.322	2,88	2.464	5,37	45.922	4,67
2013	26.212	57,9	8.730	19,28	4.245	9,38	3.917	8,65	1.274	2,81	892	1,97	45.269	-1,42
2014	26.975	54,76	8.932	18,13	6.074	12,33	4.179	8,48	1.414	2,87	1.689	3,43	49.262	8,82
2015	26.783	55,31	7.826	16,16	6.169	12,74	3.916	8,09	1.240	2,56	2.493	5,15	48.427	-1,70
2016	24.540	52,94	7.705	16,62	6.480	13,98	4.284	9,24	1.220	2,63	2.124	4,58	46.352	-4,28

* Spot LNG alımlarını gösteriyor

Kaynak: 2017 Doğalgaz Sektör Raporu, EPDK, Ankara, 2017, s. 9.

Avrupa’da Almanya’dan sonra Gazprom’un en büyük müşterisi olan¹⁴ Türkiye’nin doğalgaz stratejisi, kaçınılmaz olarak, yüklü talebe ve coğrafi konumuna dayanıyor. Büyük tüketicilerden biri olması Türkiye’yi çözülmesi gereken bir açmazla karşı karşıya bırakmaktadır. Ülkenin büyük miktardaki enerji ihtiyacı doğalgazın düzenli bir şekilde arzının güvence altına alınması yönünde ağır bir baskı oluşturmaktadır. Diğer taraftan, bu “lanetin” küresel arzın yükselmesi ve fiyatların düşmesi durumunda bulunmaz bir nimete dönüşme ihtimali de bulunmaktadır. Türkiye’nin son dönem enerji stratejisi, birincil enerji tüketiminde yerel ve yenilenebilir kaynakların payının artırılmasını pazarlık gücünü artıracak öncelikler arasında görmektedir. Nihayetinde, Türkiye’nin doğalgaz stratejisi şu üç önceliğe odaklıdır:

1. **Arz güvenliğinin sağlanması ve güçlendirilmesi:** Olabildiğince esnek fiyatlar içeren uzun ve kısa vadeli anlaşmalar üzerinden mümkün olan en fazla kaynağı ve rotayı kullanarak kaynakları çeşitlendirmek; bununla birlikte özellikle yeraltı depolama kapasitesini artırarak iç ve dış pazarlara doğalgaz teminini sağlamak;
2. **Daha ucuz doğalgaza erişim:** Kaynak ülkelere oldukça yakın ve büyük bir tüketici olmanın avantajını kullanarak doğalgaza uygun fiyatlara erişerek muhtemelen ülkenin en ciddi yapısal zayıflığı olan cari açığın azaltılmasını sağlamak;
3. **Ticaret ve geçiş imkanlarının güçlendirilmesi:** Kaynaklara yakınlığının, üreticiler ve

büyük tüketiciler arasındaki konumunun, Akdeniz’den geçen küresel ticaret rotalarına erişim kolaylığının ve son olarak kayda değer miktardaki iç tüketiminin sağladığı avantajı kullanarak, geçiş ülkesinden merkezi bir ülkeye veya bir “enerji hub’ına¹⁵” dönüşmek; böylece doğalgazı yeniden fiyatlandırarak ihraç edebilen ve geçiş ücreti alan bir ülke haline gelmek.

Ankara’nın arz stratejisini şekillendiren hususlar arasında fiyat belirsizlikleri, piyasanın serbestleşme süreciyle ilgili sıkıntılar, mevcut LNG altyapısındaki sınırlılıklar ve yeni potansiyel tedarikçilerin ortaya çıkması bulunmaktadır. Bu stratejinin en önemli bileşenini, mümkün olan en fazla kaynaktan doğalgaz tedarik etmek suretiyle herhangi bir kaynağa bağımlılığın azaltılması oluşturmaktadır. Bu politika, herhangi bir tedarikçinin tekel konumu elde etmesini engellemenin yanı sıra tedarikçi ülkelerle ikili ilişkilerde mevcut ya da potansiyel kötüye gidiş karşısında güvence sağlamak gerekliliğinden beslenmektedir. Ülkenin enerji bileşiminde doğalgazın payının düşürülmesi ve böylece enerji arz hassasiyetinin ve zayıflığının azaltılması esas hedef olarak öne çıkmaktadır. Bu amaçla, enerji üretiminde yerli kömür ve yenilenebilir enerji kaynaklarının payının artırılması amaçlanmaktadır. Bu durum enerji üretim sektörünün doğalgaz talebinde birinci sırada yer almasının bir neticesidir.¹⁶ Aynı şekilde tedarikçilerin çeşitlendirilmesiyle en büyük tedarikçi payının da yüzde 25-30 bandında tutulması hedeflenmektedir.

Tablo 2 Türkiye’nin 2020’lere Kadarki Doğalgaz Alım Sözleşmeleri

Anlaşma	Miktar (mrmk/yıl)	Miat	Durum
LNG			
- Cezayir	4	Ekim 2024	Devrede
- Nijerya	1.2	Ekim 2021	Devrede
İran			
- DAB	10	Temmuz 2026	Devrede
Rusya Fed.			
- Mavi Akım	16	2025 sonu	Devrede
- Batı Hattı ¹⁷	4 +10	2021 sonu*	Devrede
		(Anlaşmalara bağlı olarak)	(Şahsi Yükleniciler)
Azerbaycan			
- Şah Deniz Faz-I (BTE)	6.6	Temmuz 2021	Devrede
- Takas	0.15	2046	Devrede

14- <http://www.gazpromexport.ru/en/statistics/>

15- ABD’nin Doğu-Batı Enerji Koridoru kavramı gelecekte bu rolün benimsenmesi için gerekli ortamı hazırladı. Doğu-Batı Enerji Koridoru İpek Yolu’nun 21. yüzyılda enerji alanındaki karşılığı olarak düşünülebilir. Kavram ABD yetkilileri tarafından Türk Dışişleri Bakanlığı nezdinde ilk kez 1997 yılı Aralık ayında dile getirilmişti.

16- Gulmira Rzayeva, *Turkey’s Gas Demand Decline: Reasons and Consequences*, The Oxford Institute for Energy Studies, Energy Insight 11, Nisan 2017, s. 5

17- “Türk Akımı nedeniyle Batı Hattı devre dışı kalacak”, Milliyet, 15 Mart 2017.

Enerji arz hassasiyetini ve kırılganlığını azaltmayı amaçlayan Türkiye'nin altyapı yatırımları yapmaya devam edeceği tahmin edilebilir. Fiyatların düşük seyrettiği mevcut piyasa koşulları beklendiği gibi devam ettiği sürece ve piyasanın liberasyonu yönünde atılan adımların da sürmesi halinde mevcut sözleşmelerin yerini daha düşük fiyatlardan yapılan sözleşmelerin alması beklenebilir. Yeni sözleşmeleri, özellikle de boru hattıyla taşınan doğalgaza yönelik olanları imzalayan şirketlerin de esasen var olan altyapıyı kullanacakları belirtilmelidir. Bunun yanı sıra, 2001 yılında yürürlüğe giren mevcut Doğalgaz Piyasası Yasası'yla BOTAŞ'ın tekel konumunu ortadan kaldırılarak daha verimli ve rekabetçi bir piyasa oluşturması amaçlandı ve BOTAŞ'ın yetki ve faaliyetleri çeşitli yönlerden sınırlandırıldı. Enerji Piyasaları Denetleme Kurumu (EPDK) da bu bağlamda herhangi bir şirketin doğalgaz ithalat sınırını ulusal tüketimin yüzde 20'si olarak belirledi. BOTAŞ bu sınırlandırmadan muaf tutulmadı. Bu durum Türkiye'nin doğalgaz ithalatının neredeyse yüzde 80'ini tek başına gerçekleştiren BOTAŞ'ın anlaşmalarından bazılarını özel şirketlere devretmesini gerektirmektedir. BOTAŞ'ın LNG alımları dışında sözleşme imzalama yetkisi de elinden alınmakla birlikte, Bakanlar Kurulu arz güvenliğine yönelik tehdit algıladığı hallerde BOTAŞ'a anlaşma imzalama yetkisi verebilir durumdadır. Ayrıca doğalgaz arz sözleşmelerinin özel şirketlere transfer sürecinin şu ana dek son derece yavaş seyretmesi nedeniyle henüz tam anlamıyla rekabetçi bir ortam oluşturulamamıştır. Şu ana dek sadece 2011 yılında Türkiye'yle Rusya Federasyonu arasındaki Batı Hattı sözleşmesinden yıllık 10 milyar metreküplük bir miktarın, yani toplam rakamın yalnızca yüzde 20'sinin özel sektöre devri gerçekleştirilmiştir. Özel sektörün elindeki sözleşmelerin toplamı 11,2 milyar metreküp olup tüm alımın yüzde 21,6'sına denk gelmektedir. Bununla birlikte özel şirketler hem ülke içinde hem de uluslararası alanda çeşitli engellerle karşı karşıyadırlar. İçeride BOTAŞ'ın sahip olduğu ayrıcalıklara sahip olmayan şirketler dezavantajlı bir konumda yer almaktadırlar. Mevcut sözleşmelerin transferinde son sözü söyleme yetkisinin tedarikçiye ait olması da transferlerde iktidarın müdahalesini gerektiren siyasi bir meseleyi karşımıza çıkartmaktadır. Yine bu çerçevede, 4646 sayılı Doğalgaz Yasası'nda yapılması gereken değişiklikler uzunca bir süredir gerçekleştirilmemiştir. Söz konusu değişikliklerin BOTAŞ üzerindeki zaten pek de uygulanmayan sınırlamaların yumuşatılmasını

2.4 Türkiye'nin Muhtemel Doğalgaz Projeleri ve Potansiyeli: Ticaret Ortakları

Yukarıda bahsedildiği üzere, Türkiye Rusya, İran ve Azerbaycan'dan uzun dönemli sözleşmelerle ve boru hatları vasıtasıyla, yine uzun dönemli sözleşmeler imzaladığı Cezayir ve Nijerya başta olmak üzere çeşitli pazarlardan da sivilaştırılmış doğalgaz almaktadır. Türkiye'nin mevcut tedarikçileri doğal olarak ülkenin gelecekteki enerji politikaları üzerinde de belirleyici

sağlaması beklenmektedir. Kaldı ki yetkililer de ülkenin doğalgaz sözleşmelerini, hem müzakere güçlerinin hem de kamusal ve siyasi sorumluluklarının zayıf olduğunu düşündükleri özel şirketlere bırakmak konusunda ikircikli görünmektedir. Zira başlı başına stratejik önemi haiz olan bu sözleşmeler, aynı zamanda, Türkiye'nin dış politikasında kullanılabileceği potansiyel kozlar arasında yer almaktadır.

Mevcut sözleşmelerin önemli bir kısmının süresi önümüzdeki on yıl içinde dolacaktır. Bu Türkiye'nin Rusya Federasyonu, Azerbaycan ve İran'la imzaladığı anlaşmaların 2020'li yıllar içinde sonlanacağı anlamına gelmektedir. Bu durum yıllık 40 milyar metreküplük doğalgaz alımını öngören yeni anlaşmaların yapılması gerekliliğini karşımıza çıkartmaktadır. Türkiye günümüzde mevcut ihtiyacının neredeyse yüzde 53'ünü, yani yıllık 24,5 milyar metreküp doğalgazı Rusya'dan karşılıyor. İkinci en büyük tedarikçi olan İran'dan ise yıllık yaklaşık 10 milyar doğalgaz alımı gerçekleştiriliyor. Üçüncü tedarikçi olan Azerbaycan'ın ihracat kapasitesi yakın geçmişe kadar oldukça sınırlıydı. Ancak Trans-Anadolu Boru Hattı Projesi (TANAP) son derece ciddi bir fırsat ve dolayısıyla önümüzdeki beş yılın önemli önceliklerinden biri olarak karşımıza çıkacak. Irak/Bölgesel Kürt Yönetimi ve Doğu Akdeniz ihtimallerinin akıbetini ise jeopolitik gelişmeler belirleyecek gibi görünüyor.

Kısacası Türkiye, kaynak ve tedarikçi çeşitliliğini artırarak enerji güvenliğini sağladığı takdirde kendi çıkarlarına daha uygun olacak sözleşmeler imzalama yetisi kazanabilir ve böylelikle iç tüketimini karşılamanın yanı sıra, daha da önemli bir fırsat olarak, doğalgaz fazlasını ihraç edebilme imkânına da kavuşabilecektir. Bunu gerçekleştirebilmenin öncelikle ve neredeyse tamamen mevcut stratejinin başarıyla uygulamasına bağlı olduğu aşikârdır. Bu strateji; LNG cephesindeki girişimlere, enerji bileşimine nükleer enerjiyi dahil edebilme becerisine, yerel kömür ve yenilebilir enerji kaynaklarını seferber edebilme yetisine dayanmaktadır. Elbette, mevcut ve olası tedarikçilerden doğalgaz arzını güvence altına alması da olmazsa olmaz şartlar arasında yer almaktadır. Potansiyel tedarikçilerin arz konusundaki kısıtların üstesinden gelme yeteneğine sekte vuran siyasi ve ekonomik belirsizlikler düşünüldüğünde, önümüzdeki yirmi yıllık zaman dilimini ilgilendiren doğalgaz arz senaryolarının gözden geçirilmesi yararlı olabilir.

rol oynayacaklardır. Özellikle Rusya Federasyonu'nun rolü son derece önemlidir. Türkiye'nin önünde TürkAkım, TANAP, Doğu Akdeniz/İsrail ve Kuzey Irak/Kürt doğalgazı olmak üzere dört yeni proje daha bulunmaktadır. Türkiye ayrıca LNG altyapısını geliştirmeye de çalışmaktadır.

Tablo 3 Türkiye'nin Muhtemel Doğalgaz Projeleri ve Potansiyeli

Anlaşmalar	Miktar (mrmk/Yıl)	Durum
LNG - Diğer	10	Potansiyel
Rusya Fed. - TürkAkım (Türkiye'nin ithalatı)	15.75	Sözleşmeli/İnşaat Halinde
Azerbaycan - Şah Deniz Faz - II (TANAP)	6	Sözleşmeli/İnşaat Halinde
Kuzey Irak (Kürt)	10	Olası
Doğu Akdeniz (İsrail)	8 - 10	Olası

2.4.1 Rusya Federasyonu

Rusya Federasyonu yaklaşık 20 yıldır Türkiye'nin en büyük ve en güvenilir doğalgaz tedarikçisidir. Rusya Türkiye'ye Trans-Balkan (Batı Hattı) ve Mavi Akım boru hatları üzerinden yıllık 28-30 milyar metreküp

(toplam talebin yüzde 55'i) doğalgaz sağlamaktadır. TürkAkım boru hattının da bu mevcut altyapıya eklenmesi planlanmaktadır.

Şekil 3 TürkAkım Haritası



TürkAkım doğalgaz boru hattı Rusya'nın Anapa kıyısından Türkiye'de Kiyıköy'e kadar Karadeniz altından 900 kilometre uzanacak bir açık deniz boru hattıyla, Kiyıköy'den Türkiye-AB sınırına kadar ilerleyen bir yeraltı boru hattından oluşacaktır. Birbirine paralel uzanan iki boru hattının toplamda yıllık 31,5 milyar metreküp doğalgaz taşıma

kapasitesine sahip olması öngörülmektedir.¹⁸ Gazprom'un Hollanda merkezli iştiraki South Stream Transport BV, her biri yılda 15,75 milyar metreküp doğalgaz taşıma kapasitesine sahip iki boru hattının inşası için gerekli sözleşmeleri imzaladı.¹⁹ İlk hattın deniz kısmının inşasına 7 Mayıs 2017 tarihinde başlandı.²⁰ Bu hattan geçecek doğalgaz, Türkiye'ye

18- Türkiye ve Rusya TürkAkım boru hattının inşası için 10 Ekim 2016 tarihinde Hükümetlerarası Anlaşma imzalandı.

19- Bkz. "Construction contract signed for first string of TurkStream's offshore section", 8 Aralık 2016 (çevrimiçi) www.gazprom.com/press/news/2017/february/article304093/, erişim tarihi: 27 Mayıs 2017; "Construction contract signed for second string of TurkStream's offshore section", 20 Şubat 2017, (çevrimiçi) www.gazprom.com/press/news/2017/february/article304093/, erişim tarihi: 27 Mayıs 2017.

20- <http://www.gazprom.com/press/news/2017/may/article329932/>

Ukrayna'dan geçerek gelen Trans-Balkan boru hattından alınan doğalgaza alternatif olacak. Yine yıllık 15,75 milyar metreküp kapasiteli ikinci hattın ise güney ve güneydoğu Avrupa'ya doğalgaz temin etmesi planlanıyor.²¹ Her iki hattın deniz altında inşa edilen kısımların Gazprom'a ait ve Gazprom'un sorumluluğunda gerçekleştiriliyor, BOTAŞ'a ait olan birinci hattın kara kesimi ise BOTAŞ tarafından inşa edilecek. İkinci hattın karadaki bölümü BOTAŞ ve Gazprom tarafından kurulacak bir şirketin yönetimi ve sorumluluğu altında olacak.

Rusya ile Ukrayna arasındaki geçiş anlaşmasının 2019 sonrasına uzatılmaması halinde, TürkAkım'ın ilk hattının taşıyacağı miktar Trans-Balkan boru hattından gelen Rus doğalgazının yerini almak için yeterli. Zira Rusya Trans-Balkan hattından Türkiye'ye yıllık 14 milyar metreküp doğalgaz gönderiyor. TürkAkım dolayısıyla Rusya'ya mevcut doğalgaz taşıma miktarında değişiklik yapmaksızın Ukrayna'yı aradan çıkarma ve ihracat rotasını Türkiye'den geçirme olanağı sağlayabilir.

Moskova'nın Ukrayna, Moldova, Romanya ve Bulgaristan'ı aradan çıkarmasına olanak sağlayan TürkAkım, Türkiye üzerinden Avrupa'ya doğalgaz ulaştırarak Rusya'nın Avrupa doğalgaz piyasalarındaki yerini korumasını de mümkün kılıyor. Bu çerçevede, TürkAkım Türkiye'yi nihai alıcı olmaktan çıkarıp Avrupa'ya doğalgaz ulaştırma karmaşık bir iletim sisteminin başına geçirecek, böylelikle de ülkenin stratejik konumunu güçlendirmesine katkıda bulunacak bir proje olma potansiyeli taşımaktadır. Avrupa'nın enerji güvenliğinin köşe taşlarından biri

2.4.2 Azerbaycan

Azerbaycan Türkiye'nin ana tedarikçileri arasında (doğalgaz miktarı açısından) Rusya ve İran'ın ardından üçüncü sırada yer almaktadır. Azerbaycan'ın Türkiye'nin enerji stratejisi bakımından önemini Trans-Anadolu Boru Hattı'yla (TANAP) birlikte daha da artacağı aşikârdır. Şu an için Türkiye'nin en uygun fiyata satın aldığı doğalgaz Şah Deniz I'den gelmekte birlikte, Azerbaycan'dan gelen doğalgazla Rus gazı arasında ufak bir fiyat farkı bulunuyor. Bu fark fiyatlandırma yapısından ve iki ülke arasındaki doğalgaz boru hattının sahibinin BOTAŞ olmasından kaynaklanmaktadır. İki ülke arasında doğrudan kara bağlantısı olması ve doğalgazın alternatiflerine kıyasla daha kısa mesafe kat etmesi ise yatırım kararlarını olumlu etkileyen faktörlerdir. İkili ilişkilerin geneli itibarıyla, en azından Türk kamuoyu tarafından Azerbaycan doğalgaz tedariki adına en sorunsuz ortak olarak görülmektedir. Türkiye ile Azerbaycan

haline gelmek Türkiye'nin enerji stratejisiyle de uyumlu bir gelişme olarak kabul edilebilir. TürkAkım ayrıca Gazprom'la Avrupa arasındaki uzun vadeli sözleşme meselesinin çözülmesine de yardımcı olabilir. Rusya'nın sözleşmelerin çoğunun süresinin 2020 yılından itibaren dolmaya başlıyor olması Avrupa'ya iletilen doğalgaz miktarı konusunda ciddi sonuçları ortaya çıkarma ihtimali taşımaktadır. Bu sözleşmelerin yenilenmemesi halinde, sözleşmeli veya al ya da öde hükmüne tabi alımlarda ciddi azalmalar oluşacaktır. Bu senaryoya göre Avrupa Rus doğalgazından kademeli olarak uzaklaşarak LNG alımlarını artırmak zorunda kalabilir.

Türkiye'nin TürkAkım'ı desteklemesinin arkasında yatan temel neden ise bu projenin ülkenin doğalgaz arz güvenliğini sağlamasına yapacağı katkıdır. Türkiye'nin doğalgaz talebinde her geçen yıl yaşanan artış göz önüne alındığında, Türkiye açısından Trans-Balkan hattında yaşanacak her türlü sorunun ciddi arz kesintilerine yol açması ve özellikle sanayinin yoğun olduğu ve doğalgazın en fazla tüketildiği batı bölgeleri olumsuz etkilemesi anlamına gelmektedir. Rekabetçi fiyatlarla bir arz alternatifi oluşturma hedefi de Türkiye'nin kararını etkileyen unsurlar arasında bulunuyor. Kasım 2015'te Türkiye'nin Rus Hava Kuvvetleri'ne ait bir Su-24M uçağını düşürmesinin yol açtığı krizde olduğu gibi, Rusya siyasi gerilimin yükseldiği dönemlerde dahi güvenilir bir enerji tedarikçisi ve ticaret ortağı olmayı sürdürdü. Yeniden kurulan Türk-Rus ilişkileri, bölgesel bütünleşmenin ve ikili ilişkilerin çok daha önem kazanabileceği geniş çaplı bir jeopolitik değişimi de yansıtır.

arasında Şah Deniz I sahasından yıllık 6,6 milyar metreküp doğalgaz alım sözleşmesi bulunmaktadır. Türkiye Azeri doğalgazını Güney Kafkas Boru Hattı (Bakü-Tiflis-Erzurum Boru Hattı – BTE) üzerinden alıyor. Türkiye BOTAŞ'ın sahip olduğu mevcut boru hattı üzerinden aldığı doğalgaz için taşıma ücreti ödemiyor.

Yeni bir proje olarak Şah Deniz II sahasından çıkarılacak olan Azeri doğalgazı Güney Gaz Koridoru'ndan akacak. Bu proje birbirini takip eden üç boru hattından oluşmaktadır. Bunlar sırasıyla Bakü'den Erzurum'a kadar uzanan Güney Kafkasya Boru Hattı, Türkiye'yi doğudan batıya kat eden TANAP ve Yunanistan'dan başlayıp Moldova ve Adriyatik Denizi altından İtalya'ya doğalgaz taşıyacak olan Trans-Adriyatik Boru Hattı (TAP). TANAP'ın inşasına resmen 17 Mart 2015'te başlandı. TAP'ın resmi açılış

21- "Construction of TurkStream gas pipeline's offshore section commenced", *Gazprom*, 7 Mayıs 2015, (çevrimiçi) www.gazprom.com/press/news/2017/may/article329932/, erişim tarihi: 27 Mayıs 2017.

töreni ise 17 Mayıs 2016'da gerçekleştirildi. 2017 yılının Mayıs ayında TANAP'ın yüzde 72'si ve TAP'ın ise yüzde 10'u tamamlanmıştı.²²

TANAP da TAP da Şah Deniz II sahasından çıkacak doğalgazı taşımak üzere inşa edilmektedir. Şah Deniz II'nin 2018'den sonra Şah Deniz I'den çıkarılan yıllık 9 milyar metreküplük doğalgazın üzerine yıllık 17 milyar metreküplük bir kapasite eklemesi bekleniyor.²³ Mevcut sözleşmelere göre bu miktardan 6 milyar metreküp Türkiye'ye, 1'er milyar metreküp Bulgaristan ve Yunanistan'a taşınacak. Yıllık 16 milyar metreküp taşıma kapasitesinde sahip hattın taşıyacağı gazın geriye kalan 8 milyar metreküpü ise İtalya'ya ulaştırılacak. Söz konusu taşıma kapasitesinin kademeli olarak artırılarak önce yıllık 24, sonra 31 milyar metreküpe çıkarılması hedefleniyor. SOCAR Türkiye'ye Şah Deniz II'den ilk doğalgaz akışının 2018 yılında gerçekleştirileceğini öngörüyor. Aynı yıl TANAP'ın da tamamlanarak Azerbaycan doğalgazının Yunanistan ve İtalya'ya bir ya da iki yıllık bir farkla, en geç 2020 yılında ulaşması hedefleniyor.

Azerbaycan TANAP'ın kapasitesini Hazar'dan gelecek ek doğalgazı taşımak üzere üç aşamada yıllık 16 milyar metreküpten 31 milyar metreküpe çıkarmayı planlıyor. Bu yeni kaynaklar sayesinde, Şah Deniz I ve II'den çıkan miktara ilaveten 2020 ve 2030'lu yıllarda Azerbaycan'ın elinde fazladan doğalgaz olacak. Ayrıca Abşeron, Ümid/Babek ve Azeri-Çırak-Güneşli sahalarından yıllık 15 milyar metreküp ve Şah Deniz III sahasından da yine yıllık 15 milyar metreküp doğalgaz çıkarma olasılığı da söz konusu. TANAP Türkiye'nin kendi talebini karşılamasında ve bir enerji merkezine dönüşmesinde son derece önemli bir rol oynayacak. Bununla birlikte, tarafların öncelikle kapasite ve maddi kaynak gibi meselelerin üstesinden gelmesi gerekiyor.

