

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**BORU HATLARI EKONOMİSİ
TARİFE BELİRLEME KRİTERLERİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Efe Barış CEBECİ**

Anabilim Dalı : Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği

Programı : Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği

OCAK 2010

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**BORU HATLARI EKONOMİSİ
TARİFE BELİRLEME KRİTERLERİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Efe Barış CEBECİ
(505991030)**

**Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 28 Aralık 2009
Tezin Savunulduğu Tarih : 29 Ocak 2010**

**Tez Danışmanı : Dr. Umran SERPEN (İTÜ)
Diğer Jüri Üyeleri : Doç. Dr. Selamet G. ERÇELEBİ (İTÜ)
Yrd. Doç. Dr. Gürsat ALTUN (İTÜ)**

OCAK 2010

Desteklerinden dolayı eşime ve Dost'uma,

ÖNSÖZ

Bu çalışmanın gerçekleştirilmesi konusunda bana inanan ve bilgisi ile desteklerinin yanı sıra danışmanlığım görevini üstlenen, Dr. Umran Serpen'e teşekkürlerimi sunarım.

Ayrıca bu çalışma kullanılan bir çok veriye ulaşmama yardımcı olan, Burak POLAT, Sarper KAPTAN ve Ali İhsan UFACIK'a teşekkürü bir borç bilirim.

Özellikle BTC projesi devreye alınması boyunca hem birlikte operasyonu yürüttüğümüz hem de projeden ayrıldıktan sonra da gerekli bilgilere ulaşmamda desteklerini gördüğüm tüm BTC operasyon ekibine teşekkür ederim.

Son olarak ise bu zorlu süreçte her türlü manevi desteği aldığım eşim, Burcu ÖZBAK CEBECİ'ye teşekkürlerimi sunarım.

Ocak 2010

Efe Barış Cebeci
Petrol ve Doğal Gaz Mühendisi

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	v
İÇİNDEKİLER.....	vii
KISALTMALAR.....	ix
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xi
ŞEKİL LİSTESİ.....	xiii
ÖZET.....	xv
SUMMARY.....	xvii
1. GİRİŞ.....	1
2. DÜNYADA BORU HATLARI VE TARİHÇESİ.....	3
3. TÜRKİYE'DE BORU HATLARI VE TARİHÇESİ.....	11
3.1 İlk Boru Hattı.....	12
3.2 İlk Boru Hattı ile Uluslararası Petrol Taşınması.....	13
3.3 Yeni Rafineri Yeni Hat.....	14
3.4 Doğal Gaz Boru Hatları.....	14
3.5 Asrın Düşü BTC.....	18
3.6 Uluslararası Doğal Gaz Projeleri.....	20
4. BORU HATLARI EKONOMİSİ.....	23
5. TASARIM KRİTERLERİ-VE BTC ÖRNEĞİ.....	27
6. MALİYET HESAPLAMA YÖNTEMLERİ.....	33
7. BORU HATTI YATIRIM ANALİZİ.....	35
8. MODEL YAKLAŞIMLARI.....	37
8.1 Değişken Maliyetlerin İncelenmesi.....	40
8.2 Sabit Maliyetlerin İncelenmesi.....	46
9. TARİFE HESAPLAMANIN TEMELLERİ.....	49
10. BTC İÇİN TARİFE BELİRLEME HESAPLARI.....	53
10.1 İlk Yatırım Tarifesi.....	53
10.2 Sabit Maliyet Tarifesi.....	57
10.3 Değişken Maliyet Tarifesi.....	60
11.4 Sonuçlar.....	63
11. NABUCCO İÇİN TARİFE BELİRLEME HESAPLARI.....	69
11.1 İlk Yatırım Tarifesi.....	69
11.2 Sabit Maliyet Tarifesi.....	71
11.3 Değişken Maliyet Tarifesi.....	72
11.4 Sonuçlar.....	74
12. IRAK-TÜRKİYE HPBH İÇİN TARİFE BELİRLEME HESAPLARI.....	77
12.1 İlk Yatırım Tarifesi.....	77
12.2 Sabit Maliyet Tarifesi.....	79
12.3 Değişken Maliyet Tarifesi.....	81
12.4 Sonuçlar.....	82
13. DEĞERLENDİRMELER.....	85
KAYNAKLAR.....	87

EK-A.....	89
ÖZGEÇMİŞ.....	97

KISALTMALAR

TAPS	: Trans-Alaska Pipeline System
MTA	: Maden Tetkik Arama
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
BOTAŞ	: Boru Taşımacılığı Anonim Şirketi
HPBH	: Ham Petrol Boru Hattı
OPEX	: Operatinal Expediture-Operasyon Giderleri
CAPEX	: Capital Expenditure-Yatırım Giderleri
BIL	: Botaş International Company
OH	: Over Head-Çalışan Maliyetleri
TR	: Training-Eğitim
TM	: Time based Maintenace-Zamana Bağlı Bakım
RE	: Rentals-Kiralık
BTC	: Bakü Tiflis Ceyhan Boru Hattı
LUB	: Lubricants-Madeni Yağlar
LIBOR	: London Interbank Offer Rate
BM	: Birleşmiş Milletler

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 : Anti tröst davası sonrasında Standard Oil parçaları.....	5
Çizelge 4.1 : Türkiye ham petrol boru hatları yıllık taşınmış petrol miktarları.....	23
Çizelge 5.1 : BTC yatırım maliyet karşılaştırması.....	31
Çizelge 5.2 : BTC işletme maliyet karşılaştırması	32
Çizelge 8.1 : On yıllık programda Türkiye'nin oluşacak kurulu güç dağılımı,(MW)..	41
Çizelge 8.2 : On yıllık programda Türkiye'nin oluşacak üretilebilir güç dağılımı, (GWh).....	42
Çizelge 10.1 : BTC projesi yıllara göre ilk yatırımlar ve PV.....	53
Çizelge 10.2 : BTC projesi yıllara göre üretim planları.....	56
Çizelge 10.3 : BTC sabit tarifeli gelirler ve bugünkü değerleri, USD.....	60
Çizelge 10.4 : BTC tarife karşılaştırma tablosu.....	63
Çizelge 11.1 : NABUCCO ilk yatırım maliyetleri, USD.....	70
Çizelge 11.2 : NABUCCO ilk yatırım tarifi ile gelirleri ve gelirleri PV, USD.....	70
Çizelge 11.3 : NABUCCO sabit maliyet tarifi ile gelirleri ve gelirleri PV, USD...	72
Çizelge 11.4 : Finansman faizlerinin maliyetleri.....	74
Çizelge 12.1 : Irak Türkiye ham petrol boru hattı son otuz yıl üretimleri.....	78
Çizelge 12.2 : Sabit maliyetlerin yıllara göre günümüze indirgenmiş değerleri.....	80
Çizelge 12.3 : Değişken maliyet tarife ile yıllara göre günümüze indirgenmiş gelirler.....	81
Çizelge 12.4 : ITHPBH farklı modeller için hesaplanmış tarifeleri.....	83
Çizelge 12.5 : ITHPBH mevcut tarife gelirleri ve giderleri.....	84
Çizelge A.1 : Hesaplama çizelgeleri, üretim verileri.....	89
Çizelge A.2 : Hesaplama çizelgeleri, sabit giderler ve bugüne indirgenmiş değerleri PV.....	90
Çizelge A.3 : Hesaplama çizelgeleri, değişken maliyetler ve enerji enflasyonları.....	91
Çizelge A.4 : Toplam OPEX masrafları farklı senaryolar için yıllara göre dağılımı.....	92
Çizelge A.5 : BTC CAPEX için belirlenmiş tarife ile yıllara göre gelirler ve gelirler PV.....	93
Çizelge A.6 : BTC sabit masraf için belirlenmiş (%1 artış) tarife ile yıllara göre gelirler ve gelirler PV.....	94
Çizelge A.7 : BTC sabit masraf için (%3 artış) belirlenmiş tarife ile yıllara göre gelirler ve gelirler PV, ...	95
Çizelge A.8 : BTC alternatif tarifeler ve gelirleri.....	96

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : Trans Alaska ham petrol boru hattı güzergahı	8
Şekil 3.1 : Türkiye’de ki mevcut boru hatları.....	17
Şekil 3.2 : BTC ham petrol boru hattı.....	19
Şekil 3.3 : BTC boru hattı sistemi şematiği.....	20
Şekil 3.4 : INOGATE enerji komisyonu üyeleri	21
Şekil 3.5 : NABUCCO ve Güney Avrupa gaz çevrimi projeleri.....	22
Şekil 5.1 : BTC boru hattı basınç eğrisi	29
Şekil 5.2 : BTC boru çapı optimizasyon grafiği.....	30
Şekil 8.1 : 23 Temmuz 2009 gün boyu Türkiye’de üretilen elektriğin kaynakları...40	
Şekil 8.2 : Yıllara göre sanayi tipli müşterinin elektrik fiyat değişimi, kr/kWh.....	43
Şekil 8.3 : Yıllara göre ham petrolün fiyat değişimi, USD/bbl.....	44
Şekil 8.4 : Yıllara göre İstanbul doğal gaz fiyat değişimi, TL/m ³	44
Şekil 8.5 : Yıllara göre doğal gaz ve ham petrolün fiyat eğilimleri.....	45
Şekil 8.6 : Yıllara göre Amerikan dolarındaki enflasyon, %.....	47
Şekil 9.1 : İlk yatırım (CAPEX) akış diyagramı.....	50
Şekil 9.2 : Proje başından itibaren sabit gider akış diyagramı.....	50
Şekil 9.3 : Proje çalışmasından itibaren değişken gider ve gelir akış diyagramı.....	51
Şekil 9.4 : Tüm değişken gider ve gelir akış diyagramı.....	51
Şekil 10.1 : BTC yatırımında zamanın para üzerindeki enflasyon etkisi.....	54
Şekil 10.2 : BTC ilk yatırım tarifesini ile gelirler ve gelirler PV karşılaştırması.....	56
Şekil 10.3 : BTC sabit gider maliyeti ve maliyet PV karşılaştırması.....	58
Şekil 10.4 : BTC sabit tarifeli gelirler ve gelirler PV karşılaştırması.....	59
Şekil 10.5 : BTC değişken tarifeli gelirler ve gelirler PV karşılaştırması.....	62
Şekil 10.6 : BTC değişken gider maliyeti ve maliyet PV karşılaştırması.....	63
Şekil 10.7 : BTC tarife karşılaştırmaları.....	65
Şekil 10.8 : Mevcut BTC tarifesini ile önerilen tarifelerin karşılaştırması.....	65
Şekil 10.9 : Alternatif önerilen BTC tarifeleri.....	66
Şekil 10.10 : Mevcut BTC tarifesini ile alternatif önerilen tarifenin karşılaştırması..	66
Şekil 12.1 : ITHPBH sabit maliyet tarifesini gelirleri ve bugünkü değerleri.....	81
Şekil 12.2 : ITHPBH değişken maliyet tarifesini gelirleri ve bugünkü değerleri.....	82
Şekil 12.3 : Irak Türkiye HPBH mevcut tarife gelirleri ve giderleri.....	83

BORU HATLARININ EKONOMİSİ TARİFE BELİRLEME KRİTERLERİ

ÖZET

Bu çalışmanın temel amacı Türkiye'nin sahip olduğu stratejik konumu nedeni ile hızla artan Asya'dan Avrupa'ya enerji köprülerinin kurulduğu günümüzde ortaya çıkabilecek boru hatları projeleri için ekonomik bir model oluşturmaktır. Ayrıca bu çalışmanın bir diğer ana başlığı Türkiye üzerinden Avrupa'ya yapılacak boru hatlarında, boru hatlarının farklı işletme koşullarında kullanılmak üzere tarifeler belirlenmesi için modeller oluşturmaktır. Bu modeller, şu anda mevcut olup çalışmakta olan BTC hattı için uygulanmış ve hattın farklı işletme şartları ve farklı ekonomik koşullarda uygulanabilecek tarifeler ile projenin gelirleri irdelenmiştir. Aynı zamanda BTC projesinin mevcut tarifesi ile önerilen tarifeler karşılaştırılmış ve ülkenin bu tarife ile boru hattını işletmekten dolayı kayıpları grafiklerle gösterilmiştir. Aynı ekonomik modeller yakın zamanda inşaatına başlanılacak NABUCCO projesi için hazırlanmış verilerle çalıştırılmış ve bu boru hattı için uygun olabilecek tarife modelleri önerilmiştir. En son olarakta Irak Türkiye ham petrol boru hattı incelenmiş ve bu projenin bugüne kadarki gelir ve giderleri irdelenmiştir. Her boru hattı için incelendiği bölümlerde çalışmanın sonuçları değerlendirilmiştir. Değerlendirmeler bölümünde ise Türkiye'nin bundan sonraki dönemde ortaya çıkabilecek projelerde öne çıkartması gereken maliyetler göz önüne serilmiş ve farklı anlaşmalarla çok farklı tarife modelleri ile işletmeciler olarak boru hatlarının bu ülke için sadece stratejik katkı değil aynı zamanda ekonomik katkı sağlamasının yöntemleri sunulmuştur. Bu noktada en önemli konu, bir boru hattı işletmesi için enerji maliyetleridir ve bu riske karşı da öneriler sunulmuştur. Bugüne kadar yapılan tarife belirlemelerinde hep işletme giderlerinin göz önüne alındığı aşikârdır ancak zamanın etkisi ile paranın düşen değeri bu tarifelerde göz önüne alınmamıştır. Bu çalışma temelinde tüm gelir ve giderlerin bugünkü değerlerine indirgenmesi ile hesaplamaları göz önüne aldığından bu tip tarifenin üzerindeki etkileri açıkça görülmektedir. Çalışmanın değerlendirmelerinden bir diğeri ise Türkiye'de boru hatlarının kurulması ve işletilmesi ile ilgili kurulmuş olan BOTAŞ'ın ekonomik ve teknik olarak güçlendirilmesini önermektedir.

PIPELINES ECONOMICS TARIFF CALCULATION CRITERIAS

SUMMARY

The fundamental of this thesis is to create an economical model for pipelines for Turkey with a strategic position for projects nowadays with energy bridging Asia to Europe. Also one of the topics of this thesis is to prepare tariff models for various operation conditions for the pipeline, which will be passing through Turkey. Those models have been used with existing BTC project and the income of the existing contract and suggested cost model tariffs are compared. The same models are applied to the new pipeline project NABUCCO to evaluate a tariff for pipeline with different operation conditions and suggested the most appropriate tariff. As the last section, Iraq Turkey crude oil pipeline project data used for the evaluation of the project history with tariff models that have been presented for other projects. At each pipeline section, results are discussed for the pipeline tariffs. As last section assessments of each model and discussion of the results are revealed to use in the coming year projects. Also in this section costs of the pipelines are shown and decision making process of the projects are identified. Also methodology has been clarified for Turkey for future projects. So by using those models it is clear that pipeline project will not just be a strategic empowerment but also economically profitable projects. In a pipeline project hardest part of all is the identifying the energy price which suggestion in this thesis is identified and revealed in the thesis. Till today all tariffs are based on operational costs but the value of the time is not added in the equations. All this work presents Net Present Value calculation for all incomes and spending. And as a last offer; BOTAŞ who is responsible for all pipeline activities in Turkey has to be improved economically and technically for having more profitable projects in the future.

1.GİRİŞ

Türkiye, bulunduğu coğrafi konum nedeni ile yıllar boyu Asya'dan Avrupa'ya bir köprü vazifesi görmüştür. Bu yıllar içersinde kervanların geçtiğı yollar günümüzde otobanlara dönüşmüş ama Türkiye'nin köprü rolü hiç değişmemiştir. Hatta Anadolu'da yıllar içersinde bu kevranların yarattığı kasabalar şehirler büyümüş ve gelişmiştir. O zamanlarda genellikle baharat, kumaş gibi ürünlerin doğudan batıya sevki önemli iken bugün Asya'da özellikle Kafkasya bölgesinde bulunan büyük doğal gaz ve ham petrol rezervlerinin batıya bir başka değişle, Avrupa'ya nakli önemlidir. Bu nedenle ülkemizin tarihi bağları nedeni ile yakınlık duyduğu Kafkaslar bölgesinden enerji ürünlerinin Avrupa'ya taşınmasında Türkiye'ye önemli roller düşmektedir. Bunun yanında mevcut Rus petrolünün sıcak denizlere gittikçe artan bir trafikle boğazlardan Ege'ye geçtiğı düşünüldüğünde, Türkiye'nin boğazları ve çevresindeki şehirlerin güvenliği için bu ürünlere alternatif yollar sunması gerekecektir. Örneğin, Samsun-Ceyhan ham petrol boru hattı bu amaçla ortaya konulmuş bir projedir.

Bu çalışma, ileride ortaya çıkabilecek boru hatları projelerinin değerlendirilmesinde temel oluşturacak bir model oluşturmak ve bu modelin sonuçlarını denemek için mevcut durumda çalışmakta olan BTC boru hattı verileri ile değerlendirmek ve Türkiye'nin bu projelerden hangi senaryolarda daha kârlı olduğunu ortaya koymak, aynı zamanda, çok yakında başlanacak olan Nabucco projesi ile gelecekte yapılabilecek tüm boru hattı projelerinin, taşıma ve işletme için belirlenen fiyat tarifelerine dikkat çekmek ve Türkiye'nin enerji politikalarında verilecek kararlara katkıda bulunmak amacı ile hazırlanmıştır.

2. DÜNYADA BORU HATLARI VE TARİHÇESİ

Petrolün tarihçesi eski çağlarda Çinlilere kadar uzansa da petrolün ticari olarak aranması ve üretilmesi serüveni 1859 yılında eski bir demir yolu işçisi olan Albay Drake'nin Titusville'de kazdığı kuyu ile başladı. Bu kuyu bir endüstrinin başlangıç noktası sayılabilir. Petrolün ticari olarak üretilmesi, tüketim miktarlarında da ciddi artışlara sebep oldu ve Pensilvanya bölgesi dünya petrol ihtiyacının %80'ini karşılar hale geldi.

Üretilen bu petrol taşımacılık sektörünü de beraberinde getirdi. İlk taşımacılık o zaman sıkça kullanılan at arabaları ile başladı. At arabalarına yüklenen viski varilleri petrolün üretiminden tüketimine ulaştırılmasında kullanıldı. Hatta günümüz de petrol sektöründe ana hacim ve buna bağlı olarak fiyat birimini oluşturan varil kavramı bu dönemin viski varillerinden gelmektedir. Viski varilleri ile at arabalarında taşınan petrolün fiyatı artan üretimle azaldı ve hatta at arabacılarının hızla büyümeleri ve petrolün fiyatının düşmesi, bir süre sonra taşınan petrol için ödenen ücretlerin taşınan petrolün fiyatlarına yaklaşmasına sebep oldu.

1865 yılına gelindiğinde ise, petrol sektörü at arabacılarından kendini kurtarmak için girişimini yaptı. İnşaatı sırasında pek çok kez sabotaja uğrayan, at arabaları sahipleri tarafından defalarca kundaklanan fakat bunlara rağmen durmadan inşa edilen ilk petrol boru hattı 9 km (5 mil) olarak tamamlandı. Bu hat tarihe ilk petrol boru hattı olarak geçti. Boru hattı pithole'dan (çamur çukuru) pompalar yardımı ile petrolü Miller Farm'daki bir tren yükleme istasyonuna taşımaktaydı. Bugün yapılan kazılarda bu hat çevresinde kurumuş kuyular ve boru hattının geçtiği güzergah görülebilmektedir.

Aynı yıllarda bir genç girişimci üretilen petrolün damıtılması ve gaz yağı (kerosen) üretilmesi için rafineriler kurmaya ve bu rafinerilere ham petrol taşımak için demiryolları inşa etmeye başladı. 1870 yılına gelindiğinde ise bu genç girişimci inşaatlarını tamamladığı iki iş kolunu birleştirdi ve firmasına "Standard Oil Company" adını verdi. Bu genç girişimci daha sonra ismi hem petrol sektöründe hem de dünyada yıllarca anılacak ve gelmiş geçmiş en zengin insan unvanına sahip olacak

olan John Davison Rockefeller'dir. "Standard Oil" in piyasadaki agresif tavrı ve taşımacılık konusundaki tekelleşmesi karşısında, bağımsız petrol üreticileri (başta Enterprise Oil olmak üzere) ortak bir karar alarak, yeni bir ham petrol boru hattını yapmaya karar verdiler ve 1878 yılında bu hattın inşaatına başladılar. Bu boru hattının amacı doğu Pensilvanya'daki kuyulardan petrolü ucuz ve güvenilir şekilde Atlantik kıyısındaki Williamsport limanına taşımaktı. Boru hattı "Tidewater Pipe Co". adı ile 28 Mayıs 1879 yılında işletmeye başlandı. Hat petrol kuyularından 200 km (109 mil) uzaklıktaki limana petrol pompalıyordu. Boru hattı 15 cm (6 in.) çapa sahipti ve 785 m (2600 ft) yükseklikteki dağları aşarak limana ulaşıyordu [1].

Boru hattı çok başarılı olmuştu ve 1880 yılında Bayonne, New Jersey'e uzatıldı. New Jersey'e uzatılmış bu hattın uzunluğu 810 km'ye (450 mile) ulaşmıştı. Boru hattı inşası sırasında gerek araba taşımacıları, gerekse de tren yolu şirketleri ciddi sıkıntılar çıkarttılar. Bunların en önemlisi boru hattının geçmesinin planlandığı arazilerin genellikle tren yolu şirketlerinin arazileri olması ve bu şirketlerin geçiş hakkı vermemesidir. Bugünden sonra gaz yağının (kerosen) pazarlara ulaştırılması için birçok seçenek ortaya çıkmıştı.

1880'li yıllarda petrolün Azerbaycan'ın Bakü kıyılarında keşfi ile petrol sektörü yeni bir boyut kazandı. Artık büyük Avrupa pazarı buradan beslenebilecekti. Bunun için zamanın tüccarlarından Marcus Samuel ciddi bir yatırıma gitti. Petrolün gaz yağı (kerosen) olarak pazarlarda satılması durumu genel olarak 1905 yılına kadar sorunsuz devam etti. 1905 yılına gelindiğinde ise petrol sektörü bir dönüm noktasına gelmişti. Edison elektrikli lambayı keşfetmiş ve bu lamba gaz yağlı (kerosenli) lambaların yerini almaya başlamıştı. Bu durumda petrol sektörü yeni bir tüketim noktasına ihtiyaç duymaya başladı. O günlerde petrol sektörünün bu zor durumuna bir mucit Henry Ford imdada yetişti. Ford, amacı aslında sıradan bir işçinin dahi alabileceği bir fiyatta araba üretmektir. Bunu 1908 yılında Model T'yi üreterek başardı. Bu araç 825\$'dan satışa başlandı ve bir yıl içersinde on bin adetten fazla sattı. Bu gelişme petrol sektörünün gaz yağı (kerosen) üretiminden bu araçlar için gerekli yakıtın üretilmesine doğru bir dönüşüme girmesini başlattı. Tüm rafineriler bu yeni ürüne, benzine odaklandılar.

