

**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ**

**TÜRKİYE'NİN DOĞAL GAZ ARZ GÜVENLİĞİ İLE İLGİLİ RİSKLERİN  
BELİRLENMESİ VE ANALİZİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**Ümit KILIÇ**

**Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı**

**Enerji Bilim ve Teknoloji Programı**

**Anabilim Dalı : Herhangi Mühendislik, Bilim**

**Programı : Herhangi Program**

**Mayıs 2014**



**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ**

**TÜRKİYE’NİN DOĞAL GAZ ARZ GÜVENLİĞİ İLE İLGİLİ RİSKLERİN  
BELİRLENMESİ VE ANALİZİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**Ümit KILIÇ  
(301101042)**

**Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı  
Enerji Bilim ve Teknoloji Programı**

**Tez Danışmanı : Prof. Dr. A. Beril MELİÇLİK, Bilim  
Anabilim Dalı : Herhangi Mühendislik, Bilim  
Programı : Herhangi Program**

**Mayıs 2014**



İTÜ, Enerji Enstitüsü'nün 301101042 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Ümit KILIÇ**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı "**TÜRKİYE'NİN DOĞAL GAZ ARZ GÜVENLİĞİ İLE İLGİLİ RİSKLERİN BELİRLENMESİ VE ANALİZİ**" başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

**Tez Danışmanı :**      **Prof.Dr. A. Beril TUĞRUL**  
İstanbul Teknik Üniversitesi

**Jüri Üyeleri :**            **Prof. Dr. Sermin ONAYGİL**  
İstanbul Teknik Üniversitesi

**Prof. Dr. Halit KESKİN**  
Gebze Yüksek Teknoloji Enstitüsü

**Teslim Tarihi :**            **5 Mayıs 2014**  
**Savunma Tarihi :**        **29 Mayıs 2014**



## ÖNSÖZ

Enerji stratejik özelliği olan bir olgudur. Enerjiye gereksinim; tüm insanlar, ülkeler ve medeniyet için başat nitelik taşımakta olup, yadsınamaz önem arz etmektedir. İnsanlar için bu denli önem arz eden enerjinin kesintisiz, güvenilir, ucuz, çeşitlendirilmiş ve yedeklenmiş kaynaklardan sağlanmasının garanti altına alınması ülkeler açısından çok kritik olmaktadır.

Bu yüksek lisans tezi çalışmasında, Türkiye için önemli enerji kaynaklarından biri olan doğal gazın arz güvenliği detaylı olarak incelenmiş ve risk modellemesi yapılarak ülkenin doğal gaz arz güvenliğini olumsuz yönde etkileyebilecek risk unsurları ve bunların muhtemel etkileri ortaya konmaya çalışılmıştır.

Beni bu çalışmaya teşvik ederek, çalışmam süresince ilgisini, desteğini ve güler yüzünü benden esirmegemeyen tez danışmanım ve hocam Prof. Dr. Beril Tuğrul'a, manevi desteğini benden hiçbir zaman esirgemeyen sevgili aileme, her zaman yanımda olan değerli dostlarım Dr. Sinan Aygan, Dr. Yusuf Şahin ve Aykut Karakoç'a çok teşekkür ederim.

Mayıs 2014

Ümit KILIÇ

Makine Mühendisi





## İÇİNDEKİLER

### Sayfa

|   |           |
|---|-----------|
| ÖNSÖZ.....  | i         |
| İÇİNDEKİLER .....   | iv        |
| KISALTMALAR .....   | viii      |
| ÇİZELGE LİSTESİ.....  | x         |
| ŞEKİL LİSTESİ.....  | xii       |
| SEMBOL LİSTESİ .....  | xiv       |
| TÜRKİYE’NİN DOĞAL GAZ ARZ GÜVENLİĞİ İLE İLGİLİ RİSKLERİN<br>BELİRLENMESİ VE ANALİZİ .....   | xvi       |
| ÖZET.....   | xvi       |
| IDENTIFICATION AND ANALYSIS OF RISKS ASSOCIATED WITH GAS<br>SUPPLY SECURITY OF TURKEY ..... | xviii     |
| SUMMARY .....   | xviii     |
| <b>1. GİRİŞ .....</b>   | <b>1</b>  |
| <b>2. ENERJİ KAYNAKLARI .....</b>   | <b>5</b>  |
| 2.1 Enerji Kaynaklarının Sınıflandırılması .....  | 5         |
| 2.2 Yenilenemeyen Birincil Enerji Kaynakları .....  | 5         |
| 2.2.1 Fosil yakıtlar .....  | 5         |
| 2.2.1.1 Petrol .....  | 6         |
| 2.2.1.2 Kömür .....   | 8         |
| 2.3 Doğal Gaz.....  | 10        |
| 2.3.1 Doğal gazın kimyası ve jeolojik oluşumu.....  | 12        |
| 2.4 Emre Amade Enerji Kaynakları ve Doğal Gazın Yeri.....                                   | 14        |
| 2.5 Doğal Gazın Dünyada Taşınması ve Gelişimi .....   | 17        |
| 2.6 Dünya’daki Doğal Gaz Ticaret Yolları .....  | 19        |
| <b>3. RİSK ANALİZİ.....</b>   | <b>23</b> |
| 3.1 Risk Analizi Kavramı ve Önemi .....   | 23        |
| 3.2 Risk Analizi İçin Önemli Faktörler .....  | 24        |
| 3.3 Risk Analizi İçin Önemli Parametreler .....   | 25        |
| 3.4 N-1 Kriteri .....   | 26        |
| 3.5 Risk Değerlendirmesi .....  | 27        |
| <b>4. TÜRKİYE’DE DOĞAL GAZ PİYASASI .....</b>   | <b>31</b> |
| 4.1 Doğal Gaz Arzı.....   | 31        |
| 4.1.1 Doğal gaz üretimi.....  | 31        |
| 4.1.2 Doğal gaz ithalatı .....  | 33        |
| 4.1.3 Depolama .....  | 36        |
| 4.1.3.1 Yeraltı doğal gaz depolama tesisleri .....  | 38        |
| 4.1.3.2 LNG şeklinde depolama tesisleri .....   | 38        |
| 4.2 Doğal Gaz Talebi .....  | 38        |
| 4.3 Arz Talep Dengesi.....  | 41        |
| 4.4 Türkiye’de Planlanan ve Mevcut Doğal Gaz Boru Hatları .....                             | 43        |
| 4.4.1 Türkiye’deki mevcut doğal gaz boru hatları .....                                      | 44        |

|   |           |
|---|-----------|
| 4.4.1.1 Rusya Federasyonu-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı (Kofçaz-Ankara)                                  | 44        |
| 4.4.1.2 Doğu Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı (İran –Türkiye hattı)   | 44        |
| 4.4.1.3 Rusya Federasyonu- Samsun- Ankara Doğal Gaz Boru Hattı (Mavi Akım)                              | 44        |
| 4.4.1.4 Azerbaycan - Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı (Şahdeniz)  | 45        |
| 4.4.1.5 Türkiye - Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı   | 45        |
| 4.4.2 Türkiye’de planlanan boru hatları   | 45        |
| 4.4.2.1 Türkiye-Yunanistan-İtalya Doğal Gaz Boru Hattı Projesi (ITGI)                                   | 45        |
| 4.4.2.2 Kuzey Irak-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi   | 46        |
| 4.4.2.3 Türkiye-Mısır Arap Boru Hattı Projesi   | 46        |
| 4.4.2.4 Hazar Geçişli Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi                          | 46        |
| 4.4.2.5 Türkiye - Bulgaristan - Romanya - Macaristan - Avusturya Doğal Gaz Boru Hattı Projesi (Nabucco) | 46        |
| 4.4.2.6 Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı Projesi (TANAP)  | 47        |
| 4.5 Türkiye’de Mevcut ve Planlanan LNG Terminalleri   | 47        |
| 4.6 Enerji Terminali Türkiye  | 48        |
| <b>5. TÜRKİYE’DE DOĞAL GAZ RİSK ANALİZİ MODELLEMESİ</b>   | <b>51</b> |
| 5.1 Doğal Gaz Sistemi Alt Yapılarının Arz Güvenliği Kriterleri Açısından Değerlendirilmesi              | 52        |
| 5.2 Risklerin ve Kriz Senaryolarının Belirlenmesi   | 60        |
| 5.2.1 Genel çerçevede risklerin belirlenmesi  | 60        |
| 5.2.1.1 Teknik riskler  | 60        |
| 5.2.1.2 Jeopolitik riskler  | 61        |
| 5.2.1.3 Ekonomik riskler  | 62        |
| 5.2.1.4 Çevresel riskler  | 63        |
| 5.2.1.5 Jeolojik riskler  | 63        |
| 5.2.2 Türkiye doğal gaz sistemi giriş noktalarının iç ve dış riskler kapsamında incelenmesi             | 64        |
| 5.2.2.1 Dış riskler   | 64        |
| Malkoçlar giriş noktası   | 64        |
| Durusu giriş noktası  | 65        |
| Türkgözü giriş noktası  | 65        |
| Gürbulak giriş noktası  | 65        |
| Marmara Ereğlisi ve Aliğa LNG Terminali giriş noktaları   | 66        |
| 5.2.2.2 İç riskler  | 67        |
| Teknik riskler  | 67        |
| Ekonomik riskler  | 68        |
| Çevresel riskler  | 70        |
| Jeolojik riskler  | 71        |
| 5.2.3 Kriz senaryolarının belirlenmesi  | 71        |
| 5.2.3.1 Talep senaryoları   | 71        |
| Talep senaryosu 1   | 71        |
| Talep senaryosu 2   | 73        |
| 5.2.3.2 Arz senaryoları   | 74        |
| Arz senaryosu 1   | 74        |
| Arz senaryosu 2   | 74        |
| Arz senaryosu 3   | 74        |
| Arz senaryosu 4   | 74        |

|   |            |
|---|------------|
| Arz senaryosu 5.....  | 74         |
| Arz senaryosu 6.....  | 74         |
| Arz senaryosu 7.....  | 74         |
| Arz senaryosu 8.....  | 75         |
| Arz senaryosu 9.....  | 75         |
| Arz senaryosu 10.....   | 75         |
| Arz senaryosu 11.....   | 75         |
| Arz senaryosu 12.....   | 75         |
| Arz senaryosu 13.....   | 75         |
| Arz senaryosu 14.....   | 75         |
| Arz senaryosu 15.....   | 75         |
| Arz senaryosu 16.....   | 76         |
| Arz senaryosu 17.....   | 76         |
| Arz senaryosu 18.....   | 76         |
| Arz senaryosu 19.....   | 76         |
| Arz senaryosu 20.....   | 76         |
| Arz senaryosu 21.....   | 76         |
| Arz senaryosu 22.....   | 76         |
| Arz senaryosu 23.....   | 76         |
| Arz senaryosu 24.....   | 76         |
| 5.3 Risk Analizi ve Kriz Senaryolarının Simülasyonu .....         | 77         |
| 5.3.1 Olasılıkların belirlenmesi .....                            | 77         |
| 5.3.2 Etkilerin belirlenmesi .....                                | 79         |
| 5.3.2.1 Talep senaryosu 1 kapsamında etkilerin belirlenmesi ..... | 80         |
| Arz senaryosu 1 ve 2 .....  | 80         |
| Arz senaryosu 3 ve 4 .....  | 81         |
| Arz senaryosu 5, 6, 7 ve 8 .....                                  | 82         |
| Arz senaryosu 9 ve 10 .....                                       | 83         |
| Arz senaryosu 11 ve 12 .....                                      | 83         |
| Arz senaryosu 13 ve 14 .....                                      | 84         |
| Arz senaryosu 15 ve 16 .....                                      | 85         |
| Arz senaryosu 17 ve 18 .....                                      | 85         |
| Arz senaryosu 19, 20 ve 21 .....                                  | 86         |
| Arz senaryosu 22, 23 ve 24 .....                                  | 87         |
| 5.3.2.2 Talep senaryosu 2 kapsamında etkilerin belirlenmesi ..... | 88         |
| Arz senaryosu 1 ve 2 .....  | 88         |
| Arz senaryosu 3 ve 4 .....  | 89         |
| Arz senaryosu 5, 6, 7 ve 8 .....                                  | 90         |
| Arz senaryosu 9 ve 10 .....                                       | 91         |
| Arz senaryosu 11 ve 12 .....                                      | 92         |
| Arz senaryosu 13 ve 14 .....                                      | 92         |
| Arz senaryosu 15 ve 16 .....                                      | 93         |
| Arz senaryosu 17 ve 18 .....                                      | 94         |
| Arz senaryosu 19, 20 ve 21 .....                                  | 95         |
| Arz senaryosu 22, 23 ve 24 .....                                  | 96         |
| 5.4 Risk Değerlendirmesi Sonuçları.....                           | 96         |
| 5.4.1 Risk matrisinin oluşturulması .....                         | 97         |
| <b>6. SONUÇ VE TARTIŞMA.....</b>                                  | <b>101</b> |
| <b>KAYNAKLAR .....</b>  | <b>105</b> |
| <b>ÖZGEÇMİŞ.....</b>  | <b>109</b> |



## KISALTMALAR

|                       |   |
|-----------------------|---|
| <b>A.P.I.</b>         | : Amerikan Petrol Enstitüsü (The American Petroleum Institute)                                    |
| <b>AB</b>             | : Avrupa Birliği  |
| <b>BOTAŞ</b>          | : Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi   |
| <b>BOTAŞ EBT</b>      | : BOTAŞ Elektronik Bülten   |
| <b>BP</b>             | : British Petroleum Company   |
| <b>EPDK</b>           | : Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu  |
| <b>ETKB</b>           | : Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı   |
| <b>IEA</b>            | : Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency)  |
| <b>ISO</b>            | : International Organization for Standardization  |
| <b>ITGI</b>           | : Türkiye - Yunanistan - İtalya Doğal Gaz Boru Hattı Projesi                                      |
| <b>Kcal</b>           | : Kilo Kalori   |
| <b>LNG</b>            | : Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (Liquefied Natural Gas)   |
| <b>MTEP</b>           | : Milyon Ton Eşdeğer Petrol   |
| <b>OECD</b>           | : Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü (Organization for Economic Co- operation and Development) |
| <b>Sm<sup>3</sup></b> | : Standart Metreküp (Standard Cubic Meters)   |
| <b>SOCAR</b>          | : Azerbaycan Devlet Petrolleri Şirketi (State Oil Company of Azerbaijan Republic)                 |
| <b>TANAP</b>          | : Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı Projesi  |
| <b>TPAO</b>           | : Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı   |
| <b>TWh</b>            | : TeraWatt Saat (Terawatt Hour)   |



## ÇİZELGE LİSTESİ

### Sayfa

|  |    |
|--|----|
| Çizelge 2.1 : Dünya’da başlıca ham petrol üreticisi ülkeler (IEA, 2013).....   | 7  |
| Çizelge 2.2 : Dünya’da başlıca ham petrol ihracatçısı ve ithalatçısı ülkeler (IEA, 2013).....  | 8  |
| Çizelge 2.3 : Dünya’da başlıca kömür üreticisi ülkeler (IEA, 2013) .....   | 9  |
| Çizelge 2.4 : Dünya’da başlıca kömür ihracatçısı ve ithalatçısı ülkeler (IEA, 2013)  | 10 |
| Çizelge 2.5 : Dünya’da başlıca doğal gaz üreticisi ülkeler (IEA, 2013) .....   | 11 |
| Çizelge 2.6 : Dünya’da başlıca doğal gaz ihracatçısı ve ithalatçısı ülkeler (IEA, 2013).....   | 12 |
| Çizelge 2.7 : Doğal gazın özellikleri .....  | 13 |
| Çizelge 3.1 : Olasılık derecelendirme tablosu .....  | 28 |
| Çizelge 3.2 : Etki derecelendirme tablosu .....  | 29 |
| Çizelge 4.1 : 2008-2012 yılları arasında Türkiye’de doğal gaz üretimi (EPDK, 2013) .....   | 32 |
| Çizelge 4.2 : Türkiye’nin 2012 itibariyle doğal gaz ithal ettiği ülkeler ve ithalat miktarları (EPDK, 2013) .....  | 34 |
| Çizelge 4.3 : Boru hatları ile doğal gaz ithal eden özel şirketler ve ithalat miktarları (EPDK, 2013) .....  | 35 |
| Çizelge 4.4 : Türkiye’de mevcut ve planlanan doğal gaz depolama tesisleri (EPDK, 2013).....  | 37 |
| Çizelge 4.5 : Türkiye’de 2004-2012 yılları arasındaki doğal gaz tüketim miktarları (EPDK, 2013) .....  | 39 |
| Çizelge 4.6 : Bazı Avrupa ülkelerinde 2011 ve 2012 yıllarında doğal gaz tüketimi (BP, 2013) .....  | 50 |
| Çizelge 5.1 : Türkiye’nin doğal gaz sistemi giriş noktalarının teknik kapasiteleri (BOTAŞ, 2014) .....   | 53 |
| Çizelge 5.2 : 2008-2014 yılları arasında Türkiye’nin ilgili yıl içinde en yüksek doğal gaz tüketiminin gerçekleştiği gündeki doğal gaz tüketim miktarı (BOTAŞ, 2014) ..... | 54 |
| Çizelge 5.3 : EP <sub>m</sub> hesaplamalarında kullanılan giriş noktalarının teknik kapasiteleri .....   | 55 |
| Çizelge 5.4 : P <sub>m</sub> hesaplamalarında kullanılan üretim giriş noktalarının teknik kapasiteleri.....  | 56 |
| Çizelge 5.5 : S <sub>m</sub> hesaplamalarında kullanılan depolama giriş noktalarının teknik kapasiteleri.....  | 57 |
| Çizelge 5.6 : LNG <sub>m</sub> hesaplamalarında kullanılan LNG giriş noktalarının teknik kapasiteleri.....   | 57 |
| Çizelge 5.7 : Türkiye için N-1 kriteri hesaplamasında kullanılan parametreler.....   | 58 |
| Çizelge 5.8 : 994/2010 numaralı AB yönetmeliği çerçevesinde verilen değer ve Türkiye değeri .....  | 58 |
| Çizelge 5.9 : Doğal gaz çevrim hesaplamalarında kullanılan parametreler. ....  | 60 |
| Çizelge 5.10 : Teknik riskler. ....  | 61 |
| Çizelge 5.11 : Jeopolitik riskler. ....  | 62 |

|   |    |
|---|----|
| Çizelge 5.12 : Ekonomik riskler. ....   | 62 |
| Çizelge 5.13 : Çevresel riskler. ....   | 63 |
| Çizelge 5.14 : Jeolojik riskler. ....   | 63 |
| Çizelge 5.15 : 2008-2014 yılları arasında kış aylarında gerçekleşen ortalama günlük doğal gaz talebi (BOTAS, 2014). ....                                    | 72 |
| Çizelge 5.16 : 2008-2014 yılları arasında en yüksek doğal gaz tüketiminin gerçekleştiği haftalardaki günlük ortalama doğal gaz tüketimi (BOTAS, 2014). .... | 73 |
| Çizelge 5.17 : Olasılıkların belirlenmesinde kullanılan derecelendirme tablosu. ....  | 77 |
| Çizelge 5.18 : Kriz senaryolarının gerçekleşme olasılıkları tablosu. ....   | 78 |
| Çizelge 5.19 : Etki matrisi. ....   | 80 |
| Çizelge 5.20 : Arz senaryosu 1 ve 2 için etki matrisi. ....   | 81 |
| Çizelge 5.21 : Arz senaryosu 3 ve 4 için etki matrisi. ....   | 82 |
| Çizelge 5.22 : Arz senaryosu 5, 6, 7 ve 8 için etki matrisi. ....   | 82 |
| Çizelge 5.23 : Arz senaryosu 9 ve 10 için etki matrisi. ....  | 83 |
| Çizelge 5.24 : Arz senaryosu 11 ve 12 için etki matrisi. ....   | 84 |
| Çizelge 5.25 : Arz senaryosu 13 ve 14 için etki matrisi. ....   | 85 |
| Çizelge 5.26 : Arz senaryosu 15 ve 16 için etki matrisi. ....   | 85 |
| Çizelge 5.27 : Arz senaryosu 17 ve 18 için etki matrisi. ....   | 86 |
| Çizelge 5.28 : Arz senaryosu 19, 20 ve 21 için etki matrisi. ....   | 87 |
| Çizelge 5.29 : Arz senaryosu 22, 23 ve 24 için etki matrisi. ....   | 88 |
| Çizelge 5.30 : Arz senaryosu 1 ve 2 için etki matrisi. ....   | 89 |
| Çizelge 5.31 : Arz senaryosu 3 ve 4 için etki matrisi. ....   | 90 |
| Çizelge 5.32 : Arz senaryosu 5, 6, 7 ve 8 için etki matrisi. ....   | 91 |
| Çizelge 5.33 : Arz senaryosu 9 ve 10 için etki matrisi. ....  | 91 |
| Çizelge 5.34 : Arz senaryosu 11 ve 12 için etki matrisi. ....   | 92 |
| Çizelge 5.35 : Arz senaryosu 13 ve 14 için etki matrisi. ....   | 93 |
| Çizelge 5.36 : Arz senaryosu 15 ve 16 için etki matrisi. ....   | 94 |
| Çizelge 5.37 : Arz senaryosu 17 ve 18 için etki matrisi. ....   | 95 |
| Çizelge 5.38 : Arz senaryosu 19, 20 ve 21 için etki matrisi. ....   | 95 |
| Çizelge 5.39 : Arz senaryosu 22, 23 ve 24 için etki matrisi. ....   | 96 |
| Çizelge 5.40 : Risk matrisi. ....   | 98 |
| Çizelge 5.41 : Risk puanlarına göre senaryoların sınıflandırılması. ....  | 99 |



## ŞEKİL LİSTESİ

### Sayfa

|  |    |
|--|----|
| Şekil 2.1 : Dünya’da birincil enerji kaynakları (IEA, 2013) .....  | 6  |
| Şekil 2.2 : Dünya’da ham petrol üretimi (IEA, 2013) .....  | 7  |
| Şekil 2.3 : Dünya’da kömür üretimi (IEA, 2013) .....   | 9  |
| Şekil 2.4 : Dünyada doğal gaz üretimi (IEA, 2013) .....  | 11 |
| Şekil 2.5 : Dünya’da elektrik üretiminde kullanılan enerji kaynaklarının 1973 yılındaki dağılımı (IEA, 2013) .....   | 15 |
| Şekil 2.6 : Dünya’da elektrik üretiminde kullanılan enerji kaynaklarının 2011 yılındaki dağılımı (IEA, 2013) .....   | 15 |
| Şekil 2.7 : Dünya’da toplam elektrik üretimi içerisinde emre amade enerji kaynaklarının yeri (IEA, 2013) .....   | 16 |
| Şekil 2.8 : Doğal gazın emre amade enerji kaynaklarının içerisindeki yeri (IEA, 2013) .....  | 17 |
| Şekil 2.9 : Dünya’da doğal gaz ticaret yolları (BP, 2013) .....  | 22 |
| Şekil 3.1 : ISO 31000 Risk yönetimi standardına göre risk analizi metodunun şematik gösterimi .....  | 23 |
| Şekil 4.1 : 2012 yılında doğal gaz arzının karşılandığı kaynakların payları (EPDK, 2013) .....   | 32 |
| Şekil 4.2 : Türkiye doğal gaz boru hatları .....   | 33 |
| Şekil 4.3 : Türkiye’nin 2012 yılı itibariyle doğal gaz ithalinin ülkeler bazında oranları (EPDK, 2013) .....   | 34 |
| Şekil 4.4 : Türkiye’de 2012 yılı verilerine göre boru hatlarıyla gerçekleştirilen doğal gaz ithalatı ve LNG şeklinde gerçekleştirilen ithalat (EPDK, 2013) .....         | 36 |
| Şekil 4.5 : Türkiye’de yaşanan doğal gaz tüketiminin sektörel kullanım oranları (EPDK, 2013) .....   | 40 |
| Şekil 4.6 : Türkiye’de 2009 ve 2013 yılları arasında doğal gaz tüketiminde görülen aylık dağılım (EPDK, 2014) .....  | 42 |
| Şekil 4.7 : Türkiye’de mevcut ve planlanan doğal gaz boru hattı ve LNG terminalleri (BOTAS, 2012) .....  | 43 |
| Şekil 4.8 : Üretici ve tüketici ülkeler arasında Türkiye’nin coğrafi konumu (B.P., 2013) .....   | 49 |
| Şekil 5.1 : Trans-Balkan Boru Hattı güzergahı .....  | 52 |
| Şekil 5.2 : 2008-2014 yılları arasında Türkiye’nin ilgili yıl içinde en yüksek doğal gaz tüketiminin gerçekleştiği gündeki doğal gaz tüketim miktarı (BOTAS, 2014) ..... | 53 |
| Şekil 5.3 : Fuel-oil ve dizel yakıtla çalışan enerji santrallerinin Türkiye’nin toplam kurulu gücü içindeki payı (EPDK, 2014) .....                                      | 59 |
| Şekil 5.4 : Rusya’nın Ukrayna üzerinden gerçekleştirdiği doğal gaz ihracatı -Milyar kübik kadem- (EIA, 2014) .....   | 64 |
| Şekil 5.5 : Trans-Balkan Doğal gaz Boru Hattı ve Mavi Akım (EIA, 2014) .....   | 65 |
| Şekil 5.6 : İran-Türkiye Doğal gaz Boru Hattı (EIA, 2014) .....  | 66 |
| Şekil 5.7 : Avrupa ülkelerinde doğal gazda dışa bağımlılık ve doğal gaz depolama kapasitesi (EIA, 2013) .....  | 68 |

|   |    |
|---|----|
| <b>Şekil 5.8</b> : Türkiye'nin yıllık bazda gerçekleşen ve tahmin edilen arz talep dengesi (EIA, 2013). .....   | 69 |
| <b>Şekil 5.9</b> : Doğal gaz arzı sağlanan iller (BOTAŞ, 2012). .....   | 69 |
| <b>Şekil 5.10</b> : Türkiye'nin tertiplenmiş günlük doğal gaz talep eğrisi (BOTAŞ, 2014). .....   | 70 |
| <b>Şekil 5.11</b> : 2009-2013 yılları arasında Türkiye doğal gaz tüketiminde üretim ve ithalat payları (EPDK, 2013). .....  | 71 |
| <b>Şekil 5.12</b> : 2008-2014 yılları arasında kış aylarında gerçekleşen ortalama günlük doğal gaz talebi (BOTAŞ, 2014). .....                                    | 72 |
| <b>Şekil 5.13</b> : 2008-2014 yılları arasında en yüksek doğal gaz tüketiminin gerçekleştiği haftalardaki günlük ortalama doğal gaz tüketimi (BOTAŞ, 2014). ..... | 73 |
| <b>Şekil 5.14</b> : Arz senaryosu 1 ve 2 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). ....   | 81 |
| <b>Şekil 5.15</b> : Arz senaryosu 3 ve 4 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). ....   | 81 |
| <b>Şekil 5.16</b> : Arz senaryosu 5, 6, 7 ve 8 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). .....  | 82 |
| <b>Şekil 5.17</b> : Arz senaryosu 9 ve 10 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). ..  | 83 |
| <b>Şekil 5.18</b> : Arz senaryosu 11 ve 12 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). ..   | 84 |
| <b>Şekil 5.19</b> : Arz senaryosu 13 ve 14 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). ..   | 84 |
| <b>Şekil 5.20</b> : Arz senaryosu 15 ve 16 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). ..   | 85 |
| <b>Şekil 5.21</b> : Arz senaryosu 17 ve 18 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). ..   | 86 |
| <b>Şekil 5.22</b> : Arz senaryosu 19, 20 ve 21 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). .....  | 87 |
| <b>Şekil 5.23</b> : Arz senaryosu 22, 23 ve 24 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). .....  | 88 |
| <b>Şekil 5.24</b> : Arz senaryosu 1 ve 2 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). ....   | 89 |
| <b>Şekil 5.25</b> : Arz senaryosu 3 ve 4 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). ....   | 89 |
| <b>Şekil 5.26</b> : Arz senaryosu 5, 6, 7 ve 8 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün) .....   | 90 |
| <b>Şekil 5.27</b> : Arz senaryosu 9 ve 10 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). ..  | 91 |
| <b>Şekil 5.28</b> : Arz senaryosu 11 ve 12 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). ..   | 92 |
| <b>Şekil 5.29</b> : Arz senaryosu 13 ve 14 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). ..   | 93 |
| <b>Şekil 5.30</b> : Arz senaryosu 15 ve 16 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). ..   | 93 |
| <b>Şekil 5.31</b> : Arz senaryosu 17 ve 18 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). ..   | 94 |
| <b>Şekil 5.32</b> : Arz senaryosu 19, 20 ve 21 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). .....  | 95 |
| <b>Şekil 5.33</b> : Arz senaryosu 22, 23 ve 24 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün). .....  | 96 |

## SEMBOL LİSTESİ

|                                |  |
|--------------------------------|--|
| <b><math>D_{max}</math></b>    | : İstatiksel olarak 20 yılda bir meydana gelebilecek seviyede yüksek bir günlük doğal gaz talebi   |
| <b><math>D_{eff}</math></b>    | : Talep tarafı yönetiminde zamanında alınacak önlemler sayesinde kısılabilecek toplam doğal gaz tüketimi miktarı                                       |
| <b>EP</b>                      | : Giriş noktası  |
| <b><math>EP_m</math></b>       | : Üretim, LNG terminalleri ve doğal gaz depoları dışında ülkeye doğal gaz sağlayan giriş noktalarının toplam teknik kapasitesi                         |
| <b>i</b>                       | : İndis veya bileşen   |
| <b><math>I_i</math></b>        | : i bileşeni için etki değeri  |
| <b><math>I_m</math></b>        | : Ülkenin doğal gaz sistemine bağlı en yüksek teknik kapasiteye sahip giriş noktası  |
| <b><math>ID_{alt}</math></b>   | : Birim doğal gazın alt ısı değeri   |
| <b>LNG</b>                     | : LNG terminaline ait giriş noktası  |
| <b><math>LNG_m</math></b>      | : LNG tesisleri tarafından sisteme arzı sağlanabilecek maksimum teknik kapasite  |
| <b>n</b>                       | : Hesaplama kullanılan giriş noktalarının sayısı   |
| <b>P</b>                       | : Üretim tesisine ait giriş noktası  |
| <b><math>p(S_i)</math></b>     | : i bileşeninin meydana gelme olasılığı  |
| <b><math>P_m</math></b>        | : Maksimum teknik üretim kapasitesi, ülkenin doğal gaz sistemine giriş noktası bulunan tüm üretim tesislerinin maksimum üretim kapasitelerinin toplamı |
| <b><math>R_i</math></b>        | : i bileşeni için risk değeri  |
| <b><math>R_{toplam}</math></b> | : Tüm bileşenler için toplam risk değeri   |
| <b>S</b>                       | : Depolama tesisine ait giriş noktası  |
| <b><math>S_m</math></b>        | : Maksimum teknik depolama kapasitesi, ülkenin doğal gaz sistemine giriş noktası bulunan tüm depolama tesislerinin kapasitelerinin toplamı             |
| <b>V</b>                       | : 1kwh elektrik üretimi için kullanılması gereken doğal gaz hacmi  |
| <b><math>\eta_{ort}</math></b> | : Türkiye’de yük alabilen doğal gaz santrallerinin ortalama verimi   |



## **TÜRKİYE’NİN DOĞAL GAZ ARZ GÜVENLİĞİ İLE İLGİLİ RISKLERİN BELİRLENMESİ VE ANALİZİ**

### **ÖZET**

Tarihsel olarak enerji güvenliği temelde petrol arz güvenliği ile ilişkilendirilmiştir. Petrol arz güvenliği hala önemini korumakla beraber, ülkelerin toplam birincil enerji kaynak arzı içerisinde doğal gazın artan payı bu emtianın da arz güvenliğini akıllara getirmektedir. Güvenilir doğal gaz arzı, şu sıralar Avrupa’da en çok tartışılan konulardan biridir. Özellikle Ocak 2009’da bir takım Avrupa Birliği ülkelerine gaz arzında yaşanan kesinti ve kısıtlamalardan sonra konu daha da önemli hale gelmiştir.

Bu yüksek lisans tezi çalışmasında, doğal gazın enerji kaynakları içindeki yeri ve enerji kaynaklarının sınıflandırmasından başlanarak, doğal gazın dünyada taşınması ve gelişimi, dünyadaki ticaret yolları incelenmiştir. Türkiye’de doğal gaz piyasası detaylı bir biçimde incelenerek geçmiş üretim, ithalat ve depolama datalarına yer verilmiş, arz ve talep dengesi kapsamlı bir biçimde irdelenmiştir. Türkiye’de planlanan ve mevcut boru hatları, LNG terminalleri teknik detaylarıyla irdelenip ülkenin jeopolitik konumu ile birlikte değerlendirilerek enerji terminali olma hedefinde çalışan Türkiye’nin bu bağlamda durumu analiz edilmiştir.

Çalışmada takip edilen metodolojinin aktarılması anlamında, risk analizi kavramı ve önemine, risk analizi için önemli faktörler ve parametrelere tezde yer verilmiştir. N-1 kriteri hesaplama yöntemleri ve risk değerlendirmesi kriterlerinin esasları detaylı bir biçimde incelenmiştir.

Türkiye doğal gaz arzı güvenliği ile ilgili risklerin belirlenmesi için detaylı bir risk değerlendirmesi çalışması yapılmıştır. Bununla birlikte, gaz arzında yaşanan kesintilerden sonra doğal gaz arz güvenliğini güvence altına almak için Avrupa Parlamentosu tarafından yayımlanan 994/2010 nolu yönetmelik kapsamında ülkenin riskleri analiz edilmiştir. Bu yönetmeliğin yaptırımlarından bir tanesi de tam kapsamlı bir analizin her ülke için yapılmasıdır. Türk gaz şebekesinde geçtiğimiz dönemlerde yaşanan aksaklıklar da böyle bir analize ihtiyaç duyulduğuna işaret etmektedir.

Bu çalışmada, Türkiye’nin doğal gaz arz güvenliği etraflıca tartışılmış ve ülkenin arz güvenliği, Avrupa Birliği tarafından yayımlanan 994/2010 nolu yönetmelik kapsamında değerlendirilmiştir. İlaveten, potansiyel kriz senaryolarını belirlemek ve simüle etmek için tam kapsamlı nicel bir risk değerlendirmesi yapılmıştır. Olası krizlerin etkilerinin niceliği belirlenmiş ve Türkiye’nin doğal gaz arz güvenliğinin artırılması için ne gibi önlemler alınması gerektiği hususunda daha iyi bir fikir edinilebilmesi için bu senaryoların risk değerleri hesaplanmıştır.



## **IDENTIFICATION AND ANALYSIS OF RISKS ASSOCIATED WITH GAS SUPPLY SECURITY OF TURKEY**

### **SUMMARY**

Historically, energy security was primarily associated with oil supply security. While oil supply remains a key issue, increasing share of natural gas among total primary energy supply of countries brings to mind supply security of this commodity as well. At present, reliable gas supply is one of the most crucial issues in Europe. This subject became even more important after gas supply interruptions and limitations took place in January of 2009 in some countries of European Union (EU).

In this master thesis study, starting from the place of natural gas in energy sources and classification of energy sources, transport of natural gas and trade movements examined. Natural gas market in Turkey analysed in detail and historical data in regard to natural gas production, import and storage compiled, supply and demand equilibrium studied. Existing and planned pipelines and LNG terminals were presented in the study and compiled information evaluated together with country's geopolitical location to conduct an as-is analysis in regard to Turkey's status quo of being an energy hub in its region.

Environmentally friendly feature of natural gas is an important factor that helps rise of its use. Natural gas, thanks to its gas form of state, makes a better mixture with air and easily burns up. Its gas form of state makes it more accurately controllable. Once the natural gas burned, it does not produce substantial amounts of solid waste (i.e. ash). For that reason, share of natural gas among available energy sources is increasing day by day. Use of natural gas in electricity generation in 2011 is almost doubled from 12% to 22% as compared to use in 1973.

The principals of natural gas market in Turkey are laid down by the Natural Gas Law No.4646 issued on April, 18, 2001. Based on these principals, Turkish natural gas market is targeted to be liberalized. The aim is to reduce the market share of state-owned companies in natural gas market and to form a competitive market through enhancing market access for private players.

Turkey consumed 45.2 bcm of natural gas in 2012. 0.6 bcm of total consumption supplied by local production, whereas rest of domestic demand supplied by Russia, Iran, Azerbaijan through pipelines and by Nigeria, Algeria and spot markets through LNG. As of 2012, gas storage capacity of Turkey stands at 3.1 bcm.

Natural gas exploration and production activities, as laid down by Petroleum Law No.6323, are done via exploration and operation licences issued by General Directorate of Petroleum Affairs, a subordinate of Ministry of Energy and Natural Resources. As of 2012, Turkey's natural gas production stands at 0.6 bcm. In Turkey, there are 14 active natural gas production sites. In 2012, Turkey's natural gas consumption stood at 45.2 bcm, 99% of total demand covered by imports.

Natural gas imports in Turkey are done through pipelines and LNG terminals. There are 4 international natural gas pipelines and 2 LNG terminals active in Turkey as of

2012. Use of natural gas in Turkey is increasing day by day, even today Turkey is one of the major natural gas importers in the world.

International ISO 31000 Risk Management System Standards defines the essentials of risk management and standardizes risk management measures to be implemented. To ensure that risk management is done in an effective manner, principles and generic guidelines are defined in ISO 31000 Risk Management System Standards.

The intention of the Regulation 994/2010 of the European Parliament and of the Council Concerning Measures to Safeguard Security of Gas Supply is to prevent the kind of gas crisis situations EU-27 experienced in January 2009. One of the means considered in the Regulation to achieve this target is performing a full risk assessment.

Each Member State shall make a full risk assessment of the risks affecting its security of gas supply by:

- using the infrastructure and supply standards,
- taking into account all relevant national and regional circumstances,
- running various scenarios of exceptionally high gas demand and supply disruption, such as failure of the main transmission infrastructures, storages or LNG terminals, and disruption of supplies from third country suppliers, taking into account the history, probability, season, frequency and duration of their occurrence as well as, where appropriate, geopolitical risks, and assessing the likely consequences of these scenarios.

Based on the regulation No. 994/2010 issued by European Parliament, in the event of disruption of the single largest gas infrastructure during a day of exceptionally high gas demand occurring with a statistical probability of once in 20 years, whether the rest of the system will cover the demand or not should be calculated with N-1 formula.

In order to present the methodology followed in study, risk analysis concept and importance of it, important factors and parameters affecting risk analyses given in detail in this thesis study. Methodology for calculation of N-1 criterion and essentials of risk assessment analysed in detail.

A detailed risk assessment study was done for the purpose of identifying risks associated with the security of gas supply in Turkey. Moreover, analyzing the risks of the state according to the regulation 994/2010 issued by European Parliament to safeguard Security of Gas Supply that is accepted after suffering gas supply interruptions. One of the means considered in the Regulation to achieve this target is performing a full risk assessment. Recent disruptions took place in Turkish gas network call for performing an extensive risk assessment for Turkey as well.

In this study, gas supply security of Turkey, as a country still having negotiations on EU accession, discussed and its impacts on the security of the state evaluated in the context of regulation 994/2010 issued by European Union and ISO 31000 Risk Standard. Within this context, 48 different crisis scenarios simulated and the risks in regard to gas supply security of Turkey analysed in a quantitative way.

As for the N-1 criterion calculations outlined in the regulation no 994/2010 issued by European Union in regard to natural gas supply security, the period between 2008-2014 has chosen. In other words, a seven years data analysis has been conducted.



