

**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ**

**LNG PROSESİ İNCELEMESİ VE ÜÇ FARKLI LNG DEPOLAMA VE  
GAZLAŞTIRMA TESİSİ İÇİN MALİYET ANALİZİ DEĞERLENDİRMESİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**Erdoğan DELİ  
(301101051)**

**Anabilim Dalı : Enerji Bilim ve Teknoloji**

**Programı : Enerji Bilim ve Teknoloji**

**Tez Danışmanı: Prof. Dr. Beril TUĞRUL**

**Haziran 2013**



İTÜ, Enerji Enstitüsü'nün 301101051 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Erdinç DELİ**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “ **LNG PROSESİ İNCELEMESİ VE ÜÇ FARKLI LNG DEPOLAMA VE GAZLAŞTIRMA TESİSİ İÇİN MALİYET ANALİZİ DEĞERLENDİRMESİ**” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

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

**Jüri Üyeleri :** **Prof. Dr. Abdurrahman SATMAN** .....  
İstanbul Teknik Üniversitesi

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



## ÖNSÖZ

Önemli enerji kaynaklarından biri olan doğalgazın uzak mesafelerden taşınması kimi kez ekonomik ve coğrafik nedenlerden dolayı LNG formunda tercih edilmektedir. Enerji arz güvenliği açısından önemi olan LNG, bu bağlamda Türkiye'nin de doğalgaz arz güvenliği çerçevesinde üzerinde durulması gereken bir konu olmaktadır. Bu yüksek lisans tezinde, LNG proses safhaları farklı açılardan ele alınmaya çalışılmış olup özellikle LNG depolama ve gazlaştırma tesisleri maliyet analizi incelemesi üzerinde durulmuştur. Bu bağlamda, üç farklı LNG depolama ve gazlaştırma tesisi için maliyet analizi yapılarak çeşitli değerlendirmelere gidilmiştir. Umulur ki; bu yüksek lisans tez çalışması konuya ilgi duyanlara yardımcı olabilsin.

Tez çalışmam boyunca bana zamanını ayırarak beni en iyi şekilde yönlendiren, benimle tecrübelerini paylaşarak karşılaştığım problemleri aşmamı sağlayan, danışman hocam Sayın Prof. Dr. A. Beril Tuğrul'a şükranlarımı sunarım. Ayrıca, yüksek lisans yaptığım süre boyunca desteklerini benden esirgemeyen halen çalışmakta olduğum BOTAŞ LNG terminali yöneticilerine, çok değerli mesai arkadaşlarıma ve eğitim hayatım boyunca beni sürekli destekleyerek doğru kararlar almamda en büyük paya sahip olan aileme teşekkürü bir borç bilirim.

Haziran 2013

Erdoğan Deli  
( Kimya Mühendisi )



# İÇİNDEKİLER

<b>KISALTMALAR</b> .....	<b>xi</b>
<b>ÇİZELGE LİSTESİ</b> .....	<b>xiii</b>
<b>ŞEKİL LİSTESİ</b> .....	<b>xv</b>
<b>SEMBOL LİSTESİ</b> .....	<b>xix</b>
<b>ÖZET</b> .....	<b>xxi</b>
<b>SUMMARY</b> .....	<b>xxiii</b>
<b>1. GİRİŞ</b> .....	<b>1</b>
<b>2. ENERJİ KAYNAKLARI ve LNG’NİN YERİ</b> .....	<b>5</b>
2.1 Elektrik Enerjisi üretimi ve Kullanılan Enerji Kaynakları .....	5
2.1.1 Dünya elektrik üretimi .....	5
2.1.2 Türkiye Elektrik Piyasası .....	9
2.1.3 Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Kapasite Projeksiyonu .....	14
2.1.4 Türkiye’de Enerji ve Elektrik Üretim Sektörünün Görünümü .....	14
2.2 Enerji santrallerinin genel tanıtımı ve sınıflandırılması .....	16
2.2.1 Enerji (Elektrik) Santrali .....	16
2.2.2 Enerji (Elektrik) Santral Türleri .....	16
2.2.2.1 Termik santraller .....	17
2.2.2.1.1 Termik santrallerin çalışma yöntemi.....	17
2.2.2.2 Yenilenebilir Enerji santralleri .....	18
2.2.2.2.1 Rüzgâr santralleri .....	18
2.2.2.2.2 Jeotermal Santraller .....	18
2.2.2.2.3 Güneş jeneratörlü santral .....	19
2.2.2.2.4 Hidroelektrik santraller.....	19
2.2.2.2.5 Biyoenerji santralleri ( BES ).....	20
2.2.2.3 Nükleer Santral.....	20
2.3 Emre Amade Enerji Santralleri .....	21
2.4 Doğal Gaz Santralleri ve LNG Kullanımı .....	21
2.4.1 Petrol ve Doğal Gaz .....	21

2.4.2 Doğal Gazın Kullanımı .....	23
2.4.3 Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) ve Spot LNG İthalatı.....	25
2.4.4 Doğalgaz Üretim - İthalat Değerlendirilmesi .....	27
2.4.5 LNG Depolama .....	29
2.4.6 LNG Toptan Satışı.....	29
<b>3. LNG PROSESİ.....</b>	<b>31</b>
3.1 LNG.....	31
3.1.1 Dünya LNG Ticareti.....	32
3.1.2 Türkiye'nin LNG Ticareti.....	35
3.2 Doğalgaz Üretimi.....	35
3.3 Sıvılaştırılması.....	38
3.3.1 Doğalgaz Sıvılaştırma Metotları.....	39
3.3.1.1. Klasik Kaskad Soğutma Sistemleri .....	40
3.3.1.2 Klasik Kaskad Sistemleri çalışma prensibi .....	41
3.3.1.3. Karışık Akışkanlı Kaskad Soğutma Sistemleri.....	42
3.3.1.4. Tek Akışkanlı Kaskad Soğutma Sistemleri .....	43
3.4 Taşıma .....	43
3.4.1 Dünyada LNG Tankeri Sayısı.....	46
3.5 Depolama .....	47
3.6 Tekrar Gazlaştırma .....	51
3.7 Kullanıma Arz .....	54
3.7.1 Doğal Gaz Arzı Sağlayan Ana İletim Hatları ve Terminaller .....	55
3.7.1.1 Rusya Federasyonu - Türkiye Doğal Gaz Ana İletim Hattı .....	55
3.7.1.2 Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı.....	55
3.7.1.3 Samsun-Ankara Doğal Gaz İletim Hattı.....	56
3.7.1.4 Güney Doğal Gaz İletim Hattı.....	56
3.7.1.5 Konya-İzmir Doğal Gaz İletim Hattı.....	56
3.7.1.6 Doğu Karadeniz Bölgesi DGBH Projesi.....	56
3.7.1.7 Azerbaycan - Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı (Şahdeniz).....	58
3.7.1.8 Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) Gazlaştırma Terminali.....	59
3.7.2 Doğal Gaz Arzı Sağlanan İller.....	59
3.7.3 Doğalgaz İthalatı ve Sektörel Dağılımı.....	60



<b>4. LNG DEPOLAMA VE GAZLAŞTIRMA TESİSİ MALİYET ANALİZİ.....</b>	<b>63</b>
4.1 İlk Yatırım Maliyeti.....	63
4.2 İşletme Maliyeti.....	67
4.3 LNG Maliyeti.....	69
4.4 Toplam Üretim Maliyeti.....	76
4.5 Diğer Enerji Kaynakları Mukayeseli Ekonomik Analizi.....	77
<b>5. LNG DEPOLAMA VE GAZLAŞTIRMA TESİSLERİ İÇİN MALİYET ANALİZİ PARAMETRELERİ.....</b>	<b>83</b>
5.1 LNG Depolama ve Gazlaştırma Tesisi Seçimi için Kriterler.....	83
5.1.1 Denizde (Offshore) Terminaller.....	84
5.1.1.1 Yüzer Depolama ve Gazlaştırma ünitesi (Floating Storage Regas Units (FSRU).....	85
5.1.1.2 Denizde (offshore) Yerçekimi esaslı yapılar (Offshore Gravity Based Structures - GBS).....	87
5.1.1.3 LNG gemisinden dönüştürülmüş Enerji köprüsü (Converted LNG Carrier - Energy Bridge).....	88
5.1.2 Karada (Onshore) terminaller.....	89
5.2 LNG Terminalinin Seçiminde Dikkat Edilmesi Gereken Parametreler.....	91
5.3 LNG Depolama Terminallerinin LNG Proses Maliyeti İçindeki Yeri.....	92
<b>6. LNG DEPOLAMA VE GAZLAŞTIRMA TESİSLERİ İÇİN MALİYET ANALİZİ.....</b>	<b>93</b>
6.1 Seçilen LNG Depolama ve Gazlaştırma Tesislerinin Tanıtımı.....	93
6.1.1 Klasik Karada (Onshore) LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali...94	
6.1.2 Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan (Offshore-Onshore) Tesis.....95	
6.1.3 LNG Gemisinden Dönüştürülmüş Denizde - Enerji Köprüsü Tesis.....96	
6.2 Seçilen LNG Depolama ve Gazlaştırma Tesisleri İçin Maliyet Analizi.....97	
6.2.1 Klasik Karada (Onshore) LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali İçin Maliyet Analizi.....97	
6.2.1.1 Klasik Karada (Onshore) LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali İçin İlk Yatırım Maliyeti.....97	
6.2.1.2 Klasik Karada (onshore) LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali için İşletme Maliyeti.....103	
6.2.1.3 Klasik Karada (Onshore) LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali İçin Toplam Ürün Maliyeti.....105	
6.2.1.4 Klasik Karada (Onshore) LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali İçin LNG Maliyeti.....106	
6.2.2 Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan (Offshore-Onshore) Tesis İçin Maliyet Analizi.....106	

6.2.2.1 Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan (Offshore-Onshore) Tesis için İlk Yatırım Maliyeti.....	106
6.2.2.2 Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan (Offshore-Onshore) Tesis için İşletme Maliyeti.....	112
6.2.2.3 Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan (Offshore-Onshore) Tesis için Toplam Ürün Maliyeti.....	114
6.2.3 LNG Gemisinden Dönüştürülmüş Denizde-Enerji köprüsü (Offshore) Tesis İçin Maliyet Analizi.....	114
6.2.3.1 LNG Gemisinden Dönüştürülmüş Denizde - Enerji köprüsü (Offshore) Tesis İçin İlk Yatırım Maliyeti.....	115
6.2.3.2 LNG Gemisinden Dönüştürülmüş Denizde - Enerji köprüsü (Offshore) Tesis İçin İşletme Maliyeti.....	120
6.2.3.3 LNG Gemisinden Dönüştürülmüş Denizde - Enerji Köprüsü (Offshore) Tesis İçin Toplam Ürün Maliyeti.....	122
6.3 Maliyet Analizi İçin Seçilen Üç Tesis İçin Mukayeseli Değerlendirme.....	122
6.3.1 Maliyet Analizi İçin Seçilen Üç Tesis İçin İlk Yatırım Maliyetine İlişkin Mukayeseli Değerlendirme.....	123
6.3.2 Maliyet Analizi İçin Seçilen Üç Tesis İçin İşletme Maliyetine İlişkin Mukayeseli Değerlendirme.....	123
6.3.3 Maliyet Analizi İçin Seçilen Üç Tesis İçin Toplam Ürün Maliyetine İlişkin Mukayeseli Değerlendirme.....	124
6.4 Seçilen Üç Tesis İçin Farklı Açılardan Mukayese.....	125
<b>7. SONUÇ.....</b>	<b>127</b>
<b>KAYNAKLAR.....</b>	<b>131</b>
<b>EK-1.....</b>	<b>135</b>
<b>EK-2.....</b>	<b>136</b>
<b>ÖZGEÇMİŞ.....</b>	<b>137</b>

## **KISALTMALAR**

<b>[A]</b>	: Klasik Karada LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali
<b>AB</b>	: Avrupa Birliği
<b>ABD</b>	: Amerika Birleşik Devletleri
<b>ARGE</b>	: Araştırma Geliştirme
<b>[B]</b>	: Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan LNG Tesisi
<b>BES</b>	: Biyoenerji Santrali
<b>BP</b>	: İngiliz Petrolü (British Petroleum)
<b>BOTAŞ</b>	: Boru Hatları İle Petrol Taşımacılığı Anonim Şirketi
<b>BTE</b>	: Bakü Tiflis Erzurum
<b>[C]</b>	: LNG Gemisinden Dönüştürülmüş Denizde - Enerji Köprüsü Tesisi
<b>CIF</b>	: Maliyet Sigorta ve Navlun (Cost Insurance Freight)
<b>CS</b>	: Kompresör İstasyonu (Compressor Station)
<b>DCS</b>	: Yayılı Kontrol Sistemi( Distributed Control System )
<b>EIU</b>	: Ekonomi Haberleri Birimi (Economist Intelligence Unit)
<b>EPDK</b>	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
<b>EÜAŞ</b>	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
<b>ETKB</b>	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
<b>FOB</b>	: Gemide Teslim (Free On Board)
<b>FSRU</b>	: Yüzer Depolamalı Gazlaştırma ünitesi (Floating Storage Regas. Unit)
<b>GIIGNL</b>	: Uluslararası LNG İthalatçıları(Group of International LNG Importers )
<b>GES</b>	: Güneş Enerjisi Santrali
<b>HES</b>	: Hidroelektrik santraller
<b>HP</b>	: Yüksek Basınç Pompası (High Pressure Pump)
<b>ICE</b>	: Kıtalararası Borsa (Intercontinental Exchange)
<b>KDV</b>	: Katma Değer Vergisi
<b>LNG</b>	: Sıvılaştırılmış Doğalgaz (Liquefied Natural Gas)
<b>LP</b>	: Düşük Basınç Pompası (Low Pressure Pump)
<b>MTPA</b>	: Milyon Ton Petrol Yılda (Million Tonne Petroleum Annum)
<b>MTEP</b>	: Milyon Ton Eşdeğer Petrol (Million Tonne Petroleum Equivalent)
<b>MT</b>	: Milyon Ton (Million Tonne)

<b>MMBTU</b>	: Milyon İngiliz Termal Birimi (Million British Thermal Unit )
<b>NABUCCO</b>	: Nabucodonosor
<b>NES</b>	: Nükleer Enerji Santrali
<b>NBP</b>	: Ulusal Dengeleme Birimi (National Balancing Point)
<b>OPEX</b>	: İşletme Giderleri (Operating Expenses)
<b>OECD</b>	: Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Organizasyonu (Organization for Co-operation and Development)
<b>ORV</b>	: Açık Akışkan Yüzeyle Gazlaştırıcı (Open Rock Vaporizer)
<b>ÖTV</b>	: Özel Tüketi Vergisi
<b>PLC</b>	: Programlanabilir lojik kontrolörü (Programmable Logic Controller)
<b>RES</b>	: Rüzgâr Enerjisi Santrali
<b>SMV</b>	: Daldırılmış Yanma Odalı Gazlaştırıcı (Submerged Combustion Vaporizer)
<b>SOCAR</b>	: Azerbaycan Petrol Şirketi (State Oil Company of Azerbaijan Republic)
<b>SSCB</b>	: Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği
<b>TEİAŞ</b>	: Türkiye Elektrik İdaresi Anonim Şirketi
<b>TPAO</b>	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
<b>TUİK</b>	: Türkiye İstatistik Kurumu
<b>TEP</b>	: Ton Eşdeğer Petrol (Tonne Equivalent Petroleum)
<b>TCE</b>	: Ton Eşdeğer Kömür (Tonne Coal Equivalent)
<b>TC</b>	: Türkiye Cumhuriyeti
<b>USD</b>	: Amerikan Doları (United States Dollar)
<b>CEPCI</b>	: Kimya Mühendisliği Tesis Maliyet İndeksi (Chemical Engineering Plant Cost Index)

## ÇİZELGE LİSTESİ

- Çizelge 2.1** : Yıllar itibari ile önemli dünya ve OECD ülkelerindeki elektrik üretim miktarları
- Çizelge 2.2** : Türkiye’de kurulu gücün üretici kuruluşlara göre dağılımı ( MW)
- Çizelge 2.3** : Türkiye, yıllara göre kişi başına enerji ve elektrik tüketimi
- Çizelge 2.4** : Doğal Gaz Alım Sözleşmeleri
- Çizelge 2.5** : 1975-2010 yılları Türkiye toplam enerji tüketiminde kaynakların payları (%)
- Çizelge 2.6** : 2005-2011 yılları doğalgaz ithalat miktarları( milyon Sm3)
- Çizelge 2.7** : Depolama faaliyeti tesis bilgileri
- Çizelge 2.8** : 2007-2011 LNG satış miktarlarının tüketimi karşılama oranları
- Çizelge 3.1** : LNG fiziksel ve kimyasal özellikleri
- Çizelge 3.2** : 2010-2011 yılları dünya ülkeleri LNG ve Doğalgaz ithalat ve ihracat tablosu
- Çizelge 3.3** : 2011 yılında Dünya ülkelerinin LNG ithal ettiği ülkeler
- Çizelge 3.4** : 2011 yılında Dünya ülkelerinin boru hattı ile doğalgaz ithal ettiği ülkeler
- Çizelge 3.5** : Coğrafik koşullara göre LNG kompozisyonundaki değişim
- Çizelge 3.6** : LNG ‘yi oluşturan bileşiklerin yoğunlaşma noktaları
- Çizelge 3.7** : Doğalgaz Ana iletim Hatları
- Çizelge 3.8** : Doğalgaz boru hatları üzerindeki kompresör istasyonları
- Çizelge 3.9** : Yıllara göre doğal gaz sağlanan iller
- Çizelge 3.10**: Yıllar itibari ile doğalgaz ve LNG alımları
- Çizelge 4.1** : Doğrudan maliyetlerini oluşturan kalemler

- Çizelge 4.2 :** Dolaylı maliyetleri oluşturan kalemler
- Çizelge 4.3 :** LNG ihraç eden ülkeler, 2011
- Çizelge 4.4 :** LNG ithal eden ülkeler
- Çizelge 4.5 :** LNG ithal ve ihraç eden ülkeler, 2011
- Çizelge 4.6 :** LNG ve Doğalgaz ithal ve ihraç eden ülkeler, 2011
- Çizelge 4.7 :** 1984–2011 arası doğalgaz ve LNG fiyatları değişimi(\$ /mmBtu )
- Çizelge 4.8 :** 1991–2011 yılları arası dünya kömür fiyatları değişimi ( \$ /ton)
- Çizelge 4.9 :** Enerji kaynağına göre 1 kwh elektrik üretmek için gerekli maliyetler
- Çizelge 5.1 :** LNG terminali seçiminde ve dizaynında dikkat edilemesi gereken teknik ve izne tabi hususlar
- Çizelge 6.1 :** [A] Klasik Karada (Onshore) LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali İçin İlk Yatırım Maliyet Kalemleri
- Çizelge 6.2 :** [A] Klasik Karada (onshore) LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali için İşletme maliyetleri
- Çizelge 6.3 :** [A], [B], [C] Tesisleri İçin LNG Maliyetleri
- Çizelge 6.4 :** [B] Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan (Offshore-Onshore) Tesis için İlk Yatırım Maliyet Kalemleri
- Çizelge 6.5 :** [B] Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan (Offshore-Onshore) Tesis için İşletme Maliyetleri
- Çizelge 6.6 :** [C] LNG Gemisinden Dönüştürülmüş Denizde - Enerji köprüsü (Offshore)Tesis İlk Yatırım Maliyet Kalemleri
- Çizelge 6.7 :** [C] LNG Gemisinden Dönüştürülmüş Denizde - Enerji Köprüsü (Offshore) Tesis İşletme Maliyetleri
- Çizelge 6.8 :** A , B, C Tesisleri Ana Parametrelerinin Mükayesesi

## ŞEKİL LİSTESİ

- Şekil 2.1:** Yıllar itibari ile Dünya elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı
- Şekil 2.2:** Dünya elektrik üretiminde kullanılan kaynakların 1971 yılı ile 2009 yılı arasındaki mukayesesi
- Şekil 2.3:** 2012 yılı Türkiye toplam elektrik üretimi
- Şekil 2.4:** 2012 yılı sonu itibariyle kaynaklarına göre Türkiye'nin toplam kurulu gücü
- Şekil 2.5:** Türkiye Elektrik Üretim Santralleri Sayısı ve yoğunlaştığı bölgeler
- Şekil 2.6:** Türkiye'de yenilenebilir kaynaklardan elektrik
- Şekil 2.7:** Türkiye kurulu gücün kamu ve özel sektör arasındaki dağılımı
- Şekil 2.8:** 2011 yılı sonu itibariyle elektrik piyasası lisans durumu
- Şekil 2.9:** Jeotermal kaynakların kullanım alanları
- Şekil 2.10:** Türkiye'de Petrol ve Doğal Gaz Fiyatları
- Şekil 2.11:** 1975-2011 yılları doğalgaz tüketimi ( milyar Sm<sup>3</sup>)
- Şekil 2.12:** 2011 yılı kaynak ülkeler bazında Türkiye'nin doğal gaz ithalatı
- Şekil 2.13:** 2008-2011 ulusal doğalgaz tüketimi içerisinde LNG tüketim payları(%)
- Şekil 2.14:** 2008-2011 yılları LNG ve boru gazı ithalat miktarları pay değişimi
- Şekil 2.15:** 2008-2011 yılları LNG ithalatını gerçekleştiren şirketlerin payları
- Şekil 2.16:** 2011 yılı toplam doğalgaz arzının karşılandığı kaynakların payları
- Şekil 2.17:** 2011 yılı ithalat şirketlerinin piyasa payları
- Şekil 2.18:** ithalat miktarlarının aylara göre dağılımı ( milyon Sm<sup>3</sup> )
- Şekil 3.1:** Dünya LNG ticareti ve Doğalgaz Boru hatları genel dağılımı
- Şekil 3.2:** Zamanla denizlerde bulunan sediment, plankton vb. maddelerin deniz tabanında birikimi
- Şekil 3.3:** Derinlik ve sıcaklığa bağlı olarak Hidrokarbon dağılımı
- Şekil 3.4:** Yoğunluk farkına bağlı olarak yeraltı akışkanlarının katmanlaşması
- Şekil 3.5:** Doğalgazın sıvılaştırılma öncesi üretim proses akış şeması
- Şekil 3.6 :** Propan-etilen-metan soğutucu akışkanlı Klasik kaskad soğutma çevrimi
- Şekil 3.7:** Doğalgaz taşımacılığının farklı alternatiflerinin mesafeye bağlı fiyat analizi

- Şekil 3.8 :** LNG Taşımada Kullanılan Gemiler
- Şekil 3.9:** Yıllar itibari ile inşa edilen LNG gemi sayıları ve modelleri
- Şekil 3.10:** Yıllar itibariyle üretilen farklı model LNG gemileri
- Şekil 3.11:** Römörkörler eşliğinde gelen bir gemiden görünüm
- Şekil 3.12:** Operasyon için hazır bir gemiden genel görünüş - 3 adet sıvı, 1 adet gaz kolu
- Şekil 3.13:** Tek Cidarlı (Single containment) LNG Depolama Tankı
- Şekil 3.14:** Çift Cidarlı (Double Containment) LNG Depolama Tankı
- Şekil 3.15:** Çelik Kubbeli (Steel roof) LNG tankı
- Şekil 3.16:** Beton Kubbeli (Concrete roof) LNG tankı
- Şekil 3.17:** Bir LNG terminali genel gazlaştırma prosesi
- Şekil 3.18:** ORV(open rack vaporizer ) tipi gazlaştırıcılar
- Şekil 3.19:** SMV(submerged comb. Vaporizer ) tip gazlaştırıcılar
- Şekil 3.20:** 2011 yılı itibariyle doğalgaz arzı sağlanan ve sağlanacak iller
- Şekil 3.21:** Yıllar itibariyle Doğalgaz ithalatında yabancı ülkelerin payları
- Şekil 3.22:** Sektörlere göre doğalgaz tüketimi
- Şekil 4.1:** LNG ihraç eden ülkelerin 2006–2011 yılları arasında ihracat oranı değişimi
- Şekil 4.2:** 2006-2011 yılları arasında ülkeler bazında ithalat oranı değişimi
- Şekil 4.3:** Yıllar itibariyle Spot LNG ticareti ve toplam LNG ticaretindeki payı
- Şekil 4.4 :** Yıllar itibariyle LNG fiyat değişimi
- Şekil 4.5 :** 2011 yılında dünyada kullanılan enerji kaynakları dağılımı
- Şekil 4.6 :** 1960–2011 yılları arası ham petrol varil fiyatları değişimi(\$ /varil)
- Şekil 4.7 :** 2001–2011 yılları arası dünya rafineri maliyetleri değişimi ( \$ /varil)
- Şekil 4.8:** 1 kwh elektrik üretmek için gerekli toplam maliyetler
- Şekil 5.1 :** Klasik bir FSRU modeli
- Şekil 5.2 :** Klasik bir FSRU ünitesi bağlantıları
- Şekil 5.3 :** İskele Üzerinden LNG Transferi
- Şekil 5.4 :** Esnek Kriyojenik Hortumlar İle LNG transferi
- Şekil 5.5 :** Denizde (offshore) Yerçekimi esaslı tesis



- Şekil 5.6:** LNG gemisinden dönüştürülmüş batık tip bir gazlaştırma tesisi
- Şekil 5.7:** Dalgakıran kullanılarak yapımı gerçekleştirilen bir Onshore terminal
- Şekil 5.8:** Yer altı depolamanın yapıldığı bir LNG
- Şekil 5.9:** Tuz oyuklarının LNG ‘nin gazlaştırıldıktan sonra depo olarak kullanılması
- Şekil 6.1:** Klasik LNG gazlaştırma terminali
- Şekil 6.2:** Tuz oyuksuz depolu LNG depolama terminali
- Şekil 6.3:** LNG gemisinden dönüştürülmüş enerji köprüsü
- Şekil 6.4 :** [A] Klasik Karada (onshore) LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali için İlk Yatırım Maliyet Kalemleri
- Şekil 6.5 :** [A] Klasik Karada (onshore) LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali için İşletme Maliyeti Kalemleri
- Şekil 6.6 :** [A] Klasik Karada(Onshore) LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali için Toplam Ürün Maliyeti
- Şekil 6.7 :** [B] Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan (Offshore-Onshore) Tesisi için İlk Yatırım Maliyet Kalemleri
- Şekil 6.8 :** [B] Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan (Offshore-Onshore) Tesisi için İşletme Maliyeti Kalemleri
- Şekil 6.9 :** [B] Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan (Offshore-Onshore) Tesisi için Toplam Ürün Maliyeti
- Şekil 6.10 :** [C] LNG Gemisinden Dönüştürülmüş Denizde-Enerji Köprüsü (Offshore) Tesis İçin İlk Yatırım Maliyet Kalemleri
- Şekil 6.11 :** [C] LNG Gemisinden Dönüştürülmüş Denizde - Enerji Köprüsü (Offshore) Tesis İçin İşletme Maliyeti Kalemleri
- Şekil 6.12 :** [C] LNG Gemisinden Dönüştürülmüş Denizde - Enerji Köprüsü (Offshore) Tesis İçin Toplam Ürün Maliyeti
- Şekil 6.13 :** Seçilen Üç Tesis İçin İlk Yatırım Maliyetine İlişkin Mukayesesi
- Şekil 6.14 :** Seçilen Üç Tesis İçin İşletme Maliyetine İlişkin Mukayesesi
- Şekil 6.15:** Seçilen Üç Tesis İçin Toplam Ürün Maliyetine İlişkin Mukayesesi



## SEMBOL LİSTESİ

A	: Amortisman
$A_{LNGM}$	: Anlık LNG Maliyeti
B	: LNG gemisi genişliği
ÇG	: Çalışan Giderlerini
D	: Doküman Masrafları
DK	: Diğer Kesintiler
DM	: Doğrudan Maliyetler
E1	: Eşanjör 1
E2	: Eşanjör 2
E3	: Eşanjör 3
EM	: Ekipman Maliyeti
H	: LNG gemisi yüksekliği
GM	: Gazlaştırma Maliyeti
$Q_{MAX}$	: Maksimum kapasiteli Katar LNG gemisi
$Q_{FLEX}$	: Flexible Katar LNG gemisi
$i$	: i. Ekipmanı
İS	: İşletme Sermayesi
İYM	: İlk Yatırım Maliyeti
K	: Kargo Fiyatı
K1	: Kompresör 1
K2	: Kompresör 2
K3	: Kompresör 3
$KDV_{LNG}$	: LNG için ödenen katma değer vergisi
L	: LNG gemisi uzunluğu
$M_n$	: Net Maaş
$n$	: Ekipman Sayısı
N	: Ekipman kullanma süresi
$ÖTV_{LNG}$	: LNG için ödenen özel tüketim vergisi
S	: Sigorta Fiyatı
SGK	: Sosyal Güvenlik Kesintisi

SSY	: Sabit Sermaye Yatırımları
TMC	: Toplam Üretim Maliyeti ( Total Manufacturing cost )
TGE	: Toplam Genel Giderler ( Total General Expenses )
TPC	: Toplam Ürün Maliyetini (Total Product Cost )
TSY	: Toplam Sermaye Yatırımları
V	: Vergiler
V <sub>LNG</sub>	: LNG için ödenen vergiler

# LNG PROSESİ İNCELEMESİ VE ÜÇ FARKLI LNG DEPOLAMA VE GAZLAŞTIRMA TESİSİ İÇİN MALİYET ANALİZİ DEĞERLENDİRMESİ

## ÖZET

Enerjiye duyulan gereksinim toplumların refah düzeylerindeki artışa ve teknolojik ilerlemelere bağlı olarak tüm dünyada her geçen gün önem kazanmaktadır. Enerji doğada farklı formlarda bulunmakta olup genel olarak, konvansiyonel enerji kaynakları ve alternatif enerji kaynakları olarak ikiye ayrılmaktadır. Konvansiyonel enerji kaynaklarından olan sıvılaştırılmış doğalgaz (LNG) her geçen gün dünya enerji pazarında önem kazanmakta olup yeni doğalgaz rezervlerinin bulunması ve gelişen teknolojiye bağlı olarak deniz aşırı ülkeler arasında LNG ticareti yaygınlaşmaktadır. 2011 yılı itibariyle dünyadaki LNG ticareti, toplam doğalgaz ticaretinin yaklaşık % 32'sini oluşturmaktadır. Dünyada halı hazırda 18 adet LNG ihracatçısı, 25 adet LNG ithalatçısı ülke bulunmakta olup en büyük LNG ihracatçısı ülke Katar, en büyük LNG ithalatçısı ülke ise Japonya'dır. LNG, doğalgaz formunda çıkarıldıktan sonra belli prosesler ile sıvılaştırılıp gemiler vasıtası ile LNG ithal terminallerine getirilip depolandıktan sonra tekrar gazlaştırılarak ana iletim hatlarına gönderilmektedir. Dünyada yaygın olarak klasik LNG ithal terminaleri bulunmakla beraber son yıllarda farklı tip LNG ithal tesisleri de kullanılmaya başlanmıştır. Bu çalışmada, LNG proses basamakları etraflıca ele alınarak safhalarıyla incelenmektedir. Maliyet analizi ana kalemleri ve tesis maliyet analizi parametreleri tanıttıldıktan sonra, klasik karada (onshore) LNG depolama ve gazlaştırma terminali, tuz oyuklarını depo olarak kullanan (offshore-onshore) tesis ve LNG gemisinden dönüştürülmüş denizde - enerji köprüsü (offshore) tesis olmak üzere üç farklı tip LNG ithal terminali maliyet mukayeseli ekonomik analizi yapılmaktadır. Söz konusu üç farklı depolama ve gazlaştırma tesisi için ilk yatırım maliyetleri, işletme maliyetleri ile LNG maliyetleri göz önüne alınarak ulaşılan toplam ürün maliyetleri belirlenmekte ve kendi aralarında kıyaslanmaktadır. Söz konusu mukayeseli maliyet analizi değerlendirmesi çerçevesinde tesislerin birbirlerine göre durumu yorumlanmaktadır.



## **ASSESSMENT OF LNG PROCESS AND COST EVALUATION FOR THREE DIFFERENT LNG STORAGE AND REGASIFICATION TERMINALS**

### **SUMMARY**

The need for energy is becoming one of the most important issues around the world day by day because of the technological advances and increasing in the levels of well-being of communities. Energy is available in different forms in nature and generally it is categorized as conventional energy sources and alternative energy sources. Liquefied natural gas (LNG) being one of the conventional energy source is gaining importance in the world energy market everyday by finding new natural gas reserves and developing the transportation and regasification of LNG technologies. According to 2011 data, the world's LNG trade is approximately consisting of 32% of the total natural gas trade. There are 18 LNG exporting countries and 25 LNG importing countries in the world currently and the largest exporter country is Qatar and the largest importer country is Japan. LNG is liquefied by the defined processes after exploration and transferred with some special vessels from liquefaction plant to LNG import terminals which LNG is stored and re-gasify before sending to the main pipeline. Although, there are conventional LNG import terminals used around the world widely, different type of LNG import facilities have been taking place in recent years. After explaining all LNG processes in detail, an economic analysis of three different import terminals are done by comparing fixed capital investments, operating costs, LNG costs and total product costs of these conventional LNG storage and regasification terminal(onshore), salt- cavern storage terminal(onshore) and converted from a LNG vessel (offshore) terminal in that thesis. According to the evaluation of the comparative cost estimation stated above, the situation of three different LNG terminals is analyzed.





## 1.GİRİŞ

Enerji; öz olarak, iş yapabilme kabiliyeti olarak tanımlanmaktadır (Url-7). Yaşayan ve hareketli her canlı veya mekanizma iş yapabilmek için enerjiye ihtiyaç duymaktadır. Canlılar için gerekli olan bu enerji fotosentez yolu ile veya yiyeceklerden temin edilmektedir. İnsanlar tarafından tasarlanan cansız sistemler ve makineler için ise, iş yapabilmek için gerekli enerji, çeşitli yakıt ve doğal enerji kaynaklarından temin edilmektedir.

Enerji, doğada birçok farklı formda bulunabilmektedir. Bu farklı formlar arasında; kimyasal enerji, mekanik enerji, termal enerji, nükleer enerji, manyetik enerji, elektrik enerjisi, elektromanyetik enerji, biyoenerji ve iç enerji olarak ifade edilebilir (Url-7).

Enerji bir formdan başka bir forma enerjinin korunumu yasasına uygun olarak dönüştürülebilmektedir. İnsanoğlu ilk olarak ateşi bularak moleküller arası bağlarda depolanan kimyasal enerjiyi maddeleri yakarak ısı enerjisine dönüştürmüştür. Diğer taraftan, bir termostat aldığı elektrik enerjisini ısı enerjisine, bir bisikletli kaslarındaki kimyasal enerjiyi pedallarda mekanik enerjiye dönüştürmektedir.

Bazen de enerji birden çok forma dönüştürülebilmektedir. Örneğin, nükleer güç üretimi düşünüldüğünde, nükleer yakıttaki atomlar parçalanarak, içerisindeki nükleer enerjinin salınımı ile ısı enerjisi oluşturulur. Bu ısı enerjisi suyun buharlaşmasında kullanılmasını takiben türbin-jeneratör sisteminde bir iletken etrafında oluşturduğu manyetik alan ile bir akım meydana getirir ki bu akım da en nihayetinde elektrik enerjisine dönüşmüş olur.

Enerji kaynakları genel olarak, konvansiyonel enerji kaynakları ve alternatif enerji kaynakları olarak ikiye ayrılabilir. Bu bağlamda, konvansiyonel enerji kaynakları olarak kömür, petrol ve doğal gaz gibi fosil yakıtlar ile uranyum ve toryum gibi nükleer yakıtlardan bahsedilebilir. Konvansiyonel enerji kaynaklarından enerji üretimi; emre amade olarak, isteğe bağlı ve sürekli olarak üretilebilmektedir. Alternatif enerji kaynakları olarak ise; güneş, su ve jeotermal potansiyel, rüzgâr,

biokütle, deniz dalgaları ve gelgit olayı, organik çöpler ve hidrojenden kimyasal yollarla enerji üretilmesi sayılabilir.

Güneş, rüzgâr, jeotermal, yağmur, gel-git gibi yenilenebilir enerji kaynakları, fosil yakıtlarla kıyaslandığında daha temiz enerji kaynakları oldukları görülmektedir. Bu kaynaklar sayesinde ülkelerin enerji bağımlılıkları düşmekte, istihdam yaratılmakta, daha çevreci enerji elde edilmekte ve doğa da tükenmemektedir. Diğer taraftan depolanamıyor olması ve sürekli kullanılamaması en büyük dezavantajları arasındadır. Yenilenebilir olmayan enerji kaynakları ise dünyada sınırlı bulunan ve bitki ve hayvan fosillerinin uzun yıllar boyunca toprak altında kalmasına bağlı olarak oluşan petrol, doğalgaz, kömür gibi kaynaklardır. Bu kaynaklar ucuz ve kullanımı oldukça kolaydır, ayrıca depolanabilirler ve bir formdan diğer bir forma kolaylıkla dönüştürülebilmektedirler. Diğer taraftan bu kaynaklar sınırlıdır ve yakılmaları sonucunda ortaya çıkan sera gazı salınımları nedeniyle küresel ısınma üzerinde önemli etkileri bulunmaktadır.

Enerjinin yukarıda bahsedilen farklı formlarındaki kullanımı; ülkelerin gelişmişlik düzeyleri, enerjiye duyulan ihtiyaçları ve bu kaynaklara erişilebilirliği yönünden değişiklik göstermektedir. Günümüzde, her ne kadarda yenilenebilir enerji kaynaklarına bir yönelim söz konusu olsa da halen konvansiyonel enerji kaynakları dünyada hayli yaygın kullanılmaktadır.

Dünyada nüfus artışı, sanayileşme, kentleşme olguları ve artan refah düzeyi, küreselleşme sonucu artan ticaret olanakları doğal kaynaklara ve enerjiye olan talebi giderek artırmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı (UEA) tahminlerine göre mevcut enerji politikaları ve enerji arzı tercihlerinin böyle devam etmesi durumunda dünya birincil enerji talebi 2007–2030 yılları arasında %40 oranında artacaktır (Url-1). Referans senaryoya göre yıllık ortalama %1,5 düzeyindeki talep artışıyla beraber dünya birincil enerji talebi 2007 yılındaki 12 milyar ton petrol eşdeğeri (tep) düzeyinden 2030 yılında 16,8 milyar tep düzeyine ulaşacaktır. Türkiye'nin 2011 yılında toplam birincil enerji tüketimi yaklaşık 114,5 milyon tep, üretimi ise 32,3 milyon tep olarak gerçekleşmiştir (Url-19). Enerji arzında % 32'lik pay ile doğalgaz ilk sırayı alırken, %27 ile petrol ikinci sırada yer almış bunu % 29 ile kömür ve %9 ile yenilenebilir enerji kaynakları takip etmiştir. Yine aynı referans senaryo baz

alınarak yapılan tahminlere göre birincil enerji tüketimimizin 2020 yılına kadar olan dönemde de yıllık ortalama %4 oranında artması beklenmektedir (Ur1-1). Görüldüğü üzere, enerji gereksinimi ve enerji kullanımı, ülkeler, bölgeler ve tüm dünya toplulukları için yadsınamaz önem taşımaktadır.

Bu Yüksek Lisans tezi çerçevesinde enerji gereksinimini karşılamak üzere önemli bir çözüm alternatifi olan ve doğal gaz arz güvenliği içinde düşünülebilecek bir seçenek olan LNG konusunun incelenmesi amaçlanmaktadır. Bu bağlamda, LNG prosesi; tüm safhaları ile incelenmeye çalışılacak, maliyet analizi üzerinde durulacak ve en çok kullanılan 3 farklı tip LNG depolama ve gazlaştırma tesisi için maliyet analizi uygulamasıyla mukayeseli değerlendirilmesi yapılmaya çalışılacaktır.



## **2. ENERJİ KAYNAKLARI ve LNG'NİN YERİ**

### **2.1.Elektrik Enerjisi üretimi ve Kullanılan Enerji Kaynakları**

#### **2.1.1 Dünya Elektrik Üretimi**

Dünyada elektrik üretimine bakıldığında 1970'li yıllarda 5000 TWh civarlarında olan üretiminin 2010 yılına gelindiğinde 20.000 TWh 'in üzerine çıktığı görülmektedir (OECD factbook,2011).OECD ülkelerindeki üretimin son yıllarda durağanlaştığı gözlemlenirken, özellikle Çin, Hindistan, Rusya, Brezilya, Endonezya ve Türkiye gibi sanayi atılımları yapan ülkelerde önemli oranda arttığı görülmektedir.

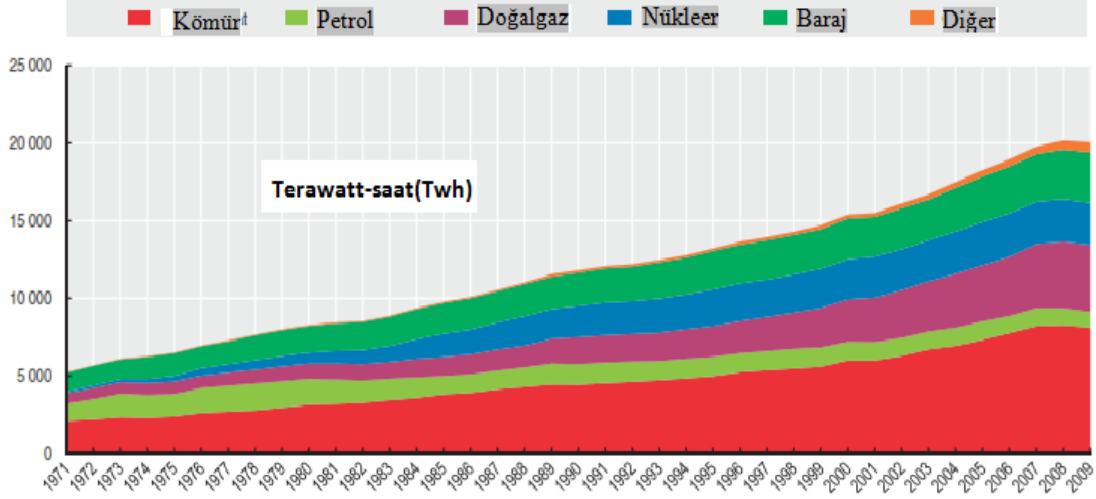
Çizelge 2.1'e bakıldığında 1970'li yıllarda dünya elektrik üretiminin yaklaşık %85'ini OECD ülkeleri yaparken, günümüzde bu oran %55'lere yakın gerçekleşmektedir. Bu da, yine özellikle Çin, Rusya, Hindistan gibi ülkelerin ekonomilerinin ne denli büyüdüğüne önemli bir kanıt teşkil etmektedir. Özellikle, OECD ülkelerinin 1970'li yıllardan 2000'li yıllara gelindiğinde elektrik üretiminde sanayiye bağlı olarak önemli atılımlar yaptıkları ve 2000 yılından sonra bu ivmeyi sürdüremedikleri görülmektedir. Öte yandan, Çin, Hindistan gibi ülkelerin ise 2000 yılından sonra önemli atılımlar gerçekleştirdikleri gözlenmektedir.

Enerji kaynaklarına göre elektrik üretimine genel olarak bakılmak istendiğinde 1971-2009 yılları arası değişimin Şekil 2.1'deki gibi olduğu gözlenmektedir. Şekil 2.1 incelendiğinde, dünya genelinde üretilen elektrik enerjisinin yaklaşık kırk yıl içinde takribi olarak dört katına çıktığı görülmektedir.

**Çizelge 2.1:** Yıllar itibari ile önemli Dünya ve OECD ülkelerindeki elektrik üretim miktarları -Terawatt-saat (TWh) (OECD factbook, 2011)

	1971	1990	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Avusturalya	53	154,3	203,6	209,9	224,3	227,4	226,3	236,3	245,2	247	250,8	257,1	260,9	256,2
Avusturya	28,2	49,3	59,7	59,9	60,9	60,4	57,7	61,5	63,6	61,7	62,2	64,1	65,6	67
Belçika	33,2	70,3	83,4	82,8	78,6	80,9	83,6	84,4	85,7	84,3	87,5	83,6	89,8	95,1
Kanada	221,8	482	578,9	605,6	589,8	601,2	589,5	599,9	626	615,9	642	640,9	603,1	598
Şili	8,5	18,4	38,4	40,1	42,5	43,7	46,8	51,2	52,5	55,3	58,5	59,7	60,7	62,5
Çek Cumhuriyeti	36,4	62,3	64,2	72,9	74,2	76	82,8	83,8	81,9	83,7	87,8	83,2	81,7	85,3
Danimarka	18,6	26	38,9	36,1	37,7	39,3	46,2	40,4	36,2	45,6	39,3	36,6	36,4	38,6
Estonya	..	17,4	8,3	8,5	8,5	8,6	10,2	10,3	10,2	9,7	12,2	10,6	8,8	13
Finlandiya	21,7	54,4	69,5	70	74,5	74,9	84,2	85,8	70,6	82,3	81,2	77,4	72,1	80,4
Fransa	155,8	417,2	521,3	536,1	545,7	553,9	561,8	569,1	571,5	569,3	564,4	569,5	537,4	567,6
Almanya	327,2	547,7	552,5	572,3	581,9	582	601,5	608,5	613,4	629,4	629,5	631,2	586,4	614,1
Yunanistan	11,6	34,8	49,4	53,4	53,1	53,9	57,9	58,8	59,4	60,2	62,7	62,9	61,1	60,8
Macaristan	15	28,4	37,8	35,2	36,4	36,2	34,1	33,7	35,8	35,9	40	40	35,9	37,4
İzlanda	1,6	4,5	7,2	7,7	8	8,4	8,5	8,6	8,7	9,9	12	16,5	16,8	17,1
İrlanda	6,3	14,2	21,8	23,7	24,6	24,8	24,9	25,2	25,6	27,1	27,9	29,9	27,9	28,3
İsrail	7,6	20,9	39,2	42,7	44	45,5	47	47,3	48,6	50,6	53,8	57	55	57,2
İtalya	123,9	213,1	259,3	269,9	271,9	277,5	286,3	295,8	296,8	307,7	308,2	313,5	288,3	295
Japonya	382,9	835,5	1028,1	1049	1030,3	1049	1038,4	1068,3	1089,9	1094,8	1125,5	1075,5	1041	1071,3
Kore	10,5	105,4	235,6	288,5	309,1	329,8	343,2	366,6	387,9	402,3	425,9	443,9	451,7	478
Lüksemburg	1,3	0,6	0,4	0,4	0,9	2,8	2,8	3,4	3,3	3,5	3,2	2,7	3,2	3,2
Meksika	31	115,8	190	204,2	211,9	215,9	213,7	232,6	243,8	249,5	257,2	261,9	261	268,4
Hollanda	44,9	71,9	86,7	89,6	93,7	95,9	96,8	102,4	100,2	98,4	105,2	107,6	113,5	114,7

Yeni Zelenda	15,5	32,3	37,8	39,2	39,9	40,7	40,8	42,5	43	43,6	43,8	43,9	43,5	44,8
Norveç	63,5	121,6	122,3	139,6	119,2	130,3	106,8	110,2	137,2	121,2	136,1	141,2	132	124,1
Polonya	69,5	134,4	140	143,2	143,7	142,5	150	152,6	155,4	160,8	158,8	154,7	151,1	157
Portekiz	7,9	28,4	42,9	43,4	46,2	45,7	46,5	44,8	46,2	48,6	46,9	45,5	49,5	52,7
Slovakya	10,9	25,5	28,1	30,8	31,9	32,2	31	30,5	31,4	31,3	27,9	28,8	25,9	27,3
Slovenya	..	12,4	13,3	13,6	14,5	14,6	13,8	15,3	15,1	15,1	15	16,4	16,4	16,2
İspanya	61,6	151,2	205,9	222,2	233,2	241,6	257,9	277,2	288,9	295,5	301,8	311,1	291	295,3
İsveç	66,5	146	154,8	145,2	161,6	146,7	135,4	151,7	158,4	143,3	148,8	149,9	136,6	152,8
İsviçre	31,2	55	68,7	66,1	71,1	65,5	65,4	63,9	57,8	62,1	66,4	67	66,7	66,6
Türkiye	9,8	57,5	116,4	124,9	122,7	129,4	140,6	150,7	162	176,3	191,6	198,4	194,8	211,2
İngiltere	255,8	317,8	365,3	374,4	382,4	384,6	395,5	391,3	395,4	393,4	393	384,6	372	378,1
A.B.D	1703,4	3202,8	3873,6	4025,9	3838,8	4026,4	4054,6	4148,1	4268,9	4275	4323,9	4343	4165,4	4337,1
EU27 Toplam	..	2567,8	2914,3	2996,7	3077,5	3099	3187,5	3254,2	3274,5	3318,9	3333,4	3339,4	3178,3	..
OECD Toplam	3836,9	7629,3	9343,3	9726,9	9607,5	9888	9982,6	10252,7	10516,6	10590,3	10790,9	10809,8	10403,1	10772,2
Brezilya	51,6	222,8	334,7	349,2	328,2	346	365,3	387,9	403,4	419,9	445,8	463,4	466,5	..
Çin	138,4	621,2	1239,8	1356,2	1472,4	1641,4	1908,5	2201	2499,7	2864,3	3276,3	3458,8	3695,9	..
Hindistan	66,4	289,4	536,6	561,2	579,9	597,3	634	666,6	698,2	753,2	813,9	843,3	899,4	..
Endonezya	1,8	32,7	85,8	93,4	101,4	108,3	114,1	121,3	127,8	132,7	140,9	148,4	155,5	..
Rusya	..	1082,2	845,3	876,5	889,3	889,3	914,3	929,9	951,2	993,9	1013,4	1038,4	990	..
Güney Afrika	54,6	165,4	200,4	207,8	208,2	215,7	231,2	240,9	242,1	250,9	260,5	255,5	246,8	..
<b>Dünya</b>	<b>5245</b>	<b>11819</b>	<b>14708,1</b>	<b>15403,4</b>	<b>15511,9</b>	<b>16114,5</b>	<b>16701,2</b>	<b>17490,9</b>	<b>18256,4</b>	<b>18960,6</b>	<b>19801,7</b>	<b>20164</b>	<b>20052,8</b>	..

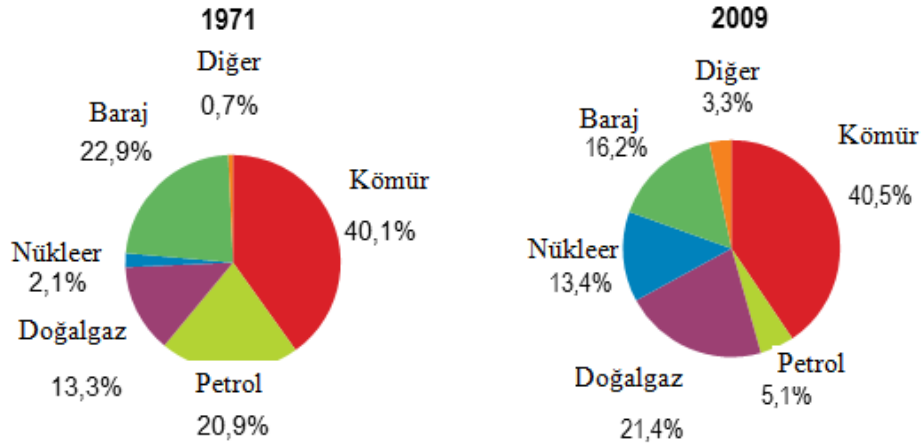


**Şekil 2.1:** Yıllar itibari ile Dünya elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı (OECD factbook,2011)

Elektrik üretiminde kullanılan kaynaklar göz önünde bulundurulduğunda Şekil 2.2’de görüldüğü üzere, 1970’li yıllarda elektrik üretiminin %40’ı kömüre dayalıken günümüzde bu oranın çokta değişmediği ve kömüre dayalı termik üretiminin önemini koruyacağı söylenebilir. Ancak, çevreyi korumaya yönelik maliyetli yatırımların olacağı da göz önünde tutulmalıdır.