Teksas, Oklahoma ve Kansas'ta ki petrol sahalarında üretilen petrol, boru hatlarıyla ülkenin doğusundaki rafinerilere taşınmaya başlanmıştı. Bu yıllarda dünya petrol sektörünün hem rafinaj hem de taşımacılık anlamında %80'i John D. Rockefeller'in

eline geçmişti. 1890'ların sonunda ABD başkanı olan Roosevelt anti-tröst (tekellecilik) yasasını yürürlüğe koymuştu. Bu yasa Standard Oil'i zorlamaya başlamıştı. Bu kanunda bulunan boru hatları ile ilgili düzenlemeler 1906'da uygulanmaya başladı. Bu düzenlemeye göre tüm ülke üzerinde taşımacılık yapan boru hattı firmaları petrolü tüm firmalara eşit fiyattan sağlayacaktı. Bu uygulama en çok tekelleşmekte olan Standard Oil'in sıkıntıya girmesine ve elindeki rekabet gücünün azalmasına neden oldu.

1912 yılına gelindiğinde ise petrol sektörünün hem üretim hem rafinaj hem de taşımacılık anlamında değiştirecek bir mahkeme sonuçlandı. Bu mahkeme kararı, Standard Oil tekelleşme yasasına muhalefet ettiği ve yasanın gerektirdiği her firmaya eşit fiyat politikasına uymadığı sebebi ile yedi bölgesel şirkete bölünmesine yol açtı. Bu, dev Standard Oil'in küçük yedi bölgesel firmaya ayrılması ve petrol tarihinde en büyük şirket parçalanması olarak yerini aldı. Bu aslında Standard Oil'i ismen yok etsede kurulan bölgesel şirketlerde kendi başlarına bugün bile hala kimliklerini koruyan dev petrol şirketleri olarak yerlerini aldılar. O gün bölgesel olarak parçalanmış petrol şirketleri, parçalanma sonucu aldıkları isimler ve bugünkü isimlerini gösteren çizelge (Çizelge 2.1) aslında bize Standard Oil'in yok olmaktansa gelecekte nasıl daha da büyüüp bugünkü petrol endüstrisinin çoğunu elde edeceğini göstermektedir.

Çizelge 2.1 : Anti tröst davası sonrası Standards Oil parçaları [1]

Bölgesel Şirket	Değişen adı	Bugünkü adı
New Jersey	Exxon	ExxonMobil
New York	Mobil	ExxonMobil
Atlantic	ARCO	BP
Ohio	Sohio	BP
Indiana	Amoco	BP
Continental	Conoco	ConocoPhillips
California		ChevronTexaco

1917 yılına gelindiğinde ise birinci dünya savaşının etkileri hissedilmeye başlanmıştı. Savaş demek ülkede daha fazla yakıt ihtiyacı ve daha fazla petrol üretimi ve taşınması demekti. Bu durum boru hatlarının tüm ABD'de yayılması anlamına gelmekteydi. 1920'lere gelindiğinde ise, otomobil endüstrisi iyice hızlanmıştı. Bu, daha çok petrol ve daha çok boru hattı yatırımı yapılmasına sebep

oldu. Bu dönemde ABD'deki toplam boru hattı uzunluğu 185.000 kilometreye ulaşmıştı.

Aynı yıllarda Bakü bir diğer petrol üretim merkezi olarak sahneye çıkmıştı. Özellikle 1900'lü yılların başlarında Bakü ve çevresinde üretilen Petrol, Amerikada üretilen petrolden daha fazla idi. Bakü bölgesinde özellikle Nobel kardeşler, Royal Dutch ve Shell operasyonlarını arttırıyordu. Amerika ile girilen bu rekabet, 1907 yılında Royal Dutch şirketi ile Shell şirketinin Amerikan kartellerine karşı birleşmesini sağladı. Standard Oil'in Rus bölgesi petrollerine ulaşması ise Shell ve Nobel kardeşlerin yoğun çabaları ile engelleniyordu.

Nobel kardeşler bu bölgedeki taşımacılık konusunda oldukça ilerlemişlerdi. Hatta Ludviah Nobel çizimlerini kendi yaptırdığı ve İsveç'te inşaa ettirdiği "Zaraastra-Zerdüş" gemisini 1877 yılında hazırlatıp, Hazar'a ulaştırdı. Bu petrol tarihinin ilk petrol taşımak için tasarlanmış tankeri olarak tarihe geçti. Bu gemiyi Musa, Spinoza, Darwin gibi gemiler izledi ve bu bölgede ciddi bir deniz filosu oluşturuldu [2].

Artan petrol üretimi bu bölgede petrol taşımalarının önce varil, ardından demir yolları ile olmasını sağladı, ancak bir süre sonra demir yollarının da taşımacılık için yetersiz olduğu ortaya çıkmaya başladı. İşte bu dönemde bölgenin ilk petrol boru hattı projesi gündeme geldi. Bakü-Batum arasında planlanan hat, Bakü'lü petrol sanayicilerince uzun süre şüphe ile bakılsa da 1897-1906 yılları arasında Rus Mühendis Şuhov'un çabaları ile tamamlandı. Hat 1907 yılında hizmete açıldığında tam 890 km idi. Bu hattan gazyağı taşımacılığı yapıldı. Böylece öncesinde sadece İdil (Volga) nehri aracılığı ile Hazar havzasından çıkan petrol artık kendine yeni bir yol ve yeni pazarlar bulmuştu.

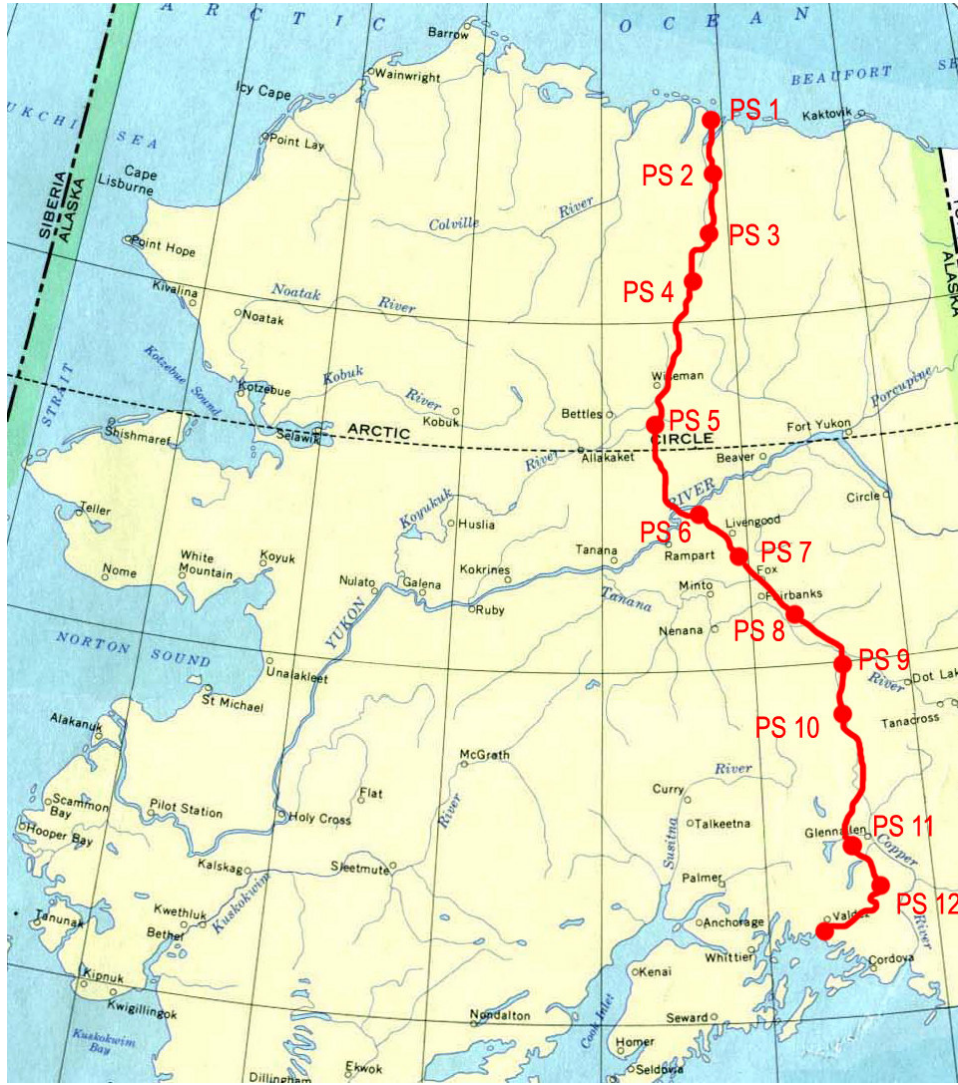
Aslında tarihte Bakü, petrol sanayisi ile birlikte ilk işçi sendikalanması ve grevleri ile de yer tutmuştur. Hatta Ekim Devrimi diye anılan Bolşevik hareket, Bakü'deki işçi hareketleri ile başlamış ve Lenin'in iktidarı ele geçirmesi ve Çarlık Rusya'sının tarihin sayfalarına gömülmesi ile sonuçlanmıştır. Bu nedenle petrol tarihte sadece bir sektör olmanın ötesinde, dünya politik sahnesi için çok farklı anlamlar ifade etmektedir.

1930'lu yıllar petrol bölgelerine göç ve ağır ekonomik zorluklarla geçecek ve petrol sektörü de bu sıkıntılardan nasibini alacaktır. Sektör hareketlenmeye ise ikinci dünya

savaşı ile başlayacaktır. Savaş koşulları daha fazla yakıt ihtiyacı ve daha fazla üretim getirecektir, fakat ikinci dünya savaşı başlarında Amerika Birleşik Devletlerinin 48 adet petrol tankerinin batırılması, petrolün batıdan doğuya daha güvenli bir şekilde nakledilmesi gereğini ortaya çıkartacaktır. Bu, boru hatları için yeni yatırımları ve daha büyük çaplı boru hatlarının doğudan batıya döşenmesinin başlangıcı olacaktır. Aynı dönemde boru hattı düzenlemeleri (regülasyonları) yayımlanmaya başlanacaktır [3].

1950'li ve 60'lı yıllarda ise ABD petrol ihtiyacını karşılayamayacak hale gelecek ve ithalatçı bir konuma düşecektir. Dünya üzerinde ise petrol aramaları artık birçok noktaya yayılacak ve Mısır, Ortadoğu, Arjantin, Venezuela, Trinidad, Batı Afrika, Kuzey Denizi, Batı Kanada ve Hazar havzalarında petrol uluslararası şirketlerce aranır hale gelecektir. Amerikanın ithal petrol ihtiyacı Batı Kanada'dan boru hatlarının yapılmasına sebep olmuştur. Indiana Stanolind boru hattı 1954'te devreye alınacak ve o zamana kadarki en büyük boru hattı olarak tarihe kaydedilecektir. Bu durum 1968'de Alaska Prudhoe koyunda petrol bulunana kadar devam edecektir [1].

Alaska petrolleri Amerika için bir dönüm noktası olduğu kadar, boru hattı mühendisliği konusunda da bir devrim olmuştur. Trans-Alaska Boru Hattı (TAPS) 1970 yılında inşasına başlanmış ve 1977 yılında bitirilebilmiştir (Şekil 2.1). Bu ham petrol boru hattı günde 1.6 milyon varil ham petrolü karla kaplı Alaska coğrafyasından dağların ve donmuş tundraların arasından 1450 km (800 mil) güneye, Valdez limanına ulaştırmıştır. Hattın maliyeti ise o gün için 8 milyar dolardır. Bu planlanmış bütçenin 4 katı bir maliyet anlamına da gelmektedir. Hat 1988 yılına gelindiğinde 2 milyon varillik günlük kapasitede taşıma yapmıştır. Bugün ise hala 1 milyon varil üzerinde günlük taşıma kapasitesi ile hizmet vermeye devam etmektedir. 2005 Aralık ayında ise boru hattından 15 milyarınca varil petrol geçmiştir [4].



Şekil 2.1: Trans Alaska ham petrol boru hattı güzergahı [4]

1960'lar sonrasında ise doğal gaz sanayiye, evlere enerji ürünü olarak girmeye başladı. İlerleyen kaynak ve boru teknolojileri daha büyük çaplı ve yüksek basınçlı doğal gaz taşımacılığının yolunu açtı. Kanada fazla gaz üretimini ABD'ye satmaya, Rusya ise Avrupa kıtasını beslemeye başladı.

Boru hattı taşımacılığı günümüzde kendi başına bir sektör haline gelmiştir. Mart 2009 tarihi itibarı ile tüm dünyada yakın gelecekte inşasına başlanması planlanmış proje sayısı 64, planlanan toplam uzunluk 13.609 km dir. Uzun vadeli boru hatları planları göz önüne alındığında ise toplam 629 proje hazırlık aşamasındadır. Gelecekte planlanan bu projelerin toplam uzunluğu ise 301.037 km olarak düşünülmektedir [5].

Yakın gelecekte planlanan 64 projenin 10 tanesi Avrupa'da 8 tanesinin de Asya'da olduğu düşünülürse, Türkiye'nin yeni boru hattı projelerine hazırlıklı olması ve bunun yatırımı ve işletilmesi için çeşitli modeller geliştirmesi kaçınılmazdır.

3. TÜRKİYE’DE BORU HATLARI VE TARİHÇESİ

Türkiye’nin boru hatları ile tanışması, arama ve sondaj çalışmalarının başladığı yıllara dayanmaktadır. Amerikalı bir amiral olan Colby Mitchell Chester’ın öncülüğünde Osmanlı İmparatorluğu’nun son dönemlerinde ortaya çıkan bir akım ile Chester Projesi, 1908 Jön Türk devriminin hemen sonrasında, Anadolu demiryolu projesi olarak çeşitli imtiyazlar almayı planlamış, bunun yanında demiryolunun geçtiği güzergahlarda her türlü maden arama, özellikle bakır ve petrol araması yapabilmeyi uzunca süre projelendirmiştir. Bu proje ikinci kez 1922 yılında Ankara yönetimi ile canlanmış fakat Lozan antlaşması ile sonuca ulaşmadan, (Özellikle Musul ve Kerkük bölgesi kontrolü “de facto” olarak İngilizlere geçtikten sonra) tarihe gömülmüştür. Böylece Türkiye’de başlayacak ilk derin sondajlı arama işleri genç cumhuriyetin ilk yıllarına taşınacaktır.

1929 yılında Türkiye Cumhuriyeti’nin petrol konusunda çalışmalar yapmak üzere gerekli mühendislerin olmadığı ortaya çıkması neticesinde, o günlerde Amerika Birleşik Devletlerinde petrol jeologu olarak görev yapan Cevat Eyüp Taşman’ın Türkiye’ye davet edilmesi kararlaştırılmıştır. Cevat Eyüp Taşman’ın Türkiye’ye daveti ile Türk petrol tarihinde yeni bir devre başlamış oluyordu.

1930 yılında Türkiye’de ön çalışmaları tamamlayan Taşman, bu çalışmalarını 1931 yılında Amerikan Petrol Jeologları Derneği (American Association of Petroleum Geologist-AAPG) kongresinde “Türkiye’nin Petrol Olanakları” adıyla sunmuştur.

1934 yılında Petrol Arama ve İşletme İdaresi Türkiye’nin ilk derin sondajı için çalışmalara başlamıştır. 13 Ekim 1934 tarihi ise Türkiye’nin ilk derin kuyusu olan Basbirin-1 kuyusu ile başlamıştır. Kuyu o zamanki teknolojide, buharla çalışan kablolu ve darbeli bir sondaj kulesi ile yapılmıştır. Bu kuyu 16 Haziran 1936’da 1327 m derinlikte kuyuda suya rastlanması sonucu terkedilmiştir. Bu arada 1935 yılında MTA kurulmuş ve petrol arama ve çıkartma görevi Türkiye genelinde bu kuruma verilmiştir.

Türkiye’deki ilk sondajı ikinci ve üçüncü Hermis-1 ve Hermis-2 kuyuları takip edecektir. Aynı sıralarda Trakya’da Mürefte ve Hayrabolu ile Van’ın Kürzot çevrelerinde sıkı sondaj çalışmaları devam etmiş, gaz ve petrol emarelerine rastlanmıştır. Bu kuyuları Kerbent kuyusu takip etmiş ve 1939 yılında Raman bölgesi arama için hedef seçilmiştir.

Sondajın yapılacağı bölge Maymune Boğazıdır. Zorlu coğrafi konumu nedeni ile ekipman temini ve ulaştırmasında ciddi sıkıntılar olmasına rağmen sondaj başlatılmıştır. 20 Nisan 1940 tarihi ise bu kuyu için ve tabi ki Türk petrol tarihinde önemli bir dönüm notkası olacaktır. Muhafaza boruları indirilmek üzere dizi yukarı çekildiğinde matkabın petrole bulamış olduğu söndörlerce tespit edilmiştir. Yapılan kuyu testlerinde, kuyunun dipten 900 m’ye kadar petrol sütunu getirdiği tespit edilmiştir. Ve ardından tulumba sistemleri ile petrolün yüzeye getirilip üretilmesine başlanmıştır. Bundan sonra bu bölge hızla gelişmiş ve bir çok petrol kuyusu bölgede açılmıştır. Özellikle Raman-8 kuyusu ciddi üretim artışına sebep olacaktır. Bu durum bölgede üretilen petrolün işlenmesi ve kullanılabilir ürünler haline getirilebilmesi ihtiyacını da doğurmuştur. Türkiye’de o tarihte bir tek İstanbul’da kurulu bir tasfiyehane (rafineri) bulunmakta idi. Özellikle Shell Petrolleri İstanbul’da ki rafineriye 1923 yılından itibaren ithal ürün sağlamakta idi.

1941 yılında ise Raman bölgesi petrollerini işlemek üzere ilk rafineri inşaatına başlandı. Rafinaj için kurulan bu küçük ünite kuyuların hemen yakınında idi ve tankerlerle üretilen petrol bu işleme ünitelerine geliyordu. 1948 yılında ise Batman’da ilk pilot rafineri kuruldu. Raman ve Garzan sahalarının petrol üretiminin artması ile Pilot rafineri yetersiz kalmaya başlamıştır. Bunun üzerine 1954 yılında daha büyük bir rafinerinin Batman’da kurulmasına karar verildi. Bu rafineri 1954 yılı sonunda 6250 varil günlük ham petrol işleme kapasitesi ile 35000 km’lik rafineri içi borulama sistemi ile devreye alındı. Bu aslında Türkiye’de boru hatlarının da başlangıç noktası olmuştur [6].

3.1 İlk Boru Hattı

Batman’da kurulan rafineriyi beslemek için çevre sahalarda bulunan kuyulardan ham petrol, borular yardımı ile rafineye taşınmaya başlanacaktır. Boru hatlarının Türkiye’de daha da önem kazanması ise 1954 yılında TPAO’nun 6327 sayılı kanun ile kurularak arama faaliyetlerinin bu kuruma devredilmesi ile bir başka önemli

noktaya taşınmıştır. Yeni kurulan şirket kısa zamanda, özellikle Batman bölgesinde arama çalışmalarını arttırmış ve bu petrolü 1966 yılına gelindiğinde denizlere ulaştırarak farklı rafinerilere taşınması konusu gündeme gelmiştir. Bunun için Ocak 1967 tarihinde Batman Dörtyol ham petrol boru hattı kurulmuş ve Dörtyol'da kurulan jetty (deniz iskelesi) ile Batman petrolü diğer rafinerilere taşınmaya başlanmıştır. Özellikle 1961 yılında kurulan İpraş (İstanbul Petrol Rafinerisi AŞ) ham petrol ihtiyacının bir kısmını bu hat ve deniz yolu ile taşınan ham petrole sağlamıştır. Bu hattın uzunluğu 511 km'dir ve toplam 3.5 milyon ton yıllık ham petrol taşıma kapasitesine sahiptir [7,8].

3.2 İlk Boru Hattı ile Uluslararası Petrol Taşımacılığı

1973 yılının Ağustos'u ise boru hattı taşımacılığının Türkiye için değerini ve stratejik olarak nasıl bir güç olduğunu anlamak için önemli bir tarihtir. Türkiye Cumhuriyeti ile Irak Cumhuriyeti arasında Irak ham petrolünün İskenderun körfezine taşınması için ham petrol boru antlaşması imzalanmıştır. Bu imzayı takip eden yılda 7/7871 sayılı kararname ile Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'na bağlı bir alt birim olarak BOTAŞ kurulmuştur. Bu Türkiye'nin ilk transit hattı olmuştur ve Irak petrollerinin tüketici pazarlar olan Avrupa kıtasına ulaşmasını çok kolaylaştırmıştır.

Irak-Türkiye boru hattının inşaatı üç yıla yakın sürmüştür ve Mayıs 1977'de birinci ham petrol boru hattı (HPBH) devreye alınmıştır. Bu inşaat işleri tamamen BOTAŞ sermayesi ile yapılmıştır ve hattın sahibi BOTAŞ'tır. Hattın Türkiye'deki uzunluğu 641 km Irak'taki uzunluğu ise 345 km'dir. Hat Irak'ın Kerkük bölgesi petrollerini Ceyhan Deniz terminaline ulaştırmaktadır. Hattın kapasitesi yıllık 35 milyon ton'dur. İlk gemi yükleme 25 Mayıs 1977'de yapılmıştır. Hattın kapasitesi 1983 yılından 1984'e kadar yapılan revizyonlarla 46.5 milyon ton/yıl'a çıkartılmıştır. Bu hatta paralel ikinci bir boru hattında 1987 yılında işletmeye alınmış ve Irak-Türkiye HPBH'nin toplam kapasitesi yıllık 70.9 Milyon tona ulaşmıştır. İkinci hattın uzunluğu toplam 890 km'dir. Bu hattın 656 km'si Türkiye, 234 km ise Irak içerisinde. Bu hat Ağustos 1990'a kadar sorunsuz çalışmış olmasına rağmen bu tarihte Birleşmiş Milletlerin aldığı ambargo kararı neticesinde işletmeye kapatılmış ve 1996 yılına kadar hat tamamen kapalı kalmıştır. Türkiye 1990 yılında bu hattan 340 milyon varil petrol taşımıştır ama Irak'ın BM tarafından alınan karalar ile sınırlı ticaret yapması sonucu 1990 yılı rakamlarına bir daha ulaşamamıştır [9].

