

**YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ FEN BİLİMLERİ ENST.  
MAKİNA MÜH. ISI PROSES**

**LNG DEPOLAMA SİSTEMİNİN TEKNİK VE  
EKONOMİK ANALİZİ**

**79247**

**Mak. Müh. Mustafa CEYHAN**

**F.B.E. Makina Mühendisliği Anabilim Dalı Isı Proses Programında  
Hazırlanan**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**Tez Danışmanı : Prof.Dr. İsmail TEKE**

*79247*

*Prof.Dr. Bahri Şahin*

*Doc. Dr. Olcay Kıncaç*

**İSTANBUL , 1998**

*YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ*

*Makina Mühendisliği Anabilim Dalı*

*İstanbul*

## İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
Önsöz .....	i
Özet .....	ii
1. ENERJİ VE DOĞALGAZ .....	1
1.1 Enerji .....	1
1.2 Doğalgaz Oluşumu ve Keşfi.....	1
2. DÜNYADA VE TÜRKİYE' DE DOĞALGAZIN DURUMU .....	3
2.1 Dünyada Doğalgazın Durumu .....	3
2.2 Türkiye' de Doğalgazın Durumu .....	5
3. DOĞALGAZIN KİMYASAL ÖZELLİKLERİ .....	6
3.1 Doğalgazın Fiziksel Özellikleri .....	7
3.2 Doğalgazla İlgili Bazı Veriler .....	7
3.3 Doğalgazın Hammadde Olarak Sanayide Kullanılması .....	7
3.3.1 Bazı ürünlerin kimyasal denklemleri .....	8
3.5 Doğalgazın Yapısı .....	8
4. DOĞALGAZIN KOKULANDIRILMASI .....	9
5. DOĞALGAZIN DEPOLANMASI .....	11
5.1 Depolama Nedenleri .....	11
5.2 Depolama şekilleri .....	11
5.2.1 İşlevi bitmiş petrol ve doğalgaz yatakları .....	11
5.2.2 Terkedilmiş madenler .....	12
5.2.3 Yeraltı su gölleri ..	13

5.2.4 Yeraltı kayatuzu yatakları .....	13
5.2.5 Yeraltındaki yapay boşluklar .....	14
6. DİĞER YAKIT TÜRLERİNE GÖRE DOĞALGAZIN ÜSTÜNLÜKLERİ .....	15
6.1 Doğalgaz Kullanımının Getirdiği Avantajlar .....	16
7. DOĞALGAZIN TAŞINMASI .....	17
7.1 Yüksek Basınç Şebekesi .....	17
7.2 Orta Basınç Şebekesi .....	17
7.3 Düşük Basınç Şebekesi .....	17
8. DOĞALGAZ VE L.N.G ( SIVILAŞTIRILMIŞ DOĞALGAZ ) .....	18
8.1 L.N.G. nin Özellikleri .....	18
9. DOĞALGAZ SIVILAŞTIRMA YÖNTEMLERİ .....	20
9.1 Kaskad ( Şelale ) Sıvılaştırma Yöntemi .....	20
9.2-Karışık Soğutma Yöntemi .....	23
9.3 Ön Soğutmalı Karışık Soğutma Yöntemi .....	23
9.4 Joule Thomson Sıvılaştırma Yöntemi .....	24
10. LNG ÜRETİM ZİNCİRİ .....	25
10.1 LNG ' nin Depolanması .....	25
10.2 LNG Terminali .....	28
10.2.1 İskele .....	28
10.2.2 Boşaltma kolları .....	29
10.2.3.1 Depolama tankları .....	29
10.2.3 Basınç kontrolü .....	30
10.2.4 Sıcaklık kontrolü .....	30

10.2.4.1 Tank temelleri .....	31
10.2.4.2 Ana tank .....	31
10.2.4.3 İkinci tank .....	31
10.2.4.4 Yalıtım malzemeleri .....	32
10.2.4.5 Dış Keson .....	32
10.2.5 Düşük basınç pompaları .....	32
10.2.6 Yoğuşturucu .....	33
10.2.7 Yüksek basınç pompaları .....	34
10.2.8 Gazlaştırıcılar .....	34
10.2.8.1 Deniz sulu gazlaştırıcılar .....	34
10.2.8.2 Yakıtle gazlaştırma yöntemi .....	35
10.2.9 Soğutucu .....	36
10.2.10 Gemi boşaltma kompresörleri .....	37
10.2.10.1 Kaynama gazı kompresörleri .....	37
10.2.11 Boru hattı kompresörü .....	38
10.2.12 Ölçüm istasyonu .....	38
10.2.13 Kokulandırma birimi .....	39
10.2.14 Ateşleme bacası (flare) .....	40
11. DOĞALGAZIN TÜRKİYEDEKİ KULLANIMI VE ETKİLERİ .....	42
11.1 Ekonomik Açıdan İnceleme .....	46
11.1.1 LNG ve boru hattı maliyet mukayesesi .....	48

11.1.2 LNG Kullanımında gemi ile taşıma ve sıvılaştırma yönteminin mukayesesi.....	52
11.1.3 Depo hacminin hesaplanması .....	64
11.2 Stratejik Açıdan İnceleme .....	65
12. BOTAŞ MARMARA EREĞLİSİ LNG İŞLETME TERMİNALİ HAKKINDA GENEL BİLGİLER .....	67
13. SONUÇLAR .....	68
14. KAYNAKLAR .....	69
15. EKLER .....	70
16. ÖZGEÇMİŞ .....	71

## ÖNSÖZ

Üzerinde çalıştığım yüksek lisans bitirme tezinde doğalgazın nasıl bir enerji kaynağı olduğunu, sıvılaştırılabilmesini, ve bu işlem için gerekli tesislerin irdelenmesini, bu terminallerin Türkiye ekonomisine olan etkilerini anlatmaya çalıştım.

Bu tezi inceleyen bir kişinin ; doğalgaz ve LNG hakkında ayrıntılı bilgi sahibi olmasını, LNG teminalinin Türkiye açısından ekonomik olmamakla birlikte stratejik açıdan mutlak gerekli bir ihtiyaç olduğunu vurgulamak istedim

Bu konuyu bana inceleme fırsatı tanıyan ve hiçbirzaman yardımını esirgemeyen, yol gösteren, sayın hocam **Prof. Dr. İsmail TEKE'** ye şükranlarımı ve saygılarımı arz ederim.

Yüksek lisans eğitimim süresince yardımlarını esirgemeyen İGDAŞ Teknik İşler ve Onarım Müdürü Mak. Müh. Sayın **Ali ÇATALAHMETOĞLU'** na, tez aşamasında kaynak bulmamda yardımcı olan BOTAS Marmara Ereğlisi LNG Terminali Laboratuar yetkilisi Kimya Mühendisi Sayın **Nihal KIZILÖREN'** e ve eşi Petrol Mühendisi **Hakan KIZILÖREN'** e teşekkür ederim.

Ayrıca Kaynak bulmamda ve yazım aşamasında uzun müddet beraber çalıştığım ve her zaman beraber çalışmaktan zevk duyduğum mesai arkadaşım Makina Mühendisi sayın **Özcan MUTİ'** ye, Tüm öğrenimim boyunca desteğini esirgemeyen aileme ve ismini unuttuğum emeği geçen herkese şükranlarımı sunarım

Mustafa CEYHAN

İstanbul

Eylül 1998

**ÖZET**

Doğalgaz kullanımı kolay az tehlikeli atığının hava yönünden uygun olması sebebiyle her geçen gün önemi artan bir enerji kaynağıdır. Ancak taşınma maliyeti fazla olup, bu da kullanım öncesi maliyeti etkilemektedir. Doğalgaz LNG (Sıvılaştırılmış Doğalgaz) haline getirilip sıvılaştırıldığı takdirde hacimsel olarak 600 kat küçülmektedir. Sıvı fazından gaz fazına getirmek pahalı bir yöntem olmasına rağmen tercih edilmektedir. Şu anda Dünyada kullanılan doğalgazın % 25 'i LGN ' dir.

Gelecekte Türkiye ve Dünya açısından LNG ' nin önemi daha da artacaktır.

**ABSTRACT**

Naturalgas ; usage is easy, low dangerous, its churn is nonpoisonous due to these reasons Naturalgas importantance is increasing day to day. However , Naturalgas transportation can only be carried out by pipeline so that, preliminararycot is axpensive. Because of this reason liquefaction is preferred. When it is liquified it, volume reduced to 600 times. This method is expensive but it is preferred. To day Natural gas used inthe world is % 25 LNG .

In the future , importance of LNG shall increase in the World and Turkey.

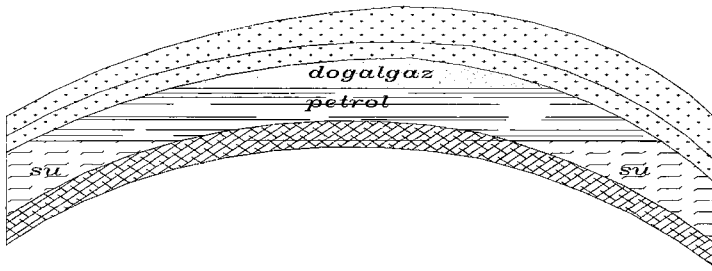
## 1. ENERJİ ve DOĞALGAZ

### 1.1 Enerji

İnsanoğlunun dünya üzerinde yaşamaya başladığı andan itibaren enerjiye ihtiyacı olmuştur. İlk olarak ısınma ihtiyacı hissetmiş ve ateşi keşfetmiştir. Ateşi ısınmak için, daha sonra yiyeceklerini pişirmek için kullanmış ve yıllar geçtikçe teknoloji geliştikçe enerji insanın birçok gereksinimi haline gelmiştir. Bugün insanın hayatındaki önemine bakılacak olursa "insanlar enerji olmaksızın yaşayamaz" diyebiliriz. Bu enerji kaynaklarını inceleyecek olursak ilk kullanılan enerji kaynakları doğal enerji kaynaklarıdır. Bunlar petrol ve ürünleri ile doğalgaz, rüzgar, su vb. 'dir.

### 1.2 Doğalgaz Oluşumu ve Keşfi

Milyonlarca yıl önce denizde yaşayan mikroskobik canlılar ölüp okyanusların altında kıta kenarında birikmişler ve zamanla küçük fosillerle, bitkilerle, taşlarla karışıp yeni bir katman oluşturmuştur. Doğalgaz ve petrol oluşumu bu şekilde başlamıştır. Oluşan doğalgaz bulunduğu yerdeki boşluklardan yukarı doğru yükselmiş, bu yükselme geçirgen olmayan tabakaya ulaşıncaya kadar devam etmiştir. Geçirgen olmayan tabakalar arasında sıkışmış olan doğalgaz bekleyişini teknik olarak kullanım başlayana kadar devam ettirmiştir. Doğalgaz petrolden hafiftir, bu yüzden petrol üstündeki boşlukları doldurur. Sırasıyla en altta tuzlu su, onun üstünde petrol, daha sonra da doğalgaz bulunur.



**Şekil 1.1 Doğalgazın yeraltındaki durumu**

Doğalgaz sadece petrolün üstündeki katmanlarda bulunmaz, petrolün sürüklenmesi sonucu yalnız olarakta bulunabilir. Dogalgaz tabiattan çıkarıldığı şekilde kullanılabilen renksiz, kokusuz, yoğunluk olarak havadan hafif bir gazdır. Doğalgazın kullanımı yüzyıllar öncesine dayanmaktadır. Günümüzden 5000 yıl önce ateşe tapan insanların ( mecusiler ) taptıkları sönmeyen alev doğalgaz alevinden başka birşey değildi. Ayrıca günümüzden 3000 yıl evvel Çinde bambu borularıyla taşınan doğalgaz tuz üretiminde kullanılmıştır.

Doğalgaz insanların bazı enerji rezervlerinin azaldığını görmesi üzerine önem kazanmış ve kullanımı için teknik çalışmalar başlatılmıştır.Doğalgazda modern üretim ve tüketim tekniklerine ilk olarak A.B.D. de rastlanmaktadır.Yeryüzüne yakın kaynaklardan elde edilen doğalgaz borularla tüketim yerlerine taşınarak şehir aydınlatmasında kullanılmıştır. İnsanoğlu tarafından yüzyıllardır bilinen doğalgazın yaygın olarak kullanımı ise 1973 petrol krizinden sonra gerçekleşmiştir.

## 2. DÜNYADA ve TÜRKİYE' DE DOĞALGAZIN DURUMU

### 2.1 Dünyada Doğalgazın Durumu

Yukarıda bahsedildiği gibi OPEC ülkeleri petrole 1973 yılında % 370 zam yaptı daha sonra bu zamdan dolayı büyük bir petrol krizi oluştu.Bu kriz insanları doğalgaz kullanımına itti.Doğal gazın tüketim alanının genişlemesine paralel olarak yeni doğalgaz kaynağı arayışları hızlanmış ve üretim tekniklerinin geliştirilmesine çalışılmıştır.Ayrıca hergeçen gün doğalgaz araştırması artmış ve buna paralel olarakta rezerv miktarıda artmıştır.Yapılan son araştırmaya göre dünyadaki doğal gaz rezervi 150 trilyon metreküptür. Çizelge 2.1 de ülkelere göre rezerv miktarları verilmiştir.

**Çizelge 2.1 Ünelere göre doğalgaz rezervleri \***

<b>ASYA</b>	<b>1994 (milyar metreküp )</b>
Afganistan	100
Avusturalya	2986
Çin	2000
Hindistan	718
Malesya	2148
<b>ORTA DOĞU</b>	<b>1994 (milyar metreküp )</b>
Abudabi	5324
Bahreyn	189
İran	21000
Irak	3100
Kuveyt	1498
Katar	7070
Suudi Arabistan	5185

\* Kaynak 9

**AFRİKA 1994 (milyar metreküp )**

Cezayir	3700
Libya	1299
Fas	3
Tanzanya	118
Nijerya	3451
Tunus	93

**BATI AVRUPA 1994 (milyar metreküp )**

Avusturya	21
Danimarka	215
İtalya	375
Hollanda	1930
Norveç	2805
İngiltere	630

**LATİN AMERİKA 1994 (milyar metreküp )**

Arjantin	540
Brezilya	137
Meksika	1983
Venezuela	3750

**DOĞU AVRUPA 1994 (milyar metreküp )**

Arnavutluk	2
Eski Sovyetl .Birl.	57500
Polonya	158

**KUZEY AMERİKA 1994 (milyar metreküp )**

Kanada	2672
A.B.D	4673

Toplam dünya rezervi 148 trilyon 223 milyar metreküp olarak tahmin edilmektedir.

**2.2 Türkiye' de Doğalgazın Durumu**

Türkiye' de de petrol krizi başladığında, alternatif enerji kaynakları araştırmasına başlanmış ve ilk defa 1970 yılında Kumrular bölgesinde varlığı tesbit edilen doğalgaz, 1976 yılında Pınarhisar çimento fabrikasında kullanılmıştır. Ayrıca 1975 yılında da Çamurlu bölgesinde doğalgaz bulunmuş ve Mardin çimento fabrikasında bir miktar kullanılmıştır. Türkiye' nin doğalgazla tanışması 1984 yılında S.S.C.B. ile yapılan anlaşmayla gerçekleşmiştir. Bu anlaşmadan sonra, 850 km'lik S.S.C.B. - TÜRKİYE doğalgaz hattı, 1988 yılında tamamlanmıştır. Bu hat Bulgaristan -Türkiye sınırında Malkoçlar mevkiinden yurdumuza girmekte Hamitabat üzerinden Ambarlıya oradan Marmara deniz geçişine Pendige ve buradanda Demirciler - Muallim - Hersek - İzmit körfezi geçişini takiben Yumurtatepe mevkiine gelir Bursa - Bözüyük - Eskişehir güzergahını takip ederek Ankara'ya ulaşmıştır. Bu bölgelerin geçtiği yerlerdeki fabrikalarda ve çevrim santrallerinde doğalgaz kullanılmıştır. Rusyadan alınan doğalgaz, pik zamanlarda yeterli olmadığı için, 1988 yılında Cezayir' ile yıllık 2 milyar metreküplük sıvılaştırılmış doğalgaz anlaşması yapılmıştır. Marmara Ereğlisinde 1994 yılında inşası tamamlanmış olan sıvılaştırılmış doğalgaz (LIQUFIED NATURAL GAS ) terminaline, 286 milyar metreküp gaz taşınarak ana iletim hattı beslenmiştir.

### 3. DOĞALGAZIN KİMYASAL ÖZELLİKLERİ

Aynı maddelerin kimyasal özelliklerinde birbirine göre herhangi bir farklılık yoktur. Ancak bu doğalgaz için farklıdır. Doğalgazın kimyasal kompozisyonu doğalgaz yataklarına göre farklılık göstermektedir ve bundan dolayı özellikleri değişmektedir. Türkiye'nin doğalgaz rezervi 25 milyar metreküp civarındadır. Dolayısıyla Türkiye 'de kullanılan Rusya doğalgazı ile Cezayir doğalgazı arasında fiziksel ve kimyasal farklılıklar mevcuttur.

**Çizelge 3.1 Doğalgazın kimyasal kompozisyonu**

MADDE	KİMYASAL FORMÜLÜ	DOĞALGAZDAKİ ORANI ( %)
Metan	CH <sub>4</sub>	98.52
Etan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.41
Propan	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.14
Bütan	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.06
Ağır Hidrokarbonlar	C ve diğerleri	0.03
Karbondioksit	C O <sub>2</sub>	0.03
Azot	N	0.81

#### 3.1 Doğalgazın Fiziksel Özellikleri

- Havaya göre izafi yoğunluk : 0.56
- Yoğunluk : 0.67 Kg / m<sup>3</sup>
- Özgül ağırlık : 0.67 Kgf / m<sup>3</sup>
- Üst ısı değeri : 9335 Kcal / Nm<sup>3</sup>

### 3.2 Doğalgazla İlgili Bazı Veriler

- ortalama ısıl değeri : 90000 kcal / m<sup>3</sup>
- en az ısıl değeri : 8800 kcal / m<sup>3</sup>
- alev sıcaklığı : 1900-2000 ° C
- tutuşma sıcaklığı : 600-750 ° C

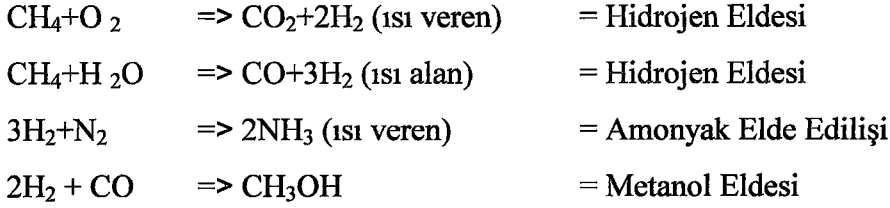
Yukarıda fiziksel ve kimyasal özellikleri verilen doğal gaz Rusya Fedarasyonuna ait doğal gazın özellikleridir. İki gazı karşılaştırdığımızda üst ısıl değeri açısından cezayir doğalgazı diğerlerine göre daha iyidir. Cezayir doğalgazının üst ısıl değeri 9556 Kcal/ Nm<sup>3</sup> tür. Bundan dolayı Cezayirde çıkan doğalgaz tercih edilebilir ancak deniz altından hat çekmek çok pahalı olduğu için ancak gemilerle sıvılaştırılmış doğalgaz getirebiliyor.