With this thesis study, gas supply security of Turkey discussed and its impacts on the supply security of the state evaluated in the context of regulation 994/2010 issued by European Union. Furthermore, a full quantitative risk assessment study is done to identify and simulate potential crisis scenarios. Impacts of potential crises quantified and their risk values calculated to gain better insight on what measures should be taken to increase gas supply security of Turkey.



## 1. GİRİŞ

Öz olarak, iş yapabilme kabiliyeti olarak tanımlanan, enerji, yaşamımız için yadsınamaz bir önem taşımaktadır (Annabritanica, 1998). Bu bağlamda, enerji döngüsel olarak yaşamın kaynağını oluşturmaktadır denebilir. Bu sebeple de hayatın her alanında enerji kavramı ve onun işaret ettikleri ile farklı noktalarda karşılaşılmaktadır. Enerji; kimyasal, ısı, elektrik, nükleer, mekanik ve biyolojik enerji v.b. başlıklara ayrılabilir. Dolayısıyla, insanoğlu enerjinin farklı formları ile yaşamın her alanında iç içe yaşamaktadır.

İnsanoğlu, tarihsel düzlemde, antik çağlardan itibaren, hayatta kalabilmek için enerjiden faydalanmak durumunda kalmıştır. Çevresel koşullardan etkilenmemek ve ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla sürekli olarak yeni enerji kaynakları aramış ve bu enerji kaynaklarından yararlanma imkânlarını geliştirmeye çalışmıştır. Her türlü teknolojik gelişimin temelinde enerji kaynağının etkinliği söz konusu olduğundan teknolojik gelişim ile enerji arasında yadsınamaz bir bağ bulunmaktadır.

Enerjiye ulaşım, gücün elde edilmesinin başlıca yolunu oluşturmasından ötürü, insanoğlu enerji kaynaklarına sahip olmaya, enerji kaynaklarını verimlileştirmeye ve yeni enerji kaynakları bulmaya çalışmıştır ve halen de bu uğraşını sürdürmektedir. Özellikle, sanayi devrimi, enerjiye olan ihtiyacı ve yönelimi arttıran bir sürecin başlangıcı olmuştur. Önce Avrupa'da başlayan sonra da tüm dünya sathına yayılan sanayileşme dalgası yeni enerji kaynaklarına olan ihtiyacı arttırmış ve var olan enerjiyi verimli hale getirmeyi zorunlu hale getirmiş bulunmaktadır.

Günümüzde küreselleşmenin, sanayileşmenin ve kentleşme oranının artması ile birlikte enerji, ülkelerin ekonomik ve sosyal gelişmelerinin temel ihtiyaçları konumuna gelmiştir. Bu yüzden enerji çeşitliliğinin artırılması, yeni enerji kaynaklarına ulaşma ve enerjinin israfının önüne geçilmesi en temel hedefler haline gelmiştir.

Enerjinin bu denli hayati öneme sahip konuma yükselmesi, enerji kaynaklarının sınıflandırılması ve tasnifini kaçınılmaz kılmaktadır. Üzerinde uzlaşmaya varılan bir

sınıflandırmaya ulaşılamamakla birlikte, temelde enerji kaynakları, birincil enerji kaynakları ve ikincil enerji kaynakları olarak ikiye ayrılmaktadır. Birincil enerji kaynakları da, yenilenebilir birincil enerji kaynakları ve yenilenemeyen birincil enerji kaynakları olarak ikiye ayrılmak suretiyle sınıflandırılabilir.

Yenilenemeyen birincil enerji kaynakları olarak; hidrokarbon özellik taşıyan petrol, kömür, doğal gaz gibi enerji kaynakları ile birlikte nükleer enerji kaynağı olan uranyumdan bahsedilebilir. Buna karşın, yenilenebilir birincil enerji kaynakları olarak; güneş enerjisi, rüzgâr enerjisi, hidrojen enerjisi, hidroelektrik enerji, biyokütle enerjisi gibi enerji kaynaklarından söz edilebilir. İkincil Enerji kaynakları olarak ise, birincil enerji kaynaklarından olan kömürden elde edilen, havagazı, kok, ve petrolden elde edilen benzin, mazot, fuel oil v.b. petrol türevi enerji kaynakları sayılabilir.

Bu Yüksek Lisans çalışması içerisinde yukarıda yapılan sınıflandırmaya sadık kalınması benimsenmektedir. Bu bağlamda, yüksek lisans tez çalışması içinde öncelikle enerji kaynaklarının sınıflandırılmalarının açıklanması ve enerji kaynaklarının tanıtılması hedeflenmektedir.

Söz konusu sınıflandırma içerisinde doğal gazın yeri ve kullanımı ayrı bölümler olarak açıklanmaya çalışılacaktır. Çalışmanın takip eden bölümlerinde Türkiye’de Doğal Gaz Piyasası’nın analizi yapılmaya çalışılacaktır. Bu analiz çerçevesinde Türkiye’de piyasanın durumu arz ve talep yönünden incelenmeye çalışılacaktır.

Çalışmanın temelinde hedeflenen amaç, Türkiye’de doğal gaz arz ve talep güvenliğinin detaylı risk analizinin yapılmasıdır. Bunun için, Avrupa Birliği’ne aday ülke konumunda olan ülkemiz açısından daha anlamlı olacağı düşünüldüğünden, Avrupa Birliği (AB) tarafından benimsenen değerlendirme çerçevesinde risk analizinin yapılması hedeflenmektedir.

Bilindiği üzere, Avrupa Parlamentosu’nun, Ocak 2009 tarihinde karşılaştığı doğal gaz arz krizinden sonra konuya ilişkin yeni bir Yönetmelik yayınlanmıştır (Avrupa Parlamentosu, 2010). Bu bağlamda, üye ülkelere ve üyelik görüşmeleri gerçekleştirilen ülkelere, aynı durumun tekrar yaşanmaması amacıyla, 10 Ekim 2010 tarihinde yayımladığı 994/2010 numaralı yönetmelik çerçevesinde ülkelerinin doğal gaz arz güvenliğinin analizinin gerçekleştirilmesi talep edilmiş bulunmaktadır.

Bu Yüksek Lisans tez çalışmasında, enerji kaynağı olarak doğal gaz incelemesinin yanı sıra, Avrupa Birliği ile üyelik müzakereleri yürüten Türkiye 'nin, Avrupa Birliğinin yayımladığı yönetmelik ve ISO 31000 kalite yönetmeliği çerçevesinde Türkiye'de doğal gaz arz ve talep güvenliği ile ilgili risklerin tespit edilmesini amaçlamaktadır. Bu bağlamda, doğal gaz arz güvenliğini etkileyebilecek risk faktörlerinin rasyonel şekilde değerlendirilmesi de hedeflenmektedir.



## **2. ENERJİ KAYNAKLARI**

### **2.1 Enerji Kaynaklarının Sınıflandırılması**

Enerji arz kaynaklarının çeşitliliği, teknolojik gelişmelere ve yeni bulunan kaynaklara bağlı olarak tarihsel bir değişim göstermektedir. Yaşanan bu değişim ile birlikte enerji kaynaklarının sınıflandırılmasında, bir fikir birliğine ulaşılabildiği söylenememektedir. Yaygın olarak enerji kaynakları;

- Birincil Enerji Kaynakları ve
- İkincil Enerji Kaynakları

olarak iki ana başlık altında sınıflandırılmaya gidilmekte ve bu ayrım üzerinden incelenmektedir.

Birincil enerji arz kaynakları da kendi içerisinde;

- Yenilenemeyen Enerji Kaynaklar
- Yenilenebilir Enerji Kaynakları

olarak ikiye ayrılmaktadır.

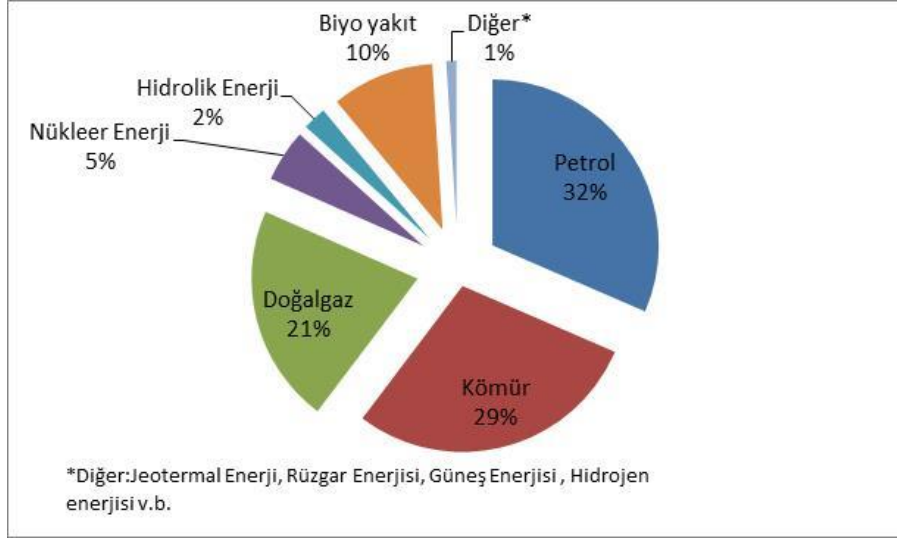
### **2.2 Yenilenemeyen Birincil Enerji Kaynakları**

Esas itibariyle, hidrokarbon özellik taşıyan fosil yakıtlar, yenilenemeyen birincil enerji kaynakları olarak nitelenmektedir. Bunlar arasında petrol, doğal gaz, kömür gibi yakıtlar sayılabilmektedir (Satman, 2006). Ayrıca, uranyum da yenilenemeyen birincil enerji kaynakları arasında yer almaktadır. Ancak, bu Yüksek Lisans Tezi çerçevesinde fosil yakıtlar incelenecektir.

#### **2.2.1 Fosil yakıtlar**

Fosil yakıtlar, uygarlık için itici güç bağlamında önem taşımaktadır. Öyle ki; bütün dünya sathında, en temel enerji kaynağını fosil enerji kaynakları oluşturmaktadır. 2012 yılı itibariyle enerji kaynakları incelendiğinde (Şekil 2.1) tüm enerji kaynakları içinde, fosil yakıtların temel enerji kaynağını oluşturdukları görülmektedir. Nitekim,

EIA'nın 2012 tarihli raporu incelendiğinde, dünya enerji ihtiyacının %31,5'inin petrol, %28,8'inin kömür, %21,3'inin doğal gaz oranlı olarak yenilenemeyen birincil enerji arz kaynaklarından karşılandığı %5'inin nükleer enerji, %13'ünün diğer enerji arz kaynaklarından karşılandığı görülmektedir (EIA, 2013).



Şekil 2.1 : Dünya'da birincil enerji kaynakları (IEA, 2013)

Bu alt bölüm içinde, dünya enerji tüketiminde önemli yer tutan fosil yakıtlardan petrol ve kömür hakkında bilgi verilecektir. Doğal gaz ise, bu Yüksek Lisans tezinin ana konusunu oluşturduğundan ayrıca ele alınacaktır.

### 2.2.1.1 Petrol

Petrol, yanabilir özellik taşıyan, organik, koyu renkli, yapışkan bir sıvıdır. Petrol'ün kalitesinden bahsedilebilir ve petrol kalitesini etkileyen faktörler arasında; yoğunluğu, kimyasal bileşimi ve yapışkanlık özelliği sayılabilir. Petrol'ün kalitesi, petrol yatağına göre değişim göstermektedir. Günümüzde A.P.I. Gravite derecesi petrolün kalitesinin ölçümünde kullanılmaktadır. A.P.I. Gravite derecesi petrolün özgül ağırlığına ters orantılı olarak derecelendirilmektedir. Gravite büyüdükçe, yoğunluk küçülmekte ve petrolün kalitesi artmaktadır. Burada yapışkanlık değeri önemli yer tutmaktadır. Bunun nedeni de, yapışkanlık değeri yüksek olan petrolün boru hatları içerisinde akışkanlığının zor olmasından kaynaklanmaktadır (Yıldırım, 2003).

Ham petrolün kullanım alanı oldukça kısıtlı konumdadır. Bu yüzden de işlenerek kullanılması gerekmektedir. Rafine edilme süreci ile birlikte petrolden, değeri yüksek ürünler üretilebilmektedir. Bunların arasında; sıvılaştırılmış petrol gazı (LPG), nafta,

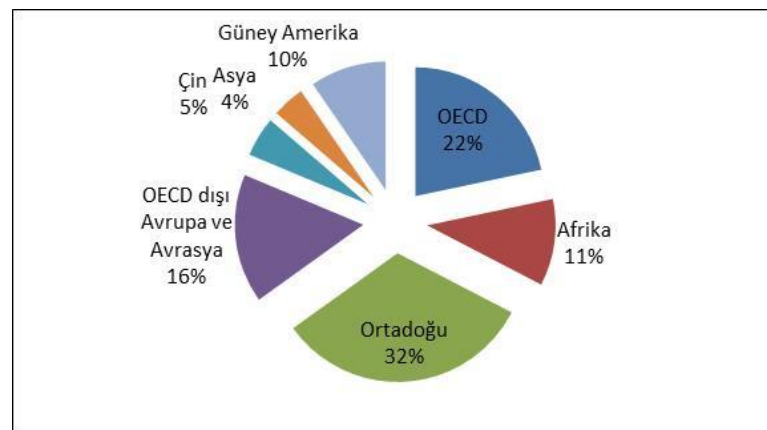


benzin, solvent, fuel oil, kalorifer yakıtı, asfalt, madeni yağlar vb. sayılabilir. Bunlara ek olarak, parfüm ve zirai ilaçlar gibi ürünler de, ham petrolün arıtımı yoluyla elde edilebilmektedir. Çok çeşitli petrokimya ürünleri, petrol kaynaklı olarak elde edilmektedir. Bu ürünlerin sayısı yaklaşık 4000'i bulmaktadır (Ünalın, 1999). Dünyada başlıca ham petrol üreticileri çizelge 2.1'de görülmektedir. Üreticilerin yüzdesel dağılımı ise şekil 2.2'de verilmiştir.

**Çizelge 2.1 : Dünya'da başlıca ham petrol üreticisi ülkeler (IEA, 2013)**

| Üretici Ülke                | Miktar(Milyon Ton) | Dünyadaki Payı % |
|-----------------------------|--------------------|------------------|
| Suudi Arabistan             | 544                | 13,1             |
| Rusya Federasyonu           | 520                | 12,6             |
| Amerika Birleşik Devletleri | 387                | 9,3              |
| Çin Halk                    | 206                | 5,0              |
| İran                        | 186                | 4,5              |
| Kanada                      | 182                | 4,4              |
| Birleşik Arap Emirlikleri   | 163                | 3,9              |
| Venezuela                   | 162                | 3,9              |
| Kuveyt                      | 152                | 3,7              |
| Irak                        | 148                | 3,6              |
| Dünya'nın Geri Kalanı       | 1492               | 36,0             |
| <b>Toplam</b>               | <b>4142</b>        | <b>100</b>       |

Şekil 2.2'de ise dünyada ham petrol üretimine ilişkin bir grafik verilmektedir.



**Şekil 2.2 : Dünya'da ham petrol üretimi (IEA, 2013)**

Çizelge 2.2’de ise başlıca ham petrol ihracatçısı ve ithalatçısı ülkeler görülmektedir.

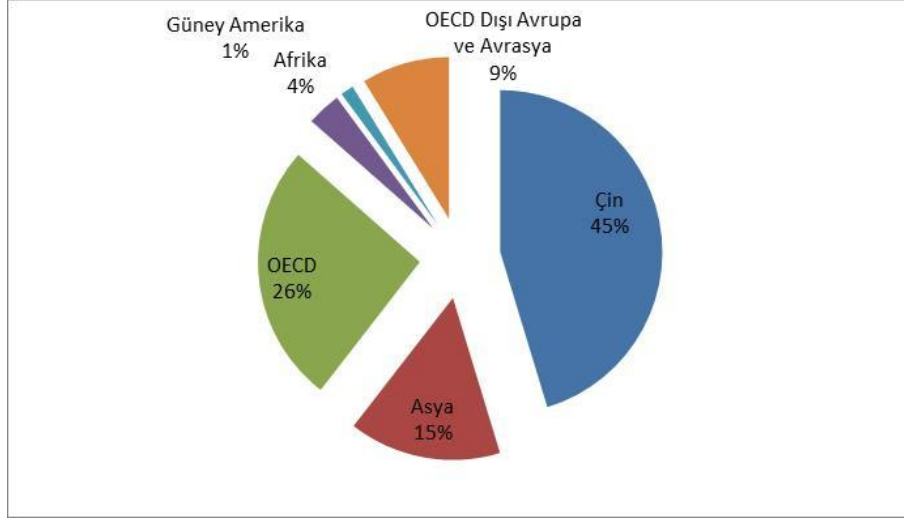
**Çizelge 2.2 : Dünya’da başlıca ham petrol ihracatçısı ve ithalatçısı ülkeler (IEA, 2013)**

| <b>İhracatçı Ülke</b>     | <b>Miktar (Milyon Ton)</b> | <b>İthalatçı Ülke</b> | <b>Miktar (Milyon Ton)</b> |
|---------------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------------|
| Suudi Arabistan           | 353                        | ABD                   | 500                        |
| Rusya Federasyonu         | 247                        | Çin Halk              | 251                        |
| İran                      | 122                        | Japonya               | 177                        |
| Nijerya                   | 121                        | Hindistan             | 172                        |
| Birleşik Arap Emirlikleri | 114                        | Güney Kore            | 125                        |
| Irak                      | 108                        | Almanya               | 90                         |
| Venezuela                 | 93                         | İtalya                | 77                         |
| Kuveyt                    | 89                         | Fransa                | 64                         |
| Kanada                    | 82                         | Singapur              | 58                         |
| Angola                    | 79                         | Hollanda              | 57                         |
| Diğer Ülkeler             | 574                        | Diğer Ülkeler         | 508                        |
| <b>TOPLAM</b>             | <b>1982</b>                | <b>TOPLAM</b>         | <b>2079</b>                |

### 2.2.1.2 Kömür

Kömür, yanabilir nitelik taşıyan, organik bir kaya oluşumudur. Bileşiminde başlıca; karbon, hidrojen ve oksijen gibi elementler bulunmaktadır. Karbon bakımından zengin olan kömür, katı ve koyu renkli olmaktadır. Kömür, dünyanın birçok bölgesinde bulunmakla birlikte, çıkarılan derinlik yatağına göre değişiklik göstermektedir (Tamzak, 2005).

Kömürün uygarlık tarihimiz açısından önemi yadsınamazdır denebilir. Endüstriyel kullanımı ile beraber ısınma amacı ile evsel tüketimde de kullanılabilir. Bunun yanında, bir diğer kullanım alanı da termik santraller vasıtasıyla elektrik üretimi olmaktadır. Dünyada kömürden sağlanan elektrik üretiminin oranı % 40’ı aşmaktadır. Şekil 2.3’te dünyadaki başlıca kömür üretici ülkeler görülmektedir. Çizelge 2.3’te ise dünyada başlıca kömür üreticisi ülkeler yer almaktadır. Şekil 2.3 ve çizelge 2.3 incelendiğinde Çin’in dünya kömür üretiminde açık ara farkla lider olduğu görülmektedir.



Şekil 2.3 : Dünya'da kömür üretimi (IEA, 2013)

Çizelge 2.3 : Dünya'da başlıca kömür üreticisi ülkeler (IEA, 2013)

| Üretici Ülke                | Miktar(Milyon Ton) | Dünyadaki Payı % |
|-----------------------------|--------------------|------------------|
| Çin Halk                    | 3549               | 45,3             |
| Amerika Birleşik Devletleri | 935                | 11,9             |
| Hindistan                   | 595                | 7,6              |
| Endonezya                   | 443                | 5,7              |
| Avustralya                  | 421                | 5,4              |
| Rusya Federasyonu           | 354                | 4,5              |
| Güney Afrika                | 259                | 3,3              |
| Almanya                     | 197                | 2,5              |
| Polonya                     | 144                | 1,8              |
| Kazakistan                  | 126                | 1,6              |
| Dünya'nın Geri Kalanı       | 808                | 10,4             |
| <b>Toplam</b>               | <b>7831</b>        | <b>100</b>       |

Çizelge 2.4'de ise dünyada başlıca kömür ihracatçısı ve ithalatçısı ülkeler görülmektedir. Kömür üretiminde lider ülkenin Çin olmasına rağmen, en yüksek kömür ihracatının Endonezya tarafından gerçekleştirildiği görülmektedir. 302 milyon ton yıllık kömür ihracatıyla Avustralya, Endonezya'yı takip etmektedir. Büyük bir üretici olmasına rağmen, Çin en büyük kömür ithalatçısı konumundadır.

**Çizelge 2.4 : Dünya’da başlıca kömür ihracatçısı ve ithalatçısı ülkeler (IEA, 2013)**

| <b>İhracatçı Ülke</b> | <b>Miktar(Milyon Ton)</b> | <b>İthalatçı Ülke</b> | <b>Miktar(Milyon Ton)</b> |
|-----------------------|---------------------------|-----------------------|---------------------------|
| Endonezya             | 383                       | Çin                   | 278                       |
| Avustralya            | 302                       | Japonya               | 184                       |
| ABD                   | 106                       | Hindistan             | 158                       |
| Rusya                 | 103                       | Güney Kore            | 126                       |
| Kolombiya             | 82                        | Tayvan                | 65                        |
| Güney Afrika          | 72                        | Almanya               | 45                        |
| Kazakistan            | 32                        | İngiltere             | 44                        |
| Kanada                | 25                        | Türkiye               | 29                        |
| Moğolistan            | 22                        | İtalya                | 24                        |
| Vietnam               | 18                        | Malezya               | 22                        |
| Diğer Ülkeler         | 23                        | Diğer Ülkeler         | 213                       |
| <b>Toplam</b>         | <b>1168</b>               | <b>Toplam</b>         | <b>1188</b>               |

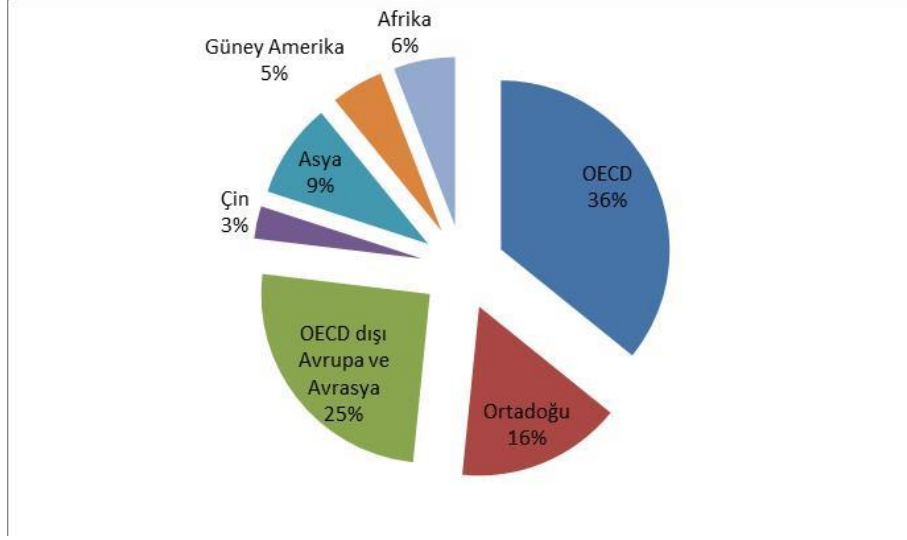
### **2.3 Doğal Gaz**

Doğal gaz, antik çağlardan beri bilinmekte olup, ilk kez M.Ö. 900'lerde Çin'de kullanıldığına ilişkin bilgi bulunmaktadır. Ancak, 1790'da İngiltere'de önemli miktarlarda kullanılmaya başlanmıştır. Doğal gazın taşınması, işlenmesi ve stoklanması, günümüz teknolojisiyle kolay olarak nitelenmektedir. Boru hattı taşımacılığıyla birlikte, doğal gaz kullanımı 1920'lerde artmış, ancak II. Dünya Savaşı'ndan sonra yaygınlaşmıştır. Günümüzde ise, geniş bir coğrafyada kullanımı tercih edilmektedir.

Doğal gaz enerji üretim sektöründe ilk kez Amerika'da kullanılmaya başlamış bulunmaktadır. 1950'li yıllarda doğal gazın dünyada enerji tüketimindeki oranı %10'u geçmiyordu. Günümüzde ise enerji tüketiminin 1/4'ü doğal gazla karşılanmaktadır. Bu veriler ışığında dünyada doğal gaz kullanımında yıllar içerisinde ciddi bir artış yaşandığı söylenebilir.

Şekil 2.4'te dünyadaki başlıca doğal gaz üreticisi ülkeler görülmektedir. OECD ülkeleri %36'lık payı ile dünyada doğal gaz üretiminde lider konumunda

bulunmaktadır. OECD ülkelerini %25'lik pay ile OECD dışı Avrupa ve Avrasya ülkeleri takip etmektedir.



Şekil 2.4 : Dünyada doğal gaz üretimi (IEA, 2013)

Çizelge 2.5'te ise dünyada başlıca doğal gaz üreticisi ülkeler yer almaktadır.

Çizelge 2.5 : Dünya'da başlıca doğal gaz üreticisi ülkeler (IEA, 2013)

| Üretici Ülke                | Miktar (milyar metreküp) | Dünyadaki Payı % |
|-----------------------------|--------------------------|------------------|
| Amerika Birleşik Devletleri | 681                      | 19,8             |
| Rusya Federasyonu           | 656                      | 19,1             |
| Katar                       | 160                      | 4,7              |
| İran                        | 158                      | 4,6              |
| Norveç                      | 115                      | 3,3              |
| Çin Halk                    | 107                      | 3,1              |
| Suudi Arabistan             | 95                       | 2,8              |
| Hollanda                    | 80                       | 2,3              |
| Endonezya                   | 77                       | 2,2              |
| Dünya'nın Geri Kalanı       | 1149                     | 33,5             |
| <b>Toplam</b>               | <b>3435</b>              | <b>100</b>       |

Çizelge 2.6'da ise dünyada başlıca doğal gaz ihracatçısı ve ithalatçısı ülkeler görülmektedir.

**Çizelge 2.6 : Dünya’da başlıca doğal gaz ihracatçısı ve ithalatçısı ülkeler (IEA, 2013)**

| <b>İhracatçı Ülke</b> | <b>Miktar(milyar metreküp)</b> | <b>İthalatçı Ülke</b> | <b>Miktar(milyar metreküp)</b> |
|-----------------------|--------------------------------|-----------------------|--------------------------------|
| Rusya Federasyonu     | 185                            | Japonya               | 122                            |
| Katar                 | 120                            | Almanya               | 70                             |
| Norveç                | 109                            | İtalya                | 68                             |
| Kanada                | 57                             | Güney Kore            | 48                             |
| Cezayir               | 48                             | Türkiye               | 45                             |
| Türkmenistan          | 37                             | ABD                   | 43                             |
| Endonezya             | 37                             | Fransa                | 43                             |
| Hollanda              | 34                             | Birleşik Krallık      | 37                             |
| Nijerya               | 27                             | Çin Halk              | 36                             |
| Malezya               | 21                             | Ukrayna               | 32                             |
| Diğer Ülkeler         | 154                            | Diğer Ülkeler         | 283                            |
| <b>Toplam</b>         | <b>829</b>                     | <b>Toplam</b>         | <b>827</b>                     |

### **2.3.1 Doğal gazın kimyası ve jeolojik oluşumu**

Doğal gaz, kokusu ve rengi olmayan, yanıcı özellik taşıyan ve havadan ağır bir gazdır. Bir hidrokarbon bileşiği olan doğal gazın içeriğinde, Metan, Etan, Azot, Propan ve az miktarda karbondioksit gazı bulunur. Doğal gazın esas bileşenlerini oluşturan metan (CH<sub>4</sub>), etan (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>), ve propan (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>) gibi hidrokarbonların yanında, bazı bileşenlerde azot (N<sub>2</sub>), karbondioksit (CO<sub>2</sub>), hidrojen sülfür (H<sub>2</sub>S) ve helyum (He) gibi gazlara rastlanabilmektedir (PETGAZ, 1995).

Doğal gaz yatağından tedarik edildiği şekliyle kullanılabilen bir yakıt değildir. Kullanıma uygun hale getirilmesi için, içeriğindeki istenmeyen maddelerin, kimyasal işlemler yardımıyla ayrıştırılması gerekmektedir. Doğal gazın genel özellikleri Çizelge 2.7’de verilmektedir.

Doğal gazın kullanımının artmasında önemli olan bir diğer faktör de, doğa ile uyumlu yapıda olmasıdır. Doğal gaz, muhteviyatı itibarıyla bir gazdır ve bundan dolayı hava ile daha iyi bir karışım oluşturarak, kolayca yanma özelliğine sahip bulunmaktadır. Tam yandığından mavi bir renk oluşturmaktadır. Gaz halinde oluşu, daha hassas kontrol edilebilme olanağını yaratmaktadır. Doğal gaz yandığı zaman

(köl gibi katı) atık maddeler meydana getirmez. Dolayısıyla, fosil yakıtlar içinde çevreye daha uyumlu bir enerji çeşidini oluşturmaktadır (Genceli, 1989).

**Çizelge 2.7 : Doğal gazın özellikleri**

| <b>Özellik</b>                       | <b>Değer</b>  |
|--------------------------------------|---|
| <b>Yoğunluk ve Faz</b>               | 0.717 kg/m <sup>3</sup> , gaz g/cm <sup>3</sup>           |
| <b>Ergime Noktası</b>                | -182.5 °C (90.6 K)'de 1 atm<br>25 °C (298 K)'de 1.5 GPa°C |
| <b>Kaynama Noktası</b>               | -161.6 °C (111.55 K)                                      |
| <b>Parlama Noktası</b>               | -188°C  |
| <b>Kendiliğinden tutuşma noktası</b> | 537 °C  |
| <b>Patlama limiti</b>                | %5–15   |

Doğal gaz, yer altında doğal olarak oluşan hidrokarbon gazları yahut petrol gazlarını ifade etmektedir. Doğal gaz yatakları genellikle petrol yatakları ile birlikte bulunmaktadır. Petrol yatakları ile birlikte bulunan doğal gaz yataklarının petrol yataklarının büyüklüğü ile doğrudan bir bağı yoktur. Az ya da çok miktarda bulunabilmektedir. Bunun yanında doğal gazın varlığının petrolün yeryüzüne çıkarılmasını kolaylaştırıcı etkisi bulunmaktadır. Genellikle yer altında serbest gaz halinde, petrol içerisinde eriyik vaziyette yahut yeryüzünün 2000 metreden daha derinliklerinde sıvılaştırılmış gaz halinde bulunabilmektedir (World Energy Council, 2004).

Doğal gaz, petrol gibi yeryüzünden, yeraltına uzanan sondaj kuyuları vasıtasıyla çıkarılabilmektedir. Bu işlemden sonra, kullanıma hazır hale getirilmesi için, bir takım kimyasal ayrıştırma işlemlerinden geçirilmesi ve içerisindeki katı ve sıvı maddelerden arındırılması gerekmektedir. Bu işlemlerin bir kısmı, sondaj kuyusu ile birlikte kurulan tesislerde yapılırken, bir kısmı da kurulan taşıma sistemi ile birlikte

en yakın petrol işleme sahasına götürülerek, orada ayrıştırma işlemine tabi tutulmaktadır. Doğal gazın içerisinde var olan etan ve propan gibi hidrokarbonların doğal gazın tüm bileşenindeki oranı içerisinde yüksek miktarlarda bulunması halinde, ayrıştırma işlemi sonucunda birbirlerinden ayrı hammaddeler olarak işlenip, kullanıma sunulabilmektedirler (Bilim ve Teknik, 2002).

#### **2.4 Emre Amade Enerji Kaynakları ve Doğal Gazın Yeri**

Günümüzde yaşanmakta olan nüfus artışı, kentleşme, sanayileşme ve teknolojik gelişmeler; enerji talebinin sürekli olarak yukarı yönlü seyretmesine neden olmaktadır. Ekonomik ve sosyal gelişmelerini sürdürmek ve ilerletmek isteyen ülkeler için enerji kaynaklarına sahip olmak, temel hedef haline gelmiştir. Küresel rekabet içerisinde gelişmişlik seviyelerini arttırmak isteyen ülkeler için, enerji kaynaklarına ulaşmak hedefinin yanına; bu kaynakları uzun vadede yararlanılabilir kılmak önem taşımaktadır.

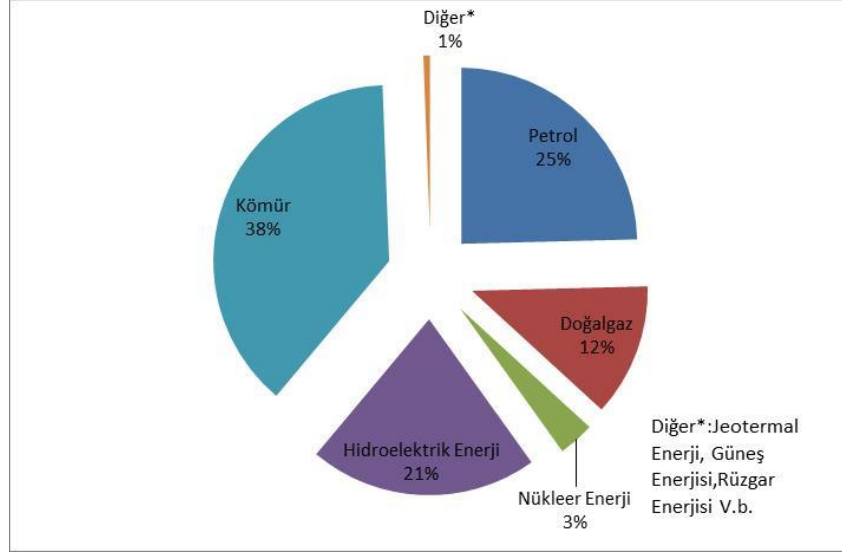
Enerji arz kaynaklarının kullanımını etkileyen faktörler arasında, emre amadelik özelliği öne çıkmaktadır. Emre amadelik ile sürekli ve her türlü şartta önemli miktarda enerji üretebilen kaynaklar nitelendirilmektedir. Emre amadelik kavramı ile kesintisiz ve güvenilir enerji temini kastedilmektedir (Tuğrul ve Çimen, 2013).

Kesintisiz ve güvenilir enerji temini; artış gösteren enerji talebinin karşılanması açısından küresel ölçekte önemlidir. Dışsal faktörlere bağlı kalmadan -gece gündüz farklılığı, mevsimsel farklılıklar-kesintisiz ve sürekli olarak enerji talebinin karşılanması, önemli bir zorunluluk haline gelmiştir. Emre amade konvansiyonel enerji santralleri olarak esas itibariyle; fosil yakıtlı santraller ve nükleer santraller göz önüne alınmaktadır. Bunların arasında kullanım açısından en önde geleni fosil yakıtlı santraller olmaktadır. Nitekim, halen dünyada; enerji kaynakları arasında fosil yakıtlar önde gelmektedir.

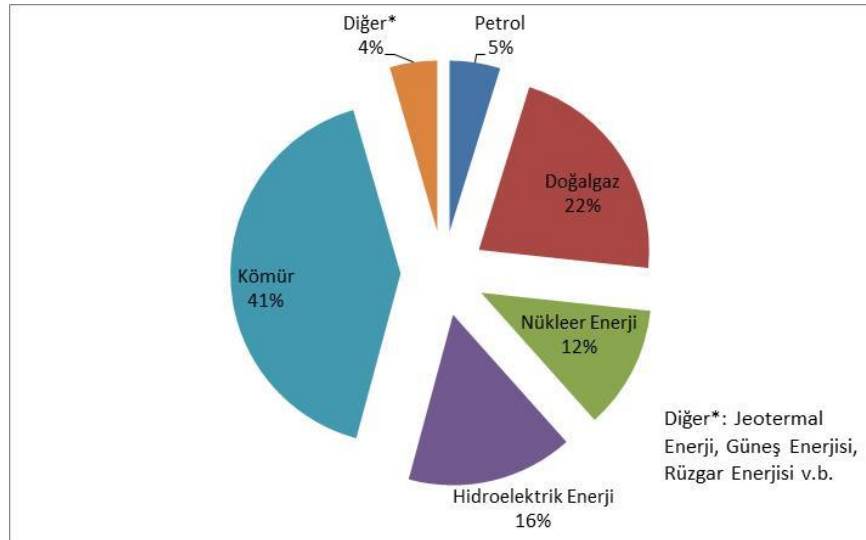
Emre amade kaynaklardan konvansiyonel nitelik kazanmış bir diğeri de nükleer santrallerdir. Nükleer santraller gece-gündüz farklılığından yahut mevsimsel farklılıklardan etkilenmemesinden ötürü, emre amadelik açısından avantajı olan santrallerdir (Tuğrul, 2011a).



Emre amade enerji kaynaklar içerisinde doğal gazın yeri gün geçtikçe artmaktadır. Şekil 2.5'te verilen Dünya'da elektrik üretiminde kullanılan enerji kaynaklarının 1973 yılındaki dağılımı ve Şekil 2.6'da dünyada elektrik üretiminde kullanılan enerji kaynaklarının 2011 yılındaki dağılımı doğal gazın elektrik üretimindeki payının gelişimini ortaya koymaktadır.



**Şekil 2.5 :** Dünya'da elektrik üretiminde kullanılan enerji kaynaklarının 1973 yılındaki dağılımı (IEA, 2013)



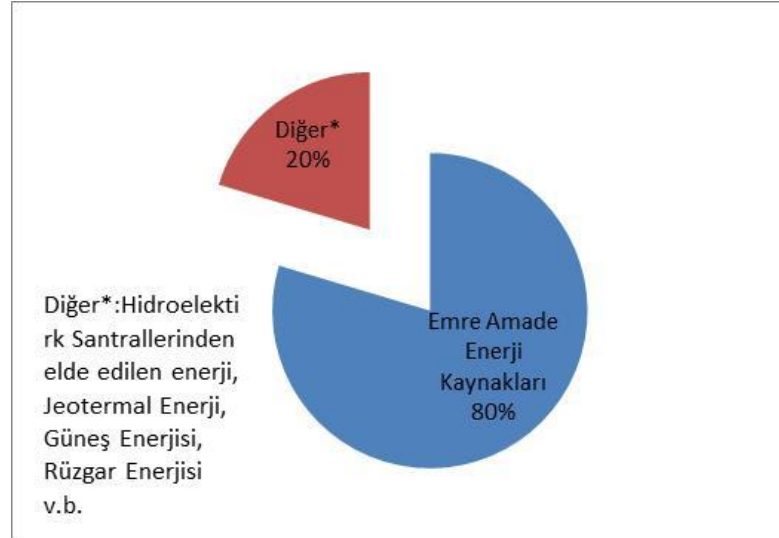
**Şekil 2.6 :** Dünya'da elektrik üretiminde kullanılan enerji kaynaklarının 2011 yılındaki dağılımı (IEA, 2013)

1973 yılından 2011 yılına gelindiğinde dünya elektrik üretiminde 6115 TWh seviyesinden 22126 TWh seviyesine çıktığı görülmektedir. Elektrik üretiminde yaşanan bu artışın içerisinde kullanılan enerji kaynakları incelendiğinde doğal gazın

1973 yılı içerisinde sahip olduğu % 12,2'lik payın 2011 yılına gelindiğinde % 21,9 seviyesine yükseldiği görülmektedir (IEA, 2013).