2008 yılında bu hattın toplam 135 milyon varil petrol taşıması yapılabilmektedir. Boru hattı özellikle kapalı kaldığı yıllarda bakım ve işletme sıkıntıları nedeni ile ciddi şekilde hasara uğramış, tekrar devreye alınması sırasında da teknik sorunlar ile karşılaşmıştır. Bu boru hattının yaşadığı diğer bir büyük sorun ise hattın geçtiği bölgenin güvenlik sorunlarıdır. Günümüzde boru hatlarının güzergahları belirlenirken özellikle dikkat edilen bu konu Irak-Türkiye HPBH için yeterince ele alınmamış veya alınmış olsa dahi değişen siyasi konjonktür bu bölgenin oldukça duyarlı hale gelmesine sebep olmuştur. Aslında bölgenin Birinci Dünya Savaşı ve Chester projesi ile ne kadar hassas olduğu bilinmektedir. Özellikle, hat yeniden devreye alındıktan sonraki dönemde hem Irak hem Türkiye tarafında borular ve vana istasyonları defalarca sabotaja maruz kalmıştır [10].

3.3 Yeni Rafineri Yeni Hat

Yurt içindeki bir diğer boru hattı projesi ise 1986 yılında öncelikle Ankara ve İç Anadolu ile Doğu Anadolu'nun petrol ürünleri ihtiyacını karşılamak üzere Kırıkkale rafinerisinin kurulması ile ortaya çıkmıştır. Bu hat mevcut Irak hattı için kullanılan Ceyhan Deniz Terminalini kullanarak ithal edilecek ham petrolün Kırıkkale rafinerisine iletilmesi için hazırlanmıştır. Hat, Eylül 1986 tarihinde işletmeye alınmıştır. Hattın uzunluğu 448 km ve taşıma kapasitesi yıllık 5 milyon ton'dur. Bu aynı zamanda rafinerinin yıllık ham petrol işleme kapasitesidir [9].

3.4 Doğal Gaz Boru Hatları

Ham petrolün yanı sıra ülkemizdeki boru hatları konusunda hızlı bir gelişme doğal gazın Türkiye'de tüketilmesi için gaz alım anlaşmalarının yapılması ile oluşmuştur. Bu anlaşmaların ilki Ocak 1985'de BOTAŞ ile Soyuzgazexport (Rusya) firmaları arasında imzalanmıştır. Bu anlaşma ile ithal edilecek gazın Türkiye'ye ulaşması 1987 yılında Rusya Federasyonu ile Türkiye arasında inşaa edilen doğal gaz boru hattı ile sağlanmıştır. Bu hat Türkiye'ye Bulgaristan'dan girmekte ve Hamitabat, Ambarlı, İstanbul, İzmit, Bursa, Eskişehir güzergahını izleyerek Ankara Yaprıcak'daki ana kontrol merkezine ulaşmaktadır. Bu boru hattının uzunluğu 842 km'dir.

Doğal gaz iletimi ve Türkiye'deki doğal gaz kullanımını arttırmak için ikinci adım ise, Türkiye-İran doğal gaz hattı projesi olmuştur. Bu proje 10 Aralık 2001'de hayata

geçirilmiş ve hat Doğubeyazıt'tan başlayarak, Erzurum, Sivas, Kayseri üzerinden Ankara'ya ulaşmıştır. Bu hattın toplam uzunluğu 1941 km'dir.

Artan doğal gaz tüketimi ve Rusya'dan gelen gazın Avrupa'yı besleyen ana hat üzerinden gelmesi ve bunun Ukrayna gibi bir coğrafi hattı kullanıyor olması ve Rusya'nın son dönemlerde Ukrayna ile olan ilişkilerinde sıkıntılı dönemler geçirmesi nedeni ile Türkiye, Rusya ile yeni bir doğal gaz boru hattı projesi konusunda anlaşmış ve Rusya-Karadeniz-Türkiye doğal gaz hattı, daha çok bilinen ismi ile Mavi Akım projesi hayata geçirilmiştir. Projede Rusya, Karadeniz kıyısındaki Djubga'ya kadar 56 in. (142 cm) çapında borular 308 km ve ardından 48 in. (122 cm) borular 62 km'lik mesafeyi katederek gelmektedir. Djubga-Samsun arasında ise 24 in. (61 cm) çaplı iki paralel hat Karadenizin tabanında uzanmaktadır. Djubga Samsun arasındaki Karadeniz geçiş hattı toplam 390 km'dir. Hat Samsun'da karaya çıktıktan sonra 48 in. (122 cm)'lik tek hat olarak Ankara'ya kadar uzanmaktadır. Ankara'ya, Samsun, Amasya, Çorum, Kırıkkale üzerinden ulaşan bu hattın uzunluğunda 501 km'dir. Bu hat ana doğal gaz hattı ile birleştirilerek bir başka döngülü gaz ağı oluşturulmuştur [9].

Türkiye elinde bulunan bu doğal gaz hatların yanı sıra enerji güvenliğini arttırmak için çeşitliliği sağlamak adına Türkiye, Azerbaycan ile Şahdenizi projesi için antlaşmış, bu kapsamda BTC boru hattına paralel bir doğal gaz boru hattı inşaatına başlanılmıştır.

Gürcistan'dan Türkiye'ye Türkgözünden giren hat 113 km olarak inşaatı tamamlanmıştır. Şahdenizi doğal gaz hattı Türkiye içersinde 42 in. (122 cm) olarak inşaa edilmiştir. Tamamlanan bu hat ile Ardahan ve Kars illerine doğal gaz sağlanmış, ayrıca BTC projesi kapsamında kullanılan birinci ve ikinci pompa istasyonlarının ihtiyacı olan doğal gaz için güvenli bir kaynak oluşturulmuştur.

Türkiye içinde BOTAŞ'ın yatırımları ile gerçekleşen bu projelerin çoğunluğu ülkenin enerji talebini karşılamak veya ülke içersindeki enerji dağıtımını sağlamak için yapılmıştır. Bir tek Irak ham petrol boru hattı bu tanımlamanın dışında tutulabilir. Fakat Türkiye'nin jeopolitik konumu ve Avrupa gibi büyük bir enerji tüketici merkezi ile Kafkaslar gibi enerji konusunda ihracatçı olan ülkeler ile sınırları bulunması, boru hatlarının sadece ülke ihtiyaçları için değil aynı zamanda bir köprü vazifesi göstererek enerji güvenliliğinin sağlanması amacı ile kullanılabileceği ve

hatta bu konunun Türkiye'nin dünya arenasında ki önemini değiştireceği aşıkardır.
Bu sebeplerle ÷lkedeki enerji politikaları boru hatları ile ilgili çalışmalar içermelidir.



Şekil 3.1 : Türkiye’de ki mevcut boru hatları [9]

3.5 Asrın Düşü BTC

Enerjiyi taşıyan köprü olma konusu faaliyete geçmiş iki proje ile Türkiye için başlamıştır. Bu projelerden ham petrol ile ilgili olanı BTC, Bakü-Tiflis-Ceyhan projesidir. Bu proje tam kapasitede günde bir milyon varil petrolü Bakü terminalinden Ceyhan deniz terminaline taşımak üzere tasarlanmıştır. BTC boru hattının Türkiye’de ki uzunluğu 1076 km, hattın tüm uzunluğu ise 1776 km dir. Hat Azerbaycan, Gürcistan üzerinden Ardahan’ın Posof ilçesinden ülkeye girmekte ve Ceyhan Deniz Terminalinde sonlanmaktadır. Bu proje ile dünyaya Kafkasya petroleri ilk kez Akdeniz aracılığı ile açılmıştır. Projede toplam sekiz adet pompa istasyonu bulunmaktadır, (Şekil 3.2). Bu istasyonların 4 tanesi Türkiye’de, 2’ser tanesi de Gürcistan ve Azerbaycan’da bulunmaktadır. Ayrıca şematik gösterimde “M” harfi ile gösterilen ölçüleme istasyonları hat boyunca Azerbaycan’dan ilk boru hattına girişte, Gürcistan ve Türkiye sınır girişlerinde ve Ceyhan deniz terminalinde, gemi dolum hattı üzerinde bulunmaktadır, (Şekil 3.3) [11].

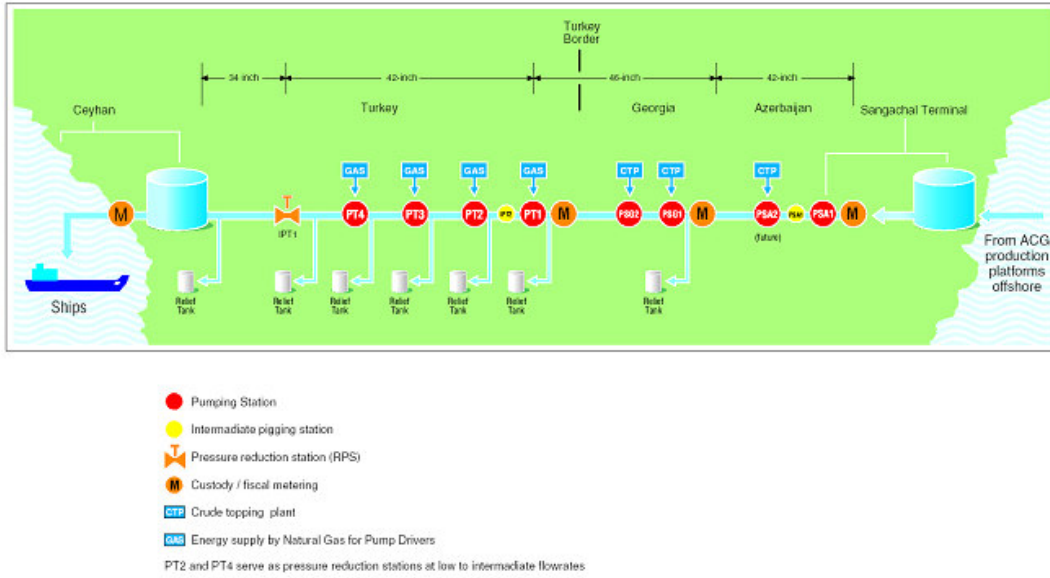
Bu projenin bir diğer özelliği ise hattın sahibinin BOTAŞ veya Türkiye Cumhuriyeti olmamasıdır. Bu özelliği nedeni ile boru hattında çok daha farklı bir şekilde değerlendirilmesini gerektirmektedir. BTC hattı Türkiye’de ki 1076 km’si, 4 pompa istasyonu ve 2 pig istasyonu ile Ceyhan deniz terminalinin inşaatı BOTAŞ tarafından ana müteahhit olarak BTC konsorsiyumu için yapılmış, ayrıca hattın Türkiye’de ki işletmesi BOTAŞ’ın iştiraki olan Botaş International Limited’e verilmiştir.



Şekil 3.2 : BTC ham petrol boru hattı [11]

BAKU - TBILISI - CEYHAN CRUDE OIL PIPELINE PROJECT

the BTC pipeline system



Şekil 3.3 : BTC boru hattı sistemi şematiği [11]

3.6 Uluslararası Doğal Gaz Projeleri

Türkiye'nin enerji koridoru vazifesi gördüğü Avrupa ile Kafkasya arasındaki bir diğer ticaret ürünü ise doğal gazdır. Avrupa'ya güvenli ve devamlı olarak doğal gazın ulaştırılması hem Avrupa sanayisi hemde Avrupa halkı için çok önemlidir. Özellikle son yıllarda Rusya ile Ukrayna arasında yaşanan politik gerginliğin ve anlaşmazlıkların Avrupa'yı tehdit ettiği, Rusya'nın hatta bir dönem Ukrayna üzerinden Avrupa'ya ulaşan hatlara gaz akışını durdurduğu bilinen bir gerçektir. Bu tip durumların önlenmesi için Avrupa Birliği INOGATE adlı bir programı aynı adlı bir komisyon aracılığı ile başlatmıştır. Bu programın temel amacı Avrupa'ya, Kafkasya ve eski Sovyet ülkelerinden sağlanan enerjinin, güvenliğini ve devamlılığını sağlamaktır. Program dahilinde tüm Avrupa ülkeleri ile bu programa ortak olan başta Türkiye olmak üzere Ukrayna, Belarus, Azerbaycan, Gürcistan, Ermenistan, Kırgızistan, Özbekistan, Türkmenistan, Tacikistan ve Kazakistan bulunmaktadır (Şekil 3.4). Bu program özellikle Kuzeyden gelen Rusya kaynaklı enerjinin farklı koridorlar kullanılarak ve başka kaynakları öne çıkartarak, enerjinin devamlılığının ve güvenliğinin sağlanmasını hedeflemektedir [12].



Şekil 3.4 : INOGATE enerji komisyonu üyeleri [12]

Bu amaçla ilk yapılan projelerden biride Türkiye-Yunanistan doğal gaz boru hattı projesidir. Projedeki amaç öncelikle Güney Avrupa gaz çevrimini oluşturmaktır. Hat, Türkiye’de Karacabey’den başlayarak, Marmara Denizi geçişi ile İpsala’dan, Yunanistan’a geçerek Gümölcine’de sonlanmaktadır. Hat 36 in.(92 cm) olarak dizayn edilmiştir ve toplam uzunluğu 211 km’dir. Bu hattın 85 km’lik bölümü Türkiye topraklarında yer almaktadır. Projenin birinci Yunanistan fazından sonra hedef hattın buradan İtalya’ya uzatılarak, doğal gaz arzının Avrupa’ya güney çevrimi ile yapılmasının sağlanmasıdır. Bu hattın tam olarak devreye girmesi 2012 yılında olması beklenmektedir, (Şekil 3.5).

Yine Avrupa’ya, özellikle Doğu Avrupa’ya doğal gaz arzını sağlayacak bir Mega Proje de NABUCCO’dur. Bu proje Ortadoğu ve Hazar bölgesi doğal gazının Bulgaristan, Romanya, Macaristan ve Avusturya’ya ulaştırılmasını içermektedir. Projenin toplam uzunluğu 3300 km olması ve Avrupa’ya 25-30 milyar m³/yıl doğal gazın taşınması planlanmıştır. Projenin 2013 yılına kadar tamamlanması hedeflenmiştir. Bu hatta öncelikle Azeri ve İran doğal gazları ile besleme yapılacaktır, (Şekil 3.5) [9].



Şekil 3.5 : NABUCCO ve Güney Avrupa gaz çevrimi projeleri [9]

Türkiye ayrıca bu projelerin yanı sıra Irak ve Mısır ile doğal gaz arzını güçlendirmek üzere yeni projeler üzerinde çalışmaktadır. Bu arzın bir kısmı ülke içinde tüketilmek üzere, bir kısmı ise transit projelere gerekli gaz arzını sağlamak amaçlı kullanılacaktır.

4. BORU HATLARININ EKONOMİSİ

Boru hatları işletme gelirleri ilk başta göze çarpan konudur, fakat boru hatları ekonomiye katkıları bu kadarla sınırlı değildir. Elbette hatlar geçtikleri bölgelerde ekonomik canlanma yaratmış, geçtiği bölge halkına iş imkanları yaratmışlardır. Türkiye'nin mevcut boru hatlarından geçen ham petrol miktarı da Çizelge 4.1'de sunulmuştur.

Çizelge 4.1: Türkiye ham petrol boru hatları yıllık taşınmış petrol miktarları [9]

Varil, bbl	IRAK- TÜRKİYE HPBH	CEYHAN- KIRIKKALE HPBH	BATMAN- DÖRTYOL HPBH	ŞELMO- BATMAN HPBH	BTC (BİL) HPBH
1990	339.939	21.13	22.544	1.526	-
1991	-	17.697	27.944	1.332	-
1992	-	20.374	25.732	1.295	-
1993	-	24.21	23.041	804	-
1994	-	22.648	22.289	1.088	-
1995	-	24.887	20.146	832	-
1996	5.215	29.642	16.979	751	-
1997	134.562	27.644	18.753	703	-
1998	277.671	23.435	17.128	644	-
1999	305.603	28.897	17.767	611	-
2000	285.716	24.751	18.904	825	-
2001	230.855	24.779	19.836	793	-
2002	175.667	26.51	18.482	691	-
2003	60.824	26.357	9.417	851	-
2004	37.685	24.601	9.488	767	-
2005	13.166	25.986	10.108	634	-
2006	12.93	27.381	10.822	535	57
2007	39.833	23.003	10.147	507	210.352
2008	135.522	21.427	11.06	-	264.092
2009 *	40.623	3.949	2.209	-	65.034

Fakat ülkeler için boru hatlarının ekonomisinin yanı sıra stratejik olarak da önemi büyüktür. Bunun ekonomi ile buluştuğu nokta ise, boru hatlarının birer büyük stok kapasitesi olmalarıdır. Örneğin BTC boru hattını ele alırsak, hattın uzunluğu Türkiye sınırları içersinde 1076 km'dir. 42 in.'lik ve 1076 km uzunluğundaki bir boru hattının içerebileceği ham petrol miktarı;

$$V = \pi r_i^2 l \quad (4.1)$$

$$V = \pi * 0.5^2 m^2 * 1076 km * 10^3 \quad (4.1a)$$

$$V = 844660 m^3 \quad (4.1b)$$

$$V \cong 5300000 bbl \quad (4.1c)$$

Burada;

r_i : Borunun iç yarı çapı, m

V: Boru iç hacmi, m^3

1 bbl=159 litre ve 1000 litre= $1 m^3$ dönüşümleri kullanılmıştır.

Bu rakam yaklaşık Türkiye'nin yedi günlük ham petrol ihtiyacına karşılık gelmektedir. Bunun gibi Irak boru hattının da ulusal stok olarak Türkiye'ye sağlayacağı avantaj ortadadır. Fakat bu durum özellikle gaz boru hatlarında daha da belirginleşmektedir. Bunu nedeni Boyle yasasının gaz boru hatlarında uygulanabilir olmasından gelmektedir.

Bunun için 500 km'lik bir 42 in.'lik bir doğal gaz boru hattını ele alalım. Hattın işletme basıncı eğer 30 bar ise boru içindeki hacim ;

$$V_1 = \pi * 0.5^2 m * 500 m * 10^3 km / km \quad (4.1d)$$

$$V_1 = 392500 m^3 \quad (4.1e)$$

Boyle yasasından;

$$V_2 = \frac{P_1 V_1}{P_2} \quad (4.2)$$

$$V_2 = \frac{30 bar * 392500 m^3}{1 bar} \quad (4.2a)$$

$$V_2 = 11775 * 10^3 m^3 \quad (4.2b)$$

Burada;

V_1 : Boru içindeki gaz hacmi, m^3

V_2 : Standart basınçtaki gaz hacmi, m^3

P_1 : Boru içindeki işletme basıncı, bar

P_2 : Atmosferik basınç, bar

Bu hesaplamalar da göstermektedir ki özellikle doğal gazın depolanması konusunda boru hatları ekonomik bir seçenektir. Pahalı yer altı stoklama projeleri, boru hatlarının miktarlarının arttırılması ile daha az ihtiyaç duyulur hale gelebilir.

Boru hatlarının dizaynı ise ekonomik anlamda en önemli kırılma noktasıdır. Boru hatları yatırımları iki bölümde ele alınabilir. Bunlar operasyonel (işletme) giderlerin sınıflandırıldığı OPEX ve ilk yatırım ve malzeme giderlerinin eklendiği CAPEX miktarlarıdır. Bu iki parametrenin nasıl optimize edileceği boru hattının özelliklerine göre değişmektedir. Örneğin Irak Türkiye ham petrol boru hattı BOTAŞ'ın inşaatını yapıp hatta sahip olduğu ve işletmesini yaptığı bir hat iken BTC hattının sahibi BTC konsorsiyumudur. BOTAŞ bu hatta sadece işletmeci olarak bulunmaktadır. Bu nedenle BOTAŞ adına işletme giderlerinin düşük tutulması veya birim ücret hesaplamaları yapılırken bu faktörlerin dikkatle incelenmesini gerektirmektedir.

5. TASARIM KRİTERLERİ VE BTC ÖRNEĞİ

Boru hatlarının tasarımlarında ise öncelik ne kadar miktarda ürünün ve nasıl bir ürünün, nereden, nereye taşınacağını belirlenmesi gerekliliğidir. Taşınacak ürün ham petrol ise, ham petrolün yoğunluğu, mum içeriği (wax) boru hattının en temel tasarım kriteridir. Boru hatlarının toplam yatırım maliyetlerinin %35 ila % 40'ını boruların oluşturduğu düşünüldüğünde boru çapının ve hattın güzergahının önemi daha da artmaktadır [13]. İçersinde yoğun miktarda mum içeren petrolerin zaman içerisinde geçtiği boru hattında ciddi birikmeler yapacağı ve borunun iç çapının bu birikmeler nedeni ile daralacağını unutmamak gereklidir. Bu durumun ortadan kaldırılması için ya farklı boru çapları seçilmelidir yada hat boyunca oluşacak bu birikimleri temizlemek amacıyla ile pig istasyonları kurulmalıdır. Pig istasyonları borunun iç çapına eşit veya yakın kanatçıklı olacak hazırlanmış tapaların boru hattı içindeki basınç ile bir noktadan diğer noktaya iletilmesi, ve bu sırada geçtiği boru hattının içinde oluşacak birikmiş mumları veya diğer parçacıkları önünde süpürerek getirmesi için kullanılır. Bu temizleme operasyonları hem tehlikeli hemde zaman alıcıdır.

Aynı şekilde boru hattının içinden geçecek olan petrolün sülfür oranında diğer bir önemli konudur. İçerisinde yoğun miktarda sülfür bulunan petrol, boru hatlarında daha fazla korozyona neden olacaktır. Bu durumda korozyona daha dayanımlı borular seçilecek, bu da boru için gerekli olan maliyeti arttıracaktır.

Boru hattının güzergahı için en önemli konu rakım farklılıklarıdır. Örneğin BTC hattında, hattın başladığı nokta Bakü'nün rakımı -10 metredir. Petrolün ulaşacağı son nokta olan Ceyhan ise deniz kenarı olması nedeni ile sıfır rakımdadır. Fakat hattın oldukça yüksek, dağlık Gürcistan ve Türkiye'nin Doğu Anadolu bölgelerinden geçmesi planlanmıştır. Bu seçim sırasında özellikle mühendislik gerekliliklerinden çok, güvenlik ve politik nedenlerle seçilmiştir. Hattın en yüksek rakımı 2830 metre ile hattının Türkiye kısmında 510. km'sindedir. BTC petrolünün 15 C'da yoğunluğu ise 852 kg/m³ tür.