### 3.3 Doğalgazın Hammadde Olarak Sanayide Kullanılması

Doğalgaz sadece ısısından faydalanılan bir enerji kaynağı değildir. Aynı zamanda sanayide de hammadde olarak kullanılabilir. Hammadde olarak kullanılan yerler aşağıda belirtilmektedir.

- yapay lastik sanayinde
- amonyak, alkol ve üre üretimi
- gübre sanayi
- karbon siyahi eldesi
- hidrojen gazının eldesi
- metanol üretimi
- mürekkep sanayi
- antifiriz eldesi
- film şeridi yapımı
- yapıştırıcı sanayi
- asetilen elde edilmesi

### 3.3.1 Bazı ürünlerin kimyasal denklemi



### 3.5 Doğalgazın Yapısı

Doğalgaz renksiz ve kokusuzdur. Gaz kaçağlarının farkedilebilmesi için THT (tetrahidroteofen) katılarak özel olarak kokulandırılır. Doğalgaz zehirli değildir, ancak yüksek konsantrasyonlarda oksijen olmayacağı için boğucu etkiye sahiptir. Ayrıca havadan hafiftir, havaya göre yoğunluğu  $0.6-0.7 \text{ kg / m}^3$  civarındadır. Yanma özellikleri bakımından incelersek diğer gazlara göre daha avantajlıdır. Isıl değeri 8000 kcal ile 8500 kcal arasında değişir. Yanma esnasında fazla havaya ihtiyaç vardır.  $1 \text{ m}^3$  gazın yanması için  $10 \text{ m}^3$  havaya ihtiyaç vardır, doğalgazın yanma hızı  $34 \text{ cm / sn}$  dir, rutubetsiz ve kuru bir gazdır.  $1 \text{ m}^3$  doğalgazın  $10 \text{ m}^3$  havayla karışarak yanması sonucu  $1 \text{ m}^3$  CO  $2 \text{ m}^3$  su buharı  $8 \text{ m}^3$  azot ( $\text{N}_2$ ) açığa çıkar.

#### 4. DOĞALGAZIN KOKULANDIRILMASI

Bazı gazlar karakteristik olarak kendiliğinden koku içerir ve bu koku gazı ayırt edici bir özelliktir. Ancak  $H_2, CO, CH_4$  içeren yanıcı gazlar kokusuz ve renksiz olup sadece yandığında farkedilebilirler. Doğalgazda bu tip bir gazdır . İşte bu yüzden kokulandırdıktan sonra hizmete sunulmalıdır. Ortamda % 1 konsantrasyonda hissedilebilmesi için  $25 \text{ mg/m}^3$  kokulandırıcı madde eklenmelidir. Kokulandırıcı maddelerde olması gereken özellikler şunlardır.

- başka bir kokuyla karışmamalı
- koku cinsi sert olmalı, insanları rahatsız etmeli
- koku cinsi olarak az miktarda bile olsa hissedilebilme özelliğine sahip olmalı
- en önemli özelliği gazla, toprakla veya karışabileceği başka bir maddeyle reaksiyona girmemeli , havada tam yanmalı, yandıktan sonraki atığı zehirli olmamalı.
- paslandırma etkisi olmamalı
- buharlaşma etkisi olmamalı, yanmanın ardından bulunduğu ortama herhangi bir zararlı etkisi olmamalı
- basınç düşme ve ısı alışverişinde yoğunlaşmamalı, donma noktası düşük olmalı
- kolay uygulanmalı ve aynı zamanda ucuz olmalı

Günümüzde kullanılan mevcut kokulandırıcılar üç grupta toplanabilir.

##### 1.Merkaptanlar

Etil, propil, izopropil, bütil, tersiyer bütil gibi maddelerin ya saf yada belirli oranlarda karışımlardan elde edilir.

## **2.Karbon kükürt zincirli Halkalı bileşenler**

Bu gruba en tipik örnek " tiyofen " dir.Bunlar bazen saf olarak kullanıldığı gibi diğer tip kokulandırıcılarla karıştırılarakta kullanılabilir.

## **3.Alifatik sülfüder**

" TIYOETER " olarakta bilinirler. Dimetil , etil, propil sülfüd ve izopropil sülfüde bir karbon zinciri boyunca sülfür molekülleri eklenmesiyle oluşur.



## 5. DOĞALGAZIN DEPOLANMASI

Doğalgaz kullanılmaya başlanmasından itibaren en önemli problemlerden bir tanesi de depolamadır. Ancak, gerektiğinde doğalgazın depolanması teknik ve ekonomik olarak mümkündür.

### 5.1 Depolama Nedenleri

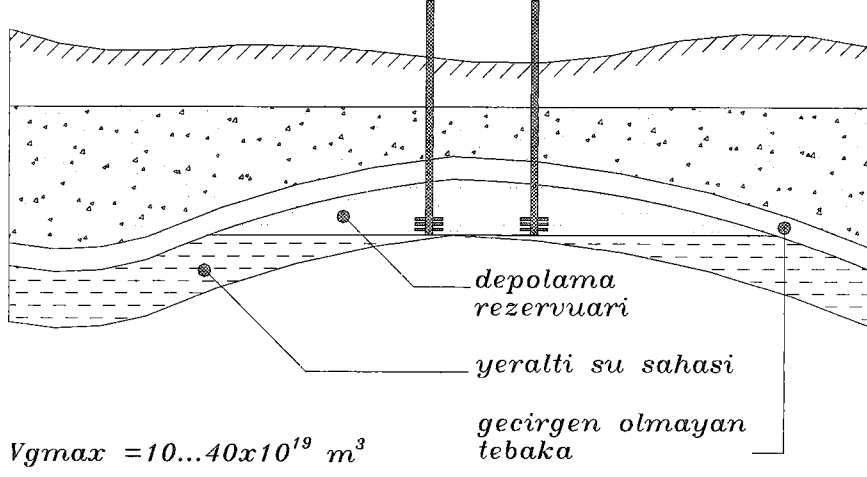
Doğalgazın kullanımı ve tüketimi her mevsim aynı değildir. Kullanımın aşırı olduğu zamanlarda ki, buna ana pik denir, yapılan hattın kapasitesi yeterli olmayabilir. İşte bu zamanlarda depolanan doğalgaz kullanıma açılır. Bu konu İstanbuldaki doğalgaz kullanımı için daha sonra incelenecektir.

### 5.2 Depolama şekilleri

Doğalgazın depolama şekilleri açısından en uygun olanı, **yeraltı depolama** şeklindedir. Buda yer altındaki tabii boşluklar ve süngerimsi tabakalarda basınç altında depolanmasıdır. Bu yöntemde pik zamanlarda kullanım ve stratejik miktarın saklanması açısından oldukça önemlidir. Aşağıda depolama şekilleri verilmiştir.

#### 5.2.1 İşlevi bitmiş petrol ve doğalgaz yatakları

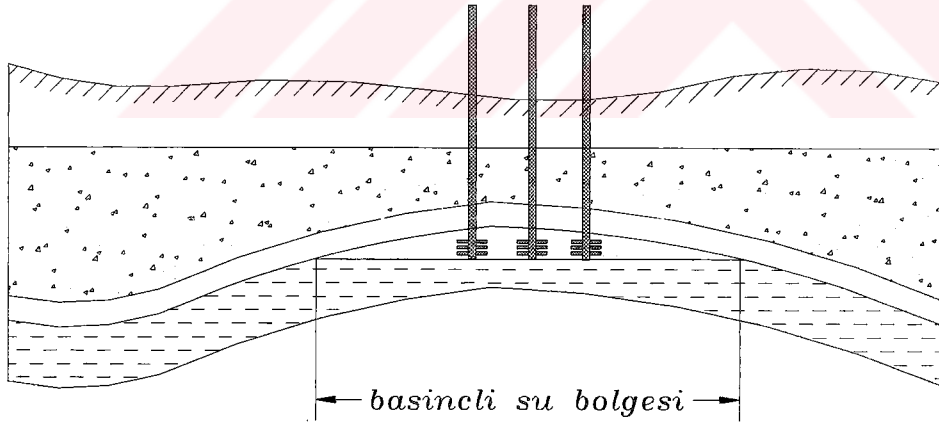
Doğalgaz için en uygun ve tercih edilen yeraltı depolama şekli olup aynı zamanda ekonomik açıdan da en uygun depolama yöntemidir. Bu yöntem kullanım açısından en ideal olanıdır. Bazı yönlerden henüz işlevini bitirmemiş petrol ve gaz yatakları bile bir yandan üretim yapılırken bir yandanda pik talepleri karşılamak üzere depo olarak dışardan doğalgaz verilerek kullanılabilir.



**Şekil 5.1 Boşaltılmış doğalgaz yataklarında doğalgaz depolanması**

### 5.2.2 Terkedilmiş madenler

İşlevi bitmiş madenler de izolasyonu ve sızdırmazlığı sağlandığı takdirde bu amaç için kullanılabilir. Bu yöntem madenin durumuna göre değişir.



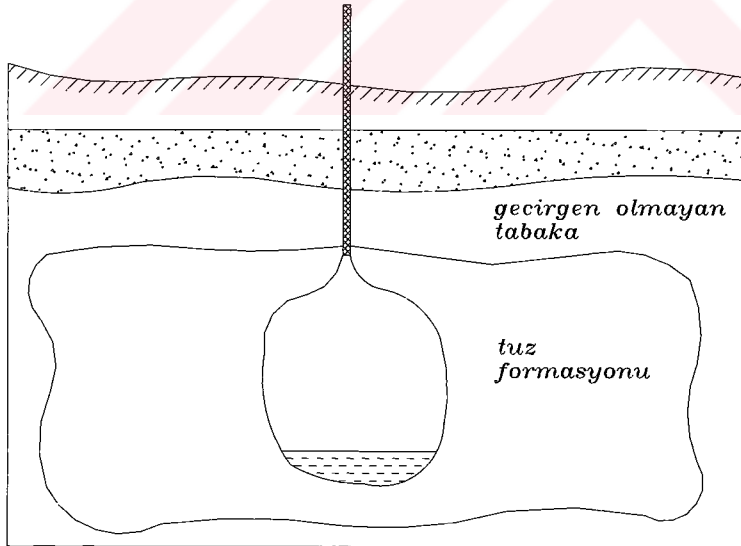
**Şekil 5.2 Terkedilmiş madenlerde doğalgaz depolanması**

### 5.2.3 Yeraltı su gölleri

Gaz basınçla bu göllere zerkedilir ve su yeryüzüne çıkarılarak kalan alan depo olarak kullanılabilir. Ancak su yüzeylerinin iyice izolasyonunun sağlanması gerekir.

### 5.2.4 Yeraltı kayatuzu yatakları

Yeraltında bulunan tuz yataklarına su püskürtülür ve tuzun erimesi sağlanır. Daha sonra tuzun erimesiyle oluşan boşluklara da gaz doldurulur. 1. dünya savaşı sırasında ilk defa Almanya da, bir tuz yatağında eritme yöntemiyle açılan mağara, hidrokarbon deposu olarak kullanılmıştır. Daha sonra bu yöntem Kanada, A.B.D. ve Danimarkada da kullanılmıştır. Tuz mağaralarına sıvı hidrokarbonları depolamak pratik bir yöntem haline gelmiştir. Bir tuz mağarasının açılması, kontrollü olarak, içme suyunun, tuz yatağına basılması ve eritilen tuzun ikinci bir kuyuyla yeryüzüne çıkarılması ile gerçekleştirilir.



$$V_{gmax} = 30 \dots 50 \times 10^6 \text{ m}^3$$

**Şekil 5.2 Yeraltı kayatuzu yataklarında doğal gaz depolanması**

### 5.2.5 Yeraltındaki yapay boşluklar

Bu tip boşluklar kayalık bölgelerde yapay olarak açılır . Kaya yapısı granit, syanit mika, kireç taşı, tebeşir, dolomit gibi maddelerden oluşmuş yer katmanlarıdır. Madencilik teknikleriyle yapay olarak oluşturulduğundan ekonomik açıdan oldukça pahalıdır. Genellikle sıvı yakıtlar için geçerlidir.



## 6. DİĞER YAKIT TÜRLERİNE GÖRE DOĞALGAZIN ÜSTÜNLÜKLERİ

Doğalgaz birincil enerjidir, yani çıkarıldığı halde kullanılabilen nadir enerji kaynaklarından biridir. Ayrıca doğalgazın en önemli özelliklerinden biranesi de temiz olmasıdır. Yandığında kül, karbon dioksit ve kükürt bileşikleri oluşturmaz ve asit yağmuruna sebep olmaz. Yalnızca karbonmonoksit ve su buharı oluşur. Ayrıca azot oksit (NO<sub>x</sub>) emisyonu diğer yakıtlara kıyasla azdır. Doğalgazın bir diğer üstünlüğü ise depolamaya gerek duyulmamasıdır. Borularla kullanılacak yere kadar taşınır ve gerekli basınç düşürme istasyonundan geçirilerek kullanıma sunulur. Ayrıca kullanım ünitelerinde de çok az bir bakıma ihtiyaç vardır.

### 6.1 Doğalgaz Kullanımının Getirdiği Avantajlar

- Katı ve sıvı yakıtlarda, baca gazları kükürt içerdiği için, baca gazlarının suyun yoğunlaşma noktasına kadar soğutulması ve böylece suyun gizli ısısından faydalanması imkanı yoktur. Ekonomizer kullanılarak, doğalgaz bacagazı sıcaklığı 56 °C kadar indirebilir.
- Yanma son derece hassas olarak kontrol edilebilir bu da yakıt kaybını en aza indirir.
- Kullanılan doğalgaz boru hatlarıyla taşındığı için gazın kalitesini uzun zaman kontrol altında tutabiliriz buda bize yanmada kaliteyi sağlar.
- Ön yakıt hazırlama masrafı yoktur. Ayrıca, direk olarak şebekeden beslendiği için depo masrafı da yoktur.
- Önemli bir avantaj olarak kabul edilmese bile, "kullanıldıktan sonra" yakıt ücretinin ödenmesi de, diğer yakıtlara göre daha iyidir.
- Alev boyu fuel-oil ve kömüre göre daha kısadır, yanmayı tamamlamak için gereken zamanda bu nedenle daha azdır. Böylece daha küçük kazanlar kullanılır buda maliyeti azaltır.
- Yanma için fazla hava gereksinimi doğalgazda en azdır. Bu oran, kömürde %20-30, fuel-oil de %10-20, doğalgazda ise %5-10 dur.

- Kurum, is gibi maddeler oluşturmadığı için, ısı transfer yüzeyleri temiz kalır. Bu sayede bakım onarım masrafları oldukça azdır. Isı transfer yüzeylerinin temiz kalması baca gazı sıcaklığından da yararlanmayı sağlar.
- Ayrıca, doğalgazın direkt kullanılması, herhangi bir şekilde depolanmaması, kullanım maliyetleri açısından çok önemlidir. Depolama ve taşıma masrafları açısından, diğer yakıtlardan daha avantajlıdır.



## **7. DOĞALGAZIN TAŞINMASI**

Doğalgaz kullanıcıya direkt olarak iletilemez. Ancak bir şekilde kullanıcıya sunulmalıdır. Buda boru hatlarıyla veya sıvılaştırılarak mümkündür. Doğalgaz belli yere getirildikten sonra boru hatlarıyla taşınır, buda, kullanılan en yaygın taşıma biçimidir. Boru hatları esas itibariyle çelik veya polietilendir. Basınca göre doğalgaz hatlarını üç grup altında toplayabiliriz.

### **7.1 Yüksek Basınç Şebekesi**

Yüksek basınç şebekesi 70 bar ile 20 bar arasında değişir ve bu hatlarda çelik borular kullanılır. Bu çelik hatlar tehlike arz etmemesi açısından sadece şehir dışına kadar doğalgazın taşınmasında kullanılır.

### **7.2 Orta Basınç Şebekesi**

20 bar-4bar-21mbar basınçlı şebekelerde kullanılır. Bu tip hatların bir kısmı çelik, bir kısmı polietilen olarak kullanılır. Türkiye ve Avrupada 4 bar ve altında polietilen, diğer hatlarda dayanım ve emniyet açısından, çelik kullanılır.

### **7.3 Düşük Basınç Şebekesi**

50 mbarın altındaki şebekelerdir. Genellikle bu tip şebekelerde polietilen kullanılır.

## 8. DOĞALGAZ VE L.N.G ( SIVILAŞTIRILMIŞ DOĞALGAZ )

Deniz aşırı ülkelerdeki doğalgazın, deniz içerisinden, boru hattı yoluyla taşınması, karada boru hattı ile taşınmasından, yaklaşık 5 kat daha pahalıya malolduğu için, Doğalgazın sıvılaştırılarak taşınması, teminallerde depolanması, daha ekonomik olmaktadır. Ancak, şunu da unutmamak gerekir ki, LNG terminallerinin kurulması, oldukça pahalı ve bakım onarım çalışmalarının mükemmel kalitede yapılması durumunda bile, ömürleri 20 yıl ile sınırlıdır. Marmara Ereğlisinde bulunan, 3 depolama tankının maliyeti ,yaklaşık 500 milyon \$ dir. Bu yüzden, özellikle yakın mesafelerde depolama tesisi yapılırken, çok iyi bir etüd çalışması yapılmalıdır. İçinde çok büyük oranda metan ve daha az oranlarda, daha ağır hidrokarbonlar bulunan doğalgaz, nitrojen ,karbondioksit ,hidrojen sülfür, oksijen ve helyum gibi maddeleride ihtiva eder. Bazı doğalgaz kaynaklarında ise su buharı da mevcuttur. L.N.G. "liquified natural gas" kelimelerinin baş harflerini almıştır. Anlamı "sıvılaştırılmış doğalgaz" dır. Adından da anlaşılacağı gibi L.N.G. doğalgaz dan oluşturulur. Bu sebeple bazı yönleriyle aynı özelliklere sahiptir.