Ayrıca, yine Şekil 2.2’den, petrole dayalı üretimin yüzdelerinde payının azaldığı ve doğalgazın payının ise arttığı görülmektedir. Bunda; rezerv ömrünün petrole kıyasla daha fazla olması, üretim ve naklinin daha kolay olması, petrole nazaran arz güvenliği açısından daha güvenilir olması doğalgazın gittikçe daha fazla tercih edilme sebepleri arasında gösterilebilir. Diğer taraftan, nükleer enerji kullanımında ciddi bir artış olduğu görülmektedir. 1970’li yıllarda toplam elektrik üretimindeki payı % 2’lerde iken günümüzde %16 seviyelerine gelmiştir. Bununla beraber, reaktör güvenliği, atıkların korunması ve saklanması, santrallerin devreden çıkarılması nükleer enerjinin önemli sorunlarıdır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji tüketimindeki payı artmakla birlikte, hidrolik dışındaki diğer kaynakların 2030’lu yıllarda payının %5’i geçmeyeceği tahmin edilmektedir (Keskin ve Ertuğrul, 2009).

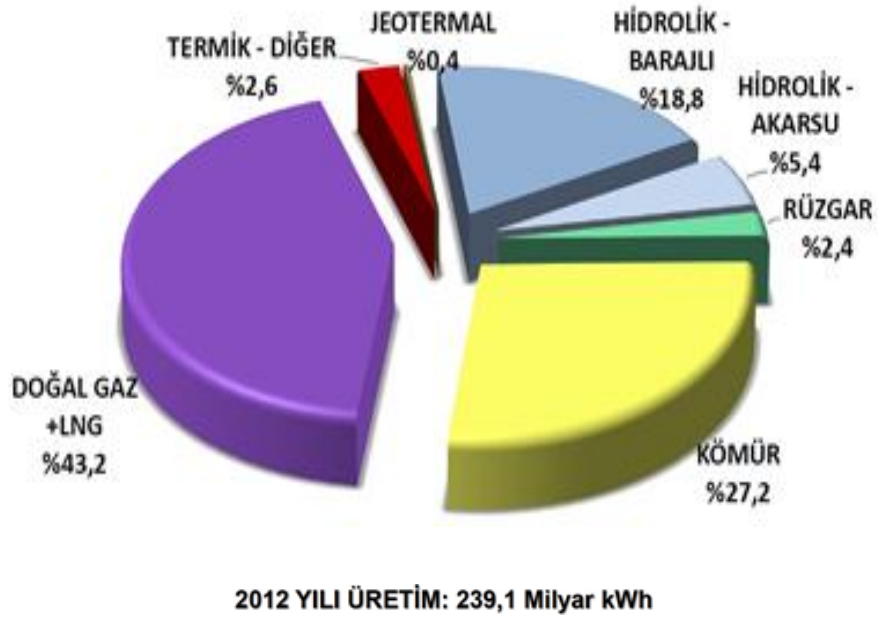




**Şekil 2.2:** Dünya elektrik üretiminde kullanılan kaynakların 1971 yılı ile 2009 yılı arasındaki mukayesesi (OECD factbook,2011)

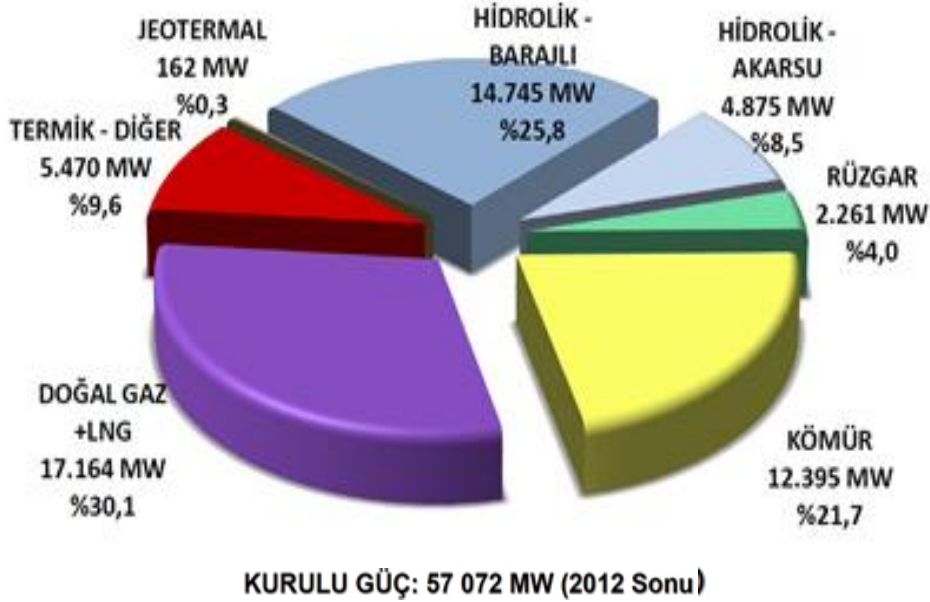
### 2.1.2 Türkiye Elektrik Piyasası

Son yıllardaki sanayi atılımları ve refah düzeyindeki artışa paralel olarak Türkiye’de elektrik üretim ve tüketim oranlarında ciddi bir yükseliş görülmekte olup bu oran %7-8 civarındadır. 2002 yılında 129,4 milyar kwh olarak gerçekleşirken Türkiye elektrik tüketimi (Yıldız, 2011), Şekil 2.3’te görüldüğü üzere 2012 yılına gelindiğinde 239,1 milyar kwh olarak gerçekleşmiştir.



**Şekil 2.3:** 2012 yılı Türkiye toplam elektrik üretimi (Url-20)

Yükselme oranının önümüzdeki yıllarda da % 6,7 – 7,5 olarak gerçekleşmesi öngörülmektedir (Url-2). Son yıllar baz alındığında, anlık talep edilen en yüksek elektrik enerjisinin (puant) 2009 yılında 29.870 MW iken 2010 yılında 33.932 MW'a yükseldiğini ve 2011 yılı ekim ayı sonu itibariyle 36.122 MW'a çıktığı görülmektedir.



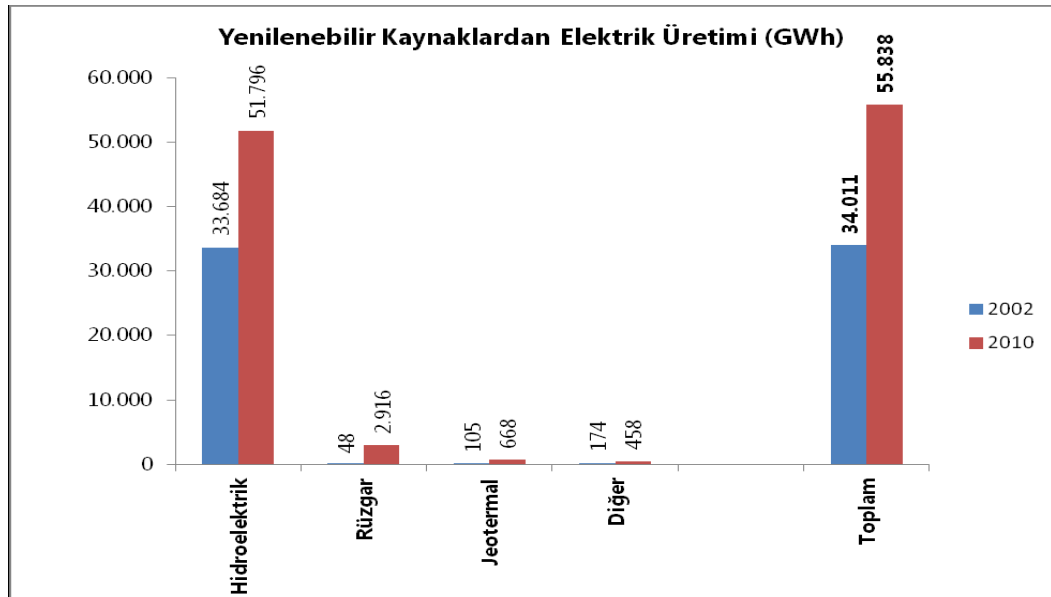
**Şekil 2.4:** 2012 yılı sonu itibariyle kaynaklarına göre Türkiye'nin toplam kurulu gücü (Url-20)

Öte yandan, 2002 yılında 31.846 MW olan Türkiye'nin kurulu gücü (Yıldız, 2011), Şekil 2.4'te görüldüğü üzere 2012 yılı sonu itibariyle 57.072 MW'a çıkmıştır. Şekil 2.5'te coğrafik dağılımı verilen Türkiyede üretim yapan elektrik santrali sayısı 2002 yılından 2011 yılına gelindiğinde 300'den 632'ye yükselmiş bulunmaktadır (Yıldız, 2011). 2012 yılında, EPDK tarafından inşası devam eden santrallerle beraber lisans verilen işletme sayısı 1360 adet olarak ilan edilmiştir (Url-2).



**Şekil 2.5:** Türkiye elektrik üretim santralleri sayısı ve yoğunlaştığı bölgeler (Yıldız, 2011)

Şekil 2.6'ya bakıldığında ise, 2002 yılında yenilenebilir kaynaklardan üretilen elektrik miktarı 34.011 GWh iken 2010 yılına gelindiğinde 55.838 GWh'e çıktığı görülmektedir.



**Şekil 2.6:** Türkiye'de yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi (Yıldız, 2011)

Çizelge 2.2'de Türkiye de kurulu gücün üretici kuruluşlara dağılımına bakıldığında EÜAŞ'ın ilk sırada olduğunu görmekteyiz. Bunu serbest üretim şirketleri ve yap-ışlet modeli ile çalışan firmalar takip etmektedir.

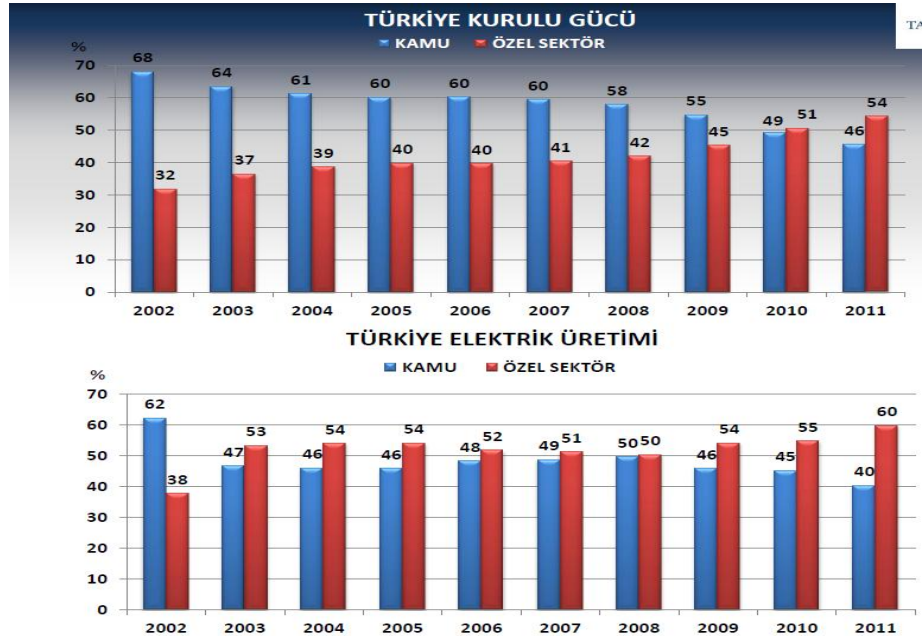
**Çizelge 2.2 : Türkiye’de kurulu gücün üretici kuruluşlara göre dağılımı (ETKB, 2012)**

TÜRKİYE KURULU GÜCÜNÜN ÜRETİCİ KURULUŞLARA GÖRE DAĞILIMI (MW)											
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 NİSAN SONU
EÜAŞ	17.774,3	17.959,3	17.955,6	18.750,6	19.881,9	20.041,2	20.146,8	20.368,8	20.368,8	20.280,4	20.337,9
EÜAŞ'IN BAĞLI ORTAKLIKLARI	3.284,0	2.154,0	2.154,0	2.154,0	3.834,0	3.834,0	3.834,0	3.834,0	3.834,0	3.870,0	3.870,0
MOBİL SANTRALLAR	622,5	795,5	780,2	749,7	724,9	262,7	262,7	262,7	262,7	-	-
YAP-İŞLET	2.310,0	5.303,8	6.101,8	6.101,8	6.101,8	6.101,8	6.101,8	6.101,8	6.101,8	6.101,8	6.101,8
YAP- İŞLET-DEVRET	2.349,0	2.349,0	2.349,0	2.449,0	2.449,0	2.449,0	2.449,0	2.439,4	2.439,4	2.419,8	2.419,8
OTOPRODÜKTÖRLER	3.735,6	4.541,8	4.418,3	4.038,6	3.716,9	3.734,6	3.533,2	3.055,9	3.143,1	3.018,7	3.128,8
SERBEST ÜRETİM ŞİRKETİ	-	153,6	734,9	2.246,1	3.143,2	3.621,0	4.839,6	8.048,5	12.724,2	16.472,7	17.336,7
İŞLETME HAKKI DEVİR	650,1	650,1	650,1	650,1	650,1	650,1	650,1	650,1	650,1	747,7	747,7
ÖZELL. KAPSAMINA ALINAN SANT.	-	1.680,0	1.680,0	1.680,0	-	-	-	-	-	-	-
ANKARA DOĞAL ELEKTRİK (ADÜAŞ)	-	-	-	-	-	141,3	-	-	-	-	-
AYRICALIKLI ŞİRKETLER	1.120,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOPLAM</b>	<b>31.845,8</b>	<b>35.587,0</b>	<b>36.824,0</b>	<b>38.819,9</b>	<b>40.501,8</b>	<b>40.835,7</b>	<b>41.817,2</b>	<b>44.761,2</b>	<b>49.524,1</b>	<b>52.911,1</b>	<b>53.942,6</b>

2002 yılında Türkiye de kurulu gücün %68’i kamuda iken bu oran 2011 yılında %46 ya gerilemiştir. Türkiye’nin son yıllarda farklı enerji açılımlarından bahsedilebilmektedir (Tuğrul, 2009).

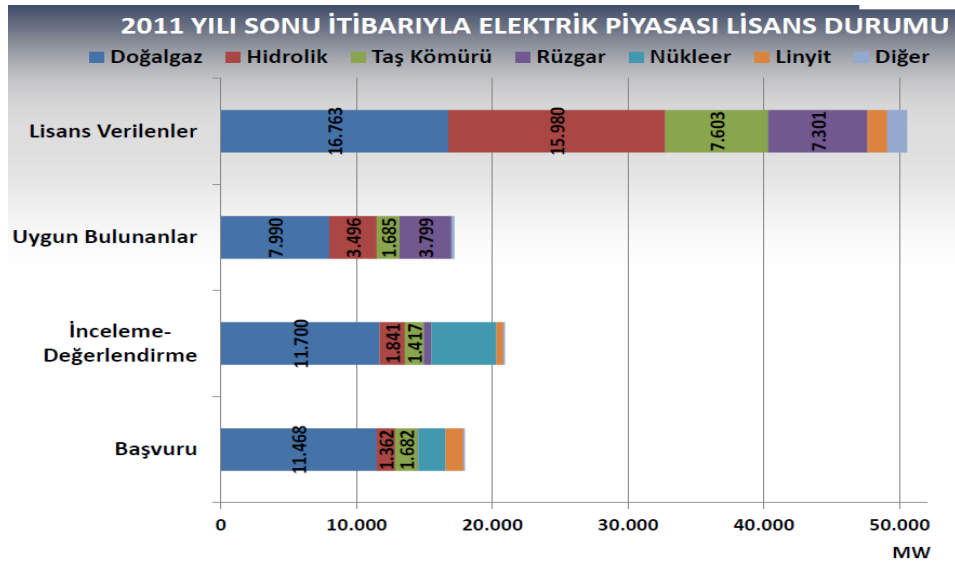
Kamu desteklerinin artması ve özel sektördeki rekabet sayesinde özel sektör yatırımları her geçen gün artmaktadır. 4628 sayılı kanun ile özel sektör enerji yatırımlarının önü açılmış, elektrik sektöründe rekabeti esas alan şeffaf bir piyasanın oluşturulması ve bu suretle yatırım ortamının geliştirilmesi amaçlanmıştır. Bunu takiben 2002–2009 yılları arasında Türkiye elektrik üretimi kurulu güç kapasitesi 31.850 MW tan 44.600 MW a yükselmiştir. Bu yıllar arasında artan 12.850 MW artış kapasitesinin 7000 MW’ı özel sektör yatırımları sayesinde olmuştur (Url-2).

Şekil 2.7’e bakıldığında 2002 yılından günümüze gelindikçe kurulu güçte her geçen yıl özel sektörün payının arttığı buna karşılık kamu sektörüne ait payın ise azaldığı görülmektedir.



Şekil 2.7: Türkiye kurulu gücün kamu ve özel sektör dağılımı (ETKB, 2012)

Şekil 2.8 incelendiğinde üretimin büyük bölümünün doğalgaz santrallerinde gerçekleştiği anlaşılmaktadır. 2009 yılında elektrik üretiminin %48,6'sı doğal gazdan, %28,3'ü kömürden, %18,5'i hidrolikten, %3,4'ü sıvı yakıtlardan ve %1,1'i yenilenebilir kaynaklardan elde edildiği görülmektedir.



Şekil 2.8: 2011 yılı sonu itibariyle elektrik piyasası lisans durumu (ETKB,2012)

### 2.1.3 Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Kapasite Projeksiyonu

TEİAŞ'ın Üretim Kapasite Projeksiyonu (2009-2018) incelendiğinde mevcut tesislerin yanı sıra EPDK'dan lisans almış gerek inşa aşamasında gerekse de inşaatına başlanacak santrallerinde üretime geçeceği varsayımı ile 2016 yılında kurulu gücün 56.382 MW'a ulaşması beklenmekteydi ancak 2013 yılı mayıs ayına gelindiğinde 58.000 MW'ın üzerine çıkıldığı görülmektedir.

### 2.1.4 Türkiye'de Enerji ve Elektrik Üretim Sektörünün Görünümü

Türkiye, Çizelge 2.3'de de görüldüğü gibi 74 milyon nüfusa ulaşmış ve kişi başına düşen enerji tüketimi bir önceki yıla oranla %1.3 artışla 1482 kep, elektrik tüketimini ise %8.56 artışla 2347 kWh'e ulaşmış her geçen gün büyüyen bir ülkedir (ETKB, 2011).

**Çizelge 2.3:** Yıllara göre kişi başına enerji ve elektrik tüketimi (EPDK, 2012)

	2008	2009	2010	2009-2010 (değişim)
Nüfus	71 000 000	73 000 000	74 000 000	+ % 1.37
Enerji tüketimi	1496 kep	1463 kep	1482 kep	+ % 1.30
Elektrik tüketimi (net)	2278 kWh	2162 kWh	2347 kWh	+ % 8.56
Elektrik tüketimi (brüt)	2791 kWh	2685 kWh	2865 kWh	+ % 6.70

Son 10 yılda Türkiye elektrik ve doğal gaz tüketim artış oranları bakımından Avrupa'da ilk, dünyada ise Çin'den sonra ikinci sırayı almaktadır (Eurostat, 2011).

Türkiye'de 2010 yılında enerji arzında 109,27 tep ile 2009 yılına nazaran yaklaşık %3'lük bir artış göstermiştir. Enerji arzının 2015 yılında 170 milyon tep, 2020 yılında ise 222 milyon tep düzeyine ulaşacağı tahmin edilmektedir (ETKB mavi kitap, 2011).2011 yılında elektrik tüketimi bir önceki yıla (210,4 milyar kW-saat) göre %8.98 artarak 229,3 milyar kW-saat, elektrik üretimi ise bir önceki yıla göre (211,21 milyar kW-saat) %8.14 artarak 228,41 milyar kW-saat olarak gerçekleşmiştir (TEİAŞ, 2012).Yapılan tahminlere göre 2020 yılında Türkiye elektrik talebi 398,16 -433,9 milyar kW-saat aralığına ulaşacaktır (TEİAŞ, 2010).

Türkiye enerji kaynakları bakımından dışa bağımlı bir ülke olup 2010 yılında petrolün %93'ünü, doğalgazın %98'ini, taş kömüründe %90'ını ve toplam enerji arzının %72,9'luk bölümünü ithal etmiş bulunmaktadır (ETKB, 2011).

2010 yılında ithal edilen doğalgazın yaklaşık %46'sı Rusya (2009'da %51), %24'ü İran (2008'de %16), %14'ü Azerbaycan (2009'da %15), %12'si Cezayir (2008'de %14) ve %4'ü de Nijerya'dan (2009'da %3) temin edilmektedir. Ek-2'de LNG ve doğalgaz ithalatı yapılan yukarıda bahsi geçen ülkelerin ve boru hatlarının haritası verilmektedir. İthal edilen doğalgazın %56,5'i elektrik üretiminde (2009'da %52,9), %21,4'ü konutlarda (2009'de %25,4), %20,1'i ise sanayide (2009'da %19,5) kullanılmaktadır (GIIGNL,2009).

Türkiye enerjide dışa bağımlılığını azaltmak ve her geçen gün artan enerji talebini karşılamak için 2023 yılına kadar toplam kurulu gücün %20'sini nükleer santrallerden karşılamayı düşünmektedir. 18 Mayıs 2009 tarihli Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi'ne göre 2023 yılına kadar elektrik üretiminde öncelikle tüm yerli kömürün ve hidrolik potansiyelin kullanılması, rüzgâr kurulu gücünün 20,000 MW'a, jeotermal kurulu gücünün 600 MW'a çıkarılması hedeflenmektedir. Yine elektrik üretiminde, doğal gazın payının %30'un altına indirilmesi, nükleer payının ise %5'e çıkarılması hedeflenmektedir (EÜAŞ, 2011).

Kaynaklar açısından bakıldığında, 2011 yılı itibariyle (*yaklaşık rakamlarla*), toplam elektrik üretiminin %44,7'si doğalgazdan, %22,8'i hidrolik kaynaklardan, %18,2'si yerli kömürden, %10'u ithal kömürden, %1,7'si sıvı yakıtlardan, %2,1'i rüzgârdan ve %0,5'i jeotermal ve biyogazdan sağlanmış olduğu ifade edilmektedir (EPDK,2012). 2010 yılı ile kıyaslandığında özellikle ithal kömür ve rüzgârdan elektrik üretme oranları artarken, hidrolik, sıvı yakıtlar (LPG, Nafta, Fuel-oil) ve doğalgazın payı azalmıştır. EÜAŞ'ın bu üretimde 2009 yılında sahip olduğu pay, %46,1'den, 2010 yılında %45,2'ye, 2011 yılında ise %40,4'e düşerken, geri kalan %59,6'lık üretim ise özel sektör tarafından karşılanmaktadır (EÜAŞ, 2011).

Rusya ile yapılan anlaşma doğrultusunda Mersin-Akkuyu'da toplam 4,800 MW gücünde VVER-1200 tipi dört ünitelik bir nükleer santralin kurulum çalışmalarına başlanmıştır. Ayrıca yine Sinop'a kurulması planlanan ikinci nükleer santral grubu

için Güney Kore ve Japonya ile müzakereler yürütülmüş ancak henüz bir netice alınmamıştır.

## **2.2. Enerji Santrallerinin Genel Tanıtımı ve Sınıflandırılması**

Enerji santralleri enerji üreten tesisler olup farklı tipleri bulunmaktadır. Sadece ısı üretimi amaçlı enerji santralleri bulursa da önemli enerji santralleri elektrik üreten santrallerdir.

### **2.2.1 Enerji (Elektrik) Santrali**

Termik, rüzgâr, jeotermik, hidrolik, nükleer gibi doğada mevcut bulunan potansiyel enerji kaynaklarını kullanan, motorların çalıştırdığı alternatörlerle elektrik üreten sistemlere “Elektrik Santralleri” adı verilmektedir. Dolayısıyla tüm elektrik santralleri bir enerji kaynağı, bir motor, bir alternatör ve bir transformatör merkezinden oluşmaktadır. Transformatör, alternatörün ürettiği akımın gerilimini, ulusal veya uluslararası genel bağlantı şebekesinin fiderlerini beslemek üzere uygun bir değere yükseltir. Elektrik santral tipinin seçimi; kilowatt/saatin maliyetini belirleyen ilk yatırıma, işletme ve bakım masraflarına ve ülkelerin stratejik beklentilerine bağlı olmaktadır.

Enerji santralleri kurulurken en önemli kriterlerden bir tanesi enerjinin sürekliliği ve ekonomik olup olmadığıdır. Bu bağlamda, kısaca “emre amadelik” kriteri, elektrik santrallerinin tercihinde önemli rol oynamaktadır.

Kurulacak olan bir termik santralin kuruluş maliyeti bir hidroelektrik santrale nazaran daha ucuz olmasına rağmen işletme maliyetleri açısından oldukça fazladır. Diğer taraftan bir nükleer santralin ilk kuruluş maliyeti hidroelektrik santralle paralel olmasına rağmen işletme ve bakım maliyetleri açısından bir termik santralle paralellik göstermektedir. Ancak nükleer santraller stratejik önemleri nedeniyle tercih edilmektedir. Diğer taraftan diğer enerji kaynaklarının ( petrol, kömür... v.b ) ileriki yıllarda tükeneceğinin öngörülmesi ve HES yapacak alanların kalmayacağı düşüncesi de nükleer santrallerin tercih edilme sebepleri arasında gösterilmektedir .

### **2.2.2 Enerji (Elektrik) Santral Türleri**

Enerji santralleri genel olarak üç sınıfa ayrılabilir. Bunlar;



- Termik santraller ( kömür, doğalgaz, petrol türevleri... )
- Yenilenebilir Enerji Santralleri ( HES, RES, JES, güneş, biokütle, dalga, hidrojen..)
- Nükleer Enerji Santralleri

### **2.2.2.1 Termik Santraller**

Bu santrallerde genellikle fosil yakıtlar (kömür, doğalgaz vb.) kaynak olarak kullanılmaktadır. Dolayısıyla, termik santraller, termodinamik yasalar kullanılarak yanma sonucu açığa çıkan ısı enerjisinin buhar türbinlerinde kullanılarak termik makinelerde güç üreten sistemlerdir.

Bu santrallerde; ocağın iç kısımlarında yanma reaksiyonu sonucu açığa çıkan ısı, etrafında dolanan suyu ısıtarak sıcak ve basınçlı buhar üretir ve bu buhar elektrik akımı üreten alternatörlere bağlı türbinleri çalıştırmaktadır. Isının bir kısmı ise dışarı atılmaktadır. Soğutma suyunun çevreye verilmesi ile kıyı ve ırmak sularının sıcaklığı birkaç derece artabilmektedir.

Bütün fosil yakıtlar azot ve kükürt içermektedir ve bu maddeler yanma sonrasında oksitler halinde atmosfere karışmaktadır. Çevre uzmanlarına göre, gaz atıklar, ormanlar için son derece zararlı olan asit yağmurlarının en önemli nedenidir. Ancak dünyada, halen bu tip santraller birçok ülkede ciddi oranda enerji açığını kapatmak için kullanılmaktadır.

#### **2.2.2.1.1 Termik Santralin Çalışma Yöntemi**

Elektrik enerjisine dönüştürülecek olan termik enerjiyi üretmek için, yakıt bir buhar kazanında yakılmaktadır. Buhar kazanı, bir ocak ile bir boru demetinden oluşur; boruların içinde dolanan su, burada ısıtılır ve buhar haline geldikten sonra türbinlere gönderilmektedir. Eğer yakıt olarak kömür kullanılıyorsa, bu kömür önce öğütülüp toz haline getirilmekte, sonra sıcak havayla karıştırılmakta ve brülörle buhar kazanının yanma odasına püskürtülmektedir. Eğer sıvı yakıt kullanılıyorsa, bu sıvı yakıt önce akışkanlığının artması için ısıtılmakta ve bundan sonra kullanılmaktadır. Yakıt kullanılarak elde edilen ısı enerjisi kazanda kinetik enerjiye çevrilmiş olmaktadır. Buradan türbine iletilen enerji, mekanik enerjiye dönüşmektedir. Son olarak, alternatöre gelen mekanik enerji burada elektrik enerjisine dönüştürülmektedir.

## 2.2.2.2 Yenilenebilir Enerji santralleri

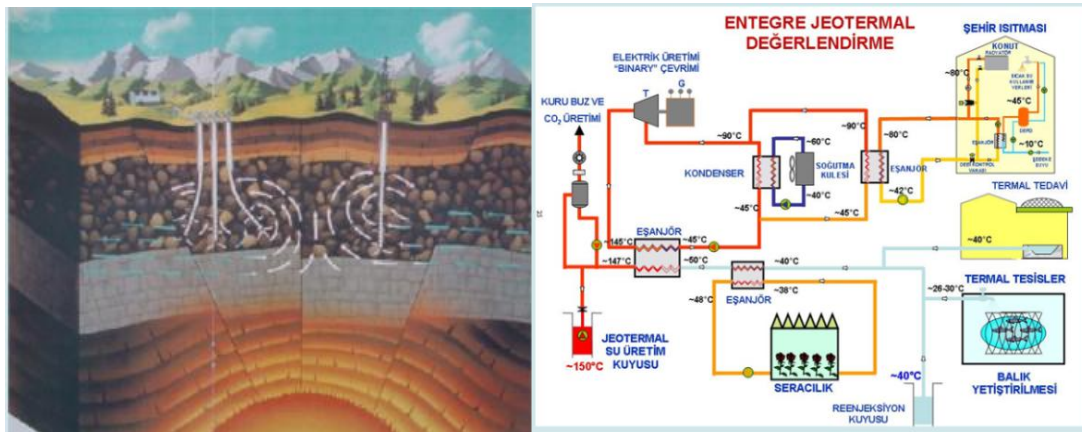
### 2.2.2.2.1 Rüzgâr Enerjisi Santralleri (RES)

Rüzgâr santralleri, rüzgâr enerjisinden yararlanılarak elektrik üretilen sistemlerdir. Rüzgâr hızının genellikle 6 m/s den büyük olduğu zamanlarda bu santraller verimli olarak kullanılabilir ve sadece rüzgârın olduğu dönemlerde elektrik üretebilmektedir.

Üretilen enerji, bu santrallerde rüzgâr hızının küpüyle orantılıdır. Maliyet olarak her ne kadarda yüksek olsalar da yerleşim yerlerine uzak olan bölgelerin elektrik ihtiyaçlarının karşılanması için (örneğin; adalarda) oldukça uygun bir yöntem olarak nitelenmektedir.

### 2.2.2.2.2 Jeotermal Enerji Santraller (JES)

Yeraltı sularının ısı enerjisinden yararlanılarak elektrik üretilen santrallerdir. Magmaya yakın bölgelerde bulunan yer altı sularının yüksek sıcaklıklarda bulunmasından dolayı ihtiva ettiği ısı enerjisinin doğrudan veya dolaylı olarak faydalandığı sistemlerdir. Jeotermal kaynaklar, Şekil 2.9’da görüldüğü gibi elektrik enerjisi üretiminde, endüstriyel amaçlı kullanımda, kaplıca amaçlı kullanımda, merkezi ısıtma-soğutma ve sera ısıtmasında kullanılabilir.



Şekil 2.9: Jeotermal kaynakların kullanım alanları (Url-8)

### **2.2.2.2.3 Güneş Enerjisi Santrali (GES)**

Güneş enerjisi, esas itibariyle güneşin çekirdeğinde meydana gelen füzyon reaksiyonu ile açığa çıkan ışıma enerjisidir. Burada, füzyon sonucu, güneşteki hidrojen gazının helyuma dönüşmesi ile açığa çıkan enerjinin kullanılması esasına dayanmaktadır.

Dünya atmosferinin dışında güneş enerjisinin şiddeti yaklaşık  $1370 \text{ W/m}^2$  değerindedir. Ancak, yeryüzünde  $0-1100 \text{ W/m}^2$  değerleri arasında değişim göstermektedir. Bu enerjinin, dünyaya gelen küçük bir bölümü dahi, insanlığın mevcut enerji tüketiminden kat kat fazladır. Güneş enerjisinden yararlanma konusundaki çalışmalar, özellikle 1970'lerden sonra hız kazanmış bulunmaktadır. Güneş enerjisi sistemleri teknolojik olarak ilerleme ve maliyet bakımından düşme göstermiş, güneş enerjisi çevresel olarak temiz bir enerji kaynağı olarak kendini kabul ettirmiştir. Günümüzde geliştirilen foto-voltaik güç panelleri ile güneş enerjisinden yararlanılarak elektrik üretimi yaygınlaşmaktadır.

### **2.2.2.2.4 Hidroelektrik Santraller (HES)**

Hidroelektrik santral, yüksek bir noktadan düşen hareket halindeki suyun kinetik enerjisinden yararlanılarak elektrik enerjisinin üretildiği elektrik santrali türüdür. Biriktirmeli veya biriktirmesiz tip hidroelektrik santralleri mevcut olup biriktirmeli tip santraller suyun belli bir alanda depolanması ve yükselti farkından yararlanılarak suyun yüksek hızlarda cebri borular vasıtasıyla uygun türbinlere gönderilerek elektrik üretmesi esasına dayanmaktadır. Biriktirmesiz tip santraller ise, genellikle akarsular üzerine kurularak akışkan debisinin türbinleri çevirmesi ile elektrik üretimi esasına dayanmaktadır.

Elektrik enerjisinin değeri, geceleri gündüze, pazar günleri iş gününe oranla daha düşüktür. Hidroelektrik bir tesisin değeri, yalnız üretilen enerji miktarına değil, bu enerjinin kalitesine, yani zaman içindeki dağılımına da bağlıdır. Mesela biriktirmeli tip santrallerde, işletme koşulları el verdiği sürece elektrik üretilebilirken, biriktirmesiz tip santraller yıl içi su akış rejimine bağlı olduğundan uzun süreli kullanılamayabilmektedirler.

Hidroelektrik santrallerin kurulacağı yerin seçiminde coğrafik koşulların önemi büyük olmaktadır. Bazen bu santrallerin kuruldukları yerler nihai kullanıcıya çok uzakta olabilmektedir. Bu durumda, enerji nakli yüzünden maliyet artmaktadır. Hidrolik santrallarda, genellikle tüm hallerde kuruluş masrafları, termik santrallere oranla daha yüksek olmaktadır. Buna karşılık, hidroelektrik santralin yakıt tüketimi bulunmadığından, işletme ve bakım masrafları, termik santralden hayli azdır. Hidroelektrik bir tesisin, işletme ekonomisi kuruluş masraflarını karşılarsa elverişli şartlara sahip olduğu düşünülmektedir.

#### **2.2.2.2.5 Biyoenerji Santralleri ( BES )**

Biyoenerji santralleri, bitkisel ve hayvansal atıkların anaerobik bakterilerce oksijensiz ortamda bozunması ile oluşan biyogaz'ın yakılmasıyla elektrik üreten tesislerdir. Biyogaz %50-60 oranında metan ( $CH_4$ ) , %40-50 oranında karbondioksit ( $CO_2$ ) , %0-2 oranında hidrojen sülfür ( $H_2S$ ) ile az miktarda azot ( $N_2$ ) ve hidrojen ( $H_2$ ) içermektedir. Her geçen gün dünyada önemi artmakta olup, hem çevreye zararlı olabilecek atıkların bertaraf edilmesi ve hem de enerji üretilebilir olmasından dolayı tercih edilmektedir.

#### **2.2.2.3 Nükleer Enerji Santrali (NES)**

Nükleer reaktörler, fisyon yapabilen maddeleri yakıt olarak kullanarak elektrik enerjisi üreten tesislerdir. Reaktörün kalbinde fisyon reaksiyonu sonucu elde edilen ısı enerjisi, soğutma sistemleri yardımıyla kızgın buhar haline dönüştükten sonra elektrik jeneratörüne bağlı olan buhar türbinine gönderilmektedir. Su buharı, türbin mili üzerinde bulunan türbin kanatları üzerinden geçerken türbin milini döndürmekte ve bu mekanik dönme hareketi sonucunda alternatörlerde elektrik elde edilmektedir. Jeneratörde oluşan elektrik ise, iletim hatları yardımıyla kullanılacağı yere kadar gönderilmektedir.

Türbinden çıkan basınç ve sıcaklığı düşmüş olan buhar, tekrar kullanılmak üzere yoğuşturucuda (kondenser) yoğuşturulup su haline dönüştürüldükten sonra, tekrar reaktörün kalbine gönderilmektedir. Yoğuşturucuda su buharının faz değişimini yapabilmek için çevrede bulunan deniz, göl gibi su kaynaklarını soğutucu olarak

kullanılmaktadır. Bu santrallerde, radyoaktif madde bulunduğundan ötürü, her anlamda güvenlik tedbirleri üst seviyede tutulmaktadır.

### **2.3. Emre Amade Enerji Santralleri**

Emre amade enerji santralleri denildiğinde; sürekli, her koşulda enerji üretebilen, kesintisiz ve güvenli sistemler akla gelmektedir. Herhangi bir zaman kısıtlaması olmadan, ihtiyaç duyulduğu anda enerjiye ulaşabilmek sanayileşen ve rekabet halinde olan dünya için büyük önem taşımaktadır. Emre amade santraller olarak, nükleer santraller elektrik üretiminin sürekliliği açısından termik ve hidrolik enerji santrallerine oranla daha güvenli olmalarına rağmen, fosil yakıtlı santraller, rejimi düzgün ırmaklar üzerine kurulmuş HES'ler emre amade santraller olarak daha yaygın olarak kullanılmaktadır. Elektrik enerjisinin büyük ölçüde stoklanması mümkün olmadığından ihtiyaç duyulduğu anda kurulu gücün ihtiyaç duyulan miktarı kadar üretime yansıtılması önem arz etmektedir. Termik santraller ve nükleer santraller emre amadeliği yüksek santraller durumundadır. 1990'lı yıllardan sonra elektrik üretiminde özel sektörün teşvik edilmesi ve elektriğin bu kurumlardan alınmasının garanti edilmesi ile beraber kamu santralleri daha çok emre amade konumuna geçmeye başlamıştır (Tuğrul, 2011).

### **2.4. Doğal Gaz Santralleri ve LNG Kullanımı**

Doğal gaz rezervlerinin; 76 trilyon metreküpü (%41) Orta Doğu ülkelerinde, 59 trilyon metreküpü (%33) Rusya ve BDT ülkelerinde, 31 trilyon metreküpü (%17) Afrika/Asya Pasifik ülkelerinde bulunmaktadır. Türkiye'nin elektrik enerjisi üretiminde doğalgaza dayalı kurulu gücü 14.576 MW olup, bu değer toplam kurulu gücün % 32,7'sini karşılamaktadır (Url-6).

#### **2.4.1 Petrol ve Doğal Gaz**

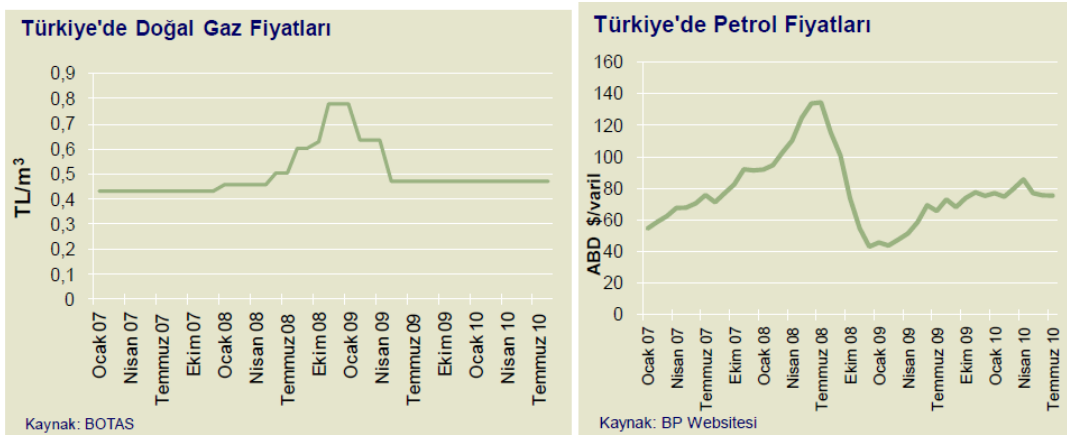
Türkiye'de 2011 yılında TPAO tarafından 12.1 milyon varil ham petrol çıkarılmış olup bu, Türkiye toplam petrol üretiminin %74'ünü oluşturmaktadır. Çıkarılan petrolün %71'i Batman , %28'i Adıyaman ve %1'i ise Trakya'dan çıkarılmaktadır. Diğer taraftan 2011 yılında 317,6 milyon Sm<sup>3</sup> doğalgaz çıkarılmış olup bunun %97'si Trakya'dan , %2'si Batmandan ve %1'i ise Adıyaman'dan elde edilmiştir.

Çıkarılan doğalgazın ham petrol değeri 1,9 milyon varildir. Böylece 2011 yılı Türkiye petrol ve doğalgaz üretimi toplamda 14 milyon varil olarak gerçekleşmiştir (TPAO, 2012).

Petrol Türkiye'deki toplam birincil enerji tüketiminin %30'unu oluşturmaktadır, doğal gaz birincil enerji tüketiminin %34'ünü oluşturmuştur. Doğal gaza olan talep gerek endüstriyel alanda ve gerekse elektrik üretiminde tercih edilmesine bağlı olarak hızla artmaktadır. 2009 yılında, doğal gazın %53'ü elektrik üretiminde, %22'si meskenlerde, kalan %25'i ise sanayide kullanılmıştır. Diğer kaynaklara oranla nispeten düşük olsa da, doğal gazın sanayide kullanımı, içinde bulunduğumuz on yıllık sürecin başlangıcından beri yaklaşık iki katına çıkmış bulunmaktadır.

Türkiye'deki petrol ve gaz üretimi, enerji gereksiniminin % 3'ünden azını karşılamaktadır. Bu durum, ülkeyi önemli bir petrol ve gaz ithalatçısı durumuna getirmektedir. Türkiye'nin ham petrol ihtiyacının % 90'ı Suudi Arabistan, İran, Irak ve Rusya'dan ithal edilmektedir. Ülke içinde üretilen petrolün % 70'i kamuya ait Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) tarafından, kalan kısmın büyük çoğunluğu özel sektör tarafından üretilmektedir.

Türkiye doğal gazda ise, Rusya'dan yapılan ithalata bağımlıdır (EIU,2010). Türkiye'nin dışa olan bu enerji bağımlılığı nedeniyle dünya doğalgaz ve petrol fiyatlarında yaşanan değişiklikler doğrudan Türkiye'yi etkilemektedir. Aşağıdaki Şekil 2.10 'da yıllar itibari ile Türkiye'deki doğalgaz ve petrol fiyatları görülmektedir. Özellikle 2008 yılında petrol ve doğalgaz fiyatlarında önemli bir artışın olduğu görülmektedir ki bunda dünyada yaşanan ekonomik krizin payının olduğu söylenebilir.



Şekil 2.10: Türkiye'de petrol ve doğalgaz fiyatları (EIU,2010)

Türkiye büyük petrol ve doğal gaz üreticisi ve tüketicisi ülkelere olan yakınlığı ve önemli geçiş yollarını bünyesinde bulundurmasıyla dünya ülkeleri için stratejik konuma sahip bir ülke konumundadır. Bu bağlamda, 2009 yılı Temmuz ayının ortalarında Türkiye ve boru hattının geçeceği dört AB ülkesi tarafından AB destekli NABUCCO boru hattı projesinin yasal çerçevesi imzalanmıştır. Bu sözleşmeye bağlı olarak, 3.300 km uzunluğundaki boru hattı Hazar Denizi ve Orta Doğu'dan gelen doğal gazı Türkiye, Bulgaristan, Romanya ve Macaristan üzerinden Avusturya'ya taşıyacak ve mevcut boru hatları aracılığıyla diğer AB ülkelerine dağıtılacaktır. Projenin AB ülkelerinin Rus gazına olan bağımlılığını azaltması beklenmektedir (Keskin ve Ertuğrul, 2009).

#### 2.4.2 Doğal Gazın Kullanımı

Türkiye'de doğal gaz kullanımı, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) tarafından 1970 yılında Hamitabat ve Kumrular doğal gaz sahalarında keşfedilen doğal gazın 1976 yılında Pınarhisar Çimento fabrikasında kullanılmasıyla başlamıştır. Bunun ardından artan enerji ihtiyacı ve daha temiz bir yakıt olan doğalgazın kullanımının teşvik edilmesiyle beraber SSCB ile 18.09.1984 tarihinde BOTAS ve SOYUSGAZ arasında 14.02.1986 tarihinde 25 yıllık gaz alım anlaşması imzalanmıştır. Bunu takiben ilerleyen yıllarda diğer ülkelerle de yeni anlaşmalar imzalanmıştır. Aşağıda gösterilen Çizelge 2.4'te Türkiye ile doğalgaz anlaşması yapan ülkeler ve yapılan anlaşma miktarları verilmektedir. Bu çizelge incelendiğinde en büyük doğalgaz tedarikçisinin Rusya Federasyonu olduğu görülmektedir.

**Çizelge 2.4:** Doğalgaz alım sözleşmeleri (EPDK, 2012)

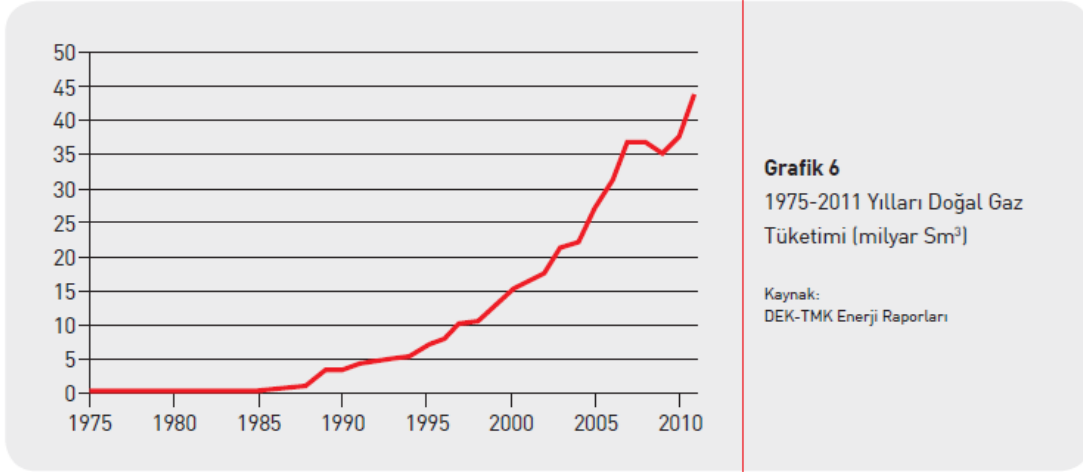
Sözleşme	Miktar (*)	Sözleşme Tarihi	Süre (Yıl)	Gaz Teslimatına Başlanan Yıl
Rusya Federasyonu (Batı Hattı) (**)	6	14.02.1986	25	1987
Cezayir (LNG)	4	14.04.1988	20	1984
Nijerya (LNG)	1,2	09.11.1995	22	1999
İran	10	08.08.1996	25	2001
Rusya Federasyonu (Mavi Akım)	16	15.12.1997	25	2003
Rusya Federasyonu (Batı Hattı)	8 (***)	18.02.1998	23	1998
Türkmenistan	16	21.05.1999	30	-
Azerbaycan	6,6	12.03.2001	15	2007

(\*) Plato değerini belirtmektedir (milyar Cm<sup>3</sup>/yıl).

(\*\*) Anlaşma 31.12.2011 tarihi itibarıyla sona ermiştir.

(\*\*\*) 4646 sayılı Kanun'un Geçici 2 nci maddesi kapsamında BOTAS'ın 18.02.1998 tarihli alım-satım sözleşmesinin 4 milyar Cm<sup>3</sup>/yıl miktarlık kısmı devredilmiştir.

Şekil 2.11’de Türkiye doğalgaz tüketiminin yıllara sari dağılımı görülmektedir. Buna göre, üretimin başladığı 1976 yılından, ithalatın başladığı 1987 yılına kadar toplamda 747 milyon Sm<sup>3</sup> lük üretim-tüketim gerçekleşirken, 2011 yılı sonunda doğal gaz tüketim miktarının 44,145 milyar Sm<sup>3</sup>’e ulaşmış olduğu gözlenmektedir.



**Şekil 2.11:** 1975-2011 yılları doğalgaz tüketimi ( milyar Sm<sup>3</sup>) (EPDK,2012)

Çizelge 2.5 incelendiğinde, 1975 yılından günümüze gelindiğinde doğalgaz tüketiminin her geçen yıl arttığı ve bugün toplam enerji tüketimindeki payının ilk sırada yer aldığı görülmektedir. Petrolün ise, enerji tüketimindeki payının azaldığı görülmektedir.

**Çizelge 2.5:** 1975-2010 yılları Türkiye toplam enerji tüketiminde kaynakların payları (%) (EPDK, 2012)

	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010
<b>Doğal Gaz</b>	0	0,1	0,2	5,9	9,9	17,1	27,3	31,9
<b>Petrol</b>	51,7	50,3	46	45,1	46	40,1	35,2	26,7
<b>Kömür</b>	21,5	22,1	21,4	30,9	27,2	30	26,4	30,6
<b>Hidroelektrik</b>	1,9	3,1	2,6	3,8	4,8	3,3	3,7	4,1
<b>Diğer</b>	24,9	24,4	29,8	14,3	12,1	9,5	7,4	6,7

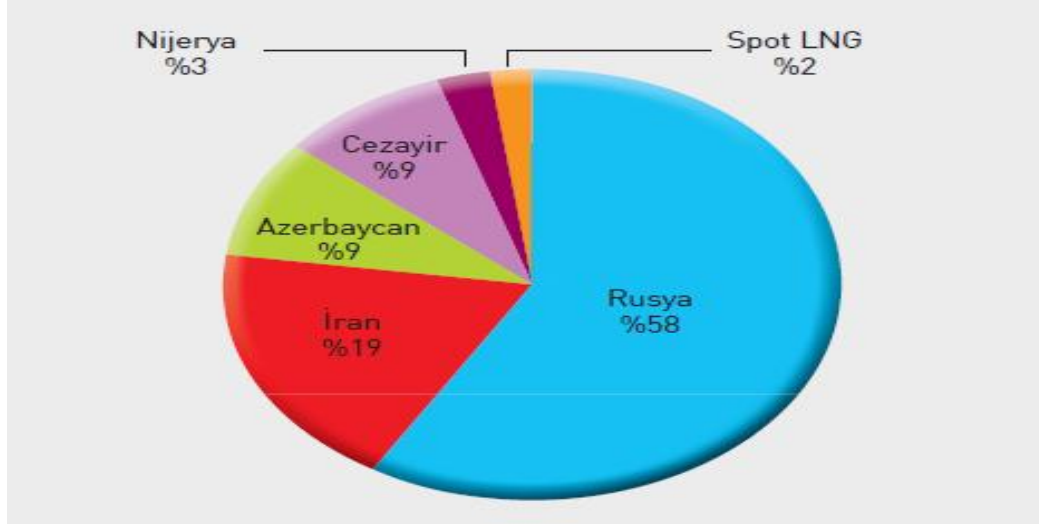
Çizelge 2.6 incelendiğinde ithal edilen doğalgazın yıllar itibari ile sürekli arttığı ve en çok Rusya’dan doğalgaz tedarik edildiği bir kez daha görülmektedir. Rusya, İran ve Azerbaycan’dan ithal edilen doğalgaz, boru hatları ile getirilirken, Cezayir, Nijerya ve Katar gibi ülkelerden ise LNG formunda gemiler ile getirilmektedir.



**Çizelge 2.6:** 2005-2011 yılları doğalgaz ithalat miktarları( milyon Sm<sup>3</sup>) (EPDK, 2012)

Yıl	Rusya	İran	Azerbaycan	Cezayir	Nijerya	Spot LNG	Toplam
2005	17.524	4.248	0	3.786	1.013	0	26.571
2006	19.316	5.594	0	4.132	1.100	79	30.221
2007	22.762	6.054	1.258	4.205	1.396	167	35.842
2008	23.159	4.113	4.580	4.148	1.017	333	37.350
2009	19.473	5.252	4.960	4.487	903	781	35.856
2010	17.576	7.765	4.521	3.906	1.189	3.079	38.036
2011	25.406	8.190	3.806	4.156	1.248	1.069	43.874

Şekil 2.12, 2011 yılı itibari ile Türkiye'nin, ülkeler bazında doğalgaz ithalatını göstermekte olup %58 ile Rusya'nın Türkiye için en büyük doğalgaz tedarikçisi olduğu bir kez daha görülmektedir.