Boru hatları proje finansmanına dayalı olarak inşa edileceği için projeyi gerçekleştirenlerin uluslararası kaynak bulması gerekiyor. Azerbaycan Devlet Petrol Fonu projeye katkı sağlayacaksa ana unsur olmakla birlikte uluslararası finans kuruluşlarının düşük seyreden petrol fiyatları nedeniyle büyük enerji projelerine dikkatle yaklaşmaları nedeniyle başka destekçi bulmak zor gözükmemekte. Ayrıca proje Avrupa piyasaları açısından dengeleri değiştirecek bir büyüklüğe sahip değil. Bu noktada cevaplanması gereken esassoru yenikaynaklardan doğalgaz eklemek suretiyle projeyi Rusya'ya alternatif oluşturacak bir büyüklüğe ulaştırma imkânı olup olmadığı etrafında dönmektedir. Azerbaycan'ın kıta sahanlığında orta büyüklükte birkaç saha daha bulunuyor. Ancak Hazar

Denizi'nde derin deniz sondaj kulesi yetersizliği sorunu bu sahaların incelenmesini ve geliştirilmesini engellemektedir. Yalnızca yıllık 5 milyar metreküp doğalgaz kapasitesine sahip Abşeron'un önümüzdeki on yıl içinde üretime geçmesi bekleniyor. Ayrıca iç tüketimi giderek artan Azerbaycan'ın burada üretilen doğalgazı ihraç edip etmeyeceği de belli değil. Dolayısıyla, geliştiricilerin projeleri için Doğu Akdeniz, İran, Irak ya da Türkmenistan'dan yeni doğalgaz kaynakları bulması gerekmektedir. Ne var ki, veriler en azından 2025 yılına dek İran, Irak ya da Türkmenistan'dan pek umut olmadığını gösteriyor. Haliyle kısa ve orta vadede projenin belkemiğini Azerbaycan doğalgazı oluşturacak.

Son olarak, Rusya'nın ekonomik, siyasi ve güvenliğe dair bakış açısını da belirleyici kısıtlar arasında değerlendirmek gerekmektedir. Hazar Denizi'nin statüsüyle ilgili anlaşmazlıklar ve Rusya'nın Kafkasya ve Hazar bölgelerindeki askeri varlığı, risk değerlendirmesine dahil edilmesi gereken fiili ve potansiyel engeller olarak belirginleşmektedir. Rusya istediği takdirde daha uygun fiyatlar önerip alternatif projeleri tüketicinin gözünden düşürebilir. Bu alternatiflerin arasında elbette TANAP da bulunuyor.

Türkiye'de doğalgaz sektöründe Şah Deniz II'nin (TANAP) tamamlanmasının ve Şah Deniz I sözleşmesinin sona ermesinin ardından Şah Deniz I'in kaderinin ne olacağına dair soru işaretleri de mevcut. Uzmanlara göre Şah Deniz I'in Türkiye açısından avantajı, en ucuz doğalgaz kaynağı olmasından da anlaşılacağı üzere, boru hattı BOTAS'a ait olduğu için doğalgaz taşıma maliyetinin olmaması. TANAP söz konusu olduğunda bu avantaj ortadan kalkıyor; Türkiye geçiş ülkesi olmasına karşın önemli miktarda taşıma ücreti ödeme yükümlülüğü içine giriyor. Sonuç itibarıyla, TANAP'tan alınacak doğalgazın Şah Deniz I'e göre daha pahalı olmasının yanı sıra taşıma maliyetleri de Türkiye'nin Azerbaycan'dan gelecek doğalgaz için ödemesi gereken rakamı artıracaktır. Dahası, oldukça ufak bir ihtimal olmakla birlikte, TANAP tamamlandığında Şah Deniz I sözleşmesinin uzatılmaması halinde, Türkiye yalnızca Şah Deniz II'den gelen pahalı doğalgazla yetinmek zorunda kalırken Şah Deniz I doğalgazının taşındığı boru hattı da açığa çıkacaktır. Alternatif olarak Şah Deniz I sözleşmesinin Şah Deniz II'nin koşullarına benzer biçimde yenilenmesi de mümkün ki bu durumda Türkiye açısından fiyat avantajı ortadan kalkacaktır. TANAP projesinin etrafında dile getirilen bu ve benzer sorulara, en azından bu raporun kaleme alındığı dönemde, yetkililer tarafından doyurucu yanıtlar verildiğini söylemek mümkün değildir.

22- "TANAP'ın yüzde 72'si tamamlandı", *Milliyet*, 31 Mayıs 2017.

23- Türkiye Cumhuriyet Hükümeti ve Azerbaycan Cumhuriyet Hükümeti arasında 24 Aralık 2011 tarihinde Mutabakat Muhtrası imzalandı.

2.4.3 İnan

Muazzam deniz ve kara sahalarına sahip olan İnan dnyanın en zengin üçüncü doğalgaz rezervlerine ev sahipliği yapmaktadır. Ne var ki, ABD ve AB yaptırımları nedeniyle doğalgaz kapasitesinden tam anlamıyla faydalanamayan İnan, uluslararası gaz piyasalarının büyük aktörleri arasında değildir. Dolayısıyla, İnan ancak büyük bir oyuncu olmasını engelleyen yaptırımlar tamamen ortadan kalktığında önemli bir doğalgaz ihracatçısına dönüŖebilir.

İnan, nükleer programı konusunda uzlaşma sağlanması ve yaptırım rejiminin bir miktar gevŖetilmesinin ardından petrol ve doğalgaz üretimini ve bunun neticesinde de ihracat kapasitesini artırdı. Komşusu Katar'la paylaştığı sahayı 24 fazda geliŖtirmeyi planlayan İnan, bu sahalardan neredeyse yarısını üretime hazır hale getirmiş durumda. Petrol üretimi için ayrılmış olanlar da dahil olmak üzere bu sahaların tamamının 2018 yılında tam kapasiteyle üretime geçmesi planlanıyor. Kıyıda 60 mil uzaklıktaki Güney Pars sahası İnan'ın doğalgaz rezervlerinin yüzde 40'ını barındırmaktadır. Bununla birlikte, İnan'ın enerji sektörü yüklü yatırımlara ihtiyaç duyuyor; bu yatırımların da kısa vadede gerçekteşmesi beklenmiyor. Küresel doğalgaz ticaretinin yalnızca yüzde 1'lik kısmında söz sahibi olan İnan'ın ihracatının neredeyse yüzde 90'ını Türkiye satın aldığı da belirtilmelidir. İnan yönetiminin piyasa önceliklerini tahmin etmek bugün için pek de olası görünmese de ana sahalarda üretilen doğalgaz için Avrupa piyasasının öncelikli olmayacağı söylenebilir. İnan yönetimi düşük seyreden doğalgaz fiyatlarının boru hattı yatırımlarını ekonomik bakımdan mantıksız hale getirdiğini belirterek Avrupa'ya doğalgaz satışı

2.4.4 Irak

Irak kayda değer rezervlerine rağmen ticarete konu olacak miktarda doğalgaz üretmekten son derece uzak bir aktördür. İnan'la benzer bir kaderi paylaşan Irak, iç pazara ve ihracata yönelik yeni doğalgaz sahaları geliŖtirmek için yabancı yatırıma ihtiyaç duymaktadır. Türkiye'nin Irak'la doğalgaz ticareti konusundaki planları Kuzey Irak'taki ya da daha çok kullanılan Ŗekliyle Bölgesel Kürt Yönetimi topraklarındaki geniŖ ve bakir doğalgaz sahalarını merkeze almaktadır. Bölgenin 200 trilyon metreküplük doğalgaz rezervine sahip olduğu tahmin ediliyor. Bölgesel Kürt Yönetimi

öncelikleri arasında görmekten vazgeçtiğini resmen açıklamış durumdadır. Öte yandan, devasa altyapı inŖaatlarının iŖaret ettiği üzere, Hindistan, Pakistan, Kuveyt ve Birleşik Arap Emirlikleri İnan doğalgazının yeni müşterileri olabilirler. İsrافی önlemeye katkıda bulunan devlet destekli fiyatlandırmanın planlı olarak azaltılması da İnan'ın dışarıya satabileceği doğalgaz miktarının artmasını sağlayabilir.

Günümüzde Türkiye İnan doğalgazı için tek mantıklı piyasa olarak göze çarpmaktadır. İki ülke arasında 1996 yılında bir doğalgaz alım ve satım anlaşması imzalanmıştı. İnan doğalgazını Türkiye'ye ulaştıran İnan Ana Doğalgaz Hattı I'nın (IGAT I) maksimum kapasitesi kompresör istasyonlarına bağlı olarak yılda 16 milyar metreküp olmakla birlikte, hâlihazırdaki iletim kapasitesi yıllık 14 milyar metreküp düzeyindedir. Dolayısıyla boru hattı daha fazla doğalgaz gönderimi için elverişli değildir. Bunun yanı sıra, İnan doğalgazı Türkiye'nin satın aldığı en pahalı doğalgaz konumundadır. Gerekli altyapının hazırlanması ve ek doğalgaz akışının sağlanmasıyla İnan'ın Türkiye'nin enerji bileşimindeki payının artması Türk karar alıcıların üzerinde kafa yorduğu senaryolar arasında yer almaktadır. Bununla beraber, iki ülke arasındaki tarihi rekabet ve bölgesel meselelerle ilgili görüş ayrılıkları Ankara ve Tahran arasında büyük çaplı projelerin uygulanmasının önünde engel oluşturmaya devam etmektedir. Bunun yanı sıra İnan'dan Türkiye'ye doğalgaz akışında sıklıkla aksamalar yaşandığı, geçmişte özellikle iç tüketimin arttığı kış aylarında bu tür kesintilerle defalarca karşılaştığı bilinmektedir.

Doğal Kaynaklar Bakanlığı'nın internet sitesine göre, söz konusu miktar Nijerya ya da Cezayir'in sahip olduğu rezervlerden fazla olmanın yanı sıra küresel rezervlerin de yüzde 3'lük bir kısmına tekabül etmektedir.²⁴

Bu sahaların geliŖtirilmesinin önündeki engellerin başında Irak'taki istikrar ve güvenlik eksikliğinin yanı sıra mevcut teknik bilgi birikiminin yetersizliği gelmektedir. Bölgesel Kürt Yönetimi toprakları geçtiğimiz on yıl içinde ülkenin geri kalanına kıyasla etkin bir yönetime ve güvenlik Ŗartları altındaydı.²⁵ GeliŖmeler Kürtlerin

24- "Kürt bölgesi 200 Tcf (5,67 trilyon metreküp) civarında doğalgaz rezervine, başka bir deyişle dünya toplam doğalgaz rezervlerinin yüzde 1,5 ila 3'üne sahip olabilir. Bu miktar Kürt Bölgesel Yönetimi'ni bölgesel doğalgaz piyasalarının önemli oyuncularına sokacaktır."

<http://mnr.krg.org/index.php/en/component/content/?view=featured>.

Ayrıca bkz. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-01-15/iraq-s-kurds-to-start-natural-gas-exports-to-turkey-in-2019-2020>

25- PKK'nın Türkiye-KBY arasındaki doğal gaz tedarik anlaşmasına karşı olduğunu ifade etmek gerekir. PKK tarafından yapılan bir sabotaj eylemi sonucunda petrol boru hattının Ağustos 2015 yılında bir süre ile devre dışı kaldığı hatırlanacaktır. Bu sabotaj KBY'ye yaklaşık \$250 milyon gelir kaybına sebep olmuştur.

ve Türkiye'nin bölgedeki doğalgazdan faydalanılması ve Türkiye ve Avrupa'ya ihraç edilmesi yönündeki beklentilerini yükseltti. Bununla birlikte, bu tür girişimlerin önünde son derece önemli siyasi, hukuki ve anayasal sorunlar bulunmaktadır. Bölgesel Kürt Yönetimi enerji arama ve geliştirme projelerine yönelik sözleşmeler yapma yetkisi olduğu iddiasında olsa da bu iddia, gelecekteki doğalgaz ihracatıyla ülkenin son derece acil elektrik üretim ihtiyacını bir arada ele alma niyetindeki Bağdat yönetimiyle gerginliğe neden olmaktadır. Irak Anayasasınının 111. Maddesi "petrol ve doğalgazın tüm bölge ve valiliklerdeki Irak halkına ait olduğu" hükmünü haiz. Bölgesel Kürt Yönetimi ise doğalgaz ve petrol meselesini sadece Kürtleri ilgilendiren yerel bir mesele olarak görüyor ve Bağdat'ı yok sayma niyetini gizlemiyor. Bu amaçla Türk şirketleri de dahil olmak üzere uluslararası şirketlerin katılımıyla konferanslar düzenliyor ve uluslararası yatırım çağrılarını yapıyor. Görünüşte Bölgesel Kürt Yönetimi başta Türkiye olmak üzere dış piyasalara yeni doğalgaz arzı için son derece uygun bir aday gibi durmaktadır. Bu çerçevede, Bölgesel Kürt Yönetimi de 2019-2020 yılı itibariyle Türkiye'ye yıllık 10 milyar metreküp doğalgaz ihracatına başlamayı ve zamanla bu rakamı iki katına çıkarmayı ummakta.²⁶

Bununla birlikte, en azından iki ana husus, yani doğalgaz sahalarının geliştirilmesiyle ve güvenlikle ilgili sıkıntılar, başka bir deyişle üretim sürecinin ve doğalgazın başta Türkiye olmak üzere uluslararası piyasaları taşınmasının önündeki engeller bu hedefin pek de gerçekçi olmadığını göstermektedir. Bölgedeki enerji tesislerinde kullanılan ve yılda milyonlarca dolarlık faturalara neden olan dizel yakıtın bırakılarak doğalgaza geçilmesi adına iç talebi karşılayacak üretimi yapabilmek Bölgesel Kürt Yönetiminin esas önceliğini oluşturmaktadır.²⁷ Bölgedeki doğalgaz üretimi günümüzde yıllık 3-4 milyar metreküp düzeyindedir ve bunun tamamı iç piyasada kullanılmaktadır. Kerkük'ün Kürtlerin yönetimine geçmesi bu miktara yıllık 2,5 milyar metreküp daha ekleyebilir, ayrıca şu an yakılmakta olan doğalgaz depolanabilirse bu miktar daha da artırılabilir. Buna rağmen, üretilen doğalgazın önemli bir kısmı yerel enerji üretimi için gerekli. Miran ve Bina Bavi sahaları yıllık toplam 11 milyar metreküp

doğalgaz üretme kapasitesine sahip, ayrıca Kor Mor'un daha da geliştirilmesiyle yıllık 5 milyar metreküp, Cemcemal'de ise 6 milyar metreküp doğalgaz üretilebilir. Buna ek olarak Kurmala'da yakılan 2 milyar metreküplük doğalgaz da kazanılabilir. Toplam 350-400 milyar metreküp rezerve sahip Miran ve Bina Bavi sahaları 2,9 milyar dolarlık yatırımla Türk-İngiliz şirketi Genel Enerji tarafından geliştiriliyor.

Üretimi artırmak için altyapının geliştirilmesinin önündeki zorluklar Kürt doğalgazının küresel piyasalara ulaşmasını engelleyen en önemli faktör olarak göze çarpmaktadır. Daha önce de altı çizildiği gibi, Bölgesel Kürt Yönetimi'nin Türkiye'ye petrol ve doğalgaz ihraç etmesi Kürtlerle Irak federal hükümeti arasında ciddi münakaşalara sebep olmaktadır. Bölgesel Kürt Yönetimi ve Türkiye 2013 yılının Kasım ayında doğalgaz satış anlaşması imzaladılar. Anlaşma Türkiye'ye 2017 yılında 4 milyar metreküp, 2020 itibariyle ise 10 milyar metreküp doğalgaz satışını öngörüyor ve bu miktarın 2025 yılı itibariyle 20 milyar metreküpe çıkarılma ihtimali bulunduğunu kayda geçiriyordu. Ancak taraflar jeopolitik belirsizlikler nedeniyle bugüne dek anlaşmayı uygulama fırsatı bulamadılar. Genel Enerji Türkiye'ye 300 kilometre mesafede yer alan sahalarından yılda 20 milyar metreküpe kadar doğalgaz ihraç etmeyi planlıyor. Coğrafi yakınlığın altını çizen sektör uzmanları, başlangıç olarak yıllık 4 milyar metreküp kapasiteli bir boru hattının inşasının altı aydan uzun sürmeyeceği görüşünde. Genel Enerji yetkilileri saha geliştirme sürecinin yaklaşık üç yıl süreceği ve 2020 başlarında üretime başlanacağı kanaatini taşıyorlar. Buna mukabil, Türk yetkililer "doğalgaz şirketi BOTAŞ'ın Türkiye-Irak sınırında yer alan Silopi'yle Mardin'deki doğalgaz sistemi arasında 185 kilometrelik bir boru hattı için ihale açacağı"ni açıkladılar.²⁸ Bölgesel Kürt Yönetimi topraklarından çıkan doğalgazın gelecekte TANAP'a aktarılma ihtimali de konuşulan meseleler arasındaydı.²⁹

Bölgesel Kürt Yönetiminin bağımsız hareket ederek Türkiye'ye ve Türkiye yoluyla petrol ihraç etmesinden büyük rahatsızlık duyan Irak federal hükümeti, Türkiye ile Bölgesel Kürt Yönetimi arasındaki muhtemel doğalgaz ticareti girişimlerini de boşa çıkarmaya çalışacaktır.

26- "KRG Plans 10 bcm in Natural Gas Exports to Turkey in Two Years," Hurriyet Daily News, 20 Kasım 2015, <http://www.hurriyetdailynews.com/kr-g-plans-10-bcm-in-natural-gas-exports-to-turkey-intwoyears.aspx?p>

27- Build it better: the path forward for the Kurdistan Region of Iraq", 17 Aralık 2014, <http://www.theoilandgasyear.com/interviews/build-it-better-the-path-forward-for-the-kurdistan-region-of-iraq/>

28- John Roberts, "Row with Russia Forces Turkey to hunt for New Energy Partners," Financial Times, 15 Aralık 2015, <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/03025db8-99aa-11e5-9228-87e603d47bd4.html#axzz414gVCgef>. "176 kilometre uzunluğunda bir boru hattı Kor Mor sahasından çıkarılan doğalgazı Erbil ve Süleymaniye'deki enerji üretim tesislerine ve Kurmala'ya taşıyor. Sumeyl sahasıyla Duhok termik santrali arasındaki 30 kilometre uzunluğundaki bağlantı boru hattı yapım aşamasında. Şu an dizel/hafif yakıtla çalışan tesis 2014 başından itibaren doğalgaza geçecek. 2016 itibariyle Kürt bölgesinden Türkiye'ye Fişhabur sınırından geçecek bir boru hattı aracılığıyla önemli miktarda doğalgaz arz edilmesi bekleniyor." Bkz. <http://mnr.krg.org/index.php/en/gas/gas-pipeline>.

29- "Kürt bölgesi Erzurum'da bulunan en yakın TANAP istasyonuna yaklaşık 570 kilometre uzaklıkta. Kürt gazının TANAP'a bağlanması için Zaho ile Erzurum arasında bir boru hattı inşa edilmesi gerekiyor. Bu sayede Kürt doğalgazı TAP için en ucuz, yeterli, yakın ve güvenli kaynak haline gelebilir." *Darwn Rahim*, "Kurdish natural gas could enhance chances of Trans Anatolian Pipeline (TANAP) success", 3/7/2016, <http://www.rudaw.net/english/analysis/03072016>.

2.4.5 Doğu Akdeniz ve İsrail Doğalgazı

Doğu Akdeniz’de büyük doğalgaz yataklarının keşfedilmesinin ardından bölgesel jeopolitik enerji arasındaki ilişki üzerine tartışmalar yeniden alevlendi. İsrail, Gazze Şeridi, Lübnan, Suriye ve Kıbrıs kara sularının toplamda 3,5 trilyon metreküp doğalgaz ve 1,7 milyar varil petrole ev sahipliğini yaptığı belirtiliyor.³⁰ Bu rakamlar yüksek gibi görünse de esasen kanıtlanmış küresel rezervlerin yüzde 1,5’undan daha azına tekabül ediyorlar. Dahası, 2014 yılında bölgenin üretim miktarı küresel üretimin yüzde 2’sinden azını oluştururken, bölgedeki tüketim küresel tüketimin yüzde 3’ünden fazlasına denk geliyordu.³¹ Bu şartlar altında bölge gün itibarıyla net ithalatçılar arasında yer alıyor. Hidrokarbon fiyatlarının düşük seyrettiği bir küresel ortamda, Doğu Akdeniz bölgesindeki jeopolitik vaziyet ve kullanılabilir enerji altyapısının mevcut durumu düşünüldüğünde, buradaki ülkelerin enerji şirketlerinin dikkatini çekebilmek için ciddi bir rekabet içinde oldukları söylenebilir. Tek tek ülkelerin önerebilecekleri anlaşmalar, maliyetlere ne ölçüde katılmaya niyetli oldukları, yerel pazarların büyüklüğü, yönetsel istikrar ve mevzuatın sağlamlığı gibi unsurların her biri denkleme kendisine yer bulmakta. Bu engellere rağmen, çok sayıda uzman bölgedeki rezervlerin oyunun kurallarını değiştirebilecek bir rol oynama, hatta bölgedeki köklü çatışmaları sona erdirmeye potansiyeline sahip olduğu konusunda birleşiyor. Geçmişte ithal enerjiye bağımlı durumda olan ülkeler doğalgaz sahaları geliştirme, enerji bağımsızlığına kavuşma, hatta diğer ülkelere doğalgaz satarak para kazanma fırsatıyla karşı karşıyalar. Bu çerçevede, İsrail’in küçük bir iç piyasaya sahip olmasına ve doğalgaz politikası üzerine içeride dönen tartışmaların zaman zaman belirsizliklere neden olmasına rağmen, İsrail’in diğerlerine kıyasla daha avantajlı bir durumda olduğu öne sürülebilir. İsrail’i öne çıkaran unsurlar arasında yeni keşiflerin yarattığı ölçek ekonomisi, sahalar arası mesafelerin az olmasının geliştirme maliyetlerini düşürmesi ve (mevzuatta istikrardan bahsedilemese

de) yatırımcılar açısından önemli olan siyasi istikrarın daha fazla olması sayılabilir.

Bölgedeki ilk büyük hidrokarbon keşifleri 2009 ve 2010 yıllarında İsrail açıklarındaki Tamar ve Leviathan’la gerçekleştirildi. Bu iki saha İsrail’in Ortadoğu’nun hatırı sayılır enerji oyuncularından biri haline gelmesi adına bir fırsat yarattı. Üçüncü büyük keşif ise “Afrodit doğalgaz sahası 12. Blok” idi. Kıbrıs açıklarında yer alan saha 2011 yılında keşfedildi. Yaklaşık 100 kilometre karelik sahanın geliştirilmesi kararı alınması için daha fazla inceleme sondajı yapılması gerekiyor.³² 140 ila 230 milyar metreküp doğalgaza sahip olduğu öne sürülen sahada yapılan son değerlendirmelerin ardından 115 milyar metreküpte karar kılındı.³³ Doğu Akdeniz’deki en zengin rezervler ise 2015 yılında Mısır açıklarındaki Zohr sahasında bulundu. Yaklaşık 850-900 milyar metreküp doğalgaza ev sahipliği yaptığı tahmin edilen bu saha Mısır’ın doğalgaz rezervlerini neredeyse iki katına çıkarıyor. Lübnan da Doğu Akdeniz’in doğalgaz zengini ülkeleri arasına girme potansiyeline sahip. Bu ülkeler tahmin edilebilir sebeplerden ötürü sondaj ve keşif çalışmaları konusunda geride kalıyorlar.

Doğu Akdeniz doğalgaz sahalarının geliştirilmesiyle ve ihracat kapasiteleriyle ilgili zorlukları dört başlık altında toplayabiliriz:

1. Ticari zorluklar (kapasite; yeni, uzak piyasalar için rekabet; ulaştırma),
2. Rekabetle ilgili dezavantajlar (geliştirme aşamasının ve deniz boru hattı inşasının toplam maliyeti, Türkiye dahil bölgedeki ortalama fiyatları aşıyor)
3. İç politikalar ve mevzuatla ilgili meseleler (Büyük uluslararası şirketlerin katılımıyla ve doğalgaz ihracatı için altyapı inşasıyla ilgili teknik güçlükler),
4. Güvenlik ve istikrarla ilgili jeopolitik zorluklar.

30- Simon Henderson, *Seismic Shift: Israel's Natural Gas Discoveries*, Policy Watch 1736, Ocak 2011 (çevrimiçi) www.washingtoninstitute.org/policy-analysis/view/seismic-shift-israels-natural-gas-discoveries erişim tarihi: 3 Mayıs 2017.

31- Michael Ratner, *Natural Gas Discoveries in the Eastern Mediterranean*, U.S. Congressional Research Service Report, 15 Ağustos 2016, s. 3.

32- Kıbrıs, ümit verici miktarda doğalgaz ve petrol içeriyor gibi görünen 12 bloğa sahip, Kıbrıs münhasır ekonomik bölgesindeki arama faaliyetleri 2014 yazında da devam edecek (ENI – KOGAS konsorsiyumu Kıbrıs münhasır ekonomik bölgesindeki 2, 3 ve 9 numaralı bloklarda hidrokarbon araması yapmak için sözleşme imzaladı, Total ise 10 ve 11 numaralı bloklar için anlaştı).

33- “Gas reserve estimates at Cyprus’ Aphrodite lowered to 4.1 tcf”, Reuters, 1 Aralık 2013. (çevrimiçi) www.reuters.com/article/cyprus-natgas-aphrodite-idUSL5N0JG0GW20131201, erişim tarihi: 8 Mayıs 2017.