### 8.1 L.N.G. nin Özellikleri

- Renksizdir
- Kokusuzdur
- -161 °C de 1013 mbar basıçta sıvılaştırılır
- Üst ısıl değeri 12899 Kcal/Kg dır
- Buharlaşma ısısı 120 Kcal/Kg
- Bileşimi

CH<sub>4</sub> %87.7

C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> %8.63

C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> %2.12

Diğer C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>,C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>,N<sub>2</sub>

Doğalgaz atmosferik koşullarda  $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$  soğutulduğu zaman hacmi 600 kat küçülmektedir. Doğalgaz ticari olarak ilk defa 1917 yılında sıvılaştırıldı ve sadece helyum gazının üretilmesinde kullanıldı. Bu tarih sıvılaştırılmış doğalgaz çağının başlangıcı olarak kabul edilir.



## 9. DOĞALGAZ SIVILAŞTIRMA YÖNTEMLERİ

Sıvılaştırma işlemine başlamadan önce, aşındırıcı maddelerin tamamen arındırılması gerekmektedir. Bu maddeler, su, karbondioksit, cıva ve kükürt bileşenleridir. Sıvılaştırılacak gazdaki su miktarı, 10 ppm' in, karbondioksit miktarı , 100 ppm' in, Hidrojensülfür miktarı ise 50-60 ppm' in altına düşürülmelidir. LNG nin içinde, hiçbir zaman, karbondioksit Hidrojensülfür ve özellikle su bulunmamalıdır. Özellikle sıvılaştırmada kullanılan üç yöntem vardır.

### 9.1 Kaskad ( Şelale ) Sıvılaştırma Yöntemi

Bu yöntem veriminin yüksek olması sebebiyle çok sıkça kullanılır. Doğalgaz bir dizi ısı değiştiricilerden geçirilerek soğutulur ve enson basamakta ise sıvılaştırılır. Soğutmanın birinci kademesinde propan veya freon ikinci kademesinde ise etilen kullanılır.Üçüncü kademesinde ise genellikle metan kullanılır. İlke olarak yöntem üç ayıraç içerir. Fakat bunlar birbirleri ile bağlantılıdır. Soğutma sistemi seri olarak çalışır. Ayrıca bu soğutma kademelerine nitrojen, hidrojen ve helyum gibi soğutma kademeleri eklenir.Bu yöntem diğerlerine göre daha ekonomik olarak kabul edilebilir.Bu sistemde beş adet ana yapı vardır.

Bunlar,

- kompresörler
- sulu soğutucular
- buharlaşma kuleleri
- vanalar
- sıvı birikim tankı

Kısaca bu elemenların işlevinden bahsedecek olursak.;

**Kompresörler** ; buharlaşma kulelerinden belirli basınçta ( P1 ) gelen gazı ( P2 ) basıncına kadar yükseltir ve sulu soğutuculara verir.

**Sulu soğutucular** ; kompresörlerden geçen gaz sulu soğutuculardan geçirilerek yoğunlaştırılır ve basınç düşürücü vanalara iletilir.

**Vana (throttling valves )** ; bu vanalar vasıtasıyla buharlaştırıcılara gönderilir. Dolayısıyla kompresörden çıkan gaz T1 P1 (13-14 bar ) iken ilk soğutucu istasyon olan propan soğutucu çıkışında T2 P2 değerini alır.Daha sonra propan buharlaştırıcı ızgara sisteminden geçerek tekrar gaz haline getirilir ve böylece sürekli kullanılır.Bu sırada buradan geçmekte olan doğalgazdan ısı alınarak soğutma işlemi yapılır.Gaz sıcaklığı T1 den T2 ye düşürülür. Bu işlemler etilen ve metan içinde aynı şekilde gerçekleştirilir.Birinci basamakta T2 sıcaklığında olan gaz etilen buharlaştırıcısında T3 sıcaklığına düşer. Daha sonra Metan Buharlaştırıcısında T4 sıcaklığına düşürülerek sıvılaştırılır.

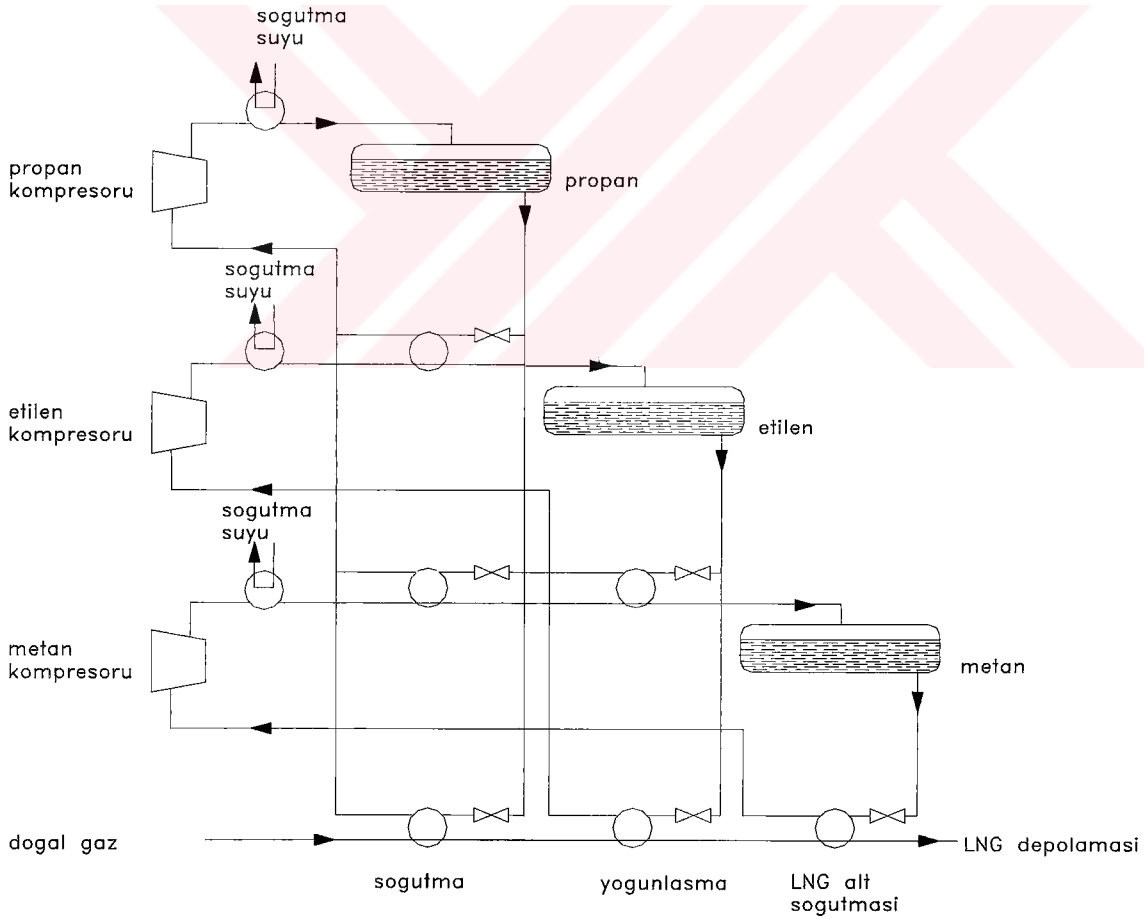
Gaz dolaşım prosesi olarak bilinen, gazlı soğutma veya sıvılaştırma sisteminde, soğutucu olarak kullanılan akışkanlar ( propan, etilen, metan gibi ), teorik olarak kütle kaybına uğramadan devirli hareket yapmaktadırlar. Bu yöntemde basınç yoluyla sıvılaştırılan gazların, tekrar gazlaştırılmaları sırasında çevreden yani doğalgazdan ısı almaları esasına dayanır. Pistonlu kompresörlerin sıkıştırma oranı genellikle 5:1 den fazla olmamaktadır. proses te, buharlaşma kulelerinin sayısı , azot, hidrojen, helyum gazları kullanılarak arttırılabilmektedir. Şelale sisteminin iyi yanı, güç harcanmasının fazla olmamasıdır. Fakat, bununla birlikte başka seçeneklere göre maliyeti oldukça yüksektir. Bu sistem, Cezayir' deki Arzew tesislerinde kullanılmıştır. Bu tesis hakkında kısaca bilgi verebilmek için ve tesis maliyetinin çıkarılabilmesi için aşağıdaki veriler sunulmuştur.

Buhar türbinleri toplam gücü	95.000 hp ( 70,84 MW )
Eşanjör toplam ısı yayma alanı ( ısı transfer yüzeyi )	1.000.000 ft <sup>2</sup> ( 91.950,6 m <sup>2</sup> )
Elektrik gücü toplamı	25.000 hp ( 18,65 MW)
Denizden çekilen toplam su debisi	12.000 gpm (27.254,4 m <sup>3</sup> /sa )

Tesis alanı	607.035 m <sup>2</sup>
Tesiste kullanılan boruların toplam uzunluğu	86 mil ( 138,374 km )
Tesiste kullanılan ekipmanların toplam ağırlığı	26.000 ton
Toplam LNG kapasitesi	447.000 varil ( 71.068 m <sup>3</sup> )

#### Tesis tasarım verileri

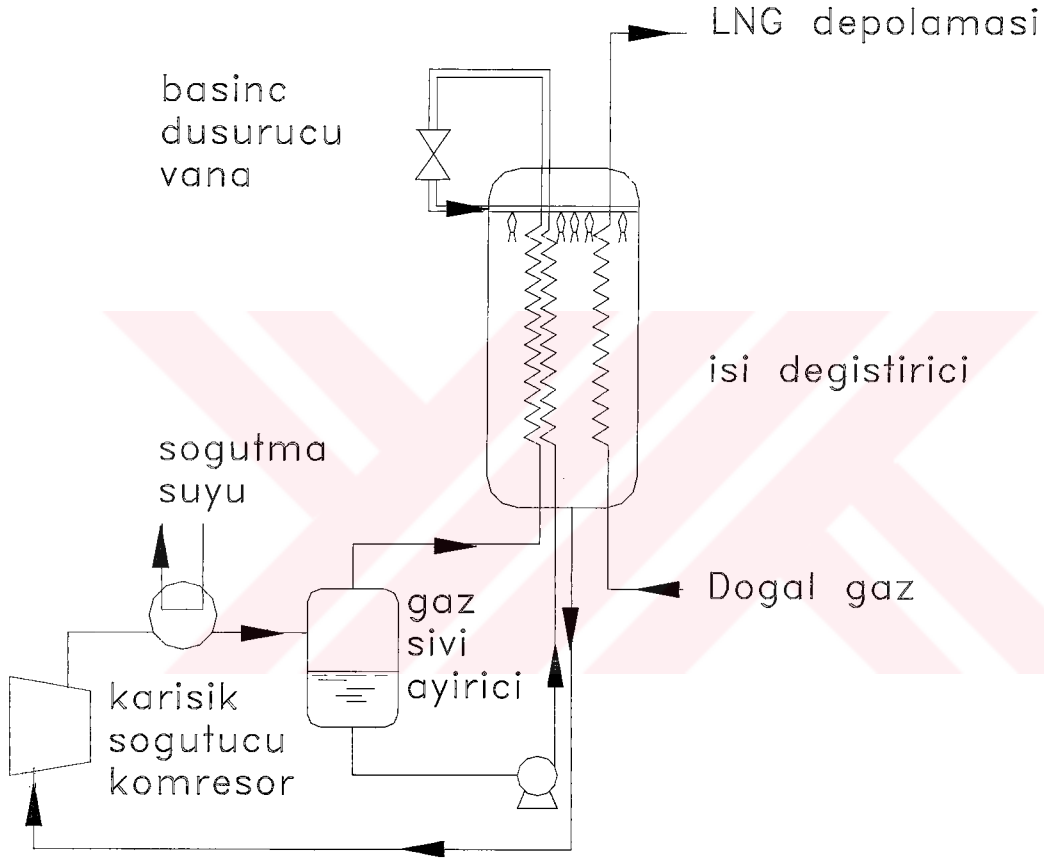
Günlük maksimum üretim kapasitesi	175 MM Scf ( 5 x 10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> )
Günlük maksimum LNG kapasitesi	275 000 ft <sup>3</sup> ( 7857 m <sup>3</sup> )
Günlük maksimum kapasite ( varil olarak )	48.089 varil LNG
Uygulanan günlük üretim kapasitesi	45.288 varil LNG



**Şekil 9.1 Kaskad sıvılaştırma yöntemi**

## 9.2-Karışık Soğutma Yöntemi

Bu yöntemde metan, etan, propan ve nitrojen kullanılır. Genel olarak en basit sıvılaştırma yöntemidir.



Şekil 9.2 Karışık soğutma yöntemi

## 9.3 Ön Soğutmalı Karışık Soğutma Yöntemi

Bu işlem Kaskad ve Karışık Soğutma işlemlerinin bir birleşimi olup ek olarak bir serbest propan soğutma sistemi içermektedir.

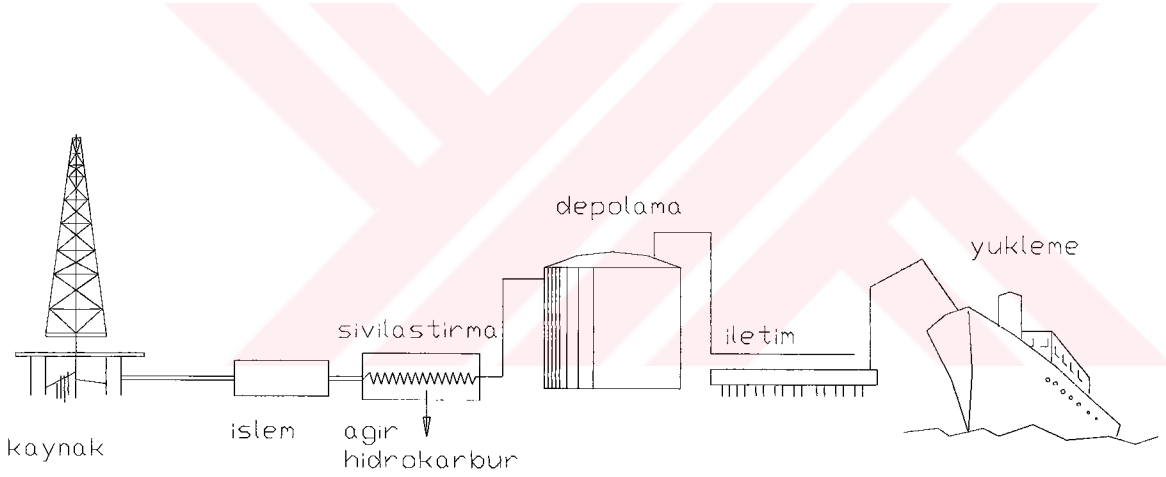
#### 9.4 Joule Thomson Sıvılaştırma Yöntemi

Genleşme yoluyla soğutma, genellikle helyum, hidrojen ve neon gazlarını kullanılır. Çünkü bu gazlar düşük kritik sıcaklık noktasına sahiptirler. Yüksek basınçlı ortamdan düşük basınçlı ortama geçiş olayına " genleşme " denir. Genleştiriciler, genişleyen delik ( nozul ) yapısına sahip olanlardır. Bu genellemeye, delikli plakalar, nozullar, ventüri tüpleri, kontrol vanaları, atmosfere açılan basınç emniyet vanaları girer. Gazların sıvılaştırılması prosesinde önemli bir etkidir. Joule-Thomson teorisine göre, dar bir delikten sıkışarak geçirilen gazın sıcaklığının düşeceği ifade edilir. Bazı gazların, örneğin hidrojenin genel sıcaklık ve basınç aralığında sıcaklığı düşmez, tersine yükselir. Bu durum, gazların sıvılaştırma prosesinde önemli bir noktadır. Her gaz için öyle bir sıcaklık noktası vardır ki, o noktada, joule-Thomson etkisi altındaki genleşme boyunca, sıcaklıkta herhangi bir değişim olmaz. Bu sıcaklık noktasına tersinir nokta denir. Gaz, ancak bu sıcaklığın altında ise, genleşme prosesi ile soğur yani sıcaklığı düşer, eğer, tersinir sıcaklığın üzerinde ise, genleşme ve sıcaklık artar

## 10. LNG ÜRETİM ZİNCİRİ

Genel olarak bir LNG üretim terminalinde aşağıdaki birimler bulunmaktadır.

- Gaz alma
- Asit gazlardan arındırma (karbondioksit veya sülfür gibi)
- Suyun alınması
- Cıvanın alınması
- Hidrokarbonların ayrıştırılması
- Sıvılaştırma
- Depolama
- Yükleme birimleri



**Şekil 9.3 LNG üretim zinciri**

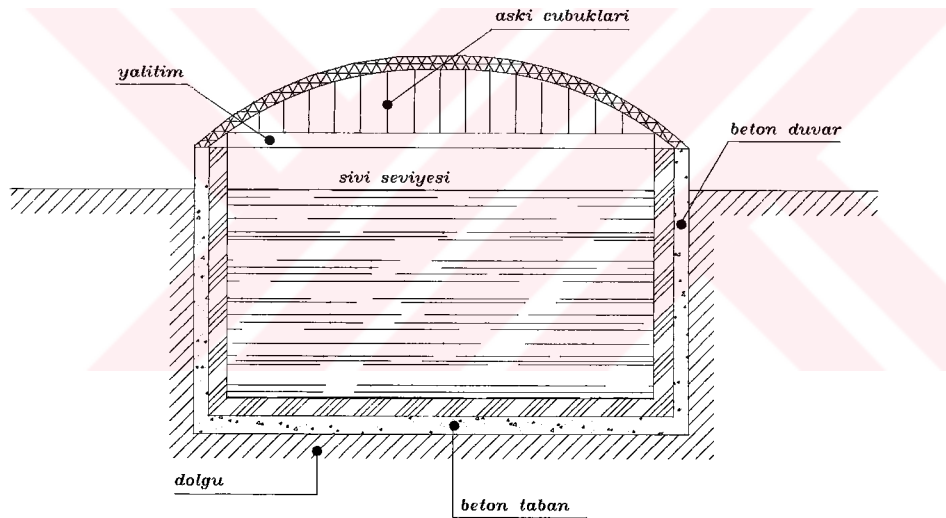
### 10.1 LNG ' nin Depolanması

LNG depoları hem ithal terminallerinde, hem de sıvılaştırma tesislerinde kullanılır.