Emre amade konvansiyonel enerji santralleri olan; fosil yakıtlı santraller ve nükleer santraller vasıtasıyla üretilen elektrik enerjisi, toplam üretim içerisinde yüksek bir orana sahip bulunmaktadır. Birincil enerji arz kaynaklarının içerisinde emre amade enerji kaynaklarının kullanım oranı, % 79,7 seviyesindedir (IEA, 2013). Emre amade enerji kaynakları kesintisiz ve güvenilir enerjiyi, gece-gündüz farklılığı yahut mevsimsel farklılıklar gibi faktörlerden bağımsız olarak arz edebildiği için, yüksek kullanım oranına sahip olmaktadır.

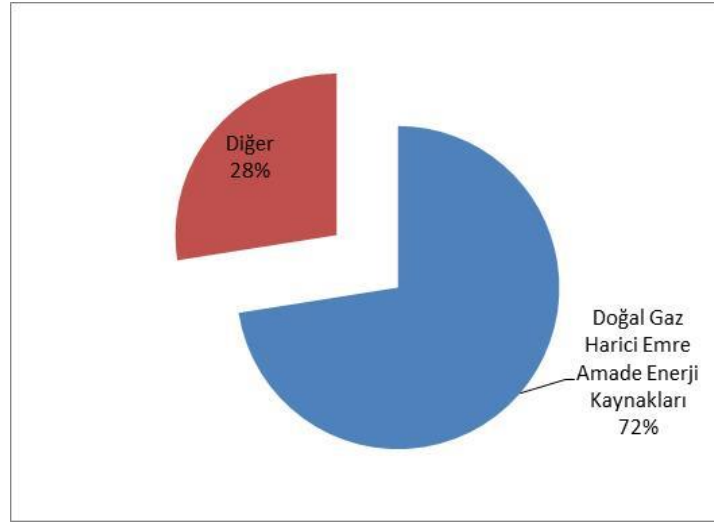
Şekil 2.7'de Dünya'da toplam elektrik üretimi içerisinde emre amade enerji kaynaklarının yeri gösterilmektedir.



**Şekil 2.7 :** Dünya'da toplam elektrik üretimi içerisinde emre amade enerji kaynaklarının yeri (IEA, 2013)

Hidrokarbon ürünlerin çevreye verdikleri zarar ve tükenbilir nitelikleri dolayısıyla, bu enerji kaynaklarının kullanımının zorunlu olarak azaltılması gerekmektedir. Fakat enerji talebinin hızla arttığı bir düzlemde, fosil yakıtlardan uzaklaşma isteği; yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının genel enerji arzı içerisinde düşük yerleri ve paylarının artırılmasının uzun zaman alacak olması dolayısıyla, pek mümkün görülmemektedir. Bu sebeple fosil kaynaklar içerisinde emre amade vasfı olan ve çevreye olumsuz etkileri en az olan doğal gaz talepte artış yaşanmaktadır (Ünal,1996). Emre Amade enerji kaynakları içerisinde doğal gaz yaklaşık %27,5 oranına sahiptir. Bu oran doğal gazın emre amade enerji kaynakları içerisinde önemli

bir yere sahip olduğunun göstergesidir (IEA, 2013). Şekil 2.8’de doğal gazın emre amade enerji kaynaklarının içerisindeki yeri gösterilmektedir.



**Şekil 2.8 :** Doğal gazın emre amade enerji kaynaklarının içerisindeki yeri (IEA, 2013)

## 2.5 Doğal Gazın Dünyada Taşınması ve Gelişimi

Doğal gazın büyük miktarlarda depolanabilmesi sorunlar arz etmektedir. Depolanma süreleri genellikle kısa vadeli. Bu sebepten ötürü, boru hatları ya da LNG (sıvılaştırılmış doğal gaz) tesisleri vasıtasıyla ivedi olarak tüketim yerlerine taşınması gerekmektedir. Çıkarılan doğal gaz, (genellikle aynı yatak alanını paylaştığı petrol ile) farklı boru hatlarıyla taşınmak durumundadır. Bu yapılırken de hareketin sağlanması amacıyla daha fazla basınca gerek duyulmaktadır. Bu durum taşımayı petrole oranla zorlaştırmasının yanı sıra maliyeti de arttıran bir faktördür (Karabulut,1999).

Boru hattı kullanılarak taşımaya alternatif ise doğal gazın sıvılaştırılması seçeneğidir. Atmosferik basınç altında yaklaşık  $-164^{\circ}\text{C}$  ( $-263,20^{\circ}\text{F}$ ) ve altındaki sıcaklıklara soğutulmak suretiyle sıvılaştırabilmesi önem taşımaktadır. Sıvılaştırılma işlemi sonucunda doğal gaz hacmen 600 kereye yakın küçülebilmektedir. Böylelikle sıvılaştırılan doğal gaz, özel tanklar vasıtasıyla taşınabilmektedir (TMMOB, 2006).

Doğal gaz, boru hatları ya da sıvılaştırılmak suretiyle taşındığından ötürü, talepte oluşan mevsimsel farklılıklara göre arzının ayarlanması güç bir üründür. Talepteki artışların karşılanabilmesi için doğal gazın depolanması gerekliliği ortaya

çıkılmaktadır. Bu durum aynı zamanda ekonomik bir gereklilik olarak da karşımıza çıkmaktadır (Akgün, 1996).

Özellikle, söz konusu mevsimsel değişiklikler talepte; kış aylarında artış, yaz aylarında azalış biçiminde görülmektedir. Buna karşın, arz noktasında dalgalanma yıl boyunca yok denecek kadar az olmaktadır. Genellikle, arzda yaşanan değişiklikler artış eğilimi biçimindedir. Arz-talep dengesinin tutturulması için, depolama doğal gaz piyasasında hayati öneme sahiptir. Özellikle yaz aylarında yaşanan arz fazlası doğal gazın depolanarak, kış aylarında arz açığını dengelemesi gerekmektedir (Türkiye 6. Enerji Kongresi Teknik ve Oturum Tebliği, 1994).

Söz konusu dengenin yakalanabilmesi için yapılan depolama faaliyetlerinde üç farklı yöntem uygulanmaktadır. Bunlar;

- **Sistem İçi Depolama:** Doğal gazın taşımada kullanılan boru hatları içerisinde tutulmasıdır. Bu durum boru hattı içine pompalanan doğal gazın, iletim basıncının değiştirilmesi ile aktarımın yavaşlatılması yoluyla uygulanmaktadır. Çok kısa zaman dilimi için sonuç veren bir uygulama çeşididir ve kısa vadeli talep değişikliklerinin karşılanması için uygulanmaktadır.
- **Yeraltı Depolaması:** Yeraltında depolama uygulaması, daha öncesinde kullanılmış ve tüketilmiş, kaya tuzu yatakları, doğal gaz ve petrol yatakları, su ve bazı maden yataklarına doğal gazın pompalanması ve bu ortamda saklanmasıdır. Daha uzun talep değişikliklerine cevap vermesi ve ilgili talepleri karşılaması bu yöntemle mümkün olabilmektedir.
- **Sıvılaştırılmış Doğal gaz Depolaması:** Doğal gazın, uygun basınç ve uygun sıcaklıkta soğutulmak suretiyle sıvılaştırılması; sıvılaştırılan bu doğal gazın özel tanklarda ve yer üstünde depolanmasıdır. Bu sistem yer üstü depolamalarına olanak sağlaması açısından önemlidir. Fakat sıvılaştırılmış doğal gazın saklanacağı tankların kurulum maliyeti ve bakım masrafları noktasında doğal gazın depolama maliyetini arttırmaktadır.

Bu yöntemler kullanılmak suretiyle, tüketici talebinin, doğal gaz arzının altına düştüğü koşullarda, (ortaya çıkan talep fazlası) elde var olan depolama araçları

vasıtasıyla depolanmaktadır. Böylelikle, üretimin sürekliliği tesis edilmiş olmaktadır. Öte yandan, arz-talep dengesinde yaşanan değişimlerden, talep açığının yaşandığı durumlarda, depolanan doğal gazın piyasaya sürülerek talebin karşılanması hedeflenmektedir. Böylelikle tüketimin sürekliliği de sağlanmış olmaktadır (Akgün, 1996).

## **2.6 Dünya'daki Doğal Gaz Ticaret Yolları**

Küresel düzeyde yaşanan sanayileşme, kentleşme, teknolojinin gelişmesi ve nüfusun artması sonucunda enerji talebi giderek artmaktadır. Öyle ki International Energy Agency'nin (IEA) 2012 verilerine göre 1973 yılında 6109 MTEP seviyesinde olan Birincil Enerji Kaynaklarının kullanımı, 2011 yılına gelindiğinde 13113 MTEP seviyesine çıkmıştır (IEA, 2013). Enerji talebinin bu denli artış göstermesi, arz kaynakları arasında doğal gaz kullanım oranlarının da artması sonucunu doğurmuştur. Artan enerji talebini karşılamaya yanı sıra, yenilebilir enerji kaynaklarının kullanım oranlarının az olmasından ötürü başat enerji arz kaynağını oluşturan fosil kaynakların arasında çevreye daha az zarar veren doğal gazın kullanımı, çevre kirliliğinin ve küresel ısınma sorunlarının da etkisiyle artış göstermektedir. IEA'nin 2013 verilerine bakıldığında 1973 yılındaki 1226 milyar metreküp seviyesinde bulunan küresel doğal gaz arzı, 2012 yılına gelindiğinde 3435 milyar metreküp seviyesine çıkmıştır (IEA, 2013). Bunun yanında doğal gaz üretiminin, diğer birincil enerji arz kaynakları içerisindeki oranında da artış görülmüştür. 1973 yılında toplam birincil enerji arz kaynakları içerisindeki kullanım seviyesi %16.0 seviyesinde olan Doğal gazın, 2011 yılındaki toplam birincil enerji arz kaynakları içerisindeki kullanım oranı %21.3 seviyesine çıkmıştır (IEA, 2013).

Genel olarak enerji arz kaynaklarına, özel olarak da doğal gaza yönelen talep, doğal gazın ticaretinin önemini arttırmaktadır. Küresel anlamda doğal gaz ticareti her geçen gün daha da büyüyen bir pazar haline gelmektedir. Doğal gaz kullanımının artması sonucunda büyüyen pazar ile her geçen gün üretimlerini arttıran kaynak arasında, güvenli, ucuz ve hızlı taşıma önem kazanmaktadır (Engin ve Tuğrul,2013).

Küresel doğal gaz ticareti genellikle; boru hatları ve sıvılaştırılmak suretiyle üretilen LNG şeklinde yapılmaktadır. Doğal gaz ticareti; sanayileşmiş Kuzey Amerika, Avrupa ve Uzakdoğu ile doğal gaz üreticisi Ortadoğu ve Avrasya arasında büyük miktarlarda yaşanmaktadır.

Doğal gaz üretiminde ülkeler incelendiğinde Ortadoğu ve Avrasya ülkeleri ile OECD ülkelerinin başı çektiği görülmektedir. Fakat üretici ülkeler içerisinde yer alan Amerika Birleşik Devletleri, Hollanda ve Çin üretimlerinin birçoğunu kendi ülkeleri içinde değerlendirmekte ve ürettikleri doğal gazı uluslararası piyasada satmamaktadırlar. Küresel doğal gaz ticareti içerisinde başat üretici ve başat tüketici ülkeler arasında yaşanan ticari faaliyetler doğal gaz ticaret yollarının yoğunlaştığı coğrafyaları göstermesi açısından önemlidir (Çizelge 2.5 ve 2.6).

Çizelge 2.6 incelendiğinde, doğal gaz ihracatçısı olarak Rusya, Katar ve Norveç öne çıkmaktadır. Bunun yanında Kuzey Afrika ve Orta Asya da önemli doğal gaz üreticisi ve ihracatçısı bölgelerdir. Doğal gaz talebini dışarıdan ithalat yoluyla karşılayan ülkelere bakıldığında Uzak Doğu, Avrupa ve Kuzey Amerika ülkelerinin öne çıktığı görülmektedir. Çizelge 2.6'da yer alan ülkeler baz alındığında Avrasya-Orta Doğu- Kuzey Afrika'nın oluşturduğu üretim bölgeleri ile Avrupa- Kuzey Amerika- Uzak Doğu arasında doğal gaz tüketim pazarları arasında yoğunlaşan bir dünya doğal gaz ticaret yolları görülmektedir.

Enerji talebinin küresel düzeyde artması ve buna bağlı olarak doğal gaza yönelen talepte artış yaşanması, küresel doğal gaz ticaret yollarının önemini arttırmaktadır. Özellikle ithalatçı sanayileşmiş ülkelerin, enerji arz güvenliği noktasında taşıdıkları hassasiyet uluslararası yolların güvenliğinin ve serbestliğinin sağlanmasını zaruri kılmaktadır.

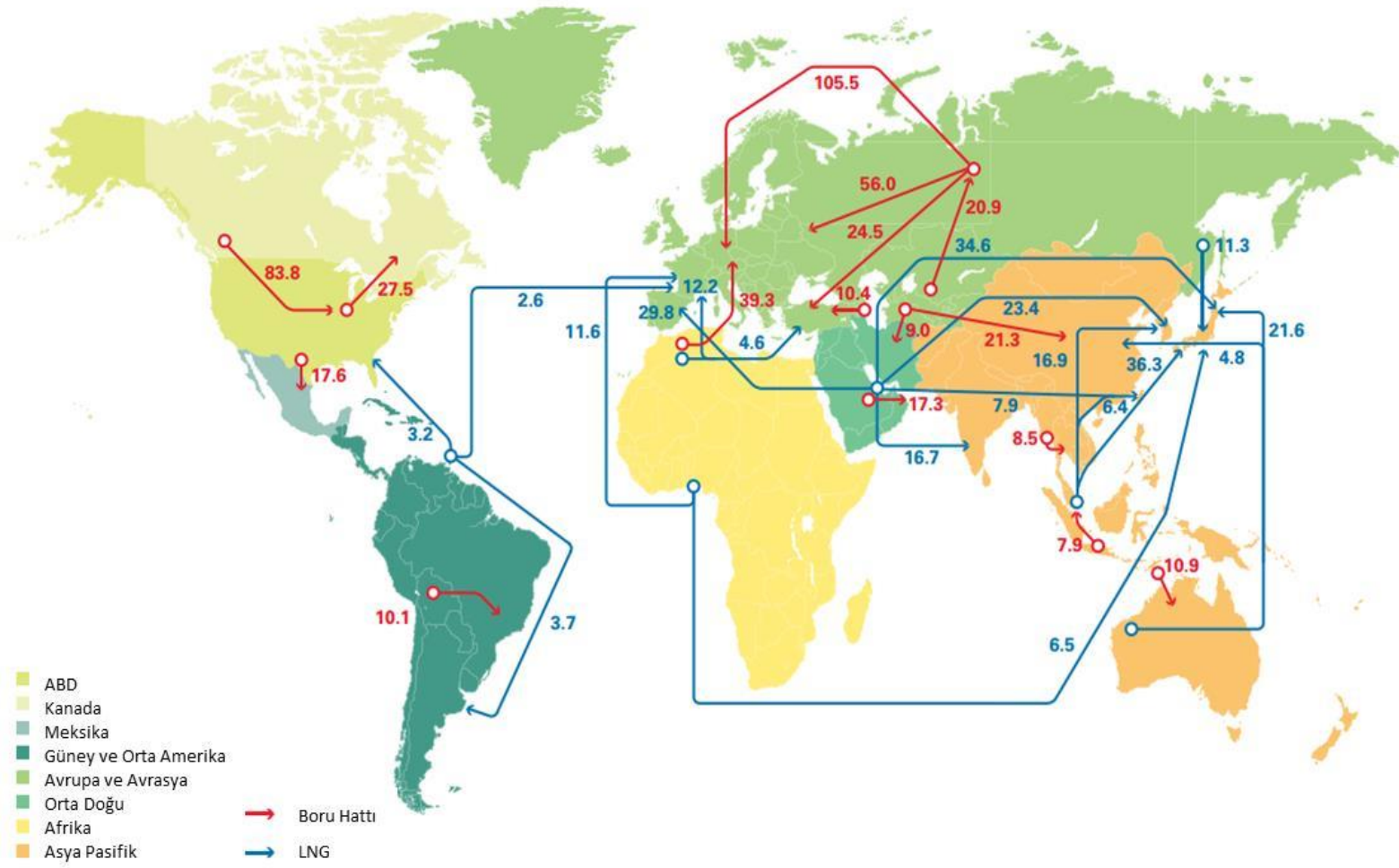
Şekil 2.9. incelendiğinde; Avrasya'dan Batı'da bulunan Avrupa Pazarı'na yönelen ve boru hatları vasıtasıyla iletilen büyük miktarda bir ticaret hattının varlığı görülecektir. Bunun yanında Avrupa pazarına Afrika'dan ve Ortadoğu'dan LNG ticaret hattı yoğunlaşmaktadır.

Ortadoğu'dan ve Afrika'dan yönelen en ciddi LNG ticaret hattı ise Uzakdoğu bölgesine yönelmektedir. Uzakdoğu ülkelerinin üretici ülkelere olan coğrafi uzaklığı dolayısıyla, doğal gaz ticaretlerini sıvılaştırılmış doğal gaz şeklinde gerçekleştirmektedirler.

Uzakdoğu pazarına yönelen bir diğer ticaret hattı da, Avustralya kıtasından uzanmaktadır. Bu hat üzerinden ticaret; hem coğrafi uzaklık hem de kıtalar arasındaki okyanus sebebiyle, LNG olarak gerçekleşmektedir. Kuzey Amerika'ya yönelen doğal gaz ticaret hatlarının büyük bölümünü boru hatları yoluyla iletilen

doğal gaz oluşturmaktadır. Amerika Birleşik Devletleri'nin varlığı, b6lgenin hem 6nemli bir doğal gaz 6reticisi, hem de 6nemli bir pazar olmasına yol amaktadır.

Kapalı havzada kalan 6lkelerde doğal gaz ticareti boru hatları vasıtasıyla gerçekleşmek durumunda kalmaktadır. D6nyanın doğal gaz 6reticisi 6lkelerine uzak kalan b6lgelerine ise, y6nelen ticaretin genellikle LNG ticareti 6zerinden gerçekleştiği Şekil 2.9. incelendiğinde g6r6lmektedir. Bunun yanında ithalatçı ve ihracatçı 6lkelerin coğrafi konumları d6ř6n6ld6đ6nde uluslararası su yolları ve 6zellikle boğaz/ kanalların doğal gaz ticaretindeki 6nemi anlaşılmaktadır.



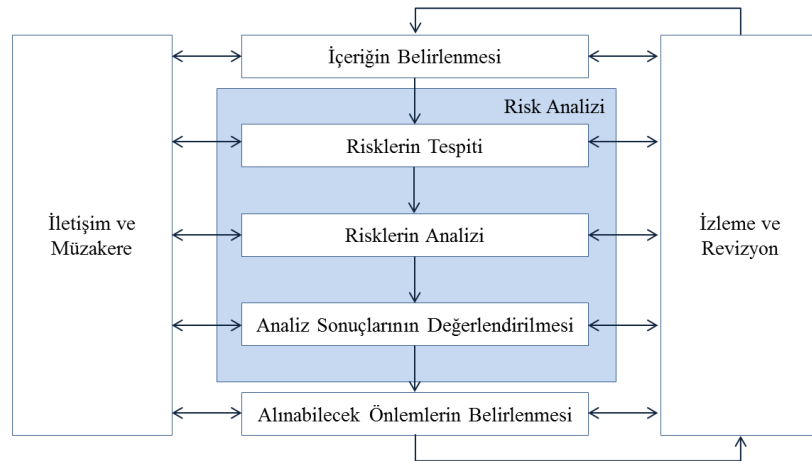
Şekil 2.9 : Dünya’da doğal gaz ticaret yolları (BP, 2013)



### 3. RİSK ANALİZİ

#### 3.1 Risk Analizi Kavramı ve Önemi

Türk Dil Kurumu'nun Güncel Türkçe Sözlüğüne göre risk, “zarara uğrama tehlikesi, riziko” olarak tanımlanmaktadır (TDK, 2014). Kelimenin içeriğinde bulunan belirsizlik faktörü, gerçekleştirilen her türlü eylemde ve işlemde var olduğu gibi, her türlü kurum ve kuruluşun yürüttüğü bütün faaliyetleri için de geçerlidir. Bu yüzden kurumlar ve kuruluşlar, yürüttükleri faaliyetlerde risk faktörünü tanımlama ve riski belirleme ihtiyacı duymaktadırlar. Riskin tanımlanması, analiz edilmesi ve risk kriterleri çerçevesinde değerlendirilmesi yoluyla, risk yönetimi uygulanmaya çalışılmaktadır. Uluslararası ISO 31000 Risk Yönetim Sistemi Standardı, risk yönetiminin esaslarını belirleyerek, uygulanacak risk yönetiminin standardizasyonunu sağlamaktadır. Risk yönetiminin etkili bir şekilde yapılabilmesi için bir takım kriterler ve ilkeler ISO 31000 Risk Yönetim Sistemi Standardı içerisinde tanımlanmıştır. Böylelikle Kurum ve kuruluşların faaliyetlerine yönelik etkili, verimli ve bağlantılı bir şekilde risk analizini gerçekleştirebilmelerini ve riski yönetilebilir kılmalarına olanak tanımaktadır (ISO, 2014). Uluslararası ISO 31000 Risk Yönetimi standartlarına göre risk analizi aşağıda belirtilen çerçevede gerçekleştirilmesi gerekmektedir. ISO 31000 Risk Yönetimi standardına göre risk analizi metodu Şekil 3.1’de şematik olarak gösterilmektedir.



Şekil 3.1 : ISO 31000 Risk yönetimi standardına göre risk analizi yönteminin şematik gösterimi

### 3.2 Risk Analizi İçin Önemli Faktörler

Risk analizi; üretim süreçlerinin sağlıklı ilerlemesi, iş güvenliğinin tesisi, yasal mevzuatlara uygun biçimde faaliyetlerin yürütülmesi, çevrenin korunması ve performansın geliştirilmesi noktalarında özel ve tüzel firmalara katkıda bulunmaktadır. Dolayısıyla, kuruluşların esas faaliyet alanlarından ayrı bir işlem değildir.

Risk analizi ve riskin yönetilmesi, tüm faaliyetlerin tamamlayıcısı konumundadır ki; bu durum, genel manada yönetimin bir parçasını oluşturmaktadır. Yönetim noktasında bulunan karar alıcıların bilinçli tercihler yapmalarına ve faaliyetlerin, riskleri önceden belirlenmek suretiyle kontrol altında tutulmasına yardımcı olmaktadır. Bunun için de, risk analizi yapılırken; belirsizlik, belirsizliğin kaynağı ve belirsizlik karşısında nasıl bir tutum takınılacağı hesaplanmaktadır. Bu bağlamda, faaliyetlerin sistematik bir şekilde yapısal değerlendirilmeleri yapılmaktadır.

Faaliyetlerin üzerindeki belirsizlik etmenleri zaman içerisinde değişkenlik gösterebilir. Bu durum göz önüne alındığında, riskin analiz edilmesinde kullanılan bağlam ve bilgiler üzerinde de değişimler görülebilmektedir. Bu değişimlere karşı hazırlıklı olunması için de, değişen belirsizlik faktörlerinin sürekli biçimde izlenmesi ve ortaya çıkabilecek yeni risklerin, değişim gösterebilecek risklerin ve ortadan kalkabilecek risklerin belirlenmesi yoluyla, risk analizlerinin gerekli duyulan aralıkla revize edilmesi gerekmektedir (Şekil 3.1).

Bu Yüksek lisans tezi çalışması içerisinde kullanılan risk analizi ile birlikte uygulanan N-1 metodunda; üretim ve tedarik faktörlerinin üzerinde yaşanabilecek aksaklıkların yönetilmesi ve olası acil durumlar karşısında hazırlıklı olunmasının tesis edilebilmesi için uygulanmaktadır. Metot, üretim ve tedarik faktörlerinden oransal olarak miktarca en büyük olanın dışarıda bırakılması sonucunda, geride kalan enstrümanların, üretimin devam edebilmesini karşılayabilecek yeterliliğe ve donanıma hazır olup olmadığının ölçülmesi işlemidir. Böylelikle yaşanabilecek aksaklıklara karşı hazırlıklı olunmasını ve acil durumların yönetilebilmesini sağlayabilecek önlemlerin belirlenmesi sağlanmaktadır.

N-1 metodu ile ortaya çıkan analiz sonucunda, analiz sonuçlarının değerlendirilmesinin ve yapılabilecek düzenlemelerin belirlenmesi kolaylaşmaktadır.

Böylelikle üretimin/ tedarikin sürekliliğini etkileyebilecek risk unsurları karşısında hazırlıklı konuma geçilmektedir (Knight, 2012).

Risk analizi metodunun uygulanmasında öncelikle, riski oluşturabilecek faktörlerin belirlenmesi yoluyla belirsizliğin kaynağı tespit edilmeye çalışılmaktadır. Bunun yanında oluşturulan modellemelerle birlikte risklerin tespitinin yapılması hedeflenmektedir. Ortaya koyulan risk faktörleri üzerinden risk analizi yapılmakta ve var olan riskler üzerinden değerlendirilme yapılmaktadır.

Değerlendirme aşaması risk analizi içerisinde belki de en önemli kısmı oluşturmaktadır. Yapılan değerlendirmelerle, risk faktörlerinin büyüklüklerinin ölçülmesi ve bunların olası etkilerinin giderilmesi noktasında etkili olunmaya çalışılmaktadır. Böylelikle, var olan risklerin en aza indirilmesi amacıyla, Stratejinin ve/veya stratejilerin oluşturulabilmesine olanak sağlanmaktadır. Risk analizi metodu ile oluşturulan değerlendirmelerin, zaman içerisinde ortaya çıkabilecek değişimlere hazırlıklı olunması açısından, sürekli olarak izlenmesi ve periyodik aralıklarla tekrarlanması da risk analizinin tamamlayıcı unsurunu oluşturmaktadır.

### **3.3 Risk Analizi İçin Önemli Parametreler**

Avrupa Parlamentosu, Ocak 2009 tarihinde karşılaşılan gaz krizi benzeri bir durumla birlik üyelerinin tekrar karşılaşmasını önlemek amacıyla bir çalışma gerçekleştirmiş bulunmaktadır. Bu bağlamda, 20 Ekim 2010 tarihinde doğal gaz arz güvenliğinin sağlanmasına ilişkin 994/2010 numaralı yönetmeliği yayınlamıştır (Avrupa Parlamentosu, 994/2010, 2010) Böylelikle, Avrupa Birliği (AB), üye ülkelere bu kapsamda her bir ülkenin arz güvenliğini etkileyebilecek tüm risklerin değerlendirildiği bir çalışma yapmasını zorunlu hale getirmiştir.

994/2010 numaralı AB yönetmeliğe göre yapılan risk analizi aşağıda belirtilen konuları kapsamı gerekmektedir:

- Altyapı ve arz standardı,
- Ulusal ve bölgesel tüm durumların dikkate alınması,
- Yüksek talep, arzda kısıtlar, iletim hattı arızaları, depolama ve LNG terminalleri, diğer ülkelerden sağlanan gaz arzında yaşanabilecek problemler gibi farklı senaryoların çalıştırılması ve bu senaryoların olası sonuçlarının değerlendirilmesi.

Bu Yüksek Lisans tezi çalışmasında, Avrupa Birliği'ne üyelik müzakereleri devam eden Türkiye'nin ilgili AB yönetmeliği ve ilave birtakım kriterler dikkate alınarak detaylı bir risk analizi yapılması benimsenmiştir.

### 3.4 N-1 Kriteri

Avrupa Parlamentosu tarafından yayınlanan 994/2010 numaralı yönetmeliğe göre en büyük kapasiteli giriş noktasında oluşabilecek bir aksaklığı, sistemin geri kalan kapasitesinin istatistiksel olarak 20 yılda bir oluşabilecek seviyede yüksek bir günlük gaz talebini karşılayıp karşılamayacağı N-1 formülüne göre hesaplanmalıdır.

N-1 formülü, istatistiksel olarak ancak 20 yılda bir meydana gelebilecek seviyede yüksek bir talebin ortaya çıktığı bir günde en yüksek teknik kapasiteye sahip giriş noktasında herhangi bir aksaklık meydana gelmesi durumunda ilgili bölgenin toplam talebi karşılayıp karşılamayacağını ölçmek için kullanılmaktadır.

N-1 kriteri

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100, \quad N - 1 \geq \%100 \quad (3.1)$$

fomülüyle hesaplanmaktadır (Avrupa Parlamentosu, 2010).

Burada:

$EP_m$  : Üretim, LNG terminalleri ve doğal gaz depoları dışında ülkeye doğal gaz sağlayan giriş noktalarının toplam teknik kapasitesini (milyon metreküp/gün)

$P_m$  : Maksimum teknik üretim kapasitesi, ülkenin doğal gaz sistemine giriş noktası bulunan tüm üretim tesislerinin maksimum üretim kapasitelerinin toplamını (milyon metreküp/gün)

$S_m$  : Maksimum teknik depolama kapasitesi, ülkenin doğal gaz sistemine giriş noktası bulunan tüm üretim tesislerinin maksimum üretim kapasitelerinin toplamını (milyon metreküp/gün)

$LNG_m$  : LNG tesisleri tarafından sisteme arzı sağlanabilecek maksimum teknik kapasiteyi (milyon metreküp/gün)

$I_m$  : Ülkenin doğal gaz sistemine bağlı en yüksek teknik kapasiteye sahip giriş noktasını (milyon metreküp/gün)

$D_{max}$  : İstatiksel olarak 20 yılda bir meydana gelebilecek seviyede yüksek bir günlük doğal gaz talebini (milyon metreküp/gün),

ifade etmektedir.

Doğal gaz arzında oluşabilecek aksaklıkların talep tarafı yönetimi ile karşılanabilecek olması durumunda ise N-1 kriteri ;

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max} - D_{eff}} \times 100, N - 1 \geq \%100 \quad (3.2)$$

formülü ile hesaplanmaktadır

Burada:

$D_{eff}$  : , Talep tarafı yönetiminde zamanında alınacak önlemler sayesinde kısılabilecek toplam doğal gaz tüketimi miktarı (milyon metreküp/gün)

Bu yüksek lisans tezi çalışmasında N-1 kriteri hesaplamaları ve ISO 31000 Risk Yönetimi standardına göre risk analizi metodu izlenerek Türkiye için ilgili Avrupa Birliği yönetmeliğinde işaret edildiği gibi kapsamlı bir çalışma yapılmıştır.

### 3.5 Risk Değerlendirmesi

Risk değerlendirme, bir durum ya da tehditin miktarının nitel ya da nicel olarak belirlenmesidir. Bu çalışmada kullanılan yöntem olan kantitatif (nicel) risk değerlendirme, temel olarak riskin gerçekleşme olasılığı ve riskin gerçekleşmesi durumunda yaratacağı etki olmak üzere iki ana unsurda ele alınmaktadır. Bu bağlamda risk matematiksel olarak aşağıda verilen denklem ile ifade edilmektedir (Lester, 2014):

$$R_i = I_i \cdot p(S_i) \quad (3.3)$$

Burada,

$R_i$  : i bileşeni için risk değeri

$I_i$  : i bileşeni için etki değeri

$p(S_i)$  : i bileşenin meydana gelme olasılığı

şeklinde ifade edilmektedir.

Bir durumu değerlendirirken meydana gelebilecek tüm riskler ise ;

$$R_{toplam} = \sum_i I_i \cdot p(S_i) \quad (3.4)$$

olarak ifade edilmektedir (Lester, 2014).

Burada,

$R_{toplam}$  : tüm bileşenler için toplam risk değeri

$I_i$  : i bileşeni için etki değeri

$p(S_i)$  : i bileşeninin meydana gelme olasılığı

şeklinde ifade edilmektedir.

Risk değerlendirmesi, birtakım kabuller ve belirsizlikler göz önüne alınarak risklerin bir amaca yönelik irdelenmesidir. Analiz yapılırken, en zor bölüm risk analizinin ana kısımlarını oluşturan etki ve olasılıkların doğru bir biçimde niceliğinin belirlenmesi olmaktadır.

Olasılıkların belirlenmesinde temel yaklaşım eldeki mevcut datalar kullanılarak çizelge 3.1.'de verilen derecelendirme tablosunun kullanılmasıdır. Puanların belirlenmesi eldeki dataların ve analizi yapılan durumun niteliğine göre şekillenmektedir. Olasılıkların belirlenirken en puanlama 1 ve 5 arasında yapılmaktadır. Buna göre 5 olasılığı en yüksek puan olurken, 1 en düşük puanı ifade etmektedir.

**Çizelge 3.1 : Olasılık derecelendirme tablosu**

| <b>Derece</b> | <b>Puan</b> |
|---------------|-------------|
| Çok düşük     | 1           |
| Düşük         | 2           |
| Orta          | 3           |
| Yüksek        | 4           |
| Çok yüksek    | 5           |

Etki derecelendirme tablosu da benzer bir biçimde eldeki dataların, kabullerin ve analizi yapılan durumun niteliğine göre şekillendirilmektedir. Bu çalışmada temel alınan etki derecelendirme tablosu çizelge 3.2.'de verilmiştir.

**Çizelge 3.2 : Etki derecelendirme tablosu**

| <b>Derece</b> | <b>Puan</b> |
|---------------|-------------|
| Çok düşük     | 1           |
| Düşük         | 2           |
| Orta          | 3           |
| Yüksek        | 4           |
| Çok yüksek    | 5           |





#### **4. TÜRKİYE’DE DOĞAL GAZ PİYASASI**

Türkiye’de doğal gaz piyasasının esasları, 18.04.2001 tarihli 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası kanunu ile belirlenmektedir (TBMM, 2014). Bu esaslara göre, Türkiye’de doğal gaz piyasasının serbestleştirilmesi hedeflenmektedir. Doğal gaz piyasasında Kamu payının düşürülmesi ve özel sektörün piyasa girişinin kolaylaştırılabilmesi ile rekabetçi bir piyasanın oluşabilmesi hedeflenmektedir (EPDK, 2013).

Türkiye’de 2012 yılı içerisinde 45.2 milyar metreküp miktarda doğal gaz talebi yaşanmıştır. Bu talebin karşılanabilmesi için 2012 yılında; ülke içerisindeki kaynaklardan 0,6 milyar metreküp miktarda doğal gaz üretilmiştir. 45,9 milyar metreküp miktarda doğal gaz ise, Rusya Federasyonu, İran , Azerbaycan ile kurulan doğal gaz boru hatları ve Nijerya Federal, Cezayir ve uluslararası piyasalardan elde edilen spot LNG ithali yoluyla karşılanmıştır. Bunun yanında Türkiye’de yeraltı doğal gaz depolama tesisleri ve LNG depolama tesisleri ile depolama işlemleri gerçekleştirilmiştir. 2012 yılı itibariyle Türkiye toplam 3,1 milyar metreküp doğal gaz depolama kapasitesine sahiptir (EPDK, 2013).

##### **4.1 Doğal Gaz Arzı**

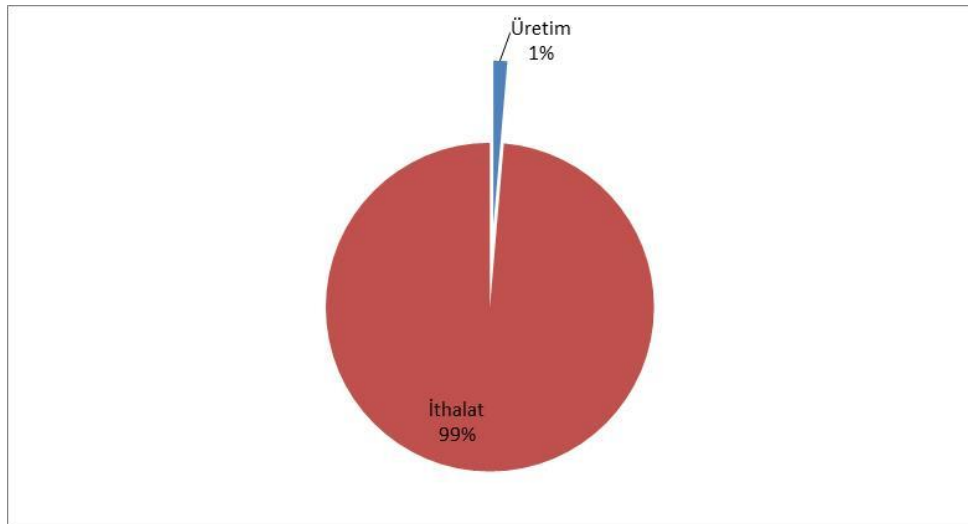
###### **4.1.1 Doğal gaz üretimi**

Türkiye’de doğal gaz arama ve üretim faaliyetleri, 6326 sayılı petrol kanununa göre, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’na bağlı Petrol İşleri Genel Müdürlüğü tarafından verilen arama ve işletme ruhsatları ile gerçekleştirilmektedir (EPDK, 2013). Türkiye’nin 2012 yılı itibariyle doğal gaz üretimi 664 milyon metreküp seviyesindedir (Mavi Kitap, 2012). Türkiye’de toplam 14 tesiste doğal gaz üretimi yapılmaktadır. Bunların en büyüğü Trakya’da bulunmakla birlikte, Batı Karadeniz ve Güney Doğu Anadolu bölgelerinde de üretim yapılmaktadır (IEA, 2013). Türkiye’de 2008 ve 2012 yılları arasında gerçekleşen doğal gaz üretimi çizelge 4.1’de gösterilmektedir.

**Çizelge 4.1** : 2008-2012 yılları arasında Türkiye’de doğal gaz üretimi (EPDK, 2013)

| Yıllar | Türkiye’de doğal gaz üretim miktarı (milyon metreküp) |
|--------|---|
| 2008   | 1,014   |
| 2009   | 729   |
| 2010   | 725   |
| 2011   | 793   |
| 2012   | 664   |

Türkiye’de 2012 yılı içerisinde üretilen 664 milyon metreküp miktarındaki doğal gazın, 340 milyon metreküp miktarındaki kısmını TPAO (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı) üretmiştir (TAPO, 2014).Türkiye’de üretilen doğal gaz 664 milyon metreküp iken ithal edilen doğal gaz miktarı 45.9 milyar metreküp seviyesindedir. Doğal gaz üretimi, doğal gaz arzının karşılanmasında %1.36’lık orana sahiptir (EPDK, 2013). Toplam talebin 45,2 milyar metreküp miktarında olduğu göz önüne alındığında Türkiye’nin doğal gaz üretiminin talebi karşılama noktasında oldukça yetersiz olduğu görülmektedir (EPDK, 2013). Şekil 4.1’de 2012 yılında doğal gaz arzının karşılandığı kaynakların payları karşılaştırmalı olarak gösterilmektedir. Buna göre Türkiye doğal gaz arz kaynakları içinde ithalatın %99 gibi çok ciddi bir pay sahibi olduğu görülmektedir.



**Şekil 4.1** : 2012 yılında doğal gaz arzının karşılandığı kaynakların payları (EPDK, 2013)

#### 4.1.2 Doğal gaz ithalatı

2012 yılı içerisinde Türkiye'nin toplam doğal gaz talebi 45,2 milyar metreküp düzeyinde gerçekleşmiştir. Bu talebin büyük bir kısmı doğal gaz ithalatı yoluyla karşılanmıştır (şekil 4.1). Türkiye doğal gaz ithalatını boru hatları ve LNG terminaleri vasıtasıyla yapmaktadır. Türkiye'de faal olan dört adet uluslararası doğal gaz boru hattı ve iki adet LNG terminali bulunmaktadır. Türkiye bu hatlar vasıtasıyla doğal gaz ithalini gerçekleştirmektedir (şekil 4.2).