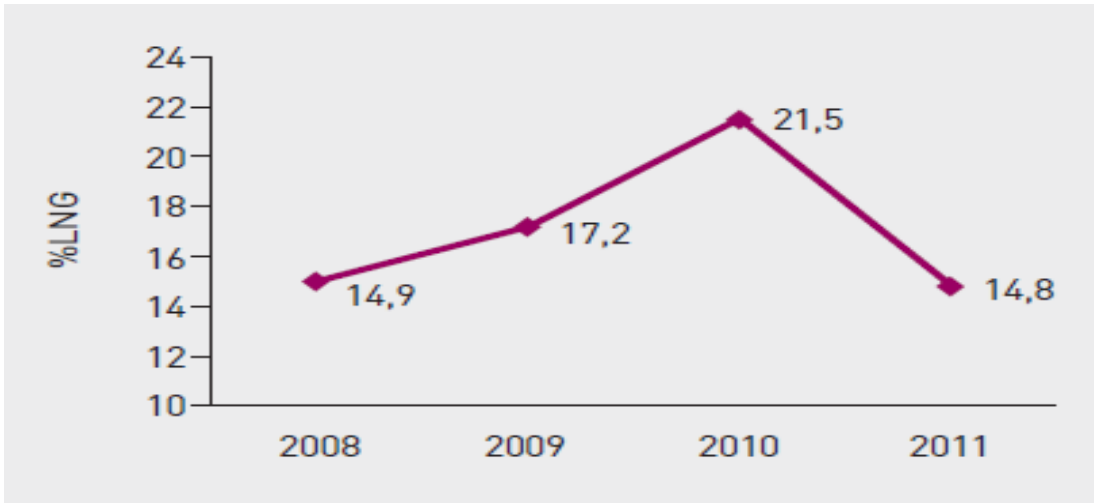


**Şekil 2.12:** 2011 yılı Türkiye doğal gaz ithalatı (EPDK,2012)

#### 2.4.3 Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) ve Spot LNG İthalatı

Doğalgazın boru hatları ile iletiminin mümkün olmadığı durumlarda -159 °C ile -162 °C aralığına kadar (bileşenine bağlı olarak) soğutulularak sıvı hale (LNG) getirilip özel gemiler ile taşınması dünya genelinde son dönemlerde önemli hale gelmiş bulunmaktadır. Arz güvenliği açısından, BOTAŞ tarafından 1994 yılından itibaren Cezayir'den ve 1999 yılından itibaren Nijerya'dan LNG ithal edilmeye başlanmıştır. Son yıllarda boru hatları ile gaz tedarik ettiğimiz ülkelere olan Rusya ve İran'da yaşanan teknik ve siyasi sıkıntılara bağlı olarak oluşan kriz sonrasında LNG'nin ve gazın depolanması hususu önemini bir kez daha ortaya çıkarmış bulunmaktadır.

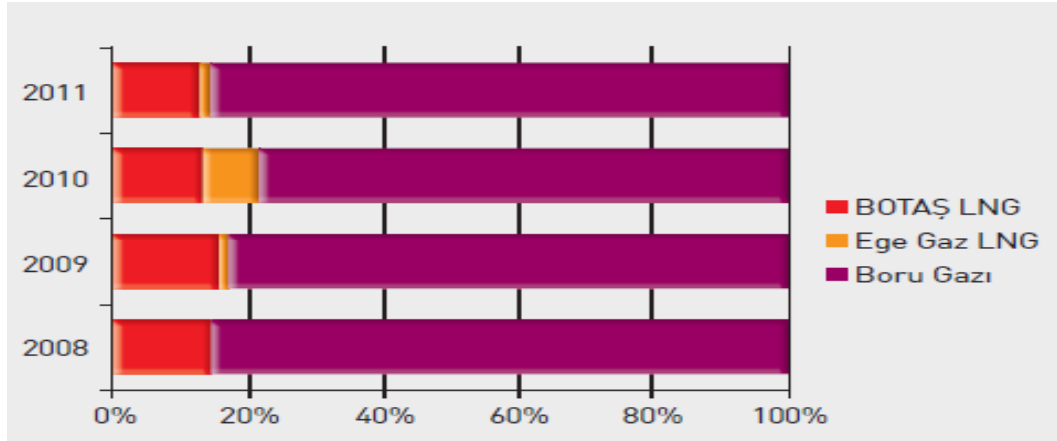
5784 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun ile LNG ithalatı, BOTAŞ ve diğer piyasa katılımcıları için serbest bırakılmıştır. Daha önce, Kanun ile düzenlenmemiş olan ithalat (spot LNG) faaliyeti düzenleme altına alınmış ve alınacak tek bir ithalat (spot LNG) lisansı ile birden fazla ülkeden ithalat yapılabilmesinin önü açılmıştır. LNG'nin depolanması ve gazlaştırılarak ana iletim hatlarına gaz gönderiminin yapılması BOTAŞ LNG terminali ( Marmara Ereğlisi ) ve Egegaz (Aliağa) tarafından yürütülmektedir.



**Şekil 2.13:** 2008–2011 ulusal doğalgaz tüketimi içerisinde LNG tüketim payları(EPDK, 2012)

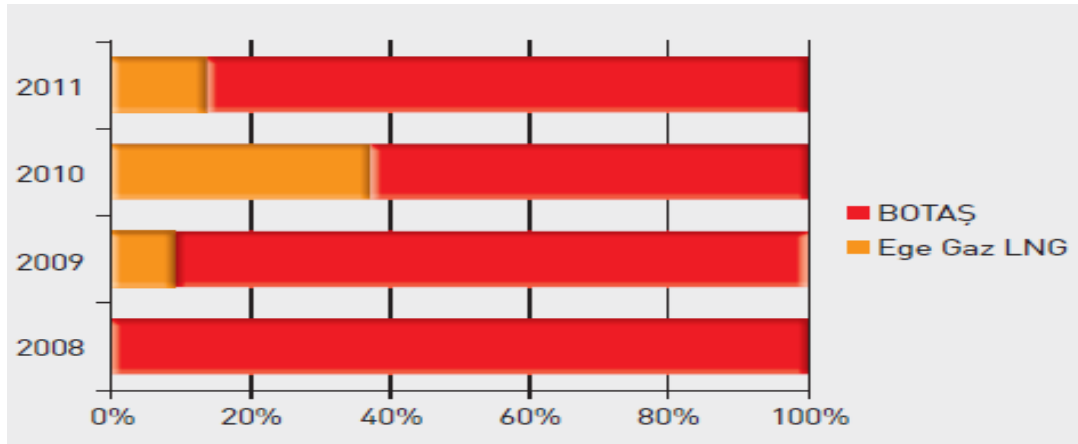
Şekil 2.13'te 2008 yılından beri spot ve uzun dönemli sözleşmelerle gerçekleşen LNG ithalatının durumuna bakıldığında; 2008 yılında ulusal doğal gaz tüketiminin %14,9'unun LNG ile karşılanmakta olduğu, bu oranın 2009'da %17,2'ye, 2010'da %21,5'e yükseldiği görülmektedir. Ancak, 2011 yılında ulusal doğal gaz tüketiminin LNG ile karşılanmakta olan oranı %14,8'e düşmüştür. Özellikle 2011 yılında görülen ani düşüşün; Japonya'da meydana gelen deprem ve tsunami sonrasında nükleerden temin edilen enerjinin bu ülke tarafından LNG'den karşılanması, hızlı sanayileşme hamleleri yapan bazı ülkelerin LNG'ye olan talep artışları gibi sebeplerden dolayı dünya LNG maliyetlerinin artması olarak gösterilebilir.

Öte yandan, Şekil 2.14 incelendiğinde 2010 yılında doğalgaz, LNG formunda İzmir Aliğa'da bulunan Egegaz tesislerinde önemli oranda işlenmiştir. Bunun en önemli nedenlerinden biri, bu dönem alınan spot LNG'nin bu terminale yönlendirilmesi olmuştur.



**Şekil 2.14:** 2008-2011 yılları LNG ve boru gazı ithalat miktarları pay değişimi (EPDK, 2012)

Şekil 2.15 incelendiğinde 2008 yılında LNG ithalatını sadece BOTAŞ yaparken, 2009 yılı ile beraber Egegaz'ın da LNG ithal ettiği görülmektedir. 2010 yılında Egegaz LNG ithalat payını bir önceki seneye kıyaslandığında %10 seviyelerinden %40 seviyelerine çıkarmışken, 2011 yılında tekrar %10-%15 aralığına indiği görülmektedir.

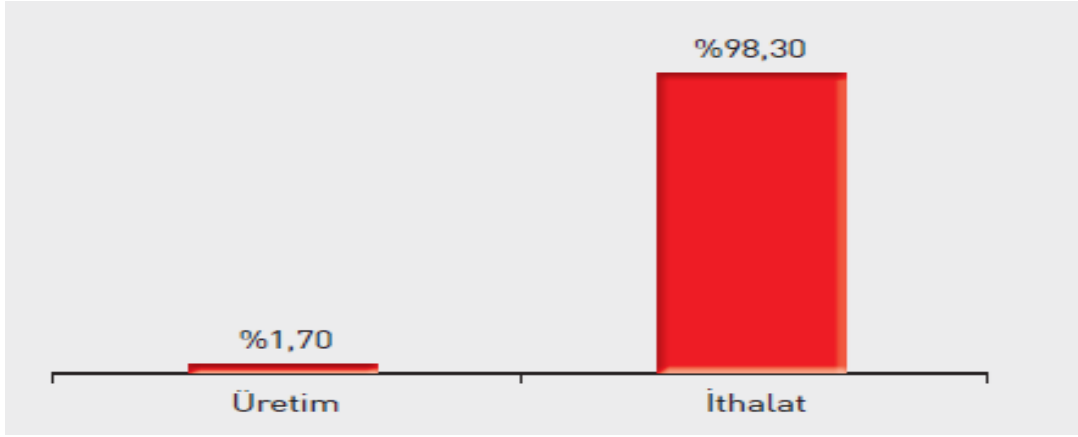


**Şekil 2.15:** 2008-2011 yılları LNG ithalatını gerçekleştiren şirketlerin payları (EPDK, 2012)

#### 2.4.4 Doğalgaz Üretim - İthalat Değerlendirilmesi

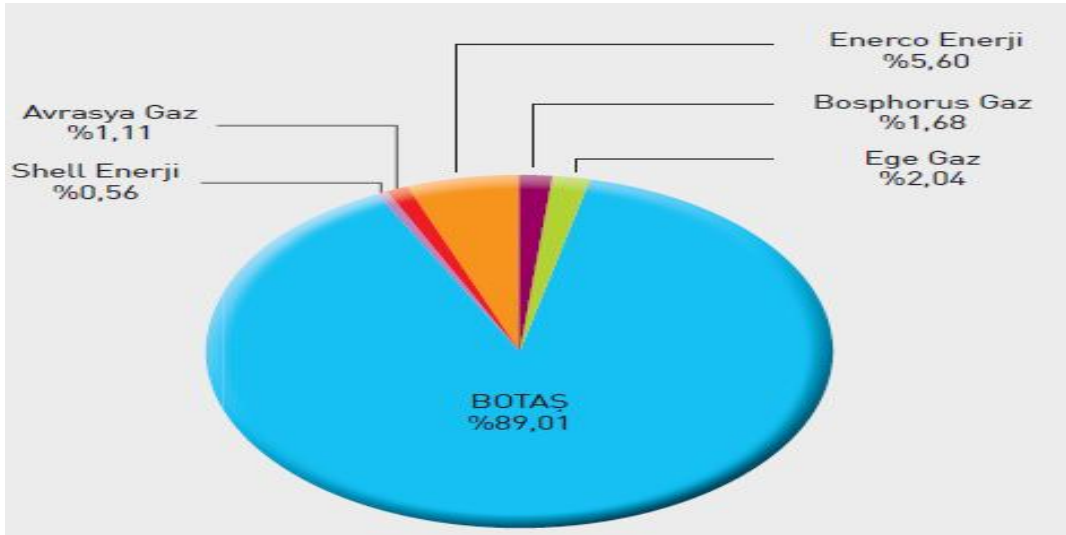
2011 yılında, toptan satış lisansı sahibi üretim şirketleri tarafından yurtiçindeki yer altında bulunan yataklardan yerüstüne çıkartılarak, temizlenen, arıtılan ve daha sonra da toplama hatları vasıtasıyla iletim hatlarına taşınan, başka bir deyişle üretimi gerçekleştirilen doğal gazın miktarı 760 milyon  $Sm^3$ 'tür. Ülkemizde doğal gaza

talebin her geçen gün artması ve yurt içi rezerv ve üretim miktarlarının da bu talepleri karşılamak için yeterli olmaması, 2011 yılında da doğal gazın ithalatını zorunlu kılmıştır. Şekil 2.16'da toplam doğal gaz arzının %1,7'si Türkiye'de üretilen doğal gaz ile geri kalan %98,3'lük kısmı ise ithalat lisansı sahibi şirketler tarafından ithalat yolu ile karşılanmaktadır.



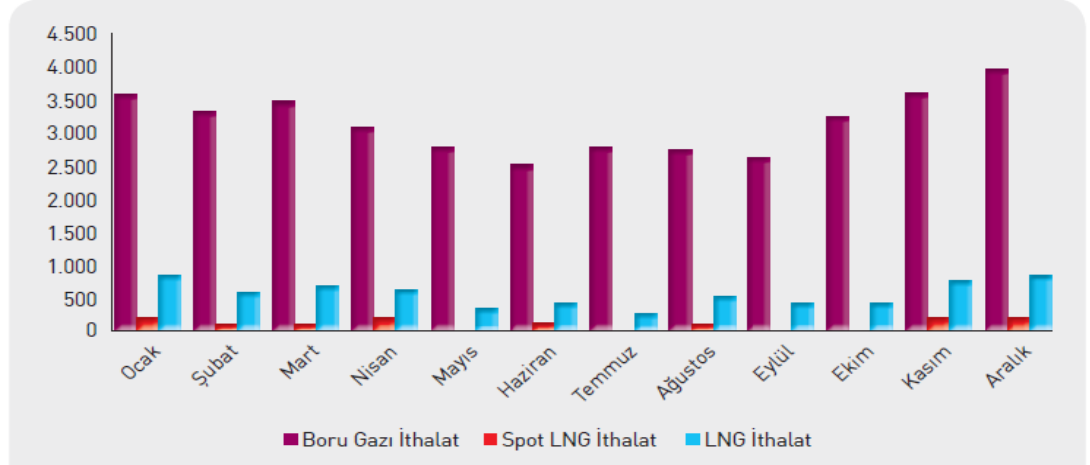
**Şekil 2.16:** 2011 yılı toplam doğalgaz arzının karşılandığı kaynakların payları (EPDK, 2012)

Şekil 2.17 incelendiğinde 2011 yılı doğalgaz ithalat şirketlerinin piyasa paylarına bakıldığında BOTAS'ın %89 ile ilk sırayı aldığı, %5,60 ile Enerco Enerji'nin onu takip ettiği görülmektedir. Bu firmaları sırasıyla Egegaz, Bosphorus gaz, Avrasya gaz ve Shell firmaları takip etmektedir.



**Şekil 2.17:** 2011 yılı ithalat şirketlerinin piyasa payları (EPDK, 2012)

Şekil 2.18 incelendiğinde boru hattı ve LNG formunda doğalgaz ithalatının kış aylarında özellikle arttığı görülmektedir. Bunda, konutlarda kullanılan doğalgazın kış aylarında artmasının etkisi olduğu söylenebilir.



Şekil 2.18: İthalat miktarlarının aylara göre dağılımı ( milyon Sm<sup>3</sup> ) (EPDK, 2012)

#### 2.4.5 LNG Depolama

LNG'nin depolanıp gazlaştırılarak ana iletim hattına sevk edilmesi ve yer altı gaz depolarının kullanılması doğalgazın en fazla tüketildiği dönemlerde talebin karşılanmasında kullanılmak üzere kurulmuş takviye amaçlı tesislerdir. Bu tesislere ait depolama kapasiteleri Çizelge 2.7'de görülmektedir.

Çizelge 2.7: Depolama faaliyeti tesis bilgileri (EPDK, 2012)

Şirket Adı	Tesis Türü	Tesis Yeri	Depolama Kapasitesi
BOTAŞ	LNG	Marmara Ereğlisi / Tekirdağ	255.000 m <sup>3</sup> LNG (85.000 m <sup>3</sup> x 3)
Ege Gaz A.Ş.	LNG	Aliağa / İzmir	280.000 m <sup>3</sup> LNG (140.000 m <sup>3</sup> x 2)
TPAO	Yer Altı	Silivri / İstanbul	2.661.000.000 m <sup>3</sup>
BOTAŞ	Yer Altı	Sultanhanı / Aksaray	1.500.000.000 m <sup>3</sup>

#### 2.4.6 LNG Toptan Satışı

Doğalgaz, boru hatları ile taşınmasının teknik ve/veya ekonomik anlamda uygun olmadığı veya henüz boru hattının girmediği yerlere özel tasarlanmış LNG tankerleriyle (25–40 m<sup>3</sup>) kara yoluyla taşınmaktadır. Satışı yapılan LNG, demir-

elik, otomotiv, yedek parça imalatı, gıda (unlu mamuller, tavukçuluk, gübre), yem üretimi gibi sanayi dallarında ve otel, hastane, havalimanı gibi hizmet sektörlerinde ağırlıklı olarak kullanılmaktadır. Gerekli lisansları EPDK tarafından verilmiş olan şirketler tarafından LNG'nin bir kısmı, Marmara Ereğlisi ve Aliağa LNG terminallerinden tankerler vasıtasıyla temin edilmektedir. Bu bağlamda, piyasaya satışı gerçekleştirilen 2007–2011 yılları LNG satış miktarları toplamının ulusal doğal gaz tüketimi içindeki payları izelge 2.8'de ki gibi gerçekleşmiştir.

**Çizelge 2.8:** 2007-2011 LNG satış miktarlarının doğalgaz tüketimini karşılama oranları (EPDK, 2012)

Yıllar	2007	2008	2009	2010	2011
Oran	%1,5	%1,3	%1,3	%1,5	%1,5

### 3. LNG PROSESİ

#### 3.1 LNG

Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG-Liquified Natural Gas), yerin altında uzun yıllar boyunca yüksek basınç ve sıcaklık altında kimyasal değişime uğramış organik yapılardan oluşan bir yakıt türü olan doğalgazın, belli prosesler neticesinde sıvılaştırılmış haline denmektedir. Doğal gaz, atmosfer basıncında,  $-162^{\circ}\text{C}$  ye kadar soğutulduğunda yoğunlaştırılarak sıvı faza geçmekte ve "Sıvılaştırılmış Doğal Gaz" (LNG) olarak adlandırılmaktadır. LNG esas olarak yaklaşık %90 oranında metandan ( $\text{CH}_4$ ) oluşmakla birlikte, etan ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propan ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), bütan ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) ağırlıklı olmak üzere diğer hidrokarbonları da ihtiva etmektedir (Url-3).

LNG; sıvılaştırma prosesi esnasında içindeki oksijen, karbondioksit, kükürt bileşenleri ve sudan arındırıldığı için boru hattıyla taşınan doğal gaza göre daha saf ve yüksek verimli bir yakıt olarak nitelendirilmektedir. Doğal gazın hacmi, gaz fazından sıvı faza geçerken yaklaşık 600 kat küçülmektedir. Bu sayede yüksek miktardaki doğal gaz, düşük basınçlar altında sıvı halde saklanabilmektedir. Bu durum, doğal gazın boru hatları ile taşınmasının teknik ve ekonomik anlamda mümkün olmadığı yerlere, gemi ve kamyon tankerler ile nakliyesini uygun hale getirmektedir.

Çizelge 3,1'de fiziksel ve kimyasal özellikleri özetlenmiş olan LNG'nin sıvı fazının yoğunluğu  $0,46 \text{ g/cm}^3$ 'dür. Bir başka deyişle, LNG'nin kütlesi aynı hacimdeki suyun yaklaşık yarısıdır. Geometrik hacmi  $1 \text{ m}^3$  (1.000 lt) olan bir kaba doldurulan LNG'nin kütlesi 460 kg'dır.

**Çizelge 3.1:** LNG fiziksel ve kimyasal özellikleri (Url-9)

Kimyasal İçeriği	Metan (CH <sub>4</sub> ), ayrıca C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ve bazı diğer hidrokarbonlar
Molekül Ağırlığı (kg/kmol)	16,04
Kaynama Noktası (°C)	-162
Likit Yoğunluğu (kg/lt)	0,46
Gaz Yoğunluk (kg/m <sup>3</sup> )	0,76
Kendiliğinden Tutuşma Sıcaklığı (°C)	580
Maksimum Alev Sıcaklığı (°C)	1.954
Parlama Limitleri (Hava ile karışım oranı)	%5 - %15
Üst Isıl Değer (kcal/kg)	12.930
Üst Isıl Değer (kcal/Sm <sup>3</sup> )	9.825
Sıvı/Gaz Genleşme Oranı	600
Buharlaştırma Basıncı (15 °C'de) bar	230

LNG renksizdir, kokusuzdur, zehirli değildir, korozif özelliği bulunmamaktadır. LNG'nin gaz halinin hava içindeki karışım oranı hacimce %5 ile %15 arasında olduğunda yanıcı ve parlayıcıdır. Dünyada LNG'nin en ekonomik taşındığı yol olan deniz yolunda tedarik zinciri sırasıyla; gaz rezervinin bulunması, üretimi, sıvılaştırılması, gemiye yüklenmesi, gemiden tahliyesi, depolanması ve ardından yeniden gazlaştırılmasıdır.

### 3.1.1 Dünya LNG Ticareti

Dünya LNG ticareti 2011 yılında yaklaşık 330,8 milyar sm<sup>3</sup> olarak, toplam doğal gaz ticareti (Boru hattı +LNG ) ise 1.03 Trilyon sm<sup>3</sup> olarak kaydedilmiş bulunmaktadır (BP, 2013). LNG ticareti doğalgaz ticaretinin yaklaşık % 32'sini oluşturmaktadır. Dünya toplam doğalgaz tüketimi ise 2011 yılında 3.22 trilyon m<sup>3</sup> olarak gerçekleşmiştir (BP,2013). Dünyada LNG üretimi yapan ülkelerin başında Katar, Umman, Mısır, Norveç, Rusya, Malezya, Avustralya, Nijerya, Cezayir, Trinidad Tobago, Endonezya yer almaktadır. Hali hazırda üretim için tesis inşa ettiren ülkeler ise Peru, Angola ve Yemen'dir. Yıllık LNG Üretimi değerlerine bakıldığında Katar'ın en önemli LNG ihracatçısı olduğu görülmektedir.

Dünya LNG ithalatı yapan ülkelerin başında ise; Japonya, Türkiye, Fransa, ABD, Meksika, Brezilya, Arjantin, İspanya, Portekiz, Hindistan, Kore, Çin yer almaktadır. İthalat için tesis yaptırmakta olan ülkeler ise Şili, Kanada, Dubai, Hollanda, Tayland olarak sayılabilir. Çizelge 3.2 incelendiğinde ABD, Meksika, Hollanda ve Norveç



dışındaki diğer Avrupa ülkeleri ile Uzakdoğu ülkeleri ağırlıklı olarak doğalgaz ve LNG ithal ederlerken Kanada, Rusya, Arap ülkeleri, Norveç, Hollanda gibi ülkelerin ise daha çok doğalgaz ve LNG ihrac ettikleri görülmektedir.

**Çizelge 3.2:** 2010-2011 yılları dünya ülkeleri LNG ve Doğalgaz ithalat ve ihracat tablosu (BP, 2013)

Milyar m <sup>3</sup> Doğalgaz	2010				2011			
	Boru Hattı İthalatı	LNG İthalatı	Boru Hattı İhracatı	LNG İhracatı	Boru Hattı İthalatı	LNG İthalatı	Boru Hattı İhracatı	LNG İhracatı
A.B.D	93.3	12.2	30.3	1.6	88.1	10.0	40.7	2.0
Kanada	20.9	2.1	92.4	-	26.6	3.3	88.0	-
Meksika	9.4	5.7	0.9	-	14.1	4.0	0.1	-
Trinidad&Tobakko	-	-	-	20.4	-	-	-	18.9
Diğer güney orta Amerika ülk.	14.3	9.2	14.3	1.8	15.6	10.9	15.6	5.1
Fransa	34.6	14.2	1.5	-	32.3	14.6	2.2	-
Almanya	91.7	-	14.9	-	84.0	-	11.7	-
İtalya	65.8	9.1	0.1	-	60.8	8.7	0.1	-
Hollanda	16.8	-	53.3	-	13.6	0.8	50.4	-
Norveç	-	-	96.3	4.71	-	-	92.8	4.0
İspanya	8.9	27.9	0.5	-	12.5	24.2	0.5	0.7
Türkiye	28.4	8.0	0.7	-	35.6	6.2	0.7	-
İngiltere	35.0	18.7	15.7	-	28.1	25.3	16.3	-
Avrupa Diğer	98.9	10.6	11.3	0.6	101.8	10.9	6.2	0.6
Rusya	32.7	-	189.5	13.4	30.1	-	207.0	14.4
Ukrayna	33.0	-	-	-	40.5	-	-	-
Diğer Sovyet Ülk.	32.2	-	51.5	-	30.4	-	62.5	-
Katar	-	-	19.2	76.1	-	-	19.2	102.6
Diğer Orta Doğu Ülk.	31.5	2.9	8.4	25.3	31.6	4.6	9.1	27.8
Cezayir	-	-	37.0	19.3	-	-	34.4	17.1
Diğer Afrika Ülk.	4.9	-	18.0	39.5	5.7	-	8.3	39.8
Japonya	-	95.1	-	-	-	107.0	-	-
Endonezya	-	-	9.9	31.8	-	-	8.7	29.2
Güney Kore	-	-	-	-	-	-	-	-
Diğer Asya Pasifik Ülk.	33.4	40.4	19.9	66.1	43.2	51.0	20.3	68.6
<b>Dünya Toplam</b>	<b>685.5</b>	<b>300.6</b>	<b>685.5</b>	<b>300.6</b>	<b>694.6</b>	<b>330.8</b>	<b>694.6</b>	<b>330.8</b>

Çizelge 3.3 incelendiğinde ise, dünyadaki en büyük LNG ihracatçısının 2011 yılı itibariyle 102.6 milyar sm<sup>3</sup> ile Katar, en büyük ithalatçısının ise 107 milyar sm<sup>3</sup> ile Japonya olduğu görülmektedir.

**Çizelge 3.3:** 2011 yılında Dünya ülkelerinin LNG ithal ettiği ülkeler (BP, 2013)

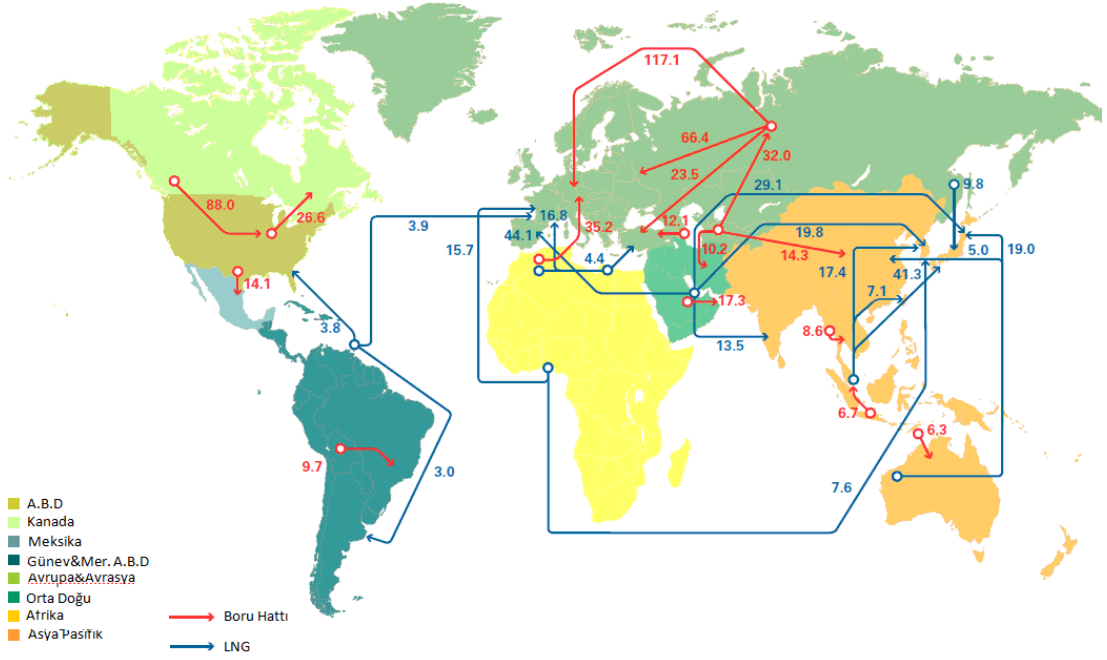
Milyar m <sup>3</sup> Doğalgaz	BURADAN																					
	A.B.D	TRINIDAD&TOBACCO	PERU	BELÇİKA	NORVEÇ	İSPANYA	RUSYA FED.	UMMAN	KATAR	B.A.E	YEMEN	CEZAYİR	MİSİR	EKVATORAL GİNE	LIBYA	NIJERYA	AVUSTURALYA	BRUNEU	ENDONEZYA	MALEZYA	TOPLAM İTHALAT	
BURAYA																						
A.B.D	3.8	0.5	-	-	0.4	-	-	-	2.6	-	1.7	-	1.0	-	-	0.1	-	-	-	-	-	10.0
Kanada	1.2	-	-	-	-	-	-	-	2.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.3
Meksika	-	0.7	-	-	-	-	-	-	1.8	-	0.2	-	-	-	-	1.2	-	-	-	0.3	-	4.0
<b>Kuzey Amerika</b>	<b>4.9</b>	<b>1.1</b>	-	-	<b>0.4</b>	-	-	-	<b>6.5</b>	-	<b>1.9</b>	-	<b>1.0</b>	-	-	<b>1.2</b>	-	-	-	<b>0.3</b>	-	<b>17.4</b>
Arjantin	3.0	-	-	-	-	0.2	-	-	0.7	-	-	-	0.1	-	-	0.4	-	-	-	-	-	4.4
Şili	0.1	1.3	-	-	-	-	-	-	0.6	-	0.5	-	0.1	1.2	-	-	-	-	-	0.1	-	3.9
Diğer g. orta A.B.D. ülk.	0.3	1.8	-	-	0.1	-	-	-	0.4	-	-	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	2.7
Güney orta A.B.D. ülk.	0.4	6.1	-	-	0.1	0.2	-	-	1.7	-	0.5	-	0.2	1.2	-	0.5	-	-	-	0.1	-	10.9
Belçika	0.1	-	-	-	-	-	-	-	6.1	-	0.3	0.1	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	6.6
Fransa	0.4	-	-	-	0.5	-	-	-	3.2	-	0.2	5.7	0.9	-	-	3.6	-	-	-	-	-	14.6
İtalya	0.2	-	-	-	0.2	0.2	-	-	6.1	-	-	1.6	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	8.7
İspanya	0.2	2.5	1.9	0.2	1.3	-	-	0.2	4.8	-	-	4.0	2.3	-	0.1	6.6	-	-	-	-	-	24.2
Türkiye	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	-	-	4.0	0.4	-	-	1.3	-	-	-	-	-	6.2
İngiltere	0.1	0.6	-	-	0.4	-	-	-	21.9	-	0.7	0.2	0.1	-	-	1.3	-	-	-	-	-	25.3
Avrasya Diğer	-	0.1	-	0.1	0.2	-	-	-	0.7	-	-	1.1	0.2	-	-	1.7	-	-	-	-	-	5.1
<b>Avrasya</b>	<b>0.3</b>	<b>3.9</b>	<b>1.9</b>	<b>0.3</b>	<b>2.6</b>	<b>0.2</b>	-	<b>0.2</b>	<b>43.4</b>	-	<b>1.2</b>	<b>16.8</b>	<b>4.3</b>	-	<b>0.1</b>	<b>15.7</b>	-	-	-	-	-	<b>90.7</b>
<b>Orta Doğu</b>	<b>0.3</b>	<b>0.3</b>	-	-	-	<b>0.1</b>	-	-	<b>2.4</b>	<b>0.1</b>	-	-	<b>0.1</b>	-	-	<b>0.9</b>	<b>0.3</b>	-	-	-	<b>0.5</b>	<b>4.6</b>
Çin	0.2	0.5	0.1	-	-	-	0.3	-	3.2	-	1.1	-	0.2	0.2	-	1.0	5.0	-	2.7	2.1	-	16.6
Hindistan	0.4	0.6	-	-	0.1	-	-	0.1	13.0	0.2	0.2	0.2	0.6	-	-	1.4	0.2	-	-	0.2	-	17.1
Japonya	0.5	0.4	0.5	0.3	0.2	0.2	9.8	5.4	15.8	7.7	0.3	0.1	0.9	2.0	-	2.7	19.0	8.4	12.6	20.3	107.0	
Güney Kore	0.2	2.2	1.0	0.1	0.4	-	3.9	5.0	11.1	-	3.7	-	0.6	1.1	-	1.5	1.1	1.0	10.8	5.6	49.3	
Tayvan	-	0.1	0.1	-	0.2	0.1	0.3	0.2	5.3	0.1	0.2	-	0.7	0.8	-	0.9	0.4	-	2.6	4.5	16.3	
Tayland	-	-	0.3	-	-	-	0.2	-	0.3	-	-	-	-	-	-	0.2	-	-	-	0.1	-	1.0
<b>Asya Pasifik</b>	<b>1.3</b>	<b>3.7</b>	<b>2.0</b>	<b>0.3</b>	<b>0.9</b>	<b>0.2</b>	<b>14.4</b>	<b>10.8</b>	<b>48.6</b>	<b>7.9</b>	<b>5.4</b>	<b>0.3</b>	<b>3.0</b>	<b>4.0</b>	-	<b>7.6</b>	<b>25.6</b>	<b>9.4</b>	<b>28.8</b>	<b>32.8</b>	<b>207.3</b>	
<b>Toplam İhracat</b>	<b>2.0</b>	<b>18.9</b>	<b>5.1</b>	<b>0.6</b>	<b>4.0</b>	<b>0.7</b>	<b>14.4</b>	<b>10.9</b>	<b>102.6</b>	<b>8.0</b>	<b>8.9</b>	<b>17.1</b>	<b>8.6</b>	<b>5.3</b>	<b>0.1</b>	<b>25.9</b>	<b>25.9</b>	<b>9.4</b>	<b>29.2</b>	<b>33.3</b>	<b>330.8</b>	

Çizelge 3.4 incelendiğinde boru hatları ile en büyük doğalgaz ihracatçısının 207 milyar sm<sup>3</sup> ile Rusya Federasyonu olduğu en büyük ithalatçının ise 88 milyar sm<sup>3</sup> ile ABD'nin olduğu görülmektedir.

**Çizelge 3.4: 2011 yılında Dünya ülkelerinin boru hattı ile doğalgaz ithal ettiği ülkeler (BP, 2013)**

Milyar Metre Küp	A.B.D	Kanada	Meksika	Boliviya	Diğer Güney&	Orta A.B.D	Hollanda	Norveç	İngiltere	Avrupa Diğer	Kazakistan	Rusya	Türkmenistan	Diğer Sovyet	Ülkeler	İran	Katar	Cezayir	Libya	Afrika Diğer	Endonezya	Miyanmar	Diğer Asyapasifik	Toplam İthalat
A.B.D	-	88.0	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	88.1
Kanada	26.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.6
Meksika	14.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.1
<b>Kuzey A.B.D</b>	<b>40.7</b>	<b>88.0</b>	<b>0.1</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>128.8</b>
Arjantin	-	-	-	3.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.6
Brezilya	-	-	-	9.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.7
G&O A.B.D	-	-	-	-	2.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.3
<b>Diğer G&amp;O A.B.D</b>	-	-	-	<b>13.3</b>	<b>2.3</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>15.6</b>
Avusturya	-	-	-	-	-	2.5	-	2.2	-	4.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.6
Belçika	-	-	-	-	-	4.3	5.9	5.3	-	7.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22.7
Çek C.	-	-	-	-	-	3.9	-	-	1.3	6.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.0
Finlandiya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.8
Fransa	-	-	-	-	-	7.9	14.7	1.0	0.2	8.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32.3
Almanya	-	-	-	-	-	23.7	28.4	-	1.2	30.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84.0
Yunanistan	-	-	-	-	-	-	-	-	0.7	2.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.3
Macaristan	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0	5.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.7
İrlanda	-	-	-	-	-	-	-	-	5.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.4
İtalya	-	-	-	-	-	7.7	5.9	3.0	5.2	15.4	-	-	-	-	-	-	21.3	2.3	-	-	-	-	-	60.8
Hollanda	-	-	-	-	-	-	7.4	1.6	0.7	4.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.6
Polonya	-	-	-	-	-	-	-	-	1.6	9.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.8
Slovakya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.3
İspanya	-	-	-	-	-	-	2.5	-	0.7	-	-	-	-	-	-	-	9.4	-	-	-	-	-	-	12.5
Türkiye	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.5	-	3.8	-	-	8.4	-	-	-	-	-	-	-	-	35.6
İngiltere	-	-	-	-	-	6.4	21.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.1
Avrupa Diğer	-	-	-	-	-	0.6	0.1	-	6.8	-	-	12.5	-	-	-	-	2.2	-	-	-	-	-	-	22.0
<b>Avrupa</b>	-	-	-	-	-	<b>50.4</b>	<b>92.8</b>	<b>16.3</b>	<b>21.4</b>	<b>-</b>	<b>140.6</b>	<b>-</b>	<b>3.8</b>	<b>8.4</b>	<b>-</b>	<b>32.8</b>	<b>2.3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>368.7</b>
Belarus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.1
Rusya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.4	-	10.1	8.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.1
Ukrayna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40.5
Diğer Sovyet U. Union	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	7.8	-	3.7	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.3
<b>Birleşik Sovyet</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>11.5</b>	<b>66.4</b>	<b>10.1</b>	<b>12.2</b>	<b>0.7</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>101.0</b>
İran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.2	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.6
B.Çap. Emir.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.3	-	-	-	-	-	-	-	-	17.3
Diğer Orta Doğu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.0	-	-	-	1.8	-	-	-	-	3.8
<b>Orta Doğu</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>10.2</b>	<b>0.4</b>	<b>-</b>	<b>19.2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.8</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>31.6</b>
G. Afrika	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.5	-	3.3	-	-	-	-	3.3
D. Afrika	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.5	-	0.8	-	-	-	-	2.4
<b>Afrika</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>1.5</b>	<b>-</b>	<b>4.1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5.7</b>
Avustralya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.3	6.3
Çin	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.3
Hong Kong	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.1
Malezya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.0	-	-	2.0
Singapur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.7	2.3	-	9.1
Tayland	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.6	-	8.6
Asya Pasifik	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.3	-	-	-	-	-	-	-	-	8.7	8.6	11.7	43.2
<b>Toplam İthalat</b>	<b>40.7</b>	<b>88.0</b>	<b>0.1</b>	<b>13.3</b>	<b>2.3</b>	<b>50.4</b>	<b>92.8</b>	<b>16.3</b>	<b>21.4</b>	<b>11.5</b>	<b>207.0</b>	<b>34.6</b>	<b>16.4</b>	<b>9.1</b>	<b>19.2</b>	<b>34.4</b>	<b>2.3</b>	<b>5.9</b>	<b>8.7</b>	<b>8.6</b>	<b>11.7</b>	<b>11.7</b>	<b>11.7</b>	<b>694.6</b>

Şekil 3.1’de dünyadaki LNG ticareti hareketi ve doğalgaz boru hatları dağılımı kabaca gösterilmektedir. Mavi ile gösterilen hatlar LNG ticaretini kırmızı hatlar ile gösterilenler ise doğalgaz boru hatlarını göstermektedir. Bu şekil incelendiğinde özellikle okyanus aşırı ülkelere LNG ticaretinin yapıldığı, Rusya ve Orta Asya ülkelerinden ise boru hattı ile diğer ülkelere doğal gazın taşındığı görülmektedir.



Şekil 3.1: Dünya LNG ticareti ve Doğalgaz Boru hatları genel dağılımı (BP, 2013)

### 3.1.2 Türkiye'nin LNG Ticareti

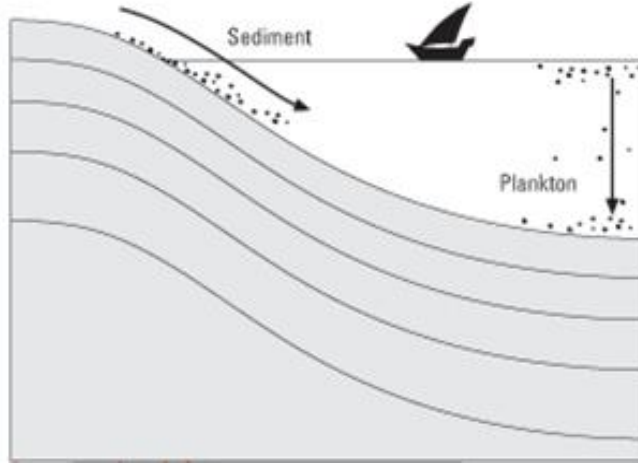
Türkiye LNG alımını, Cezayir ve Nijerya ile yapmış olduğu uzun vadeli anlaşmalarla, Katar'dan da spot LNG alımı şeklinde gerçekleştirmektedir. BOTAŞ A.Ş. tarafından Cezayir'den yılda 6.5 milyon m<sup>3</sup> LNG (1988-2014) ve Nijerya'dan yılda 2 milyon m<sup>3</sup> LNG (1995 –2017) ithal edip BOTAŞ Marmara Ereğlisi (kapasitesi 255,000 m<sup>3</sup>) ve Ege Gaz Aliğa (kapasitesi 280,000 m<sup>3</sup>) tesislerinde depolayıp gazlaştırarak ana iletim hatlarına gaz olarak göndermektedir. Bunlara ilave olarak Ceyhan da yeni bir LNG depolama tesisi planlanmaktadır (Url-3).

### 3.2 Doğal Gaz Üretimi

Son 20 yıl içinde gelişen teknolojiye bağlı olarak petrol ve doğalgaz rezervlerinin tespiti ve rezerv miktarı tayininde olağanüstü gelişmeler kaydedilmektedir. Buna bağlı olarak, üretilen doğalgaz miktarında önemli oranda artış gözlenmektedir. LNG prosesinin ilk adımını da doğalgazın yerin altından çıkarılması oluşturmaktadır. Özellikle Cezayir, Avustralya, Endonezya, Malezya, Nijerya, Katar, Trinidad Tobago, Brunei, Norveç, Birleşik Arap Emirlikleri, Mısır, Rusya ve Yemen

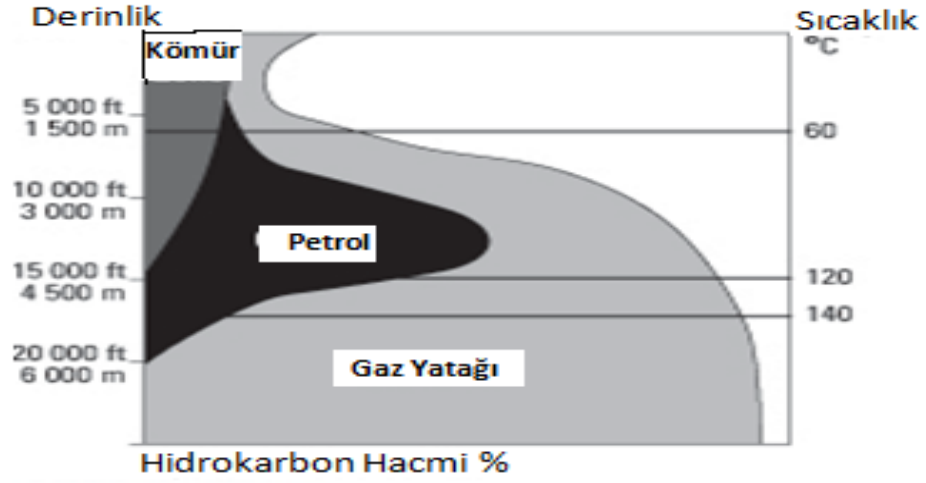
doğalgaz yataklarına sahip olmakla beraber, aynı zamanda kıyı ülkeleri de olduklarından sıvılaştırma tesisleri de kurarak doğalgazı LNG'ye çevirerek ihraç etmektedirler. Bu ülkelerin ürettikleri doğalgaz, iç taleplerinin çok üstündedir ve dolayısıyla boru hatları ve LNG formunda gemilerle ihraç etmek eğilimindedirler. ABD ve diğer ülkeler ise kendi kullanımı için doğal gaz üretmektedirler. Öte yandan, ülkeler için yurt içi gaz tedarik miktarı, ülke içi talebi karşılamak için yetersiz olduğu durumlarda, LNG ithal edilmektedir.

Şekil 3.2 'deki gibi resmedilen ve bünyesinde karbon atomu bulunduran organik yapıları deniz canlıları, sediment, planktonlar, bitkilerin milyonlarca yıl içinde yer altında basınç ve sıcaklığın etkisi ile bozulmaları sonucu hidrokarbon bileşikleri oluşturmaları ile petrol ve doğalgaz rezervleri oluşmaktadır.



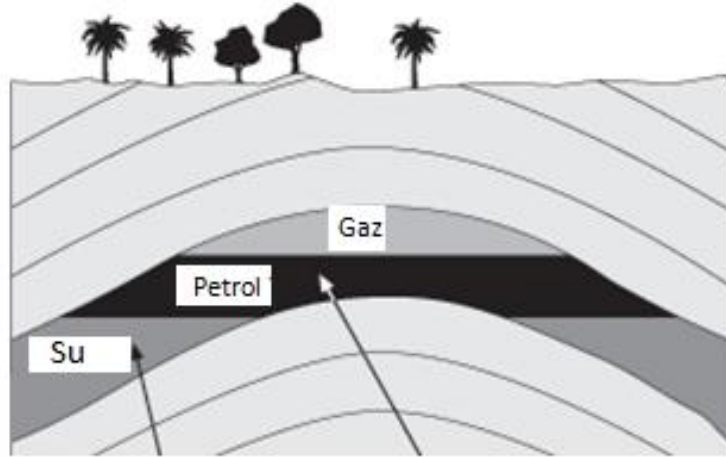
**Şekil 3.2:** Zamanla denizlerde bulunan sediment, plankton vb. maddelerin deniz tabanında birikimi (Url-4)

Oluşan bu hidrokarbon bileşikleri zamanla Şekil 3.3'teki gibi farklı yoğunluktaki tabakalara ayrılmaktadır. Sıcaklığın yüksek olduğu yerlerde hafif hidrokarbonlar ve uçucu bileşenler gaz halde bulunurken ( $CH_4$ ,  $H_2$ ...) sıcaklığın düşük olduğu yerlerde ise ağır hidrokarbonlar ( $C_{13}+$ ) oluşmaktadır.



**Şekil 3.3:** Derinlik ve sıcaklığa bağlı olarak hidrokarbon dağılımı (Url-4)

Ayrıca, Şekil 3.4'te yoğunluk farkına bağlı olarak yer altında farklı akışkanların farklı katmanlarda oluştuğu görülmektedir. Su, en alt tabaka da görülürken bunu petrol ve doğalgaz takip etmektedir.



**Şekil 3.4:** Yoğunluk farkına bağlı olarak yeraltı akışkanları katmanlaşması (Url-4)

Doğalgazın biriktiği yerler, petrol rezervlerinin bulunduğu yerler olabileceği gibi, bağımsız kayaların gözeneklerinde olabilmektedir. Uygun koşullar olduğunda doğalgaz;

- 1) Yeterli miktarda organik madde bulunan formasyonlarda
- 2) Killi, tortulu şist gibi sert kayaç yapılarında görülebilmektedir.

Jeologların ve jeofizikçilerin yapmış oldukları çalışmalar neticesinde tespit edilen potansiyel rezerv bölgelerinde sondaj işlemi yapılmaktadır. Gaz bulunduğunda, kendi basıncı ile yeryüzüne çıkmakta ve içerisinde ihtiva ettiği safsızlıklardan (impuritelere) arındırılarak kullanıma arz edilmektedir. Çıkarılan doğalgazın bileşenlerine bakıldığında, çıkarıldıkları bölgeye bağlı olarak değişiklikler gösterdikleri anlaşılmaktadır. Çizelge 3.5 incelendiğinde bu farklılıklar kolaylıkla gözlemlenmektedir (GIIGNL, 2009).

**Çizelge 3.5:** Coğrafik koşullara göre LNG kompozisyonundaki değişim (Foss,2007)

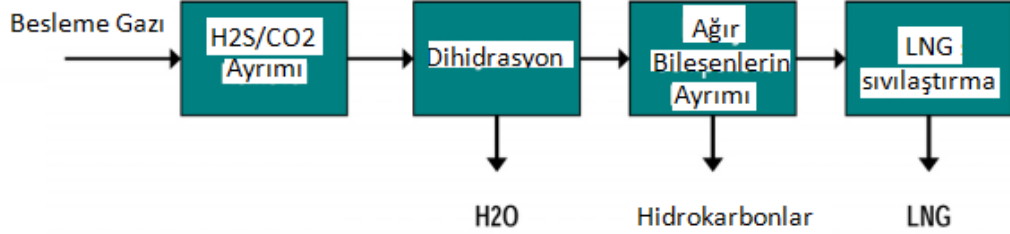
Kaynak	LNG BİLEŞENLERİ (mol)				
	Methane	Ethane	Propane	Butane	Nitrogen
Alaska	99.72	0.06	0.0005	0.0005	0.20
Cezayir	86.98	9.35	2.33	0.63	0.71
Baltimore Gas & Electric	93.32	4.65	0.84	0.18	1.01
New York City	98.00	1.40	0.40	0.10	0.10
San Diego Gas & Electric	92.00	6.00	1.00	-	1.00

### 3.3 Sıvılaştırılması

Çıkarılan doğalgaz, çoğu kez okyanus aşırı ülkelere farklı bir arz çeşidi olarak özel dizayn edilmiş gemiler vasıtasıyla taşınması için bileşimine bağlı olarak -159 °C /- 162 °C'ye kadar soğutulmuş olarak sıvılaştırılmaktadır. Özel gemiler vasıtası ile taşınan LNG ihraç edildiği ülkede tekrar gazlaştırılarak nihai kullanıcıya ulaştırılmaktadır. Doğalgazın sıvılaştırılmasının sebepleri arasında, sıvılaştırma işlemleri gerçekleştirilirken içeriğindeki zararlı bileşenlerinden arındırılması ile temiz bir yakıt haline getirilmesi ve doğalgazı ithal eden ülke ile ihraç eden ülke arasında boru hatları ile iletiminin mümkün olmadığı durumda gemilerle taşınmasına olanak vermesi gösterilebilmektedir (Coşkun, 2004).

Doğalgaz, sıvılaştırılma işlemine başlatılmadan önce saflaştırma işlemine tabi tutulmalıdır. Böylelikle, doğalgazın içerisindeki safsızlıklardan (impuritelere) arındırılması mümkün olmaktadır. Her ne kadar nihai tüketicilerin kullandığı doğalgaz ağırlıklı olarak metandan oluşsa da aslında doğalgaz metanın dışında etan, propan, butan, pentan, hidrojen sülfür (H<sub>2</sub>S), karbon dioksit (CO<sub>2</sub>), helyum, azot, yağ ve sudan oluşmaktadır. Bu maddelerin sıvılaştırılma işleminden önce Şekil 3.5'teki gibi arındırılması gerekmektedir. Doğalgazda bulunan H<sub>2</sub>S, korozif özelliğinden

dolaylı, CO<sub>2</sub> ve su ise donarak ekipman ve vanalara zarar verebileceğinden ötürü arındırılmaktadırlar (Coşkun, 2004).



**Şekil 3.5:** Doğalgazın sıvılaştırılma öncesi üretim proses akış şeması (GIIGNL,2009)

Doğalgazın içerisinde bulunan farklı bileşenler aynı basınçta farklı sıcaklıklarda yoğunlaştırılmaktadır. Çizelge 3.6'da farklı basınç ve sıcaklıklarda doğalgaz bileşenlerinin sıvılaştırma noktalarını görülmektedir.