**a ) Çift duvarlı beton tanklar:** Tankların dış yüzeyi ön gerilimli betondan yapılmıştır. Bunun nedeni herhangi bir çarpmaya karşı dayanıklılığı arttırmaktır. İç yüzey de

ise alüminyum veya nikel çeliği bulunmaktadır. Bu maddelerin negatif sıcaklıklarda dayanıklılığı yüksek olmalıdır. Bu iki yüzey arasında ısı izolasyonunu sağlamak için PVC, perlit, yün gibi yalıtım malzemeleri kullanılmaktadır. beton duvarlar yatay ve düşey yönde dairesel konumda döşenmiş çelik tellerle desteklenmiştir. Duvarın tepesinde ve tabanında kayıcı bağlantılar, tankın termal genişmesiyle ortaya çıkabilecek hareketine izin vermek içindir. Tepe bağlantı teflon , taban bağlantı ise teflon ve çelik telden meydana gelmiştir. Tankın iç yüzeyi 30 cm, tavanı 30 cm kalınlığında, poliüretan maddeyle yalıtılmıştır. LNG ince bir film tabakası ile yalıtıcı maddeden ayrılır, onunla temas etmez. Tabandaki yalıtıcı maddenin yüzmemesi için bastırılmış ve ayrıca alüminyum çerçeve ile tankın her iki tarafından yaylarla tutturulmuştur.

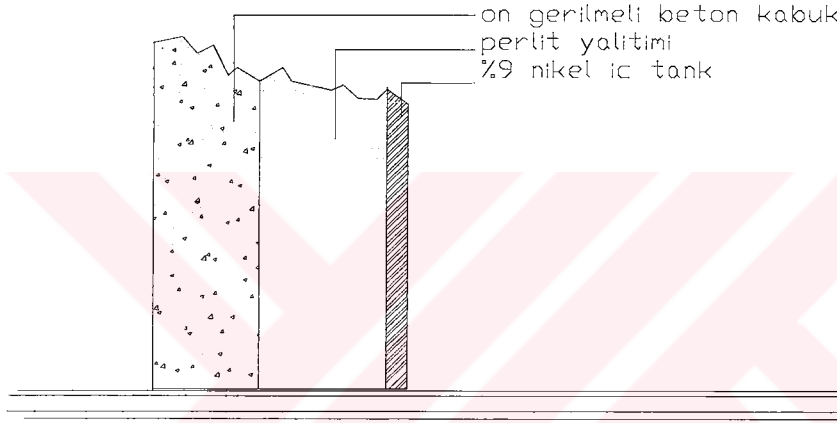
Tanklar başlıca üç kısımdan meydana gelir.



**Şekil 10.1 LNG Tank kesitinden görünüş**

- Metal veya beton dış tank
- Sıvının  $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$  da tutulmasını sağlayan etkili yalıtım kısmı
- Sıvıyı içerisinde bulandıran iç tank

**b ) Çift duvarlı metalik tanklar:** Bu tür tankların dış yüzeyi karbon çeliği, iç yüzeyi ise % 9 nikel çeliği veya alüminyum dur. İki duvar arasında ise yalıtım malzemesi yerleştirilir. Tank toprağın durumuna göre 1 veya iki adet beton dilimi üzerine oturmaktadır. İki beton dilimli tanklarda toprağın donmasını engellemek amacıyla en alta elektrikli rezistanslar yerleştirilir. Bir beton dilimli tanklar da ise doğal hava akımı sağlanır. Metalik tankların yapımı daha ucuzdur. Ancak güvenlik yönünden beton duvarlı tanklar tercih edilir. Özellikle yerleşim yerleri ve hava alanı yakınlarında mutlaka beton duvarlı tanklar kullanılmalıdır.



**Şekil 10.2 Depolama tank duvar kesiti**

Bilindiği gibi LNG stoklama işinde, ısı yalıtımının önemi büyüktür. Sistemin başarısı yalıtımın etkisine bağlıdır diyebiliriz. Çift duvarlı LNG tanklarında kullanılan yalıtım maddelerinin kimyasal bakımdan inert, inorganik yanmayan bir madde olmalıdır. İşte sayılan bu özelliklere sahip olan madde perlittir. Perlit içerisinde hapsedilmiş su bulunan volkanik camsı bir maddedir. 82° C ye kadar ısıtıldığında, ham perlit parçaları genişerek beyazlaşırlar. Isıtılan bu maddeki su, gözeneklerden çıkarak buharlaşır. Geriye kalan bal arısı peteğine benzeyen süngersi yapı oldukça hafiftir ve termal yalıtım ideal malzeme olur. Döşenmiş perlitin kalınlığı, sistemin içinden meydana gelecek ısı transferinin derecesini etkileyecektir. Tankın içine akacak ısı, LNG den ayrılacak buhar fazının miktarını belirleyecektir. İmal edilen tankın ısı yalıtımı LNG şeklindeki gazı -160 °C de muhafaza edebilmelidir.

Marmara Ereğlisindeki tanklara kısaca bakacak olursak ; dış keson 20.9 m yüksekliğinde , 0.7 m kalınlığında beton duvardan oluşur. Bu tankı çepeçevre sarar ve LNG' yi tutacak bir kap vazifesi görür. Güvenlik açısından tankların tüm giriş ve çıkışları tank kubbesinden yapılmaktadır.Tank içinde LNG tabakalaşmasını önlemek ve buna bağlı olarak ani basınç artışlarını engellemek amacıyla,tanklar alttan ve üstten doldurabilir.Ayrıca , tank içi ve tanktan tanka sirkülasyon olanakları bulunmaktadır.

Marmara Ereğlisindeki tankların tasarım basıncı 150 mbar.ğ işletme basıncı 1090 mbar.g dir.Gaz kompresörlerinin kapasiteleri kontrol sistemleri ile kontrol edilir.Baca vanası 125 mbar.g ' e ayarlanmıştır.Her bir tanka 4 ' ü bacaya , 3 ' ü ayarlı , üçü atmosfere açılan yedi emniyet vanası bulunmaktadır.Ayrıca tankları vakumdan korumak için 15 mbar.g ' e ayarlanmış doğalgaz hattı , 10 mbar.g ' e ayarlanmış azot gazı hattı ve 1.8 mbar.g' e ayarlanmış atmosfere açılan vakum güvenlik vanaları mevcuttur.

## **10.2 LNG Terminali**

### **10.2.1 İskele**

İskelelerin tamamı tankerlerin çok rahat bir şekilde yanaşabileceği şekilde yapılmalıdır.Marmara Ereğlisi tesislerine bakılacak olursa 110 metrelik yaslanma hattı 380 metrelik açıklık ve 16 metrelik su kesimine sahiptir.İskelenin 124 metresi dolgu 164 metresi 73 kazık üzerine inşa edilmiş olup toplam uzunluğu 288 metredir.Ayrıca sürekli soğutulan boşaltma kolları mevcuttur.Emniyet açısından çok önemli olan bir yapıda bir tehlike anında tankerin hızla ayrılmasını sağlayan "PERC " sistemi vardır.İskele üzerinde LNG analizi gerekli donanımlar tankerlere gemi yakıtı , içme suyu,sıvı azot verebilecek tesisat ,gaz ,azot, servis yangın suyu enstruman havası gibi yardımcı servisler olmalıdır.

### 10.2.2 Boşaltma kolları

LNG 'nin gemiden karaya transferi ve buharın gemiye veya gemiden transferi için deniz kolları yerleştirilir. Deniz kollarının herbiri şu şekilde olmalıdır.

- yükselme borusu
- iç ve dış kollar
- bağlama kabini
- acil bırakma kabini
- elektrik kontrol panosu
- hidrolik güç birimi

Kollar için çalışma şartları şunlardır.

1. boşaltma kolları ; debi  $10\ 900\ m^3/saat$ , sıcaklık  $-164^{\circ}\ C$  , basınç 5 bar kapasitelidir.
- 2.buhar dönüş kolu ; debi  $29\ 800\ m^3 / saat$  , sıcaklık  $-140^{\circ}\ C$  basınç 300 mbardır.

### 10.2.3.1 Depolama tankları

Depolama tankları kapasiteye göre değişmektedir. Şu anda kullanılanlar ise 43 000 lik 85 000 lik 140 000 liktir.Marmara Ereğlisindeki tanklar  $85\ 000\ m^3$  kapasitelidir.Tanklar çift kaplı tipte olup iç kap sıvı ile doldurulur ve birde dış kabuk vardır.Yukarda da bahsedildiği gibi iç kap ile dış kabuğun arasındaki halka şeklindeki hacim genişletilmiş perlit ile doldurulur.Her tank yüksek betonarme duvarlar ile çevrilmiş olup bütün boru bağlantıları tank tavanından yapılmıştır.Asma kattan içeri girip buhar hacmine kadar uzanırlarveya tank döşemesine kadar inerler.Ayrıca her tankta 3 adet dalgıç tipi ,kuyuya monte edilmiş pompa vardır.Ani arıza durumunda kullanılmak amacıyla bir kuyu daha hazırlanmıştır.Tanklar birbirine ortak gaz sistemiyle bağlanmıştır.

### 10.2.3 Basınç kontrolü

Tankların çalışma basıncı 1 bar mutlak basınçtır. Bu basınç basınç kontrol cihazıyla kontrol edilir. Bu cihaz tanktaki basınç yükselmesinde artakalan gazı alev bacasına sevkederek aşırı basınç yükselmesini engeller.

Tankları aşırı basınca veya vakuma karşı korumak amacıyla şu işlemler yapılır :

#### 1. Basınç artması halinde

- boil-off gaz kompresörü maksimum halde çalışır
- alev bacası (flare ) kontrol vanası tam açık konuma gelir
- basınç güvenlik vanalarından 0.135-0.5 mbar da alev bacasına gaz bırakılır

#### 2. Basıncın azalması halinde

- tank içi pompalar çalışıyorsa durdurulur
- boil -off kompresörü durdurulur
- ihtiyaç olduğu kadarıyla doğalgaz sokulur
- ayrıca yedek vakum kırıcı gaz olarak azot gazı sokulur.

### 10.2.4 Sıcaklık kontrolü

Tank içindeki değişik yerlere konulan termostat ile kontrol edilir. Uygulama şu şekildedir:

- sıvı için ; iç tankın dibinden tepesine kadar aralıklı olarak yerleştirilmiş algılayıcılar sıcaklık profilini verir.
- tank metali ; iç kabuk iç taban dış taban ikinci taban ve asma tavana aralıklı olarak konmuş algılayıcılar tarafından kontrol edilir. Ayrıca seviye sıcaklık yoğunluk ölçümü sürekli olarak yapılır.

#### **10.2.4.1 Tank temelleri**

Tank temellerine altı adet ısıtıcı yerleştirilmiştir.Bu ısıtıcıların amacı sıcaklığı kontrol etmektir. Temellerin ısıtılması, donmadan dolayı temellere tanka olabilecek zararları önlemek içindir.

#### **10.2.4.2 Ana tank**

LNG' nin içinde depolandığı ana tank veya iç tank kapasiteye göre değişir.Bu Marmara Ereğlisinde şu şekildedir.İç tank 82 m çapındadır,19.95 m yükseklikte ve nikelli çelikten imal edilmiştir.Tankın çalışma hacminin üstünde 1.79 m 'lik bir boşluk bırakılmıştır.Geriye 18.16 m kalır ki , bu iç tanktaki maksimum sıvı seviyesine denk gelir.Üstte bırakılan bu boşluk deprem için bırakılmıştır.Ayrıca tankın çalışma hacminin altında 2 m2lik bir yüksekliğe karşı gelen ölü bir hacim bırakılmıştır. Dolasıyla geri kalan 16.16 m faydalı hacim olan 85 000 m<sup>3</sup> ' e denk gelir.İç tankın üstüne ,pompa kuyuları, cihazlar, doldurma hatları ,buhar giriş çıkış ve güvenlik vanaları hatları girişleri için bir izolasyon tavanı yerleştirilmiştir.Ayrıca iç tanka ve çıkış için asma tavanda adam delikleri bırakılmıştır.

#### **10.2.4.3 İkinci tank**

İkinci tank bir buhar kabı , yalıtım kabı vazifesi görür ve iç tanktan en fazla 2.955 m seviyesine denk gelir, bu kısım ufak LNG kaçaıklarını hapsetmek için tasarlanmıştır.Tank tasarım basınçlarının aşılmayacağı gerekli güvenliğe sahip olmalıdır.

#### **10.2.4.4 Yalıtım malzemeleri**

İç tank dibi ile beton temel arasına cam köpüğü blokları ve perlit blokları konulmuştur. Geniştirilmiş perlit taneleri ve esnek cam elyafı örtüsü iç ve dış tank duvarları arasındaki halka şeklindeki hacmi yalıtımak. ve asma tavanı örtmek için kullanılır. tank altındaki yalıtım azot ile temizlenmiştir. Bunun nedeni buhar ve sıvıyı yalıtım içine almaktır. Basınç, basınç kontrol vanaları tarafından kontrol edilir ve azot ile temizleme esnasında pislikler atmosfere atılır. Halka şeklindeki hacim benzer şekilde temizlenir.

#### **10.2.4.5 Dış Keson**

Dış keson LNG terminal kapasitesine göre değişir. Bu Marmara Ereğlisi terminalinde 20,9 m yüksekliğinde, 0,7 m kalınlığında beton duvardan oluşur. Bu, tankı çevreleyen sarar ve LNG yi tutacak bir kap vazifesini görür. Bunun temeli tank temeli ile birleştirilir. Tankı çevreleyen beton duvarın iç yüzeyinin alt 4 metresi sert bir yalıtım ve kroyojenik sıvı geçirmeyen bir astarla kaplanmıştır. Duvarın içinde beton çukurlara yerleştirilmiş basınçlı hava ile çalışan iki pompa yoğunlaşmadan olan suyu dışarı basar. Güvenlik sebebiyle tanklara giriş çıkışlar tank kubbesinden yapılmaktadır. tank içinde LNG tabakalaşmasını önlemek ve buna bağlı olarak ani basınç artışlarını önlemek için, tanklar alttan ve üstten doldurulabilir. Ayrıca, tank içi ve tanktan tanka sirkülasyon olanakları bulunmaktadır.

#### **10.2.5 Düşük basınç pompaları**

Bu pompalar LNG tankının tamamen dolması için kullanılır. Vanalar kapalı konumdayken çalıştırılmaz ve depo en azından yarı yarıya dolması halinde çalıştırılır. Bir pompayı ilk çalıştırmadan önce tankın en azından ( Marmara Ereğlisindeki terminal için ) 2,5 m seviyesine kadar LNG ile dolu olması gerekir. Bu durum pompanın LNG ile tamamen dolmasını garanti etmek içindir.

### Pompaların karakteristik özellikleri

- Pompalar 2950 d/dak ile çalışırlar.
- 4 kademeli dikey santrifüj tiptedirler
- Çalışma debisi 300 m<sup>3</sup>/h
- Maksimum debi 360 m<sup>3</sup>/h
- minimum akış gereksinimi 120 m<sup>3</sup>/h
- 380V 185 KW nominal güçte
- Maksimum güçte şaftta 172,8 KW güç verir
- %100 kapasitede pompa basıncı 12,8 barg
- Maksimum pompa basıncı 15 barg

### 10.2.6 Yoğuşturucu

Yoğuşturucunun görevi, LNG depolama tanklarından çıkan boil-off gazını ve gemilerde, gemi boşaltma esnasında gazlaşan maddeleri, tekrar yoğuşturmaaktır. Tanklardan çıkan boil-off gazı, boil-off kompresörleri ve gemi boşaltma kompresörleri ile sıkıştırılır. Bu 4 kompresör, gazı ortak basma ana borusu vasıtası ile yoğuşturucuya basarlar. Maksimum miktarda boil-off gazını yoğuşturabilmek için gönderme gazı debisi en az 145.000 Nm<sup>3</sup>/h dir. herhangi bir boşaltma yokken, 3 depolama tankından çıkan boil-off gazını yoğuşturmak için gerekli minimum gönderme debisi 40.000 Nm<sup>3</sup>/h dir. Her iki halde de gönderme debisi minimumdan az ise boil-off gaz fazlası boru hattı kompresörüne gönderilir. Bu kompresör alev bacası yerine gazı boru hattına basar. Komprsörlerin kapasite kontrolü, yoğuşturucuya gönderilen gaz, sıvı oranına göre tasarlanmıştır. Bu donanımın diğer bir görevi de, yüksek basınç pompaları için besleme tankı vazifesini görmektedir.

### 10.2.7 Yüksek basınç pompaları

Bu pompalar LNG yoğuşturucudan çıkan sıvı basıncını buharlaştırıcılara girmeden önce yükseltir.Marmara Ereğlisinde 5 adet yüksek basınç pompası mevcuttur. Bu pompaların karakteristik özellikleri aşağıdaki gibidir.

1400 KW , dışdan tahrikli

Motor devri 3000 d/dak

Motor elektrik beslemesi 6,3 KV 50 Hz

Emme basıncı 9,3 barg

Emme sıcaklığı -165 °C

Emme kapasitesi 330 m<sup>3</sup>/h

Basma basıncı 108,6 barg

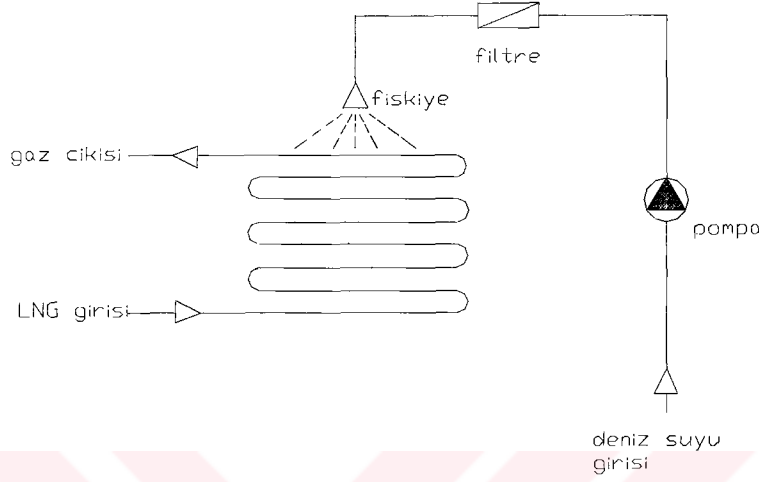
### 10.2.8 Gazlaştırıcılar

Terminale basılan LNG' nin , daha sonra tekrar kullanılabilmesi için gazlaştırılması gereklidir. Bu işlemin yapılabilmesi için iki farklı yöntem kullanılmaktadır. Bunlar deniz sulu ve yakıtla gazlaştırma yöntemleridir.