Petrolün bu noktaya ulaşması için gerekli basınç ise;

$$P = \rho(h_1 - h_2) \quad (5.1)$$

$$P = 852 * (2830 + 10) \quad (5.1a)$$

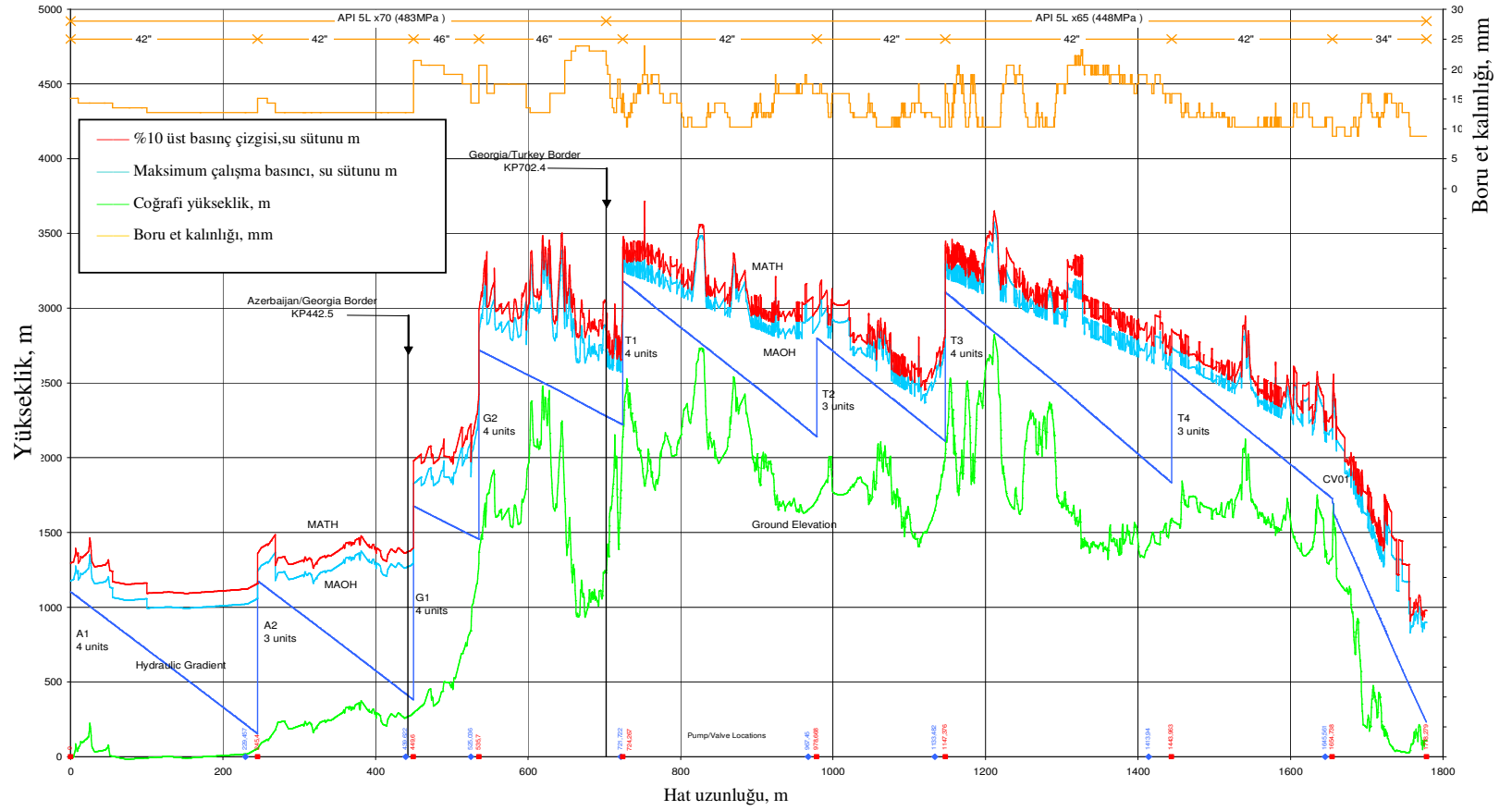
$$P = 2419t / m^2 \quad (5.1b)$$

$$P \cong 237bar \quad (5.1c)$$

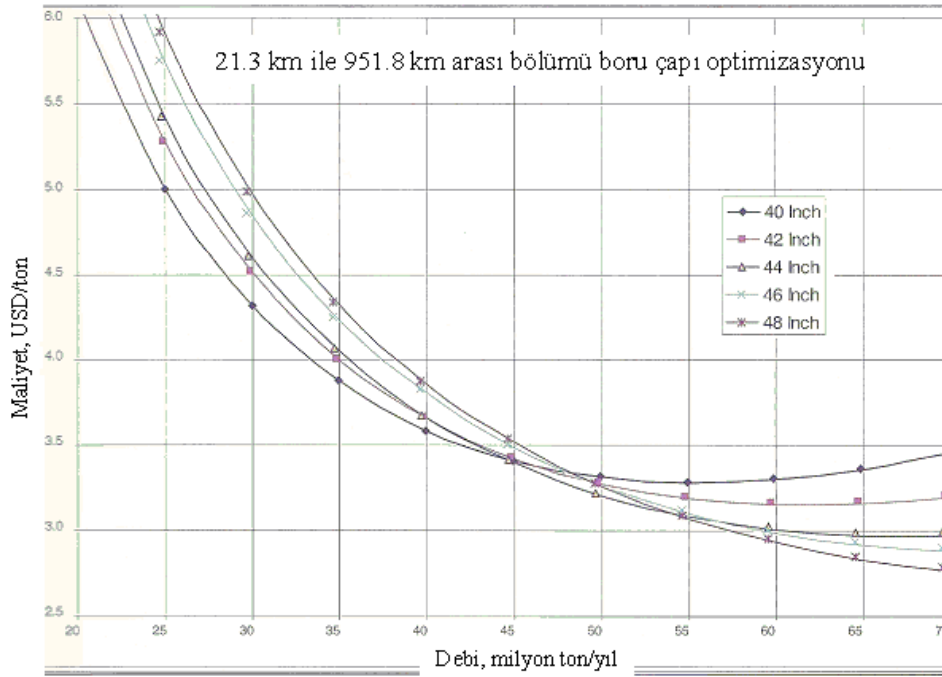
Burada kullanılan birim dönüşümü;

$$1 \text{ ton}/m^2 = 0.098 \text{ bar}$$

Bu kadar yüksek basınçlı bir sistemin taşınabilmesi için boru et kalınlıkları artacağından ve bu kadar yüksek basınca çıkmak için gerekecek pompa maliyetini azaltmak için, hat boyunca birçok noktaya pompa istasyonları yerleştirilir. Basınç arttıkça kullanılan boru hatlarının et kalınlıkları da artmakta, bu da maliyetleri arttırmaktadır. Boru hatlarında basınç ile ilgili bir diğer faktör de sürtünme ile oluşan basınç kayıplarıdır. Tüm bu faktörler göz önüne alındığında boru hatlarının basınç eğrileri çizilebilmektedir. BTC hattı için çizilmiş hat boyu basınç eğrileri Şekil 5.1'de gösterilmiştir.



Şekil 5.1 :BTC Boru hattı basınç eğrisi, debi 6667 m³/sa [11]



Şekil 5.2 : BTC boru çapı optimizasyon grafiği

Bir diğer koşul ise boru hattında her an tam akış yüzeyinin sağlanması gereklidir. “Slack line” yani tam yüzey dolu olmayan tipli bir akış olmaması için boru hatlarının çaplarının dikkatle seçilmesi gereklidir. Bu özellikle yüksek rakımlı noktalardan düşük rakımlı noktalara doğru olan akışlarda geçerlidir. Bu koşullar da dikkate alındığında boru hattı için en ideal boru seçimi, hidrolik profil ve boru maliyetleri dikkate alınarak yapılabilir. Şekil 5.1 ve Şekil 5.2 bu iki tip grafiklerdir ve en ideal boru hattı çalışma koşulları bu eğriler yardımı ile belirlenebilir. Şekil 5.1’de BTC hattının basınç gradyeni bulunmaktadır. Şekil 5.2’de ise 21. km ile 951. km arasındaki bölümde farklı boru çapları için boru maliyetinin yıllık akış debisine göre karşılaştırmalı grafiği bulunmaktadır. BTC hattında yıllık 50 milyon ton ham petrolün taşınması planlanmıştır. Bu nokta dikkate alındığında 5 farklı boru çapı için maliyetler yaklaşık olarak aynı olmaktadır. Bu durumda boru hattının ekonomisinin değerlendirilmesinde boru çapının değişimi ile birlikte hattın tasarımındaki tüm değişimlerin göz önüne alınarak karşılaştırılması gereklidir. Örneğin büyük çaplı boru tercihi yapıldığında pompa istasyonu sayısı düşebilir ki bu ilk yatırım maliyetlerinde ciddi bir fark yaratacaktır. Aynı şekilde azalan pompa istasyonu sayısı işletme maliyetlerini kısıacaktır fakat burada boru için ödenecek maliyet ve inşaat masrafı daha geniş çaplı bir boru kullanıldığından artacaktır. Boru çapındaki farklı tasarımlar hattın üzerinde kullanılacak vana sayısını da değiştirmekte, hatta tasarımı

yapılmış boru hatlarında acil durumlarda kullanılmak üzere taşma tankı olarak tasarlanan tankların kapasitelerini de değişmektedir. Bu nedenle boru hattının ilk yatırımında verilecek kararlar en başta tasarım aşamasında netleştirilmelidir. Ancak bu şekilde işletme giderleri ve bunun sonucu olarakta boru hattının işletilmesi için kabul edilecek ham petrol taşıma tarifesı belirlenebilir.

Çizelge 5.1 : BTC yatırım maliyet karşılaştırması [11]

	Birim Maliyetleri	42 Inch		46 Inch	
1-Borular		Miktar	Maliyet USD	Miktar	Maliyet USD
a) Çelik maliyeti	750 USD/ton	337029 ton	252,771,750	412603 ton	309,452,250
b) Kaplama maliyeti	10.8 USD/m ²	3116414 m ²	33,657,269	3413219 m ²	36,862,763
2-Boru Yerleştirilmesi	9 USD/m/in.	929870 m/42 in	351,490,860	929870 m/ 46 in.	384,966,594
3-Pompa İstasyonları					
a) Temel maliyetleri	3 M USD/istasyon	2 bootser+2 ana pompa ist.	12,000,000	2 Ana pompa ist.	6,000,000
b) Enerji ile ilgili maliyetler	1.1 M USD/MW	80 MW	88,000,000	50 MW	55,000,000
c) Ek mühendislik maliyetleri	343000 USD/istasyon	2 booster	686,000		
4-Vana İstasyonları					
a) Temel Maliyetler	94000 USD/vana	33 istasyon	3,102,000	43 istasyon	4,042,000
b) Çapla İlgili Maliyetler	1,362 USD/istasyon/in.	33 LV	1,887,732	43 LV	2,694,036
5-Diğer İstasyonlar	2 M USD/istasyon			2 istasyon	4,000,000
Toplam			743,595,611		803,017,643
		Fark USD	59,422,032		

Aynı şekilde boru hattı için işletme maliyetleride farklı boru çapları için tasarlanması gerekmektedir. Bunun için tasarlanmış hatlar için karşılaştırmalar yapılmalıdır. Özellikle, eğer hattın sadece işletmesi alınacaksa işletme maliyetlerinin daha dikkatli incelenmesi gerekmektedir. Çizelge 5.1’de farklı boru çapları için ilk yatırım maliyetleri arasındaki farklar gösterilmiştir. Bu iki farklı senaryo için karşılaştırma yapılabilmesi için sunulmuştur. Bu tabloda işletmenin sabit giderleri tüm işletme giderleri içerisinde %67’sini oluşturmaktadır. Bu durumda bir diğer konu ise boru hattının çalışmadığı zamanların (Down time) iyi tanımlanması ve işletmenin bu zaman içerisinde maliyetlerinin sözleşmede tanımlanması gerekmektedir. BTC için yapılan anlaşmada 500,000 varil/günlük işletmesinde 0.35 USD/varil, bunun üzerindeki debilerde ise ilerki yıllarda 0.23 USD/varil tarifesı ile anlaşma sağlanmıştır. Bu nedenle Çizelge 5.2’de verilen farklı boru çapları için işletme maliyetleri daha da önem kazanmaktadır.

OPEX hesaplamalarında en önemli değişken ise enerji maliyetleridir. Özellikle ham petrol fiyatlarında yaşanan artışlar enerji maliyetlerini doğrudan etkileyecektir. BTC boru hattı sisteminde Türkiye’deki pompa istasyonları doğal gaz ile çalışmaktadır. Türkiye’de doğal gaz fiyatı belirlenirken ham petrole bağlı bir formül ile fiyat hesaplaması yapılmaktadır.

Çizelge 5.2: BTC işletme maliyet karşılaştırması [11]

	Birim Maliyetleri	42 Inch		46 Inch	
1-Personeel		Miktar	Maliyet USD	Miktar	Maliyet USD
a) Boru hattı operasyonu	10 USD/m	1070000 m	10,700,000	1070000 m	10,700,000
b) Pompa İst. Operasyonu	250000 USD/istasyon	4 Pompa İst.	1,000,000	2 İstasyon	500,000
2-Enerji	22.88 USD/MWh	448264 MWh/a	10,256,292	282241 MWh/a	6,457,674
3-Bakım Onarım					
a) Boru Hattı	%0.8 Boru hattı yatırımı	2 bootser+2 ana pompa ist.	6,331,491	2 Ana pompa ist.	7,078,385
b) Pompa İstasyonu	%3 Pompa istasyonu yatırımı	100686000 USD	3,020,580	61000000 USD	1,830,000
Sabit OPEX ler			21,052,071		20,108,385
Değişken OPEX ler			10,256,292		6,457,674
Toplam			31,308,363		26,566,059
		Fark USD	-4,742,304		

6. MALİYET HESAPLAMA YÖNTEMLERİ

Tüm gerekli değişkenler (enerji, devamlılık) boru hattının işletme maliyetleri içerisinde formüle edilmelidir. Ayrıca boru hattı işletmelerinin ilk yatırımlarının, merkez ofis giderlerinin, eğitim giderlerinin de maliyetlere eklenmesi ve detaylı bir maliyet model çalışmasının tüm planlanan boru hatları için yapılması gerekmektedir. Bu noktada üç farklı tahmin stratejisi kullanılabilir.

Birinci method, nokta tahmin yöntemidir. Bu yöntemde tüm zorunlu maliyetler için tek bir değer belirlenir ve maliyet hesapları bu noktalara göre yapılır. Esnek olmayan bir yöntemdir ve tek sonuç çıkartır.

İkinci method, aralık tahmin yöntemidir. Bu yöntemde bir ürün veya işletme maliyeti için en düşük ve en yüksek iki farklı rakam alınır ve sonuç maliyeti iyi ve kötü iki senaryo arasındaki bölgede bırakılır.

Üçüncü yöntem ise olasılık yöntemleri ile belirsizliklerin azaltılması yöntemidir. Bu yöntemde olasılıklar, tarihi veriler, mevcut koşulların verileri ve gelecekte beklenen veriler ile histogramları belirlenir.

Bu metodlar içerisinde en çok tercih edileni üç nokta yaklaşımı ile histogram yaklaşımıdır. Üç nokta yönteminde maliyetler, Düşük (Low-L), Beklenen (Expected-E) ve Yüksek (High-H) olarak tanımlanır. Bu durumda beklenen maliyet C_e , Varyans standard sapmanın karesi, s^2 ve son toplam olasılık maliyeti sonucu G ile gösterilirse, şu şekilde formülize edilebilir [13].

$$C_e = \frac{[2E + (1/2) * (L + H)]}{3} \quad (6.1)$$

$$s^2 = ((1/6) * (H - L))^2 \quad (6.2)$$

$$G = \sum_{i=1}^n C_{ei} \quad (6.3)$$

Son toplam maliyeti birbirinden bağımsız birçok değişkenden oluşabilir. Merkez Limit (central limit) teorimi böyle bir dağılımın yaklaşık olarak normal dağılım göstereceğini belirtir [7].

Histogram yaklaşımında ise tahmin edilen maliyet olasılık dağılımları daha iyi temsil edilir. Bu yöntem kullanıldığında maliyet tahminleri için Monte Carlo örnekleme modeli kullanılabilir.

Tüm bu modellerin denenmesi için sayısal (nümerik) yöntemlerle çözümler yapıp Boru hattı maliyet hesapları bir simülasyona dönüştürülebilir. Ayrıca toplam maliyetler hesaplandıktan sonra boru hatları için gelirler, amortismanlar, faiz ve ana para ödemeleri, vergiler gibi faktörler eklenerek yatırım analiz raporu hazırlanmalıdır.

7. BORU HATTI YATIRIM ANALİZİ

Bir yatırımın analizi için öncelikle projenin yatırım maliyetlerinin ve proje ömrünün ardından da proje içerisinde yapım veya işletme sırasında ortaya çıkabilecek belirsizliklerin tayin edilmesi ve bu faktörlerin yatırım analizine eklenmesi gereklidir. Bu sebeple özellikle petrol sektörü gibi belirsiz kavramlar (bilinmeyenler) içerisinde karar mekanizmalarının çalışacağı yatırım analizlerinde, genellikle düz sabit yatırım modelleri yerine olasılıklı yatırım modelleri kullanmak faydalı olacaktır. Örneğin, boru hatları için en önemli konu boru hattının kazanç sağlamasını sağlayacak petrol kaynaklarının devamlılığının olmasıdır. Petrol sektöründe bazen teknik bazen doğa koşulları nedeni ile üretime ara verilebilir ve bu durum bazen boru hattının belli süreler için kapanmasına sebep olabilir. Bu tip bir durum tüm yatırım hesapları sabit gelir düzeyine göre hesaplanmış bir projede beklenmedik kayıplar ve yatırımın uzayan sürelerde geri dönmesine ve hatta bazen hiç geri dönmemesine, yani projenin bir zarar olarak sonuçlanmasına sebep olabilir. Bu ve benzeri örneklemeler için boru hatlarında yaşanabilecek tüm faktörler dikkatle seçilmelidir.

Boru hatlarında kullanılacak taşıma fiyat tarifeleri, boru hattı işletmeleri veya projeleri için hayati önem taşımaktadır. Bu tarifenin belirlenmesi sırasında öncelikle boru hattının ne tarz bir maliyetle ortaya çıkacak boru hattı olacağının önceden belirlenmesi gerekmektedir. Genel olarak iki farklı tipte boru hattı projeleri geliştirilmektedir. Birincisi, üretilecek olan gaz veya petrol, üretildiği sahalara sahip şirketler tarafından yapılacak olan yatırımlar ve farklı bir işletmeciye sahip olacak boru hatları, ki bu genellikle Türkiye gibi boru ile ham petrol ve ürünlerinin taşınması konusunda tek yetkili kurum ile sınırlandırılmış ve başka firmalarda taşımacılık hakkı bulunmayan ülkelerde geçerlidir. Bu tip bir boru hattına örnek BTC hattıdır. Projenin yatırımı BP menşeli BTC Co. tarafından yapılmıştır. Türkiye’de bulunan 1074 km’lik bölümün işletmesi ise BOTAŞ’ın bir alt firması olan BIL tarafından yapılmaktadır. İkincisi ise, boru hattı projesinin hem yatırımın hem işletmesinin aynı firma tarafından yapıldığı durumlardır. Bu tip projelerde ise en kritik nokta ürünü sağlayacak üreticiler ile boru hattı işletmesi arasında üretimin

sürekliliği konusunda sağlam temelli bir antlaşma yapılmalıdır. Bu tip projeye örnek ise, Türkiye Irak boru hattıdır. Bu boru hattının tüm yatırımı BOTAŞ tarafından yapılmıştır.

Bu iki farklı model için tarife fiyatı belirlenmesi oldukça kritik bir süreçtir ve farklı değerlendirilmesi gerekmektedir. Bunun için iki farklı fiyat yapısı modeli içerisinde değişik önermeler yapılabilmektedir.

8. MODEL YAKLAŞIMLARI

Birinci Model: Yatırımın (CAPEX) farklı bir firma tarafından yapılması, işletmenin sadece boru hattı firması tarafından yapılması durumu:

Bu model en basit hali ile şu şekilde formüle edilebilir;

$$T = F + V \quad (8.1)$$

T=Tarife (USD/varil)

F=İşletme sabit giderleri (USD/varil)

V=İşletme değişken giderleri (USD/varil)

Burada işletme sabit giderleri farklı birkaç kalemden oluşmaktadır. Bunlar;

- Boru hattında çalışacak personel maaşları, (OH)
- Personelin boru hattı işinde çalışmak için gerekli eğitimleri, (TR)
- Zamana bağlı yapılacak bakım ve onarımlar, (TM)
- Bina, araç, ekipman kiralari, (RE)

Aynı şekilde işletme değişken giderleri de (V) farklı birkaç kalemden oluşmaktadır. Bunlar;

- Makine yedek parçaları, (EP)
- Makine yağları, (LUB)
- Enerji; işletme elektrik giderleri (pompa ve yardımcı üniteler için), (EL)
- Enerji; işletme ana pompa, sıkıştırma için gerekli doğal gaz (veya mazot), (NG)

İşletmelerin sabit giderleri (F), her koşulda çok fazla değişim göstermeden, boru hattının performansından bağımsız maliyet olarak bulunan kalemlerdir. Bu maliyetlerde, fonksiyon olarak zamana (t) bağımlıdırlar. Bir boru hattının gelirleri planlanırken eğer bu tip zamana bağımlı fonksiyonların maliyetleri tarife içerisinde

planlanmaz ise özellikle üretim sahalarında yaşanacak her türlü belirsizlik ve üretimin aksaması boru hattının ekonomisini etkileyecektir. Değişken giderler ise, doğrusal olmamakla birlikte taşınan ürün ile doğrusala çok yakın bir seviyede oluşacaktır. Diğer bir deyişle, genellikle fiyat tarifelerinde kullanılan, örneğin ham petrol için; taşınan varil başı ücret tarifesi sadece bu giderleri karşılamak üzere doğru sonuç vermektedir. Bu tip maliyetleri bu sebeple iletim (üretim) bağımlı fonksiyonlar olarak belirleyebiliriz.

Bu detaylar ile formülü tekrar yazarsak;

$$T = (OH + TR + TM + RE)(t) + (EP + LUB + EL + NG) * ToplamDebi \quad (8.2)$$

İkinci Model: Tüm yatırımın ve işletmenin aynı çatı altında yapılması;

Bu modeldeki formülde, birinci modelin formülü üzerine birde yatırımdan gelen maliyet hesabının eklenmesi gerekmektedir.

Bu modelin formülü ise;

$$T = C + F + V \quad (8.3)$$

Burada önceki formülden farklı olarak;

C =İlk yatırım gideri tarifesi (USD/varil)

Bu tarifenin bir önceki tarifeden farkı, ilk yatırım ve bunun zaman içerisinde geri dönüşünün tarife içerisinde tanımlanmasıdır. Bunun için diğer tarife maliyetleri dışında bir başka konu olan, projenin ömrü öne çıkmaktadır. Özellikle petrol endüstrisinde bir projenin ömrünün net kestirilmesi çok kolay olmamakla birlikte, gelişen teknolojiler daha iyi öngörülerle ve hesaplamalarla rezervuarların kapasitelerinin belirlenmesini ve uzun süreçli üretim planlarının yapılmasını sağlamaktadır. Proje maliyet hesaplarında boru hatlarının büyük yatırımlar olduğu göz önüne alındığında, üretim süresinin kritikliği ortaya daha da çıkmaktadır. Örneğin 5-10 yıllık bir üretim öngörülen bir sahadan boru hattı ile taşımacılık yapmak, çoğu zaman ekonomik olmayıp, diğer taşıma yöntemleri (kara, demir veya deniz yolları) ile taşımacılık çok daha ekonomik olabilmektedir. Bunun en büyük nedeni olan ilk yatırım bu nedenle tarife formüllerinde tanımlanmalıdır. İlk yatırımın tarifede tanımlanması sırasında yatırımın zaman değerinin de belirlenmesi ve formüle edilmesi gerekmektedir. Bunun için temel faiz hesapları kullanılmalıdır.