**Çizelge 3.6:** LNG 'yi oluşturan bileşiklerin yoğunlaşma noktaları (Coşkun, 2004).

Basınç (P bar)	1.0	3.4	6.85	17.1	34.2
Metan	-159	-144	-133	-92	-71
Etan	-91	-63	-44	15.5	-
Propan	-46	-12	12	-	-
Etilen	-104	-80	-62	-8.3	-
Propilen	-49	-18	-5.6	-	-
Azot	-	-183	-174	-148	-133

Doğalgaz birçok metot kullanılarak sıvılaştırılabilmektedir. Takip eden alt bölümde ilgili bazı prosesler üzerinde durulmaktadır.

### 3.3.1 Doğalgaz Sıvılaştırma Metotları

Doğalgaz çıkarıldıktan sonra sıvılaştırma tesislerine taşınmakta ve içeriğinde bulunan hafif hidrokarbonlar (metan, etan vb.) dışındaki su buharı, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, ağır hidrokarbonlar gibi maddelerden tamamen ya da belli oranlarda temizlenmesi gerekmektedir. Bu işleme doğalgazın saflaştırılması adı verilmektedir.

Kabul edilebilir limitler, kullanılan sıvılaştırma yöntemine bağlı olarak değişiklik göstermektedir. Sıvılaştırma tesislerinin maliyetleri göz önüne alındığında en temel

giderin sıvılaştırma üniteleri tarafından gerçekleştirildiği görülmektedir (%40-%45) (Coşkun, 2004).

Diğer giderler ise, personel giderleri, depolama, iletim, saflaştırma gibi giderlerdir. Sıvılaştırma ünitelerinin maliyet açısından büyük bir paya sahip olması bu konuda daha verimli ve ekonomik yöntemlerin araştırılması ve denenmesini bir zorunluluk haline getirmiş olup birçok yöntemin hayata geçmesine neden olmuştur. Halen bu amaçla birçok çalışma yürütülmekte olup, ekonomik olanlar hayata geçirilmektedir.

Doğalgaz, atmosferik koşullarda içerisindeki bileşenlere bağlı olarak  $-159^{\circ}\text{C}$  /  $-162^{\circ}\text{C}$  'de sıvılaşmaktadır. Gazın sıvılaşabilmesi için iç enerjisinin alınması ve çevreye verilmesi gerekmektedir. Ya da ortam sıcaklığında sıvı faza geçirilebilmesi için 1200 bar'a kadar sıkıştırılması gerekir ki bu pratik ve ekonomik bir yöntem olarak nitelenmemektedir (Coşkun, 2004).

Diğer bir yöntem ise, gazın belli bir lülede genişletilmesi ile sıvılaştırılmasıdır. Bu yöntem Joule- Thompson olarak bilinmektedir. Geçerli olan sıvılaştırma prensibi kademeli olarak doğalgazın soğutulmasıdır ki bu da, çeşitli eşanjör ve makineler yardımı ile gerçekleştirilmektedir. Her bir kademede en fazla  $60-90^{\circ}\text{C}$ 'ye kadar soğutulması ideal olarak nitelenmektedir. Soğutma işlemleri, genellikle hava ve su kullanılarak gerçekleştirilmektedir. Daha düşük sıcaklıklara, evaporatif soğutma yapılarak erişilmektedir. Bu işlemde, sıcaklık farkına bağlı olarak kademe sayısı değişiklik göstermektedir.

Mevcut sistemler göz önünde tutulduğunda türbinle genişleme esaslı soğutma sistemleri, stirling çevrimi esaslı soğutma çevrimleri ve kaskad soğutma sistemleri en çok kullanılan üç sistem olarak ifade edilmektedir. Bölüm 3.3.1.1. en çok kullanılan sistemlerden biri olan kaskat sisteminin çalışma prensibi açıklanmaktadır.

### **3.3.1.1 Klasik Kaskad Soğutma Sistemleri**

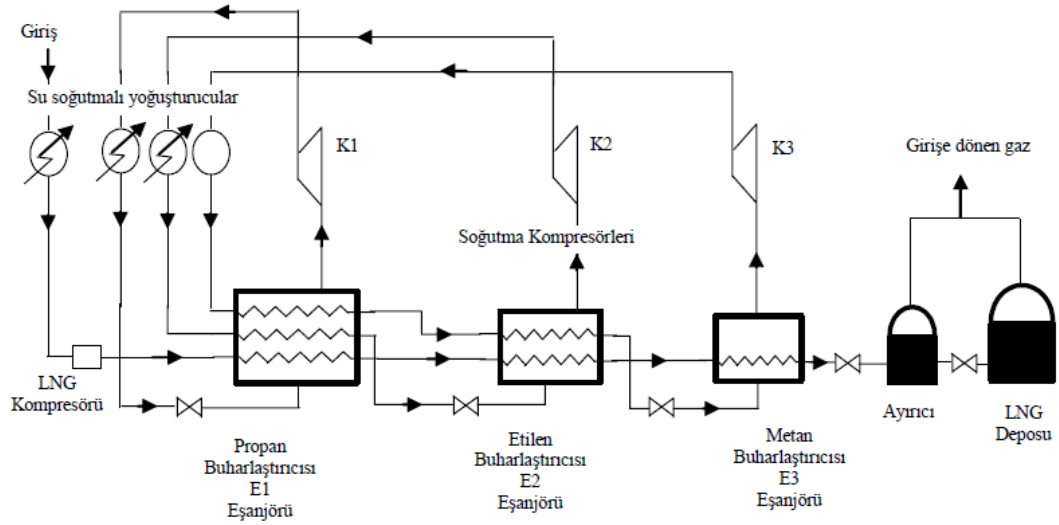
Klasik kaskad sistemi, genellikle ilk kurulan sıvılaştırma tesislerinde kullanılmakta olup diğer sistemlere göre daha pahalıdır. Ancak, halen dünyanın birçok yerinde yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu sistemde, her kademede ayrı bir akışkan kullanılarak soğutma işlemi gerçekleştirilmektedir. Her akışkan, bağımsız birer kapalı devrede tek kademeli veya birkaç kademeli olarak uygun basınç ve sıcaklık aralığında çalışmaktadır. Eğer, üç kademeli bir sistemden bahsedecek olursak,



sırasıyla propan-etilen-metan, amonyak-etilen-metan veya freon-22- freon-13-metan soğutucu akışkan gruplarından biri seçilebilmektedir (Coşkun, 2004).

### 3.3.1.1.1 Klasik Kaskad Sistemleri Çalışma Prensibi

Klasik kaskat sistemi, farklı soğutucu akışkanlar kullanılarak ayrı kapalı devreler halinde çalıştırılan bir sistem olup, akışkan grubu olarak freon22 - freon13- metan, amonyak-etilen-metan veya propan-etilen-metan gruplarından bir tanesi seçilerek prosese uygun basınç ve sıcaklık aralığında çalıştırılmaktadır ( Can ve Avcı , 1995). Her bir kademedeki kullanılan bu soğutucu akışkanların kimyasal ve fiziksel özelliklerinden faydalanılarak sıvılaştırılmak istenen gazın prosesi gerçekleştirilmektedir. Çalışma parametreleri seçilen akışkan grubuna bağlı olarak belirlenir ve proses bu aralıkta tutulur (Borgnakke ve Sonntag, 1997). Kullanılacak soğutucu akışkanın sayısı, sırası ve kullanılacak kademe sayısı günün teknolojileri doğrultusunda kompresör kapasitesi ve eşanjör verimine bağlı olarak değişiklik gösterebilmektedir. Propan-etilen-metan akışkan grubu seçilerek oluşturulan klasik kaskat devresi Şekil 3.6'da görülmektedir.



Şekil 3.6: Propan-etilen-metan akışkanlı klasik kaskad çevrimi (Coşkun, 2004)

Atmosfer koşullarına bağlı olarak gün içi sıcaklığında (20-40 °C) ve 4 bar basınçta gelen doğal gaz, yabancı bileşenlerinden ayrıştırılarak daha düşük sıcaklıkta olan (5-15°C) deniz suyu ile ön soğutma yapıldıktan sonra E1 eşanjörüne ulaştırılmaktadır. E1 eşanjöründe propan gazı ile -40°C'ye kadar soğutma yapılmaktadır. E1 eşanjöründe ısı çekerek buharlaşan propan K1 kompresöründe

yaklaşık 11 bar basınca kadar sıkıştırılıp su ile soğutulduktan sonra 1 bar basınca kadar kısılarak E1 eşanjörüne dönmektedir. Böylelikle, propan çevrimi tamamlanmış olmaktadır.

3,5 bar civarında olan doğal gaz  $-40^{\circ}\text{C}$ 'ye E1 eşanjöründe soğuduktan sonra E2 eşanjörüne gelir ve burada etilen çevriminde  $-100^{\circ}\text{C}$  sıcaklığa kadar soğumaktadır. E2 eşanjöründe etilen bulunmaktadır. Burada ısı çekerek buharlaşan etilen K2 kompresöründe 15 bar basınca kadar sıkıştırılmaktadır. Daha sonra, E1 eşanjörüne gelmekte ve burada ön soğutmaya uğradıktan sonra 1 bar basınca kısılarak E2 eşanjörüne dönmektedir. Bu şekilde etilen çevrimi tamamlanmış olmaktadır.

Doğal gaz E2 eşanjöründe  $-100^{\circ}\text{C}$ 'ye soğuduktan sonra içinde metan bulunan E3 eşanjörüne gelmektedir. Burada doğal gazdan ısı çekerek 1 barda  $-160^{\circ}\text{C}$  civarında buharlaşan metan K3 kompresöründe 25 bar basınca sıkıştırıldıktan sonra propan çevriminde E1 eşanjörüne gelmektedir. Çevrimin son kademesinde ön soğutmadan geçtikten sonra etilen çevrimine gelmektedir. Burada da,  $-100^{\circ}\text{C}$  civarına soğuduktan sonra 1 bar basınca kısılarak E3 eşanjörüne döndürülmektedir. Böylelikle, metan çevrimi de tamamlanmaktadır.

E3 eşanjöründen geçen doğal gaz 1 bar basınca kısıldıktan sonra dengeleme ve depolama tankına gelmektedir. Depolama tankında sıvılaşmayan ya da çevreden ısı geçişi nedeniyle yeniden buharlaşan doğal gaz kısmı ise, ya geri besleme ile LNG sistemi girişine ya da kullanılmak üzere enerji santraline gitmektedir. LNG sisteminin enerjisi, santralden karşılanıyorsa bu enerji santrali için gerekli doğal gaz miktarı, seçilen sisteme bağlı olarak, toplam gazın %15-20'si civarında olmaktadır (Coşkun, 2004).

### **3.3.1.2 Karışık Akışkanlı Kaskad Soğutma Sistemleri**

Bu sistem hayli yaygın olarak kullanılmaktadır. Çalışma prensibi klasik kaskad sistemine benzer olmakla beraber, klasik kaskat sisteminde kullanılan kapalı devrelerin sayısının ve kullanılan kompresör sayısının fazla olması sistem maliyetleri açısından önemli bir paya sahipken, bu sistemlerde bu maliyetlerin düşürülmesi için alternatif yollar geliştirilmiştir. Burada, yine kademeli soğutma işlemi yapılmakla beraber soğutucu akışkanların karışmış halde kullanılması esastır. Tek kompresörde birlikte sıkıştırılan bu akışkanlar kendi kapasitelerine paralel ısı çekerek soğutulması düşünülen akışkanı soğutmaktadırlar. Böylelikle, hem yatırım maliyeti klasik kaskat

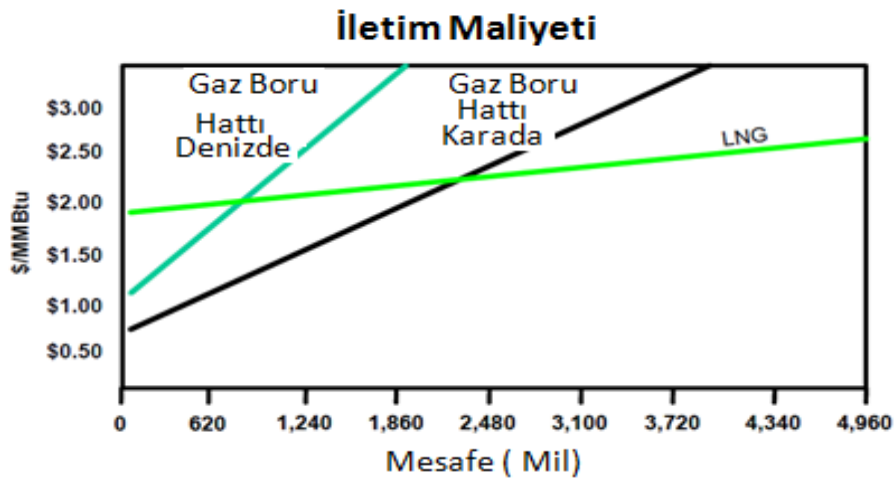
sistemine nazaran daha düşük olmakta ve hem de işletme maliyeti daha düşük kalmaktadır.

### 3.3.1.3. Tek Akışkanlı Kaskad Soğutma Sistemleri

Bu sistemin en önemli avantajı, basit bir çalışma düzeneğinin olmasıdır. Burada, tek kompresörde tek akışkanın sıkıştırılması yeterli olmaktadır. Soğutucu gaz olarak da doğal gaz kullanılmaktadır. Böylelikle, fazla kompresör ve eşanjör kullanılmaz. Sistem, devreye kolay girmekte ve yine kolay çıkmaktadır.

## 3.4 Taşıma

Doğal gazın boru hatları ile taşınmasının ekonomik olmadığı ve doğalgaz rezervlerine sahip ülkelerden uzak mesafede bulunan ülkelere LNG'nin taşınması özel dizayn edilmiş gemiler vasıtasıyla yapılmaktadır. İlk LNG gemisi 1951 yılında ABD'de inşa edilmiştir (GIIGNL, 2009). Şekil 3.7'de görüldüğü üzere 700-750 deniz miline kadar denizden boru hattı ile doğalgaz taşınması ve 2300 deniz miline kadar karadan boru hatları ile doğalgazın taşınması ekonomik olurken 2300 deniz mili ve üzeri olan mesafelere ise deniz yolu ile LNG'nin tankerlerle taşınması daha ekonomik olmaktadır.



Şekil 3.7: Doğalgaz taşımacılığının farklı alternatiflerinin mesafeye bağlı fiyat analizi (Foss,2007)

Bu bağlamda Şekil 3.1 'de gösterilen dünya doğalgaz ve LNG taşımacılığına bakıldığında, özellikle Uzakdoğu ülkelerine ve ada ülkelerine LNG'nin gemilerle

taşındığını, Rusya gibi ana karalarda ise boru hatları ile doğalgaz formunda kullanıcıya iletiildiği görölmektedir.

LNG ticaretinde, LNG'nin taşınması satıcı tarafından veya alıcı tarafından gerçekleştirilmektedir. Bazı durumlarda ise, alıcı-satıcı tarafından ortak kurulan üçüncü bir firma vasıtasıyla gerçekleştirilmektedir. Burada esas olan, FOB (gemide teslim) veya CIF (karada teslim) olarak ticaretin gerçekleştirilmesi olup, FOB satışlarında bütün taşıma riski alıcıya, CIF satışlarında ise satıcıya ait olmaktadır (Can ve Avcı, 1995). Dünyada bugüne kadar yaklaşık olarak 45.000 adet sefer ciddi bir kaza yaşanmadan gerçekleştirilmiştir (GIIGNL,2009).

LNG, %9 nikel alaşımlı çelikten imal edilmiş çift cidarlı, yalıtımlı atmosfer basıncına yakın basınçlarda ve kriyojenik sıcaklıklarda -162°C çalışabilen tanklara sahip gemilerle taşınmaktadır. Kullanılan gemiler çoğunlukla yolculukları esnasında kaynama gazını kullanmakla birlikte fuel-oil de yakabilmektedirler. IMO (International Maritime Organisation) tarafından konulan uluslararası kurallar çerçevesinde tüm LNG gemilerine ait dizayn ve operasyon kriterleri belirlenmekte olup gemi ve operasyon güvenliği sağlanmaktadır. Dünyada bugün yaklaşık olarak 364 tanesi aktif 392 gemi LNG taşımacılığı yapmaktadır (Url-3).

Bu gemilerin büyük bir çoğunluğu 120.000-150.000 m<sup>3</sup> LNG taşıma kapasitesine sahip bulunmakta olup yeni nesil gemiler ise 264.000 m<sup>3</sup> LNG taşıma kapasitesine sahip olacak şekilde tasarlanmaktadır. Eski tip gemiler 225-250 milyon \$ iken, yeni ve daha büyük gemilerin ise 300 milyon \$ değerinde oldukları ifade edilmektedir (GIIGNL, 2009).Kullanılmakta olan gemiler genellikle Şekil 3.8'de görölen membrane tipi veya küresel tip gemilerden oluşmaktadır (Mcguire and White,1996).



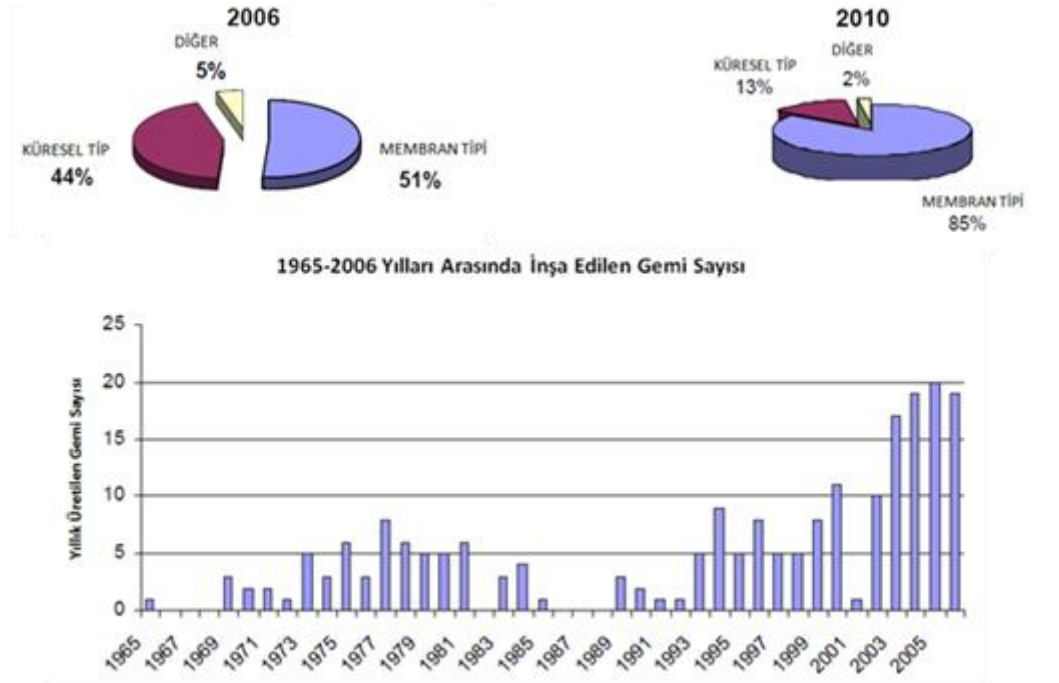
Membrane tipi



Küresel Tip

**Şekil 3.8 :** LNG taşımasında kullanılan gemiler (GIIGNL,2009)

Membrane tipi gemiler her geçen gün küresel tip gemilerin yerini almakta ve sayıları gittikçe artmaktadır. Şekil 3.10'da görüldüğü gibi 2006 yılında tüm gemiler arasında %51 lik bir paya sahipken 2010 yılında bu oran %85 e çıkmıştır. Ayrıca Şekil 3.9'daki grafik incelendiğinde, özellikle dünya LNG ticaretindeki artışa paralel olarak 1990'lı yıllardan sonra LNG gemi yapımında ve kullanımında ciddi artış görülmektedir.



**Şekil 3.9:** Yıllar itibari ile inşa edilen LNG gemi sayıları ve modelleri (Foss,2007)

### 3.4.1 Dünyada LNG Tankeri Sayısı

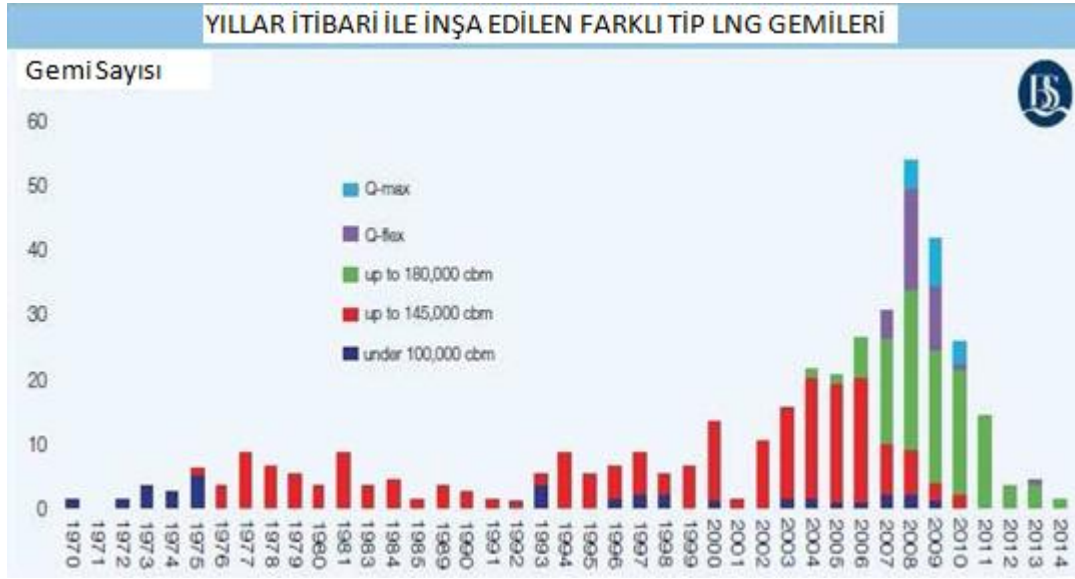
Dünyanın en büyük LNG gemisi Mozah isimli gemi olup, Güney Kore, Samsung Heavy Industry's (SHI) tersanelerinde inşa edilmiştir. Bu gemi Katar Gas transport tarafından işletilecek ilk Q-Max model gemi olup kapasitesi 266.000 m<sup>3</sup> ve değeri 290 milyon dolar olduğu ifade edilmektedir (GIIGNL,2009). Bu geminin boyu L=345 m, genişliği B=53,8 m ve yüksekliği H=34,71 m olarak bilinmektedir. Bu gemilerde emisyon oranı %30 azaltılmış dizel yakıt kullanılmaktadır.

Dünyanın en büyük LNG üreticisi olan Katar, ayrıca Güney Kore'de üç ayrı tersanede her biri 200.000 m<sup>3</sup>'den fazla gaz taşıyabilen 45 adet Q-Flex tipi LNG tankeri sipariş etmiştir ki bu gemiler konvansiyonel gemilerin 1,5 katı taşıma kapasitesine sahip bulunmaktadır.

Konvansiyonel LNG tankerlerinin kapasitesi 138.000 m<sup>3</sup> civarında iken Q-Flex tankerleri 216.000 m<sup>3</sup> LNG taşıyabilmektedir. LNG gemilerinin maliyeti, inşa edilen ülkelere ve LNG piyasasına bağlı olarak değişmektedir.

2000 yıllarına kadar Japonya, Kore, Avrupa ve Amerika'da inşa edilen 100.000-135.000 m<sup>3</sup>'lük LNG gemileri 200-300 Milyon USD'a mal olurken, Çin ve Tayvan gibi ülkelerin piyasaya girmesiyle maliyetler 155 Milyon USD'a kadar gerilemiştir. Maliyetleri belirleyen ana etmenler olarak; demir-çelik piyasasındaki değişimler, kullanılan teknoloji, işçilikteki değişimler gösterilebilir. Bir LNG gemisinin ömrü ortalama 35 ile 40 yıl arasında değişmektedir (Url-3).

Şekil 3.10 'da 1970 yılından günümüze kadar üretilen ve üretilmesi planlanan farklı model LNG gemilerinin dağılımı gösterilmektedir. Buna göre artık konvansiyonel tip gemi üretiminden ziyade yeni nesil Q-flex ve Q-max model LNG gemileri üretilmektedir.



**Şekil 3.10:** Yıllar itibariyle üretilen farklı model LNG gemileri (Url-3)

### 3.5 Depolama

Yukarıda bahsedilen gemiler vasıtasıyla getirilen LNG öncelikle getirildiği ülkenin gümrük prosedürlerine tabi tutulmakta ve beyanda bulunulan ürün ile ilgili yasal işlemler başlatılmaktadır.

Depolama terminali tarafından gönderilen Şekil 3.11'deki römorkörler eşliğinde gelen LNG gemisi güvenli bir şekilde LNG terminali limanına getirilmektedir. Açığa gelen gemi, römorkörler yardımı ile iskele yaslanma dolfinlerine çekilip, palamar botlarıyla gemi halatları otomatik bırakma kancalarına bağlanmaktadır.

Gelen geminin ne kadar LNG taşıdığı ve bu LNG'nin hangi kalitede olduğu terminal operasyon sorumlusu (unloading master) ile gemi ikinci kaptanı arasında yapılan hesaplamalar ile belirlenmektedir. Gerekli olan güvenlik prosedürleri tamamlandıktan sonra gemi ile terminal arasında uzlaşma sağlanmasını takiben karşılıklı olarak hazır durum beyannamesi verilmektedir. Şekil 3.12'de görülen üç adet sıvı kolu ile bir adet gaz kolu gemi hatlarına bağlanmakta ve yaklaşık bir saat süren soğutma işleminden sonra gemi tarafından sırasıyla birden ona kadar pompa devreye alınarak toplam 10.000-12.000 m<sup>3</sup>/saat'lık debi ile boşaltım işlemi başlatılmaktadır.

Boşaltma işlemi yaklaşık olarak 14-16 saat sürmektedir. Operasyon sorumlusu doluma başlamadan önce gelen LNG'nin alt dolum mu yoksa üst dolum mu olacağına, gelen LNG ile depolama tanklarında bulunan LNG'nin yoğunluklarına bakarak karar vermektedir. Eğer gelen LNG, tanklardaki LNG'den ağır ise üst dolum, tersi ise alt dolum yaptırılmaktadır. Buradaki amaç, zamanla yoğunluk farkına bağlı olarak gerçekleşebilecek farklı yoğunluktaki LNG katmanlarının birbirleri üzerinde yer değiştirmesi sonucu açığa çıkacak sıkışmış gazın meydana getireceği ani basınç yükselmesini ortadan kaldırmaktır.



**Şekil 3.11:** Römorkörler eşliğinde gelen bir gemiden görünüm (Url-10)



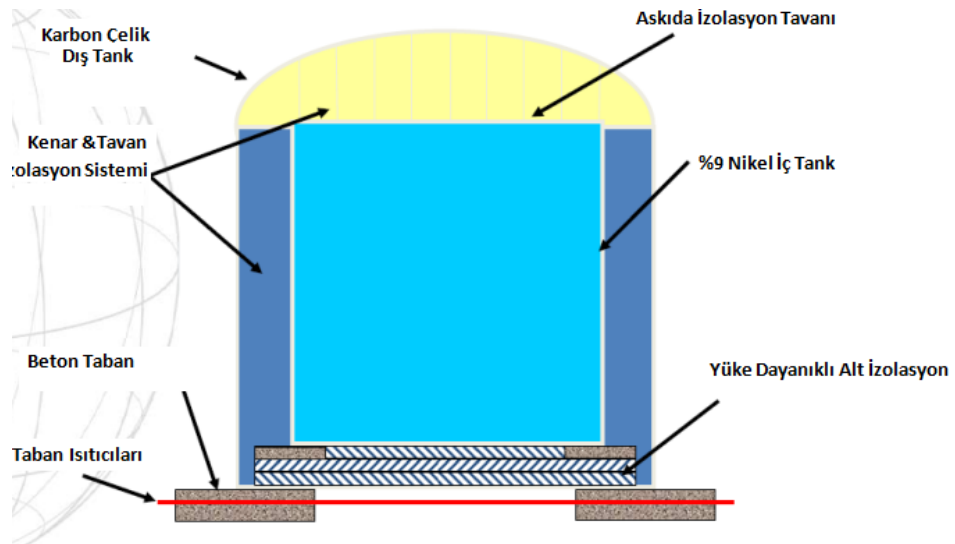
**Şekil 3.12:** Operasyon için hazır bir gemiden genel görünüş - 3 adet sıvı, 1 adet gaz kolu (Url-10)



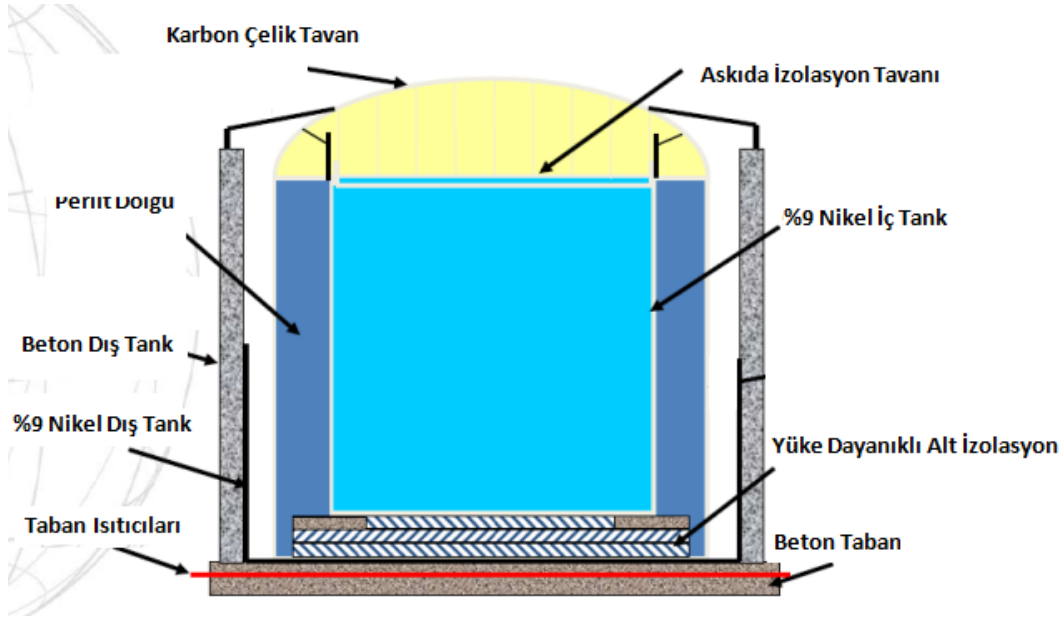
Gelen LNG farklı teknolojilerle dizayn edilmiş %9 nikel çelik alaşımlı depolama tanklarında boşaltılmaktadır ki bunlar genellikle;

- 1) Tek cidarlı tanklar (Single containment - Şekil 3.14)
- 2) Çift cidarlı tanklar (Double containment - Şekil 3.15 )
- 3) Çift cidarlı ve beton korumalı tanklar (Full containment -Şekil 3.16 - Şekil 3.17)
- 4) Yeraltına gömülü tanklar (Underground storage tanks) , olarak adlandırılmaktadırlar.

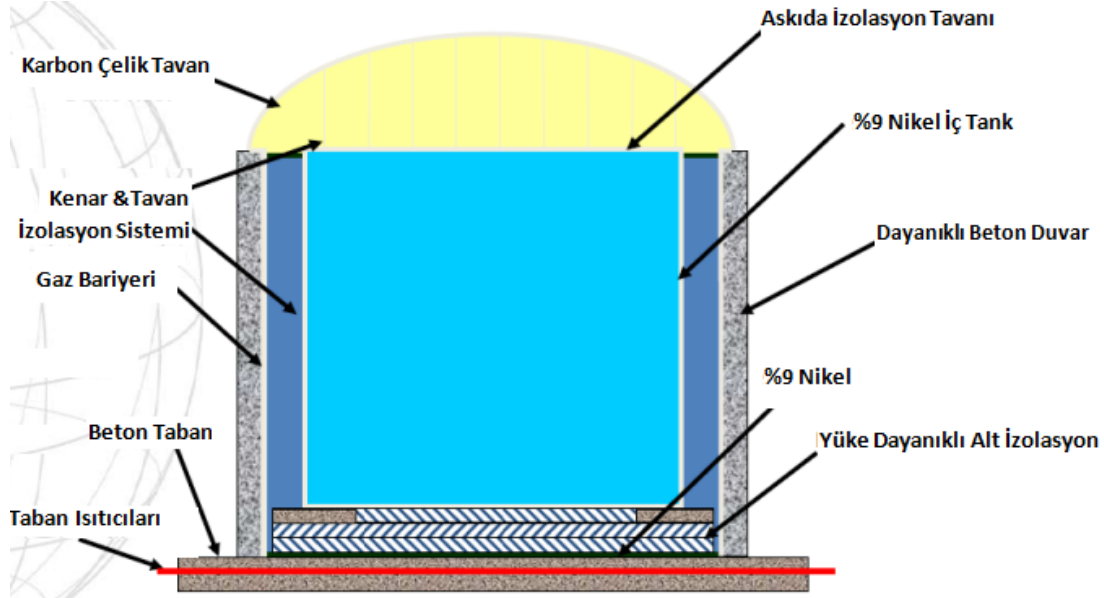
Tek cidarlı (Single containment) tanklar, genellikle tek cidarlı olduklarından pek güvenli olarak nitelenmemektedirler. Herhangi bir sızıntı durumunda döküntünün toplanabileceği bir havuz etrafında olmaktadır (Şekil 3.13). Çift cidarlı tanklar (Double containment) daha gelişmiş sistemleri barındırmaktadırlar ve iç cidardaki bir yırtılmaya karşı sızıntıyı önlemek için ikinci bir cidarla çevrilidirler. Ara bölme, genellikle perlit dolgu ile doldurularak yalıtım sağlanmaktadır (Şekil 3.14). Çift cidarlı ve beton korumalı tanklar (Full containment) depolama tankları çift cidarlı tanklara ilave olarak dış cidar ile beton koruma arasında gaz bariyeri bulundurmaktadır. Böylece olası bir gaz sızıntısı dışarı çıkmamış olacaktır. (Şekil 3.15-Şekil 3.16).



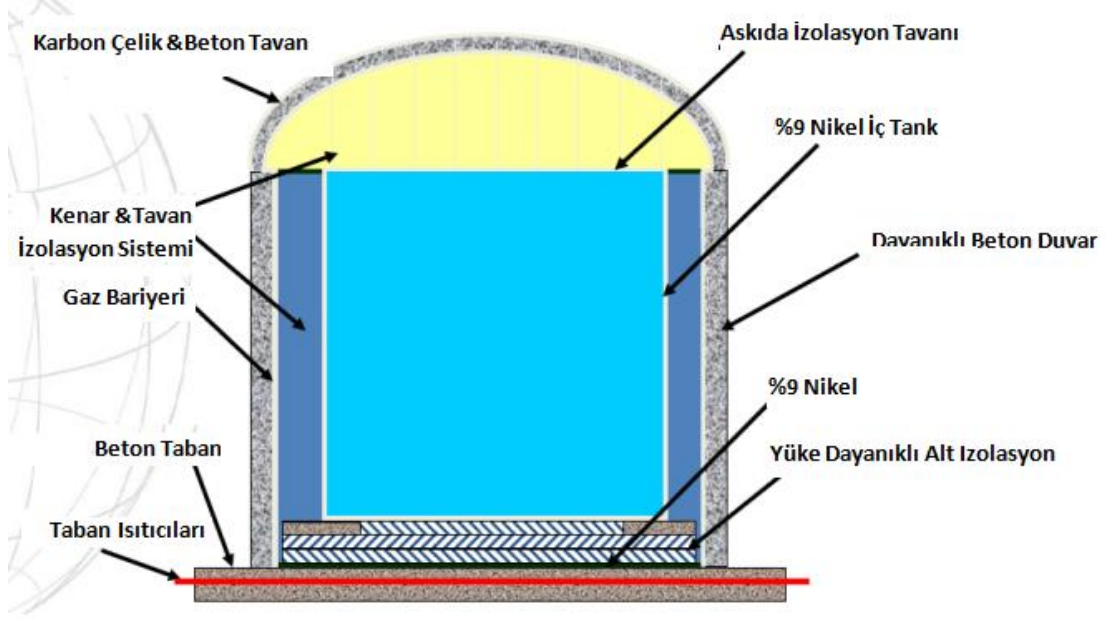
**Şekil 3.13:** Tek cidarlı (Single containment) LNG depolama tankı (Humphrey, 2009)



Şekil 3.14: Çift cidarlı (Double Containment) LNG depolama tankı (Humphrey, 2009)



Şekil 3.15: Çelik kubbeli (Steel roof) LNG tankı (Humphrey, 2009)

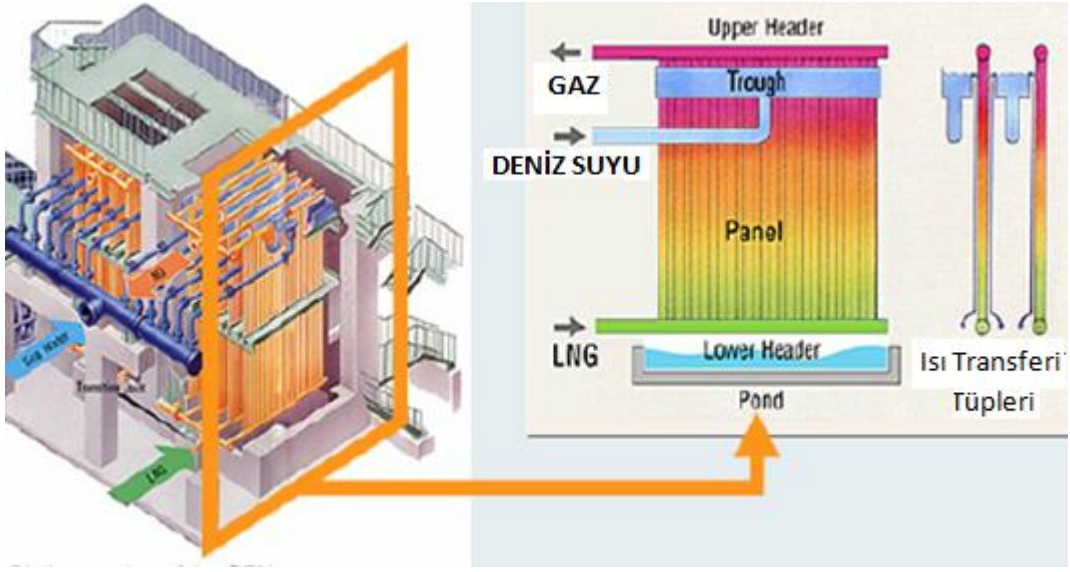


Şekil 3.16: Beton kubbeli (Concrete roof) LNG tankı (Humphrey, 2009)

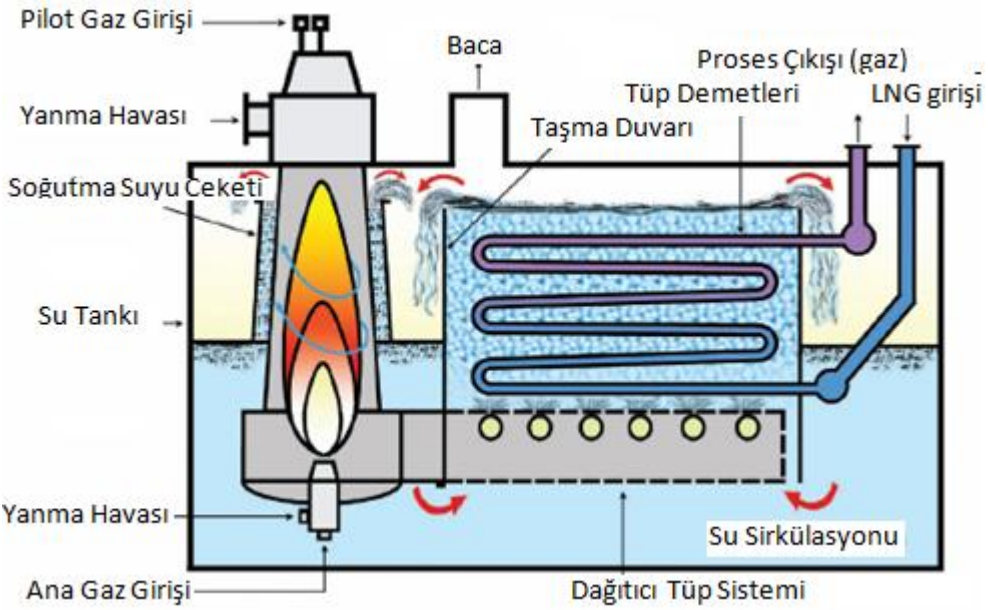
### 3.6 Tekrar Gazlaştırma

Gemilerle getirilen sıvı formundaki doğalgaz (LNG), nihai kullanıcıya boru hatları ile gaz halinde iletilebilmesi için tekrar gazlaştırılmaktadır ve iletim hattına bu şekilde gönderilmektedir. Şekil 3.17’de gazlaştırma prosesi şematik olarak görülmektedir. Şekil 3.18’den de takip edilebileceği gibi, depolanan LNG, depolama tanklarında bulunan düşük basınç pompaları (LP) yardımı ile 10 bar basınçta yoğunlaştırıcı üniteye (recondenser) gönderilmektedir. Diğer taraftan depolama tanklarında oluşan kaynama gazı ( boil-off) ise kaynama gazı kompresörü tarafından yine yoğunlaştırıcı üniteye (recondenser ünitesine) 10 barda gönderilmektedir.





Şekil 3.18: ORV (open rack vaporizer ) tipi gazlaştırıcılar (GIIGNL, 2009)



Şekil 3.19: SMV (submerged comb. vaporizer ) tip gazlaştırıcılar (GIIGNL, 2009)

ORV'ler petek görünlü esanjör demetlerinden oluşmakta olup binlerce kılcal tüpün (Shell) içerisinden LNG geçerken dış yüzeyinden ise deniz suyu sürekli akıtılmaktadır. Deniz suyundaki ısıyı kullanan kılcal tüplerdeki LNG gazlaşarak yukarıya çıkmakta ve soğuyan deniz suyu ise tekrar denize deşarj edilmektedir.

Diğer taraftan SMV'ler ise kapalı bir havuz sistemi olup, sabit bir miktar su barındırmaktadır. İçerisinde yanma odası bulunmakta ve yakıt gazı ile hava

karişimından oluşan yakıt bu yanma odasında yakılarak havuz içerisindeki su ısıtılmaktadır. Yine bir boru hattı ile havuza taşınan LNG, bu sıcak su banyosun içindeki kılcal borulardan geçirilerek ısıtılıp gazlaştırılmakta ve iletim hattına 70-80 bar arasında gönderilmektedir. Gönderilen gaz kromotografları tarafından analiz edilmekte ve kalitesi belirlenmektedir. Ayrıca, çıkış hatları üzerinde bulunan debi ölçerler (flowmetreler) vasıtası ile gönderilen gaz debisi de belirlenmektedir.

### **3.7 Kullanıma Arz**

İlk defa Türkiye’de doğalgaz 1970 yılında Kırklareli’nde ve 1982 yılında Mardin’de tespit edilmiş ve çıkarılan doğalgaz yakın çimento fabrikalarının kullanımına arz edilmiştir (Url-5). Ancak rezervlerin kısıtlı olması nedeniyle yerli tüketim yaygın hale gelememiştir.

Doğal gazın kullanımının yaygın hale gelmesi, bir başka deyişle hem şehirlerde hem de sanayide kullanılmaya başlanması 84/8806 sayılı Bakanlar Kurulu kararıyla 1984 yılında SSCB ile imzalanan doğalgaz sevkiyatı anlaşmasıyla başlamıştır. Doğalgazı evsel amaçla ilk kullanan şehir 1988 yılında Ankara olmuştur. Bundan sonra, doğal gazın hem ticari hem de evsel kullanımı diğer şehirlere de hızla yayılmıştır. Ancak, doğal gazın evsel kullanımı ticari kullanıma oranla daha düşük miktarlarda olup herhangi bir arz sıkıntısında öncelikle ticari kuruluşların etkileneceği anlaşılmaktadır. Bununla beraber, günümüzde ülkemiz için gaz arzı, yapılan uzun vadeli kontratlarla talepten daha fazla olmaktadır. Dolayısıyla, kısa vadede Türkiye’de gaz arzı sıkıntısı beklenmemektedir.

Türkiye, her geçen gün büyüyen ekonomisi ve artan nüfusu ile enerjiye en fazla gereksinim duyan ülkeler arasına girmiş bulunmaktadır. Bu talebin önemli bir miktarını; İran, Rusya ve Azerbaycan gibi ülkelerden doğalgazı boru hatlarıyla Nijerya, Cezayir ve Katar gibi ülkelerden ise LNG formunda deniz aşırı kargo gemileri ile temin etmektedir.

Her ne kadar, kısa vadede uzun süreli doğalgaz arz sıkıntısı beklenmese de, özellikle kış aylarında talebin artmasına bağlı olarak ve kaynak ülkelerde meydana gelen teknik ve/veya siyasi nedenlere bağlı olarak dönemsel arz talep dengesizlikleri görülebilmektedir. Bu aksamaların giderilmesine yönelik olarak 2007 yılında 1.6 milyar m<sup>3</sup> ve 2009 yılında ise ilave yatırımlarla 2.1 milyar m<sup>3</sup> depolama kapasitesine

ulaşan Silivri TPAO depolama tesisi önemli katkı sağlamış bulunmaktadır. Ayrıca Tuz gölü depolama projesi halen devam etmekte olup faaliyete geçmesiyle beraber önemli oranda kısa vadeli arz güvenliği sağlanmış olacaktır.

Bakü-Tiflis-Erzurum (BTE) Doğal Gaz Boru Hattı (Şah Deniz Projesi) yine 2006 yılında faaliyete geçirilerek Hazar gazının Türkiye ve Avrupa'ya taşınması sağlanmıştır. Diğer taraftan, yine 12 milyar m<sup>3</sup> güney gazının Türkiye üzerinden Yunanistan ve İtalya'ya gönderilmesi projesi ve Türkiye, Bulgaristan, Romanya ve Macaristan'ın ortaklaşa yürüttükleri Hazar Bölgesi ve Ortadoğu'nun gaz kaynaklarını Orta Avrupa doğalgaz dağıtım merkezine ulaştıracak NABUCCO projesi (3400 km uzunlukta yıllık 31 milyar m<sup>3</sup> gaz taşıma kapasitesi) planlanan önemli projeler arasında gösterilebilir (Url-1).

### **3.7.1 Doğal Gaz Arzı Sağlayan Ana İletim Hatları ve Terminaller**

#### **3.7.1.1 Rusya Federasyonu - Türkiye Doğal Gaz Ana İletim Hattı**

Türkiye'ye Bulgaristan sınırında Malkoçlar'dan giren, Hamitabat, Ambarlı, İstanbul, İzmit, Bursa, Eskişehir üzerinden Ankara'ya ulaşan boru hattıdır ve 845 km uzunluğundadır. Bu hat, 75 bar basınçta olup Kırklareli, Ambarlı, Pendik, Bursa ve Eskişehir'de kompresör istasyonları, Malkoçlar'da ana ölçüm istasyonu bulunmaktadır. Ana kontrol merkezi ise Yaprıcak, Ankara'dadır.

#### **3.7.1.2 Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı**

Türkiye ile İran arasında 1996 yılında imzalanan anlaşmayla 2001 yılında gaz alımı ile hayata geçen projedir. Yılda yaklaşık 3 milyar m<sup>3</sup> gaz alımıyla başlayıp yıllar içerisinde 10 milyar m<sup>3</sup>'e çıkılması hedeflenmektedir. Yaklaşık 1.491 km uzunluğundaki bu hat, Doğubayazıt'tan başlayıp, Erzurum, Sivas ve Kayseri üzerinden Ankara'ya uzanmakta, bir kolu da Kayseri, Konya üzerinden Seydişehir'e ulaşmaktadır. Ayrıca, proje kapsamında yapılan Doğubayazıt Kompresör İstasyonu (CS-11), İran - Türkiye sınırından yaklaşık 35 km uzaklıkta, toplam kurulu gücü yaklaşık 30 MW olan üç kompresör ünitesinden oluşan bir istasyon olup, 2003 yılında tamamlanarak devreye alınmıştır.

### **3.7.1.3 Samsun-Ankara Doğal Gaz İletim Hattı (Mavi Akım)**

1997 yılında BOTAŞ ile Gazexport arasında 25 yıllık Doğal Gaz Alım-Satım Anlaşması imzalanmış olup, Rusya Federasyonu'ndan Karadeniz'den bir hat ile Türkiye'ye doğalgaz ulaşmaktadır. 16 milyar m<sup>3</sup>/yıl doğalgaz alımı hedeflenmektedir. Toplam 370 km uzunluğundaki Boru Hattı Sistemi, Rusya Djubga – Samsun ve 501 km uzunluğundaki Boru Hattı Sistemi ile Samsun – Ankara arasında oluşmaktadır. Finansman ve inşaat maliyetleri Gasprom ve BOTAŞ tarafından karşılanmıştır.

### **3.7.1.4 Güney Doğal Gaz İletim Hattı**

Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı'ndan Sivas yakınlarından alınan bir bağlantı ile Güney ve Güneydoğu Anadolu Bölgelerinin doğal gaz ihtiyacını karşılayan hat, Sivas'tan başlayıp Malatya, Kahramanmaraş, Gaziantep, Osmaniye, Adana üzerinden Mersin'e uzanmaktadır. Boru hattı 100 cm (40 inç) çapında ve yaklaşık 716 km uzunluğundadır. Üç bölüm halinde ihalesi yapılan hat, 2005 yılında tamamlanmıştır.

### **3.7.1.5 Konya-İzmir Doğal Gaz İletim Hattı**

Konya-İzmir Doğal Gaz İletim Hattının birinci bölümü olan 258 km'lik Konya-Isparta Doğal Gaz Boru Hattı 13.05.2005 tarihinde tamamlanmıştır. İkinci bölümü olan 363 km'lik Isparta-Nazilli Doğal Gaz Boru Hattı ise, 15.11.2005 tarihinde tamamlanarak gaz arzı sağlanmıştır. Üçüncü bölümü olan 244 km uzunluğundaki Nazilli-İzmir Doğal Gaz İletim Hattı Aydın'a kadar gelmiş bulunmaktadır.

### **3.7.1.6 Doğu Karadeniz Bölgesi DGBH Projesi**

Doğu Karadeniz Bölgesi Doğal Gaz Boru Hattı Projesi kapsamında Bayburt iline 2006 yılı içinde; Rize, Gümüşhane ve Trabzon illerine 2008 yılında gaz arzı sağlanmıştır.