#### 10.2.8.1 Deniz sulu gazlaştırıcılar

Her gazlaştırıcıda değişik sayıda tüp panel her panelde yine kapasiteye göre 70 - 100 arası tüp mevcuttur.Bu panellerin oluşturduğu gruba blok denir. LNG her bloğa alttan girer.Tüpleri inceleyecek olursak ısı transferinin iyi olması için alüminyum alaşımdan yapılmış olup tüpün dış kısmı yüzey alanını arttırmak amacıyla yıldız biçiminde şekillendirilmiştir.Denize bağlantılı pompalar deniz suyunu bu sistemin üstüne aktarmadan önce deniz suyu filtre edilir.Filtre edilen deniz suyu tüplerin dış cidarından ve üstünden

duşlanır.- 160 °C te LNG olarak giren doğal gaz 0°C te gaz olarak çıkar. Bu kapasite için gerekli olan deniz suyu sıcaklığı + 8 °C tir.Deniz suyu sıcaklığı yaklaşık olarak 3 ° kadar bir düşüş gösterir.



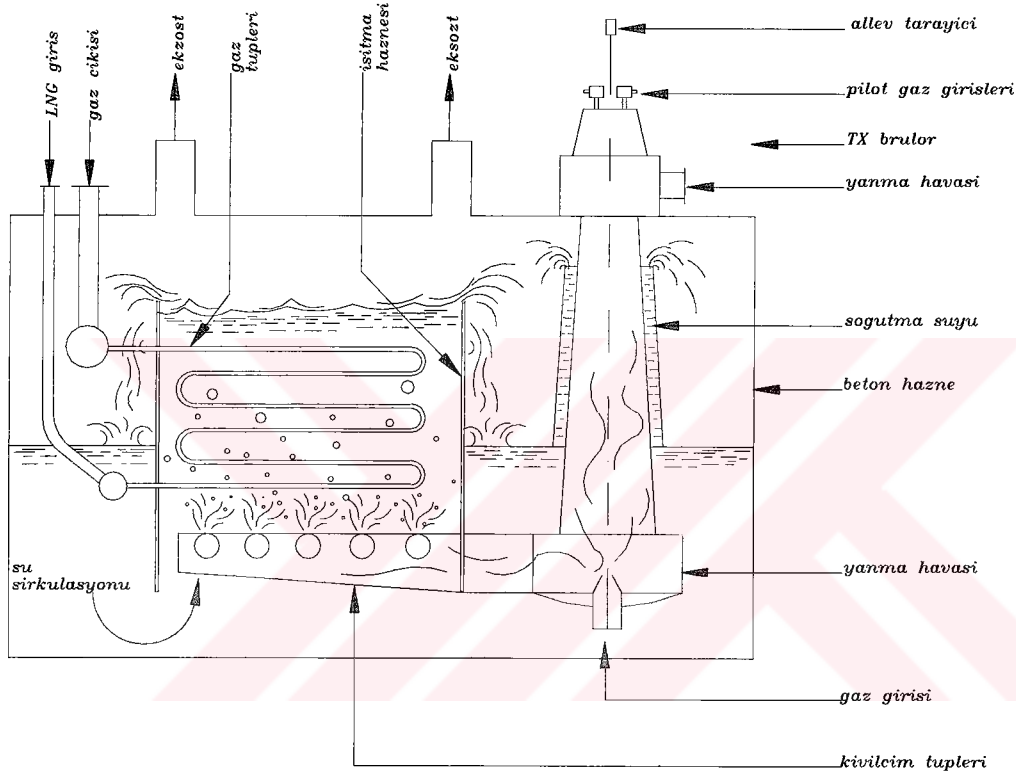
**Şekil 10.3 Deniz sulu gazlaştırıcılar**

Marmara Ereğlisindeki deniz sulu gazlaştırıcıları inceleyecek olursak gaz, gazlaştırıcının tepesinde 4 adet 8" çapında hat ile 12" çapında bir manifolda girer. her gazlaştırıcıda deniz suyu 36" çapında besleme hattından 28" çapındaki hatlara, oradan da tüp panellerinin dış yüzeyine akar. Her buharlaştırıcıda 32 kanal vardır her panelin tepesinde her iki tarafta birer kanal bulunmaktadır. Bu sayede su panelleri her iki tarafta eşit olarak ısı transferini sağlar. Gazlaştırıcının altında su toplama kanalına, oradan da su boşaltma yerine gider. Deniz suyu akışı, sistem sıcaklığının her zaman sabit olması için, gazlaştırıcılar devrede olsun yada olmasın, sürekli olmalıdır.

#### 10.2.8.2 Yakıtle gazlaştırma yöntemi

Deniz suyunun kullanılabilmesi için deniz suyu sıcaklığının minimum 8°C olması gerekir. Kapasite arttığında veya deniz suyu sıcaklığı düştüğünde yakıtle gazlaştırma yöntemi kullanılır. Gazlaştırıcılar doğrudan olmayan ve ateşlenen ısı değiştiricileridir. Brülör ve iletim akışkanını ısı değiştiricisi tek bir kap içine konmuşlardır. Gazlaştırıcılar iletim borusu,

savak, yanma havası fanları, motorlar, giriş çıkış susturucuları, betondan yapılmış buharlaştırıcı tank , kontrol panosu ve enstrümantasyon paketinden oluşur. brülör yanma ürünleri doğrudan bir su banyosuna verilir. Bu su banyosu paslanmaz çelik boru içerisinde dolaşan akışkanı ısıtmak için ısı geçişi ortamı olarak kullanılır. Brülör yanma ürünleri gaz su karışımından ayrıldıktan sonra karbon çelik boru ile atmosfere bırakılır.



**Şekil 10.4 Yakıtlı gazlaştırıcı**

### 10.2.9 Soğutucu

Soğutucunun konma amacı kompresör emme sıcaklıklarını  $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$  ile  $-80\text{ }^{\circ}\text{C}$  arasında tutmaktır. Depolama tanklarından çıkan gaz düşük basınç gönderme pompalarının çıkışından beslenen LNG ile doğrudan temasa girerek kızgınlığı alınır ve ayrışma olur. Oluşan buhar kompresörlere akar. Emme tankından çıkan sıvı LNG boşaltma kabına geçer buradan da depolama tanklarına döner. Soğutucu, boil-off ve gemi boşaltma kompresörlerinin ortak emme tankının hemen kaynak tarafına yerleştirilmiştir.

### 10.2.10 Gemi boşaltma kompresörleri

Gemi boşaltma kompresörleri sayısı geminin ve tesisin kapasitesine bağlıdır. Amacı gemi boşaltma esnasında depolama tanklarında oluşacak boil-off gazlarını geri kazanmak içindir. Biri yedek olmak üzere en az iki tane olmalıdır. Kompresörlere ait karakteristik özellikler aşağıda sıralanmıştır.

- Dengeli ters yağlanmaz silindir tipdedirler
- 1490 KW, 6300 V, 3 faz, 50 Hz
- 423 d/dak motor hızı
- Emme sıcaklığı (-80 ) - (-157 ) °C arasındadır
- Emme basıncı 1,01 bar
- Basma sıcaklığı 7-120 °C
- Basma basıncı 10,9 bar
- Basma debisi 18300 Nm<sup>3</sup>/h

İki adet elektrik motorlu, iki kademeli, pistonlu kompresör gemi boşaltımı esnasında gereken ek kompresör kapasitesini sağlarlar. Bu kompresörlerden biri veya gerekirse her ikisi boil-off gaz kompresörleri ile paralel olarak çalışır.

#### 10.2.10.1 Kaynama gazı kompresörleri

İki adet pistonlu kompresör vardır ve gemi boşaltması olmayan durumda bir kompresör çalışır ve diğeri yedekte hazır bekler. Gemi boşaltması olduğu zamanlarda, iki gemi boşaltma kompresörü paralel olarak çalışır. Kompresörler depolama tankı basınç kontrol cihazından ve yoğunlaştırıcı LNG giriş akımı oran kontrol cihazından, sinyal olarak %50, %75 ve % 100 oranında yüklenirler. Bu kontrol cihazlarından çıkan sinyaller, selektöre gönderilirler. Bu selektör ise, en zayıf olanını seçer ve onu kompresörlerin kapasite kontrol sistemine gönderir. Kaynama gazı kompresörünün çalışma koşulları şunlardır.

Emme sıcaklık aralığı	( -60 )- ( -160 ) °C dir
Emme basıncı	1,01 bar
Basma sıcaklık aralığı	7 - 120 °C
Basma basıncı	10,9 bar

### 10.2.11 Boru hattı kompresörü

Bu kompresörler, terminalde gemi boşaltma esnasında minimum boşaltma debisinde, normal çalışma esnasında ise, sıfır ile minimum gönderme debileri arasında çalışırlar ve fazla gazı boru hattına basarlar. Bu sayede alev bacasında yakmayı minimuma indirirler. Marmara Ereğlisinde gemi boşaltma esnasında oluşan gazı yoğunlaştırmak için en az 145.000 Nm<sup>3</sup>/h gönderme debisi gerekmektedir. Normal çalışma esnasında meydana gelen boil-off gazını yoğunlaştırmak için ise en az 40.000 Nm<sup>3</sup>/h gönderme debisi gerekir. Kompresörlerin özellikleri aşağıda belirtilmiştir.

Emme sıcaklığı	45 °C
Basma sıcaklığı	129 °C
Emme basıncı	10,9 bar
Basma basıncı	78 bar
Basma debisi	7.130 Nm <sup>3</sup> /h

### 10.2.12 Ölçüm istasyonu

Her hat üzerinde birer tane orifis metre yer almaktadır. Akış tek yönlüdür. Her hat üzerinde sıcaklık, statik basınç, akış transmetreleri yer almaktadır. Bu bilgiler sürekli anlık değerler halinde ölçüm odasındaki akış bilgisayarına gönderilir. Sahadan gelen bilgiler ölçüm odasındaki her bir hat için ayrı ayrı yer alan akış bilgisayarlarında izlenerek, anlık akışlar hesaplanır. Anlık değerler toplanarak saatlik ve günlük değerlere çevrilir. Ayrıca kontrol odasında bulunan kromatograf cihazı ile gazın bileşimi ve ısı değerleri sürekli olarak hesaplanır.

### 10.2.13 Kokulandırma birimi

Sıvılaştırılan gazın kokulandırma imkanı olmadığı için tekrar gaz haline getirildiğinde kullanıma sunulmadan önce emniyet açısından kokulandırılması gereklidir. Kokulandırma birimi şu donanımlardan oluşur.

- kapasiteye göre depolama tankı
- diyafram doz pompası
- kalibrasyon şişesi
- püskürtme cihazı
- bağlantı boruları

Depolama tankı atmosfer basıncında çalışır. Tankı aşırı basınçtan korumak için, iki basınç tahliye vanası kullanılmalıdır. tahliye vanalarından boşaltılan gaz bacaya aktarılır. Kokulandırıcı madde depolama tankında, seviyenin görülebilmesi için, seviye göstergesi bulunur. Aynı zamanda kumanda panosunda alarm veren düşük seviye anahtarı ile donatılmış olmalıdır. Pompanın göndermiş olduğu kokulandırma maddesinin miktarını ayarlayabilmek için bir kalibrasyon şişesi de mevcuttur.

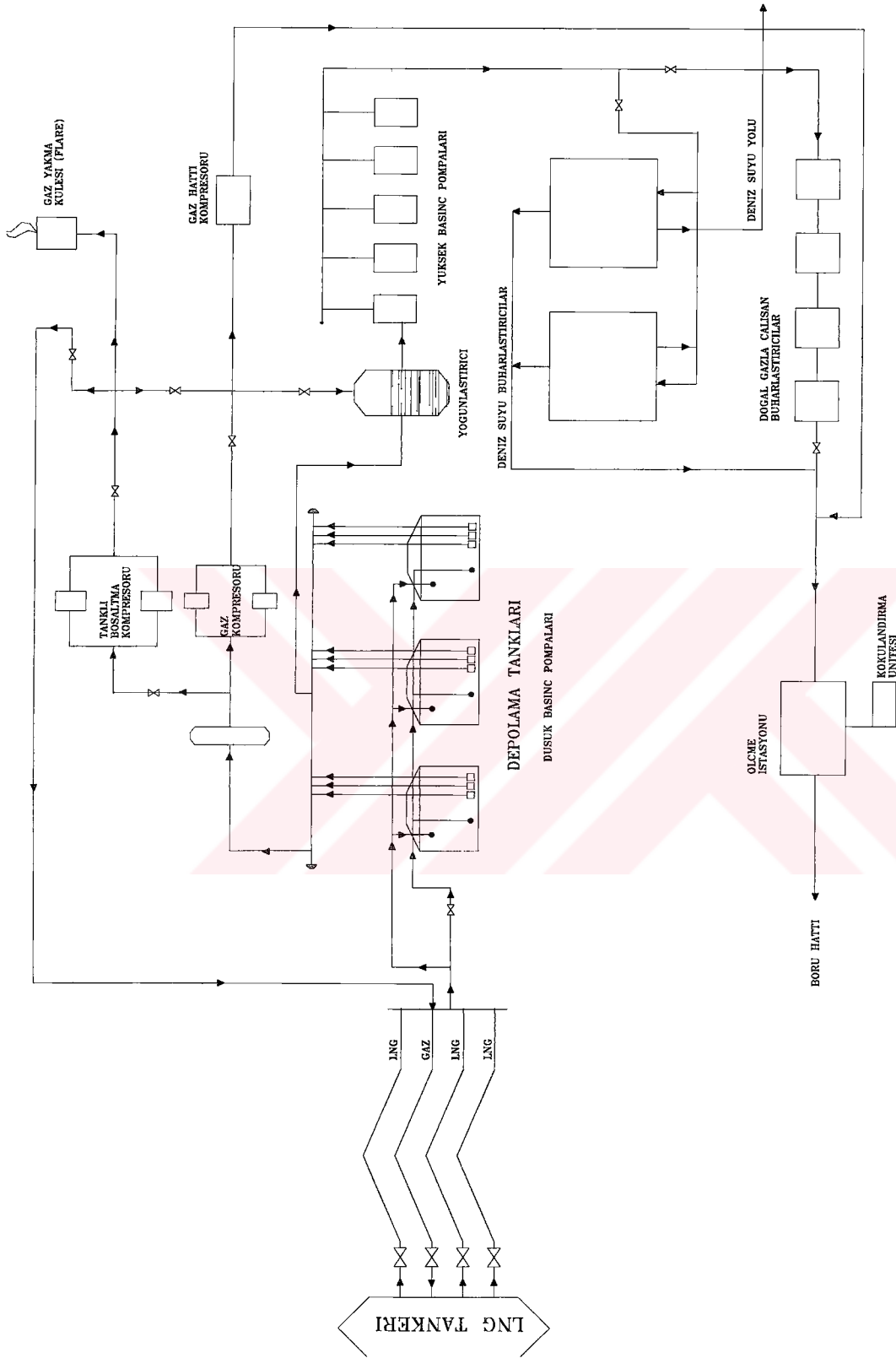
Dozaj pompası  $15 \text{ mg/Nm}^3$  maksimum akışlı, elektrik kullanım diyaframlı tiptedir.  $685.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$  maksimum gönderme akışı için kokulandırıcı madde harcaması 12 litredir.

Dozaj pompasının vuruş hızı iki farklı hız motoru ile ayarlanmaktadır. Ölçme bilgisayarı, gönderme oranına bağlı olarak, gerekli kokulandırıcı madde miktarını otomatik olarak ayarlar. Dakikada 100 vuruş sıklığında, basma kapasitesi 1,9 litreden 12,7 litreye çıkabilir. 50 vuruş sıklığında doz oranı 0.8 litre, hassasiyet de  $\% \pm 0,5$  seviyelerindedir.

Kokulandırma maddesi olarak BOTAŞ tesislerinde Etil merkaptan İGDAŞ tesislerinde ise THT kullanılmaktadır.

#### 10.2.14 Ateşleme bacası (flare)

Kendiliğinden gaz haline gelen LNG'nin kontrol halinde yakılarak havaya bırakılmasına yarar. Gaz boruları, moleküler keçe ve ateşleme sisteminden oluşan dikey bir kolondur. Ateşleme ucundaki üç adet ön yakıcıya 1/2 ve 1" lik borularla gaz akışı sağlanır. Ön yakıcıların ateşlemesi, jeneratörden gelen gaz ile sağlanır. Püskürtücü gaz ihtiyacını minimize etmek amacıyla moleküler süzgeç kullanılır ( limit 4,6 Nm<sup>3</sup>/h ). Püskürtücü gaz olmadığında moleküller kütlesi havadan daha az olan doğalgaz içeren ateşleme bacalarında , havanın bacadan girmesi mümkündür. Moleküler süzgeç ( reçine ) altında oluşan sıvının ( yoğunlaşma sıvısı) donması elektrikli bir ısıtıcıyla engellenip atık borusu vasıtasıyla atılır. Marmara Ereğlisindeki ateşleme bacası +5 derecede maksimum 198.000 Kg/h dumansız yakacak şekilde dizayn edilmiştir.



Şekil 11.1 LNG terminali

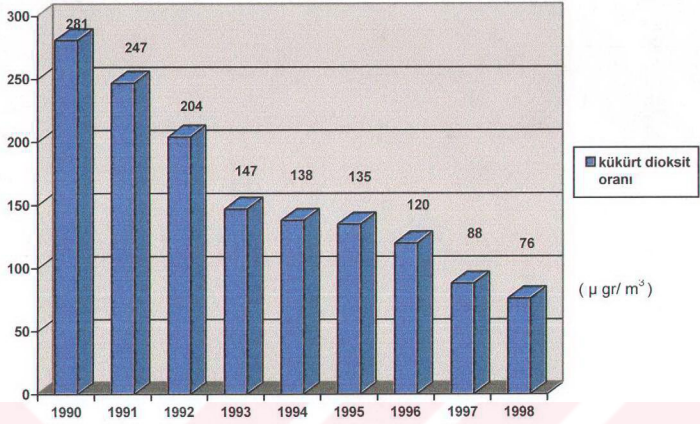
## 11. DOĞALGAZIN TÜRKİYEDEKİ KULLANIMI VE ETKİLERİ

Bu bölümde LNG tesisinin Türkiye için gerekli olup olmadığı, ekonomik ve stratejik açıdan incelenecektir.