şekil 4.2 : Türkiye doğal gaz boru hatları

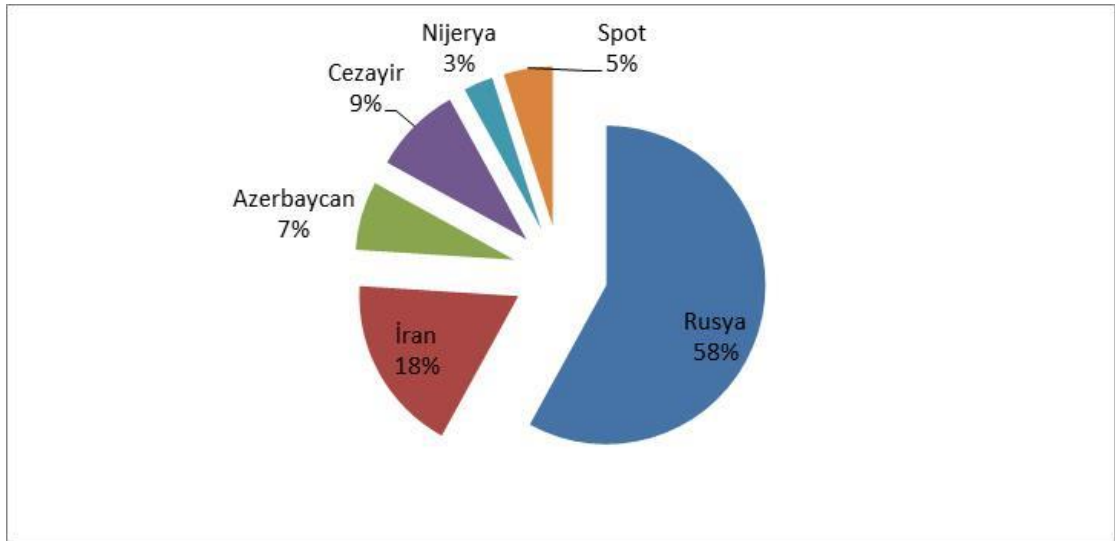
İthalat ikili anlaşmalar vasıtasıyla yahut uluslararası piyasalardan spot alım yoluyla sağlanmaktadır. Türkiye'nin mevcut olarak Rusya Federasyonu, Azerbaycan, İran, Cezayir ve Nijerya ile ikili anlaşmaları bulunmaktadır. Cezayir ve Nijerya'dan LNG alımı yapılmakta, Rusya Federasyonu, Azerbaycan ve İran'dan ise doğal gaz boru hatları vasıtasıyla ithalat gerçekleştirilmektedir (EPDK, 2013). Türkiye'nin 2012 yılı itibariyle doğal gaz ithal ettiği ülkeler ve ithalat miktarları izelge 4.2.'de gösterilmektedir.

2012 yılı verilerine göre Türkiye toplam 45,9 milyar metreküp gaz ithal etmiştir. Türkiye doğal gaz ithalinin% 58'lik kısmını Rusya üzerinden gerçekleştirmektedir. Rusya'yı %18'lik oranıyla İran takip etmektedir. Türkiye'nin nc sıradaki doğal gaz tedarikçisi ülke %9'luk payı ile Cezayir'dir. %7'lik pay ile Azerbaycan dördüncü sırada bulunurken, % 5'lik bir kısım uluslararası piyasalardan spot olarak tedarik edilmektedir. Son olarak altıncı sırada Nijerya %3'lk pay ile doğal gaz ithal edilen ülke konumundadır.

**Çizelge 4.2 :** Türkiye'nin 2012 itibariyle doğal gaz ithal ettiği ülkeler ve ithalat miktarları (EPDK, 2013)

| İthalatın Yapıldığı Ülke | İthalat Miktarı (milyon metreküp) |
|--------------------------|-----------------------------------|
| Rusya Federasyonu        | 26.495                            |
| Azerbaycan               | 3.354                             |
| İran                     | 8.215                             |
| Cezayir                  | 4.076                             |
| Nijerya Federal          | 1.322                             |
| Spot                     | 2.464                             |
| <b>Toplam</b>            | <b>45.922</b>                     |

Şekil 4.3.'de ise, Türkiye'nin 2012 yılı itibariyle doğal gaz ithalinin ülkeler bazında oranları gösterilmektedir.



**Şekil 4.3 :** Türkiye'nin 2012 yılı itibariyle doğal gaz ithalinin ülkeler bazında oranları (EPDK, 2013)

Türkiye boru hatları vasıtasıyla doğal gaz ithalatına 1987 yılında Rusya'dan gelen batı hattı ile başlamıştır. 1987 yılından itibaren, 6 milyar metreküp miktarında doğal gazın ithal edildiği batı hattına, 1998 yılında 8 milyar metreküp miktarında doğal gazın alımı eklenerek 14 milyar metreküp miktarında doğal gaz arzına ulaşılmıştır. Türkiye'de doğal gaz talebinin artmasıyla birlikte, 1994 yılından itibaren

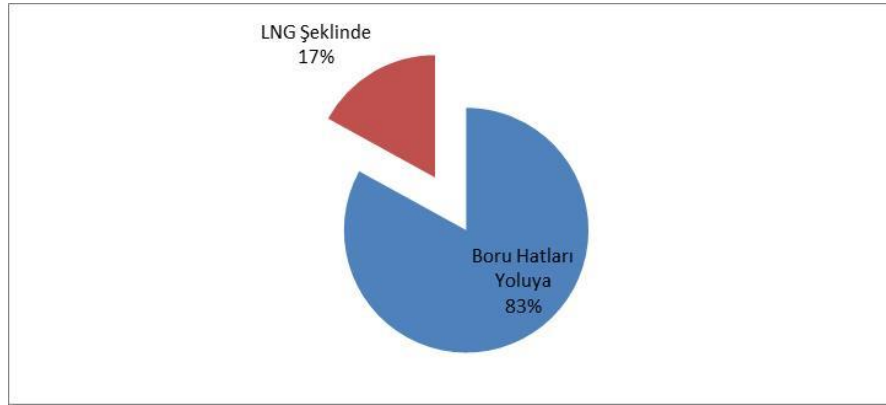
Cezayir'den 4 milyar metreküp miktarında LNG, 1999 yılından itibaren de 1.2 milyar metreküp miktarında LNG ithali gerçekleştirmiştir. 2001 yılında İran'dan 10 milyar metreküp miktarında doğal gaz arzının sağlanmasını, Rusya ile kurulan ikinci doğal gaz boru hattı olan Mavi Akım ile 2003 yılından itibaren 16 milyar metreküp miktarında doğal gaz arzının sağlanması takip etmiştir. Türkiye'nin faaliyette bulunan en yeni doğal gaz boru hattı ise; Azerbaycan'la kurulan ve 2007 yılından itibaren 6.6 milyar metreküp miktarında doğal gaz arzı sağlayan Şahdeniz Doğal Gaz Boru Hattıdır (EPDK, 2013).

18.04.2001 tarihli 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası kanunu ile birlikte doğal gaz piyasası serbestleştirilmiştir (TBMM, 2014). Serbestleşme ile birlikte BOTAŞ'ın işletiminde bulunan Rusya'dan doğal gaz arzı sağlayan Batı Hattı'nın 4 milyar metreküp miktarındaki kısmı sözleşme devirleri vasıtasıyla piyasaya devredilmiştir. 2007 yılında başlamak suretiyle, Türkiye'de BOTAŞ haricinde özel şirketler de boru hatlarıyla doğal gaz ithal etmektedir. Söz konusu şirketler; 2007 yılından itibaren Shell Enerji A.Ş., 2009 yılından itibaren Bosphorus Gaz Corporation A.Ş., Enerco Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş. ve Avrasya Gaz A.Ş'dir (EPDK, 2013). 2013 yılı itibari ile de Akfel Gaz Sanayi ve Ticaret A.Ş., Batı Hattı Doğal Gaz Ticaret A.Ş., Kibar Enerji A.Ş. ve SOCAR Gaz Ticareti A.Ş. doğal gaz ithalatına başlamıştır. Çizelge 4.3.'te Türkiye'de boru hatları ile doğal gaz ithal eden özel şirketler ve ithalat miktarları verilmektedir.

**Çizelge 4.3 : Boru hatları ile doğal gaz ithal eden özel şirketler ve ithalat miktarları (EPDK, 2013)**

| <b>Lisans Sahibi Şirket</b>          | <b>İthalat Miktarı( milyon metreküp)</b> |
|--------------------------------------|--|
| Shell Enerji A.Ş.                    | 250                                      |
| Bosphorus Gaz Corporation A.Ş.       | 2500                                     |
| Enerco Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş. | 2500                                     |
| Avrasya Gaz A.Ş.                     | 500                                      |
| Akfel Gaz Sanayi ve Ticaret A.Ş.     | 2250                                     |
| Batı Hattı Doğal Gaz Ticaret A.Ş.    | 1000                                     |
| Kibar Enerji A.Ş.                    | 1000                                     |
| SOCAR Gaz Ticareti A.Ş.              | 1200                                     |

Türkiye boru hatlarının yanı sıra LNG şeklinde doğal gaz arzını sağlamaktadır. Nijerya'dan, Cezayir'den ve uluslararası piyasalardan spot halde LNG ithalatı gerçekleştirilmektedir. Söz konusu üç kaynaktan 2012 yılında, 7.8 milyar metreküp miktarında LNG arzı sağlanmıştır. Toplam doğal gaz ithalatının 45.9 milyar metreküp miktarında gerçekleştiği 2012 yılında, LNG ithalinin toplam ithalat içerisindeki payı yaklaşık %17 seviyesindedir (EPDK, 2013). Şekil 4.4'te boru hatlarıyla gerçekleştirilen doğal gaz ithalatı ve LNG şeklinde gerçekleştirilen ithalat 2012 yılı verilerine göre gösterilmektedir.



**Şekil 4.4 :** Türkiye’de 2012 yılı verilerine göre boru hatlarıyla gerçekleştirilen doğal gaz ithalatı ve LNG şeklinde gerçekleştirilen ithalat (EPDK, 2013)

Türkiye’de LNG ithalatının gerçekleştirilebileceği ve gelen LNG’yi depolayabilecek ve istenildiği miktardaki kısmını tekrar gaz hale getirmek suretiyle, mevcut sisteme iletebilecek iki adet LNG terminali bulunmaktadır. Bunlardan ilki 1994 yılında BOTAŞ tarafından kurulan ve halen işletilen Tekirdağ ili, Marmara Ereğlisi ilçesinde bulunan Marmara Ereğlisi LNG Terminalidir. Terminal’in günlük kapasitesi 22 milyar metreküp miktarındadır. İkinci LNG terminali ise İzmir İli, Aliğa ilçesinde bulunan 2006 yılında faaliyete geçmiş, EGE GAZ A.Ş.’ne ait Aliğa LNG Terminalidir. Terminal, günlük 16.4 milyon metreküp miktarındaki doğal gazı işleme kapasitesine sahiptir (IEA, 2013).

#### **4.1.3 Depolama**

Doğal gazın, boru hatları yoluyla ve LNG şeklinde, üretim sahalarından tüketim alanlarına taşınmasından ötürü, yaşanan talep farklılıklarına göre arzının ayarlanması zor bir kaynaktır. Yaşanan talep farklılıklarının karşılanması ve arz açığının oluşmaması için doğal gazın depolanma gerekliliği bulunmaktadır.

Doğal gazda yaşanan talep farklılıkları genellikle mevsimsel olmaktadır. Talep, kış aylarında artış ve yaz aylarında da azalış eğilimi gösterdiğinden ötürü, arz-talep dengesinin yakalanması için depolama, doğal gaz piyasası ve enerji arz güvenliği açısından önemli olmaktadır.

Tüketim talebinin, arzın aşağısına düştüğü zaman ve koşullarda, satın alınan yahut üretilen fazla doğal gaz, depolama araçları vasıtasıyla depolanır. Talebin yoğunlaştığı zaman ve koşullarda ise depolanan doğal gazın piyasaya sürülmesi vasıtasıyla, talebin karşılanması hedeflenerek üretimin ve tüketimin sürekliliğinin sağlanması tesis edilmektedir (Akgün, 1996).

Türkiye’de doğal gaz depolama lisansına sahip üç kuruluş bulunmaktadır. Bunlar BOTAŞ (Boru Hatlarıyla Petrol Taşıma A.Ş.), TPAO (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı) ve EGE GAZ A.Ş.’dir. Bunun yanında doğal gaz piyasasının serbestleşmesine bağlı olarak gelişen yeni lisans başvuruları da bulunmakla birlikte, bu projeler henüz hayata geçmemiştir (EPDK, 2013).

Türkiye’nin Yeraltı Doğal Gaz Depolama Tesisleri ve LNG Depolama Tesislerinin faal haldeki toplam kapasitesi yaklaşık 3.1 milyar metreküp seviyesindedir. Bunun yaklaşık 2.6 milyar metreküp seviyesindeki kısmını Yeraltı Doğal Gaz Depolama Tesisleri oluştururken, 0.5 milyar metreküp seviyesindeki kısmını da LNG Depolama tesisleri oluşturmaktadır.

Bu miktarın artırılması için Tuz Gölünün altına bir Yeraltı Doğal Gaz Depolama tesisinin kurulmasına başlanmıştır (IEA, 2012). Çizelge 4.4.’te Türkiye’de mevcut ve planlanan doğal gaz depolama tesisleri gösterilmektedir.

**Çizelge 4.4 :** Türkiye’de mevcut ve planlanan doğal gaz depolama tesisleri (EPDK, 2013)

| <b>Şirket Adı</b>  | <b>Tesis Türü</b> | <b>Tesis Yeri</b>         | <b>Depolama Kapasitesi(milyar metreküp)</b> |
|--------------------|-------------------|---------------------------|---|
| BOTAŞ              | LNG               | Marmara Ereğlisi/Tekirdağ | 0,255                                       |
| EGE GAZ A.Ş.       | LNG               | Aliağa/İzmir              | 0,280                                       |
| TPAO/BOTAŞ         | Yeraltı           | Silivri/İstanbul          | 2,6   |
| BOTAŞ (Faal Değil) | Yeraltı           | Sultanhanı/Aksaray        | 1,5   |

#### **4.1.3.1 Yeraltı doğal gaz depolama tesisleri**

Yeraltı doğal gaz depolama faaliyetleri, lisans sahibi olan TPAO ve BOTAŞ tarafından yürütülmektedir. Bu iki kurumun ortaklığında İstanbul ili, Silivri ilçesinde Kuzey Marmara ve Değirmenköy Doğal Gaz Yeraltı Depolama Tesisleri, 20 Temmuz 2007 tarihinde faaliyete başlamıştır (EPDK, 2013). Kuzey Marmara ve Değirmenköy Doğal Gaz Yeraltı Depolama Tesislerinin toplam kapasitesi yaklaşık 2.6 milyar metreküp seviyesindedir. Bu kapasitenin yaklaşık 2.1 milyar metreküp seviyesindeki kısmı faal olarak kullanılmaktadır (BOTAŞ, 2012).

Doğal gazın yeraltında depolanabilmesi için yürütülen bir proje de Tuz Gölü'nün derinliklerinde bulunan tuz yataklarına, doğal gaz yeraltı depolama tesislerinin kurulmasıdır. Aksaray ili Sultanhanı ilçesinde bulunan tesisin, 2015 yılında tamamlanması hedeflenmektedir. Proje kapsamında yerin yaklaşık 600 metre altında 6'şarlı 2 grup halinde toplam 12 deponun yapılması planlanmaktadır. Hedeflenen toplam depolama kapasitesi 1.5 milyar metreküp seviyesindedir (BOTAŞ, 2012).

#### **4.1.3.2 LNG şeklinde depolama tesisleri**

Türkiye'de LNG şeklinde depolama faaliyetleri iki tesis altında yürütülmektedir. Bunların ilki, Tekirdağ ili, Marmara Ereğlisi ilçesinde bulunan BOTAŞ'a ait Marmara Ereğlisi LNG Depolama Tesisidir. 1994 yılından itibaren faaliyetlerine devam eden tesisin toplam depolama kapasitesi, 0.225 milyar metreküp seviyesindedir. İkinci LNG depolama tesisi ise EGE GAZ A.Ş. 'ne ait, Aliğa EGE GAZ LNG depolama tesisidir. 2006 yılından itibaren faaliyet gösteren Aliğa tesisinin toplam LNG depolama kapasitesi 0.288 milyar metreküp seviyesindedir (EPDK, 2013).

#### **4.2 Doğal Gaz Talebi**

Türkiye'de doğal gaz ithalatı, 1987 yılı itibariyle başlamıştır. 1987 yılından itibaren de doğal gaz tüketimi ve buna bağlı olarak doğal gaz talebi, yıllar içerisinde artış eğilimi göstermektedir. 2007 yılında doğal gaz talebi 35.3 milyar metreküp seviyesinde gerçekleşmiştir. 2008 yılında ise 36.8 milyar metreküp seviyesine ulaşmıştır. 2009 yılında küresel ekonomik krizin etkisiyle 35.2 milyar metreküp seviyesine gerilemiş olan doğal gaz tüketimi miktarı, 2010 yılında 37.4 milyar metreküp seviyesine yükselmiştir. 2000-2010 yılları arasında doğal gaz tüketim



miktarında yaklaşık %230 oranında artış görülmüştür (Deloitte, 2012). 2011 yılında 43.6 milyar metreküp miktarında olan doğal gaz tüketimi, 2012 yılı içerisinde, 26.01.2012 tarih ve 3666 sayılı Kurul Kararı ile doğal gazın 9155 kcal/m<sup>3</sup> üst ısı değeri esas alınarak, 45.241.762.899 sm<sup>3</sup> seviyesinde gerçekleşmiştir (EPDK, 2013). Türkiye’de yıllar içerisinde yaşanan tüketim miktarları çizelge 4.5’te gösterilmiştir.

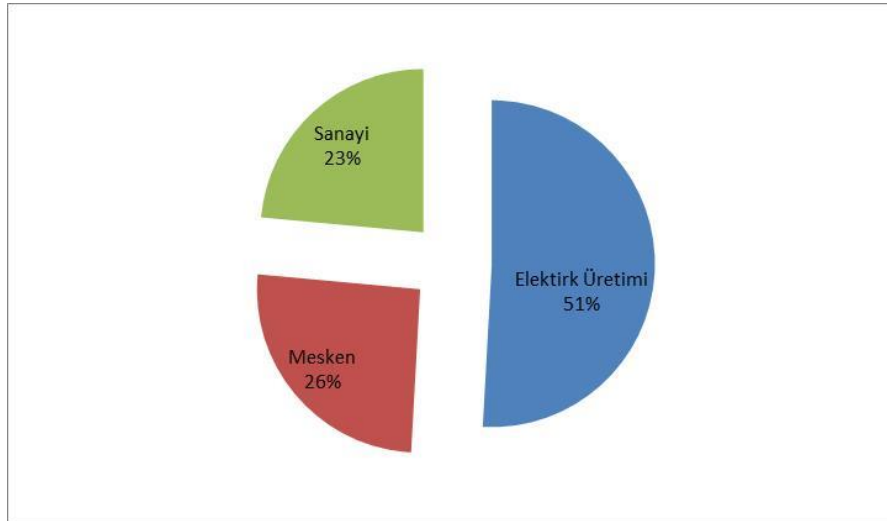
Doğal gaz tüketiminde aylara göre dağılım incelendiğinde, yıl içerisinde dalgalanmalar görülmektedir. Doğal gaz tüketiminin aylık dağılımının gösterildiği şekil 4.6. incelendiğinde, yıl içerisinde tüketim miktarlarının en az yaşandığı aylar görülebilmektedir. 2009 yılı içerisinde nisan, mayıs ve haziran ayları yıl içi tüketim miktarlarının en az yaşandığı aylardır. 2010 yılı içerisinde mayıs ve eylül ayları, 2011 yılı içerisinde de haziran, temmuz ve eylül ayları yıl içerisinde gerçekleşen tüketimin en az seyrettiği aylardır. 2012 yılı içerisinde nisan, mayıs haziran ve ekim ayları, 2013 yılı içerisinde de haziran ve ağustos ayları; yıl içerisinde tüketimin en az yaşandığı aylar olarak öne çıkmaktadır. Bu durumun temel nedeni, yaz ayları ile birlikte mevsimsel olarak meskenlerde ısınma amaçlı doğal gaz tüketiminin düşmesidir.

**Çizelge 4.5 :** Türkiye’de 2004-2012 yılları arasındaki doğal gaz tüketim miktarları (EPDK, 2013)

| <b>Yıllar</b> | <b>Tüketim Miktarı (Sm<sup>3</sup>)</b> |
|---------------|---|
| 2004          | 22.272.528.240                          |
| 2005          | 27.348.213.942                          |
| 2006          | 30.982.063.980                          |
| 2007          | 35.394.878.230                          |
| 2008          | 36.865.051.313                          |
| 2009          | 35.218.839.390                          |
| 2010          | 37.411.118.370                          |
| 2011          | 43.697.409.192                          |
| 2012          | 45.241.762.899                          |

Şekil 4.6. incelendiğinde yıl içerisinde aylık tüketim miktarının üst düzeyde seyrettiği aylar kış ayları olmaktadır. 2009 yılı içerisinde ocak, şubat, kasım ve aralık ayları ile 2010 yılı içerisinde ocak, mart, ekim, kasım ve aralık ayları yıl içerisinde aylık tüketimin üst düzeyde yaşandığı aylardır. 2011 yılı içerisinde ocak, şubat, mart, kasım ve aralık ayları ile 2012 yılı içerisinde ocak, şubat, mart, kasım ve aralık aylarında yıl içerisinde aylık doğal gaz tüketim miktarının arttığı görülmektedir. 2013 yılına bakıldığında ise ocak, şubat ve aralık aylarında doğal gaz tüketim miktarının yıl içerisindeki en yüksek değerlere ulaştığı görülmektedir. Meskenlerde, kış ayları ile birlikte doğal gaz tüketiminin artması, bu dalgalanmanın temel nedenini oluşturmaktadır.

Türkiye’de doğal gaz tüketimi, mesken alanlarında yaşanan doğal gaz tüketiminin yanında, sanayi tesislerinde ve elektrik üretim santrallerinde yaşanmaktadır. Doğal gaz talebinin büyük bir kısmı elektrik üretim santrallerinden kaynaklanmaktadır. %50,88’lik oranla elektrik üretim santrallerinden kaynaklanan doğal gaz tüketim talebini, %25,58’lik oran ile meskenlerdeki tüketim ve %23,54 oran ile sanayi tesislerindeki tüketim takip etmektedir. Şekil 4.5.’de Türkiye’de yaşanan doğal gaz tüketiminin Sektörel kullanım oranları gösterilmektedir.



**Şekil 4.5 :** Türkiye’de yaşanan doğal gaz tüketiminin sektörel kullanım oranları (EPDK, 2013).

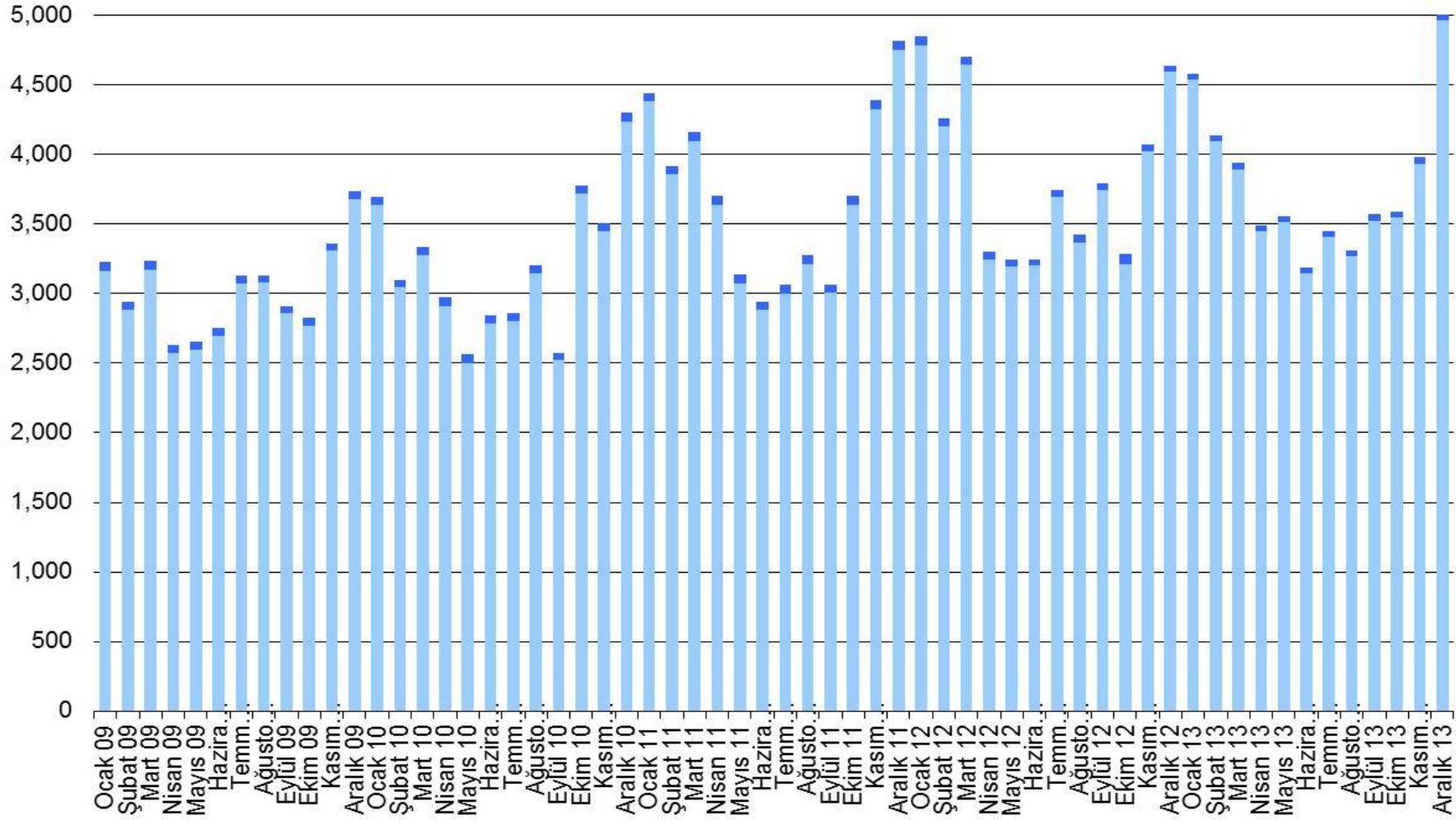
Türkiye’nin doğal gaz talebi incelendiğinde, birincil enerji arz kaynaklarından olan doğal gazın elektrik üretiminde yüksek pay sahibi olmasından ve Türkiye’nin elektriğe olan talep miktarının artan oranlı yaşanmasından ötürü, doğal gaza olan talebin de artan oranlı olması beklenmektedir (Deloitte,2012).

### 4.3 Arz Talep Dengesi

Türkiye’de 2012 yılı içerisinde, üretilen doğal gaz miktarı, ithal edilen doğal gaz miktarı ve depoda bulunan doğal gaz miktarı toplandığında 47.849.000.000 Sm<sup>3</sup> doğal gaz arzının yaşandığı görülmektedir. 2012 yılı içerisinde tüketilen doğal gaz miktarı, ihraç edilen doğal gaz miktarı ve depoda kalan doğal gaz miktarı toplandığında ise 47.832.600.000 Sm<sup>3</sup> doğal gaz talebinin yaşandığı görülmektedir. 2012 yılında yaşanan arz ve talep miktarları incelendiğinde 16.400.000 Sm<sup>3</sup> miktarında arz fazlalığı olduğu görülmektedir (EPDK, 2013).

Yıl sonunda oluşan arz-talep dengesine bakıldığında arz fazlasının yaşandığı görüldüğü de, özellikle soğuk kış günlerinde yaşanan yüksek doğal gaz talebinin ve doğal gaz ithal edilen ülkelerden bazılarının kendi iç tüketimlerinde yaşanan artışı bahane göstererek iletim miktarlarında gittiği doğal gaz ihracatını kısa vadede azaltma politikaları dolayısıyla, zaman zaman doğal gaz arz açığı yaşanmaktadır. Bu sebeple talepte üst düzeyde artışın yaşandığı günlerde Habıtabat ve Ambarlı elektrik üretim santrallerine verilen doğal gaz miktarında kısa süreli kesintilere gidilmektedir (Deloitte, 2012).

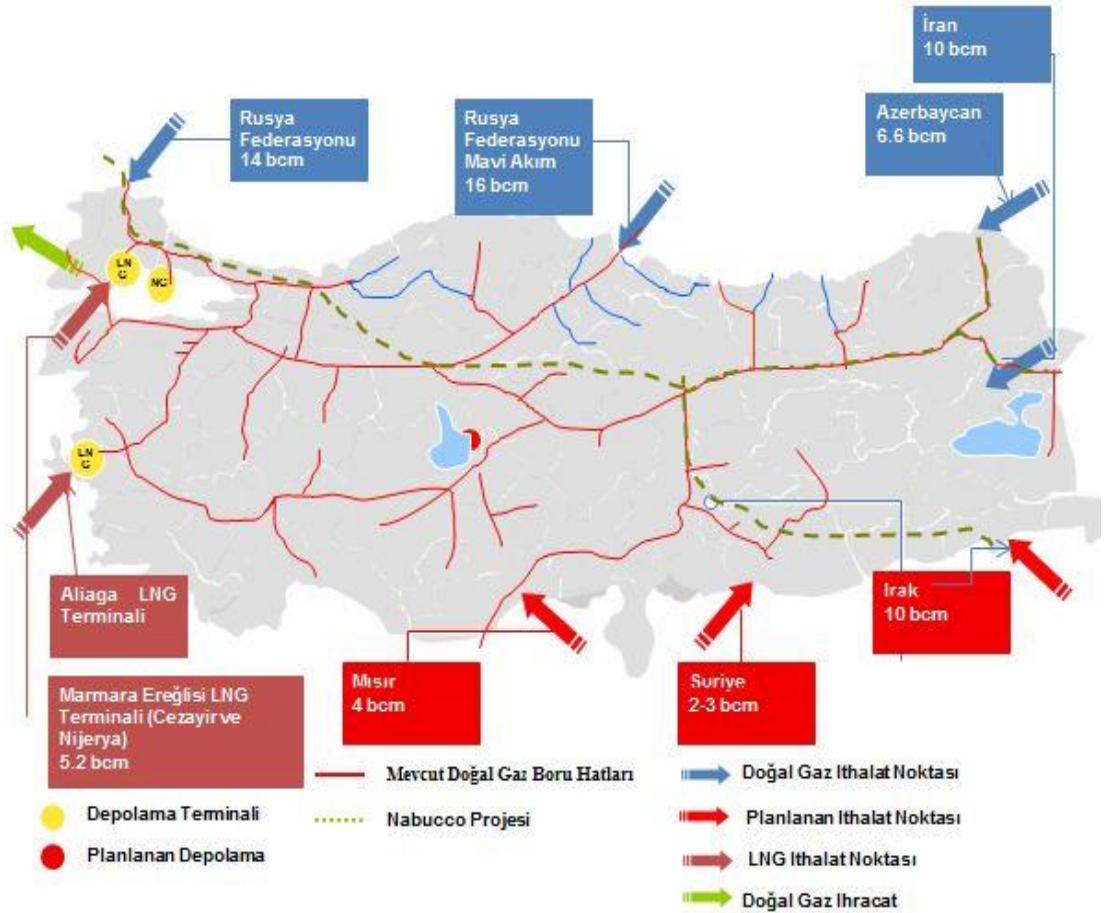
Bu durum ancak doğal gaz arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi ve doğal gaz arz güvenliğinin tesis edilmesi yoluyla aşılabilecektir. Böylelikle yıl sonunda görülen arz-talep dengesi günlük bazda da arz açığı oluşmayacak şekilde gerçekleşebilecektir.



Şekil 4.6 : Türkiye’de 2009 ve 2013 yılları arasında doğal gaz tüketiminde görülen aylık dağılım (EPDK, 2014)

#### 4.4 Türkiye’de Planlanan ve Mevcut Doğal Gaz Boru Hatları

Türkiye’de boru hatları iletim sisteminin yürütülmesi işlemini BOTAŞ eliyle yapılmaktadır. Ülkedeki doğal gaz boru hatlarının toplam uzunluğu 12.290 km’dir. İletim sisteminin operasyon merkezi Başkent Ankara’da bulunan Yaprıcak ’ta konuşlanmaktadır. (BOTAŞ, 2012). Türkiye’de doğal gazın iletim sistemine dâhil olabileceği mevcut toplam dokuz giriş noktası bulunmaktadır. Bu noktalardan dört tanesi uluslararası doğal gaz boru hatları, iki tanesini LNG terminalleri, iki tanesini yerli üretim sahaları ve bir tanesini de depolama tesisi oluşturmaktadır. Türkiye’de faal halde bulunan dört adet uluslararası doğal gaz boru hattı yoluyla doğal gaz ithalatı gerçekleştirilmektedir. Türkiye bu dört hat vasıtasıyla 46.6 milyar metreküp miktarda doğal gaz ithal edebilmektedir (IEA, 2012). Türkiye’de mevcut ve planlanan doğal gaz boru hattı ve LNG terminalleri Şekil 4.7.’de gösterilmektedir.



Şekil 4.7 : Türkiye’de mevcut ve planlanan doğal gaz boru hattı ve LNG terminalleri (BOTAŞ, 2012).

Türkiye’de boru hatları iletim sisteminin yürütülmesi işlemi BOTAŞ eliyle yapılmaktadır. Ülkedeki doğal gaz boru hatlarının toplam uzunluğu 12.290 km’dir. İletim sisteminin operasyon merkezi Başkent Ankara’da bulunan Yapracıkta konuşlanmaktadır (BOTAŞ, 2012). Türkiye’de doğal gazın iletim sistemine dâhil olabileceği mevcut toplam dokuz giriş noktası bulunmaktadır. Bu noktalardan dört tanesi uluslararası doğal gaz boru hatları, iki tanesini LNG terminalleri, iki tanesini yerli üretim sahaları ve bir tanesini de depolama tesisi oluşturmaktadır. Türkiye’de faal halde bulunan dört adet uluslararası doğal gaz boru hattı yoluyla doğal gaz ithalatı gerçekleşmektedir. Türkiye bu dört hat vasıtasıyla 46.6 milyar metreküp miktarında doğal gaz ithal edebilmektedir (IEA, 2012).

#### **4.4.1 Türkiye’deki mevcut doğal gaz boru hatları**

##### **4.4.1.1 Rusya Federasyonu-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı (Kofçaz-Ankara)**

Rusya ve Türkiye arasında doğal gaz ticaretinin gerçekleşmesi için 1987 yılında faaliyete geçen boru hattı, Rusya’dan ithal edilen doğal gazın Ukrayna, Romanya ve Bulgaristan üzerinden Türkiye’ye ulaştırılmasını sağlamaktadır. Kırklareli ilini Kofçaz ilçesinden Türkiye’ye giriş yapan doğal gaz boru hattı, ülke içerisinde yaklaşık 845 km uzunluğa sahiptir. Kırklareli, İstanbul, İzmit, Bursa ve Eskişehir güzergâhını takip ederek Ankara’da sonlanmaktadır (BOTAŞ, 2012). Hattın kapasitesi 16 milyar metreküp seviyesindedir (IEA, 2012).

##### **4.4.1.2 Doğu Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı (İran –Türkiye hattı)**

Doğu Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı ile İran’da üretilen doğal gazın Türkiye’ye iletilmesi sağlanmaktadır. Ülke içerisine Ağrı ilinin Doğubayazıt ilçesinden giren doğal gaz boru hattı; Erzurum, Sivas ve Kayseri üzerinden Ankara’ya ulaştırılmaktadır (BOTAŞ, 2012). 2001 yılı itibariyle faaliyete geçen doğal gaz boru hattının toplam kapasitesi 10 milyar metreküp seviyesindedir (IEA, 2012).

##### **4.4.1.3 Rusya Federasyonu- Samsun- Ankara Doğal Gaz Boru Hattı (Mavi Akım)**

Rusya Federasyonu ve Türkiye arasında, başka bir ülkenin toprakları kullanılmadan, Karadeniz üzerinden, doğrudan iki ülke arasında doğal gaz ticaretini sağlayan Mavi

Akım Doğal Gaz Boru Hattı, 2003 yılı itibariyle faaliyete geçmiştir. Türkiye'nin deniz sahası üzerinden ülkeye giren Mavi Akım, Samsun iline ulaşmasıyla beraber kara üzerinden taşınmakta ve Amasya, Çorum ve Kırıkkale üzerinden Ankara'ya ulaşmaktadır (BOTAŞ, 2012). Mavi Akım Boru Hattının toplam kapasitesi 14 milyar metreküp seviyesindedir (IEA, 2012).

#### **4.4.1.4 Azerbaycan - Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı (Şahdeniz)**

Azerbaycan'da üretilen doğal gazı, Gürcistan üzerinden Türkiye'ye ulaştıran Şahdeniz Boru Hattı, 2007 yılında faaliyete geçmiştir. 2006 yılı itibariyle faaliyete geçen Bakü-Tiflis-Ceyhan Petrol Boru Hattı ile aynı güzergâhı takip etmektedir (BOTAŞ, 2012). Proje, İran'dan ve Rusya'dan ithal edilen doğal gaza bağımlılığı azaltması açısından Türkiye'ye stratejik bir avantaj kazandırmıştır. Böylelikle Orta Asya'da ve Kafkasya'da üretilen doğal gazın dünya piyasalarına Rusya'ya bağımlı olmaksızın çıkabileceği bir koridorun temelleri atılmıştır. Bu durum Türkiye'nin dünya doğal gaz piyasasında, doğal gaz terminali olma işlevini desteklemektedir. Türkiye'ye Ardahan üzerinden giren Şahdeniz Boru Hattı, 6.6 milyar metreküp kapasiteye sahiptir (IEA, 2012).

#### **4.4.1.5 Türkiye - Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı**

Orta Asya ve Kafkasya bölgelerinden çıkarılan doğal gazın, Türkiye üzerinden Avrupa'ya iletilmesi yoluyla Türkiye'nin bir doğal gaz iletim terminali haline dönüşmesine katkı sağlayacak önemli noktayı, Güney Avrupa Gaz Ringi Projesi kapsamında faaliyete geçirilen Türkiye- Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı oluşturmaktadır (BOTAŞ, 2012). Bu hat Türkiye'nin doğal gaz ihracatı yaptığı tek proje olması dolayısıyla da önem taşımaktadır. 2007 yılında işletilmeye başlanan boru hattı, tam kapasiteye ulaştığı zaman 2.4 milyon metreküp/gün seviyesinde doğal gaz iletimi sağlayabilmektedir (IEA, 2012).

#### **4.4.2 Türkiye'de planlanan boru hatları**

##### **4.4.2.1 Türkiye-Yunanistan-İtalya Doğal Gaz Boru Hattı Projesi (ITGI)**

2007 yılında devreye giren Türkiye-Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı, Güney Avrupa Gaz Ringi Projesinin temel ayaklarından birini oluşturmaktadır. Var olan hattın Yunanistan'dan İtalya'ya uzatılması ve Orta Asya'dan- Kafkasya'dan gelen

doğal gazın İtalya pazarına ulaştırılması hedeflenmektedir. Mevcut durumda beklemede bulunan proje, ancak Orta Asya'dan ve Kafkasya'dan sağlanabilecek yeni kaynaklarla devreye girebilecektir (BOTAŞ, 2012).