2.4.6 İsrail Doğalgazı ve Türkiye

İsrail şimdiden Mısır, Ürdün ve Filistin’le doğalgaz arz anlaşmaları imzalamış durumda. Ancak İsrail’in iç tüketimindeki artış ve kimi uzmanlar tarafından ifade edildiği şekliyle enerji politikalarındaki “inişli çıkışlı” tavrı, İsrail’in Doğu Akdeniz denklemiindeki güçlü konumunu ortadan kaldırmamakla birlikte, belli bir ölçüde zayıflatıyor. İnişli çıkışlı politikaların yanı sıra geriye dönük olarak işletilen mevzuat değişiklikleri, Leviathan-Woodside anlaşmasının ve koşullarının çöküşü, İsrail’in halen Enerji Konvansiyonu üyesi olmaması ve doğalgaz kaynaklarının ihracatta kullanılıp kullanılmaması gerektiği üzerine süren tartışmalar gibi meseleler bu çerçevede dikkate alınması gereken meseleler olarak öne çıkmaktadır. İsrail’deki geçerli mevzuat doğalgazda kabaca milyon Btu başına 5,4 dolarlık bir tavan fiyat getirmekte. Doğalgaz şirketlerinin ihraç ettikleri doğalgaz fiyatı iç piyasaya verdikleri doğalgazın fiyatından düşük olması durumunda iç piyasaya verdikleri gazın fiyatını da düşürmek zorunda bırakılmaları ihracat imkânını sınırlayan bir kural olarak dikkati çekiyor. Mevzuat ayrıca ihracata yüzde 40 barajını da getiriyor; yani şirketler ürettikleri doğalgazın en fazla yüzde 40’ını ihraç edebilecek durumdadır. Bu uygulamanın, sahanın büyüklüğüne bağlı olarak aşağı yönlü bir model üzerinden işlemesi öngörülmektedir. Şöyle ki, doğalgaz sahası büyüdükçe ihracat için ayrılan doğalgaz miktarı azalmaktadır. Bu çerçevede, Türkiye ve İsrail arasında bir anlaşma imzalanması halinde, Türkiye’nin satın alacağı doğalgazın üretileceği Leviathan sahasının 622 milyar metreküp doğalgaza sahip olduğunu tahmin eden Noble Enerji’ye göre, İsrail’in yeni “doğalgaz düzenlemesi”ne uygun olarak bu miktarın ancak yarısının ihracata konu edilebileceğini ifade ediyor. Bu düzenleme doğalgaz üreticisi şirketlerin uluslararası rekabet şanslarını ciddi biçimde zedelemektedir.

Türkiye diğer güzergâhlara göre çok daha avantajlı bir konumda olmakla birlikte yukarıda bahsedilen koşullar nedeniyle İsrail-Türkiye boru hattı dahi son derece çetrefilli bir mevzu olarak belirginleşmektedir. Yine de Türkiye, ekonomik altyapının özelliklerinin yanı sıra ticaret ve piyasa fırsatları bakımından da Doğu Akdeniz doğalgazı için en mantıklı ve az maliyetli güzergâh olarak öne çıkmaktadır. İsrail doğalgazını muhtemelen TANAP yoluyla Avrupa’ya ihraç edebileceği şekilde almak Türkiye’nin enerji merkezi olma planlarıyla da uyum içinde. Ayrıca Türkiye’deki enerji sektörünün önde gelen isimleri arasında İsrail gazının alternatif olarak Kuzey Irak gazından önce gelmesinden yana olduklarını ifade eden isimler

olduğu da belirtilmelidir. Bu tür görüşlerin, hem İsrail hem de Kıbrıs sahalarında çıkarları bulunan doğalgaz şirketlerinin içine düşeceği çıkar çatışmalarına ve jeopolitik (Kıbrıs sorunu) ve dış politikaya dair (Türkiye-İsrail ilişkilerinin kırılabilirliği) aşikâr engellere rağmen dile getirilmesi önem taşımaktadır. Bu çerçevede, Türkiye-İsrail boru hattı gerçekleştirildiği takdirde Türkiye’ye yıllık 8-10 milyar metreküp ek doğalgaz girişi sağlanabilecektir. Zorlu Grup, Turcas – Enersa Konsorsiyumu ve ENKA Leviathan’dan Türkiye’ye doğalgaz satışı konusunda İsrail’le görüşmeler yapan şirketler arasında öne çıkan isimlerdir. Siyasi engeller nedeniyle Türk şirketlerin de müdahil olduğu bir senaryo kısa vadede pek mümkün görünmemekle birlikte bu tür örnekler Türkiye’nin enerji alanındaki pragmatik yaklaşımını gözler önüne sermektedir. Türkiye Enerji Bakanı Berat Albayrak’ın da Türkiye’nin İsrail doğalgazıyla ilgilendiğini açıklayarak enerjiyi “işbirliği yaratan bir kaynak” olarak tanımlamış olduğu akılda tutulmalıdır.³⁴

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı stratejik planı; “doğalgaz ithalatında yeni kaynak ülkeler ve güzergahlar ilave edilerek kaynak ülke ve güzergah dağılımının dengelenmesi[nin] sağlan[masını]” optimum kaynak çeşitliliği sağlama başlığı altındaki ana hedeflerinden ve performans göstergelerinden biri olarak belirlemiştir (Hedef 7) (A2.PG.7.1). Plan “Irak, Katar, Cezayir, Türkmenistan, Doğu Akdeniz, Afrika ve diğer potansiyel ülkeleri” özel sektörün doğalgaz satın alabilme imkânına sahip olup olmadığı açısından incelenmesi gereken ülkeler olarak sıralamaktadır.³⁵ Belge ayrıca Türkiye’yi bölgesel piyasalarla bütünleşme stratejik hedefini gerçekleştirebilmek üzere “ülkemizin İstanbul Finans Merkezi çalışmaları da göz önüne alınarak Ceyhan ve Aliğa teslimli ürünlerin işlem gördüğü, Karadeniz ve Akdeniz’de referans fiyat oluşturma gücüne sahip bir enerji merkezi olması sağlanacaktır” (Hedef 9) ifadesini kullanmaktadır.³⁶

Ceyhan’a son derece yakın bir mesafeden çıkarılan Doğu Akdeniz doğalgazı (Kıbrıs doğalgazının denkleme girme ihtimali düşük olduğundan dolayı fiilen İsrail doğalgazı), bu hedeflere ulaşılması konusunda çok önemli bir rol üstlenebilir. Aslına bakılırsa Türkiye İsrail arasındaki ikili ilişkiler siyasi bakımdan tüm zamanların en kötü dönemine girmiş olsa da, Ankara ve İsrail arasındaki esnek ekonomik ilişkiler, iki ülkenin enerji alanında işbirliği yapabileceğini gösteriyor. 2014 yılında İsrail ve Türkiye arasındaki sıkıntılara karşın karşılıklı ticaret hacmi 5,44 milyar dolarla en

34- Berat Albayrak, Enerji Bakanı, Bütçe Konuşması 2017, s.73.

35- ETKB Stratejik Plan, s. 39

36- ETKB Stratejik Plan, s. 78.

yüksek seviyeye ulaştı. Yakınlaşma emarelerinin gözüktüğü 2016 yılında ise karşılıklı ticaret 3,9 milyar dolar seviyesinde kaldı.

Bütün bunların yanı sıra şu da bir gerçek ki, yatırım kararları bugün verilse dahi doğalgaz ihracatına başlanabilmesi için en az 3-4 yıllık bir süre gerekmektedir. Bu tarihe dek bir dizi alternatif proje başlatılmış olacak. Bunlar arasında, başta Azerbaycan'daki Şah Deniz II olmak üzere, Kürt, İran, Tanzanya, Mozambik, Avustralya, ABD seçenekleri (ve hatta çok sayıda yüzer depolama ve gazlaştırma tesisleri/LNG tesisleri) bulunuyor. Kaldı ki, Doğu Akdeniz'de bulunan enerjinin kendisinden beklenen rolü oynayabilmesi için Tel Aviv ve Ankara arasında güvenilir ilişkilerin tesisi kadar bu ki ülkenin Kıbrıs, Mısır ve Lübnan'la da ilişkilerini düzeltmesi gerekiyor. Kıbrıs sorununun çözümüne yönelik müzakerelerin sonuçsuz kalması ve Mısır-Türkiye, AB-Türkiye ilişkilerinin mevcut hali işleri pek de kolaylaştırıyor.

Bununla birlikte jeopolitik kaygılar bu sorunları ikinci plana itebilir. Gerçekten de, "Kabaca siyasi zorlukların üstesinden gelinmesi ve tarafların barışa ikna edilmesi için ekonomik ilişkilerin kullanılması olarak tanımlayabileceğimiz 'ekonomik barış' kavramı, ABD Dışişleri'nin Doğu Akdeniz'deki

2.4.7 LNG

Doğalgaz, 1960'larda soğutularak sıvılaştırılmış doğalgaza (LNG) çevrilmesini sağlayan teknolojinin geliştirilmesi sayesinde artık dev tankerlerle taşınabilmektedir. Sıvılaştırma, taşıma ve tekrar gazlaştırma süreçlerinin görece pahalı olmasına ve büyük çaplı LNG arz zincirleri kurmak için muazzam ön yatırımları gerektirmesine rağmen, LNG'nin piyasa kurallarını değiştirdiği ve gelecekte de doğalgaz piyasalarının geleneksel fiyatlandırma, sözleşme ve finansman alışkanlıklarını belirleyeceği söylenebilir. Yeni LNG teknolojileri (özellikle yüzer depolama ve gazlaştırma teknolojisi) doğalgaz piyasasının esnekliğini artırmıştır. Geçtiğimiz birkaç yıl içinde özellikle Katar, Avustralya ve ABD'de başlatılan büyük ölçekli LNG projeleri piyasaya doğalgaz sunabilecek

diplomatik gündeminin en önemli unsurları arasında bulunuyor."³⁷ Dahası, birçok ABD yetkilisi tarafından çeşitli kereler ortaya konduğu üzere, ABD Doğu Akdeniz doğalgazına Rusya'nın Avrupa'daki tekel konumunu ortadan kaldıracak bir fırsat gözüyle bakıyor.³⁸ İsrail-Türkiye enerji işbirliğinin yaratabileceği sinerji gerçekten diğer ülkeleri de cezbedebilir ve yabancı yatırımcı çekebilir.

Sonuç itibarıyla, Doğu Akdeniz doğalgazının uluslararası piyasaya ulaşabilmesi için Türkiye güzergâhı en mantıklı seçenek olarak masadaki yerini korumaktadır. İsrail Enerji Bakanı Yuval Steinitz, doğalgazın Avrupa'ya Türkiye üzerinden geçeceğini şu ifade etmektedir: "İsrail doğalgazını Türkiye ve Yunanistan üzerinden ihraç etmek istiyor. Türkiye'ye boru hattı inşası Kıbrıs ve Yunanistan arasında boru hattı inşa etmekten çok daha ucuz."³⁹ İsrail Başbakanı Benjamin Netanyahu'yla yakınlığıyla bilinen Steinitz, bir başka açıklamasında, "iki boru hattı istediklerini" bunlardan birinin Türkiye'ye ötekini de Mısır'a gideceğini söyledi. Bununla birlikte uzmanlara göre doğalgaz her iki hattı beslemeye yetmeyebilir.⁴⁰ Enerji şirketi Noble de Türkiye yönünde bir boru hattı inşasının teknik ve mali olarak İsrail-Kıbrıs-Girit-Yunanistan-Avrupa seçeneğine göre daha mantıklı olduğu kanaatinde gibi görünüyor.

seviyelere gelmek üzere. Hatta Uzmanlar "LNG ticaretinin UBER'leşmesinden, yani LNG kargolarının ihtiyaca binaen gönderildiği akışkan ve daha verimli bir küresel piyasadan⁴¹" bahsetmeye dahi başlamış durumdadır. Böyle bir ortamda doğalgaz projelerinin mali riskleri "geçmişte olduğu gibi alıcının sırtına binmektense giderek doğalgaz üreticisinin sorunu haline gelmeye başlayacak⁴²." Dünyanın en büyük LNG tüketicisi⁴³ olan Türkiye de tam olarak bu gidişattan faydalanmanın yollarını aramaktadır.

Türkiye'nin toplam doğalgaz tüketiminde LNG'nin payı yüzde 15 civarındadır. İlk LNG ithalatı 1994 yılında Cezayir'den yapılmış olup 1999 yılında Nijerya ikinci ihracatçı haline gelmiştir. Bugün Katar, Norveç

37- Tareq Baconi, *Pipelines and Pipedreams: How the EU can support a regional gas hub in the Eastern Mediterranean*, ECFR Policy Brief, Nisan 2017, s. 2.

38- Bkz. Amos J. Hochstein'in ifadesi, *US Special Envoy for International Energy Affairs, Bureau of Energy Resources, Committee on Foreign Affairs's Subcommittee on the Middle East and North Africa and the Committee on Science and Space and Technology's Subcommittee on Energy*, Washington DC, 8 Eylül 2016

39- "İsrail'den Türkiye'ye gaz mesajı", *EnerjiGünü*, 29 Ocak 2016, (çevrimiçi) www.enerjigunlugu.net/icerik/17065/israilden-turkiyeye-gaz-mesaji.html, erişim tarihi: 4 Nisan 2016.

40- David Wainer ve Yaacov Benmeleh, "Israel's geopolitical quandary on exporting gas", *Bloomberg Markets*, 6 Eylül 2016 (çevrimiçi) www.bloomberg.com/news/articles/2016-09-06/quicktake-q-a-israel-s-geopolitical-quandary-on-exporting-gas, erişim tarihi: 19 Şubat 2017.

41- Tim Boersma ve Tatiana Mitrova, *A Changing Global Gas Order*, Columbia Center on Global Energy Policy, 21 Mart 2017.

42- A.g.y.

43- "Türkiye'nin ilk LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali Hizmete Girdi", *Deniz Haber*, (çevrimiçi) www.denizhaber.com.tr/turkiyenin-ilk-lng-depolama-ve-gazlastirma-terminali-hizmete-girdi-haber-71727.htm erişim tarihi: 3 Mayıs 2017.

ve Trinidad-Tobago'dan da spot piyasalar üzerinden LNG ithalatı yapılmaktadır. Enerji Bakanlığı stratejik planına göre, "Elektrik enerjisi ve doğalgazda yıllık talep projeksiyonları gözetilerek, elektrik enerjisinde depolama, akıllı şebekeler gibi teknolojik gelişmeler, doğalgazda depolama ve LNG terminali gibi yatırımlar gözetilerek mevcut elektrik enerjisi ve doğalgaz iletim yatırımlarının hayata geçirilmesi sağlanacaktır."⁴⁴

Stratejik plan "plan döneminin sonuna dek, spot olarak ya da uzun vadeli sözleşmelerle boru hattı yoluyla veya LNG olarak doğalgaz tedarik eden ülkeler arasında en az iki ülkenin daha katılmasını sağlama" hedefini de performans göstergelerinden biri olarak belirlemiştir. Ayrıca "Spot boru hattı gazı, TAP boru hattının ters akış çalıştırılması, başka ülkelerin LNG tesislerinin de gerektiğinde kullanılabilmesi gibi alternatiflerin geliştirilmesi[ni]"⁴⁵ de gündeme getirmektedir. Bu bağlamda LNG'nin, piyasanın serbestleşmesine en fazla katkı sağlayacak unsur olarak görüldüğü ileri sürülebilir.

Türkiye'nin biri Aliğa/EgeGaz öteki Marmara Ereğlisi olmak üzere, her biri yıllık 6 milyar metreküp kapasiteli iki LNG terminali bulunmaktadır. Bakanlar Kurulu'nun 21 Mart 2016 tarihinde yayımladığı 2016/8670 numaralı karar, LNG'nin Türkiye enerji stratejisi bakımından önemini daha da artırmıştır. "Doğalgaz Arz Güvenliğinin Sağlanması ve Kaynak Çeşitliliğinin Artırılması Amacıyla BOTAŞ Genel Müdürlüğü'nün Görevlendirilmesine İlişkin Bakanlar Kurulu Kararı" başlıklı kararla BOTAŞ'a "doğalgazın yüzer LNG depolama ve gazlaştırma üniteleri ile doğalgaz iletim sistemine bağlantısı için gerekli olan yatırımların ve sair gerekli iş ve işlemlerin yapılması" görevini verilmiştir.

LNG'nin enerji bileşiminde daha büyük bir paya sahip olmasının önündeki en büyük engel olarak karşımıza depolama tesisleri gibi tesis ve altyapı yatırımlarının maliyetleri çıkmaktadır. Öte yandan, üçüncü tarafların LNG terminallerine erişimini düzenleyen 2010 yılına ait EPDK kararıyla birlikte LNG, özel sektörün en rahat hareket ettiği ve rekabet edebildiği alan haline gelmiş durumdadır. Bu bağlamda ve yukarıdaki kararla uyumlu olarak, Kolin ve Kalyon Konsorsiyumu'na ait olan Türkiye'nin ilk özel yüzer depolama ve gazlaştırma tesisi 2016 yılı Aralık ayından bu yana Aliğa'da faaliyet göstermektedir.

Enerji Bakanı Berat Albayrak'ın değerlendirmesinden anlaşıldığı üzere BOTAŞ da 20 milyon metreküp gönderim kapasiteli benzer bir tesis açacak. Bu terminalin, ülkenin Doğu Akdeniz'deki Ceyhan limanına yakın olan Hatay Dörtölyol'da açılması planlanmaktadır. Türkiye'nin en büyük sanayicilerinden Koç Grubu gibi çeşitli tarafların da bu bakir sektörde yer kapma peşinde olduğu konuşulmaktadır. Koç Grubuna ait ADG Enerji'nin günlük 14,1 milyon metreküp gönderim kapasiteli ve toplamda yıllık 5 milyar metreküp kapasiteye sahip bir tesis kurma planları olduğu biliniyor. Yüzer depolama ve gazlaştırma ünitesi lisansı almak isteyen bir diğer şirket ise Maks Project Development Inc. Bu şirketin kurmak istediği ünitenin günlük 17 milyon ve yıllık 6 milyar metreküp gönderim kapasitesine sahip olacağı belirtiliyor.⁴⁶ Bu projelerin hepsi tamamlandığında Türkiye'nin yüzer depolama ve gazlaştırma ünitelerinin günlük toplam gönderim kapasitesi 71,1 milyon metreküpe ulaşacak; bu da yıllık 26 milyar metreküplük bir kapasite anlamına geliyor.⁴⁷ Ancak, yıllık kapasite hesabı yapılırken bu ünitelerin bütün yıl çalışmadığı, yoğun olarak çalışabildikleri sürenin, kış aylarındaki yoğun tüketim dönemine denk gelecek şekilde yaklaşık 130 ila 150 gün arasında olduğu da akılda tutulmalıdır.

Yine bu çerçevede BOTAŞ ile EgeGaz arasında, EgeGaz/Aliağa tesisinin 1 Ocak 2017'den itibaren beş yıl boyunca ulusal doğalgaz ağına LNG tedarik etmesini öngören bir Terminal Hizmet Sözleşmesi imzalanmıştır.⁴⁸ BOTAŞ Kalyon-Kolin'e ait Etki ünitesinin aynı şekilde kullanımı için de bu konsorsiyumla, 1 Aralık 2016'da başlayan altı yıl süreli bir Terminal Hizmet Sözleşmesi imzaladı. Bu anlaşmalar bu şirketlerin operasyonlarının daha öngörülebilir olmasına hizmet etmektedir. Bu bağlamda günlük gönderim kapasitesini 16,5 milyon metreküpten 24 milyon metreküpe çıkaran EgeGaz 2017 sonunda 40 milyon metreküp seviyesine ulaşmayı planlamaktadır. Bu son derece iddialı bir hedef olmakla birlikte, gerçekleştirilebildiği takdirde yıllık kapasiteyi yaklaşık 15 milyar metreküp artırmış olacak. Böylelikle, EgeGaz genel müdürüne göre, şirkete ait LNG terminali tek başına "Türkiye'nin günlük doğalgaz tüketiminin yüzde 18'ini karşılar" hale gelecek.⁴⁹ Marmara Ereğlisi'ndeki BOTAŞ'A ait LNG terminalinin kapasitesinin de artırılması için çalışılmaktadır. Hedef günlük gönderim kapasitesini

44- ETKB Stratejik Plan 2015 – 2019, s.30.

45- ETKB Stratejik Plan 2015 – 2019, s. 39.

46- "LNG'de FSRU dönemi ve Türkiye arz güvenliği", Türkiye Enerji Vakfı, 28 Aralık 2016.

47- *Ibid.*, "Türkiye'nin ilk FSRU Tesisi Açıldı", Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, (çevrimiçi) www.enerji.gov.tr/tr-TR/Bakanlik-Haberleri/Turkiyenin-Ilk-FSRU-Tesisi-Acildi, erişim tarihi: 5 Mayıs 2017.

48- Berat Albayrak, Enerji Bakanı, Bütçe Konuşması 2017 s. 47.

49- Murat Temizer, Tolga Albay, Nuran Erkul, "Turkey's capacity to re-increase in six months", *Anadolu Ajansı*, 28 Aralık 2016, (çevrimiçi) aaenergyterminal.com/newsSub.php?newsid=10517138 erişim tarihi: 18 Mayıs 2017.

18 milyon metreküpten 27 milyona, dolayısıyla yıllık kapasiteyi 6,2 milyar metreküpten 9,8 milyar metreküp seviyesine çıkarmak olarak belirlenmiş durumda.⁵⁰

Türkiye'nin LNG cephesindeki hamlelerini yerli yerine koyabilmek için, Türkiye'nin LNG atılımını gerçekleştirirken esas hedefinin tüketimin zirveye çıktığı dönemlerdeki ihtiyacı karşılamak olduğu bilinmelidir. Türkiye'nin en yüksek günlük tüketimi 2017 yılının Şubat ayında 243 milyon metreküp olarak gerçekleşti. Sektör ileri gelenleri 2016 yılı Aralık ayı ile 2017 Ocak ayı döneminde günlük 260 milyon metreküp seviyelerine ulaştığını da öne sürmekte. Nitekim BOTAŞ "elektrik üreten doğalgaz termik santrallerinin Aralık'tan itibaren alımlarını yarıya düşürmeleri için bir yönerge yayımladı."⁵¹ Hal böyleyken, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın

2.4.8 Depolama

Türkiye'nin biri Silivri diğeri Tuz Gölünde olmak üzere iki depolama tesisi bulunmaktadır. Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığına ait Silivri Doğalgaz Depolama Tesisi, Yüksek Planlama Konseyinin 20 Mayıs 2016 tarihli 2016/T-12 numaralı kararına binaen 1 Eylül 2016 tarihinde BOTAŞ yönetimine devredilmiştir. Bu düzenleme sistemin işletme verimliliğinin artırılması için yapılmıştır. Toplam 2,84 milyar metreküp kapasiteye sahip Silivri tesisinin günlük gönderim kapasitesi 20 milyon metreküp civarında. 2019 sonuna kadar toplam kapasitenin 4,6 milyar metreküpe, günlük gönderim kapasitesinin ise 75 milyon metreküpe çıkarılması hedeflenmektedir.

Silivri Doğalgaz Depolama Tesisine ek olarak Tuz Gölü Yeraltı Doğalgaz Depolama Projesi 2017 yılının Şubat ayında işletmeye alındı. Projenin birinci fazı tamamlandığında altı yeraltı kuyusunda toplam 500 milyon metreküp doğalgaz depolama kapasitesine sahip olacak. İkinci fazın tamamlanmasıyla birlikte 12 kuyuda toplam kapasite 1,2 milyar metreküpe

amacı da Türkiye'nin günlük toplam gönderim kapasitesini 190 milyon metreküpten kısa vadede 300 milyon metreküp, 2019 itibarıyla de 400 milyon metreküp seviyesine çıkarmak. 2023 için depolama kapasitesi hedefi ise 11 milyar metreküp olarak belirlendi.⁵² LNG için ise kısa vadede gönderim kapasitesi hedefi ise günlük 107 milyon metreküp.⁵³

Türkiye'nin doğalgaz stratejisinin LNG ayağının, küresel arz-talep dinamikleri ve fiyatlara bağlı olarak olası en cazip koşullarla spot alımlarla doğalgaz ağını beslemesi, böylelikle de ülkenin enerji güvenliğine katkı yapması beklenmektedir. Ülkenin bir doğalgaz ticaret merkezine dönüşmesi de büyük önem arz ediyor. Ancak bu beklentinin gerçekleşebilmesi için Türkiye'nin doğalgaz depolama kapasitesini de geliştirmesi gerekmektedir.

çıkacak. Tekrar gözden geçirilen plan toplam kapasitenin 5,4 milyar metreküpe, günlük gönderim kapasitesinin de 40 milyon metreküpe çıkarılmasını öngörüyor. Nihai günlük gönderim kapasitesi ise 80 milyon metreküp olarak belirlenmiştir.⁵⁴ Projenin birinci ve ikinci fazlarının tamamlanmasından Çinli Tianchen Engineering adlı şirket sorumlu; mali kaynak ise Dünya Bankası'ndan geliyor.

Türk hükümeti mevsimsel arz talep dengesinin sağlanması ve arz güvenliğinin güçlendirilmesi yolunda bu projelere çok büyük önem atfetmektedir. Tüketime yüzde 20'sine denk gelecek bir depolama kapasitesine ulaşılması hedeflenmektedir. Sektör uzmanları ise enerji merkezi haline gelmek isteyen Türkiye'nin önümüzdeki on yıl içinde tüketimin yüzde 25-30'unu karşılayacak seviyeye ulaşması gerektiği görüşünü taşıyorlar. Akdeniz'de LNG ikmal sistemi kurma hesapları yapan ve hâlihazırda taşımacılık sektöründe sıkıştırılmış doğalgaz kullanmaya başlayan Türkiye için depolamanın önemi giderek artmaktadır.

50- *Bütçe Sunuş Kitabı*, s.46-47

51- Temizer, a.g.y..

52- Enerji Bakanlığı, 10 Temmuz 2017, <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Bakanlik-Haberleri/Bakan-Albayrak-Dogalgaz-Iletim-Sebekemizin-Gunluk-Tasima-Kapasitesini-Iki-Yil-Icinde-400-Milyon-Metreküpe-Cikaracagiz>,

53- "Türkiye'nin ilk FSRU Tesisi Açıldı", Enerji Bakanlığı, 23 Aralık 2016.<http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Bakanlik-Haberleri/Turkiyenin-Ilk-FSRU-Tesisi-Acildi>,

54- Doğal Gaz, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, (çevrimiçi) www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Dogal-Gaz, erişim tarihi 23 Nisan 2017.