Ekonomik açıdan, boru hatlarıyla LNG tesisini mukayese edebilmek için; gaz kaynağı ile tesis arasındaki boru hattının maliyeti ve diğer giderler esas alınmak suretiyle LNG tesisinin ekonomik olabilmesi için gerekli olan boru hattı uzunluğu tesbit edilecektir.

Net verilerin tam anlamıyla tesbiti ve kolayca sonuca varılabilmesi için Türkiye geneli yerine İstanbul incelenerek mikro yapıdan makro yapı benzerlikleri ortaya konulacaktır.

Esas itibarıyla doğalgazın İstanbul' a getiriliş amacı bir sanayi şehri olan İstanbuldaki hava kirliliğini bertaraf etmektir. Bilindiği gibi doğalgaz İstanbul' a ulaştırılmadan önce hava kirliliği dünya sağlık örgütlerinin öngörmüş olduğu değerlerin çok üzerindeydi. On milyondan fazla insanın çarpık kentleşme sonucu altyapısız bölgelerde yaşaması ve binlerce sanayi tesisinin şehrin yerleşim alanlarında kalması bu sonucu doğurmuştur. Hava kirliliğinin önlenmesi için temiz bir yakıtın kentsel ve sanayi alanlarda kullanılmasının gerekliliği yukarıda bahsi geçen nedenlerden dolayı ortaya çıkmıştır. Bu gerekçelerden yola çıkılarak İstanbul doğalgaz projesinin hayata geçirilmesi için 1984 yılında çalışmalar başlatılmış ,1991 yılında İstanbul halkı doğalgaz ile tanışmış ve 1994 yılında proje tamamlanmıştır. Doğalgaz kullanımının yaygınlaşması ile eskiden hava kirliliğinin yoğun olarak yaşandığı bölgelerde kirlilik oranının hızla düştüğü saptanmış ( Grafik 11.1 ) ve buna paralel olarak yerel yönetimlerin gaz talepleri de artmıştır.



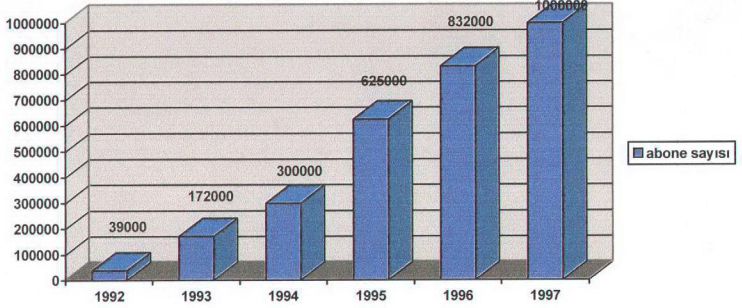
**Grafik 11.1 İstanbul için yıllara göre Ekim - Mart dönemleri kükürt dioksit oranı \***

Bu taleplerin ardında aşağıdaki gerekçeler de bulunmaktaydı.

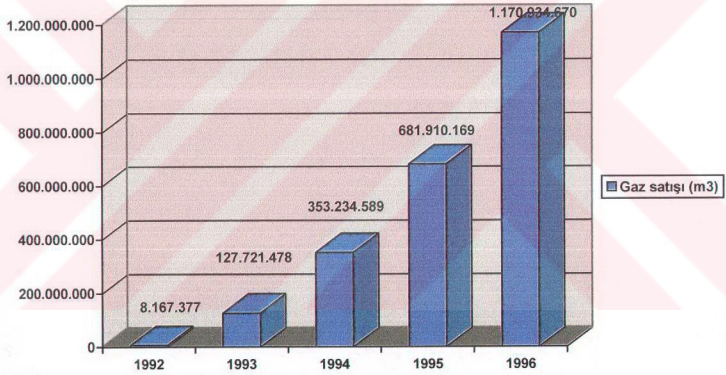
- Belirli bir kullanım süresinin sonunda insanların gaza olan güveninin artması.
- Kolay kullanılabilir ve temiz bir yakıt olması
- Diğer yakıtlara göre bir hayli ucuz olması
- Sektörün kısa zamanda hızla gelişerek yerli üretim cihaz ve ekipmanların pazara sunulması ile dönüşüm maliyetlerinin azalması ve dönüşüm maliyetinin kısa bir zamanda kendini amorti etmesi.

Gaz taleplerinin hızla artması ve ilave yatırımlarında devreye girmesi ile İstanbul için planlanan gaz ihtiyacı başlangıçtaki değerlerin çok üzerine çıkmıştır ( Grafik 11.2 -11.3 )

\* DİE İstanbul için 1998 birinci dönem yıllık hava kirliliği raporu  
(Dünya sağlık merkezine göre tehlike oranı  $150 \mu \text{gr}/\text{m}^3$ , birinci uyarı  $250 \mu \text{gr}/\text{m}^3$ , son uyarı ise  $700 \mu \text{gr}/\text{m}^3$  (tehlike sınırı) )



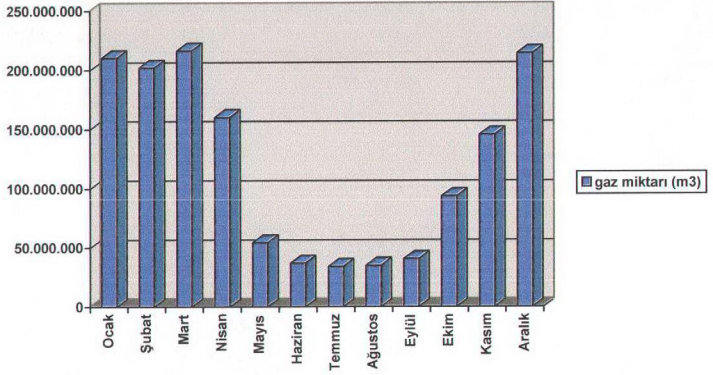
Grafik 11.2 İstanbul için yıllara göre abone sayısı \*



Grafik 11.3 İstanbul için yıllara göre gaz tüketim miktarları \*

İstanbuldaki doğalgaz tüketiminin büyük bir kısmı ısınma amaçlı kullanıma hitap ettiği için, kış aylarında tüketim maximum seviyeye ulaşmaktadır (Grafik 11.4)

\* İGDAŞ Aboneler Müdürlüğü verilerine göre düzenlenmiştir.



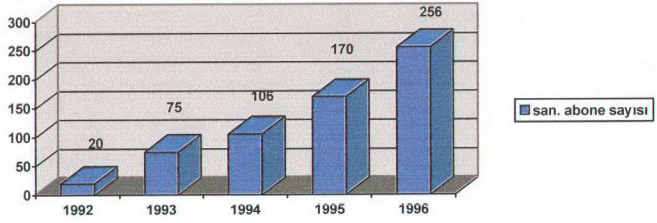
**Grafik 11.4 İstanbul için 1997 yılı aylara göre gaz tüketim miktarları \***

Bu tablodan da anlaşılacağı gibi maximum tüketimin yaşandığı kış aylarında talebin karşılanmasında problemler ortaya çıkmaktadır. İşte bu gerekçeler **ilave gaz arzı** nın gerekliliğini ortaya koymaktadır. Bu problem sadece İstanbulun değil Türkiye'nin genel problemi olarak görülebilir.

Ekonomik açıdan mikro incelemenin makro yapıyla benzerlikleri doğru sonuçlar verebilecek olsa bile stratejik açıdan konunun mikro yapıda incelenmesi doğru olmayacağından ülke genelinde ele alınması gerekmektedir.

Gaz tüketiminin tamamına yakını ithal etmek zorunda olan ülkemiz için sadece bir yabancı kaynağa bağımlı olmak büyük bir risk taşımaktadır.

Ülkeler arasında herhangi bir anlaşmazlık veya savaş durumunda gaz arzının kesilmesiyle sanayi kullanıcılarının gazsız kalması sonucu üretimlerin aksayacağı, konut kullanımında ısınma problemlerinin yaşanacağı, gaz dönüşümlerine yapılan yatırımların atıl kalacağı gibi hayati problemlerin ortaya çıkacağı aşikardır. Konut kullanımına paralel olarak, sanayi kuruluşlarının büyük bir kısmının da, hızla doğalgaza geçmiş olması (tablo 4) tehlikenin boyutlarını arttırmaktadır.



**Grafik 11.5 İstanbul için yıllara göre sanayi kullanıcıları sayısı \***

Dolayısı ile ülke politikası olarak **tek bir gaz kaynağına bağımlı olmak** yukarıdaki nedenlerden dolayı yanlış olacaktır.

**Hem ilave gaz arzının temin edilmesi hem de tek bir gaz kaynağına bağımlı kalmamak için alternatif bir gaz kaynağı oluşturulması kaçınılmaz bir sonuçtur.**

Türkiye için alternatif gaz kaynağının oluşturulması iki şekilde temin edilebilir.

- 1- En yakın gaz kaynağından boru hattı ile gazın taşınması ki, bu durumda yine sınır komşusu ülkelerden gazın alınması gerekmektedir. (Rusya, İran, Türki Cumhuriyetler vb.)
- 2- Gerekli olan gazın deniz yoluyla taşınarak LNG tanklarına ulaştırılması ve buradan da şebekeye gönderilmesi yöntemidir.

Bu iki yöntem mali ve stratejik açıdan incelenerek gerekli tercih yapılacaktır.

### 11.1 Ekonomik Açından İnceleme

Bilindiği üzere LNG tanklarının maliyetleri kapasitelerine göre farklılık gösterir. Aynı şekilde boru hattı yapım maliyetleride

\* İGDAŞ Aboneler Müdürlüğü verilerine göre düzenlenmiştir (kapasitesi 1000 m<sup>3</sup>/saat ve üzeri )

- yeraltı yapısına
- boru hattının uzunluğuna
- özel geçiş sayılarına
- boru çapına
- deniz geçişleri

gibi parametrelere bağlı olarak değişmektedir.

Aynı zamanda LNG terminallerinin kullanılması durumunda gaz nakli ve işletme giderleri gibi sabit giderler de gözönüne alınmalıdır. Bunlarla birlikte kurulacak olan LNG tesisinin ve yapılan boru hattının çalışma ömürleri önemli bir kriter olarak dşnlmelidir.

LNG tesisinin bakım ve onarımının tam anlamıyla yapılması durumunda ömrü yaklaşık 20 yıl kadardır. Oysa boru hatlarının ömürleri , korozyona karşı aktif (katodik koruma ) ve pasif (PE izolasyon) olarak korunduğu durumlarda yaklaşık 50-60 yıl civarındadır. Ortalama olarak boru hattı mr 2-3 LNG terminali ömrüne tekabül etmektedir. Karada yapılacak elik hatların birim maliyetleri,

- kazı
- dolgu
- montaj
- işçilik ve personel
- malzeme
- ekipman

giderleri dahil edilmek kaydıyla aşağıdaki tablo çıkartılmıştır.

ÇAP	BİRİM MALİYET (\$/m)
16"	93.1
20"	108.3
24"	140.7
30"	155.6

**Çizelge 11.1 Çaplara göre çelik boru hattı yapım maliyetleri \***

Denizde yapılacak boru hattı maliyetleri

- deniz derinliğine
- deniz dibi yapısına
- dizayn basıncına
- mesafeye

bağlı olarak değişmekle birlikte, yaklaşık olarak karada yapılan boru hattı maliyetinin 5 katı kadardır.

#### 11.1.1 LNG ve boru hattı maliyet mukayesesi

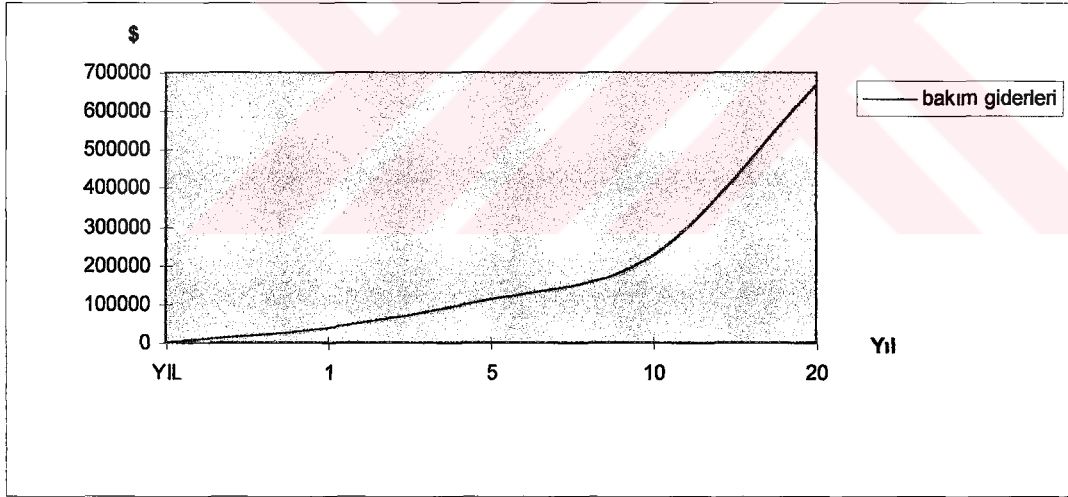
LNG' nin boru hattına göre diğer bir dezavantajıda işletme giderlerinin boru hattına göre yüksek olmasıdır. Boru hattında elektrik enerjisi (katodik koruma için gereken elektrik giderleri ihmal edilebilir ), sıvı klor, sıvı nitrojen giderleri söz konusu değildir.

\* İGDAŞ Mukavele ve Kesin Hesap Müdürlüğü verileridir.

GİDER TÜRÜ	BİRİM FİYATI ( \$ )	BİRİMİ	YILLIK SARFIYAT	TUTARI ( \$ )
Elektrik enerjisi	0,067	\$ / KW	52.000.000	3.484.000
Sıvı klor	0,13	\$ / Kg	30.000	4.000
Sıvı nitrojen	1,42	\$ / m <sup>3</sup>	4.000.000	5.685.000
Personel				1.950.000
TOPLAM				11.123.000

**Çizelge 11.2 Marmara Ereğlisi LNG terminali yıllık gider tablosu**

LNG terminallerinde bakım onarım giderleri zamana bağlı olarak artar ve diğer giderler gibi sabit kalmaz aşağıda 20 yıl boyunca tahmini bakım giderleri grafiği görülmektedir.



**Grafik 11.1 Marmara Ereğlisi LNG terminali 20 yıllık tahmini bakım giderleri**

LNG terminali yatırım maliyeti		= 250.000.000 \$
Toplam terminal giderleri ( 20 yıllık )	= 11.123.000 x 20	= 222.460.000 \$
Bakım giderleri (20 yıllık toplam )		= 5.200.000 \$
TOPLAM		= 477.660.000 \$

Yukarıda bir LNG terminalinin 20 yıllık ( 20 yıl = LNG terminal ömrü ) toplam maliyeti bulunmuştur. Aynı şekilde boru hattının 20" çelik hat olacağı düşünülerek maliyeti çıkartılıp mukayese edilecektir.

20" çelik hat maliyeti

- kazı
- dolgu
- montaj
- malzeme
- ekipman

dikkate alınarak 108.3 \$ / m bulunmuştur. Buna %5 bakım onarım ve işletme maliyeti eklenirse

birim maliyet 20" çelik hat için =113,715 \$ / m

Her iki maliyet bulunduktan sonra LNG terminalinin toplam fiyatına karşılık gelen boru hattı uzunluğu hesap edilmelidir. Buda,

$$477.660.000 / 113,71 = 4205 \text{ Km}$$

karada tesis edilecek boru hattına karşılık gelir.

Denizde ise boru hattı maliyeti yaklaşık karada yapılandan 5 kat fazla olduğu varsayılarak aşağıdaki eşitlik kurulmuştur. Buradan da

$$477.660.000 / (113,71 \times 5) = 840,1 \text{ Km boru hattı sonucu çıkmaktadır.}$$

Bu maliyetler sadece kuruluş ve 20 yıllık işletme maliyetleri olup LNG tesislerinde gazın taşınması için harcanan bedel gözardı edilmiştir. Yukarıda belirtilen fiyatlara % 5 gaz nakli maliyeti eklenecek olursa

Karada  $4205 \times 1.05 = 4415,2 \text{ Km}$

Denizde  $840,1 \times 1.05 = 882,1 \text{ Km}$

Boru hattına karşılık gelir.

Bu örnekten de şu sonucu çıkartabiliriz

Ekonomik açıdan LNG tesisinin tercih edilebilmesi için yapılacak olan boru hattının

Karada 4415,2 Km

Denizde 882,1 Km den daha uzun olması gerekmektedir.

Bu sonuca göre ekonomik açıdan LNG tesisinin tercih edilebilmesi için yapılacak olan boru hattının karada 4415,2 Km , denizde ise 882,1 Km den daha uzun olması gerekmektedir. Örneğimizde baz alınan Marmara Ereğlisindeki LNG tesisi gözönüne alınacak olursa LNG tesisi boru hattına göre ekonomik değildir.Yukarıda yapılan hesaplama, LNG terminalinin ömrünün 20 yıl boru tesisatının ömrünün ise 60 yıl olduğu kabul edilerek yapılmıştır.Her iki tesisatın ömrünün eşit olduğunu kabul edecek olursak ;

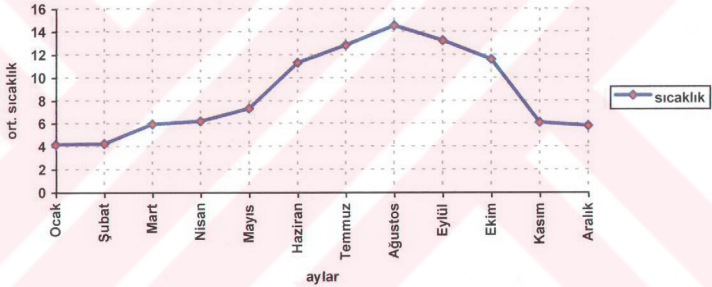
Karada 13245.6 Km

Denizde 2646.3 Km den daha uzun olması gerekmektedir.

Kullanma ömrü açısından incelendiğinde yine LNG terminali boru hattına göre ekonomik değildir.

