KÜRESEL LNG PİYASALARINDA FİYAT OLUŞUMU, TİCARET MEKANİZMALARININ İNCELENMESİ VE TÜRKİYE İÇİN ÖNERİLER

(Uzmanlık Tezi)

Fikret AKGÜN

Aralık 2018

Ankara

KÜRESEL LNG PİYASALARINDA FİYAT OLUŞUMU, TİCARET MEKANİZMALARININ İNCELENMESİ VE TÜRKİYE İÇİN ÖNERİLER

(Uzmanlık Tezi)

Fikret AKGÜN

Danışman: Görkem Yusuf TOPÇU

Aralık 2018

Ankara

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ iii
İÇİNDEKİLER iv
TABLOLAR LİSTESİ viii
ŞEKİLLER LİSTESİ ix
SİMGELER VE KISALTMALAR x
ÖZET xii
GİRİŞ 1
BİRİNCİ BÖLÜM 5
1. SIVILAŞTIRILMIŞ DOĞAL GAZ (LNG) TİCARETİ 5
1.1. LNG Ticaretinin Tarihsel Gelişimi 6
1.1.1. Petrol Krizinin Etkileri 6
1.1.2. 1980-2000 Arası Dönem 7
1.1.1 2000'li Yıllar 9
1.1.3. Fukushima Kazası Sonrası Dönem (2011-2013) 11
1.1.4. Yakın Geçmişte Yaşanan Gelişmeler (2014-2015) 15
1.1.5. Güncel Gelişmeler (2016-2018) 18
1.2. LNG Tedarik Zinciri 22
1.2.1. Üst Akış 22
1.2.2. Sıvılaştırma 23
1.2.3. Nakliye 24
1.2.4. Yeniden Gazlaştırma 26
1.2.5. Nihai Tüketiciye Satış 27
1.2.5.1.Kara Tankeri Vasıtasıyla Satış 28
1.2.5.2.Demiryolu Taşımacılığı Vasıtasıyla Satış 28
1.2.5.3.Denizyolu Taşımacılığı Vasıtasıyla Satış 29
İKİNCİ BÖLÜM 30
2. LNG TESİS TÜRLERİ 30
2.1. Karasal LNG Tesis Türleri 30
2.1.1. Karasal LNG Sıvılaştırma Tesisleri 30
2.1.2. Karasal LNG Gazlaştırma Tesisleri 31
2.2. Deniz Üstü LNG Tesisi Türleri 32
2.2.1. FLNG (Floating LNG) 32
2.2.2. FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) 34
2.2.3. Gravifloat 36

2.3. Küçük Ölçekli LNG Tesisleri 37
2.3.1. Deniz taşıtlarında yakıt olarak kullanım (LNG Bunkering) 38
2.3.2. Kara Taşıtlarında Yakıt Olarak Kullanım 39
2.3.3. Şebeke Dışı Tüketim 40
ÜÇÜNCÜ BÖLÜM 41
3. SÖZLEŞME YAPILARI VE FİYAT OLUŞUMU 41
3.1. LNG Sözleşmeleri 41
3.1.1. İmtiyaz Sözleşmeleri 41
3.1.2. Üretimi Paylaşım Sözleşmeleri 41
3.1.3. LNG Alım Satım Anlaşmaları 42
3.1.3.1.Uzun Vadeli Anlaşmalar 42
3.1.3.2.Orta Vadeli Anlaşmalar 43
3.1.3.3.Kısa Vadeli ve Spot Anlaşmalar 44
3.1.4. Nakliye (Navlun) Anlaşmaları 45
3.1.5. LNG Toptan Satış Anlaşmaları 47
3.2. LNG Fiyat Oluşumu 48
3.2.1. Petrole Endeksli Fiyatlandırma 48
3.2.2. Kömüre Endeksli Fiyatlandırma 50
3.2.3. Gazın Gazla Rekabetine Dayalı Fiyatlandırma 51
3.2.4. LNG Fiyatının Oluştuğu Bazı Önemli Piyasalar 52
3.2.4.1.İngiltere (NBP)……. 52
3.2.4.2.Belçika (Zeebrugge) 53
3.2.4.3.A.B.D (Henry Hub) 53
3.2.4.4.Japonya (JCC)…… 54
3.2.5. Teslimat Şekline Göre Fiyatlandırma 55
3.2.5.1.Güvertede Teslim (Free on Board/FOB) 55
3.2.5.2.Masraflar, Sigorta ve Navlun (CIF) 56
DÖRDÜNCÜ BÖLÜM 58
4. BİR LNG TESİSİ İNŞA ETMENİN AŞAMALARI 58
4.1. Rezerv Arama ve Keşif 58
4.2. Devletin Rolü 59
4.2.1. Projeye Katılım 59
4.2.2. Ülkenin Doğal Gaz Politikalarının Oluşturulması 60
4.2.3. Ruhsat/Lisans Verilmesi ve Politikaları Yönlendirilecek Düzenlemelerin Yapılması 61
4.3. Projenin Ticari Yapısı 62
4.3.1. Tolling Yapı 63
4.3.2. Tüccar (Merchant) Yapı 65

4.3.3. Bütünleşik Yapı 66
4.3.4. Karma Yapılar 68
4.3.5. Ticari Yapının Belirlenmesinde Dikkat Edilecek Hususlar 69
4.4. Projenin Finanse Edilmesi 71
4.4.1. Proje Finansmanı 73
4.5. Başlıca Kredi Sağlayıcılar 75
4.5.1.1.Ticari Bankalar…… 75
4.5.1.2.İhracat Kredi Ajansları (ECA) 75
4.5.1.3.Uluslararası Kuruluşlar 76
4.5.1.4.Sermaye Piyasaları……76
4.5.1.5.İslami Bankalar……. 77
4.6. Ön Mühendislik ve İnşaat Aşaması 77
4.6.1. Ön Mühendislik ve Tasarım Öncesi (Pre-FEED) Süreci 77
4.6.2. Ön Mühendislik ve Tasarım (FEED) Süreci 78
4.6.3. Mühendislik, Tedarik ve İnşaat (Engineering, Procurement and Construction/EPC) Yüklenici Tekliflerinin Değerlendirilmesi 79
4.6.4. Nihai Yatırım Kararı (Final Investment Decision/FID) 80
4.6.5. EPC Aşaması 81
5. TÜRKİYE'DE BİR LNG PROJESİ OLUŞTURULMASI ÜZERİNE ÖNERMELER 82
5.1. Türkiye Doğal Gaz Piyasasına Genel Bir Bakış 82
5.2. LNG Tedarikinin Türkiye Doğal Gaz Piyasasındaki Yeri 86
5.3. Türkiye'de İlerleyen Süreçte LNG İçin Fırsatlar 88
5.3.1. Türkiye'nin Enerji Ticaret Merkezi Olma Hedefinde LNG'nin Önemi 88
5.3.2. Kara Taşıtlarında Yakıt Olarak LNG Kullanımı 90
5.3.3. LNG Bunkering 93
6. UYGULAMA: TÜRKİYE'DE LNG BUNKERING HİZMETİ SUNAN BİR PROJE OLUŞTURULMASININ EKONOMİK OLARAK İNCELENMESİ 100
6.1. Hipotezin Kurulması 100
6.2. Genel Kabuller 101
6.3. Boğazlarda İkmali Yapılacak LNG Bunkering Ürünün Miktarının Yıllara Göre Tahmininin yapılması 103
6.4. LNG Alış ve Satış Fiyatlarının Belirlenmesi 106
6.5. Tesisin Kurulmasında Gerekli Teknolojilerin Belirlenmesi 109
6.6. Tesisin Kurulum ve Operasyon Maliyetlerinin Belirlenmesi 110
6.7. NBD ve İVO Hesaplamaları 112
6.7.1. Durum 1: Düşük Senaryoda Seçenek A Projesinin Uygulanması 113

6.7.2. Durum 2: Orta Senaryoda Seçenek A Projesinin Uygulanması 113
6.7.3. Durum 3: Yüksek Senaryoda Seçenek A Projesinin Uygulanması 113
6.7.4. Durum 4: Düşük Senaryoda Seçenek B Projesinin Uygulanması 114
6.7.5. Durum 5: Orta Senaryoda Seçenek B Projesinin Uygulanması..... 114
6.7.6. Durum 6: Yüksek Senaryoda Seçenek B Projesinin Uygulanması 114
6.8. Değerlendirme 115
7. SONUÇ VE ÖNERİLER 117
KAYNAKÇA 121

TABLOLAR LİSTESİ

TABLO 1: ÜLKELERİN LNG İHRACAT VE İTHALAT MİKTARLARI, 2010 10
TABLO 2: TİCARİ YAPILARIN AVANTAJLARI VE DEZAVANTAJLARI 68
TABLO 3: *2008-2017 YILLARI DOĞAL GAZ İTHALAT MİKTARLARI (MİLYON SM³)* 85
TABLO 4: 2017 LNG İTHALAT MİKTARLARI (MİLYON SM³) 87
TABLO 5: 2017 YILINDA İTHAL EDİLEN LNG'NİN KULLANIMI (MİLYON SM³) 87
TABLO 6: *2017 LNG OLARAK TÜKETİLEN GAZIN TÜKETİLDİĞİ SEKTÖRE GÖRE DAĞILIMI (MİLYON SM³)* 88
TABLO 7: *FUEL OİL VE LNG YAKIT MALİYETİ KIYASLAMA TABLOSU* 95
TABLO 8: MOTORİN VE LNG YAKIT MALİYETİ KIYASLAMA TABLOSU 96
TABLO 9:*PROJENİN FİNANSMANINDA KULLANILAN BORÇLANMA FAİZİ* 103
TABLO 10:GENEL KABUL TABLOSU 103
TABLO 11: MOTORİN VE LNG YAKIT MALİYETİ KIYASLAMA TABLOSU 103
TABLO 12:TOPLAM BUNKER ÜRÜNÜ VE LNG BUNKER ÜRÜNÜ SATIŞ TAHMİNLERİ 105
TABLO 13: 2018 YILI İGDAŞ TARİFESİ'NİN $ KURU ÜZERİNDEN HESAPLANMASI 107
TABLO 14:HAM PETROL VE DOĞAL GAZ'IN NOMİNAL FİYAT TAHMİNLERİ 108
TABLO 15:HAM PETROL VE DOĞAL GAZ FİYAT TAHMİNLERİNE GÖRE BELİRLENEN LNG BUNKERİNG ALIŞ VE SATIŞ FİYATI TAHMİNLERİ 108
TABLO 16: TESLİMAT SEÇENEKLERİNE GÖRE GEREKLİ TEKNOLOJİLER 109
TABLO 17: 10 ADET KARA TANKERİNİN CAPEX VE OPEX MİKTARLARI 110
TABLO 18: LNG DEPOSUNUN CAPEX VE OPEX MİKTARLARI 111
TABLO 19: LNG TAŞIMA GEMİSİNİN CAPEX VE OPEX MİKTARLARI 111
TABLO 20: SIVILAŞTIRMA TESİSİNİN CAPEX VE OPEX MİKTARLARI 111
TABLO 21: TESLİMAT SEÇENEKLERİNE GÖRE TOPLAM CAPEX VE OPEX BİLGİLERİ ($) 112
TABLO 22: DURUM 1 NBD VE İVO SONUÇLARI 113
TABLO 23: DURUM 2 NBD VE İVO SONUÇLARI 113
TABLO 24: DURUM 3 NBD VE İVO SONUÇLARI 114
TABLO 25: DURUM 4 NBD VE İVO SONUÇLARI 114
TABLO 26: DURUM 4 NBD VE İVO SONUÇLARI 114
TABLO 27: DURUM 4 NBD VE İVO SONUÇLARI 115

ŞEKİLLER LİSTESİ

ŞEKİL 1: 1965-1989 YILLARI ARASINDA LNG İHRACATININ ÜLKELERE GÖRE DAĞILIMI 8
ŞEKİL 2: ÜLKELERE GÖRE YENİDEN İHRACAT MİKTARLARI 16
ŞEKİL 3: ÖNEMLİ LNG ÜRETİCİLERİNİN ORTALAMA İHRACAT MİKTARLARI, (2013-2017) 19
ŞEKİL 4: ÖNEMLİ LNG ÜRETİCİLERİNİN ORTALAMA İHRACAT MİKTARLARI, (2013-2017) 21
ŞEKİL 5: KÜÇÜK ÖLÇEKLİ LNG TİCARETİNDE BEŞ FARKLI ZİNCİR İLE KURULU LNG DEĞER AĞI 37
ŞEKİL 6: LNG GEMİLERİNİN BAĞLI OLDUKLARI ANLAŞMALARIN UZUNLUKLARINA GÖRE DAĞILIMI 46
ŞEKİL 7: TOLLİNG TİCARİ YAPISINDAKİ LNG SIVILAŞTIRMA VE ALIM TERMİNALLERİNİ İÇEREN BİR LNG TEDARİK ZİNCİRİ 64
ŞEKİL 8: TÜCCAR TİCARİ YAPISINDAKİ LNG SIVILAŞTIRMA VE ALIM TERMİNALLERİNİ İÇEREN BİR LNG TEDARİK ZİNCİRİ 65
ŞEKİL 9: BÜTÜNLEŞİK TİCARİ YAPIDAKİ LNG SIVILAŞTIRMA TERMİNALİNİ İÇEREN BİR LNG TEDARİK ZİNCİRİ 66
ŞEKİL 10: ARZ TARAFLI BÜTÜNLEŞİK TİCARİ YAPIDAKİ LNG ALIM TERMİNALİNİ İÇEREN BİR LNG TEDARİK ZİNCİRİ 67
ŞEKİL 11: TALEP TARAFLI BÜTÜNLEŞİK TİCARİ YAPIDAKİ LNG ALIM TERMİNALİNİ İÇEREN BİR LNG TEDARİK ZİNCİRİ 67
ŞEKİL 12: SEKTÖRLERE GÖRE DOĞAL GAZ TÜKETİM MİKTARLARININ DAĞILIMI 85
ŞEKİL 13: NBD VE İVO SONUÇLARINA GÖRE YATIRIM YAPILABİLİRLİK 115
ŞEKİL 14: TÜKETİM SENARYOLARINA GÖRE NBD'NİN DEĞİŞİMİ 116

SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış bazı birimler ve simgeler ile kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur:

Birimler ve Simgeler	**Açıklama**
mtpa	Milyon ton/yıl
bcm	Milyar Metreküp
MMBtu	Milyon British termal unit
m^3	Metreküp
Sm^3	Standart Metreküp
TL	Türk Lirası
$	ABD Doları
€	Avro
£	İngiliz Sterlini
CO_2	Karbondioksit
H_2S	Hidrojen Sülfür
SO_x	Sülfür Oksit
He	Helyum
Hg	Cıva
°C	Derece Santigrad
Km	Kilometre
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
ADB	Asya Kalkınma Bankası
BOTAŞ	Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
CNG	Sıkıştırılmış Doğal Gaz
EBRD	Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası
ECA	Emisyon Kontrol Bölgesi
EPC	Mühendislik, Tedarik, İnşaat
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EIA	Energy Information Administration
FLNG	Yüzer LNG Sıvılaştırma Terminali

Kısaltmalar	Açıklama
FSRU	Yüzer LNG Depolama ve Alım Terminali
HFO	Heavy Fuel Oil
IEA	International Energy Agency
IFC	Uluslararası Finans Kurumu
IGSAŞ	İstanbul Gübre Sanayi
IGU	International Gas Union
IMO	International Maritime Organization
IOC	Uluslararası Petrol/Doğal Gaz Şirketi
LNG	Sıvılaştırılmış Doğal Gaz
LPG	Sıvılaştırılmış Petrol Gazı
NOC	Ulusal Petrol/Doğal Gaz Şirketi
NYMEX	New York Ticaret Borsası
PIGM	Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
SSCB	Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği (Bugünkü Rusya Federasyonu)
TANAP	Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı Projesi
TUGSAŞ	Türkiye Gübre Sanayi
TPAO	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
Türk Akımı	TürkAkım Gaz Boru Hattı Projesi
TÜİK	Türkiye İstatistik Kurumu
t.y.	Tarih Yok
vb.	Ve Benzeri
vd.	Ve Diğerleri

ÖZET

Bu çalışmada, LNG'nin gerek ticari bir emtia gerekse ülke ihtiyaçlarını karşılayacak bir enerji ürünü olarak ele alınması ve enerji piyasasında oluşturabileceği fırsatların incelenmesi amaçlanmıştır. Bu kapsamda öncelikle LNG ticaretinin tarihsel gelişiminden ve LNG tedarik zincirinden ve bu zincir içinde kullanılan tesis teknolojilerinden bahsedilmiştir. Daha sonra LNG sözleşme türleri ve bu sözleşmelere bağlı olarak LNG fiyatlarının oluşumu incelenmiştir. LNG tesis ve teknolojilerinin inşa süreçleri mevzuatsal, ticari ve mali bakımdan irdelenmiştir. Çalışmada ayrıca ülkemizde ilerleyen süreçte LNG'nin yaratabileceği fırsatlar araştırılmıştır. Uygulama bölümünde bu fırsatlardan bir tanesi olarak değerlendirilen LNG'nin denizcilik yakıtı olarak kullanılmasına ilişkin kurulacak bir tesisin ekonomik olarak fizibil olup olmadığı incelenmiştir.

Anahtar Kelimeler: LNG, doğal gaz, doğal gaz piyasası, LNG bunkering, Net Bugünkü Değer Analizi, İç Verimlilik Oranı Analizi

GİRİŞ

Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG), 50 yıldan daha uzun zamandır uluslarası ticareti yapılan bir meta konumunda olmasına rağmen sunduğu bir takım avantajlar sebebiyle son yıllarda doğal gaz piyasalarındaki önemini daha da arttırmıştır. LNG'nin sunduğu avantajların başında doğal gazın sıvılaştırıldığında hacimsel olarak yaklaşık 600 kat küçülmesi gelmektedir. Böylece gazın hem taşınması hem de depolanması daha kolay hale gelmektedir. Taşıma ve depolama avantajı sebebiyle LNG, tıpkı petrol gibi, gemiler vasıtasıyla çok uzak mesafelere ulaştırılabilmektedir.

Doğal gaz, büyük oranda boru hatları vasıtasıyla alınıp satıldığından günümüz doğal gaz ticaretinde bölgesel/kıtasal oluşumlar haricinde küresel bir piyasadan söz etmek mümkün değildir. Boru hattı projelerinin batık maliyetli yatırımlar olmaları sebebiyle boru hattı ile gaz ticareti yapan alıcı ve satıcı ülkeler yatırımlarından geri dönüş sağlamak ve arz güvenliğinin teminini sağlamak amacıyla 20-25 yıllık uzun dönemli anlaşmalar yapmaktadır. Bu uzun dönemli sözleşmelerde gaz ticaretinde küresel çapta piyasa temelli fiyatlamanın yeni olgunlaşmaya başlamasından dolayı ikame ürün olan petrole endeksli fiyatlamaların ağırlıkta olduğu görülmektedir.

LNG'nin doğal gaz piyasalarındaki petrole bağlı uzun dönemli fiyatlama yapısının yerini gazın gazla rekabetine dayanan piyasa tabanlı fiyatlamaya bırakmasında en önemli etken olduğu/olacağı düşünülmektedir. Çünkü LNG taşımacılığı, boru hattı ile birbirine bağlanması mümkün olmayan rezerv sahibi ülkeler ile ithalatçı ülkelerin arasında doğal gaz ticareti yapılmasını mümkün kılmaktadır. Bu sayede alıcı ve satıcı taraflar, birbirine bağımlı oldukları uzun vadeli petrol fiyatlarına bağlı sözleşmeler imzalamaya mecbur kalmak yerine maliyetlere ve piyasa koşullarına bağlı daha kısa süreli sözleşmeler yapabilmektedir.

Doğal gazın sıvılaştırılarak alıcı piyasalara ulaştırılması süreci ve kullanılan teknolojiler, boru hattı taşımacılığına göre farklılık göstermektedir. Doğal gazın sıvılaştırılarak nihai tüketicilere kadar ulaştırılması farklı süreçlerin bir araya gelmesi ile mümkün olmaktadır. LNG tedarik zinciri adı verilen bu süreçler bütünü; üst akış, sıvılaştırma, nakliye, yeniden gazlaştırma ve nihai tüketiciye satış aşamalarından

oluşmaktadır. Zincirin her bir aşaması farklı tesis teknolojisi ve uzmanlık gerektirmektedir.

Bir LNG projesinin başarılı olabilmesi için, tedarik zincirinin her aşamasının birbiri ile uyumlu bir şekilde planlanması gerekmektedir. Bu planlama, bütün tedarik zincirini kapsayacak tek bir proje olarak tasarlanabileceği gibi ayrı ayrı projeler olarak da oluşturulabilmektedir. Tedarik zincirinde yer alan aşamalardaki projelerin ve bu projelerin görev yapılarının belirlenmesi, "LNG projelerinin ticari yapısı" olarak adlandırılmaktadır. Kurgulanan ticari yapıya göre projede yer alan sıvılaştırma ve LNG gazlaştırma terminallerinin tedarik zinciri içindeki konumu, ortaklarının proje içerisindeki rolleri ve yatırım maliyetleri gibi konular belirlenmektedir.

Projedeki LNG terminallerinin inşaat aşaması öncesinde ticari yapının belirlenmesinin yanısıra yasal izinlerin alınması, projenin zorluklarının ve risklerinin analiz edilmesi, projenin finansmanın sağlanması, inşaatı yüklenecek firmaların belirlenmesi gibi süreçler de yürütülmektedir. Süreçlerin başarılı bir şekilde yürütülmesi durumunda proje katılımcıları tarafından nihai yatırım kararı verilmektedir. Bu karar sonrasında LNG projesindeki yer alacak terminallerin inşasına başlanmaktadır.

LNG projelerinde terminaller, LNG'nin satıcının çıkış ve alıcının giriş noktaları olması bakımından önemlidir. Projelerde terminaller dışında ayrıca alıcılar ve satıcılar arasındaki tedarikin sağlanması açısından LNG taşıma gemileri de büyük önem taşımaktadır. LNG projelerinde alıcı, satıcı ve gemi sahiplerinin tedarik zinciri içerisinde birbirine karşı sorumlulukları bulunmaktadır. Bu sorumluluklar birbirleri ile imzaladıkları anlaşmalar ile belirlenmektedir.

Üretilmesinden son tüketiciye ulaştırılmasına kadar LNG; ihracatçıdan gemi sahibine oradan da ithalatçıdan son tüketiciye geçmektedir. Tedarik zinciri içindeki her geçişte doğal olarak tarafların maliyetleri bulunmaktadır ve maliyetlerinin üzerine kazanç elde etmeleri gerekmektedir. LNG'nin nihai fiyatı taraflar arasında imzalanan alım satım anlaşmaları, nakliye anlaşmaları, toptan satış anlaşmaları neticesinde oluşmaktadır. LNG fiyatlarının belirlenmesinde alıcı ve satıcı arasında imzalanan alım satım anlaşmasındaki fiyatlama usulü özellikle önem arz etmektedir. Bu sözleşmelerde başta petrol ürünleri olmak üzere ikame bir enerji ürününe endeksleme kullanılmasının

yanı sıra piyasa tabanlı fiyatlamalar da kullanılmaktadır. İngiltere'deki NBP (National Balancing Point), A.B.D'deki Henry Hub noktası, Belçika'daki Zeebrugge ve Hollanda'daki TTF ticaret merkezleri ve bu merkezde oluşan fiyatlar, LNG'nin fiyatlamasında kullanılan referans piyasalar olarak öne çıkmaktadır.

Türkiye açısından LNG öncelikle %99 oranında dışa bağımlı olunan doğal gaz piyasasında arz güvenliğinin sağlanması açısından önemlidir. Bunun yanı sıra Türkiye'nin enerji enerji merkezi olma hedefi doğrultusunda LNG'nin piyasaya esneklik ve piyasa fiyatı oluşmasına katkı sağlaması beklenmektedir. Bununla birlikte LNG'nin kara ve deniz taşıtlarında ilerleyen dönemde yakıt olarak kullanılması, doğal gaz arzında iletim ve dağıtım şebekesinin ulaşamadığı bölgelere LNG formunda tedarik sağlanması gibi unsurlar Türkiye doğal gaz piyasası fırsatlar olarak öne çıkmaktadır.

Bu çalışmada LNG süreçleri tarihsel, teknolojik, ekonomik ve yapısal açıdan incelenmiş olup LNG'nin Türkiye enerji piyasası için yaratabileceği fırsatların değerlendirilmesi amaçlanmıştır. Bu kapsamda ülkemizde faaliyet gösteren bir LNG projesinin irdelenmesi adına "*İstanbul Boğazı kenarına denizcilik yakıtı ikmali yapan bir LNG tesisi kurmak ekonomik olarak fizibildir.*" hipotezi üzerine çalışılmıştır.

Tezin birinci bölümünde, LNG ticaretinin tarihsel gelişimi anlatılmış ve sonrasında LNG tedarik zinciri olarak adlandırılan; doğal gazın yer altından çıkartılıp sıvılaştırlmasından son tüketiciye ulaştırılmasına kadar geçirdiği aşamalar incelenmiştir.

Tezin ikinci bölümünde, LNG tedarik zincirinde ihtiyaç duyulan LNG tesis ve teknolojilerinden bahsedilmiştir. Bu tesis teknolojileri; kullanım amaçlarına göre sıvılaştırma ve gazlaştırma tesisleri, konumlarına göre kıyı ve deniz üstü terminalleri, kapasitelerine göre ise büyük ve küçük ölçekli olarak ayrılmaktadır. Bu bölümde kıyı ve deniz üstü terminalleri başlıkları altında sıvılaştırma ve gazlaştırma tesis teknolojilerinden bahsedilmiştir. Ayrıca küçük ölçekli LNG tesis türleri kullanım amaçlarına göre anlatılmıştır.

LNG tedarik zincirinin farklı aşamalarında pek çok farklı sözleşmenin yapılması gerekmektedir. Tezin üçüncü bölümünde LNG sözleşme yapıları ve bu sözleşmelere göre oluşan LNG fiyatlarının oluşum biçimleri irdelenmektedir.

Dördüncü bölümde bir LNG tesisi inşa etme aşamalarından bahsedilmektedir. Bu aşamalar rezerv arama ve keşif, devletin proje içindeki rolü, projenin ticari yapısının belirlenmesi, projenin finanse edilmesi, ön mühendislik ve inşaat aşaması olarak sıralanmaktadır.

Beşinci bölümde Türkiye doğal gaz piyasasında LNG'nin durumu ve LNG'nin ülkemizde yaratabileceği fırsatlar incelenmiştir. Bu kapsamda fırsat olarak değerlendirilebilecek üç farklı seçenek değerlendirilmiştir. Birinci seçenek olarak, ülkemizin enerji merkezi olma hedefi doğrultusunda LNG'nin doğal gaz piyasasına sunabileceği esneklik ele alınmıştır. İkinci seçenek olarak, LNG'nin kara taşıtlarında yakıt olarak kullanılmasına değinilmiştir. Üçüncü seçenek olarak ise, LNG'nin denizcilik yakıtı olarak kullanılması incelenmiştir.

Altıncı bölümde boğazdan geçen LNG yakıtlı gemilere ikmal yapan bir LNG tesisi kurulmasının ekonomik olarak uygunluğunun ele alındığı bir proje uygulaması yapılmıştır. Uygulamada ekonomik uygunluğun ölçülmesinde Net Bugünkü Değer (NBD) ve İç Verimlilik Oranı (Internal Rate of Return/ İVO) hesaplamaları yapılmıştır.

BİRİNCİ BÖLÜM

1. SIVILAŞTIRILMIŞ DOĞAL GAZ (LNG) TİCARETİ

Tarihsel olarak incelendiğinde, ülkeler arası doğal gaz ticaretinin büyük oranda boru hatları vasıtasıyla gerçekleştirildiği görülmektedir ve bu durum günümüzde de geçerliliğini sürdürmektedir. Ancak, özellikle son 20 yılda gerçekleştirilen yeni rezerv keşiflerinin gazın tüketildiği bölgelere uzak olan Katar ve Avusturalya gibi ülkelerde gerçekleşmesi ve şeyl gazı yataklarının ticari olarak uygun hale gelmesiyle ABD'nin doğal gaz ihracatçısı bir ülke konumuna erişmesi gibi gelişmeler, ülkeler arası doğal gaz ticaretine küresel bir boyut kazandırmıştır. Bu durum doğal gazın denizaşırı taşınması gerekliliğini ortaya çıkarmıştır. Denizaşırı taşımada boru hattı kullanımının teknik ve/veya ekonomik olarak fizibil olmaması sebebiyle gazın sıvılaştırılarak taşınması tercih edilegelmiştir.

Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) ticareti, doğal gazın boru hatları ile iletiminin mümkün veya ekonomik olmadığı durumlarda sıvılaştırılarak deniz veya kara taşımacılığı vasıtasıyla alınıp satılması olarak tanımlanabilir. Küresel LNG ticaretinin hacmi her geçen yıl büyümektedir. Büyümenin başlıca sebebi Katar, Avusturalya ve ABD gibi ülkelerin LNG ihracatçısı olarak ortaya çıkması sonucunda küresel LNG arzının artmasıdır. Bunun yanı sıra LNG, günümüz doğal gaz ticaretindeki ihtiyaçlarına karşılık veriyor olması sebebiyle doğal gaz ithal etmek isteyen ülkeler tarafından rağbet görmektedir. Boru gazı ticaretinin uzun vadeli sözleşmeler üzerinden gerçekleşmesi ve bu sözleşmelerin hükümlerine uyulmadığı vakit sert yaptırımlar içermesi LNG'ye olan talebi her geçen yıl arttırmaktadır. LNG ticareti, boru hattı yatırımı yapılmasına gerek olmaması sebebiyle uzun mesafeli taşımalarda ilk yatırım maliyetleri ve süreleri bakımından da avantajlıdır. Bu durum ihracatçı ve ithalatçı arasında yapılan sözleşmelere de yansıyarak sözleşme sürelerinin kısalmasına sebep olmaktadır. Ayrıca, boru gazında birbirine bağımlı olan ihracatçı ve ithalatçı taraflar, LNG piyasalarında pek çok alıcı ve satıcı bulabilmekte ve bu sayede al ya da öde gibi sert sözleşme koşullarını esnetebilmektedir. LNG ticaretinin sağlamış olduğu tüm bu esneklikler, alıcı ve satıcılara serbestlik kazandırmasının yanında küçük ölçekli yeni piyasaların oluşmasına da katkı sağlamaktadır.

1.1. LNG Ticaretinin Tarihsel Gelişimi

LNG ticareti, her ne kadar ivme kazanarak son yıllarda hacmini önemli miktarlara taşısa da elli yıldan daha fazla bir geçmişe sahiptir. 20. yüzyılın başlarında ABD'de ilk doğal gaz sıvılaştırma terminalleri kurulmuş ve LNG'nin bilinen ilk kullanımı 1941 yılında Ohio'da gerçekleşmiştir. İlk defa denizaşırı LNG taşıması ise 1959 yılında ABD'den İngiltere'ye yapılmıştır. 5.000 m^3 hacmindeki bu taşıma, ticari amaçlardan ziyade uzun mesafeli LNG taşımacılığı ile ilgili bir fizibilite çalışması niteliğindedir (Karagöl ve Kaya, 2016). İngiltere, yürüttüğü fizibilite çalışmalarından başarılı sonuçlar alınca, Venezulla'dan LNG ithal etmek için proje hazırlıklarına başlamış ancak kendisine Venezuella'dan çok daha yakın olan Cezayir'de doğal gaz rezervleri bulununca projelerini Cezayir'e kaydırmıştır. Böylece, ilk ticari LNG kargosu 1964 yılında 27.000 m^3 kapasiteli LNG Princess gemisi ile Cezayir'den İngiltere'ye ulaştırılmıştır (CEE, 2012). Cezayir, İngiltere'ye yolladığı kargo ile dünyanın ilk LNG ihraç eden ülkesi unvanını almıştır.

Cezayir'deki keşiften kısa bir süre sonra, 1962'de Philips Petroleum tarafından Alaska'nın Kenai şehri yakınlarında, 1963'te de Shell tarafından Güney Doğu Asya'daki Brunei Sultanlığında yeni gaz rezervleri keşfedilmiştir. Bunun üzerine her iki şirket, rezervlerini LNG olarak satmak üzere Japon elektrik ve gaz dağıtım şirketleriyle sözleşme imzalamıştır. Japonya'ya ilk kargo 1969 yılında Alaska'dan ulaştırılmıştır. Bu ilk kargodan birkaç yıl sonra Japonya dünyadaki LNG ithalatının büyük bir bölümünü tek başına yapar konuma gelmiştir (BG Group, 2014).

1.1.1. Petrol Krizinin Etkileri

1970'li yıllar petrol krizinin fırsata çevrilmesi ve pek çok ihracat ve ithalat terminalinin kurulması sebebiyle küresel LNG ticaretinin ilk ivme kazandığı dönem olmuştur. 1970'de Libya'da, Fransa ve İspanya'ya ulaştırılmak üzere, ilk LNG üretimi gerçekleştirilmiştir. 1971'de ABD, Cezayir'den LNG ithal etmek için Boston yakınlarındaki Everett LNG alım terminalini kurmuştur. ABD bu ilk santralin ardından yine LNG ithalatı için Atlantik kıyısındaki Charles Lake, Elba Island ve Cove Point alım terminallerini 1977 yılında hizmete açmıştır. Yine 1977'de, Endonezya ilk LNG

ihracatını Japonya'ya yapmıştır ve kurduğu büyük çaplı tesislerle yirmi yıl boyunca LNG ihracatında zirvede yer almıştır (ibid).

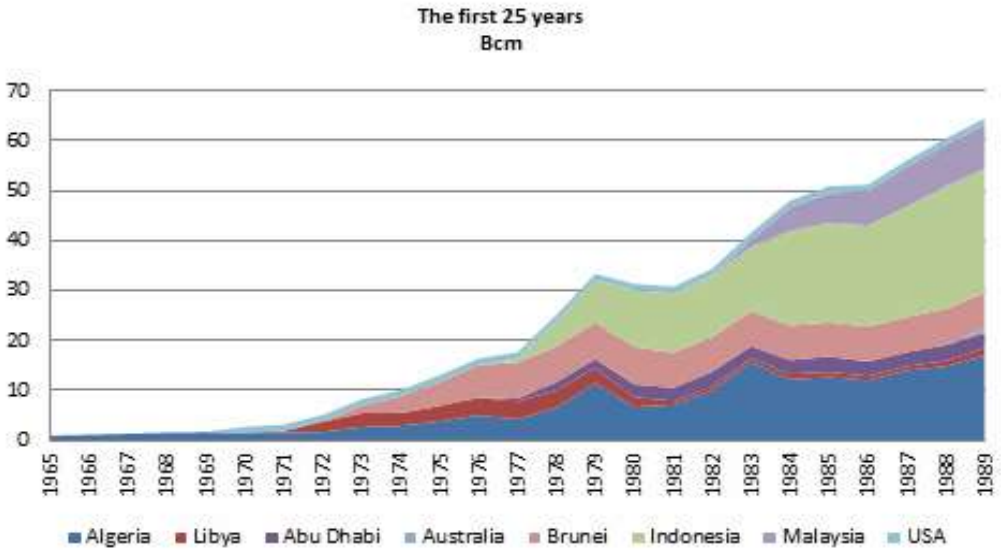
1973 yılında petrol krizinin patlak vermesi doğal gazı ve dolayısıyla LNG'yi petrol ürünlerinin ikamesi olarak öne çıkarmıştır. Japon enerji şirketleri petrol krizi sebebiyle oluşan baskıyı hafifletmek ayrıca ülkede oluşan hava kirliliğini azaltmak amacıyla enerji üretiminde LNG'ye yönelmiştir (U.S. Department of Energy, 2005). Bu sebeple yıllık 8,18 milyon tonluk LNG ithali için Endonezya'nın devlet şirketi Pertamina ile uzun dönemli anlaşmalar imzalanmış ve Endonezya'dan ilk LNG ihracatı 1977'de gerçekleştirilmiştir. Orta Doğu'dan ilk LNG ihracatı ise yine bu dönemde Birleşik Arap Emirliklerinden Japonya'ya yapılmıştır. Bu gelişmeler sonrasında 1979'a gelindiğinde küresel LNG ticareti 24,7 milyon tona ulaşmıştır. Bu miktarın büyük kısmı ise Cezayir, Endonezya ve Brunei Sultanlığı'ndan piyasalara arz edilmiş olup Japonya 14 milyon ton ile en büyük LNG ithalatçısı konumunda olmuştur ve ardından 5,3 milyon ton ile ABD gelmiştir (BG Group, 2014).

1.1.2. 1980-2000 Arası Dönem

ABD'de 1979'lerde açılan dört adet terminal vasıtasıyla Cezayir'den yapılan LNG ithalatı, 1980'lerde azalma göstermiştir. Bunun nedeni, ABD'de yaşanan deregülasyon sonrasında yerli doğal gaz üretimindeki artıştır. Ayrıca, yerli üretimin artması ile piyasada arz fazlası yaşanmış ve bunun sonucunda gaz fiyatları düşmüştür. Bu gelişme ABD ile Cezayir arasında fiyat anlaşmazlıklarına yol açmıştır (Sakmar, 2013). 1980'lerde ABD'de LNG yerine iç üretim kaynaklı boru gazı tercih edilmiştir ve bu sebeple 1970'lerde kurulan dört LNG terminali bu dönemde atıl kalmıştır (U.S. Department of Energy, 2018).

1980'li yıllarda LNG ihraç eden ülkelerin arasına Malezya ve Avusturalya'da dâhil olmuştur. Malezya, Tokyo Elektrik ve Tokyo Gaz ile imzaladığı uzun dönemli sözleşmeler neticesinde ilk kargosunu Japonya'ya 1983 yılında göndermiştir. Avustralya ise ilk gaz rezervini 1971'de keşfetmesine rağmen diğer ülkelerdeki keşiflerle rekabet edilemeyeceği düşüncesiyle projelerini ertelemiştir (BG Group, 2014). Japon enerji şirketleriyle 1980'li yılların başında uzun dönemli sözleşmelerin imzalanması ile birlikte Avustralya, ilk LNG sevkiyatını 1985'te Japonya'ya yapmıştır.

1990 yılına kadar gerçekleşen LNG ihracatının ülkelere göre dağılımı Şekil 1'de gösterilmektedir (BG Group, 2014).



Şekil 1: *1965-1989 Yılları Arasında LNG İhracatının Ülkelere Göre Dağılımı*

1990'lı yıllarda LNG ihracatçıları arasına Katar, Umman, Nijerya ve Trinidad Tobago'da katılmıştır. Nijerya'da Nijerya Ulusal Petrol Şirketi (NNPC), Shell, Total ve Eni'nin ortaklığında kurulan Nigeria LNG (NLNG) vasıtasıyla yıllık 6,6 mtpa kapasite, ilk defa 1999'da piyasalara açılmıştır. Aynı yıl Trinidad Tobago'daki Atlantik LNG şirketi de LNG ihracatına başlamıştır.

1970'li yıllarda dünyanın en büyük gaz rezerv sahası Katar'da bulunmasına rağmen Katar, Uzak Doğu ve Avrupa gibi ana tüketim merkezlerine uzak olması sebebiyle uzun süre LNG piyasasına katılamamıştır (Persian Gulf, ty). Bunun üzerine uluslararası petrol şirketlerini ve Japonya'daki büyük LNG alıcılarını projelere dâhil ederek Qatargas bünyesinde üç etaptan (train[1]) oluşan ve toplamda 10 mtpa'lık tesisini devreye almayı başarmıştır. Bu tesisten ilk kargo, 1997'de Japonya'ya gönderilmiştir. 1999'da ise RasGas bünyesindeki 6,7 mtpa kapasiteli tesis faaliyete başlamıştır ve ilk teslimatını Güney Kore'ye gerçekleştirmiştir. Katar, 1990'lı yıllarda yaptığı sözleşmeler ile 2000'li yıllarda 9 yeni terminal daha açma imkânı bulmuştur (ibid). Yeni terminalleri ile birlikte LNG ihracat kapasitesini 77,6 mtpa'ya ulaştıran Katar, 2006 yılında

[1] Train: LNG sıvılaştırma terminallerindeki her bir sıvılaştırma ünitesine verilen isim.

dünyanın en büyük LNG ihracatçısı unvanını Endonezya'dan devralmıştır ve günümüzde halen bu unvanın sahibidir (IGU, 2018).

Diğer taraftan ABD'de doğal gaz tedarikinde ülke içi üretimin yetersiz kalacağı düşüncesiyle kullanılmayan LNG ithalat terminallerinin 1990'lı yılların sonunda yeniden devreye alınması kararlaştırılmıştır. Bu doğrultuda, 1999'da Everett Terminali, Trinidad Tobago'dan ithal edilen LNG kargosu ile yeniden faaliyete geçmiştir. Benzer şekilde 2001'de Elba Island ve Cove Point terminalleri de yeniden açılmış ve ithalat faaliyetine başlamıştır.

1.1.1 2000'li Yıllar

Doğal gaz piyasalarındaki ABD'nin büyük miktarda LNG ithal edeceğine yönelik beklentiler, 2000'li yıllarda pek çok farklı ülkede yeni LNG ihracat terminallerinin açılmasına neden olmuştur (BG Group, 2014). ABD'nin yeniden faaliyete başlayan terminallerine ek olarak 11 yeni ithalat terminali inşa edeceğini açıklamasının ardından Katar, Trinidad Tobago, Mısır, Endonezya, Peru, Yemen, Ekvator Ginesi ve Norveç'te toplamda 11 yeni LNG ihracat terminali açılmıştır. Bu durum, dünyanın farklı bölgelerinde yeni terminallerin açılması ile LNG ticaretinde kısmen küreselleşmenin önünü açtıysa da ABD'ye ihraç edilmesi planlanan miktarlar ABD'deki şeyl gazı keşifleri sebebiyle beklentilerin altında kalmıştır. Japonya ve Güney Kore'nin büyük LNG alıcıları olarak varlıklarını sürdürmesi ve 2003'te Hindistan'ın, 2006'da da Çin'in LNG ithal etmeye başlaması ve Avrupa ülkelerinin LNG talebinin artması gibi sebeplerden dolayı ABD'ye ulaşması beklenen LNG kargoları, Asya ve Avrupa pazarlarına yönelmiştir.

2000 yılında Japonya, Güney Kore ve Tayvan'dan oluşan Asya piyasası, küresel LNG ithalatının %75'ini gerçekleştirmiştir. Sonrasında bu üç ülkenin küresel ticaretteki payları 2010'da %50 seviyelerine düşmüştür. Bunun yanında 2000'li yıllarda Çin ve Hindistan'ın ithalatçı olarak piyasaya girdiği düşünüldüğünde Asya piyasasının küresel ticaretteki payı %60'lar mertebesinde konumlanmıştır. 2010'da LNG ithalatında Avrupa'nın payı ise yaklaşık %30 civarında olmuştur (IGU, 2010).

2000 yılının başında yaklaşık 100 milyon ton civarında olan küresel LNG ticareti, 2010'da 223,8 milyon tona ulaşmıştır[2]. LNG ticaretindeki büyüme, sadece miktarlarla sınırlı kalmamış piyasaya yeni satıcı ve alıcıların da katılmasıyla coğrafi olarak da bir büyüme gerçekleşmiştir. 2000 yılına kadar 12 olan LNG ihracatçısı ülkelerin sayısı 2010'da 18'e yükselmiştir[3]. Buna karşılık ithalatçı sayısı 2000'den 2010'a kadar 10'dan 23'e yükselmiştir[4]. Bu ülkelerin bir bölümü ithalat için kara tesisleri yerine FSRU tesislerini de tercih etmeye başlamıştır[5]. 2010 yılında ülkelerin LNG ihracat ve ithalat miktarları Tablo 1'de gösterilmektedir (IGU, 2010).

***Tablo 1**: Ülkelerin LNG ihracat ve İthalat Miktarları, 2010*

İhracatçı Ülkeler	MMtpa
Katar	57.50
Endonezya	23,60
Malezya	23,10
Avusturalya	19,10
Nijerya	18,10
Trinidad Tobago	15,20
Cezayir	14,30
Rusya	10,60
Umman	8,70
Mısır	7,10
Brunei	6,70
BAE	5,80
Yemen	4,30
Ekvator Ginesi	4,10
Norveç	3,50
Peru	1,30
ABD	0,60
Libya	0,20
Toplam İhracat	**223,80**

İthalatçı Ülkeler	MMtpa
Japonya	70.60
Güney Kore	34,10
İspanya	20,50
İngiltere	14,20
Tayvan	11,60
Fransa	10,50
Çin	9,50
Hindistan	9,30
ABD	8,50
İtalya	6,70
Türkiye	5,90
Belçika	4,50
Meksika	4,40
Şili	2,30
Portekiz	2,20
Kuveyt	2,10
Brezilya	2,00
Kanada	1,50
Arjantin	1,30
Yunanistan	0,90
Dominik Cum.	0,60
Porto Riko	0,60
BAE	0,10
Total Imports	**223,80**

[2] Re-export (yeniden ihracat) miktarları da dahildir. Küresel ticaret, re-export miktarları dahil edilmeden 200 milyon ton civarındadır. Re-export: LNG ithalatçısının iç piyasasında gaz bolluğu yaşaması, arbitraj imkânından faydalanmak istemesi vb. sebeplerle ithal ettiği LNG'yi ihraç etmesidir.
[3] 2000 yılına kadar ihracatçı ülkeler; Cezayir, ABD, Brunei, Endonezya, BAE, Libya, Malezya, Nijerya, Katar, Umman, Trinidad Tobago ve Avusturalya'dır. 2000-2010 arasında ihracatçı ülkelere Mısır, Ekvator Ginesi, Norveç. Peru, Rusya ve Yemen dâhil olmuştur. (Re-export yapan ülkeler hariç)
[4] 2000 yılına kadar ithalatçı ülkeler; İngiltere, ABD, Japonya, Fransa, İspanya, İtalya, Tayvan, Güney Kore, Belçika ve Türkiye'dir. 2000-2010 arasında ihracatçı ülkelere Yunanistan, Porto Riko, Portekiz, Hindistan, Dominik Cumhuriyeti, Çin, Brezilya, Arjantin, Şili, Kuveyt, Meksika, BAE ve Kanada dâhil olmuştur.
[5] ABD, Arjantin, Brezilya, BAE, Kuveyt, Şili.