3 Türkiye'nin Doğalgaz Arz Senaryoları



Bu bölümde 2. Bölümdeki jeo-ekonomik çözümlere özetlenecektir. Ayrıca 2017-2035 yıllarını içine alan üç farklı senaryo üzerinden Türkiye'ye yönelik doğalgaz arz tahminleri yapılacaktır.

Temel Varsayımlar

1. Buradaki senaryolar sadece Türkiye'nin satın aldığı ve ülkeye tedarik edilen doğalgazla ilgilidir. Dolayısıyla TANAP'ın taşıma miktarındaki olası değişiklikler ya da TANAP yoluyla Avrupa'ya taşınan doğalgaz ve TürkAkım'ın ikinci hattından geçen doğalgaz hesaplamalarda yer almamaktadır.
2. Senaryolar Türkiye'de siyasi ve ekonomik istikrarın sürdüğünü varsaymaktadır.
3. Bütün senaryolarda doğalgaz miktarı, Türkiye'ye ayrılan doğalgaz ve Türkiye'nin ofset kapasitesi temel alınarak hesaplanmıştır.
4. Doğalgaz fazlası senaryosu hariç, söz konusu dönemde Trans-Hazar planlarının gerçekleşeceği ve Türkmen doğalgazının Türkiye'ye gireceği ihtimali hesaba katılmamıştır.
5. TürkAkım projesinin planlandığı gibi 2019 yılında tamamlanacağı ve o tarihlerde Batı Hattı'nın atıl hale geleceği varsayılmıştır.
6. Bu senaryoların Türkiye'nin belirli doğalgaz kaynakları, devlet politikaları ve bu senaryoları ciddi biçimde değiştirme imkânına sahip sözleşmelerle ilgili gelişmeler karşısında ne tür siyasi yanıtlar geliştireceğine yönelik tahminler olmadığı, aksine Türkiye'nin hazır rezervler üzerinden belli sınırlar ve koşullar altında neler elde edebileceğini gösteren sabit sunumlar olduğu akıldan çıkarılmamalıdır.

3.1 En Olası Senaryo: Olağan Durum

1. Türkiye 2021 yılına kadar Azerbaycan Şah Deniz Faz-I'den (yıllık 6,6 milyar metreküp) doğalgaz almayı sürdürecektir.
2. TANAP yıllık 16 milyar metreküp kapasitesinden 6 milyar metreküp arz sunacak.
3. 2035 yılına kadar İran'dan yıllık 10 milyar metreküp doğalgaz gelecek.
4. Mavi Akım'dan her yıl 16 milyar metreküp doğalgaz gelecek.
5. TürkAkım'ın tamamlanmasının ardından Batı Hattı'ndan gelen doğalgaz kesilecek.
6. Cezayir ve Nijerya sözleşmeleri sona ermekle birlikte LNG arzı artmayı sürdürecektir.

Tablo 4 Olağan Durum Senaryosuna Göre Tahmini Doğalgaz Arz Miktarları

En Olası Senaryo: Olağan Durum		2017	2020	2025	2030	2035	Notlar
Kaynak/Ülke	Proje/Ülke						
Rusya Federasyonu	Batı Hattı	14	-	-	-	-	Ukrayna hattının kapandığı, özel sektörün de alım yapamadığı varsayılıyor
	Mavi Akım	16	16	16	16	16	
	TürkAkım	-	15,75	15,75	15,75	15,75	
Azerbaycan	BTE (Şah Deniz I)	6,6	3	-	-	-	BTE sözleşmesinin 2021 'de sona ereceği varsayılıyor
	TANAP (Şah Deniz II)	-	6	6	6	6	
	Trans-Hazar (Türkmen)	-	-	-	-	-	
İran	İran - Türkiye	10	10	10	10	10	İran'ın arzı hiçbir zaman 9 milyar metreküpü geçmedi
Kuzey Irak	Kürt	-	-	-	-	-	
Doğu Akdeniz	İsrail	-	-	-	-	-	
LNG	Cezayir	4	4	2	-	-	Fiyatlar uygun olduğunda Türkiye spot piyasaları tercih edecektir. Bunlara Nijerya ve Cezayir dahil olabilir de olmayabilir de.
	Nijerya	1,2	1,2	-	-	-	
	Diğer (Spot)	2,5	5	12	15	16	Toplam spot alımları
Toplam (mrmk/yıl)		54,3	60,95	61,75	62,75	63,75	

3.2 En az olası senaryo: Doğalgaz Kıtılığı

- 2030 itibarıyla Azerbaycan Şah Deniz I arzının yerini Şah Deniz II alacak.
- Bu senaryonun amacına uygun olarak TANAP'ın 2030'dan önce tamamlanmayacağı, Hazar'daki jeopolitik rekabetin ve zorlu çatışmaların kesintisiz doğalgaz akışına izin verecek ölçüde değişmeyeceği varsayılıyor.
- İran'la Türkiye arasındaki yıllık 10 milyar metreküp doğalgaz sözleşmesi jeopolitik sorunlar ya da tarafların doğalgaz fiyatlarında uzlaşmaması nedeniyle 2030 sonrasına uzatılmayacak.
- Batı Hattı Rusya ve Ukrayna arasındaki sorunlardan ötürü işletilemeyecek.
- Rusya Federasyonu ile yıllık 16 milyar metreküp doğalgaz tedarikini öngören Mavi Akım sözleşmesinin mevcut haliyle sürdürüleceği varsayılıyor.
- Küresel gelişmeler ve engellere rağmen TürkAkım projesinin planlara uygun olarak tamamlanacağı ve Türkiye'ye yönelik doğalgaz arzının temel taşlarından biri haline geleceğini varsayıyoruz.
- Küresel ticarete yaşanan olumsuzluklar ve/veya jeopolitik meseleler ve yüksek spot fiyatlar nedeniyle Türkiye'nin spot piyasadan LNG alım kapasitesi düşecek. Bu durum, Cezayir ve Nijerya sözleşmelerinin yenilenmesine rağmen, ciddi tedarik sıkıntılarını da beraberinde getirecek. Toplam LNG arzı 2020-2035 arasında toparlanacak.

Tablo 5 Doğalgaz Kıtılığı Senaryosuna Göre Tahmini Doğalgaz Arz Miktarları

En Az Olası Senaryo: Gaz Kıtılığı		2017	2020	2025	2030	2035	Notlar
Kaynak/Ülke	Proje/Ülke						
Rusya Federasyonu	Batı Hattı	14	-	-	-	-	Ukrayna hattının kapandığı, özel sektörün de alım yapamadığı varsayılıyor
	Mavi Akım	16	16	16	16	16	
	TürkAkım	-	15,75	15,75	15,75	15,75	
Azerbaycan	BTE (Şah Deniz I)	6,6	6,6	-	2,5	3	BTE sözleşmesinin 2021 'de sona ereceği varsayılıyor
	TANAP (Şah Deniz II)	-	-	-	-	6	TANAP'ın bütünüyle çalışır duruma gelmeyeceği varsayılıyor
	Trans-Hazar (Türkmen)	-	-	-	-	-	
İran	İran - Türkiye	9	7	4	1	-	Türk-İran ilişkilerin jeopolitik nedenlerle kötüleşeceği varsayılıyor
Kuzey Irak	Kürt	-	-	-	-	-	Olumsuz jeopolitik şartlar ve/ya kötü ikili ilişkiler
Doğu Akdeniz	İsrail	-	-	-	-	-	Proje başlayamıyor
LNG	Cezayir	4	4	1	2	2	Küresel ticaret ortamı bozuluyor
	Nijerya	1,2	1,2	0,8	-	-	Küresel ticaret ortamında bozulma ve siyasi istikrarsızlık
	Diğer (Spot)	2,5	4	3	4	5	Küresel ticaret ortamında bozulma ve/ya jeopolitik meseleler ve yüksek spot fiyatlar
	Toplam (mrmk/yıl)	53,5	54,6	40,6	41,3	47,8	Dengesiz piyasa koşulları ve siyasi istikrarsızlığın yanı sıra bozulan ticari ortam

3.3 Beklentileri Aşan Senaryo: Doğalgaz Fazlası

1. Türkiye Azerbaycan Şah Deniz I'den doğalgaz almayı sürdürecektir (yıllık 6,6 milyar metreküp).
2. TANAP'ın da bu süre içinde işletmeye alınacağı ve 16 milyar metreküplük kapasitesinin 6 milyar metreküplük kısmını Türkiye'ye arz edeceği varsayılıyor. Bununla birlikte, Türkiye Avrupa'ya ayrılmış olan geri kalan doğalgazdan belli bir miktar daha almak isteyebilir. Gaz fazlası senaryosu İran'la yıllık 10 milyar metreküp doğalgaz arzını öngören sözleşmenin de 2035'e kadar süreceğini varsayılıyor. Bu senaryoya göre İran Türkiye üzerinden Avrupa piyasalarına da açılmak isteyecek, bu da Türkiye'ye İran doğalgazını yeniden ihraç etme ve altyapısını büyük oranda yenileme ve geliştirme imkânı sağlayacak. İran'ın Türkiye'ye yıllık 12 milyar metreküp doğalgaz arz etme ihtimali de hesaba katılabilir.
3. Rusya Federasyonu'yla 16 milyar metreküplük Mavi Akım sözleşmesi yenilenecek.
4. Kuzey Irak (Kürt) doğalgazı Türkiye'ye gelecek (yıllık 10 milyar metreküp).
5. Doğu Akdeniz (İsrail) doğalgazı Türkiye'ye gelecek (yıllık 10 milyar metreküp).
6. Kuzey Irak ve Doğu Akdeniz kaynaklarının birbirlerini dışlamadığı varsayılıyor.
7. Türkiye LNG altyapısına muazzam yatırımlar yaparak ticari ve diplomatik pazarlık gücünü artıran bir ofset kapasitesi oluşturacak.

Tablo 6 Doğalgaz Fazlası Senaryosuna Göre Tahmini Doğalgaz Arz Miktarları

Beklentileri Aşan Senaryo: Gaz Fazlası		2017	2020	2025	2030	2035	Notlar
Kaynak/Ülke	Proje/Ülke						
Rusya Federasyonu	Batı Hattı	14	-	-	-	-	Ukrayna hattının kapandığı, özel sektörün de alım yapamadığı varsayılıyor
	Mavi Akım	16	16	16	16	16	
	TürkAkım	-	15,75	15,75	15,75	15,75	
Azerbaycan	BTE (Şah Deniz I)	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	Türkiye ve Azerbaycan'ın BTE üzerinden doğalgaz tedariki konusunda uzlaştığı varsayılıyor
	TANAP (Şah Deniz II)	-	6	6	8	10	Kapasite arttığı ve Avrupa'nın talebi düşük olduğundan fazladan gaz alma imkânı varsayılıyor
	Trans-Hazar (Türkmen)	-	-	-	15	15	Avrupa'nın da Türkmen gazı talep edeceği, Türkiye'nin ihracat fırsatı yakalayacağı varsayılıyor
İran	İran - Türkiye	10	10	10	12	12	İran'ın Türkiye üzerinden Avrupa pazarına açılacağı varsayılıyor
Kuzey Irak	Kürt	-	-	10	10	10	
Doğu Akdeniz	İsrail	-	-	10	10	10	
LNG	Cezayir	4	4	-	-	-	Fiyatlar uygun olduğunda Türkiye spot piyasaları tercih edecektir. Bunlara Nijerya ve Cezayir dahil olabilir de olmayabilir de
	Nijerya	1,2	1,2	-	-	-	
	Diğer (Spot)	2,5	7	11	13	17	Teorik ofset kapasitesi yıllık 50 milyar metreküp civarında
	Toplam (mrmk/yıl)	54,3	66,6	85,4	106,35	112,35	Tam bir alıcı piyasası durumunda, yani en uygun şartlar altında alınabilecek en yüksek doğalgaz miktarı gösteriliyor

4 Talep Boyutu



Çalışmanın bu bölümünde, 2035 yılına kadar Türkiye'nin doğalgaz tüketimindeki değişimi anlamak için sektör temelli bir talep modeli oluşturulması hedefleniyor.⁵⁵ Bu bölümde enerji üretimi, sanayi, konut, perakende ticaret, tarım ve ulaştırma sektörleri doğalgaz talepleri yönünden ele alınıyor. Bu bölümde alt başlıklar halinde bu sektör temelli yapının ortaya koyduğu sonuçlar da açıklanıyor.

55- Modelle ilgili teknik bilgiyi Ek-1'de bulabilirsiniz.

4.1 Konutların Doğalgaz Talebi

4.1.1 Yöntem

Bottom-Up (dip-zirve) modelinin “taban” yılı olarak, olağanüstü ekonomik ya da siyasi şokların yaşanmadığı ve güvenilir verilere sahip olduğumuz en yakın tarih olarak belirlenen 2015 yılı seçildi. Model ufkunda son yıl olarak 2035 yılı belirlendi. Bu doğrultuda konutların doğalgaz talebinin modellenmesi aşağıdaki parametreler seçilmiştir:

- Abone Sayısı (Doğalgaza erişimi bulunan haneler)
- Abone başına yıllık doğalgaz tüketimi
- Abone sayısı artışına yönelik beklentiler (resmi doğalgaz altyapısı genişletme planları)
- Teknolojilerin verimlilik kazanç örüntüleri

4.1.2 Veri Özellikleri ve Varsayımlar

Yukarıda dile getirilen parametreler için veri seti Doğalgaz Dağıtımçıları Birliği GAZBİR'in (2015 yılı verilerini de içeren) 2016 yılı resmi raporundan⁵⁶ alınmıştır. Rapora göre:

- 2015 yılında 11,6 milyon, 2016 yılında ise neredeyse 12,5 milyon abone bulunmaktadır⁵⁷.
- 2016 itibarıyla (ilçelerin) Mevcut Doğalgaz Kapsama istatistikleri aşağıdaki gibidir:
 - Türkiye’de 81 il ve 919 ilçe bulunmaktadır,
 - 2016 itibarıyla, 76 ilde ve 339 ilçede doğalgaz kullanılmaktadır,
 - Doğalgaz erişim yoğunluğu 146 ilçede yüzde 80 düzeyindedir,
 - Doğalgaz erişim yoğunluğu 46 ilçede yüzde 60 – 80 arasındadır,
 - Doğalgaz erişim yoğunluğu 43 ilçede yüzde 40 – 60 arasındadır,
 - Doğalgaz erişim yoğunluğu 38 ilçede yüzde 20 – 40 arasındadır,
 - Doğalgaz erişim yoğunluğu 51 ilçede yüzde 20 düzeyindedir,
 - 16 ilçede aboneler doğalgaz ağına bağlama çalışmaları devam etmektedir.
- Hane başına en yüksek tüketim seviyesine sahip ilk 10 il (2016, Standard metreküp) aşağıda listelenmiştir:

<i>Ardahan</i>	<i>1544,00</i>
<i>Karabük</i>	<i>1413,53</i>
<i>Kars</i>	<i>1395,00</i>
<i>Van</i>	<i>1388,19</i>
<i>Gaziantep</i>	<i>1355,72</i>
<i>Gümüşhane</i>	<i>1304,86</i>
<i>Bayburt</i>	<i>1273,35</i>
<i>Kırklareli</i>	<i>1189,23</i>
<i>Erzincan</i>	<i>1188,02</i>
<i>Kastamonu</i>	<i>1179,49</i>

Hane başına tüketimin iklim koşullarıyla paralellik gösterdiği ve çevre illere nazaran daha düşük hava sıcaklıklarının görüldüğü yerlerde doğalgaz kullanımının daha yüksek olduğu söylenebilir.

- Hane başına en düşük tüketim seviyesine sahip 6 il (2016, Standard metreküp) ise şöyle:

<i>Antalya</i>	<i>701,14</i>
<i>Mersin</i>	<i>750,64</i>
<i>Yalova</i>	<i>794,40</i>
<i>Hatay</i>	<i>807,81</i>
<i>Osmaniye</i>	<i>827,18</i>
<i>Kırşehir</i>	<i>834,69</i>

Yüksek sıcaklıkların da aynı şekilde düşük doğalgaz kullanımıyla ilişkili olduğu görülebilir. Yukarıdaki tablo yıl boyunca hava sıcaklıklarının nispeten yüksek seyrettiği, dolayısıyla ısınma talebi az olan şehirlerden oluşmaktadır.

- Doğalgaz ağı bağlantısı en fazla olan 6 ilde hane başına tüketim (2016, Standard metreküp) şöyle listelenebilir:

<i>Ankara</i>	<i>1082,03</i>
<i>Eskişehir</i>	<i>1028,97</i>
<i>Sakarya</i>	<i>1007,34</i>
<i>Bursa</i>	<i>890,67</i>
<i>Kocaeli</i>	<i>869,22</i>
<i>İstanbul</i>	<i>856,95</i>

56- 2015 yılı için EPDK'nın hazırladığı bir rapor daha olmakla birlikte iki kaynak arasındaki veriler aşağı yukarı yüzde 5'lik bir farklılık oluşturmaktadır. EPDK da GAZBİR üyelerinin sağladığı verileri kullanmakta, ancak bu verilerin yanı sıra takvim yılı sınırları dahilinde kendisine ulaşan fatura bilgilerini de hesaba katmaktadır. Fatura dönemleri ayın 25'iyle bir sonraki ayın 5'i arasında olduğu için Aralık ayının fiili tüketim değerlerinin bütünüyle hesaplanamadığının altını çizmek önem arz etmektedir. Dolayısıyla bu çalışmanın amaçları açısından GAZBİR'in sağladığı veriler daha uygun görünmektedir.

57- GAZBİR'den alınan veriler birliğin istatistik şefi Ömer Doğan'la tekrar değerlendirilmiştir.

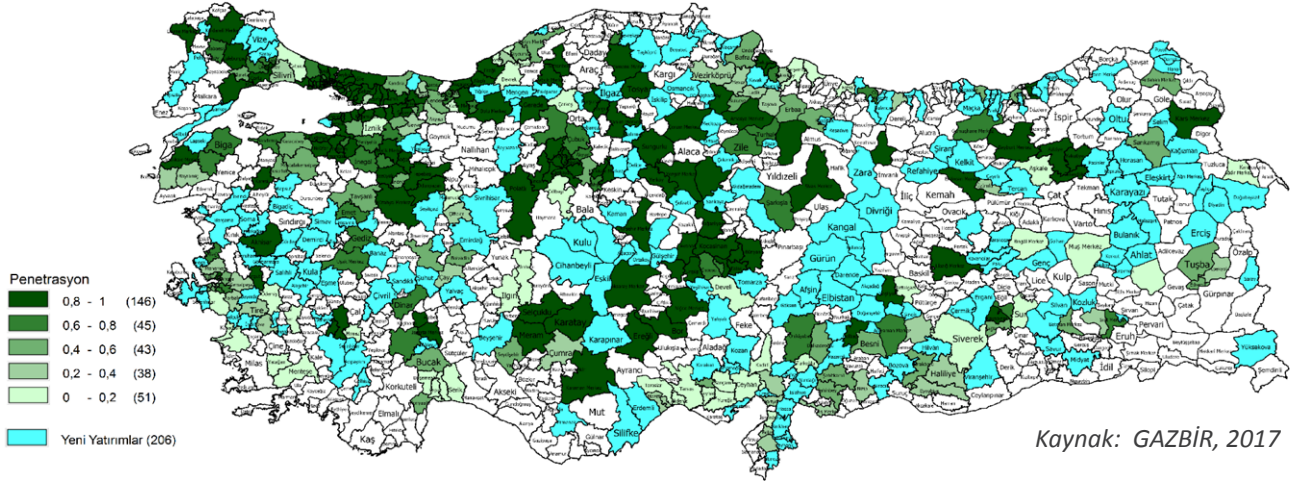
Türkiye’de abone başına yıllık doğalgaz tüketim 2016 yılında 934 Standard metreküp olarak raporlanmıştır. Yukarıdaki tabloda sıralanan illerde abone başına ortalama yıllık tüketim 955 Standard metreküp düzeyindedir. Bu 6 büyük ilde nüfus yoğunluğu ve ortalama gelir seviyesi ulusal ortalamaya göre kayda değer oranda yüksek olduğu için, bu 6 ilin konut bazında doğalgaz tüketimini artıran baskın aktörler olduğu söylenebilir.

- Resmi planlar doğalgaz altyapısının Türkiye’nin bütün illerine ulaştırılacağını ve 206 ilçenin daha

doğalgaz altyapısına bağlanmasının gündemde olduğunu göstermektedir. Doğalgaz ağının genişletilmesine yönelik planlarla eşgüdüm içinde, toplam abone sayısının 2020’ye kadar yılda 1 milyon mertebesinde, 2030’a kadar ise yılda yarım milyon düzeyinde artması beklenmektedir. Abone sayısı bu tarihten sonra da artış oranı düşmekle toplam büyümesini sürdürecektir.

Mevcut doğalgaz ağının kapsamı ve yeni yatırımlar aşağıdaki şekilde verilmiştir:

Şekil 4 Doğalgaz Dağıtım Ağı Kapsamına ve Yeni Yatırımlara Dair Harita

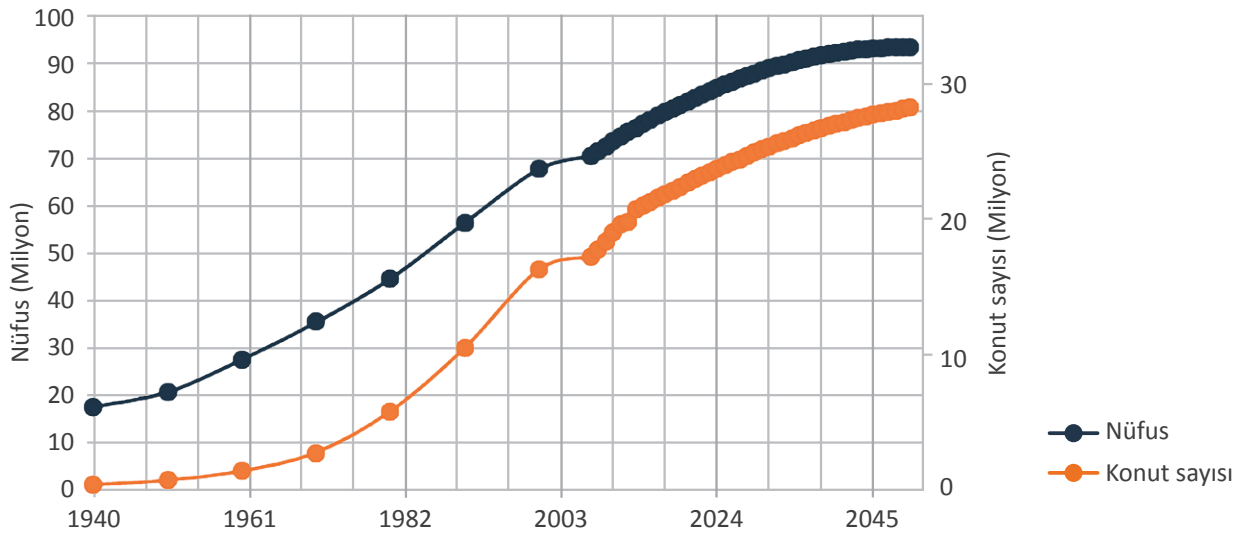


Yeni ilçelerin doğalgaz ağına dahil edilmesinin “abone başına yıllık ulusal tüketim” değerlerini düşüreceği tahmin edilmektedir. Bu tahminlere kaynaklık eden nedenlerden biri söz konusu ilçelerin konumları (doğalgaz ağına dahil edilecek ilçelerde yıllık hava sıcaklık ortalamalarına dair bir gösterge sunuyor, ki bu ilçelerde ortalama sıcaklıklar genel itibariyle ülke ortalamasının üzerinde seyrediyor), bir diğeri ağın ulaşacağı bölgedeki ekonomik ortam (ısıtma

ve mutfak kullanımı için tercih edilen yakıtın ne ölçüde değiştirileceğine dair bir gösterge sunuyor), sonucunu ise binalardaki yalıtım kalitesi olarak ortaya çıkmaktadır.

Türkiye İstatistik Kurumu verilerine göre konut sayısı ve nüfus artışı rakamları aşağıdaki şekildeki gibi öngörülmüştür :

Şekil 5 1940-2052 yılları arasında nüfus artışına göre konut stoğundaki değişim



Tüm bu etmenler ve varsayımlar hesaba katıldığında, abone sayısında artışın aşağıdaki tabloda gösterildiği şekilde seyretmesi beklenmektedir.

Tablo 7 Doğalgaz abone sayısı öngörüsü

YIL	Abone Sayısı	
2011	9.200.000	Geçmiş dönem
2012	9.350.000	
2013	9.484.324	
2014	10.758.400	
2015	11.636.400	
2016	12.496.400	
2017	13.596.400	Beklenti
2018	14.596.400	
2019	15.546.400	
2020	16.446.400	
2021	17.296.400	
2022	18.096.400	
2023	18.846.400	
2024	19.546.400	
2025	20.196.400	
2026	20.796.400	
2027	21.346.400	
2028	21.846.400	
2029	22.296.400	
2030	22.696.400	
2031	23.046.400	
2032	23.346.400	
2033	23.596.400	
2034	23.796.400	
2035	23.946.400	

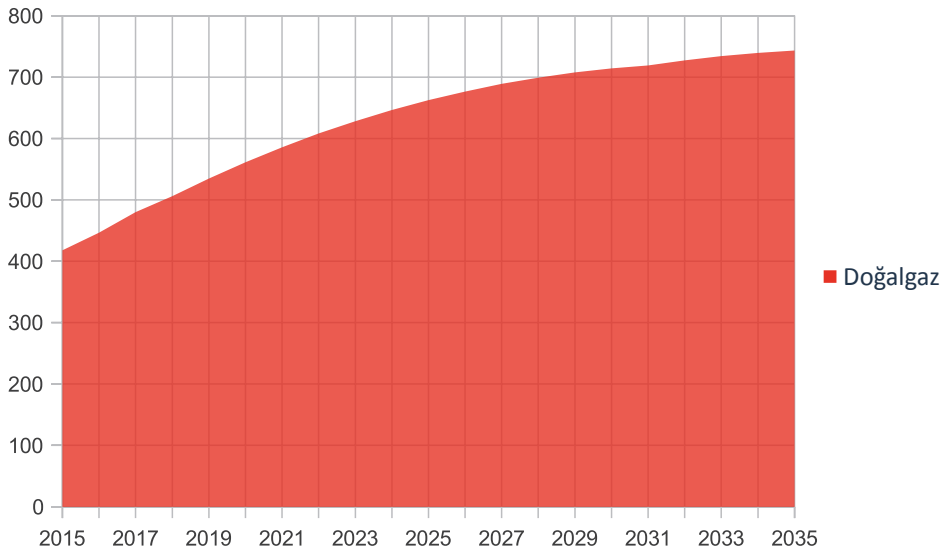
Hanelerin ısınma ve mutfak kullanımına yönelik doğalgaz talep dağılımını görmek için Boğaziçi Üniversitesi'nde gerçekleştirilen (Işık, 2016) bilimsel bir çalışmanın ulaştığı sonuçlar kullanılmıştır.