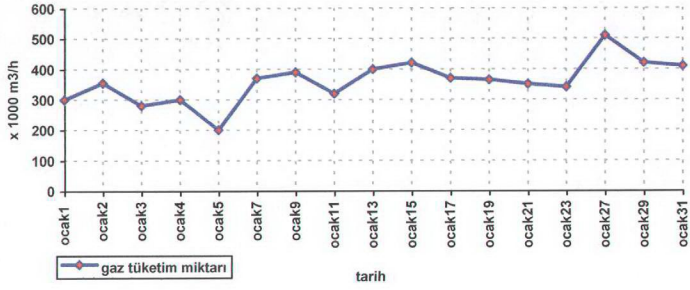
### 11.1.2 LNG Kullanımında gemi ile taşıma ve sıvılaştırma yönteminin mukayesesi

Bu bölümde LNG' yi gemilerle taşımak yerine mevcut çekişlerin azaldığı durumlarda kapasiteyi aşmadan LNG sıvılaştırma tesisi kurularak transport maliyeti ortadan kaldırılacaktır. Böylece gazı sıvı halde başka yerden taşımak yerine, kendi bünyesinde bir LNG tesisi kurulacak ve kullanımın boru hattı kapasitesinin çok altında kaldığı durumlarda, bu miktar sıvılaştırılarak depolanacaktır. Depolanan LNG boru hattı ile taşınan gazın yeterli olmadığı durumlarda gazlaştırılarak kullanıma sunulabilir. Bu işlem İstanbuldaki doğalgaz kullanımı ele alınarak yapılacaktır. Öncelikle pik çekiş zamanlarını tesbit edebilmek için İstanbulun yıllık ortalama sıcaklık grafiği incelenmelidir.

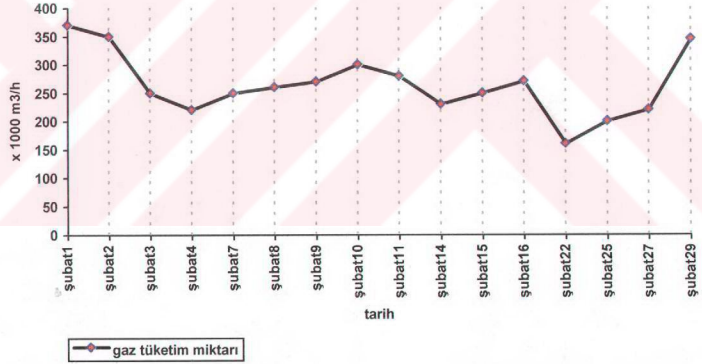


**Grafik 11.2 İstanbul ili 1997 yılı aylara göre ortalama sıcaklık grafiği**

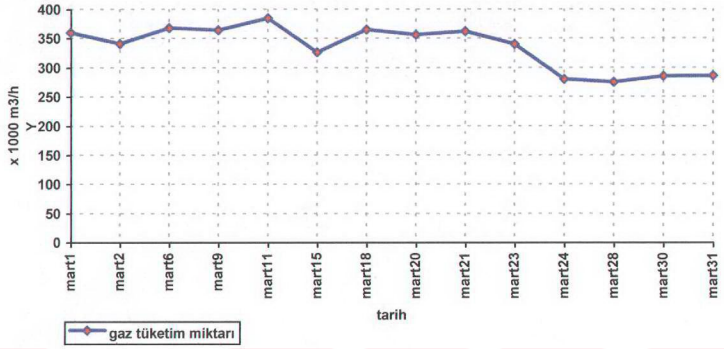
Yukarıdaki grafikten de anlaşılacağı gibi Ocak, Şubat, Mart ve Aralık aylarında hava sıcaklığı yıl ortalamasının altındadır. Bu nedenle doğalgaz kullanımı bu beş ayda maksimum seviyeye çıkmaktadır. Pik çekişler hakkında daha net sonuçlar elde edebilmek için İstanbul genelinde 1997 yılında tüketilen gaz miktarını aylar bazında gösteren grafiklerden yararlanılabilir.



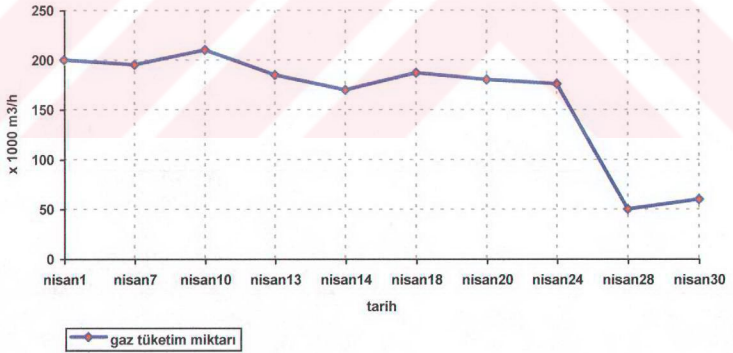
**Grafik 11.3 İstanbul 1997 Ocak ayı günlük gaz tüketim grafiği (Botaş 1 ve 2 istasyonlarının toplamı)**



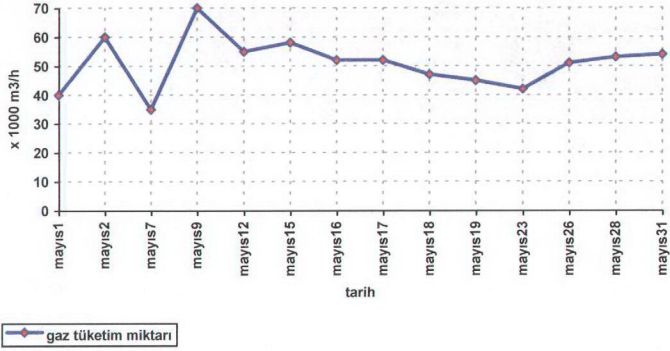
**Grafik 11.4 İstanbul 1997 Şubat ayı günlük gaz tüketim grafiği (Botaş 1 ve 2 İstasyonlarının toplamı)**



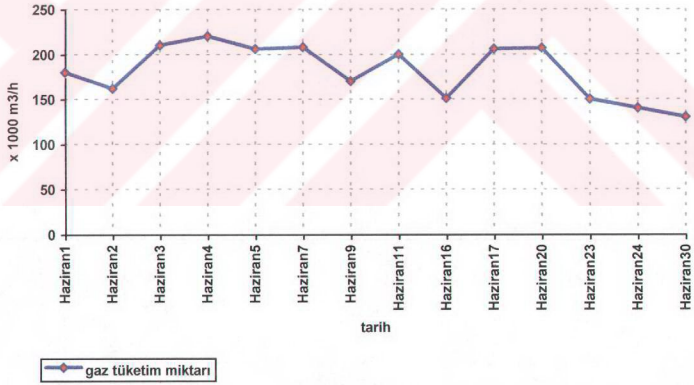
**Grafik 11.5 İstanbul 1997 Mart ayı günlük gaz tüketim grafiği (Botaş 1 ve 2 istasyonlarının toplamı)**



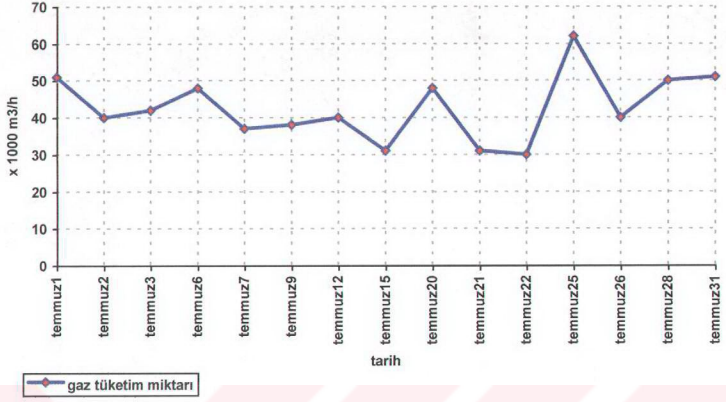
**Grafik 11.6 İstanbul 1997 Nisan ayı günlük gaz tüketim grafiği (Botaş 1 ve 2 istasyonlarının toplamı)**



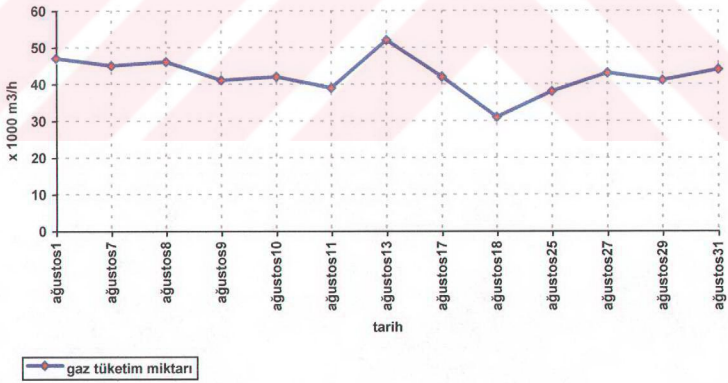
**Grafik 11.7 İstanbul 1997 Mayıs ayı günlük gaz tüketim grafiği (Botaş 1 ve 2 istasyonlarının toplamı)**



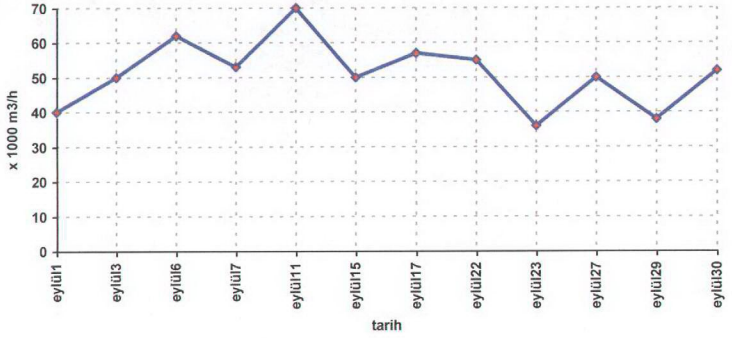
**Grafik 11.8 İstanbul 1997 Haziran ayı günlük gaz tüketim grafiği (Botaş 1 ve 2 istasyonlarının toplamı)**



**Grafik 11.9 İstanbul 1997 Temmuz ayı günlük gaz tüketim grafiği (Botaş 1 ve 2 istasyonlarının toplamı)**

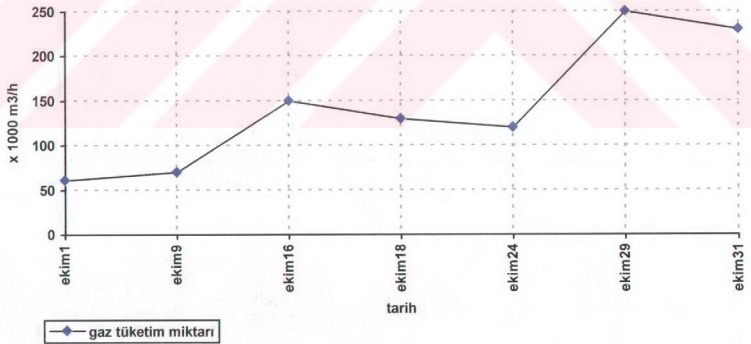


**Grafik 11.10 İstanbul 1997 Ağustos ayı günlük gaz tüketim grafiği (Botaş 1 ve 2 istasyonlarının toplamı)**



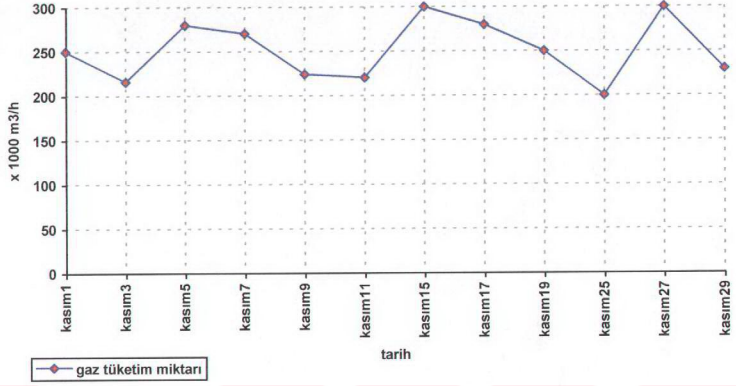
—◆— gaz tüketim miktarı

**Grafik 11.11 İstanbul 1997 Eylül ayı günlük gaz tüketim grafiği (Botaş 1 ve 2 istasyonlarının toplamı)**

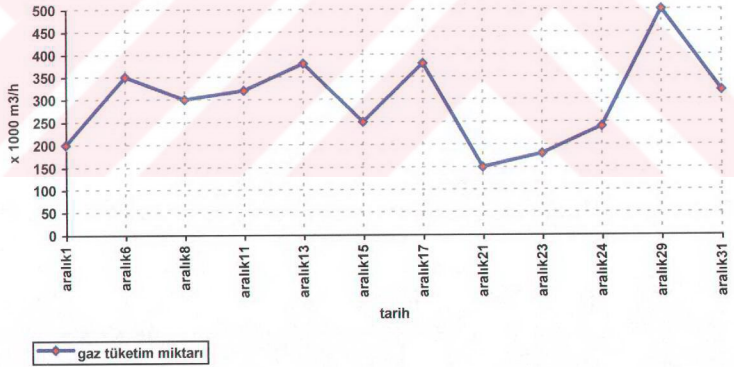


—◆— gaz tüketim miktarı

**Grafik 11.12 İstanbul 1997 Ekim ayı günlük gaz tüketim grafiği (Botaş 1 ve 2 istasyonlarının toplamı)**

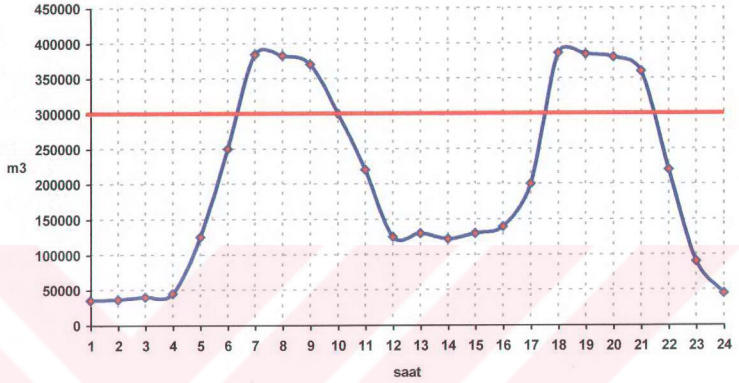


**Grafik 11.13 İstanbul 1997 Kasım ayı günlük gaz tüketim grafiği (Botaş 1 ve 2 istasyonlarının toplamı)**

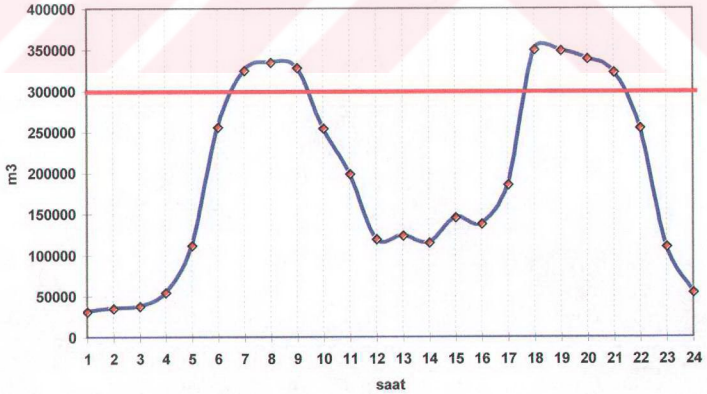


**Grafik 11.14 İstanbul 1997 Aralık ayı günlük gaz tüketim grafiği (Botaş 1 ve 2 istasyonlarının toplamı)**

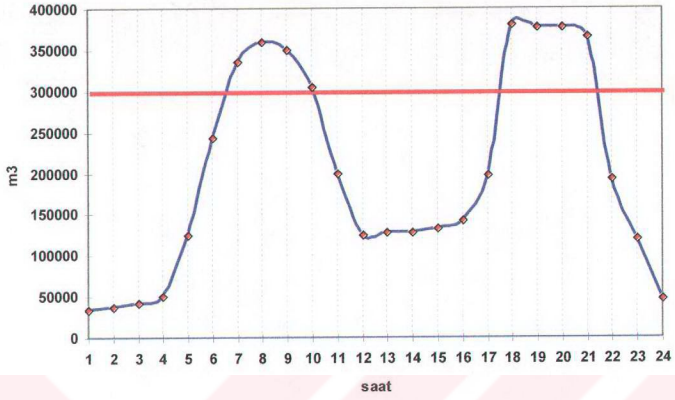
Günlük çekişlerden saatlik çekiş miktarlarına geçilmesi de, gün içerisinde ne kadar farklı gaz tüketimleri olduğunu gözönüne sermektedir. Bu farklılık aşağıdaki tablolardan da rahatlıkla görülebilir.