Bu on yıllık zaman aralığında hacim ve sayı bakımından LNG ticaretinin gelişmesinin önemli nedenleri;

- Katar'ın büyük hacimlerde LNG arzı sağlayan bir tedarikçi olarak ortaya çıkması
- Atlas Okyanusunun iki yakası ve Orta Doğu başta olmak üzere dünyanın pek çok farklı bölgesinde yeni ihracat terminallerinin kurulması
- Güney Amerika'daki ve Avrupa'daki pek çok ülkenin coğrafi olarak kendilerine yakın bölgelerde yeni ihracat terminalleri açılması sebebiyle LNG ithal etmeye başlaması
- Çin ve Hindistan'ın ithalatçı olarak piyasaya girmesi
- LNG nakliye gemi sayısındaki artış ve yeni gemilerin taşıma kapasitelerinin artması

olarak verilebilir.

1.1.3. Fukushima Kazası Sonrası Dönem (2011-2013)

2000-2010 döneminde yıllık ortalama %7 büyüyen küresel LNG ticaretinin;

- büyük projelerin tamamlanmış olması ve kısa vadede hayata geçecek yeni ihracat projelerinin azlığı
- Kuzey Amerika ülkelerinin LNG yerine boru hattı vasıtasıyla şeyl gazını tercih etmeleri
- 2008'de yaşanan küresel ekonomik kriz

gibi sebeplerden ötürü 2010-2015 döneminde duraklama dönemine girmesi beklenmiştir. Ancak 2011'de Fukushima'da yaşanan nükleer santral kazası sonrasında enerji piyasalarında yaşanan yapısal değişiklikler, küresel LNG ticaretindeki büyümenin devam etmesine imkan tanımıştır. LNG ticareti, 2011 yılında bir önceki yıla göre %8 büyüyerek 248,5 milyon tona ulaşmıştır (IGU, 2011).

Japonya'nın 54 nükleer santralinin tamamını kapatmasının ve elektrik üretiminde LNG'ye öncelik vermesinin, LNG ticareti üzerinde beklenmeyen etkileri olmuştur. Öncelikle 2010 yılında 69 milyon ton LNG ithal eden Japonya, kazanın gerçekleştiği Mart 2011'den Mart 2012'ye kadar geçen bir yıllık süre zarfında 81 milyon ton LNG ithal etmiştir (Hayashi ve Hughes, 2013). Fazladan ithal edilen LNG'nin büyük bir kısmı, uzun vadeli alımları yetersiz kaldığı için spot ve kısa vadeli LNG sözleşmelerden

karşılanmıştır. Kazanın hemen ardından Japon enerji şirketleri, başta Katar olmak üzere, Avusturalya, Endonezya, Rusya gibi ihracatçı ülkeler ile toplamda 12 milyon tondan daha fazla spot ve kısa vadeli alım anlaşması imzalamışlardır (Miyamoto vd., 2012).

Fukushima kazasının Japonya'daki spot LNG ithalatını tetiklemesi, sadece Japonya'yı değil diğer Uzak Doğu ülkelerini de etkilemiştir. Orta Doğu ve Pasifik havzalarından Uzak Doğuya büyük hacimlerde spot LNG akışının olması; Çin ve Hindistan'da yaşanan ekonomik büyüme ile birleşince bu iki ülkede spot LNG ticareti, bir önceki yıla göre sırasıyla %27 ve %26 artmıştır. Güney Kore ve Tayvan'da da spot LNG ithalatında sırasıyla %16 ve %10'luk artışlar yaşanmıştır (Hayashi and Hughes, 2013). 2011'de bir önceki yıla göre %32 büyüyen küresel spot LNG ticareti 62 milyon tona ulaşmıştır ve bu ticaretin %70'ini Uzak Asya ülkeleri gerçekleştirmiştir (U.S. Department of Energy, 2018).

Uzak Doğu'da Fukushima kazasından sonra spot LNG'ye olan aşırı talep, spot LNG fiyatlarının artmasına sebep olmuştur. Japonya ve Güney Kore için LNG spot fiyatları, Şubat 2011'de 9,7 $ / MMBtu iken kazadan hemen sonraki üç hafta içinde 11,5 $ / MMBtu'ya ve Mayıs 2012'de 18,34 $ / MMBtu'ya yükselmiştir. Diğer taraftan Asya piyasasında fiyatların artması Avrupa spot LNG piyasasını da etkilemiştir. Pek çok spot kargonun Uzak Doğu'ya yönelmesi sebebiyle İngiltere'deki LNG ithalatı Ağustos 2011 ile Nisan 2012 arasında bir önceki yıla kıyasla %30 azalmıştır. ABD'de ise Asya ve Avrupa pazarlarının aksine iç üretim sebebiyle fiyatlarda artış gözlenmemiştir. Kazanın ABD'ye etkisi daha çok, gaz fiyatlarının Avrupa ve Asya'ya göre düşük seyir izlemesi sebebiyle ülkedeki şeyl gazı rezervlerinin ihraç edilerek arbitraj sağlanmasına yönelik beklentilerin artması şeklinde olmuştur (Hayashi ve Hughes, 2013).

Avustralya ve ABD'deki yeni ve büyük ihracat projelerinin 2015'ten önce faaliyete başlayamayacağı düşünülerek 2010-2015 döneminde LNG ticaretinde bir duraklama beklenmiştir. Ancak, hesapta olmayan Fukushima kazası sebebiyle 2011 yılında LNG ticareti büyümeye devam etmiş ve 248,5 milyon tona ulaşmıştır. 2012 ve 2013'te ise beklenildiği üzere LNG ticareti durgunluk dönemine girmiş ve küresel ticaret, 2012'de 237,7 milyon tona 2013'te ise 236,8 milyon tona düşmüştür (IGU, 2013). Bu düşüşün kaynağı ağırlıklı olarak arz tarafı olmuştur. Yeni projelerin devreye alınmamasına ek olarak Kuzey Afrika'da yaşanan siyasi istikrarsızlıklar Libya, Cezayir,

Mısır gibi ülkelerden gelen LNG arzının büyük oranda düşmesine sebep olmuştur (Dabrouche, 2011). Ayrıca bu dönemde Pasifik bölgesinin önemli LNG ihracatçıları olan Endonezya, Brunei ve Malezya'daki iç talebin artması sebebiyle bu ülkelerden gelen ihracat hacimleri azalmıştır. Kuzey Afrika ve Pasifik bölgesindeki arz kapasitesi düşüşleri Katar ve Nijerya'dan gelen ek kapasiteler ile dengelenmeye çalışılmıştır (IGU, 2013).

2012-2013 döneminde küresel LNG ticareti hacminde düşüş gözlense de ithalat kapasitesi artmıştır ve 2013 yılı sonunda alım kapasitesi yıllık 688 milyon tona ulaşmıştır. 2013'te en büyük kapasite artışını Çin gerçekleştirmiştir ve 4 yeni terminal ile ithalat kapasitesini 12,2 milyon ton/yıl arttırmıştır. Bu dönemde ayrıca Endonezya, Malezya, İsrail ve Singapur'da alım terminalleri açılmıştır[6]. Ayrıca Güney Amerika ve Orta Doğu ülkelerinde de ithalat kapasitesi artışları yaşanmıştır ve bu artışın önemli bir kısmı kurulan yeni FSRU tesislerinden gelmiştir[7].

Bu dönemde Uzak Doğu ülkelerinin ve Brezilya, Hindistan, Türkiye gibi gelişmekte olan ülkelerin LNG ithalatı artarken Avrupa ülkelerinin ithalatında azalma yaşanmıştır ve Avrupa'nın LNG ithalatı 2011'e göre %20 azalmıştır. Bu durumun nedenleri; ekonomik durgunluk, yenilenebilir enerjinin yaygınlaştırılmasına yönelik izlenen politikalar, Avrupa pazarlarında LNG fiyatının yükselmesi sonucunda daha az maliyetli olan boru gazının tercih edilmesi olarak gösterilebilir (IGU, 2013). Ayrıca, şeyl gazı gelişmeleri sonucunda ABD'deki doğal gaz fiyatlarının düşmesi elektrik üretiminde doğal gazın ikame malı konumundaki kömür fiyatlarının da düşmesine sebep olmuş bunun sonucunda Avrupa piyasalarında doğal gazın kömür karşısında rekabeti gücü azalmıştır. Bu durum, Avrupa ülkelerinin elektrik üretimi için doğal gaz yerine kömüre yönelmelerine neden olmuştur.

2012 ve 2013 yıllarında küresel ticaret durağan seyretmesine rağmen uzun vadeli olmayan LNG ticaretinde artış yaşanmıştır. 2013'te uzun vadeli olmayan LNG ticareti

[6] 2010'da Hollanda ve Tayvan LNG ithalatçısı olmuştur. Malezya, Singapur ve İsrail ile birlikte LNG ithal eden ülke sayısı 2013'te 28'e yükselmiştir. Asya Pasifik bölgesinin geleneksel LNG ihracatçılarından olan Endonezya ve Malezya'da ülke içi taleplerin artması sebebiyle LNG yeniden gazlaştırma tesisleri açılmıştır. Endonezya, alım tesisini ithalat yerine kendi sıvılaştırdığı miktarları iç tüketimine kazandırmak için kullanmıştır. Malezya ise açtığı tesis ile ilk defa LNG ithalatı yapmıştır.

[7] 2012 ve 2013'te Brezilya, Endonezya, İsrail, İtalya, Çin'de toplamda 18,1 milyon ton/yıl kapasiteli FSRU projeleri faaliyete geçmiştir.

yaklaşık 77 milyon tona ulaşmıştır. Bu rakamın 10 milyon tonunu orta vadeli ticaret,[8] 67 milyon tonluk bölümünü ise spot ve kısa vadeli ticaret[9] oluşturmuştur. Katar ve Nijerya uzun vadeli sözleşmelere dayanmayan LNG satışlarının %44'ünü gerçekleştirmiştir. Buna karşılık alımların %70'i Uzak Doğu ülkeleri tarafından yapılmıştır (IGU, 2014).

Uzun vadeli olmayan LNG ticareti, 2000'lerden önce toplam ticarette %5'ten daha az paya sahipken bu oran 2005'te %8'e, 2010'da %17'ye, 2013'te ise %33'e çıkmıştır. Spot ve kısa vadeli ticaretin 2010'dan sonra ivme kazanmasının başlıca sebepleri;

- 2000'lerde Katar, Nijerya ve Trinidad Tobago gibi Asya ve Avrupa pazarlarına uzak ülkelerin LNG ihracatçısı olmasıyla kargoların rota mesafelerinin uzaması ve bunun sonucunda kargolara gedecekleri yer hakkında bazı esneklikler sunan sözleşmelerin yaygınlaşması
- İhracatçı ve ithalatçı ülke sayılarının artması sonucunda bu ülkeler arasındaki sözleşme çeşitliliğinin artması ile sözleşme hükümlerinin daha detaylı ve karışık hale gelmesi
- Japonya, Güney Kore, Tayvan gibi büyük LNG ithalatçılarının iç üretimlerinin ve boru hattı ithalat imkanlarının bulunmaması sebebiyle talep dalgalanmaları yaşadıkları dönemde spot piyasalara başvurma yoluna gitmeleri
- İhracatçı ülkelerin LNG yatırım, üretim ve taşıma maliyetlerinin aynı olmaması ayrıca fiyatların belirlendiği ABD, Avrupa ve Asya piyasaları arasında büyük fiyat farklılıklarının bulunması gibi durumların LNG ticaretinde arbitraj yapabilme imkanı sağlaması
- LNG gemisi sayılarının artması ve yeni nesil gemilerin okyanus ötesi taşıma kapasitelerin artması
- ABD'deki şeyl gazı keşfinden sonra Avrupa piyasalarında ucuzlayan ABD kömürünün karşısında LNG'nin rekabet gücünün azalması sebebiyle bazı uzun dönemli LNG hacimlerinin serbest kalması ve bu hacimlerin spot piyasalara yönelmesi
- FSRU teknolojisinin maliyet ve inşa süresi bakımından sunduğu avantajlar neticesinde gelişmekte olan ülkelerde pek çok FSRU tesislerinin kurulması

[8] 2-5 yıl arası bir dönemi kapsayan anlaşmalar çerçevesinde yapılan LNG ticareti.
[9] 2 yıldan daha az bir dönemi kapsayan anlaşmalar çerçevesinde yapılan LNG ticareti.

şeklinde sıralanabilir (IGU, 2013).

Spot ve kısa vadeli sözleşmelere bağlı ticaretin artmasının bir sonucu olarak 2010 yılından itibaren yeniden ihracat (re-export) yapılan LNG miktarlarında önemli artışlar gözlenmiştir. Bu dönemde yeniden ihracattaki büyüme, büyük oranda Güney Amerika'daki artan LNG talebine karşılık Avrupa'daki talebinin azalması ile ilgilidir. Dünya genelinde LNG arzında durgunluk yaşanıyorken Güney Amerika ülkeleri, hidroelektrik yatırımları devreye alınıncaya kadar fazladan LNG'ye ihtiyaç duymuştur. Buna karşılık kömüre ve yenilenebilir enerjiye yönelme sebebiyle Avrupa'daki LNG talebi düşmüştür. Piyasalar arasında büyük fiyat farklılıklarının olması, ellerinde fazladan LNG bulunan Avrupa ülkelerine arbitrajdan yararlanabilme fırsatı sunmuştur. 2010'da dünya genelinde sadece 1 milyon ton olan yeniden ihracat miktarı 2013'te 4,6 milyon tona yükselmiştir. Yeniden ihracat yapan ülke sayısı da bu süre zarfında 2'den 9'a yükselmiştir[10]. Toplam yeniden ihracat miktarının yaklaşık olarak yarısını İspanya gerçekleştirirken benzer şekilde yeniden ihracat kargolarının yaklaşık yarısı Arjantin ve Brezilya'ya gitmiştir (IGU, 2014).

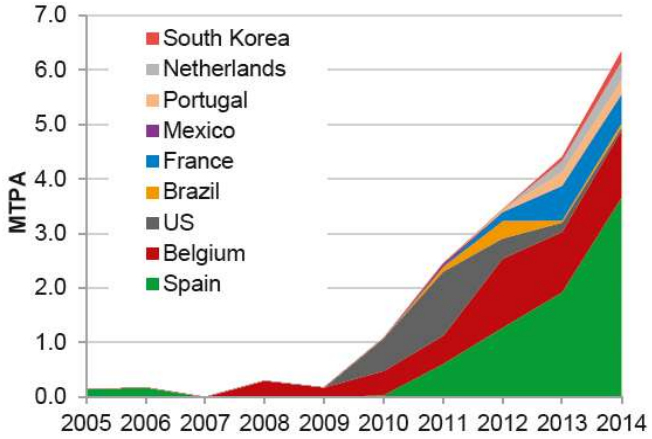
1.1.4. Yakın Geçmişte Yaşanan Gelişmeler (2014-2015)

2014'te LNG ticaret hacmi 2013'e göre hafif artış göstermiş ve 240,1 milyon tona ulaşmıştır. Artışın temel kaynağı Çin, Hindistan, Brezilya, Türkiye gibi gelişen ülkelerin ithalat miktarlarını arttırması olmuştur. Bu ülkeler dışında doğal gaz üreticisi olmasına rağmen tüketimleri arttığı için LNG ithal eden Kuveyt ve BAE'nin de ithalat miktarları artmıştır. Buna karşılık İngiltere ve Hollanda dışındaki bütün geleneksel Avrupa ithalatçılarının LNG ithalat miktarları kömür rekabeti ve boru gazı fiyatlarının daha avantajlı olması sebebiyle azalmaya devam etmiştir. 2014'te Litvanya, ilk FSRU tesisini açmış ve Avrupa'daki LNG ithalatçıları arasına katılmıştır. Litvanya'daki tesis dışında Brezilya ve Endonezya'da FSRU tesisleri açılmıştır ve dünyadaki toplam FSRU alım kapasitesi 54 milyon ton/yıl olmuştur (IGU, 2015).

2014, yeniden ihracatın zirveye çıktığı yıl olmuştur. Avrupa'da LNG'ye olan talebin düşüşü ve buna karşılık Brezilya ve Arjantin'deki yüksek talebin devam etmesi sebebiyle yeniden ihracat miktarı 6,4 milyon tona yükselmiştir. Bu miktarın yaklaşık

[10] 2010'da yeniden ihracat yapan ülkeler ABD ve Belçika'dır. 2013 yılı sonuna kadar bu ülkelere İspanya, Portekiz, Fransa, Brezilya, Güney Kore, Meksika ve Hollanda da dahil olmuştur.

%60'ını İspanya gerçekleştirmiştir. İspanya, kömür ve yenilenebilir enerji kullanımının artması sebebiyle 2014'te kullanmadığı fazladan 3,7 milyon ton LNG'yi yeniden yükleme yapabilme yeteneğine sahip 6 LNG alım tesisi vasıtasıyla ihraç etmiştir. Ülkelerin 2014 yılına kadar gerçekleştirdikleri yeniden ihracat miktarı dağılımları Şekil 2'de gösterilmiştir (IGU, 2015).



Şekil 2: *Ülkelere Göre Yeniden İhracat Miktarları*

Yeniden ihracatın yükselişi, 2014'te spot ticarete yansımamıştır ve spot ticaret bir önceki yıla göre 3 milyon ton azalarak 64,7 milyon tona gerilemiştir. Bu durumun başlıca sebebi spot alımların büyük bir bölümünü gerçekleştiren Uzak Doğu ülkelerinin Papua Yeni Gine'de yeni sıvılaştırma tesisi açılması ile birlikte bu tesislerden uzun vadeli sözleşmeler ile LNG alımına başlamasıdır.

Papua Yeni Gine ilk sıvılaştırma terminalini açarak ihracatçı ülkeler arasına katılmıştır. Katar yıllık 76,8 milyon ton ihracat ile liderliğini 2014'te sürdürmüştür. Onu 25,1 milyon ton ile Malezya izlemiştir. İnşası süren sıvılaştırma terminalleri ile 2020'li yıllara kadar dünya dünyanın en büyük LNG ihracatçısı olması beklenen Avustralya ise yeni yatırımlarından ilki olan Queensland Curtis LNG (QCLNG) projesinin 4,3 milyon ton/yıl kapasiteli ilk etabını faaliyete geçirmiş ve 2014'te 23,3 milyon ton ihracat gerçekleştirmiştir (IGU, 2015).

Avusturalya'nın QCLNG projesinin ikinci etabı 2015'te faaliyete başlamıştır. Avustralya 2015'te yeni tesisinden gelen ek kapasiteler sayesinde 29,4 milyon ton ihracat yaparak Malezya'yı geçmiş ve dünyanın ikinci büyük LNG ihracatçısı olmuştur. Avustralya'nın yanı sıra Endonezya'da da yeni bir sıvılaştırma tesisi açılmıştır. Bu iki

tesisin devreye alınmasının da katkısıyla küresel LNG ticareti 2015'te 244,8 milyon tona ulaşmıştır. Japonya, bu miktarın yaklaşık %35'ini tek başına ithal ediyor olsa da Fukushima kazası sonrası kapanan nükleer santrallerin tekrar faaliyete başlaması ile ithalat miktarı 2015'te bir önceki yıla göre 3 milyon ton azalmıştır. Güney Kore'de ise, tıpkı Avrupa'da yaşandığı gibi, elektrik üretiminde kömürün payının artması nedeniyle LNG talebi düşmüştür.

Asya'da yaşanan talep düşüşüne karşılık 2015'te Mısır, Ürdün, Pakistan ve Polonya LNG ithal eden ülkeler arasına katılmıştır. Bir LNG ihracatçısı olan Mısır, 2015'te doğal gaz tüketiminin artması ve mevcut rezervlerinin azalması sebebiyle LNG ithal etmeye başlamıştır (IGU, 2016). En büyük talep artışı ise üç yıldır talebi azalan Avrupa'da yaşanmıştır. Durgun Asya piyasalarına Avustralya ve Endonezya'daki yeni tesislerden ek hacimlerin gitmesi Katar kargolarının bir kısmının Avrupa'ya yönelmesine sebep olmuştur. Ayrıca 2015'te petrol fiyatlarında gözlenen düşüş, petrole bağlı doğal gaz fiyatlarının da düşmesine sebep olmuş ve bu durum Avrupa'daki LNG talebini arttırmıştır (ibid).

2015'te LNG fiyatları önemli ölçüde düşmüş bunun yanında bölgeler arası fiyat farklıkları kısmen kapanmıştır. Japonya'da 2014 sonunda 15 $/MMbtu olan LNG fiyatları, 2015 sonunda 8,13 $/MMbtu seviyesine düşmüştür ve 7 $/MMbtu civarında olan İngiltere fiyatlarına yaklaşmıştır. Bu durum, arbitraj sağlama imkânını azaltsa da

- Avustralya'da ve Endonezya'da faaliyete geçen yeni sıvılaştırma tesislerinin LNG satış sözleşmelerinin kısa vadeli ve esnek yapıya izin veriyor olması
- Asya Pasifik bölgesindeki bazı uzun vadeli sözleşmelerin sona ermesi üzerine boşta kalan hacimlerin spot ticarete kayması

gibi sebeplerden dolayı spot ve kısa vadeli ticarette artış yaşanmıştır (ibid). Spot ve kısa vadeli ticaret 2015'te bir önceki yıla göre 4,1 milyon ton artarak 65,9 milyon tona ulaşmıştır (ibid).

2010'dan itibaren Avrupa'dan Güney Amerika'ya giden hacimler sebebiyle büyüme kaydeden yeniden ihracat, 2014'te zirveye ulaştıktan sonra 2015'te düşüşe geçerek 4,6 milyon tona gerilemiştir. Brezilya ve Arjantin'deki hidroelektrik santrallerinin inşasının tamamlanması sonucunda bu ülkelerin elektrik üretiminde

LNG'ye olan bağımlılığı azalmış ve bu durum Avrupa'dan Güney Amerika'ya gerçekleşen yeniden ihracat miktarını büyük oranda azaltmıştır.

1.1.5. Güncel Gelişmeler (2016-2018)

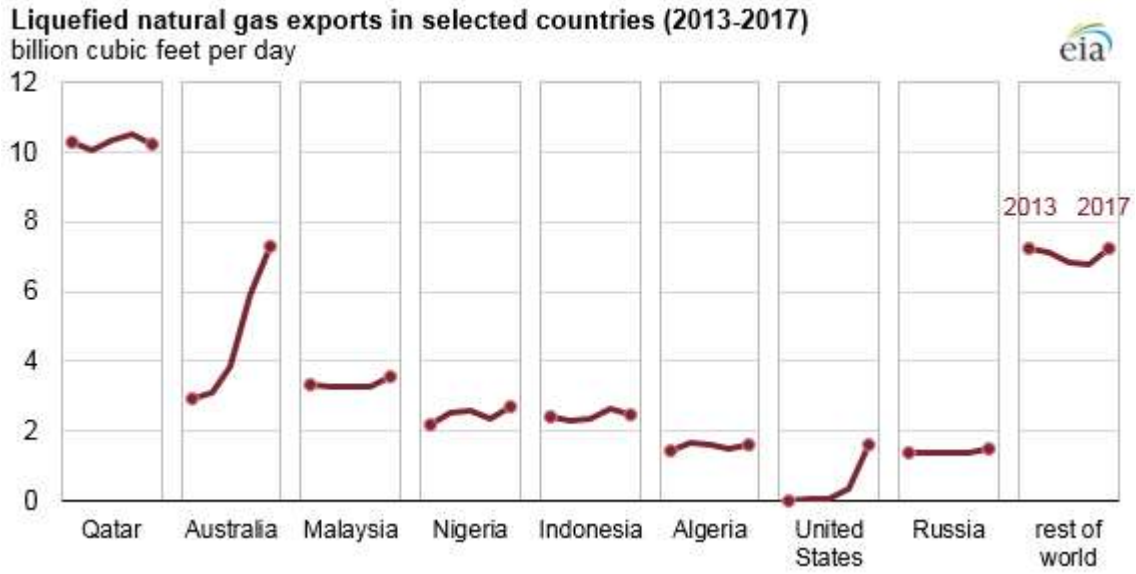
Avustralya ve ABD'deki konvansiyonel olmayan doğal gaz üretim teknikleriyle yeryüzüne çıkarılan doğal gaz kaynaklarının 2015'ten itibaren LNG olarak dünya pazarlarına sunulmaya başlanmasıyla LNG ticareti yeni bir döneme girmiştir. Arz tarafındaki bu gelişmelere talep tarafında ise başta Çin ve Hindistan olmak üzere ithalatçı ülkeler, alım kapasitelerini arttırarak cevap vermiştir. Ayrıca FSRU tesisleri, maliyet ve zaman açısından sağladığı avantajlar sebebiyle pek çok gelişmekte olan ülke tarafından tercih edilmiş böylece LNG ithal eden ülke sayısı artmıştır.

2016'da Avustralya'da Pasifik LNG'nin ilk etabı, Gladstone LNG ve Gorgon LNG'nin ilk iki etapları açılmıştır. 2017'de de Gorgon LNG'nin üçüncü etabı ve Wheatstone LNG'nin ilk etabı faaliyete başlamıştır. Bu projeler sayesinde 2015'te 30 milyon ton LNG ihraç eden Avustralya, ihracatını 2016'da 44,34 milyon tona 2017'de 55,56 milyon tona çıkarmıştır (GIIGNL, 2018). LNG ihracatında yıllık 77 milyon ton kapasite ile tek başına zirvede yer alan Katar'a biraz daha yaklaşan Avusturalya'nın devreye girmesi beklenen toplam 26 milyon tonluk ilave kapasitesi ile 2020 yılına kadar yaklaşık 85 milyon tonluk ihracat kapasitesine ulaşması ve Katar'ı geçmesi beklenmektedir.

Önemli şeyl gazı rezervleri bulunan ABD, şeyl gazının yer altından çıkarılmasına yönelik teknolojik gelişmelerin ardından potansiyel bir ihracatçı konumuna gelmiştir. Bu sebeple, 2000'li yıllarda ithalat terminali olarak tasarlanan pek çok büyük çaplı projenin sıvılaştırma terminaline dönüştürülmesi kararlaştırılmıştır. Bu projelerden ilki olan Sabine Pass 2016'da açılmış ve ABD ilk kez kendi sıvılaştırdığı LNG'yi ihraç etmeye başlamıştır. 2017'de aynı tesisin üçüncü ve dördüncü etapları açılmış ve 2017 sonu itibariyle ABD'nin toplam sıvılaştırma kapasitesi yıllık 18 milyon tona ulaşmıştır (IGU, 2017). Eklenen bu büyük kapasiteler sayesinde ABD'nin ihracat miktarı 2016'da 2,88 milyon ton ve 2017'de 12,24 milyon ton olarak gerçekleşmiştir (GIIGNL, 2018). 5,25 milyon ton kapasiteli Cove Point terminali Mart 2018'de ilk ihracatını gerçekleştirmiştir. Freeport ve Cameron LNG projelerinin de 2018 sonuna kadar

ihracata başlamaları beklenmektedir. Tamamlanacak projeler sonucunda ABD'nin 2020'de yaklaşık 62 milyon ton/yıl kapasiteye ulaşması ve Avustralya ile Katar'ın ardından üçüncü büyük LNG ihracatçısı olması beklenmektedir (IGU, 2017).

Son birkaç yılda Avustralya ve ABD'nin dışında sıvılaştırma tesisi açan ülkeler Rusya, Malezya ve Kamerun olmuştur. Rusya, Arktik Okyanusu kıyısına kurduğu Yamal LNG terminalinin 5,5 milyon ton/yıl kapasiteli ilk etabını 2017'de açmıştır. 2020'ye kadar toplam kapasitesi 16,5 milyon ton/yıl olması beklenen proje ile hem Avrupa'ya hem Asya pazarlarına LNG arz edilmesi planlanmaktadır. 2017'de Malezya'da toplamda 4,8 milyon ton/yıl kapasiteli iki terminal faaliyete başlamıştır. Kamerun'da ise 2,4 milyon ton/yıl kapasiteli bir terminal açılmıştır. Kamerun'daki projede ve Malezya'daki projelerin bir tanesinde açık denizlerde sıvılaştırma yapabilme imkânı tanıyan FLNG (Yüzer LNG Sıvılaştırma Terminali) terminal teknolojisinden yararlanılmıştır[11]. Açık denizlerdeki gaz rezervlerinin karaya getirilmeden sıvılaştırmasına, depolanmasına ve nakledilmesine yarayan yüzer terminaller olarak tanımlanan FLNG tesislerinin, 2020'den itibaren daha da yaygınlaşması beklenmektedir (KPMG Global Energy Institute, 2014). Önemli LNG üreticilerinin ortalama ihracat miktarları Şekil 3'te verilmektedir (Maritime Executive, t.y.).



Şekil 3: *Önemli LNG Üreticilerinin Ortalama İhracat Miktarları, (2013-2017)*

Talep tarafında Çin, Hindistan ve Pakistan yeni ve büyük çaplı yeniden gazlaştırma tesislerini aktif hale getirerek LNG ithalat miktarlarını arttırmıştır. Çin,

[11] Malezya PFLNG Satu ve Kamerundaki Cameroon FLNG tesisleri.

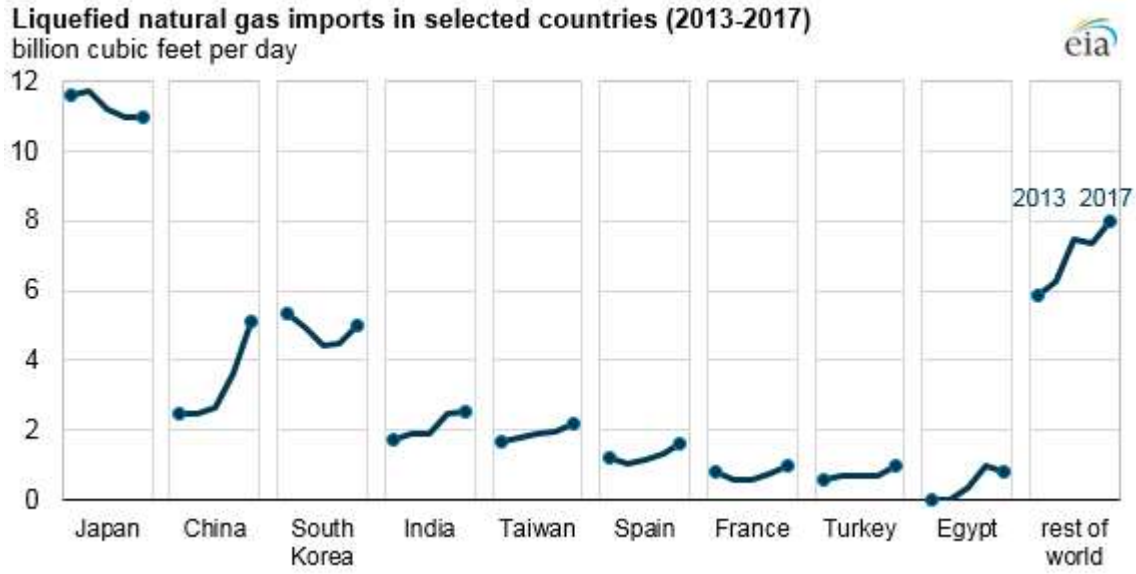
elektrik üretiminde doğal gaz kullanımının artması ve ekonomik büyümeye bağlı olarak sanayi sektörünün yüksek gaz talebi sebebiyle LNG ithalat terminali kapasitesini sürekli olarak arttırmaktadır. 2016'da 6 milyon tonluk bir kapasite artışı yaşanmış ve LNG ithalatı bir önceki yıla göre %36,9 büyüyerek 26,78 milyon tona ulaşmıştır. Büyüme 2017'de de ivme kazanarak devam etmiştir. 2017'de Çin'in LNG ithalatı 2016'ya göre %42,3 artarak 39 milyon tona ulaşmıştır. Böylece 2017'de Çin, Güney Kore'yi geçerek Japonya'nın ardından ikinci büyük LNG ithalatçısı olmuştur (GIIGNL, 2018).

Hindistan, Çin'in dışında çok hızlı büyüyen bir diğer piyasadır. Hindistan'ın 2016 ve 2017'deki LNG ithalat miktarı, 2015'e göre yaklaşık %30 büyüyerek sırasıyla 19,17 ve 19,22 milyon tona ulaşmıştır (IGU, 2017; GIIGNL, 2017). Büyümenin kaynağını ise büyük oranda artan iç talebin karşılanması adına yapılan spot alımlar oluşturmuştur (GIIGNL, 2017).

Pakistan, devreye alınan iki FSRU tesisi ile kısa bir süre içinde 9,5 milyon ton/yıl ithalat kapasitesine ulaşmıştır. Pakistan, 2016'da 2,68 milyon ton, 2017'de 4,62 milyon ton ithalat gerçekleştirmiştir (IGU, 2017; GIIGNL, 2017).

Orta Doğu'nun önemli LNG ihracatçılarından olan Mısır, rezervlerinin azalması sebebiyle 2015'te toplamda 10 milyon ton/yıl kapasiteli iki FSRU tesisini faaliyete alarak LNG ithal etmeye başlamıştır. 2016'da 7,32 milyon ton 2017'de 6,18 milyon ton LNG ithal eden Mısır'ın, Zohr sahasında büyük miktarlarda yeni rezervlerin keşfedilmesi sebebiyle yakın zamanda LNG ihracatçısı olarak Doğu Akdeniz'de önemli bir oyuncu olması beklenmektedir.

Japonya'nın yıllık LNG ithalatı, 2015'ten itibaren yaklaşık 83 milyon ton civarında durağanlık göstermesine rağmen Güney Kore'nin ithalatı iç talepteki artış sebebiyle 2017'de bir önceki yıla göre 3,6 milyon ton artmış ve 37,83 milyon tona ulaşmıştır. Güney Kore, ithalatını arttırmasına rağmen 2017'de Çin'e geçilerek üçüncülüğe gerilemiştir (GIIGNL, 2017). Önemli LNG üreticilerinin ortalama ithalat miktarları Şekil 4'te verilmektedir (Maritime Executive, t.y.).



Şekil 4: *Önemli LNG Üreticilerinin Ortalama İhracat Miktarları, (2013-2017)*

2010-2014 arasında daralma yaşayan Avrupa piyasaları 2015'ten itibaren izlenen doğal gaz politikaları çerçevesinde yeniden büyümeye başlamıştır. Avrupa ülkeleri doğal gaz fiyatlarının düşmesi sonucunda doğal gazın kömür ile rekabet edebilirliğinin artması ve doğal gazın kömüre göre daha çevreci olması gibi sebeplerle elektrik üretiminde kömür yerine doğal gazı tercih etmeye başlamıştır. Buna ek olarak Fransa, İtalya, İspanya, Portekiz gibi Güney Avrupa ülkelerinde kuraklık sebebiyle elektrik üretiminde hidroelektrik üretiminin payının azalması ve Fransa'da nükleer üretiminin azalması bu ülkelerde elektrik üretiminde LNG kullanımını arttırmıştır. İngiltere, Hollanda, Belçika gibi Kuzey Avrupa ülkelerinde ise elektrik üretiminde doğal gaz kullanımı artmasına rağmen LNG ithalatı düşmüştür. Bunun temel sebebi Rusya ve Norveç'ten gelen boru gazının LNG'ye göre maliyet açısından daha avantajlı olmasıdır. Polonya ve Litvanya, 2016 ve 2017'de Avrupa'daki LNG talebi artışına katkı yapan diğer ülkelerdir. Doğal gaz tüketiminde çok büyük oranda Rusya'ya bağımlı olan bu iki ülke, arz çeşitliliği sağlanması adına LNG alım terminalleri kurup LNG ithalatlarını arttırmıştır (GIIGNL, 2018; Honore, 2018).

Arz ve talep tarafında yaşanan gelişmeler neticesinde küresel LNG ticareti büyük bir artış kaydederek 2016'da 258 milyon tona 2017'de 293 milyon tona ulaşmıştır (IGU, 2018). 2017 sonu itibariyle ihracatçı ülke sayısı 19'dur ve toplam sıvılaştırma kapasitesi ise 365 milyon ton/yıl'dır. Toplam alım kapasitesi ise 2017 sonunda 850 milyon ton/yıl'a ulaşmıştır. Bu miktarın yaklaşık 87 milyon ton/yıl'ı 28 adet FSRU tesisinden

gelmektedir. 2017 yılında LNG ithalatı gerçekleştiren ülke sayısı ise 40'tır (GIIGNL, 2018).

1.2. LNG Tedarik Zinciri

LNG'nin doğal gaz olarak yer altından çıkartılmasından son tüketiciye ulaştırılmasına kadar geçirdiği aşamalara LNG tedarik zinciri adı verilmektedir. LNG tedarik zincirindeki aşamalar; üst akış, sıvılaştırma, nakliye, yeniden gazlaştırma ve nihai tüketiciye satış olarak sıralanır (Rüster ve Neumann, 2006). Bir LNG projesinin başarılı olabilmesi için tedarik zincirinin her aşamasının iyi planlanması ve ayrıntılı olarak tetkik edilmesi gerekmektedir. Zincirin herhangi bir aşamasında yaşanan sorun veya aksaklıklar, sonraki aşamalar mükemmel işlese bile projenin durmasına sebep olabilmektedir. Bu sebeple LNG projeleri, en zayıf halkası kadar başarılı olmaktadır.

1.2.1. Üst Akış

Üst akış aşaması, sıvılaştırma öncesi doğal gazın aranmasını, bulunmasını, gerekli altyapının oluşturulmasını ve yer altından çıkarılmasını kapsamaktadır. Bir LNG projesinin başarılı bir şekilde işleyebilmesi için upstream aşamasının ekonomik olması ve bulunan gaz rezervinin talebi karşılaması gerekmektedir. Ortalama bir LNG projesi için en az 20 yıl boyunca üretim yapılabilecek 280 bcm'lik rezervlere ihtiyaç duyulmaktadır (Hosseini vd., 2015). Çıkartılan gazın kalitesi projeye ayrıca ekonomik katma değer kazandırmaktadır. Ayrıca bazı gaz sahalarında doğal gaz ile sıvı petrol gazları (LPG) birlikte bulunmaktadır ve çıkartılan LPG'den ek gelir elde edilebilmektedir.

Gaz sahalarının yapısı projelerdeki üst akış maliyetlerinin değişmesine sebep olmaktadır. Örneğin Katar'daki RasGas projelerinde doğal gaz tedarikinin tek ve büyük bir sahadan karşılanması maliyetleri düşürüyorken Trinidad'daki Atlantik LNG projesinde gazın küçük hacimli pek çok sahadan karşılanması maliyetleri yükseltmektedir. Üst akış maliyetlerini etkileyen diğer önemli bir husus, gaz sahalarının bulunduğu coğrafyadır. LNG sıvılaştırma tesisi deniz kıyısına kurulacağından kıyıya çok uzak iç bölgelerde veya açık denizlerde yer alan gaz sahaları üst akış maliyetlerini arttırmaktadır (ibid). Üst akış aşaması, projeden projeye değişmekle beraber toplam

LNG tedarik zinciri maliyetlerinin %15-20'sini oluşturmaktadır (Rüster ve Neumann, 2006).

1.2.2. Sıvılaştırma

Doğal gaz, 1 atmosfer basınçta -162 °C'ye kadar soğutulduğunda sıvı forma geçmektedir. Sıvı formdaki doğal gaz, olağan halinden hacimsel olarak 600 kat daha küçüktür. Hacmin küçülmesi, tek seferde daha fazla doğal gaz taşınması ve gazın taşıma maliyeti azalması anlamına gelmektedir. LNG'nin yoğunluğu, suyun yaklaşık % 46'sı kadardır (Yurtman, 2008).

Doğal gaz içeriğini büyük oranda hidrokarbonların oluşturduğu bir gaz karışımıdır[12]. Yer altından çıkartıldığında içinde az miktarda da olsa su, Karbondioksit (CO_2), Hidrojen Sülfür (H_2S), Helyum (He) ve Cıva (Hg) gibi maddeler bulunmaktadır. Sıvılaştırma işleminden önce doğal gaz filtrelenerek saflaştırılır. Böylece sıvılaştırma tesisindeki ve LNG gemilerindeki ekipmanın zarar görmesi engellenir. Böylece, LNG'nin doğal gaza göre daha saf olması ve ısıl değerinin de yine doğal gaza göre daha yüksek olmasını sağlar (Gas in Focus, t.y.).

Sıvılaştırma işlemi tesisin bulunduğu yere göre onshore (karasal) ve offshore (deniz üstü) tesislerde gerçekleştirilir. Karasal sıvılaştırma tesisleri etap (train) olarak adlandırılan bir dizi paralel işlem birimi halinde bulunur. Tesis bir bütün olarak ele alınmasına rağmen her etap birbirinden tamamen bağımsız bir şekilde sıvılaştırma sürecini işletebilmektedir. Sıvılaştırma tesislerinin büyük bir kısmı deniz kıyısında (karasal) inşa edilmesine rağmen bazı ülkeler, çevresel sorunlardan ve açık denizlerdeki kaynaklardan dolayı FLNG tesislerini tercih etmektedir. FLNG, kara sıvılaştırma tesisleri ile aynı mühendislik prensiplerinde çalışır. Sıvılaştırma işlemi sadece etaplarda değil denizin ortasında duran bir gemide gerçekleşmektedir. Gemide sıvılaştırma ekipmanı için sınırlı bir alanın bulunması, karasal tesislere göre biraz farklı teknoloji kullanılmasını gerektirmektedir (U.S. Department of Energy, 2018).

2009-2017 aralığında bir sıvılaştırma tesisinin üretilecek LNG başına yatırım maliyeti 1.005 $/ton olarak kaydedilmiştir (IGU, 2018). Yüksek yatırım maliyetleri

[12] Doğal gazın içeriğinde bulunan hidrokarbonlar: %70-90 oranında Metan (CH_4), %5-15 oranında Etan (C_2H_6), %5'ten az oranda Propan (C_3H_8) ve (C_4H_{10}).

sebebiyle sıvılaştırma süreci, genellikle ulusal ve uluslararası petrol şirketlerinin bir arada bulunduğu NOC/IOC ortaklıkları tarafından yönetilmektedir. Yüksek sermaye maliyetleri birkaç on yıllık uzun bir dönem boyunca finanse edilir. Dikkatli proje yönetimi ve yerel yetkililerin projeyi desteklediğine dair güvenceler gibi unsurların proje finansmanının kolaylaştırması adına büyük önemi bulunmaktadır. Ayrıca, devletlerin veya şirketlerin maliyetlerini karşılamalarını garanti altına alması ve gelir elde etmeye başlayabilmeleri için müşteriler ile imzalanacak anlaşmaların tesisin inşaatından önce yapılması önemlidir (ibid).

Sıvılaştırma aşaması, gerek yatırım maliyetlerinin yüksek olması gerek sıvılaştırma işleminin birden çok zahmetli süreç gerektirmesi sebebiyle LNG tedarik zincirinin en maliyetli halkası olarak kabul edilir. Sıvılaştırma aşaması LNG tedarik zinciri maliyetlerinin % 30 ila %45'ini oluşturmaktadır (Rüster ve Neuman, 2006).

1.2.3. Nakliye

Nakliye aşaması, satıcı ve alıcı arasındaki bağlantıyı oluşturduğu için tedarik zincirinde önemli bir yer tutmaktadır. Nakliye, LNG tedarik zinciri maliyetlerinin %10-30'unu oluşturmaktadır (ibid). Nakliye işlemi LNG taşımacılığı için özel olarak tasarlanmış gemiler vasıtasıyla gerçekleştirilir. Dünyada 2017 sonu itibariyle nakliye hizmeti sunan 448 LNG gemisi bulunmaktadır (IGU, 2018[13]). LNG, gemi tanklarında basınçsız bir ortamda -163 °C'de muhafaza edildiğinden tankların üzerindeki özel yalıtım teknolojisi ile soğuk tutulur. Yine de LNG'nin bir miktarı taşıma esnasında buharlaşmaktadır[14]. Yalıtımın en iyi şekilde sağlanması ve LNG'nin en güvenli şekilde taşınması için farklı tank teknolojileri geliştirilmiştir.

- Membran tipi tank bulunduran LNG gemileri: Bu gemilerdeki tanklar kare biçimindedir. Gemi büyüklüğüne bağlı olarak bir gemide 4 veya 5 adet tank bulunur. 2017 sonu itibariyle dünyadaki LNG filosunun %74'ünü membran tipi bulunduran gemiler oluşturmaktadır.
- Küre tank bulunduran LNG gemileri: Moss Rosenberg tipi olarak da adlandırılan küre tanklara sahip olan gemiler membranlı gemilere göre basınca

[13] IGU LNG Report 2018. Raporda LNG gemisi sayısı 27 adet FSRU ve 3 adet FLNG ile birlikte 478 olarak verilmiştir. Bu çalışmada LNG gemi sayısında FSRU ve FLNG'lar hariç tutulmuştur.
[14] Kaynama gazı (boil off gas) olarak adlandırılan bu gaz tank basıncını arttıracağından dışarı atılır ve gemide yakıt olarak kullanılır. Tankın içindeki LNG'nin günde %0,8 ile %0,15 i kadarı buharlaşarak dışarı atılmaktadır.

daha dayanıklıdır ancak daha maliyetlidir. Gemi büyüklüğüne bağlı olarak bir gemide 4, 5 veya 6 adet tank bulunur. 2017 sonu itibariyle dünyadaki LNG filosunun %26'sı küresel tank bulunduran gemilerden oluşturmaktadır (IGU, 2018).