4.1.3 Model Sonuçları

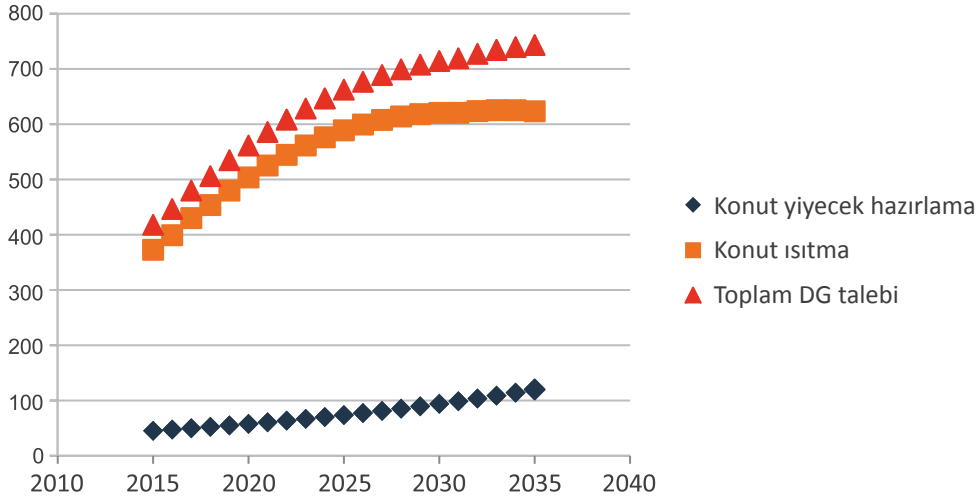
- 2016 yılı için Konut Bazında Doğalgaz Talebi 11,559 milyon Standard metreküp olacak şekilde ayarlanarak 2016 yılındaki gerçek değere eşit hale getirilmiştir.
- Model sonuçları enerji birimi biçiminde ve PetaJul (1 milyon gigajul) cinsinden verilmiştir.
- Model hesaplamalarında yukarıda bahsedilen verilerin oluşturduğu bilgi bütününe dikkate almaktadır:
 - Yıllık eklenen ilçe sayısı (resmi planlarla uyumu olarak abone sayısı artışı)
 - Yeni ilçelerin neden olduğu "ulusal düzeyde abone başına tüketim ortalamaları" üzerindeki aşağı yönlü etki (Ağa eklenecek bölgeler bağlamında GAZBİR'le değerlendirilip genişleme planlarına uygun olarak yıllık bazda modele dahil edilmiştir)
 - Buna ek olarak, verimlilik kazancı (ısınma ve mutfak teknolojileri ve bina yalıtımı alanlarındaki verimlilik beklentilerinin bileşik etkisi) yıllık yüzde 1 olarak belirlenmiştir. Bu veri EPA teknoloji veri tabanına göre "uygun" bir kazanç değeri olarak değerlendirilmiştir.

Model öngörülleri ise aşağıdaki eldelerde sunulmuştur:

Şekil 6 Konut Bazında Doğalgaz Cinsinden Enerji Talebi Nihai Birimleri (PJ)



Şekil 7 Konut Bazında Doğalgaz Talebinin Bileşenleri (PJ/YIL)



Model öngörüsü 2015 yılında 418 PJ olan konut bazında doğalgaz talebinin Türkiye doğalgaz dağıtım ağının genişlemesine paralel olarak 2035 yılı itibariyle 743 PJ'ye çıkacağına işaret etmektedir. 2025'den sonra doğalgaz ağına dahil olacak yeni ilçeler büyük ölçüde yüksek hava sıcaklık ortalamalarına sahip

olmaları dolayısıyla bunların ısınma amaçlı doğalgaz talepleri, 2016-2025 yılları arasında sisteme dahil olan ilçelere kıyasla düşük olacaktır. Abone sayısının artmasından dolayı mutfakta kullanıma yönelik doğalgaz talebi modelin ele aldığı dönemin tamamı boyunca yukarı yönlü bir eğilim izlemektedir.

4.2 Sanayinin Doğalgaz Talebi

4.2.1 Yöntem

Sanayi sektörü için Bottom-Up (dip-zirve) modelinde, konutların doğalgaz talebinde olduğu gibi taban yılı olarak 2015, dönem sonu olarak da 2035 yılı alınmıştır. Sanayinin doğalgaz talebinin modellenmesi için kullanılan ana parametreler ise şunlardır:

- Her bir sektör için birim başına doğalgaz tüketimi

- Üretim miktarları cinsinden sektör bazında büyüme nitelikleri (tarihsel örüntüler, ilgili sektörün doğasına uygun olarak uzman tahminleri ve benzeri)
- Sektör bazında doğalgaz tüketimi (Taban yılı için Türkiye Enerji Bilançosu'ndan alınmıştır)
- Teknolojide verimlilik kazanç örüntüleri (Boğaziçi Üniversitesi Enerji Modelleme Sistemi'nden (BUEMS) alınmıştır)

4.2.2 Veri Özellikleri, Varsayımlar ve Modelleme Yaklaşımı

Sanayinin doğalgaz talebine ilişkin model oluşturulurken Türkiye sanayisinin aşağıda listelenmiş olan alt sektörler dikkate alınmıştır. Bu alt sektörlerle ilgili durum sırasıyla ayrıntılı olarak açıklanacaktır:

1. Kimyevi Maddeler
2. Gübre
3. Selüloz ve Kağıt
4. Çimento
5. Cam ve Seramik
6. Demir ve Çelik
7. Demir Dışı Metaller
8. Otomotiv
9. Gıda (İçecek ve Tütün de dahil)
10. Tekstil
11. Yeni Sanayi Bölgeleri
12. Diğer Sanayi Dalları

Yukarıda, yöntem bölümünde listelenen model parametrelerine uygun olarak atılacak ilk adım alt sektörlerdeki üretim miktarlarıyla ilgili sanayi dalının doğalgaz tüketim miktarı arasında bağlantıyı kurmaktır. Geçmişe yönelik veriler ve taban yılı için esas kaynağı, üretim istatistiklerinin yanı sıra ekonomik göstergeleri de içeren TÜİK (TÜİK a, b, c, d, 2016) veri tabanları teşkil etmiştir. Taban yılın üretim miktarlarını elde ettikten sonra, birim başına doğalgaz tüketimleri Dünya Enerji Konseyi (WEC-TR) Enerji Bilançolarından edinilmiştir. Alt sektörlerin büyüme yapılarının belirlenmesi için esas olarak aşağıda açıklanan üç yaklaşım benimsenmiştir:

- i. Sanayiye özgü GSYİH, diğer bir deyişle sanayi katma değeriyle, sektöre özgü üretim (geçmişe yönelik) arasındaki ilişkinin hesaplanması yoluyla

ekonometrik bir büyüme modeli geliştirmek. TÜİK'ten elde edilebilecek en güvenilir sanayi katma değeri serileri 1995 yılından başlamakta ve taban yılı olan 2015'e kadarki dönemi kapsamaktadır. Sanayi katma değeri öngörüsü TÜİK tarafından yayımlanan (TÜİK, e, 2010) Endüstriyel Üretim Endeksinin (2005-2017) yorumlanmasına dayalı bir uzman görüşünden türetilmiştir. 2016 değeri yüzde 1,9'luk bir büyüme öngörmekte, bununla beraber 2023 yılı ulusal ekonomik hedefleri ışığında kademeli bir iyileşme olacağı tahmin edilmektedir. 2023'ten sonra ise yatay bir örüntünün hakim olacağı tahmin edilmektedir. Ele alınan dönemin tamamı için ortalama büyüme ise yüzde 4,7 seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. Bunu takiben, her bir alt sektöre ilişkin büyüme modeli için ilgili parametreleri elde etmek amacıyla, sanayi

katma değeri serileri ve tarihsel üretim serileri arasındaki matematiksel ilişkilerin formüle edilmesini içeren bir sonraki adım atılmıştır.

- ii. Yukarıda bahsedilen ekonometrik yaklaşımın akla yatkın bulgular ortaya koymadığı durumlarda, elektrik satış sektörü için 2015 sonunda geliştirilen "Dip-Zirve Elektrik Talep Modeli'nde görülen büyüme örüntüleri benimsenmiştir. Söz konusu modelin geliştirildiği dönemde gerekli veriler devlet yetkilileri ve sektör temsilcileriyle kapsamlı mülakatlar yapılarak toplanmıştır.
- iii. Üçüncü yaklaşım ise, elektrik modelleme çalışmasında yer almayan ve/ya ekonometrik yaklaşım yoluyla formüle edilmesi mümkün olmayan sektörleri ele almakta ve mülakat yöntemini kullanmaktadır. Bu yaklaşım özellikle "gübre" sektörü çalışmasında fayda sağlamıştır.

4.2.3 Model Sonuçları ve Alt-Sektör Ayrıntıları

Kimyevi Maddeler

Kimyevi Maddeler Sanayii temel kimyevi maddelerin, tıbbi ürünlerin, plastik ve kauçuk ürünlerin üretimini kapsıyor. Kimyevi maddeler sektörünün taban yılı doğalgaz tüketimi 1,41 milyon ton üretime karşılık 62,74 PJ seviyesindeydi. Büyüme modeli ekonometrik modelleme yoluyla elde edildi. Ele alınan dönem için yıllık bileşik büyüme oranı ise yüzde 2 civarındaydı. Doğalgaz tüketiminin 2035'te ulaşacağı düzey 90,7 PJ olarak tahmin edildi. Yüzde 1'lik yıllık verimlilik kazancı da hesaplamaya dahil edildi.

Gübre

Gübre sanayii enerji modelinde yer almamaktadır, ekonometrik model de makul sonuçlar üretmemiştir. Dolayısıyla konu sektörün kıdemli temsilcileriyle detaylı tartışılarak irdelenmiştir. "Gübre Üreticileri, İthalatçıları ve İhracatçıları Derneği" Genel Sekreteri Sebahattin Emül doğalgazın yalnızca kimyasal gübre üretim sürecinde kullanıldığını ifade etti ve sektörün büyümesinin önünde iki temel engel olduğunun altını çizdi. Bunlardan ilki ithal gübre fiyatlarının düşük olması, dolayısıyla iç piyasa için cazip olması. İkincisi ise gübrenin terörist örgüler tarafından bomba imalinde kullanılması riskine karşı hükümet tarafından getirilen sınırlandırmalar olarak vurgulanmıştır. Hem Sayın Emül hem de (piyasaya hakim gübre üretim şirketi) İGSAŞ baş mühendisi sektörde herhangi bir genişleme ya da teknolojik gelişme öngörmediklerini belirtmişlerdir. Büyümede iyimser beklenti hedefi yıllık işletme süresini mevcut 300 günden 330 güne çıkarmaktan öteye gitmemektedir. Netice itibarıyla, modelleme stratejisi işletme süresinin artışı üzerinden yapılandırılmış olup, model sonuçları da ele alınan dönemde doğalgaz talebinin 3,57 PJ'den

3,92 PJ seviyesine çıkacağını göstermiştir.

Selüloz ve Kağıt

Selüloz ve Kağıt Sanayii Vakfı (SKSV) 2015-2035 dönemi için yüzde 2'lik yıllık bileşik büyüme oranı öngörmektedir. Yıllık yüzde 1 oranında verimlilik kazancı beklentisi makul olarak nitelenmiştir. 2015 üretimi 8 milyon tonun bir miktar üzerinde olup ve 8,4 PJ doğalgaz tüketimi gerçekleşmiştir. Bu veriler ışığında selüloz ve kağıt sanayisinin doğalgaz talebine yönelik model sonuçları 2035 itibarıyla 10 PJ tüketim seviyesini ortaya koymaktadır.

Çimento

Çimento yan ürünlerinden Klinker üretiminde doğalgaz kullanılmamakla birlikte, üretim tesislerinde ısıtma amaçlı olarak kullanılmaktadır. Yıllık verimlilik artışı yüzde 1 seviyesinde tahmin edilmektedir. Çimento üretim sektörü büyümesi 1995-2015 üretim serilerinin ve sanayi katma değer kayıtlarının kullanılmasıyla oluşturulan ekonometrik model kullanılarak elde edilmiştir. Model üretimin 2015-2035 döneminde 71 milyon tondan 90 milyon tona çıkacağını, dolayısıyla doğalgaz talebinin de yaklaşık olarak 9,4 PJ'den 12 PJ'ye yükseleceğini göstermektedir.

Cam ve Seramik

"Elektrik Talep Artışı Modeli- BU-ELC"den elde edilen örüntü, Türkiye Seramik Federasyonu'nun da uygun bulmasıyla (TSF) doğalgaz modeline uyarlanmıştır. İlgili dönemde yıllık bileşik büyüme oranı yüzde 2,5 olarak tahmin edilmiştir. Verimlilik kazancı ise yıllık yüzde 1 olarak öngörülmüştür. Buna uygun olarak 2015 yılında 201 milyon ton olan üretimin

2035'te 323 milyon tona yükselmesi beklenmektedir. Doğalgaz talebi ise buna paralel olarak 32 JP'den 82 JP'ye çıkacaktır.

Demir ve Çelik

Demir ve Çelik Üreticileri Derneği temsilcileriyle yapılan mülakatlarda Türkiye'nin çelik üretiminin 2015 yılında da düşüş gösterdiği gözlenmiştir. Üretimdeki azalmanın üç yıldır devam ettiğini söyleyen yetkililer küresel çelik sektöründe de 2009 yılındaki küresel mali kriz sırasındaki keskin düşüşün ardından ilk kez 2015 yılında üretim azalması yaşandığının altını çizmişlerdir. Dünya Çelik Derneği verilerine göre 2015 yılında dünya ham çelik üretimi yüzde 2,8 oranında azalarak 1,67 milyar tondan 1,62 milyar tona düşmüştür. Bütün bölgelerin üretimi azalmış olup, 15 çelik üreticisi ülke arasında ise sadece Hindistan'da üretim artışı yaşanmıştır. Diğer 14 çelik üreticisi ülke arasında ise Ukrayna yüzde 15,6 ile en keskin düşüşü yaşamış olup, onu yüzde 10,5 ile ABD takip etmiştir. Türkiye, Ukrayna ve ABD'nin ardından yüzde 7,4'lük azalmayla üçünü sırayı almıştır. Bu keskin düşüş nedeniyle Türkiye'nin dünya çelik üreticileri listesindeki yeri 8'den 9'a gerilemiştir. Mülakatlar sırasında dernek yetkilileri demir ve çelik sanayisinin uluslararası piyasalardaki kırılgan fiyat yapısından ciddi biçimde etkilendiğini vurgulamışlardır, ancak bu koşullarda dahi sektörün ulusal ekonomi bünyesindeki gücü dikkate alındığında yıllık bileşik büyüme oranının uzun vadede yüzde 2,5'un altına düşmeyeceği tahmininde bulunmuşlardır. Bu veriler çerçevesinde oluşturulan modele göre üretim ilgili dönem içinde 67 milyon tondan 110 milyon tona, doğalgaz tüketimi ise 58 PJ'den 77,5 PJ'ye yükselecektir.

Demir Dışı Metaller

Demir dışı metaller sektörüne dair öngörü üretim büyümesi için ekonometrik bir model geliştirilerek yapılmıştır. Üretimin büyüme örüntüsünü sürdüreceği ve taban ve son yıllar arasında 1,9 milyon tondan 3,4 milyon tona çıkacağı tahmin edilmiştir. Bu da doğalgaz talebini yaklaşık olarak 20 PJ'den 35 PJ'ye çıkarmaktadır.

Otomotiv

Ekonometrik model kullanarak ilgili dönemdeki değişimi tahmin edilen bir diğer sektör de otomotiv sektörü olmuştur. Model sonuçlarına göre 2015-2035 yılları arasında üretim adedi 1,4 milyondan 2,5 milyona yükselmektedir. Bunun için gereken doğalgaz tüketimi de 6,7 PJ'den 9,7 PJ'ye çıkmaktadır.

Gıda (İçecek ve Tütün de dahil)

Gıda sanayisi esas olarak gıda, içecek ve tütün üretim ve işleme sektörlerini kapsamaktadır. Sanayi büyüme modeli için gerekli verilerin temini için

sanayiye temsil eden en üst düzeydeki oluşum olan Türkiye Gıda Dernekleri Federasyonu ile iletişime geçilmiştir. Gıda ve içecek sanayisinin kapasite kullanımı 2012 yılında yüzde 74 olarak açıklanmış olup, üretimin yüzde 48'i ihraç edilmiştir. Federasyon yetkilileri gıda sanayisindeki büyümenin GSYİH ve nüfusla doğrudan ilişkili olduğunun altını çizmişlerdir. İhracat potansiyeli de dikkate alındığında, gıda sanayisinin 2023 yılına dek elektrik talebinin aynı yıla kadarki nüfus artışının iki katının biraz üzerinde gerçekleşeceği tahmin edilmiştir. 2023 sonrasında ise, büyüme oranı 2035 itibarıyla yaklaşık yüzde 0,28 olacak şekilde düşürülmüştür. Bu veriler ışığında, model gıda sanayisinin doğalgaz talebinin 2015 yılındaki 3,7 PJ'lik seviyeden 2035 itibarıyla 10,6 PJ'ye çıkmasını öngörmektedir.

Tekstil

Hazır giyim, deri ürünler, halı ve diğer tekstil ürünlerini içine alan tekstil sanayisi de Kalkınma Bakanlığı'nın ihracat ve ithalat örüntülerini ve piyasa dinamiklerini ele aldığı sektör raporlarına (Kalkınma Bakanlığı, 2014) dayalı elektrik talebi modelleme çalışması üzerinden modellenmiştir. Büyüme oranı 2015-2018 yılları için yüzde 10 olarak alınmış olup; daha sonraki GSYİH beklentilerinin tahmininde de bu örüntü kullanılmıştır. Üretimin 4,6 milyar metrekairelik tekstil ürününden 9,1 milyara yükseleceği öngörülmüş olup bunun için gereken doğalgaz talebinin de 45 PJ'den 85 PJ'ye yükselmesi beklenmektedir. Yıllık verimlilik kazancının yüzde 1 olduğu varsayılmıştır.

Yeni Sanayi Bölgeleri

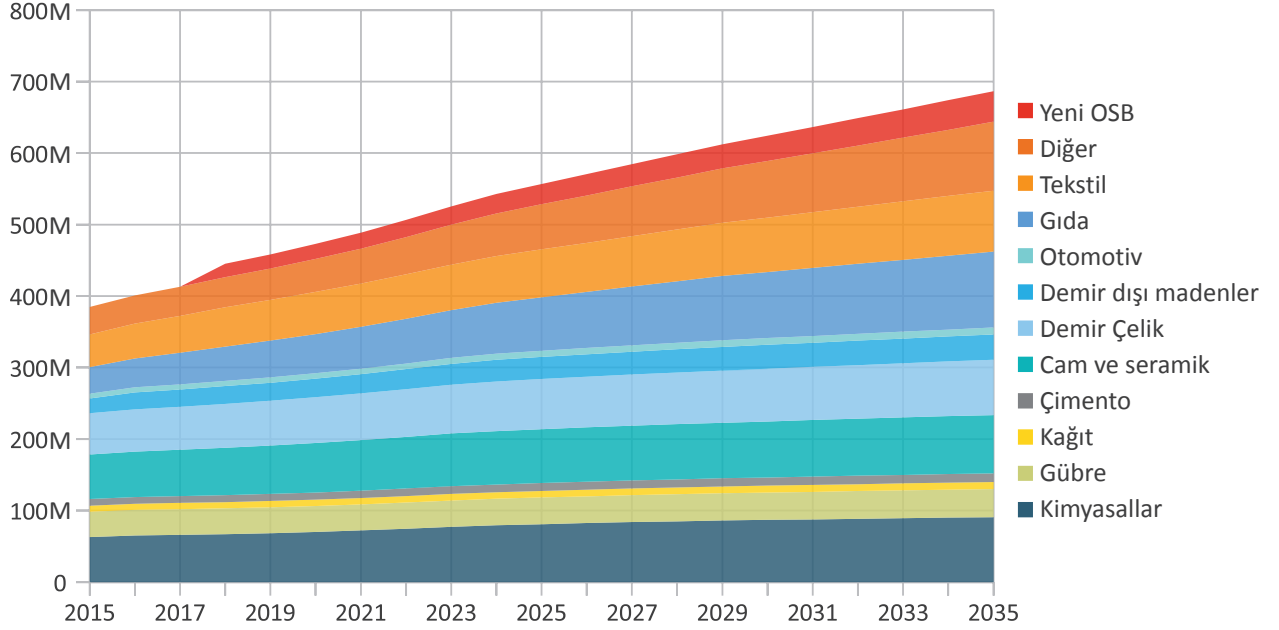
Organize Sanayi Bölgeleri Üst Kurulu'na göre işlevini sürdüren organize sanayi bölgeleri sayısında yüzde 40'lık bir artış öngörülmektedir (OSBUK, 2015). Başka bir deyişle, organize sanayi bölgelerinin doğalgaz talebinde yüzde 40 oranında artış yaşanması beklenmektedir. 2018 yılında işleme girecek olan yeni sanayi bölgelerinin büyüme oranlarının hesaplanmasında aşağıda yer alan "diğer sanayi dalları" için öngörülen büyüme oranları kullanılmıştır. Model organize sanayi bölgelerinin doğalgaz talebinin 2018 yılında 19 PJ, 2035 yılında ise 43 PJ olacağını öngörmektedir.

Diğer Sanayi Dalları

Diğer sanayi dalları mevcut sanayi bölgelerini, madencilik, ahşap, makine ve elektronik, mobilya ve inşaat sanayilerini kapsamaktadır. Organize Sanayi Bölgeleri Üst Kurulu 2025'e kadar yıllık talep artışı beklentisinin yüzde 3, 2025-2035 arasında da yüzde 2,5 olacağı kanaatindedir. Modele göre "diğer sanayi dalları"nın doğalgaz talebi 39 PJ'den 96 PJ'ye çıkmaktadır.

Sanayinin Bütünü

Şekil 8 Türkiye Sanayisinin Doğalgaz Talebi (GJ)



Türkiye’de sanayinin toplam talebi 2015 yılında 387 PJ idi. Modele göre 2035 yılında bu rakamın 690 PJ’ye ulaşması bekleniyor. Bu da 18,07 milyar metreküplük bir talep anlamına geliyor.

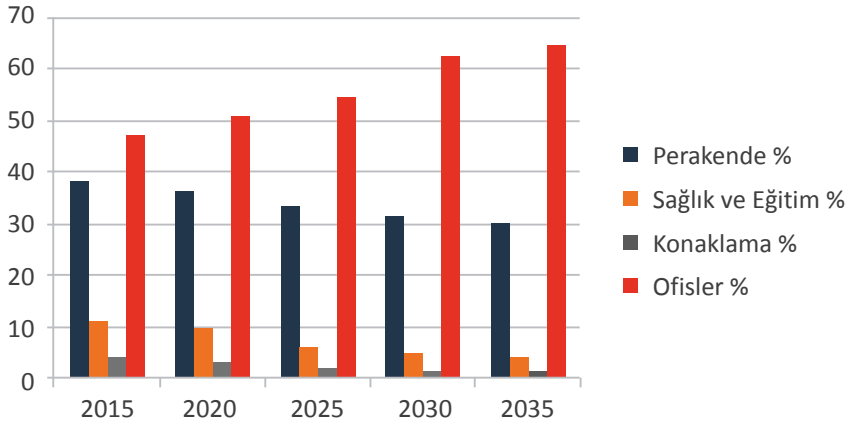
4.3 Ticaret ve Hizmet Sektörlerinin Doğalgaz Talebi

4.3.1 Kapsam, Veri Yapısı ve Model Bilgisi

Ticaret ve hizmet sektörleri, toptan ve perakende ticaret, sağlık, eğitim, konaklama ve ağırlama hizmetleri, ofis faaliyetleri alt sektörlerini

kapsamaktadır. Bu sektörlerin geleceğe yönelik doğalgaz talep tahminleri ilgili hükümet yetkilileriyle yapılan mülakatlar neticesinde oluşturulmuştur.