#### **4.4.2.2 Kuzey Irak-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi**

Proje kapsamında Irak topraklarında üretilecek doğal gazın, Kerkük- Ceyhan Petrol Boru hattı güzergâhına paralel biçimde, Türkiye'ye getirilmesi, buradan da Avrupa'ya iletilmesi hedeflenmektedir. Böylelikle iki ülke arasında bir doğal gaz iletim koridoru oluşturulmasına çalışılmaktadır. Proje kapsamında nihai güzergâh ve kapasite konularında henüz anlaşmaya varılamamıştır (BOTAŞ, 2012).

#### **4.4.2.3 Türkiye-Mısır Arap Boru Hattı Projesi**

Mısır'da üretilen doğal gazın, Ürdün, Lübnan ve Suriye üzerinden Türkiye'ye ulaştırılması hedeflenmiştir. Fakat bölgede yaşanan istikrarsızlıklar ve Suriye'de devlet otoritesinin sarsılması sonucunda proje askıya alınmıştır (BOTAŞ, 2012).

#### **4.4.2.4 Hazar Geçişli Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi**

Zengin doğal gaz kaynaklarına sahip Türkmenistan'da üretilecek doğal gazın, Azerbaycan, Gürcistan ve Türkiye üzerinden Avrupa pazarına ulaştırılması proje çerçevesinde hedeflenmektedir. Planlanan projenin Nabucco projesi ile uyumlu bir şekilde çalışması hedeflenmektedir. Proje kapsamında 30 milyar metreküp miktarda doğal gazın Türkmenistan tarafından boru hattına iletilmesi, bunun 15 milyar metreküp miktarındaki kısmının Türkiye tarafından kullanılması, 14 milyar metreküp miktarındaki kısmının da Türkiye üzerinden Avrupa pazarına iletilmesi hedeflenmektedir.

Doğal gazın Türkiye sınırına ulaştırılamaması nedeniyle proje şuan bekleme durumundadır. Projenin bölgedeki şartların olgunlaşması durumunda yeniden işlerlik kazanması beklenmektedir (BOTAŞ, 2012).

#### **4.4.2.5 Türkiye - Bulgaristan - Romanya - Macaristan - Avusturya Doğal Gaz Boru Hattı Projesi (Nabucco)**

Nabucco Projesi ile birlikte Orta Asya'da ve Kafkasya'da üretilen doğal gazın Türkiye, Bulgaristan, Romanya, Macaristan üzerinden Avusturya'daki Baumgarten



an der March Hattı'na taşınması hedeflenmektedir. Böylelikle, Rusya'dan ithal edilen doğal gazla bağımlılığı bulunan Avrupa ülkelerinin doğal gaz arz güvenliklerini tesis etmelerinde yardımcı olunmasına çalışılmaktadır. Bunun yanında projenin önemli ülkelerinden olan Türkiye'nin enerji terminali haline gelmesine büyük katkı sağlanacaktır.

Gerçekleştirilebilmesi halinde 31 milyar metreküp miktarında doğal gazın Avrupa pazarına sunulması hedeflenmektedir. Fakat doğal gaz tedarikinde yaşanan sorunlar dolayısıyla, proje; boru hattının Türkiye'nin Bulgaristan sınırından başladığı Nabucco West adı altında yeniden kurgulanarak, Türkiye'ye TANAP Projesi kapsamında getirilen doğal gazın, Avrupa pazarlarına taşınması haline dönüşmüştür (BOTAŞ, 2012).

#### **4.4.2.6 Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı Projesi (TANAP)**

Nabucco projesine entegre edilebilecek şekilde düşünülen TANAP boru hattı, Azerbaycan topraklarında bulunan Şahdeniz II üretim bölgesinden çıkarılacak doğal gazın Türkiye üzerinden Avrupa pazarına taşınması hedeflenmektedir. Proje; SOCAR (State Oil Company of Azerbaijan Republic) ile BOTAŞ-TPAO arasında yürütülmektedir (BOTAŞ, 2012). Proje çerçevesinde Azerbaycan'dan gelecek 16 milyar metreküp miktarındaki doğal gazın, 6 milyar metreküp miktarındaki kısmı Türkiye'nin kullanımı için, geri kalan 10 milyar metreküp miktarındaki kısmın ise Avrupa ülkelerine iletilmesi hedeflenmektedir (IEA, 2012).

#### **4.5 Türkiye'de Mevcut ve Planlanan LNG Terminalleri**

Doğal gazın boru hatlarıyla taşınmasının mümkün olmadığı durumlarda, LNG şeklinde taşınmak suretiyle iletimi sağlanmaktadır. Türkiye'de LNG alımı 1994 yılında başlamıştır. Doğal gaz arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi ve tedarikte esnekliğin artırılması için LNG ithalatı önemli bir araç konumundadır. Türkiye 1994 yılından itibaren Cezayir'den ve 1999 yılından itibaren de Nijerya'dan LNG ithalatı gerçekleştirmektedir. Uzun dönemli anlaşmalarla bu iki ülkeden yapılan ithalatın yanında, serbest piyasadan alınan spot LNG de Türkiye'de kullanılmaktadır (EPDK, 2013).

LNG ithalatının yapılabilmesi için, LNG'nin yeniden gazla dönüştürülmesi gerekmektedir. Türkiye'de ikili anlaşmalarla uzun dönemli alımın yapıldığı

Nijerya'dan ve Cezayir'den gelen LNG'yi ve spot olarak alınan LNG'yi, yeniden gaz hale getirebilecek, depolayabilecek ve boru hatlarına gönderebilecek iki adet LNG terminali bulunmaktadır. Bunlardan ilki 1994 yılında BOTAŞ tarafından kurulan ve halen işletilen Tekirdağ ili, Marmara Ereğlisi ilçesinde bulunan Marmara Ereğlisi LNG Terminalidir. Terminal'in günlük kapasitesi 22 milyar metreküp miktarındadır (IEA, 2013). Terminal ithal edilen LNG'yi depolamak ve depolanan LNG'yi istenilen miktarlarda gaz haline geri getirerek Rusya- Türkiye Doğal gaz Boru hattına iletmek olarak iki ana fonksiyon altında işlev görmektedir (BOTAŞ, 2012).

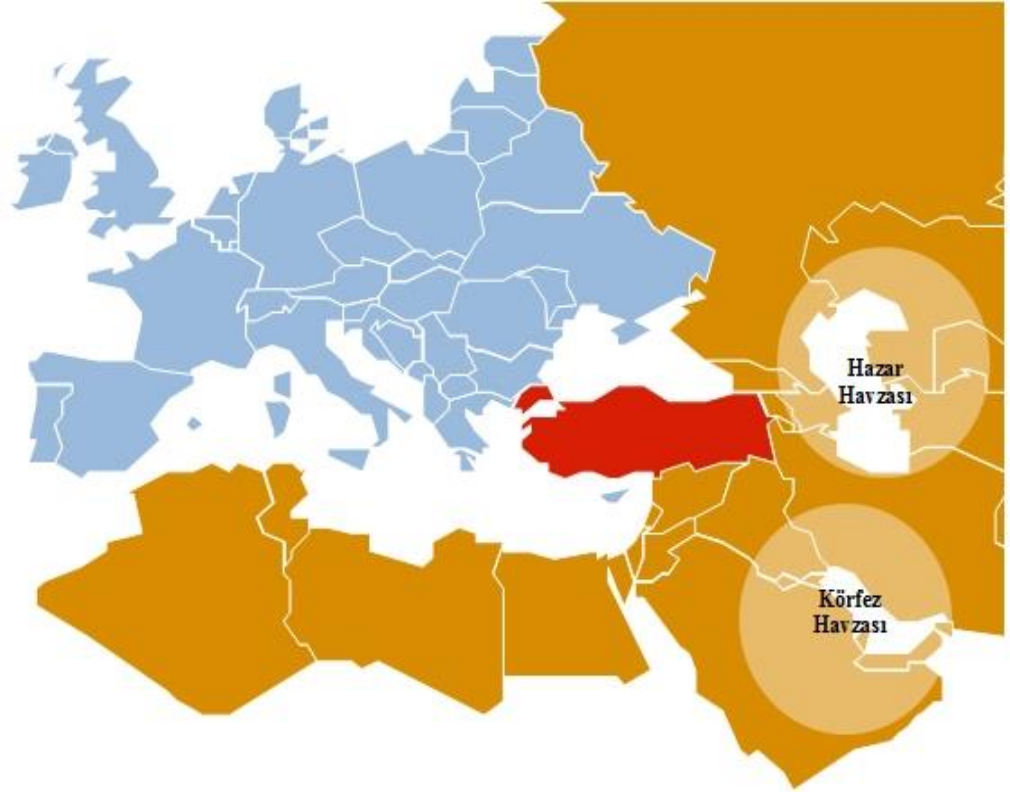
Türkiye'de kullanılan ikinci LNG terminali ise İzmir İli, Aliğa ilçesinde bulunan 2006 yılında faaliyete geçmiş, EGE GAZ A.Ş.'ne ait Aliğa LNG Terminalidir. Terminal, günlük 16.4 milyon metreküp miktarındaki doğal gazı işleme kapasitesine sahiptir (IEA, 2012).

#### **4.6 Enerji Terminali Türkiye**

Türkiye coğrafi konumu itibarıyla, dünyadaki fosil yakıt rezervleri ile enerji pazarlarının ortasında bulunmaktadır. Bu durum Türkiye gibi fosil yakıt kaynakları açısından fakir olan ve enerji arzını ithalat ile karşılayan bir ülke için küresel enerji piyasasında bir aktör olabilmek adına büyük bir şans anlamına gelmektedir. Türkiye'nin enerji arzında ithalata bağımlı olmasının sonucu olarak enerji arz güvenliğindeki risklerin giderilmesi, enerji kaynaklarının taşınmasında terminal ülke konumuna gelmesi durumunda sağlanabilecektir. Bu yüzden Türkiye'nin enerji iletimi noktasında transit ülke olma özelliğini desteklemek ve geliştirmek, böylece üretici olunmasa bile dünya enerji piyasalarında kilit öneme sahip aktör haline gelebilmek enerji politikaları arasında öncelikli hedeflerdendir (ETKB, 2013).

Küresel bazda artan enerji talebinin karşılanması ve fosil yakıtlar içerisinde çevreye en az zarar veren kaynak olmasından ötürü, doğal gaza olan talep giderek artmaktadır. Doğal gazın; LNG şeklinde taşınması, boru hatları vasıtasıyla taşınmasından daha pahalı olduğundan, üreticilerin ve pazarların arasında kurulacak doğrudan yahut transit boru hatlarının önemi artmaktadır. Bunun yanında bazı önemli üreticilerin, kapalı havza içerisinde yer almaları (örneğin Orta Asya), LNG şeklinde denizden yapılacak taşınmaya müsaade etmemektedir ve doğal gazın boru hatları ile taşınmasını mecburi kılmaktadır (Dikkaya,1999).

Türkiye doğal gaz iletim hatlarında transit ülke konumunu güçlendirerek, enerji terminali ülke olma şansına sahiptir. Bu durum hem üreticilere hem de pazarlara yakın olmasından kaynaklanmaktadır. Türkiye üretim açısından, Orta Asya ve Ortadoğu gibi iki önemli bölgeye coğrafi olarak yakındır. Bu bölgelerden, Orta Asya kapalı havza da olmasından ötürü, fosil kaynaklarını boru hatları vasıtasıyla taşımak durumundadır. Orta Asya kaynaklarının çok önemli bir Pazar olan Avrupa pazarına taşınması için Türkiye ve Rusya iki alternatifi oluşturmaktadır. Üretici ve tüketici ülkeler arasında Türkiye'nin coğrafi konumu şekil 4.8'de gösterilmektedir. Rusya ile yaşanan 2009 Doğal Gaz Krizi düşünüldüğünde, Avrupa açısından doğal gaz arz kaynaklarının güvenliğinin tesisi için, Türkiye üzerinden boru hatlarının kurulması yoluyla gerçekleştirilebilecek iletim önem taşımaktadır (Kantörün, 2010).



Hazar Havzası toplam Doğalgaz Rezervi: 85.171.000 bcm

Körfez Havzası toplam Doğalgaz Rezervi: 44.598.000 bcm

Körfez ve Hazar Havzalarının Dünya Doğalgaz Rezervleri İçindeki Payı: %70

**Şekil 4.8 :** Üretici ve tüketici ülkeler arasında Türkiye'nin coğrafi konumu (B.P., 2013)

Çizelge 4.6.'da bazı Avrupa ülkelerinde 2011 ve 2012 yıllarında doğal gaz tüketim miktarları görülmektedir.

**Çizelge 4.6 : Bazı Avrupa ülkelerinde 2011 ve 2012 yıllarında doğal gaz tüketimi (BP, 2013)**

| <b>Tüketici Ülke</b> | <b>2011 Miktar (milyar metreküp)</b> | <b>2012 Miktar (milyar metreküp)</b> |
|----------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Avusturya            | 9,5                                  | 9,0                                  |
| Belçika              | 16,6                                 | 16,9                                 |
| Bulgaristan          | 2,7                                  | 2,9                                  |
| Çek                  | 8,4                                  | 8,2                                  |
| Danimarka            | 4,2                                  | 3,9                                  |
| Fransa               | 40,9                                 | 42,5                                 |
| Almanya              | 74,5                                 | 75,2                                 |
| Yunanistan           | 4,5                                  | 4,2                                  |
| Macaristan           | 10,4                                 | 9,7                                  |
| İtalya               | 71,3                                 | 68,7                                 |
| Hollanda             | 38,1                                 | 36,4                                 |
| Polonya              | 15,7                                 | 16,6                                 |
| Romanya              | 13,9                                 | 13,5                                 |
| İspanya              | 32,2                                 | 31,4                                 |
| Birleşik Krallık     | 82,8                                 | 78,3                                 |

Türkiye, dünya kanıtlanmış doğal gaz rezervlerinin %70inin bulunduğu bölgeye komşu konumdadır (Şekil 4.8.). Aynı zamanda Türkiye dünyanın en büyük doğal gaz tüketim pazarlarından biri konumunda olan Avrupa pazarının da hemen yanında bulunmaktadır (Çizelge 4.6). Bu durumun avantaj haline getirilmesi ve Türkiye'nin doğal gaz iletiminde terminal ülke konumuna gelmesi için, uluslararası boru hattı projeleriyle doğal gaz üreticisi ülkelerin, Avrupa pazarıyla bağlantılarının sağlanacağı projeler yürütülmektedir. Özellikle Güney Avrupa Gaz Ringi ve Trans Anadolu Boru Hattı projesine entegre biçimindeki Nabucco Batı projesi ile birlikte, Türkiye enerji terminali ülke olma konumuna erişerek dünya enerji piyasalarında önemli bir aktör konumuna gelebilecektir.

## 5. TÜRKİYE'DE DOĞAL GAZ RİSK ANALİZİ MODELLEMESİ

Bu Yüksek Lisans tezi çalışmasında konu alınan Türkiye'de Doğal Gaz Risk Analizi Değerlendirmesi bu bölümde detayları verilen standart temel alınarak modellenmiş ve gerçekleştirilmiştir.

Şekil 3.1'de belirtilen risk analizi metodolojisi aşağıda belirtilen adımların izlenerek Türkiye'de Doğal Gaz Risk Analizi Modellenmesi için kullanılmıştır:

1. Türkiye doğal gaz piyasası ve sisteminin 5 ana parametre dikkate alınarak incelenmesi:

- Doğal gaz piyasasını düzenleyen kanun ve yönetmelikler
- Ülkenin jeopolitik konumu
- Arz ve talep dengesi
- Altyapı kapasitesi
- Altyapının kullanımı ve doğal gaz sözleşmeleri

(Doğal gaza ilişkin olarak söz konusu konular Bölüm 4'te detaylı olarak incelenmiştir.)

2. Türkiye'de doğal gaz arzını etkileyebilecek risklerin belirlenmesi ve olası kriz senaryolarının detaylandırılması,
3. Senaryo analizi, simülasyonu ve etkilerin değerlendirilmesi
4. Her bir senaryo için risk puanlarının hesaplanması ve risk matrisinin oluşturulması,

olmaktadır.

Yukarıda belirtilen risk analizi prosedürlerine ek olarak arz güvenliği kriteri ve Avrupa Birliği yönetmeliklerinde N-1 standardı olarak verilen altyapı kriterleri ve talep tarafı yönetimi dikkate alındığında hesaplanması gereken N-1 standardı da kapsamlı bir biçimde ele alınarak bu yüksek lisans tez çalışması kapsamında değerlendirilmiştir. Risk değerlendirmesi ve N-1 standardı hesaplamaları sonuçları birlikte analiz edilerek, Türkiye'nin doğal gaz arz güvenliğine dair değerlendirmelere sonuçlar bölümünde yer verilmiştir.

## 5.1 Doğal Gaz Sistemi Alt Yapılarının Arz Güvenliği Kriterleri Açısından Değerlendirilmesi

Türkiye'nin doğal gaz sistemi altyapısı, çizelge 5.1.'de verilen 2014 yılı itibariyle tüm giriş noktalarının kapasiteleri göz önüne alınarak N-1 arz güvenliği kriteri açısından bu bölümde incelenmiştir.

Türkiye doğal gaz sistemi; 4 ithal boru hattı, 2 üretim noktası, 2 LNG terminali, 1 depolama noktası olmak üzere toplamda 9 giriş noktasına sahiptir. Bu giriş noktaları arasından en yüksek kapasiteye sahip olanı, Rusya'dan Türkiye'ye Ukrayna-Romanya ve Bulgaristan üzerinden taşınarak Malkoçlar noktasından giriş yapan Trans-Balkan Boru hattıdır.

N-1 kriteri bağlamında, Trans-Balkan boru hattından gelen gazın Türkiye'ye girişini sağlayan Malkoçlar noktası ülkenin en yüksek teknik kapasiteli ve dolayısıyla en kritik giriş noktası olmaktadır.



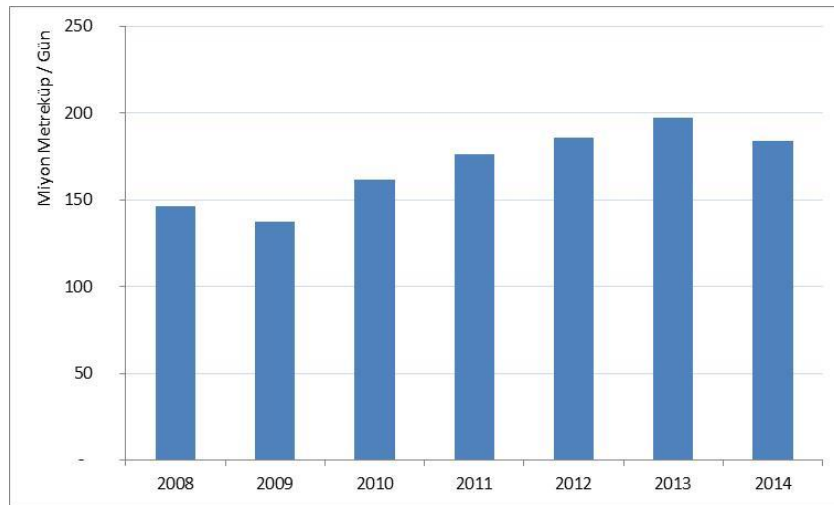
Şekil 5.1 : Trans-Balkan Boru Hattı güzergahı

Teknik kapasite büyüklüğü açısından Malkoçlar'ı takip eden Durusu 47,3 milyon metreküp günlük kapasitesi ile bir başka önemli giriş noktası olarak öne çıkmaktadır. Boru hattı giriş noktalarından en düşük kapasiteye sahip olanı ise Azerbaycan topraklarında üretilen doğal gazın Türkiye'ye girişini sağlayan Türkgözü giriş noktasıdır.

**Çizelge 5.1 :** Türkiye'nin doğal gaz sistemi giriş noktalarının teknik kapasiteleri (BOTAŞ, 2014)

| <b>Giriş Noktası</b>                  | <b>Teknik Kapasite (Milyon Metreküp / Gün)</b> |
|---------------------------------------|--|
| Malkoçlar                             | 51,4   |
| Durusu                                | 47,3   |
| Türkgözü                              | 19   |
| Gürbulak                              | 28,6   |
| Marmara Ereğlisi LNG Terminali        | 22   |
| Aliğa LNG Terminali                   | 16,1   |
| TPAO Silivri Yeraltı Doğal Gaz Deposu | 20   |
| TEMI Edirne Üretim                    | 0,96   |
| TPAO Akçakoca-Çayağzı Üretim          | 2,1  |
| <b>Toplam Teknik Kapasite</b>         | <b>207,5</b>                                   |

Türkiye'nin ilgili yıl içinde en yüksek doğal gaz tüketiminin gerçekleştiği gündeki tüketim değerleri şekil 5.2.'de verilmektedir.



**Şekil 5.2 :** 2008-2014 yılları arasında Türkiye'nin ilgili yıl içinde en yüksek doğal gaz tüketiminin gerçekleştiği gündeki doğal gaz tüketim miktarı (BOTAŞ, 2014)

**Çizelge 5.2 :** 2008-2014 yılları arasında Türkiye'nin ilgili yıl içinde en yüksek doğal gaz tüketiminin gerçekleştiği gündeki doğal gaz tüketim miktarı (BOTAŞ, 2014)

| Yıl  | Puant Talep (Milyon metreküp / Gün) |
|------|-------------------------------------|
| 2008 | 146                                 |
| 2009 | 137,7                               |
| 2010 | 161,6                               |
| 2011 | 176,5                               |
| 2012 | 186,1                               |
| 2013 | 197,0                               |
| 2014 | 183,7                               |

2008-2014 yılları incelendiğinde en yüksek doğal gaz tüketiminin 197 milyon metreküp/gün ile 10.12.2013 tarihinde gerçekleştiği görülmektedir (BOTAŞ, 2014). N-1 kriteri hesaplamalarında da 10.12.2013 tarihinde gerçekleşen bu tüketim değeri  $D_{max}$  olarak dikkate alınmıştır.

$EP_m$  hesaplamalarında ise üretim, LNG terminalleri ve doğal gaz depoları dışında ülkeye doğal gaz sağlayan giriş noktalarının toplam teknik kapasitelerinin bulunması hedeflenmektedir. Türkiye için  $EP_m$ , aşağıda verilen formül ile hesaplanmaktadır.

$$EP_m = \sum_{i=1}^n EP_i \quad (5.1)$$

Burada:

EP: Giriş noktası

i: Giriş noktası indisi

n: Hesaplama kullanılan giriş noktalarının sayısı

$EP_m$ : Üretim, LNG terminalleri ve doğal gaz depoları dışındaki giriş noktalarının toplam kapasitesini (milyon metreküp/gün),

ifade etmektedir.



EP<sub>m</sub> hesaplamalarında kullanılan giriş noktalarının teknik kapasiteleri çizelge 5.3.'te verilmiştir.

**Çizelge 5.3 : EP<sub>m</sub> hesaplamalarında kullanılan giriş noktalarının teknik kapasiteleri**

| <b>Giriş Noktasının Adı</b> | <b>Giriş Noktasının İndisi</b> | <b>Giriş Noktasının Teknik Kapasitesi (Milyon metreküp / Gün)</b> |
|-----------------------------|--------------------------------|---|
| Malkoçlar                   | 1                              | 51,4  |
| Durusu                      | 2                              | 47,3  |
| Türkgözü                    | 3                              | 19  |
| Gürbulak                    | 4                              | 28,6  |
| EP                          | m                              | 146,3   |

P<sub>m</sub> hesaplamalarında üretim tesislerinden ülkenin doğal gaz sistemine giriş yapan noktaların toplam teknik kapasitelerinin bulunması hedeflenmektedir. P<sub>m</sub> aşağıda verilen formül ile hesaplanmaktadır.

$$P_m = \sum_{i=1}^n P_i \quad (5.2)$$

Burada:

P: Üretim tesisine ait giriş noktası

i: Giriş noktası indisi

n: Hesaplama kullanılan giriş noktalarının sayısı

P<sub>m</sub>: Üretim tesislerine ait giriş noktalarının toplam kapasitesini (milyon metreküp/gün),

ifade etmektedir.

P<sub>m</sub> hesaplamalarında kullanılan giriş noktalarının teknik kapasiteleri çizelge 5.4.'te verilmiştir.

**Çizelge 5.4 : P<sub>m</sub> hesaplamalarında kullanılan üretim giriş noktalarının teknik kapasiteleri**

| <b>Üretim Giriş Noktasının Adı</b> | <b>Üretim Giriş Noktasının İndisi</b> | <b>Giriş Noktasının Teknik Kapasitesi (Milyon metreküp / Gün)</b> |
|------------------------------------|---------------------------------------|---|
| TEMI Edirne Üretim                 | 1                                     | 0,96  |
| TPAO Akçakoca-Çayağzı Üretim       | 2                                     | 2,1   |
| P                                  | m                                     | 3,06  |

Ülkenin doğal gaz sistemine giriş yapan depolama tesislerinin toplam kapasitesi ise S<sub>m</sub> ile sembolize edilmekte olup, daha önce verilen formüllere benzer bir biçimde aşağıda verilen formül ile hesaplanmaktadır.

$$S_m = \sum_{i=1}^n S_i \quad (5.3)$$

Burada:

S: Depolama tesisine ait giriş noktası

i: Giriş noktası indisi

n: Hesaplama kullanılan giriş noktalarının sayısı

S<sub>m</sub>: Depolama tesislerine ait giriş noktalarının toplam kapasitesini (milyon metreküp/gün),

ifade etmektedir.

S<sub>m</sub> hesaplamalarında kullanılan giriş noktalarının teknik kapasiteleri çizelge 5.5.'te verilmiştir.

**Çizelge 5.5 :**  $S_m$  hesaplamalarında kullanılan depolama giriş noktalarının teknik kapasiteleri

| Depolama Giriş Noktasının Adı         | Depolama Giriş Noktasının İndisi | Giriş Noktasının Teknik Kapasitesi (Milyon metreküp / Gün) |
|---------------------------------------|----------------------------------|--|
| TPAO Silivri Yeraltı Doğal Gaz Deposu | 1                                | 20   |
| S                                     | m                                | 20   |

Ülkenin doğal gaz sistemine LNG tesisleri tarafından arz edilebilecek maksimum teknik kapasite  $LNG_m$  ile sembolize edilmekte olup, aşağıda verilen fomül vasıtası ile hesaplanmaktadır.

$$LNG_m = \sum_{i=1}^n LNG_i \quad (5.4)$$

$LNG_m$  hesaplamalarında kullanılan giriş noktalarının teknik kapasiteleri çizelge 5.6.'da verilmiştir.

**Çizelge 5.6 :**  $LNG_m$  hesaplamalarında kullanılan LNG giriş noktalarının teknik kapasiteleri

| LNG Giriş Noktasının Adı       | LNG Giriş Noktasının İndisi | Giriş Noktasının Teknik Kapasitesi (Milyon metreküp / Gün) |
|--------------------------------|-----------------------------|--|
| Marmara Ereğlisi LNG Terminali | 1                           | 22   |
| Aliağa LNG Terminali           | 2                           | 16,1   |
| LNG                            | m                           | 38,1   |

Ülkenin doğal gaz sistemine bağlı en yüksek teknik kapasitesine ait giriş noktasını sembolize eden  $I_m$  değeri için ise Malkoçlar giriş noktasına ait 51,4 milyon

metreküplük günlük kapasite dikkate alınmıştır. Hesaplamalar sonucu ulaşılan tüm değerler Çizelge 5.7.'de verilmiştir.

**Çizelge 5.7 :** Türkiye için N-1 kriteri hesaplamasında kullanılan parametreler

| <b>Parametre</b> | <b>Teknik Kapasite (Milyon metreküp / Gün)</b> |
|------------------|--|
| $EP_m$           | 146,3  |
| $P_m$            | 3,06   |
| $S_m$            | 20   |
| $LNG_m$          | 38,1   |
| $I_m$            | 51,4   |
| $D_{max}$        | 197  |

Çizelge 5.7.'de verilen parametreler dikkate alınarak yapılan hesaplamalar sonucunda Türkiye'nin N-1 değeri %79 olarak tespit edilmiştir. Bu değeri değerlendirmek üzere 994/2010 numaralı AB yönetmeliği kullanılmıştır. 994/2010 numaralı AB yönetmeliği çerçevesinde verilen değer ve Türkiye değeri Çizelge 5.8'de görülmektedir.

**Çizelge 5.8 :** 994/2010 numaralı AB yönetmeliği çerçevesinde verilen değer ve Türkiye değeri

| <b>Türkiye'nin N-1 Değeri</b> | <b>AB Kriteri</b> |
|-------------------------------|-------------------|
| %79                           | %100              |

Çizelge 5.8'de görüldüğü üzere, Türkiye'nin 994/2010 numaralı AB yönetmeliği tarafından öngörülen arz güvenliği kriterini sağlayamadığı görülmektedir.

Doğal gaz arzında oluşabilecek olası aksaklıklara verilebilecek en hızlı tepki olarak talep tarafı katılımı ortaya çıkmaktadır. Doğal gaz talebine etki etmeden alınabilecek önlem ise yakıt değiştirebilme yetisine sahip olan elektrik santralleri ve normal koşullarda ekonomik olarak çalışmadığından yük alamayan santrallerin doğal gaz

çevrim santralleri yerine çalışarak yük alabilmesi opsiyonu öne çıkmaktadır. 2013 yılı sonu itibariyle yayınlanan EPDK verilerine göre bu tip santraller sınıfına giren fuel-oil ve dizel yakıtla çalışan santrallerin Türkiye'nin toplam kurulu gücü içindeki payı %2,6 civarındadır, bu payda 1.601 MW kurulu güce tekabül etmektedir. Fuel-oil ve dizel yakıtla çalışan santrallerin toplam kurulu gücü kadar doğal gaz santralının devreden çıkartılmasıyla kısılabilecek olan toplam doğal gaz miktarı aşağıda verilen çevrim formülü vasıtasıyla hesaplanabilir:

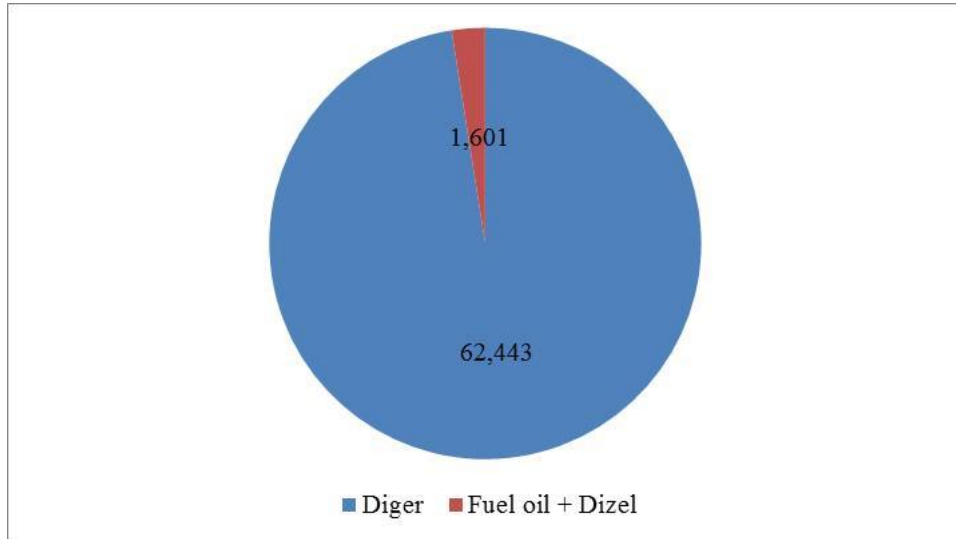
$$V = ID_{alt} \eta_{ort} \quad (5.5)$$

Burada:

V: 1kwh elektrik üretimi için kullanılması gereken doğal gaz hacmi (m<sup>3</sup>)

ID<sub>alt</sub>: Birim doğal gazın alt ısı değeri (kWh/ m<sup>3</sup>)

η<sub>ort</sub> : Türkiye'de yük alabilen doğal gaz santrallerinin ortalama verimi (%)



**Şekil 5.3** : Fuel-oil ve dizel yakıtla çalışan enerji santrallerinin Türkiye'nin toplam kurulu gücü içindeki payı (EPDK, 2014)

Çevrim hesaplamalarında kullanılan parametreler çizelge 5.9'da verilmiştir. Çizelge 5.9'da verilen parametreler dikkate alınarak yapılan hesaplamalar sonucunda Türkiye'de 2014 yılı itibariyle talep tarafı yönetimi kapsamında alınacak ilk önlem olan doğal gaz santrallerinin durdurularak fuel-oil santrallerinin çalıştırılması ile 8 milyon metreküp/gün seviyesinde doğal gaz tüketiminde bir azalma sağlanabildiği ortaya çıkmaktadır. 8 milyon metreküp, özellikle kriz anlarında değerlendirilebilecek önemli bir miktardır.

**Çizelge 5.9 :** Doğal gaz çevrim hesaplamalarında kullanılan parametreler.

| Parametre         | Değer                    |
|-------------------|--------------------------|
| ID <sub>alt</sub> | 9.58 kWh/ m <sup>3</sup> |
| η <sub>ort</sub>  | %50                      |

## 5.2 Risklerin ve Kriz Senaryolarının Belirlenmesi

Genel çerçevede bir ülkenin doğal gaz arz güvenliği için tehlike ve tehdit oluşturabilecek risk unsurları bu bölümde 5 ana kategoride ele alınmıştır.

### 5.2.1 Genel çerçevede risklerin belirlenmesi

#### 5.2.1.1 Teknik riskler

Ülkenin doğal gaz sistemine girmeden önce doğal gazın transit olarak taşındığı boru hattı ve LNG güzergahlarında veya ulusal sistemde oluşabilecek teknik aksaklıklar bu bölümde ele alınmıştır. Genel olarak bir doğal gaz sistemi değerlendirildiğinde göz önünde bulundurulması gereken teknik riskler çizelge 5.10.'da verilmektedir.

Teknik riskler tehlike ve tehdit olmak üzere iki ana başlık altında değerlendirilmiştir. Altyapı sistemlerinde oluşabilecek istem dışı teknik hatalar, boru hattı infilakı, patlama, yangın, sızıntı, kontrol sisteminde oluşabilecek arızalar, çarpma etkisiyle oluşabilecek hasarlar (Uçak, tren çarpması gibi), insan hatası sonucu oluşabilecek teknik arızalar, bakım çalışmaları, gaz kalitesindeki bozulmalar ve kazalar gibi riskler tehlike başlığı altında sınıflandırılırken, sabotaj ve altyapı sistemlerine yapılan kasıtlı saldırılar, yıkıcı (vandal) eylemler, kritik malzeme ve/veya ekipmanların çalınması, siber saldırılar, virüsler ve trojenler ise tehditler başlığı altında tasnif edilmiştir.

Tehlike başlığı altında değerlendirilen risklerin büyük bir kısmı ile sıklıkla karşılaşmakta olup, bu riskler açığa çıktığında genel olarak hızlı bir biçimde giderilmektedir. Tehditler sınıfına giren riskler ise ülkeler bazında spesifik olarak değerlendirilmesi gereken, genellikle münferit olaylardır. Terör ortamının bulunduğu veya toplumsal refahın düşük olduğu ülkelerde tehditler sınıfa giren risklerin meydana gelme olasılığı daha yüksek olmaktadır.

**Çizelge 5.10 : Teknik riskler.**

| <b>Tehlike</b>   | <b>Tehdit</b>   |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"><li>• Altyapı sistemlerinde oluşabilecek istem dışı teknik hatalar</li><li>• Boru hattı infilakı</li><li>• Patlama</li><li>• Yangın</li><li>• Sızıntı</li><li>• Kontrol sisteminde oluşabilecek arızalar</li><li>• Çarpma etkisiyle oluşabilecek hasarlar (Uçak, tren çarpması gibi)</li><li>• İnsan hatası sonucu oluşabilecek teknik arızalar</li><li>• Bakım çalışmaları</li><li>• Gaz kalitesindeki bozulmalar</li><li>• Kazalar</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>• Sabotaj ve altyapı sistemlerine yapılan kasıtlı saldırılar</li><li>• Yıkıcı (Vandal) eylemler</li><li>• Kritik malzeme ve/veya ekipmanların çalınması</li><li>• Siber saldırılar</li><li>• Virüs ve trojenler</li></ul> |

#### **5.2.1.2 Jeopolitik riskler**

Ülkeye taşınan doğal gazın üretiminin yapıldığı veya transit geçişinin yapıldığı ülkelerde meydana gelebilecek risk unsurları çizelge 5.11’de ele alınmıştır.

Transit ve tedarikçi ülkelerde meydana gelebilecek huzursuzluklar ve istemsiz kesintiler tehlikeler başlığı altında, terorist saldırılar, diplomatik sorunlar, siyasal karışıklıklar, terörist saldırılar, ulaşım, enerji altyapısına yapılan saldırılar, korsan saldırılar, deniz yolu rotalarında oluşabilecek problemler, tedarikçi ülkelerde gaz ihracatını engelleyen bir rejim değişikliği gibi bilinçli yapılabilecek türden kesintiler ise tehditler başlığı altında sınıflandırılmıştır.

**Çizelge 5.11 : Jeopolitik riskler.**

| <b>Tehlike</b>  | <b>Tehdit</b>   |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"><li>• Tedarikçi ülkelerde meydana gelebilecek toplumsal huzursuzluk ya da savaş halleri</li><li>• Transit ülkelerde meydana gelebilecek toplumsal huzursuzluk ya da savaş haller</li><li>• İstemsiz olarak meydana gelen kesintiler</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>• Tedarikçi ülke tarafından bilinçli olarak yapılan gaz kesintileri</li><li>• Diplomatik sorunlar</li><li>• Siyasal karışıklık</li><li>• Tedariğin kesilmesi</li><li>• Terorist saldırılar</li><li>• Ulaşım, enerji altyapısına yapılan saldırılar</li><li>• Deniz yolu rotalarında oluşabilecek problemler</li><li>• Korsan saldırılar</li><li>• Tedarikçi ülkelerde gaz ihracatını engelleyen bir rejim değişikliği</li></ul> |

### **5.2.1.3 Ekonomik riskler**

Ekonomik riskler kapsamında değerlendirilen gaz fiyatlarındaki değişkenlik, tedariğin aniden kesilmesi, puant gaz tüketiminin ani bir şekilde artması tehlikeler başlığı altında, ticari anlaşmazlıklar, pazarın monopolleşmesi, yetersiz yatırım ve kamuoyu karışıklığı ise tehditler başlığı altında sıralanmıştır. Ekonomik risk unsurlarının tamamı çizelge 5.12’de verilmiştir.

**Çizelge 5.12 : Ekonomik riskler.**

| <b>Tehlike</b>  | <b>Tehdit</b>   |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"><li>• Gaz fiyatlarındaki değişkenlik</li><li>• Tedariğin aniden kesilmesi</li><li>• Puant gaz tüketiminin ani bir şekilde artması</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>• Ticari anlaşmazlıklar</li><li>• Pazarın monopolleşmesi</li><li>• Yetersiz yatırım</li><li>• Kamuoyu karışıklığı</li></ul> |



#### 5.2.1.4 Çevresel riskler

Mücbir sebep olarak nitelendirilebilecek ve hiçbir tarafın bir etkisinin olmadığı doğa olayların kaynaklı risklerin listesi çizelge 5.13’de verilmiştir.