**Çizelge 3.7: Doğalgaz ana iletim hatları (BOTAŞ, 2011)**

İletim Hatları			
Proje Adı	Uzunluk /km	Çap/İnç	Bitiş Tarihi
Rusya- Türkiye DGBH	845	24-36	07.1989
Pazarlık (İzmit) - Karadeniz Ereğli Doğal Gaz İletim Hattı	210	16-24	06.1996
Bursa - Çan Doğal Gaz İletim Hattı	213	8-12-16	12.1996
Silivri Doğal Gaz İletim Hattı	7,6	10-14-24	04.1998
Malkoçlar (CS-1) Loopu, Önerler-İstanbul, Hersek Yumurtatepe Loopları	160	24-36	09.1998
Çan-Çanakkale Doğal Gaz İletim Hattı	116	12	07.2000
Doğubeyazıt-Erzurum Doğal Gaz İletim Hattı	291	48	06.2001
Erzurum - (Sivas) İmranlı Doğal Gaz İletim Hattı	306	48	06.2001
İmranlı (Sivas) - Kayseri Doğal Gaz İletim Hattı	256	48	06.2001
Kayseri - Ankara Doğal Gaz İletim Hattı	320	40	06.2001
Kayseri - Konya - Seydişehir Doğal Gaz İletim Hattı	317	40-16	06.2001
Eskişehir - Bozüyük Doğal Gaz Loop Hattı	75	40	01.2002
Mihalıççık - Eskişehir Doğal Gaz Loop Hattı	76	40	01.2002
Bozüyük - Adapazarı Doğal Gaz Loop Hattı (Faz-1)	63	36	01.2002
Karacabey - İzmir Doğal Gaz İletim Hattı	240	36	05.2002
Bozüyük - Adapazarı Doğal Gaz Loop Hattı (FAZ-2)	63	36	06.2002
Samsun - Ankara Doğal Gaz İletim Hattı	501	48	10.2002
Kırklareli - Önerler, Bursa Karacabey Loop Hatları	99 - 75	36	07.2003
Gaziantep-Osmaniye-Adana-Mersin Doğal Gaz İletim Hattı	287	16-24-40	04.2005
Malatya - Gaziantep Doğal Gaz İletim Hattı	240	16-24-40	05.2005
Konya - Isparta Doğal Gaz İletim Hattı	258	16-40	05.2005
Sivas - Malatya Doğal Gaz İletim Hattı	195	24-40	08.2005
Isparta - Nazilli Doğal Gaz İletim Hattı	363	16-24-40	11.2005
Doğu Karadeniz Doğal Gaz İletim Hattı Faz-1	96	16-24	11.2006
Doğu Karadeniz Doğal Gaz İletim Hattı Faz-2	96,7	18-12	09.2008
Doğu Karadeniz Doğal Gaz İletim Hattı Faz-3	114	16	02.2008
Nazilli - İzmir Doğal Gaz İletim Hattı Faz-1	57,2	40	02.2007
Nazilli - İzmir Doğal Gaz İletim Hattı Faz-2	76,5	12-40	08.2007
Nazilli - İzmir Doğal Gaz İletim Hattı Faz-3	57,2	40	03.2007
Nazilli - İzmir Doğal Gaz İletim Hattı Faz-4	53,2	10-40	04.2007
Azerbaycan - Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Faz-1	113	42	12.2006
Azerbaycan - Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Faz-2	113	42	03.2007
Ordu - Giresun Doğal Gaz İletim Hattı Faz-1	99	14	07.2007
Ordu - Giresun Doğal Gaz İletim Hattı Faz-2	59	10	07.2007
Ordu - Giresun Doğal Gaz İletim Hattı Faz-3	262	10-12	12.2010
Adıyaman - Ş.Urfa - Elazığ - Diyarbakır Doğal Gaz İletim Hattı Faz-1	123	12-40	06.2007
Adıyaman - Ş.Urfa - Elazığ - Diyarbakır Doğal Gaz İletim Hattı Faz-2	130	16-40	06.2007
Adıyaman - Ş.Urfa - Elazığ - Diyarbakır Doğal Gaz İletim Hattı Faz-3	170	40-14	07.2007
Türkiye - Yunanistan Doğal Gaz İletim Hattı Faz-1 (Kara Kısmı)	188,6	36	07.2007
Türkiye - Yunanistan Doğal Gaz İletim Hattı Faz-2 (Deniz Kısmı)	16,9	36	07.2007
Türkiye - Yunanistan Doğal Gaz İletim Hattı Faz-3 (Meriç Nehri Geçişi)	0,42	36	08.2007
Edirne-Tekirdağ Doğal Gaz İletim Hattı	79	14-12	11.2007
Van Doğal Gaz İletim Hattı	165	14	01.2008
Sungurlu-Çankırı-Kastamonu Doğal Gaz İletim Hattı	264	24-10	03.2008

Proje Adı	Uzunluk /km	Çap/İnç	Bitiş Tarihi
Bozüyük-Seçki Doğal Loop Hattı	140	36-24-20	01.2008
Amasya-Tokat-Merzifon-Erzincan DGBH	252	14-10-8	09.2008
Çankırı-Korgun-Kızılcahamam-Aktaşkurtlar Hat Vana İst. DGBH	158	24-8	10.2008
Aktaşkurtlar Hat Vana İstasyonu Gerede-Bolu-Düzce DGBH	145	24	11.2008
Nevşehir-İlgin-Akşehir DGBH	91	12-10-8	02.2009
Gönen DGBH	17	10	04.2009
Eskipazar-Karabük ve Zonguldak-Çaycuma-Bartın DGBH	170	16-14-12	07.2009
İğdir DGBH	38	10	12.2009

Çizelge 3.7’de Türkiye’de bulunan doğalgaz ana iletim hatlarının toplam uzunlukları, çapları ve devreye alınma tarihleri bir arada verilmektedir. Ayrıca hat boyunca doğalgazın iletiminin sağlanması amacıyla kurulmuş olan gaz kompresör merkezleri de belirtilmektedir. Çizelge 3.7 ve Çizelge 3.8’de belirtilen doğalgaz ana iletim hatlarının yeterli basınca ulaşabilmesi ve doğalgaz iletiminin sürekliliğinin sağlanması amacıyla Çizelge 3.9’da belirtilen kompresör istasyonları BOTAŞ tarafından işletilmektedir.

**Çizelge 3.8:** Doğalgaz boru hatları üzerindeki kompresör istasyonları (BOTAŞ,2011)

Kompresör İstasyonları		LNG Terminali	
Proje Adı	Bitiş Tarihi	Proje Adı	Bitiş Tarihi
CS-1, Kırklareli Kompresör İstasyonu	09.1998	Marmara Ereğlisi LNG İthal Terminali	08.1994
CS-3 Pendik Komp. İst.	04.1997		
CS-2 Ambarlı Komp. İst.	03.2001		
CS-5 Eskişehir Komp. İst.	04.1998		
CS-11 Doğubeyazıt Komp. İst.	12.2003		
Çorum Komp. İst.	06.2008		
Hanak Komp. İst. - Türkgözü Ölçüm Merkezi	01.2009		
Sivas CS-2 Komp. İst. Yapımı Kalan İşlerin Tamamlanması	04.2009		

### 3.7.1.7 Azerbaycan - Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı (Şahdeniz)

Azerbaycan gazının Gürcistan üzerinden Türkiye’ye taşınması amacıyla BOTAŞ ve SOCAR (Azerbaycan Devlet Petrol Şirketi) arasında 2001 yılında anlaşma imzalanmıştır. Bu projede Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı’na (Kars ili Posof ilçesindeki) bağlanan yaklaşık 226 km uzunluğunda, Hanak kompresör istasyonu ve Türkgözü Ölçüm İstasyonu da yer almaktadır. 01.07.2007 tarihinde Azerbaycan’dan ilk gaz sevkiyatı başlamıştır.

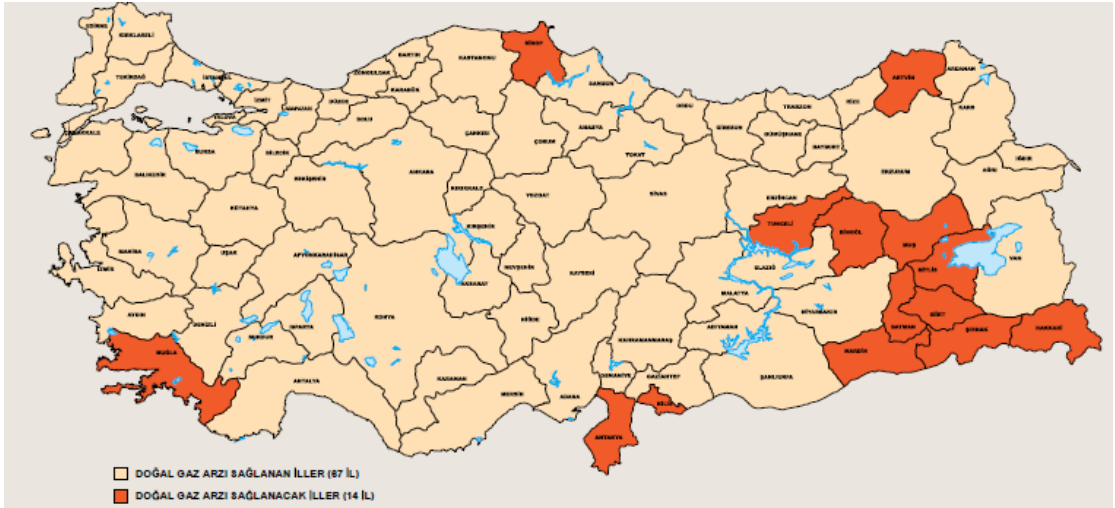
### 3.7.1.8 Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) Gazlaştırma Terminali

1988 yılında BOTAŞ ile Cezayir SONATRACH arasında Doğal gaz arz güvenliğinin artırılması için 20 yıllık ve 2 milyar m<sup>3</sup>/yıl doğal gaz eşdeğeri LNG Alım Satım Anlaşması imzalanmıştır. Bu kapsamda, hem baz yük tesisi olarak kullanılmak hem de istenildiğinde de pik düşürücü olarak devreye sokulmak üzere BOTAŞ tarafından 1989 yılında Marmara Ereğlisi LNG İthal Terminali'nin yapımına başlanmış ve 1994 tarihinde işletmeye alınmıştır. 1995 yılında kontrat miktarı 4 milyar m<sup>3</sup>'e çıkarılmıştır. 1995 yılında ise Nijerya ile 1,2 milyar m<sup>3</sup> doğal gaz eşdeğeri LNG alımı için LNG Alım – Satım Anlaşması imzalanmıştır.

BOTAŞ LNG İthal Terminali Gelen LNG'yi depolamak ve depolanan LNG'yi istenilen miktarda gazlaştırarak Rusya Federasyonu-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı'na sevk etmek için kullanılmaktadır.

### 3.7.2 Doğal Gaz Arzı Sağlanan İller

BOTAŞ tarafından 1986 yılından bugüne kadar toplam 11.593 km doğal gaz iletim ve dağıtım boru hattı, 8 adet kompresör istasyonu, 3 adet ölçüm istasyonu ve çok sayıda basınç düşürme istasyonu tamamlanarak devreye almıştır. Çizelge 3.9 ve Şekil 3.20'de 2011 yılı itibariyle doğalgaz arzı sağlanan ve sağlanacak iller görülmektedir.



Şekil 3.20: 2011 yılı itibariyle doğalgaz verilen ve verilecek iller (BOTAŞ, 2011)

**Çizelge 3.9:** Yıllara göre doğal gaz sağlanan iller (BOTAŞ,2011)

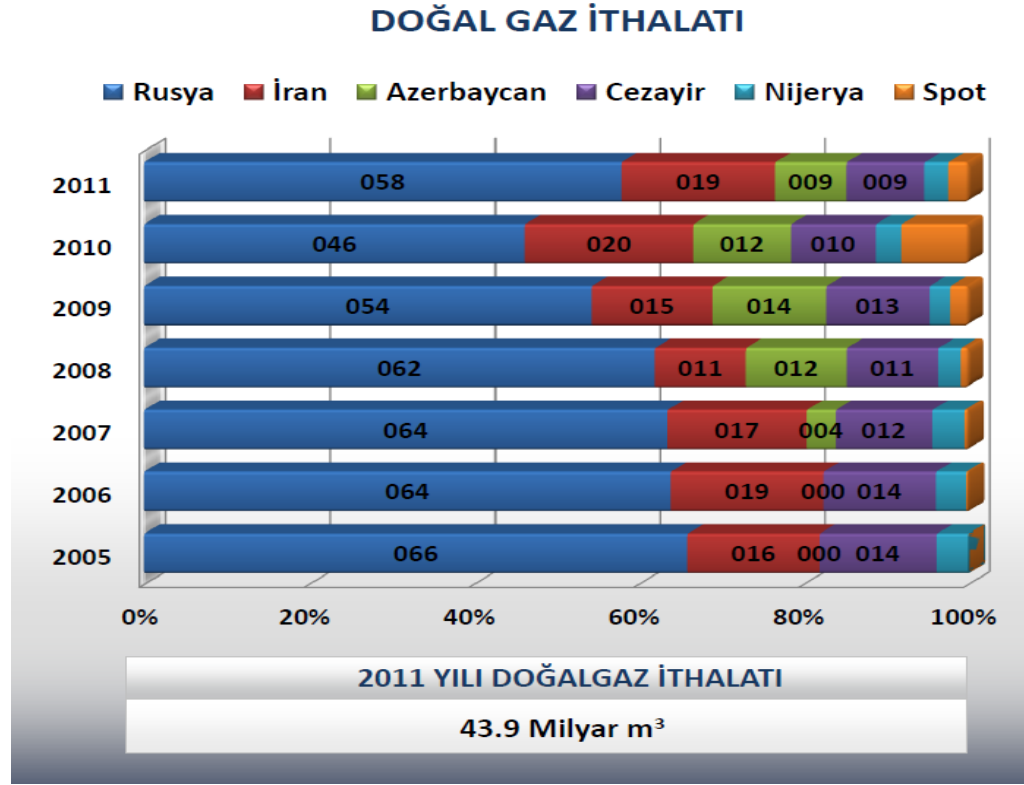
Yıl	İller	İl Sayısı
2002	Çanakkale, İstanbul, Bursa, Kocaeli, Sakarya, Düzce, Eskişehir, Yalova, Ankara	9
2003	Balıkesir, Manisa, İzmir, Uşak, Kütahya, Bilecik, Konya, Karaman, Niğde, Aksaray, Kırşehir, Kırıkkale, Çorum, Samsun, Sivas, Kayseri, Erzurum	17
2004	Yozgat	1
2005	Gaziantep, Denizli, Mersin, Adana, Antalya, Burdur, Isparta, Afyonkarahisar, Osmaniye, Malatya, Kahramanmaraş	11
2006	Kırklareli, Kars, Ardahan, Ağrı, Bayburt, Adıyaman	6
2007	Şanlıurfa, Edirne, Aydın, Diyarbakır, Ordu, Elazığ, Kastamonu, Van, Çankırı, Tekirdağ	10
2008	Karabük, Bolu, Amasya, Tokat, Nevşehir, Rize, Trabzon, Gümüşhane, Erzincan	9
2009	Zonguldak, Bartın, Iğdır	3
2010	Giresun	1
2011, 2012, 2013.....	Kilis, Şırnak, Siirt, Batman, Sinop, Muğla, Bingöl, Bitlis, Hakkâri, Mardin, Artvin, Muş, Hatay, Tunceli	14
<b>Toplam İl Sayısı</b>		<b>81</b>

### 3.7.3 Doğalgaz İthalatı ve Sektörel Dağılımı

TÜİK verilerine göre 2011 yılında Türkiye'nin toplam ithalatı 245 milyar dolar olarak gerçekleşmiş olup bunun 54 milyar doları enerji ithalatı olarak gerçekleşmiştir. Bu ise, %22'lik bir orana denk gelmektedir. 54 milyar dolarlık enerji ithalatının 33,6 milyar dolarlık kısmı petrol ve petrol ürünleri ithalatı oluşturmaktadır olup toplam enerji ithalatının %62 sini oluşturmaktadır. Ulaştırma sektörünü çıkartıldığında toplam enerji ithalatı yaklaşık olarak 20,5 milyar dolar olarak gerçekleşmektedir (ETKB, 2011).

Şekil 3.21'de verilen doğalgaz ithalatı gerçekleştirilen ülkelere bakıldığında; her ne kadar 2007 sonrasında Azerbaycan'ın, doğalgaz tedarikinde payının arttığı görülsün

de, yine de Rusya'nın en önemli tedarikçi olduğu görülmektedir. 2011 yılında 43,9 milyar m<sup>3</sup> doğalgaz ithalatı yapılmış olup, bunun %58'i Rusya'dan tedarik edilmiş bulunmaktadır. Rusya'yı sırasıyla; %19 ile İran , %9 ile Azerbaycan ,% 9 ile Cezayir(LNG) ve % 2-3 Nijerya (LNG) takip etmektedir (Ayrıca Ek-2'ye bk.). Kalan kısım ise spot LNG ile Katardan tedarik edilen doğalgaz olmaktadır.



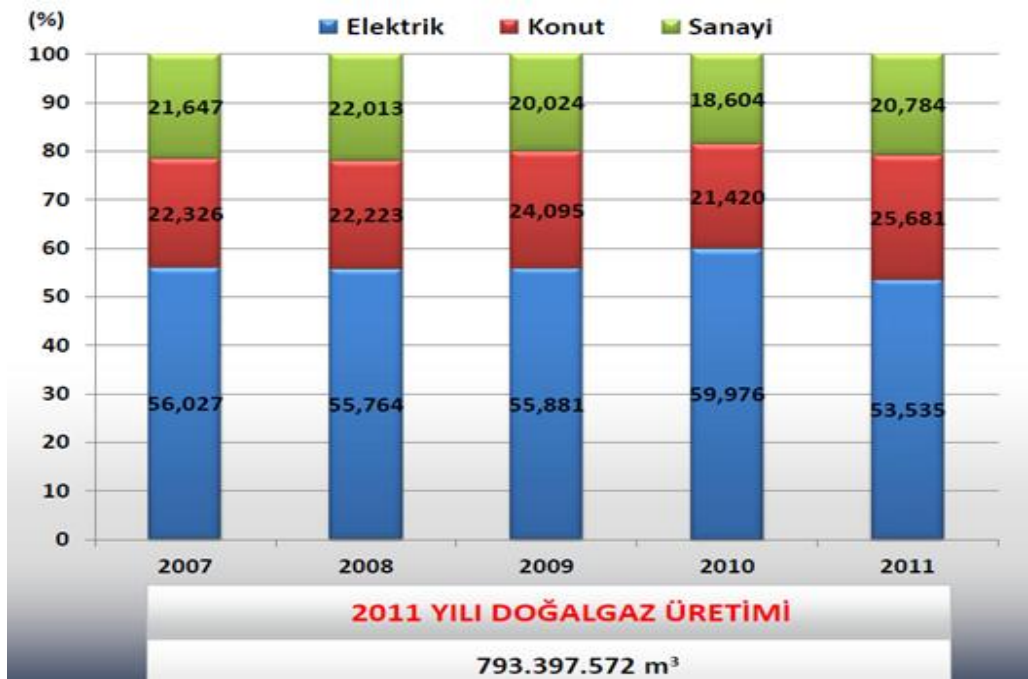
**Şekil 3.21:** Doğalgaz ithalatında yabancı ülkelerin payları (ETKB, 2011)

Doğalgaz ve LNG alımlarının yıllar içerisindeki değişimini gösteren Çizelge 3.10'a bakıldığında, 2002 yılından 2010 yılına gelindiğinde boru hatları ile alınan doğalgaz iki katından fazla artarken, LNG alımlarının hayli az değiştiği görülmektedir. Bunun en temel nedeni olarak, yapılan yeni boru hatları ile boru hattı kapasitesinin artırılmasına karşın, LNG depolama ve gazlaştırma tesis sayısının aynı kalması gösterilebilir.

**Çizelge 3.10:** Yıllar itibari ile doğalgaz ve LNG alımları (BOTAŞ, 2011)

Doğal Gaz ve LNG Alımları (milyon m <sup>3</sup> )			
Yıllar	Boru Gazı	LNG	Toplam
2002	12.233	4.860	17.093
2003	15.920	4.902	20.822
2004	17.599	4.198	21.797
2005	21.771	4.826	26.597
2006	24.910	5.310	30.220
2007	30.065	5.768	35.833
2008	31.655	5.570	37.225
2009	27.419	5.649	33.068
2010	26.822	5.095	31.917

Şekil 3.22’de görüldüğü üzere, kullanılan doğalgazın sektörel dağılımı incelendiğinde, doğal gazın en fazla elektrik üretiminde kullanıldığı görülmektedir. Bunu konut ve sanayi kullanımı takip etmekte olduğu görülmektedir. Yıllar içerisinde doğalgaz fiyat indeksine bağlı olarak sanayinin doğalgaz birincil yakıt kullanımını da 2007 yılından itibaren düşüş eğilimine girdiği görülmektedir.



**Şekil 3.22:** Sektörlere göre doğalgaz tüketimi (ETKB, 2011)

## 4. LNG DEPOLAMA VE GAZLAŞTIRMA TESİSİ MALİYET ANALİZİ

### 4.1 İlk Yatırım Maliyeti

LNG gazlaştırma terminalleri genellikle doğalgaz arz kaynaklarının çeşitliliğinin ve esnekliğinin arttırılması için hem baz yük tesisi olarak çalıştırılmak hem de ihtiyaç duyulduğunda pik düşürücü olarak devreye sokulmak amacıyla kurulmaktadır. Bu tür terminaller resmi kuruluşlar tarafından kurulabileceği gibi gerekli izinleri almak koşulu ile özel sektör tarafından da kurulabilmektedir. Her enerji işletmesi için olduğu gibi bu tesislerin de karlılıkları kurulmadan önce göz önünde tutulan parametrelerden olmaktadır (Girgin ve Tuğrul, 2010; Turanlı ve Tuğrul, 2012). Karlılık hesaplamalarında terminallerin ilk yatırım maliyetleri önem arz etmekte olup üretim maliyetleri ile beraber detaylı bir çalışma neticesinde kurulumlarına karar verilmektedir. Kurulum esnasında toplam sermaye yatırımlarını oluşturan farklı parametreler bulunmaktadır.

**Toplam Sermaye Yatırımları:** Herhangi bir tesis işletmeye girmeden önce gerekli makine, donanım, bina vb. gibi ihtiyaçların satın alınması ve kurulumu için yatırım yapılması gerekmektedir. Bunun dışında üretimin başlaması için gerekli ihtiyaçların da ayrıca sağlanması gerekmektedir. Tüm bu yatırımların toplamı toplam sermaye yatırımlarını oluşturmaktadır. Toplam sermaye yatırımları;

$$TSY = SSY + İS \quad (4.1)$$

olarak ifade edilebilir. Burada;

TSY : Toplam sermaye yatırımlarını

SSY : Sabit sermaye yatırımlarını,

İS : İşletme sermayesini

ifade etmektedir.

Üretimin başlayabilmesi için gerekli olan ödemelerin önceden yapılabiliyor ve terminal operasyonlarının sürekliliğinin sağlanıyor olması gerekmektedir.

**İşletme Sermayesi (İS) :** Terminalde yürütülen operasyonların devamlılığını sağlamak için gerekli olan giderleri ifade etmektedir. Üretime başlamadan önce gerekli olan hammadde temini, stok asgari seviyeleri, vergiler gibi ilk giderlerin karşılanması için gerekli olan sermayedir.

**Sabit Sermaye Yatırımları (SSY) :**

Gerekli olan arazi, bina, yardımcı sistemler, proses ve kontrol ekipmanları, kurulum gibi ilk yatırım kalemlerinden oluşmaktadır. Sabit sermaye yatırımları; doğrudan ve dolaylı maliyetlerden oluşmaktadır.

**Doğrudan Maliyetler:**

Terminal kurulumunda gerekli olan tüm ekipmanları ifade etmektedir. Bir başka deyişle, tesis için kullanılacak ekipman maliyetlerinin toplamıdır ve doğrudan maliyetleri oluşturmaktadırlar. Dolayısıyla;

$$DM = \sum EM_i \quad (i=1, \dots, n) \quad (4.2)$$

şeklinde yazılabilir. Burada;

DM : Doğrudan maliyeti

EM : Ekipman maliyeti

i : i. Ekipmanı

n : Ekipman sayısını

ifade etmektedir.

Ayrıca dikkat edilmesi gereken bir husus ta ekipmanların fiyatlarının CIF (Cost, insurance & freight) mi yoksa FOB(Free On Board) fiyatları ile mi verildiğidir.

Uluslararası ticari bir terim olan CIF; mal bedeli, sigorta ve navlun teriminde, satıcı, CFR teriminde olan yükümlülükleri aynen üstlenmektedir. Burada CFR ( Cost and Freight), mal bedeli ve navlun ödenmiş olarak fiyat olmaktadır. Ancak bunlara ek olarak taşıma sırasında malların kayıp ve hasar riskine karşı deniz sigortası sağlama yükümlülüğünün de üstlenilmesi söz konusudur. Bu durumda, sigorta sözleşmesini akdetmek ve sigorta primini ödemek, satıcıya düşmektedir.



Alıcının dikkate alması gereken husus, CIF teriminde satıcıdan yalnızca asgari düzeyde bir sigorta kapsamı sağlanmasının beklendiği olmaktadır. Dolayısıyla, CIF terimi, malların ihraç işlemlerinin satıcı tarafından yapılmasını öngörmektedir (Url-13).

FOB (Free On Board) terimi ise, deniz taşımacılığında sıkça kullanılan bir terim olup, petrol fiyatları ile ilgili olarak CIF ile birlikte en sık kullanılan terim durumundadır. FOB, tedarikçinin malzemeyi nakliye yapacağı geminin güvertesine taşıyana kadar olan sorumluluğunu içermektedir. Bir başka deyişle, fabrikadan liman gümrüğüne kadar olan taşıma masraflarıyla, liman gümrüğü ve liman masrafları tedarikçiye ait olmaktadır. Malzeme gemi güvertesine taşındıktan sonraki sorumluluk ise müşteriye ait olmaktadır (Url-13).

Bu durumda CIF fiyatı;

$$\text{CIF} = \text{FOB} + \text{K} + \text{S} + \text{D} \quad (4.3)$$

olarak yazılabilir. Burada;

CIF : CIF fiyatını

FOB : FOB fiyatını

K : Kargo fiyatını,

S : Sigorta fiyatını

D : Doküman vb. gibi diğer masrafları

temsil etmektedir.

Doğrudan maliyetleri oluşturan kalemler ve doğrudan maliyetler içindeki oranları Çizelge 4.1'de görülmektedir.

**Çizelge 4.1:** Doğrudan maliyetleri oluşturan kalemler

<b>Doğrudan Maliyet Kalemleri</b>	<b>Kapsamı</b>	<b>Doğrudan Maliyeti İçindeki Oranı (%)</b>
<b>Kurulum Maliyeti</b>	Kurulum esnasında ödenen işçi, temel açma, destek, platform, inşaat giderleri	30–45
<b>Enstrumantasyon ve Kontrol</b>	Tüm sensör, DCS, PLC, Elektronik sistemler, vb.	6–30
<b>Boruluma, Çelik ve Beton</b>	Çelik malzemeler, beton, tüm vanalar, bağlantı elemanları, borular, kaynak vb. malzemeler	15-70
<b>İzolasyon</b>	Isı yalıtımı sağlamak için gerekli olan malzemeler	2–8
<b>Elektrik</b>	Kablolar, ışıklandırma ve trafolar	10–15
<b>Bina</b>	Yönetim binaları, kontrol odası, Laboratuvar, yangın binası, ambar, bakım onarım binaları, sosyal bina	40–70
<b>Çevre Düzenlemeleri</b>	Çevre güvenlik çitleri, yollar, park alanları peyzaj	10–15
<b>Yardımcı Üniteler</b>	Servis suyu, yakıt tankları, soğutma suyu kulesi, yangın sistemleri, enstrüman havası, acil durum jeneratörü vb. gider	30–60
<b>Servis Hizmetleri</b>	Ofis mobilyaları, güvenlik ve sağlık ekipmanları, kafeterya malzemeleri, ambalaj malzemeleri	20–40
<b>Arazi</b>	Terminali kurulumu için gerekli olan arazidir	3–8

### **Dolaylı Maliyetler:**

Dolaylı maliyetler; mühendislik ve gözetim, yüklenici ödemeleri, inşaat giderleri ile diğer giderlerinden oluşmaktadır. Dolaylı maliyetleri oluşturan kalemler ve dolaylı maliyetler içindeki oranları Çizelge 4.2’de görülmektedir.

**Çizelge 4.2:** Dolaylı maliyetleri oluşturan kalemler

<b>Dolaylı Maliyet Kalemleri</b>	<b>Kapsamı</b>	<b>Dolaylı Maliyeti İçindeki Oranı (%)</b>
<b>Mühendislik ve Gözetim</b>	Yapım projeleri, taslak çalışmalar, satın alma işlemleri, mühendislik ve denetim giderleri	30–35
<b>Yüklenici ödemeleri</b>	Müteahhit işleri	2–6
<b>İnşaat Giderler</b>	Geçici yol, şantiye, bina, güvenlik harcamaları	10–30
<b>Diğer Giderler</b>	Terminal yol verme giderleri eğitim, değişiklikler ve lisans giderleri	1-2

### **4.2 İşletme Maliyeti**

İşletme maliyeti; LNG depolama ve gazlaştırma terminallerinde sıvı formundaki LNG’yi 1 mmBtu enerjiye sahip gaz formundaki doğalgaz’a dönüştürmek için gerekli olan toplam giderleri içermektedir. Hedef ürünün elde edilmesi sürecinde bu kalemler sürekli maliyet ve giderleri oluşturmaktadır.

Dünyada ortalama bir LNG gazlaştırma terminalinde OPEX (Operating Expenses- İşletme maliyeti \$)/Terminal kapasitesi (yıllık gönderim miktarı- mmBtu) 0,045-0,050 \$/mmBtu mertebesindedir (Michael M. William M.,2003). Bu maliyetler, lokasyondan lokasyona, kullanılan teknolojiye, kapasiteye vb. göre değişmektedir.

### **İşletme Maliyeti Kalemleri:**

İşletme maliyeti kalemleri, farklı konularda işletmede yapılan harcamaları içermektedir. Aşağıda başlıca işletme maliyet kalemleri açıklanmaktadır.

**Çalışan Giderleri:** Üretim süreçlerinde farklı görevler için istihdam edilmiş olan nitelikli ve niteliksiz tüm çalışan maliyetleridir. Bu maliyet;

$$\text{ÇG} = M_n + V + \text{SGK} + \text{DK} \quad (4.6)$$

oluşmaktadır. Burada;

ÇG : Çalışan giderlerini

$M_n$  : Net maaşı

V : Vergileri

SGK : Sosyal güvenlik kesintisi payını

DK : Diğer kesintileri

temsil etmektedir.

**Enerji ve Yardımcı Üniteler:** Elektrik, yakıt, su, buhar, basınçlı hava vb. maliyetlerinden oluşmaktadır.

**Bakım & Onarım:** İlk yatırımda kullanılan ekipman kalitesiyle doğru orantılı olup terminal yaşlandıkça artmaktadır. Ekipmanların sağlıklı çalışması için yürütülen tüm iyileştirici ve önleyici faaliyetleri kapsar. ( 2–10 of % SSY ).

**İşletme&Lab. Giderleri:** Üretim için gerekli olmalarına rağmen ayrıca belirtilmemiş yardımcı maddeleri ifade etmektedir.

**Patent&Telif:** Üretilen üründen telif hakkına ödenen komisyonları temsil etmektedir.

**Kimyasallar:** Yardımcı üniteler ve saha çalışmalarında kullanılan tüm kimyasalları ifade etmektedir.

**Amortisman (Değer kaybı) :** Fiziksel bir değeri olan herhangi bir yatırım kaleminin ilk yatırım maliyetinin kullanım süresine bölünmesi ile yıllara dağıtılmasıdır.

Bir başka deyişle;

$$A = \text{İYM} / N \quad (4.7)$$

olarak ifade edilebilir. Burada;

A : Amortismanı

İYM : İlk yatırım maliyetini

N : Kullanım süresini, temsil etmektedir.

Bu çalışmada, kullanım süresi; binalar için 50 yıl, diğer ekipmanlar için 20 yıl olarak belirlenmesi benimsenmiştir.

**Vergiler:** Ülkeden ülkeye değişiklik göstermektedir. Gelir vergisi, emlak vergisi, gümrük vergisi (küreselleşme ile beraber gittikçe düşüyor), KDV (Katma Değer Vergisi) , ÖTV (Özel Tüketim Vergisi) gibi ödeneklerdir. Devlete ödenmektedir.

**Sigorta:** Yatırımda olan tüm taşınmazlar, ürün ve ekipmanlar, olası bir kazaya karşı sigorta firmalarınca sigortalanmaktadır. Mevcut envanterlerin yaklaşık olarak %1 'i karşılığında sigorta yapılması söz konusu olmaktadır.

**Kiralama Giderleri:** Üretim süreçlerinde kullanılan kiralık bina ve araziler için yapılan harcamaları ifade etmektedir.

**LNG hammadde vergisi:** Devlete ödenen vergi olup;

$$V_{LNG} = KDV_{LNG} + ÖTV_{LNG}$$

olmaktadır. Burada;

$V_{LNG}$  : LNG hammadde vergisini

$KDV_{LNG}$  : LNG için ödenen Katma Değer Vergisini (% 18) ,

$ÖTV_{LNG}$  : LNG için ödenen Özel Tüketim Vergisini ( %10)

temsil etmektedir.  $ÖTV_{LNG}$ 'yi özel şirketler ödemektedir.

### 4.3 LNG Maliyeti

Her ne kadar küresel bir LNG ticaretinden bahsedilse de aslında mikro faktörler makro faktörlerden daha fazla fiyat üzerinde etkin olmaktadır. Lokasyon, kontrat yapısı, zamanlama, dünya LNG arz/talep dengesi, artan/azalan petrol fiyatları gibi faktörler LNG fiyatı üzerinde en önemli parametreleri oluşturmaktadır.

Dünya LNG ticareti her geçen gün önemini arttırmakla beraber tüketimdeki bölgesel iniş ve çıkışlar fiyatlar üzerinde etkili olmaktadır. Bunda en önemli sebepler arasında ülkelerin endüstriyel kalkınmışlıkları, kendi rezervlerini kullanma eğilimleri, teknolojik değişimler gösterilebilmektedir. Örneğin, ABD önemli bir LNG ithalatçısıyken son yıllarda kendi kaya gazını üretmeye başlamasıyla ithalatçı ülkeler arasından çıkıp yakın zamanda ciddi oranda LNG ihraç edebilecek ülkeler arasına gireceği öngörülmektedir.

Ayrıca, Avrupa’da yaşanan son yıllardaki ekonomik kriz ile beraber tüketilen doğalgaz dolayısıyla LNG miktarında düşüş gözlenmektedir. Diğer taraftan 2011 yılında Japonya’da yaşanan tsunami ile beraber Japon idarecileri 54 adet nükleer santrali geçici olarak devre dışı bırakılmışlardır. Bu karar %12’lik LNG ithalat artışına yol açmış ve Japonya’nın LNG ithalatının 79 MT(milyon ton) ‘a çıkmasına yol açmıştır (IGU, 2011). Ayrıca, çevresel faktörlerden dolayı bazı ülkeler petrol tüketiminden doğalgaz tüketimine geçmeyi tercih etmektedirler.

LNG fiyatları üzerinde etkin olan parametrelerden bir diğeri ise her geçen gün artan modern LNG gemileri ki; bunlar Q-max ve Q-Flex olarak adlandırmakta olup yüksek kapasitelerde LNG taşıyabilmektedirler. Ayrıca Çin, Hindistan gibi ülkelerde yaşanan sanayi atılımları LNG tüketimini arttırırken ABD, İspanya gibi ülkelerin kendi kaynaklarını kullanma eğiliminde oldukları görülmektedir. Bir diğer gelişim ise, 2006 yılından sonra dünya genelinde inşa edilen yeni gazlaştırma terminalleri ile beraber kapasitede % 64’lük bir artış gerçekleşmiştir ki; bu da LNG ticareti üzerinde önemli bir etki oluşturmuştur.

Görüldüğü üzere, ülkelerin jeopolitik ve konjüktürel durumları LNG fiyatlarının belirlenmesinde etkin olmaktadır. Bununla beraber, LNG ve doğalgaz fiyatlandırılırken 4 temel sistem çerçevesinde değerlendirilme yapılmaktadır (IGU, 2011).

**Merkez Temelli Sistem (Hub-Based System):** Arz/Talep dengesi fiyatları belirlenirken ticari ürünü sıvı, bir başka deyişle LNG formunda değerlendirmektedir. Kuzey Amerika’nın Louisiana kentinde kullanılan HENRY HUB sistemi, New York borsası temelli fiyat belirlemektedir. Buna karşın, LNG’ye ilişkin olarak Avrupa’da en önemli merkez İngiltere’de bulunan National Balancing Point (NBP)’dir ve Intercontinental Exchange (ICE)’de işlem görmektedir. Bu sistem, spot ve ileri tarihli alımlar için referans kabul edilmektedir.

**Petrol Bağlantılı Fiyat Belirleme Sistemi (Oil-linked System):** Avrupa ve Asya da yürütülen uzun süreli LNG alım kontratları üzerine kurulu sistemler bu kategoride değerlendirilmektedir.

**Ayarlı Sistem (Regulated System):** Dünyanın birçok yerinde fiyatlar hükümetlerce alım, ulaşım ve son kullanıcı fiyatları göz önünde bulundurularak düzenlenmektedir.

**Tarafli Sistem (Subsidized System):** Birçok Ortadoğu ve Afrika ülkesinde gaz fiyatları ancak üretim maliyetlerini karşılamaktadır. Bu durumda fiyat belirlenirken petrol fiyatları baz olarak alınmamaktadır.

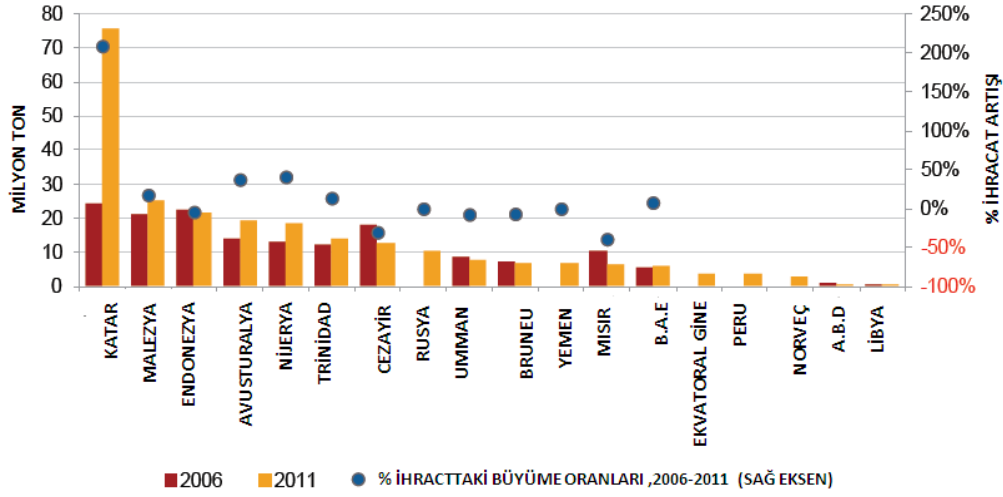
Yukarıda bahsi geçen LNG fiyatları üzerinde etkisi olan parametrelerin daha iyi anlaşılabilmesi için Çizelge 4.3 ve Çizelge 4.4 incelendiğinde en büyük LNG ihracatçısının 75.5 MTPA(milyon ton/yıl) ile Katar ve en büyük LNG ithalatçısının 78.8 MTPA ile Japonya olduğu görülmektedir. Katar LNG tesislerinde son yıllarda yaşanan bakım onarım çalışmaları neticesinde LNG arzında yaşanan kısa süreli daralma, Endonezya ve Mısır gibi ülkelerin önemli LNG ihracatçıları iken gelişen ekonomilerine paralel olarak iç tüketimin artması ile LNG ihracat seviyelerini aşağı çekmektedirler.

**Çizelge4.3:**LNG ihracatçıları 2011 (IGU,2011) **Çizelge4.4:**LNG ithalatı (IGU,2011)

İHRACATÇILAR	MT(M.TON)
QATAR	75.5
MALEZYA	25.0
ENDONEZYA	21.4
AVUSTURALYA	19.2
NİJERYA	18.7
TRİNİDAD	13.9
CEZAYİR	12.6
RUSYA	10.5
UMMAN	7.9
BRUNEU	6.8
YEMEN	6.7
MISIR	6.4
B.ARAP EMİRLİKLERİ	5.9
EKVATORAL GİNE	4.0
PERU	3.8
NORVEÇ	2.9
A.B.D	0.3
LİBYA	0.1
<b>TOPLAM İHRACAT</b>	<b>241.5</b>

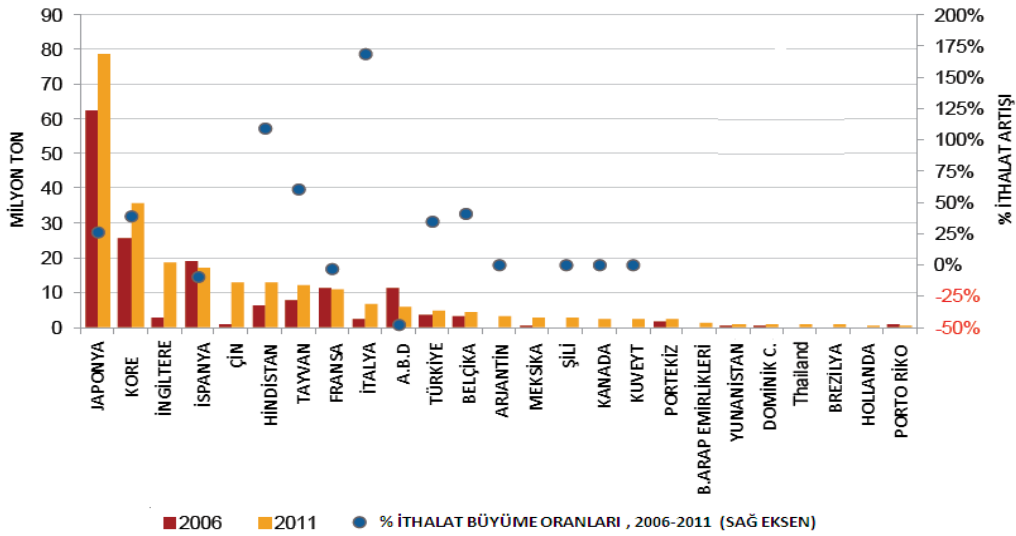
İTHALATÇILAR	MT(M.TON)
JAPONYA	78.8
KORE	35.8
İNGİLTERE	18.6
İSPANYA	17.1
ÇİN	12.8
HİNDİSTAN	12.7
TAYVAN	12.2
FRANSA	10.7
İTALYA	6.4
A.B.D	5.9
TÜRKİYE	4.6
BELÇİKA	4.5
ARJANTİN	3.2
MEKSİKA	2.9
ŞİLİ	2.8
KANADA	2.4
KUVEYT	2.4
PORTEKİZ	2.2
B.ARAP EMİRLİKLERİ	1.2
YUNANİSTAN	1.0
DOMİNİK C.	0.7
TAYLAND	0.7
BREZİLYA	0.6
HOLLANDA	0.6
PORTO RİKO	0.5
<b>TOPLAM İTHALAT</b>	<b>241.5</b>

Şekil 4.1’de verilen LNG ihraç eden ülkelerin 2006–2011 yılları arasında ihracat değişimi incelendiğinde 2006 ile 2011 yılları arasında özellikle Katar’ın ihracatının yaklaşık olarak 3 katına çıktığı ve en büyük LNG ihracatçısı olmaya devam ettiği gözlemlenirken yine diğer ihracatçı ülkelerin de kapasitelerini arttırdığı gözlenmektedir.



**Şekil 4.1:** LNG ihrac eden ülkelerin 2006–2011 yılları arasında ihracat oranı değişimi (IGU,2011)

Şekil 4.2’de verilen LNG ithal eden ülkelerin 2006–2011 yılları arasında ihracat oranı değişimi incelendiğinde bazı Avrupa ülkelerinde LNG tüketiminin azaldığı diğer taraftan Çin, Hindistan gibi her geçen gün ekonomileri büyüyen ülkelerin ise tüketimlerinin arttığı görülmektedir. Japonya’daki artış ise deprem sonrası kapatılan nükleer santrallerle ilişkili olduğu söylenebilmektedir.



**Şekil 4.2:** 2006-2011 yılları arasında ülkelerin ithalat oranı değişimi (IGU,2011)

Çizelge 4.5’de ise hangi ülkenin hangi ülkeye ne kadar LNG ihrac ettiği detaylı olarak verilmektedir. Buna göre Katar’ın en çok LNG ihrac ettiği ülkelerin; İngiltere, Japonya, Hindistan ve Güney Kore olduğu görülmektedir. İhracatçı ülke ile ithal eden ülke arasındaki mesafe arttıkça bu maliyetlere yansıtacağı için ithalatçı ve ihracatçı ülkeler arasındaki mesafe önem kazanmaktadır.



**Çizelge 4.5: LNG ithal ve ihraç eden ülkeler, 2011 (BP, 2013)**

Milyar m <sup>3</sup> Doğalgaz	BURADAN																					
	A.B.D.	TRINIDAD&TOBACCO	PERU	BELÇİKA	MORVEÇ	İSPANYA	RUSYA FED.	UMMAN	KATAR	B.A.E	YEMEN	CEZAYİR	MİSİR	EKVATORAL GİNE	LIBYA	NIJERYA	AVUSTRALYA	BRUNEU	ENDONEZYA	MALEZYA	TOPLAM İTHALAT	
BURAYA																						
A.B.D	-	3.8	0.5	-	0.4	-	-	-	2.6	-	1.7	-	1.0	-	-	0.1	-	-	-	-	-	10.0
Kanada	-	1.2	-	-	-	-	-	-	2.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.3
Meksika	-	-	0.7	-	-	-	-	-	1.8	-	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	0.3	-	4.0
<b>Kuzey Amerika</b>	-	<b>4.9</b>	<b>1.1</b>	-	<b>0.4</b>	-	-	-	<b>6.5</b>	-	<b>1.9</b>	-	<b>1.0</b>	-	-	<b>1.2</b>	-	-	-	<b>0.3</b>	-	<b>17.4</b>
Arjantin	-	3.0	-	-	-	0.2	-	-	0.7	-	-	-	0.1	-	-	0.4	-	-	-	-	-	4.4
Şili	0.1	1.3	-	-	-	-	-	-	0.6	-	0.5	-	0.1	1.2	-	-	-	-	-	0.1	-	3.9
Diğer g. orta A.B.D. ülk.	0.3	1.8	-	-	0.1	-	-	-	0.4	-	-	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	2.7
Güney orta A.B.D. ülk.	0.4	6.1	-	-	0.1	0.2	-	-	1.7	-	0.5	-	0.2	1.2	-	0.5	-	-	-	0.1	-	10.9
Belçika	-	0.1	-	-	-	-	-	-	6.1	-	0.3	0.1	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	6.6
Fransa	-	0.4	-	-	0.5	-	-	-	3.2	-	0.2	5.7	0.9	-	-	3.6	-	-	-	-	-	14.6
İtalya	-	0.2	-	-	0.2	0.2	-	-	6.1	-	-	1.6	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	8.7
İspanya	0.2	2.5	1.9	0.2	1.3	-	-	0.2	4.8	-	-	4.0	2.3	-	0.1	6.6	-	-	-	-	-	24.2
Türkiye	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	-	-	4.0	0.4	-	-	1.3	-	-	-	-	-	6.2
İngiltere	0.1	0.6	-	-	0.4	-	-	-	21.9	-	0.7	0.2	0.1	-	-	2.8	-	-	-	-	-	25.3
Avrasya Diğer	-	0.1	-	0.1	0.2	-	-	-	0.7	-	-	1.1	0.2	-	-	0.2	-	-	-	-	-	5.1
Avrasya	0.3	3.9	1.9	0.3	2.6	0.2	-	0.2	43.4	-	1.2	16.8	4.3	-	0.1	15.7	-	-	-	-	-	90.7
Orta Doğu	-	0.3	-	-	-	0.1	-	-	2.4	0.1	-	-	0.1	-	-	0.9	0.3	-	-	-	0.5	4.6
Çin	0.2	0.5	0.1	-	-	-	0.3	-	3.2	-	1.1	-	0.2	0.2	-	1.0	5.0	-	2.7	2.1	-	16.6
Hindistan	0.4	0.6	-	-	0.1	-	-	0.1	13.0	0.2	0.2	0.2	0.6	-	-	1.4	0.2	-	-	-	0.2	17.1
Japonya	0.5	0.4	0.5	0.3	0.2	0.2	9.8	5.4	15.8	7.7	0.3	0.1	0.9	2.0	-	2.7	19.0	8.4	12.6	20.3	107.0	
Güney Kore	0.2	2.2	1.0	0.1	0.4	-	3.9	5.0	11.1	-	3.7	-	0.6	1.1	-	1.5	1.1	1.0	10.8	5.6	49.3	
Tayvan	-	0.1	0.1	-	0.2	0.1	0.3	0.2	5.3	0.1	0.2	-	0.7	0.8	-	0.9	0.4	-	2.6	4.5	16.3	
Tayland	-	-	0.3	-	-	-	0.2	-	0.3	-	-	-	-	-	-	0.2	-	-	-	-	-	1.0
Asya Pasifik	1.3	3.7	2.0	0.3	0.9	0.2	14.4	10.8	48.6	7.9	5.4	0.3	3.0	4.0	-	7.6	25.6	9.4	28.8	32.8	207.3	
<b>Toplam İhracat</b>	<b>2.0</b>	<b>18.9</b>	<b>5.1</b>	<b>0.6</b>	<b>4.0</b>	<b>0.7</b>	<b>14.4</b>	<b>10.9</b>	<b>102.6</b>	<b>8.0</b>	<b>8.9</b>	<b>17.1</b>	<b>8.6</b>	<b>5.3</b>	<b>0.1</b>	<b>25.9</b>	<b>25.9</b>	<b>9.4</b>	<b>29.2</b>	<b>33.3</b>	<b>330.8</b>	

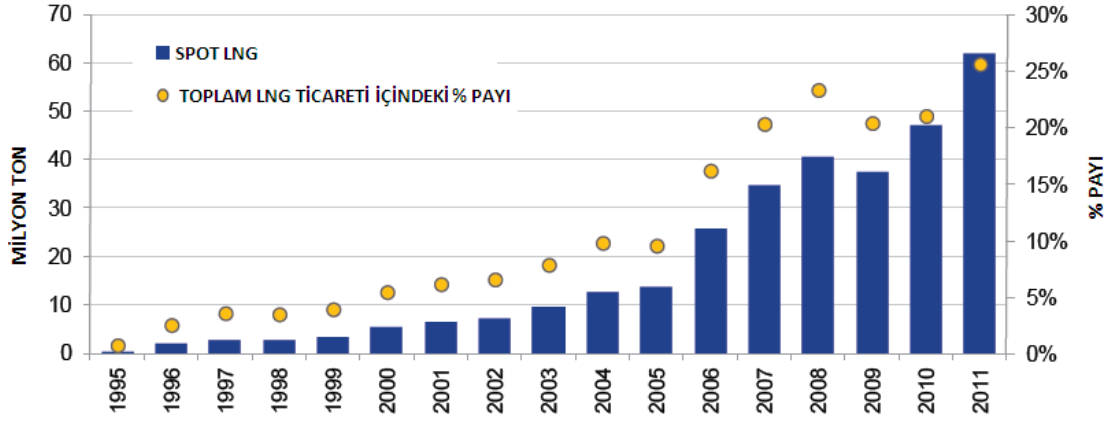
Şekil 3.1’de doğalgaz boru hatları ve LNG formunda gemiler ile taşınım haritası görülmektedir. Bu harita incelendiğinde, Katar, Malezya, Endonezya, Avustralya, Cezayir ve Nijerya gibi ihracatçı ülkelerin ihracat güzergâhları görülebilmektedir. Gemiyle taşıma maliyeti (gemi+ gemi işletme maliyetleri ) 0.70 \$/Mcf +/- 0.30\$ mertebesinde ülkeler arasındaki mesafeye bağlı olarak değişmektedir (Url-11).

Çizelge 4.6’da ise ülkelerin boru hattı ile doğalgaz ve tankerler ile LNG ithalat ve ihracat miktarlarını sm<sup>3</sup> cinsinden dağılımı görülmektedir. Bu tablo incelendiğinde en ilginç gelişmenin Katar’ın ihraç ettiği LNG’nin 2010 yılı ile 2011 yılı arasındaki artış olduğunu görülmektedir ki bu Japonya da yaşanan deprem sonrası artan LNG ithalatını Katar’dan yaptığını göstermektedir.