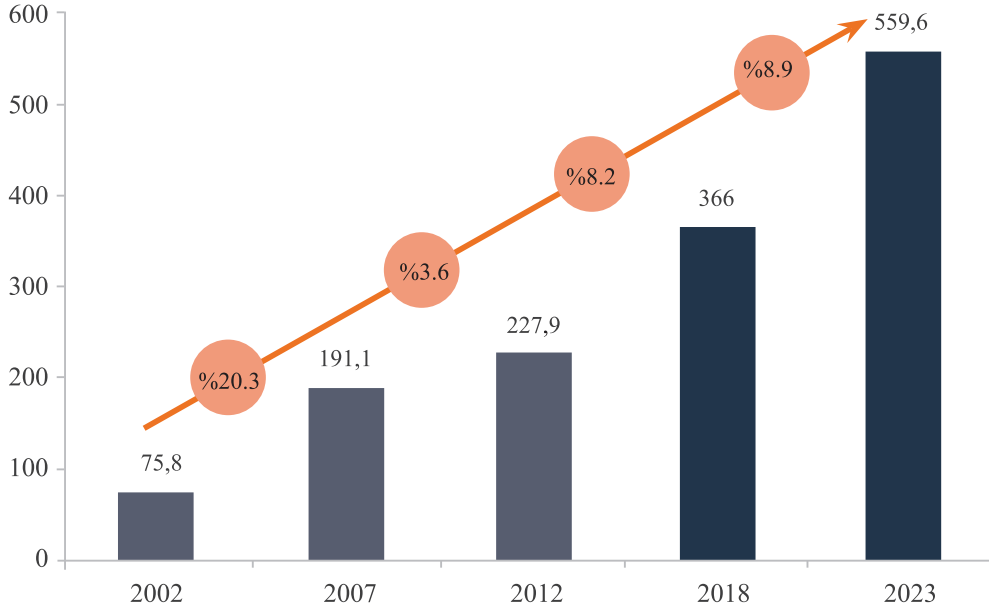
Şekil 9 Ticaret ve Hizmet Sektörlerinin Doğalgaz Talep Payları



Ofislerin doğalgaz talebinin ticaret sektörü bünyesindeki payı artarken diğer alt sektörlerin doğalgaz kullanım oranlarının giderek azaldığı görülmektedir. Bu veriler Türkiye'nin ticaret ve hizmet sektörlerinin doğalgaz talep modellerine yönelik

senaryo üretirken referans olarak kullanılmıştır. Ticaret ve hizmet sektörleri Türkiye'nin 10. Kalkınma Planı'nda (2014) ayrıntılarıyla ele alınmıştır. Hizmet Sektörü Özel Çalışma Grubu'nun (2014) resmi büyüme öngörülerini aşağıdaki şekilde yer almaktadır.

Şekil 10 Ticaret ve Hizmet Sektörlerinin Büyüme Tahminleri (Milyar USD)



Bu rakamlar 2015-2023 dönemi için yüzde 8'in üzerinde bir yıllık bileşik büyüme oranına (YBBO) tekabül etmektedir.⁵⁸

4.3.2 Sektörel Büyüme ve Model Sonucu

Aşağıdaki tablo ticaret ve hizmet sektörlerinin mülakatlardan çıkarsanan büyüme oranlarını ortaya koymaktadır.

Tablo 8 Ticaret ve hizmet sektörlerindeki örüntüyü gösteren büyüme oranları

Dönem	YBBO
2015:2023	7%
2023:2030	6%
2030:2035	4%

Hizmet sektörlerinin büyüme beklentileri de hesaba katılarak, model verimlilik veri tabanının öngörülerini tatbik edildiğinde, elde edilen model sonuçları 5 yıllık dönemler için aşağıda özetlenmiştir.

Tablo 9 Ticaret ve Hizmet Sektörleri doğal gaz tüketimi

YIL	Hizmet Sektörlerinin Doğalgaz Tüketimi (mrmk)
2015	120
2020	168
2025	231
2030	310
2035	377

58- İç piyasada yüksek katma değerli ürün ve hizmetlere geçiş eğilimi bulunduğu için, yukarıda verilen örüntü Kalkınma Bakanlığı ve Merkez Bankası yetkilileriyle ayrıntılı olarak değerlendirildi. Bu değerlendirmeler neticesinde ticaret ve hizmet sektörlerinin fiziksel büyüklük artışıyla ilişkilendirilebilecek ve fiziksel doğalgaz talebi göstergesi olarak kullanılabilecek bir ölçüt elde edilmeye çalışıldı.

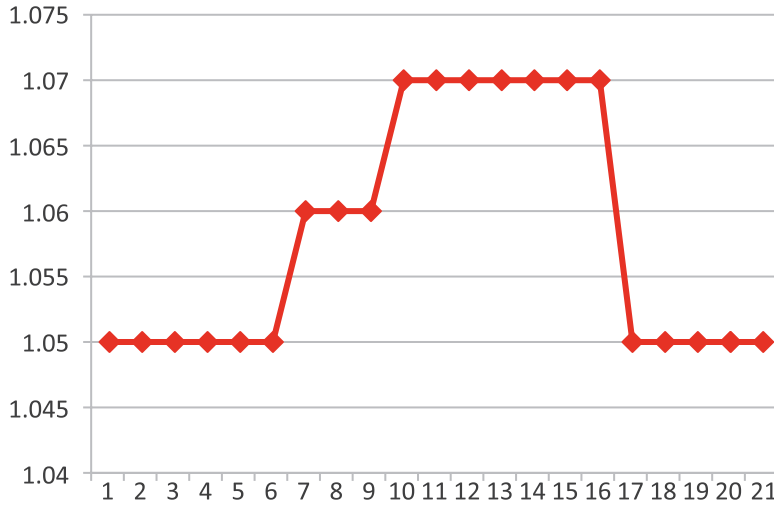
4.4 Ulaştırma Sektörü Doğalgaz Talebi

4.4.1 Ulaştırma Sektörü Doğalgaz Talebi

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) istatistikleri, araç yakıtı olarak kullanılan doğalgaz miktarını 2014 yılı için 82,55 milyon metreküp ve 2015 yılı için 85 milyon metreküp olarak vermiştir, bu da bir yıl içinde yüzde 4'lük bir artışa tekabül etmektedir (EPDK, 2016). Araç yakıtı olarak doğalgaz kullanımının payı 2015 itibariyle yüzde 0,18 olmakla birlikte, çevreye ve ekonomiye katkısı yüksek olan doğalgazlı araçlara (NGV), yani sıkıştırılmış doğalgaz (CNG) ve sıvılaştırılmış doğalgaz (LNG) kullanan

araçlara geçiş yönünde bir eğilim görülmektedir. Halihazırda, Türkiye'de 4.000 NGV kullanılmaktadır. Bunların 1.850'si binek ve hafif hizmet aracı, 2.000'i otobüs ve 150'si de kamyonlardan oluşmaktadır (NGV Journal, 2016, ve NTV, 2017). 2015 itibariyle NGV sayısının 3.850 olması da yıllık yüzde 4 civarından bir artış olduğunu göstermektedir. Şekil 11'de ortaya konan büyüme örüntüsü NGV'ler için de kullanılmıştır⁵⁹.

Şekil 11 NGV Büyüme Oranı (% / model ufuk yılı)



4.5 Boru hattı taşımacılığının doğalgaz talebi

Doğalgaz boru hattı boyunca ilerlerken gazın boru duvarlarına sürtünmesi basıncın düşmesine neden olmaktadır. Durgun basınçtaki değişim sürtünmenin neden olduğu kayıplara işaret etmektedir. Doğalgaz boru hatları taşıdıkları doğalgazın ortalama yüzde 2-3'lük kısmını sürtünme kayıplarını ortadan kaldırmak için tüketmektedirler. Sürtünme kaybını

modellerken boru hattının 2019'a kadar her yıl yüzde 1 uzayacağı, daha sonra ise 2035 yılına dek aynı yüzdeyle uzamaya devam edeceği varsayımında bulunulmuştur.

Tablo 9'da verilen doğalgaz talep tahminleri hem boru hattı hem de NGV talebini içermektedir.

59- Meseleyi Türkiye Elektrikli ve Hibrid Araçlar Platformu (TEHAD) Başkanı Berkan Bayram ile değerlendirdik. Ulaştırma sektöründe oldukça tecrübeli bir isim olan Bayram sektörel ilgili tahminlerini paylaştı. CNG ve NGV'lerin elektrikli araçlarla (EV) aynı dezavantajdan muzdarip olduğunun, piyasanın bu araçların girişine pek izin vermediğinin altını çizdi. Elektrikli araçlarla ilgili sorun şarj altyapısı eksikliği iken, NGV'lerin sorunu da benzer bir şekilde yakıt istasyonlarının kıtlığı olduğu vurgulandı. Yine de son tahlilde, bildik seyir senaryosunda uzun vadede doğal gazlı araç sayısında yıllık yüzde 5 oranında bir büyümenin şartı olmayacağını da sözlerine ekledi.

Tablo 10 Ulaştırma Sektörü Doğalgaz Talebi (PJ)

	Boru hattı	NGV	TOPLAM
2015	12,81	3,23	16,04
2016	12,93	3,39	16,33
2017	13,06	3,56	16,62
2018	13,19	3,74	16,93
2019	25,08	3,93	29,01
2020	25,33	4,12	29,45
2021	25,58	4,37	29,95
2022	25,84	4,63	30,47
2023	26,10	4,91	31,01
2024	26,36	5,25	31,61
2025	26,62	5,62	32,24
2026	26,89	6,01	32,90
2027	27,16	6,44	33,59
2028	27,43	6,89	34,32
2029	27,70	7,37	35,07
2030	27,98	7,88	35,87
2031	28,26	8,28	36,54
2032	28,54	8,69	37,24
2033	28,83	9,13	37,96
2034	29,12	9,58	38,70
2035	29,41	10,06	39,47

4.6 Tarım Sektörü Doğalgaz Talebi

Gübre sanayinin tarımsal faaliyetlerle güçlü bağları olduğu için tarımsal büyüme tahminleri de (Gübre Üreticileri, İthalatçıları ve İhracatçıları Derneği Genel Sekreteri) Sebahattin Emül ile değerlendirildi. Emül, temel politikalarda herhangi bir değişiklik yapılmadığı takdirde gübre sanayinin de tarım

sektörünün de herhangi bir atılım vaat etmediğini, büyüme oranlarının düşük seyredeceğini belirtmiştir. Uzun vadede enerji ihtiyacı artışının son derece ağır bir seyir izleyeceği, yıllık bileşik büyüme oranının da yüzde 0,35 civarında gerçekleşeceği tahmin edilmektedir. Modele göre doğalgaz talebi 2015-2035 arasında 5 PJ'den 5,4 PJ seviyesine yükselecektir.

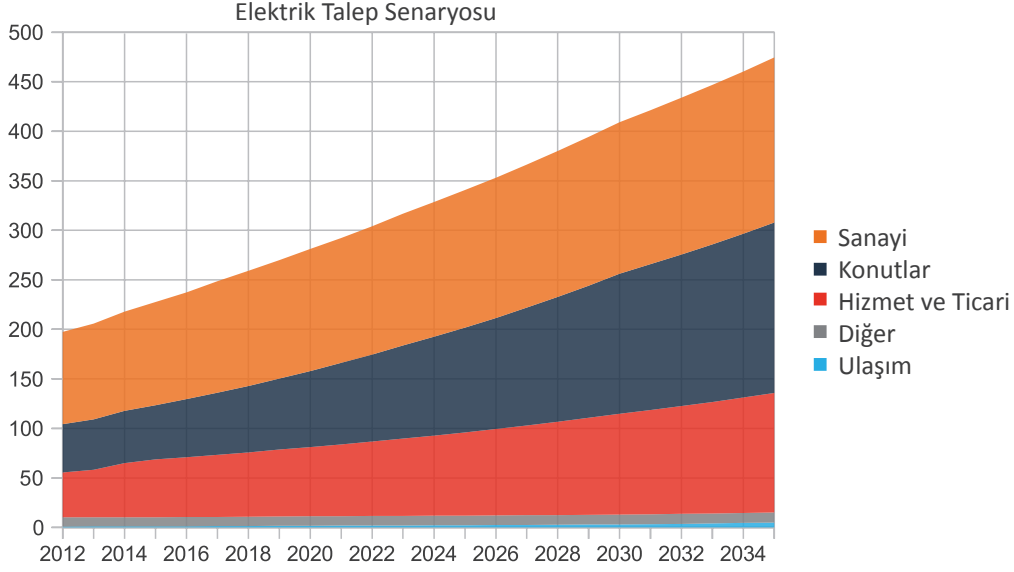
4.7 Elektrik Sektörü Doğalgaz Talebi

4.7.1 Kapsam, Veri Yapısı ve Model Bilgisi

Doğalgaz elektrik üretim sanayisinin önemli girdilerinden birini oluşturmaktadır. Bunun yansıması olarak en büyük doğalgaz talebi de elektrik üretim tesislerinden gelmektedir. Hem resmi çalışmalarda hem özel sektöre ait çalışmalarda doğalgaz tahminlerinin elektrik tahminleriyle arasındaki sıkı bağ da bundan kaynaklanmaktadır. Bu çalışmada da doğalgaz kullanımı tahminleri elektrik talep tahminleriyle ilişkilendirilmiştir. Boğaziçi Üniversitesi

tarafından geliştirilen Türkiye uzun vadeli elektrik talep tahmini (2012-2035) modeline göre, Türkiye'nin 2015 yılında (yüzde 37'si doğalgaz kullanılarak üretilen) 227,5 TWh'lik elektrik talebi 2035 itibarıyla 474 TWh'e yükselmektedir. Bu da yaklaşık olarak %3,75'lik bir yıllık bileşik büyüme oranına tekabül etmektedir (Sonuçların elde edildiği model 2012-2035 yıllarını kapsamaktadır). Elektrik Talep örüntüsü aşağıdaki şekilde verilmektedir.

Şekil 12 Elektrik Talep Tahmini (TWh)



Hükümet 2023 yılına kadar doğalgazın elektrik üretimindeki payını kademeli olarak aşağı çekerek yüzde 30 seviyesine getirmeyi planlamaktadır (SPO, 2009; Mahmutoğlu ve Öztürk, 2015). İlgili plan doğrultusunda yalnızca arz güvenliğini artırma hedeflenmemiş, bununla beraber yenilenebilir enerji kaynakları gibi düşük karbon salınımına sahip enerji üretim teknolojilerinin kullanımının desteklenmesi de hedeflenmiştir. Modelde bu planda öngörülen seviye benimsemiş olup; 2023 itibarıyla ve sonrasında doğalgazın elektrik üretimindeki payının yüzde 30'luk sınırı aşmayacağı öngörülerek ayarlamalar yapılmıştır. Ne var ki, hızla yükselen elektrik talebi nedeniyle, doğalgazın elektrik üretimindeki payı düşse dahi tüketilen miktar artmayı sürdürebilir. 2015 yılında elektrik üretim sektörünün doğalgaz talebi 875 PJ (23,032 mrmk) seviyesindedir. Gelecekteki talebe yönelik olarak üç farklı öngörü oluşturulmuştur:

Azalan Doğalgaz Talebi Örüntüsü – BEKLENMEYEN Senaryo

GAZBİR yetkilileriyle yapılan mülakatların hepsinde elektrik üretimine yönelik doğalgaz talebinde düşüş öngörüsü ifade edilmiştir. Mevcut ekonomik ortam, yatırım iklimi ve yenilenebilir enerji alanındaki gelişmeler göz önüne alınarak gerçekleştirilen kuruluş içi çalışmaların talep azalmasına işaret ettiği bildirilmiştir. GAZBİR tahminlerinin resmi beklentiler üzerinde etkisi olabileceğinin de altının çizilmesi gerekmektedir. Bu senaryoya göre, talep beklentisinde (taban yıl değeri olan) 875 PJ'den 2035 yılı itibarıyla 730 PJ'ye varan bir azalma öngörülmektedir. Bu senaryo aynı zamanda doğalgazla çalışan elektrik üretim santrallerinin başka yakıt teknolojilerine (kömür gibi) geçiş yapması ve/ya kapatılması ve/ya mevcut üretim seviyelerinin altında çalıştırılması gibi durumları da öngörmektedir. Dolayısıyla bu eğilim

pek de olası görünmemektedir.

Sabit Doğalgaz Talebi Örüntüsü – PLANLANAN Senaryo

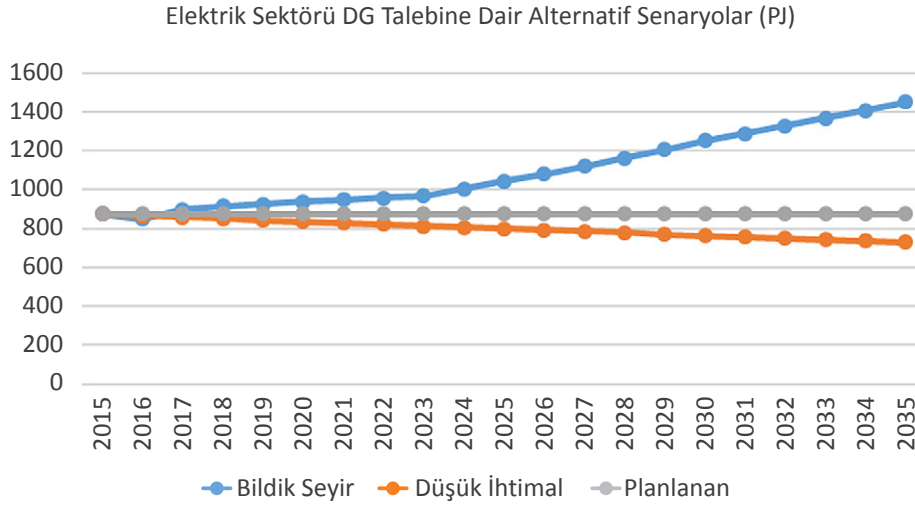
Bu alternatif senaryoda, ithalat bağımlılığını azaltmaya yönelik politikanın yeni siyasi araç ve/ya düzenlemelerin yardımıyla uygulanmaya başladığı ve yeni doğalgaz santrallerinin kurulmasının tamamen önüne geçileceği varsayılmaktadır. Yerel kaynaklar olarak yenilenebilir kaynakların ve kömürün kullanımının artırılması ve nükleer enerjinin kullanılmaya başlanması hedefine bağlı olarak, mevcut doğalgaz santrallerine yenilerinin eklenmeyeceği, ancak mevcut santrallerin aynı seviyede çalışmaya devam edeceği kabul edilmektedir. Bu senaryoda taban yıl tüketim değeri olan 875 PJ'nin bütün model dönemi boyunca sabit kalacağı beklenmektedir.

Artan Doğalgaz Talebi Örüntüsü – BİLDİK SEYİR Senaryosu

Bu senaryoya göre mevcut durum normal seyrini takip etmeyi sürdüreceği ve yeni doğalgaz santral yatırımlarının olup olmayacağı piyasa dengelerine göre belirlenecektir. Bununla birlikte, Şekil 12'deki elektrik talep tahminlerine dayalı olarak, doğalgazın (2015 itibarıyla yüzde 37,7 olan) elektrik üretimindeki payı 2023 sonrası için yüzde 30 seviyesinde sabitlenecek. Yeni elektrik santrali kurulumlarının doğalgaz kullanım verimliliği için (AB Enerji Bilgi Yönetim İdaresi veri sayfaları, 2016'dan türetilen) yıllık yüzde 0,25'lik bir verimlilik kazancı olacağı varsayılmıştır. Bu senaryoda taban yıl tüketim değeri olan 875 PJ 2035 yılı itibarıyla 1450 PJ'ye (38,2 mrmk) ulaşmaktadır.

Elektrik üretim sektörünün doğalgaz talebine yönelik yukarıda ele alınan eğilimler aşağıdaki şekilde özetlenmektedir.

Şekil 13 Elektrik Üretim Sektörü Doğalgaz Talebi



4.7.2 Elektrik Sektörü Özeti ve Model Sonucu

Yukarıdaki şekilde ortaya konan üç gidişat arasında, doğalgaz talebinin (875 PJ seviyesinde) sabit kalacağını varsayan planlanan senaryo referans senaryo olarak seçilmiştir. Bu senaryo doğalgaz santrallerinde uzun vadede hiçbir kapasite artışı yaşanmayacağı varsayımını merkeze almaktadır. Başka bir deyişle, bu senaryoya göre yeni doğalgaz santrali inşa edilmeyecektir. Dolayısıyla, bunun doğalgazın elektrik üretiminde kullanımının en fazla sınırlandırıldığı senaryo olduğu ve bu hedefe yönelik çok sayıda hükümet politikası ve düzenlemesi gerektirdiği görülmektedir. Yeni yenilenebilir elektrik üretim teknolojileri ve nükleer enerji programının uygulanması için daha geniş bir alan yaratılmaktadır. Bununla birlikte, yeni doğalgaz santrallerine ciddi sınırlamalar getirileceğini veri kabul eden bu referans varsayımın GAZBİR tahminlerinden farklı olduğunun

altını çizmekte fayda vardır. Doğalgaz santrallerinin kapasitesinde kademeli bir artış öngören GAZBİR tahminlerinin resmi görüşleri etkileme gücüne sahip olduğu da unutulmamalıdır. Bu senaryo doğalgaz santrallerinin kömürle çalışacak hale getirilmesi ya da kapatılması olasılığını içermektedir. Ancak elektrik talebinin artışı göz önüne alındığında, mevcut santral kapasitesini düşürmektense yeni santral inşasının engellenmesinin çok daha gerçekçi bir varsayım olduğu görülmektedir. Bunun yanı sıra, elektrik üretimine yönelik doğalgaz talebi çok büyük ihtimalle planlanan senaryo tahminlerinden yüksek olacaktır. Özetle, referans olarak ele alınan planlanan senaryo varsayımları elektrik sektörü için, hatalı çıkması durumunda ancak olumlu yönde bir risk oluşturabilecek, olası en ihtiyatlı yöntem olarak görülebilir.

4.8 Doğalgaz Arz Modellemesi Özeti

Model çıktıları Tablo 10'da sektörel bazda özetlenmiştir. Buna göre Türkiye'nin 2017 yılı itibariyle 50,7 milyar metreküp seviyesinde seyreden doğalgaz talebi 2020'de 55,6 milyar metreküp, 2025'te 62,2 milyar metreküp, 2030'da 67,5 milyar metreküp,

2035'te ise 71,8 milyar metreküpe yükseliyor. Nihai tahminler elektrik üretim sektörü için, yukarıda tartışıldığı üzere doğalgaz santral kapasitesinin yıllar içinde sabit kaldığını varsayan planlanan senaryo sonuçlarına dayanmaktadır.

Tablo 11 Toplam ve Sektörel Model Sonuçları

YIL	SANAYİ	ULAŞTIRMA	TARIM	HİZMET	ELEKTRİK	KONUT	TOPLAM PJ	TOPLAM MRMK
2017	413,12	16,62	5,09	137,52	875,22	479,93	1927,51	50,72
2018	445,46	16,93	5,11	147,15	875,22	506,09	1995,95	52,53
2019	458,21	29,01	5,13	157,45	875,22	534,89	2059,89	54,21
2020	472,78	29,45	5,14	168,47	875,22	561,47	2112,54	55,59
2021	488,77	29,95	5,16	180,26	875,22	585,89	2165,25	56,98
2022	506,68	30,47	5,18	192,88	875,22	608,17	2218,60	58,38
2023	525,66	31,01	5,20	206,39	875,22	628,35	2271,82	59,78
2024	542,77	31,61	5,22	218,77	875,22	646,49	2320,07	61,05
2025	556,89	32,24	5,23	231,89	875,22	662,61	2364,09	62,21
2026	570,64	32,90	5,25	245,81	875,22	676,76	2406,58	63,33
2027	584,65	33,59	5,27	260,56	875,22	688,97	2448,26	64,43
2028	598,38	34,32	5,29	276,19	875,22	699,29	2488,68	65,49
2029	612,36	35,07	5,31	292,76	875,22	707,76	2528,48	66,54
2030	624,24	35,87	5,33	310,33	875,22	714,41	2565,38	67,51
2031	636,38	36,54	5,34	322,74	875,22	719,29	2595,52	68,30
2032	648,82	37,24	5,36	335,65	875,22	727,37	2629,65	69,20
2033	661,16	37,96	5,38	349,08	875,22	734,26	2663,05	70,08
2034	673,79	38,70	5,40	363,04	875,22	739,59	2695,74	70,94
2035	686,73	39,47	5,42	377,56	875,22	743,34	2727,74	71,78

En başta, 2017 yılında resmi tahminlerle model sonuçları arasında uyumsuzluk olduğuna dikkat edilmelidir. EPDK Türkiye'nin 2017 yılı için resmi doğalgaz talebini 46,03 milyar metreküp olarak açıklamıştı (26/01/2017 tarihli, 6884 numaralı EPDK kararı). Ancak bu rakam 2016 yılında gerçekleşen talebin 0,36 milyar metreküp altındadır. Öte yandan referans senaryodaki 2017 yılına dair tahmin 50,7 milyar metreküplük bir talep varsaymaktadır. Başka bir deyişle senaryo döneminin daha en başında doğalgaz tüketim tahminlerimiz resmi rakamların yüzde 10

üzerinde gerçekleşmektedir. Bu uyumsuzluğun nedeni modelde kullandığımız, alt sektörlerdeki gelişmelerin yarattığı etkileri hesaba katarak daha kesin tahminler üretmemizi sağlayan dip-zirve yöntemiyle ilişkilidir. Gerçekten de 2017 yılının ilk altı ayında gerçekleşen taleple bir önceki yılın aynı dönemi karşılaştırıldığında doğalgaz talebinin yüzde 3,8 arttığı görülmektedir. 2017 yılı talebinin bütün yılı kapsayan resmi tahminlere uygun olması için Temmuz ayından sonra (bir önceki yılın ayı dönemine göre) büyük bir talep azalması yaşanması gerekiyor.

5 Ekonomik Etki Değerlendirmesi

Impact Measure	Total Change in Economic Activity	% in the Mfg. Sector	
Employment (Number of Jobs)	164,214	13.3%	14,818
Direct	55,113	17.6%	4,766.0
Indirect	47,260	19.7%	4,085.2
Induced	61,714	4.5%	5,334.6
Labor Income (Millions of US\$)	10,290.3	16.7%	886.0
Direct	3,219.1	20.2%	330.1
Indirect	3,265.1	22.1%	282.2
Induced	3,166.1	6.8%	273.7
Output (Millions of US\$)	32,267.9	31.9%	2,789.3
Direct	11,602.4	31.0%	1,002.9
Indirect	10,990.3	44.7%	950.0
Induced	9,675.1	18.3%	836.3
Contribution to GDP (Million of US\$)	15,584.1	19.1%	1,347.1
Direct	4,641.0	26.0%	401.2
Indirect	5,283.6	25.5%	456.7
Induced	5,659.5	8.2%	489.2

Note: The total construction spending figure used to derive the impacts was \$21.7 billion.