Bunlar;

Birleşik Faiz

Bir yatırımın bugünkü değerini geleceğe taşımak veya gelecekte olacak değerini bugüne indirmek için bileşik faiz hesaplamasının bilinmesi gerekmektedir.

$$FV = PV * i + PV = PV(1 + i) \quad (8.4)$$

$$FV_2 = PV(i + 1) * i + PV(i + 1) \quad (8.4a)$$

$$FV_2 = PV(i + 1)^2 \quad (8.4b)$$

Bu formüllerde;

FV :Paranın gelecekteki değerini

PV :Paranın bugünkü değerini

i :Dönemsel faiz oranını, %

vermektedir. FV'nin her yeni dönem için olan artışı 1,2,3...,n dizisi ile gösterilirse formül şu şekilde genelleştirilir.

$$FV_n = PV(i + 1)^n . \quad (8.5)$$

Eğer yatırım uniform seri şeklinde farklı periyotlar için yapılacaksa bu yatırım (A) ile adlandırılarak gelecekteki değerinin hesaplanmasında şu formül;

$$FV = A(1 + i)^0 + A(1 + i)^1 + A(1 + i)^2 + ... + A(1 + i)^n \quad (8.6)$$

kullanılır.

Bu formülü çözersek

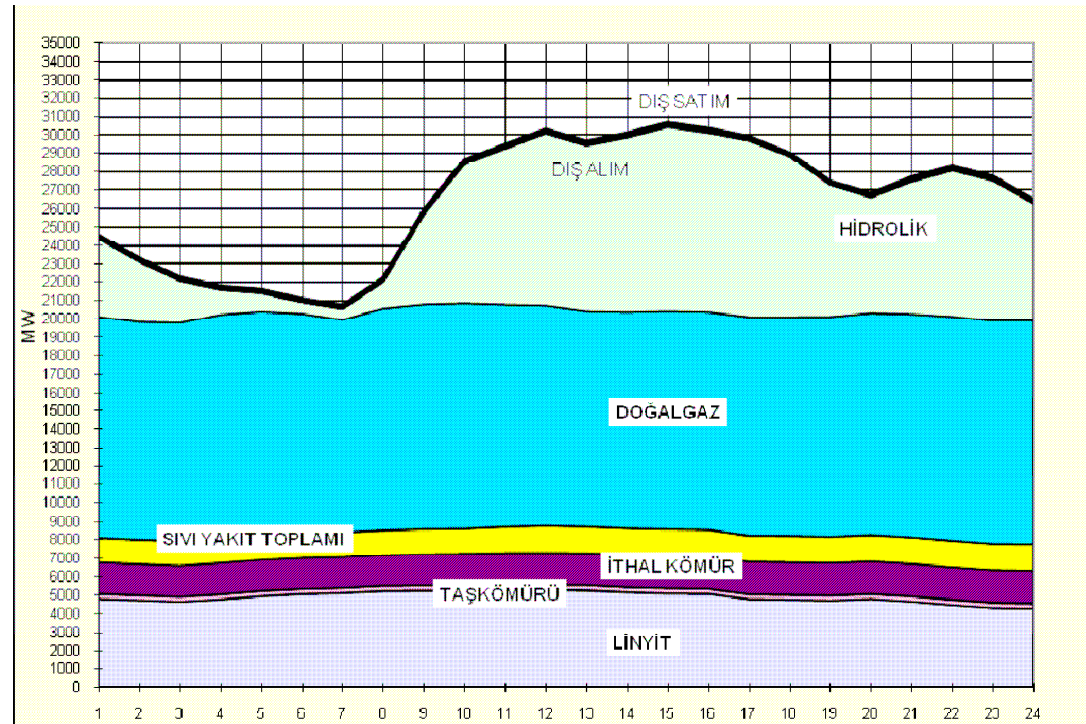
$$FV = A \left[\frac{(1 + i)^n - 1}{i} \right] \quad (8.7)$$

Bu şekilde bir yatırımın gelecek zamanda ki eder değerini bulma şansımız olabilir. Aynı şekilde ileride yapılacak bir yatırımın ve gelirlerin bugünkü değerine indirmek ve bugünkü fiyatlar ile karşılaştırmak, yatırımın ömrü sonunda karşımıza çıkacak tabloda bugünkü hali ile getirisini hesaplamak için net bugünkü değer hesaplaması “*Net Present Value*” yapılır. Bu hesaplamalar projenin yatırımının gelecekteki gelir, gider ve yatırımını göz önüne almak için oldukça önemlidir. Ayrıca

yıllar içerisinde değişen piyasa koşulları nedeni ile farklı faiz oranlarında kullanılarak net bugünkü değer hesaplanabilir. Bunun dışında ikinci modelde birinci modelde olduğu gibi sabit ve değişken maliyetler bulunacaktır. Üç farklı rakamın bir araya getirilmesinde boru hattının işleticisi açısından talep etmesi gerekecek tarifeyi belirlemesini sağlayacaktır. Bu iki modeli uygulamada görebilmek için örneklerle tipik bir boru hattının maliyetlerini ele alarak karşılaştırmalar sunulacaktır, fakat burada en önemli konu yine belirsizlikler ile ilgili bazı tanımların ilerideki tarihler için şimdiden tahmin yapılmasıdır.

8.1 Değişken Maliyetlerin İncelenmesi

Değişken maliyetler yatırım ve sabit giderler dışında projenin maliyetini, dolayısı ile tarifenisi belirlemekte en zor olan kısımdır. Örneğin değişken maliyetler içerisinde bulunan enerji maliyetini Türkiye koşullarında ele alalım. Türkiye’de üretilen enerjinin büyük bir bölümü neredeyse dışa bağımlı olduğumuz doğal gaz kaynağına bağlıdır, (Şekil 8.1).



Şekil 8.1 :23 Temmuz 2009 gün boyu Türkiye’de üretilen elektriğin kaynakları [14]

Bu dağılımdaki doğal gazın payı ilerleyen yıllarda özellikle özel sektörün enerji üretiminde artan payı ile daha da artacaktır. Genel olarak kolay, hızlı kurulabilen ve

bakım maliyetleri düşük, uzun ömürlü doğal gaz kombine çevrim santralleri Türkiye'nin elektrik ihtiyacını sağlamaktadır. Bu gelişmenin bir diğer sebebi ise, yeterince uzun yapılmamış planlamalar sonucu ani elektrik tüketim talebinin acilen karşılanması gerekliliğidir. Ayrıca, doğal gaz dünya piyasasında yapılan “al ya da öde” (buy or pay) tipi anlaşmalarla Türkiye'nin almayı taahhüt ettiği gazı bir şekli ile tüketmesi veya bunun karşılığı olan maliyeti ödemesi gerekliliği oluşmakta, bu durum da doğal gaz kombine çevrim santrallerini daha da önce çıkartmaktadır. Türkiye'nin gelecek on yıl içinde enerji konusunda yapmayı planladığı yatırımlar (kamu+özel sektör) ile doğal gazın elektrik enerjisi üretimi içindeki yeri korunacaktır, (Çizelge 8.1).

Çizelge 8.1 : On yıllık programda Türkiye'nin oluşacak kurulu güç dağılımı, (MW)
[14]

MW	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
LİNYİT	8260	8260	8260	8260	8260	8260	8260	8260	8260	8260
T.KÖMÜRÜ	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555
İTHAL KÖMÜR	1838	1838	2248	3464	4678	4678	4678	4678	4678	4678
DOĞAL GAZ	14693	14839	15645	17556	18396	18396	18396	18396	18396	18396
JEOTERMAL	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
FUEL OIL	2100	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
MOTORİN	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206
DİĞER	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251
BİO GAZ+ATIK	41	52	60	60	60	60	60	60	60	60
HİDROLİK	14886	16381	18058	19877	19877	19877	19877	21077	21077	21077
RÜZGAR	570	743	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012
TOPLAM	43485	45010	48180	53126	55180	55180	55180	56380	56380	56380

Şu anda Türkiye'de kurulu toplam elektrik gücünün %33, 7'si doğal gaz ile üretilmektedir. Bu oran 10 yıl sonra ise %32.6'lar da olacaktır. Proje üretim kapasitesi olarak bakıldığında ise elektrik üretiminde doğal gaz %44.6'lük bir paya sahiptir. Bu oran 10 yıl içerisinde ise sadece %2'lik bir düşüşle, %42.7'lik paya sahip

olacaktır. Proje üretim kapasiteleri termik santraller haricinde elektrik üretim santrallerinde çok fazla doğa koşullarına endekslenmektedir. Örneğin rüzgar türbinleri belli bir kuvvette rüzgar olmaması durumunda çalıştırılmamaktadır. Yağışların az olduğu bir dönemde ise hidroelektrik santrallerde gerekli enerji üretim katkısını yapamamaktadırlar. Bu nedenlerle doğal gazla bağlı elektrik üretimi, devam edecektir, (Çizelge 8.2).

Çizelge 8.2 : On yıllık programda Türkiye'nin oluşacak üretilebilir güç dağılımı, (GWh) [14]

GWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
LİNYİT	52560	52445	52486	52534	52583	52493	52445	52486	52534	52583
T.KÖMÜRÜ	3022	3022	3022	3022	3022	3022	3022	3022	3022	3022
İTHAL KÖMÜR	12148	12701	14376	19910	28197	31706	31955	32646	32211	32258
DOĞAL GAZ	110325	111887	114553	125866	138999	137933	138593	139227	138394	134525
JEOTERMAL	399	587	587	587	587	587	587	587	587	587
FUEL OIL	13848	12291	12291	12291	12291	12291	12291	12291	12291	12291
MOTORİN	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408	1408
DİĞER	1663	1663	1663	1663	1663	1663	1663	1663	1663	1663
BİO GAZ+ATIK	271	325	399	429	429	429	429	429	429	429
HİDROLİK	49662	54807	59657	65882	68787	68738	68699	72577	72577	72577
RÜZGAR	1643	2366	3176	3663	3663	3663	3663	3663	3663	3663
TOPLAM	246949	253502	263618	287255	311629	313933	314755	319999	318779	315006

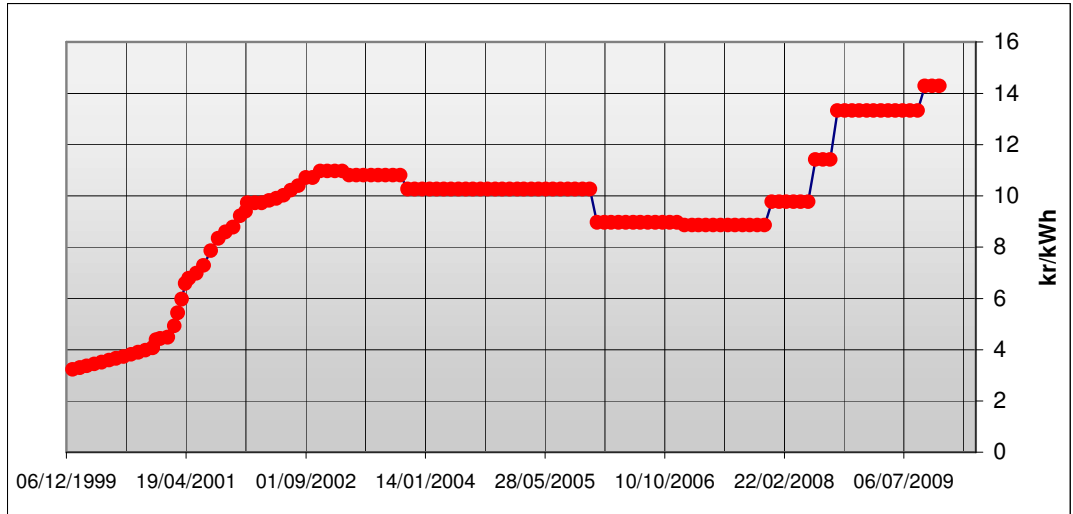
Bu oranların da gösterdiği gibi Türkiye'de üretilen elektrik enerjisi doğal gazla gelecek on yıl içerisinde bağımlılığını sürdürecektir.

Enerji üretiminde doğal gazla yoğun bir bağımlılığın olması, Türkiye'de enerji tüketecek her türlü projenin maliyetlerinin doğal gaz ile bire bir yakın ilişkide olmasına sebep olmaktadır. Türkiye'nin neredeyse tamamını yurt dışından ithal ettiği doğal gazın fiyatı ise, (Türkiye'nin satın alış fiyatı) oldukça fazla polemik konusu olmasına rağmen bugüne kadar hiçbir yayında ortaya çıkartılamamıştır. Genellikle, bu durum

anlaşmaların büyük politik hamleler ve ikili ülke ilişkilerine bağlı olması nedeni ile hep gizli kalmıştır. Fakat bilinen bir gerçek vardır ki petrolün dünya piyasalarındaki varil başı fiyatının artışı, Türkiye'nin doğal gaz alış fiyatlarını etkilemektedir. Bu da doğal gazın alış fiyatı içerisinde ham petrolün varil fiyatına bağlı bir formülasyon ile hesaplandığını göstermektedir.

Ham petrol fiyatlarının değişimi ile doğal gaz fiyatının artması elektriğin otomatik fiyatlandırma mekanizması sebebi ile doğrudan değişmesine sebep olmaktadır. Bu durumda doğal gaza %10 luk zam gelmesi otomatik fiyatlandırma mekanizması sebebi ile elektrik maliyetlerine en az %5 artış olarak yansımaktadır. Son on yıl içerisinde elektrik fiyatındaki değişim, toplamda diğer tüm temel maliyetlerden fazla olmuş, sadece doğal gazın ve ham petrolün fiyatı dışında serbest piyasa koşulları oluşturulurken elektriğin fiyat hızlı bir şekilde tırmandırılmıştır. Bunun sonucu olarak elektriğin maliyeti on yıl içerisinde %342 artarak elektriği ana gider olarak kullanan yatırımlar için riskli bir değişken halini almıştır. Aşağıdaki Şekil 8.2'de yıllar içinde ana dağıtıcıdan elektrikli kullanan çift terimli (aktif ve pasif enerji kullanan) sanayi tipi kullanıcı için fiyatlar grafiği sunulmuştur.

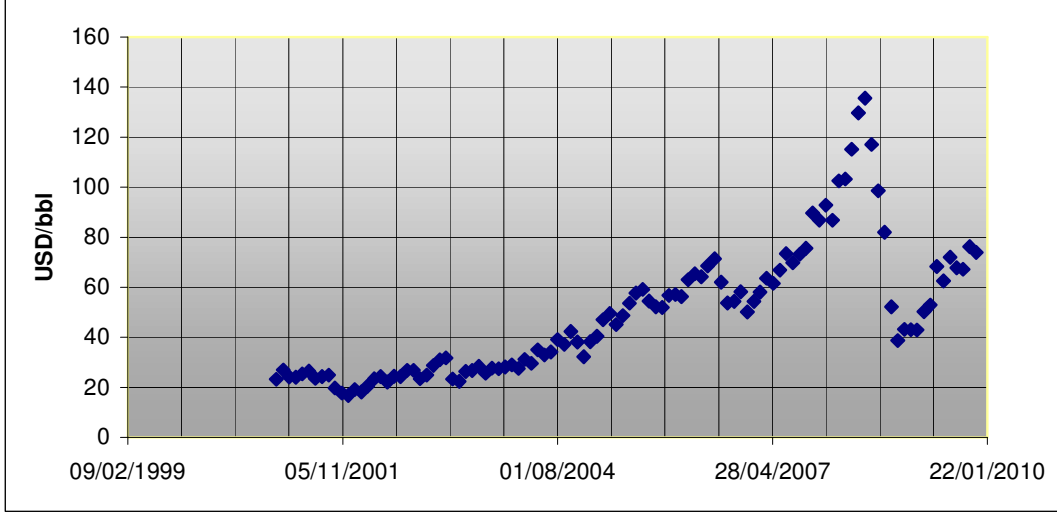
Maalesef bu kadar fiyatı artmış olmasına rağmen hala elektrik, diğer çoğu enerji kaynağından daha ucuz olduğu (kısmen üzerindeki vergi daha düşük olduğundan) için ısınma dahil olmak üzere tercih edilmektedir.



Şekil 8.2 : Yıllara göre sanayi tipi müşterinin elektrik fiyat değişimi, kr/kWh [15]

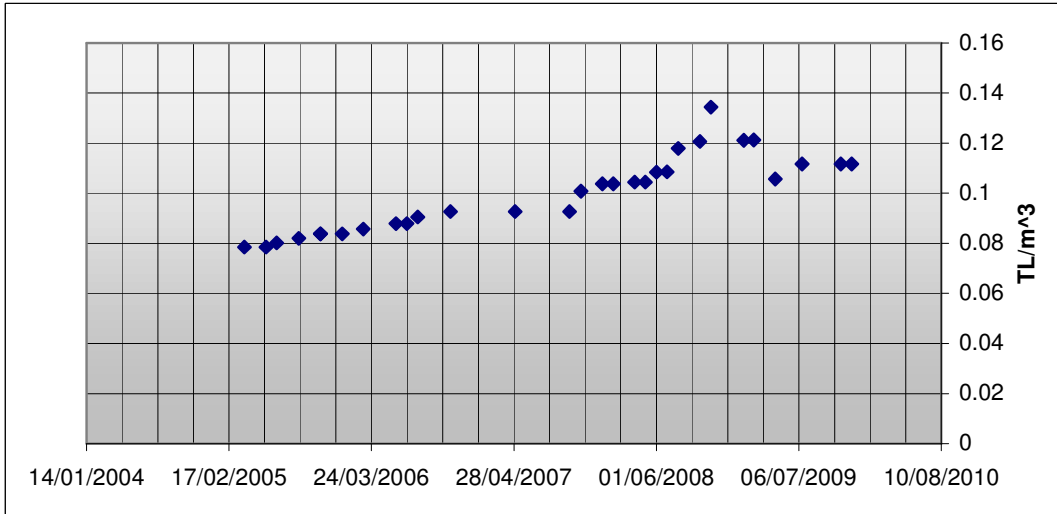
Ham petrolün son yıllardaki fiyat değişimi oldukça fazla olmuştur. Genel olarak yıllardır büyük krizler harici sabit devam eden ham petrolün varil fiyatı son 5 yıl

içerisinde çok fazla dalgalanmaya sahne olmuştur. Özellikle 2008 yılının, Haziran ayının sonlarına doğru petrolün varil fiyatı 131 doların üstüne çıkarak bugüne kadar ki en yüksek seviyesine ulaşmıştır, (Şekil 8.3).



Şekil 8.3 : Yıllara göre ham petrolün fiyat değişimi, USD/bbl [16]

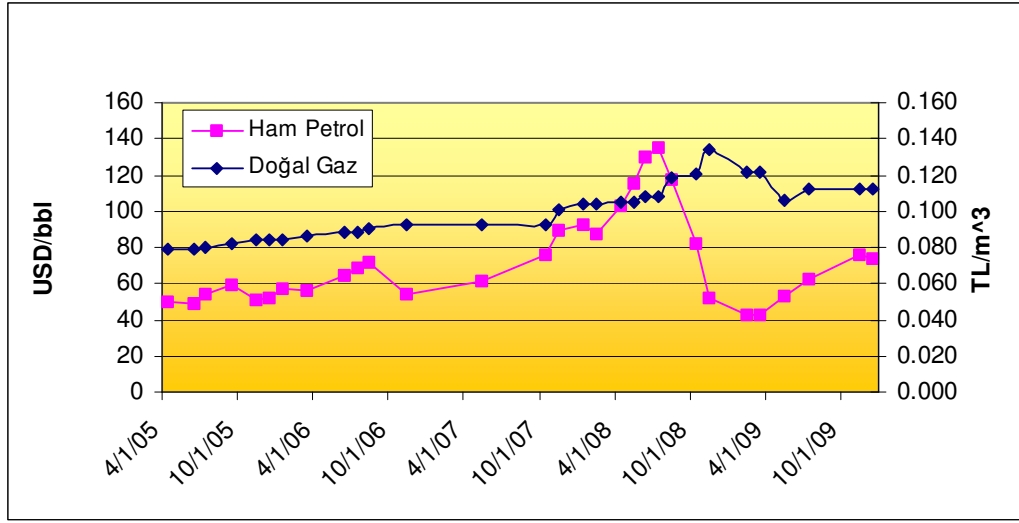
Bu fiyat dalgalanması benzer şekilde doğal gaz fiyatlarına da yansımıştır. Özellikle petrolle fiyatının bir fonksiyonu olarak doğal gaz, aynı fiyat eğilimini belli bir zaman dilimi gecikme ile yaşamıştır. Bu konuda İstanbul’da doğal gaz tüketen bir sanayi müşterisinin kullandığı doğal gaz fiyatının değişimi yıllara göre Şekil 8.4’de sunulmuştur.



Şekil 8.4 : Yıllara göre İstanbul doğal gaz fiyatı değişimi, TL/m³ [17]

Aynı dönemler için iki ürünün (doğal gaz ve ham petrol) fiyat verileri karşılaştırılırsa, ham petrolün fiyat değişiminin doğal gazın fiyat değişimine olan etkisini görmek daha

da kolay olacaktır. Aynı zaman diliminde ham petrol ve doğal gaz'ın fiyat değişimi Şekil 8.5'de sunulmuştur.



Şekil 8.5 : Yıllara göre doğal gaz ve ham petrolün fiyat eğilimleri

Üç enerji ürününün fiyatları (gaz, petrol ve elektrik) temelde vergi rejimlerinde herhangi bir değişiklik olmaması durumunda, belli bir paralellikte artmakta ve bunu tetikleyen faktör ham petrolün dünya borsalarındaki fiyat seyri olmaktadır. Bu nedenle değişken maliyetler hesaplanırken dikkate alınması gereken en önemli konu ham petrolün fiyat yapısının proje sürecince nasıl bir değişim göstereceğidir. Bu konudan birçok model tahmininde bulunmak ve bu tahminler ile birlikte bu çalışmadaki proje maliyet tarifelerinin hesaplanması sırasında, ham petrolün fiyatının iki farklı senaryo kabulü ile hesaplanacaktır. Bunlardan birincisi ham petrolün bugünkü fiyatı itibarı ile sadece enflasyon etkisi ile artış göstereceği, diğer senaryo ise ham petrol fiyatının her zaman enflasyonun artı %2 gibi bir fonksiyonla artacağıdır.