LNG gemileri ebat açısından da farklılık göstermektedir. Teknolojinin ilerlemesi, LNG ticaretinin küreselleşmesi sonucunda mesafelerin artması gibi sebeplerden dolayı LNG gemilerinin ebatlarında zamanla artış yaşanmıştır. Özellikle Kuzey Amerika, Avrupa ve Uzakdoğu Asya'daki başlıca LNG pazarlarına olan uzaklığı nedeniyle Katar, LNG gemilerinin ebatlarının devasa boyutlara ulaşmasında öncü rol üstlenmiştir. IGU'nun 2018 raporuna göre faaliyette olan LNG gemilerinin kapasiteleri 45.000 m^3'ten 266.000 m^3'e kadar değişmektedir. Gemilerin büyük bir çoğunluğunu 130.000-180.000 m^3 kapasite aralığında olanlar oluşturmaktadır. Katar kargolarını dünya piyasalarına sunmak üzere özel olarak tasarlanmış Q-Flex ve Q-Max gemileri ise olağan gemilerin çok üzerindeki kapasiteleri ile dikkat çekmektedir. Q-Flex gemilerinin kapasiteleri 205.000-215.000 m^3 arasında değişiyorken devasa Q-max gemilerinin ki 266.000 m^3'ü bulmaktadır (IGU, 2018).

LNG gemileri başta Güney Kore olmak üzere büyük oranda Asya ülkelerinin tersanelerinde inşa edilmektedir. Gemicilik endüstrisinde başarılı olmak için uzmanlık çok önemlidir ve Asya tersaneleri bu konuda en fazla deneyime sahip tersanelerdir. Tersanelere verilen siparişler sonrasında inşası tamamlanan gemiler genellikle bir nakliye firmasına ait olur ve satıcı veya alıcı tarafından kiralanır. Kiralama süreleri, LNG satıcısı ve alıcısı arasındaki sözleşmelerin uzun dönemli veya spot olmasına bağlı olarak değişmektedir.

Bir tedarikçinin pek çok alıcısı ve bir alıcının pek çok tedarikçisinin bulunduğu bir piyasada nakliye işlemlerinin çakışması tedarik zincirinin aksaması anlamına gelecektir. Bu sebeple LNG tedarik zincirinin başarılı bir şekilde sürdürülebilmesi için nakliye aşamasının çok iyi planlanması gerekmektedir. Bu planlama gaz yılı başlamadan yapılır. Gaz yılı öncesinde yıl içinde taşınacak kargo sayısı ve kargonun teslim edileceği tarih aralıkları belirlenmektedir.

1.2.4. Yeniden Gazlaştırma

LNG'nin tekrar gaz formuna dönüştüğü aşamadır. Yeniden gazlaştırma, genelde LNG gemilerinin yanaşmasına müsait rıhtımlara sahip deniz kıyısındaki LNG alım terminallerinde gerçekleştirilir. Bu terminaller, bünyesinde bir veya birden fazla kriyojenik[15] tank, yükleme boşaltma kolları ve gazlaştırma ünitesi bulundurur. Kriyojenik tanklar, terminalde alım işlemine ihtiyaç duyulana kadar LNG'nin muhafaza edilmesi için gereklidir. LNG alım tesisleri için özel kriyojenik uzmanlık gereklidir. Ayrıca terminallerin kurulumundan önce alınması gereken bir takım yasal izinler olabilmektedir. Bu yasal izinleri almak zor olabilmekte ve dış yatırımcı için yerel paydaşlar ile anlaşma yapmayı gerektirebilmektedir (U.S. Department of Energy, 2018).

LNG'nin gazlaştırılması işlemi sıvılaştırma işlemine göre hem daha basit hem daha az maliyetlidir. LNG'nin gazlaştırılması için iki yöntem kullanılır. İlk yöntem deniz suyunun LNG taşıyan boruların üzerinden geçirilmesi ile gazlaştırma sağlanan Yüzey Akışlı Buharlaştırıcı (ORV-Open Racked Vaporized) yöntemidir. İkinci yöntem ise kapalı bir sistemde sabit miktarda bulunan suyun ısıtılması ve suyun ısısıyla LNG'nin gazlaştırılmasını esas alan Daldırılmış Yanmalı Buharlaştırıcı (SCV-Submerged Combustion Vaporizer) yöntemidir. Alım terminallerinde genellikle iki yöntem bir arada bulunmakla birlikte olağan bir gazlaştırma sürecinde işletim maliyeti daha düşük olan ORV tercih edilmektedir. SCV ise talebin yüksek olduğu dönemlerde ORV'nin yetersiz kalması durumunda devreye alınmaktadır (Rüster ve Neuman, 2006).

LNG alım terminallerinin inşası sıvılaştırma terminallerine göre daha az maliyetlidir. Bir alım terminali, 200 milyon $'dan daha az bir sermaye ile kurulabilmektedir. Ancak maliyetler yere, rıhtım sayısına ve depolama kapasitesine bağlı olarak önemli ölçüde değişmektedir. İnşaat maliyetlerinin yüksek olduğu bir ülkede depolama kapasitesi büyük bir tesis inşa etmek için 1 milyar $ harcanabilmektedir (Rüster ve Neumann, 2006). IGU raporlarına göre ortalama bir alım terminalinin maliyeti ton başına 274 $'dır (IGU, 2018). Alım aşaması, LNG tedarik zinciri maliyetlerinin %15-25'ini oluşturmaktadır (Rüster ve Neumann, 2006).

[15] Kriyojenik tank: Gazların sıvı formda muhafaza edildiği tanklara verilen isimdir.

LNG alım terminalleri tıpkı sıvılaştırma terminallerinde olduğu gibi kıyıda (onshore) veya denizde (offshore) kurulabilmektedir. Tarihsel olarak kıyı LNG alım terminalleri büyük bir çoğunlukla tercih edilmesine rağmen offshore bir yöntem olan yüzer LNG depolama ve gazlaştırma gemileri (FSRU) son yıllarda yaygınlık kazanmaktadır. Kıyı terminallerine göre çok daha kısa sürelerde ve daha ucuza inşa edilebilmeleri sebebiyle FSRU teknolojisi özellikle gelişmekte olan ülkeler ve piyasaya yeni giren ülkelerce rağbet görmektedir. Buna karşılık kıyı terminalleri, nispeten yüksek maliyetlerine rağmen daha fazla depolama ve gazlaştırma imkanı sunmaları sebebiyle uzun vadeli alım yapacak ülkelerde daha fazla tercih edilmektedir.

1.2.5. Nihai Tüketiciye Satış

İthalat terminaline ulaşan LNG, yeniden gazlaştırma işlemi uygulanarak gaz formunda iletim şebekesine aktarılabilir veya gazlaştırılmadan LNG olarak satılabilir. İthalat terminalinde gazlaştırılan doğal gaz iletim şebekesi ve dağıtım şebekesi vasıtasıyla elektrik üretim santrallerinde, sanayi de veya konut tüketiminde kullanılmak üzere tüketicilere ulaştırılır.

LNG gazlaştırılarak tüketime sunuluyorsa ithalatçı ülke, toplam tüketiminde boru gazı ve LNG arasındaki dengeyi iyi ayarlamak durumundadır. Bu noktada fiyat her zaman en büyük belirleyici olmaktadır ve boru gazına erişimi mümkün olan ülkeler LNG'ye göre daha ucuz olan boru gazını tercih etme eğilimi göstermektedir. Ancak boru gazının çok ucuz olduğu durumlarda bile enerji arz güvenliğinin sağlanması açısından LNG'ye ihtiyaç duyulabilmektedir. Özellikle talebin çok olduğu ve boru gazının yetersiz kaldığı kış dönemlerinde LNG'nin önemi artmaktadır. LNG ithalat terminallerinin iletim sistemine gaz enjeksiyonu kapasitelerinin boru gazı enjeksiyon kapasitesinden yüksek olması da arz güvenliğinin sağlanmasında LNG'yi öne çıkarmaktadır.

LNG, yeniden gazlaştırma işlemine tabi olmadan, ithalat terminallerinden kara ile taşınarak da tüketiciye sunulabilen bir üründür. Boru gazına göre daha saf yapıda olması ve ısıl değerinin boru gazına göre daha yüksek olması nedeniyle LNG; demir-çelik, makine, kimya gibi sanayi kollarında özellikle talep edilmektedir. Ayrıca iletim ve dağıtım şebekesinin ulaşamadığı bölgelerde de doğal gaz arzı LNG ile sağlanmaktadır.

LNG'nin nihai tüketiciye ulaştırılmasında kara tankeri, demir ve deniz yolu taşımacılığı gibi çeşitli seçenekler kullanılmaktadır.

1.2.5.1.Kara Tankeri Vasıtasıyla Satış

Kara tankerleri vasıtasıyla LNG taşımacılığı, LNG'nin kullanıldığı hemen hemen bütün ülkelerde uygulanan bir yöntemdir. Doğal gaz arzında, iletim ve dağıtım şebekesinin ulaşmasının teknik ya da ekonomik olarak uygun olmadığı bölgelere kara tankeri ile tedarik yapılması bazı durumlarda şebeke inşa etmekten daha ekonomik olabilmektedir. Ayrıca ana şebekeye bağlı olmayan bir bölgesel şebeke kurulması durumunda bölgesel şebekenin tedariki genellikle kara tankerleri vasıtasıyla sağlanmaktadır. Bu duruma yakın tarihli bir örnek ülkemizden verilebilir. 08/06/2017 tarihli ve 7110-7 sayılı EPDK Kurul Kararının 13/06/2017 tarihli ve 30095 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanması ile "Doğal Gaz Dağıtım Şebekesinin CNG veya LNG ile Beslenmesine İlişkin Usul ve Esaslar" ile ülkemizde bölgesel dağıtım hatları kurularak bu hatların LNG ile beslenmesi mümkün hale gelmiştir. Kurul Kararı sonrasında Konya'nın Beyşehir ve Karapınar, Karaman'ın Ermenek, Erzincan'ın Çayırlı ve Tercan ilçelerine ve ayrıca Kocaeli'nin Kandıra ilçesinin Kefken, Kerpe ve Cebeci mahallelerine LNG ile beslenen bölgesel dağıtım şebekeleri kurulmuştur. Bu bölgelerdeki bölgesel dağıtım şebekelere doğal gaz tedariki kara tankerleri vasıtasıyla LNG taşınarak yapılmaktadır. Ülkemizde kara tankerleri ile LNG taşıması yapılabilmesi için EPDK Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği'ne göre EPDK'dan Doğal Gaz İletim lisansı alınması zorunludur.

1.2.5.2.Demiryolu Taşımacılığı Vasıtasıyla Satış

Son yıllarda, bazı ülkelerde özellikle yerel iletim ve dağıtım boru hatlarının pratik olmadığı veya tamamlanmasının zaman alıcı olduğu bölgelere LNG'nin demiryolu vasıtasıyla gönderilmesi konusunda bir takım projeler ortaya çıkmıştır. Bunun en bilinen örneklerinden biri, Japonya'da şebekenin ulaşmadığı bölgelerdeki müşterilerine demiryolu vasıtasıyla LNG hizmeti sunan JAPEX firmasıdır. Sektörün ilklerinden biri olan JAPEX, müşterilerine LNG arzı için 2000 yılından beri demiryolunu kullanmaktadır. ABD'de ise JAPEX örneğine benzer ilk deneme 2016 yılında Alaska'da başlatılmıştır. Bu proje, her biri 12,5 ton LNG taşıyan konteynerlerin raylı

sistemde taşınmasını içermektedir. Proje, A.B.D'de bulunan yeni gaz rezervlerinden boru hattı ulaşımının zor olduğu Alaska'nın iç bölgelerinin de yararlanabilmesi amacıyla 300 millik bir mesafeden demiryolu vasıtasıyla LNG taşınmasını amaçlamaktadır. Demiryolu altyapısı gelişmiş ülkelerde ise demiryolu LNG taşınmasına yönelik uygulamaların, önümüzdeki yıllarda daha da yaygınlaşması beklenmektedir (U.S. Department of Energy, 2018).

1.2.5.3.Denizyolu Taşımacılığı Vasıtasıyla Satış

LNG'nin tedarik zinciri içinde sıvılaştırma terminalinden ithalat terminaline taşınması LNG gemileri vasıtasıyla gerçekleştirilmektedir. Bu gemiler Katar'dan dünyanın pek çok bölgesine LNG götüren Q-Max gemileri gibi 266.000 m^3'lük devasa kapasitelere sahip olabilmektedir. Ancak son yıllarda LNG'nin büyük standart LNG gemileri yerine daha kısa mesafelerde daha küçük gemiler ile taşınması üzerine uygulamalar yaygınlık kazanmaktadır. Kullanım amaçlarına göre taşıma kapasiteleri 25.000 m^3'e kadar çıkabilen bu gemiler vasıtasıyla kargolar daha küçük parçalara bölünüp farklı müşterilere ulaştırılabilmekte, deniz kıyısında kurulan elektrik üretim santrallerine gaz temini sağlanabilmekte, büyük gemilerin giremeyeceği limanlara teslim yapılabilmektedir. Ayrıca nehirler kullanılarak da iç bölgelere LNG arz edilebilmektedir (U.S. Department of Energy, 2018).

İKİNCİ BÖLÜM

2. LNG TESİS TÜRLERİ

LNG tedarik zincirinin her aşaması için farklı tesis türlerine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu tesisler kıyıda veya deniz üstünde kurulmalarına göre farklı avantajlar ve dezavantajlar, farklı teknolojiler ve yatırımlar gerektirmektedir. Ayrıca bu tesilerin kullanım amaçlarına göre kapasiteleri değişkenlik gösterebilmektedir.

2.1. Karasal LNG Tesis Türleri

2.1.1. Karasal LNG Sıvılaştırma Tesisleri

Günümüzde doğal gaz sıvılaştırma işlemi büyük oranda karasal LNG sıvılaştırma tesislerinde gerçekleştirilmektedir. Dünyadaki mevcut LNG sıvılaştırma kapasitelerinin 4'te 3'ü Pasifik kıyılarında ve Orta Doğu'da bulunurken geri kalanı Atlantik Okyanusu kıyısında konuşlanmıştır (Özdemir, 2017). Sıvılaştırma terminalleri ülke olarak Katar, Avustralya, Malezya, Endonezya, Cezayir ve ABD'de yoğunlaşmıştır.

Karasal LNG terminalleri, kapasitelerine göre değişmekle birlikte yoğun yatırım maliyeti gerektiren tesislerdir. Bu sebeple bir LNG sıvılaştırma tesisi inşa etmek için ölçek ekonomisinden yararlanılmaktadır. Bunun en belirgin örneği Katar olmuştur. Katar, 2000'li yıllarda diğer ülkelerdekine göre train kapasiteleri daha büyük tesisler inşa ederek ana piyasalara uzak olmasına rağmen rakip ülkelerle rekabet edebilme imkânı bulmuştur (Energy Charter Secretariat, 2008).

IGU'nun 2018 raporuna göre 2009-2017 dönem aralığında ortalama sıvılaştırma tesisi maliyetleri ülkeden ülkeye değişmekle birlikte 1.005 $/ton kapasite'dir (IGU, 2018). Karasal sıvılaştırma tesisi maliyetleri tarihsel olarak genellikle artış trendi içinde olmuştur. Bunun sebepleri; yeni terminal projeleri fazlalaştıkça tesis materyallerinin fiyatlarının yükselmesi ve deneyimli mühendislik-tedarik-inşaat (Engineering, Procurement, Construction-EPC) firmalarına aşırı yüklenilmesinden kaynaklanmaktadır (Energy Charter Secretariat, 2008). Ayrıca proje inşasında aksaklıkların yaşanması da maliyetlerin yükselmesine etki edebilmektedir. Sıvılaştırma maliyetlerini belirleyen

faktörler; projenin yeri, kapasitesi, sıvılaştırma süreci ile kompresör sürücüsü seçimi, depolama, kalifiye işgücü bulunabilirliği ve düzenleme/izin gereklilikleri yer almaktadır. Çelik ve çimento dâhil olmak üzere dökme malzemeler, proje genelinde maliyetlerin büyük bir bölümünü oluştururken, gaz işleme ihtiyaçları, üst akış kaynağına bağlı olarak değişmektedir. (IGU, 2018).

Tarihsel olarak tesis yatırım maliyetlerinin artması ve sıvılaştırma tesisi projelerinde ölçek ekonomisinden faydalanma tercihi, genellikle büyük çaplı LNG projelerinin ortaya çıkmasına sebep olmuştur. Ancak son yıllarda sözleşme sürelerinin kısalması, spot LNG sözleşmelerinin yaygınlık kazanması gibi piyasa bazlı sebepler, daha az maliyetli ve daha küçük kapasiteli tesislerin kurulmasını teşvik etmektedir. Daha düşük maliyetler elde etmenin proje sponsorlarının gittikçe çeşitlenen alıcıların ihtiyaçlarını karşılamasına yardımcı olacağı öngörülmektedir. Bazı müşteriler alternatif fiyatlandırma yapıları ve/veya daha kısa sözleşme koşulları aradıkça, daha düşük maliyetli projelerin, pazarlama ve finansman hususlarında daha fazla esnekliğe sahip olacağı düşünülmektedir (IGU, 2018).

2.1.2. Karasal LNG Gazlaştırma Tesisleri

LNG gazlaştırma terminalleri, tedarik zincirinde LNG'nin alıcı tarafa ulaştırıldığı tesislerdir. Karasal terminaller LNG gazlaştırma terminallerinin en yaygın görülen biçimidir. Gemilerin ulaşabileceği şekilde deniz kıyısına yakın kurulan karasal gazlaştıma terminalleri, gelen LNG'nin depolandığı tanklar, yükleme boşaltma kolları ve gazlaştırma ünitesinden oluşmaktadır.

Karasal LNG gazlaştırma terminallerinin depolama ve gazlaştırma olmak üzere iki farklı temel görevi bulunmaktadır. LNG kriyojenik tanklarda 1 atmosfer basınçta -162 °C'ye sıcaklıkta tutulmaktadır. LNG gazlaştırma terminallerinin depo kapasiteleri doğal gaz yer altı depolarına göre çok daha düşüktür. Ancak LNG terminallerinin şebekeye enjeksiyon kapasitesi yer altı depolarının enjeksiyon kapasitesinden genellikle daha fazladır. Bu sebeple alım terminallerinde depolama özelliğinden daha çok gazlaştırma ünitesinin enjeksiyon kapasitesi önem arz etmektedir. Bu bakımdan LNG alım terminalleri, arz güvenliğinin sağlanmasında kritik roller üstlenebilmektedir.

2.2. Deniz Üstü LNG Tesisi Türleri

2.2.1. FLNG (Floating LNG)

Yüzen LNG tesisleri (Floating LNG/FLNG), ulaşılması zor su altı doğal gaz sahalarındaki kaynakların çıkartılarak sıvılaştırılmasına, depolanmasına ve LNG tankerlerine nakledilmesine olanak sağlayan taşınabilir tesislerdir (Shell, ty).

Timor Denizi'ndeki ve Avustralya, Batı Afrika ve Kolombiya açıklarındaki doğal gaz keşiflerinde son yıllarda ilerleme kaydedilmiştir. Bu bölgelerdeki kaynakların çıkartılmasının coğrafi, teknolojik ve ekonomik bir takım zorlukları bulunmasına rağmen günümüzde doğal gaza olan talebin artması, fiyatların yükselmesi, çevresel/toplumsal zorluklar, arazi tabanlı projelerin altyapısı için maliyetlerin artması gibi sebeplerden ötürü açık denizlerde yapılan yeni doğal gaz keşifleri önem kazanmış ve buralara yapılan yatırımlar artmıştır. FLNG tesisleri bu yatırımların bir sonucu olarak açık denizlerdeki doğal gazın piyasalara arzı için tasarlanmıştır.

FLNG teknolojisi için araştırmalar 1970'li yıllarda başlamıştır ve 1990'lı yıllarda ilk tasarımların yapılarak 2000'li yılların başında bu tasarımların hayata geçirilmesi planlanmıştır. Ancak o dönemde Katar, kurduğu karasal sıvılaştırma tesisleri ile büyük bir atılım gerçekleştirerek dünyadaki en önemli LNG ihracatçısı olarak ortaya çıkmıştır. Bu durum sıvılaştırma maliyetlerinin düşmesine sebep olmuştur ve deniz üstü bir yatırım olan FLNG teknolojisindeki ilerlemeyi yavaşlatmıştır (KPMG Global Energy Institute, 2014).

Günümüzde doğal gaza olan talebin artması ve teknolojik ilerlemeler sebebiyle FLNG tesisleri yeniden önem kazanmaktadır. FLNG, sadece açık denizlerde değil, erişimin uzak olduğu, çevresel hassasiyetlerin bulunduğu veya politik istikrarsızlıkların gözlendiği bölgelerde kıyı tesislerine göre avantajlar sunmaktadır.

2018 yılının Mart ayı itibariyle faaliyete geçmiş iki FLNG tesisi bulunmaktadır ve tesislerinin büyük bir kısmı henüz yapım ve proje aşamasındadır. FLNG tesisleri içinde ilk faaliyete başlayanı Petronas Şirketine ait Malezya'daki PFLNG/Satu yüzer tesisi olmuştur. Yıllık 1,3 milyon ton LNG üretimi yapabilecek kapasiteye sahip bu tesis ilk

kargo teslimatını Aralık 2016'da Güney Kore'ye yapmıştır (LNG World News, 2017). 2018 yılı başlarında Golar Hilli tesisi Kamerun'da faaliyete başlamıştır. Bu tesis, faaliyete başlayan ikinci FLNG tesisidir ve yıllık 2,4 milyon ton üretim kapasitesine sahiptir. Ayrıca, bir LNG tankerinden FLNG tesisine dönüştürüldüğü için dönüştürülen ilk FLNG tesisi olma özelliğine sahiptir (Offshore Mag, 2018).

Avustralya'daki Prelude FLNG tesisi, mevcut FLNG projeleri içinde açık ara en fazla maliyete ve en büyük üretim kapasitesine sahip olanıdır. Yıllık 3,6 milyon ton LNG üretimi yapması planlanan tesis, 12 milyar $'a mal olmuştur ve Batı Avustralya kıyılarından 475 km açıkta faaliyet gösterecektir. Prelude FLNG tesisinin 2018 yılı bitmeden ilk kargosunu teslim etmesi beklenmektedir (IGU, 2016).

Yapımı devam eden ve önümüzdeki birkaç yıl içinde üretime başlaması planlanan diğer tesislerden PFLNG-2/Rotan ve Golar Gandria ve Coral South FLNG'dir. 2020 yılında faaliyete geçmesi öngörülen Malezya'daki PFLNG-2/Rotan, yıllık 1,5 milyon ton LNG üretimi kapasitesine sahip olacaktır. Ekvator Ginesi'nde 2021 yılında faaliyete başlayacak Golar Gandria tesisinde yıllık 2,2 milyon ton üretim yapılması öngörülmektedir. Ayrıca Mozambik'te yıllık 3,4 milyon ton LNG üretimi gerçekleştirmesi planlanan Coral South FLNG'nin de 2022 yılında faaliyete geçmesi planlanmaktadır (Offshore Mag, 2018).

FLNG tesislerinin kıyı LNG tesislerine göre bir takım avantajları bulunmaktadır. Öncelikle kıyıdan kilometrelerce uzakta ve okyanus tabanlarında yer alan rezervlere daha kolay erişim imkanı sağlanmaktadır. Ayrıca, kutup bölgeleri gibi uzak ve çevresel hassasiyetin fazla olduğu yerlerdeki rezervler için ekolojik olarak umut vadetmektedir. FLNG teknolojisi sadece uzak okyanus bölgelerinde değil Doğu Akdeniz gibi iç deniz bölgelerinde de yerleşimin yoğun olması ve kıyılarda turizmin gelişmiş olması sebebiyle kıyı tesislerine göre daha tercih edilebilir gözükmektedir. Uzun boru hatlarına, dalgakıranlara, kıyılarda inşaat ve yol yapımına ihtiyaç duymamaktadır. Ayrıca Batı Afrika ve Doğu Akdeniz gibi boru hatlarının saldırılara maruz kaldığı bölgelerde daha güvenli bir yatırım olarak öne çıkmaktadır. Siyasi istikrarsızlıkların yaşandığı ülkelerde yatırımcı için daha güvenilir olmasının bir diğer sebebi de politik karar alıcıların vergi artışı, kamulaştırma gibi yatırımcıyı zor duruma sokabilecek kararlarına karşı yatırımcıya hamle imkânı sunmasıdır. Çünkü bu ülkelerde kurulan bir

kıyı LNG tesisi batık yatırımı temsil etmektedir. Ev sahibi ülkenin tesisleri kamulaştırmayı amaçladığı veya güvenlik koşullarının dayanılmaz hale geldiği durumlarda, FLNG tesisi, projenin maliyetinin en azından bir kısmını karşılayabilecek ve başka bir ülkede yeniden faaliyette bulunabilecektir (KPMG Global Energy Institute, 2014).

Diğer taraftan FLNG tesisleri, başlangıç ve proje aşamalarında olmaları sebebiyle bir dizi teknolojik, ticari ve finansal riskler taşımaktadır. Bu sebeple, pek çok proje için faaliyete başlama tarihleri ötelenmektedir. Ancak, bu zorlukların üstesinden gelinebilirse ve öncü tesisler ekonomik ve sürdürülebilir gaz arzını sağlayabilirlerse pek çok yatırımcı FLNG teknolojisine ilgi gösterecektir. Böylece yeni sahalara ulaşım hızlanacak, küresel piyasalardaki gaz arzı ve çeşitliliği artacak sonuç olarak LNG fiyatları düşecektir. 2020'li yıllardan itibaren FLNG tesislerinin sayısında önemli bir artış beklenmektedir (ibid).

2.2.2. FSRU (Floating Storage and Regasification Unit)

Yüzen Depolama ve Yeniden Gazlaştırma Tesisleri (Floating Storage and Regasification Unit/ FSRU), karasal LNG alım terminallerinin yaptığı faaliyetleri denizde gerçekleştiren özel tasarımlı gemilerdir. FSRU gemileri, doğrudan FSRU olarak inşa edilebilecekleri gibi LNG nakliye gemilerinin dönüştürülmesiyle de oluşturulabilmektedir. FSRU'ların çalışma prensibi karasal LNG alım terminallerine benzemektedir ve tıpkı karasal LNG alım terminallerinde olduğu gibi FSRU'ların temel ekipmanları LNG'nin depolandığı tanklar, yükleme boşaltma kolları ve gazlaştırma ünitesinden oluşmaktadır.

İlk FSRU projesinin inşası ABD'deki Gulf Getaway projesi için 2001 yılında yapılmıştır (Songhurst, 2017). 2000'li yılların ikinci yarısından itibaren kullanımı yaygınlaşmaya başlayan FSRU teknolojisi, karasal LNG alım terminallerine göre daha kısa sürede inşa edilmesi, daha az maliyetli oluşu ve konum esnekliği sunması gibi sebeplerden dolayı son yıllarda özellikle ilgi görmektedir. 2018 yılı Mart ayı itibariyle dünyada faaliyette bulunan 23 adet FSRU bulunmaktadır ve bu FSRU'ların toplam yıllık yeniden gazlaştırma kapasitesi 84 milyon ton'dur (IGU, 2018). İnşası devam eden

projeler dikkate alındığında 2022 yılına kadar FSRU sayısının 31'e toplam yıllık yeniden gazlaştırma kapasitesinin de 115 milyon ton'a ulaşması beklenmektedir (ibid).

İlk zamanlarında, faaliyete geçen FSRU'lar 130.000 m^3 depolama ve yıllık 2-3 milyon ton yeniden gazlaştırma kapasitesine sahip iken daha yeni teknolojiye sahip gemiler 170.000 m^3 depolama ve yıllık 6 milyon ton yeniden gazlaştırma kapasitesine kadar ulaşabilmektedir (Songhurst, 2017). Bu nispetle depolama ve yeniden gazlaştırma kapasitesi bakımından FSRU'lar bazı kara LNG alım terminalleri ile aynı seviyede olduğu söylenebilir.

FSRU gemileri karasal terminallere göre inşaat maliyeti ve zamanı bakımından bir takım avantajlar sunmaktadır. Yeni bir FSRU gemisi inşası 2017 yılı itibarıyla ortalama olarak 240-300 milyon $'a mal olmaktadır ve bu rakam ortalama bir karasal terminal inşasının % 50-60'ına tekabül etmektedir. Bir LNG nakliye gemisini FSRU'ya dönüştürmek ise daha ucuzdur ve ortalama olarak 100-130 milyon $'a mal olmaktadır (Songhurst, 2017). Süre bakımından bir nakliye gemisini FSRU'ya dönüştürmek 18 ayı bulabilmektedir. Yeni bir FSRU inşa etmek ise 27 ila 36 ay arasında sürmektedir ve bu bakımdan FSRU'lar karasal terminallere göre yarı yarıya avantaj sunmaktadır (Çamur, 2018).

FSRU gemileri genellikle alıcı tarafından tamamen satın alınmak yerine kiralama yolu ile kullanılmaktadır. Bu gemiler, Höegh, Golar, Excelerate Energy gibi büyük gemi operatör şirketlerinden günlük kiralama bedeli ödenerek kiralanabilir. Kiralama süreleri 5 ile 20 yıl arasında değişebilmektedir (Songhurst, 2017). Kiralama seçeneği ithalatçı ülkeye

- Baştan gemi inşasını beklemeden liman, iskele ve şebekeye bağlanım altyapısını tamamlayarak yaklaşık bir sene içinde faaliyete başlama
- Yatırım maliyetlerinin düşmesi
- Kısa ve orta vadeli LNG alımları için büyük batık maliyetlere girişilmesine gerek duyulmaması

gibi bir takım avantajlar sunmaktadır. Buna karşılık önümüzdeki süreçte uzun vadeli sözleşmelere bağlı LNG'nin ithalatını sağlamak üzere alıcıların kiralama yerine satın almayı tercih edeceği projelerin yaygınlaşması beklenmektedir (Songhurst 2017).

FSRU'nun ayrıca bulunduğu iskeleden ayrılıp ihtiyaca göre farklı bölgelere yerleştirilebilme avantajı da bulunmaktadır. Bu durum talebe göre FSRU'nun konuşlanması sonucunda arz güvenliğinin sağlanması veya talebin olmadığı dönemlerde FSRU'nun farklı ticari saiklerle de olarak çalışması gibi imkânları beraberinde getirmektedir.

FSRU teknolojisinin, belirtilen avantajlarının yanında depolama kapasitelerinin arttırılamaması, FSRU gemi kapasitesinden fazla kapasiteli bir gemi ile LNG getirilmesi durumunda gelen geminin limanda bir müddet beklemek durumunda olması, kötü hava koşullarında faaliyet dışı kalma riskleri gibi bir takım dezavantajları da bulunmaktadır (Songhurst, 2017).

2.2.3. Gravifloat

Gravifloat (Offshore Gravity Based Structure) LNG terminali, beton ve çelik yüzdürme dubalarının deniz dibine sabitlenerek bir LNG alım terminali için gerekli bütün ünitelerin bu yapı üzerinde tutulduğu tesislerdir. Günümüzde LNG alım terminali olarak kullanılan ilk ve tek Gravifloat tesisi İtalya'nın Porto Levante kentinin yaklaşık 17 kilometre açığında yer alan Adriatik LNG terminalidir. 2009 yılında faaliyete başlayan Adriatik LNG terminali, 30 kilometrelik boru hattı ile İtalyan gaz şebekesine bağlanarak şebekeye yıllık 8 milyar standart metreküp gaz verecek şekilde tasarlanmıştır (IGU, 2018; Waters vd., 2008).

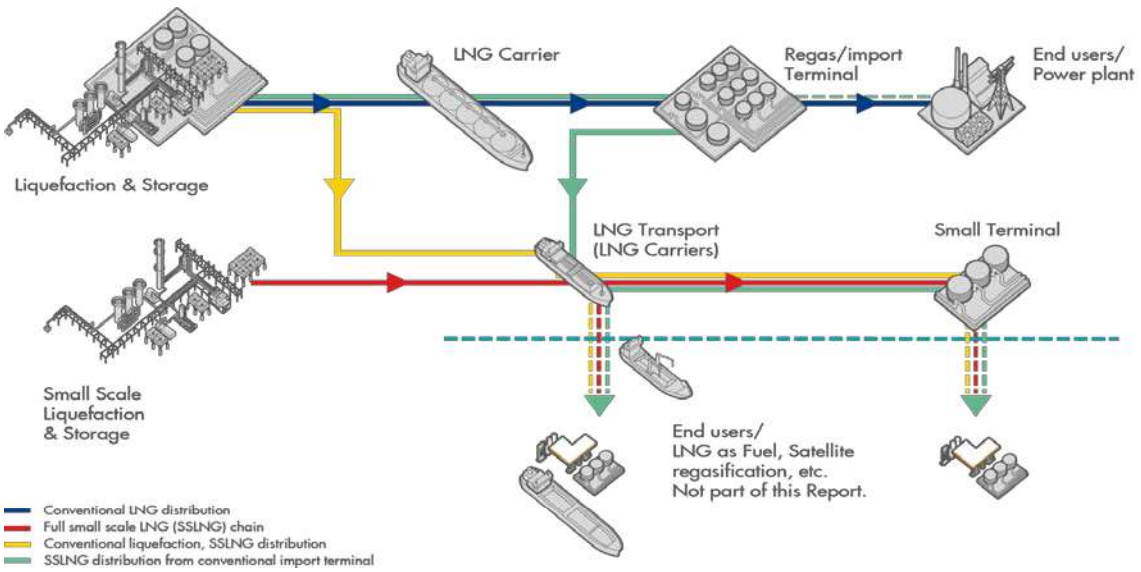
Terminal deniz seviyesinden ortalama 18 metre derinlikten başlamak üzere 47 metre yüksekliğinde, 88 metre genişliğinde ve 180 metre uzunluğundadır. Platform üzerinde 28 metre yüksekliğinde, 33 metre genişliğinde 155 metre uzunluğunda iki adet depolama tankı bulunmaktadır. Depolama tanklarının üzerinde ise gazlaştırma ünitesi bulunmaktadır. Toplamda yaklaşık 250.000 m^3 kapasiteli iki adet depolama tankı bulundurması sebebiyle Adriatik LNG bir gravifloat tesisi olarak diğer LNG alım tesis türlerine göre depolama kapasitesi konusunda avantaj sunmaktadır (Waters vd., 2008). Yeniden gazlaştırma kapasitesi ise yıllık 5,8 milyon ton ile ortalamanın üzerindedir (IGU, 2018). Gazlaştırılan LNG, 30 inç çapındaki borularla 15 km'si deniz, 10 km'si bataklık ve 15 km'si arazi olmak üzere 40 km boyunca taşınarak İtalyan iletim şebekesine dahil olmaktadır (Waters vd., 2008).

2.3. Küçük Ölçekli LNG Tesisleri

Küçük Ölçekli (Small Scale) LNG tesisleri, yıllık 1 milyon ton'dan daha az kapasiteye sahip LNG sıvılaştırma veya alım terminalleri olarak tanımlanmıştır (IGU, 2015). Küçük ölçekli LNG tesisleri son yıllarda yaygınlaşmaya başlamıştır. Bu yaygınlaşmanın çevresel, ekonomik ve coğrafik sebepleri bulunmaktadır. Dünya genelinde küçük ölçekli yeni LNG sıvılaştırma ve alım terminalleri inşa edilmekte ve işletilmektedir.

Küçük ölçekli LNG ticareti, toptan ve perakende olmak üzere iki temel kategoriye ayrılabilir. Küçük ölçekli toptan LNG, temel olarak geleneksel LNG tedarik zincirinin minyatürleştirilmiş bir halidir. Doğal gaz küçük ölçekli miktarlarda sıvılaştırılır, küçük ölçekli gemilerde taşınır ve daha sonra küçük ölçekli bir alım terminaline ulaştırılır. Küçük ölçekli perakende LNG ise genellikle LNG'nin alt akış sürecine ulaşmasının ardından veya ulusal iletim şebekesinden çekilen doğal gazın sıvılaştırılmasının ardından ulaşımda, elektrik üretiminde, endüstriyel faaliyetlerde vb. kullanılmasıdır (IGU, 2014).

Büyük ölçekli ticarette ve küçük ölçekli toptan LNG ticaretinde LNG'nin üretiminden nihai tüketiciye ulaştırılmasına kadar gerçekleşen süreçler tedarik zinciri olarak tanımlanmaktadır. Ancak küçük ölçekli perakende LNG ticaretinde bir zincirden ziyade tedarik ağından söz etmek mümkün olmaktadır (IGU, 2015/a).



Şekil 5: *Küçük Ölçekli LNG Ticaretinde Beş Farklı Zincir ile Kurulu LNG Değer Ağı*

Tedarik ağındaki seçeneklerin birer örneği olarak Şekil 5'deki şemada birkaç renkli çizgi gösterilmiştir (ibid). Örneğin mavi çizgi büyük ölçekli geleneksel bir değer zincirini temsil etmektedir. Kırmızı çizgi ise büyük ölçekli ticaretin minyatürleşmiş bir biçimi olan küçük ölçekli toptan LNG tedarik zincirini göstermektedir. Sarı çizgi büyük ölçekli bir sıvılaştırma terminalinden küçük miktarlarda alınan LNG'nin küçük ölçekli bir alım terminaline taşındığı ve oradan da tekrar gazlaştırılarak nihai tüketiciye ulaştırıldığı süreci temsil etmektedir. Yeşil çizgi ise büyük ölçekte LNG alım terminaline kadar getirilmiş LNG'nin oradan küçük ölçekte taşınarak küçük ölçekli bir alım terminaline veya nihai tüketiciye ulaştırılması sürecini göstermektedir. Küçük ölçekli LNG'de pek çok tedarik zincirinin birlikte kullanımının mümkün olmasından dolayı bütün zincirlerin bir bütünü olarak bir tedarik ağı durumu söz konusudur.

Küçük çaplı LNG'nin gelişmesinde çevresel, ekonomik ve coğrafi bazı sebepler bulunmaktadır. Doğal gazın diğer fosil yakıtlara göre sera gazı salınım oranının daha az olması sebebiyle yakıt olarak iç piyasalarda kullanımının yaygınlaşması çevreci boyutunu, piyasalar arası fiyat farklılıklarının bulunması sebebiyle arbitraj imkanı sunması ekonomik boyutunu ve boru gazı alt yapısı ile ulaşılması mümkün olmayan bölgelere küçük ölçekli LNG ile ulaşılması coğrafik boyutunu göstermektedir (Biscardini vd., 2017). Temel olarak küçük çaplı LNG'nin yaygın olduğu üç farklı nihai tüketici kullanım türü bulunmaktadır. Bunlar; LNG'nin gemi yakıtı olarak kullanılması (LNG Bunkering) ; kamyon, otobüs gibi büyük kara taşıtlarında kullanılması ve şebeke dışı tüketim olarak sıralanabilir.

2.3.1. Deniz taşıtlarında yakıt olarak kullanım (LNG Bunkering)

Uluslararası Denizcilik Örgütü (International Maritime Organization – IMO) tarafından 2015 yılında alınan karalar uyarınca Baltık Denizi, Kuzey Denizi ve Kuzey Amerika kıyılarının dahil olduğu emisyon kontrol bölgeleri (Emission control areas-ECA) olarak tanımlanan yerlerde gemilerin kükürt salınım limitleri %1'den %0,1'e düşürülmüştür. Akdeniz kıyılarının da 2020'de ECA bölgesi olarak tanımlanması öngörülmektedir. Ayrıca yine IMO tarafından günümüzde %3,5 olan küresel kükürt salınım limitlerinin 2020'den itibaren %0,5'e indirilmesi kararlaştırılmıştır (DNV GL, 2016).

Gemilerde yakıt olarak kullanılan ürünlere bunker, gemilere yakıt ikmali hizmeti verilmesine ise bunkering adı verilmektedir. Bunker esasen gemilerin kömürle çalıştığı dönemde kömür saklanan yerlere verilen isimdir ve günümüzde gemi yakıtı anlamına gelen bir terim olarak kullanılmaktadır (Arkas Bunker, 2014).

Fuel oil ve motorin, dünyadaki bunker yakıtı kullanımının çok büyük bir kısmını oluşturmaktadır ve bu iki yakıt türünün kullanımı değişen oranlarda kükürt salınımına sebep olmaktadır. LNG'nin kükürt salınım oranının % 0 olması sebebiyle özellikle 2020'den itibaren bunker yakıtı olarak kullanımının yaygınlaşması beklenmektedir. Bu durum bunkering hizmeti veren küçük ölçekli sıvılaştırma tesisleri ve gemilere yakıt ikmali yapan küçük ölçekli taşıma gemilerinin yaygınlaşması için fırsat olarak görülmektedir.

2.3.2. Kara Taşıtlarında Yakıt Olarak Kullanım

LNG'nin karayolu taşımacılığında tercih edilmesi çevresel ve ekonomik temellere dayanmaktadır. LNG, bunkering sektöründe olduğu gibi kara yolu taşıt yakıtı olarak kullanımda da çevreci avantajlar sunmaktadır. Özellikle hava kirliliğini azaltmaya yönelik politikalar izleyen Çin'de otobüs, kamyon ve feribotlara hizmet sunan 500'den fazla LNG dolum istasyonu söz konusudur (U.S. Department of Energy, 2018). Bu uygulamaları ayrıcalıklı kılan LNG'nin doğrudan LNG terminalleri yerine doğal gaz iletim şebekesine bağlı küçük ölçekli sıvılaştırma tesislerinden tedarik edilmesidir.

LNG'nin kara taşıtı yakıtı olarak tercih edilmesinin bir diğer sebebi ise ekonomik bir seçenek olmasıdır. LNG genel olarak petrol ürünlerine göre ekonomik avantajlar sunmaktadır. Kamyon sahiplerinin LNG'ye geçme istekliliği, temel olarak yakıt altyapısının hazır oluşu ve dizel ile LNG'nin fiyat rekabetiyle ilgilidir. Eğer LNG'nin toptan satış maliyetlerinde bir düşüş sağlanabilir ve küçük çaplı LNG ilk yatırım maliyetlerinin geri dönüş süreleri hızlandırabilirse, LNG'nin daha cazip bir ikame yakıt haline geleceği düşünülmektedir (Biscardini vd., 2017).

2.3.3. Şebeke Dışı Tüketim

Son yıllarda, özellikle iletim ve dağıtım boru hatlarının pratik olmadığı veya tamamlanmasının zaman alıcı olduğu bölgelerde küçük ölçekli LNG tesisleri kurularak arzın sağlanması yaygınlık kazanmaktadır. Küçük ölçekli LNG gemilerinin mevcudiyeti, nehir ve deniz kıyısında LNG ile çalışan elektrik santralleri ve yüzen elektrik üretim tesisleri gibi projelerin de önünü açmaktadır.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

3. SÖZLEŞME YAPILARI VE FİYAT OLUŞUMU

3.1. LNG Sözleşmeleri

LNG projeleri, LNG tedarik zincirinin farklı aşamalarında pek çok farklı sözleşmenin yapılmasını gerektirmektedir. Sözleşmeler bir bakıma tedarik zinciri aşamaları arasında bağlantı görevi görmektedir. LNG sözleşmeleri; devletler, proje şirketleri, taşıyıcı firmalar, toptan satış şirketleri, dağıtım şirketleri ve nihai tüketiciler gibi pek çok taraf arasında müzakere edilebilmektedir.

3.1.1. İmtiyaz Sözleşmeleri

İmtiyaz sözleşmeleri özel şirket yatırımcılarını gazın çıkarılması, geliştirilmesi ve üretilmesi için devlet tarafından yetkilendiren anlaşmalardır. Özel şirketler bu anlaşma karşılığında ev sahibi devletten gaz rezervlerinin işletilmesi bakımından bir takım imtiyazlar elde etmektedir. Devlet, rezervlerin işletilmesini özel şirketlere bırakmakta bunun karşılığında şirketlerden üretim miktarı üzerinden hesaplanan belirli bir ücret (royalty tax) ve gelir vergisi almaktadır. Ev sahibi devletin hukukuna tabi olmak bakımından imtiyazlı bir statü yaratan bu sözleşmelerle, projenin idaresi yatırımcı şirkete bırakılmakta ve hükümet en temel kararların alınmasında kısmi söz sahibi olmakta ya da söz sahibi olamamaktadır. Yatırımcı, sermaye, deneyim ve teknolojiyi getirmekte ve çıkarılan gazın mülkiyetine ve satışına hak kazanmaktadır (Şit Köşgeroğlu, 2012).

3.1.2. Üretimi Paylaşım Sözleşmeleri

1960'lı yıllardan itibaren rezerv bakımından zengin eski sömürge ülkelerinde imtiyaz sözleşmelerine karşı olumsuz bir tavır oluşmuştur. Bu ülkelerdeki ilk dönem LNG projeleri daha çok imtiyaz sözleşmelerine tabi iken ilerleyen süreçte bu ülkelerde kendi doğal zenginliklerinin imtiyaz sözleşmeleri ile sömürüldüğü fikri hâkim olmuştur. Böylece gazın mülkiyetinin devlet veya devlet şirketine ait olduğu Üretimi Paylaşım Sözleşmeleri (Production Share Agreement-PSA) ortaya çıkmıştır. Bu anlaşma türüne

göre doğal gazın mülkiyeti devlete ait olmakla birlikte gaz sahalarını idare etme ve geliştirme, üretilen gazın önceden belirlenen bir miktarı, yatırım riski ve verilen hizmet karşılığında yatırım yapan şirketlere ait olmaktadır (ibid).

Temel yapı itibariyle özel şirketler gaz sahasını işletmekte ve üretilen gaz karşılığında devlete veya projede yer alan devlet şirketine bir ücret (royalty tax) ödemesi yapmaktadır. Royalty'nin ücret olarak değil de çıkarılan gazın bir miktarı olarak ödendiği projeler de söz konusudur. Bu durumda devlet, iç pazar veya ihracata yönelik olarak masrafsız bir şekilde gaz kaynağı elde etmektedir. İki şekilde de bu ücret, projenin verimliliğine bağlı olmadan devlet için bir gelir kaynağı durumundadır. Üretimi paylaşım sözleşmelerinde devlete ödenen royalty dışında özel şirketler giderlerinin bir kısmını üretimin belli bir oranı ile karşılayabilir; bu miktara gider payı denilmektedir. Üretimin geriye kalanı, yani kazanç payı olan doğal gaz özel şirketler ile devlet veya devlet şirketleri arasında belli bir oranda paylaşılır. Özel şirketler ayrıca kazanç payı olan gaz üzerinden de gelir vergisi ödemekle yükümlüdür (ibid).