**Çizelge 4.6: LNG ve Doğalgaz ithal ve ihraç eden ülkeler, 2011 (BP, 2013)**

Milyar m <sup>3</sup> Doğalgaz	2010				2011			
	Boru Hattı İthalatı	LNG İthalatı	Boru Hattı İhracatı	LNG İhracatı	Boru Hattı İthalatı	LNG İthalatı	Boru Hattı İhracatı	LNG İhracatı
A.B.D	93.3	12.2	30.3	1.6	88.1	10.0	40.7	2.0
Kanada	20.9	2.1	92.4	-	26.6	3.3	88.0	-
Meksika	9.4	5.7	0.9	-	14.1	4.0	0.1	-
Trinidad&Tobakko	-	-	-	20.4	-	-	-	18.9
Diğer güney orta Amerika ülk.	14.3	9.2	14.3	1.8	15.6	10.9	15.6	5.1
Fransa	34.6	14.2	1.5	-	32.3	14.6	2.2	-
Almanya	91.7	-	14.9	-	84.0	-	11.7	-
İtalya	65.8	9.1	0.1	-	60.8	8.7	0.1	-
Hollanda	16.8	-	53.3	-	13.6	0.8	50.4	-
Norveç	-	-	96.3	4.71	-	-	92.8	4.0
İspanya	8.9	27.9	0.5	-	12.5	24.2	0.5	0.7
Türkiye	28.4	8.0	0.7	-	35.6	6.2	0.7	-
İngiltere	35.0	18.7	15.7	-	28.1	25.3	16.3	-
Avrupa Diğer	98.9	10.6	11.3	0.6	101.8	10.9	6.2	0.6
Rusya	32.7	-	189.5	13.4	30.1	-	207.0	14.4
Ukrayna	33.0	-	-	-	40.5	-	-	-
Diğer Sovyet Ülk.	32.2	-	51.5	-	30.4	-	62.5	-
Katar	-	-	19.2	76.1	-	-	19.2	102.6
Diğer Orta Doğu Ülk.	31.5	2.9	8.4	25.3	31.6	4.6	9.1	27.8
Cezayir	-	-	37.0	19.3	-	-	34.4	17.1
Diğer Afrika Ülk.	4.9	-	18.0	39.5	5.7	-	8.3	39.8
Japonya	-	95.1	-	-	-	107.0	-	-
Endonezya	-	-	9.9	31.8	-	-	8.7	29.2
Güney Kore	-	44.4	-	-	-	49.3	-	-
Diğer Asya Pasifik ülk.	33.4	40.4	19.9	66.1	43.2	51.0	20.3	68.6
<b>Dünya Toplam</b>	<b>685.5</b>	<b>300.6</b>	<b>685.5</b>	<b>300.6</b>	<b>694.6</b>	<b>330.8</b>	<b>694.6</b>	<b>330.8</b>

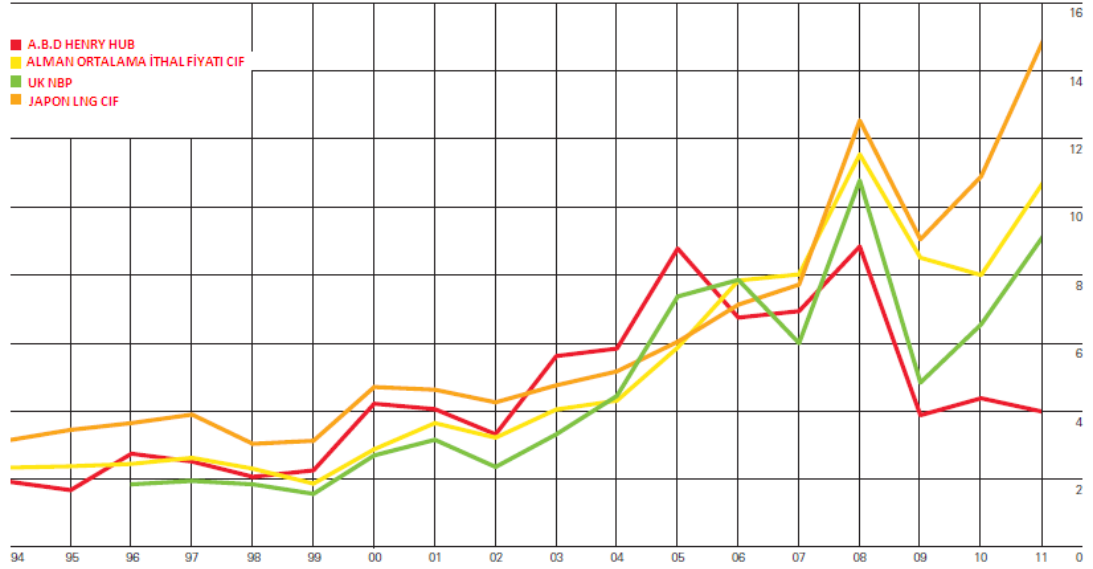
Bir diğer önemli husus LNG spot piyasasında yaşanan gelişmelerdir. Şekil 4.3'te 1995 yılından 2011 yılına kadar her geçen yıl spot ticaretinin artarak devam ettiği görülmektedir. Spot LNG miktarının toplam LNG ticareti içindeki payının 2011 yılında %25'ler seviyesine çıktığı görülmektedir. Bu grafik uzun süreli sözleşmelerden ziyade spot alımlara bir yönelimin olduğunu göstermektedir.



**Şekil 4.3:** Yıllara göre Spot LNG ticareti ve LNG ticaretindeki payı (IGU,2011)

Yukarıdaki şekil ve tablolardaki değişimlere paralel olarak dünya LNG fiyatlarında sürekli iniş ve çıkışların olduğu söylenebilir. Farklı sistem ve borsalarda işlem gören LNG fiyatlarının Şekil 4.4'te ki gibi değiştiği görülmektedir. 2008 yılına kadar genel olarak artan LNG fiyatları yaşanan küresel ekonomik krizle beraber sert bir düşüş yaşamış olup tekrar 2009 sonrasında yükselmeye başlamıştır. Amerika'daki LNG ve doğalgaz fiyatlarının 2003–2005 yılları arasında Avrupa, Japon ve Alman doğalgaz fiyatlarından daha yüksek olduğu görülmektedir. Bunun en temel sebebi olarak, ABD'nin kendi üretimindeki azalma ve ithal ettikleri LNG miktarındaki kapasite limitleri gösterilmektedir. 2009 yılına kadar Dünya'da paralel giden ‘‘US Henry Hub’’ LNG ve doğalgaz fiyatları 2009 sonrasında Amerika'nın kendi kaya gazı üretimini arttırması ile beraber fiyatlar aşağı yönde düşmeye başlamıştır ve dünya fiyatlarının hayli altına inmiş bulunmaktadır (Url-21).

**FİYATLAR**  
\$/MMBTU



**Şekil 4.4:** Yıllar itibariyle LNG fiyat değişimi (BP,2013)

Çizelge 4,7’de yıllar itibari ile LNG fiyatlarının farklı sistemler kullanılarak farklı borsalardaki değişimi verilmektedir.

**Çizelge 4.7:** Yıllar itibariyle LNG fiyat değişimi (BP,2013)

Yıl	LNG		DOĞALGAZ				HAM PETROL OECD CIF
	JAPON CIF	ALMAN ORTALAMA İTHAL FİYATI	UK(NBP)	A.B.D ( HENRYHUB)	KANADA ( alberta)		
1984	5.10	4.00	-	-	-	5.00	
1985	5.23	4.25	-	-	-	4.75	
1986	4.10	3.90	-	-	-	2.57	
1987	3.35	2.55	-	-	-	3.09	
1988	3.34	2.22	-	-	-	2.56	
1989	3.28	2.00	-	1.70	-	3.01	
1990	3.64	2.78	-	1.64	1.05	3.82	
1991	3.99	3.19	-	1.49	0.89	3.33	
1992	3.62	2.69	-	1.77	0.98	3.19	
1993	3.52	2.50	-	2.12	1.69	2.82	
1994	3.18	2.35	-	1.92	1.45	2.70	
1995	3.46	2.39	-	1.69	0.89	2.96	
1996	3.66	2.46	1.87	2.76	1.12	3.54	
1997	3.91	2.64	1.96	2.53	1.36	3.29	
1998	3.05	2.32	1.86	2.08	1.42	2.16	
1999	3.14	1.88	1.58	2.27	2.00	2.98	
2000	4.72	2.89	2.71	4.23	3.75	4.83	
2001	4.64	3.66	3.17	4.07	3.61	4.08	
2002	4.27	3.23	2.37	3.33	2.57	4.17	
2003	4.77	4.06	3.33	5.63	4.83	4.89	
2004	5.18	4.32	4.46	5.85	5.03	6.27	
2005	6.05	5.88	7.38	8.79	7.25	8.74	
2006	7.14	7.85	7.87	6.76	5.83	10.66	
2007	7.73	8.03	6.01	6.95	6.17	11.95	
2008	12.55	11.56	10.79	8.85	7.99	16.76	
2009	9.06	8.52	4.85	3.89	3.38	10.41	
2010	10.91	8.01	6.56	4.39	3.69	13.47	
2011	14.73	10.61	9.03	4.01	3.47	18.56	

#### 4.4 Toplam Üretim Maliyeti (TMC- Total Manufacturing Cost)

Toplam üretim maliyeti, hammadde maliyetine işletme maliyetinin eklenmesi ile bulunmaktadır. Terminal tasarım aşamasında hesaplanması gereken ürün maliyeti, yatırım geri dönüş süresini ve karlılığı belirlemede kullanılmaktadır. Üretim süreci boyunca, sürekli olarak hesaplanarak maliyet parametrelerinin kontrolünün yapılması gereklidir.

Bir LNG gazlaştırma terminalinde toplam üretim maliyeti;

$$TMC = GM + A_{LNGM} \quad (4.4)$$

olarak hesaplanabilmektedir. Burada;

TMC : Toplam üretim maliyetini

GM : Gönderilen gaz maliyetini ( işletme maliyeti)

$A_{LNGM}$ : Anlık LNG fiyatlarını

ifade etmektedir. Bu maliyetler ülkeden ülkeye, kullanılan teknolojiye vb. göre değişmektedir.

#### Toplam Ürün Maliyeti (TPC-Total Product Cost)

Toplam ürün maliyeti toplam üretim maliyeti ve toplam genel giderlerden oluşmaktadır ve;

$$TPC = TMC + TGE \quad (4.5)$$

olarak ifade edilmektedir. Burada;

TPC : Toplam ürün maliyetini

TMC : Toplam üretim maliyetini

TGE : Toplam genel giderleri

temsil etmektedir.

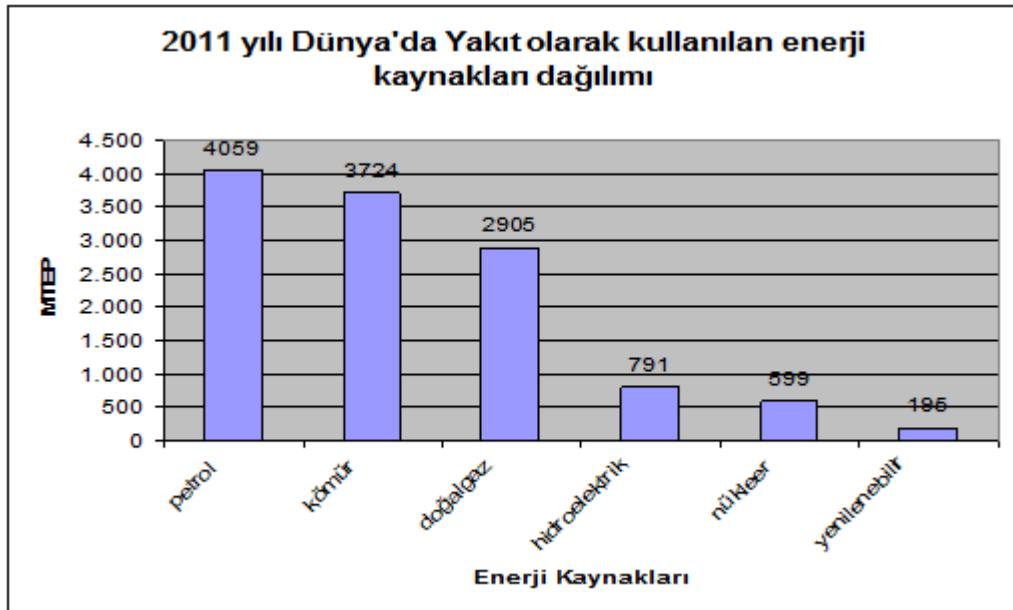
Toplam ürün maliyeti, tasarım safhasındayken yatırım getirisi (ROI-Return on Investment) ve karlılık hesaplamalarının yapılabilmesi için gereklidir. Böylece farklı alternatifler üzerinde durulabilmektedir. Üretim devam ettikçe ürün maliyeti sürekli olarak yapıp kontrol edilmesi gereken bir parametredir

### **Toplam Genel Giderler (TGE-Total General Expenses) kalemleri:**

- a) **Yönetim Giderleri:** Yönetici, ofis personeli, sekreteryaya, bilgisayar, haberleşme gibi harcamalardan oluşmaktadır
- b) **Dağıtım&Pazarlama:** LNG terminalleri için bu kalem genellikle düşünülmemektedir. Bu çalışmada göz önüne alınmaması benimsenmiştir.
- c) **ARGE:** Araştırma-Geliştirme giderlerini ifade etmektedir. Farklı ülkelerde ARGE katkısı çerçevesinde söz konusudur. Bu çalışmada göz önüne alınmaması benimsenmiştir.
- d) **Finansal (faiz) :** Borç olarak alınan para için ödenen faiz tutarı olmaktadır. Bu çalışmada göz önüne alınmaması benimsenmiştir.

### **4.5 Diğer Enerji Kaynakları Mukayeseli Ekonomik Analizi**

Şekil 4.5’de 2011 yılında Dünya’da yakıt olarak kullanılan enerji kaynakları milyon ton eşdeğer petrol (MTEP) cinsinden dağılımı verilmektedir. Buna göre kullanılan yakıt türlerinden petrol 4.059 MTEP ile ilk sırada yer alırken 3.724 MTEP ile kömür ikinci, 2.905 MTEP ile doğalgaz ( LNG+ gaz) üçüncü sırada yer almaktadır. Bunları 791 MTEP ile hidroelektrik, 599 MTEP ile nükleer güç ve 195 MTEP ile yenilenebilir enerji takip etmektedir.



**Şekil 4.5:** 2011 yılında dünyada kullanılan enerji kaynakları dağılımı (BP,2013)

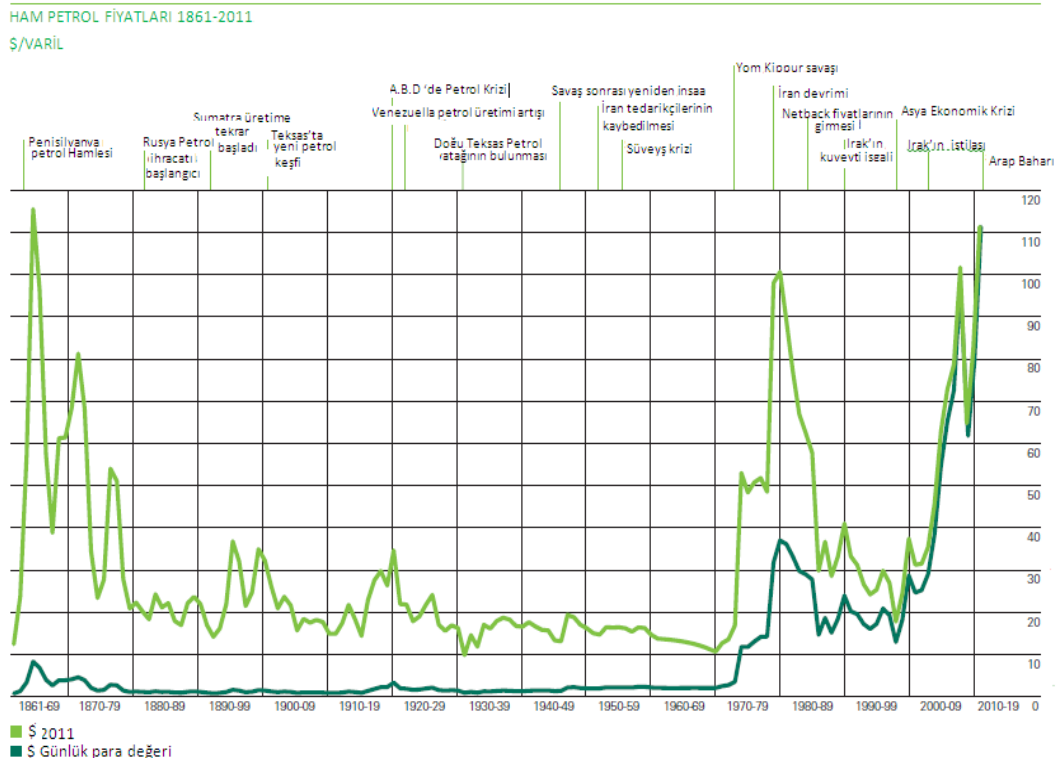
\*[MTEP: Milyon ton eşdeğer petrol]

\* MMBTU: Million British Thermal units

\* 1 TEP = 12 Mwh = 40 MMBTU = 7,33 varil petrol

\* 1 Ton Kömür eşdeğer(TCE) = 28 MMBTU]

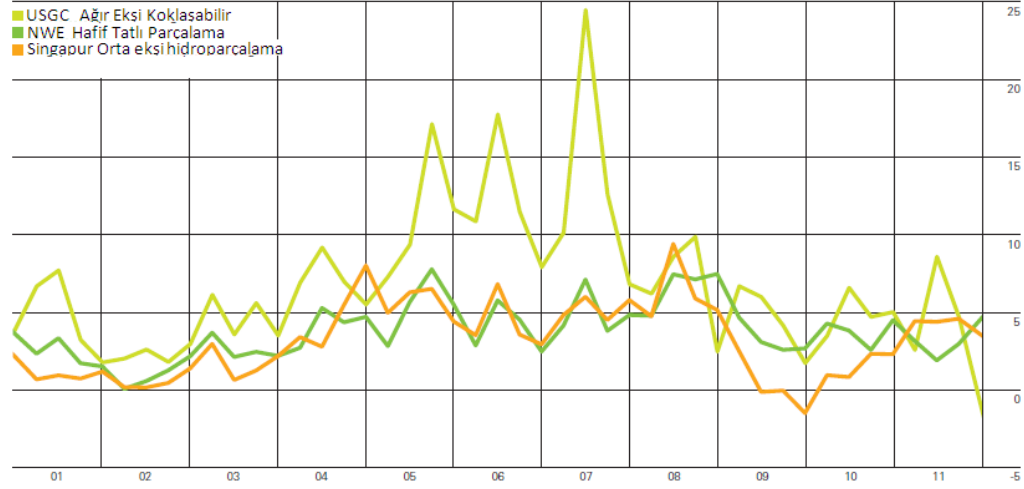
Şekil 4.6’da görüldüğü üzere, dünya ham petrol varil fiyatları geçmiş yıllarda yaşanan önemli olaylara bağlı olarak sürekli iniş-çıkış eğilimi göstermekte ve 2011 yılında ortalama 100 \$ (ham petrol)+5\$(rafineri)=105\$/varil(19,24\$/ MMBTU) seviyelerine ulaşmaktadır.



**Şekil 4.6:** 1960–2011 yılları arası ham petrol varil fiyatları değişimi (\$ /varil) (BP,2013)

Öte yandan, ham petrol’ün yakıt olarak kullanılabilmesi için rafine edilmesi gerekmektedir. Şekil 4.7’de yıllar itibari ile rafineri birim maliyetlerindeki değişim verilmekte olup 2011 yılı itibari ile ortalama 4-5 \$/varil seviyelerinde olduğu görülmektedir.

**Bölgesel Rafineri Maliyetleri**  
\$/varil



**Şekil 4.7:** 2001–2011 yılları arası dünya rafineri maliyetleri değişimi ( \$ /varil) (BP,2013)

Diğer yandan Şekil 4.4 ve Çizelge 4.7 incelendiğinde ise doğalgaz fiyatlarının farklı borsalarda farklı fiyatlardan işlem gördüğü görülmektedir. Ancak, bu çalışmada Avrupa bölgesi için NBP fiyatları kullanılmakta olup 2011 yılı için ortalama 9,03 \$/MMBTU olarak alınmaktadır. Çizelge 4.8 incelendiğinde ise, kömür fiyatlarında özellikle son yıllarda önemli bir dalgalanmanın olduğu ve 2011 yılı için Avrupa pazarında kömürün 121 \$ /ton ( 4,32 \$/MMBTU ) işlem gördüğü görülmektedir.

**Çizelge 4.8:** Yıllara göre Dünya kömür fiyatları değişimi ( \$ /ton) (BP,2013)

\$/TON	Kuzey Batı Avrupa Market Fiyatı	A.B.D Merkez Spot Fiyatı	Japon Öğütülmüş ithal CIF fiyatı	Japon Yıkılmış ithal CIF fiyatı
1991	42.80	29.01	60.45	50.30
1992	38.53	28.53	57.82	48.45
1993	33.68	29.85	55.26	45.71
1994	37.18	31.72	51.77	43.66
1995	44.50	27.01	54.47	47.58
1996	41.25	29.86	56.68	49.54
1997	38.92	29.76	55.51	45.53
1998	32.00	31.00	50.76	40.51
1999	28.79	31.29	42.83	35.74
2000	35.99	29.90	39.69	34.58
2001	39.03	50.15	41.33	37.96
2002	31.65	33.20	42.01	36.90
2003	43.60	38.52	41.57	34.74
2004	72.08	64.90	60.96	51.34
2005	60.54	70.12	89.33	62.91
2006	64.11	62.96	93.46	63.04
2007	88.79	51.16	88.24	69.86
2008	147.67	118.79	179.03	122.81
2009	70.66	68.08	167.82	110.11
2010	92.50	71.63	158.95	105.19
2011	121.54	87.38	229.12	136.21

Diğer enerji kaynakları için durum hammadde açısından farklılık göstermektedir. Hidroelektrik, güneş, rüzgâr gibi yenilenebilir enerji kaynakları için yakıt harcamaları düşünülmemektedir. Nükleer santraller için kullanılan yakıt maliyeti ise diğer fosil yakıtlar ile mukayese edildiğinde oldukça düşük kalmaktadır. Her ne kadar da yenilenebilir enerji kaynakları için yakıt maliyeti olmasa da güç üretmek için kurulan bu tür tesislerin yatırım maliyetleri önemli bir maliyet kalemini oluşturmaktadır.

Çizelge 4.9’da elektrik üretmek için kullanılan farklı enerji kaynaklarına bağlı maliyetler verilmekte olup bu tablo incelendiğinde ilk yatırım maliyetinin petrol, doğalgaz, kömür gibi konvansiyonel enerji kaynaklarında daha düşük olmasına rağmen yakıt maliyetine sahip olduklarından uzun vadede daha maliyetli oldukları görülmektedir. Yakıt maliyeti bulunduran tesisler için ise en düşük yakıt maliyetine sahip santrallerin nükleer santraller olduğu yine Çizelge 4.10’da görülmektedir.

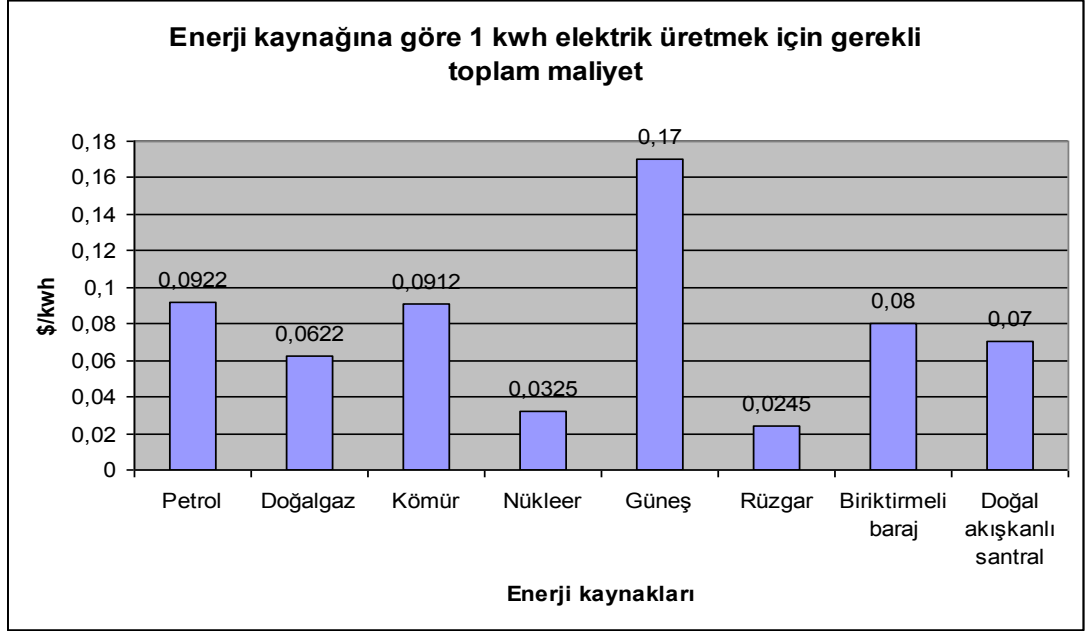
**Çizelge 4.9:** Kaynağına göre 1 kwh elektrik üret. için gerekli maliyetler (Url-21)

Teknoloji	Yatırım maliyeti	Kapasite faktörü	İşletme Bakım Maliyeti	Yakıt maliyeti	Direk maliyetler	Dolaylı maliyetler	Toplam maliyet
Petrol	0,0042	95%	0,005	<b>0,06*</b>	0,065	0,023	0,0922
Doğalgaz	0,0042	95%	0,005	<b>0,03*</b>	0,035	0,023	0,0622
Kömür	0,0072	95%	0,01	<b>0,01*</b>	0,02	0,064	0,0912
Nükleer	0,009	95%	0,014	<b>0,0076*</b>	0,021	0,0025	0,0325
Güneş	0,17	15–20%	0,01	Yok	0,01	-	0,17
Rüzgâr	0,0245	25–35%	0,01	Yok	0,01	-	0,0245
Biriktirmeli Baraj	0,07–0,10	12–18%	0,01	Yok	0,01	-	0,07–0,10
Akarsu	0,05–0,08	30–50%	0,02	Yok	0,02	-	0,05–0,08

Not \* : ‘\*’da Güncel veriler kullanılmıştır.



Şekil 4.8 incelendiğinde de, kullanılan enerji kaynaklarına göre elektrik üreten tesislerden güneş santrallerinin en yüksek toplam maliyete sahip olduğu anlaşılmaktadır. En düşük toplam maliyetin ise rüzgâr santrallerinde olduğu görülmektedir.



**Şekil 4.8:** 1 kwh elektik üretmek için gerekli toplam maliyetler



## **5. LNG DEPOLAMA VE GAZLAŞTIRMA TESİSLERİ İÇİN MALİYET ANALİZİ PARAMETRELERİ**

### **5.1 LNG Depolama ve Gazlaştırma Tesisi Seçimi İçin Kriterler**

LNG ticaretinin en son proses ayağı LNG'nin depolanması ve tekrar gazlaştırılmasıdır. 2011 yılı itibari ile dünyadaki tekrar gazlaştırma tesis sayısının 89, toplam gazlaştırma kapasitenin 608 milyon ton/yıl ve toplam LNG depolama kapasitelerinin ise 42 milyon m<sup>3</sup> seviyelerine ulaştığı görülmektedir. Mevcut gazlaştırma terminallerinden 10 tanesi denizde (offshore) terminal ki bunların 9 tanesi yüzer gazlaştırma teknolojisi (floating regasification technology) ve 1 tanesi yerçekimi esaslı yapılar (gravity-based structure)'dır. 79 tanesi ise karada (onshore) terminal olarak işletilmektedir. Bu terminallerin dışında 18 adet yeni terminal ise yapım aşamasındadır (IGU, 2011).

LNG prosesinde emniyet ve ekonomi önemli parametreler olup, bir LNG gazlaştırma terminali inşa edilmeden önce ekonomik olmasına ve mümkün olduğunca güvenli bir yere inşa edilmesine önem verilmektedir. LNG gazlaştırma terminali lokasyonunun ve teknolojisinin doğru seçilmiş olmasıyla gemi, depolama ve gaz gönderme süreçlerindeki risk ve zararlar minimize edilebilmektedir (Sonna and Bomba, 2008).

Herhangi bir LNG ithalat veya ihracat tesisinin yer seçiminde öncelikle doğal gaz pazarına ve tüketiciye olan mesafesi göz önünde bulundurulmaktadır. Genel coğrafik yer belirlendikten sonra bu genel alan içerisindeki alternatif sahalara değerlendirilip kritik parametreler göz önünde bulundurulurken hangi sahanın daha uygun olduğuna karar verilmektedir. Söz konusu parametreler; sahanın jeofizik ve sismik özellikleri, meteorolojik, klimatolojik ve oşinografi şartları, çevredeki nüfus yoğunluğu, civardaki konut kullanımı, depolama tankları ile boşaltım/yükleme arasındaki max/min mesafe, depolama tipi, gemilerin yanaşması esnasında kullanacakları kanal genişliği ve derinliği, gemi manevra ve geçişini etkileyebilecek fiziksel yapı ve unsurlar, dalgakıran gereksinimi olup olmadığı, römorkör hizmetinin olup olmadığı, boru kapasitesi, gazlaştırma tesisine olan mesafe, gaz kalitesi, ticari beklentiler ve son kullanıcıya olan uzaklık olarak sayılabilir (Sonna and Bomba, 2008).

Doğru saha ve teknoloji kullanımının hedeflenmesindeki önemli ve nihai amaç nakliye ve depolama maliyetlerinin minimuma indirebilmesi, güvenli ve sürekli operasyonların yürütülebilmesidir (Sonna and Bomba, 2008). LNG gazlaştırma terminalleri denizde (offshore) ve karada (onshore) terminal olarak ikiye ayrılmaktadır.

### **5.1.1 Denizde (Offshore) Terminaller**

Deniz (offshore) terminali seçimini belirleyen en temel unsur kurulacak terminalin ithalat/ihracat boru hattına ve kullanılabilir depolama ünitelerine olan mesafesi ve konumudur. Kara (onshore) terminali kurulumu için yeterli ve/veya uygun arazinin olmaması, kurulması öngörülen kara terminali civarında nüfus ve konut yoğunluğunun bulunması, iskelede gemi operasyonlarının yürütülebilmesi için yeterli su derinliğinin olmaması deniz (offshore) terminalinin tercih edilmesinin en başlıca sebeplerindendir (Sonna and Bomba, 2008). Ayrıca, kıyı şeridindeki gelişmelere bağlı olarak zamanla oluşabilecek değişikliklerin ekosistemde farklılaşmaya neden olması mümkünse, deniz (offshore) terminallerinin tercih edilmesi söz konusu olabilmektedir. Deniz (offshore) terminalinin detay tasarımında; rüzgâr, dalga ve akıntının da hesabı ayrı bir önem taşımaktadır.

Deniz (offshore) terminallerinde kullanılacak teknolojiler;

- Yüzer Depolama ve Gazlaştırma ünitesi ( Floating Storage Regas Units - FSRU)
- Denizde (offshore) Yerçekimi esaslı yapılar ( Offshore Gravity Based Structures - GBS)
- LNG gemisinden dönüştürülmüş batık veya harici zırhlı tesisler (Converted LNG Carrier submerged or external turret) kullanılabilir (Said and Meijerink,2008)

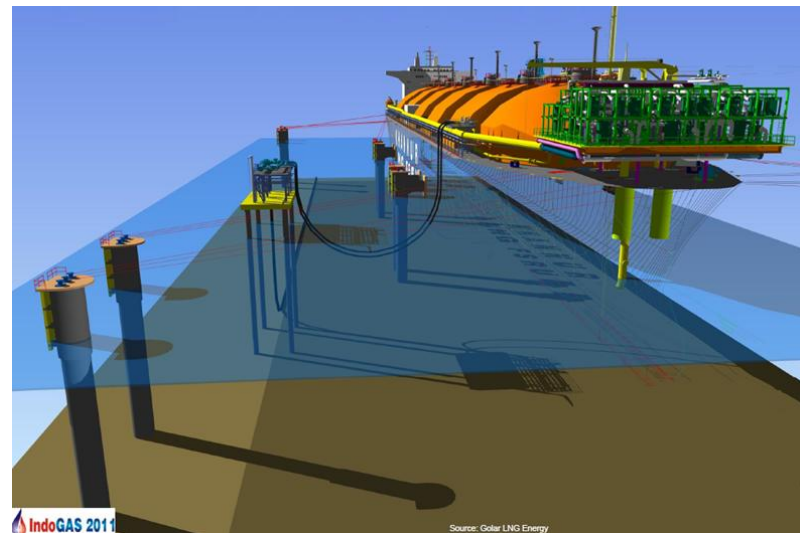
Söz konusu bu teknolojilerin birbirlerine kıyasla zayıf ve güçlü yanları bulunmakla beraber hangi çözümün daha doğru olacağı, üzerinde önemle durulması gereken ciddi bir çalışmayı gerektirmektedir. Burada, gaz talebi profilleri, gaz gönderim basınç/sıcaklık ve sürekliliğindeki hassasiyet, emniyet, tarafların anlaşma şartları, maliyet, yerel özellikler (iklim şartları, yasal izinler vb.) göz önünde bulundurulmaktadır (Sonna and Bomba, 2008). Hangi alternatifin daha doğru bir seçim olacağı yukarıdaki parametrelerin değerlendirilmesi sonucunda ortaya çıkmaktadır.

### 5.1.1.1 Yüzer Depolama ve Gazlaştırma ünitesi (Floating Storage Regas Units (FSRU))

Yüzer Depolama ve Gazlaştırma ünitesi (Floating Storage Regas Units –FSRU), üzerinde LNG’yi depolama - gazlaştırma üniteleri bulunan ve ihtiyaç duyulduğunda gazlaştırdığı LNG’yi en yakın doğalgaz ana iletim hattına yüksek basınçlarla iletebilen çok fonksiyonlu bir LNG ünitesidir. FSRU’lar Şekil 5.1’deki gibi doğrudan yeni bir FSRU olarak da inşa edilebileceği gibi, Şekil 5.2’deki gibi mevcut LNG gemilerinin modifiye edilmesiyle de kullanılabilirler.



Şekil 5.1: Klasik bir FSRU modeli (Golar LNG Report,2011)



Şekil 5.2: Klasik bir FSRU ünitesi bağlantıları (Blackwell, 2009)

FSRU karada (onshore) bir LNG ithal terminalinin tüm fonksiyonlarını yerine getirebilmektedir. Böylece, kara üzerinde inşa edilen depolama tanklarına gerek kalmamış olmaktadır. Şekil 5.3 ve Şekil 5.4’de gemiden gemiye (ship to ship) direkt LNG transferi yapılabileceği gibi LNG iskele üzerinden (over jetty) FSRU’ya transfer edilebilmektedir.



Şekil 5.3: İskele üzerinden LNG transferi (Golar LNG Report,2011)



Şekil 5.4: Esnek kriyojenik hortumlar ile LNG transferi (IGU,2011)

Yüzer Depolama ve Gazlaştırma ünitesi (Floating Storage Regas Units – FSRU)’nun Avantajları;

- Kurulumu klasik karada (onshore) LNG Terminallerine göre çok daha kısadır (3–5 yıl yerine, 2 yılda tamamlanabilmektedirler) (Blackwell, 2009)
- Farklı derinliklerdeki sulara kurulabilmektedir ve hızla yaygınlaşan bir teknoloji

durumundadır.

- Klasik LNG Terminallerine göre FSRU %50 - %75 oranlarında daha ucuzdur (Blackwell, 2009)
- Depolama kapasitesi ve gaz gönderme kapasitesi ihtiyaca göre arttırılıp azaltılabilmektedir
- FSRU'lar sezonsal olarak da kullanılabilir. İstenildiği takdirde, bir bölgeden diğer bir bölgeye taşınabilmektedir. Aynı zamanda, ihtiyaç halinde LNG gemisi olarak da kullanılabilmesi mümkündür.

### 5.1.1.2 Denizde Yerçekimi Esaslı Yapılar (Offshore Gravity Based Structures )

Denizde yerçekimi esaslı yapılar gazlaştırma tesisleri Şekil 5.5'de görüleceği gibi dikdörtgen beton veya çelik yüzdürme dubalarının deniz yatağına kurulup tesis için gerekli olan tüm operasyonel ve yardımcı üniteler ile güç gereksinimlerinin kendi bünyesinde tutulduğu yapılardır. Bir başka deyişle, klasik bir LNG terminali için gerekli olan tüm prosesleri tek çatı altında toplamış entegre yapılar olmaktadır.



Şekil 5.5 : Denizde (offshore) yerçekimi esaslı tesis (Url-15)

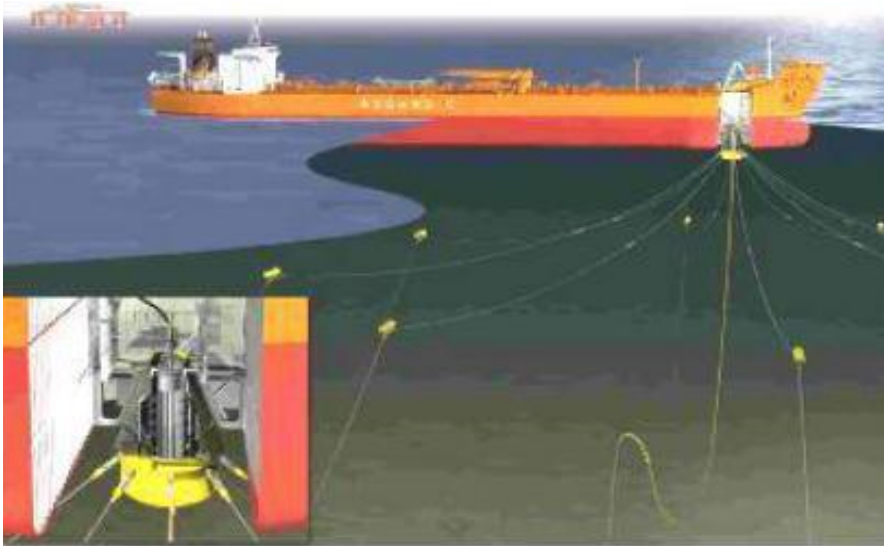
Bu tip tesisler;

- LNG gemileri için yanaşma ve boşaltım işlevlerini yerine getirmekte
- LNG depolanması için gerekli yapıları ihtiva etmekte
- Tekrar gazlaştırma ve gaz gönderimi platformunda kurulu olarak bulunmaktadır.
- Gemileri yüksek dalga ve akıntılardan korumaktadır

Bu tesislerin kurulumu için ortalama 14-15 metre bir derinliğe ihtiyaç duyulmaktadır ki; bu derinlik, LNG gemilerinin yanaşması için gerekli minimum derinlikler olarak nitelenmektedir. Su derinliği arttıkça kurulacak yapıların hacmi büyümekte ve ek maliyetler ortaya çıkmaktadır. Bu tesisler 250.000 m<sup>3</sup> mertebesinde LNG depolama kapasitelerine sahip olup, genellikle 340 m uzunlukta, 60 m genişlikte ve 40 m yükseklikte olmaktadır (Said and Meijerink, 2008 )

### 5.1.1.3 LNG Gemisinden Dönüştürülmüş Enerji Köprüsü (Converted LNG Carrier - Energy bridge)

FSRU'ya, alternatif olan bu tesisler mevcut LNG gemilerinin modifiye edilip platformlarına gazlaştırma üniteleri ilave edilmesi ile ortaya çıkmış tesislerdir. Depolama tankları kendi bünyesinde olduğundan harici bir depolama tesisine ihtiyaç duyulmamaktadır. Bu tesislerin bir diğer ismi ise "enerji köprüsü (energy bridge)" dır. Bu tesislerin en büyük avantajı su altındaki bağlantıları ile kötü hava şartlarında dahi (5-6 m dalga boyu) güvenli operasyonlara olanak sağlamasıdır. Şekil 5.6'da görülebileceği gibi sabitleme bağlantıları sağlandıktan sonra deniz dibine indirilen esnek (flexible) boşaltım hortumları ile gazlaştırılan LNG kıyıya gönderilmektedir. Örneğin; 140.000 m<sup>3</sup> LNG depolama kapasitesine sahip bir geminin boşaltım işlemi yaklaşık olarak 6 gün sürmektedir (Said and Meijerink, 2008 ).



Şekil 5.6: LNG gemisinden dönüştürülmüş batık tip gazlaştırma tesisi (Url-16)



### 5.1.2 Karada (Onshore) Terminaller

Karada (onshore) terminallerin dizaynında önemli parametrelerin başında kurulacağı lokasyonun çevresel faktörleri ve nüfus yoğunluğundaki hareketliliklerdir. Bu terminaller mümkün olduğunca şehre uzak yerlere kurulmaktadır (Sonne and Bomba , 2008).

Gemi operasyonlarının yürütüldüğü iskele ile gazlaştırma faaliyetlerinin yürütüldüğü kıyı tesisi arasındaki mesafenin mümkün olduğunca yakın olması tercih edilmektedir. Böylece ilk yatırım esnasında kullanılan borulama maliyetleri düşürülmekte ve yürütülen operasyonların daha güvenli olması sağlanmaktadır.

Bu bağlamda, söz konusu mesafenin 6 km'den az olması ve 2 km'lik bir mesafeyi geçmemesi tercih edilmektedir. Ayrıca, kıyıya kurulan bir karada (onshore) terminalin açık denize ya da korunaklı bir koya inşa edilip edilmemesine göre rüzgâr, dalga ve akıntıyı da göz önünde bulundurmak gerekmektedir. Şekil 5.7 ve Şekil 5.8'de dalgakıranlı ve dalgakıransız terminal tasarımlarına örnekler görülmektedir.



**Şekil 5.7:** Dalgakıran kullanılarak yapımı gerçekleştirilen bir onshore terminal (Sonne and Bomba , 2008)



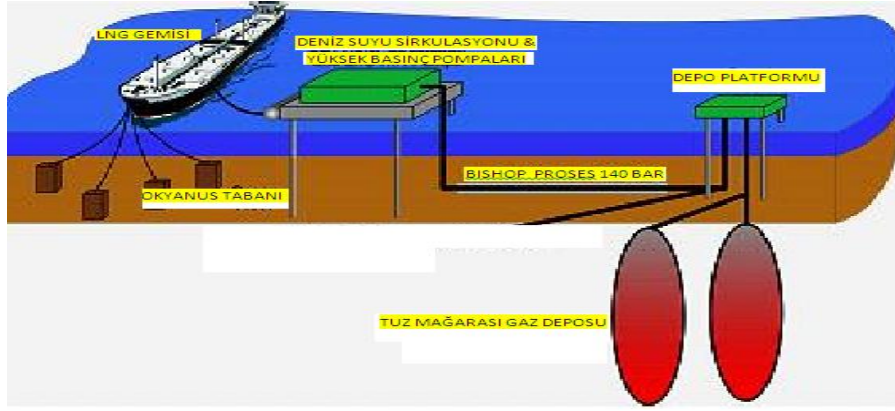
**Şekil 5.8:** Yer altı depolamanın yapıldığı bir LNG terminali (Url-17)

Gemi operasyonlarını etkileyebilecek kadar etkili akıntı ve rüzgâra maruz kalan terminaller dalgakıranlar ile korunaklı hale getirilmektedirler. Kıyı tesisinde en önemli ünite depolama tanklarıdır ve bu tanklar terminal tasarımında kritik yer tutarlar. Mümkün olduğunca iskeleye yakın yerlere inşa edilmektedirler, böylece boşaltım hatlarının mesafesi düşürülmüş olmaktadır. Proses ekipmanları ve yardımcı üniteler, depolama tanklarına yakın yerleştirilirken idari binalar ve servis binaları ise mümkün olduğunca uzağa, güvenli alanlara yerleştirilmektedirler.

Bir diğer parametre ise ne tip ve hangi hacimde bir depolama tankının kullanılacağıdır. Burada, sadece depolama tanklarının oturacağı alan değil, ayrıca olası bir sızıntı durumunda her bir tankın etrafında bulundurulması gereken boş alan da hesaplanmaktadır. Bir diğer parametre ise, gönderilecek gazın ana iletim hattına olan yakınlığı ve karayolları ile LNG taşımacılığına uygun bir yerleşkede bulunmasıdır.

Ayrıca, olası bir LNG kaçağına bağlı olarak olabilecek patlamanın kaç metre karelik bir alanı etkileyebileceği göz önüne alınmakta ve buna bağlı olarak çevrede bırakılacak boş alan belirlenmektedir. Terminalin kurulacağı toprak yapısı, zeminin sağlamlığı, deprem bölgesi olup olmadığı en başta değerlendirilmesi gereken hususlar olarak sayılmaktadır (Sonne and Bomba, 2008). Tüm bu hususlar göz önünde tutularak tesis için ihtiyaç duyulan alan belirlenmektedir.

Son yıllarda Şekil 5.9’da görülen tuz yataklarının da LNG depolama (gazlaştırıldıktan sonra) tesisleri olarak kullanılmasının ekonomik olduğu anlaşılmış ve bu yönde (Bishop tarafından Nobel ödüllü) projeler geliştirilmiştir (Url-14).



Şekil 5.9: Tuz oyuklarının LNG 'nin gazlaştırıldıktan sonra depo olarak kullanılması (Url-14)

## 5.2 LNG Terminalinin Seçimi Esnasında Dikkat Edilmesi Gereken Parametreler

Tüm bu kriterler, uzmanlar ekibi çerçevesinde değerlendirilmektedir. Bu bağlamda; ilgili değerlendirmelere ilişkin görüş alınması gereken uzmanlar olarak;

- Teknik ekipler (terminalde çalışan teknik uzmanlar( proses, emniyet, gemi operasyonları, maliyet)
- Boru hattı ekipleri (denizaltı borulama uzmanları, otomasyon, mekanik )
- Çevre ekipleri (çevresel etki değerlendirmesi yapacak uzmanlar)
- Yasal ekipler
- Pazarlama ekipleri
- Yönetim

sayılabilir (Said and Meijerink, 2008 ).Dolayısı ile uygulama özelinde, hangi tip ve nasıl bir tesisin kurulacağına söz konusu uzmanlar tarafından verilen görüşler değerlendirilerek karar verilmektedir. Bu bağlamda, bir LNG terminalinin seçimi esnasında dikkat edilmesi gereken parametreler Çizelge 5.1 de özetlenmektedir;

**Çizelge 5.1:** LNG terminali seçiminde ve dizaynında dikkat edilmesi gereken teknik ve izne tabi hususlar (Said and Meijerink, 2008)

Kriter	Teknik	Kriter	İzne tabi hususlar
1	Ekonomik olup olmadığı	1	İnsanlara yakınlık
2	Gemi ulaşımı	2	Ekoloji ve çevre etkisi
3	İnşaat kodları	3	Teknik uygunluk
4	İnşa edilebilirlik	4	Emisyon değerleri
5	Emniyetli operasyon	5	Mali sınırlamalar
6	Onaylı teknoloji	6	Bölgesel denetim
7	İhtiyaç duyulan saha	7	Su emisyonları
8	Gazlaştırma metodu	8	Görsel etkiler
9	Deniz suyu sıcaklığı	9	Gemi opr. uyumsuzlukları
10	Su kalitesi	10	İnsanlara yakınlık
11	Toprak yapısı	11	Sediment kalitesi
12	Boru hattı performansı	12	Kullanım alanı
13	Gaz arzında süreklilik	13	Boru hattı bağlantıları
14	Yapım takvimi	14	Alanı terk edilebilirliği

### 5.3 LNG Depolama Terminallerinin Toplam LNG Prosesi Maliyeti İçindeki Yeri

LNG projelerinde esas alınması gereken dört ana maliyet kalemi bulunmaktadır. Bu dört ana faaliyet bir tek operasyon olarak alındığında proje maliyetindeki payları aşağıdaki gibi olacaktır (Yıldız, 2011).

1. Gazın çıkarılması ve sıvılaştırma terminaline iletimi (İYM'nin %15-%20'si)
2. LNG'nin saflaştırıldıktan sonra sıvılaştırılması (İYM'nin %30-%45'i)
3. LNG'nin gemilerle taşınması (İYM'nin %10-%30'u)
4. LNG'nin LNG ithal terminallerinde depolanması ve tekrar gazlaştırılıp ana iletim hattına gönderilmesidir. (İYM'nin %15-%25'i)

Madde-4 ile ilgili detaylı maliyet analizi Bölüm 6 'da irdelenmekte olup diğer maliyet kalemleri 4. Madde için yapılan bölüm 6 'daki çalışma esas alınarak o oranda diğer maddeler için belirlenebilecektir.

## **6. LNG DEPOLAMA VE GAZLAŞTIRMA TESİSLERİ İÇİN MALİYET ANALİZİ**

Bu Yüksek Lisans tez çalışmasında Bölüm 4 içinde verilen maliyet analizinin genel kavramları çerçevesinde, Bölüm 5’te verilen LNG depolama ve gazlaştırma tesisleri için maliyet analizi parametreleri göz önüne alınarak, LNG depolama ve gazlaştırma tesisi olarak kullanılan 3 farklı tesis tipi için maliyet analizi uygulaması yapılmaya çalışılacaktır. Ayrıca, yapılan maliyet analizleri çerçevesinde mukayeseli değerlendirme yapılacaktır.

### **6.1 Seçilen LNG Depolama ve Gazlaştırma Tesislerinin Tanıtımı**

Bölüm 3 içinde tanıtılan LNG prosesi çerçevesinde LNG depolama ve gazlaştırma tesisleri de farklılıklar içermektedir. 2004 yılına kadar sadece klasik LNG depolama ve gazlaştırma tesisleri kullanılırken, 2004 yılında tuz oyuklarının depolama için kullanılmaya başlanmasıyla karada (onshore) tesislerde farklı uygulamalar da görülmeye başlanmıştır ( Keskin ve Ertuğrul , 2009). 2005 yılında ise yüzer deniz (offshore) tesislerinin de hayata geçirilmesiyle karada (onshore) tesislerle beraber daha farklı alternatifler de görülmeye başlanmıştır (Özemre,2005).

Bölüm 5.1 de değinildiği üzere karada (onshore) ve denizde (offshore) olmak üzere LNG depolama ve gazlaştırma tesisleri iki ana guruba ayrılmakta olup her bir grup kendi içerisinde farklı teknoloji ve yöntemleri kullanmaktadır. Hangi tesis tipinin kullanılacağı ihtiyaç duyulan gaz kapasitesi ve gönderimi, çevresel faktörler, ekonomik analizler, güvenlik gibi parametrelerin değerlendirilmesi neticesinde belirlenmektedir (Can, Avcı, 1995).

Bu bölümde çalışma prensibi ve tasarımları farklı, aşağıda belirtilen üç adet ve [A], [B] ve [C] olarak tanımlanan LNG depolama ve gazlaştırma tesisi için maliyet analizleri çerçevesinde mukayeseli değerlendirmeler yapılacaktır.

### 6.1.1 [A] Klasik Karada (Onshore) LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali

Bu çalışmada, klasik karada (onshore) LNG depolama ve gazlaştırma tesisleri [A] tipi LNG depolama ve gazlaştırma tesisleri olarak nitelenmiştir. [A] tipi tesisler;

- Dalgakırana ihtiyaç duymayan, meteorolojik şartları uygun bir alana kurulmuş ve kısa mesafeleli iskele kurulumu ile gemilerin yanaşabilmesine olanak sağlayan deniz derinliğine sahip,
- Birden fazla LNG ihraç eden ülkeye uygun bir mesafede, dolayısıyla tank kapasiteleri makul seviyelerde inşa edilebilir,
- Yılda maksimum 100 gemi boşaltma kapasitesine sahip,
- Terminal depolama kapasitesi 140.000.000 sm<sup>3</sup> ( 250.000 m<sup>3</sup> LNG )
- Günlük send-out (gönderim) kapasitesi 22 milyon Sm<sup>3</sup> ve yıllık send-out kapasitesi 8 milyar Sm<sup>3</sup>
- Tam muhafazalı (full containment) ve yer üstünde kurulu depolama tankları kullanılmış olan,

tesisler olmaktadır. Klasik karada (onshore) LNG depolama ve gazlaştırma tesisleri ([A] tipi tesislerine) ilişkin bir görünüm Şekil 6.1’de verilmektedir. Maliyet analizi için göz önüne alınan tesisin özellikleri ise Çizelge 6.1’de yer almaktadır.