Ekonomik etki, ekonomiye müdahil bir sektöre ya da (yeni altyapı inşası gibi) belirli bir projeye ilgili istihdam, harcama ve ekonomik faaliyetlerin ölçümüdür. Elimizdeki örnekte ekonomik etkiden

kasıt, TürkAkım doğalgaz boru hattının kara kesiminin inşaatının yaratacağı ekonomik katkı olacaktır. Ekonomik etki, istihdam, gelir ve GSYİH gibi çok değişik biçimlerde ölçülebilir.

İSTİHDAM	Boru hattı inşaatında çalışan insan sayısı
GELİR	Boru hattı inşaatında çalışan insanlara ödenen gündelikler, aylıklar, primler, sosyal yardımlar ve diğer ödemeler
GSYİH'YE KATKISI	İnşaat neticesinde ortaya çıkan nihai hizmet ve ürünleri parasal değeri

TürkAkım boru hattının inşaat aşamasıyla ilgili üç farklı ekonomik etki tipi ya da kategorisi bulunmaktadır.

Doğrudan Ekonomik Etki

Boru hattının inşaatıyla ilişkili istihdam, gelir ve GSYİH değerlerini içerir.

Dolaylı Ekonomik Etki

Boru hattının inşası sırasında destek ve arz sağlayan yan sanayilerle ilişkili istihdam, gelir ve GSYİH değerlerini içerir. İnşaat malzemeleri tedarikçileri,

mesleki danışmanlık hizmetleri sağlayan şirketler bunların arasında sayılabilir.

Zincirleme Ekonomik Etki

Boru hattı inşaatıyla doğrudan ya da dolaylı ilişki içinde olan şirketlerin çalışanlarının kazançlarını ulusal ekonomi bünyesinde harcamasıyla ortaya çıkan ekonomik faaliyeti içerir. Şantiyedeki bir mühendisin manav, lokanta, okul vesair harcamalarının ulusal ekonomi bünyesinde çok geniş bir alanda istihdam yaratması bu bağlamda düşünülebilir.

5.1 Doğrudan Etki

5.1.1 İstihdam

TürkAkım projesinin karada yürütülecek inşaat faaliyetleriyle doğrudan ilişkili istihdamı hesaplamak için başka boru hattı projeleri için yapılan hesaplamaları kullanacağız. Boru hattı inşaatının her kilometresi için toplam istihdamın tahminine çalışacağız. "IHS Economics⁶⁰, kısa süre önce hazırlanan "Ham Petrol Boru Hattı İnşası ve İşletiminin Ekonomik Etkisi" adlı raporunda ilgili rakam 4,8 olarak verilmişti. Başka bir deyişle, IHS Economics'e göre, boru hattı inşaatına harcanan her 1 milyon dolar 4,8 kişilik istihdam yaratıyordu. Oxford Economics'in TAP'ın Makedonya aşaması için hazırladığı ekonomik etki raporu 1 milyar dolarlık inşaat yatırımıyla yaratılan istihdam kazancını 11.400 olarak veriyor. Diğer bir ifadeyle Oxford Economics'e göre Makedonya'da boru hattı inşası için harcanan her milyon dolar 11,4 kişiye iş imkanı sağlıyor⁶¹.

5.1.2 Gelir

Yukarıda verilen istihdam rakamlarının yaratacağı toplam gelirin hesaplanması için önce istihdam gruplarının sınıflandırılması gerekiyor. İnşaat mühendisleri ve kontrolörler gibi (A gelir grubundaki) beyaz yakalı çalışanlar ile (B gelir grubundaki) boru

TürkAkım projesi 910 kilometrelik bir deniz kesimi ile Türkiye topraklarında 225 kilometrelik bir kara kesiminden oluşuyor. Oil and Gas Journal tarafından geçtiğimiz günlerde yayımlanan bir analize göre⁶² 1 kilometre uzunluğunda boru hattı döşemenin ortalama maliyetinin 4.7 milyon ABD doları olduğu tahmin ediliyor. Buna göre karada yapılacak boru hattı inşaatına ilişkin bütçenin yaklaşık olarak 1 milyar dolar olduğu söylenebilir. Bu da, IHS Economics'in kullandığı daha düşük emek oranı tahminine göre yıllık 4.800 kişilik doğrudan istihdam demek oluyor. Bununla birlikte, istihdam olanaklarının belli bir kısmının Türk vatandaşı olmayanlarca doldurulacağı da hesaba katıldığında, boru hattının kara kesiminin inşaatının yıllık olarak 4.000 Türk vatandaşına iş sağlayacağı rahatlıkla söylenebilir. Aşağıdaki ekonomik etki değerlendirmesi bu istihdam tahminine dayanmaktadır.

hattı inşaatı işçileri farklı sabit gelir sınıflarına giriyorlar. Boru hattı inşaatı yapan şirket yetkilileriyle yapılan mülakatlara dayalı olarak, emek gücünün yüzde 30'unun beyaz yakalılardan oluştuğunu varsayabiliriz.

60- IHS Economics. "The Economic Impact of Crude Oil Pipeline Construction and Operation". <http://www.nam.org/Issues/Energy-and-Environment/Crude-Oil-Pipeline-Impact-Study.pdf>

61- Oxford Economics (2013). "The Economic Impact of the Trans-Adriatic Pipeline on Albania A report for TAP AG". <http://www.oxfordeconomics.com/Media/Default/economic-impact/economic-impact-home/Economic-Impact-trans-Adriatic-Pipeline.pdf>

62- Oil & Gas Journal. "Pipeline construction plans shrink". February 6, 2017

TÜİK'e⁶³ ait 2015 yılı istatistikleri, A gelir grubundaki çalışanların ortalama yıllık net gelirlerini (mühendislik hizmetleri NACE Kodu 71,12) 24.921 TL olarak veriyor. B gelir grubundaki boru hattı inşaatı işçilerinin ortalama yıllık gelirleri ise (NACE Kodu 42,21)

11.422 TL. Boru hattı inşaatında çalışanların ortalama kazançları ise, iki gelir grubunun kazançları üzerinden yapılan hesaplama $(0,30 \times 24.921) + (0,70 \times 11.422) = 15.471$ TL ya da 5.300 dolar olarak bulunuyor. Toplam emek kazancı ise 62 milyon TL ya da 21 milyon dolar olarak hesaplanıyor.

5.1.3 Katma Değer

Boru hattı inşaatıyla ilgili ekonomik faaliyetler tarafından yaratılan katma değeri hesaplarken ortalama emek verimliliği göstergeleri kullanılacak. TÜİK'in yayımladığı 2015 yılına ait gözden geçirilmiş GSYİH rakamları kullanılarak bulunan ortalama emek

verimliliği, yani her çalışanın vergiler ve destekler düşüldükten sonra GSYİH'ya yaptığı katkı 113.000 TL ya da 40.000 dolar civarındaydı. Projenin ürettiği doğrudan istihdamın ulusal gelire toplam katkısı ise $(4.000 \times 113.000) = 452$ milyon TL ya da 155 milyon dolar düzeyindeydi.

Tablo 12 Doğrudan Etki

İstihdam	Gelir		Katma Değer	
	Min TL	Mln \$	Min TL	Mln \$
4000	62	21	452	156

5.2 Dolaylı Etki

Dolaylı etki boru hattının kara kesiminin inşasına destek olan ticari faaliyetlerle ilişkili istihdam, gelir ve katma değer hesaplanmasıyla bulunuyor. Bu amaçla TÜİK'in yayımlandığı Türk ekonomisi girdi-çıkışı şemalarının kullanılması mümkün olabilirdi. Ancak TÜİK tarafından kısa süre önce 2012 yılı için ekonominin yapısal dinamiklerini ortaya sermek amacıyla güncellenen

Türk ekonomisi girdi-çıkışı tabloları boru hattı inşaatı gibi bir faaliyeti içermiyor. Bu faaliyet "kara ulaştırma hizmetleri" sınıfının altında yer alıyor. Dolayısıyla boru hattı inşasının ekonomik açıdan etkilerini merkeze alan başka çalışmalara dayanmak durumundayız. IHS Economics'in 2016 yılında yayımladığı, bu alanın ABD ekonomisi bünyesindeki durumunu gösteren bir rapor bulunuyor⁶⁴.

Tablo 13 ABD Tahminleri

ABD'de 2015 yılı Ham Petrol Boru Hattı İnşaat Harcamalarının Ekonomik Etkisi

Etki Ölçütü	Ekonomik Faaliyetteki toplam değişim	Üretim Sektöründeki %'si	Etki / 1 milyar dolarlık inşaat harcaması
İstihdam (İş sayısı)	164.111	13,3	14.185,80
Doğrudan	55.136	17,6	4.766,00
Dolaylı	47.260	19,7	4.085,20
Zincirleme	61.714	4,5	5.334,60
İşgücü Kazancı (Milyon Dolar)	10.250,30	16,7	886,00
Doğrudan	3.819,10	20,2	330,10
Dolaylı	3.265,10	22,1	282,20
Zincirleme	3.166,10	6,8	273,70
Çıktı (Milyon Dolar)	32.267,90	31,9	2.789,30
Doğrudan	11.602,40	31	1.002,90
Dolaylı	10.990,30	44,7	950,00
Zincirleme	9.675,10	18,3	836,30
GSYİH'ye Katkı (Milyon Dolar)	15.584,10	19,1	1.347,10
Doğrudan	4.641,00	26	401,20
Dolaylı	5.283,60	25,5	456,70
Zincirleme	5.659,00	8,2	489,20

Not: Etkilerin hesaplanmasında kullanılan toplam inşaat harcama rakamı 11,57 milyar dolardır.

63- Bu çalışmada TL ve dolar cinsinden verilen rakamlar 2015 yılı sabit kurundan hesaplanmıştır.

64- IHS Economics. "The Economic Impact of Crude Oil Pipeline Construction and Operation". <http://www.nam.org/Issues/Energy-and-Environment/Crude-Oil-Pipeline-Impact-Study.pdf>

IHS Economics'in bulguları boru hattı inşaatı için harcanan her milyon doların iç piyasada dolaylı olarak dört kişilik istihdam yarattığını ortaya koyuyor.

Bir diğer veri tablosu olarak Oxford Economics'in

TAP'ın Makedonya'daki kara kesiminin ekonomik etkisini inceleyen çalışması sayılabilir. Oxford Economics'in tahminlerine göre boru hattı inşaatı için harcanan her milyon dolar iç piyasada dolaylı olarak 12,4 kişilik istihdam yaratıyor.

Tablo 14 TAP 1 milyar dolarlık yatırım harcaması için Ekonomik Etki Değerlendirmesi

Projenin ekonomik etkisi						
Etki	Metrik	Birim	İnşaat			
			2015	2016	2017	2018
Doğrudan	GSYİH	Milyon Euro	27	54	57	19
	İstihdam	Yıl başına istihdam	1.900	3.900	4.200	1.400
	Ücretler	Milyon Euro	13	23	25	8
	Vergi Gelirleri	Milyon Euro	7	14	15	5
Dolaylı	GSYİH	Milyon Euro	21	37	39	13
	İstihdam	Yıl başına istihdam	2.300	4.200	4.400	1.500
	Ücretler	Milyon Euro	8	15	16	5
	Vergi Gelirleri	Milyon Euro	5	8	8	3
Zincirleme	GSYİH	Milyon Euro	18	37	40	12
	İstihdam	Yıl başına istihdam	2.600	5.400	5.800	1.800
	Ücretler	Milyon Euro	6	13	15	4
	Vergi Gelirleri	Milyon Euro	4	8	9	3

Kaynak: Oxford Economics / TAG AG, Makedonya İstatistik Kurumu

Bu çalışma için bu iki rapordaki tahminlerin bir ortalamasını kullanacağız. Kara kesimi için 1 milyar dolarlık bir harcama tahmini verilen TürkAkım'ın iç piyasada dolaylı istihdam katkısı 8.000 olarak tahmin edilebilir.

TÜİK verilerine göre 2015 yılında Türkiye'de ortalama yıllık maaş 24.169 TL idi. Dolayısıyla TürkAkım'ın

kara kesimi inşaatına bağlı dolaylı işgücü kazancını $8.000 \times 24.169 = 193$ milyon TL ya da 67 milyon dolar olarak tahmin edebiliriz. GSYİH üzerindeki etkisinin hesaplanması için ise Türk ekonomisindeki ortalama işgücü verimlilik değerlerini kullanabiliriz. Bu değer 2015 yılı için işçi başına 113.000 TL idi. Böylelikle boru hattı inşaatının dolaylı GSYİH etkisi $8.000 \times 113.000 = 904$ milyon TL ya da 312 milyon dolar oluyor.

Tablo 15 Dolaylı Etki

İstihdam	Gelir		Katma Değer	
	Min TL	Mln \$	Min TL	Mln \$
8000	193	67	904	312

5.3 Zincirleme Etki

Bu kategori, boru hattı inşaatı temelli faaliyetlerle doğrudan bağlantılı şirketlerde çalışan insanların iç piyasadaki harcamalarından kaynaklanan ekonomik faaliyetlerle ilgilidir. Doğrudan etki analizinde görüldüğü gibi 62 milyon TL ya da 21 milyon dolarlık ek hanehalkı gelirin belli bir kısmı bu faaliyetlerden kaynaklanmaktadır. Toplam zincirleme etkinin

hesaplanabilmesi için bu gelirin iç piyasada başka sektörlerde harcanması neticesinde ortaya çıkan ek istihdam, gelir ve katma değer belirlenmesi gerekmektedir. Bu hedefe ulaşmak için marjinal tüketim eğilimi kavramından yararlanılacaktır. Bir ekonomide marjinal tüketim eğilimi, haneye giren her birim ek gelirin ne kadarlık bir kısmının harcanacağını göstergesidir. Ekonometri çalışmaları

bu oranına Türkiye için oldukça yüksek olduğunu göstermektedir. Marjinal tüketim eğilimi Merkez Bankası tarafından yayımlanan bir çalışmada 0,73 olarak verilmiştir⁶⁵. Başka bir deyişle, Türkiye’de hanehalkları ellerine geçen her bir birim ek gelirin yüzde 73’ünü harcıyorlar. Bu, ekonomiye $1/(1-0,73)$ olarak hesaplanan bir çarpan etkisiyle yansımakta ve marjinal tüketim eğilimi 0,73 olduğuna göre 3,7’lik bir düzeye tekabül etmektedir. Dolayısıyla, 62 milyon TL’yi bulan gelirin iç piyasada harcanması 230 milyon TL ya da 79 milyon dolarlık ikinci bir tüketim dalgası yaratmaktadır.

Bu tüketime yaratacağı ek istihdamın hesaplanmasında Türkiye ekonomisindeki istihdamın büyüme esnekliği de dikkate alınmalıdır. 2002-2014 yılları arası için yapılan bir hesaplama göre, her yüzde 3,6’lık büyüme artışı istihdamı yüzde 1 artırıyor⁶⁶. 230 milyon TL ya da 79 milyon dolarlık ek harcama ile yaratılacak toplam istihdam rakamı 1.494 olarak bulunmakta. İstihdam edilenlerin Türkiye ortalamalarına uygun ücretler alacağını düşündüğümüzde, söz konusu tüketime 36 milyon TL ya da 12,5 milyon dolarlık ek hanehalkı geliri yaratacağını da söyleyebiliriz.

Tablo 16 Zincirleme Etki

İstihdam	Gelir		Katma Değer	
	Min TL	Mln \$	Min TL	Mln \$
1494	36	12,5	230	79

TürkAkım boru hattının kara kesiminin ekonomik etki analizinin gösterdiği üzere, 1 milyar dolar yatırımla gerçekleştirilecek olan kara kesiminin inşaatı doğrudan, dolaylı ve zincirleme olarak toplamda aşağıda özetlenen faydaları sağlayacaktır:

- 13.500 ek istihdam,
- 100 milyon dolarlık ek hanehalkı geliri
- 546 milyon dolarlık ek ulusal gelir.

Toplam ekonomik etki ise aşağıdaki tabloda gösterilmektedir.

Tablo 17 Toplam Ekonomik Etki

	Toplam İstihdam	Gelir	Katma Değer
		Mln \$	Mln \$
Doğrudan Etki	4000	21	155
Dolaylı Etki	8000	67	312
Zincirleme Etki	1494	12,5	79
Toplam	13494	100	546

65- Ceritoğlu, E., (2013), Household Expectations and Household Consumption Expenditures: The Case of Turkey, TCMB Çalışma Kağıdı, No 13/10.

66- Caner Timur ve Zehra Timur Doğan (2015). İstihdam yaratmayan büyüme: Türkiye Analizi. Ardahan Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi, Sayı: 2, Ekim 2015, ss. 231-247

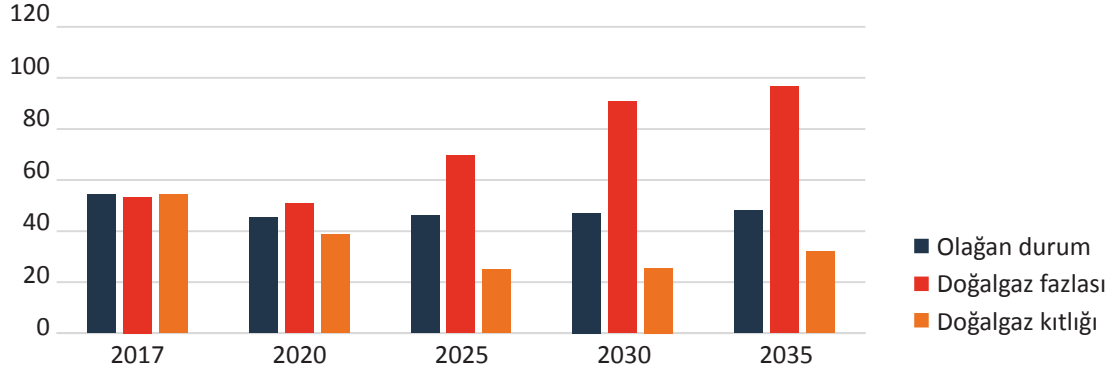
6 Sonuç

Bu çalışmanın başlıca amacı Türkiye'nin doğalgaz talep ve arz senaryolarına dayalı bir modelleme kullanmak suretiyle TürkAkım projesine duyulan ihtiyacın incelenmesiydi. Doğalgaz talebi Türkiye'ye göre uyarlanmış bir enerji modelinin desteğiyle elde edildi. Arz tahminleri ise Türkiye'nin mevcut ve olası doğalgaz alım sözleşmelerinin ayrıntılı bir şekilde çözümlenmesiyle sağlandı. Sonuçlar önceki bölümlerde ortaya kondu.

Sonuç bölümünde aynı mesele başka bir bakış açısından ele alınacak. Kısaca iki çalışma alanı, yani talep ve arz parametreleri, farklı senaryolara göre doğalgaz arzındaki olası açıkların belirlenmesi amacıyla bütünleştirilecek. TürkAkım'a özel olarak odaklanabilmek için arz tabloları TürkAkım'dan gelecek olası arzı dışarıda bırakacak şekilde yeniden oluşturuldu.

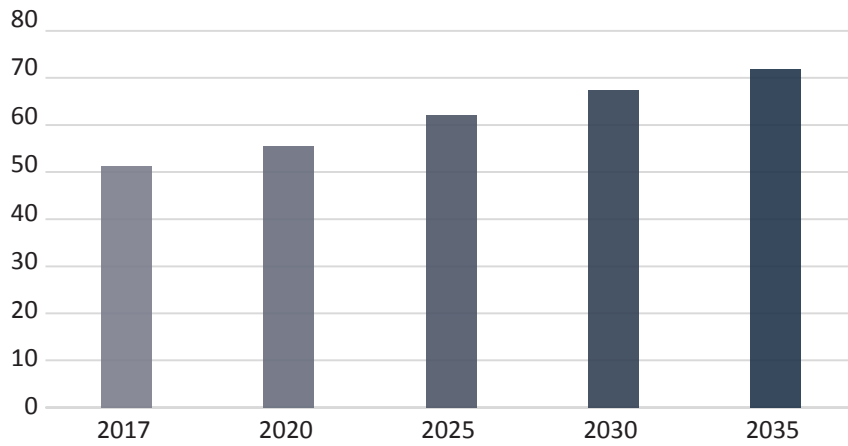
Her bir senaryo için farklı doğalgaz arz miktarları aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

Şekil 14 Doğalgaz arz senaryoları (mrmk) (TürkAkım hariç)



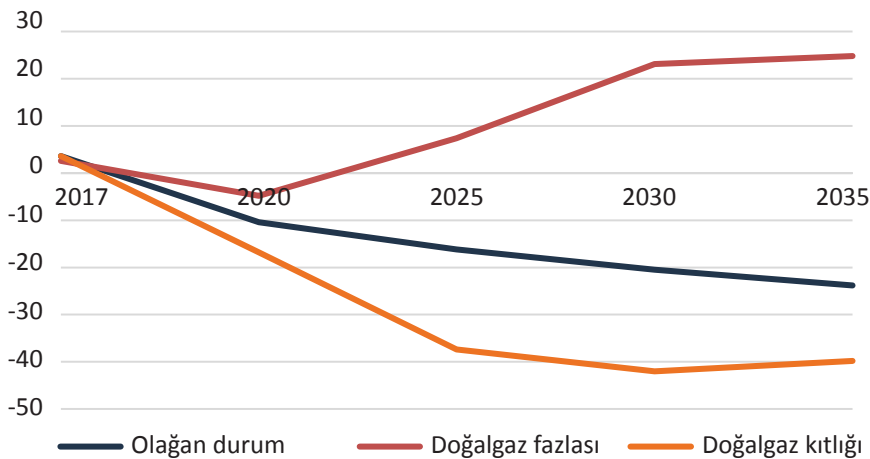
Modelin ortaya çıkardığı iç talep ise aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

Şekil 15 İç Piyasanın Doğalgaz Talep Tahminleri (mrmk)



Bu iki farklı veri setini bir araya getirdiğimizde doğalgaz arzında açık ya da fazlayı görebiliyoruz.

Şekil 16 Arz-Talep Dengesi



Arz ve talep eğrileri bir araya getirildiğinde, bölgesel gelişmelerin ve Türkiye'nin komşularıyla ikili ilişkilerinin olumlu bir seyir izlediği varsayımını merkeze alan "Doğalgaz Fazlası" senaryosu hariç, Türkiye'nin 2020 yılından sonra TürkAkım'dan sağlanan miktarın üzerinde doğalgaza ihtiyaç duyacağı ortaya çıkıyor. TürkAkım'dan gelecek olası miktar dışarıda bırakılırsa, 2025 yılı itibariyle Türkiye'nin doğalgaz açığı bildik seyir senaryosunda yaklaşık 16 milyar metreküp, doğalgaz kıtlığı senaryosunda ise 37 milyar metreküp civarında seyrediyor. 2035 yılında ise doğalgaz açığı bildik seyir senaryosuna göre 24 milyar metreküpe, doğalgaz kıtlığı senaryosuna göre 40 milyar metreküpe çıkıyor. Bu tablo Türkiye'nin TürkAkım boru hattından gelecek yıllık 15,75 milyar metreküp doğalgazdan büyük fayda sağlayacağını açıkça ortaya koyuyor. Hatta Türkiye'nin 2025'den

itibaren TürkAkım'dan alacağı gaz miktarını artırmak istemesi de olasılık dahilinde görünüyor.

Öte yandan TürkAkım projesinin inşaat ve işletim aşamalarında, Türkiye'nin enerji güvenliğine sağlayacağı katkıların yanı sıra, Türkiye'nin ulusal ekonomisi bakımından da sağlayacağı katkılar olacaktır. İşbu çalışma kapsamında projenin karasal boru hattı kısmının ekonomik etki analizi de yapılmıştır. Yapılan hesaplamalar 1 milyar dolar yatırımla gerçekleştirilecek olan kara kesiminin inşaatı doğrudan, dolaylı ve zincirleme etki olarak toplamda 13.500 ek istihdam, 100 milyon dolarlık ek hanehalkı geliri ve 546 milyon dolarlık ek ulusal gelir yaratılmasını sağlayacaktır. Bu ekonomik analize zaman içinde boru hattının işletilmesinin yaratacağı ekonomik faydaların de eklenmesi gerekecektir.