3.1.3. LNG Alım Satım Anlaşmaları

LNG Alım Satım Anlaşmaları (LNG Sale and Purchase Agreement-SPA), LNG'yi ihraç eden ile ithal eden şirketler arasında imzalanan anlaşmalardır. SPA'lar, satıcı sıvılaştırma tesisinden alıcı alım terminaline kadar LNG süreçlerinin kilit taşını oluşturmaktadır (U.S. Department of Energy, 2018). Geleneksel LNG alım satım sözleşmeleri rezerve bağlı (depletion type) SPA'lar ve tedarik tipi (supply contract) SPA'lar olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Birinci tip sözleşmelerde rezerv alanından çıkan gaz tamamen ithal eden tarafa satılmaktadır ve sözleşme rezerv bittiğinde sona ermektedir. İkinci tip sözleşmelerde ise belli bir zaman aralığında belli bir miktar gazı satıcının satmayı alıcının ise almayı taahhüt etmektedir. Belirlenen zaman aralığı uzun (üç yıldan fazla), orta (2-5 yıl arası) ve kısa (2 yıldan az) olabilmektedir (Şit Köşgeroğlu, 2012).

3.1.3.1.Uzun Vadeli Anlaşmalar

LNG projeleri, yüksek yatırım maliyeti içeren ve bünyesinde pek çok risk barındıran projelerdir. Bu sebeple proje katılımcıları yatırımlarının geri dönüşünün

sağlanacağı bir zaman zarfında, gerçekleşebilecek risklerden kaçınmak için uzun dönemli sözleşmelere başvurma ihtiyacı hissetmektedir.

Uzun dönemli anlaşmalar genellikle 20-25 yıl vade ile LNG alım satımının taahhüt edildiği sözleşmelerdir. Son yıllarda, LNG ticaret hacminin büyümesi ve LNG tedarikinin daha kolay hale gelmesi sonucunda daha kısa (5-10 yıl) vadeli sözleşmeler yaygınlık kazanmaktadır. Ancak, günümüz LNG piyasalarında hala 20-25 yıllık uzun vadeli sözleşmelerin baskınlığı söz konusudur (U.S. Department of Energy, 2018).

Uzun dönemli sözleşme hükümleri genel olarak sözleşme başlama tarihi ve sözleşme süresi, miktar, fiyat, ödeme şekli, ısıl değer kalitesi, gemi standartları, yıllık teslim programı, mücbir sebepler, uygulanacak hukuk ve uyuşmazlık çözümüne ilişkin maddeleri içermektedir (Şit Köşgeroğlu, 2012).

Uzun dönemli sözleşmeler, genellikle katı ve esnek olmayan hükümler içermektedir. Bunların en önemlisi al ya da öde (take or pay) hükümleridir. Al ya da öde hükümlerine göre alıcı alması gereken LNG'yi almasa bile ücretini ödemek durumundadır. Al ya da öde hükümleri sözleşmeden sözleşmeye farklılık göstermekle birlikte temelde alıcının almayı satıcının ise satmayı taahhüt etttiği böylece iki tarafın da arz ve talep bakımından risklerden kaçındığı hükümlerdir. Genellikle sözleşmede her yıl alınması gereken LNG miktarı belirtilir. Sözleşmedeki esnekliklere bağlı olarak bu miktarın belli bir oranında sapma olmasına izin verilebilir veya bir sene alınmayan LNG ilerleyen yıllarda alınabilir (Creti ve Villeneuve, 2004).

3.1.3.2. Orta Vadeli Anlaşmalar

Tarihsel olarak uzun dönemli boru hattı taşımacılığına bağlı olan doğal gaz ticaretinde LNG'nin yaygınlık kazanmasıyla birlikte sözleşme şartlarında bir takım değişimler gözlenmiştir. Bu değişimlerden bir tanesi de bazı alım satım sözleşmelerinde gözlemlenen sözleşme sürelerindeki kısalmadır. LNG'nin boru gazının aksine taşıma esnekliğinin bulunması ve yıllar içinde LNG ihracat ve ithalatçılarının artması, doğal gaz piyasasında kısmi bir küreselleşmeye yol açmıştır. Yaşanan bu gelişme büyük oranda petrol fiyatlarına endeksli olan doğal gazın fiyatlarında kısmen serbest piyasa koşullarının oluşmasını sağlamıştır. Serbest piyasa koşulları ayrıca başta Avrupa ve

A.B.D'de olmak üzere özellikle teşvik edilmiştir. Gelişmeler neticesinde tarafların 20-25 yıl gibi uzun sürelerce birbirine bağımlı olduğu sözleşmelerin yanında arz ve talebe bağlı orta ve kısa vadeli sözleşmeler ortaya çıkmıştır (Özdemir, 2015).

Orta vadeli sözleşmeler, yapı itibariyle uzun dönemli sözleşmelere benzemekle beraber sözleşme süreleri 2 ile 5 yıl arasında olan sözleşmelerdir. Uzun vadeli ve kısa vadeli ile spot anlaşmalara göre ticaret hacimleri küçük olsa da özellikle 2013'teki Fukushima kazası sonrası dönemde önem kazanmıştır. Kaza sonrası tüm nükleer elektrik üretim santrallerini devre dışı bırakan Japonya, elektrik üretiminde doğal gaza yüklenmiş ve krizin aşılacağı 4-5 yıllık süreci karşılayacak orta vadeli sözleşmeler imzalamıştır. Aynı dönemde başta Mısır olmak üzere bazı Orta Doğu ülkeleri yeni keşfedilen rezervleri faaliyete geçene kadar iç talebi karşılamak üzere orta vadeli sözleşmeler imzalamışlardır (IGU, 2014).

3.1.3.3.Kısa Vadeli ve Spot Anlaşmalar

IGU raporlarına göre iki yıldan daha kısa süreli LNG alım satım anlaşmaları kısa vadeli anlaşmalar olarak tanımlanmaktadır (GIIGNL, 2016). Spot LNG sözleşmeleri ise tek seferlik kargo alımlarını ifade etmektedir. Kısa dönemli sözleşmeler alıcı tarafın talebinde beklenmedik durumlar oluştuğunda veya geçici olarak fazladan gaza ihtiyacı olduğunda orta ve uzun vadeli sözleşmelere benzer şekilde imzalanan anlaşmalardır. Fukushima kazası sonrasında Japonya; yine aynı dönemde uzun vadeli sözleşmeleri başlayana kadar faydalanmak üzere Hindistan ve Çin; inşaat halindeki hidroelektrik santralleri devreye alınıncaya kadar elektrik üretiminde kullanılmak üzere Brezilya ve Arjantin kısa vadeli anlaşmalara dayalı doğal gaz alımı yapmışlardır (ibid).

Spot LNG sözleşmeleri ise kargo bazlı tek seferli alımları ifade etmektedir. Spot LNG ticareti yapabilmek için öncelikle alıcı ve satıcı arasında temel satış sözleşmesi (Master Sale Agreement-MSA) imzalanmış olması gerekmektedir. Bu sözleşme SPA'dan farklı olarak herhangi bir alım satım garantisi içermemektedir. Bunun yerine LNG'nin kalitesi, gemi özellikleri, kargonun teslim edileceği yer, hukuki durumlar, mücbir sebepler, kargonun teslim edilemediği durumlardaki yaptırımlar ve ödeme vadeleri gibi konuları ele almaktadır. MSA'lar genelde ihracatçı tarafın belirlediği standart şablonlar şeklinde hazırlanmaktadır. İhracatçı ve ithalatçı taraf arasındaki ilişki

süresince devam eden ve çoğunlukla süresiz olan bu sözleşmeleri imzalamadan önce görüşmelerde olmazsa olmazlarını mutlaka sözleşme maddelerine ekletmesi gerekmektedir (Kepkep, 2013).

Spot LNG alımlarında alıcı şirket, önceden MSA imzaladığı satıcı şirkete telefonla veya mail yoluyla ulaşarak fazladan kargoları olup olmadığını sormaktadır. Satıcı elinde fazladan kargosu varsa gazın fiyatını, kalitesini vb. bilgileri alıcıya sunmaktadır. İki taraf arasında anlaşma sağlanırsa spot LNG ticareti gerçekleşmektedir (Kişisel İletişim, Gökhan Çelik, 2018).

Spot LNG ticareti tarihsel olarak uzun dönemli sözleşmelerin ithalatçı ülkenin iç talebini karşılamada yetersiz kaldığı durumlarda yapılagelmiştir. Ancak 2008 krizi sonrasındaki dönemde yaşanan ekonomik durgunluk, aynı dönemde A.B.D'ye gitmesi beklenen kargoların kaya gazı devrimiyle yeni alıcı arayışı içine girmesi ve LNG piyasalarındaki alıcı ve satıcıların artması dünya genelinde bir LNG bolluğu yaratmıştır. Bu durum bölgeler arası arbitraj imkanı sunan LNG ticaretinde spot ticaretin yaygınlaşmasına imkan tanımıştır. Son dönemde başta Avrupa'da ve A.B.D'de olmak üzere petrol fiyatı endekslemelerinden mümkün oldukça arınmış spot piyasaların oluşturulmasına yönelik çalışmalar bulunmaktadır (Özdemir, 2015).

3.1.4. Nakliye (Navlun) Anlaşmaları

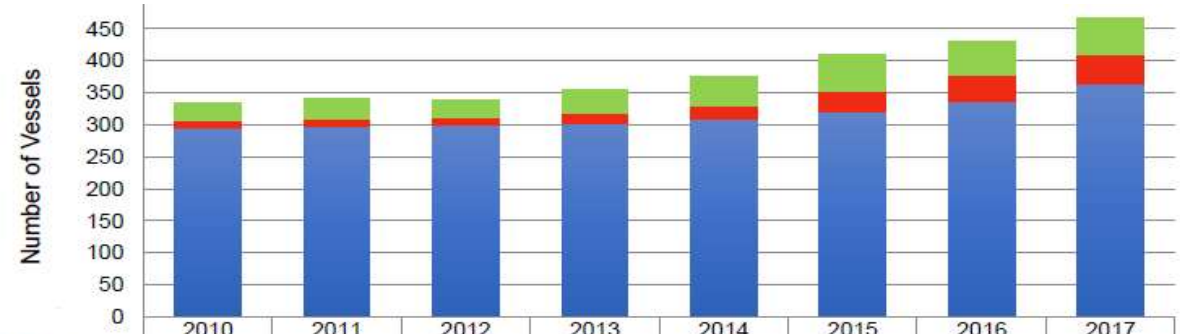
Denizde mal taşımak üzere yapılan anlaşmalara navlun anlaşmaları adı verilmektedir. Navlun anlaşmalarının tarafları taşıtan (mal sahibi) ve yükletenden (gemi sahibi) oluşmaktadır. Yükleten, gemisinin tamamını ya da bir bölümünü taşıtana tahsis edebilir veya parça mal olan belirli bir eşyayı denizde taşımayı yüklenebilir. Navlun sözleşmesi şu hususları içermektedir (Gümrükleme Terimleri Sözlüğü, 2018);

- Yükleten tarafından yapılan bir taşıma taahhüdü,
- Gemiyle taşımaya elverişli bir malın varlığı,
- Taşımanın denizde yapılması,
- Taşımanın gemi niteliğinde bir araç ile yapılması,
- Taşımanın ücretli olması.

Navlun sözleşmeleri "charter" ve "kırkambar" sözleşmeleri olarak ikiye ayrılmaktadır. Charter sözleşmeleri geminin tamamının veya bir kısmının taşıtana tahsis edildiği sözleşme şeklinde tanımlanmıştır (ibid). Bu tür sözleşmelerde önemli olan mal değil, malı taşıyacak olan gemidir. Yani sözleşme kapsamında kiralanan geminin tamamı veya bir kısmı yüklenen mal ile dolmamış olsa dahi kira ücretinin tamamı ödenmek zorundadır (ibid). Charter sözleşmelerinin sefer charteri ve zaman charteri olmak üzere iki çeşidi bulunmaktadır. Sefer charteri, bir geminin belirli bir yükü bir limandan ötekine taşımak üzere tutulmasıdır. Zaman charterinde ise, gemi belirli bir zaman için tutulur ve navlun bedeli zaman ölçüsüne göre saptanır.

Kırkambar sözleşmesinde ise, navlun sözleşmesi ile bir yükün bir liman ya da iskeleden, bir başkasına deniz yoluyla taşınmasının taahhüt edilmesi söz konusudur. Yani sözleşmede gemiden ziyade taşınan mal dikkate alınmaktadır. Kırkambar sözleşmeleriyle tek bir gemiyle yüzlerce küçük parti mal taşımak ve çok sayıda navlun sözleşmesi yaparak daha çok kazanç sağlamak mümkün hale gelmiştir (ibid).

Gemi sahipleriyle LNG taşınması üzerine yapılan nakliye anlaşmaları charter tipi anlaşmalara girmektedir. Eğer taşıtan belli bir süre için gemi kiralayacaksa zaman charter tipi, tek seferlik (spot) bir taşıma için gemi kiralayacaksa sefer charter tipi bir nakliye anlaşması imzalamaktadır. İki sözleşme türünde de mürettebat ve yakıt, gemi sahibi tarafından temin edilmektedir. Mürettebat ve yakıtın gemi sahibi tarafından değil de taşıtan tarafından karşılandığı charter sözleşmeleri de bulunmaktadır. Bu sözleşmelere mürettebatsız (bareboat) tipi charter sözleşmeleri adı verilmektedir (U.S. Department of Energy, 2018).



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Short-Term	29	33	29	35	46	57	52	56
Mid-Term	11	11	12	16	20	32	42	47
Long-Term	295	298	299	303	310	321	336	363

Şekil 6: *LNG Gemilerinin Bağlı Oldukları Anlaşmaların Uzunluklarına Göre Dağılımı*

Şekil 6'da yıllara göre LNG gemilerinin bağlı oldukları nakliye anlaşmalarının uzunluklarına göre dağılımı verilmektedir (IGU, 2018). Uzun vadeli nakliye anlaşmaları 5 yıl veya 5 yıldan daha uzun süreli anlaşmaları kapsarken orta vadeli anlaşmalar 6 ayda 5 yıla kadar süren anlaşmaları, kısa vadeli anlaşmalar ise 6 aydan kısa anlaşmaları kapsamaktadır (ibid). Şekil 6 incelendiğinde LNG gemilerinin büyük oranda uzun vadeli anlaşmalara bağlı olduğu ancak kısa ve orta vadeli anlaşmaların sayılarının yıllar ilerledikçe arttığı anlaşılmaktadır.

LNG gemilerinin günlük charter ücretleri yapılan anlaşmalara, mesafelere ve geminin motor tipine göre değişmektedir. 2015'ten itibaren yaklaşık 30.000 $ seviyelerinde olan günlük kiralama bedelleri; arz ve talepteki artışlar, spot alımların artması gibi sebeplerle 2017 yılı sonu itibariyle 80.000 $ seviyelerine ulaşmıştır (ibid).

3.1.5. LNG Toptan Satış Anlaşmaları

LNG Toptan Satış anlaşmaları LNG'nin alıcı taraf tarafa teslim edilmesinden sonra iç pazarda ticaretini ve iç tüketime sunulmasını sağlayan sözleşmelerdir. Türkiye'de Toptan Satış Sözleşmeleri EPDK'dan toptan satış faaliyetini gerçekleştirmek üzere toptan satış lisansı veya ithalat lisansı almış bir tüzel kişi ile bir diğer lisans sahibi veya nihai tüketiciler arasında yapılabilmektedir.

Toptan Satış Sözleşmeleri genellikle en fazla 1 gaz yılı sürecek şekilde hazırlanmaktadır. İstisnai durumlarda sözleşme süreleri bir yıldan az veya çok olabilmektedir. Sözleşme süresinin genelde bir gaz yılı olarak belirlenmesinin ana nedenleri

- Piyasadaki arz-talep dengesinin belirsizliği sebebiyle LNG'yi getiren ithalatçı şirketin ihracatçısı ile kargo takvimlerini bir yıllık süreler dahilinde belirlemesi
- Doğal gaz fiyatlarının belirsizliği
- İthalatçı şirketlerin iç piyasadan bir senenin üzerinde talep toplayamaması veya böyle bir projeksiyonunun bulunmaması
- Serbest tüketici sınırlarının her yıl güncellenmesi

olarak sıralanmaktadır (Kepkep, 2013).

3.2. LNG Fiyat Oluşumu

Bir emtia olarak doğal gaz, petrole nazaran henüz tam anlamıyla küresel boyutta liberal bir piyasa yapısına kavuşamamıştır. Bunun yerine doğal gaz ticaretinin tarihsel olarak geliştiği üç farklı bölgesel piyasadan söz etmek mümkündür.

- Büyük oranda rekabetçi ortamda gaz ticareti yapılan ve fiyatının enerji merkezi denilen gaz ticaret merkezlerinde belirlendiği Kuzey Amerika;
- Gelen gazın çoğunlukla petrol ürünlerine endeksli uzun vadeli sözleşmelere bağlı olduğu ancak bunun yanında rekabete dayalı spot piyasa modelinin yaygınlaştırılmaya çalışıldığı Avrupa;
- Doğal gazın büyük oranda LNG olarak tedarik edildiği, fiyatların uzun vadeli LNG sözleşmelerinde doğrudan petrol fiyat ortalamalarına bağlandığı ve fiyatların üzerine navlun maliyetlerinin yansıtıldığı Uzak Doğu Asya'dır (Özdemir, 2015).

Üç piyasadaki fiyat oluşumları tarihsel olarak bu piyasaların kendine has özelliklerine ve ihtiyaçlarına göre şekillenmiştir. Doğal gazın fiyatlandırmasında doğal gazın ikamesi olan başka bir ürüne endeksleme yaygın olarak kullanılmaktadır. Ham petrol, petrol ürünleri ve kısmen kömür, endekslemede kullanılan referans ürünlerdir. Endekslemede tek bir ürün kullanılabileceği gibi birden fazla ürünün fiyat karışımları da kullanılabilmektedir. Endeksleme dışında özellikle son yıllarda gazın gazla rekabetini esas alan piyasa bazlı fiyatlandırmalar yaygınlaşmaktadır.

3.2.1. Petrole Endeksli Fiyatlandırma

Geleneksel LNG ticaretinde, özellikle sabit vadeli sözleşmelerde, ham petrol fiyatlarına bağlı fiyatlandırma oldukça yaygın olarak kullanılmaktadır. Petrol endeksi, doğal gaz ticaretinin ilk yapıldığı dönemlerde elektrik üretiminde petrol ürünlerinin yakıt olarak kullanılması yaygın olduğundan ve doğal gazın bu dönemde petrole ikame olarak elektrik üretiminde kullanımından ortaya çıkmıştır. O dönemdeki sözleşmelerde doğal gazın petrole göre yeni bir yakıt olması sebebiyle petrol ile rekabet edebilmesi adına doğal gaz fiyatları petrol ürünlerine endekslenmiştir (Ministry of Economy, Trade and Industry Government of Japan, 2016).

Uzun vadeli sözleşmelerdeki endeksleme çoğunlukla ham petrol fiyatı ve hafif-ağır petrol ürünleri fiyatlarını kapsayarak 20-30 yıllık sözleşmelerde 6-9 ay gecikmeli olarak çeyrek yıllık oluşan fiyatlara aksettirilir. Alıcı 'al ya da öde' taahhütlüyle satıcının yatırımını garantiye alır. Fakat bu endeksleme üretici ülkeler arasında değişiklikler gösterir ve nihai olarak gizlidir (Özdemir, 2015).

Dünyadaki LNG ticaretinin yaklaşık % 75'i, ham petrol veya akaryakıt bazlı bir yakıt endeksi kullanılarak fiyatlandırılmaktadır (Özdemir 2015). Petrol endeksinde kullanılan genel formül

$$P_t = P_0 + \sum_j \alpha_j * \left(PT_{j,t} - PT_{j,0}\right) * D_{PT_j} * \lambda_j + \gamma * P_{t-1} \qquad \textit{(Formül 1)}$$

şeklinde ifade edilebilir (Zlamal, 2005). Burada;

$P_t =$ Alıcının satıcıya LNG için t anında ödemesi gereken birim fiyat

P_0 = Anlaşmanın yapıldığı tarihte belirlenen baz birim fiyat

α_j = Anlaşmada endekslemeye dahil olan j. ürününün (Ham petrol, Ağır Fuel Oil vb.) ağırlık katsayısı ($\sum_j \alpha_j = 1$)

$PT_{j,t}$ = j. ürünün t anındaki birim fiyatı

$PT_{j,0}$ = j. ürünün anlaşmanın yapıldığı tarihteki fiyatı

D_{PT_j} = j. ürünün fiyata göre enerji dönüşüm faktörü

λ_j = j. ürününü fiyat değişimlerine karşı duyarlılık katsayısı

γ = dönemler arası fiyat ayarlama katsayısı (γ fiyat ayarlaması yapılan dönemler dışında 0 değerini almaktadır.)

P_{t-1} = Bir önceki dönem alıcının satıcıya ödediği birim fiyat olarak tanımlanmaktadır.

Petrol endeksli fiyatlamada kullanılan bir diğer formül

$$P_{LNG} = \alpha * P_{Crude} + \beta \qquad \textit{(Formül 2)}$$

biçimindeki ham petrole veya birden çok petrol ürününün fiyat karışımına bağlı fiyatlandırmadır. Bu formül daha çok Asya piyasalarında kullanılmaktadır.

Burada;

P_{LNG}= LNG'nin birim fiyatını

α = Ham petrole olan bağlılık katsayısını

P_{Crude}= Ham petrol birim fiyatını

β = LNG birim fiyatında petrol fiyatından etkilenmeyen $ cinsinden sabiti ifade etmektedir (Erdos ve Ormos, 2012).

Japonya'nın LNG sözleşmelerinde sıklıkla kullanılan bu formülde tarihsel olarak α katsayısı üzerinde çok az müzakere yapılmıştır ve anlaşmazlıkların büyük çoğunluğu, β sabitinin değeri üzerinde yaşanmıştır. 1980'lerde petrol fiyatlarının düşmesiyle birlikte, yeni LNG sözleşmelerine fiyat formülünün uygulanabileceği aralıkları belirleyen taban ve tavan fiyatları da eklenmiştir. Bu düzenleme ile, tedarikçilerin LNG sıvılaştırma tesislerinde önemli yatırımlar yapmaları sebebiyle, taban fiyatlı bir fiyatlandırma modeli geliştirilmiştir. Böylece petrol fiyatları düşmeye devam etse bile, LNG fiyatındaki düşüşün belli bir seviyede kalması ve LNG tedarikçilerinin zarar etmemesi amaçlanmıştır. Buna karşılık, alıcılar da, petrol fiyatlarının aşırı yükselmesi ihtimalini göz önüne alarak LNG fiyatlarındaki artışları kısıtlayacak bir fiyat tavanını sözleşmelere ilave etmiştir (U.S. Department of Energy, 2018).

3.2.2. Kömüre Endeksli Fiyatlandırma

Doğal gazın elektrik üretiminde kullanıldığı bazı ülkelerde LNG ithal eden şirketler, LNG fiyatlarını elektrik üretiminde ikame mal olarak görülen kömüre endekslemişlerdir. Kömür endeksi, Norveç'ten Hollanda'ya yapılan satışlardaki sözleşmelerde uzun yıllardan beri kullanılmaktadır ve aynı zamanda İtalya'nın Nijerya ile yaptığı sözleşmelerde bir endeksleme parametresidir. Bu endeksin önümüzdeki yıllarda baz elektrik talebini karşılamak için temiz kömür teknolojileri kullanımında artış sağlanması veya elektrik jeneratörlerinin karbon emisyon miktarlarını azaltmaya yönelik çalışmalar yürütülmesi durumunda daha yaygın hale geleceği öngörülmektedir (U.S. Department of Energy, 2018).

3.2.3. Gazın Gazla Rekabetine Dayalı Fiyatlandırma

Gazın gazla rekabetini esas alan fiyatlandırma, LNG'nin rekabetçi piyasa koşullarında arz ve talebe göre değişen spot anlaşma fiyatlarına endekslenmesi olarak tanımlanmaktadır. Spot fiyatlar, gazın ticaretinin ve dağıtımın yapıldığı enerji merkezi adı verilen ticaret merkezlerinde serbest piyasa koşullarına göre belirlenmektedir. Kuzey Amerika'da neredeyse bütün uluslararası gaz ticareti gazın gazla rekabetini esas alarak yapılmaktadır. Avrupa'da ise petrole endeksli doğal gaz sözleşmeleri ticarete büyük oranda hâkim olmasına rağmen rekabet esaslı fiyatlandırma yaygınlık kazanmaktadır (EIA, 2014). Bu durumun başlıca sebepleri

- Kaya gazına yönelik gelişmelerin ardından ABD'nin LNG ihracatçısı olarak ortaya çıkması ve bu ülkede doğal gaz ticaretinin rekabetçi piyasa koşullarında yapılıyor olması
- 2008 sonrası dönemde dünya ekonomisindeki daralma yaşanması nedeniyle doğal gaz talebinde düşüşler yaşanması
- 2000'lerin ortasından itibaren yatırım kararı alınan büyük miktarlı LNG projelerinin 2000'lerin sonlarına doğru ardı ardına devreye girmeye başlaması.

olarak gösterilebilir (Özdemir, 2015).

Bu koşullar doğrultusunda Avrupa'da 2000'li yılların sonunda gaz bolluğu yaşanmıştır. Gaz bolluğu spot piyasadaki gaz fiyatlarının düşmesine neden olmuştur. Buna karşılık aynı dönemde uzun vadeli sözleşmelere bağlı alımlar, piyasa koşularından etkilenmeden petrole endeksli olarak devam etmiştir. Böylece spot ve uzun vadeli fiyatlar birbirine yaklaşmıştır. Tarihsel olarak genellikle uzun dönemli gazın ithalatçı ülkenin iç talebini karşılamada yetersiz kaldığı durumlarda kullanılan spot gaz bu durumda daha çok tercih edilir hale gelmiştir.

Gazın gazla rekabet ettiği spot piyasalarda gaz bolluğunun ve tedarik esnekliğinin bulunması çok önemlidir. Boru hatları, gazın taşınacağı yer konusunda çok az esneklik sağlamaktadır bu sebeple LNG, spot ticarette kilit rol oynamaktadır. Ayrıca LNG, bölgeler arası fiyat farklılıklarından dolayı arbitraj imkânı sunmaktadır ve bölgeler arası ticaret gelişmesine fırsat tanımaktadır. Bölgeler arası ticaretin artması da küresel bir doğal gaz piyasasının oluşturulabilmesinde en önemli etkenlerden bir tanesidir.

Gazın gazla rekabeti konusunda özellikle Avrupa piyasalarında yaşanan bu gelişmeleri bir geçiş süreci olarak tanımlamak mümkündür. Genel olarak bu evrim uzun erimli kontratlardan kısa dönemli kontratlara, 'al ya da öde' hükmünden daha esnek alım-satım oranlarına ve petrol ürünlerine endekslenen fiyatlandırmadan spot piyasa fiyatlandırmasına geçiş olarak değerlendirilebilir. Öyle ki, spot piyasa fiyatlarının uzun dönemli kontratlara göre düşük seyretmesi pazar kaybı endişesi yaşayan Statoil[16], Gazprom gibi ana tedarikçilerin de Avrupa piyasasının yeni şartlarına uyum gösterme çabasını da beraberinde getirmiştir. Müşterilerinden gelen talepler doğrultusunda bu şirketler endeks formüllerine spot piyasa fiyatlarının bileşenlerini eklemişler, al ya da öde şartlarını esnetmişler, düşük de olsa fiyat indirimine gitmişlerdir. Bazı tedarikçiler ise gaz satışlarının tamamını spot piyasaya endekslemeye başlamıştır. LNG tesislerinin yüksek yatırım gerektirmesi sebebiyle LNG projelerinin işleyişinde uzun vadeli ve endeksli sözleşmelere ihtiyaç duyulmaktadır. Ancak yaşanan gelişmeler neticesinde önümüzdeki dönemde gazın gazla rekabetini esas alan piyasa tabanlı ticaretin gelişmesi beklenmektedir (Özdemir, 2015).

3.2.4. LNG Fiyatının Oluştuğu Bazı Önemli Piyasalar

3.2.4.1. İngiltere (NBP)

İngiltere'deki National Balancing Point (NBP), 1996'da faaliyete başlamıştır. Avrupa'nın en köklü ve likiditesi en yüksek piyasalarındandır. NBP gerçek fiziksel bir konum değil, sanal ticaret yeridir. Birleşik Krallık'taki iletim sistemi operatörü olan National Grid tarafından işletilmektedir. NBP'deki işlemler, ICE-Endex'in sahibi olduğu OCM (On-the-Day Commodity Market) ticaret sistemi üzerinden yapılmaktadır. OCM üzerinden fiyat teklifleri ve talepler alınmaktadır. Alınan teklif ve talepler gizlidir bu sebeple hiçbir alıcı ve satıcı birbirleriyle doğrudan ticari işlem gerçekleştiremez. ICE - Endex, tezgah üstü piyasadaki her ticaretin karşı tarafıdır ve işlemlerin Ulusal Şebekeye (National Grid) ve İngiliz İletim Sistemi Operatörüne (TSO) iletilmesinden sorumludur. NBP'de gerçekleşen ticaretin yaklaşık % 70'ini tezgah üstü hacimler oluştururken kalan % 30'luk kısmı ileri vadeli işlemler (forward/future) oluşturmaktadır (IENE, 2014).

[16] Statoil şirketinin ismi 15/05/2018 tarihinden itibaren Equinor olarak değişmiştir.

NBP, İngiliz ulusal şebekesinin kıta Avrupası iletim sistemiyle fiziki olarak bağlanan ve çok sayıda alıcı ve satıcının bulunduğu olgunlaşmış bir piyasadır. Bu sebeple NBP dışında da gerçekleşen pek çok spot ticarette NBP fiyatları referans fiyat olarak esas alınmakta ve uzun dönemli sözleşmelerde endeks bileşeni olarak yer almaktadır.

3.2.4.2. Belçika (Zeebrugge)

NBP'nin aksine fiziksel bir merkez olan Zeebrugge Kuzey batı Belçika'da pek çok gaz tesisinin bulunduğu bir noktada yer almaktadır. 2000 yılında faaliyete geçen Zeebrugge, bir adet LNG terminaline Avrupa dışından gelen LNG, Norveç'in Kuzey Denizi'ndeki sahalarından gelen hat ve İngiltere'den gelen hat sayesinde doğal gazın toplandığı ve buradan Almanya, Hollanda, Fransa ve Belçika'nın iç tüketimine dağıtıldığı bir merkez konumundadır (Argentesi vd., 2017).

Faaliyete geçtiği ilk yıllarda daha çok transit hatların geçtiği bir merkez konumunda olan Zeebrugge, gaz piyasalarının kademeli olarak liberalleşmesi sonucunda 2006 yılında LNG alım terminali ile iletim şebekesinin yönetiminden sorumlu Fluxys'in kurulması ve 2012 yılında Zeebrugge'daki ticari faaliyetlere ilişkin bir sanal ticaret noktasının tanımlanması ile enerji merkezi yapılanmasını güçlendirmiştir (Aygün, 2017).

3.2.4.3. A.B.D (Henry Hub)

1980'lerin ortalarına kadar, Kuzey Amerika ülkelerinin doğal gaz piyasaları regülasyona tabi tutulmuş olup LNG ticaretinin önemli bir kısmı bu bölgede petrol gibi ikame ürünlere endeksli uzun vadeli sözleşmeler vasıtasıyla gerçekleşmiştir. Ancak gaz piyasalarının serbestleşmesi sonucunda piyasa oyuncuları uzun vadeli sözleşmelerden kısa vadeli sözleşme mekanizmasına geçmiştir. Gaz piyasalarının dönüşümü, bu bölgede gazın gazla rekabetine yönelik sisteminin baskın olmasına sebep olmuştur. Gazın gazla rekabetine göre fiyatlandırma mekanizmasının gelişimi sırasında Louisiana'daki Henry Hub doğal gaz fiyatları için bir referans noktası olarak kullanılmıştır ve LNG fiyatları bu merkezdeki fiyatlara göre tahmin edilmiştir (Okumuş, 2015).

ABD'de birbirine boru hatları ile bağlı 50'den daha fazla sayıda doğal gaz enerji merkezi bulunmaktadır. Pek çok enerji merkezin bulunması ülke içi doğal gaz fiyatlarının farklık göstermesine sebep olmaktadır. Bu durum enerji merkezleri arası gaz ticaretini mümkün kılmaktadır. Henry Hub, bütün enerji merkezleri içinde ilk kurulanı ve en etkin işleyenidir. 1989 yılının sonunda Louisiana ve Texas eyaletleri arasında kalan Sabine bölgesinde kurulmuştur ve dünyanın ilk doğal gaz vadeli işlem sözleşmesi için resmi teslimat mekanizması olarak New York Ticaret Borsası (NYMEX) tarafından seçilmiştir. Doğal gaz sözleşmeleri, ticari olarak NYMEX'te işlem görmektedir. Sözleşmeler, ileri tarihli 72 aya kadar takas edilebilmektedir ve teslim ayının ilk gününden 3 ila 5 gün öncesinde sona ermektedir (Energy&Capital, 2012).

ABD'de yaşanan kaya gazı gelişmelerinden sonra Henry Hub'da oluşan piyasa fiyatları küresel piyasaları da etkilemeye başlamıştır. Henry Hub fiyatlarının Avrupa ve Asya piyasalarındaki fiyatlara göre çok daha ucuz olması nedeniyle ABD'den Avrupa ve Asya piyasalarına önümüzdeki dönemde büyük hacimlerde LNG ihracatı yapılması beklenmektedir. Bu durum, LNG'nin bu piyasalarda fiyatlanmasında Henry Enerji merkezi fiyatlarının etkisinin artacağı ve sözleşme yapılarının ABD piyasalarındakine uyumlu bir şekilde değişeceği anlamına gelmektedir (Enerji IQ, 2017/a).

3.2.4.4. Japonya (JCC)

Japon doğal gaz piyasası tamamen LNG ithalatına bağlıdır ve bu ithalat büyük oranda petrole endeksli uzun dönemli sözleşmeler vasıtasıyla yapılmaktadır. Japonya'da LNG alımı çoğunlukla elektrik üretim şirketleri ve gaz dağıtım şirketleri tarafından gerçekleştirilmektedir. LNG ithalatının başladığı ilk yıllarda Japonya'daki elektrik üretiminde genellikle yakıt olarak petrol ürünlerinin kullanılması sebebiyle doğal gazın petrolle rekabetinin sağlanabilmesi adına LNG fiyatları petrole endekslenmiştir. Bu sebeple Japonya'da ABD ve bazı Avrupa ülkelerindekine benzer rekabetçi bir enerji merkezi piyasasından söz etmek mümkün değildir.

Japonya'da LNG'nin fiyatlandırılmasında JCC (Japan Crude Coctail/Japan Custom Cleared Crude) endeksi kullanılmaktadır. JCC, Japonya'ya ithal edilen ve Japonya Maliye Bakanlığı tarafından her ay yayınlanan ham petrolün ortalama fiyatıdır.

Japonya dışında Güney Kore ve Tayvan'da da uzun dönemli LNG ithalatlarında fiyat endeksi olarak kullanılmaktadır (U.S. Department of Energy, 2018).

Gaz piyasalarının serbestleşmesi Japonya ve diğer Uzak Asya ülkelerinde önemli ölçüde ilerlememiştir. Buna rağmen özellikle Fukushima kazası sonrası dönemde bu bölgeye yoğun bir şekilde spot LNG ithalatı gerçekleştiğinden Amerika ve Avrupa'daki örneklere benzer enerji merkezlerinin kurulması fikri gündeme gelmiştir. Genel olarak, Uzak Doğu Asya piyasalarında enerji merkezi yaratma ve gaz fiyatlamada enerji merkezi endekslerinden yaralanma 30-40 yıl öncesinin şartlarında oluşturulan ve günümüz şartlarında sorgulanır hale gelen petrol endeksine bağlı fiyatlamadan kurtulmak için çare olarak görülmektedir. Japonya, Çin, Singapur gibi ülkeler, bütün Uzak Doğu Asya gaz fiyatlamasında etkin olacak şekilde kendi Enerji merkezi'lerini kurmak üzere çalışmalarını sürdürmektedir. Ancak Uzak Asya ülkelerinde tam anlamıyla enerji merkezi oluşumundan söz etmek için henüz erkendir (Xunpeng, 2016).

3.2.5. Teslimat Şekline Göre Fiyatlandırma

3.2.5.1. Güvertede Teslim (Free on Board/FOB)

FOB (Free on Board – Güvertede Teslim) kuralı, satıcının malları belirlenen yükleme limanında, alıcı tarafından seçilen gemide veya bu şekilde teslim edilen malları temin ederek alıcıya teslim etmesini ifade eder (ICC, 2010). Bu teslim şeklinde satıcı malları belirlenen tarihte ve yerde, alıcı tarafından temin edilen gemiye yüklemeyi gerçekleştirir. Her türlü gerçekleşebilecek zarar, kayıp ve masrafta sorumluluk mallar geminin güvertesine geçene kadar satıcıda geçtikten sonra ise alıcıdadır. Satıcı ihracat için gerekli tüm belgeleri hazırlar ve malların gümrük işlemlerini tamamlayarak teslim eder (Kaya, 2011).

Satıcı sözleşme koşullarına uygun malı hazırlar. Belirlenen limanda, belirlenen tarihte alıcının temin etmiş olduğu gemiye yükleme yapar. Satıcının alıcıya karşı taşıma sözleşmesi ve sigorta sözleşmesi yapmak yükümlülüğü yoktur. Alıcının ülkesinde kullanacağı lüzumlu belgeleri hazırlar, gümrük işlemlerini tamamlar. Alıcıya yüklemenin yapıldığını bildirir. Düzenlenen taşıma belgesini ve alıcının ülkesindeki kullanacağı gerekli diğer belgeleri hazırlayarak ödeme şekline göre alıcıya gönderir.

Malların geminin güvertesini geçene kadar meydana gelebilecek her türlü hasar ve kayıp satıcının sorumluluğundadır. Uygulandığı ölçüde, ihracat için gerekli gümrükleme işlemlerine ilişkin masrafları ve ihracat için ödenmesi gereken bütün resimleri, vergileri ve diğer harçları ödemelidir (Kaya ve Turguttopbaş, 2012).

Alıcı, sözleşme koşullarına uygun olarak mal bedelini öder. İthalat için gümrük belgelerini düzenleyerek gümrük işlemlerini tamamlar. Gümrük vergilerini öder. Taşıma acentesi ile anlaşma yaparak navlun bedelini öder. Yükleme limanında mallar geminin güvertesini geçtikten sonra malla ilgili tüm masraf ve riskler Alıcının sorumluluğundadır. Uygulandığı ölçüde, ithalat için ödenmesi gereken bütün resimleri, vergileri ve malların ithaline ilişkin gümrük işlemlerine ait masrafları ve malların herhangi bir ülkeden transit geçişine ait masrafları ödemelidir. Alıcı, ihraç ülkesi yetkililerinin emrettiği yükleme öncesi muayene masrafları hariç olmak üzere, diğer zorunlu yükleme öncesi muayene masraflarını ödemelidir (ibid).

3.2.5.2. Masraflar, Sigorta ve Navlun (CIF)

"*Masraflar, Sigorta ve Navlun*" kuralı, satıcının malları gemide teslim etmesini veya zaten bu şekilde teslim edilmiş malları tedarik etmesini ifade eder (ICC, 2010). Bu teslim şeklinde satıcı sigorta primi, navlun ve yükleme masrafları ve riskleri üstlenerek malları yükleyeceği limana getirir. Satıcı gemi acentası ile anlaşır ve temin eder. Satış sözleşmesindeki malların belirtilen tarihte ve yerde yüklemesinin yapıldığını alıcıya bildirir. Satıcı sigorta primini ödemek suretiyle yüklediği mal cinsine uygun olan en dar kapsamlı deniz nakliyat sigortası yaptırır. Mallar gemiye yüklendikten sonra navlun ve sigorta primi dışındaki masraflar ve risk alıcıya geçer (Kaya, 2011).

Satıcı sözleşme koşullarına uygun malı hazırlar. Alıcının ülkesinde kullanacağı lüzumlu belgeleri hazırlar. Gümrük işlemlerini tamamlar. Satıcı, masrafları kendisine ait olmak üzere, malların belirlene terminale kadar taşınması için taşıma sözleşmesi ve sigorta sözleşmesi yapmalıdır. Taşıma acentesi ile sözleşme yaparak varış limanına kadar olan navlun ücretini öder. Gönderdiği malın sigortasını yaptırır, sigorta primini öder. Malları yaklaşık hangi tarihte varış limanında olacağını alıcıya bildirir. Düzenlenen taşıma belgesini ve gerekli diğer belgeleri alıcıya gönderir. Uygulandığı ölçüde, ihracat için gerekli gümrükleme işlemlerine ilişkin masrafları ve ihracat için

ödenmesi gereken bütün resimleri, vergileri ve diğer harçları ödemelidir (Kaya ve Turguttopbaş, 2012).

Alıcı, sözleşme koşullarına uygun olarak mal bedelini öder. İthalat için gümrük belgelerini düzenleyerek gümrük işlemlerini tamamlar. Gümrük vergilerini öder. Malları varış limanında boşaltma masraflarını ve liman ücretlerini de ödemek suretiyle gecikmeksizin malını boşaltır. Teslim anından sonra navlun ve sigorta primi dışındaki meydana gelen bütün masraflar alıcı tarafından karşılanır. Alıcı, ihraç ülkesi yetkililerinim emrettiği yükleme öncesi muayene masrafları hariç olmak üzere, diğer zorunlu yükleme öncesi muayene masraflarını ödemelidir (ibid).

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

4. BİR LNG TESİSİ İNŞA ETMENİN AŞAMALARI

LNG tedarik zinciri, tipik olarak gazın kuyudan çıkarılmasından sıvılaştırılmasına, taşınmasından depolanıp yeniden gazlaştırılmasına ve son olarak nihai tüketiciye satılmasına kadar birbirine bağlı bir dizi aşamayı içermektedir. Bu zincirdeki çeşitli aşamalar, ayrı ve bağımsız olarak geliştirilebileceği gibi hepsinin bir bütün olarak var olduğu veya aşamaların bir bölümünün bir arada bulunduğu projelerin de geliştirilmesi mümkündür.

Gerçekleştirilen proje, LNG tedarik zincirini tamamen kapsayan büyük bir LNG projesi veya tam tersi küçük çaplı bir LNG alım tesisi inşası olabilir. Her iki durumda da projenin bir takım yasal, ticari, finansal ve teknik boyutları olan iş akış süreçlerinden geçmesi gerekmektedir. Bu çalışmada bu iş akış süreçleri I) Rezerv Arama ve Keşif, II) Devletin Rolü, III) Projenin Ticari Yapısı, IV) Projenin Finanse Edilmesi ve V) İnşaat Aşaması olarak sınıflandırılmıştır. Bu iş akış süreçleri genellikle birbirine bağlı olarak ve bir arada yürütülmektedir.

4.1. Rezerv Arama ve Keşif

Doğal gaz rezervinin bulunduğu düşünülen bölgede arama yapılması için ilk olarak rezerv sahibi ülke ile doğal gaz arama ve üretim (exploration & production / E&P) şirketi arasında sözleşme imzalanması gerekmektedir. E&P şirketi sözleşmeyi imzaladıktan sonra rezerv potansiyeli olan bölgenin jeolojik ve jeofiziksel özelliklerinin anlaşılmasını sağlayan 3D sismik araştırmalarını gerçekleştirir. Sonrasında rezerv potansiyeli yüksek olan bölgede bir veya daha fazla keşif kuyusu açılır ve eğer kuyulardan alınan sonuçlar ümit vericiyse akış testleri[17] uygulanır. Akış testleri sonucunda rezervin miktarının ve kalitesinin istenen düzeyde olduğu tahmin ediliyorsa keşif ilan edilir (U.S. Department of Energy, 2018).

Keşif, bir doğal gaz projesinin uygulamaya geçirilmesi için çoğu zaman tek başına yeterli olmamaktadır. Doğal gaz projelerinin maliyetlerinin yüksek olması sebebiyle

[17] Akış testi, kuyudan yüzeye doğal gazın akışı sağlanarak gaz rezervinin ve çıkarılabilirliğinin ölçüldüğü bir işlemdir.

tarafların zarara uğramamaları adına keşfedilen gazın çıkartılmasının ekonomik olması ayrıca talebi karşılayacak seviyede olması beklenmektedir. Gaz yatağının karasal alanda veya deniz dibinde olması, gazın çıkarılmasında konvansiyonel veya konvansiyonel olmayan yöntemlerin kullanılması gibi rezervden rezerve değişkenlik gösterebilen etkenler, çıkartım maliyetlerinin de değişkenlik göstermesine sebep olmaktadır. Bunun dışında doğal gazın boru hatları vasıtasıyla mı LNG olarak mı taşınacağının karar verilmesi gerekmektedir. Çünkü doğal gaz ticaretinde kullanılan bu iki yöntem farklı mühendislik bilgisi ve farklı süreçler gerektirmektedir. Ayrıca yatırım ve operasyon maliyetleri iki yöntem arasında değişkenlik göstermektedir.

4.2. Devletin Rolü

Devletin tedarik zincirindeki rolleri; projeye katılım sağlamak, enerji sektörü için politikalar belirlemek, ruhsat/lisans verilmesi ve politikaları yönlendirilecek düzenlemeleri yapmak olarak sıralanabilir.

4.2.1. Projeye Katılım

Projeye devletin katılımı stratejik olarak çok önemlidir. Birçok ülkede devlet desteği, araziye erişim ve uygun onaylar elde etmek için kritik öneme sahiptir. Devletin projeye katlımı yatırımcılar ve kredi sağlayan finans kurumları için güven kaynağıdır. Bir gaz projesine, özellikle bir LNG ihracat projesine devlet katılımı, projenin güvenilirliğini arttırır bu da tedarik zincirinin tüm aşamalarında önemli ölçüde yardımcı olur (U.S. Department of Energy, 2018).