Şekil 6.1: Klasik LNG gazlaştırma terminali [BOTAŞ LNG]

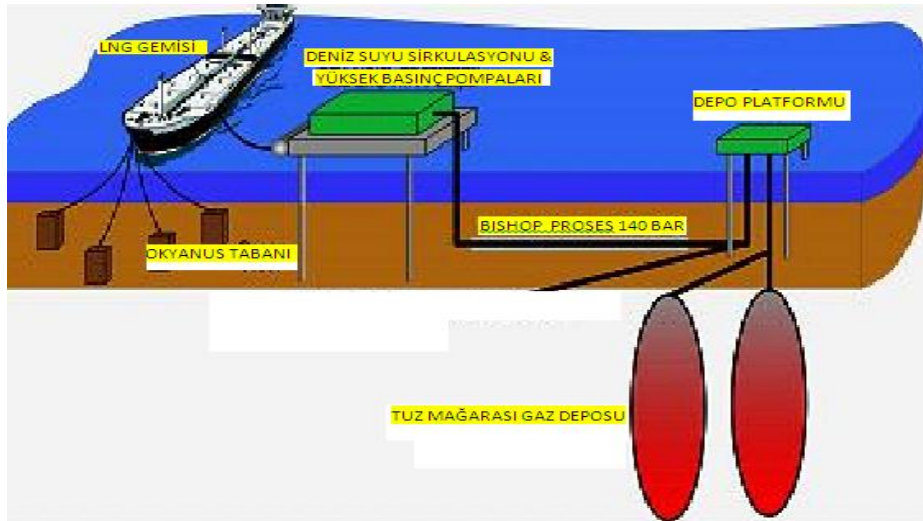
$$(1 \text{ m}^3 \text{ LNG} = (1 \text{ m}^3 \text{ LNG} \times 460 \text{ kg/m}^3) / (0.77 \text{ kg/sm}^3) * (9850 \text{ kcal/sm}^3 / 9155 \text{ kcal/sm}^3) = 643 \text{ sm}^3 \text{ ve } 1 \text{ sm}^3 = 0,0379 \text{ mmBtu} )$$

### 6.1.2 [B] Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan (Offshore-Onshore) Tesis

Bu çalışmada, tuz oyuklarını depo olarak kullanan (offshore-onshore) tesis [B] tipi LNG depolama ve gazlaştırma tesisleri olarak nitelenmiştir. [B] tipi tesisler;

- Bishop proses esaslı ısı eşanjörü kullanılan, LNG gemisinden boşaltılan LNG'nin yüksek basınç pompaları ile 140-160 bar basınca çıkartılarak ısı eşanjöründe ısıtılıp gaz fazına dönüştürüldükten sonra tuz oyuklarında depolandığı
- Tuz oyuk maliyeti göz önüne alınmamış olup oyukların hazır olduğu varsayılacaktır
- LNG gemileri boşaltım hızı 10.000 m<sup>3</sup>/saat ve toplamda 12-14 saat operasyon süresi olan, Yılda boşaltılan gemi sayısı 240
- Yıllık 19.3 milyar Sm<sup>3</sup> gönderme(send-out) kapasitesine sahip.
- Depolama kapasitesi 425.000.000 sm<sup>3</sup>
- Günlük send-out (gönderim) kapasitesi 52 milyon Sm<sup>3</sup> olan,

tesisler olmaktadır. Tuz oyuklarını depo olarak kullanan (offshore-onshore) tesislerine ([B] tipi tesislerine) ilişkin bir görünüm Şekil 6.2'de verilmektedir. Maliyet analizi için göz önüne alınan tesisin özellikleri ise Çizelge 6.4'de yer almaktadır.



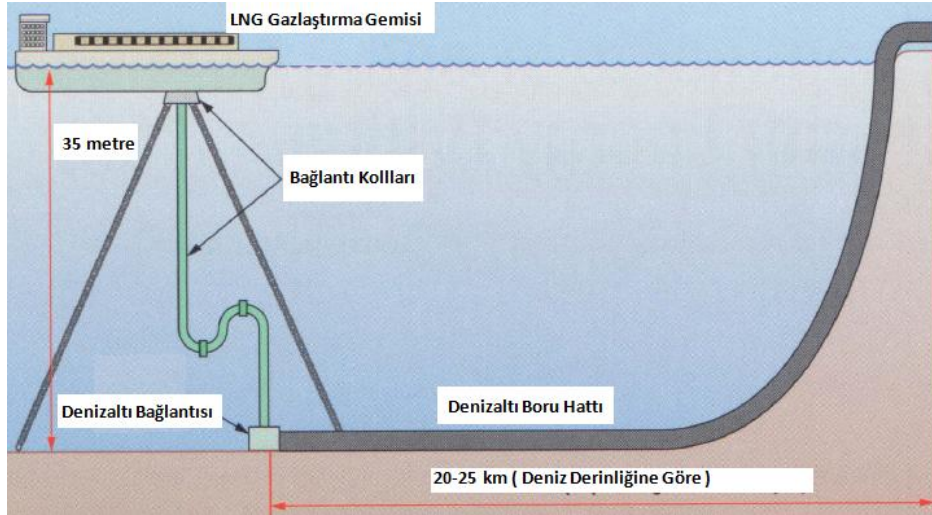
Şekil 6.2: Tuz oyuğu depolu LNG depolama terminali (Golar LNG Report, 2011)

### 6.1.3 [C] LNG Gemisinden Dönüştürülmüş Denizde - Enerji Köprüsü (Offshore) Tesis

Bu çalışmada, LNG gemisinden dönüştürülmüş denizde - enerji köprüsü (offshore) tesisi, [C] tipi LNG depolama ve gazlaştırma tesisleri olarak nitelenmiştir. [C] tipi tesisler;

- 10.000 m<sup>3</sup>/saat LNG boşaltma kapasitesine sahip ve toplamda 12-14 saat operasyon süresi olan,
- Gemi üstünde inşa edilmiş gazlaştırma tesisi ile direkt gaz gönderimi yapan,
- 5-6 günde gazlaştırma işlemi gerçekleştirebilen.
- LNG taşıma (depolama) kapasitesi 140.000 m<sup>3</sup> LNG (77.700.000 Sm<sup>3</sup>)
- Günlük send-out (gönderim) kapasitesi 16 milyon Sm<sup>3</sup>
- Yıllık send-out kapasitesi 5.85 milyar Sm<sup>3</sup> olan,

tesisler olmaktadır. LNG gemisinden dönüştürülmüş denizde - enerji köprüsü (offshore) tesisi, ([C] tipi tesislerine) ilişkin bir görünüm Şekil 6.3'de verilmektedir. Maliyet analizi için göz önüne alınan tesisin özellikleri ise Çizelge 6.6'da yer almaktadır.



Şekil 6.3: LNG gemisinden dönüştürülmüş enerji köprüsü (Golar LNG Report,2011)

Bu çalışmada, yukarıda A, B ve C diye tanımlanan tesisler, bundan sonraki bölümlerde hep aynı nitelemeyle anılacak ve yukarıdaki tesis özellikleri ile belirtilmiş olacaktır.



Bu çalışma ulaşılabilen gerçek projeler, terminal verileri ve literatür bilgilerinin birleştirilmesi neticesinde oluşturulmuştur. Dolayısıyla terminallerin kapasite ve diğer önemli parametrelerinin eşitlenmesi esasına dayalı olmayacaktır. Bu terminallerin %100 kapasite ile çalıştıkları ve [A] ve [B] için LNG gemilerinin 125.000 m<sup>3</sup>, [C] için ise 140.000 m<sup>3</sup> LNG taşıma kapasitelerinin olduğu varsayılacaktır. Farklı yıllara ait maliyet kalemleri CEPCI'ye göre günümüze uyarlanmıştır. Çalışmaya konu olan terminallerde kullanılan birçok ekipman aynı olacak şekilde seçilmesine özen gösterilmiştir.

## **6.2 Seçilen LNG Depolama ve Gazlaştırma Tesisleri İçin Maliyet Analizi**

Bölüm 6.1'de maliyet analizi incelemesi yapmak üzere seçilen üç tesis için ayrı ayrı maliyet analizi yapılması için Bölüm 4 içinde tanımlanan ilk yatırım maliyeti, işletme maliyeti ve LNG temin maliyetleri alt kalemleri ile birlikte bu bölümün alt bölümleri içinde verilmektedir. Ayrıca, toplam maliyetler de seçilen üç tesis için yine ayrı alt bölümler içinde yer almaktadır. Söz konusu maliyet hesaplamaları Microsoft Excel Programı kullanılarak yapılmış ve grafiklenmiştir.

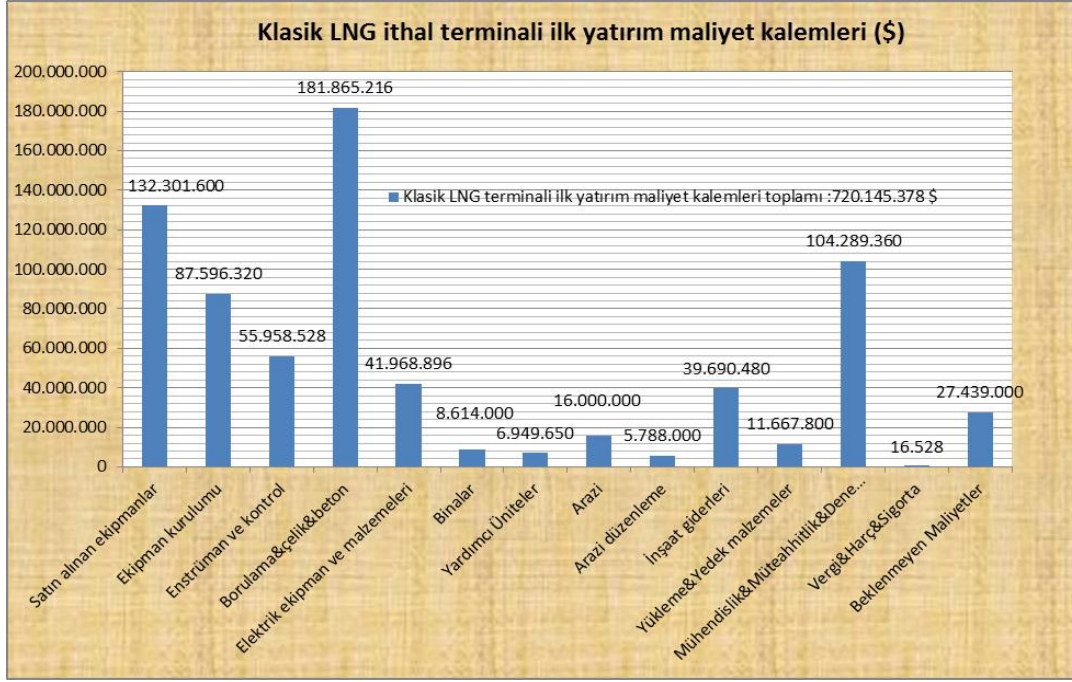
### **6.2.1 [A] Klasik Karada (Onshore) LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali İçin Maliyet Analizi**

Bölüm 6.1'de maliyet analizi incelemesi yapmak üzere seçilen üç tesisten ilki olan [A] klasik karada (onshore) LNG depolama ve gazlaştırma terminali için ilk yatırım maliyeti, işletme maliyeti ve LNG temin maliyetleri göz önüne alınmıştır (Deli ve Tuğrul, 2013). Söz konusu maliyetler bu bölüm içinde alt bölümler halinde verilmektedir.

#### **6.2.1.1 [A] Klasik Karada (Onshore) LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali İçin İlk Yatırım Maliyeti**

Bölüm 6.1'de maliyet analizi incelemesi yapmak üzere seçilen üç tesisten ilki olan [A] klasik karada (onshore) LNG depolama ve gazlaştırma terminali için maliyet analizi için Bölüm 4.1 içinde tanımlanan ilk yatırım maliyeti hesaplaması yapılmıştır. [A] tesisinin ilk yatırım maliyetine ilişkin yapılan hesaplamalar ve ulaşılan değerler izelge 6.1'de toplu halde verilmektedir. Çizelge 6.1'den hareketle [A] tesisi için ilk yatırım maliyetine ilişkin grafik ise şekil 6.4'de görölmektedir.

Şekil 6.4 incelendiğinde en önemli giderlerin Borulama & Çelik & Beton olduğu görülmekte, bunu satın alınan ekipmanlar, Mühendislik & Müteahhitlik & Denetim takip etmektedir.



Şekil 6.4 : [A] Klasik karada (onshore) LNG depolama ve gazlaştırma terminali için ilk yatırım maliyet kalemleri

**Çizelge 6.1 :** [A] Klasik karada (onshore) LNG depolama ve gazlaştırma terminali için ilk yatırım maliyet kalemleri (Parkin M. 2011, BOTAŞ LNG, 2012 )

EKİPMANLAR (İlkyatırım)	Çıplak Maliyet (Bin \$)	Çelik Beton&l/E& Borulama (Bin \$)	Kurulum Direkt&Endirekt Maliyet (Bin \$)	Yükleme Yed.Malzeme (Bin \$)	Vergi&Harç &Sigorta (Bin \$)	Mühendislik Müteahhitlik Gözetim (Bin \$)	Toplam Maliyet (Bin \$)
LNG DEPOLAMA TANKLARI 3X85.000 m <sup>3</sup>	132.456	119.210	59.605	4.500	4.200	46.360	233.875
Ara toplam		119.210	59.605	4.500	4.200	46.360	233.875
PROSES ELEMANLARI							
Recondenser	206	185,4	93	20	51,5	72	422
BOG Kompresörü Knock out drum'ı	52	46,8	23	4	13,0	18	105
HP Fuel gaz Knock out drum'ı	15,3	13,77	7	1,4	3,8	5	31
HP Flare Knock out drum'ı	42,3	38	19	3,5	10,6	15	86
Servis suyu depolama tankı	18	16	8	1,5	4,5	6	37
Dizel yakıt depolama tankı	25	23	11	1,9	6,3	9	51
Köpük Tankları	24	22	11	4	6,0	8	74,8
Ara toplam	382,6	344	172	36,3	95,7	134	1.165
GAZLAŞTIRICILAR							
ORV ( open rack vaporizers),160 ton/saat - 3 adet	8.655	7.790	3.895	700	2.164	3.029	26.232
SMV ( Submerged combustion vaporizer)- 4 adet	5.233	4.710	2.355	400	1.308	1.832	15.837
Ara toplam	13.888	12.499	6.250	1100	3.472	4.861	42.070

POMPALAR

LP pompları, 300 m <sup>3</sup> /saat-12 adet	7.200	6.480	3.240	240	1.800	2.520	21.480
HP pompaları 330m <sup>3</sup> /saat-5 adet	6.010	5.409	2.705	120	1.503	2.104	17.850
Deniz suyu pompaları, 4100 m <sup>3</sup> /saat - 6 adet	5.770	5.193	2.597	60	1.443	2.020	17.082
SMV taşma pompaları, 4 adet	100	90	45	8	25	35	303
Yangın hattı pompaları, 4100 m <sup>3</sup> /saat, 3 adet	2.880	2.592	1.296	28	720	1.008	8.524
Servis suyu pompası, 50m <sup>3</sup> /saat	48	43	22	2,5	12	17	144
Ara toplam	22.008	19.807	9.904	459	5.502	7.703	65.382

KOMPRESÖRLER

Zero-sendout kompresörü	1.400	1.260	630	100	350	490	4.230
BOG kompresörleri, 7000 nm <sup>3</sup> , 2 adet	2.400	2.160	1.080	85	600	840	7.165
Gemi boşaltım kompresörleri, 18000 nm <sup>3</sup> , 2 adet	5.240	4.716	2.358	200	1.310	1.834	15.658
Gemi gaz dönüşü Blowerı	1.000	900	450	108	250	350	3.058
Ara toplam	10.040	9.036	4.518	393	2.510	3.514	30.011

DENİZ SUYU INTAKE SİSTEMİ

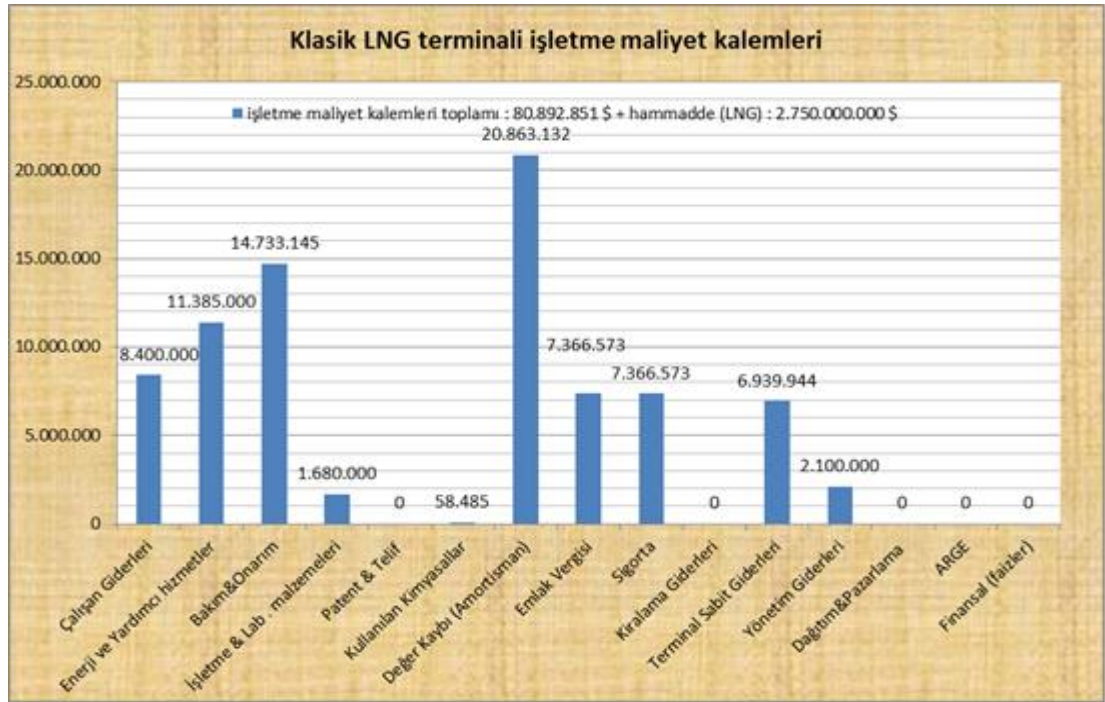
Klorlama ünitesi, 12000 m <sup>3</sup>	30	27	14	4	8	11	93
Deniz suyu alma havuzu,12000 m <sup>3</sup>	1.602	1.442	721	150	401	561	4.876
Deniz suyu alma binası	1.600	1.440	720	180	400	560	4.900

Deniz suyu havuzu ince ızgara	728	655	328	94	182	255	2.242
Deniz suyu havuzu kaba ızgara	728	655	328	108	182	255	2.256
Ara toplam	4.688	4.219	2.110	536	1.172	1.641	14.366
<b>YARDIMCI ÜNİTELER</b>							
Flare	737	663	332	44	184	258	2.218
Elektrik/otomasyon merkezi		2.700	1.350	97	270	160	4.577
Dizel jeneratör	335	302	151	27	84	117	1.015
Enstruman hava kompresörü	450	405	203	37	113	158	1.365
Soğutucu kulesi	295	266	133	22	74	103	892
Yangın koruma sistemleri	450	405	203	35	113	158	1.363
Ara toplam	2.267	2.040	1.020	262	567	793	6.950
<b>JETTY (İSKELE)</b>							
Jetty yolu (300 m)		29.000		450		10.150	39.600
Kroyojenik borulama		12.000		98		4.200	16.298
Yaslanma&Bağlama dolfinleri		25.500		850		8.925	35.275
Boşaltma kolları	12.800		5.800	1.280			19.880
Ara toplam	12.800	66.500	5.800	2.678		23.275	111.053
<b>BİNALAR</b>							
Yönetim/ kontrol odası		2.100		80		735	2.915
Kompresör Binaları		520		22		182	724
Bakım onarım / ambar		3.600		115		1.260	4.975
Ara toplam		6.220		217		2.177	8.614

ARAZİ DÜZENLEMELERİ		4.180		145		1.463	5.788
	Ara toplam	4.180		145		1.463	5.788
DIĞER							
	Borulama	15.000		1.000		5.250	21.250
	İzolasyon	10.000		320		3.500	13.820
	Elektrik/otomasyon bağlantıları	9.000		450		3.150	12.600
	Demirbaşlar	500				175	675
	Ulaşım yolları	4.000				1.400	5.400
	Lokal	800				280	1.080
	Ara toplam	39.300		1.770		13.755	54.825
<b>TOPLAM</b>		<b>132.302</b>	<b>279.793</b>	<b>87.596</b>	<b>11.668</b>	<b>16.528</b>	<b>104.289</b>
ÖNGÖRÜLEMİYEN GİDERLER ( YATIRIM MALİYETİNİN %12'Sİ)							27.439
<b>GENEL TOPLAM</b>							<b>601.537</b>

### 6.2.1.2 [A] Klasik Karada (Onshore) LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali İçin İşletme Maliyeti

Bölüm 6.1’de maliyet analizi incelemesi yapmak üzere seçilen üç tesisten ilki olan [A] klasik karada (onshore) LNG depolama ve gazlaştırma terminali için maliyet analizi için Bölüm 4.2 içinde tanımlanan ilk işletme maliyeti belirlenmiştir. [A] tesisinin işletme maliyetine ilişkin kalemler Çizelge 6.2’de ve bu çizelgeden hareketle oluşturulan grafik Şekil 6.5’de verilmektedir.



**Şekil 6.5 :** [A] Klasik karada (onshore) LNG depolama ve gazlaştırma terminali için işletme maliyeti kalemleri

Şekil 6.5 incelendiğinde [A] terminalinde en önemli işletme maliyetini ekipman& bina&I/E/Boru için amortisman maliyeti oluşturmaktadır. Bunu bakım&onarım ve enerji&yardımcı hizmetler takip etmektedir.

**Çizelge 6.2:** [A] Klasik karada (onshore) LNG depolama ve gazlaştırma terminali için işletme maliyetleri ( Parkin M. 2011; BOTAŞ LNG, 2012)

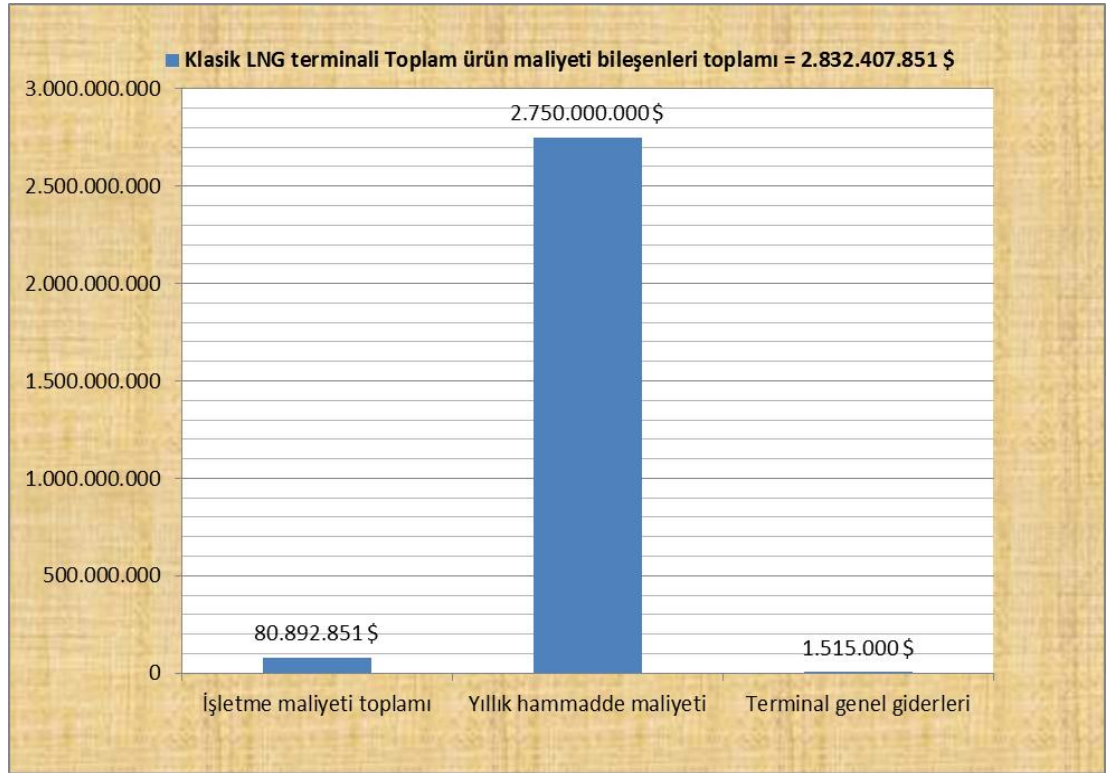
<b>A</b>	<b>Çalışan Giderleri</b>	<b>Adet</b>	<b>Aylık(Brüt )Maliyet (\$)</b>	<b>Toplam yıllık(brüt) Maliyet(\$)</b>
1	Beyaz yaka	40	6.000	2.880.000
2	Mavi yaka	110	3.000	3.960.000
3	Geçici işçiler	30	1.000	360.000
4	Güvenlik	50	2.000	1.200.000
<b>Ara Toplam</b>				<b>8.400.000</b>
<b>B</b>	<b>Enerji&amp;Yardımcı üniteler</b>	<b>Yıllık Tüketim Miktarı</b>	<b>Birim maliyet (\$)</b>	<b>Toplam Yıllık Maliyet (\$)</b>
1	Yakıt (Lt)	800.000	2,40	1.920.000
2	Elektrik (kwh)	70.000.000	0,10	7.000.000
3	Su (m3)	8.000	1,60	12.800
4	Azot ( kg)	3.500.000	0,12	420.000
5	Baca(flare)'de yak.(sm3)	1.400.000	0,52	732.200
6	Ekipman tüketimi (sm3)	2.500.000	0,52	1.300.000
<b>Ara Toplam</b>				<b>11.385.000</b>
<b>C</b>	<b>Kimyasallar</b>	<b>Yıllık Tüketim Miktarı</b>	<b>Birim maliyet (\$)</b>	<b>Toplam Yıllık Maliyet (\$)</b>
1	Methanol, Lts (lt)	300	2,5	750
2	Korozyon inhibitörü(lt)	2.100	3,2	6.720
3	HCL(lt)	1.800	0,5	900
4	Sodium Hypochlorit(lt)	2.250	0,5	1.125
5	Sentetik Yangın Köpüğü(lt)	8.000	3,5	28.000
6	Yağ sökücü solvent(lt)	900	2,5	2.250
7	Sodyum Bikarbonat(kg)	4.250	1,2	5.100
8	Tuz(kg)	4000	2	8.000
9	Potasyum Bikarbonat(kg)	2.500	1,2	3.000
10	Biocid(kg)	1.100	2,4	2.640
<b>Ara Toplam</b>				<b>58.485</b>
<b>D</b>	<b>Bakım&amp;Onarım</b>			14.733.145
<b>E</b>	<b>İşletme&amp;Lab</b>			1.212.000
<b>F</b>	<b>Amortisman</b>			20.863.132
<b>G</b>	<b>Emlak vergisi</b>			7.366.573
<b>H</b>	<b>Sigorta</b>			7.366.573
<b>K</b>	<b>Sabit Giderler</b>			6.237.944
<b>L</b>	<b>Yönetim Giderleri</b>			1.515.000
<b>GENEL TOPLAM</b>				<b>76.797.851 \$</b>



### 6.2.1.3 [A] Klasik Karada (Onshore) LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali İçin Toplam Ürün Maliyeti

Bölüm 6.1’de maliyet analizi incelemesi yapmak üzere seçilen üç tesisten ilki olan [A] Klasik Karada (onshore) LNG Depolama ve Gazlaştırma Terminali için Bölüm 4.4 içinde tanımlanan toplam ürün maliyeti belirlenmiştir. [A] tesisinin toplam ürün maliyetine ilişkin kalemler için oluşturulan grafik, Şekil 6.6’da verilmektedir.

Şekil 6.6 incelendiğinde toplam ürün maliyetini oluşturan parametrelerden en önemlisinin hammadde maliyeti olduğu görülmektedir. LNG birim değeri çok yüksek olduğundan işletme maliyeti ve genel giderler bu maliyet kaleminin yanında oldukça düşük kalmaktadır ki ucuz hammadde bulunduğu takdirde işletme maliyeti nihai ürün fiyatının belirlenmesinde çok ciddi bir etkiye sahip olmayacaktır.



Şekil 6.6 : [A] Klasik karada(onshore) LNG depolama ve gazlaştırma terminali için toplam ürün maliyeti

#### 6.2.1.4 [A], [B] ve [C] Tipi Tesisler İçin LNG Maliyetleri

Bölüm 6.1’de maliyet analizi incelemesi yapmak üzere seçilen üç tesisten ilki olan [A] klasik karada (onshore) LNG depolama ve gazlaştırma terminali için maliyet analizi için Bölüm 4.3 içinde tanımlanan LNG maliyeti belirlenmiştir. LNG Maliyetleri, LNG maliyetleri dünyada bulunulan yere göre farklılık arz etmektedir. Burada, Türkiye için, LNG Maliyeti ile çalışılması benimsenmiş olup, Çizelge 6.3’de UK-NBP Borsasında belirlenen (ve Türkiye için de geçerli olan) LNG fiyatı görülmektedir (BP,2013).

**Çizelge 6.3** : [A], [B], [C] Tesisleri İçin LNG Maliyetleri (BP, 2013)

TERMİNAL	LNG MALİYETİ (UK-NBP)( \$ )
[A]	9.0 \$
[B]	9.0 \$
[C]	9.0 \$

Maliyet analizine yönelik göz önüne tüm tesisler ( [A], [B], [C]) için aynı ve Çizelge 6.3’de verilen değer olarak alınmıştır.

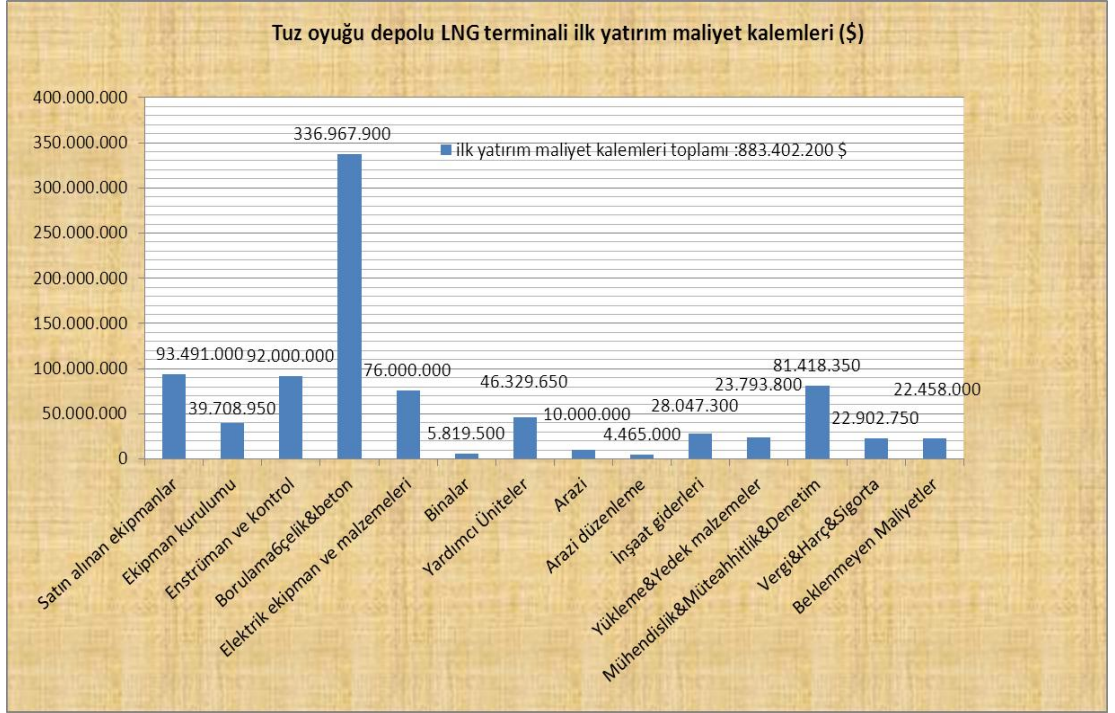
#### 6.2.1 [B] Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan (Offshore-Onshore) Tesis İçin Maliyet Analizi

Bölüm 6.1’de maliyet analizi incelemesi yapmak üzere seçilen üç tesisten ikincisi olan [B] Tuz oyuklarını depo olarak kullanan (offshore-onshore) tesis için ilk yatırım maliyeti, işletme maliyeti ve LNG temin maliyetleri bu bölüm içinde alt bölümler halinde verilmektedir.

##### 6.2.2.1 [B] Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan (Offshore-Onshore) Tesis için İlk Yatırım Maliyeti

Bölüm 6.1’de maliyet analizi incelemesi yapmak üzere seçilen üç tesisten ikincisi olan [B] Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan (Offshore-Onshore) Tesis için maliyet analizi için Bölüm 4.1 içinde tanımlanan ilk yatırım maliyeti hesaplaması yapılmıştır. [B] tesisinin ilk yatırım maliyetine ilişkin yapılan hesaplamalar ve ulaşılan değerler Çizelge 6.4’de toplu halde verilmektedir.

Çizelge 6.4'den hareketle [B] tesisi için ilk yatırım maliyetine ilişkin grafik ise Şekil 6.7'de görülmektedir. Şekil 6.7 incelendiğinde en önemli giderlerin Borulama & Çelik & Beton olduğu görülmekte, bunu satın alınan ekipmanlar, Enstrüman & Kontrol maliyeti takip etmektedir.



**Şekil 6.7 :** [B] Tuz oyuklarını depo olarak kullanan (offshore-onshore) tesisi için ilk yatırım maliyet kalemleri

**Çizelge 6.4:** [B] Tuz oyuklarını depo olarak kullanan (offshore-onshore) tesisi için ilk yatırım maliyet kalemleri (Parkin M. , Paliwal S., 2010-2013 )

EKİPMANLAR	Çıplak Maliyet (Bin \$)	Çelik Beton I/E & Borulama (Bin \$)	Kurulum Direkt&Endirekt Maliyet (Bin \$)	Yükleme Y.Malzeme (Bin \$)	Vergi&Harç &Sigorta (Bin \$)	Mühendislik Müteahhitlik Gözetim (Bin \$)	Toplam maliyet (Bin \$)	
YER ALTI LNG DEPOLAMA TUZ OYUKLARI (425.000.000 Sm <sup>3</sup> )		265.000	0	13.250	5.300	15.900	299.450	
	Ara toplam	265.000	0	13.250	5.300	15.900	299.450	
PROSES ELEMANLARI								
Recondenser	204	183,6	92	20	51,0	71	418	
BOG Kompresörü Knock out drum'ı	48	43,2	22	4	12,0	17	98	
HP Fuel gaz Knock out drum'ı	14	12,6	6	1,4	3,5	5	29	
HP Flare Knock out drum'ı	48	43	22	3,5	12,0	17	97	
Servis suyu depolama tankı	27	24	12	1,5	6,8	9	54	
Dizel yakıt depolama tankı	15	14	7	1,9	3,8	5	31	
Köpük Tankları	19	17	9	4	4,8	7	60	
	Ara toplam	375	337,5	168,75	36,3	93,75	131,25	1.143
GAZLAŞTIRICILAR								
ORV ( open rack vaporizers),160 ton/saat - 3 adet	0	0	0	0	0	0	0	

SMV ( Submerged combustion vaporizer)- 4 adet	0	0	0	0	0	0	0
Bishop prosesi	26.256	23.630	11.815	3.524	6.564	9.190	80.979
Ara toplam	26.256	23.630	11.815	3.524	6.564	9.190	80.979
<b>POMPALAR</b>							
LP pompları	0	0	0	0	0	0	0
HP pompaları 270 m <sup>3</sup> /saat-28 adet	12.000	10.800	5.400	120	3.000	4.200	35.520
Deniz suyu pompaları, 3160 m <sup>3</sup> /saat	11.450	10.305	5.153	60	2.863	4.008	33.838
SMV taşma pompaları, 4 adet	0	0	0	0	0	0	0
Yangın hattı pompaları, 4100 m <sup>3</sup> /saat, 2 adet	1.860	1.674	837	28	465	651	5.515
Servis suyu pompası, 50m <sup>3</sup> /saat	48	43	22	2,5	12	17	144
Ara toplam	25.358	22.822	11.411	211	6.340	8.875	75.017
<b>KOMPRESÖRLER</b>							
Zero-sendout kompresörü	0	0	0	0	0	0	0
BOG kompresörleri, 7000 nm <sup>3</sup> , 2 adet	1.950	1.755	878	85	488	683	5.838
Gemi boşaltım kompresörleri, 18000 nm <sup>3</sup> , 2 adet	0	0	0	0	0	0	0
Gemi gaz dönüşü Blowerı	1.000	900	450	108	250	350	3.058
Ara toplam	2.950	2.655	1.328	193	738	1.033	8.896

DENİZ SUYU INTAKE SİSTEMİ

Klorlama ünitesi, 12000

m<sup>3</sup>/saat

35

32

16

4

9

12

107

Deniz suyu alma havuzu,12000

m<sup>3</sup>/saat

1.800

1.620

810

150

450

630

5.460

Deniz suyu alma binası

1.800

1.620

810

180

450

630

5.490

Deniz suyu havuzu ince ızgara

13.000 m<sup>3</sup>/saat

925

833

416

94

231

324

2.823

Deniz suyu havuzu kaba ızgara

13.000 m<sup>3</sup>/saat

925

833

416

108

231

324

2.837

Ara toplam

5.485

4.937

2.468

536

1.371

1.920

16.717

YARDIMCI ÜNİTELER

Flare

737

663

332

44

184

258

2.218

Elekrik/otomasyon

merkezi

2.700

1.350

97

270

160

4.577

Dizel jeneratör

335

302

151

27

84

117

1.015

Enstruman hava kompresörü ve

şartlandırması

450

405

203

37

113

158

1.365

Gaz türbünlü jeneratör

22 MW

18.000

3.200

6.400

1.400

2.800

3.100

34.900

Soğutucu kulesi

295

266

133

22

74

103

892

Yangın koruma

sistemleri

450

405

203

35

113

158

1.363

Ara toplam

20.267

7.940

8.770

1.662

3.637

4.053

46.330

**JETTY (İSKELE)**

Depolama ve gazlaştırma platformu		29.000		450	10.150	39.600
Tuz oyuksına kadar boru hattı ( 30 km )		62.000				62.000
Kroyojenik borulama		12.000		98	4.200	16.298
Yürüme yolu &Bağlama dolfinleri		12.500		850	4.375	17.725
Boşaltma kolları	12.800		5.800	1.280		19.880
Ara toplam	12.800	115.500	5.800	2.678	18.725	155.503

**BİNALAR**

Yönetim/ kontrol odası		1.350		80	473	1.903
Kompresör Binaları		400		22	140	562
Bakım onarım / ambar		2.400		115	840	3.355
Ara toplam		4.150		217	1.453	5.820

**ARAZİ DÜZENLEMELERİ**

Ara toplam		3.200		145	1.120	4.465
		3.200		145	1.120	4.465

**DiĞER**

Borulama		22.500		1.000	7.875	31.375
İzolasyon		15.200		320	5.320	20.840
Elektrik/otomasyon bağlantıları		13.500		450	4.725	18.675
Demirbaşlar		700			245	945
Ulaşım yolları		6.000			2.100	8.100
Lokal		1.000			350	1.350
Ara toplam		58.900		1.770	20.615	81.285

<b>TOPLAM</b>	<b>93.491</b>	<b>504.968</b>	<b>39.709</b>	<b>23.794</b>	<b>22.903</b>	<b>81.418</b>	<b>775.603</b>
---------------	---------------	----------------	---------------	---------------	---------------	---------------	----------------

ÖNGÖRÜLEMİYEN GİDERLER  
( YATIRIM MALİYETİNİN %12'Sİ)

22.458

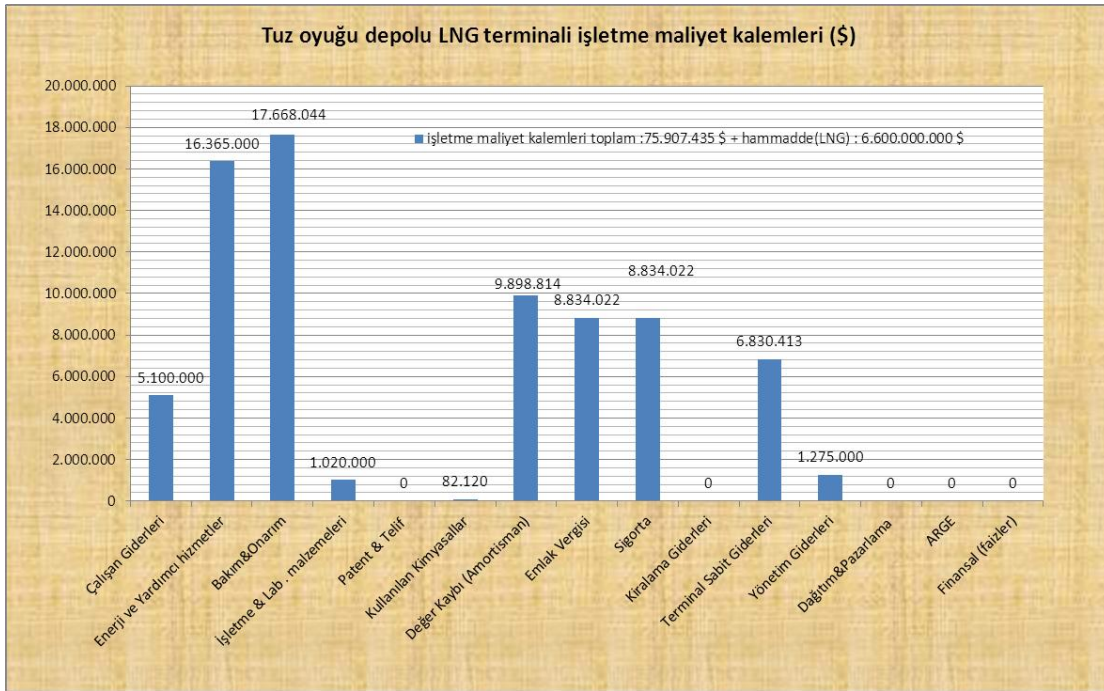




### 6.2.2.2 [B] Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan (Offshore-Onshore) Tesis için İşletme Maliyeti

Bölüm 6.1’de maliyet analizi incelemesi yapmak üzere seçilen üç tesisten ikincisi olan [B] Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan (Offshore-Onshore) Tesisi için maliyet analizi için Bölüm 4.2 içinde tanımlanan işletme maliyeti belirlenmiştir. [B] tesisinin işletme maliyetine ilişkin kalemler Çizelge 6.5’de ve bu çizelgeden hareketle oluşturulan grafik Şekil 6.8’de verilmektedir.

Şekil 6.8 incelendiğinde [B] terminalinde en önemli işletme maliyetini bakım & onarım maliyetinin oluşturduğu görülmektedir. Bunu enerji & yardımcı hizmetler, amortisman ve vergiler takip etmektedir.



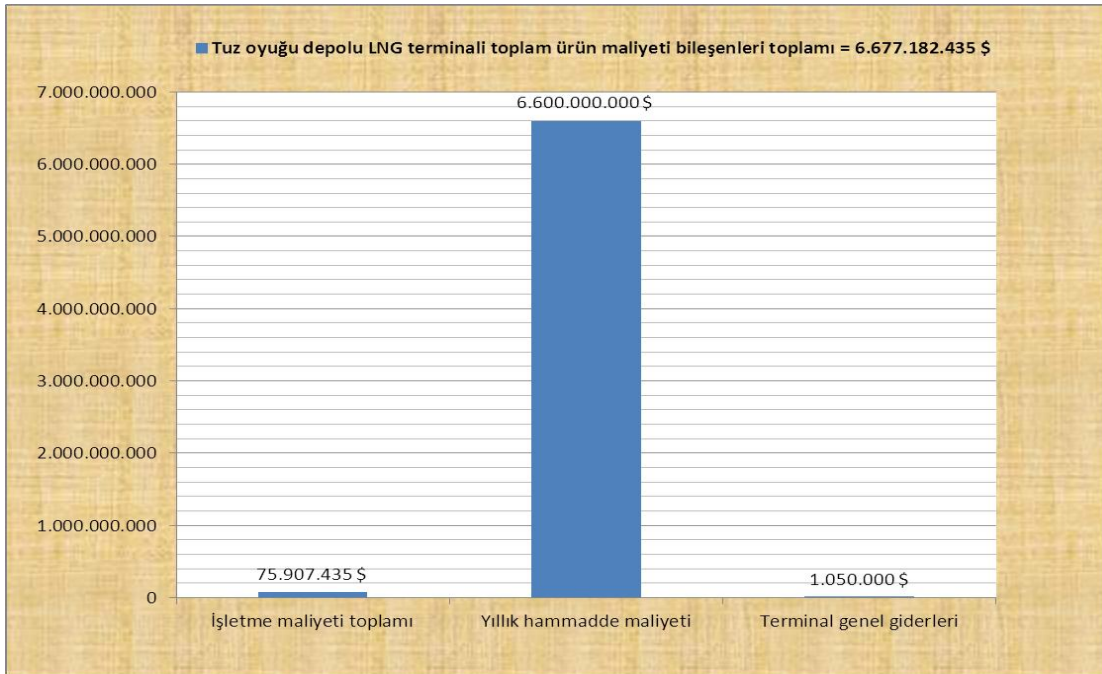
Şekil 6.8 : [B] Tuz oyuklarını depo olarak kullanan (offshore-onshore) tesisi için işletme maliyeti kalemleri

**Çizelge 6.5:** [B] Tuz oyuklarını depo olarak kullanan (offshore-onshore) tesisi için işletme maliyetleri (Parkin M.,Paliwal S., 2010-2013 )

<b>A</b>	<b>Çalışan Giderleri</b>	<b>Adet</b>	<b>Aylık( Brüt )Maliyet (\$)</b>	<b>Toplam yıllık(brüt) Maliyet(\$)</b>
1	Beyaz yaka	20	10.000	2.400.000
2	Mavi yaka	40	4.000	1.920.000
3	Geçici işçiler	5	1.000	60.000
4	Güvenlik	30	2.000	720.000
<b>Ara Toplam</b>				<b>5.100.000</b>
<b>B</b>	<b>Enerji&amp;Yardımcı üniteler</b>	<b>Yıllık Tüketim Miktarı</b>	<b>Birim maliyet (\$)</b>	<b>Toplam Yıllık Maliyet (\$)</b>
1	Yakıt (Lt)	1.200.000	2,40	2.880.000
2	Elektrik (kwh)	105.000.000	0,10	10.500.000
3	Su (m <sup>3</sup> )	8.000	1,60	12.800
4	Azot ( kg)	2.000.000	0,12	420.000
5	Baca(flare)'de yak.(sm <sup>3</sup> )	1.400.000	0,52	732.200
6	Ekipman tüketimi (sm <sup>3</sup> )	3.500.000	0,52	1.820.000
<b>Ara Toplam</b>				<b>16.365.000</b>
<b>C</b>	<b>Kimyasallar</b>	<b>Yıllık Tüketim Miktarı</b>	<b>Birim maliyet (\$)</b>	<b>Toplam Yıllık Maliyet (\$)</b>
1	Methanol, Lts (lt)	400	2,5	1.000
2	Korozyon inhibitörü(lt)	2.800	3,2	8.960
3	HCL(lt)	2.400	0,5	1.200
4	Sodyum Hypochlorit(lt)	2.700	0,5	1.350
5	Sentetik Yangın Köpüğü(lt)	12.000	3,5	42.000
6	Yağ sökücü solvent(lt)	1300	2,5	3.250
7	Sodyum Bikarbonat(kg)	5.600	1,2	6.750
8	Tuz(kg)	6.000	2	12.000
9	Potasyum Bikarbonat(kg)	2.500	1,2	3.000
10	Biocid(kg)	1.100	2,4	2.640
<b>Ara Toplam</b>				<b>82.120</b>
<b>D</b>	<b>Bakım&amp;Onarım</b>			17.668.044
<b>E</b>	<b>İşletme&amp;Lab</b>			840.000
<b>F</b>	<b>Amortisman</b>			9.898.814
<b>G</b>	<b>Emlak vergisi</b>			8.834.022
<b>H</b>	<b>Sigorta</b>			8.834.022
<b>K</b>	<b>Sabit Giderler</b>			6.560.413
<b>L</b>	<b>Yönetim Giderleri</b>			1.050.000
<b>GENEL TOPLAM</b>				<b>75.907.435 \$</b>

### 6.2.2.3 [B] Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan (Offshore-Onshore) Tesis için Toplam Ürün Maliyeti

Bölüm 6.1’de maliyet analizi incelemesi yapmak üzere seçilen üç tesisten ikincisi olan [B] Tuz Oyuklarını Depo Olarak Kullanan (Offshore-Onshore) Tesisi için Bölüm 4.4 içinde tanımlanan toplam ürün maliyeti belirlenmiştir. [B] tesisinin toplam ürün maliyetine ilişkin kalemler için oluşturulan grafik, Şekil 6.9’da verilmektedir. Şekil 6.9 incelendiğinde [B] terminali için de toplam ürün maliyetini oluşturan parametrelerden en önemlisinin hammadde maliyeti olduğu görülmektedir. Yine burada LNG birim maliyeti çok yüksek olduğundan işletme maliyeti ve genel giderler bu maliyet kaleminin yanında oldukça düşük kalmaktadır.



Şekil 6.9 : [B] Tuz oyuklarını depo olarak kullanan (offshore-onshore) tesisi için toplam ürün maliyeti

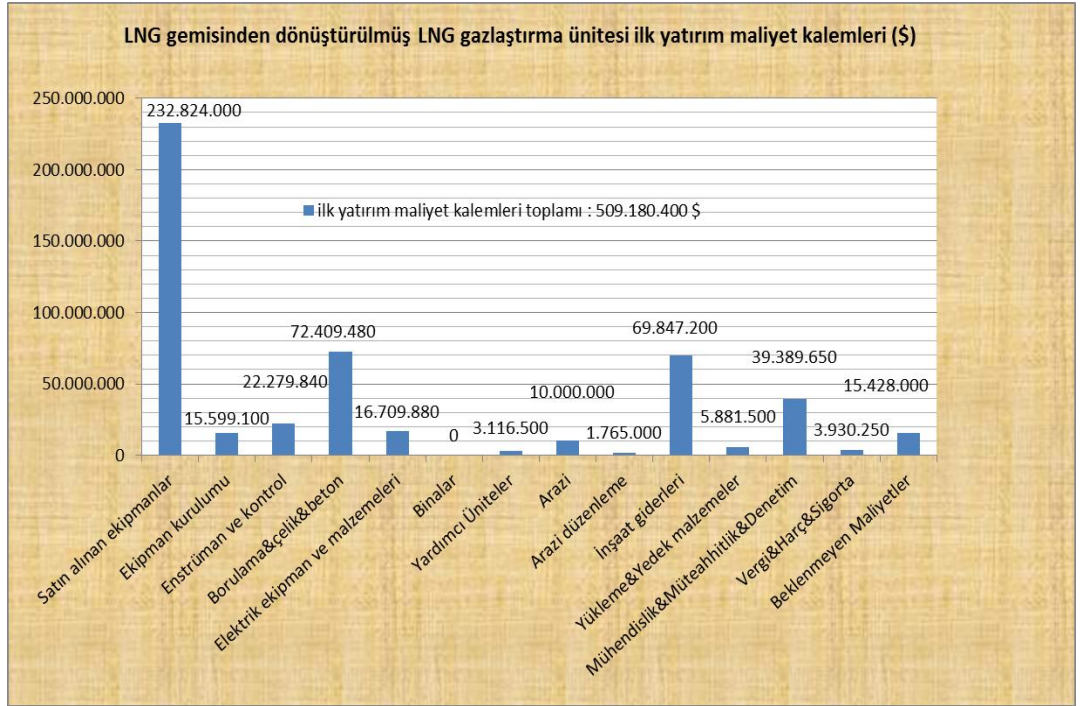
### 6.2.3 [C] LNG Gemisinden Dönüştürülmüş Denizde-Enerji Köprüsü (Offshore) Tesis İçin Maliyet Analizi

Bölüm 6.1’de maliyet analizi incelemesi yapmak üzere seçilen üç tesisten üçüncüsü olan [C] LNG gemisinden dönüştürülmüş Denizde - Enerji köprüsü (offshore) Tesis için ilk yatırım maliyeti, işletme maliyeti ve LNG temin maliyetleri bu bölüm içinde alt bölümler halinde verilmektedir.