Boru hatları, özellikle ham petrol ve petrol ürünleri taşımacılığı olarak bakıldığında satılan metanın fiyatının artması daha fazla bu konuda projelerin yapılması ve daha yüksek maliyetli taşımacılık işletmelerinin kurulması anlamına da gelmektedir. Bu noktada aslında değişken maliyetlerde ham petrol fiyatının değişim etkisinin ortadan kaldırılması için yapılabilecek en etkin model değişken maliyetler için petrolün varil fiyatı üzerinden yüzdesel bir fiyat belirlenmesi olabileceği gibi, bu ücretin ham petrol olarak ödenmesi de düşünülebilir. Özellikle, eğer petrol olarak bir taşıma tarifi belirlenmesi düşünülürse, boru hatlarının tasarım aşamasında kullanılacak ana makinalar (pompalar), yardımcı makinalar (elektrik üretimi jeneratörleri) ham

petrolün en basit damıtılmış hali ile çalışacak şekilde tasarlanabilir. Bu tip bir uygulama BTC boru hattının Gürcistan bölümünde uygulanmıştır. “Crude Topping Unit” diye adlandırılan basit ham petrol damıtma sistemleri ana makinalar için yakıt üretmekte ve bu yakıt için gerekli olan ham petrol boru hattı üzerinden sağlanmaktadır. Bu yöntem ayrıca coğrafi olarak doğal gazın ulaşmadığı veya ulaştırılmasının maliyetli olduğu durumlarda kullanılabilmekte ve ilk yatırım maliyeti olarak ta ciddi avantaj sağlayabilmektedir.

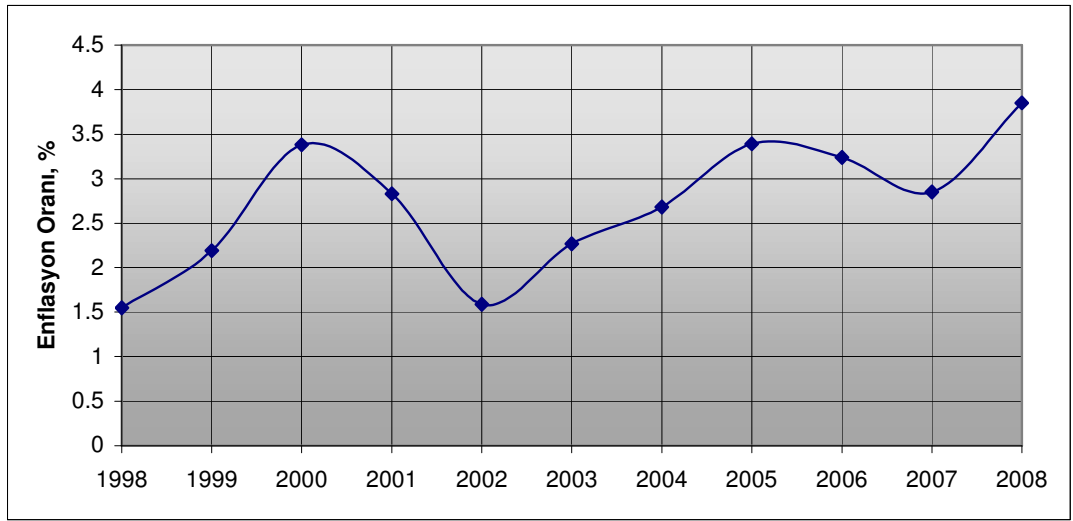
8.2 Sabit Maliyetlerin İncelenmesi

Sabit maliyetler, boru hattı projelerinde daha önce de belirtildiği gibi iki tip olmaktadır. Bunlardan birincisi, ilk yatırım sabit maliyetleridir. Bu noktada en önemli konu boru hattı tasarımının yapılış biçimidir. Boru hatlarının güzergahları, boru hattının basınç gradyenini ve aynı zamanda kullanılacak boru maliyetlerini ve tasarıma göre yapılabilecek pompa ve pig istasyonlarını belirlemektedir. Bu konuda BTC ile ilgili farklı iki tasarım senaryosunu ve maliyete etkileri önceki bölümlerde belirtilmiştir. Fakat sabit maliyetlerin tasarım kriterleri bu bölümde daha da öne çıkacaktır. Zira yüksek basınçlarda çalışacak bir sistem tasarım edilirse boru hatlarının geçtiği güzergah boyunca oluşacak tüm basınç değişimlerini karşılayacak az sayıda pompa istasyonu ile tasarım yapılacaktır, yüksek basınçlı çalışma ile işletilecek boru hattı, ilk yatırımdaki boru et kalınlıklarını arttıracığından boru maliyetlerini yükseltecektir. Fakat bu durumda daha az pompa ve pig istasyonu kurulacağından, boru hattında çalışan sayısı azalacak ve sabit giderler içerisinde bulunan maaşlar, eğitim giderleri, araç kiralari azalmış olacaktır.

Sabit gider içerisinde yer alan maaşlar, genel olarak, enflasyon oranında artış gösterecektir. Bu artış boru hattı projesinin tüm ömrü boyunca geçerli olacaktır. Eğitim masrafları ise, genellikle boru hattının devreye alınması öncesi dönemde başlayıp; ki bu dönem en yüksek eğitim maliyetlerinin oluşacağı dönemdir, ardından her yıl belli dönemlerde hatırlatıcı eğitimler veya boru hattında çalışan personelin zamanla değişmesi nedeni ile ortaya çıkacaktır.

Bir diğer sabit maliyet ise, zamana bağlı bakımlardır. Örneğin, belli zamanlarda atılan pigler için yapılan bakım harcamaları veya boru hattı üzerinde denetleme yapan bakım ekiplerinin araç, yakıt maliyetleri aylık sabit bir maliyet yaratmaktadır. Bunun yanında, araç kiralari, alınan yemek ve temizlik servis ücretleri, merkez ofis

kiraları, boru hattı projesi süresince sabit maliyet olarak aylık şekilde ortaya çıkacaklardır. Buradaki en kritik nokta bu tip sabit giderlerin boru hattının çalışmasından tamamen bağımsız olmasıdır. Bu nedenledir ki, boru hattı için belirlenecek tarifede ayrıca bir kalem olarak ele alınmalıdır. Sabit ücretlerin hesaplamasında ham petrol satış fiyatları amerikan doları olduğu için bu para birimi ile kabul edilebilir. Bu durum da ABD enflasyon oranlarının dikkate alınması gerekecektir. Amerikan dolarının maruz kaldığı enflasyon etkisi Şekil 8.6 da gösterilmiştir. Bu veriye göre, yapılacak çalışmada yıllık dolar bazlı enflasyon %3 olarak kabul edilecektir.



Şekil 8.6 : Yıllara göre Amerikan dolarındaki enflasyon, % [18]

Sabit maliyetler içerisindeki tarife hesaplarında eğer yatırım modeli olarak ikinci model kullanılmış ise CAPEX diğer bir ifade ile ilk yatırım maliyetinin zamanın değeri eklenerek kullanılması gereklidir. Bu konuda en önemli değişkenler yatırımın kaç senede tamamlanacağı ve yatırım için sağlanan finansmanın maliyeti diğer bir deyişle finansmanı kullanmak için ödenecek yıllık faiz miktarıdır. Bu çalışmada yapılacak örnek hesaplama için, düşük ve yüksek senaryo olarak iki farklı faiz oranı kullanılacaktır. Bu faiz oranları yıllık %3 ve yıllık %5 dir. ABD enflasyonu (Bkz. Şekil 8.6) incelendiğinde düşük senaryonun mevcut ABD enflasyonundan düşük oranda bir borç kredi faiz oranı olduğu, yüksek senaryoda ise ABD yıllık enflasyonunun üzerinde bir kabul olarak faizin hesaplandığı görülebilir.

9. TARİFE HESAPLAMANIN TEMELLERİ

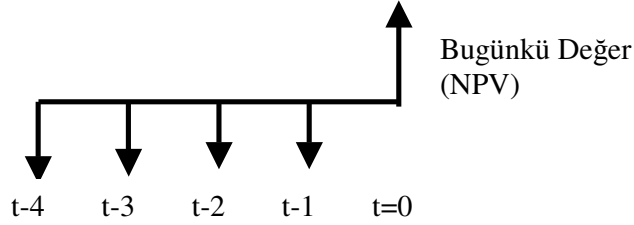
Tüm maliyetlerin hesaplanması ve gelirlerin giderlerle karşılaştırılması için öncelikle referans alınacak zaman noktasının belirlenmesi gereklidir. Bu çalışmada tüm hesaplamalar bugün değerine getirilerek (Net Present Value-PV) yapılacaktır.

Hesaplamaların temellerini ve yatırım için yapılacak modellerde kullanılacak varsayımlar sırası ile;

- Boru hattı yatırımı dört yılda tamamlanacaktır.
- Boru hattı otuz yıl süre ile işletmede kalacaktır.
- Boru hattı maksimum üretim kapasitesine eşit artışlarla üç yıl içerisinde çıkacaktır.
- Boru hattında işletme süresince maksimum kapasite değerinde günlük debi artışı yapılmayacaktır.
- Boru hattı ilk yatırımı için %3 ve %5 (ABD doları) faizli iki farklı kredi kullanıldığı varsayılacaktır.
- Proje boyunca enflasyonun (faiz oranının) sabit olarak %3 olacağı kabul edilecektir.
- Proje işletmesinde yıllık çalışılan gün sayısının 345 olduğu kabul edilecektir,
- Projede her beş yılda bir genel bakım nedeni ile çalışılan gün sayısı 325 olarak kabul edilecektir.
- Projede, ham petrol iletim tarifi belirlenirken kârlılık için herhangi bir değer eklenmeyecektir. Sadece projenin maliyetinin geri dönüşünde “Zero Sum” toplam sıfır modeli ile hesaplamalar yapılacaktır.
- Proje süresince çalışan ekiplerin işe giriş ve çıkışları ile emeklilik gibi maliyetleri hesaplamalarda göz ardı edilecektir.

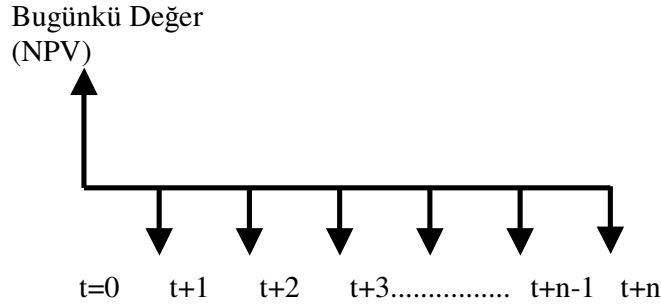
Örnek hesaplamalardan önce basit nakit akış diyagramları ile yatırım modellerini tanımlanabilir. Böylece sayısal değerlerin yerleştirmesinde daha açık bir yöntem seçilmiş olur.

İlk yatırım akış diyagramı (Şekil 9.1) yatırımın bugüne (present day) kadar yapılacak maliyetleri şematik olarak göstermektedir.



Şekil 9.1 : İlk yatırım (CAPEX) akış diyagramı

Dört yılda ($t-4$, $t-3$, $t-2$, $t-1$) de yapılan ve yıllar boyunca eşit olmayan yatırım maliyetleri $t=0$ zamanında kaç para edeceğinin basit akış diyagramıdır. Benzer şekilde sabit giderler içinde akış diyagramı çizilirse, Şekil 9.2 elde edilir.

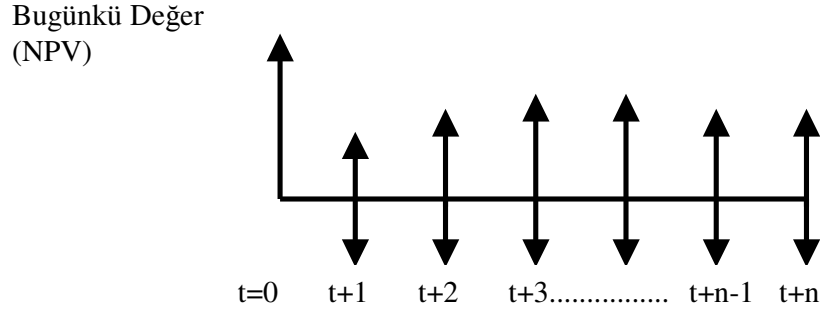


Şekil 9.2 : Proje başından itibaren sabit gider akış diyagramı

Proje süresi boyunca yapılan sabit giderler yıllık olarak sabit giderler olacaktır. Bu durumda örnek hesaplama için yapılan kabul için $n=30$ olacaktır. Proje süresince harcanmış tüm sabit masrafların bugünkü değeri bu akış diyagramındaki yöntemle hesaplanacaktır.

Son olarakta değişken maliyetlerde, hattın çalışma performansına göre gelir ve giderler oluşacağı için nakit akışı geli ve giderler olarak çizilir, (Şekil 9.3).

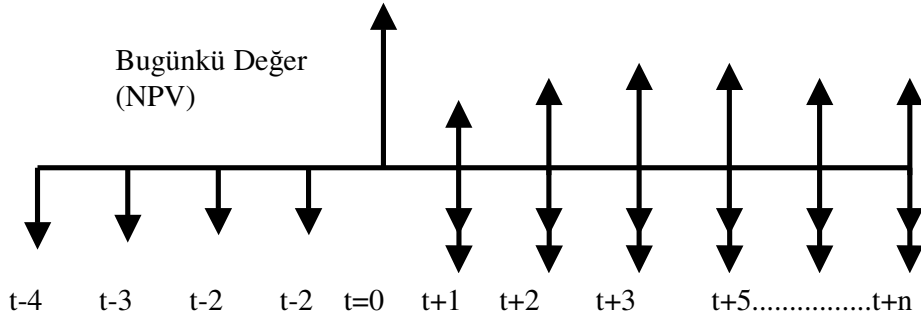
Bu nakit akış diyagramı hem değişken maliyetleri göstermekte, hem de aynı dönemde boru hattının çalışması nedeni ile nakit girişini göstermektedir. Proje ilk üç yılda maksimum kapasiteye ulaşacağı ve beşinci yılda genel bakım yapılacağı için daha az gün çalışacağı düşünüldüğünden nakit akış grafiğinde farklı boylarda



Şekil 9.3 : Proje çalışmasından itibaren değişken gider ve gelir akış diyagramı

gösterilmiştir. Bu üç farklı nakit akış diyagramlarını tek bir diyagrama indirgersek, tüm değişken giderler için çizilmiş gider ve gelirler diyagramını oluştururuz, (Şekil 9.4). Bu diyagramda zaman, t-4'den yani yatırımın ilk başladığı aşamadan başlayıp, boru hattı projesinin teorik olarak sona ereceği n yılı içermektedir.

Akış diyagramında projenin gelirleri yukarı gösteren oklarla temsil edilirken giderler aşağı gösteren oklarla temsil edilmiştir. Hesaplamalarda toplam sıfır ilkesi (proje işletmesinden herhangi bir kâr planlanmadan) ile yapılacağından t=0 zamanında okların (gelir ve giderlerin) toplamı sıfır olmalıdır.



Şekil 9.4 : Tüm değişken gider ve gelir akış diyagramı

Projede maliyetlerin karşılanması dışında herhangi bir kazanç beklenmekteyse, akış diyagramların da üsteki okların vektörel toplamının alttaki oklardan fazla olması gereklidir. Bu durumda diyagramlar buna göre yeniden çizilir.

10. BTC İÇİN TARİFE BELİRLEME HESAPLARI

Boru hattı projesinin maliyetlerinde gösterdiğimiz üç farklı fiyat yapısı; ilk yatırım, sabit masraf ve değişken masraf, için farklı ekonomik ortamlar tanımlayarak hesaplamak mümkündür. Bunun için, önemli olan kabullerin ne kadar gerçeğe yakın olduğudur.

Tarife belirmeler için BTC projesinin verilerinden, daha önce verilmiş kabullerden ve BTC hattının Türkiye'deki bölümünün işletmesinden sorumlu, BOTAŞ'ın alt firması olan Botaş International Limited'in (BIL) 2009 planlanan bütçe rakamlarından yola çıkarak bir fiyat yapısı tanımlanacaktır.

10.1 İlk Yatırım Tarifesi

İlk yatırımı (CAPEX) dört yılda yapılan ve devreye alınan BTC projesinde Türkiye'de bulunan 1074 km'lik boru hattı ve 4 pompa istasyonu ile bir deniz terminalinin maliyeti ve yıllara göre yaklaşık yatırım maliyet dağılımı tabloda sunulmuştur. Bu tablo dört yıl içinde boru hattı için yapılacak yatırım miktarını içermekle birlikte tarife fiyatı belirlerken bu paranın bugünkü değerine (ya da geleceğe göre, gelecekteki değerine) bakmak gereklidir.

Çizelge 10.1: BTC projesi yıllara göre ilk yatırımlar ve PV

Yıllar	İlk Yatırım, USD	İlk yatırım, Bugünkü Değer, USD (PV)
1	-1,000,000,000	-1,092,727,000
2	-600,000,000	-636,540,000
3	-400,000,000	-412,000,000
4	-400,000,000	-400,000,000

Bunun için;

$$FV = PV_1(1+i)^{n-1} + PV_2(1+i)^{n-2} + \dots + PV_n(1+i)^{n-n} \quad (10.1)$$

formülü kullanılarak,

$$FV = 1000 * 10^6 (1+.03)^3 + 600 * 10^6 (1+.03)^2 + 400 * 10^6 (1+.03) + 400 * 10^6 \quad (10.1a)$$

$$FV = 2,541,267,000USD$$

(10.1b)

Burada,

PV : Paranın bugünkü değerini, USD

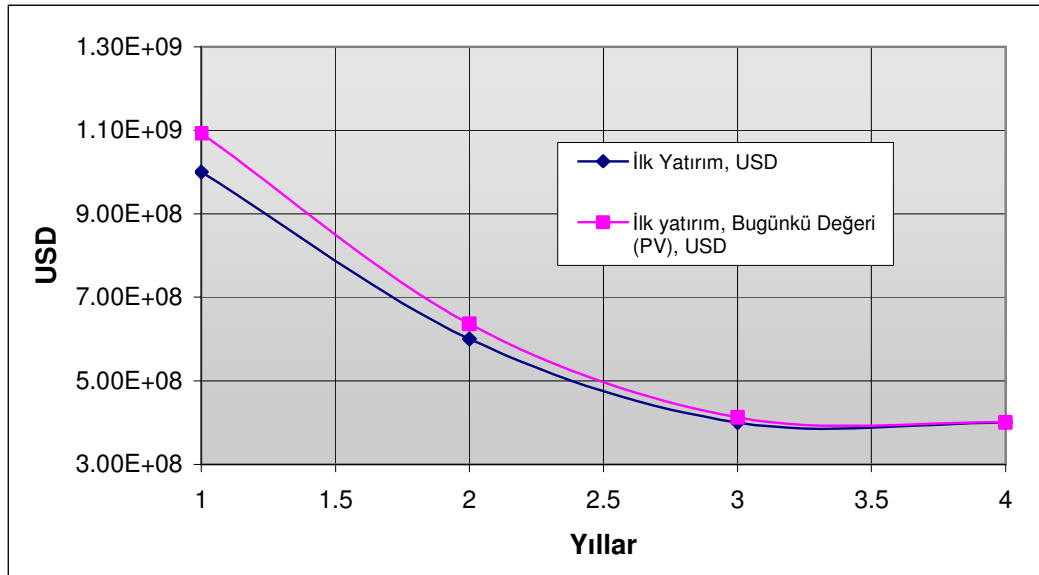
FV : Paranın gelecekteki değerini, USD

i= : Yıllık faiz (enflasyon) oranını, %

n= : geçen yıl sayısını,

belirtir.

Şekil 10.1’de görülebileceği gibi yatırım yapılan projenin, inşaat süresinin uzaması yatırılan paranın enflasyon nedeni ile daha fazla erimesine sebep olmaktadır. İlk yatırım maliyetlerinin proje boyunca geri dönüşünü hesaplarken yatırımın değerini bugüne indirgedikten sonra yapılması gereken bunun karşılığı olan tarifenin belirlenmesidir. Bu verinin belirlenmesi için ise projenin üretim verilerine ihtiyaç vardır. BTC projesi için planlanmış teorik üretim verileri Çizelge 10.2’de sunulmuştur. Bu çizelgeye göre 30 yıl boyunca yapılacak tarife ödemesi ilk yatırımın bugünkü değerini karşılamalıdır.



Şekil 10.1 : BTC yatırımında zamanın para üzerindeki enflasyon etkisi

Çizelge 10.2 : BTC projesi yıllara göre üretim planları

Yıllar	Üretim, bbl
1	1.035E+08
2	2.070E+08
3	3.450E+08
4	3.450E+08
5	3.250E+08
6	3.450E+08
7	3.450E+08
8	3.450E+08
9	3.450E+08
10	3.250E+08
11	3.450E+08
12	3.450E+08
13	3.450E+08
14	3.450E+08
15	3.250E+08
16	3.450E+08
17	3.450E+08
18	3.450E+08
19	3.450E+08
20	3.250E+08
21	3.450E+08
22	3.450E+08
23	3.450E+08
24	3.450E+08
25	3.250E+08
26	3.450E+08
27	3.450E+08
28	3.450E+08
29	2.070E+08
30	9.750E+07

Fakat bu durumda unutulmaması gereken konu, gelecekte alınacak bir tarife ücretinin bugünün fiyat değerine indirgenerek zamanın etkisinden kurtarılması gereklidir. Bu tarifede herhangi bir fiyat artışı (enflasyon) etkisi olmayacaktır. Bu tip fiyat yapısının çözülmesi için ise bugünkü değer hesaplaması yapılmalıdır. Bu hesaplar her yıl belirli bir üretim debisindeki boru hattına olacak nakit akışının bugünkü değerini bulmak için kullanılacaktır.

$$PV = FV_1 \left[\frac{1}{(1+i)^1} \right] + FV_2 \left[\frac{1}{(1+i)^2} \right] + FV_3 \left[\frac{1}{(1+i)^3} \right] + \dots + FV_n \left[\frac{1}{(1+i)^n} \right] \quad (10.2)$$

Yukarıdaki formülde olduğu gibi

PV : Paranın bugünkü değerini, USD

FV : Paranın gelecekteki değerini, USD

i : Yıllık faiz (enflasyon) oranını, %

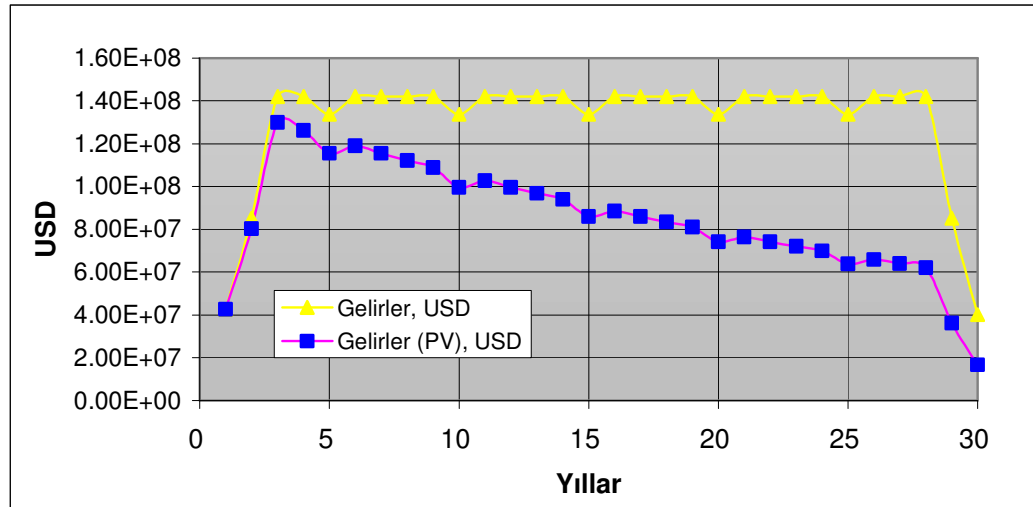
n : Yıl sayısını

belirtir.