Devlet, genellikle Enerji Bakanlığı aracılığıyla kendi hidrokarbon kaynaklarını veya ithal edilen kaynakları yönetme rolü üstlenir. Uluslararası petrol ve gaz şirketlerinin (International Oil Company/IOC) katılımıyla gerçekleştirilen bir projede devlet, iç tüketim yoluyla veya ihracat yoluyla gazdan kazanç elde eder. Devlet bu kazancı genellikle kurmuş olduğu bir ulusal petrol ve gaz şirketinin (National Oil Company/NOC) projedeki payı üzerinden sağlamaktadır. Devlet, ülkenin gaz rezervlerinin yönetimini bakanlık veya kurduğu bir kamu kurumu üzerinden gerçekleştirerek NOC'u sadece yatırım aracı olarak kullanabilir veya kaynak haklarını

NOC' a devredebilir[18]. NOC'lar ülke içi projelerden elde edilen gelir sayesinde zamanla büyüyüp uluslararası yatırım yapan IOC'lara dönüşebilmektedir. Petronas, Gazprom, Qatar Petrolleum ve Sonatrach bu duruma örnek olarak gösterilebilir (Ledesma, 2009).

Başta LNG terminallerinin inşası olmak üzere uluslararası ve yüksek maliyetli yatırımlara devletin katılımı önemli iken iç tüketime yönelik projelerde devlet katılımı yatırımın gelişmesi için sadece başlangıçta yeterli olabilmektedir. Özellikle doğal gaz alt yapısı zayıf olan ülkelerde başlangıçta devlet yatırımı gerekli olabilmektedir. Devletin başlangıçtaki yatırımı ekonomik olarak kendi kendini idame ettirme noktasına geldiğinde projelerin özelleştirme yoluyla özel sektöre geçmesi söz konusu olabilmektedir. Bununla birlikte eğer proje, devlet tarafından sübvanse ediliyorsa özelleştirmeden önce genellikle bir takım sübvansiyon reformlarının yapılması gerekmektedir. Bunun sebebi, özel şirketlerin, devletten maddi destek almaksızın düşük sübvansiyonlu fiyatlarla ekonomik olarak projeyi idame ettirememeleridir (U.S. Department of Energy, 2018).

4.2.2. Ülkenin Doğal Gaz Politikalarının Oluşturulması

Genel olarak enerji politikalarının oluşturulması; bir kurumsal yapı tarafından kısa vadede arz-talep yönetimi, uzun vadede ise planlama faaliyetlerini içerecek şekilde ekonomik ve teknolojik boyutlarıyla birlikte enerji ile ilgili kararların ele alınması olarak tanımlanabilir (Bayraç, 2009). Doğal gaz sektöründeki en önemli zorluklardan biri, kısa vadede arz talep dengesinin sağlanması; uzun vadede ise sektöre yönelik politika hedeflerini belirleyen ve hem iç pazar hem de ihracat pazarına erişim ve tedarikteki eksiklikleri önleyen etkili çerçevelerin yürürlüğe sokulmasıdır. Devlet doğal gaz politikalarını oluştururken; hem üretim ve ithalat vasıtasıyla gaz arzının bütünlüğünü desteklemek hem alt yapı geliştirmelerini yaparak iç talebi karşılamak hem de iç ticaret ve ihracatı kolaylaştırmak için uygun ortamı oluşturmak durumundadır (U.S. Department of Energy, 2018).

[18] Katar'ın ulusal petrol ve gaz şirketi olan Qatar Petrolleum'un rezervler üzerinde geniş yetkileri bulunuyorken gaz rezervlerinin yönetimini devletin yaptığı Trinidad'ta ulusal gaz şirketi NGC sadece ticari katılımcı statüsündedir.

Doğal gaz politikalarından başarılı sonuçlar alınması için devletin atacağı adımlar aşağıdaki gibi olmalıdır;

- Devlet, elektrik üreticileri ve büyük sanayi tüketicileri ile görüşerek, temel gaz altyapısının planlamasını ve inşa edilmesini sağlamalıdır. Bu, yerli ve yabancı yatırımcıların gaz altyapısına yatırım yapabilmeleri için ayrımcı olmayan düzenlemeler yoluyla gerçekleştirilebilir.
- Mevcut gaz arz ve talebinin yerel, bölgesel ve uluslararası pazarlardaki talepler doğrultusunda ve politikalara bağlı kalınarak dengelenmesi gerekmektedir.
- Gerek iç pazarında gerekse ihracatta devletin önceliklerini desteklemek için adil bir gaz fiyatlandırmasının sağlanması gereklidir. Devlet ayrıca, gaz tedarikçilerini teşvik ederek iç piyasayı büyütmek için taban fiyatları belirleme ihtiyacını da değerlendirmelidir.
- Arzın ticarileştirilmesi için alıcı ve satıcıların sözleşme yapmalarına imkan tanıyacak ticari gereksinimlerin karşılanması gereklidir. Ayrıca doğal gaz tedarik zincirinin sağlıklı çalışması adına zincirin her bir halkasının yetki ve sınırları belirlenmelidir. Değer zincirinin her bir parçasına doğrudan erişimek ya da yatırım yapmak bir yükümlülük değil bir hak olmalıdır.
- Üçüncü taraf erişimi, boru hattı mülkiyeti ve tarife yapıları gibi konular açıkça tanımlanmış olmalıdır (U.S. Department of Energy, 2018).

4.2.3. Ruhsat/Lisans Verilmesi ve Politikaları Yönlendirilecek Düzenlemelerin Yapılması

Devlet, yatırıma ilişkin olarak, ister ruhsat/lisans verme şeklinde olsun ister kanuni düzenlemeler yapma yoluyla olsun, düzenleyici tedbirler alarak egemen yetkilerini kullanma gücüne sahiptir. Böylece devlet, kamu yararına sözleşme dışı düzenleyici işlem yapma yetkisini kullanır. Özellikle devletin ruhsat/lisans veren olarak düzenleyici otorite rolü açık olarak görülmektedir (Şit Köşgeroğlu, 2012).

Bu kapsamda ruhsat esasının geçerli olduğu ve yerli ve yabancı yatırımcıların ruhsat/lisans esası çerçevesinde doğal gaz arama ve üretimi faaliyeti gösterdikleri görülmektedir.

Türkiye'de doğal gaz piyasasına ilişkin ruhsat/lisans verme işlemleri, Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı ve onun bağlı ve ilişkili olduğu devlet kurumları eliyle gerçekleştirilmektedir. Doğal gaz arama ve üretim faaliyetleri için Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'nden (PİGM) ruhsat alınması gerekmektedir. 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun 4. maddesine göre doğal gaz arama ve üretim işlemleri piyasa faaliyeti olarak tanımlanmamıştır. Doğal Gaz Piyasası Kanunu'na göre piyasa faaliyeti olarak belirlenen işlemler ithalat, iletim, toptan satış, depolama, şehir içi gaz dağıtımı ve CNG dağıtımı ve iletimi olarak tanımlanmıştır. Yatırımcılar piyasa faaliyeti olarak tanımlanan işlemleri yapabilmeleri için Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'ndan (EPDK) yapacakları piyasa faaliyetine ilişkin lisans almak zorundadır.

4628 sayılı Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunun Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun'a göre lisans verme dışında EPDK'nın ayrıca Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile Kuruma yetki verilen konularda, doğal gaz piyasa faaliyetlerine ilişkin her türlü düzenlemeleri onaylamak ve bunların yürütülmesini sağlama ve doğal gaz piyasası içerisinde rekabetin hiç veya yeterince oluşmadığı alanlarda, fiyat ve tarife teşekkülüne ilişkin usul ve esasları düzenleme yetkisi bulunmaktadır.

4.3. Projenin Ticari Yapısı

İhracat ve ithalat terminallerinin inşasına başlanmadan önce ticari yapının belirlenmesi gerekir. Ticari yapı; terminal projesinin LNG tedarik zinciri içindeki konumu, ortakların proje içerisindeki rolleri ve yatırım maliyetleri gibi konuların belirlenmesinde belirleyici rol oynamaktadır.

LNG projeleri, çok sayıda proje katılımcısının bulunduğu, büyük miktarda sermaye yatırımı gerektiren ve 20-40 yıl boyunca işleyen projelerdir. Bu sebeple projelerin üretken ve uzun ömürlü olması ayrıca kalıcı ortaklıklar tarafından yönetilmesi gerekir. Borçların ödenmesine ve yatırımcılar için yeterli getiri elde edilmesine olanak tanımak için risklerin tanımlanması ve proje katılımcılarının görevlendirilmesi

gerekmektedir. Bu nedenle projenin başlangıcından itibaren projenin risklerini zamanında tahmin etmek ve projenin başarısı için paydaşlar ve diğer riskler arasındaki yanlış planlamalardan kaçınmak için projenin doğru bir şekilde yapılandırılması önemlidir (U.S. Department of Energy, 2018).

Yüksek maliyetlerinin bir sonucu olarak, LNG projeleri genellikle birden fazla sponsoru ve birden fazla proje katılımcısı olan ortak girişim kuruluşları tarafından yürütülür. Uygun bir yapı; devletler, devlet kurumları ve enerji şirketleri, hizmet sektörü şirketleri ve finansörleri içeren özel sektör paydaşları gibi farklı amaçları olan pek çok katılımcının projeye daha istekli katılmasını sağlayacaktır. İyi yapılandırılmış bir proje, katılımcılara çalışmalarında yeterli koruma sağlayacaktır. Sağlam ve iyi düşünülmüş bir yapının sahiplik değişimlerine ve projelerin genişletilebilmesine yönelik esneklikleri sunabilmesi gerekmektedir. Belirli bir ticari yapının seçilmesi, ev sahibi devlet ve özel yatırımcılar arasında tartışma ve müzakere meselesidir. Ticari yapının seçimi, projenin hem kısa hem uzun vadede başarısı üzerinde önemli bir etkiye sahiptir (U.S. Department of Energy, 2018).

LNG projelerinin ticari yapısı genellikle üç temel kategoriye ayrılmaktadır. Projeler kendi ihtiyaçları doğrultusunda şekillendiğinden bu üç temel ticari yapının varyasyonu şeklindeki projeler de mevcuttur.

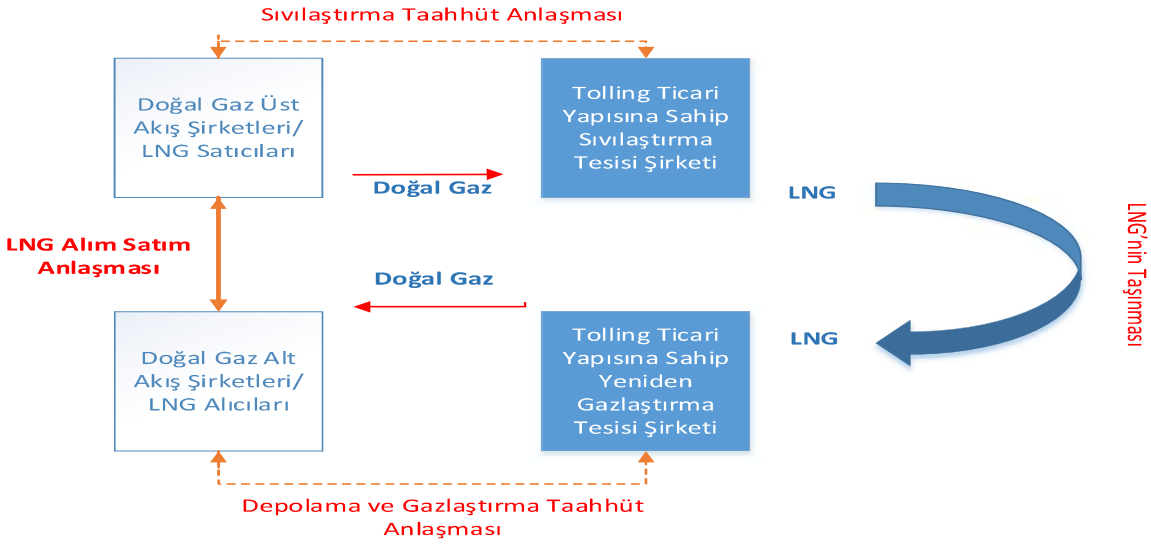
4.3.1. Tolling Yapı

Bu yapıdaki terminaller; sıvılaştırma, boşaltma, depolama ve alım gibi temel terminal hizmetlerini yürütür ve bu hizmetler dolayısıyla ücret talep eder. LNG ihracat/ithalat terminalinin kullanıcıları, terminalinin şirketinden farklı tüzel kişiliklerdir. Terminal şirketi, LNG ticareti yapmadan, ticaret yapacak kullanıcılara sıvılaştırma/gazlaştırma ve depolama hizmeti sunar. Terminal şirketi, deposundaki gazın sahipliğini devralamaz veya LNG ihracatı/ithalatı gerçekleştiremez. Terminal işletmesi, ticari bir fonksiyonu bulunmadığından, LNG'nin arz, talep ve maliyetine ilişkin riskleri taşımamaktadır. Kurulacak tesis eğer bir sıvılaştırma terminali ise terminal projesi şirketi ile doğal gazın mülkiyetine sahip kullanıcılar arasında sıvılaştırma taahhüt sözleşmesi imzalanır ve terminal tarafından kullanıcılara sıvılaştırma hizmeti sunulur. Kurulacak tesis eğer bir alım terminali ise terminal projesi şirket ile LNG'nin

mülkiyetine sahip kullanıcılar arasında alım ve depolama taahhüt anlaşması imzalanır. Terminal tarafından kullanıcılara LNG'yi depolama ve gazlaştırma hizmeti sunulur.

Terminal projesinin sahibi şirket, sağladığı hizmet karşılığında aldığı ücret ile gelir elde eder. Bu ücretler, terminal sahibi şirket ve kullanıcılar arasında yapılan ikili anlaşmalara göre veya terminalin sermaye ve operasyon maliyetleri baz alınarak hazırlanmış tarifelere göre belirlenir. Tarifeye bağlı ödemeler genellikle iki farklı şekilde yapılır;

- Sabit aylık ödemeler: LNG terminal şirketinin borç yönetimi için gerekli tutarı (debt service), öz kaynak kârlılığını (Return on equity), sabit işletme ve bakım giderlerini kapsamaktadır.
- Alım hizmeti ödemeleri: terminalin çeşitli işletme ve bakım maliyetleri gibi değişken maliyetlerini kapsayacak şekilde tasarlanmıştır (ibid).

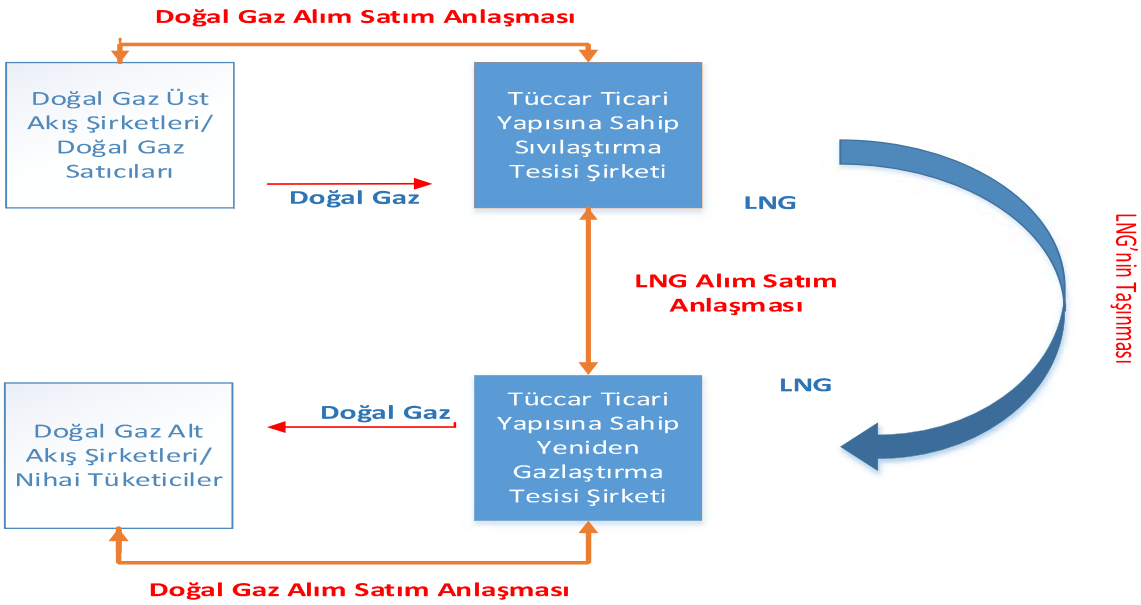


Şekil 7: *Tolling Ticari Yapısındaki LNG Sıvılaştırma ve Alım Terminallerini içeren bir LNG Tedarik Zinciri*

A.B.D'deki Sabine Pass, Cameron, Freeport ve Cave Point Tolling yapıdaki LNG sıvılaştırma tesislerine; İngiltere'deki South Hook, İtalya'daki Adriatik LNG ve Türkiye'deki Etki LNG Terminalleri tolling ticaret yapısına sahip ithalat terminallerine örnek olarak verilebilir.

4.3.2. Tüccar (Merchant) Yapı

Bu yapıdaki terminal şirketi; alım satım anlaşmaları vasıtasıyla doğal gaz/LNG alış ve satışı gerçekleştirir. Tüccar yapıdaki bir sıvılaştırma terminali üst akış/ doğal gaz üretim şirketinden doğal gaz satın alır ve gazı sıvılaştırarak müşterilerine satar. Benzer şekilde tüccar yapıdaki bir alım terminali de bir LNG satıcısından LNG satın alır ve gazlaştırarak müşterilerine satar. Tüccar yapıda tolling yapıdan farklı olarak terminalde bulunan gazın mülkiyeti terminal işletmecisi proje şirketine aittir. Şirket, terminal hizmeti sunarak değil doğrudan LNG ticareti yaparak kazanç elde eder (Blyschak, 2015).

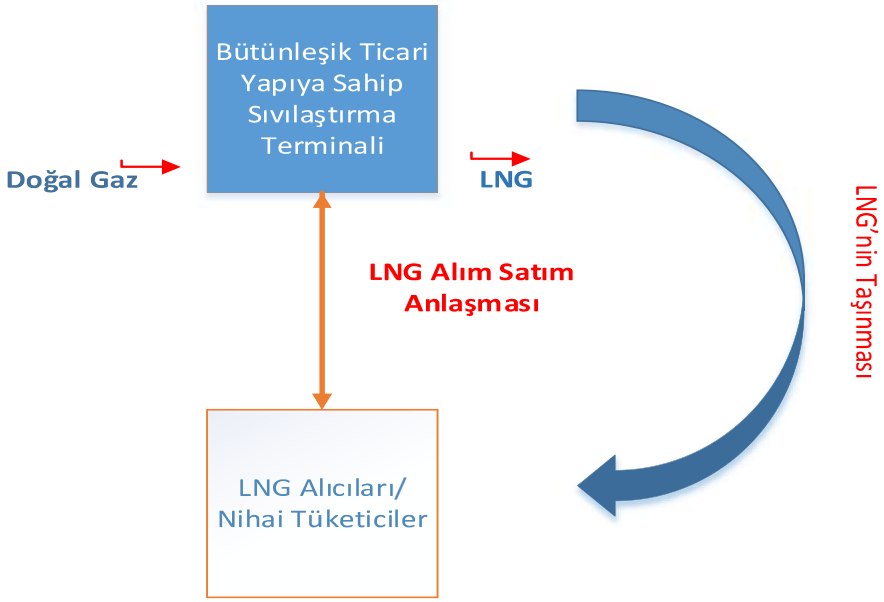


Şekil 8: *Tüccar Ticari Yapısındaki LNG Sıvılaştırma ve Alım Terminallerini içeren bir LNG Tedarik Zinciri*

Trinidad'daki Atlantik LNG'nin ilk üç etabı ile Angola, Nijerya, Ekvator Ginesi ve Malezya'da yer alan sıvılaştırma terminalleri ile Hindistan'daki Petronet, Kochi ve Hazira LNG alım terminalleri bu yapıdaki terminallere örnektir (U.S. Department of Energy, 2018).

4.3.3. Bütünleşik Yapı

Bu yapıdaki terminal projeleri, tolling ve tüccar yapıdan farklı olarak, LNG tedarik zincirinin birden fazla aşamasında faaliyet gösterir. Bütünleşik ticari yapı kapsamındaki sıvılaştırma terminali proje şirketi, tedarik zincirindeki sıvılaştırma faaliyetlerinin yanı sıra üst akış ve üretim faaliyetlerini de yürütür. Arama ve üretim projesi tamamen LNG sıvılaştırma ve ihracat projesi ile bütünleşik haldedir. Üst akış arama ve üretim projesinin sahibi, LNG sıvılaştırma ve ihracat projesinin sahibi ile aynı kişi olduğundan, genellikle LNG sıvılaştırma terminalinin proje şirketi dışında başka bir kullanıcısı yoktur. Proje şirketi doğal gazı yer altından çıkarır, terminale taşır ve sıvılaştırır. Önceden alım satım anlaşması imzaladığı müşterilerine LNG satışı yaparak gelir elde eder (Blyschak, 2016).



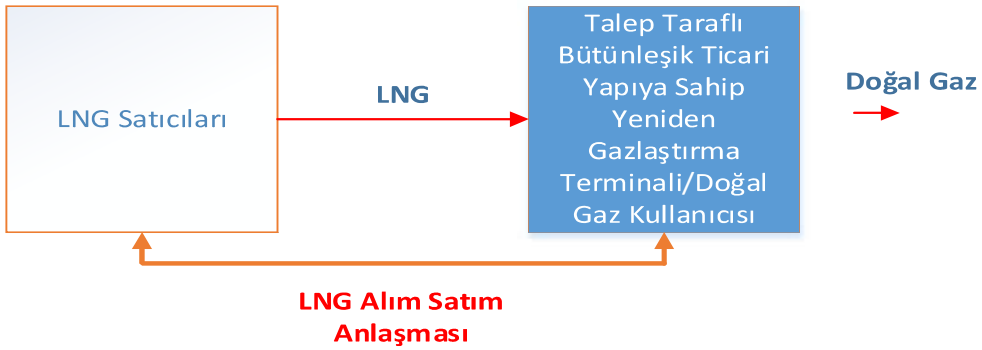
Şekil 9: *Bütünleşik Ticari Yapıdaki LNG Sıvılaştırma Terminalini içeren bir LNG Tedarik Zinciri*

Bütünleşik yapıdaki alım terminalleri, benzer şekilde, tedarik zincirinin birden fazla aşamasında faaliyet gösterir. Bütünleşme iki farklı şekilde gerçekleşebilir. Bu yapı altında terminalin mülkiyeti, ya arz tarafı ile (LNG satıcısı) ya da talep tarafı (doğal gaz pazarlama veya dağıtım şirketi ya da büyük çaplı bir tüketici) bütünleşmiş olmaktadır. Eğer arz tarafı ile bir bütünleşme söz konusuysa LNG'yi getiren firma ile terminal işletmesi aynı tüzel kişi olduğundan terminale LNG teslimatı için bir LNG alım satım

anlaşması yapılmasına gerek kalmaz ve alım satım anlaşması sadece gazın satılacağı müşterilerle imzalanır (U.S. Department of Energy, 2018).

Şekil 10: *Arz Taraflı Bütünleşik Ticari Yapıdaki LNG Alım Terminalini içeren bir LNG Tedarik Zinciri*

Benzer şekilde talep tarafı ile bir bütünleşme söz konusuysa LNG'yi terminalden alan firma ile terminal işletmesi aynı tüzel kişi olduğundan terminalden gaz satışı için bir alım satım sözleşmesi yapılmasına gerek kalmaz ve alım satım sözleşmesi sadece gazın tedarik edildiği firmalarla imzalanır. Terminal sahibi dışında terminalin başka bir kullanıcısı yoktur. Arz taraflı bütünleşik yapılara İtalya'daki Adriyatik LNG'nin sahibi olan Katar menşeili RasGas, talep taraflı bütünleşik yapılara ise Japonya'daki bir elektrik üretim şirketi olan TEPCO ile Tokyo'nun gaz dağıtım şirketi olan Tokyo Gas örnek olarak gösterilebilir (ibid).



Şekil 11: *Talep Taraflı Bütünleşik Ticari Yapıdaki LNG Alım Terminalini içeren bir LNG Tedarik Zinciri*

Bütünleşik yapının diğer ticari yapı türlerinden en önemli farkı, proje şirketinin LNG tedarik zincirinin birden fazla bölümünde yer alması sebebiyle zincirde aksaklık yaşanması ihtimalinin düşük olmasıdır (Blyschak, 2016).

4.3.4. Karma Yapılar

Tolling, tüccar ve bütünleşik modellerin bazı özelliklerini birleştiren karma yapılar, LNG ithalat projelerini belirli ev sahibi hükümetlerin ve proje katılımcılarının özelliklerine ve ihtiyaçlarına uyarlamak için kullanılabilmektedir. Örneğin, Terminal işletmesinin hem LNG alıp satabildiği hem de başka şirketlere depolama ve alım hizmeti sunduğu hibrit Tüccar-Tolling yapıları yaygın şekilde bulunmaktadır (U.S. Department of Energy, 2018).

Projeler kendilerine özgü bir takım riskler ve fırsatlar taşıdığından proje yapısının bu risk ve fırsatlar dikkate alınarak seçilmesi, projenin başarılı olması için önem arz etmektedir. Proje yapılarının avantaj ve dezavantajları Tablo 2'de birlikte verilmiştir (ibid).

Tablo 2: *Ticari Yapıların Avantajları ve Dezavantajları*

Ticari Yapı	Avantajları	Dezavantajları
Tolling	Yaygın ve LNG kullanıcıları tarafından tanınan bir yapıdır. LNG terminal işleticisi ve proje finansmanı sağlayan yatırımcılar için fiyat ve piyasa riski bulunmamaktadır. LNG terminal şirketinin sahipliği, gazı piyasaya getiren ve gazı piyasadan alıp ticaretini yapan veya kullananlardan farklıdır.	Terminal pek çok kullanıcıya hizmet verdiğinden terminal faaliyetleri ciddi bir planlama gerektirir. Depolama hizmeti ücretlerinin rekabet gücünün belirlenmesi gerekir. Terminal hizmetleri ile mal/ticaret hizmetlerinin birbirinden ayrılması ticari verimliliği azaltır.

Tablo 2:*Ticari Yapıların Avantajları ve Dezavantajları (Devam)*

Ticari Yapı	Avantajları	Dezavantajları
Tüccar	Terminal sahibi ve kullanıcısı aynı olduğundan yönetim ve kullanım işlemleri bir arada yürütülür. LNG tedarikçisi veya doğal gaz dağıtımcısı gibi tedarik zinciri üyesi olan yatırımcılar dışında diğer yatırımcıların da projeye katılabilmesi esnekliğini sağlar.	Devletle ek proje sözleşmeleri yapılması gerekir. Tesis sahibinin; LNG'nin alım, satım, sıvılaştırma,alım gibi bir takım proseslerin fiyatlandırılmasında tedarikçiler ve müşterilerle pazarlık yapması gerekir. Proje finansmanı yapılırken LNG ticareti ile ilgili risklere de dikkat edilmesi gerekir.
Bütünleşik	LNG değer zincirinin ticari parçalarının önemli bir kısmı bir arada yürütülür. LNG tedarik zincirinde yapılan alım satım sözleşmelerinin sayısı azalır. Ürün mülkiyetinin el değiştirme sıklığı azaldığından fiyat ucuzlar.	Diğer yapılara göre daha karmaşıktır. LNG tedarik zincirinin birden fazla aşaması bütünleşik halde bulunduğundan Proje finansmanı yapılırken dikkat edilecek risk sayısı artar.

4.3.5. Ticari Yapının Belirlenmesinde Dikkat Edilecek Hususlar

Ev sahibi devlet, yatırımcılar, doğal gaz alıcıları, proje kreditörleri ve diğer proje paydaşları için bir LNG ithalat tesisinin proje yapısının seçimini etkileyen bir dizi önemli faktör vardır. Bu faktörlerden bazıları şunlardır:

Yasal Düzen ve Vergiler: Ev sahibi ülkenin yasal düzeni ve uyguladığı vergiler proje yapısı üzerinde büyük bir etkiye sahiptir. Bir LNG ithalat tesisinin hangi ticari yapıyı tercih edeceği ev sahibi ülkenin yasal düzenlemelerine göre farklılık gösterebilmektedir. Ayrıca LNG ticareti, terminal işlemleri, doğal gaz ticareti ve dağıtımı için farklı vergi oranları uygulanıyor olabilir (ibid).

Yönetim Yapısı: Devlet, yerel paydaşlar, borç verenler ve LNG alıcı ve satıcıları, LNG projesinde iç yönetim ve karar almada doğrudan söz hakkına sahip olmayı arzu edebilmektedir. Bu durum, seçilen ticari yapıya yansıtılmamalıdır. LNG değer zinciri içinde yer alan LNG ticareti, tesis işletmesi ile operasyonları ve dağıtım faaliyeti unsurları arasında anlaşmazlıkların olması LNG projesinin verimliliğini ve güvenirliğini etkileyebilmektedir (ibid).

Tesislerin Verimli Kullanımı: LNG proje yapısı, tüm proje tesislerinin ve faaliyetlerinin proje sahipleri ve üçüncü taraflarca verimli kullanımını teşvik etmelidir. LNG ithalatı için en uygun proje yapısının belirlenmesinde, ortak tesislerin paylaşımına, üçüncü taraflar için yedek kapasite erişiminin açık olmasına, gereksiz tesislerin azaltılarak maliyet faydası elde edilmesine dikkat edilmelidir (ibid).

Sahiplikte Esneklik: Devlet, diğer yerel paydaşlar, borç verenle, LNG alıcı ve satıcıları, LNG projesinin tamamına veya belirli kısmına doğrudan sahip olma arzusu içinde olabilir veya tam tersi, bazı proje katılımcıları LNG terminalinin sahipliği ile ilgilemiyor olabilir. Belli bir yapının seçimi, LNG tedarik zinciri içindeki farklı şirketlerin ve katılımcıların terminal üzerinde farklı mülkiyet haklarına sahip olmasına ya da olmamasına olanak sağlayabilmektedir (ibid).

Finansman için borç bulma: Genelde, proje şirketinin riskleri azaldığında projenin finanse edilmesi daha kolay olmaktadır. Bu sebeple projenin tolling yapıda olması gaz ticareti işlevlerini ve riskleri terminal şirketinden uzaklaştırarak proje finansmanını kolaylaştırabilmektedir (ibid).

Operasyonel Verimlilik: Birden fazla aşamayı tek bir çatı altında toplaması sebebiyle bütünleşik yapıdaki projelerin operasyonel verimliliği genel olarak daha fazladır. Tolling veya tüccar yapıdaki projelerin verimsizlikleri, operatörler arasındaki koordinasyon ve şeffaflık yoluyla aşılabilmektedir. Buna ek olarak, farklı projeler birbirleri için risk kaynağı olabilmektedir. Örneğin bir projenin diğerinden önce hazır olması veya bir projeyle ilgili temerrüdün olması diğer projeyi tehlikeye atmaktadır (ibid).

LNG/Gaz fiyatları: Fiyatlar alım satım anlaşmalarında belirlenen kurallar çerçevesinde ve sıkı pazarlıklar sonucu oluşmaktadır. Ayrıca, bu fiyatlar LNG zincirinin farklı parçalarında değişiklik gösteren vergi rejimleri ve düzenleme farklılıklarından etkilenebilmektedir (ibid).

4.4. Projenin Finanse Edilmesi

LNG tesisleri sermaye yoğun işletmelerdir ve çok büyük meblağlarda yatırım gerektirirler. Bu meblağlar, çoğu zaman sponsorların[19] finanse etme kapasitelerinin üstünde olmaktadır. Bu sebeple LNG projelerinin finansmanı; devletler, devlet şirketleri, özel şirketler, uluslararası şirketler ve borç vericiler gibi pek çok katılımcı tarafından sağlanmaktadır (Pierru vd., 2013).

LNG projeleri, büyük miktarlarda yatırım gerektirdiğinden katılımcıların zarara uğramaması için henüz yatırım yapılmadan bütün risklerin irdelenmiş, getirilerin iyi hesaplanmış ve bütün detayların düşünülmüş olması gerekir. LNG projelerinin finansmanı yapılırken en fazla dikkat edilen hususlar aşağıda belirtilmiştir.

Projenin Büyüklüğü: LNG projelerine yapılan yatırım fazla olduğundan ölçek ekonomisinden faydalanılması[20], projelerin yatırımcıyı çekmesi ve piyasada rekabet edebilmesi için yeterince büyük olması gerekmektedir. Ortalama bir LNG projesi için en az 20 yıl boyunca üretim yapılabilecek 280 bcm'lik rezervlere ihtiyaç duyulmaktadır (Hosseini vd., 2015). Ayrıca ortalama bir sıvılaştırma tesisi projesi için her biri ortalama 5-7 bcm kapasiteli birkaç etaba ihtiyaç duyulmaktadır ve talep olması durumunda ileride projeye yeni etap eklenebilmesi imkânı bulunmalıdır (OECD Consulting, t.y.). Sıvılaşma tesisleri genellikle bu yoğun sermaye yatırımlarını amorti etmek için tam kapasitede çalışırken, alım tesisleri genellikle mevsimsel talep artışlarını karşılamak için stratejik tedarik kaynakları olarak kullanılmaktadır ve yatırım maliyetleri sıvılaştırma terminallerine göre çok daha düşüktür (Rüster ve Neumann, 2006).

Pek çok projede ortaklık payı bulunan ve varlık portföyünü çeşitlendiren bir proje katılımcısı, riskini azaltmak adına daha büyük projelerde daha küçük kazançlar elde

[19] Sponsor: Bir projenin oluşturmasına ve yapılandırmasına öncülük eden ve projenin bir kısmının veya tamamının sahibi olan tüzel kişiler.
[20] Ölçek Ekonomisi: Üretim arttıkça birim maliyetlerin düşmesi ve maliyet avantajı elde edilmesi durumudur.

etme eğiliminde olmaktadır. Bu sebeple büyük çaplı projelerde genellikle az paya sahip çok sayıda proje katılımcısının bulunduğu bir yapı söz konusudur. Buna ek olarak, büyük projelerin taahhütlerinin tersine çevrilebilirliği daha zor iken küçük projelerde proje şirketinin başarısızlığı durumunda taahhütlerin tersine çevrilmesi veya tasfiye edilmesi daha kolay kabul edilebilir (Pierru vd., 2013).

Tesis İçin Yer Seçimi: LNG projelerinin finansmanını etkileyen faktörlerinden bir tanesi de tesisin bulunacağı yerin seçimidir. Yer seçimi düzgün yapılmamış bir tesis, taşıma maliyetlerinin artmasından LNG'nin tüketiciye ulaştırılmasında yaşanacak zorluklara, çevresel sorunlardan doğal afet riskine kadar pek çok risk ile yüz yüze kalabilmektedir ve bu durum finansmanı sağlayan katılımcılar için gelirlerinin düşmesi veya projelerinin başarısız olması anlamına gelebilmektedir.

Bir LNG terminalinin finansmanı onshore veya offshore tesis olmasına göre farklılık gösterecektir. Ayrıca tesisin bulunduğu alanda suyun derinliğinin yeterli olması, bölgenin korunaklı olması ve erişimin kısıtlı olmaması gibi bir takım fiziki kriterlere dikkat edilmelidir (OECD Consulting, t.y.).

Yer seçiminde dikkat edilmesi gereken bir diğer kriter, işçi ücretleri, arazi fiyatları gibi bölgeden bölgeye farklılık gösteren etmenlerdir. Örneğin, birçok sanayi şirketinin yer aldığı İzmit Körfezi bölgesinde işsizlik oranı oldukça düşüktür ve personel ve işçi maaşları bu bölgede diğer bölgelere göre daha yüksektir. Ayrıca, inşaat ve işletme maliyetlerini ölçen çok önemli bir faktör de, tesisin inşa edileceği arazinin bedelidir. Sanayileşmiş ve yoğun nüfuslu bölgelerde arsa fiyatları çok daha yüksektir. Nüfusu yoğun ve sanayileşmiş bölgeler işçi ücretleri ve arsa fiyatları bakımından olumsuzluk teşkil etse de aynı zamanda piyasaya ulaşım ve müşteri bulma açısından projeye büyük avantajlar sağlayabilmektedir. Bu sebeple bu tür bölgelerde dengenin iyi kurulması gerekir (Kartal, 2015).

Ülke Riski: Riskli ülkelerde bulunan projelerin finansmanında borç bulmak ve yatırımcıların projeye katılımını sağlamak daha zor olabilmektedir. Üst düzey kredi sağlayıcılar, verdikleri borcun karşılığı olarak maruz kaldıkları riski sınırlamayı ve daha katı hükümler talep etmeyi isteyebilmektedir. Benzer şekilde her bir sponsor, risk altındaki payını azaltmaya çalışabilmektedir. OECD tarafından açıklandığı üzere, ülke

riski, transfer ve dönüştürülebilirlik riskini (Yani bir devletin, kendi para biriminin yabancı paraya dönüştürülmesini veya ülke dışında bulunan alacaklılara fon transferini engelleyen bir takım müdahaleler yapma riski) ve mücbir sebepleri (savaş, kamulaştırma, devrim, iç karışıklıklar, afetler vb.) kapsamaktadır. Uluslararası projelerde projede yer alan ülkelerin içinde en fazla riske sahip ülkenin puanı proje riskinin hesaplanmasında esas alınmaktadır (Pierru vd., 2013).

Mali Durum: Bir LNG tesisi doğrudan ve tamamen devlet eliyle finanse edilebilir. Bu durumda tesisin bütün kontrolü devletin elindedir ve devlet finansal risklerden %100 sorumludur. LNG tesisi projesinde eğer devlet yerine özel şirketler yer alıyorsa şirketler projenin finansmanını tamamen kendileri karşılamak yerine genellikle bir kredi sağlayıcısından borç almayı tercih etmektedir.

Bir LNG projesinin kredi alınarak finanse edilmesinde kredi sağlayıcılar için en önemli husus projenin verilen borcu geri ödeyecek şekilde sürekliliği sağlayabilmesi ve kar edebilmesidir. Bu sebeple projeye kredi sağlanmadan önce proje hakkındaki pek çok husus kreditörler tarafından incelenmektedir. Kreditörler bu incelemelerinde her şeyden önce gazın alıcısının olup olmadığına bakmaktadır. Bu nedenle sponsorların henüz projenin yatırımları başlamadan önce projeden yararlanacak alıcıları bulması gerekmektedir. Kreditörler projenin maliyeti, riskleri ve gelir beklentilerini kıyaslayarak projenin borç oranını hesaplamakta ve bu orana göre projeye kredi sağlamaktadır. Kredi miktarı belirlendikten sonra sponsorlar ve kreditörler arasında kredi sözleşmesi imzalanmaktadır. Bu sözleşme fazla detaylı ve sponsorların projeye kefil olması, temlik, rehin gibi hususları en ince ayrıntısına kadar irdeleyen bir anlaşmadır (Kişisel İletişim, Gökhan Çelik, 2018).

LNG projelerinin kreditörlerden borç alınarak finanse edilmesinde sıklıkla kullanılan yöntem Proje Finansmanı yöntemidir.

4.4.1. Proje Finansmanı

Projelerin sponsorlardan ekonomik olarak bağımsız bir şirket olarak geliştirildiği ve kreditörlerden alınan borçların sponsorlar tarafından değil de projeden elde edilen gelir üzerinden ödendiği finansman tekniğine Proje Finansmanı adı verilmektedir

(Yescombe, 2002). Enerji tesisleri, otoyol, köprü havalimanı gibi yatırım maliyeti çok yüksek yatırımların finanse edilmesinde genellikle Kurumsal Finansman yerine Proje Finansmanı yöntemi tercih edilmektedir.

Kurumsal Finansman yönteminde sponsor, projenin başarısız olması durumunda proje ile bağlantısı olsun veya olmasın bütün mal varlığı ve nakit akışı ile krediyi ödemek ile yükümlüdür. Buna karşılık Proje Finansmanında bu yükümlülük yoktur veya sınırlandırılmıştır. Bu sebeple proje finansmanında projeyi inşa etmek ve sürdürmek adına sponsorlardan ayrı bir tüzel kişiliğe sahip yeni bir şirket kurulur ve finansman bu şirket üzerinden sağlanır (Dinamo Consulting, t.y.).

Proje Finansmanında proje şirketinin proje faaliyete başladıktan sonra elde edeceği gelir, borçların ödenmesinde teminat niteliği taşımaktadır. Borçlar projenin yaratacağı nakit akışı üzerinden ödenir (ibid). Bu sebeple proje şirketi müşterileriyle karlı ve uzun vadeli alım satım sözleşmeleri yapması projenin nakit akışının sağlanması ve borcun ödenmesi açısından önem arz etmektedir. Proje Finansmanında proje şirketi nakit akışını sağlayamaz ve borç sorumluklarını yerine getiremezse sponsorlar borçların ödenmesinde sorumlu değildir veya sınırlı sorumludur (ibid).

Proje Finansmanı ilkelerine göre sponsorların proje için alınan kredinin ödenmesinde sorumlulukları sınırlı olmasına rağmen, Türkiye'deki projeler de dâhil olmak üzere, uygulamada bu durum geçerli olmamaktadır. Kreditörlerin sponsorlar ile imzaladıkları kredi sözleşmelerinde çoğu zaman sponsorların projeye kefil olması istenmektedir ve sözleşme maddelerinde temlik ve rehin ile ilgili hükümler yer almaktadır (Kişisel İletişim, Gökhan Çelik, 2018).

Proje finansmanı için proje sponsorları, bankalara, ihracat kredi kuruluşlarına (ECA'lar) ve diğer finansörlere, kendileri yerine doğrudan proje şirketine borç vermelerini sağlayan özel amaçlı bir kurum (Special Purposes Vehicle-SPV) kurar. Günümüzde sıvılaştırma projeleri gibi büyük çaplı projelerin kreditörlerden borç alabilmesi için, borçların geri ödenmesine doğrudan etki edeceğinden, uzun vadeli ve 'al ya da öde' koşulları bulunan LNG alım satım anlaşmalarının hazırlanmış olması gerekmektedir. Proje şirketinin varlık, izin ve sözleşme hakları tek borçlanma kaynağı olduğundan, proje finansmanı, projeyle ilgili çeşitli risklerin dikkatli bir şekilde analiz

edilmesini gerektirir. Kreditörlerin finans uzmanları, proje sponsorlarının katkılarıyla, bankalara gönderilecek olan bir bilgilendirme muhtırası ve teklif için finansman talebi (Request for Proposal-RFP) üreteceklerdir. Bu, potansiyel finansörlerin projeyi değerlendirmek için ihtiyaç duydukları tüm detayları içeren bir dokümandır. Bu dokümanda projenin alım satım anlaşmaları dışında projede kullanılacak teknolojiler, inşaat için yapılan sözleşmeler, inşaatın zaman çizelgesi ile operasyon ve tesislerin bakım zamanları gibi detaylar yer almaktadır. Finansörler, bilgi muhtırasıyla birlikte bir takım ticari ve finansal hesaplamalar yapacaklar ve projenin riskini değerlendirmek için çeşitli oranlar kullanacaklardır. Hesaplamalar sonunda projeye finansman sağlanıp sağlanamayacağı veya ne kadar finansman sağlanabileceği finansörler tarafından belirlenecektir (U.S. Department of Energy, 2018).

4.5. Başlıca Kredi Sağlayıcılar

4.5.1.1.Ticari Bankalar

Ticari bankalar, LNG projelerinin finansmanına katkıda bulunan kuruluşların başında gelmektedir. Bir projenin finansmanında eğer borç alınacaksa projenin gerçekleştiği ülkede yer alan bankalar öncelikle tercih edilen kuruluşlar olmaktadır. Bunun iki sebebi bulunmaktadır. Birincisi, yerel bankaların finansman sağlamada ülke içi koşulları en iyi anlayacak yapılar olmasıdır. İkincisi ise yerel bankalar ile çalışıldığında alınan borcun yerel para birimi cinsinde olması ve böylece döviz kuru riskinden kaçınılabilmesidir (Yescombe, 2002). Ancak uluslararası bir projenin finansmanı için uluslararası ticari bankalardan borç alınıyorsa, uluslararası LNG ticareti dolar üzerinden yapıldığından, borç genellikle dolar üzerinden verilmektedir. Bankalar, ECA (Export Credit Agency)'lar ve uluslararası kuruluşlar tarafından korunan veya korunmayan LNG projelerinin inşasına vadeli kredi finansmanı sağlamada en çok başvurulan kurumlardır (Salt, t.y.).

4.5.1.2.İhracat Kredi Ajansları (ECA)

İhracat kredi ajansları (Export credit agency-ECA), bağlı olduğu ülkenin çıkarları doğrultusunda yerli şirketlerin uluslararası ihracat işlemleri ve diğer faaliyetleri için finansman sağlayan kuruluşlardır (İhracat Kredi Ajansları, 2017). ECA'lar, ihracat

yapan şirketlere kredi sağlamak dışında bu şirketlerin ticari bankalardan aldıkları kredilere garanti veya sigorta sunabilmektedir (İhracat Kredi Ajansları, 2017). ECA'lar denizaşırı yatırımların politik ve ticari risklerini üstlenerek ihracat faaliyetlerini ve uluslararası ticareti teşvik etmektedir. Özellikle enerji kaynaklarına gün geçtikçe gereksinimi artan Uzak Doğu Asya ülkelerinde petrol ve doğal gaz projelerinde ihracat kredi ajanslarından sıklıkla faydalanılmaktadır (Salt, t.y.). Türk Eximbank, Türkiye'de ihracat kredi ajansı olarak çalışan kurumdur.

4.5.1.3.Uluslararası Kuruluşlar

Uluslararası kuruluşlar (Multilateral Agencies-MLA) bünyesinde pek çok üye ülkenin bulunduğu ve belirli politika kriterlerine uygun olarak gelişmekte olan ülkelere yatırım yapılmasını sağlayan veya cesaretlendiren kuruluşlardır. LNG projelerinin finansmanında yer alan bazı uluslararası kuruluşlar arasında Dünya Bankasının özel yatırım kolu olan Uluslararası Finans Kurumu (IFC), Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası (EBRD) ve Asya Kalkınma Bankası (ADB) yer almaktadır. Uluslararası kuruluşların önemli bir özelliği, bankalar, ECA'lar gibi diğer kredi sağlayıcılarının yetersiz kaldığı durumlarda projelerin finansmanına destek sağlamalarıdır. MLA'lar projelere doğrudan finansman sağlayabilmekte veya ticari bankaların finansmanını sağladığı projeleri temerrüde düşme riskine karşı koruyabilmektedir (Salt, t.y.).