### 6.2.3.1 [C] LNG Gemisinden Dönüştürülmüş Denizde - Enerji Köprüsü (Offshore) Tesis İçin İlk Yatırım Maliyeti

Bölüm 6.1’de maliyet analizi incelemesi yapmak üzere seçilen üç tesisten üçüncüsü olan [C] LNG gemisinden dönüştürülmüş denizde - enerji köprüsü (offshore) tesis için Bölüm 4.1 içinde tanımlanan ilk yatırım maliyeti hesaplaması yapılmıştır. [C] tesisinin ilk yatırım maliyetine ilişkin yapılan hesaplamalar ve ulaşılan değerler Çizelge 6.6’da toplu halde verilmektedir. Çizelge 6.6’dan hareketle [C] tesisi için ilk yatırım maliyetine ilişkin grafik ise Şekil 6.10’da görülmektedir.

Şekil 6.10 incelendiğinde [C] tesisi için en önemli giderin satın alınan ekipmanlar olduğu görülmekte, bunu inşaat giderleri, Borulama & Çelik & Beton maliyeti takip etmektedir.



Şekil 6.10 : [C] LNG gemisinden dönüştürülmüş denizde-enerji köprüsü (offshore) tesis için ilk yatırım maliyet kalemleri

**Çizelge 6.6 :** [C] LNG gemisinden dönüştürülmüş denizde - enerji köprüsü (offshore) tesis ilk yatırım maliyet kalemleri (Parkin M., Paliwal M., 2010-2013)

EKİPMANLAR	Çıplak maliyet (Bin \$)	Çelik Beton&I/E Borulama (Bin \$)	Kurulum Direkt&Endirekt Maliyet (Bin \$)	Yükleme Y. Malzeme (Bin \$)	Vergi&harç &Sigorta (Bin \$)	Mühendislik Müteahhitlik Gözetim (Bin \$)	Toplam Maliyet (Bin \$)
LNG KARGO GEMİSİNDEN DÖNÜŞTÜRÜLMÜŞ DEP&GAZ. TESİSİ (69.000.000 SM3)	200.000	0	0	0	0	0	200.000
Ara toplam	200.000	0	0	0	0	0	200.000
PROSES ELEMANLARI							
Recondenser	0	0	0	0	0	0	0
BOG Kompresörü Knock out drum'ı	0	0	0	0	0	0	0
HP Fuel gaz Knock out drum'ı	0	0	0	0	0	0	0
HP Flare Knock out drum'ı	0	0	0	0	0	0	0
Servis suyu depolama tankı	0	0	0	0	0	0	0
Dizel yakıt depolama tankı	0	0	0	0	0	0	0
Köpük Tankları	0	0	0	0	0	0	0
Ara toplam	0	0	0	0	0	0	0
GAZLAŞTIRICILAR						0	
Shell&tube ısı eşanjörü (170 ton/saat)	5.700	5.130	2.565	420	230	1.995	16.040

ORV ( open rack vaporizers),160 ton/saat - 3 adet	0	0	0	0	0	0	0
SMV ( Submerged combustion vaporizer)- 4 adet	0	0	0	0	0	0	0
Bishop prosesi	0	0	0	0	0	0	0
Ara toplam	5.700	5.130	2.565	420	230	1.995	16.040
<b>POMPALAR</b>							
LP pompaları		0	0	0	0	0	0
HP pompaları 325 m <sup>3</sup> /saat	7.200	6.480	3.240	120	1.800	2.520	21.360
Deniz suyu pompaları, 3160 m <sup>3</sup> /saat	6.800	6.120	3.060	60	1.700	2.380	20.120
SMV taşma pompaları, 4 adet		0	0	0	0	0	0
Yangın hattı pompaları, 4100 m <sup>3</sup> /saat, 2 adet		0	0	0	0	0	0
Servis suyu pompası, 50m <sup>3</sup> /saat	48	43	22	2,5	12	17	144
Ara toplam	14.048	12.643	6.322	183	3.513	4.917	41.625
<b>KOMPRESÖRLER</b>							
Zero-sendout kompresörü	0	0	0	0	0	0	0
BOG kompresörleri, 7000 nm <sup>3</sup> , 2 adet	0	0	0		0	0	0
Gemi boşaltım kompresörleri, 18000 nm <sup>3</sup> , 2 adet	0	0	0	0	0	0	0
Gemi gaz dönüşü Blowerı	0	0	0		0	0	0

## DENİZ SUYU INTAKE SİSTEMİ

Klorlama ünitesi, 12000 m <sup>3</sup> /saat	26	23	12	4	7	9	81
Deniz suyu alma havuzu,12000 m <sup>3</sup> /saat	0	0	0	0	0	0	0
Deniz suyu alma binası	0	0	0	0	0	0	0
Deniz suyu havuzu ince ızgara 13.000 m <sup>3</sup> /saat	0	0	0	0	0	0	0
Deniz suyu havuzu kaba ızgara 13.000 m <sup>3</sup> /saat	0	0	0	0	0	0	0
Ara toplam	26	23	12	4	7	9	81

## YARDIMCI ÜNİTELER

Flare	0	0	0	0	0	0	0
Elektrik/otomasyon merkezi		1.200	800	97	125	120	2.342
Dizel jeneratör	0	0	0	0	0	0	0
Enstrüman hava kompresörü ve şartlandırması	250	225	113	37	63	88	775
Gaz türbünlü jeneratör 22 MW	0	0	0	0	0	0	0
Soğutucu kulesi	0	0	0	0	0	0	0
Yangın koruma sistemleri	0	0	0	0	0	0	0
Ara toplam	250	1.425	913	134	188	208	3.117

## JETTY (İSKELE)

Depolama ve gazlaştırma platformu		0		0		0	0
-----------------------------------	--	---	--	---	--	---	---

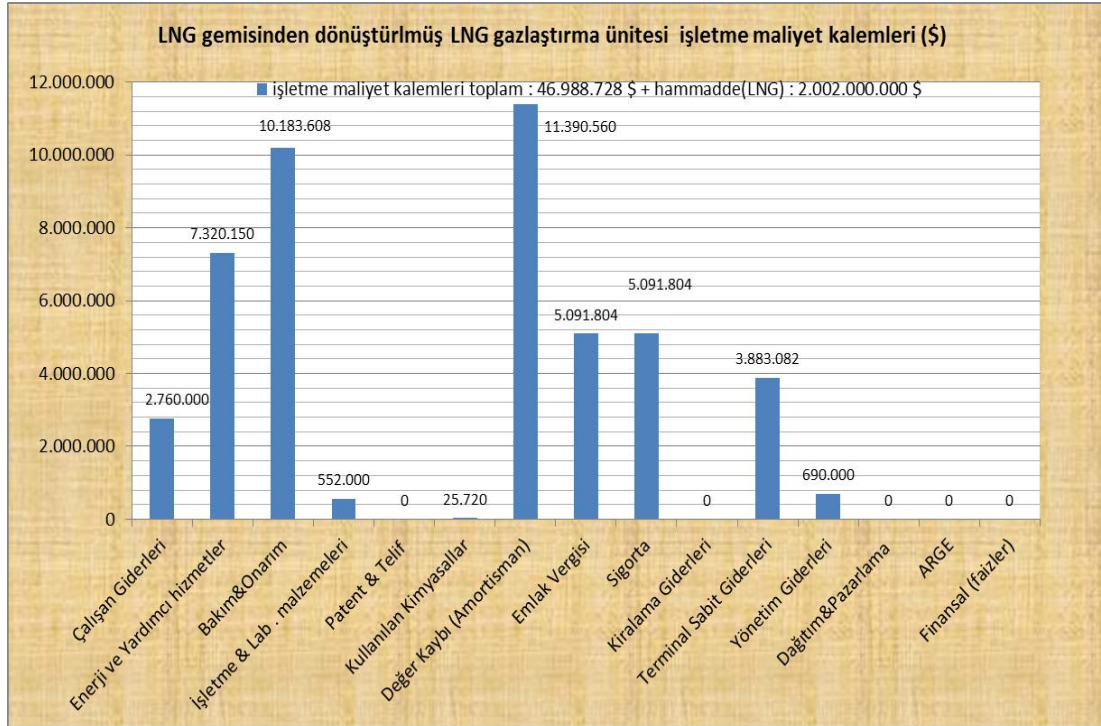
Gaz ana iletim hattına kadar denizaltı ( 2 km )+ karada (30 km) boru hattı		36.500				12.775	62.000
Şamandıra sistemleri		27.500		2.100		9.625	39.225
Taret, bağlantı elemanları, yer altı bağlantı mahfazaları		13.500		850		4.725	19.075
Boşaltma kolları	12.800		5.800	1.280			19.880
Ara toplam	12.800	77.500	5.800	4.230		27.125	127.455
<b>BİNALAR</b>							
Yönetim/ kontrol odası		0		0		0	0
Kompresör Binaları		0		0		0	0
Bakım onarım / ambar		0		0		0	0
Ara toplam		0		0		0	0
<b>ARAZİ DÜZENLEMELERİ</b>							
		1.200		145		420	1.765
Ara toplam		1.200		145		420	1.765
<b>DİĞER</b>							
İzolasyon		1		320		0	321
Elektrik/otomasyon bağlantıları		9.800		450		3.430	13.680
Demirbaşlar		700				245	945
Ulaşım yolları		2.000				700	2.700
Lokal		1.000				350	1.350
Ara toplam		13.501		770		4.725	18.996
<b>TOPLAM</b>		<b>232.824</b>	<b>111.399</b>	<b>15.599</b>	<b>5.882</b>	<b>3.930</b>	<b>39.390</b>
<b>ÖNGÖRÜLEMİYEN GİDERLER</b> ( YATIRIM MALİYETİNİN %12'Sİ)							15.428
<b>GENEL TOPLAM</b>							<b>424.506</b>



### 6.2.3.2 [C] LNG Gemisinden Dönüştürülmüş Denizde - Enerji köprüsü (Offshore) Tesis İçin İşletme Maliyeti

Bölüm 6.1’de maliyet analizi incelemesi yapmak üzere seçilen üç tesisten üçüncüsü olan [C] LNG gemisinden dönüştürülmüş denizde - enerji köprüsü (offshore) tesis için Bölüm 4.2 içinde tanımlanan işletme maliyeti belirlenmiştir. [C] tesisinin işletme maliyetine ilişkin kalemler Çizelge 6.7’de ve bu çizelgeden hareketle oluşturulan grafik Şekil 6.11’de verilmektedir.

Şekil 6.11 incelendiğinde [C] terminalinde en önemli işletme maliyetini amortisman maliyetinin oluşturduğu görülmektedir. Bunu bakım & onarım, enerji & yardımcı hizmetler, sigorta ve vergiler takip etmektedir.



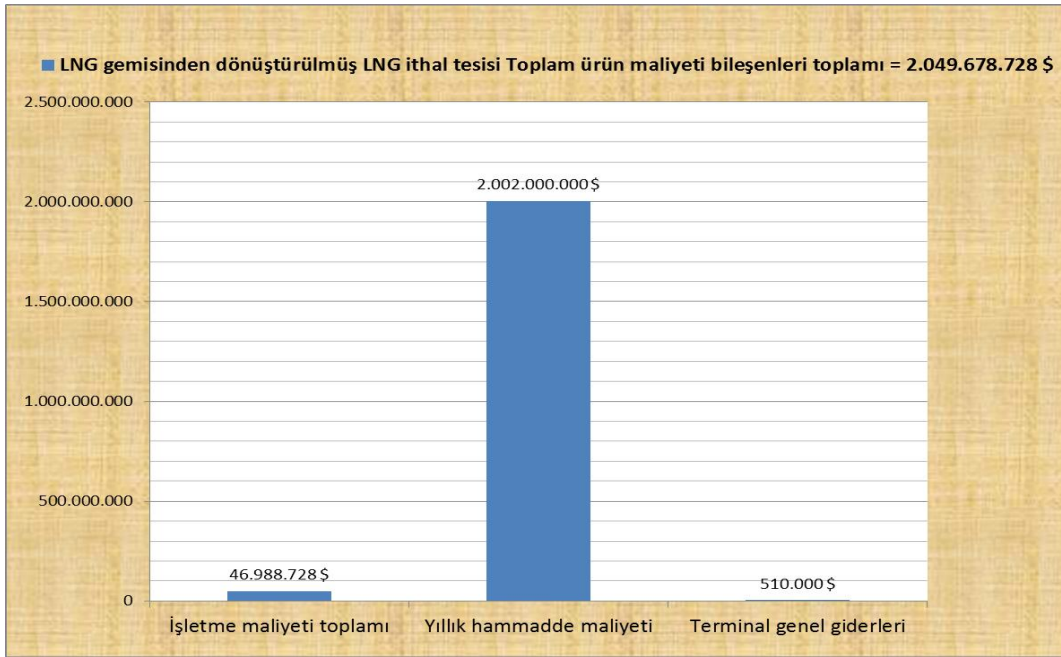
Şekil 6.11 : [C] LNG gemisinden dönüştürülmüş denizde - enerji köprüsü (offshore) tesis için işletme maliyeti kalemleri

**Çizelge 6.7 :** [C] LNG gemisinden dönüştürülmüş denizde - enerji köprüsü (offshore) tesis işletme maliyetleri (Parkin M., Paliwal S., 2010-2013)

<b>A</b>	<b>Çalışan Giderleri</b>	<b>Adet</b>	<b>Aylık( Brüt )Maliyet (\$)</b>	<b>Toplam yıllık(brüt) Maliyet(\$)</b>
1	Beyaz yaka	15	10.000	1.800.000
2	Mavi yaka	20	4.000	960.000
3	Geçici işçiler	0	0	0
4	Güvenlik	0	0	0
<b>Ara Toplam</b>				<b>2.760.000</b>
<b>B</b>	<b>Enerji&amp;Yardımcı üniteler</b>	<b>Yıllık Tüketim Miktarı</b>	<b>Birim maliyet (\$)</b>	<b>Toplam Yıllık Maliyet (\$)</b>
1	Yakıt (Lt)	1.800.000	2,40	4.320.000
2	Elektrik (kwh)	15.000.000	0,10	1.500.000
3	Su (m <sup>3</sup> )	4.500	1,60	12.800
4	Azot ( kg)	820.000	0,12	420.000
5	Baca(flare)'de yak.(sm <sup>3</sup> )	450.000	0,52	735.350
6	Ekipman tüketimi (sm <sup>3</sup> )	1.600.000	0,52	832.000
<b>Ara Toplam</b>				<b>7.320.150</b>
<b>C</b>	<b>Kimyasallar</b>	<b>Yıllık Tüketim Miktarı</b>	<b>Birim maliyet (\$)</b>	<b>Toplam Yıllık Maliyet (\$)</b>
1	Methanol, Lts (lt)	200	2,5	500
2	Korozyon inhibitörü(lt)	1.000	3,2	3.200
3	HCL(lt)	800	0,5	400
4	Sodyum Hypochlorit(lt)	600	0,5	300
5	Sentetik Yangın Köpüğü(lt)	3.000	3,5	10.500
6	Yağ sökücü solvent(lt)	400	2,5	1.000
7	Sodyum Bikarbonat(kg)	3.200	1,2	3.840
8	Tuz(kg)	2.000	2	4.000
9	Potasyum Bikarbonat(kg)	850	1,2	1.020
10	Biocid(kg)	400	2,4	960
<b>Ara Toplam</b>				<b>25.720</b>
<b>D</b>	<b>Bakım&amp;Onarım</b>			11.483.608
<b>E</b>	<b>İşletme&amp;Lab</b>			408.000
<b>F</b>	<b>Amortisman</b>			12.640.560
<b>G</b>	<b>Emlak vergisi</b>			5.741.804
<b>H</b>	<b>Sigorta</b>			5.741.804
<b>K</b>	<b>Sabit Giderler</b>			4.057.082
<b>L</b>	<b>Yönetim Giderleri</b>			510.000
<b>GENEL TOPLAM</b>				<b>51.228.728 \$</b>

### 6.2.3.2 [C] LNG Gemisinden Dönüştürülmüş Denizde - Enerji Köprüsü (Offshore) Tesis İçin Toplam Ürün Maliyeti

Bölüm 6.1’de maliyet analizi incelemesi yapmak üzere seçilen üç tesisten üçüncüsü olan [C] LNG gemisinden dönüştürülmüş denizde - enerji köprüsü (offshore) tesis için Bölüm 4.4 içinde tanımlanan toplam ürün maliyeti belirlenmiştir. [C] tesisinin toplam ürün maliyetine ilişkin kalemler için oluşturulan grafik, Şekil 6.12’de verilmektedir. Şekil 6.12 incelendiğinde [C] terminali için toplam ürün maliyetini oluşturan parametrelerden en önemlisinin yine hammadde maliyeti olduğu görülmektedir. Burada da LNG birim maliyeti çok yüksek olduğundan işletme maliyeti ve genel giderler bu maliyet kaleminin yanında oldukça düşük kalmaktadır.



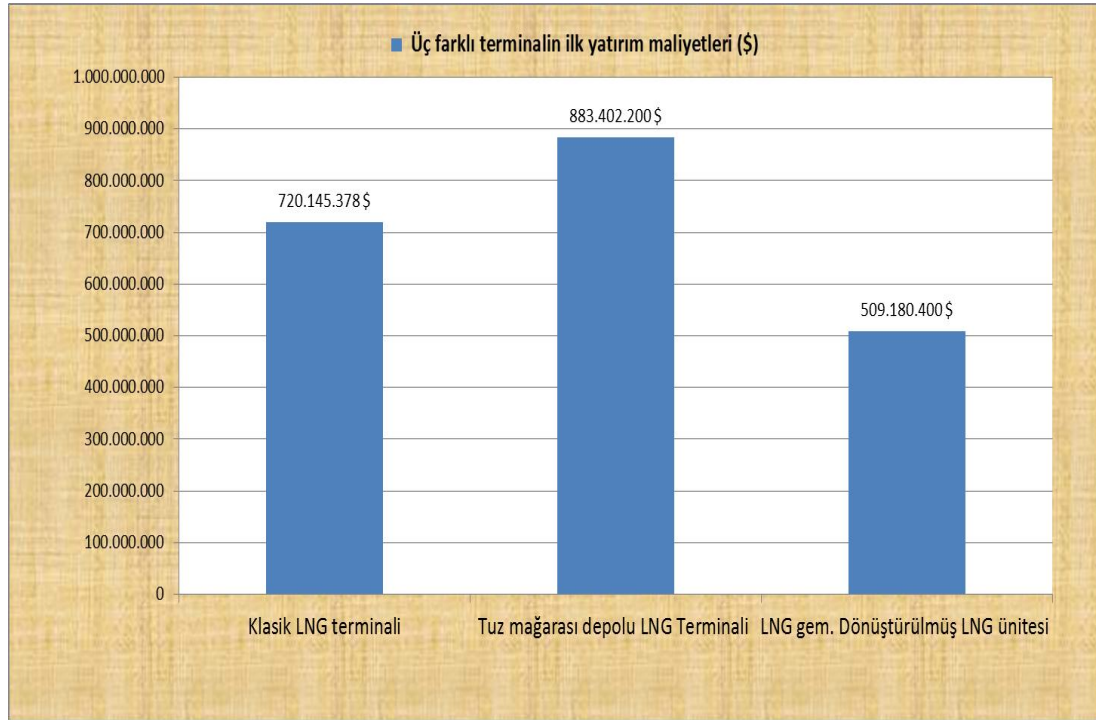
Şekil 6.12 : [C] LNG gemisinden dönüştürülmüş denizde - enerji köprüsü (offshore) tesis için toplam ürün maliyeti

### 6.3 Maliyet Analizi İçin Seçilen Üç Tesis İçin Mukayeseli Değerlendirme

Bölüm 6.1’de maliyet analizi incelemesi yapılmak üzere seçilen üç tesis için Bölüm 6.2 içinde ayrı ayrı maliyet analizi yapıldıktan sonra bu bölüm içinde üç tesise ilişkin karşılaştırmaların yapılabilmesi için mukayeseli değerlendirme yapılması yoluna gidilmiştir.

### 6.3.1 Maliyet Analizi İçin Seçilen Üç Tesis İçin İlk Yatırım Maliyetine İlişkin Mukayeseli Değerlendirme

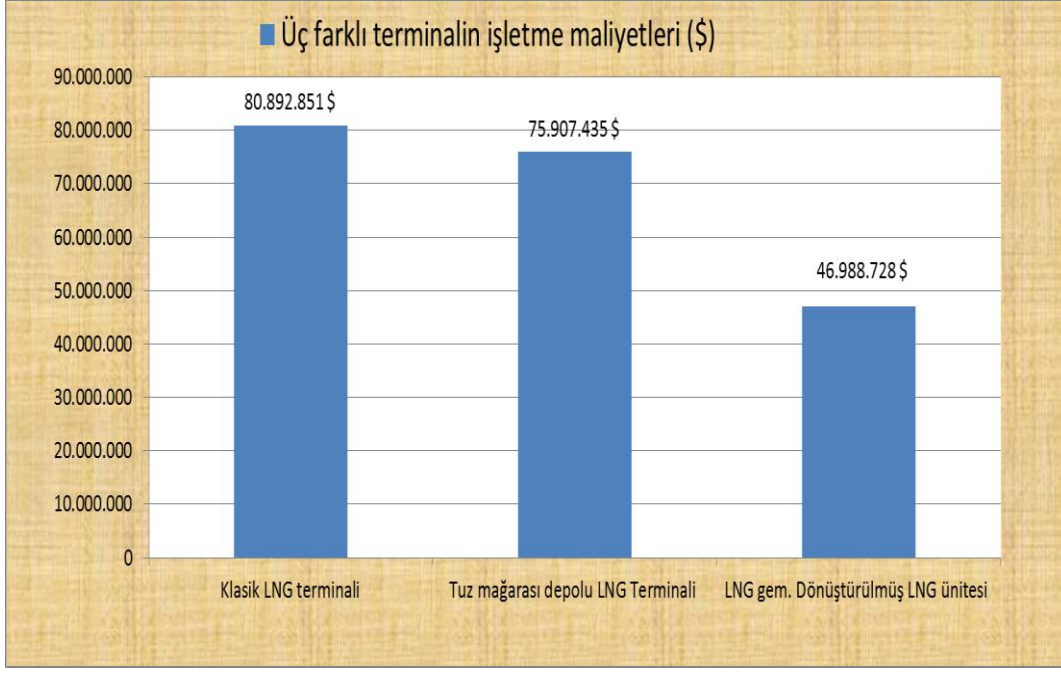
Bölüm 6.1’de maliyet analizi incelemesi yapılmak üzere seçilen üç tesis için ilk yatırım maliyetine ilişkin mukayeseli değerlendirme için Çizelge 6.1 ve Çizelge 6.4 ve Çizelge 6.6’dan hareketle, Şekil 6.13’deki grafik oluşturulmuştur. İlk yatırım maliyeti bakımından [B] tesisi ilk sırada yer alırken [C] tesisi son sırada yer almaktadır.



Şekil 6.13: Seçilen üç tesis için ilk yatırım maliyetine ilişkin mukayesesi

### 6.3.2 Maliyet Analizi İçin Seçilen Üç Tesis İçin İşletme Maliyetine İlişkin Mukayeseli Değerlendirme

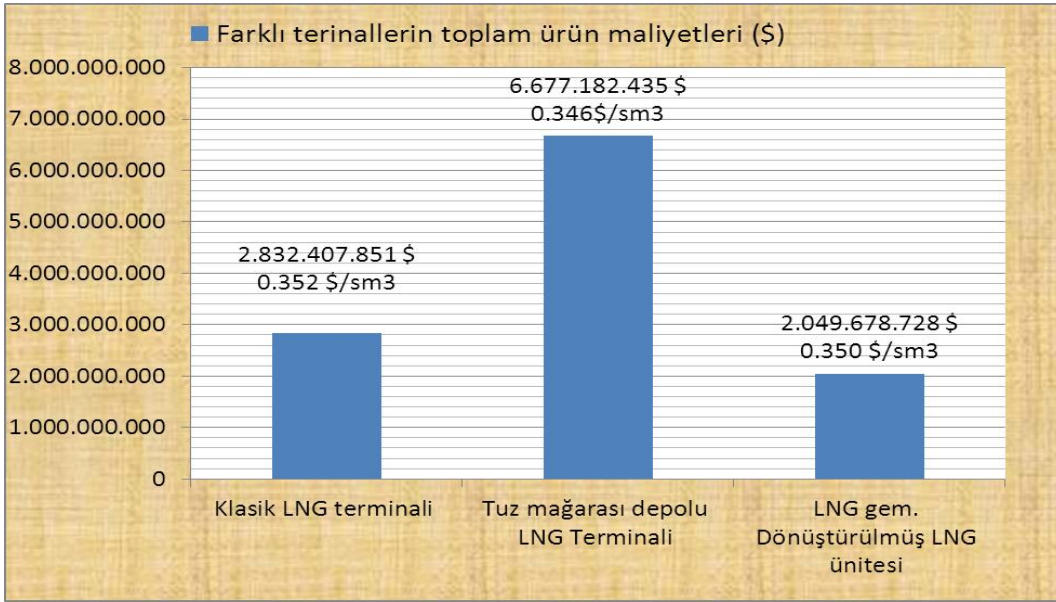
Bölüm 6.1’de maliyet analizi incelemesi yapılmak üzere seçilen üç tesis için işletme maliyetine ilişkin mukayeseli değerlendirme için Çizelge 6.2 ve Çizelge 6.5 ve Çizelge 6.7’den hareketle, Şekil 6.14’deki grafik oluşturulmuştur. Şekil 6.14 de görüldüğü gibi işletme maliyeti en yüksek tesis [A] iken en düşük tesis ise [C] tesisi olduğu görülmektedir. [A] ve [B] tesisleri işletme maliyetlerinin birbirine yakın olduğu da ayrıca görülmektedir.



**Şekil 6.14 :** Seçilen üç tesis için işletme maliyetine ilişkin mukayesesi

### 6.3.3 Maliyet Analizi İçin Seçilen Üç Tesis İçin Toplam Ürün Maliyetine İlişkin Mukayeseli Değerlendirme

Bölüm 6.1’de maliyet analizi incelemesi yapılmak üzere seçilen üç tesis için işletme maliyetine ilişkin mukayeseli değerlendirme için Şekil 6.6 ve Şekil 6.9 ve Şekil 6.12’den hareketle, Şekil 6.15’deki grafik oluşturulmuştur.



**Şekil 6.15 :** Seçilen üç tesis için toplam ürün maliyetine ilişkin mukayesesi

Şekil 6.15 incelendiğinde LNG'nin depolanıp tekrar gazlaştırılması prosesleri sonucu 1 sm<sup>3</sup> gazın birim maliyeti [A] terminalinde 0,352 \$ iken, [B] terminalinde 0,346 \$ ve [C] tesislerinde 0,351 \$ olduğu görülmektedir. Her ne kadarda [C] terminali işletme maliyeti [A] ve [B] tesislerine kıyasla çok daha az olsada, işletme maliyetleri hammadde maliyetleri yanında çok küçük olduğundan birim ürün maliyetini belirleyen temel etmen hammadde olmaktadır ve dolayısıyla hammadde maliyetleri her üç tesis için de aynı alındığından birim ürün maliyetleri birbirlerine yakın çıkmaktadır.

#### **6.4 Seçilen Üç Tesis İçin Farklı Açılardan Mukayese**

LNG depolama ve gazlaştırma tesisleri için maliyet analizi önemli olmakla beraber söz konusu tesisleri için diğer bazı parametreler de önem arz etmektedir. Bu parametreler arasında, özellikle günlük maksimum gönderim miktarı, yıllık tahmini maksimum gönderim miktarı, yıllık maksimum gemi miktarı önem arz etmektedir.

Çizelge 6.8'de [A], [B] ve [C] tesisleri için maliyet analizi ile ulaşılan sonuçlarla beraber tesislerin temel parametreleri birarada verilmektedir.

Çizelge 6.8'i değerlendirdiğimizde;

- Tesis kapasitesi arttıkça bir birim LNG'nin depolanması ve/veya gazlaştırılması için gereken ücretin de azaldığı,
- İşletme&Bakım(O&M) giderleri klasik LNG ithal tesisinde diğer tesislere göre daha fazla olduğu,
- OPEX, bir başka deyişle, bir mmBtu LNG gazlaştırmak için gereken işletme&Bakım+Yakıt maliyetinin, [B] tesisi için 0,10 \$/mmBtu değeri ile ekonomik tesis olduğu,

görülmektedir.

**Çizelge 6.8 : [A] , [B], [C] Tesislerinin Farklı Açılardan Mükayesesi**

Parametre	Klasik LNG İthal Tesisi [A]	Tuz Oyuksı depolu LNG İthal Tesisi [B]	LNG gemisinden dönüştürülmüş LNG İthal Tesisi [C]
<b>Günlük max.Gönderim(send-out)</b> (sm <sup>3</sup> / gün)	22.000.000	52.000.000	16.000.000
<b>Tahmini Yıllık max. Gönderim</b> ( %100 kapasitede)/yıl	8.000.000.000 Sm <sup>3</sup> 303.200.000 MMBtu/yıl 5.804.416 Metrik ton /yıl	19.300.000.000 Sm <sup>3</sup> 731.470.000 MMBtu/yıl 14.003.155 Metrik ton /yıl	5.850.000.000 Sm <sup>3</sup> 221.715.000 MMBtu/yıl 4.244.479 Metrik ton /yıl
<b>Yıllık maksimum gemi sayısı</b>	100 (125.000 m <sup>3</sup> kapasite)	240 (125.000 m <sup>3</sup> kapasite)	65 (140.000 m <sup>3</sup> kapasite)
<b>Tahmini Toplam Yatırım Maliyeti</b> (TYM \$)	866.655.588	1.039.296.706	675.506.353
<b>TYM/ Tesis Kapasitesi (\$/mmBtu)</b>	2,86	1,42	3,05
<b>Tahmini O&amp;M (\$/yıl)</b>	65.412.851	57.967.435	44.932.328
<b>Tahmini yakıt Maliyeti ( \$/yıl)</b>	11.385.000	16.365.000	7.320.150
<b>OPEX (O&amp;M + Yakıt ) / Tesis kapasitesi (\$/mmBtu)</b>	0,25	0,10	0,24
<b>Toplam Ürün Maliyetleri (TPC)</b>	0,352 \$/sm <sup>3</sup>	0,346 \$/sm <sup>3</sup>	0,350 \$/sm <sup>3</sup>

Not-1\*: O&M( operating&maintanance /işletme&bakım)

Not-2\*: LNG kompozisyonları tüm lokasyonlarda aynı varsayılmıştır

## 7. SONUÇ

Bu yüksek lisans tezi kapsamında, dünyada başat enerji kaynakları olan fosil yakıtlar içinde doğal gazın uzak bölgelerden getirilmesi için uygun bir form olan LNG prosesinin incelenmesi ve bunun uzantısında üç farklı LNG depolama ve gazlaştırma tesisi için maliyet analizi değerlendirilmesi yapılmıştır. Bu amaçla öncelikle, enerji kaynakları içinde LNG'nin yeri ve önemi üzerinde (Bölüm 2'de) durulmuş ve takiben LNG prosesi incelenmeye çalışılmıştır.

Mali ve coğrafik nedenlerden ötürü mesafenin artmasına paralel olarak doğalgazın boru hattından ziyade LNG olarak taşınması her geçen gün önem kazanmaktadır. LNG Prosesi (Bölüm 3 içinde); doğalgazın çıkarılması, sıvılaştırılarak hacminin yaklaşık 600 kat küçültülmesi, özel dizayn gemilerle taşınmasını , depolanması ve nihayet tekrar gazlaştırılarak kullanıma sunulması safhalarından oluşmakta olup bu çalışmada bu evreler detayları ile açıklanmaya çalışılmıştır. Doğalgazın sıvılaştırılması sırasında kullanılan sistemler tanıtıldıktan sonra teknik detayları üzerinde durulmuş olup ayrıca taşıma operasyonlarında kullanılan tankerlerin özelliklerine değinilmiştir.

Depolamanın, LNG prosesi içindeki yeri üzerinde durulmuş ve depolama tesisleri tank tipleriyle birlikte tanıtılmıştır. Depolamayı takiben gazlaştırma safhasının önemi üzerinde durulmuş ve ilgili sistemler açıklanmıştır.

LNG prosesi incelemesini takiben, LNG depolama ve gazlaştırma tesisleri için maliyet analizi konusu ana kavramları ile ele alındıktan sonra LNG depolama ve gazlaştırma tesisleri için tesis özelindeki parametreleri ele alınmıştır.

LNG depolama ve gazlaştırma tesisleri için, birbirinden farklı üç adet LNG depolama ve gazlaştırma tesisi göz önüne alınmıştır. Bu tesis tiplerinden ilki, klasik karada (onshore) LNG depolama ve gazlaştırma tesisleridir. İkincisi, tuz oyuklarını depo olarak kullanan (offshore-onshore) tesis ve üçüncüsü LNG gemisinden dönüştürülmüş denizde-enerji köprüsü (offshore) tesisidir.



Bu tesisler, kısaca sırasıyla [A], [B] ve [C] tipi LNG depolama ve gazlaştırma tesisleri olarak nitelendirilmiş olup bu için maliyet analizi yapılmış olmaktadır.

Yapılan maliyet analizleri sonucunda; [A] ve [B] tesisleri için, ilk yatırım maliyetleri içinde en önemli kalemi Borulama & Çelik & Beton kaleminin aldığı belirlenmiştir (Şekil 6.4 ve Şekil 6.7). Buna karşın [C] tesisi için ilk yatırım maliyeti içinde en önemli kalemin satın alınan ekipmanlar olduğu görülmüştür (Şekil 6.10). Her üç tesisin ilk yatırım maliyeti mukayese edildiğinde ise en yüksek ilk yatırım maliyetinin [B] tesisine ait olduğu görülmektedir (Şekil 6.13).

İşletme maliyetleri açısından bu tesisler incelendiğinde [A] tesisi için en önemli maliyet kaleminin, ekipman & bina & I/E/Boru ve amortisman maliyeti olduğu (Şekil 6.5), [B] tesisi için en önemli işletme maliyet kaleminin bakım & onarım maliyetinin olduğu (Şekil 6.8) ve [C] tesisi için ise en önemli işletme maliyeti kaleminin amortisman maliyetini olduğu görülmektedir. Dolayısıyla her tesis tipi için işletme maliyetinde farklı kalemin öne çıktığı görülmektedir. Toplam işletme maliyetleri mukayesesi yapıldığında ise, [A] tesisi için işletme maliyetinin en yüksek olduğu gözlenmiştir (Şekil 6.14).

[A], [B] ve [C] Tipi tesislerin aynı ülke için gerçekleştirildiği düşünülmüş ve LNG maliyetleri aynı alınmıştır. Ülke olarak ta Türkiye düşünülmüştür (Çizelge 6.3). Bu bağlamda, [A], [B] ve [C] tesislerinin herbiri için toplam ürün maliyeti incelendiğinde en yüksek maliyet kaleminin yıllık hammadde maliyeti olduğu tespit edilmiştir (Şekil 6.6, Şekil 6.9 ve Şekil 6.12). Burada, LNG birim değeri çok yüksek olduğundan işletme maliyeti ve genel giderler bu maliyet kaleminin yanında oldukça düşük kalmaktadır. Bu bakımdan, ucuz hammadde temini büyük önem taşımaktadır.

Bu üç tesis için toplam ürün maliyetleri mukayese edildiğinde en pahalı tesisin; tuz oyuklarını depo olarak kullanan (offshore-onshore) tesis olan [B] tesisinin olduğu, bunu klasik karada (onshore) LNG depolama ve gazlaştırma tesisinin takip ettiği ve toplam ürün maliyeti bakımından en ucuz tesisin ise LNG gemisinden dönüştürülmüş denizde - enerji köprüsü (offshore) tesisi olan [C] tesisi olduğu görülmektedir (Şekil 6.15).

Söz konusu üç tesis için maliyet analizinin yanında, günlük maksimum gönderim kapasitesi, tahmini yıllık maksimum gönderim kapasitesi, maksimum yıllık gemi sayısı gibi LNG depolama ve gazlaştırma tesisleri için önemli olan parametreler de

göz önüne alındığında (Çizelge 6.8), maliyetin ötesinde değerlendirmelerin de önemli olabileceği söylenebilir.

Zira, Türkiye de dahil olmak üzere pek çok ülke için, LNG ithal edilen bir meta olup, arz güvenliği açısından depolama kapasitesi önemli olmaktadır. Bu bağlamda, enerji politikaları açısından LNG depolama kapasitesi bir stratejik karar verme parametresi olabilmektedir. Bu nedenle de tuz oyuklarını depo olarak kullanan (offshore-onshore) tesis olan [B] tesislerinin kurulumunun önemi anlaşılmaktadır. Nitekim, Türkiye'nin de bu bağlamda tuz oyuklarını depo olarak kullanma projesi bulunmaktadır.

Öte yandan, klasik karada (onshore) LNG depolama ve gazlaştırma tesislerinin daha yaygın olarak tercih edilmesinin sebepleri; (denizdeki tesisin daha ekonomik olmasına karşın) kullanılmaya başlanılan ilk tesis tipleri olduğundan kurulum ve işletme teknolojisinin ilerlemiş olması , daha ekonomik olması ve her bölgede tuz oyuklarının bulunmaması gösterilebilir.

Salt maliyet analizi açısından ele alındığında ekonomik olduğu anlaşılan, LNG gemisinden dönüştürülmüş denizde - enerji köprüsü (offshore) tesisi olan [C] tesisi öne çıkmaktadır. Bu durumda, bu çalışma ile ulaşılan sonuç çerçevesinde, ülkemizin LNG gemisinden dönüştürülmüş denizde - enerji köprüsü (offshore) tesislerini oluşturması uygun olabileceği görüşü ortaya çıkmış bulunmaktadır. Bir başka deyişle, LNG gemisinden dönüştürülmüş denizde - enerji köprüsü (offshore) tesislerinin kurulması, boşaltım süresinin uzun olmasına karşın, LNG ithal eden ülkeler için göz önüne alınabilecek bir seçenek olduğu izlenimi vermektedir. Üç tarafı denizlerle çevrili ülkemiz açısından konu ele alındığında, mobil olan bu tip tesislerin hayata geçirilmesiyle , farklı limanlar kanalıyla doğal gaz ağına besleme yapılabilmesi gibi farklı bir seçeneği de gündeme getirmektedir.

Öz olarak ifade edilmek istenirse, bu çalışma ile, ülkemiz için önemli olan LNG ithalinde, sürdürülebilirlik ve güvenilirlik kapsamında kullanılacak LNG depolama ve gazlaştırma tesisleri esas olarak prosesleri ve maliyet analizi değerlendirilmesi bazında mukayeseli olarak irdelenmeye çalışılmıştır.



## **KAYNAKLAR**

- Blackwell B. ,** 2009. Delivering the World's First Floating Storage and Regasification Units, 24th World Gas Conference, Golar LNG Presentation., Arjantin.
- Borgnakke ve Sonntag, R.E.** 1997. Thermodynamic and Transport Properties. John Wiley and SonsPress, London. p. 62-78
- Başbakanlık Yatırım destek ve Tanıtım ajansı,** 2010. Türkiye Enerji Sektörü Raporu
- BOTAŞ,** 2011. Faaliyet Raporu 2010, p.29-33 , (botas.gov.tr/faaliyetraporlari)
- BOTAŞ LNG Terminali,** 2012. ‘‘ Arşiv’’
- BP,** 2012. Statistical Review of World Energy 2011, ( bp.com/statisticalreview )
- BP,** 2013. Statistical Rewiew of World Energy 2012, ( bp.com/statisticalreview )
- Can, M. ve Avcı, A. ,** 1995. Doğal Gaz Sıvılaştırma Yöntemleri Sıvılaştırılmış Doğal Gazın (LNG) Nakli ve Depolanması Üzerine Bir İnceleme, Doğal Gaz Dergisi 38 (39): 40-56
- Coşkun S.,** 2004. Doğalgazın sıvılaştırılmasında kullanılan klasik kaskad siteminin modellenmesi, Uludağ Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Dergisi, Cilt 9, Sayı 1
- Deli E. , Tuğrul A.B.,** ‘‘LNG Prosesi İncelemesi ve Değerlendirmesi, 19. Uluslararası Enerji ve Çevre Konferansı ICCI-2013, İstanbul, 24-26 Nisan 2013. CD Bildiri Kitabı, s: 54-57
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı,**2011. Türkiye 2010 Yılı Genel Enerji Dengesi Tablosu.
- Eurostat,** ‘‘ Energy, Transport and Environment Indicators’’,2011 Edition.
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı,** 2011. Mavi Kitap, Ankara.
- EPDK,** Doğalgaz Piyasası Daire Başkanlığı, 2012. Doğalgaz Piyasası 2011 yılı sektör raporu, p.12-66
- EÜAŞ,** 2011. 2011 Elektrik üretim sektör raporu. P.3-26
- EIU (Economist Intelligence Unit),** 2010. Türkiye Enerji Raporu, Mart 2010.
- ETKB,** Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Dünya ve Türkiye’de Enerji Görünümü

**Foss M. M.**, 2007. Introduction to LNG , Center for Energy Economics ,University of Texas p.19-25

**GIIGNL**, 2009. LNG process chain , LNG information paper no : 2 , p.6-10 (giggnl.org)

**Golar LNG Report**, 2011. Floating Storage and Regasification Unit FSRU

**Girgin H., Tuğrul A.B.**, “5 MW’lık Sabit Açılı Bir Fotovoltaik Güneş Enerji Santrali İçin Enerji Üretim İncelemesi, VII. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, Bursa, Bildiri Kitabı s: 469-476, 1-5 Aralık 2010.

**Humphrey G.**, 2009. LNG import terminal cost and schedule basic Presentation , CBI p.18-20

**IGU, International Gas Union** . World LNG Report – 2011, p.3-22

**Keskin F., Ertuğrul E.** , 2009 . Enerji sektörü, Ekonomik ve sosyal araştırmalar müdürlüğü, Ankara

**Mcguire and White, 1996.** “Liquified Gas handling principles” , Witherby publishers, 2<sup>nd</sup> edition

**OECD Factbook**, 2011-2012 , Economic Environmental and Social Statistics - ISBN 978-92-64-11150-9 - © OECD 2011

**Özemre A. Y.** ,2005. Konvensiyonel ve Alternatif Enerji Kaynakları Açısından Dünya’nın Geleceği

**Paliwal S.**, 2013. “Energy Instute Approved Training Provider” , kişisel görüşme

**Parkin M.**, 2010-2013. “Parkin Associates Limited, UK” Botaş LNG terminali Risk Analizi Değerlendiresi, kişisel görüşme

**Said M., Meijerink J.**, LNG import terminals offshore vs onshore site and concept screening methodology”, Shell Global Solutions International B.V.

**Sonne T.R. , P.E and Bomba J.B, P.E**, 2008. Critical parameters for LNG marine terminal site selection , p.4-17

**TEİAŞ**, 2010. Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2010-2019).

**TPAO**, 2012. 2011 Yıllık Rapor, p.3-25.

**Tuğrul B.**, 2011. Nükleer enerji değerlendirilmesi ve Türkiye, 17. Uluslararası Enerji ve Çevre Konferansı ICCI-2011 , İstanbul, Bildiri Kitabı s:11-14

**Tuğrul A. B.** , “Türkiye’nin Enerji Açılımları”, "15. Uluslararası Enerji ve Çevre Konferansı ICCI-2009" İstanbul, 13-15 Mayıs 2009, Bildiri Kitabı s: 15-17.

**Turanlı Z.H., TuğruL A.B. ,** “Farklı Nükleer Santrallerin Kurulum Maliyet Analizleri, 18. Uluslararası Enerji ve Çevre Konferansı ICCI-2012, İstanbul, 25-27 Nisan 2012, Bildiri Kitabı s: 202-205

**TEİAŞ** Yük Tevzi Daire Başkanlığı,2012. İşletme Faaliyetleri Raporu - 2011 Yılı Özeti

**Yıldız T. ,** 2011. 2012 yılı Plan ve Bütçe Komisyonu Konuşması, Ankara

**Url1**<<http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=enerji&bn=215&hn=12&nm=384&id=384> > alındığı tarih 15.05.2012

**Url-2** < <http://www2.epdk.org.tr/lisans/elektrik/lisansdatabase/verilenuretim.asp>> alındığı tarih 11.05.2012

**Url-3** < <http://www.scribd.com/doc/79451926/dunya-ve-turk%c4%b0ye-de-Ing-t%c4%b0caret%c4%b0> > alındığı tarih 09.06.2012

**Url-4** < <http://www.natgas.info/html/liquefiednaturalgaschain.html> > alındığı tarih 07.08.2012

**Url-5** <<http://www.baskentdogalgaz.com.tr/inc/icerikgoster.asp?id=40> > alındığı tarih 19.09.2012

**Url6**<<http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=dogalgaz&bn=221&hn=&nm=384&id=40694>> alındığı tarih 02.07.2012

**Url-7** < <http://www.api.org/oil-and-natural-gas-overview/classroom-tools/classroom-curricula/what-is-energy> > alındığı tarih 03.02.2012

**Url-8** < <http://www.jeotermaldernegi.org.tr/nedir%20i.htm> > alındığı tarih 28.03.2012

**Url-9** <<http://www.ipragaz.com.tr> > alındığı tarih 22.04.2012

**Url-10** < <http://lnebt.botas.gov.tr>> alındığı tarih 23.05.2012

**Url-11** < <http://shareholdersunite.com/the-ioc-files-useful-background-material/the-economics-of-Ing/>> alındığı tarih 11.06.2012

**Url-12** < <http://www.c2es.org/publications/looming-natural-gas-transition-united-states>> alındığı tarih 22.08.2012

**Url-13** < <http://ebilge.com> > alındığı tarih 23.08.2012

**Url-14** < [http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/NaturalGas/Projects\\_n/TDS/LNG/LNG\\_A\\_41653SaltCaverns.html](http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/NaturalGas/Projects_n/TDS/LNG/LNG_A_41653SaltCaverns.html)> alındığı tarih 15.05.2012

**Url -15** <<http://www.apl.com/> > alındığı tarih 15.01.2013

**Url-16** <<http://www.apl.com/> > alındığı tarih 09.01.2013

**Url-17** < [www.chandra28288.wordpress.com](http://www.chandra28288.wordpress.com)> alındığı tarih 06.02.2013

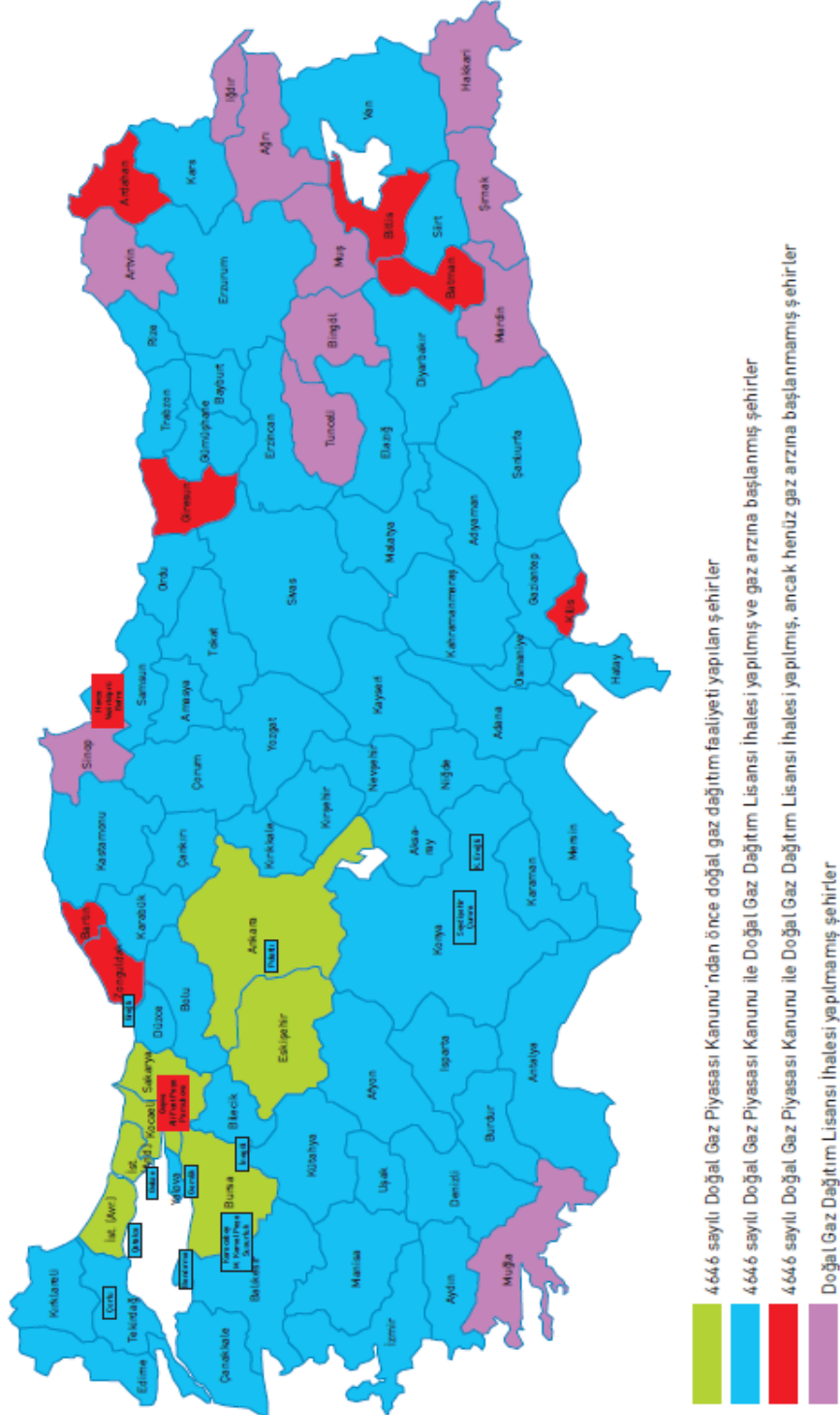
**Url-18** < [http://testing.encore-international.net/index.php?option=com\\_content&task=view&id=122&Itemid=232](http://testing.encore-international.net/index.php?option=com_content&task=view&id=122&Itemid=232)> alındığı tarih 12.12.2012

**Url19** <[http://www.enerji.gov.tr/EKLENTI\\_VIEW/index.php/raporlar/raporVeriGir/71073/2](http://www.enerji.gov.tr/EKLENTI_VIEW/index.php/raporlar/raporVeriGir/71073/2)

**Url-20** < [http://www.emo.org.tr/genel/bizden\\_detay.php?kod=8836](http://www.emo.org.tr/genel/bizden_detay.php?kod=8836)

**Url-21**< [http://des.nh.gov/organization/divisions/water/wmb/coastal/ocean\\_policy/documents/te\\_workshop\\_cost\\_compare.pdf](http://des.nh.gov/organization/divisions/water/wmb/coastal/ocean_policy/documents/te_workshop_cost_compare.pdf)

## EK-1: DOĞALGAZ DAĞITIM FAALİYETİ DURUM HARİTASI









## ÖZGEÇMİŞ

<b>Ad Soyad</b>	: Erdinç DELİ
<b>Doğum Yeri ve Tarihi</b>	: Ardahan / 06.07.1982
<b>Adres</b>	: İstanbul
<b>E-Posta</b>	: erdincdeli@gmail.com
<b>Lisans Üniversite</b>	: Orta Doğu Teknik Üniversitesi / Kimya Mühendisliği
<b>Yüksek Lisans</b>	: İTÜ Enerji Enstitüsü ( Tez Aşamasında )
<b>Yabancı Dil</b>	: İngilizce

## Mesleki Deneyim ve Ödüller

- Sanovel İlaç A.Ş : Katı Ambalaj Üretim Mühendisi ( 2007-2009)
- Terralab A.Ş : Ürün Sorumlusu ( 2009 )
- Botaş A.Ş : Proses ve Teknik Emniyet Mühendisi ( 2009-....)

## Yayımlar

**E. Deli, A.B. Tuğrul**, “LNG Prosesi İncelemesi ve Değerlendirmesi, 19. Uluslararası Enerji ve Çevre Konferansı ICCI-2013, İstanbul, 24-26 Nisan 2013. CD Bildiri Kitabı, s: 54-57.