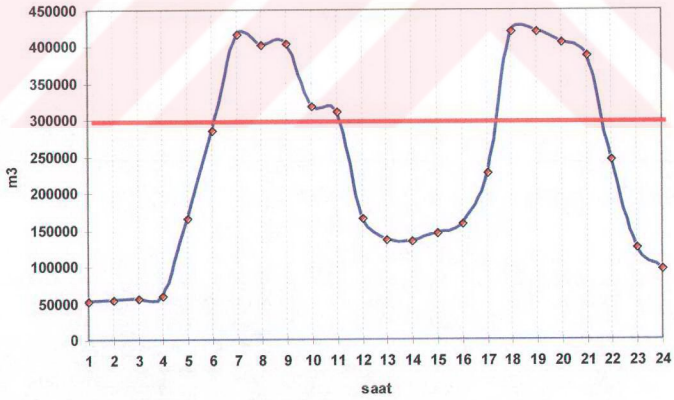
Grafik 11.15 İstanbul 29 Aralık 1997 günü saatlik gaz tüketim grafiği



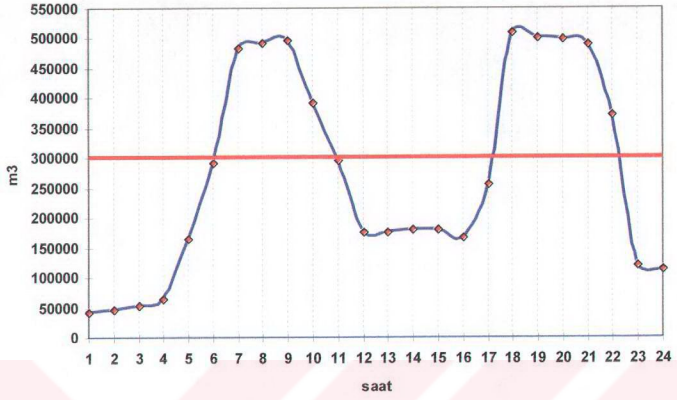
Grafik 11.16 İstanbul 3 Ocak 1997 günü saatlik gaz tüketim grafiği



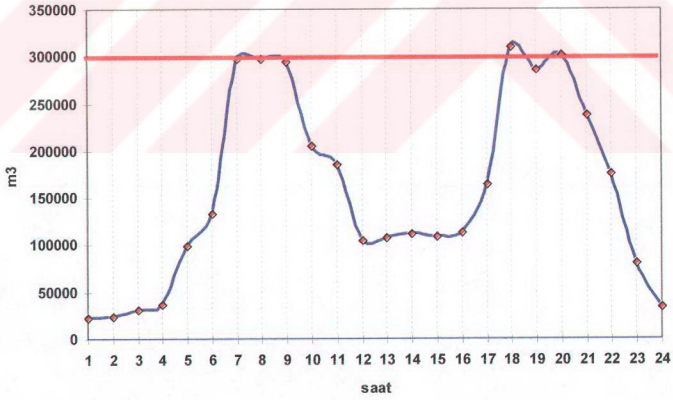
**Grafik 11.17 İstanbul 6 Ocak 1997 günü saatlik gaz tüketim grafiği**



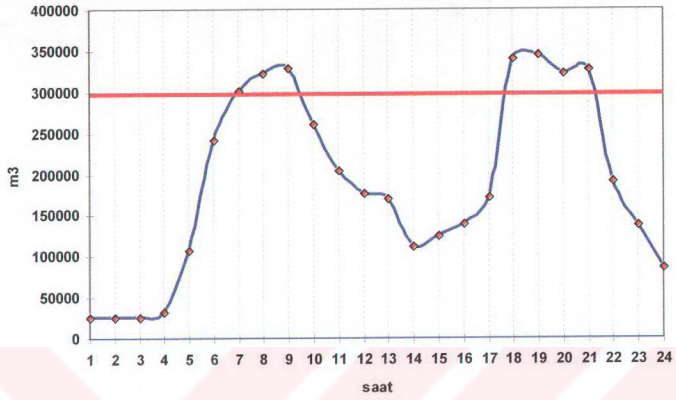
**Grafik 11.18 İstanbul 25 Ocak 1997 günü saatlik gaz tüketim grafiği**



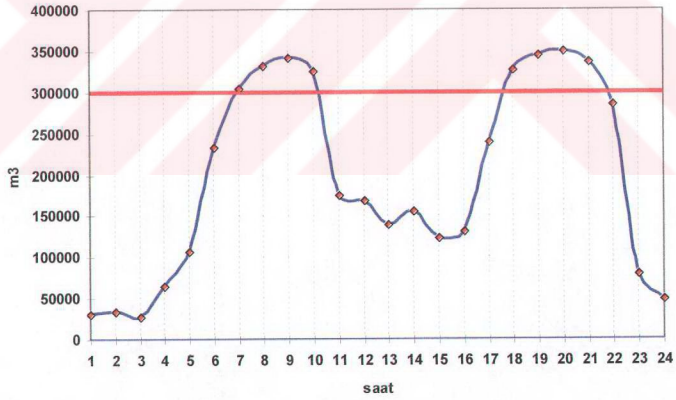
Grafik 11.19 İstanbul 10 Mart 1997 günü saatlik gaz tüketim grafiği



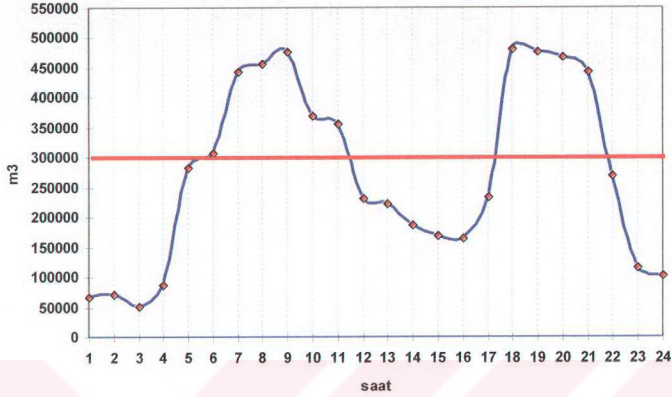
Grafik 11.20 İstanbul 28 Mart 1997 günü saatlik gaz tüketim grafiği



**Grafik 11.21 İstanbul 2 Aralık 1997 günü saatlik gaz tüketim grafiği**



**Grafik 11.22 İstanbul 29 Aralık 1997 günü saatlik gaz tüketim grafiği**



**Grafik 11.3 İstanbul 27 Aralık 1997 günü saatlik gaz tüketim grafiği**

Yukarıdaki grafikleri kısaca yorumlayacak olursak gaz çekiş miktarı günün her saatinde aynı değildir. Sabah saat 5 :<sup>30</sup> - 7 :<sup>30</sup> ve akşam 18:<sup>30</sup> - 20:<sup>00</sup> arası gaz çekişlerinin maksimum olduğu saatlerdir. İşte bu saatlerde Botaş tarafından istanbula sevk edilen gaz miktarı yetersiz kalmakta ve şehir içi dağıtım hatlarında belirgin basınç düşüşleri yaşanmaktadır. Bu konuyla ilgili detaylı bilgi grafik 11.16 'da gösterilmektedir.

Buradaki amaç , sıvılaştırılmış doğalgazı başka rezervlerden temin etmek yerine , yazın kullanılmayan gaz miktarını sıvılaştırılarak depolamaktır. Yine yukarıdaki grafikler incelendiğinde kış aylarında da her zaman kapasite üstüne çıkmadığı görülmektedir. Bu da kış aylarında da bu zamanlarda sıvılaştırma işleminin yapılacağı anlamına gelir. İstanbul Botaş RMS ( Regülatör Main Station- Esas Gaz Ayarlama İstasyonu ) birinci ( Pendik RMS ) ve ikinci ( Esenyurt RMS ) istasyonlarının maksimum gaz kapasitelerinin 300.000 m<sup>3</sup>/ h tir. Grafik 11.16'ya bakılacak olursa 1997 yılı içinde pik çekiş zamanları ancak Ocak 1-15, Ocak 7-Şubat 2 -Şubat, 29 - Mart 28 Aralık, 1 -13 Aralık ve 23 - 31 Aralık arası görülür. Yılın geriye kalan zamanlarında çelik hatta herhangi bir sıkıntı yaşanmadığı

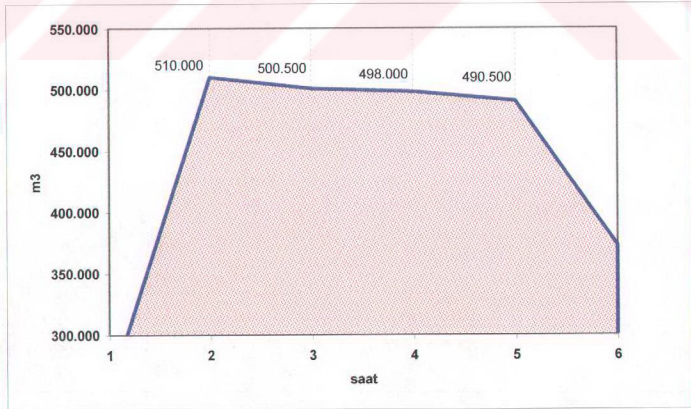
görülmür. Kısaca yılın 90 günü için ek gaz kapasitesine ihtiyaç vardır. Buda diğer günlerde kapasite altında kalan gazı sıvılaştırılarak depolanabileceği anlamına gelir.

Buradan şu sonuç çıkartılabilir ; İstanbul için Botaş birinci ve ikinci istasyonun beslediği alanlarda ek bir LNG tesisi kurularak hem gaz kapasitesi arttırılır hemde gemi taşıma maliyeti elimine edilmiş olur.

### 11.1.3 DEPO HACMİNİN HESAPLANMASI

Kritik şartlarda şebekeyi kesintisiz olarak gazla besleyebilmek için ; yeterli miktarda gaz depolanmalıdır. Bu amaçla günlük tüketim, ortalama tüketim (nominal debi), anlık maksimum tüketim gibi şebeke rejimiyle ilgili çeşitli verilerin bilinmesi gerekmektedir.

Depo hacminin tespiti için ; ortalama tüketimin (şebekemiz için 300.000 m<sup>3</sup>/h) max. miktarda aşıldığı 25 Ocak 1997 günü 17.00 – 22.00 saat aralığı ele alınmıştır. Aşağıda grafiği verilmiş olan döneme ait, nominal debinin üzerindeki toplam tüketim miktarı (eğrinin altında kalan alan) 868.000 m<sup>3</sup> hesaplanmıştır. Bu değer yaklaşık olarak 900.000 m<sup>3</sup> kabul edilir ve sıvılaştırılan doğalgaz hacminin 600 kat küçüldüğü gözönünde tutulursa, deponun hacmi 1.500 m<sup>3</sup> bulunur.



## 11.2 Stratejik Açidan İnceleme

Bu konu stratejik açıdan ele alındığında şu sonuçlar ortaya çıkarılabilir.

- Tek gaz kaynağına veya tek ülkeye bağımlı kalmamak.
- Savaş durumlarında alternatif gaz kaynağı oluşturmak.

Örnek olarak 1996 yılında Umman ve Mısır daki doğalgaz İsrail üzerinden dünya pazarına barış boru hattıyla ulaştırılmak istenmiş, ancak daha sonra politik nedenlerden dolayı bu projeden vazgeçilmiştir. Bu projenin hayata geçirilmiş olduğunu düşünersek Mısır ile İsrail arasında çıkacak olası anlaşmazlıklar neticesinde gaz sevkiyatı sekteye uğrayacak veya boru hattı hiç kullanılmayacaktı. Bunun canlı örneği olarak Irak - Türkiye petrol boru hattı gösterilebilir. Körfez savaşının başlaması ile Amerikan ambargosu nedeniyle durdurulan petrol sevkiyatı hala başlatılmamış ve boru hattı çürümeye terk edilmiştir. Bunun neticesinde Türkiye çok büyük ekonomik kayıba uğramıştır. Aynı durum bugün Bulgaristan veya Rusya için söz konusu olabilir

- LNG terminallerinin diğer bir avantajı da sevkiyatın yapılacağı ülkelerin gerektiğinde değiştirilebilmesi şansının bulunmasıdır. Bugün için Türkiye sadece Cezayir' den LNG almaktadır . Ancak, olası anlaşmazlıklar, gaz kalitesindeki değişiklikler, fiyat anlaşmazlıkları bu konuda belirleyici nedenler olabilir. Kısaca LNG terminali olan bir ülke, yine LNG tesisi bulunan herhangi bir ülkeden LNG temin edebilir.
- Turizm etkinliklerinin ve enerji ihtiyacının yoğun olduğu ancak, doğalgaz boru hattı altyapısının oluşturulmadığı Akdeniz ve Ege sahillerinde , çevreyi kirlenmeden elektrik enerjisi üretilebilmesi için LNG terminali elektrik santrali projeleri akılcı bir yaklaşım olarak değerlendirilebilir.
- Pik çekişlerin yaşandığı dönemlerde doğalgazın depolanmasından kaynaklanan avantajlar kullanılabilir.
- Türkiye, coğrafi konum itibarıyla, yabancı doğalgaz rezervlerine boru hatları ile ekonomik olarak ulaşılabilir uzaklıkta bulunmaktadır. Dolayısıyla doğalgaz ithali için iletim altyapısında Türkiye'nin esas önceliği ve tercihi boru hatları olmalıdır. Bununla birlikte üretici yada transit ülkelerdeki politik riskler nedeniyle boru hattının

engellendiği, geciktirildiği yada güvenilir olmadığı gözönüne alınırsa doğalgaz üretici ve tüketici ölkelerin, deniz yoluyla politik risk olmadan bağlandığı LNG alternatifi, belli ölçekte ve belli projelerde cazip olabilir.



## 12. BOTAŞ MARMARA EREĞLİSİ LNG İŞLETME TERMİNALİ HAKKINDA GENEL BİLGİLER

- İlk gaz 1984 yılında Rusya' dan Malkoçlar üzerinden alındıktan sonra 1988 yılında doğalgaz ihtiyacı talebi karşılayamaz duruma gelmiş ve aynı yıl LNG için Cezayir ile anlaşma imzalanmıştır. Daha sonra 1989 da tesis projesi ihaleye çıkarılmış olup, ihale sonucu Fransız TELLOK firması ihaleyi kazanmıştır.
- Tesis 1994 Ağustosunda tamamlanarak işletmeye alınmıştır. LNG tesisi 2 milyar m<sup>3</sup> kapasiteye göre dizayn edilmiş olup, daha sonra talebi karşılayamaması üzerine kapasitesi 4 milyar m<sup>3</sup> e çıkarılmıştır. Kışın ortalama sevkiyat 400 - 450 bin m<sup>3</sup>/h dır. Tesisin tam kapasite ile çalışması durumunda üretimi 685 bin m<sup>3</sup> / h dir.
- Tesisin kurulmasından itibaren bir takım problemleri ortaya çıkmıştır. Gazlaştırıcılarda kullanılan deniz suyu sıcaklığı minimum +8 °C olmalıdır. Bu sıcaklığın 5 ve 6 °C olması halinde gazlaştırıcılardan çıkan deniz suyu sıcaklığının negatif sıcaklıklara düştüğü görülmüş ve sistemde donmalara neden olmuştur. Ayrıca Marmara Ereğlisi kıyılarının gitgide kirlenmesi sonucu filtreleme sisteminde tıkanmalar meydana gelmiştir. Yukarıda sayılan sebeplerden dolayı tesis kapasitesi düşme tehlikesi ile karşı karşıyadır.
- Tesisin ortalama maliyeti 250 milyon Dolardır. Bir gemi 75 milyon m<sup>3</sup> LNG taşıyabilmektedir. LNG gemisinin fiyatı 300-350 milyon Dolar civarındadır.
- Herhangi bir tehlike esnasında LNG' nin açığa çıkması ile yoğun bir gaz bulutu oluşur. Buda patlamaya sebep olabilir.Botaşın RUSYA- TÜRKİYE boru hattı mesafesi 1500 Km ana iletim hattı ise 842 Km' dir.

### 13. SONUÇLAR

1. Doğalgaz önemi her geçen gün artan bir enerji kaynağıdır. Bunun nedenleri ; temiz, kolay kullanılabilir, ucuz bir yakıt olmasından kaynaklanmaktadır.
2. Ülkemizdeki doğalgaz kaynakları yok sayılacak kadar az olduğundan Türkiye doğalgaz konusunda dışa bağımlı bir ülkedir ve bu nedenle politikalarını bu gerçekler üzerine oluşturmalıdır.
3. Doğalgazın depolanabilmesi için farklı yöntemler geliştirilmiş olsa bile, günümüzdeki en geçerli yöntem, sıvılaştırarak depolanması yöntemidir.
4. LNG tesisleri sıvılaştırılmış doğalgazın depolanmasını sağlarlar. Bu yöntemle doğalgaz hacimsel olarak 600 kat küçültülerek çok büyük hacimlerin tanklarda depolanabilmesi mümkündür.
5. LNG terminallerinin boru hattı alternatifine göre ekonomik olabilmesi için, boru hattı uzunluğunun karada 4865 Km , denizde ise 969 Km den uzun olması gerekmektedir. ( LNG tesis ve işletme maliyetlerinin 500 000 000 \$ olarak kabul edilmesi durumunda )
6. LNG tesisine stratejik açıdan bakıldığında, dışa bağımlı her ülkenin LNG tesisinin bulunması şarttır.
7. Yıl içerisinde, pik çekişlerden kaynaklanan, değişen gaz ihtiyacı LNG tesisleri sayesinde karşılanabilir

#### 14. KAYNAKLAR

1. AYDINOĞLU, G.: "Marmara Ereğlisi Botaş LNG Terminali ve İşletme Sorunları " Bitirme Ödevi, İTÜ Petrol ve Doğalgaz Mühendisliği ,1998
2. ÇINAR , G. : " Dünya ve Türkiye Perspektifinden Doğalgaz ve LNG alternatifi ", Petrogaz Dergisi Ekim, Kasım, Aralık 1997
3. DİE: "1998 Birinci Dönem Yıllık Hava Kirliliği Raporu ", Haziran 1998
4. Gaz de France : " LNG Strage Safety " , Kasım 1984
5. Gaz de France : " Underground Storage " , Eylül 1989
6. GÜNDOĞMUŞ, H. : "Doğalgaz tekniği ", 1993
7. Günlük Gaz Sevkiyat Raporu , Ağustos 1998 , Botaş-Marmara Ereğlisi LNG işletme Bölge Müdürlüğü
8. İGDAŞ : "Çelik, Polietilen, Servis Hattı Doğalgaz Dağıtım Hatları Birim Fiyat Tarifleri Kitabı " , 1998
9. İGDAŞ: " İstanbul Yıllık Gaz Sarfiyatı Raporu " ,1997
10. LNG İnformation Task Group of the LNG Committee: " LNG İnformation Book " ,1981
11. RIOU Claudine : " LNG Storage Tanks at Cryogenic Temperature " , Eylül 1984
12. ÖZKOÇ , H. : " LNG' nin Tarihsel Gelişimi " , Petgaz Dergisi Mart-Nisan 1996

**15. EKLER**

1. Deniz altında elik hat çekimi animasyon

2. Marmara Ereğlisi genel görünüm 1

3.. Marmara Ereğlisi genel görünüm 2

4.. Marmara Ereğlisi genel görünüm 3

5. Türkiyede mevcut ve planlanan doğalgaz iletim hattı haritası

6. Türkiye boru hattı haritası

7. LNG tankeri

8. LNG tankeri ve LNG terminali

**ÖZGEÇMİŞ**

Doğum tarihi 10.12.19968

Doğum yeri Sinop

Lise 1979-1984 Gazi Osman Paşa İmam Hatip Lisesi

Lisans 1989-1995 Gaziantep Üniversitesi Mühendislik Fak.  
Makina Mühendisliği Bölümü

**Çalıştığı kurumlar**

1995 -1996 Kayalar İnş. TSE şantiyesi

1996- Devam ediyor İGDAŞ Anadolu Bölge Müdürlüğü Maltepe Bakım

Onarım Şefliği