4.5.1.4.Sermaye Piyasaları

LNG projelerine küresel sermaye piyasalarından yatırım sağlanabilmektedir. Sermaye piyasalarından fon toplamak için esneklik elde etmenin anahtarı, uluslararası kabul görmüş derecelendirme kuruluşlarından birinden yatırım yapılabilir seviyesinde bir kredi notu sağlamaktır. Bu kurumlar, projenin derinlemesine bir incelemesini yapacak ve projenin mevcut ve planlanan mali taahhütlerini yerine getirme kapasitesinin değerlendirilmesine dayalı bir kredi notu tahsis edecektir. Derecelendirme kuruluşları tarafından kullanılan değerlendirme kriterleri, banka kreditörleri tarafından istihdam edilenlere benzerdir ancak dünya talebi ve siyasi irade gibi makro faktörlere biraz daha fazla ağırlık vermektedir. Umman LNG projesinin inşası ve Katar'daki RasGas II ve III projelerinin kapasitelerinin genişletilmesi, finansmanında sermaye piyasası katılımcısı bulunan projelere örnek olarak gösterilebilir (ibid).

4.5.1.5.İslami Bankalar

İslami bankalar her türlü finansal faaliyeti ve işlemi İslamî kurallar çerçevesinde uygulayan bankalardır. İslam dinine göre faizin haram kabul edilmesi nedeniyle modern finans anlayışına alternatif olarak gelişmiştir (İslami Finans, 2013). İslami fon kaynaklarının enerji ve altyapı finansmanına katılımı, Ortadoğu ülkelerinin enerji ihracatından elde ettikleri gelir ile bankacılık sistemlerinin kendine özgü gelişmesi sonucu oluşmuştur. İslam ülkelerinde çok sayıda LNG projesi bulunmaktadır ve bu projeleri desteklemek için İslami finansmanın kullanılması bu gelişmenin bir sonucudur. İslami finansman, şeriat hukuku uyarınca yapılandırılmış bir finansman olarak borç verenlerin uluslararası ticari piyasalardaki gibi borç vermelerine veya faizlerini geri kazanmalarına izin vermemektedir. İslami finansman yapıları çeşitlilik gösterir, ancak enerji projelerinde genellikle varlıkların banka tarafından satın alınması ve belli süre aralığında proje şirketine kiralaması olarak tanımlanabilecek icare yöntemi kullanılmaktadır (ibid). İslami finans kuruluşlarının yapılandırılması, daha geniş bir borç paketi ile bütünleşmeleriyle birlikte oldukça karmaşık bir seviyede faaliyet göstermektedir (Salt, t.y.).

4.6. Ön Mühendislik ve İnşaat Aşaması

Ön mühendislik ve inşaat aşaması; bir LNG projesinde, proje yapısının belirlenmesi ve proje finansmanının sağlanması gibi iş akış süreçleriyle bir arada ilerlemektedir. Bu sebeple bu üç aşamanın birinde yaşanan bir gelişme diğer aşamaları da etkileyebilmektedir. Üç aşama başarılı bir şekilde yürütülebilirse nihai yatırım kararı (final investment decision/FID) alınmakta ve proje inşaatı başlamaktadır.

Ön mühendislik ve inşaat aşamasında nihai yatırım kararı alınmadan önce projenin tasarımının ve maliyetinin önceden hesaplanması ve inşaatı yapacak yüklenici firmalarla anlaşılması bir takım süreçler sonucunda gerçekleşmektedir.

4.6.1. Ön Mühendislik ve Tasarım Öncesi (Pre-FEED) Süreci

Pre-FEED (Pre-Front End Engineering Design/ Ön Mühendislik ve Tasarım Öncesi) süreci projenin zorluklarının ve risklerinin kapsamlı bir listesinin yapıldığı ve

yaşanabilecek olayların ve bu olayların etkilerinin tanımlandığı süreçtir. Rezerv keşifleri yapıldıktan sonra projenin uygulanabilirliğine ilişkin proje katılımcıları tarafından bir takım analizlerin yapılması gerekmektedir. Böylece ciddi yatırımlar hayata geçirilmeden önce projenin karşılaşabileceği sorunlar ele alınmaktadır ve proje maliyetleri hakkında fikir sahibi olunmaktadır. Pre-FEED sürecinde yapılan analizler sistematik, projenin her yönüne odaklanan ve geniş kapsamlı analizlerdir. Yasal, mali, lojistik gereklilikler, coğrafi konumlar, teknik konular vb. hususları içermektedir (Mokhatab vd., 2013).

Pre-FEED süreci ortalama altı ay sürmektedir ve projeye geliştiricilerine 2 ila 5 milyon $ arasındaki bir bedele mal olmaktadır. Proje sponsorları, yeterli deneyime sahip ise bu süreci doğrudan yönetebilmektedir aksi takdirde deneyimli kuruluşlardan danışmanlık hizmeti alabilmektedir. Pre-FEED süreci sonrasında proje maliyetleri %30-40 yanılma payı ile tahmin edilmektedir (U.S. Department of Energy, 2018). Pre-FEED süreci proje inşası başladıktan sonra katlanılacak büyük yatırım maliyetlerinden önce proje maliyetlerinin hesaplanması ve potansiyel risklerin değerlendirilmesi bakımından önemlidir.

4.6.2. Ön Mühendislik ve Tasarım (FEED) Süreci

Pre-FEED sürecinde projenin riskleri ve tahmini maliyetleri üzerine analizler yapıldıktan sonra FEED (Front End Engineering Design/ Ön Son Mühendislik Tasarımı) süreci başlamaktadır. Pre-FEED aşamasındaki analizler FEED sürecinde başlangıç noktası olarak kabul edilmekte ve süreç sonucunda proje planlamaları oluşturulmaktadır (Mokhatab vd., 2013).

FEED'in en önemli iki çıktısı maliyet tahmini ve zamanlama projeksiyonudur. Pre-FEED aşamasında proje maliyetleri %30-40 yanılma payı ile tahmin edilirken FEED sonrasında %10-15 yanılma payı ile tahmin edilmektedir. FEED aşamasında projenin tasarlanması ne kadar başarılı olursa, proje maliyetindeki ve planlamasındaki karşılaşılabilecek sürprizler o derecede az olmaktadır (U.S. Department of Energy, 2018).

FEED süreci 1,5 yıl kadar süren ve projenin büyüklüğüne ve karmaşıklığına bağlı olarak 40-80 milyon $ arasındaki meblağlara mal olabilen bir süreçtir (U.S. Department of Energy, 2018). Proje planlaması FEED sürecinden çıkan sonuçlara bağlı olduğundan süreç projenin başarısını güvence altına alan ve iyi yönetilen bir ekip tarafından yönetilmelidir. Süreç proje sponsorları veya danışmanlık hizmeti sunan şirketler tarafından yönetilmektedir (Mokhatab vd., 2013).

4.6.3. Mühendislik, Tedarik ve İnşaat (Engineering, Procurement and Construction/EPC) Yüklenici Tekliflerinin Değerlendirilmesi

FEED sürecinde yapılan çalışmalara uygun olarak projenin başlatılabilmesi için yüklenici adı verilen inşaatı gerçekleştirmeye aday şirketlere FEED sürecinde elde edilen sonuçlar iletilmektedir. Projede yer almaya istekli olan yüklenici şirketler, FEED paketini inceledikten sonra projeye katılım şartlarını sağladıklarına ve FEED tasarımını onayladıklarına dair belgeleri sponsorlara sunmaktadır. Projeye katılmaya istekli bir yüklenici eğer FEED paketinin uygun olmadığını düşünüyorsa pakette yapılması gereken değişiklikleri sponsorlara görüş olarak iletebilmektedir. Bu durumda yüklenici eğer görüşleri sponsorlar tarafından uygun bulunursa tasarımı onay belgelerini sponsorlara sunmaktadır. Projeye katılım şartlarını sağlayan ve tasarımı onay belgelerini sunan yüklenicilere sponsorlar tarafından 4-6 aylık bir süre verilir. Bu süre sonunda yükleniciler, EPC (Engineering Procurement and Construction/Mühendislik, Tedarik ve İnşaat) tekliflerini sponsorlara iki paket halinde göndermektedir (U.S. Department of Energy, 2018).

Birinci paket, EPC teklifinin teknik boyutlarını ele almaktadır ve ihale rakamlarını içermemektedir. İlk EPC teklifi, soğutucu kompresörler, ana kriyojenik ısı değiştiricileri, ateşe dayanıklı ısıtıcılar, atık ısı geri kazanım birimleri, LNG depolama tankları, LNG iskelesi ve iskelede LNG buhar geri kazanım tesisleri gibi temel ekipmanların özellikleri ve performans bilgileri gibi teklifin tüm önemli teknik ve proje yürütme özelliklerini ayrıntılı olarak açıklamaktadır. Birinci pakette ayrıca proje planını yürütmeye ilişkin program yer almaktadır. Bu program sırasıyla

- Erken saha çalışmalarını
- İnşaat esnasında kullanılacak kamp alanı, yol, inşaat malzemesi boşaltım tesisi gibi geçici tesislerin hazırlığını

- İnşaat personelinin sahadaki görev dağılımları ve ana ekipmanın getirilmesi ve montajı için hazırlanan planı

içermektedir. Yüklenicilerin sunduğu birinci paket sponsorlar tarafından incelenir. Uygun bulunan yüklenicilerden ikinci paketi sunmaları talep edilir (ibid).

İkinci EPC paketi birinci pakette yer verilen hizmetler karşılığında yükleniciler tarafından talep edilen ödeme miktarını ve yüklenicilerin proje inşaatını tamamlama garantisini içermektedir. Teklif veren yüklenicilerin sundukları birinci ve ikinci EPC paketleri genel bir değerlendirmeden geçirilir. Değerlendirme sonrasında proje inşasına uygun bulunan yüklenici veya yükleniciler belirlenmektedir (ibid).

EPC aşamasını gerçekleştirmek üzere bir veya birden çok yüklenici ile anlaşılabilir. Projeyi bir ana yüklenicinin yönetmesi buna karşılık pek çok yardımcı yüklenicinin projede yer alması da mümkün olmaktadır. Genellikle projenin teknolojik bilgi ve deneyim gerektiren kısımları LNG tesis teknolojisinde uzmanlaşmış uluslararası şirketler tarafından ilerletilirken inşaat süreci ülke içi müteahhit firmalar tarafından yürütülmektedir (Mokhatab vd., 2013).

4.6.4. Nihai Yatırım Kararı (Final Investment Decision/FID)

Projeye katılımı uygun görülen yüklenici şirketler ile EPC anlaşması imzalanmadan ve bu şirketlere ücretleri ödenmeden önce nihai yatırım kararının alınması gerekmektedir. FID; devletler, sponsorlar, finans sağlayıcıları, müşteriler ve yükleniciler gibi bütün proje katılımcılarının projenin başlamasına onay verdikleri aşamadır. Bu karar siyasi açıdan; devletlerarası gerekli anlaşmalarının yapılmasını, gerekli bütün mevzuatın düzenlenmesini, arazi tahsisinin sağlanmasını gerektirirken finansal açıdan bütün finans sağlayıcılarının taahhütlerini yerine getirmelerini ve proje için gerekli finansmanı sağlamalarını gerektirmektedir. FID sonucunda yükleniciler ile EPC anlaşmaları imzalanır ve anlaşma hükümlerine göre yüklenicilerin gerekli ücretleri ödenir. Bunun karşılığında ise yüklenicilerden EPC anlaşmasında yazan koşullara uygun olarak projenin EPC aşamasını bitirmeleri istenir (Pwc, 2014).

4.6.5. EPC Aşaması

EPC aşaması, FID kararından sonra yüklenicinin taahhütlerini yerine getirmek üzere inşaat öncesi bir takım mühendislik çalışmalarını tamamladığı, gerekeli tesis ve inşaat ekipmanlarının sağlandığı ve inşaatın yapıldığı aşamadır. EPC yüklenicisinin bu aşamada yükümlülüklerine bağlı olarak ayrıntılı mühendislik şartnamelerini, tedarik ve inşaat planını, sağlık, güvenlik ve çevre planlarını ayrıca kalite güvencelerini yerine getirmesi beklenmektedir (U.S. Department of Energy, 2018).

EPC yüklenicisi ilk olarak FEED sürecindeki belirlemelere uygun olarak projenin mühendislik ve tasarımını gerçekleştirmek durumundadır. Bunun için tehlike tanımlama (Hazard Identification-HAZID) ve tehlike yönetimi (Hazard and Operability-HAZOP) çalışmalarını uygulaması gerekmektedir (Mokhatab vd., 2013).

Büyük çaplı bir LNG projesinin inşaat süreci 4-6 yıl sürmektedir. Genellikle bu sürenin ilk 16 ayı yüklenici şirketlerin ofislerinde mühendislik tasarımı ve ekipman satın alma işlemleri ile geçmektedir. Bu işlemler gerçekleştikten sonra saha çalışmaları alanın inşaata hazırlanması ve yol yapımı çalışmaları ile başlamaktadır. Bu çalışmalardan sonra inşaat kamplarının hazırlanması, beton tesislerinin kurulması, inşaat temelinin atılması ve boru rakorlarının hazırlanması işlemleri gerçekleştirilmektedir. Projenin 30. ile 45. ayları arasında terminal ekipmanları sahaya getirilmektedir ve bu ekipmanların montajı başlamaktadır. Tesis, mekanik olarak tamamlandıktan sonra problem olup olmadığının araştırılması için deneme çalışmaları yapılmaktadır. Tesis deneme çalışmalarından başarı ile geçerse faaliyete başlamaktadır. Tesis tam kapasite ile çalışmaya başladıktan ve operasyonları stabil hale geldikten sonra, tesisin performans testleri proje şirketi tarafından yüklenici ile birlikte yürütülmektedir. Tesisin işleyişinde eksiklik veya arıza bulunması durumunda EPC sözleşmesinde yazan hükümler kapsamında yüklenici tarafından tesisteki aksaklıklar düzeltilmelidir (U.S. Department of Energy, 2018)).

BEŞİNCİ BÖLÜM

5. TÜRKİYE'DE BİR LNG PROJESİ OLUŞTURULMASI ÜZERİNE ÖNERMELER

5.1. Türkiye Doğal Gaz Piyasasına Genel Bir Bakış

Türkiye'de doğal gaz piyasasının gelişimi Kanundan öncesi ve sonrası olarak ikiye ayrılabilir. Kanunun yürürlüğe girdiği 2001 tarihinden önce BOTAŞ piyasada üretim dışında tekel konumunda bulunmaktadır. Türkiye'de doğal gazın kullanımı ilk defa Kırklareli'nde keşfedilen gazın 1976 yılında Pınarhisar Çimento Fabrikası'nda yakıt olarak değerlendirilmesi ile gerçekleşmiştir (Yardımcı, 2010). Sonrasında ise ısınma, sanayi kullanımı ve elektrik üretiminde doğal gaza olan yönelime paralel olarak 1987 yılında ilk defa BOTAŞ tarafından Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği (SSCB)'nden doğal gaz ithal edilmeye başlanmıştır. İthal edilen gaz boru hatları vasıtasıyla Türkiye'ye giriş yaptığı Malkoçlar'dan Ambarlı, İstanbul, İzmit, Bursa ve Eskişehir istikametini takip ederek Ankara'ya ulaştırılmıştır ve ilk defa 1988 yılında Ankara'da kullanılmaya başlanmıştır. Sanayide ise boru hattı güzergâhı üzerinde olan Hamitabat ve Ambarlı doğal gaz santrallerine ve ayrıca İstanbul Gübre Sanayi (İGSAŞ) ve Türkiye Gübre Sanayi (TÜGSAŞ)'a gaz arzı sağlanmıştır (Kalaycıoğlu, 2010). 1992 yılında İstanbul ve Bursa'da, 1996 yılında Kocaeli ve Eskişehir'de doğal gazın evsel kullanımına başlanmıştır.

Doğal gaz arz çeşitliliğinin sağlanması amacıyla BOTAŞ tarafından 1994 yılından itibaren 20 yıl boyunca Cezayir'den, 1999 yılından itibaren 22 yıl boyunca Nijerya'dan LNG ithal edilmeye başlanmıştır. 1993 yılında Rusya'dan Malkoçlar üzerinden gelen gazın yıllık kapasitesi yapılan yeni anlaşma gereği 6 milyar Sm^3'e ulaşmıştır. Buna ek olarak 2001 yılında İran ve 2007 yılında Azerbaycan'dan yeni boru hatları vasıtasıyla gaz alımına başlanmıştır.

Toplamda 255.000 m^3 LNG depolama kapasitesine sahip Marmara Ereğlisi LNG Deposu 1999 yılında faaliyete geçmiştir. Yine 1999 yılında Silivri'deki eski doğal gaz yataklarının depo olarak kullanılması için çalışmalara başlanmış ve sonucunda 2007 yılında Kuzey Marmara ve Değirmenköy yer altı depolama tesisi 1,6 milyar Sm^3

depolama kapasitesi ile açılmıştır. Yine 2007 yılında Türkiye'nin ilk özel LNG terminali olan Ege Gaz Aliağa LNG Terminali faaliyete başlamıştır.

2001 yılında 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun yürürlüğe girmesi ile BOTAŞ'ın tekel yapısının son bulması ve liberal yapıda bir doğal gaz piyasanın oluşturulması amaçlanmıştır. Kanun ile birlikte ayrıca yeni oluşturulan doğal gaz piyasasının düzenleme ve denetlemesini yapma görevi Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (Kurum)'na verilmiştir. Kanunun devreye alınmasından sonra İGDAŞ haricindeki mevcut dağıtım şirketleri özelleştirilmiştir. Ayrıca yeni dağıtım bölgelerinin oluşturulması için ihaleler gerçekleştirilmiştir. 2018 Eylül ayı itibariyle 72 adet dağıtım bölgesinin ihale ve lisanslama süreci tamamlanmıştır ve 69 dağıtım bölgesine doğal gaz arzı sağlanmıştır.

Dağıtım bölgeleri için ihaleyi kazanan ve Kurum'dan lisans alan şirketler, Kurum tarafından belirlenen tarifelerine göre bölge dâhilinde serbest tüketici statüsünde olmayan tüketicilere gaz satışı hakkını elinde bulundurmaktadır (Kalaycıoğlu, 2010). Serbest tüketici statüsündeki tüketiciler ise herhangi bir ithalat, toptan satış veya dağıtım lisansı sahibi şirket ile ikili anlaşma imzalayarak gaz temin edebilmektedir. Evsel tüketiciler hariç bütün doğal gaz tüketicileri serbest tüketici statüsündedir (EPDK Kurul Kararı, 5362; 2014). Yıllık tüketimleri 75.000 m^3 üzerinde olan evsel tüketiciler de ayrıca serbest tüketici statüsündedir (ibid). Kanuna göre evsel tüketicilerin serbest tüketici olma sınırı bütün tüketiciler serbest tüketici olana kadar her sene başında Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından belirlenmektedir.

Kanun, herhangi bir ithalatçı şirketin, ithal yoluyla temin ettiği yıllık doğal gaz miktarının Kurumca belirlenecek cari yıla ait ulusal gaz tüketim tahmininin yüzde yirmisini aşmamasını öngörmektedir. Bu kapsamda Kanun öncesi dönemde tamamı BOTAŞ'a ait olan Rusya ile Malkoçlar girişli ithalat sözleşmelerinin yıllık 4 milyar metreküplük kısmı 2006 yılında 4 adet özel şirkete[21] devredilmiştir. 2013 yılı başından itibaren gerçekleştirilen ikinci kontrat devri ile birlikte 4 özel şirkete[22] daha yıllık 6 milyar metreküplük kapasite devredilmiştir.

[21] Shell, Bosphorus, Enerco, Avrasyagaz.
[22] Akfel Gaz, Batı Hattı, Bosphorus, Kibar Enerji.

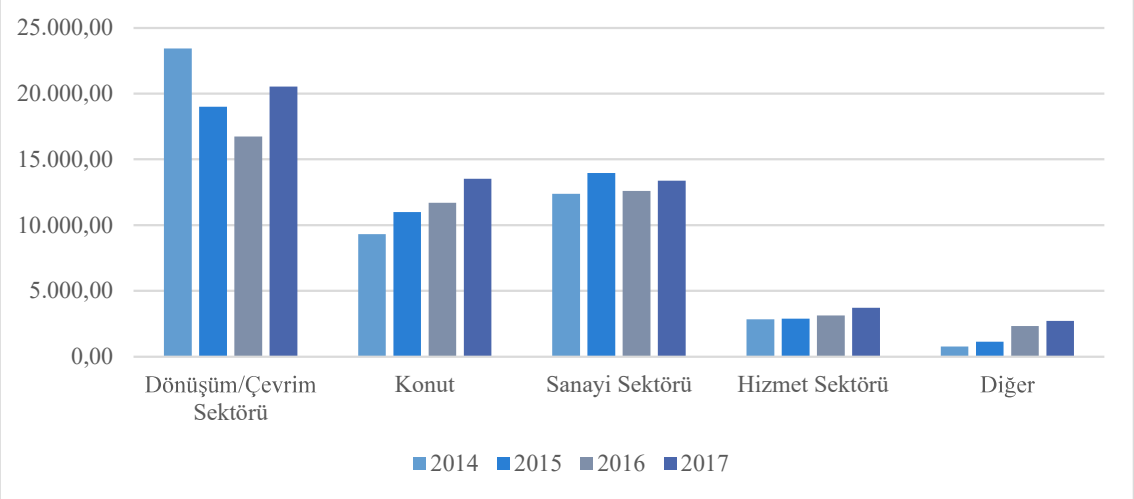
Türkiye gaz piyasasında son zamanlarda depolama stok, yeniden gazlaştırma ve şebekeye gaz veriş kapasitelerinin arttırılması konusunda önemli gelişmeler yaşanmıştır. 2016 yılı sonunda Etki LNG FSRU terminalinin ve 2017 yılı içinde Botaş Tuz Gölü yer altı doğal gaz deposunun faaliyete geçmesiyle birlikte 2017 yılı sonu itibariyle faaliyete geçen doğal gaz yer altı depolarının toplam kapasitesi 3.191 milyon Sm^3'e ulaşmıştır (EPDK, 2017). LNG terminallerinin LNG depolama kapasitesi ise 0,943 milyon m^3'e ulaşmıştır. Yapılan yatırımlar, 2017'de ilk meyvelerini vermiş ve bir önceki yıl 218,14 milyon sm^3 olan sistemden günlük maksimum gaz çekiş miktarı 243,01 milyon sm^3'e ulaşmıştır (ibid). Hatay Dörtyol'daki BOTAŞ'a ait FSRU terminalinin 2018 yılı içinde faaliyete geçmesi beklenmektedir.

Depo, iletim hattı ve dağıtım hattı yatırımları, mevcut piyasadaki talep ile birleşince 2017 yılında doğal gaz ithalatında rekor kırılmış ve bir önceki yıla göre %19,2 büyümeyle 55,25 milyar sm^3 doğal gaz ithal edilmiştir. Bu miktarın 28,69 milyar sm^3'ü Rusya'dan karşılanmıştır ve ithalattaki artışın büyük bir kısmı Rusya kaynaklıdır. 2017'de Rusya'dan alınan gaz miktarı bir önceki yıl alınan miktardan 4,15 milyar sm^3 daha fazladır. Benzer şekilde Türkiye'nin ikinci en büyük doğal gaz tedarikçisi konumunda olan İran'dan ithal edilen gaz miktarı bir önceki yıla göre %20 oranında artış göstermiş ve 9,25 milyar sm^3'e ulaşmıştır. Azerbaycan'dan ithal edilen gaz miktarı ise bir önceki yıla göre sabit kalmış ve 6,54 milyar sm^3 olarak gerçekleşmiştir. 2017'de ithalatta gözlenen önemli bir gelişme de LNG'de yaşanmıştır. İthal edilen LNG miktarı bir önceki yıla göre %41'lik artışla 10,76 milyar sm^3'e ulaşmıştır. Bu artış büyük ölçüde spot LNG ithalatındaki artış ile ilişkilidir. LNG'de son zamanlarda küresel olarak arz fazlalığının bulunması, spot sözleşmelerin yaygınlık kazanması ve Türkiye'de Etki Liman FSRU tesisinin devreye alınması gibi iç ve dış kaynaklı nedenlerden ötürü spot LNG ithalatı bir önceki yıla göre %126 büyüyerek 4,8 milyar sm^3'e ulaşmıştır. Tablo 3'te yıllara ve ülkelere göre doğal gaz ithalat miktarları verilmiştir (EPDK, 2017).

Tablo 3: *2008-2017 Yılları Doğal Gaz İthalat Miktarları (Milyon Sm³)*

Ülke	Rusya		İran		Azerbaycan		Cezayir		Nijerya		Diğer*		Toplam	Önceki Yıla Göre Yüzde Değişim
Yıllar	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	
2008	23.159	62,01	4.113	11,01	4.580	12,26	4.148	11,11	1.017	2,72	333	0,89	**37.350**	**4,21**
2009	19.473	54,31	5.252	14,65	4.960	13,83	4.487	12,51	903	2,52	781	2,18	**35.856**	**-4**
2010	17.576	46,21	7.765	20,41	4.521	11,89	3.906	10,27	1.189	3,13	3.079	8,09	**38.036**	**6,08**
2011	25.406	57,91	8.190	18,67	3.806	8,67	4.156	9,47	1.248	2,84	1.069	2,44	**43.874**	**15,35**
2012	26.491	57,69	8.215	17,89	3.354	7,3	4.076	8,88	1.322	2,88	2.464	5,37	**45.922**	**4,67**
2013	26.212	57,9	8.730	19,28	4.245	9,38	3.917	8,65	1.274	2,81	892	1,97	**45.269**	**-1,42**
2014	26.975	54,76	8.932	18,13	6.074	12,33	4.179	8,48	1.414	2,87	1.689	3,43	**49.262**	**8,82**
2015	26.783	55,31	7.826	16,16	6.169	12,74	3.916	8,09	1.240	2,56	2.493	5,15	**48.427**	**-1,7**
2016	24.540	52,94	7.705	16,62	6.480	13,98	4.284	9,24	1.220	2,63	2.124	4,58	**46.352**	**-4,28**
2017	28.690	51,93	9.251	16,74	6.544	11,85	4.617	8,36	1.344	2,43	4.804	8,7	**55.250**	**19,2**

%99 oranında ithalata bağımlı olan ve üretim ile ihracat kapasitesi sınırlı olan bir piyasada ithalatın artması doğrudan tüketimin artması anlamına gelmektedir. 2017'de Türkiye'de doğal gaz tüketiminde de rekor kırılmış ve tüketim bir önceki yıla göre %15,87'lik artışla 53,86 milyar sm³ olarak gerçekleşmiştir. Bunun en büyük sebebi elektrik üretiminde ve hane halkının tüketiminde kullanılan gaz miktarındaki artıştır. 2017'de elektrik üretiminde kullanılan gaz miktarı, bir önceki yıla göre %22,7 artışla 20,54 milyar sm³ olarak gerçekleşmiştir. Aynı şekilde konut tüketimindeki gaz miktarı bir önceki yıla göre %15,5'lik artışla 13,51 milyar sm³ olarak gerçekleşmiştir. Yıllara ve sektörlere göre doğal gaz tüketim miktarları Şekil 12'de gösterilmiştir (EPDK, 2017).



Şekil 12: *Sektörlere Göre Doğal Gaz Tüketim Miktarlarının Dağılımı*

Türkiye'nin son zamanlarda doğal gaz altyapısını güçlendirmeye yönelik yatırımlar gerçekleştirmiştir ve önümüzdeki yıllarda da bunu sürdürmesi beklenmektedir. Bu altyapı yatırımları hayata geçirildikçe doğal gaz piyasasının; beklenmeyen hava koşulları, elektrik piyasasındaki dalgalanmalar vb. iç etkilerden daha az etkileneceği düşünülmektedir. Ayrıca döviz kuru ve petrole endeksli fiyatlandırmalar, uluslararası siyasi istikrarsızlıklar vb. dış etkilere karşı yeni alternatifler üretme şansı yakalayacaktır. Bu kapsamda yapılan yatırımların bir tanesi de 2018'de faaliyete geçecek olan Hatay Dörtyol FSRU terminalidir. EPİAŞ bünyesinde bir doğal gaz organize toptan satış piyasasının kurulması ve TANAP projesinin devreye alınması yine 2018'de atılan önemli adımlardır.

5.2. LNG Tedarikinin Türkiye Doğal Gaz Piyasasındaki Yeri

Türkiye, kullandığı doğal gazın %99'unu ithal etmektedir. İthal edilen gazın yaklaşık %50'si ise Rusya'dan temin edilmektedir. Bu durum, hem enerji güvenliği açısından endişelere yol açmakta hem de potansiyel jeopolitik riskleri beraberinde getirmektedir. Ayrıca İran'ın bilhassa kış aylarında iç talebinden kaynaklı Türkiye'ye uyguladığı düzensiz arz kesintileri ve buna karşılık ulusal iletim sistemindeki kapasite yetersizlikleri nedeniyle taahhüt ettiği hacimleri alamaması iki ülke arasında anlaşmazlıklara yol açmaktadır (Rzayeva, 2018). Ülkemiz doğal gaz arz güvenliğinin sağlanması ve kaynak çeşitliliğinin arttırılması amacıyla BOTAŞ tarafından 1994 yılından itibaren Cezayir'den, 1999 yılından itibaren de Nijerya'dan LNG alımına başlanmıştır. Diğer taraftan, 09.07.2008 tarihli ve 5784 sayılı 'Elektrik Piyasası Kanunu ve Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun' ile LNG ithalatı, BOTAŞ ve diğer piyasa katılımcıları için serbest bırakılmış ve daha önce Kanun ile düzenlenmemiş olan ithalat (spot LNG) faaliyeti düzenleme altına alınmıştır. Ayrıca, uzun dönemli LNG ithalatı yapmak isteyen tüzel kişilerin her ithalat bağlantısı için ayrı bir lisans alması gerekirken alınacak tek bir ithalat (spot LNG) lisansı kapsamında birden fazla spot ithalat bağlantısı yapılabilmesinin önü açılmıştır (EPDK, 2017).

Türkiye'de ithalat (spot LNG) lisansı ile aktif olarak ithalat gerçekleştiren iki adet şirket bulunmaktadır. Bunlar piyasadaki en önemli oyuncu olan BOTAŞ ve LNG gazlaştırma tesisi sahibi bir özel sektör şirketi olan Ege Gaz A.Ş.'dir. Bu iki şirket tarafından Katar, ABD, Norveç ve Trinidad Tobago başta olmak üzere 2006 yılından

itibaren spot LNG ithalatı gerçekleştirilmektedir. 2017 yılında LNG alımı yapılan ülkeler ve miktarlar ithalat türüne göre Tablo 4'te gösterilmektedir (EPDK, 2017).

Tablo 4: *2017 LNG İthalat Miktarları (Milyon Sm^3)*

İthalat Türü	Ülke Adı	Miktar	Toplam Miktar
Uzun Dönemli LNG	Cezayir	4.617,10	5.961,08
	Nijerya	1.343,98	
Spot LNG	Katar	1.561,64	4.804,20
	Norveç	853,76	
	ABD	767,58	
	Nijerya	735,75	
	Trinidad ve Tobago	419,29	
	Ekvator Ginesi	286,49	
	İngiltere	93,4	
	Hollanda	86,3	

Türkiye'de 2017'de 5.961,08 milyon sm^3'ü uzun dönemli 4.804,20 milyon sm^3'ü spot olmak üzere 10.765,28 milyon sm^3 LNG ithal edilmiştir. İthal edilen LNG'nin büyük bir bölümüne tekabül eden 9.816,28 milyon sm^3'ü terminallerde yeniden gazlaştırılarak iletim şebekesine aktarılmıştır. 4,64 milyon sm^3'ü CNG'ye dönüştürülmüş ve CNG formunda tüketilmiştir. 648,01 milyon sm^3'ü ise doğrudan LNG olarak tüketilmiştir. 2017 yılında ithal edilen LNG'nin kullanımı Tablo 5'te gösterilmektedir (EPDK, 2018; EPDK, 2018/b).

Tablo 5: *2017 Yılında İthal Edilen LNG'nin Kullanımı (Milyon Sm^3)*

	Miktar	Yüzde (%)
Yeniden Gazlaştırılarak Şebekeye Aktarılan	9.816,28	93,77
CNG'ye Dönüştürülen	4,64	0,04
LNG Olarak Tüketilen	648,01	6,19

Doğrudan LNG olarak tüketilen 648,01 milyon sm^3 miktarın kullanım türüne göre dağılımı Tablo 6'da verilmektedir EPDK, 2018/b).

Tablo 6: *2017 LNG Olarak Tüketilen Gazın Tüketildiği Sektöre Göre Dağılımı (Milyon Sm^3)*

Tüketildiği Sektör	Miktar	Yüzde (%)
İnşaat (inşaat ürünleri, yol yapım, vs.)	277,39	42,81
Gıda ve içecek Sanayi	59,65	9,21
Madencilik ve taş ocakçılığı	40,58	6,26
Demir - Çelik Sanayi	12,03	1,86
Kimya (petrokimya dahil) Sanayi	11,14	1,72
Makine sanayi	10,20	1,57
Ametal mineraller (cam, seramik, çimento, vs.) Sanayi	9,80	1,51
Tekstil, Deri ve Giyim Sanayi	7,72	1,19
Ticarethane	26,64	4,11
Resmi daire	25,43	3,92
Diğer Hizmet Sektörü Tüketicileri	91,29	14,09
Hayvancılık (balıkçılık, kümes ve ahır hayvancılığı, vs.)	19,48	3,01
Tarım/Ormancılık	17,23	2,66
Konut	0,77	0,12
Diğer	38,63	5,96
TOPLAM	**648,01**	**100,00**

2017 verilerine göre Türkiye'de doğrudan LNG formunda tüketilen gazın kullanım alanları incelendiğinde %42,81 ile en büyük payı inşaat sektörünün aldığı anlaşılmaktadır. İnşaat sektörünün ardından en yaygın kullanım turizm, otelcilik vb. tüketimlerin dahil olduğu Diğer Hizmet Sektörü Tüketicilerinde görülmektedir. İnşaat sektörü de dahil edildiğinde LNG'nin %66,13 ile Sanayi Sektörü tüketiminde kullanıldığı anlaşılmaktadır.

5.3. Türkiye'de İlerleyen Süreçte LNG İçin Fırsatlar

5.3.1. Türkiye'nin Enerji Ticaret Merkezi Olma Hedefinde LNG'nin Önemi

Alıcı ve satıcı arasında aktarıcı rolü üstlenilmeksizin farklı enerji kaynaklarının dengelenmesi ile pek çok sayıda piyasa oyuncusunun bir araya geldiği, bununla ilgili yeterli alt yapı ve hizmetlerin mevcut olduğu fiziki ve/veya sanal ticaretin işletildiği merkezlere hub (enerji ticaret merkezi) adı verilmektedir (Özdemir, 2017). Enerji ticaret merkezlerinde fiyatlar, birden fazla alıcı ve satıcı arasında arz/talep dengesine göre belirlenmektedir. Ayrıca enerji ticaret merkezleri, ülkenin finansal piyasalarına entegre olarak ülke ekonomisine katma değer sağlamaktadır (Özdemir, 2017).

Türkiye'nin bir enerji enerji ticaret merkezi haline gelebilmesi için atılması gereken ilk adımlardan olarak görülen EPİAŞ bünyesinde Doğal Gaz Organize Toptan Satış Piyasasının (OTSP) kurulması süreci tamamlanmış ve OTSP 1 Eylül 2018 tarihi itibari ile faaliyete başlamıştır (Özdil, 2017). OTSP'nin kuruluş amaçları

- Piyasa katılımcılarına sözleşmeye bağlanmış yükümlülüklerini ticaret aralığında dengeleme olanağı sağlama
- Doğalgaz ticaretine ilişkin referans fiyatların belirlenmesi
- İletim sistemindeki günlük dengesizlik miktarlarının azalmasına yardım etme ve iletim şirketine gün öncesinden mümkün olduğu ölçüde dengelenmiş bir sistem sağlama
- Piyasa katılımcılarına, ikili anlaşmalarına ek olarak ilgili gaz günü için doğalgaz alım/satımı yapma fırsatı sunma
- İletim şirketine, ŞİD'de belirlenen koşullarla sınırlı olmak üzere STP'de işlem yapma imkanı sağlama

olarak sıralanabilir (Enerji IQ, 2017). OTSP'nin işletilmesinde ve ilerleyen süreçte muhtemel bir enerji ticaret merkezi olma şartlarının sağlanmasında LNG'nin oynayacağı rolün önemli olacağı düşünülmektedir. Bu kapsamda LNG faaliyetlerinin doğal gaz piyasalarında dört açıdan büyük önem arz ettiği görülmektedir (Rekabet Kurumu, 2012).

- **Arz güvenliği**: LNG, belirli ve az sayıdaki ülkeye olan bağımlılığın azaltılmasında ve arz yollarının çeşitlendirilmesinde fırsatlar sunmaktadır. En önemli LNG ithalatçılarından olan Japonya, G. Kore ve İspanya'nın en az 7 farklı ihracatçıdan gaz tedarik ettiği görülmektedir.

- **Esneklik**: On yıllarca süren ve bir tarafta tedarikçinin diğer tarafta alıcının karşılıklı bağımlılığının ve güvenin asıl olduğu boru hatları yatırımları ile karşılaştırıldığında LNG yatırımları daha esnek bir yapıya sahiptir. Bu nedenle, Türkiye gibi depolama olanakları sınırlı olan ülkeler için LNG gazlaştırma terminalleri özellikle önemli olmaktadır.

- **Gazın fiyatlaması:** Boru hatlarından bağımsız olarak farklı bölgelere gaz sevkiyatının yapılabilmesi sayesinde LNG ticaretinde petrole endeksli fiyatlar yerine arz-talebe göre oluşan fiyatların ortaya çıkması daha mümkün olmaktadır.

- **Elektrik piyasalarına etkileri:** Elektrik üretiminden kaynaklanan kısa dönemli talep artışlarına gaz arzındaki hemen cevap verebilme yeteneği sayesinde LNG, sadece doğal gaz piyasaları için değil elektrik piyasalarındaki anlık talep artışlarının karşılanması için de bir fırsat olabilmektedir.

İngiltere başta olmak üzere enerji merkezi olma yolunda çaba sarf eden ülkeler incelendiğinde boru hatlarının yanında arz kaynağı ve esneklik aracı olarak kullanabilecek olan LNG terminallerinin önemi anlaşılmaktadır (ibid). Bu kapsamda Akdeniz havzasında enerji merkezi olma konusunda Türkiye'nin rekabet ettiği İtalya ve Yunanistan gibi ülkelerin LNG yatırım projeleri ile arz ve esneklik portföylerini daha da geliştirmek için çaba harcadıkları gözlenmektedir. Benzer şekilde Türkiye'de de son yıllarda LNG depolama ve enjeksiyon kapasitesinin arttırılması için BOTAŞ ve özel sektör eliyle yeni yatırımların hayata geçirdiği görülmektedir. Bu kapsamda Türkiye'nin bir enerji enerji merkezi olma hedefi doğrultusunda LNG'nin önem arz ettiği düşünülmektedir.

5.3.2. Kara Taşıtlarında Yakıt Olarak LNG Kullanımı

Günümüzde kara taşımacılığında çok büyük oranda petrol türevi yakıtlar kullanılmaktadır. Tarihsel olarak kara taşıtlarında petrol türevi sıvı yakıtların kullanıldığı içten yanmalı motor teknolojisi kullanılmıştır ve buna bağlı olarak petrol türevi yakıt ikmal istasyonlarının hâkim olduğu mevcut piyasa durumuna aşamalı olarak gelinmiştir. Dünyadaki araç sayısı 1985'te 0,49 milyar iken bu rakam 2016 yılında yaklaşık 1,3 milyara ulaşmıştır (Statista, 2018). Bu hızlı büyüme, petrol ürünlerine olan talebi her geçen yıl daha da arttırmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), 2010 yılında küresel birincil petrol tüketiminin % 53'ünden daha fazlasının küresel ulaşım yakıt talebinin % 94'ü tarafından karşıladığını tahmin etmiştir (IEA, 2012). Bu durum ayrıca egzoz gazı salınımlarının artmasına ve çevre kirliliğine sebep olmaktadır.

Doğal gazın araç yakıtı olarak kullanılması, önümüzdeki yıllarda kara taşımacılığı için en en uygun seçeneklerden biri olarak görülmektedir. Konvansiyonel benzin ve dizel araçlarla karşılaştırıldığında doğal gaz yakıtlı araçların yağ kullanımında, CO_2 salınımlarında ve hava kirliliğinin azaltılmasında daha avantajlıdır. Benzinli araçlara göre CNG yakıtlı araçların CO_2 salınımlarının %25, LNG yakıtlı araçların %18 daha düşük olduğu tespit edilmiştir (Hekkert vd., 2005).

NGV Global verilerine göre dünyada 2018 yılı başı itibarı ile yaklaşık 26,2 milyon adet doğal gaz ile çalışan araç mevcuttur (NGV Global, 2018). Bu araçların yaklaşık %83'ü 7 ülkede (Çin, İran, Hindistan, Pakistan, Arjantin, Brezilya ve İtalya) bulunmaktadır. Yaygın olarak kullanıldığı ülkeler incelendiğinde yakıt tasarrufu sağlaması ve çevreci özellikleri sebebiyle gelişmekte olan ve nüfus olarak kalabalık ülkelerde tercih edildiği görülmektedir.

Doğal gaz, araç yakıtı olarak birkaç farklı şekilde kullanılabilir. Her bir kullanım şeklinde teknoloji olgunluğu, araç performansı ve enerji çevresel ekonomik etkileri açısından farklılıklar bulunmaktadır. Doğal gaz araçlarda en yaygın olarak CNG formunda kullanılmaktadır. CNG'li araçlardaki motor prensibi benzinli araçlarda olduğu gibi kıvılcım ateşleme teknolojisine dayanmaktadır. Bu sebeple fabrika çıkışı CNG ile çalışan araçların yanı sıra benzinli araçlar takviye bir CNG tüp sistemi vasıtasıyla CNG ile çalışabilir hale getirilebilmektedir. Geleneksel benzinli araçlarla karşılaştırıldığında, CNG aracının en büyük avantajı yakıt maliyetinin düşük olmasıdır. CNG aracının yakıt maliyeti CNG ve benzin fiyatlarına bağlı olarak benzinli araçtan % 20–40 daha düşüktür (Hao vd., 2016). Buna karşılık CNG tüpünün araçta alan kaplaması, yakıt ikmal istasyonlarının yetersiz oluşu ve yakıt ikmal mesafelerinin kısa olması sürücülerin CNG'li araçları tercih etmesinde en büyük dezavantajlardır (Osorio-Tejeda vd., 2017).

Doğal gazın araç yakıtı olarak kullanılmasında bir diğer seçenek LNG'dir. Araç yakıtı olarak kullanımda LNG ve CNG arasındaki en büyük fark, doğal gazın depolanma şeklidir. LNG ile çalışan araçlarda LNG düşük sıcaklıkta özel bir ısı yalıtım tankında depolanmaktadır. LNG, CNG'ye göre araç içinde depolama tankının kapladığı alanın küçülmesi ve yakıt ikmal mesafesinin artması gibi avantajlar sunmaktadır. Öte yandan, LNG depolama tankının kullanımı, araç maliyetini önemli ölçüde

arttırmaktadır. Bu özelliklerin bir sonucu olarak, LNG yakıt teknolojisi ağırlıklı olarak ticari otobüsler ve ağır yük kamyonlarında kullanılmaktadır.

LNG yakıtlı araçların yaygınlaşamamasındaki en büyük sebep CNG'li araçlarda olduğu gibi yakıt ikmal istasyonlarının yetersizliğidir. LNG'li araçların yeterince talep görmemesi yeni LNG ikmal istasyonlarının açılmasını zorlaştırmakta benzer şekilde LNG ikmal istasyonlarının yetersizliği LNG yakıtlı araçlarına olan talebi sınırlamaktadır. Yapılan çalışmalara göre geleneksel yakıt ikmal istasyonlarının % 10 ila % 20'sinin doğal gaz sağlayacağı durumlarda, sürücülerin doğal gaz ile çalışan araçlara daha fazla ilgi duyacağı düşünülmektedir (Yeh, 2007).

Türkiye'de doğal gaz yakıtlı araç kullanımı, yakıt ikmal istasyonlarının henüz yaygınlaştırılamamasından dolayı Avrupa, Kuzey Amerika ve Asya piyasalarının gerisinde kalmıştır. 2017 Şubat ayı itibarı ile Türkiye'de 3.850 adet doğal gaz ile çalışan araç bulunmaktadır (NGV Global, 2018). Bu araçların büyük çoğunluğunu CNG ile çalışmakta olan otobüs ve kamyonlardır. Türkiye'de sınırlı sayıda olan doğal gaz yakıtlı araçların yaygınlaştırılması için son yıllarda çalışmalar yapılmaktadır. Bu kapsamda 24/05/2017 tarihli ve 30175 sayılı Resmi Gazetede yayınlanan Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik ile Toptan Satış (Oto LNG) lisansı tanımlanmıştır. Bu lisans ile belirli bir tesiste karayolu taşıtlarına LNG ikmali yapılabilmektedir. Kurulacak her tesis için ayrı bir Toptan Satış (Oto LNG) lisansı alınması gerekmektedir. Ayrıca yapılan değişiklik ile OtoCNG lisansı tanımlanmıştır. Bu tanımlama ile önceden sadece doğal gaz iletim ve dağıtım hatları üzerine kurulması şart koşulan tesislerde CNG Satış lisansı kapsamında yapılabilen karayolu taşıtlarına CNG ikmali faaliyetinin, ülke içerisinde doğal gaz piyasası mevzuatında kuruluş yeri sınırlaması olmaksızın kurulacak tesislerde OtoCNG lisansı kapsamında yapılması öngörülmüştür. 2018 Ağustos itibarı ile Türkiye'de Kurumdan OtoCNG lisansı alan ve araçlara CNG ikmali yapan 17 adet istasyon bulunmaktadır (EPDK, 2018/a). Buna karşılık LNG ile çalışan araç sayısının çok az olmasından dolayı LNG yakıt ikmal istasyonu olarak hizmet vermek için Kurumdan Toptan Satış (Oto LNG) lisansı alan herhangi bir istasyon henüz bulunmamaktadır. Gerek LNG ile çalışan araç kullanımının yaygınlaştırılmasına yönelik politikaların izlenmesi gerek ulaşım sektöründe faaliyet gösteren teşebbüslerin LNG yakıtlı araçlara

ilgi göstermesi durumunda önümüzdeki süreçte Türkiye'de LNG ile çalışan araçların yaygınlaşması beklenmektedir.