30 yıl boyunca farklı üretim debilerinde ilk yatırım maliyetinin bugünkü değerini çıkartmak için her yıl oluşan gelirin bugünkü değeri hesaplanmalıdır. Bu durumda iki farklı yöntem ile sonuca gidilebilir.

Birinci yöntem iterasyon yöntemidir. Ulaşılmaya çalışılan rakama yakınsayacak bir iterasyon çözümlemesi ile ilk yatırımdan gelen maliyetin tarifesi bulunabileceği gibi, günümüzde yardımcı bilgisayar programları sayesinde çok hızlı bir şekilde deneme yanılma metodu ile aranılan değere ulaşılabilir. EK-A. Çizelge A.1’de ilk yatırım maliyeti hesaplamaları ve yıllar içinde boru hattının beklenen üretim planı verileri bulunmaktadır.

Aynı şekilde Şekil 10.2’de proje boyunca ilk yatırım tarifesi ile oluşacak gelirlerinin, bugünlü değer ile hesaplanmış gelirlerle karşılaştırması bulunmaktadır.



Şekil 10.2 : BTC ilk yatırım gelirler ve gelirler PV karşılaştırması

Deneme yanılma metodu ile çalıştırılan formüllerle, Çizelge A.1’de ki tablo elde edilir. Bu çizelgeye göre bugünkü değer olarak gelir ve giderlerin sıfırlanması ile tarife değeri bulunmuştur. Tarifeden gelecek olan gelirin normal değeri ile bugünkü değeri karşılaştırıldığında ise yukarıdaki grafik elde edilmektedir. Gelirler yıllar içerisinde sabit görülsede bugünkü değere dönüştürüldüğünde, zaman içerisinde

gelir miktarları oldukça düşmekte, bu da ilk yatırım maliyeti için belirlenecek tarife bedelini yükseltmektedir. Çizelge A.1’de verilmiş otuz yıllık üretim verilerine göre 2,541,267,000 USD’lık bugünkü değere sahip bir yatırım için 0.41158 USD/bbl’lik bir birim taşıma ücreti belirlenmesi gereklidir ki kâr amacı güdülmeden ilk yatırım maliyetleri 30 yıl içerisinde karşılanabilsin.

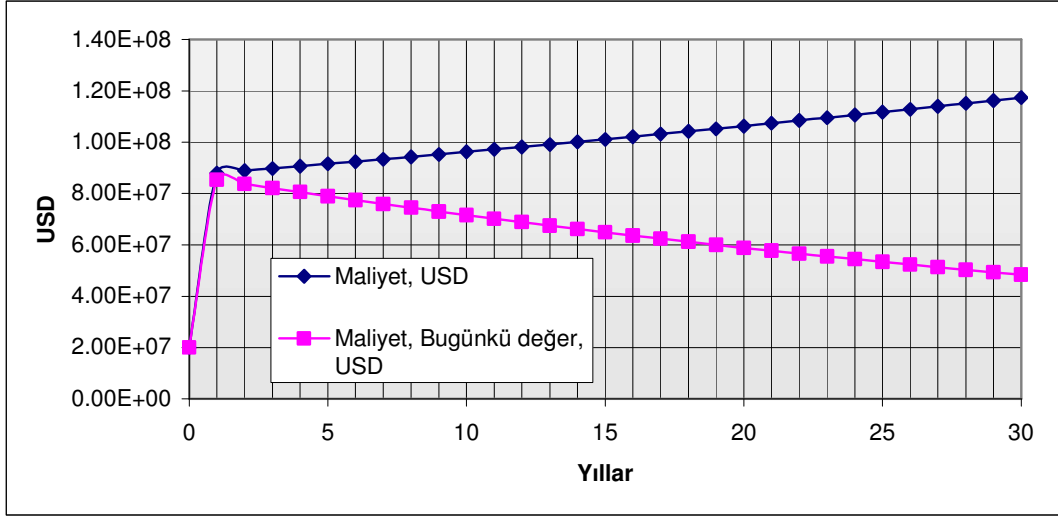
10.2 Sabit Maliyet Tarifesi

Sabit maliyet hesabında, en büyük kabul bu maliyetlerin, diğer bir deyişle maaşlar, inşaat işleri, kiralık araç ve binalar, yolculuk masrafları ve bazı zamana bağlı işletme giderlerinin genellikle TL bazlı olduğu ve amerikan doları karşısında TL enflasyonu ve dolar paritesinin etkisinde kalacağının kabul edilmesidir. Bu nedenle maliyet hesaplamalarında USD birimi kullanılırken, bu maliyetlerdeki yıldan yıla artış olarak dolar bazında %1 olacağı kabulü yapılmıştır. Çalışmada doların etkisinde kaldığı enflasyon %3 olmasına rağmen genellikle maaşlar ve taşeronlardan alınan hizmetlerin artışı bu enflasyon rakamında olmayıp, belli bir ölçüde maliyetlerde erime gözlemlenir. Bu özellikle, ihaleli yaptırılan ve dışarıdan alınan servis işlerinde (yemek temizlik, taşımacılık hizmetleri gibi) ve çalışan maaşlarında yaşanır. Sabit maliyet giderlerinin içeriğine bakıldığında, BIL’in 2009 yılı revize edilmiş bütçe planlarına göre, BTC için 2009 yılında maaş ödemeleri için ayrılan bütçe 35 MM USD dır. Sabit maliyetler içerisinde en büyük bütçe ise dışarıdan alınan servislere ödenen rakamdır. Bu rakam 2009 yılı bütçesinde 38.5 MM USD olarak belirlenmiştir. Ayrıca sabit giderler içerisinde 6.5 MM USD işletme gideri, 6.2 MM USD kira gideri ve 1.5 USD MM yolculuk giderleri ile diğer giderler bulunmaktadır.

2009 yılı bütçesi incelendiğinde bütçede 88 MM USD lik bir rakamın sadece sabit giderler olarak adlandırılacak ve boru hattı işletmesi yapılmasa dahi, harcanması kaçınılmaz olarak bir meblağ bulunmaktadır. Böyle bir maliyet varken bu maliyetinde 30 yıl içerisinde %1’lik artış ile proje boyunca ne kadarlık bir maliyet oluşturduğunun ve bunun bu günkü değerinin çıkartılması gereklidir. Bu maliyet işletme sahibine Çizelge A.1’de verilmiş üretim programı kapsamında bir tarife ücreti ile verilebilir ya da %1’lik artışlı maliyet herhangi bir işletme koşuluna bağlanmadan net ödeme olarak yapılabilir.

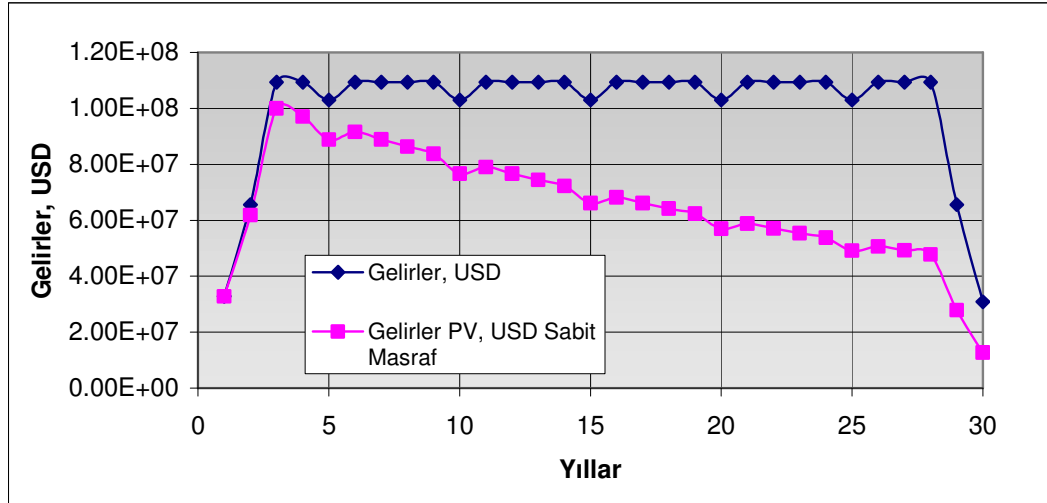
Bu iki yöntemden öncelikle tarife rakamı belirlemek üzere maliyetlerin hesaplanmasını inceleyelim.

Çizelge A.2’de yıllar içerisinde sabit maliyet olarak işletmede harcanması gereken maliyet %1’lik artışla yıllar boyu değişimi gösterilmiştir. Bu tabloda ilk yıl gösterilen 20 MM dolar’lık rakam proje başlamadan harcanan maaş, eğitim ve kira giderlerini kapsamaktadır. Projede yıllar içerisinde enflasyon etkisi ile birlikte ortaya çıkacak bugünkü değerler ile gerçekleşen değerler Şekil 10.3’de grafik olarak sunulmuştur.



Şekil 10.3 : BTC sabit gider maliyeti ve maliyet PV karşılaştırması

Grafikte de görüldüğü gibi bugünkü değer olarak bakıldığında işletmenin maliyetleri yıllar içerisinde reel anlamda azalma gösterecektir. Bu azalmayı gösteren tablo Çizelge A.2’de ki değerler ile bu maliyeti karşılamak için yıllar içerisinde gerekli tarifenin belirlenmesi için ilk yatırım metodunda olduğu gibi iki yöntem mevcuttur. Sabit maliyet tarifesini içinde, bu çalışmada iterasyon yerine deneme yanılma (trial&error) metodu ile yaklaşımlar yapılarak tarife için kullanılacak fiyat belirlenmiştir. Belirlenen fiyat ile Çizelge A.1’de ki üretim verileri kullanılarak projenin süresi boyunca yaratılacak nakit girişi ve bu nakitin bugünkü değeri ise Şekil 10.4’te sunulduğu gibi oluşmaktadır. Çizelge 10.3’te ise bu grafiğin verileri sunulmuştur.



Şekil 10.4 : BTC sabit tarifeli gelirler ve gelirler PV karşılaştırması

Bugünkü değerın maliyete eşitlenmesi için sabit maliyet tarifesi olarak 0.3169 USD/bbl lik bir fiyat belirlenmesi gereklidir.

Sabit maliyetler hesaplanırken her ne kadar üretime bağlı bir fonksiyon geliştirilmiş olsada bu tip maliyet için anlaşmalar yapılırken sabit bir rakam belirlenip aylık (yıllık) olarak bu rakamın ödenmesi sağlanabilir. Bu durumda işletmeci taraf her yıl Çizelge A.3 tablosunda belirtilen maliyetleri üretim miktarını göz önüne almadan faturalandırır. Bu özellikle uzun süreli bir zaman için boru hattında iletim durursa tartışılması gerekecek bir konudur. Örneğin, Irak boru hattı üzerinde çok sıklıkla saldırılar olmakta ve bu saldırılarda petrolün Ceyhan'a akması zorlaşmakta fakat işletmedeki sabit maliyeti BOTAS sözleşmesinde hiçbir madde de bu tip aksaklıklar göze alınarak planlanmadığından sonuç değişmemektedir. Aynı şekilde 2008 yılında BTC boru hattında blok vana Türkiye 30 noktasında çıkan yangın ve petrol saçılımı sonucu hat uzun süre durmak zorunda kalmış ve bu süre içerisinde işletme ciddi maddi zarara uğramıştır. Hasar sonucu Bakü'deki üretim platformlarında üretim minimize edilmiştir. Bu süreçte boru hattı işletmesinin yaklaşık kaybı 20 milyon dolar olduğu tahmin edilmektedir.

Çizelge 10.3 : BTC sabit tarifeli gelirler ve bugünkü değerleri, USD

Yıllar	Gelirler, USD	Gelirler PV, USD Sabit Masraf
1	32,799,150	32,799,150
2	65,598,300	61,832,689
3	109,330,500	100,052,895
4	109,330,500	97,138,733
5	102,992,500	88,842,235
6	109,330,500	91,562,573
7	109,330,500	88,895,701
8	109,330,500	86,306,506
9	109,330,500	83,792,725
10	102,992,500	76,636,093
11	109,330,500	78,982,679
12	109,330,500	76,682,213
13	109,330,500	74,448,750
14	109,330,500	72,280,340
15	102,992,500	66,106,967
16	109,330,500	68,131,153
17	109,330,500	66,146,751
18	109,330,500	64,220,146
19	109,330,500	62,349,656
20	102,992,500	57,024,450
21	109,330,500	58,770,531
22	109,330,500	57,058,768
23	109,330,500	55,396,862
24	109,330,500	53,783,361
25	102,992,500	49,189,792
26	109,330,500	50,695,976
27	109,330,500	49,219,395
28	109,330,500	47,785,820
29	65,598,300	27,836,400
30	30,897,750	12,729,464
Toplam	3,005,796,500	1,956,698,775

10.3 Değişken Maliyet Tarifesi

Değişken maliyetler konusu aslında doğrudan olarak boru hattının işletmesine ve üretimine bağlı olarak ortaya çıkan bütün maliyetleri içermektedir. Genel olarak bakıldığında, bu maliyetin ham petrol ile olan ilişkisini önceki bölümlerde örneklendirilmiştir. Bu nedenle, bu maliyetlerin BTC işletmesi içerisindeki paylarını incelemek, oluşturulacak tarife konusunda fikir verecektir.

BTC'nin Türkiye kısmını içeren işletmesinde 2009 yılı için 8MM USD yedek parça, 5MM USD elektrik ve 74.500 MM USD doğal gaz, LPG ve diğer yakıtlar için ayrılmış bütçedir [19]. Bu rakamlardan görüldüğü gibi masraf kalemlerinde doğal

gaz ciddi bir kalem olarak bütçedeki yerini almıştır. Toplam değişken maliyetli giderlerin 88.5 MM USD olduğu düşünüldüğünde doğal gaz tek başına değişken maliyetlerin %77'si ni, toplam 2009 bütçesi içerisinde ise %35.5'ini oluşturmaktadır. BTC projesinde kullanılan doğal gazın fiyatı BIL 2009 revize bütçesinde belirtildiği üzere 541 USD/1000 Sm³'tür.

Bu çalışmada değişken maliyet tarifesi belirlemek için iki farklı senaryo üzerinde durulmuştur. Bunlardan birincisi ham petrol, doğal gaz, elektrik gibi enerji kaynaklarının maliyet artışlarının çalışmada kabul edilmiş %3'lük enflasyon kadar olduğu senaryo ve ikincisi ham petrol, doğal gaz, elektrik gibi enerji kaynaklarının maliyetlerinin çalışmada kabul edilen %3'lük enflasyon değerinden nominal olarak %2 fazla, yıllık %5 olarak artış gerçekleşeceği varsayımdır. Bu iki senaryo dışında değişken maliyetlerin para yerine ham madde ile ödenmesi yöntemi de düşünülmelidir. Örneğin, bu taşınan petrolün yüzde, binde belirlenmiş bir miktarının boru hattından alınması ve işletmelerdeki doğal gaz gibi yüksek maliyetli bir yakıtın yerine ham petrolün kullanılması işletmenin yaptığı sözleşmede göz önüne alınabilir. Böylece değişken maliyetli tarife oluşturulması sadece oransal bir hesaplama ile yapılabilir.

Değişken maliyetlerin %3'lük, yani projede tanımlanmış enflasyon kadar artması senaryosu hesaplanması en basit yöntemdir. Enflasyon ile paranın bugünü değerini hesaplamakta aynı oranın kullanılması daha önce ki maliyet çalışmaların da farklı iki grafik yaratırken bu verilerde yıllar içindeki gelirler ile gelirlerin bugünkü değerlerinin grafikleri çakışmaktadır. Bu nedenle tarife sadece bu yılki değişken maliyetinin bu yılki planlanan üretim değerine bölünmesi ile ortaya çıkmaktadır.

$$DMT(\%3) = TDM / YÜ \quad (10.3)$$

Burada,

DMT :Değişken maliyet tarifesi %3 enflasyon etkisinde, USD/bbl

TDM :Toplam değişken maliyeti, USD

YÜ :Yıllık hattın taşıyacağı ham petrol miktarı, bbl

BIL'ın 2009 bütçe rakamlarına göre bu denklem çözülürse,

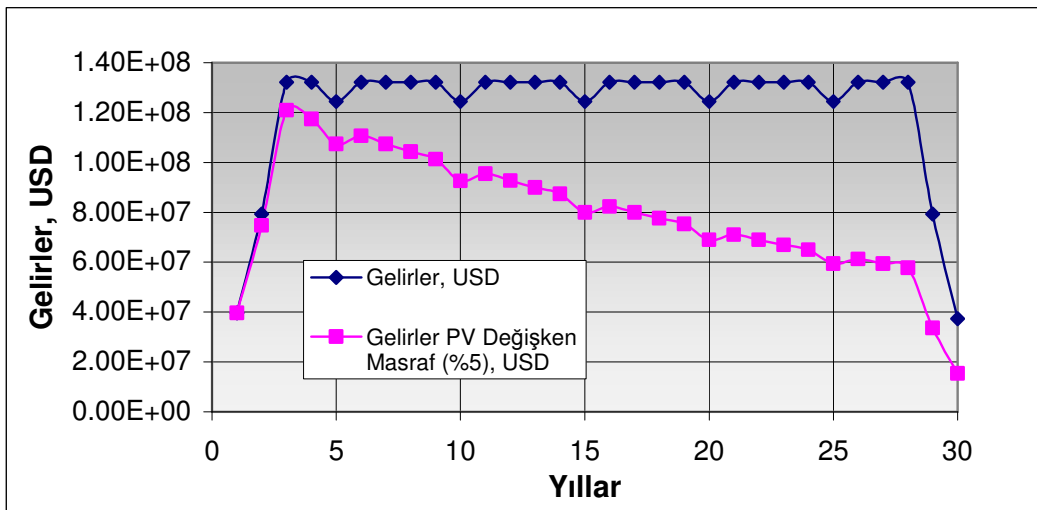
$$DMT(\%3) = 88.5MMUSD / 346MMbbl \quad (10.3a)$$

$$DMT(\%3) = 0.25USD / bbl$$

(10.3b)

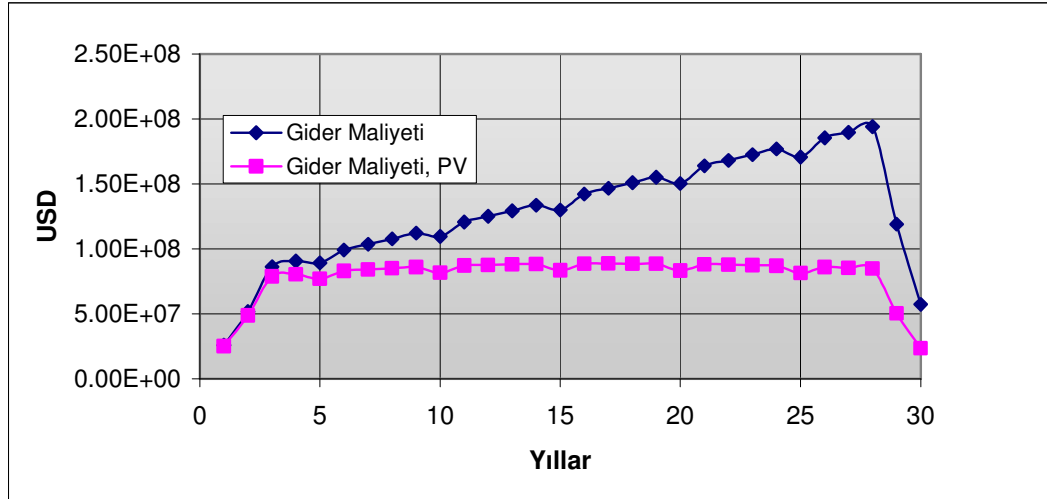
olarak hesaplanır.

İkinci senaryo için ise, hesaplama yönteminde farklı yüzdelerde fiyat artışı ve enflasyon olduğundan (fiyat artışı % 5, enflasyon %3) otuz yıl boyunca oluşacak gelirlerin ve maliyetlerin bugünkü değere indirgenmesi ve tarifenin bu indirgenmiş fiyatlarda maliyet ile gelirleri dengeleyecek şekilde tarife fiyatının türetilmesi veya bu çalışmanın diğer bölümlerinde yapıldığı gibi deneme yanılma yöntemi ile tarife fiyatına yakınsaması gerekmektedir. Türetilen tarife değeri ile değişken tarife gelirleri ve değerlerin bugüne indirgenmiş karşılıkları Şekil 10.5’de sunulmuştur.



Şekil 10.5 : BTC değişken tarifeli gelirler ve gelirler PV karşılaştırması

Değişken giderlerinin, Çizelge A.1’te ki üretim verileri dikkate alınarak bugünkü değere indirgenmesi sonucu oluşan grafik aşağıda sunulmuştur. Ayrıca Çizelge A.3’de bu grafiği oluşturan veriler raporlanmıştır. Beklenen bugünkü değere indirgenmiş %5 değişken maliyeti artışlı modelin toplam otuz yıllık dönemde 2,335MM USD lik bir maliyet oluşturacağı hesaplanmıştır. Gelirlerin bugüne indirgenmiş değerleri için yapılan deneme yanılma metodu sonucunda ise, değişken maliyetler için 0.3830 USD/bbl bir maliyet tarifesini hesaplanmıştır. Değişken maliyetli giderlerin hesaplanmış değerleri ile bugüne indirgenmiş değerleri ise Şekil 10.6’da karşılaştırmalı olarak sunulmuştur.



Şekil 10.6 : BTC değişken gider maliyeti ve maliyet PV karşılaştırması

10.4 Sonuçlar

Tüm maliyet tarifelerinin belirlenmesi ile BTC hattının işletmesinde kullanılmak üzere oluşturulan tarifeler Çizelge 10.4'te sunulmuştur.