**Çizelge 5.13 : Çevresel riskler.**

| <b>Tehlike</b>  |
|---|
| <ul style="list-style-type: none"><li>• Fırtına</li><li>• Şimşek</li><li>• Deprem</li><li>• Sel</li><li>• Toprak kayması</li><li>• Aşırı soğuk hava</li><li>• Aşırı sıcak hava</li><li>• Artan sera gaz emisyonları</li></ul> |

#### 5.2.1.5 Jeolojik riskler

Doğal gazın üretiminin yapıldığı sahalarda dolayısıyla ülkelerde kaynak, saha ve bölge bazında yapılacak olan değerlendirmelerin listesi çizelge 5.14’te verilmiştir. Değerlendirilen riskler üretimin yapıldığı ülkelerin kaynaklı ilgili sorunları olarak değerlendirilebileceğinden, verilen risk kalemlerinin tamamı tehlike başlığı altında toplanmıştır. Kaynakta olan azalmalar/açıklar, doğal gaz çıkarılışında karşılaşılan zorluklar, doğal gaz üretimi ile ilgili yasal düzenlemelerde yapılan değişikliklerden ötürü ithalatçı konumundaki ülkelere doğal gaz akışının sağlanamaması gibi riskler jeolojik riskleri oluşturmaktadır.

**Çizelge 5.14 : Jeolojik riskler.**

| <b>Tehlike</b>  |
|---|
| <ul style="list-style-type: none"><li>• Kaynakta olan azalmalar/açıklar</li><li>• Doğal gaz çıkarılışında karşılaşılan zorluklar</li><li>• Doğal gaz çıkarılmasında karşılaşılabilecek siyasal kısıtlamalar</li></ul> |

## 5.2.2 Türkiye doğal gaz sistemi giriş noktalarının iç ve dış riskler kapsamında incelenmesi

Genel anlamda verilen risklerin tamamı doğal olarak Türkiye için uygulanabilir değildir. Türkiye'nin doğal gaz arz güvenliğini tehdit edebilecek unsurlar bu bölümde ülkenin etki ve kontrolü dışında ortaya çıkabilecek olan dış riskler ve ülke kontrolünde değerlendirilebilecek olan iç riskler olmak üzere iki ana başlık altında değerlendirilmiştir.

### 5.2.2.1 Dış riskler

Bölüm 5.2.1.'de detaylı olarak verilen riskler göz önüne alınarak bu bölümde giriş noktası bazında bir değerlendirme yapılmıştır. Geçmişte yaşanmış aksaklıklar ve gelecekte meydana gelme olasılığı olan tehditler ve tehlikeler Türkiye özelinde giriş noktasında bazında değerlendirilmiştir.

#### Malkoçlar giriş noktası

Türkiye'ye yapılan ilk doğal gaz ithalatının gerçekleştiği nokta olma özelliğini taşımaktadır. Malkoçlar giriş noktasına doğal gaz, Trans-Balkan doğal gaz boru hattı vasıtasıyla taşınmaktadır. Rusya ve Türkiye arasında uzanan bu hatta Ukrayna, Moldova, Romanya ve Bulgaristan transit ülkeler konumundadır.



**Şekil 5.4 :** Rusya'nın Ukrayna üzerinden gerçekleştirdiği doğal gaz ihracatı -Milyar kübik kadem- (EIA, 2014)

Trans-Balkan boru hattı birçok ülke üzerinden geçtiğinden bu ülkelerden kaynaklı tüm aksaklıklar Türkiye'ye gaz girişini etkileyecektir. Bu bağlamda değerlendirildiğinde Malkoçlar giriş noktası teknik, jeopolitik, ekonomik, çevresel ve

jeolojik risk maddelerinin tamamını taşımaktadır. Giriş noktasında ele alınan risklerden bir tanesi Ocak 2009'da gerçekleşmiş, Rusya ve Ukrayna'nın doğal gaz fiyatı üzerine anlaşamaması üzerine Rusya Ukrayna'ya giden doğal gaz vanalarını kapatmıştır. Transit ülke konumundaki Ukrayna'ya olan doğal gaz akışının kesilmesi sonucunda Avrupa Birliği ve Türkiye'ye de Rusya'dan gaz taşınamamıştır.

#### **Durusu giriş noktası**

Rusya'dan Karadeniz geçişiyle iletilen doğal gaz Durusu noktasından Türkiye'ye iletilmektedir. Türkiye'nin en yüksek teknik kapasiteli giriş noktalarından biri olan Durusu, güzergahında transit ülke bulunmaması sebebiyle Malkoçlar giriş noktasına nazaran daha az risk barındıran bir giriş noktası olarak değerlendirilebilir; fakat Durusu noktası da teknik, jeopolitik, ekonomik, çevresel ve jeolojik risk maddelerinin tamamını taşımaktadır.



**Şekil 5.5 :** Trans-Balkan Doğal gaz Boru Hattı ve Mavi Akım (EIA, 2014)

#### **Türkgözü giriş noktası**

Azerbaycan'dan Türkiye'ye Gürcistan üzerinden iletilen doğal gaz Türkgözü noktasından ülkemize giriş yapmaktadır. Boru hattı güzergahı ve tedarikçi ülke Azerbaycan ile Türkiye'nin yakın ilişkileri göz önüne alınarak Türkiye'nin diğer giriş noktalarına göre Türkgözü'nün en düşük riskli giriş noktası olduğu söylenebilir. Geçmişte bu noktadan Türkiye'ye gelen doğal gazda herhangi bir sorun yaşanmamış olması da bu bilgiyi doğrular niteliktedir.

#### **Gürbulak giriş noktası**

İran'dan Türkiye'ye ihraç edilen doğal gaz Gürbulak noktasından Türk doğal gaz sistemine giriş yapmaktadır. İran ve Türkiye arasında doğalgaz boru hattı üzerinde

herhangi bir transit ülke bulunmamaktadır; fakat İran politik stabilite ve diğer dünya ülkeleri ile olan ilişkiler açısından oldukça riskli bir ülke olarak görülmektedir.



Şekil 5.6 : İran-Türkiye Doğal gaz Boru Hattı (EIA, 2014)

### Marmara Ereğlisi ve Aliğa LNG Terminali giriş noktaları

BOTAŞ tarafından işletilen Marmara Ereğlisi ve özel sektörden tarafından işletilen Aliğa LNG terminaleri spot LNG ithalatına imkan vermesi ile ülkede kaynak çeşitliliği yaratılmasına katkı sağlayan önemli giriş noktalarıdır.

Marmara Ereğlisi LNG terminali önemli ölçüde uzun dönemli kontratlarla satın alınan LNG'nin Türkiye'ye girişinin yapılması için BOTAŞ tarafından kullanılmaktadır. 2010 yılı itibariyle üçüncü tarafların da kullanımına açılmıştır; fakat BOTAŞ'ın uzun dönemli yapılan al ya da öde taahhütlü kontratlarındaki yükümlülüklerini yerine getirebilmesi için üçüncü taraflara sınırlı bir erişim verilebilmektedir. Aliğa LNG terminali ise üçüncü taraf erişimine yine 2010 yılı itibariyle açılmıştır; fakat uluslararası LNG fiyatlarının BOTAŞ'ın pazar lideri olarak belirleyici etkisinin olduğu doğal gaz satış fiyatlarının oldukça üzerinde seyretmesi ve terminalin sınırlı depolama kapasitesinin (280.000 m<sup>3</sup> LNG) sistem işletmecisi tarafından kısa dönemli doğal gaz sistemi güvenliğinin sağlanması (Puant talepler, acil durumlar ve iletim sisteminin dengelenmesi) amacıyla kullanılması sebebiyle terminalin üçüncü taraflarca kullanımı sınırlı olmuştur.

LNG kargolarının terminallere ulaşımında yaşanabilecek herhangi bir gecikme giriş noktalarından yapılan gazlaştırma faaliyetlerinin azalmasına ve hatta durmasına sebebiyet vermektedir. Marmara Ereğlisi ve Aliğa LNG terminallerinin depolama kapasiteleri oldukça sınırlıdır (sırasıyla 285.000 m<sup>3</sup> , 280.000 m<sup>3</sup> LNG), iki terminalden de tam kapasitede geri üretim yapıldığında Marmara Ereğlisi'nin deposu 1 günden kısa bir sürede, Aliğa LNG terminalinin deposu ise 1 günde tükenebilecek kapasiteye sahiptir. LNG kargolarının gecikmesi günümüzde spot LNG kargolarının yönlendirilmesiye telafi edilebilmektedir; fakat LNG tesislerinde meydana gelebilecek teknik arızalar talebin çok yüksek olduğu dönemlerde Türkiye'nin doğal gaz arz güvenliğini önemli ölçüde etkileyebilecek durumdadır.

#### **5.2.2.2 İç riskler**

Türkiye özelinde yurtiçi doğal gaz sistemi ile ilgili risk maddeleri bu başlık altında irdelenmiştir. Bölüm 5.2.'de detaylandırılan sınıflandırma yöntemine göre iç riskler bu bölümde sınıflandırılmış, jeopolitik riskler dış riskler dış riskler kapsamında değerlendirildiğinden bu bölümde jeopolitik risklere yer verilmemiştir.

#### **Teknik riskler**

2012 yılı verilerine göre 12.290 km uzunluğunda boru hattından oluşan Türkiye doğal gaz şebekesine bağlı dış kaynaklardan ülkeye giriş sağlayan 6 adet giriş noktası ile birlikte 2 adet üretim noktası ve 1 adet depolama noktasından giriş noktası bulunmaktadır. Üretim noktaları ve depolama giriş noktaları iç riskler kapsamında değerlendirilmiştir. Bunun dışında doğal gaz şebekesinde gazın basınçlandırılmasını ve iletimini sağlayan 9 adet kompresör istasyonu bulunmaktadır (BOTAŞ, 2012)

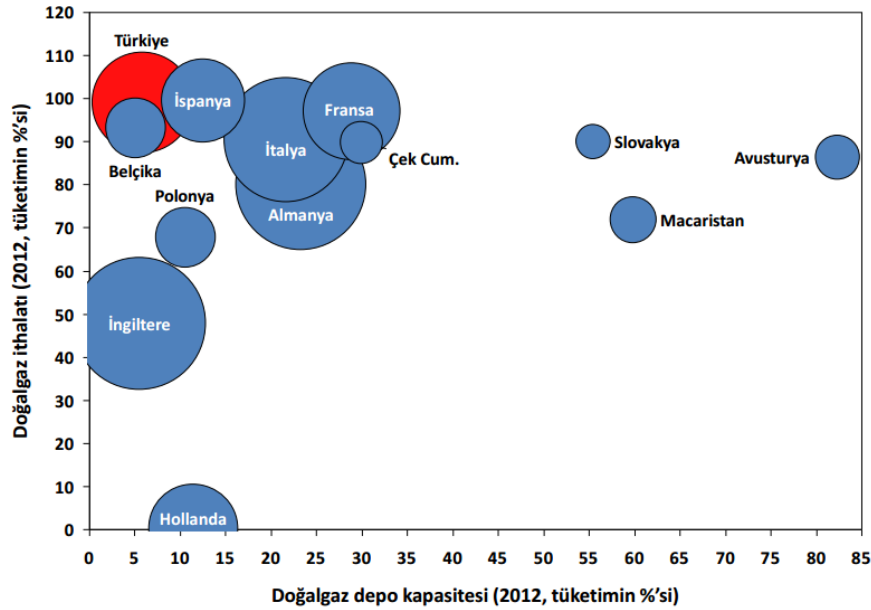
Geniş bir şebeke ve birçok ekipmandan oluşan Türkiye doğal gaz sisteminde istem dışı teknik hataların meydana gelme riski yüksektir, geçmişte de kompresör istasyonları ve boru hatlarında istem dışı teknik hatalar, kazalar ve yangınlar oluşmuştur. Bu tip teknik problemler, talebin yüksek olmadığı dönemlerde ortaya çıktığında sistem işletmecisi tarafından uygulanan farklı yöntemler vasıtasıyla telafi edilebilmektedir; fakat talebin yüksek olduğu dönemlerde bu tip teknik hataların telafisi kolay olmamaktadır.

Türkiye özelinde göz önünde bulundurulması gereken bir diğer risk de altyapı sistemlerine yapılan sabotajlar veya terörist saldırılar olmaktadır. Nitekim, geçmişte ülke sınırları içinde kalan gerek petrol boru hatlarına gerekse doğal gaz boru

hatlarına terörist saldırılar düzenlenmiş ve Türkiye doğal gaz arz güvenliği açısından sıkıntılı dönemler yaşamıştır (Radikal Gazetesi, 2013). Risk senaryoları oluşturulurken bu tip risklerin de göz önünde bulundurulması gerekmektedir.

### Ekonomik riskler

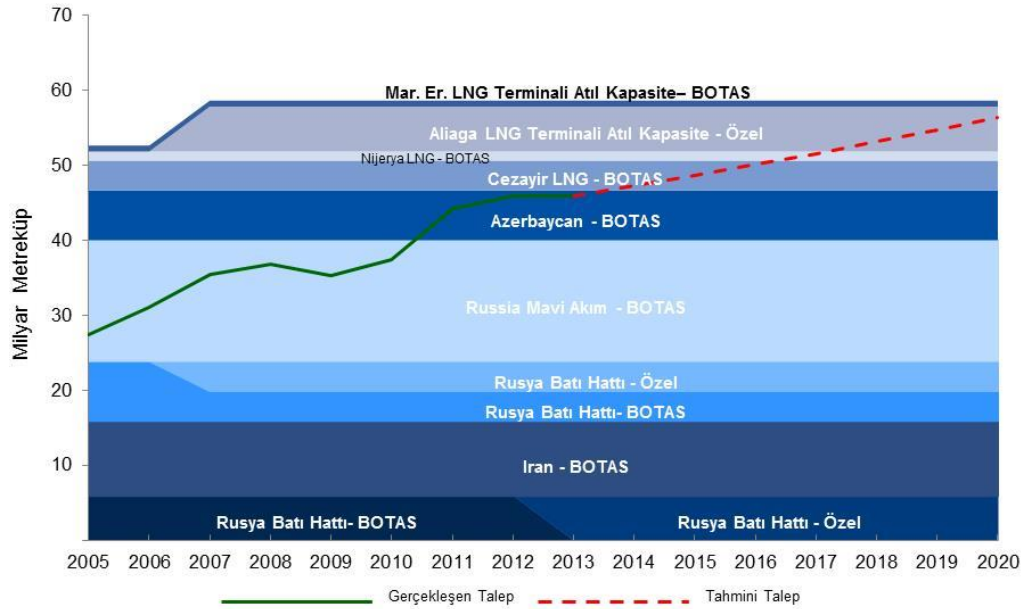
Türkiye doğal gazda önemli ölçüde dışa bağımlı bir ülkedir. Ülkenin dışa bağımlılığının %99 gibi çok yüksek bir oranda olması arz güvenliği açısından Türkiye'yi kırılgan bir konuma sokmaktadır. Doğal gazda ithalat bağımlılığı yüksek olan ülkelerde arz güvenliğini sağlamak için gerekli olan unsurların başında yıllık tüketimin yüzde 20-30'u kadar depolama kapasitesine sahip olmak gelmektedir. Ancak, Avrupa ülkeleri içinde, doğal gaz depolama kapasitesi, tüketim büyüklüğüne göre değerlendirildiğinde en yetersiz ülkenin Türkiye olduğu göze çarpmaktadır (Şekil 5.7). Talebin düşük olduğu zamanlarda doğal gaz alımı yapıp depolamak, talebin yüksek ve de arzın sorunlu olduğu dönemlerde, kesintisiz doğal gaz iletimine devam edebilmek için kritik önem taşımaktadır. Bu bağlamda, Türkiye'de önemli ölçüde bir altyapı yatırımı eksikliği olduğu gözlenmektedir. Risk senaryoları oluşturulurken, depolama hususundaki kırılganlık göz önüne alınmıştır.



Şekil 5.7 : Avrupa ülkelerinde doğal gazda dışa bağımlılık ve doğal gaz depolama kapasitesi (EIA, 2013)

Ülkede arz talep dengesinin bozulması ekonomik riskler arasında değerlendirilen önemli bir alt başlıktır. Türkiye'nin yıllık bazda gerçekleşen ve tahmin edilen arz talep dengesi Şekil 5.8.'de verilmektedir. Buna göre, 2014 yılına kadar gerçekleşen yıllık tüketimler dikkate alındığında Türkiye'nin doğal gaz talebini karşılayabilecek

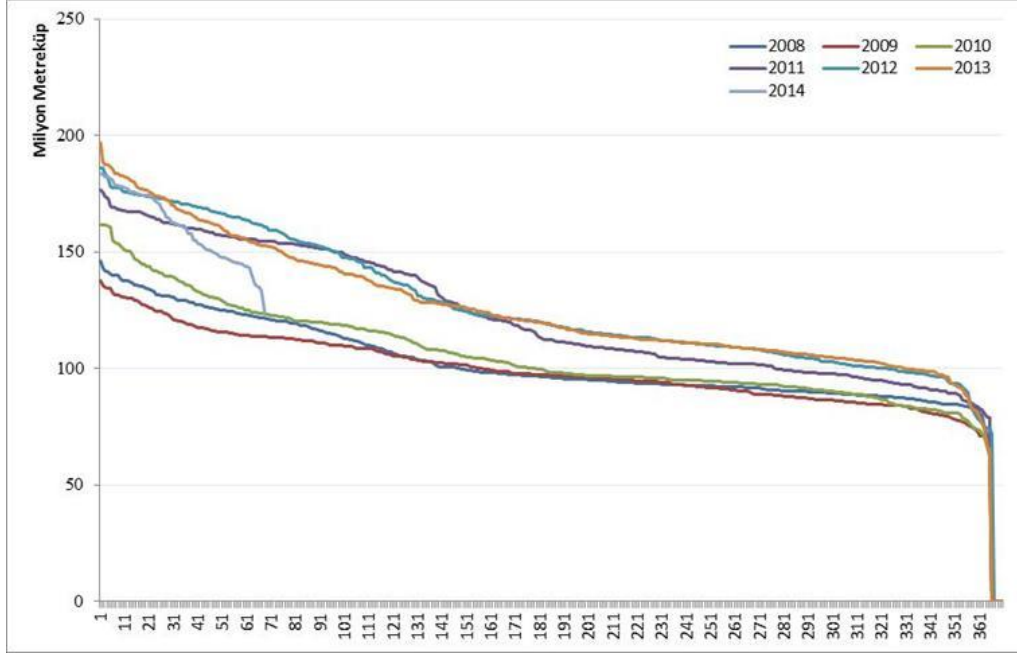
seviyede uzun dönemli doğal gaz kontratı ve spot LNG ithalatına izin verecek LNG terminali kapasitesi bulunduğu göze çarpmaktadır. Türkiye'nin önümüzdeki yıllarda gerçekleşeceği öngörülen tahmini doğal gaz talebi bu yüksek lisans tezi çalışmasının konusu dışında olup kapsamlı bir çalışma gerektirdiğinden, Türkiye'nin 2005-2014 yılları arasında yıllık ortalama %6,9 artan doğal gaz talebi ve Şekil 5.9'da verilen neredeyse tüm illere doğal gaz arzının sağlandığı bilgisi dikkate alınarak gelecek doğal gaz tüketim tahmini için talebin yıllık %3 artacağı kabulü yapılmıştır. Bu tahmin dikkate alındığında Türkiye'de 2020 yılına kadar yıllık bazda arz talep dengesinin sağlanabileceği anlaşılmaktadır; fakat günlük arz talep dengesi bu çıkarımların aksine farklı bir tablo ortaya koymaktadır.



Şekil 5.8 : Türkiye'nin yıllık bazda gerçekleşen ve tahmin edilen arz talep dengesi (EIA, 2013).



Şekil 5.9 : Doğal gaz arzı sağlanan iller (BOTAS, 2012).



**Şekil 5.10 :** Türkiye'nin tertiplenmiş günlük doğal gaz talep eğrisi (BOTAŞ, 2014).

Şekil 5.10.'da verilen Türkiye'nin tertiplenmiş yük eğrisi incelendiğinde 2013 yılında 197 milyon metreküp/günlük talebe ulaşıldığı görülmektedir, BOTAŞ kayıtlarına göre 10.12.2013 tarihinde gerçekleşen bu talebin aslında daha yüksek gerçekleştiği ve talebin karşılanamaması sonucunda doğal gaz iletim hattı operatörü BOTAŞ'ın doğal gaz ile çalışan çevrim santrallerine kısıntı talimatı vererek 10 ilde elektrik kesintilerine sebebiyet verdiği yerel basında yer almıştır (Milliyet Gazetesi, 2013).

Altyapı yetersizliği sonucu arz talep dengesinin bozulması Türkiye'nin önündeki en önemli risklerden biri olarak görünmektedir, kriz senaryoları oluşturulurken bu risk etraflıca değerlendirilmiştir.

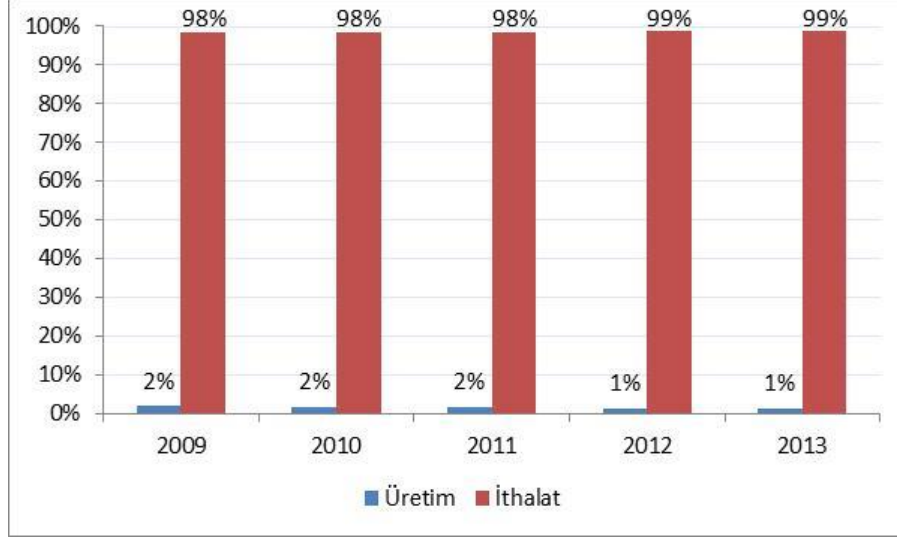
### **Çevresel riskler**

Fırtına, şimşek, deprem, sel gibi doğal afetlerin yanında aşırı soğuk ve aşırı sıcak havalardan kaynaklı bozulmalar sistemde görülmüştür. Şekil 5.10.'da verilen günlük 190 milyon metreküp'ün üzerinde gerçekleşen tüketim değerlerinin mevsim normallerinin altında sıcaklıklarda gerçekleşen kış günlerine denk geldiği görülmektedir.



## Jeolojik riskler

Jeolojik riskler, kaynakta olan azalmalar, doğal gaz çıkarılışında karşılaşılabilecek zorluklar gibi olası riskleri kapsamaktadır. Türkiye'nin doğal gaz tüketimi içindeki üretimin payı Şekil 5.11.'de verildiği üzere çok düşük seviyelerde olduğundan jeolojik riskler senaryolar oluşturulurken dikkate alınmamıştır.



Şekil 5.11 : 2009-2013 yılları arasında Türkiye doğal gaz tüketiminde üretim ve ithalat payları (EPDK, 2013).

### 5.2.3 Kriz senaryolarının belirlenmesi

Kriz senaryoları simüle edilirken arz ve talep 2 ana girdi olarak dikkate alınmış ve senaryolar bu şekilde oluşturulmuştur.

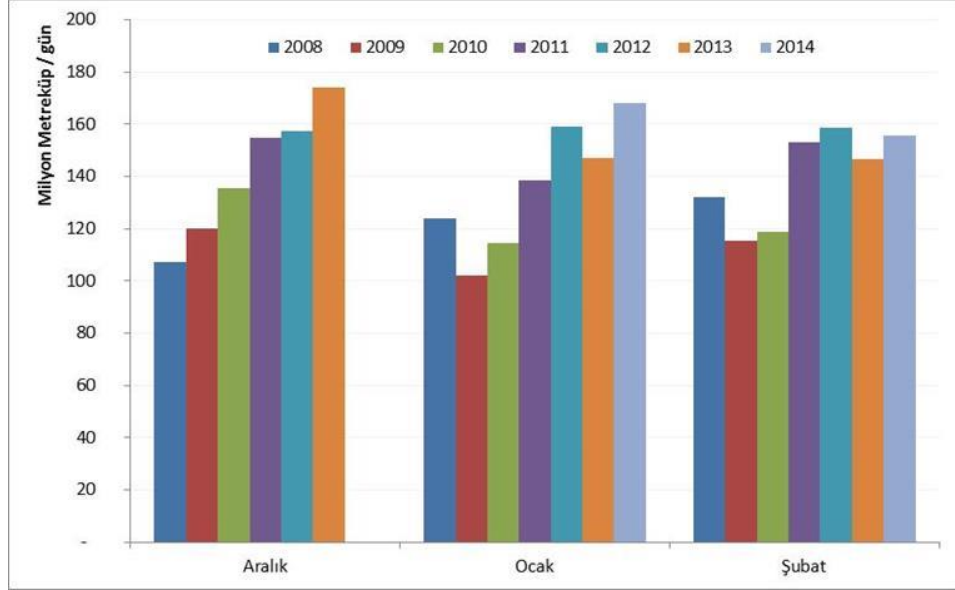
#### 5.2.3.1 Talep senaryoları

Olası bir doğal gaz krizinin simüle edilmesinde ilk adım kriz anında görülebilecek olan talep senaryolarının oluşturulmasıdır. Bu çalışma kapsamında Türkiye'de ortalamaların bir miktar üzerinde bir doğal gaz talebinin gerçekleştiği kış ayındaki günlük ortalama doğal gaz talebi ve en yüksek talebin gerçekleştiği haftadaki ortalama günlük doğal gaz talebi olmak üzere iki ana talep senaryosu üzerinden analizler yapılacaktır.

#### Talep senaryosu 1

2008-2014 yılları arasındaki kış aylarında Türkiye'nin günlük ortalama doğal gaz talebi şekil 5.12. ve çizelge 5.15.'te verilmiştir. Bu datalar ışığında, 2008-2014 yılları arasında en yüksek ortalama günlük talep 173,8 milyon metreküp ile 2013 yılının Aralık ayında olduğu, kış aylarının genel ortalamalarına bakıldığında ise günde

158,4 milyon metreküp ile en yüksek ortalama talebin 2012 yılında olduğu görülmektedir. 2014 yılı Aralık ayı dataları çalışmanın yapıldığı tarih itibariyle henüz mevcut olmadığından, sağlıklı bir değerlendirme yapmak adına 2014 yılı verileri değerlendirme dışı bırakılmış, talep senaryosunda 2012 yılı kış aylarının günlük ortalama tüketimi olan 158,4 milyon metreküp kullanılmış, günlük ortalama talebin 1 ay boyunca süreceği kabul edilerek analizler bu kabul kapsamında gerçekleştirilmiştir.



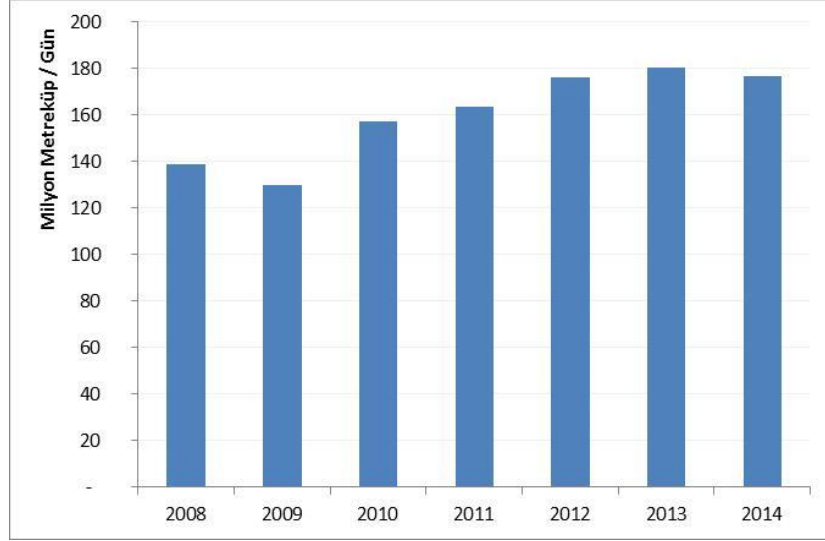
**Şekil 5.12 :** 2008-2014 yılları arasında kış aylarında gerçekleşen ortalama günlük doğal gaz talebi (BOTAS, 2014).

**Çizelge 5.15 :** 2008-2014 yılları arasında kış aylarında gerçekleşen ortalama günlük doğal gaz talebi (BOTAS, 2014).

|      | <b>Aralık</b> | <b>Ocak</b> | <b>Şubat</b> | <b>Ortalama (milyon metreküp/gün)</b> |
|------|---------------|-------------|--------------|---------------------------------------|
| 2008 | 107           | 123,7       | 132          | 120,9                                 |
| 2009 | 119,9         | 102,2       | 115,1        | 112,5                                 |
| 2010 | 135,3         | 114,4       | 118,6        | 122,8                                 |
| 2011 | 154,9         | 138,5       | 153,0        | 148,8                                 |
| 2012 | 157,3         | 159,1       | 158,7        | 158,4                                 |
| 2013 | 173,8         | 147,2       | 146,5        | 155,8                                 |
| 2014 | -             | 167,8       | 155,8        | 161,8                                 |

## Talep senaryosu 2

2008-2014 yılları arasında Türkiye'nin ilgili yıl içinde en yüksek doğal gaz tüketiminin gerçekleştiği haftanın günlük ortalaması şekil 5.13. ve çizelge 5.16.'da verilmiştir. Bu datalar ışığında, 2008-2014 yılları arasında en yüksek ortalama günlük talep 180,3 milyon metreküp ile 2013 yılının 50. haftasında oluşmuş ve ilgili talep senaryosunda bu değer kullanılmıştır.



**Şekil 5.13 :** 2008-2014 yılları arasında en yüksek doğal gaz tüketiminin gerçekleştiği haftalardaki günlük ortalama doğal gaz tüketimi (BOTAŞ, 2014).

**Çizelge 5.16 :** 2008-2014 yılları arasında en yüksek doğal gaz tüketiminin gerçekleştiği haftalardaki günlük ortalama doğal gaz tüketimi (BOTAŞ, 2014).

| Yıl  | Ortalama Günlük Doğal gaz Tüketimi (milyon metreküp/gün) |
|------|--|
| 2008 | 138,7  |
| 2009 | 129,5  |
| 2010 | 157,0  |
| 2011 | 163,7  |
| 2012 | 176  |
| 2013 | 180,3  |
| 2014 | 176,4  |

### **5.2.3.2 Arz senaryoları**

Bölüm 5.2.2.'de Türkiye özelinde incelenen riskler kapsamında arz senaryoları oluşturulmuştur.

#### **Arz senaryosu 1**

Rusya ve Ukrayna arasında yaşanan politik bir kriz sebebiyle Rusya'nın Avrupa'yı besleyen boru hatlarına gaz akışını 1 ay süre ile durdurması ve Malkoçlar giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin tamamen kesilmesi.

#### **Arz senaryosu 2**

Rusya ve Ukrayna arasında yaşanan politik bir kriz sebebiyle Rusya'nın Avrupa'yı besleyen boru hatlarına gaz akışını 1 hafta süre ile durdurması ve Malkoçlar giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin tamamen kesilmesi.

#### **Arz senaryosu 3**

Rusya ve Ukrayna arasında yaşanan politik bir kriz sebebiyle Rusya'nın Avrupa'yı besleyen boru hatlarına gaz akışını 1 ay süre ile kısmen durdurması ve Malkoçlar giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin %50 oranında azalması.

#### **Arz senaryosu 4**

Rusya ve Ukrayna arasında yaşanan politik bir kriz sebebiyle Rusya'nın Avrupa'yı besleyen boru hatlarına gaz akışını 1 hafta süre ile kısmen durdurması ve Malkoçlar giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin %50 oranında azalması.

#### **Arz senaryosu 5**

Rusya ve Türkiye arasında yaşanan politik bir kriz sebebiyle Rusya'nın Mavi Akıma gaz akışını 1 ay süre ile durdurması ve Durusu giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin tamamen kesilmesi.

#### **Arz senaryosu 6**

Rusya ve Türkiye arasında yaşanan politik bir kriz sebebiyle Rusya'nın Mavi Akıma gaz akışını 1 hafta süre ile durdurması ve Durusu giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin tamamen kesilmesi.

#### **Arz senaryosu 7**

Teknik aksaklıklar sebebiyle Rusya ve Türkiye arasındaki Mavi Akım'da gaz akışının 1 hafta süre ile durması ve Durusu giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin tamamen kesilmesi.

**Arz senaryosu 8**

Teknik aksaklıklar sebebiyle Rusya ve Türkiye arasındaki Mavi Akım'da gaz akışının 1 ay süre ile durması ve Durusu giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin tamamen kesilmesi.

**Arz senaryosu 9**

Teknik aksaklıklar sebebiyle Rusya ve Türkiye arasındaki Mavi Akım'da gaz akışının 1 hafta süre ile kısmen durması ve Durusu giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin %50 oranında kesilmesi.

**Arz senaryosu 10**

Teknik aksaklıklar sebebiyle Rusya ve Türkiye arasındaki Mavi Akım'da gaz akışının 1 ay süre ile kısmen durması ve Durusu giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin %50 oranında kesilmesi.

**Arz senaryosu 11**

Teknik aksaklıklar sebebiyle Azerbaycan ve Türkiye arasındaki gaz akışının 1 hafta süre ile kesilmesi ve Türkgözü giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin tamamen kesilmesi.

**Arz senaryosu 12**

Teknik aksaklıklar sebebiyle Azerbaycan ve Türkiye arasındaki gaz akışının 1 ay süre ile kesilmesi ve Türkgözü giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin tamamen kesilmesi.

**Arz senaryosu 13**

Teknik aksaklıklar sebebiyle Azerbaycan ve Türkiye arasındaki gaz akışının 1 hafta süre ile kısmen durması ve Türkgözü giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin %50 oranında kesilmesi.

**Arz senaryosu 14**

Teknik aksaklıklar sebebiyle Azerbaycan ve Türkiye arasındaki gaz akışının 1 ay süre ile kısmen durması ve Türkgözü giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin %50 oranında kesilmesi.

**Arz senaryosu 15**

Terörist saldırılar sebebiyle İran'dan Türkiye'ye gaz akışının 1 hafta süre ile durması ve Gürbulak giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin tamamen kesilmesi.

**Arz senaryosu 16**

Terörist saldırılar sebebiyle İran'dan Türkiye'ye gaz akışının 1 ay süre ile durması ve Gürbulak giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin tamamen kesilmesi.

**Arz senaryosu 17**

Terörist saldırılar sebebiyle İran'dan Türkiye'ye gaz akışının 1 hafta süre ile kısmen durması ve Gürbulak giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin %50 oranında kesilmesi.

**Arz senaryosu 18**

Terörist saldırılar sebebiyle İran'dan Türkiye'ye gaz akışının 1 ay süre ile kısmen durması ve Gürbulak giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin %50 oranında kesilmesi.

**Arz senaryosu 19**

LNG kargolarının Marmara Ereğlisi Terminali'ne ulaşmasında yaşanan 1 haftalık gecikme sebebiyle bu giriş noktasından sisteme doğal gaz verilememesi.

**Arz senaryosu 20**

LNG kargolarının Marmara Ereğlisi Terminali'ne ulaşmasında yaşanan 20 günlük gecikme sebebiyle bu giriş noktasından sisteme doğal gaz verilememesi.

**Arz senaryosu 21**

LNG kargolarının Marmara Ereğlisi Terminali'ne ulaşmasında yaşanan 1 aylık gecikme sebebiyle bu giriş noktasından sisteme doğal gaz verilememesi.

**Arz senaryosu 22**

Silivri yer altı deposunda meydana teknik aksaklıklar sebebiyle 1 hafta süre ile gaz akışının durması ve bu giriş noktasından sisteme gaz girişinin tamamen kesilmesi.

**Arz senaryosu 23**

Silivri yer altı deposunda meydana teknik aksaklıklar sebebiyle 20 gün süre ile gaz akışının durması ve bu giriş noktasından sisteme gaz girişinin tamamen kesilmesi.

**Arz senaryosu 24**

Silivri yer altı deposunda meydana teknik aksaklıklar sebebiyle 1 ay süre ile gaz akışının durması ve bu giriş noktasından sisteme gaz girişinin tamamen kesilmesi durumunda arzın ne şekilde seyredeceği simülasyonu edilmiştir.

### 5.3 Risk Analizi ve Kriz Senaryolarının Simülasyonu

Türkiye’de doğal gaz arz ve talep güvenliği ile ilgili risklerin irdelenmesi bağlamında bölüm 5.2.’de belirlenen kriz senaryolarının meydana gelme olasılıkları ve meydana gelmeleri durumunda Türkiye doğal gaz sisteminin güvenliğine etkileri bu bölümde simüle edilmiştir.

#### 5.3.1 Olasılıkların belirlenmesi

Belirlenen kriz senaryolarının meydana gelme olasılıklarının belirlenmesi için bölüm 5.2.2.’de tartışılan Türkiye özelinde geçmişte gerçekleşen krizler, doğal gaz ithalatı yapılan ve transit konumundaki ülkelerin birbirleri ve Türkiye ile siyasi ve konjonktürel ilişkileri göz önünde bulundurularak öngörülerde bulunulmuştur. Bu çerçevede olasılıkların belirlenmesinde subjektif bir yaklaşım benimsenerek kriz senaryolarına ait olasılık dereceleri belirlenmiştir.

Gerçekleşme olasılıklarının verildiği çizelge 5.18., çizelge 5.17.’de verilen derecelendirme tablosuna sadık kalınarak hazırlanmıştır. Buna göre, yılda bir kez veya daha yüksek sıklıkta gerçekleşmesi muhtemel senaryoların olasılık derecesi en yüksek değer olan 5 olarak belirlenmiş, 50 yılda bir veya daha az sıklıkta gerçekleşmesi muhtemel senaryolar ise en düşük değer olan 1 derecesi üzerinden değerlendirmeye alınmıştır. Derece 1 ve 5 arasında kalan ara değerler ise, 20 yıl, 10 yıl ve 3 yılda bir gerçekleşme sıklığı aralıklarında düzenlenerek derecelendirme tablosu oluşturulmuştur.