5.3.3. LNG Bunkering

Küresel ticarette emtiaların nakliyesi %90 oranında deniz taşımacılığı vasıtasıyla yapılmaktadır. Yılda yaklaşık 11 milyar ton yük, 60.000 adet civarında gemi ile uluslararası rotalarda taşınmaktadır (Eraydın, 2017). Bu taşınım esnasında yılda ortalama 350 milyon ton bunker yakıtı tüketilmektedir. Yakıt olarak tüketilen ürün çok büyük oranda fuel oil, motorin veya bu iki ürünün karışımından oluşmaktadır. Dünyada gemicilik yakıtı olarak tüketilen ürünün yaklaşık %80'i fuel oil, %20'si motorindir (Arkas Bunker, 2014).

Fuel oil ve motorin, dünyadaki bunker yakıtı kullanımının çok büyük bir kısmını oluşturmaktadır ve bu iki yakıt türünün kullanımı değişen oranlarda kükürt[23] salınımına sebep olmaktadır. IMO tarafından alınan kararlar doğrultusunda günümüzde %3,5 olan küresel kükürt salınım limitlerinin 2020'den itibaren %0,5'e indirilmesi kararlaştırılmıştır. Bu doğrultuda armatörlerin ve gemi işletmecilerinin 2020'ye kadar gemilerinin sülfür salınımlarını azaltmaya yönelik gerekli önlemleri almaları gerekmektedir. Bu önlemlerin bunkering sektöründe yeni yakıt teknolojilerinin gelişmesini, yakıt fiyatlarında önemli değişiklikler yaşanmasını ve bir takım maliyetleri beraberinde getirmesi beklenmektedir. Sülfür salınımlarının azaltılması konusunda gemi sahiplerinin elinde 2020 ve sonrası için birkaç seçenek bulunmaktadır.

Günümüzde gemi yakıtı olarak yaklaşık %80 oranında fuel oil kullanılmaktadır. Fuel oil, viskositesine (kıvam) göre ağır fuel oil (heavy fuel oil/HFO), orta fuel oil (intermediate fuel oil/IFO) ve hafif fuel oil (light fuel oil/LFO) olarak sınıflandırılmaktadır. Fuel oil'in viskositisine göre ağırlığı arttıkça atık madde olarak saldığı kükürt miktarı da artmaktadır (Herdzik, 2013). Mevcut durumda yakıt olarak kükürt içeriği yüksek HFO kullanan gemilerde 2020 ve sonrası için ilk seçenek scrubber olarak bilinen baca gazı yıkayıcılarının gemiye monte edilmesi ve fazladan salınacak kükürdün filtrelenmesidir.

[23] SOx

Scrubber teknolojisinin avantajları, hali hazırda ucuz ve bol miktarda temin edilebilen yüksek kükürtlü HFO'nun kullanılabilmesi ve böylece yakıt maliyetlerinin düşürülmesidir. Altyapı, dolayısıyla HFO'nun kullanılabilirliği de iyidir ve gemi sahiplerinin motorları güçlendirme veya değiştirme ihtiyacı yoktur. Scrubber testleri, kükürt salınımlarının neredeyse sıfıra indirildiğini ve egzoz gazlarındaki partiküllerin önemli ölçüde azaldığını göstermektedir (Gullberg ve Gahnström, 2011).

Scrubber teknolojisinin dezavantajları, motorda ve yakıt işleme sisteminde herhangi bir değişiklik yapılmamasına rağmen scrubber tesisatının kurulmasını gerektirmesidir. Tesisat gemide yer kaplayacağından kargo kapasitesini etkileyebilmektedir. Ayrıca tesisat filtrelerinin zamanla yenilenmesi gerekmektedir (DNV GL, 2016). Scrubberların diğer bir dezavantajı da egzoz gazlarındaki CO_2 payının azaltılmasına katkı sağlayamamasıdır. Bununla birlikte scrubber teknolojisi, gemiden gemiye değişmek üzere maliyetli bir yatırımdır. Ayrıca, scrubberlarda biriktirilen atıkların boşaltılması gerekmektedir ve pek çok limanda atıkları biriktirme altyapısı henüz hazır değildir (Gullberg ve Gahnström, 2011). Bu tür atıkları işlemek için kılavuzlar mevcut olmasına rağmen, limanların sorumluluklarını belirleyen yerleşik düzenlemeler bulunmamaktadır. Ayrıca limanların atık biriktirmesi ilerleyen dönemde ücretlendirilebilecek bir hizmet olabilir (ibid).

Gemi sahiplerinin scrubber kullanımı dışında başvurabileceği ikinci seçenek kükürt oranı düşürülmüş yakıtların kullanılmasıdır. Bu yakıtlar kükürt oranı düşürülmüş HFO veya bu ürünün motorin ile karıştırılması ile elde edilen ürünlerdir. Kükürt oranı düşürülmüş yakıtlar rafinerlerde kurulan kükürt arıtıcı bir sistem tarafından HFO'nun kükürtten arındırılması ile elde edilmektedir. Düşük kükürtlü yakıt kullanımı gemi motorunda ve yakıt sisteminde herhangi bir değişiklik yapılmasını gerektirmez. Bu sebeple yatırım maliyeti bulunmamaktadır. Ayrıca gemide kargo kapasitesini azaltacak herhangi bir tesisat kurulmasına da gerek yoktur. Ancak rafinerilerde HFO'nun kükürt oranının düşürülmesi maliyetli bir işlemdir bu sebeple kükürt oranı düşürülmüş yakıtlar diğer yakıt türlerine göre daha pahalıdır (Gullberg ve Gahnström, 2011). Ayrıca rafineriler fuel oili kükürtten arıtmak için sistem kurmaya yatırım yapmak yerine daha yüksek dereceli yakıtları iyileştirici sistemler kurmayı tercih edebilmektedir (DNV GL, 2016). Kükürt oranı düşürülmüş yakıtlarda 2020'ye kadar arzın talebi karşılayacağı düşünülse de 2020 sonrası dönemde arzın yetersiz olabileceği düşünülmektedir (ibid).

Gemi sahiplerinin başvurabileceği üçüncü seçenek yakıt olarak LNG'nin kullanılmasıdır. LNG kullanımında iki farklı yöntem bulunmaktadır. Birincisi tamamen LNG ile çalışan bir gemi satın almaktır. İkincisi ise fuel oil ile çalışan bir gemiye kurulacak LNG yakıt tesisatı ile geminin çift yakıtlı (dual fuel) çalışabilir hale getirilmesidir. Her iki yöntemde de gemi sahipleri diğer seçeneklere göre çok daha fazla yatırım maliyetine katlanmak durumundadır. Ayrıca LNG ile çalışan gemilerin henüz tam anlamıyla yaygınlık kazanmamış olması ve LNG Bunkering hizmeti verecek tesislerin azlığı gibi dezavantajlar bulunmaktadır.

LNG ile çalışan gemiler önemli oranda çevresel avantajlar sunmaktadır. LNG, HFO ile kıyaslandığında kükürt ve NOx'te %85, partikül maddede %90, CO_2'de %30 oranlarında salınım miktarlarının düştüğü görülmektedir (DNV-GL, 2014).

LNG ile çalışan yeni bir gemi inşa etmek yatırım maliyetlerini %10-12 oranında arttırmasına rağmen LNG ile çalışan gemilerin bakım maliyetlerinin diğer gemilere göre düşük olması, LNG'nin motorin ve fuel oile göre yakıt maliyeti avantajı sunması ve %8-10 arasında daha verimli çalışması gibi nedenlerden dolayı LNG'nin gemi yakıtı olarak kullanılmasının önümüzdeki süreçte yaygınlık kazanması beklenmektedir (Tarakçı, 2017). LNG'nin Fuel Oil ve Motorine göre yakıt maliyeti kıyaslama tabloları Tablo 7 ve Tablo 8'de verilmektedir (ibid).

Tablo 7: *Fuel Oil ve LNG Yakıt Maliyeti Kıyaslama Tablosu*

FUEL OIL İLE LNG KIYASLAMA TABLOSU		
Ürün Cinsi	**Fuel Oil**	**LNG**
Tüketim Miktarı	1.000 Ton/Yıl	896.860 Sm3/Yıl
Ürün Isıl Değeri	9.200 Kcal/Kg	9.155 Kcal/Sm^3
Verim	83%	93%
Enerji Eş Değeri	7.636.000.000 Kcal/Yıl	7.636.000.000 Kcal/Yıl
Ürün Fiyatı	310 Usd/Ton	300 Usd/Bin Sm^3
Toplam Enerji Maliyeti	310.000 Usd/Yıl	269.058 Usd/Yıl
Yıllık Kazanç	LNG Maliyet Avantajı	40.942 Usd/Yıl
	% Olarak Maliyet Avantajı	13%

Tablo 8: *Motorin ve LNG Yakıt Maliyeti Kıyaslama Tablosu*

MOTORİN İLE LNG KIYASLAMA TABLOSU		
Ürün Cinsi	**Motorin**	**LNG**
Tüketim Miktarı	1.000 Ton/Yıl	1.018.305 Sm3/Yıl
Ürün Isıl Değeri	10.200 Kcal/Kg	9.155 Kcal/Sm^3
Verim	85%	93%
Enerji Eş Değeri	8.670.000.000 Kcal/Yıl	8.670.000.000 Kcal/Yıl
Ürün Fiyatı	500 Usd/Ton	300 Usd/Bin Sm^3
Toplam Enerji Maliyeti	500.000 Usd/Yıl	305.491 Usd/Yıl
Yıllık Kazanç	LNG Maliyet Avantajı	194.509 Usd/Yıl
	% Olarak Maliyet Avantajı	39%

2020 sonrası süreçte sülfür oranı düşürülmüş fuel oil-motorin karışımı yakıtlar, scrubber kullanımlı HFO ve LNG, denizcilik yakıtı olarak kullanılacak başlıca üç seçenek olarak öne çıkmaktadır. Bu üç seçeneğin kendine has avantajları ve dezavantajları bulunmaktadır. Gemi sahipleri gemilerinin büyüklüğüne, çalıştığı bölgeye, taşıdığı yüke ve kendi beklentilerine göre, her gemiye özel bir tercih yapmak durumunda kalması beklenmektedir (Eraydın, 2017).

Yaygın olarak kullanılan üç farklı LNG bunkering yöntemi bulunmaktadır.

- Kamyondan Gemiye (Truck to Ship-TTS): Bugüne kadar LNG yakıtlı gemi ağını desteklemek için kullanılan en yaygın yöntemdir. LNG'nin bir kamyon vasıtasıyla depolama tankından iskeleye ya da iskeleye demirlemiş bir gemiye aktarılmasıdır. Tipik olarak, bu, kriyojenik LNG servisi için tasarlanmış esnek bir hortumun bağlanmasıyla gerçekleştirilir. Tipik bir LNG tank kamyonu 13.000 galon[24] LNG taşıyabilir ve yaklaşık bir saat içinde tam yükü aktarabilir. TTS bunkering, gemi sahipleri, operatörler ve bunkering alanında çalışanlar için herhangi bir iskelede kullanılabileceğinden büyük esneklikler sunmaktadır ancak taşıma kapasiteleri sınırlıdır (DNV-GL, 2014).
- Kıyıdan Gemiye (Pipeline/Shore to Ship-PTS): LNG'nin kriyojenik bir boru hattı vasıtasıyla kıyıdaki sabit bir depolama tankından yakındaki bir iskeleye veya iskeleye demirlemiş bir gemiye aktarıldığı tesislerdir. Bu tesisler, TTS'den daha büyük hacimlerde bunkering yapabilmeleri için daha büyük hacimlerde depolama alanına sahip olarak tasarlanmaktadır. PTS'de LNG kıyıdaki tanklara kamyon, demiryolu veya bunker barçları ile uzaktaki bir LNG terminalinden

[24] 1 galon=0,3785 m^3

taşınabilir veya şebekeden alınan gazı sıvılaştıran küçük çaplı bir sıvılaştırma tesisinden faydalanılır (ibid).

- Gemiden Gemiye (Ship to Ship-STS): LNG'nin bir gemi veya barç vasıtasıyla başka bir gemiye yakıt olarak taşınmasıdır. STS, miktar ve transfer hızı konusunda esneklikler sunmaktadır. İki tip STS bunkering işlemi limanda veya açık denizde gerçekleştirilebilir. STS, tek başına bir yöntem olarak kullanılabileceği gibi diğer TTS ve PTS ile birlikte de kullanılabilmektedir (ibid).

Dünya çapında az sayıda bölgede LNG bunkering altyapısını uygulamak için inisiyatif alınmıştır. ECA bölgeleri ve LNG'nin ucuz ve tedariğinin uygun olduğu alanlar LNG bunkering tesislerinin kurulduğu ilk yerler olmuştur. Bunlar arasında dört Kuzey Amerika limanı, on beş Avrupa limanı ve üç Asya limanı bulunmaktadır (Cassar, 2017). Günümüzde Avrupa limanlarının özellikle de Kuzey Avrupa limanlarının, LNG bunkering sevkiyatlarına öncülük ettiği görülmektedir.

Baltık Denizi bir ECA bölgesi olduğu için, bu bölgedeki ülkeler LNG bunkering alanında yatırım yapmaya önem vermektedir. Başta Norveç ve Hollanda olmak üzere Belçika, Fransa, Danimarka, İsveç ve Almanya gibi ülkelerde LNG bunkering hizmeti sunan tesisler mevcuttur veya yapım aşamasındadır (GIE, 2018). Akdeniz bölgesindeki İspanya ve İtalya'da LNG bunkering hizmeti sunacak tesislerin inşaatları sürmektedir. Portekiz, Malta ve Yunanistan LNG bunkering altyapısının geliştirilmesine yönelik planlamalar yapılmaktadır (ibid).

Türk boğazlarından yılda yaklaşık 50.000 gemi geçmektedir. Bu gemilerden 2016 yılında 22.000 tanesine bunkering hizmeti sağlanmaktadır. Bu hizmet esnasında yapılan toplam yakıt ikmali 2,2 milyon ton civarındadır (Eraydın, 2017). Bu miktarın yaklaşık 700.000 tonu motorin geriye kalanı fuel oildir. 2023 yılında yakıt ikmal miktarının 4,5 milyon tona ulaşacağı ve bu miktarın %70'inin motorin %30'unun fuel oil olacağı düşünülmektedir (Ali Deniz Eraydın. 2018). LNG bunkering hizmeti veren bir tesis kurulması durumunda LNG'nin toplam ikmal miktarından piyasa koşullarına bağlı olarak pay alması beklenmektedir (ibid).

2020 sonrasında dünya genelinde kükürt salınım oranlarının %0,5'e düşecek olmasının ve Akdeniz havzasının ECA ilan edilme ihtimalinin Akdeniz havzasındaki bunker yakıtı kullanım alışkanlıklarını önemli oranda etkileyeceği düşünülmektedir. Akdeniz havzasındaki çeşitli ülkelerde LNG bunkering üzerine kapsamlı çalışmalar yapılmasına rağmen bu bölgede gelişmiş bir altyapıdan bahsetmek henüz mümkün değildir. Türk boğazları Akdeniz havzasında en yoğun gemi trafiğine sahip bölgelerden bir tanesidir. Ayrıca boğazlara yakın bölgelerde gelişmiş bir LNG altyapısının bulunmaktadır. Tüm bunlar dikkate alındığında İstanbul limanı Avrupa'da LNG bunkering tesisi kurmaya elverişli 5 limandan bir tanesi olarak görülmektedir (ibid).

Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği'nin 25 inci maddesi çerçevesinde alınan 23/11/2016 tarihli ve 6605-5 sayılı Kurul Kararı gereği, Türk karasularında yerli ve/veya yabancı deniz taşıtlarının yakıt ihtiyacının karşılanması amacıyla LNG satışı yapmak isteyen tüzel kişilerin EPDK'dan toptan satış lisansı almaları gerekmektedir. İthalat lisansı sahibi tüzel kişiler de toptan satış lisansı almaksızın LNG satışı gerçekleştirebilirler. Ayrıca yaygın olarak kullanılan Kamyondan Gemiye, Kıyıdan Gemiye ve Gemiden Gemiye LNG bunkering işlemleri için LNG'nin depolanması, kara ve/veya deniz taşıtları ile taşınması, şebekeden çekilen gazın sıvılaştırılması gibi işlemlerin yapılması gerekmekte ve bu işlemleri yürütebilmek için doğal gaz piyasası mevzuatı kapsamında farklı lisans türlerine ihtiyaç duyulmaktadır.

LNG'nin kara tankerleri ve/veya deniz taşıtları vasıtası ile taşınması ve kamyondan gemiye ve/veya gemiden gemiye yakıt olarak ikmal edilmesi faaliyetini EPDK'dan iletim (LNG) lisansı almış tüzel kişiler gerçekleştirebilir. Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği'ne göre doğal gazın toptan satış faaliyeti ile iştigal eden tüzel kişi, iletim veya dağıtım faaliyeti yapamaz, iletim veya dağıtım faaliyet yapan tüzel kişiye iştirak edemez. Bu nedenle, deniz taşıtlarında yakıt olarak kullanılmak üzere LNG satışı yapan toptan satış lisansı sahibi tüzel kişi iletim (LNG) lisansı alamaz. İletim (LNG) lisansı kapsamına giren faaliyetler için bu lisansa sahip başka bir tüzel kişiden hizmet almak veya ayrı bir şirket kurmak durumundadır.

Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği'nde doğal gazın sıvı olarak taşınması ve depolanması amacıyla sıvılaştırılması, boşaltılması ve tekrar gaz haline getirilmesi için kullanılan tesisler LNG tesisi olarak adlandırılmakta ve LNG tesislerini mevzuata

uygun olarak işletmek isteyen tüzel kişilerin EPDK'dan depolama lisansı almaları şart koşulmaktadır. Bu nedenle, şebekeden alınan gazın sıvılaştırılması ve depolanması faaliyetini gerçekleştirmek için depolama lisansı alınması gerekmektedir. Depolama lisansı kapsamında yalnızca sayılan hizmetler verilebilmektedir. Bu lisansa sahip bir tüzel kişi ayrıca EPDK'dan toptan satış lisansı alarak LNG alım ve satımı yapabilir.

Doğal gaz piyasası mevzuatına göre, tedarikçilerden aldığı gazı iletim veya dağıtım hattına bağlı LNG tesisinden deniz taşıtlarına LNG olarak satmak isteyen toptan satış lisansı sahibi tüzel kişinin, tesisin durumuna göre iletim ve dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiden taşıma hizmeti, depolama lisansı sahibi tüzel kişiden de şebekeden alınan gazın sıvılaştırılması ve depolanması amacıyla depolama hizmeti alması gerekir. LNG tesisinin dağıtım şebekesine bağlı olduğu durumda satılacak gaz dağıtım şirketinden de tedarik edilebilir.

Doğal gaz piyasası mevzuatına göre depolama lisansı sahiplerinin kullanım usul esas (KUE) hazırlaması gerekmektedir. Ayrıca depolama lisansı kapsamında faaliyete geçecek deponun üçüncü taraf erişiminin bulunması ve proje şirketi ile üçüncü taraflar arasında hizmet bakımından ayrımcılık yapmaması zorunludur. Mevzuat bu konuda büyük yer altı depolama tesisleri ile küçük çaplı depolama tesisleri arasında bir ayrım gözetmemektedir. Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği Ek-4 kapsamında küçük çaplı depolama şirketlerinin teşviki için (azami 75.000 m^3 sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) kapasiteli sıvılaştırılmış doğal gaz tesisi için) asgari sermaye ¼ oranında düşürülmüştür.

Toptan satış lisansı sahibi şirketin LNG'yi başka bir tedarikçiden temin etmesi durumunda bu tedarikçi ile toptan satış sözleşmesi imzalaması gerekmektedir. Toptan satış sözleşmeleri genellikle en fazla 1 gaz yılı sürecek şekilde hazırlanmaktadır. Benzer şekilde bahsedilen şirket, temin edeceği LNG'nin bulunduğu terminal ile standart terminal hizmet sözleşmesi imzalayarak depolama, kara tankerlerine teslim gibi standart hizmetlerden faydalanabilir veya tedarikçisinin terminalde bulunan gazını envanter devriyle teslim alabilir.

ALTINCI BÖLÜM

6. UYGULAMA: TÜRKİYE'DE LNG BUNKERING HİZMETİ SUNAN BİR PROJE OLUŞTURULMASININ EKONOMİK OLARAK İNCELENMESİ

6.1. Hipotezin Kurulması

Bu çalışmada, LNG'nin gerek ticari bir emtia gerekse ülke ihtiyaçlarını karşılayacak bir enerji ürünü olarak ele alınması ve enerji piyasasında oluşturabileceği fırsatları incelenmesi amaçlanmıştır. Bu kapsamda

1) Tarihsel olarak LNG ticaretinin gelişimi incelenmiştir.
2) LNG tedarik zinciri olarak adlandırılan; doğal gazın yer altından çıkartılıp sıvılaştırılmasından son tüketiciye ulaştırılıncaya dek geçirdiği aşamalar anlatılmıştır.
3) LNG tedarik zincirinde ihtiyaç duyulan LNG tesis ve teknolojilerinden bahsedilmiştir.
4) LNG tesis ve teknolojilerinin inşa süreçleri mevzuatsal, ticari ve mali bakımdan incelenmiştir.
5) Ticari bir ürün olarak LNG'nin fiyatının oluşmasını etkileyen faktörler ve LNG sözleşmelerinin yapıları incelenmiştir.
6) LNG'nin ülkemizde yaratabileceği fırsatlar araştırılmıştır. Bu kapsamda üç seçenek öne çıkmaktadır. Birinci seçenek olarak; ülkemizin enerji merkezi olma hedefi doğrultusunda LNG'nin doğal gaz piyasasına sunabileceği esneklik ele alınmıştır. İkinci seçenek olarak; LNG'nin kara taşıtlarında yakıt olarak kullanılmasına değinilmiştir. Üçüncü seçenek olarak ise; LNG'nin denizcilik yakıtı olarak kullanılması incelenmiştir. IMO tarafından belirlenen ve günümüzde %3,5 olan denizcilik sektöründeki küresel kükürt salınım limitlerinin 2020'den itibaren %0,5'e indirilmesi kararlaştırılmıştır. Kükürt salınım oranı %0 olan LNG'nin bu sebeple önümüzdeki süreçte gemilerde yakıt olarak kullanılmasının yaygınlaşacağı düşünülmektedir. Bu sebeple uygulama bölümünde İstanbul Boğazı kenarında kurulacak denizcilik yakıtı ikmali yapan bir LNG tesisi projesinin mali açıdan başarısı irdelenecektir.

Türkiye'de yapılan denizcilik ikmallerinin %90'ı İstanbul ve İzmit Körfezi'nde gerçekleştirilmektedir (Eraydın, 2017). Bu bilgi dikkate alındığında böyle bir yatırımın

yapılabileceği en uygun yer olarak İstanbul Boğazı etrafı düşünülmektedir. Tesis projesi için iki farklı teslimat seçeneği oluşturulmuştur. Bu seçeneklerden ilki LNG'nin Marmara Ereğlisi Terminali'nden kara tankerleri vasıtasıyla tesisin bulunduğu bölgede bulunan depoya taşınması ve buradan LNG taşıma gemisi vasıtasıyla boğazdan geçen gemilere yakıt temini yapıldığı projedir. İkincisi ise gazın İGDAŞ dağıtım şebekesinden alınarak sıvılaştırıldığı bir sıvılaştırma terminali kurularak sıvılaştırılan gazın LNG taşıma gemisi vasıtasıyla boğazdan geçen gemilere yakıt temini yapıldığı projedir. Bu iki farklı seçenek için farklı tesis ekipmanları kullanılacağından CAPEX ve OPEX değerleri de farklılık göstermektedir.

Ayrıca ilerleyen süreçte LNG'nin denizcilik yakıtı olarak fiyatının ne olacağı ve genel bunkering piyasasında ne kadar yaygınlık kazanacağı soruları günümüzde belirsizliklerini devam ettirmektedir. Bu iki soruya ilişkin bu bölümde tahminler yapılmaktadır. Bu tahminler ile CAPEX ve OPEX bilgileri kullanılarak Net Bugünkü Değer (NBD) ve İç Verimlilik Oranı (Internal Rate of Return/ İVO) hesaplamaları kullanılarak LNG bunkering hizmeti veren tesis projesinin ekonomik olarak fizibil olup olmadığı araştırılacaktır.

Bu kapsamda bu çalışmanın amacına ulaşmak için aşağıdaki hipotez test edilmiştir:

Ho: İstanbul Boğazı kenarına denizcilik yakıtı ikmali yapan bir LNG tesisi kurmak ekonomik olarak fizibildir.

6.2. Genel Kabuller

Çalışmada iki farklı teslimat seçeneği öngörülmektedir. Bu seçenekler,

Seçenek A: Kara Tankerleriyle Kıyıdaki Depoya Teslimat - Depodan Barç Vasıtasıyla Gemilere Teslim

Seçenek B: Küçük Ölçekli Sıvılaştırma Terminali Vasıtasıyla Şebeke Gazının Sıvılaştırılması - Barç Vasıtasıyla Gemilere Teslim

olarak belirlenmiştir. Bu iki seçenekte de projenin 2018 yılı başında faaliyetine başladığı ve bu tarihten itibaren 30 yıl boyunca faaliyetine devam ettiği varsayılmıştır.

Başlangıç yılı olan 2018'de LNG bunkering satışlarının toplam satışların %1'i kadar olduğu/olacağı varsayılmıştır. Buna göre LNG'nin denizcilik yakıtları içindeki payının ilerleyen dönemde ne olacağına dair üç farklı senaryo oluşturulmuştur. Senaryolar,

- **Düşük Senaryo:** LNG'nin toplam bunker satışları içinde payının her yıl %0,25 artacağı
- **Orta Senaryo:** LNG'nin toplam bunker satışları içinde payının her yıl %0,5 artacağı
- **Yüksek Senaryo:** LNG'nin toplam bunker satışları içinde payının her yıl %1 artacağı

şeklinde oluşturulmuştur.

Çalışmada teslimat seçeneklerine ve tüketim senaryolarına göre projenin mali açıdan fizıbıl olup olmadığı test edilecektir. Bunun için iki teslimat türü ve üç farklı senaryo için toplamda altı durum irdelenecektir. Bu durumlar;

Durum 1: Düşük Senaryoda Seçenek A projesinin uygulanması
Durum 2: Orta Senaryoda Seçenek A projesinin uygulanması
Durum 3: Yüksek Senaryoda Seçenek A projesinin uygulanması
Durum 4: Düşük Senaryoda Seçenek B projesinin uygulanması
Durum 5: Orta Senaryoda Seçenek B projesinin uygulanması
Durum 6: Yüksek Senaryoda Seçenek B projesinin uygulanması

olarak tasarlanmıştır. Çalışmada bütün durumlara göre nominal Net Bugünkü Değer (NBD) ve İç Verimlilik Oranı (Internal Rate of Return/ İVO) hesaplamaları yapılarak projenin hangi durumda ne kadar fizibil olduğu araştırılacaktır. Araştırmada bütün parasal hesaplamalar $ kuru üzerinden gerçekleştirilecektir. Bu sebeple enflasyon oranı ABD'nin ortalama yıllık enflasyon oranı olarak düşünülen %2,5 kabul edilmiştir.

Projenin finanse edilmesinde %30 oranında yatırımcının öz sermayesinin %70 oranında ise finans kurumlarından sağlanan kredinin kullanıldığı kabul edilmiştir. Kredi vadesi 3 yıl ertelemeli 10 yıl olarak belirlenmiştir. Sağlanan kredilerin borçlanma faizleri, Damodaran'a ait internet sitesinde yer alan denizcilik (Shipbuilding and Marine) sektörüne ilişkin öz sermaye (cost of equity) ve Türkiye'ye ait ülke riski

oranlarının toplanması sonucunda hesaplanmıştır. Damodaran sitesinden alınan veriler ışığında borçlanma faizinin bulunuşu Tablo 9'da gösterilmektedir (Damodaran, 2018).

Tablo 9:*Projenin Finansmanında Kullanılan Borçlanma Faizi*

Öz Sermaye	Ülke Riski	Borçlanma Faizi
%9,22	%1,82	%11,04

Kurumlar vergisi oranı olarak ise 2018 yılı Kurumlar vergisi oranı olan %22 alınmıştır. Yukarıda açıklanan ve çalışmada NBD ile İVO hesaplamaları için kullanılacak genel kabuller Tablo 10'da gösterilmektedir.

Tablo 10:*Genel Kabul Tablosu*

Toplam Yatırım	CAPEX
Özsermaye	CAPEX*0,3
Borç	CAPEX*0,7
Borçlanma Faizi	11,04%
Enflasyon	2,50%
İtfa Süresi	30
Kurumlar Vergisi	22,00%
İskonto Oranı	9,22%
Kredi Vadesi (Yıl)	10
Kredi Ödemesiz Dönem (Yıl)	3

6.3. Boğazlarda İkmali Yapılacak LNG Bunkering Ürünün Miktarının Yıllara Göre Tahmininin yapılması

Boğazlardan geçen gemilerin geçmiş yıllara göre yaptıkları yakıt ikmal miktarları Tablo 11'de gösterilmektedir (Eraydın, 2016; Eraydın, 2017).

Tablo 11: *Motorin ve LNG Yakıt Maliyeti Kıyaslama Tablosu*

Yıl	Miktar (milyon ton)
2013	1,5
2014	1,8
2015	2,2
2017	2,2

Eraydın'a göre 2023 yılında boğazlarda yapılacak denizcilik yakıtı ikmal hedefi 4,5 milyon tondur (Kişisel İletişim, Ali Deniz Eraydın, 2018). Bu miktarlar; her geminin kullandığı yakıt karakterine göre fuel oil, denizcilik motorini ve bu iki yakıtının karışımı ile oluşturulan ürünlerinden oluşmaktadır. Boğazlarda tüketilen bunker ürünlerinin yaklaşık %80'i fuel oil %20'si denizcilik motorinidir (Eraydın, 2017). Kükürt salınımının sınırlandırılmasına yönelik IMO kurallarının 2020'den itibaren devreye alınması ile bunker olarak tüketilen yakıtların yüzdelerinde önemli değişikliklerin olması beklenmektedir. LNG'nin gemicilik sektörü, bunkering sektörü ve küresel doğal gaz piyasalarında yaşanacak gelişmelere bağlı olarak bu yüzdeden pay alması beklenmektedir.

Bu çalışmada Tablo 11'de yer alan geçmiş yıllardaki yakıt tüketim miktarları ve Eraydın'la yapılan görüşmede öğrenilen 2023 yılındaki yakıt tüketim tahmininin 4,5 milyon ton olacağı bilgisi dikkate alınarak basit doğrusal regresyon modeli oluşturulmuştur. Buna göre yıllara boyunca bunkering yakıt tüketim tahminini açıklayan model aşağıdaki gibi oluşturulmuştur.

$$y = -588{,}442 + 0{,}293t \qquad (6.1)$$

Bu modelde açıklayıcı değişken *t*; yılları, açıklanan değişken *y*; *t* yılında tüketilecek bunkering miktarı tahminini temsil etmektedir. Modele göre 2047 yılına kadar tüketilecek bunker tahmini milyon ton olarak ve bu tahmine göre üç farklı senaryoda bunkering piyasasından LNG'nin alacağı pay miktarları m^3 olarak Tablo 12'de verilmektedir.

Tablo 12:*Toplam Bunker Ürünü ve LNG Bunker Ürünü Satış Tahminleri*

Yıl	Bunker Ürünü Satış Tahminleri (milyon ton)	LNG Bunkering Satış Tahminleri (m^3)		
		Düşük Senaryo	Orta Senaryo	Yüksek Senaryo
2018	2,909	63.994,94	63.994,94	63.994,94
2019	3,202	88.052,22	105.662,66	140.883,54
2020	3,495	115.332,91	153.777,22	230.665,82
2021	3,788	145.837,03	208.338,61	333.341,77
2022	4,081	179.564,56	269.346,84	448.911,39
2023	4,374	216.515,51	336.801,90	577.374,68
2024	4,667	256.689,87	410.703,80	718.731,65
2025	4,96	300.087,66	491.052,53	872.982,28
2026	5,253	346.708,86	577.848,10	1.040.126,58
2027	5,546	396.553,48	671.090,51	1.220.164,56
2028	5,839	449.621,52	770.779,75	1.413.096,20
2029	6,132	505.912,97	876.915,82	1.618.921,52
2030	6,425	565.427,85	989.498,73	1.837.640,51
2031	6,718	628.166,14	1.108.528,48	2.069.253,16
2032	7,011	694.127,85	1.234.005,06	2.313.759,49
2033	7,304	763.312,97	1.365.928,48	2.571.159,49
2034	7,597	835.721,52	1.504.298,73	2.841.453,16
2035	7,891	911.353,48	1.649.115,82	3.124.640,51
2036	8,184	990.208,86	1.800.379,75	3.420.721,52
2037	8,477	1.072.287,66	1.958.090,51	3.729.696,20
2038	8,77	1.157.589,87	2.122.248,10	4.051.564,56
2039	9,063	1.246.115,51	2.292.852,53	4.386.326,58
2040	9,356	1.337.864,56	2.469.903,80	4.733.982,28
2041	9,649	1.432.837,03	2.653.401,90	5.094.531,65
2042	9,942	1.531.032,91	2.843.346,84	5.467.974,68
2043	10,235	1.632.452,22	3.039.738,61	5.854.311,39
2044	10,528	1.737.094,94	3.242.577,22	6.253.541,77
2045	10,821	1.844.961,08	3.451.862,66	6.665.665,82
2046	11,114	1.956.050,63	3.667.594,94	7.090.683,54
2047	11,407	2.070.363,61	3.889.774,05	7.528.594,94

Tablo 12 oluşturulurken 1 m^3 LNG'nin yaklaşık 0,46 ton olduğu ve LNG ile fuel oil arasında küçük bir miktar ısıl değer farkının bulunduğu dikkate alınarak LNG bunkering satış tahminlerinin m^3 cinsinden hesaplanması

$$1 \text{ Ton Bunker Ürünü} = (1 / 0{,}454)\ m^3 \text{ LNG} \qquad (6.2)$$

denklemine göre yapılmıştır.

6.4. LNG Alış ve Satış Fiyatlarının Belirlenmesi

Mevcut durumda LNG'nin bunkering ürünü olarak kullanımı sınırlıdır ve LNG bunkering satışında belli bir fiyat oluşumundan söz etmek mümkün değildir. Konu ile ilgili yapılan literatür taramasında, başta fuel oil olmak üzere, ikame bunker ürünlerinin fiyatına endeksleme yoluyla LNG bunkering satış fiyatlarının belirlendiği görülmüştür. Bu çalışmada da LNG bunkering satış fiyatı, İstanbul limanında satılan IFO 380 ürününün %50'sine tekabül edecek şekilde endekslenmiştir. 14/11/2018 tarihinde İstanbul'daki IFO 380 ürününün satış fiyatı olan 460 $/metrik tondur (Ship and Bunker, 2018). Bu fiyat verisi kullanılarak İstanbul'da 2018 yılında tüketilen/tüketilecek LNG bunkering ürününün birim fiyatı 230 $/m^3 olarak kabul edilmiştir.

Kurulacak tesisin LNG'yi alış birim maliyeti olarak ise Seçenek A için 2018 yılında BOTAŞ'ın lisanslı şirketlere LNG satış fiyatları, Seçenek B için İGDAŞ'ın en üst tüketim kademesinde uyguladığı satış fiyatları dikkate alınmıştır[25]. Piyasadan edinilen bilgilere göre BOTAŞ'tan LNG'nin alış birim maliyeti 2018 yılı için 200 $/m^3 olarak kabul edilmiştir. İGDAŞ'tan alınan gazın LNG türünden birim maliyeti ise Ocak 2018-Kasım 2018 dönemleri boyunca İGDAŞ'ın uyguladığı gaz satış tarifelerinin yine Ocak 2018-Kasım 2018 dönemindeki aylık ortalama dolar kurlarına bölünmesi ile elde edilen fiyatların ortalaması alınarak bulunmuştur. Bulunan fiyatın üzerine %30 oranında sıvılaştırma maliyeti eklenmiştir ve 1 m^3 LNG'nin birim bedeli bulunmak istendiğinden hesaplanan bedel 600 ile çarpılmıştır. İGDAŞ'tan alınan gazın LNG türünden birim maliyetlerinin hesaplanmasında kullanılan veriler Tablo 13'te sunulmaktadır (EPDK 2018/b, Merkez Bankası, 2018).

[25] İGDAŞ'ın Ocak-Kasım 2018 dönemindeki doğal gaz tarifelerinin T.C. Merkez Bankası'nın internet sitesinde yer alan aylık ortalama dolar kuruna göre ifadesinin 600 ile çarpılması sonucunda İGDAŞ'tan satın alınan gazın $/m^3 cinsinden LNG birim maliyeti hesaplanmıştır.

Tablo 13: *2018 yılı İGDAŞ Tarifesi'nin $ Kuru Üzerinden Hesaplanması*

Yıl:2018	**İGDAŞ Tarifesi (TL/Sm^3)**	**Aylık Ortalama Dolar Kuru ($/TL)**	**İGDAŞ Tarifesi ($/Sm^3)**
Ocak	0,863720	3,77	0,228962
Şubat	0,864280	3,78	0,228765
Mart	0,864690	3,88	0,222808
Nisan	0,943400	4,05	0,232707
Mayıs	0,944060	4,41	0,213872
Haziran	1,067590	4,63	0,230670
Temmuz	0,946880	4,75	0,199427
Ağustos	1,071150	5,73	0,186931
Eylül	1,212060	6,37	0,190370
Ekim	1,426260	5,86	0,243415
Kasım	1,431890	5,41	0,264832

Tablo 13'deki bilgilere göre tesisin İGDAŞ'tan aldığı gaza %30 sıvılaştırma maliyeti de eklenerek 2018 yılı birim LNG maliyeti $/m^3 cinsinden aşağıda gösterildiği gibi hesaplanmaktadır.

$$\text{Birim LNG maliyeti} = 600*(1{,}3)*\frac{\sum_{i=1}^{12} \text{İ}GDAŞ\ Tarifesi\ (\frac{\$}{sm3})}{12}) = 173{,}2137\ \$/m^3 \qquad (6.3)$$

Bahsi geçen fiyatlar, ÖTV dahil KDV hariç fiyatlardır. 4458 sayılı Gümrük Kanunun 176. Maddesinin ikinci fıkrasına uluslararası gemilere yakıt satışları ihracat kapsamında tutulduğundan bu satışlarda KDV muafiyeti uygulanmaktadır. Planlanan tesisin boğazdan geçen uluslararası gemilere ikmal yapacağı düşünüldüğünden fiyatlandırmada KDV hariç tutulmuştur.

Tesisin faaliyete geçeceği yıl olarak varsayılan 2018 için tesisin LNG'yi alış birim maliyetleri 200 $/m^3 ve 173,21 $/m^3; bunker ürünü olarak satış fiyatı ise 230 $/m^3 olarak kabul edilmiştir. LNG alış ve satış fiyatlarının yıllara göre belirlenmesinde Dünya Bankası'nın yayınladığı Commodity Markets Outlook 2018 raporunda yer alan ham petrol ve doğal gaz fiyat tahminlerinden yararlanılmıştır. LNG alış fiyatı, raporda yer alan Avrupa'daki doğal gaz fiyat tahminine göre; satış fiyatları ise ham petrol fiyat tahminine göre ilerletilmiştir[26]. Bu raporda yer alan doğal gaz ve ham petrolün nominal fiyat tahminleri Tablo 14'te verilmektedir (Dünya Bankası, 2018).

[26] Satış fiyatının ham petrole göre ilerletilmesinin sebebi; satış fiyatlarının bir petrol ürünü olan IFO 380'e endekslenmiş olmasıdır.

Tablo 14:*Ham Petrol ve Doğal Gaz'ın Nominal Fiyat Tahminleri*

Yıl	Ham Petrol, ortalama ($/bbl)	Doğal Gaz, Avrupa ($/mmbtu)
2018	72,0	8,0
2019	74,0	7,5
2020	69,0	7,0
2021	69,1	7,1
2025	69,5	7,5
2030	70,0	8,0

Çalışmamız 2018-2047 yılları arasındaki dönemi kapsadığından çalışmamız için gerekli olan ancak Tablo 14'te yer almayan fiyat bilgileri 2030 yılına kadar fiyat bilgilerinin doğrusal olarak arttığı varsayılarak, 2030'dan sonra ise sabit kaldığı varsayılarak oluşturulmuştur. Ayrıca, Tablo 14'te yer alan fiyat verilerinin nominal olduğu dikkate alınarak 2030'dan sonraki fiyatlar, her yıl ABD ortalama yıllık enflasyon oranı olarak kabul edilen %2,5 oranında arttırılmıştır[27]. Yukarıda bahsedildiği şekilde Tablo 14'teki bilgilerin 2047'ye kadar genişletilmiş şekli ve bunkering ürünü olarak kullanılacak LNG'nin alış ve satış fiyatları Tablo 15'deki gibi oluşturulmuştur.

Tablo 15:*Ham Petrol ve Doğal Gaz Fiyat Tahminlerine Göre Belirlenen LNG Bunkering Alış ve Satış Fiyatı Tahminleri*

Yıl	Ham Petrol ($/bbl)	Doğal Gaz ($/mmbtu)	IFO 380 ($/ton)	LNG Alış Fiyatları		LNG Satış Fiyatı ($/m^3)
				Botaş ($/m^3)	İGDAŞ ($/m^3)	
2018	72	8,00	460,00	200,00	173,21	230
2019	74	7,50	472,78	187,50	162,39	236,39
2020	69	7,00	440,83	175,00	151,56	220,42
2021	69,1	7,10	441,47	177,50	153,73	220,74
2022	69,2	7,20	442,11	180,00	155,89	221,06
2023	69,3	7,30	442,75	182,50	158,06	221,38
2024	69,4	7,40	443,39	185,00	160,22	221,69
2025	69,5	7,50	444,03	187,50	162,39	222,01
2026	69,6	7,60	444,67	190,00	164,55	222,33
2027	69,7	7,70	445,31	192,50	166,72	222,65
2028	69,8	7,80	445,94	195,00	168,88	222,97
2029	69,9	7,90	446,58	197,50	171,05	223,29
2030	70	8,00	447,22	200,00	173,21	223,61
2031	71,75	8,20	458,40	205,00	177,54	229,20
2032	73,54	8,41	469,86	210,13	181,98	234,93
2033	75,38	8,62	481,61	215,38	186,53	240,80

[27] Fiyat bilgileri $ cinsinden olduğundan 2030 sonrası verilere ABD'nin ortalama yıllık enflasyon oranına göre düzenleme yapılmıştır.

Tablo 15: *Ham Petrol ve Doğal Gaz Fiyat Tahminlerine Göre Belirlenen LNG Bunkering Alış ve Satış Fiyatı Tahminleri (Devam)*

Yıl	Ham Petrol ($/bbl)	Doğal Gaz ($/mmbtu)	IFO 380 ($/ton)	LNG Alış Fiyatları		LNG Satış Fiyatı ($/m³)
				Botaş ($/m³)	İGDAŞ ($/m³)	
2034	77,27	8,83	493,65	220,76	191,20	246,82
2035	79,20	9,05	505,99	226,28	195,98	253,00
2036	81,18	9,28	518,64	231,94	200,87	259,32
2037	83,21	9,51	531,61	237,74	205,90	265,80
2038	85,29	9,75	544,90	243,68	211,04	272,45
2039	87,42	9,99	558,52	249,77	216,32	279,26
2040	89,61	10,24	572,48	256,02	221,73	286,24
2041	91,85	10,50	586,79	262,42	227,27	293,40
2042	94,14	10,76	601,46	268,98	232,95	300,73
2043	96,50	11,03	616,50	275,70	238,78	308,25
2044	98,91	11,30	631,91	282,59	244,75	315,96
2045	101,38	11,59	647,71	289,66	250,87	323,86
2046	103,92	11,88	663,90	296,90	257,14	331,95
2047	106,51	12,17	680,50	304,32	263,57	340,25

6.5. Tesisin Kurulmasında Gerekli Teknolojilerin Belirlenmesi

Çalışmada kullanılması planlanan tesis teknolojileri aşağıda belirtilmektedir.

- 10 adet 55m³ kapasiteli LNG kara tankeri
- 20.000 m³ kapasiteli LNG deposu
- 10.000 m3 kapasiteli 1 adet LNG Taşıma Gemisi
- 400.000 m³/yıl sıvılaştırma kapasiteli LNG sıvılaştırma terminali

Kurulacak tesis için sunulan iki farklı teslimat seçeneğinde yer alması düşünülen tesis teknolojileri Tablo 16'da belirtilmiştir.