Kaynaklar

Board of Organized Industrial Zones, Industrial Zones and Applications in Turkey (Ali Yüksel), 2015 (<http://osbuk.org/?page=haber>, erişim tarihi: Eylül 2016)

EPDK, Gaz Piyasası Yıllık Raporu 2015 ve 2016 (<http://www.epdk.org.tr/TR/Dokumanlar/Dogalgaz/YayinlarRaporlar/Yillik> , erişim tarihi: Nisan 2017)

EÜAŞ, Elektrik Üretim Raporu, 2015 (<http://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT%2F1%2FDocuments%2FSekt%C3%B6r%20Raporu%2FE%C3%9CA%C5%9E%202015%20Sekt%C3%B6r%20Raporu.pdf>, erişim tarihi: Nisan 2017)

(<https://www.garantiinvestorrelations.com/tr/images/pdf/elektrik-piyasasi-turkce.pdf>, erişim tarihi: Nisan 2017)

GAZBİR, 2016 Doğalgaz Dağıtım Sektör Raporu, 2017 (<http://www.gazbir.org.tr/uploads/files/GAZB%C4%B0R%202016%20Do%C4%9Fa%20Gaz%20Raporu%20Rev10.pdf> , erişim tarihi: Nisan 2017)

(<http://www.eigm.gov.tr/tr-TR/Denge-Tablolari/Denge-Tablolari>, erişim tarihi: Nisan 2017)

Işık, M., Energy economy and environment integrated large scale modeling and analysis of the Turkish energy system, Doktora Tezi, 2016

İş Bankası, Doğalgaz Sektör Raporu, (Öztürk, A.B.), 2017 (https://ekonomi.isbank.com.tr/UserFiles/pdf/sr201701_dogalgazsektoru.pdf, erişim tarihi: Şubat 2017)

İzmir Atatürk Organize Sanayi Bölgesi Derneği, Gıda Sektörü Değerlendirme Raporu, 2013 (http://www.iaosb.org.tr/Media/FileDocument/gida_ve_icecek_sektorene_bakis_calistayi_raporu_mart%202013.pdf , erişim tarihi: Nisan 2017)

Kalkınma Bakanlığı, 10. Kalkınma Planı, 2014 ([http://www.mod.gov.tr/Lists/RecentPublications/Attachments/75/The%20Tenth%20Development%20Plan%20\(2014-2018\).pdf](http://www.mod.gov.tr/Lists/RecentPublications/Attachments/75/The%20Tenth%20Development%20Plan%20(2014-2018).pdf), erişim tarihi: Mayıs 2017)

Kalkınma Bakanlığı, 10. Kalkınma Planı (2014-2018) Özel İhtisas Komisyonu Raporları, Ticaret Hizmetlerinin Geliştirilmesi Çalışma Grubu Raporu, 2014 (<http://www.kalkinma.gov.tr/Pages/OzellhtisasKomisyonuRaporlari.aspx>, erişim tarihi: Mayıs 2017)

Kalkınma Bakanlığı, 10. Kalkınma Planı (2014-2018) Özel İhtisas Komisyonu Raporları, Tekstil, Deri ve Hazır Giyim Çalışma Grubu Raporu, 2014 (<http://www.kalkinma.gov.tr/Pages/OzellhtisasKomisyonuRaporlari.aspx>, erişim tarihi: Mayıs 2017)

NGV Journal, Global NGV Statistics, 2016 (<http://www.ngvjournals.com/worldwide-ngv-statistics/> erişim tarihi: Mayıs 2017)

NTV, CNG yakıtının yaygınlaşması ile ilgili haber, 2017 (<http://www.ntv.com.tr/ekonomi/araclarda-cng-yakiti-kullanimi-yayginlasacak,QgKwiJXawEiByjutKvC47w>, erişim tarihi: Mayıs 2017)

Devlet Planlama Enstitüsü, Elektrik Arz Güvenliği Strateji Belgesi, 2009 (http://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT%2F1%2FDocuments%2FBelge%2FArz_Guvenligi_Strateji_Belgesi.pdf , erişim tarihi: Nisan 2017)

TEİAŞ, 10 Year Capacity Projection of Turkish Electricity Generation 2010~2019, 2010 (<http://www.teias.gov.tr/YayinRapor/apk/projeksiyon/index.htm>, erişim tarihi: Şubat 2017)

Mahmutoğlu, M ve Öztürk, F, Turkey Electricity Consumption Forecasting and Policy Recommendations Can Be Improved, EY International Congress on Economics II "Europe and global economic rebalancing", 2015

TUIKa, Sanayi Üretim Endeksi, 2017

TUIKb, Yıllık Ortalama Büyüme ile birlikte Sanayi Üretim Endeksi

TUIKc, Yıllık Sanayi ve Hizmet İstatistikleri (NACE Rev 1 ve Rev2)

TUIKd, Nüfus İstatistikleri ve Tahminler, 2016

US Energy Information Administration, Average Quality of Fossil Fuel Receipts for the Electric Power Industry, 2016 (https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_07_03.html, erişim tarihi Mayıs 2017)

Ekler

A1

Model, Boğaziçi Üniversitesi Enerji Modelleme Sistemi (BUEMS) altında, onun bir uzantısı olarak dip-zirve yöntemini kullanacak şekilde oluşturuldu. Uzantıya BU-GAS adı verildi. Zengin teknolojik bir yapının eşlik ettiği dip-zirve sistemli bir yaklaşıma sahip olan BUEMS çerçevesi enerji sektörünün değer zincirinin bütününe çerçevesi ediyor. BUEMS enerji sektörünü en az veriyle mümkün olduğunca gerçekçi bir biçimde temsil etmek üzere tasarlandı. Dolayısıyla, veri toplama ve derleme süresinin azaltılmasını amaçlıyor. BUEMS'in bir uzantısı olarak geliştirilen BU-GAS modeli orta ve uzun vadeli doğalgaz talebini etkileyen yapısal, toplumsal, ekonomik ve teknolojik değişimleri göz önünde bulundurmanın yanı sıra, Bildik Seyir senaryosuna göre hareket edecek şekilde yapılandırıldı. Öte yandan, gerçekleşme ihtimali yüksek varyasyonların takibi için diğer senaryoların değerlendirilmesine de olanak sağlıyor.

BU-GAS modeli Boğaziçi Üniversitesi Enerji Sistemleri Modelleme Laboratuvarı'ndan Prof. Dr. Gürkan Kumbaroğlu ve Dr. Zafer Öztürk ile üniversitenin Enerji Politikaları Araştırma Merkezi tarafından geliştirilmiş ve işletilmektedir.

Yöntem, Veri Kaynakları ve Varsayımlar

Model enerji talebine yönelik, enerji sisteminin fiziksel tanımına dayalı tutarlı bir görünüm oluşturmak üzere, hesap çerçevesi yaklaşımını kullanıyor. Ayrıca enerji sistemindeki dönüşümün olası rotalarına dair tutarlı anlatımlar oluşturabilmek adına senaryo yaklaşımını da kullanıyor. Dolayısıyla, talep öngörüsü geliştirirken piyasa paylarını en uygun hale getirmeye ya da benzeştirmeye çalışmıyor, aksine talebi oluşturan olası alternatif piyasaların paylarının ne tür içerimlere sahip olduğunu çözümlenmeye çalışıyor.

BU-GAS modeli ortamında yapılan çözümlenmeler, bütün parçalarına ayrıştırılarak gerçekleştiriliyor. Bu çözümlenmeler yapılırken enerji tüketiminin yapısı, toplam ya da bütün faaliyetin en üst seviyede temsil edildiği hiyerarşik bir şema şeklinde düzenleniyor. Her bir alt sektörde enerji talebini yaratan başlıca unsurlar belirleniyor. Bu faaliyetlerin hiyerarşik

şemayı takiben parçalanmış düzeydeki dağılımı da yapılıyor. Faaliyetin ürünü ve enerji yoğunluğu (örneğin her birim faaliyet için talep) parçalanmış düzeyde talebi belirliyor.

Talep ilişkisi şöyle: $E = A \times I$, burada A = faaliyet seviyesi ve I = nihai enerji yoğunluğu.

Buna ek olarak, verimlilik kazançlarını hesaba katan Faydalı Enerji de Bu-Gas yaklaşımında kullanılan modelleme metodolojileri arasında.

Faydalı Enerji Analizi: $e = a' (u / n)$

u =faydalı enerji yoğunluğu, n = verimlilik

Proje çerçevesi boyunca BU-GAS, veri şartları nedeniyle doğalgaz öngörülerinin elektrik talebinden türetilmesi ihtiyacının hasıl olduğu durumlarda BU-ELC (BUEMS'in dip-zirve elektrik talep uzantısı) ile ortak çalıştı. Bunun yanı sıra, EU-ELC'nin sektör büyüme tahminleri, bu veri tabanının en güncel kaynak olduğu durumlarda kimi alt sektör tahminlerinin oluşturulmasında da dikkate alındı

BU-GAS modeli dip-zirve yaklaşımının temeline 2015 Türkiye Enerji Bilançosunu aldı. (Enerji İşleri Genel Müdürlüğü, 2105).

Bilanço Türkiye Doğalgaz Dağıtıcıları Birliği Derneğinin (GAZBİR 2017) raporları ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun (EPDK) 2015 Doğalgaz Piyasası Sektör Raporuyla (EPDK, 2015) da karşılaştırıldı.

Sektörle ilgili büyüme, kapasite, üretim, katma değerli GSYİH büyüme oranları ve benzerleri gibi tarihsel veriler Türkiye İstatistik Kurumu veri setlerinden alındı ya da türetildi (TÜİK, 2016).

Sektör büyüme eğilimleri de şu şekillerde elde edildi:

- Yetkililer ve sektörle ilgili piyasa önde gelenleriyle röportajlar
- Bakanlıklar ve resmi kuruluşların sektör raporlarıyla sanayinin ve mali kaynak sağlayan kuruluşların özel raporları
- Makroekonomik büyüme modelleri geliştirerek
- BU-GAS ve BU-ELC modellerini birlikte işleterek

A2. Endüstri Katma Değeri GSYİH Artışını Türetme için Kullanılan Sanayi Üretim Endeksi (TURKSTAT)

Sanayi üretim endeksi, 2005 - 2017
Industrial production index, 2005 - 2017

[Arındırılmamış endeksler- Gross indices]

[2010=100]

İktisadi faaliyet (NACE Rev. 2)	Yıl	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Yıllık ortalama	
Economic activity (NACE Rev. 2)	Year	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December	Annual average	
Toplam sanayi Total industry	2005	72.1	74.1	84.8	81.8	85.4	88.1	86.1	86.0	93.9	96.0	87.9	97.3	86.1	
	2006	72.9	80.6	95.3	90.3	96.1	97.5	94.2	91.6	98.2	92.2	100.5	99.8	92.4	7.3%
	2007	86.9	87.8	101.1	95.7	103.2	102.2	99.9	98.9	102.4	101.6	108.8	98.2	98.9	7.0%
	2008	96.7	95.9	104.7	102.9	106.3	104.6	104.3	95.5	98.3	95.2	94.8	81.1	98.3	-0.6%
	2009	75.9	72.9	82.2	83.5	88.1	94.2	95.0	89.3	88.8	101.1	92.0	100.5	88.6	-9.9%
	2010	85.6	85.4	100.0	97.7	101.7	103.9	105.0	100.5	97.2	108.6	98.6	115.9	100.0	12.8%
	2011	101.9	97.7	111.7	107.1	111.6	114.1	112.4	106.2	111.0	119.9	107.2	120.1	110.1	10.1%
	2012	104.5	102.9	115.8	110.0	118.2	116.5	116.1	103.4	116.4	112.3	121.4	116.7	112.9	2.5%
	2013	106.8	104.4	116.0	115.3	120.5	120.0	122.9	102.1	123.9	111.7	127.0	124.8	116.3	3.0%
	2014	114.9	109.7	121.3	120.9	122.7	122.0	117.4	115.0	129.4	116.7	125.5	130.3	120.5	3.6%
	2015	112.4	110.6	127.2	125.5	123.1	130.2	118.9	124.5	119.2	134.0	130.1	136.2	124.3	3.2%
	2016	116.4	120.2	133.2	126.4	131.9	131.8	108.9	128.0	114.3	134.3	136.2	137.9	126.6	1.9%
	2017 ^(r)	121.3	118.2	136.9											

A3. Demir içermeyen metaller sektörü için Ekonometrik Model Parametreleri

Demir içermeyen Metaller

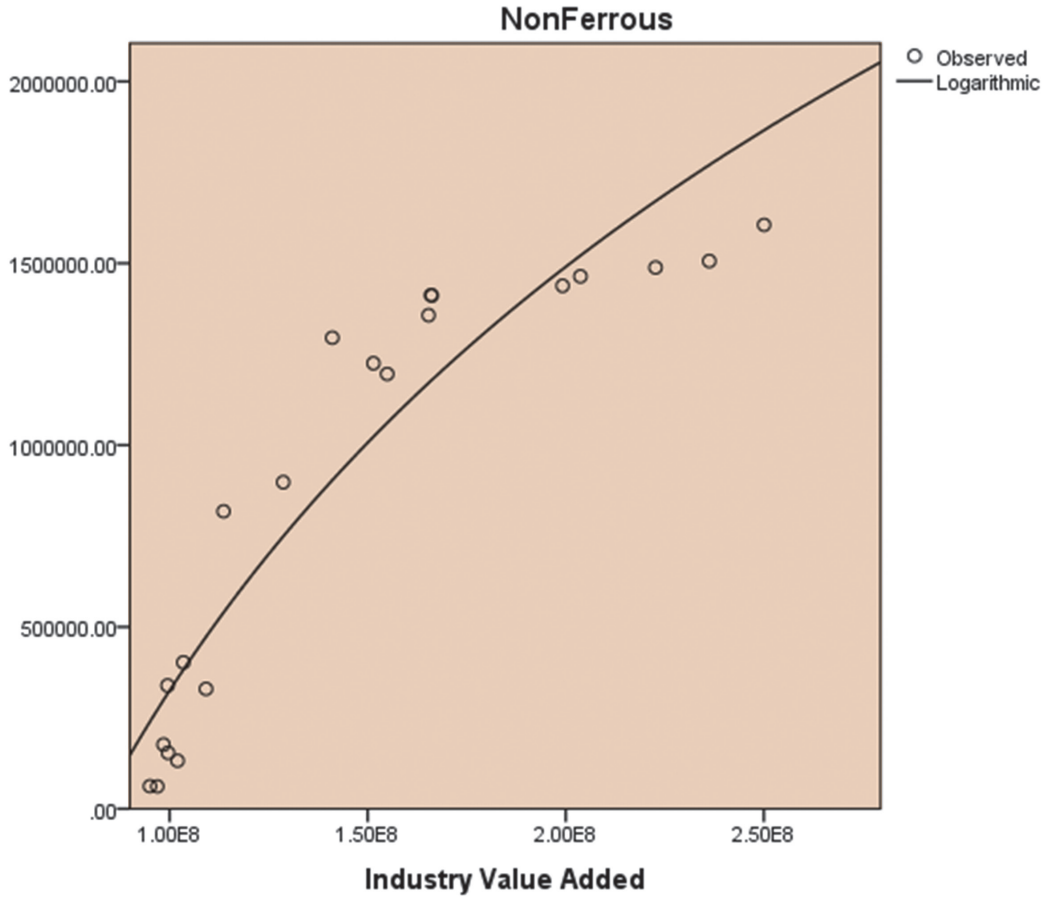
Model Özeti

R	R Kare	Düzeltilmiş R Kare	Tahmin Standart Sapma Payı
.938	.880	.874	208172.244

Bağımsız değişken Sanayi Katma Değeri.

Katsayılar

	Standardize edilmemiş katsayılar		Standardize katsayılar	t	Sig.
	B	Standart Sapma	Beta		
ln(Sanayi Katma Değeri)	1681434.867	142342.406	.938	11.813	.000
(Sabit)	-30648310.933	2670606.473		-11.476	.000



A4. Kimyevi Maddeler Sektörü için Ekonometrik Model Parametreleri

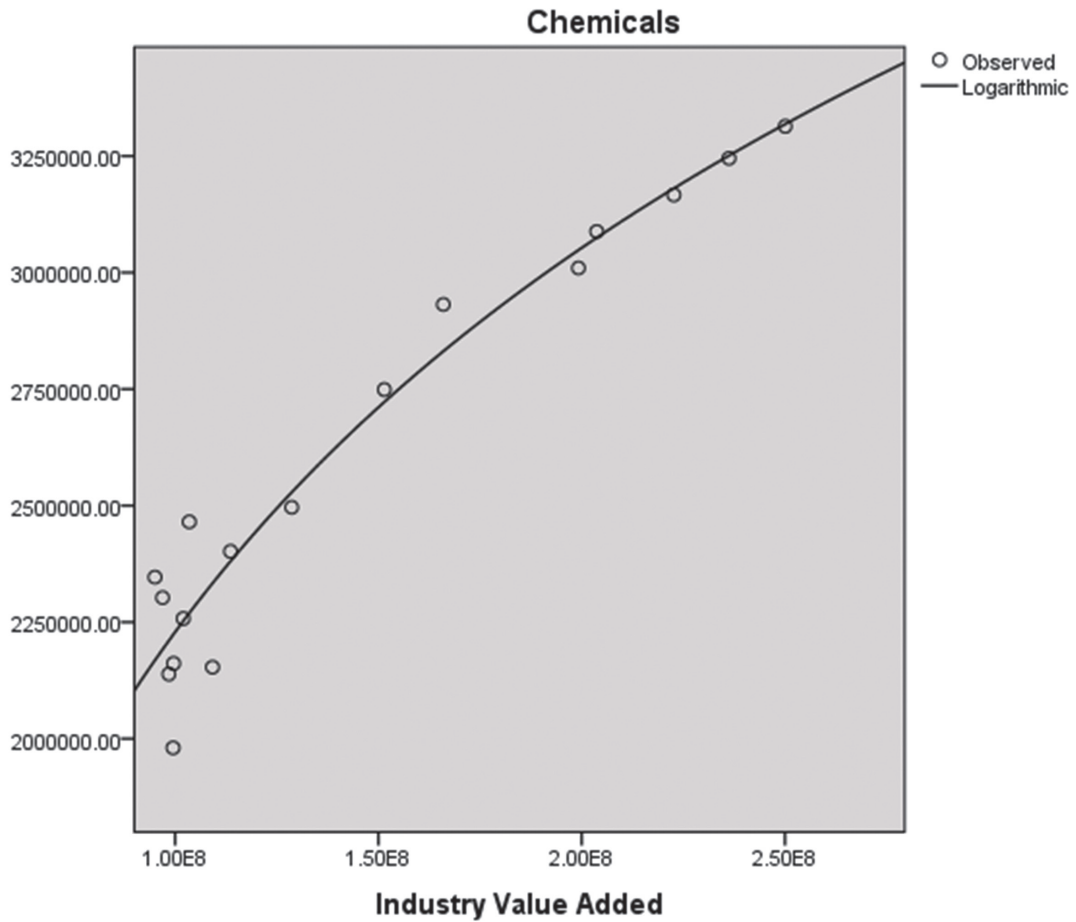
Kimyevi Maddeler

Model Özeti

R	R Kare	Düzeltilmiş R Kare	Tahmin Standart Sapma Payı
.968	.937	.932	114576.391
Bağımsız değişken Sanayi Katma Değeri.			

Katsayılar

	Standardize edilmemiş katsayılar		Standardize katsayılar	t	Sig.
	B	Standart Sapma	Beta		
ln(Sanayi Katma Değeri)	1189005.591	79795.646	.968	14.901	.000
(Sabit)	-19673533.388	1495094.132		-13.159	.000



A5. Çimento Sektörü için Ekonomik Model Parametreleri

Çimento

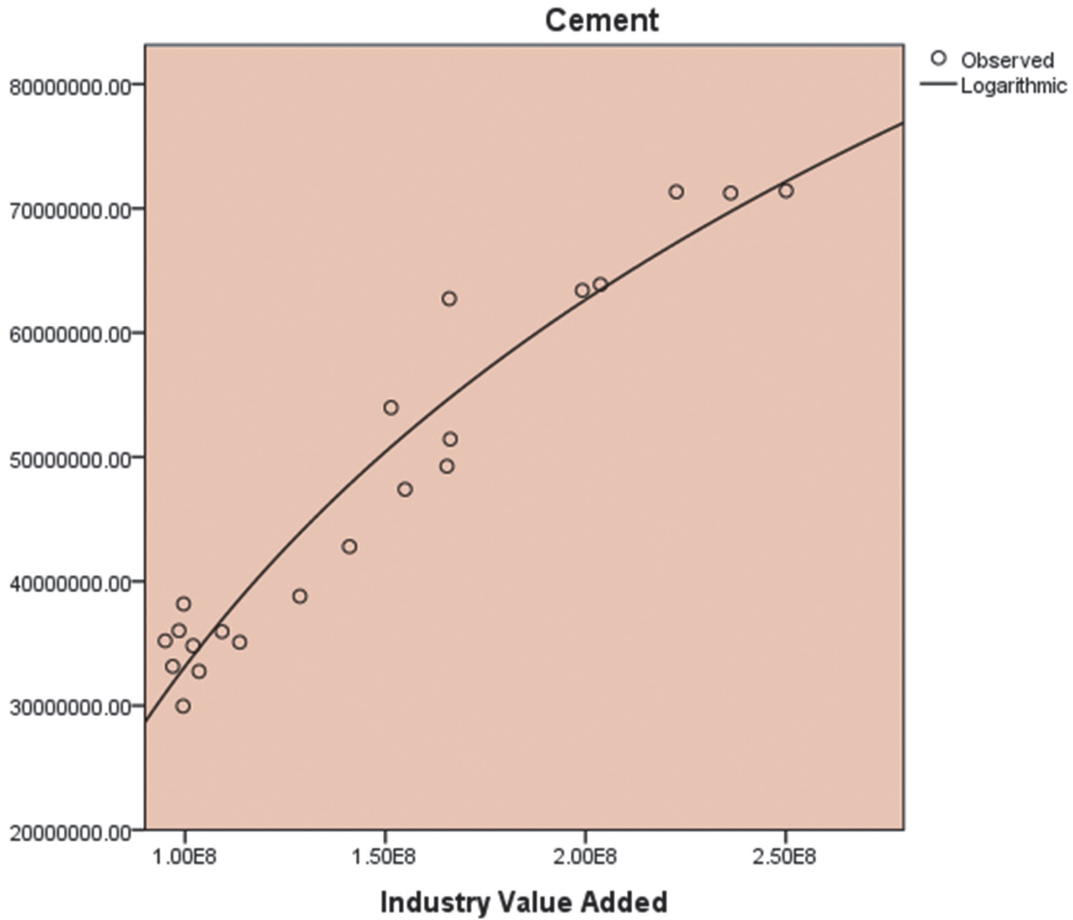
Model Özeti

R	R Kare	Düzeltilmiş R Kare	Tahmin Standart Sapma Payı
.965	.930	.927	3905267.396

Bağımsız değişken Sanayi Katma Değeri.

Katsayılar

	Standardize edilmemiş katsayılar		Standardize katsayılar	t	Sig.
	B	Standart Sapma	Beta		
ln(Sanayi Katma Değeri)	42559839.819	2670313.522	.965	15.938	.000
(Sabit)	-750822892.153	50100014.256		-14.986	.000



A6. Otomotiv sektörü için Ekonometrik Model Parametreleri

Otomotiv

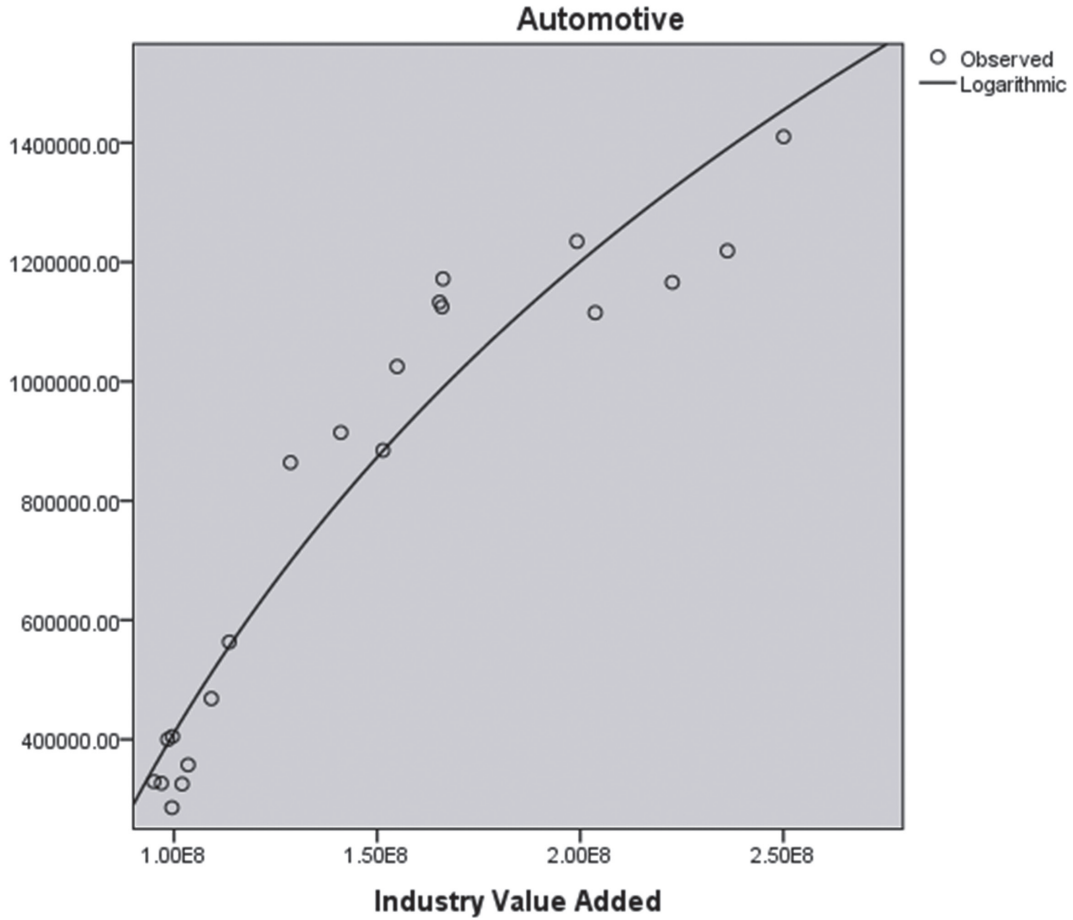
Model Özeti

R	R Kare	Düzeltilmiş R Kare	Tahmin Standart Sapma Payı
.960	.922	.918	111347.338

Bağımsız değişken Sanayi Katma Değeri.

Katsayılar

	Standardize edilmemiş katsayılar		Standardize katsayılar	t	Sig.
	B	Standart Sapma	Beta		
ln(Sanayi Katma Değeri)	1139494.327	76136.221	.960	14.967	.000
(Sabit)	-20579565.133	1428456.146		-14.407	.000



TÜRKAKIM: TÜRKİYE EKONOMİSİNE VE ENERJİ GÜVENLİĞİNE ETKİLERİ

ISBN : 978-605-66923-3-8

istanbul
ekonomi

edam
Ekonomi ve Dış Politika
Araştırmalar Merkezi