**Çizelge 5.17 :** Olasılıkların belirlenmesinde kullanılan derecelendirme tablosu.

| Derece        | Gerçekleşme Olasılığı             |
|---------------|-----------------------------------|
| 1: Çok düşük  | 50 yılda bir veya daha az         |
| 2: Düşük      | 20 yılda bir veya daha az         |
| 3: Orta       | 10 yılda bir veya daha az         |
| 4: Yüksek     | 3 yılda bir veya daha az          |
| 5: Çok yüksek | Her yıl veya daha yüksek sıklıkta |

**Çizelge 5.18 :** Kriz senaryolarının gerçekleşme olasılıkları tablosu.

| <b>Senaryo No</b> | <b>Giriş Noktası</b> | <b>Sebeup</b> | <b>Kesinti</b> | <b>Süre</b> | <b>Olasılık</b> |
|-------------------|----------------------|---------------|----------------|-------------|-----------------|
| 1                 | Malkoçlar            | Siyasi        | %100           | 1 ay        | 2               |
| 2                 | Malkoçlar            | Siyasi        | %100           | 1 hafta     | 3               |
| 3                 | Malkoçlar            | Siyasi        | %50            | 1 ay        | 3               |
| 4                 | Malkoçlar            | Siyasi        | %50            | 1 hafta     | 4               |
| 5                 | Durusu               | Siyasi        | %100           | 1 ay        | 1               |
| 6                 | Durusu               | Siyasi        | %100           | 1 hafta     | 2               |
| 7                 | Durusu               | Teknik        | %100           | 1 ay        | 1               |
| 8                 | Durusu               | Teknik        | %100           | 1 hafta     | 2               |
| 9                 | Durusu               | Teknik        | %50            | 1 ay        | 2               |
| 10                | Durusu               | Teknik        | %50            | 1 hafta     | 3               |
| 11                | Türkgözü             | Teknik        | %100           | 1 ay        | 1               |
| 12                | Türkgözü             | Teknik        | %100           | 1 hafta     | 2               |
| 13                | Türkgözü             | Teknik        | %50            | 1 ay        | 2               |
| 14                | Türkgözü             | Teknik        | %50            | 1 hafta     | 3               |
| 15                | Gürbulak             | Terör         | %100           | 1 ay        | 2               |
| 16                | Gürbulak             | Terör         | %100           | 1 hafta     | 3               |
| 17                | Gürbulak             | Terör         | %50            | 1 ay        | 3               |
| 18                | Gürbulak             | Terör         | %50            | 1 hafta     | 4               |



**Çizelge 5.18** Kriz senaryolarının gerçekleşme tablosu (devam)

| <b>Senaryo No</b> | <b>Giriş Noktası</b> | <b>Sebeup</b> | <b>Kesinti</b> | <b>Süre</b> | <b>Olasılık</b> |
|-------------------|----------------------|---------------|----------------|-------------|-----------------|
| 19                | Marmara Er.          | Teknik        | %100           | 1 hafta     | 5               |
| 20                | Marmara Er.          | Teknik        | %100           | 20 gün      | 3               |
| 21                | Marmara Er.          | Teknik        | %100           | 1 ay        | 2               |
| 22                | Silivri Depo         | Teknik        | %100           | 1 hafta     | 3               |
| 23                | Silivri Depo         | Teknik        | %100           | 20 gün      | 2               |
| 24                | Silivri Depo         | Teknik        | %100           | 1 ay        | 1               |

### **5.3.2 Etkilerin belirlenmesi**

Belirlenen kriz senaryolarının gerçekleşmesi ülke sathında gerek ekonomik gerek politik ciddi problemlerin ortaya çıkmasına sebebiyet verecektir. Bu bölümde ortaya çıkabilecek olası krizler sonucu arz ve talep arasındaki fark ve arz talep dengesindeki bozulmanın devam edeceği süreler dikkate alınarak krizlerin ülke üzerinde yaratacağı etkiler hesaplanmıştır.

Krizlerin etkileri çizelge 5.19.'da verilen etki derecelendirme matrisi dikkate alınarak oluşturulmuştur.

Arz ve talebin dengede olduğu durumlar ya da arzın talepten yüksek olduğu senaryolarda arz güvenliğine olan etki, en düşük puan olan 1 olarak belirlenmiş, talebin arzdan 10 milyon metreküp/gün farkla yüksek olduğu ve bu durumun 1 haftadan uzun sürdüğü senaryolarda ise etki puanı en yüksek puan olan 5 olarak belirlenmiştir. Ara puanların belirlenmesinde, 10 milyon metreküp/günlük arz ve talep arasındaki fark ve 1 haftalık süreler sınır olarak alınmış, talebin arzdan sınır değerlerinin altında miktarlarda yüksek seyrettiği ve 1 haftadan kısa süreli bu durumun sürdüğü senaryolarda etki puanı 2 olarak alınmıştır. Diğer etki puanları da aynı mantık takip edilerek oluşturulmuştur.

**Çizelge 5.19 : Etki matrisi.**

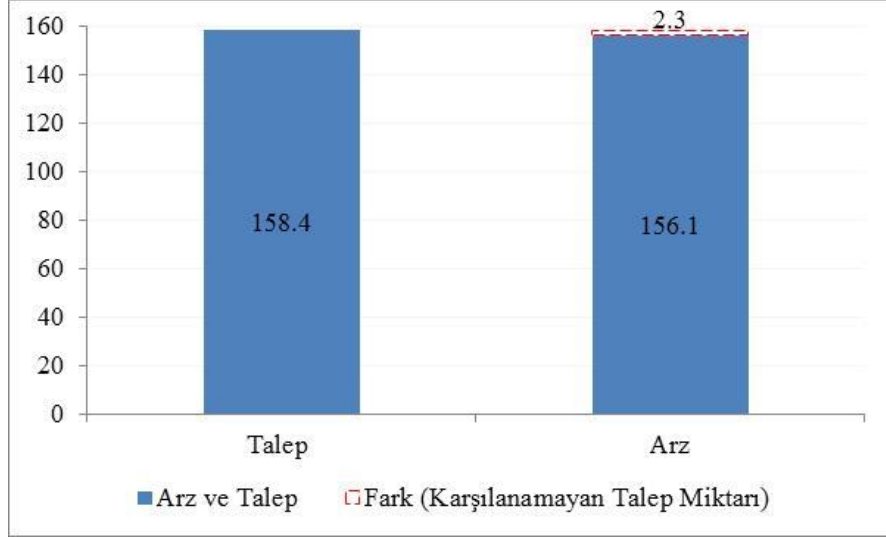
| <b>Karşılanamayan Talep Miktarı (Milyon Metreküp/gün)</b>     | <b>Süre</b>     | <b>Etki Puanı</b> |
|---|-----------------|-------------------|
| Arz ve Talep Dengede veya Arz fazlası                         | -               | 1                 |
| Arz ve Talep Arasındaki Fark 10 Milyon Metreküp/Gün'den küçük | 1 haftaya kadar | 2                 |
| Arz ve Talep Arasındaki Fark 10 Milyon Metreküp/Gün'den küçük | 1 haftadan uzun | 3                 |
| Arz ve Talep Arasındaki Fark 10 Milyon Metreküp/Gün'den büyük | 1 haftaya kadar | 4                 |
| Arz ve Talep Arasındaki Fark 10 Milyon Metreküp/Gün'den büyük | 1 haftadan uzun | 5                 |

### **5.3.2.1 Talep senaryosu 1 kapsamında etkilerin belirlenmesi**

Ortalama sıcaklıkların altında seyreden bir kış ayında gerçekleşen günlük doğal gaz tüketimi dikkate alınarak simüle edilen talep senaryosu 1 kapsamında arz senaryolarının etkileri bu bölümde irdelenecektir. Talep senaryosu 1'de günlük ortalama talebin 158,4 milyon metreküp gerçekleştiği bir kış ayı simüle edilmektedir.

#### **Arz senaryosu 1 ve 2**

Rusya ve Ukrayna arasında meydana gelebilecek herhangi bir kriz sonucunda Malkoçlar giriş noktasından Türkiye'ye gaz akışının kesilmesiyle ortalamanın altında sıcaklıklarda seyreden bir kış ayında günlük talebin 2,3 milyon metreküplük kısmının karşılanamadığı şekil 5.14'te verilmiştir. Senaryo 1 ve 2 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.20'de verilmiştir.



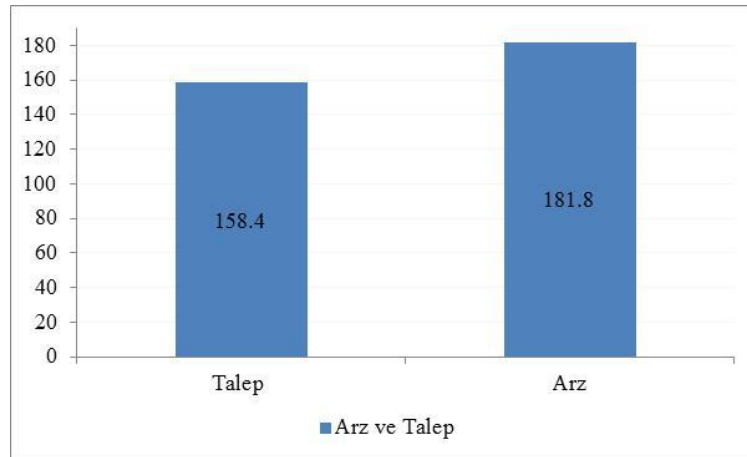
**Şekil 5.14 :** Arz senaryosu 1 ve 2 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).

**Çizelge 5.20 :** Arz senaryosu 1 ve 2 için etki matrisi.

| Senaryo   | Etki Puanı |
|-----------|------------|
| Senaryo 1 | 3          |
| Senaryo 2 | 2          |

#### Arz senaryosu 3 ve 4

Senaryo 1 ve 2’de verilen aynı sebeple Rusya’nın Avrupa’yı besleyen boru hatlarına gaz akışının 1 ay ve 1 haftalık sürelerle kısmen durdurması ve Malkoçlar giriş noktasından Türkiye’ye gaz girişinin ortalamasının altında sıcaklıklarda seyreden bir kış ayında %50 oranında azalması durumunda ortaya çıkan arz talep dengesi şekil 5.15.’te verilmiştir. Senaryo 3 ve 4 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.21’de verilmiştir.



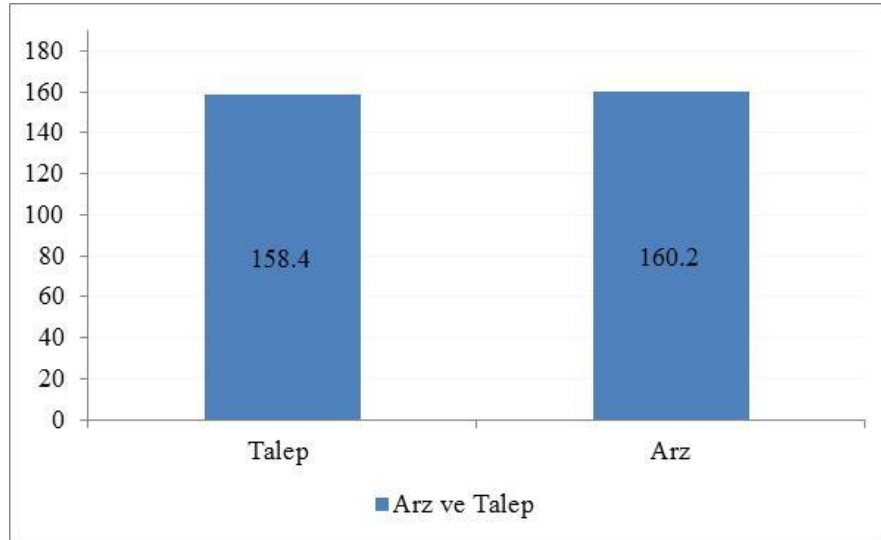
**Şekil 5.15 :** Arz senaryosu 3 ve 4 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).

**Çizelge 5.21 : Arz senaryosu 3 ve 4 için etki matrisi.**

| Senaryo   | Etki Puanı |
|-----------|------------|
| Senaryo 3 | 1          |
| Senaryo 4 | 1          |

**Arz senaryosu 5, 6, 7 ve 8**

Rusya ve Türkiye arasında yaşanan politik veya teknik bir kriz sebebiyle Rusya'nın Mavi Akıma gaz akışının 1 ay ve 1 haftalık sürelerle ile durması ve Durusu giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin ortalamanın altında sıcaklıklarda seyreden bir kış ayında tamamen kesilmesi senaryoları bu başlık altında incelenmiş, senaryolara ait arz talep dengesi şekil 5.16'da verilmiştir. Senaryo 5, 6, 7 ve 8 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.22'de verilmiştir.



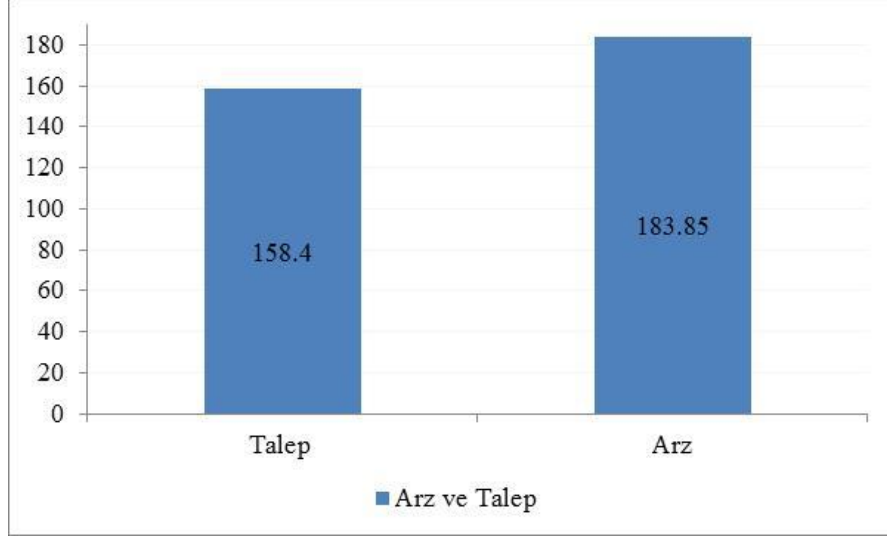
**Şekil 5.16 : Arz senaryosu 5, 6, 7 ve 8 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).**

**Çizelge 5.22 : Arz senaryosu 5, 6, 7 ve 8 için etki matrisi.**

| Senaryo   | Etki Puanı |
|-----------|------------|
| Senaryo 5 | 1          |
| Senaryo 6 | 1          |
| Senaryo 7 | 1          |
| Senaryo 8 | 1          |

### Arz senaryosu 9 ve 10

Teknik aksaklıklar sebebiyle Rusya ve Türkiye arasındaki Mavi Akım'da gaz akışının 1 ay süre ile kısmen durması ve Durusu giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin ortalamasının altında sıcaklıklarda seyreden bir kış ayında %50 oranında kesilmesi senaryosu bu başlık altında incelenmiş senaryolara ait arz talep dengesi şekil 5.17'de verilmiştir. Senaryo 9 ve 10 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.23'de verilmiştir.



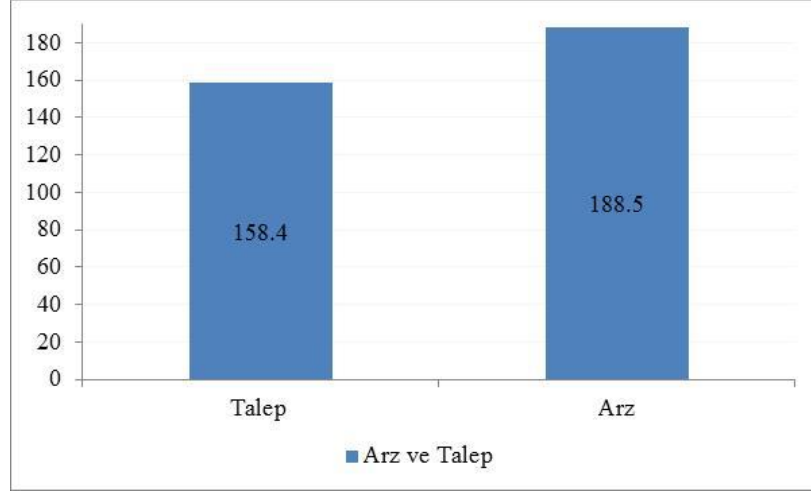
Şekil 5.17 : Arz senaryosu 9 ve 10 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).

Çizelge 5.23 : Arz senaryosu 9 ve 10 için etki matrisi.

| Senaryo    | Etki Puanı |
|------------|------------|
| Senaryo 9  | 1          |
| Senaryo 10 | 1          |

### Arz senaryosu 11 ve 12

Teknik aksaklıklar sebebiyle Azerbaycan ve Türkiye arasındaki gaz akışının 1 ay ve 1 haftalık sürelerle kesilmesi ve Türkgözü giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin ortalamasının altında sıcaklıklarda seyreden bir kış ayında tamamen kesilmesi senaryosu bu başlık altında incelenmiş senaryolara ait arz talep dengesi şekil 5.18'de verilmiştir. Senaryo 11 ve 12 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.24'te verilmiştir. Bu senaryolarda da arzın talebi önemli ölçüde karşılayabildiği görülmektedir.



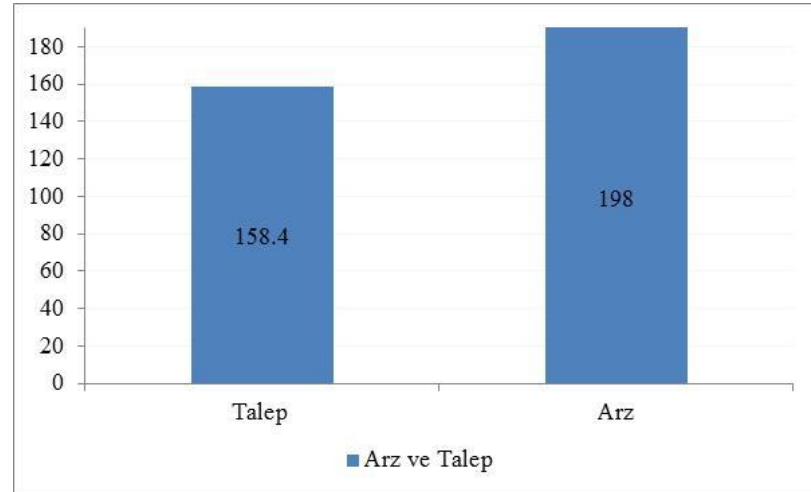
**Şekil 5.18 :** Arz senaryosu 11 ve 12 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).

**Çizelge 5.24 :** Arz senaryosu 11 ve 12 için etki matrisi.

| Senaryo    | Etki Puanı |
|------------|------------|
| Senaryo 11 | 1          |
| Senaryo 12 | 1          |

#### **Arz senaryosu 13 ve 14**

Teknik aksaklıklar sebebiyle Azerbaycan ve Türkiye arasındaki gaz akışının 1 ay ve 1 haftalık sürelerle kısmen kesilmesi ve Türkgözü giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin gaz girişinin ortalamasının altında sıcaklıklarda seyreden bir kış ayında %50 oranında azalması senaryosu bu başlık altında incelenmiş senaryolara ait arz talep dengesi şekil 5.19'da verilmiştir. Senaryo 13 ve 14 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.25'te verilmiştir.



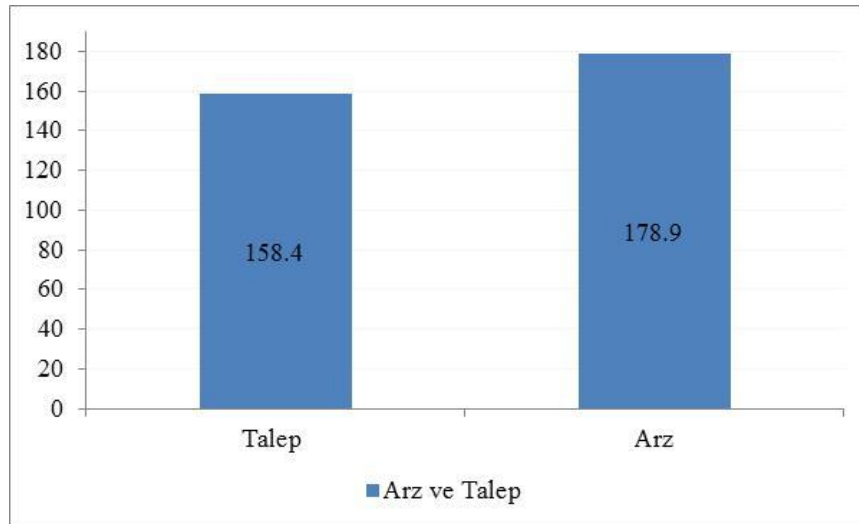
**Şekil 5.19 :** Arz senaryosu 13 ve 14 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).

**Çizelge 5.25 :** Arz senaryosu 13 ve 14 için etki matrisi.

| Senaryo    | Etki Puanı |
|------------|------------|
| Senaryo 13 | 1          |
| Senaryo 14 | 1          |

#### **Arz senaryosu 15 ve 16**

Terörist saldırılar sebebiyle İran'dan Türkiye'ye gaz akışının 1 ay ve 1 haftalık sürelerle durması ve Gürbulak giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin ortalamann altında sıcaklıklarda seyreden bir kış ayında tamamen kesilmesi senaryosu bu başlık altında incelenmiş senaryolara ait arz talep dengesi şekil 5.19'da verilmiştir. Senaryo 15 ve 16 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.26'da verilmiştir. Bu senaryolarda da arzın talebi önemli ölçüde karşılayabildiği görülmektedir.



**Şekil 5.20 :** Arz senaryosu 15 ve 16 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).

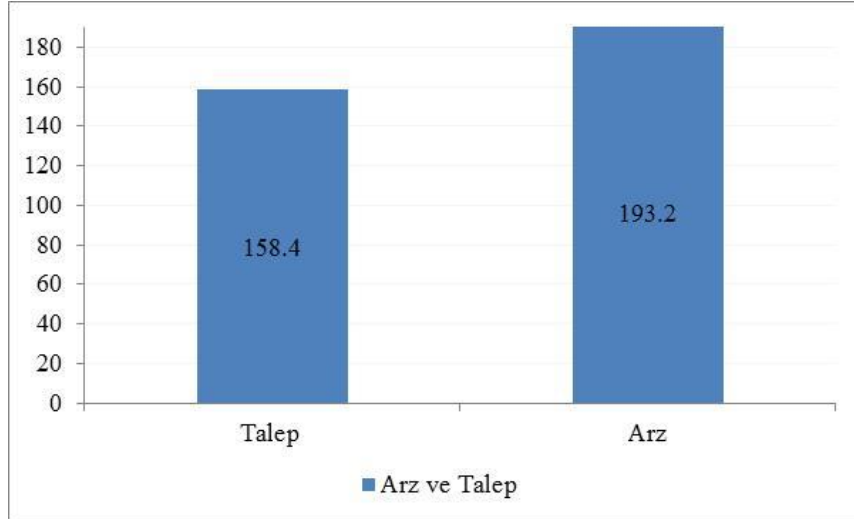
**Çizelge 5.26 :** Arz senaryosu 15 ve 16 için etki matrisi.

| Senaryo    | Etki Puanı |
|------------|------------|
| Senaryo 15 | 1          |
| Senaryo 16 | 1          |

#### **Arz senaryosu 17 ve 18**

Terörist saldırılar sebebiyle İran'dan Türkiye'ye gaz akışının 1 ay ve 1 haftalık sürelerle kısmen durması ve Gürbulak giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin

ortalamanın altında sıcaklıklarda seyreden bir kış ayında %50 oranında kesilmesi senaryosu bu başlık altında incelenmiş senaryolara ait arz talep dengesi şekil 5.21’de verilmiştir. Senaryo 17 ve 18 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.27’de verilmiştir. Bu senaryolarda da arzın talebi önemli ölçüde karşılayabildiği görülmektedir.



**Şekil 5.21 :** Arz senaryosu 17 ve 18 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).

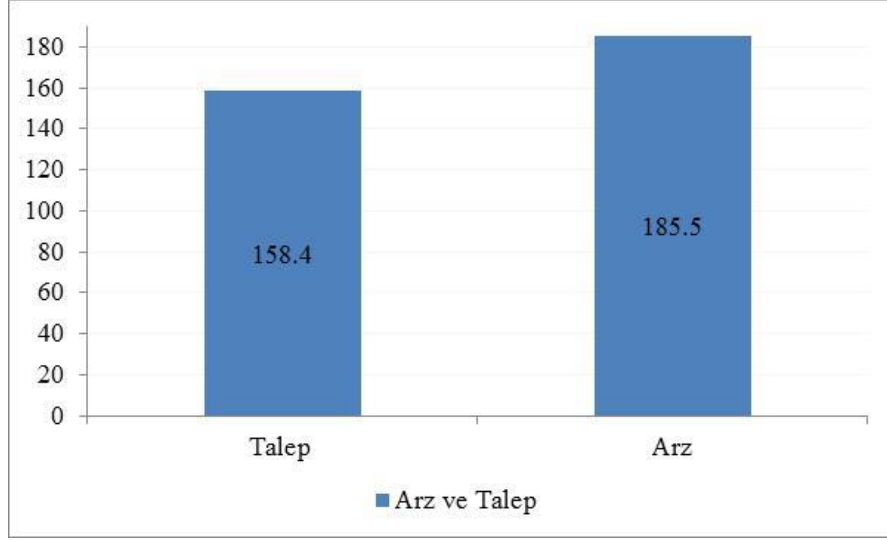
**Çizelge 5.27 :** Arz senaryosu 17 ve 18 için etki matrisi.

| Senaryo    | Etki Puanı |
|------------|------------|
| Senaryo 17 | 1          |
| Senaryo 18 | 1          |

#### **Arz senaryosu 19, 20 ve 21**

LNG kargolarının Marmara Ereğlisi Terminali’ne ulaşmasında yaşanan 1 haftalık, 20 günlük ya da 1 aylık sürelerle gecikmesi sebebiyle bu giriş noktasından sisteme doğal gaz verilememesi ve Marmara Ereğlisi LNG Terminali giriş noktasından Türkiye’ye gaz girişinin ortalamanın altında sıcaklıklarda seyreden bir kış ayında tamamen kesilmesi senaryosu bu başlık altında incelenmiş senaryolara ait arz talep dengesi şekil 5.22’de verilmiştir. Senaryo 19, 20 ve 21 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.28’de verilmiştir. İlgili senaryolarda da arzın talebi günlük 10 milyon metreküplük bir değerinde üzerinde olmak üzere önemli ölçüde karşılayabildiği görülmektedir, bu bağlamda senaryo 19, 20 ve 21’e ait etki puanları 1 olarak belirlenmiştir.





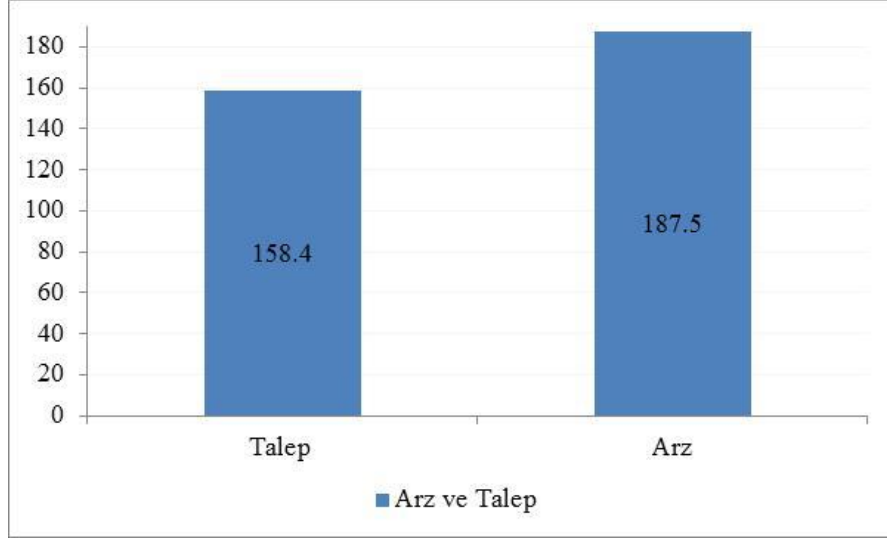
**Şekil 5.22** : Arz senaryosu 19, 20 ve 21 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).

**Çizelge 5.28** : Arz senaryosu 19, 20 ve 21 için etki matrisi.

| Senaryo    | Etki Puanı |
|------------|------------|
| Senaryo 19 | 1          |
| Senaryo 20 | 1          |
| Senaryo 21 | 1          |

#### **Arz senaryosu 22, 23 ve 24**

Silivri yer altı deposunda meydana teknik aksaklıklar sebebiyle 1 haftalık, 20 günlük ya da 1 aylık sürelerle gecikmesi sebebiyle bu giriş noktasından sisteme doğal gaz verilememesi ve Silivri yer altı deposu giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin ortalamasının altında sıcaklıklarda seyreden bir kış ayında tamamen kesilmesi senaryosu bu başlık altında incelenmiş senaryolara ait arz talep dengesi şekil 5.24'te verilmiştir. Senaryo 22, 23 ve 24 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.29'da verilmiştir. Bu senaryolarda arzın talebi yaklaşık 30 milyon metreküp günlük bir farkla önemli ölçüde karşılayabildiği görülmektedir. Silivri yer altı deposuna ait giriş noktasının diğer giriş noktalarına nazaran düşük teknik kapasiteye sahip olması sebebiyle ülkenin doğal gaz arz güvenliğine olan etkisinin düşük olacağı farklı süreler için değerlendirilen senaryo 22, 23 ve 24 için belirlenen 1 etki puanı ile tespit edilmiştir.



**Şekil 5.23 :** Arz senaryosu 22, 23 ve 24 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).

**Çizelge 5.29 :** Arz senaryosu 22, 23 ve 24 için etki matrisi.

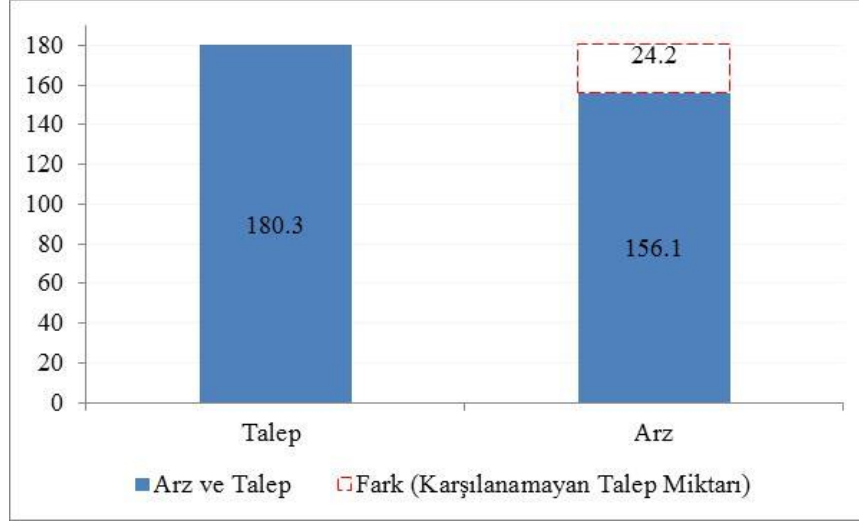
| Senaryo    | Etki Puanı |
|------------|------------|
| Senaryo 22 | 1          |
| Senaryo 23 | 1          |
| Senaryo 24 | 1          |

### 5.3.2.2 Talep senaryosu 2 kapsamında etkilerin belirlenmesi

Ortalama sıcaklıkların altında seyreden bir haftada gerçekleşen günlük doğal gaz tüketimi dikkate alınarak simüle edilen talep senaryosu 2 kapsamında arz senaryolarının etkileri bu bölümde irdelenecektir. Talep senaryosu 2’de günlük ortalama talebin 180,3 milyon metreküp gerçekleştiği bir kış ayı simüle edilmektedir.

#### Arz senaryosu 1 ve 2

Rusya ve Ukrayna arasında meydana gelebilecek herhangi bir kriz sonucunda Malkoçlar giriş noktasından Türkiye’ye gaz akışının kesilmesiyle ortalamanın altında sıcaklıklarda seyreden bir haftadaki günlük talep dikkate alındığında günlük 24,2 milyon metreküp gibi önemli bir talep miktarının arz ile karşılanamadığı senaryolar şekil 5.24’te verilmiştir. Senaryo 1 ve 2 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.30’da verilmiştir.



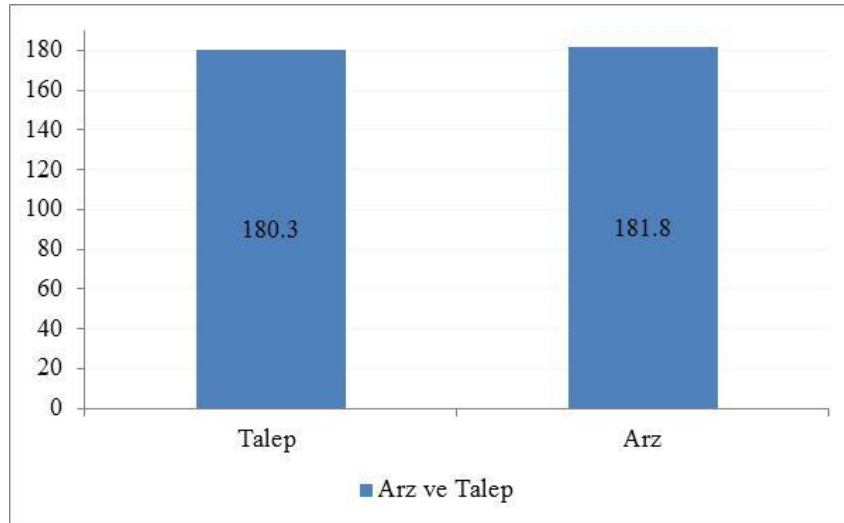
**Şekil 5.24 :** Arz senaryosu 1 ve 2 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).

**Çizelge 5.30 :** Arz senaryosu 1 ve 2 için etki matrisi.

| Senaryo   | Etki Puanı |
|-----------|------------|
| Senaryo 1 | 5          |
| Senaryo 2 | 4          |

#### Arz senaryosu 3 ve 4

Senaryo 1 ve 2’de verilen aynı sebeple Rusya’nın Avrupa’yı besleyen boru hatlarına gaz akışının 1 ay ve 1 haftalık sürelerle kısmen durdurması ve ortalamanın altında sıcaklıklarda seyreden bir haftadaki günlük talep dikkate alınıp Malkoçlar giriş noktasından Türkiye’ye gaz girişinin %50 oranında azalması durumunda ortaya çıkan arz talep dengesi şekil 5.25.’te verilmiştir.



**Şekil 5.25 :** Arz senaryosu 3 ve 4 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).

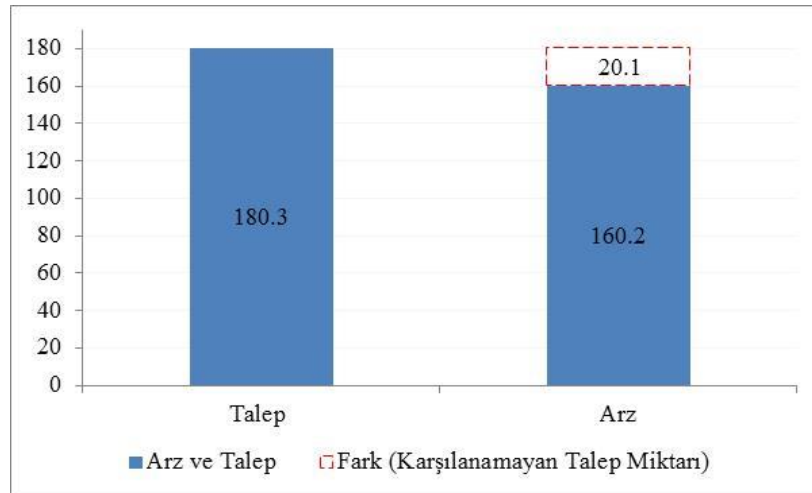
Senaryo 3 ve 4 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.31’de verilmiştir. Bu senaryolarda arzın talebi 1,5 milyon metreküp/gün gibi ancak küçük bir farkla karşılayabildiği görülmektedir. Arzın talebi karşılaması durumunda süre gözetmeksizin etki puanı 1 olarak belirlendiğinden hem senaryo 3 hemde senaryo 4 için etki puanları 1 olarak hesaplanmıştır.

**Çizelge 5.31 : Arz senaryosu 3 ve 4 için etki matrisi.**

| Senaryo   | Etki Puanı |
|-----------|------------|
| Senaryo 3 | 1          |
| Senaryo 4 | 1          |

#### **Arz senaryosu 5, 6, 7 ve 8**

Rusya ve Türkiye arasında yaşanan politik veya teknik bir kriz sebebiyle Rusya’nın Mavi Akıma gaz akışının 1 ay ve 1 haftalık sürelerle ile durması ve ortalamanın altında sıcaklıklarda seyreden bir haftadaki günlük talep dikkate alınıp Durusu giriş noktasından Türkiye’ye gaz girişinin tamamen kesilmesi senaryoları bu başlık altında incelenmiş, senaryolara ait arz talep dengesi şekil 5.26’da verilmiştir. Senaryo 5, 6, 7 ve 8 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.32’de verilmiştir. Bu senaryolarda günlük 21 milyon metreküp civarında önemli miktarda bir talebin karşılanamadığı görülmektedir. Kriz senaryolarına ait gerçekleşme süreleri birbirinden farklı olduğundan 1 haftadan uzun sürmesi öngörülen senaryoların etki puanları 5 olarak belirlenirken, bir hafta sürmesi öngörülen senaryoların etki puanları 4 olarak hesaplanmıştır.



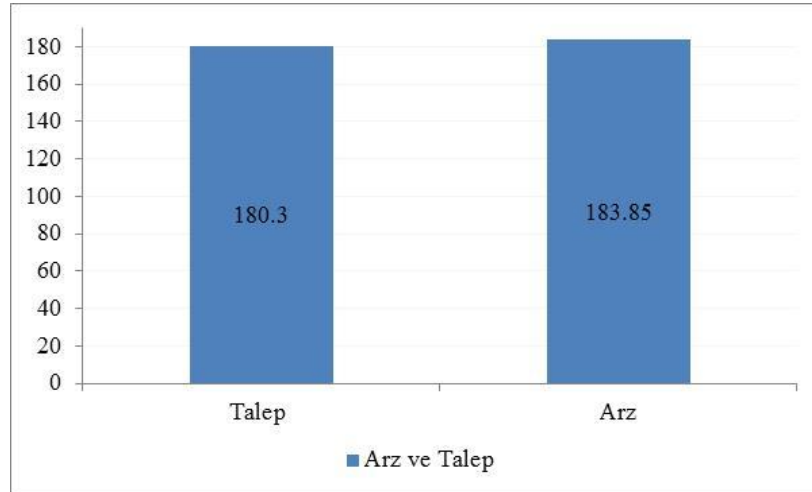
**Şekil 5.26 : Arz senaryosu 5, 6, 7 ve 8 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).**

**Çizelge 5.32 : Arz senaryosu 5, 6, 7 ve 8 için etki matrisi.**

| Senaryo   | Etki Puanı |
|-----------|------------|
| Senaryo 5 | 5          |
| Senaryo 6 | 4          |
| Senaryo 7 | 5          |
| Senaryo 8 | 4          |

### Arz senaryosu 9 ve 10

Teknik aksaklıklar sebebiyle Rusya ve Türkiye arasındaki Mavi Akım'da gaz akışının 1 ay süre ile kısmen durması ve ortalamanın altında sıcaklıklarda seyreden bir haftadaki günlük talep dikkate alınıp Durusu giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin %50 oranında kesilmesi senaryosu bu başlık altında incelenmiş senaryolara ait arz talep dengesi şekil 5.27'de verilmiştir. Senaryo 9 ve 10 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.33'te verilmiştir. Bu senaryolarda arzın talebi küçük bir farkla karşılayabildiği görülmektedir.