Tablo 16: *Teslimat Seçeneklerine Göre Gerekli Teknolojiler*

Seçenek A: Kara Tankerleriyle Kıyıdaki Depoya Teslimat - Depodan LNG Taşıma Gemisi Vasıtasıyla Gemilere Teslim	**Seçenek B: Küçük Ölçekli Sıvılaştırma Terminali Vasıtasıyla Şebeke Gazının Sıvılaştırılması - LNG Taşıma Gemisi Vasıtasıyla Gemilere Teslim**
55 m³ kapasiteli 10 Adet Kara Tankeri	400.000 m³/yıl kapasiteli Sıvılaştırma Terminali
20.000 m³ kapasiteli LNG Deposu	10.000 m³ kapasiteli LNG Taşıma Gemisi
10.000 m³ kapasiteli LNG Taşıma Gemisi	

6.6. Tesisin Kurulum ve Operasyon Maliyetlerinin Belirlenmesi

Tablo 16'da belirtilen tesis teknolojilerinin kurulum (CAPEX) ve işletme (OPEX) maliyetlerinin belirlenmesinde çeşitli kaynaklardan faydalanılmıştır. Çalışmamızda bütün maliyetler $ üzerinden hesaplandığından faydalanılan bazı kaynaklarda € olarak belirtilen maliyetlerin $'a dönüşümü sağlanmıştır. €/$ paritesi bu dönüşümlerde 1,20 olarak kabul edilmiştir. Ayrıca OPEX bilgileri yakıt tüketim senaryolarına göre değişkenlik göstereceğinden orta ve yüksek senaryodaki maliyetlerin düşük senaryoya göre belirlenen maliyetlerden sırasıyla 1,5 ve 2 kat fazla olduğu kabul edilmiştir. Belirtilen kabullere göre tesis kurulumunda gerekli teknolojilerin CAPEX ve OPEX bilgileri aşağıda açıklanmaktadır.

- **Kara Tankeri**

Çalışmada kara tankeri maliyetleri, Kurum'dan LNG iletim lisansı alarak kara tankeri vasıtasıyla LNG taşıma hizmeti sağlayan piyasa yetkilileri ile yapılan görüşmeler neticesinde belirlenmiştir (Kişisel İletişim, Ultrans, 2018). Buna göre 10 adet 55 m^3 kapasiteli LNG kara tankerinin yatırım ve işletme maliyeti Tablo 17'deki gibi oluşturulmuştur.

Tablo 17: *10 Adet Kara Tankerinin CAPEX ve OPEX Miktarları*

Maliyetler	**Tutar ($)**
CAPEX	2.520.000
OPEX (Senaryo 1 İçin)	660.000
OPEX (Senaryo 2 İçin)	990.000
OPEX (Senaryo 3 İçin)	1.320.000

- **LNG Deposu**

LNG deposu maliyetlerinin bulunmasında IGU'nun Small Scale LNG raporundaki bilgilerden yararlanılmıştır (IGU, 2015/a). Buna göre 20.000 m^3 kapasiteli bir LNG deposuna ilişkin yatırım ve işletme maliyeti Tablo 18'deki gibi oluşturulmuştur.

Tablo 18: *LNG Deposunun CAPEX ve OPEX Miktarları*

Maliyetler	**Tutar ($)**
CAPEX	40.000.000
OPEX (Senaryo 1 İçin)	1.980.000
OPEX (Senaryo 2 İçin)	2.970.000
OPEX (Senaryo 3 İçin)	3.960.000

- **LNG Taşıma Gemisi**

Boğazdan geçen gemilere yakıt ikmali yapmak üzere çalışan LNG yakıt taşıma gemisinin maliyetlerinin bulunmasında IGU'nun Small Scale LNG raporundaki bilgilerden yararlanılmıştır (IGU, 2015/a). Buna göre 10.000 m^3 kapasiteli bir LNG deposuna ilişkin yatırım ve işletme maliyeti Tablo 19'daki gibi oluşturulmuştur.

Tablo 19: *LNG Taşıma Gemisinin CAPEX ve OPEX Miktarları*

Maliyetler	**Tutar ($)**
CAPEX	48.000.000
OPEX (Senaryo 1 İçin)	3.800.000
OPEX (Senaryo 2 İçin)	5.700.000
OPEX (Senaryo 3 İçin)	7.600.000

- **LNG Sıvılaştırma Tesisi**

Sıvılaştırma terminalinin maliyetlerinin bulunmasında IGU'nun Small Scale LNG raporundaki bilgilerden yararlanılmıştır (IGU, 2015/a). Bu bilgilere göre yıllık 400.000 m^3 sıvılaştırma kapasiteli bir terminal için belirlenen maliyetler Tablo 20'de gösterilmektedir.

Tablo 20: *Sıvılaştırma Tesisinin CAPEX ve OPEX Miktarları*

Maliyetler	**Tutar ($)**
CAPEX	200.000.000
OPEX (Senaryo 1 İçin)	4.000.000
OPEX (Senaryo 2 İçin)	6.000.000
OPEX (Senaryo 3 İçin)	8.000.000

Yukarıda belirtilen bilgiler ışığında teslimat şekline göre toplam CAPEX ve OPEX bilgileri Tablo 21'de verilmiştir.

Tablo 21: *Teslimat Seçeneklerine Göre Toplam CAPEX ve OPEX Bilgileri ($)*

	Seçenek A	**Seçenek B**
Toplam CAPEX Tutarı	90.520.000	248.000.000
Toplam OPEX Tutarı (Düşük Senaryo)	6.440.000	7.800.000
Toplam OPEX Tutarı (Orta Senaryo)	9.660.000	11.700.000
Toplam OPEX Tutarı (Yüksek Senaryo)	12.880.000	15.600.000

6.7. NBD ve İVO Hesaplamaları

Teslimat seçeneklerine ve tüketim senaryolarına göre hazırlanan 6 farklı durum için nakit akış tabloları hazırlanmış ve NBD ile İVO hesaplamaları yapılmıştır. Hazırlanan nakit akış tabloları çalışmanın Ek'inde yer almaktadır. Hesaplanan NBD ve İVO sonuçları ise aşağıda gösterilmektedir.

NBD, yatırımın ekonomik ömrü boyunca sağladığı kazançtan giderlerinin düşülmesi sonucunda yatırımcının elinde kalması planlanan net parasal değeri ifade etmektedir. NBD'de yapılan işlemlerde gelecekte öngörülen bütün kazanç ve giderler öz sermaye maliyetini gösteren iskonto oranı üzerinden bugünkü parasal değerlerine çevrilmektedir.

İVO ise bir yatırım projesinin nakit girişlerinin bugünkü değerini nakit çıkışlarının bugünkü değerine eşitleyen iskonto oranı olarak tanımlanmaktadır. Çalışmamızda Damodaran'dan sağlanan denizcilik sektörüne ilişkin öz sermeye oranı olan %9,22 nominal iskonto oranı olarak alınmıştır.

Eğer NBD>0 ise yatırım ekonomik olarak fizibil kabul edilmektedir. Benzer şekilde İVO>İskonto oranı ise yatırımın ekonomik olarak fizibil olduğu kabul edilmektedir.

6.7.1. Durum 1: Düşük Senaryoda Seçenek A Projesinin Uygulanması

Bu durumda 2018'de Türkiye'deki bunkering piyasasının %1'inin LNG yakıtlı gemilere hizmet verdiği ve bu oranın her yıl %0,25 arttığı varsayılmıştır. Tesisin bulunduğu bölgede 20.000 m^3'lük bir LNG deposu bulunmaktadır ve depoya LNG temini, kara tankerleri vasıtasıyla BOTAŞ LNG terminalinden sağlanmaktadır. LNG alım fiyatı olarak Tablo 15'te yer alan BOTAŞ LNG alış fiyatları kullanılmıştır. Buna göre bulunan NBD ve İVO hesaplamaları Tablo 22'de yer almaktadır.

Tablo 22: *Durum 1 NBD ve İVO Sonuçları*

NBD	-41.730.622
İVO	5,58%

6.7.2. Durum 2: Orta Senaryoda Seçenek A Projesinin Uygulanması

Bu durumda 2018'de Türkiye'deki bunkering piyasasının %1'inin LNG yakıtlı gemilere hizmet verdiği ve bu oranın her yıl %0,5 arttığı varsayılmıştır. Tesisin bulunduğu bölgede 20.000 m3'lük bir LNG deposu bulunmaktadır ve depoya LNG temini, kara tankerleri vasıtasıyla BOTAŞ LNG terminalinden sağlanmaktadır. LNG alım fiyatı olarak Tablo 15'te yer alan BOTAŞ LNG alış fiyatları kullanılmıştır. Buna göre bulunan NBD ve İVO hesaplamaları Tablo 23'te yer almaktadır.

Tablo 23: *Durum 2 NBD ve İVO Sonuçları*

NBD	3.720.847
İVO	9,46%

6.7.3. Durum 3: Yüksek Senaryoda Seçenek A Projesinin Uygulanması

Bu durumda 2018'de Türkiye'deki bunkering piyasasının %1'inin LNG yakıtlı gemilere hizmet verdiği ve bu oranın her yıl %1 arttığı varsayılmıştır. Tesisin bulunduğu bölgede 20.000 m^3'lük bir LNG deposu bulunmaktadır ve depoya LNG temini, kara tankerleri vasıtasıyla BOTAŞ LNG terminalinden sağlanmaktadır. LNG alım fiyatı olarak Tablo 15'te yer alan BOTAŞ LNG alış fiyatları kullanılmıştır. Buna göre bulunan NBD ve İVO hesaplamaları Tablo 24'te yer almaktadır.

Tablo 24: *Durum 3 NBD ve İVO Sonuçları*

NBD	125.445.836
İVO	15,09%

6.7.4. Durum 4: Düşük Senaryoda Seçenek B Projesinin Uygulanması

Bu durumda 2018'de Türkiye'deki bunkering piyasasının %1'inin LNG yakıtlı gemilere hizmet verdiği ve bu oranın her yıl %0,25 arttığı varsayılmıştır. Tesisin bulunduğu bölgede sıvılaştırma terminali bulunmaktadır ve terminale gaz temini dağıtım şebekesinden sağlanmaktadır. LNG alım fiyatı olarak Tablo 15'te yer alan İGDAŞ fiyatları kullanılmıştır. Buna göre bulunan NBD ve İVO hesaplamaları Tablo 25'te yer almaktadır.

Tablo 25: *Durum 4 NBD ve İVO Sonuçları*

NBD	-181.543.591
İVO	3,14%

6.7.5. Durum 5: Orta Senaryoda Seçenek B Projesinin Uygulanması

Bu durumda 2018'de Türkiye'deki bunkering piyasasının %1'inin LNG yakıtlı gemilere hizmet verdiği ve bu oranın her yıl %0,5 arttığı varsayılmıştır. Tesisin bulunduğu bölgede sıvılaştırma terminali bulunmaktadır ve terminale gaz temini dağıtım şebekesinden sağlanmaktadır. LNG alım fiyatı olarak Tablo 15'te yer alan İGDAŞ fiyatları kullanılmıştır. Buna göre bulunan NBD ve İVO hesaplamaları Tablo 26'da yer almaktadır.

Tablo 26: *Durum 4 NBD ve İVO Sonuçları*

NBD	19.266.371
İVO	9,74%

6.7.6. Durum 6: Yüksek Senaryoda Seçenek B Projesinin Uygulanması

Bu durumda 2018'de Türkiye'deki bunkering piyasasının %1'inin LNG yakıtlı gemilere hizmet verdiği ve bu oranın her yıl %1 arttığı varsayılmıştır. Tesisin bulunduğu bölgede sıvılaştırma terminali bulunmaktadır ve terminale gaz temini

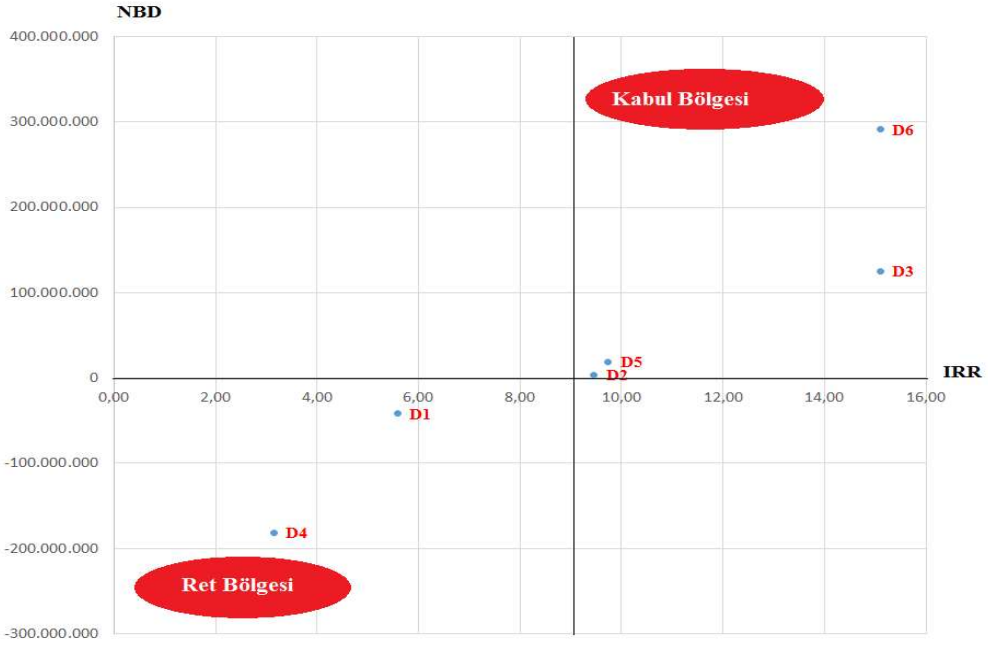
dağıtım şebekesinden sağlanmaktadır. LNG alım fiyatı olarak Tablo 15'te yer alan İGDAŞ fiyatları kullanılmıştır. Buna göre bulunan NBD ve İVO hesaplamaları Tablo 27'de yer almaktadır.

Tablo 27: *Durum 4 NBD ve İVO Sonuçları*

NBD	291.288.856
İVO	15,10%

6.8. Değerlendirme

Çalışmamızda bulunan NBD ve İVO sonuçlarına göre 2, 3, 5 ve 6 numaralı durumlarda yatırım yapmanın fizibil olduğu sonucu çıkmaktadır. 1 ve 4 numaralı durumlarda ise yatırımın fizibil olmadığı bu yüzden de yatırımın yapılmaması gerektiği sonucu çıkmaktadır. Yatırımın yapılabilirliği için ret ve kabul edilen durumlar Şekil 13'te gösterilmektedir.

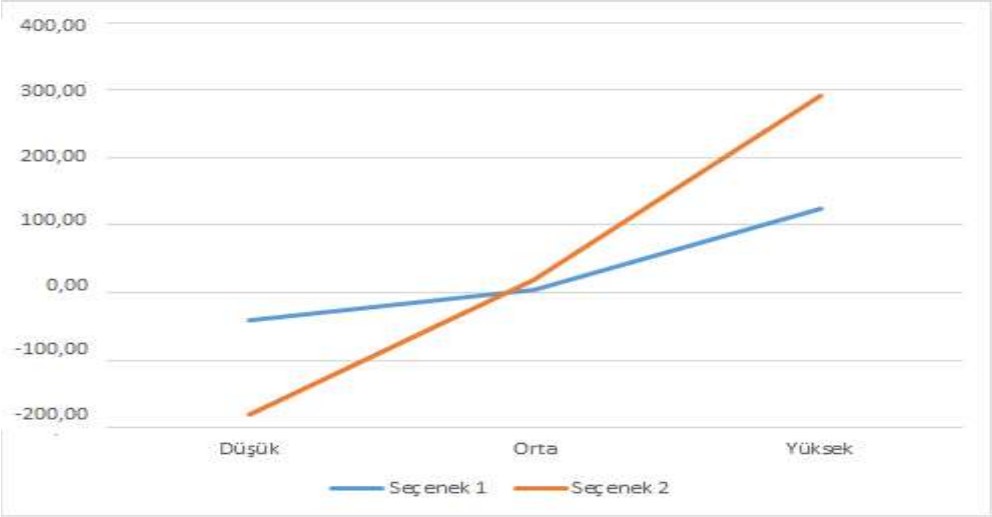


Şekil 13: *NBD ve İVO Sonuçlarına Göre Yatırım Yapılabilirlik*

Fizibil olmayan Durum 1 ve Durum 4, LNG'nin denizcilik yakıtı olarak kullanımının düşük olduğu durumları göstermektedir. Buna göre göre LNG'nin bütün denizcilik yakıtları içinde payının her yıl %0,25 arttığı senaryoda her iki teslimat seçeneğinde de yatırım yapmak ekonomik olarak uygun değildir. LNG yakıtı tüketimi

payının her yıl %0,5 ve %1 arttığı senaryolarda ise her iki teslimat seçeneğinde göre yatırım yapılabilir sonucu çıkmaktadır.

Teslimat seçeneklerinin LNG yakıt tüketim senaryolarına göre NBD grafikleri ise Şekil 14'te verilmektedir.



Şekil 14: *Tüketim Senaryolarına göre NBD'nin Değişimi*

Şekil 14 incelendiğinde Seçenek A'nın Seçenek B'ye kıyasla eğiminin düşük olduğu görülmektedir. Bu da Seçenek A'nın Seçenek B'ye göre daha düşük riskli bir yatırım olduğu anlamına gelmektedir. Seçenek A, yatırım maliyetlerinin Seçenek B'ye göre daha düşük olması buna karşılık LNG alım maliyetlerinin Seçenek B'ye göre daha yüksek olması sebebiyle kar marjının daha düşük olması bu durumu açıklamaktadır. Buna göre ilerleyen dönemde gemilerde LNG kullanımının yeterince yaygınlaşmaması durumunda Seçenek A'nın ekonomik olarak daha uygun bir yatırım olacağı ancak gemilerde LNG kullanım oranı arttıkça Seçenek B'nin daha karlı bir yatırım olacağı düşünülmektedir.

YEDİNCİ BÖLÜM

7. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmada, LNG'nin gerek ticari bir emtia gerekse ülke ihtiyaçlarını karşılayacak bir enerji ürünü olarak ele alınması ve enerji piyasasında oluşturabileceği fırsatların incelenmesi amaçlanmıştır. Bu kapsamda öncelikle LNG ticaretinin tarihsel gelişiminden ve LNG tedarik zincirinden ve bu zincir içinde kullanılan tesis teknolojilerinden bahsedilmiştir. Daha sonra LNG sözleşme türleri ve bu sözleşmelere bağlı olarak LNG fiyatlarının oluşumu incelenmiştir. LNG tesis ve teknolojilerinin inşa süreçleri mevzuatsal, ticari ve mali bakımdan irdelenmiştir. Çalışmada ayrıca ülkemizde ilerleyen süreçte LNG'nin yaratabileceği fırsatlar araştırılmıştır. Uygulama bölümünde bu fırsatlardan bir tanesi olarak değerlendirilen LNG'nin denizcilik yakıtı olarak kullanılmasına ilişkin kurulacak bir tesisin ekonomik olarak fizibil olup olmadığı incelenmiştir.

Bu çalışmadan konu ile ilgili aşağıdaki tespitler elde edilmiştir;

LNG, günümüz doğal gaz ticaretindeki ihtiyaçlarına karşılık veriyor olması sebebiyle doğal gaz ithal etmek isteyen ülkeler tarafından rağbet görmektedir. Bu ihtiyaçlar,

- Boru gazı ticaretinde sert yaptırımları olan uzun vadeli sözleşmeler ile birbirine bağımlı olan alıcı ve satıcı tarafların bu bağımlılıktan kurtulmak istemeleri,
- Başta petrole olmak üzere büyük oranda ikame enerji ürünlerine endeksli fiyatlama usülleri sebebiyle doğal gaz piyasalarında rekabetçi koşulların tam anlamıyla oluşamamış olması
- Boru hatları ile ticaretin siyasi, coğrafi, ekolojik açıdan bir takım riskler barındırması
- Özellikle beklenmeyen talep artışlarının olduğu dönemlerde boru hatları ile ticaretin yetersiz kalması sebebiyle arz güvenliğinin sağlanamaması

olarak sıralanmaktadır.

LNG'nin doğal gaz olarak yer altından çıkartılmasından son tüketiciye ulaştırılmasına kadar geçirdiği aşamalara LNG tedarik zinciri adı verilmektedir. LNG

tedarik zincirindeki aşamalar; üst akış, sıvılaştırma, nakliye, yeniden gazlaştırma ve nihai tüketiciye satış olarak sıralanır. Bir LNG projesinin başarılı olabilmesi için tedarik zincirinin her aşamasının iyi planlanması ve ayrıntılı olarak tetkik edilmesi gerekmektedir. Zincirin herhangi bir aşamasında yaşanan sorun veya aksaklıklar, sonraki aşamalar mükemmel işlese bile projenin durmasına sebep olabilmektedir. Bu sebeple LNG projeleri, en zayıf halkası kadar başarılı olmaktadır.

LNG tedarik zincirinin her aşaması için farklı tesis türlerine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu tesisler; kullanım amaçlarına göre, bulundukları konuma göre ve kapasitelerine göre sınıflandırılmaktadır. Kullanım amaçlarına göre tesisler; sıvılaştırma ve gazlaştırma terminalleri olarak ayrılmaktadır. Bulundukları konuma göre ise kıyı terminalleri ve deniz üstü terminalleri olarak sınıflandırılmaktadır. Kapasitelerine göre ise büyük ölçekli terminaller ve küçük ölçekli terminaller olarak ayrılmaktadırlar.

LNG tedarik zincirinin farklı aşamalarında pek çok farklı sözleşmenin yapılması gerekmektedir. Sözleşmeler bir bakıma tedarik zinciri aşamaları arasında bağlantı görevi görmektedir. LNG sözleşmeleri; devletler, proje şirketleri, taşıyıcı firmalar, toptan satış şirketleri, dağıtım şirketleri ve nihai tüketiciler gibi pek çok taraf arasında müzakere edilebilmektedir. Alıcı ve satıcılar arasında imzalanan ve LNG'nin sıvılaştırma terminalinden gazlaştırma terminaline taşınmasında kilit rol oynayan sözleşmelere LNG alım satım sözleşmeleri denilmektedir. LNG alım satım sözleşmeleri uzun vadeli, orta vadeli, kısa vadeli ve spot olarak kategorize edilmektedir.

Doğal gazın fiyatlandırmasında doğal gazın ikamesi olan başka bir ürüne endeksleme yaygın olarak kullanılmaktadır. Ham petrol, petrol ürünleri ve kısmen kömür, endekslemede kullanılan referans ürünlerdir. Endekslemede tek bir ürün kullanılabileceği gibi birden fazla ürünün fiyat karışımları da kullanılabilmektedir. Endeksleme dışında özellikle son yıllarda gazın gazla rekabetini esas alan piyasa bazlı fiyatlandırmalar yaygınlaşmaktadır. LNG alım satım sözleşmelerinin vadeleri kısaldıkça endeksli fiyatlandırmadan rekabet esaslı fiyatlandırmaya bir geçiş olduğu görülmektedir.

Tedarik zincirinde yer alan aşamalardaki projelerin ve bu projelerin görev yapılarının belirlenmesi, "LNG projelerinin ticari yapısı" olarak adlandırılmaktadır.

Projede yer alan sıvılaştırma ve LNG gazlaştırma terminallerinin tedarik zinciri içindeki konumu, ortaklarının proje içerisindeki rolleri ve yatırım maliyetleri gibi konular kurgulanan ticari yapıya göre belirlenmektedir. Çalışmada üç farklı ticari yapıdan söz edilmiştir. Bunlar; terminal şirketinin LNG ticareti yapmadan, ticaret yapan kullanıcılara sıvılaştırma/gazlaştırma ve depolama hizmeti sunduğu tolling yapı, terminal şirketinin aynı zamanda terminalde bulunan gazın da sahibi olduğu, LNG ticareti yaptığı tüccar yapı ve terminal şirketinin LNG tedarik zincirinin birden fazla aşamasında faaliyet göstediği yani terminal sahipliği dışında gaz sahası sahibi veya gazın son tüketicisi olabildiği bütünleşik yapıdır.

LNG diğer ülkelerde olduğu gibi ülkemizde de bir fırsat olarak değerlendirilmektedir. Çalışmada ülkemizde LNG'nin yaratabileceği üç farklı fırsat değerlendirilmiştir. Birinci seçenek olarak; ülkemizin enerji merkezi olma hedefi doğrultusunda LNG'nin doğal gaz piyasasına sunabileceği esneklik ele alınmıştır. İkinci seçenek olarak; LNG'nin kara taşıtlarında yakıt olarak kullanılmasına değinilmiştir. Üçüncü seçenek olarak ise; LNG'nin denizcilik yakıtı olarak kullanılması incelenmiştir.

Bu üç seçenek içerisinden ülkemizde LNG'nin denizcilik yakıtı olarak kullanımının ekonomik açıdan uygun olup olmadığı uygulama bölümünde araştırılmıştır. Bu kapsamda bu çalışmanın amacına ulaşmak için aşağıdaki hipotez test edilmiştir:

Ho: İstanbul Boğazı kenarına denizcilik yakıtı ikmali yapan bir LNG tesisi kurmak ekonomik olarak fizibildir.

Uygulamanın test edilmesinde iki farklı teslimat seçeneği ve üç farklı LNG tüketim senaryosuna göre oluşturulan 6 durum NBD ve İVO sonuçlarına göre incelenmiştir. Sonuç olarak aşağıdaki bulgulara ulaşılmıştır;

Gemilere LNG yakıt ikmali yapan bir tesis projesinin ekonomik olarak uygun olmasında en büyük etken gelecekte LNG'nin denizcilik yakıtları içinde alacağı paydır. Sonuçlarda teslimat seçeneğinin türü fark etmeksizin LNG'nin bütün denizcilik yakıtları içinde payının her yıl %0,25 arttığı senaryoda yatırım yapmak ekonomik olarak uygun

değildir. LNG yakıtı tüketim payının her yıl %0,5 arttığı ve %1 arttığı senaryolarda ise her iki teslimat seçeneğine göre yatırım yapılabilir sonucu çıkmaktadır.

İki teslimat türü birbiri ile karşılaştırıldığında Seçenek A: Kara tankerleri ile depoya teslim - Depodan LNG taşıma gemisi ile gemilere ikmal seçeneğinin Seçenek B: Şebekeden alınan gazın sıvılaştırma terminalinde sıvılaştırılması - Terminalden LNG taşıma gemisi ile gemilere ikmal seçeneğine göre CAPEX ve OPEX tutarlarının daha düşük olduğu görülmüştür. Buna karşılık Seçenek B'nin LNG alım maliyeti Seçenek A'ya göre daha düşüktür. LNG temininin Seçenek A'da BOTAŞ Marmara Ereğlisi Terminali'nden LNG olarak, Seçenek B'de ise İGDAŞ dağıtım şebekesinden çekilen gazı sıvılaştırılarak sağlanmaktadır. Dağıtım şirketinin sübvansiyonlu tarife esaslı fiyat uygulaması nedeniyle Seçenek B'deki yakıt maliyeti daha düşük bulunmuştur.

İki teslimat türü farklı LNG tüketim senaryolarına göre incelendiğinde Seçenek B'nin LNG tüketim senaryolarına olan hassasiyetinin daha fazla olduğu anlaşılmıştır. Buna göre ilerleyen dönemde gemilerde LNG kullanımının yeterince yaygınlaşmaması durumunda Seçenek A'nın ekonomik olarak daha uygun bir yatırım olacağı ancak gemilerde LNG kullanım oranı arttıkça Seçenek B'nin daha karlı bir yatırım olacağı düşünülmektedir.

İlerleyen süreçte Türkiye doğal gaz piyasasında LNG'nin öneminin artması beklenmektedir. LNG bir yandan ülkenin doğal gaz arz güvenliğinin sağlanmasında kritik öneme sahipken öbür yandan ülke için yeni fırsatlar sunmaktadır. LNG bunkering, bu kapsamda önümüzdeki yıllarda değerlendirilmesi gereken en önemli fırsatlardandır. Özellikle IMO tarafından alınan denizcilik yakıtlarındaki kükürt salınımlarının azaltılmasına yönelik kararların 2020 yılından itibaren uygulamaya geçmesiyle LNG'nin bu kapsamda kullanımının artacağı öngörülmektedir.

KAYNAKÇA

4458 Sayılı Gümrük Kanunu. (1999, 27 Aralık). Resmi Gazete (Sayı: 23866). Erişim Adresi: http://ggm.gtb.gov.tr/data/521efb68487c8e6f0c303249/G%C3%9CMR%C3%9CK%20KANUNU%2012.12.2014.pdf Erişim Tarihi: 09/12/2018.

4628 sayılı Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunun Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun. (2001, 20 Şubat). Resmi Gazete (Sayı: 24335 (Mükerrer)) Erişim Adresi: http://www.mevzuat.gov.tr/MevzuatMetin/1.5.4628.pdf Erişim Tarihi: 13/11/2018.

4646 Sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu. (2001, 18 Nisan). Resmi Gazete (Sayı: 30277). Erişim Adresi: http://eskiweb.epdk.org.tr/TR/DokumanDetay/Dogalgaz/Mevzuat/Kanun/Dogalgaz_Piyasasi_Kanunu Erişim Tarihi: 13/11/2018.

5362 Sayılı EPDK Kurul Kararı. (2014, 18 Aralık). Resmi Gazete (Sayı: 29217). Erişim Adresi: http://eskiweb.epdk.org.tr/TR/Dokumanlar/Dogalgaz/Mevzuat/KurulKararlari Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Argentesi, E., Banal-Estanol, A., Seldeslachts, J. and Andrews, M. (2017). *A Retrospective Evaluation of the GDF/Suez Merger: Eff ects on Gas Enerji merkezi Prices.* Berlin.
Erişim Adresi:
https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.558434.de/dp1664.pdf
Erişim tarihi: 13/11/2018

Arkas Bunker. (2014). http://www.arkasbunker.com/bunker_hakkinda.html Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Aygün, Ü. (2017). *Doğal Gaz Organize Toptan Satış Piyasalarının İşleyişi Avrupa ve Amerika Örnekleri Doğrultusunda Türkiye için Öneriler.* EPDK Uzmanlık Tezi. Ankara.

Bayraç, H. N. (2009). *Küresel Enerji Politikaları ve Türkiye: Petrol ve Doğal Gaz Kaynakları Açısından Bir Karşılaştırma.* Eskişehir Osman Gazi Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi, 10(1).

BG Group. (2014). *LNG 50: A Celebration of the First Commercial Shipment of LNG.*
Erişim adresi:
https://www.britcham.org.sg/files/event_document/6/6LNG%20A5%20Booklet-FINAL.compressed.pdf
Erişim tarihi: 13/11/2018

Blyschak, P. M. (2016). *LNG in Canada: Value Chain, Project Structure and Risk Allocation.* Journal of World Energy Law and Business, Sayı: 9, s.17–54.

Cassar, M.P. (2017). *LNG as a Marine Fuel in Malta: Case Study: Regulatory Analysis and Potential Scenarios for LNG Bunkering Infrustructure.* World Maritime University Dissertations.
Erişim Adresi:
https://commons.wmu.se/cgi/viewcontent.cgi?referer=https://www.google.com.tr/&httpsredir=1&article=1572&context=all_dissertations
Erişim tarihi: 13/11/2018

Center for Energy Economics (CEE). (2012). *Introduction to LNG*: *An Overview on Liquefied Natural Gas (LNG), Its Properties, the LNG Industry, and Safety Considerations.*
Erişim adresi: http://www.beg.utexas.edu/files/energyecon/global-gas-and-lng/INTRODUCTION%20TO%20LNG%20Update%202012.pdf
Erişim tarihi: 13/11/2018

Creti, A. and Willeneuve, B. (2004). *Longterm Contracts And Take-Or-Pay Clauses In Natural Gas Markets.* Energy Studies Review, Sayı: 13(1), s.75-94.

Çamur G. (2018). Yüzen LNG Terminalleri. Uzman Gözüyle Enerji Dergisi, Sayı: 6.

Dabrouche, H. (2011). *Political Change and the Outlook for North African Energy Supplies.* The Oxford Institute for Energy Studies. Erişim adresi: https://www.iemed.org/observatori-en/arees-danalisi/arxius-adjunts/anuari/med.2011/darbouche_en.pdf Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Damodaran, A. (2018). http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/ Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Dinamo Consulting. (ty).
https://egitimportali.tbb.org.tr/UploadedFiles/Files/918989_1532016_112019868.pdf
Erişim Tarihi: 13/11/2018.

DNV GL. (2014). *Liquified Natural Gas (LNG) Bunkering Study.*

DNV GL. (2016). *Global Sulphur Cap.*

DNV-GL LNG. (2014). Bunkering Studuy.
Erişim Adresi: https://www.marad.dot.gov/wp-content/uploads/pdf/DNVLNGBunkeringStudy3Sep14.pdf
Erişim tarihi: 13/11/2018

Dünya Bankası. (2018). *Commodity Markets Outlook.* Erişim Adresi: http://pubdocs.worldbank.org/en/236551540394193458/CMO-October-2018-Full-Report.pdf Erişim tarihi: 13/11/2018

Energy&Capital. (2012). https://www.energyandcapital.com/articles/who-is-henry-enerji merkezi/2040 Erişim Tarihi: 13/11/2018.

EPDK. (2018). *Doğal Gaz Piyasası Yıllık Sektör Raporu 2017*.

EPDK. (2018/a). *Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu Ağustos 2018.*

EPDK. (2018/b). EPDK EBİS Veri Tabanı.

Eryadın, A.D. (2017). *2017'de Dünya Değişim Sürecinin Son Düzlüğüne Giriyor.* Deniz Ticareti Dergisi, Sayı: Nisan 2017.

Erdos, P. and Ormos, M. (2012). *Natural Gas Prices on Three Continents.* Energies, Sayı:5, s. 4040-4056.

Gas in Focus (ty). https://www.gasinfocus.com/en/focus/the-lng-supply-chain/ Erişim Tarihi: 13/11/2018.

GIIGNL. (2017). *The LNG Industry GIIGNL Annual Report 2017.*

GIIGNL. (2018). *The LNG Industry GIIGNL Annual Report 2018.*

Gümrükleme Terimleri Sözlüğü. (2018). https://www.gumrukleme.com.tr/gumrukleme-terimleri-sozlugu/navlun-nedir/ Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Hao,H., Liu, Z., Zhao, F. and Li, W. (2016). *Natural Gas as Vehicle Fuel in China: A Review.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, Sayı: 62, s. 521-533.

Hayashi, M. and Hughes, L. (2013). "*The Fukushima Nuclear Accident and Its Affect on Global Energy Security".* Energy Policy. 59. s.102-111.

Hekkert, M.P., Hendriks, F., Faaij, A. and Neelis, M. L., (2005). *Natural Gas as an Alternative to Crude Oil in Automotive Fuel Chains Well-to-Wheel Analysis and Transition Strategy Development.* Energy Policy, Sayı: 33 (5), s.579-594.

Herdzik,J. (2013). *Consequences of Using LNG as a Marine Fuel.* Journal of KONES Powertrain and Transport, Sayı: 20(2).

Honore, A. (2018). *Natural Gas Demand in Europe in 2017 and Short Term Expectations.* The Oxford Institute for Energy Studies. Erişim Adresi: https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/04/Natural-gas-demand-in-Europe-in-2017-and-short-term-expectations-Insight-35.pdf Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Hosseini S. E., Rahimi, G. and Farahani, A. F. (2015). *LNG Projects Financing Structure Review.* Research Journal of Recent Sciences, 4 (1), s. 109-117.

Gas Infrastructure Europe (GIE). (2018). *Small Scale LNG Map.*
Erişim Adresi:
https://www.gie.eu/maps_data/downloads/2018/GIE_SSLNG_Map_A0_1189x841_June2018.pdf
Erişim tarihi: 13/11/2018

Gullberg, M. and Gahnström,J. (2011). *North European LNG Infrastructure Project: A Feasibility Study for an LNG Filling Station Infrastructure and Test of Recommendations*. AF Industry AB & SSPA Sweden AB Report.

ICC. (2010). https://iccwbo.org/resources-for-business/incoterms-rules/incoterms-rules-2010/ Erişim Tarihi: 13/11/2018.

IEA. (2012). *World Energy Outlook 2012.*

İhracat Kredi Ajansları. (2017). https://www.ihracat.co/2017/03/ihracat-kredi-ajanslari-eximbank.html Erişim Tarihi: 13/11/2018.

IGU. (2010). *2010 World LNG Report.*

IGU. (2011). *2011 World LNG Report.*

IGU. (2013). *2013 World LNG Report.*

IGU. (2014). *2014 World LNG Report.*

IGU. (2015). *2015 World LNG Report.*

IGU. (2016). *2016 World LNG Report.*

IGU. (2017). *2017 World LNG Report.*

IGU. (2018). *2018 World LNG Report.*

Institute of Energy for South-East Europe (IENE). (2014). *The Outlook for a Natural Gas Trading Enerji merkezi in SE Europe.*
Erişim Adresi: http://www.depa.gr/uploads/Outlook_for_a_natural_gas_trading_enerji merkezi_in_SE_Europe_FINAL%20DRAFT%20%282%29.pdf
Erişim tarihi: 13/11/2018

İslami Finans. (2013). http://serpam.istanbul.edu.tr/wp-content/uploads/2012/09/Islami_Finans.pdf Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Kalaycıoğlu K. (2010). *Tarife Teşvik Yöntemleri: Kıyaslama Yöntemleri ve Türkiye'de Uygulanabilirliği.* EPDK Uzmanlık Tezi. Ankara.

Karagöl, T. E. ve Kaya, S. (2016). *LNG'nin Dünya Enerji Ticaretindeki Yeri*. Siyaset, Ekonomi ve Toplum Araştırmaları Vakfı (SETA) Raporu.
Erişim adresi: https://setav.org/assets/uploads/2016/12/LNGnin-Dunya-Enerji-Ticaretindeki-Yeri-PDF.pdf
Erişim tarihi: 13/11/2018

Kartal, Ş. E. (2015). *A Study on LNG Terminal Location Selection in Turkey.* Yüksek Lisans Tezi. İstanbul Teknik Üniversitesi.

Kaya, F. (2011). *Uluslararası Ticaret İşlemleri ve Muhasebesi*. ISMMMO Yayınları. İstanbul.

Kaya, F. ve Turguttopbaş N. (2012). *Dış Ticaret İşlemleri.* T.C. Anadolu Üniversitesi Yayınları Açıköğretim Fakültesi Ders Kitabı. 185 Sayfa. Eskişehir.

Kepkep, B. (2013). *Doğal Gaz Dağıtım İhalelerinin 10. Yılında Doğal Gaz Tedarik Sözleşmeleri (Toptan Satış- Spot LNG İthalat- Abonelik)*. Legal Yayıncılık San. ve Tic. A.Ş. 92 sayfa. İstanbul.

KPMG Global Energy Institute. (2014). *Floating Energy: Revolution and Evolution for the Global Endustry.*
Erişim adresi: https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/pdf/2014/11/floating-LNG-evolution-and-revolution-for-the-global-industry.pdf
Erişim tarihi: 13/11/2018

Ledesma, D. (2009). *The Chancing Releationship between NOCs and IOCs in the LNG Chain.* Oxford Institue for Energy Studies. Erişim Adresi: https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG32-TheChangingRelationshipBetweenNOCsandIOCsintheLNGChain-DavidLedesma-2009.pdf Erişim Tarihi: 13/11/2018.

LNG World News. (2017). https://www.lngworldnews.com/malaysias-petronas-in-flng-first/ Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Maritime Executive. (ty). https://www.maritime-executive.com/article/australian-and-the-u-s-lead-lng-trade-growth#gs.PqF8CUk Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Matsuzaka, K. (2018). *Shipping Perspective-Towards Sustainable LNG Market Growth. 27th World Gas Conference.* Sunum. 25-29 Temmuz 2018. Washington DC.

Mokhatab, S., Mak, J., Valappil, J. and Wood, D. (2013). *Handbook of Liqufied Natural Gas.* Elsevier. 624 sayfa. USA.

Ministry of Economy, Trade and Industry Government of Japan. (2016). *Strategy for LNG Market Development.*
Erişim Adresi: http://www.meti.go.jp/english/press/2016/pdf/0502_01b.pdf
Erişim tarihi: 13/11/2018

Miyamoto, A., Ishiguro, C. and Nakamura, M. (2012). "*A realistic perspective on Japan's LNG Demand After Fukushima".* The Oxford Institute for Energy Studies. Erişim Adresi: https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/07/NG-62.pdf Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Muhasebetürk. (2017). https://www.muhasebeturk.org/nedir/charter-sozlesmesi-nedir-ne-demek Erişim Tarihi: 13/11/2018.

NGV Global. (2018). http://www.iangv.org/current-ngv-stats/ Erişim Tarihi: 13/11/2018.

OECD Consulting. (t.y.). *Outline Structure For Israeli Lng Export Project.*
Erişim Adresi:
http://archive.energy.gov.il/Subjects/NG/Documents/%D7%94%D7%AA%D7%99%D7%99%D7%97%D7%A1%D7%95%D7%AA/INGL.pdf
Erişim tarihi: 13/11/2018

Offshore Mag. (2018). https://www.offshore-mag.com/articles/2018/03/flng-positives-could-attract-investors-to-future-projects.html Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Okumuş, S. (2015). *Impacts of US LNG Exports on the Supply Security of the EU Natural Gas Market.* Master Thesis. The University of Texas at Austin.

Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası'nın Usul ve Esasları Yürülükte. (2017). Enerji IQ, Sayı: 254.

Osorio-Tejeda, J., Llera-Sastresa, E. and Scarpellini, S. (2017). *LNG: an Alternative Fuel for Road Freight Transport in Europe.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, Sayı:71, s. 785-795.

Özdemir, V. (2015). *Avrupa Gaz Piyasası: Uzun Erimli Kontratlar mı Spot Piyasa mı?.Enerji Piyasaları ve Politikaları Enstitüsü.*
Erişim Adresi: http://www.eppen.org/resim/haber_resim/eppen13.pdf
Erişim tarihi: 13/11/2018

Özdemir V. (2017). *Doğal Gaz Piyasaları: Türkiye Enerji Güvenliği Üzerine Tezler*. Kaynak Yayınları. İstanbul.

Özdil, E. (2017). *Özel Sektör Olmadan Enerji merkezi Olmaz.* Enerji IQ, Sayı: 247.

Persian Gulf Fund. (ty). http://persiangulffund.com/qatar-the-biggest-exporter-of-liquid-gas-in-the-world/ Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Pierru, A., Roussanaly, S. and Sabathier, J. (2013). *Capital Structure in LNG Infrastructures and Gas Pipelines Projects: Empirical Evidences and Methodological Issues.* Energy Policy, Sayı:61, s.285-291.

Pwc. (2014). https://www.pwc.com/gx/en/mining/publications/assets/pwc-lng-progression-canada.pdf Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Rekabet Kurumu. (2012). *Doğal Gaz Sektör Araştırma Raporu*.

Rzayeva, G. (2018). *Gas Supply Changes in Turkey.* The Oxford Institute for Energy Studies. Erişim Adresi: https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/01/Gas-Supply-Changes-in-Turkey-Insight-24.pdf Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Rüster, S. And Neumann, A. (2006). *Economics of the LNG Value Chain and Corparate Strategies An Empirical Analysis of the Determinants of Vertical Integration.* Paper to be Presented at the 26th USAEE International Conference. 24-27/09/2006. Michigian, U.S.

Sakmar, S. L. (2013). *Energy for the 21st Century: Opportunities and Challenges for Liquefied Natural Gas*.

Salt, S. (t.y.) *Financing LNG Project.*
Erişim Adresi:
http://www.pbookshop.com/media/filetype/2/22/22f/20120126235856.pdf

Erişim tarihi: 13/11/2018

Shell. (ty). https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/floating-lng.html Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Ship and Bunker. (2018). https://shipandbunker.com/prices/emea/medabs/tr-ist-istanbul Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Songhurst,B. (2017). *The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs).* The Oxford Institute for Energy Studies. Erişim Adresi: https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/07/The-Outlook-for-Floating-Storage-and-Regasification-Units-FSRUs-NG-123.pdf Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Statista. (2018). https://www.statista.com/statistics/281134/number-of-vehicles-in-use-worldwide/ Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Şit Köşgeroğlu, B. (2012). *Enerji Yatırım Sözleşmeleri ve Bunların Uluslararası Yatırım Anlaşmaları ile Korunması.* Vedat Kitapçılık. İstanbul.

Xunpeng, S. (2016). *Gas and LNG pricing and trading enerji merkezi in East Asia: An introduction*. Natural Gas Industry, Sayı: 3, s. 352-356.

Tarakçı, Z. (2017). *Socar Marine.* Deniz Ticareti Dergisi, Sayı: Nisan 2017.

Türk Eximbank. (2018). https://www.eximbank.gov.tr/tr/hakkimizda/kurumsal/bankamiz-hakkinda Erişim Tarihi: 13/11/2018.

Uluslararası Doğalgaz Ticaretinde En Büyük Payı LNG Alacak. (2017/a). Enerji IQ, Sayı: 262. 9.sayfa.

U.S. Department of Energy. (2005). *Liquefied Natural Gas: Understanding the Basic Facts.*
Erişim adresi: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/LNG_primerupd.pdf
Erişim tarihi: 13/11/2018

U.S. Department of Energy. (2018). *Global LNG Fundementals.*
Erişim adresi:
https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/10/f37/Global%20LNG%20Fundamentals_0.pdf
Erişim tarihi: 13/11/2018

U.S. Energy Information Administration (EIA). (2014). *Global Natural Gas Markets Overview: A Report Prepared by Leidos, Inc., Under Contract to EIA.*
Erişim Adresi: https://www.eia.gov/workingpapers/pdf/global_gas.pdf
Erişim tarihi: 13/11/2018

Waters, L.B., Mueller, C.V., Hellen, P.C. and Hust,G.L. (2008). *Design and Construction of Gravity Based Structure and Modularized LNG Tanks for the Adriatic LNG Terminal.*

Erişim adresi:
http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2007/fscommand/PS6_7_Waters_s.pdf
Erişim tarihi: 13/11/2018

Yardımcı, O. (2010). *Petrol Fiyatlarının Doğal Gaz Fiyatları Üzerindeki Etkisi ve Türkiye İçin Öneriler.* EPDK Uzmanlık Tezi. Ankara.

Yeh, S. (2007). *An Empirical Analysis on the Adoption of Alternative Fuel Vehicles: The Case of Natural Gas Vehicles.* Energy Policy, Sayı: 35, s. 5865-5875.

Yescombe, E.R. (2002). *Principle of Project Finance*. Elsevier. 343 sayfa. USA.

Yurtman, S. (2008). *Sanayide LNG Uygulamaları*. Mühendis ve Makina. 49 (580).

Zlamal, D. (2005). *Option Embedded in the Gas Sales' Contracts.* Master Thesis. Univerzita Karlova v Praze.