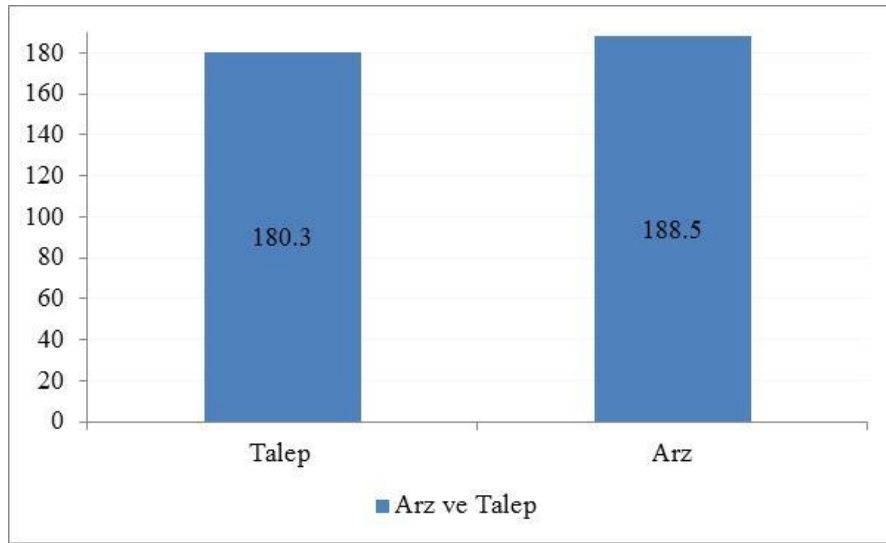
**Şekil 5.27 : Arz senaryosu 9 ve 10 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).**

**Çizelge 5.33 : Arz senaryosu 9 ve 10 için etki matrisi.**

| Senaryo    | Etki Puanı |
|------------|------------|
| Senaryo 9  | 1          |
| Senaryo 10 | 1          |

### Arz senaryosu 11 ve 12

Teknik aksaklıklar sebebiyle Azerbaycan ve Türkiye arasındaki gaz akışının 1 ay ve 1 haftalık sürelerle kesilmesi ve ortalamanın altında sıcaklıklarda seyreden bir haftadaki günlük talep dikkate alınıp Türkgözü giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin tamamen kesilmesi senaryosu bu başlık altında incelenmiş senaryolara ait arz talep dengesi şekil 5.28'de verilmiştir. Senaryo 11 ve 12 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.34'te verilmiştir. Bu senaryolarda da arzın talebi küçük bir farkla karşılayabildiği görülmektedir.



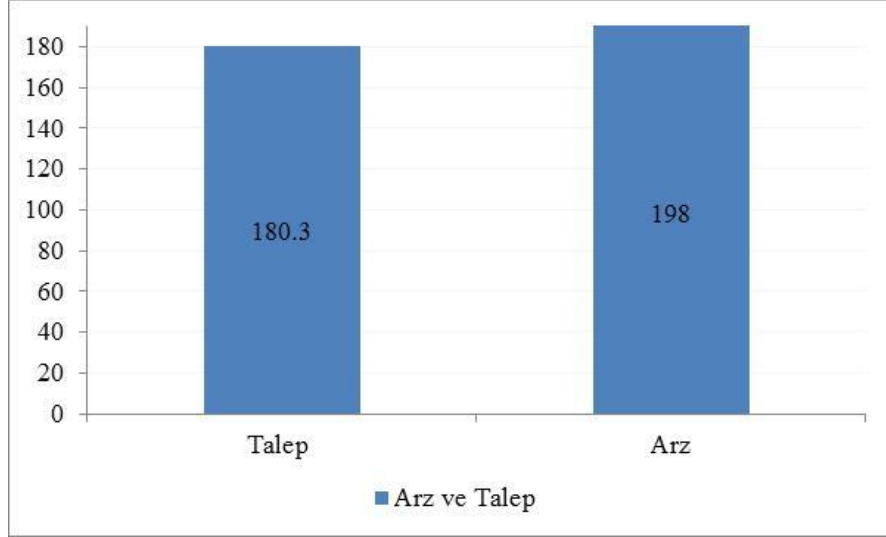
Şekil 5.28 : Arz senaryosu 11 ve 12 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).

Çizelge 5.34 : Arz senaryosu 11 ve 12 için etki matrisi.

| Senaryo    | Etki Puanı |
|------------|------------|
| Senaryo 11 | 1          |
| Senaryo 12 | 1          |

### Arz senaryosu 13 ve 14

Teknik aksaklıklar sebebiyle Azerbaycan ve Türkiye arasındaki gaz akışının 1 ay ve 1 haftalık sürelerle kısmen kesilmesi ve ortalamanın altında sıcaklıklarda seyreden bir haftadaki günlük talep dikkate alınıp Türkgözü giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin %50 oranında azalması senaryosu bu başlık altında incelenmiş senaryolara ait arz talep dengesi şekil 5.29'da verilmiştir. Senaryo 13 ve 14 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.35'te verilmiştir. Bu senaryolarda arzın talebi karşılayabildiği görülmektedir.



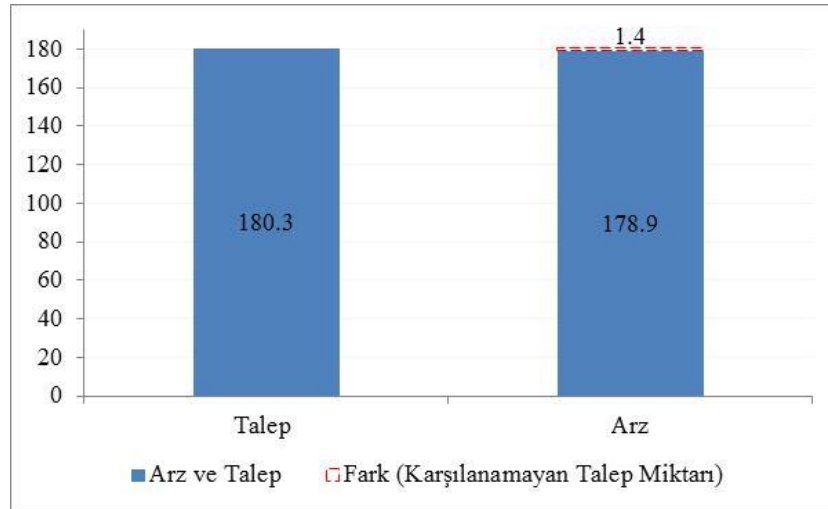
Şekil 5.29 : Arz senaryosu 13 ve 14 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).

Çizelge 5.35 : Arz senaryosu 13 ve 14 için etki matrisi.

| Senaryo    | Etki Puanı |
|------------|------------|
| Senaryo 13 | 1          |
| Senaryo 14 | 1          |

#### Arz senaryosu 15 ve 16

Terörist saldırılar sebebiyle İran'dan Türkiye'ye gaz akışının 1 ay ve 1 haftalık sürelerle durması ve ortalamanın altında sıcaklıklarda seyreden bir haftadaki günlük talep dikkate alınıp Gürbulak giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin tamamen kesilmesi senaryosu bu başlık altında incelenmiş senaryolara ait arz talep dengesi şekil 5.30'da verilmiştir.



Şekil 5.30 : Arz senaryosu 15 ve 16 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).

Senaryo 15 ve 16 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.36’da verilmiştir. Bu senaryolarda arzın ve talep arasında günlük 1,4 milyon metreküplük bir fark oluştuğu görülmektedir.

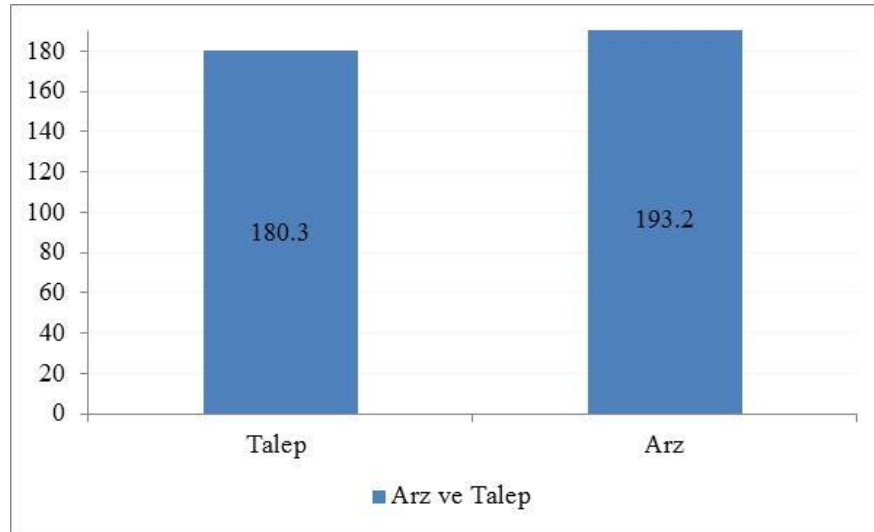
**Çizelge 5.36 : Arz senaryosu 15 ve 16 için etki matrisi.**

| Senaryo    | Etki Puanı |
|------------|------------|
| Senaryo 15 | 3          |
| Senaryo 16 | 2          |

### **Arz senaryosu 17 ve 18**

Terörist saldırılar sebebiyle İran’dan Türkiye’ye gaz akışının 1 ay ve 1 haftalık sürelerle kısmen durması ve ortalamanın altında sıcaklıklarda seyreden bir haftadaki günlük talep dikkate alınıp Gürbulak giriş noktasından Türkiye’ye gaz girişinin %50 oranında kesilmesi senaryoları bu başlık altında incelenmiştir.

Senaryolara ait arz talep dengesi şekil 5.31’da verilmektedir.



**Şekil 5.31 : Arz senaryosu 17 ve 18 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).**

Senaryo 17 ve 18 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.37’de verilmiştir. Bu senaryolarda arz talebi yaklaşık 13 milyon metreküp/gün seviyesinde önemli bir farkla karşılayabildiğinden, devam etme süreleri birbirinden farklı olmasına rağmen her iki senaryo için etki puanları 1 olarak belirlenmiştir. Bu bağlamda, Gürbulak giriş noktasında yaşanması muhtemel kısmi kesintilerin ülkenin arz güvenliğine etkilerinin düşük olacağı söylenebilir.

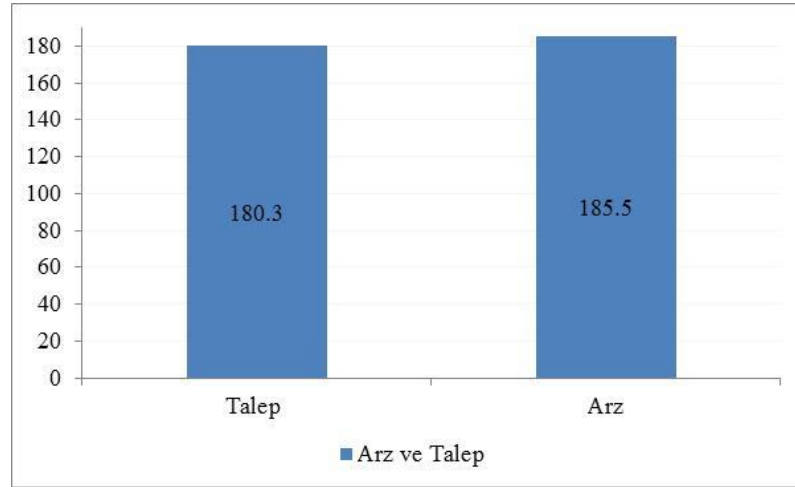


**Çizelge 5.37 : Arz senaryosu 17 ve 18 için etki matrisi.**

| Senaryo    | Etki Puanı |
|------------|------------|
| Senaryo 17 | 1          |
| Senaryo 18 | 1          |

**Arz senaryosu 19, 20 ve 21**

LNG kargolarının Marmara Ereğlisi Terminali'ne ulaşmasında yaşanan 1 haftalık, 20 günlük ya da 1 aylık sürelerle gecikmesi sebebiyle bu giriş noktasından sisteme doğal gaz verilememesi ve ortalamanın altında sıcaklıklarda seyreden bir haftadaki günlük talep dikkate alınıp Marmara Ereğlisi LNG Terminali giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin tamamen kesilmesi senaryosu bu başlık altında incelenmiş senaryolara ait arz talep dengesi şekil 5.32'de verilmiştir. Senaryo 19, 20 ve 21 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.38'de verilmiştir. Bu senaryolarda arzın talebi küçük bir farkla karşılayabildiği görülmektedir.



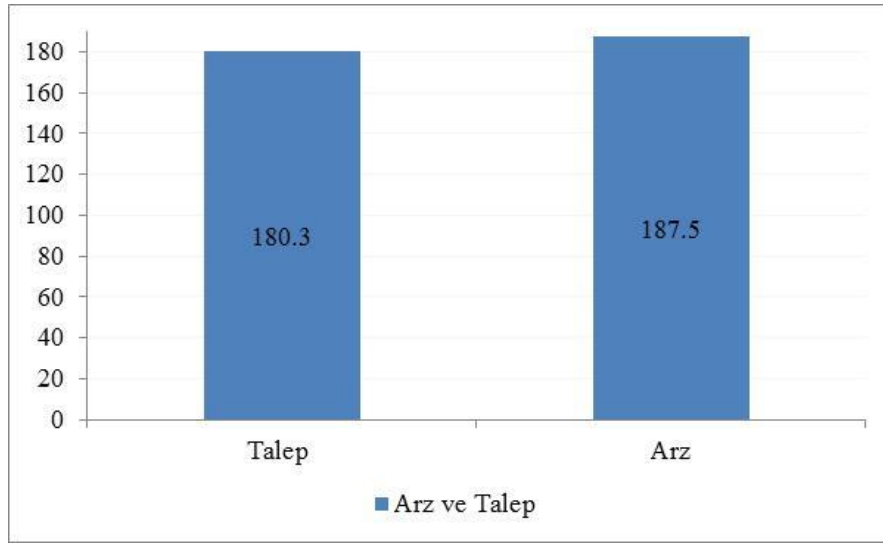
**Şekil 5.32 : Arz senaryosu 19, 20 ve 21 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).**

**Çizelge 5.38 : Arz senaryosu 19, 20 ve 21 için etki matrisi.**

| Senaryo    | Etki Puanı |
|------------|------------|
| Senaryo 19 | 1          |
| Senaryo 20 | 1          |
| Senaryo 21 | 1          |

#### Arz senaryosu 22, 23 ve 24

Silivri yer altı deposunda meydana teknik aksaklıklar sebebiyle 1 haftalık, 20 günlük ya da 1 aylık sürelerle gecikmesi sebebiyle bu giriş noktasından sisteme doğal gaz verilememesi ve ortalamanın altında sıcaklıklarda seyreden bir haftadaki günlük talep dikkate alınıp Silivri yer altı deposu giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişinin tamamen kesilmesi senaryosu bu başlık altında incelenmiş senaryolara ait arz talep dengesi şekil 5.34'te verilmiştir. Senaryo 22, 23 ve 24 için hesaplanan etki puanları çizelge 5.39'da verilmiştir. Bu senaryolarda da arzın talebi küçük bir farkla karşılayabildiği görülmektedir.



Şekil 5.33 : Arz senaryosu 22, 23 ve 24 için arz talep dengesi (milyon metreküp/gün).

Çizelge 5.39 : Arz senaryosu 22, 23 ve 24 için etki matrisi.

| Senaryo    | Etki Puanı |
|------------|------------|
| Senaryo 22 | 1          |
| Senaryo 23 | 1          |
| Senaryo 24 | 1          |

#### 5.4 Risk Değerlendirmesi Sonuçları

Türkiye'nin doğal gaz arz güvenliği ile ilgili risklerin analitik bir biçimde irdelenmesi bağlamında oluşturulan kriz senaryoları ve bu senaryoların hesaplanan

etki ve meydana gelme olasılıkları dikkate alınarak risk matrisi bu bölümde oluşturulmuştur.

Risk matrisinde gösterilen senaryo kısaltmaları aşağıda verildiği şekilde sembolize edilmiştir:

$S_i(a_j)$

Burada:

S: Senaryo

i: i bileşeni ilgili talep senaryosunu

$a_j$ : j bileşeni ilgili arz senaryosunu,

ifade etmektedir.

#### **5.4.1 Risk matrisinin oluşturulması**

Kriz senaryolarının etki ve olasılık sonuçları çizelge 5.40'ta verilen risk matrisine yerleştirilmiştir.

Sonuçlar incelendiğinde talep senaryosu 1'e ait arz senaryolarının genel olarak 1 kolonuna yerleştiği görülmektedir. Buradan Türkiye'nin ortalama kış koşullarında gerçekleşen doğal gaz talebini herhangi bir giriş noktasında meydana gelebilecek aksaklığa rağmen karşılayabileceği sonucuna varılabilir; fakat çetin kış şartlarını ifade eden talep senaryosu 2'ye ait 6 adet sembolün bu senaryolara ait bir kriz anında Türkiye'nin doğal gaz arz güvenliği üzerine önemli ölçüde olumsuz etkisi oluşturabileceğini ifade ederek matrisin sağ tarafında yer aldığı görülmektedir.

Olasılık ve etkilerin birlikte değerlendirildiğinde ise, en yüksek puana sahip senaryonun  $S_2(a_1)$  olduğu görülmektedir. Bu bağlamda, çetin kış şartlarında Malkoçlar giriş noktasında meydana gelebilecek bir kesintinin Türkiye'nin doğal gaz arz güvenliğini önemli ölçüde etkileyebilecek seviyede, diğer senaryolara kıyasla daha yüksek oranda risk barındırdığı söylenebilir.

En düşük risk puanına sahip senaryoların ise  $S_1(a_5)$ ,  $S_1(a_7)$ ,  $S_1(a_{11})$ ,  $S_1(a_{24})$ ,  $S_2(a_{24})$ ,  $S_2(a_{11})$  olduğu matris incelendiğinde göze çarpmaktadır. Bu senaryoların ortak özelliği ise gerçekleşme olasılıkları ve etki puanlarının diğer senaryolarla kıyaslandığında düşük olarak değerlendirilmesidir. Türkgözü giriş noktasının teknik kapasitesinin düşük olması ve bu noktada şimdiki önemli bir teknik sorunun

yaşanmaması  $S_1(a_{11})$  ve  $S_2(a_{11})$  senaryolarının düşük risk puanı ile hesaplanmasında etkili olmuştur. Yine Silivri deposuna ait giriş noktasının göreceli olarak düşük teknik kapasitesiye sahip olması bu senaryolara ait risk puanlarının düşük olarak hesaplanmasında etkili olmuştur. Rusya ve Türkiye arasında teknik ve siyasi kriz çıkma olasılığı düşük olarak değerlendirildiğinden, Durusu giriş noktasında meydana gelebilecek krizlerin değerlendirildiği  $S_1(a_5)$  ve  $S_1(a_7)$  senaryolarının düşük risk puanına sahip olduğu görülmektedir.

**Çizelge 5.40 : Risk matrisi.**

|                 |   |   |                         |                         |                                |                      |
|-----------------|---|---|-------------------------|-------------------------|--------------------------------|----------------------|
| <b>Olasılık</b> | 5 | $S_1(a_{19}), S_2(a_{19})$  |                         |                         |                                |                      |
|                 | 4 | $S_1(a_4), S_1(a_{18}), S_2(a_4), S_2(a_{18})$  |                         |                         |                                |                      |
|                 | 3 | $S_1(a_3), S_1(a_{10}), S_1(a_{14}), S_1(a_{16}), S_1(a_{17}), S_1(a_{20}), S_1(a_{22}), S_2(a_3), S_2(a_{10}), S_2(a_{14}), S_2(a_{17}), S_2(a_{20}), S_2(a_{22})$ | $S_1(a_2), S_2(a_{16})$ |                         |                                |                      |
|                 | 2 | $S_1(a_6), S_1(a_8), S_1(a_9), S_1(a_{12}), S_1(a_{13}), S_1(a_{15}), S_1(a_{21}), S_1(a_{23}), S_2(a_9), S_2(a_{12}), S_2(a_{13}), S_2(a_{21}), S_2(a_{23})$       |                         | $S_1(a_1), S_2(a_{15})$ | $S_2(a_2), S_2(a_6), S_2(a_8)$ | $S_2(a_1)$           |
|                 | 1 | $S_1(a_5), S_1(a_7), S_1(a_{11}), S_1(a_{24}), S_2(a_{24}), S_2(a_{11})$  |                         |                         |                                | $S_2(a_5), S_2(a_7)$ |
|                 |   | 1   | 2                       | 3                       | 4                              | 5                    |
|                 |   | <b>Etki</b>   |                         |                         |                                |                      |

Kantitatif risk değerlendirme yöntemine göre senaryoların risk puanlarının tasnif edilmiş tablosu izelge 5.41’de verilmektedir.

**Çizelge 5.41 : Risk puanlarına göre senaryoların sınıflandırılması.**

| <b>Risk Puanı</b> | <b>Senaryo</b>  |
|-------------------|---|
| 10                | S <sub>2</sub> (a <sub>1</sub> )  |
| 8                 | S <sub>2</sub> (a <sub>2</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>6</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>8</sub> )  |
| 6                 | S <sub>1</sub> (a <sub>2</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>16</sub> ), S <sub>1</sub> (a <sub>1</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>15</sub> )  |
| 5                 | S <sub>1</sub> (a <sub>19</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>19</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>5</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>7</sub> )  |
| 4                 | S <sub>1</sub> (a <sub>4</sub> ), S <sub>1</sub> (a <sub>18</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>4</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>18</sub> )  |
| 3                 | S <sub>1</sub> (a <sub>3</sub> ), S <sub>1</sub> (a <sub>10</sub> ), S <sub>1</sub> (a <sub>14</sub> ), S <sub>1</sub> (a <sub>16</sub> ), S <sub>1</sub> (a <sub>17</sub> ),<br>S <sub>1</sub> (a <sub>20</sub> ), S <sub>1</sub> (a <sub>22</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>3</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>10</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>14</sub> ),<br>S <sub>2</sub> (a <sub>17</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>20</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>22</sub> ) |
| 2                 | S <sub>1</sub> (a <sub>6</sub> ), S <sub>1</sub> (a <sub>8</sub> ), S <sub>1</sub> (a <sub>9</sub> ), S <sub>1</sub> (a <sub>12</sub> ), S <sub>1</sub> (a <sub>13</sub> ),<br>S <sub>1</sub> (a <sub>15</sub> ), S <sub>1</sub> (a <sub>21</sub> ), S <sub>1</sub> (a <sub>23</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>9</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>12</sub> ),<br>S <sub>2</sub> (a <sub>13</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>21</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>23</sub> )   |
| 1                 | S <sub>1</sub> (a <sub>5</sub> ), S <sub>1</sub> (a <sub>7</sub> ), S <sub>1</sub> (a <sub>11</sub> ), S <sub>1</sub> (a <sub>24</sub> ), S <sub>2</sub> (a <sub>24</sub> ),<br>S <sub>2</sub> (a <sub>11</sub> )   |



## 6. SONUÇ VE TARTIŞMA

Bu Yüksek Lisans tez çalışması kapsamında, doğal gazın tanıtımı ve enerji kaynakları içindeki yeri, taşınım ve ticaret yolları konuları detaylı bir şekilde araştırılmış ve Türkiye doğal gaz piyasasının tarihsel gelişimi, arz kaynakları, talep gelişimi ve doğal gaz talebinin son kullanıcı bazında kırılımı, doğal gaz arz talep dengesi ve Türkiye’de bulunan doğal gaz boru hatları ile LNG terminalleri detaylı bir şekilde ele alınarak incelenmeye çalışılmıştır.

Bu Yüksek Lisans tez çalışmasında, enerji kaynağı olarak doğal gaz incelemesinin yanı sıra, çalışmanın özgünlüğü çerçevesinde Avrupa Birliği ile üyelik müzakereleri yürüten Türkiye Cumhuriyeti’nin, Avrupa Birliğinin yayımladığı yönetmelik ve ISO 31000 kalite yönetmeliği çerçevesinde Türkiye’de doğal gaz arz ve talep güvenliği ile ilgili riskler tespit edilmeye çalışılmıştır. Bu bağlamda, doğal gaz arz güvenliğini etkileyebilecek risk faktörleri 48 farklı senaryo oluşturularak analitik bir biçimde incelenmeye çalışılmıştır.

Avrupa Birliği tarafından yayımlanan 994/2010 numaralı doğal gaz arz güvenliği ile yönetmelik kapsamında verilen N-1 kriteri hesaplamaları için çalışma periyodu olarak 2008-2014 yılları seçilmiştir. Bir başka deyişle, 7 yıllık data ile risk analizine gidilmiştir.

Burada, önemli bir husus; tüm illere kademeli bir biçimde doğal gaz boru hatlarının çekilmesi ile Türkiye’nin doğal gaz talebinin geçmiş yıllara bakıldığında eksponansiyel bir biçimde yükselmesi ve 2014 yılına gelindiğinde Türkiye’nin doğal gaz talebinin ancak şekillenme noktasına varmış olmasıdır. Bu sebeple çalışmada, (4982 sayılı Bilgi Edinme Hakkı Kanunu kapsamında) BOTAŞ’tan elde edilen Türkiye’nin 2008-2014 yılları arasında gerçekleşen günlük doğal gaz talebi datalarının kullanılması benimsenmiştir.

İlgili datalar incelenip, N-1 kriteri hesapları yapıldığında Türkiye’nin %79 değeri ile Avrupa Birliği kriteri olan %100 değerinden oldukça uzak kaldığı ve arz güvenliği kriterini sağlayamadığı görülmektedir. Kriz durumunda ilk başvuru olan yöntem olan

etkin talep tarafı yönetimi dikkate alınarak yapılan N-1 kriteri hesaplamalarında ise Türkiye'nin yine arz güvenliği kriterini sağlamaktan uzak bir değer olan %83'te kaldığı görülmektedir.

Yapılan analiz, Türkiye'nin en yüksek kapasiteye sahip giriş noktası olan Malkoçlar'da teknik, siyasi, ekonomik veya jeopolitik herhangi bir sorun ortaya çıkması durumunda Türkiye'nin 20 yılda bir gerçekleşebilecek talebin çok yüksek olduğu bir dönemde arz talep dengesini sağlayamayacağı görülmektedir. Bir başka deyişle, Malkoçlar giriş noktası, Türkiye için doğal gaz arzında önemli bir kırılma noktası olabilecek nitelik taşımaktadır.

2012 yılı verilerine göre Türkiye doğal gazda %99 dışa bağımlıdır ve ithalatın %58'i tek bir tedarikçiden, Rusya'dan gerçekleştirilmektedir. Arz güvenliği kavramı, giriş noktası değil kaynak ülke bazında ele alındığında, doğal gaz arz güvenliği açısından Türkiye'nin daha ciddi risklerle karşı karşıya kalacağı anlaşılmaktadır.

Yine 2012 yılı verilerine göre doğal gaz tüketiminin %51'i elektrik santralleri tarafından gerçekleşmektedir. Bu da olası bir doğal gaz krizi söz konusu olduğunda, Türkiye'nin aynı zamanda elektriksiz kalması anlamına gelmektedir. Bu bağlamda, Rusya ile Türkiye arasında siyasi bir kriz çıkması durumunda, Türkiye doğal gaz talebini karşılayamamanın yanı sıra, elektrik talebini de karşılayamama sorunu ile karşı karşıya kalacaktır.

Kaynak bazında bakıldığında, Türkiye'nin arz güvenliği problemini çözmesi için acil olarak kaynak yedekliliğini sağlaması ve tedarikçilerin arz içindeki payını sınırlaması gerektiği önerilebilir. Ayrıca, kendi öz payının ihmal edilebilecek miktarda olması nedeniyle, doğal gaza bağımlılığını olabildiğince azaltarak, enerji kaynak çeşitliliğini artırma yönünde stratejiler geliştirmesi yerinde olacaktır.

İlgili Avrupa Birliği yönetmeliği tarafından verilen N-1 kriteri ile birlikte Türkiye'nin doğal gaz arz güvenliğine ait kantitatif risk değerlendirmesi de çalışma kapsamında gerçekleştirilmiştir. Bu kapsamda, ortalama altı sıcaklıklarda gerçekleşen bir kış ayının ortalama günlük doğal gaz talebi ve ortalamanın oldukça altında sıcaklıklarda gerçekleşen doğal gaz talebinin çok yüksek olduğu bir haftanın ortalama günlük doğal gaz talebi 2 talep senaryosunun oluşturulmasında kullanılmıştır. 24 arz senaryosu ise yakın geçmişte meydana gelen ve konjonktürel



olarak gelecekte meydana gelmesi muhtemel olaylar dikkate alınarak oluşturulmuştur.

Simüle edilen senaryoların risk puanları incelendiğinde, acil önlem gerektiren 15 puan ve üzerinde bir risk puanına sahip herhangi bir senaryonun bulunmadığı görülmektedir. Bununla birlikte, 10 risk puanına sahip  $S_2(a_1)$  senaryosu, talebin yüksek miktarda arttığı çetin kış günlerinde Malkoçlar giriş noktasından Türkiye'ye gaz girişini engelleyebilecek iç veya dış kaynaklı ortaya çıkabilecek bir sorunun ciddiyetine dikkat çekmektedir.

Düşük olasılık puanına sahip olmasından ötürü düşük risk puanı alan ve fakat etki puanı oldukça yüksek olan  $S_2(a_1)$ ,  $S_2(a_5)$ ,  $S_2(a_7)$  senaryoları önem arz etmektedir. Zira, bu senaryolar, Türkiye'nin Rusya'dan tedarik edilen doğal gazın ülkeye girişinin sağlandığı Malkoçlar ve Durusu gibi yüksek teknik kapasiteye sahip giriş noktalarında ortaya çıkabilecek problemlere karşı doğal gaz arz güvenliğinin kırılgan yapısını gözler önüne sermektedir.

Türkiye'nin doğal gaz arz güvenliği hususundaki hassas ve içerisinde önemli riskler barındıran yapısı dikkate alındığında arz güvenliğini artırmak amacıyla sistemin arz ve talep şoklarına olan dayanıklılığını artırmak için depolama kapasitesinin sisteme 30 gün boyunca en az günde 50 milyon metreküp doğal gaz sağlayabilecek bir biçimde artırılması önerilebilir. Bu önerinin gerçekleştirilmesi durumunda, Türkiye N-1 arz güvenliği kriterini sağlayabilecek bir konuma gelebilmesi mümkündür.

Bununla birlikte, yapılan kantitatif risk değerlendirmesinden Türkiye'nin doğal gaz konusunda tek bir kaynağa (Rusya) olan yüksek bağımlılığının yüksek riskler ihtiva ettiği görülmektedir. Bu bağlamda, Türkiye'nin kaynak yedekliliğini sağlayabilmesi için farklı tedarikçilerle yeni doğal gaz alım sözleşmeleri imzalaması ve LNG terminali kapasitelerini arttırması, doğal gaz arz güvenliği açısından Türkiye'nin yararına olacağı söylenebilir. Bu anlamda, Türkiye'nin yoğun bir biçimde yürüttüğü Irak ve Mısır'dan Türkiye'ye gaz getirilmesi projeleri ve bunların yanında özellikle TANAP projesinin kaynak yedekliliğinin artırılması bağlamında kritik bir önem taşıdığı da söylenebilir. Ayrıca, enerji politikaları bağlamında kaynak çeşitliliğini arttıracak (nükleer enerjiden yararlanma gibi) seçeneklere de önem verip, bunları hayata geçirmek konusunda kararlı davranması yerinde olacaktır.

Öz olarak ifade etmek gerekirse; yapılan bu yüksek lisans tez çalışmasıyla, Türkiye'nin doğal gaz konusunda büyük ölçüde dışa bağımlılığının olması ve daha da ileri olarak tedarikçi payı olarak bir ülkeden fazlaca doğal gaz alıyor olmasının zaman içinde sorunlar yaratabileceği, yapılan risk analizi çerçevesinde görülmüştür. Doğal gazın temininde yedekliliğin öne çıkarılması ve ayrıca enerji kaynaklarının çeşitlendirilerek riskin dağıtılmasının gerekliliği kendini açık bir şekilde göstermektedir.

## KAYNAKLAR

- Akgün, Z.**, 1996: Doğal Gazın Yeraltında Depolanması, *Petgaz Dergisi*, Sayı 1, Ocak-Şubat.
- Annabritanica**, 1998: Enerji, Ana Yayınları, Ankara, s 45.
- Avrupa Parlamentosu**, 2010: Regulation No 994/2010 Of The European Parliament And Of The Council, *Official Journal of the European Union*.
- Bilim ve Teknik Dergisi.**, 2002:Yeni Ufuklara; Enerji, Ocak.
- BOTAŞ**, 2012:Faaliyet Raporu, Ankara.
- BOTAŞ**, 2014. 4982 sayılı Bilgi Edinme Kanunu kapsamında kurumdan alınan datalar.
- British Petroleum**,.2013: Statistical Review of World Energy 2013.
- Deloitte**, 2012: Türkiye Doğal Gaz Piyasası; Beklentiler, Gelişmeler 2012, Mart.
- Dikkaya, M.**, 1999: Orta Asya'da Yeni Büyük Oyun: Türkiye, Rusya ve İran, *Avrasya Dosyası İran Özel*, cilt 5, sayı 3, Sonbahar, s. 204.
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı**, 2014: Enerji Verimliliği.
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.**, 2012: *Mavi Kitap 2012*.
- Engin,B., Tuğrul A.B.**, 2013: Supply Security of Natural Gas in Turkey and SWOT Analysis, *The International Conference on Water, Energy and Environment (ICWEE'2013)*, Kuşadası, 21-24 Sept. 2013, CD Proc. 87/1-10
- EPDK.**, 2012: Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu, Ankara.
- ETKB.**, 2012: Mavi Kitap, Ankara.
- Genceli, O.F.**, 1989: Doğal Gazın Özellikleri, *İTÜ Makine Fakültesi Dergisi*, İstanbul.
- IEA.**, 2013: Key World Energy Statistics, Paris, France.
- IEA.**, 2012: Oil and Gas Security Emergency Response of IEA Countries: Turkey,Paris.France.
- ISO.**, 2014: ISO 31000 Risk Management.
- Kantörün, U.**, 2010: Bölgesel Enerji Politikaları ve Türkiye, *Bilge Strateji Dergisi*, Cilt 2, Sayı 3,s.90-91.
- Karabulut, Y.**, 1999: *Enerji Kaynakları*, Ankara Üniversitesi Basım evi, Ankara.
- Kılıç,Ü., Tuğrul, A.B.**, 2014: Assessment of Risks Associated with the Security of Gas Supply in Turkey, *International Conference on Energy & Management*, (Sunulmuştur-Basımda), 2014, İstanbul.

- Knight, K. W.**, 2012: Get ready, set, go! - Managing disruptions in emergency situations.
- Lester, A.**, 2014: *Project Management, Planning and Control (Sixth Edition)*, Londra, s71-81.
- PETGAZ**, 1995: Doğal Gaz'ın Teknik Özellikleri Doğal Gaz, *Petrol ve Teknoloji Dergisi*, Sayı 40, Eylül-Ekim.
- Satman, A.**, 2008: Türkiye'nin Enerji Vizyonu, 7. *Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi*, İzmir.
- Tamzok, N.**, 2009: "Küreselleşme, Serbestleşme ve Kömür Endüstrisi", *Temiz Kömür Teknolojileri ve Yakma Teknikleri Semineri Bildirileri*, s.20-22.
- TBMM.**, 2001: 4646 Sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu.
- TDK.**, 2014: Risk, Güncel Türkçe Sözlük.
- TMMOB Makine Mühendisleri Odası.**, 2006: *Türkiye'nin Doğal Gaz Temin ve Tüketim Politikalarının Değerlendirilmesi Raporu*, Mart, Yayın No: MMO/2006/408, Ankara s.21.
- TPAO**, 2014: TPAO (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı), 2008 Yılı Petrol ve Doğal Gaz Sektör Raporu.
- Tuğrul, A.B.**, 2011a: Nükleer Enerji Değerlendirmesi ve Türkiye, *17.Uluslararası Enerji ve Çevre Fuarı Bildiriler Kitabı*, Sektörel Fuarçılık Ltd Şti, İstanbul, s11-12.
- Tuğrul, A.B.**, 2011b: Nuclear Energy in the Energy Expansion of Turkey, *Journal of Energy and Power Engineering*, Vol. 5, No 10, pp. 905-910.
- Tuğrul, A.B., Çimen, S.**, 2013: Energy Initiatives for Turkey, *International Conference on Economics and Econometrics - ICEE 2013*, 2-3 Aralık 2013, Dubai-BAE, Proc. pp. 40-44.
- Türkiye 6. Enerji Kongresi Teknik ve Oturum Tebliğleri 3.**, 1994: Doğal Gaz Tüketiminin Modellenmesi ve Doğal Gazın Yer altı Tuz Boşluklarında Depolanması, 17-22 Ekim, İzmir
- Ünal, K.**, 1996: Dünya Enerji Pazarında Doğal Gaz ve Türkiye'nin Konumu, *Petgaz Dergisi*, Sayı 2, Mart-Nisan.
- Ünalın, S.**, 1999: Alternatif Enerji Kaynakları, Ders Notları.
- World Energy Council**, 2004: Comparison Of Energy Systems Using Life Cycle Assessment, July, London, United Kingdom.
- Yıldırım, S.**, 2003: Dünya'da ve Türkiye'de Petrol, T.C. Başbakanlık Dış Ticaret Müsteşarlığı Ekonomik Araştırmalar Ve Değerlendirme Genel Müdürlüğü, Ankara.
- Url-1** <<http://www.eur-lex.europa.eu>>, alındığı tarih 03.04.2014.
- Url-2** <<http://www.biltek.tubitak.gov.tr>>, alındığı tarih 08.04.2014.
- Url-3** <<http://www.enerji.gov.tr>>, alındığı tarih 11.04.2014.
- Url-4** <<http://www.radikal.com.tr>>, alındığı tarih 08.04.2014.

- Url-5** <[http:// www. tbmm.gov.tr](http://www.tbmm.gov.tr) >, alındığı tarih 05.04.2014.
- Url-6** <[http:// www. tdk.gov.tr](http://www.tdk.gov.tr) >, alındığı tarih 12.04.2014.
- Url-7** <[http:// www. erciyes.edu.tr](http://www.erciyes.edu.tr) >, alındığı tarih 11.04.2014.
- Url-8** <[http:// www. iso.org](http://www.iso.org) >, alındığı tarih 14.04.2014.
- Url-9** <[http:// www. milliyet.com.tr](http://www.milliyet.com.tr) >, alındığı tarih 20.04.2014.
- Url-10** <[http:// www. bugun.com.tr](http://www.bugun.com.tr) >, alındığı tarih 20.04.2014.
- Url-11** <[http:// www. epdk.gov.tr](http://www.epdk.gov.tr) >, alındığı tarih 16.04.2014.
- Url-12** <[http:// www. kibarenerji.com](http://www.kibarenerji.com) >, alındığı tarih 30.04.2014.
- Url-13** <[http:// www.alternaturk.org](http://www.alternaturk.org) >, alındığı tarih 30.04.2014.
- Url-14** <[http:// www.eia.gov](http://www.eia.gov) >, alındığı tarih 30.04.2014.



## ÖZGEÇMİŞ



- Ad Soyad** : Ümit KILIÇ
- Doğum Yeri ve Tarihi** : İstanbul, 1986
- Adres** : Eski Büyükdere Caddesi No:33-37 Kat:9 34398  
Maslak-İstanbul
- Lisans Üniversite** : Yıldız Teknik Üniversitesi, Makine Mühendisliği,  
2008
- Lise** : Eminönü Vefa Lisesi, 2004
- İş Tecrübesi** : Borusan Holding A.Ş. 2008 - 2009  
Ortadoğu Enerji A.Ş. 2009 - 2011  
RWE Turkey Holding A.Ş. 2012 - 2014  
OMV Petrol Ofisi A.Ş. 2014 -
- Yayın Listesi** :
- Kılıç Ü., Tuğrul A.B., 2014: Assessment of Risks Associated with the Security of Gas Supply in Turkey. *International Conference on Energy & Management*, (Sunulmuştur-Basımda), İstanbul.