Çizelge 10.4 BTC tarife karşılaştırma tablosu

Tarife, USD/bbl	İlk Yatırım	Sabit Gider	Değişken Gider	Toplam Tarife
1.Model (%1,%3)	0.0000	0.3169	0.2500	0.5669
1.Model (%1,%5)	0.0000	0.3169	0.3830	0.6999
2.Model (%1,%3)	0.4116	0.3169	0.2500	0.9785
2.Model (%1,%5)	0.4116	0.3169	0.3830	1.1115

Bu tabloda birinci model; ilk yatırımın işletici tarafından yapılmadığı durumlarda kullanılmak üzere hazırlanmıştır. Bu modelde uygulanması tavsiye edilen tarife.

Birinci model için tavsiye edilen

$$\text{BMFT} = \text{SGT} + \text{DGT} \quad (10.4)$$

Burada;

BMT :Birinci model tarifi

SGT :Sabit gider tarifi

DGT :Değişken gider tarifi'ni göstermektedir

Bu durumda da iki senaryo için tarifeler belirlenmiştir.

Birinci senaryoda enerji (ham petrol) fiyat artışı yıllık enflasyon oranında kalacaktır(%3). Bu koşulda uygulanması beklenen fiyat tarifesini;

Tarife₁=0.5669 USD/bbl'dir.

Birinci model için ikinci senaryoda ise enerji (Ham Petrol) fiyat artışı enflasyonun üzerinde (%5) gerçekleşeceği varsayılmıştır. Bu durumda ise tavsiye edilen fiyat tarifesini;

Tarife₂=0.6999 USD/bbl'dir.

İkinci modelde ise ilk yatırım işletici firma tarafından karşılanmaktadır. Bu nedenle modelde kullanılması tavsiye edilen fiyat tarifesini

$$\text{İMFT} = \text{İYT} + \text{SGT} + \text{DGT} \quad (10.5)$$

Burada formül (10.4)'den farklı olarak İMFT; ikinci model tarifesini, İYT; ilk yatırım tarifesini göstermektedir.

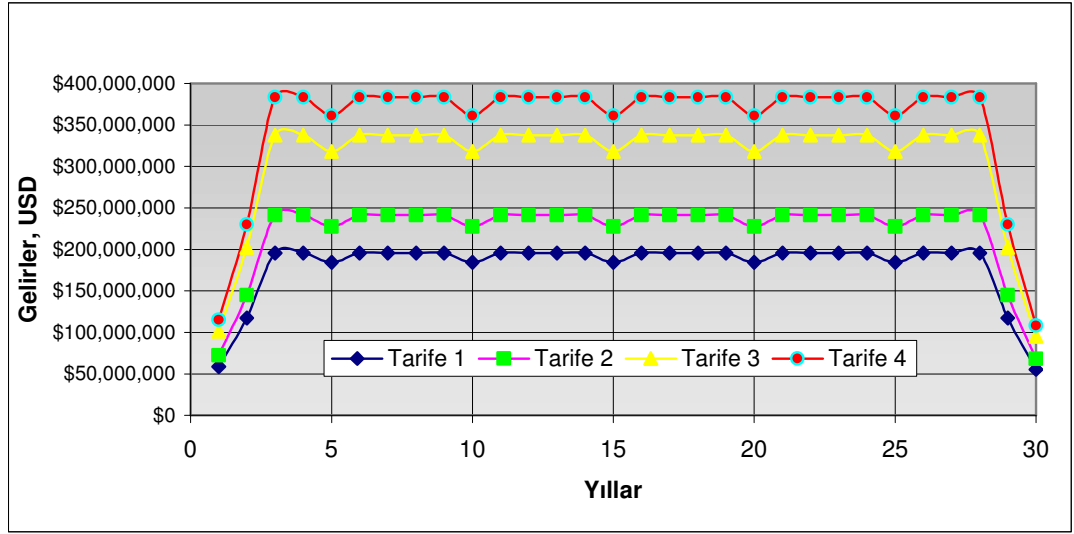
İkinci modelde birinci enerji fiyatı (%3/yıl) senaryosuna bakıldığında ise fiyat tarifesini;

Tarife₃=0.9785 USD/bbl'dir.

İkinci modelde ikinci enerji fiyatı (%5/yıl) senaryosuna göre hesap yapıldığında ise fiyat tarifesini;

Tarife₄=1.1115 USD/bbl'dir.

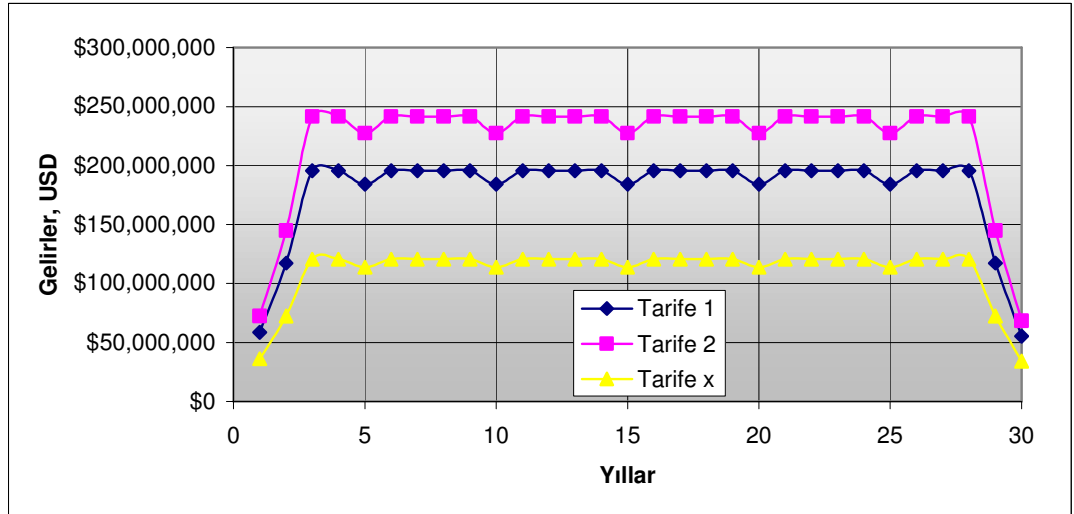
Bu tarifelerin dışında petrol üretimi ve taşınmasından bağımsız olarak oluşan maliyetler içinde (ilk yatırım+sabit maliyetler), boru hattının debisinden bağımsız olarak bir fiyat tarifesini oluşturulabilir. Bu durumda oluşacak tarifeler ise bugüne indirgenmiş maliyetlerin projenin kapsamı olan 30'a bölünerek bugünkü net maliyetin bulunması ve ilerki yıllar için tanımlanmış enflasyon artışı kadar artış ile boru hattının debisinden bağımsız bir maliyet tarifesini oluşturulur. Bununla ilgili yapılmış çalışmanın verileri Çizelge A.8'de sunulmuştur. Bu şekilde tarifler 8 farklı şekilde oluşturulabilmektedir. Bu tarifeler için proje boyunca yıllara göre gelirleri Şekil 10.7'de gösterilmiştir.



Şekil 10.7 : BTC tarife karşılaştırmaları

Bu çalışmanın sonuçlarından biri de mevcut BTC hattının işletmesinin belirlenen tarifelerle mukayesini yapmaktır. BOTAŞ ile yapılan antlaşmada BTC taşıma tarifesini olarak 0.35 USD/bbl bir fiyat tarifesine anlaşılmıştır. Konu ile ilgili işletme antlaşması, “Host Government Agreement” kapsamında işletmenin tüm ayrıntıları ile birlikte tanımlanmıştır.

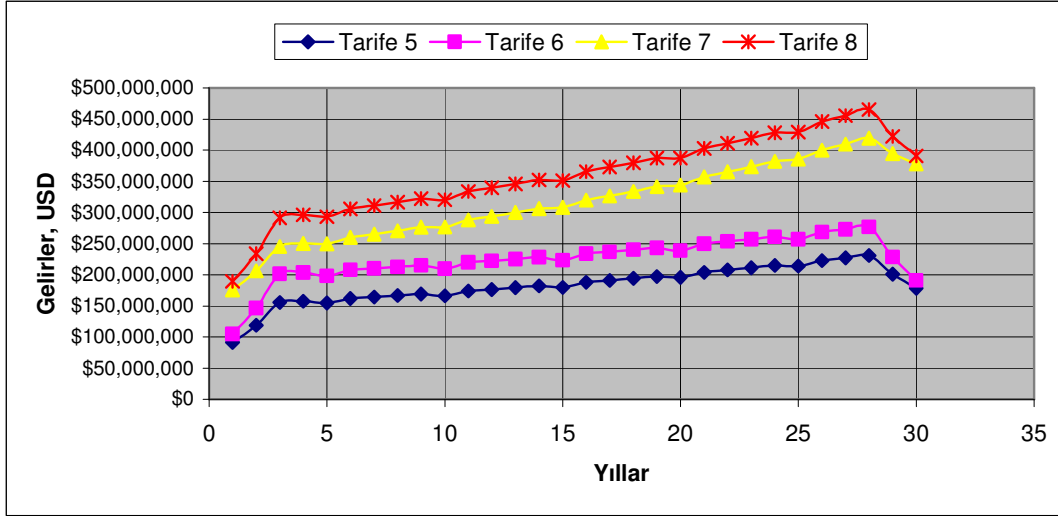
BTC projesinde BOTAŞ, yapım müteahhiti olmanın dışında ilk yatırımı yapan taraf olmadığından mevcut tarifelerde karşılaştırma için birinci model kullanılmalı ve iki farklı senaryo için olan tarifeler ile karşılaştırma yapılmalıdır, (Şekil 10.8).



Şekil 10.8 : Mevcut BTC tarifesini ile önerilen tarifelerin karşılaştırması

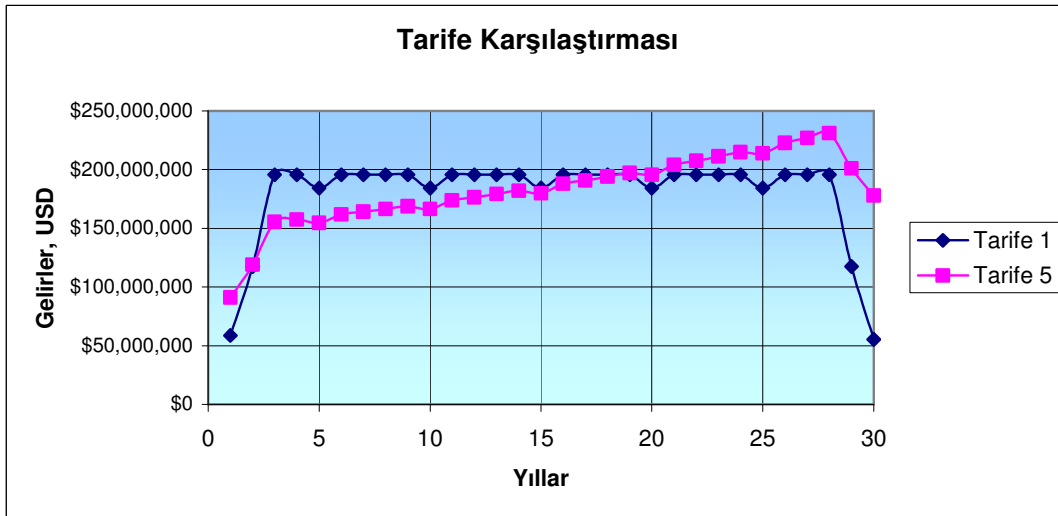
Bu grafikte mevcut antlaşma ile tanımlanan fiyat tarifesini, Tarife x olarak tanımlanmıştır.

Aynı şekilde sabit giderlerin iletilen petrolden bağımsız olarak planlandığı fiyat yapılarında ise gelirler daha doğrusal dağılmakta ve işletmeci şirkete nakit akışında daha kolay bir çalışma şansı tanımaktadır. Bununla ilgili model çalışmasının grafiği Şekil 10.9’da sunulmuştur.



Şekil 10.9 : Alternatif önerilen BTC tarifeleri

Bu grafikte tanımlanmış Tarife5, Tarife 6, Tarife 7 ve Tarife 8 sırasıyla, Tarife 1, Tarife 2, Tarife 3 ve Tarife 4’ün sabit ve ilk yatırımların zamanın fonksiyonu olarak maliyet hesaplanmış şekilleridir. Buradan iki farklı tarife yapısını görmek için Tarife1 ile Tarife5 karşılaştırılırsa, Şekil 10.10’da ki grafik elde edilir.



Şekil 10.10 : Mevcut BTC tarifesini ile alternatif önerilen tarifenin karşılaştırması

Bu ikili karşılaştırmalar Tarife1 ile Tarife 5’te olduğu gibi, Tarife 2 ile 6, Tarife 3 ile 7 ve Tarife 4 ile 8 için de yapılabilir. Bu tip karşılaştırmalardan ortaya çıkan ise

projenin sonu haricinde devamlı artan bir trendle işletmecinin gelirlerinin artacağı, toptan bakım veya herhangi bir kaza, yangın gibi petrol üretiminin durması durumunda dahi işletmecinin sabit giderlerini garanti altına alacağı aşıkardır. Ayrıca bu tarifelere ham madde ile ticaret düşünülerek enerji fiyatlarındaki dalgalanmaların da dengelenmesini sağlayacak çözümler eklenebilir ve yeni fiyat tarifeleri yaratılabilir. Ama bundan önce bu tip uzun vadeli yatırım planları ve işletme planlamalarında zamanın para üzerindeki değeri değerlendirilmeli ve hesaplamalara katılmalıdır.

11. NABUCCO İÇİN TARİFE BELİRLEME HESAPLARI

NABUCCO projesi doğu ve kısmen Orta Avrupa'nın enerji ihtiyacının bir kısmını Kafkaslardan sağlanması için planlanmış ve mevcut Rus hatlarına tamamen alternatif olmasada bir miktar bağımsız kalmak için planlanmış bir projedir. Proje, Alman, Avusturya, Romanya, Bulgaristan, Macaristan ve Türkiye'nin katılımı ile oluşturulmuş bir konsorsiyum tarafından yönlendirilmektedir. Projenin bazı temel kriterleri ise şöyle sıralanabilir.

Boru hattının uzunluğunluğu toplam 3300 km olacaktır. Bu hattın yaklaşık 2000 km lik bölümü Türkiye topraklarında bulunacaktır. Hazırlanmış projenin ekonomik ömrü 25 yıl olarak tasarlanmıştır. Hat yıllık olarak 31000 MM m³'lük bir doğal gaz taşıma kapasitesine sahip olacaktır. Hattın çalışacağı 25 yıl boyunca toplam olarak 775000 MM m³'lük doğal gazın taşınması planlanmaktadır [9].

11.1 İlk Yatırım Tarifesi

Bu projede her katılımcı ülke kendi topraklarında bulunan yatırımı ödeyecek şekilde anlaşma yapıldı. Bu nedenle bu çalışmada sunulan ikinci model NABUCCO projesi tarifesinin belirlenmesinde kullanılabilir. Yatırımın BOTAŞ tarafından yapılması tarife belirlenmesi konusunda daha da büyük bir hassasiyet gösterilmesini gerektirmektedir. Zira Irak ham petrol boru hattı bu şekilde projelendirilmesine rağmen yıllarca üretim olmadığı için hem gelir kaybı yaratmış hem de boru hattının sabit maliyetleri nedeni ile atıl bir işletme yapısı sonucu belirli zararlar oluşturmuştur.

Bu projede planlanan ilk yatırım bedeli 7900 MM USD. Bu yatırımın 2010'da başlayıp 2013'te inşaatın sona ermesi ve hattın devreye alınması planlanmaktadır. Buradan n, olarak üç yılı kullanabileceğimiz için BTC için çalıştırılan şekilde yatırım modellerini çalıştırırsak, ilk yatırım için yıllara göre harcanacak maliyetleri Çizelge 11.1'de görebiliriz.

Çizelge 11.1 NABUCCO ilk yatırım maliyetleri, USD

Yıllar	İlk Yatırım, USD	İlk yatırım FV,USD
-3	-2,000,000,000	-2,121,800,000
-2	-1,600,000,000	-1,648,000,000
-1	-1,200,000,000	-1,200,000,000

Projenin yaklaşık üçte ikilik kısmı Türkiye topraklarından geçeceği için BOTAŞ'ın ilk yatırım maliyeti yaklaşık 4800 MM USD olacaktır. Bu yatırımın üç yıl içerisinde tamamlanması beklendiğine göre projenin başlayacağı gün BOTAŞ'ın maliyeti 4970 MM USD olacaktır. BOTAŞ bu yatırımı 25 yıl içerisinde hiç karsız, sadece yatırım maliyetini amorti etmek isterse, boru hattının garanti yükü olan 15000 MM m³ ile ilk yatırım için 19 USD/1000m³'lük bir tarife oluşturması gerekmektedir, (Çizelge 11.2).

Çizelge 11.2 NABUCCO ilk yatırım tarifi ile gelirleri ve gelirleri PV, USD

Yıllar	Tarife (USD/1000 m ³)	Gelirler, USD	Gelirler PV, USD
1	19	285,000,000	285,000,000
2	19	285,000,000	268,639,834
3	19	285,000,000	260,815,373
4	19	285,000,000	253,218,809
5	19	285,000,000	245,843,504
6	19	285,000,000	238,683,013
7	19	285,000,000	231,731,081
8	19	285,000,000	224,981,632
9	19	285,000,000	218,428,769
10	19	285,000,000	212,066,766
11	19	285,000,000	205,890,064
12	19	285,000,000	199,893,266
13	19	285,000,000	194,071,132
14	19	285,000,000	188,418,575
15	19	285,000,000	182,930,655
16	19	285,000,000	177,602,578
17	19	285,000,000	172,429,687
18	19	285,000,000	167,407,463
19	19	285,000,000	162,531,518
20	19	285,000,000	157,797,590
21	19	285,000,000	153,201,544
22	19	285,000,000	148,739,363
23	19	285,000,000	144,407,148
24	19	285,000,000	140,201,115
25	19	285,000,000	136,117,587
	Toplam	7,125,000,000	4,971,048,063

11.2 Sabit Maliyet Tarifesi

Bu tarifenin belirlenmesi içinde aynı BTC projesi içinde kullandığımız metodoloji ile hareket edeceğiz. NABUCCO projesi için 25 yıl boyunca toplam 5700 MM USD işletme maaliyeti öngörülüyor. Bu maliyetlerin en az %60'lık bölümü genel doğal gaz boru hatlarındaki oranlama ile sabit maliyetler olarak kabul edilebilir. Bunun sebebi işletmedeki maliyetlerin ham petrol kadar zor olmayan bir operasyon nedeni ile değişken maliyetleri %40'lar da kabul ediliyor. Buradan bir yıl için BOTAŞ'ın işletme için harcayacağı parayı bulmamız mümkündür.

Boru hattının 2/3'lük kısmı BOTAŞ'ın kontrolünde işletileceğinden BOTAŞ'ın 25 yıl boyunca bugünün değeri ile harcayacağı para 3500 MM USD dir. Bu rakam 25 yıl için olduğu kabul edilirse, yıllık 140 MM USD'lik bir işletme masrafı oluşur. Yıllık maliyetin içindeki %60 bölüm sabit giderler olduğu kabul edildiğinde her yıl için 84 MM USD'lik bir sabit işletme maliyeti oluşacaktır.

BTC hattı örneğindeki artış ve enflasyon kabulleri ile 25 yıl sonunda bugünün değeri ile 1870 MM USD'lik bir maliyet çıkacaktır.

Bu maliyetin sabit maliyet tarifesi ile karşılanması için gerekli olan bedel ise daha önceki hesaplamalarda olduğu gibi, iterasyon veya deneme yanılma yöntemlerinden biri ile çözülecektir.

BTC'de kullanılan şartlar ile çözülrse tarife denklemi; Çizelge 11.3'teki çözüme ulaşılmaktadır. Burada sabit giderleri karşılayacak bir operasyon için gereken ücret tarifesi 7.1 USD/1000 m³'dur. Bu durumda sadece değişken maliyetlerin tarifesinin belirlenmesi için hesaplama yapılması kalıyor.

Çizelge 11.3 NABUCCO sabit maliyet tarifesi ile gelirleri ve gelirler PV, USD

Tarife (usd/1000 m ³)	Yıllar	Gelirler, USD	Gelirler PV, USD Sabit Masraf
7.10000	1	106,500,000	106,500,000
7.10000	2	106,500,000	100,386,464
7.10000	3	106,500,000	97,462,587
7.10000	4	106,500,000	94,623,871
7.10000	5	106,500,000	91,867,836
7.10000	6	106,500,000	89,192,073
7.10000	7	106,500,000	86,594,246
7.10000	8	106,500,000	84,072,083
7.10000	9	106,500,000	81,623,382
7.10000	10	106,500,000	79,246,002
7.10000	11	106,500,000	76,937,866
7.10000	12	106,500,000	74,696,957
7.10000	13	106,500,000	72,521,318
7.10000	14	106,500,000	70,409,046
7.10000	15	106,500,000	68,358,297
7.10000	16	106,500,000	66,367,279
7.10000	17	106,500,000	64,434,251
7.10000	18	106,500,000	62,557,526
7.10000	19	106,500,000	60,735,462
7.10000	20	106,500,000	58,966,468
7.10000	21	106,500,000	57,248,998
7.10000	22	106,500,000	55,581,551
7.10000	23	106,500,000	53,962,671
7.10000	24	106,500,000	52,390,943
7.10000	25	106,500,000	50,864,993
	Toplam	2,662,500,000	1,857,602,171

11.3 Değişken Maliyet Tarifesi

Doğal gaz boru hatlarında kullanılacak olan yakıtın doğal gaz olması durumunda, ham petrol boru hatlarına göre hem daha kolay yakıt sağlama olasılığı hem de daha ucuz fiyatla ürünü alma şansı olmaktadır. Bunun yanında değişken maliyetin içinde bulunan diğer petrol ve türevleri olan malzemeler enflasyonun üzerinde bir hareketle artış gösterebilirler. Bu durumun NABUCCO projesinde de tarife belirlenirken bir kriter olması gerekmektedir. Öncelikle NABUCCO projesinde BOTAŞ'a değişken maliyetlerden gelecek maliyet yaklaşık 56 MM USD/yıl'dır. BTC projesindeki gibi iki farklı olasılık üzerinde düşünülüp, çalışılırsa diğer bir değişle enerji fiyatları her yıl %3 gibi beklenen dolar enflasyonu kadar artarsa ve enerji fiyatları beklentilerin üzerinde %5 gibi bir yıllık artış ile değişirse senaryoları için NABUCCO projesinde değişken maliyet tarifesi hesaplanmıştır.

Birinci senaryonun gerçekleşmesi durumunda enflasyon maliyeti, enerji fiyatlarına eşit olacağından bugünün rakamları doğru bir yaklaşım verecektir.

Bunun için yıllık değişken işletim tarifiesi şu şekilde fomüle edilir;

$$YDİD = YDM / YGM \quad (11.1)$$

Burada,

YDİD :Yıllık değişken işletme tarifiesi, USD/1000 m³

YDM :Yıllık değişken maliyeti, USD/yıl

YGM :Yıllık iletilen gaz miktarı, 1000 m³/yıl

Denklem, projenin maliyet rakamları ile çözülürse,

$$YDİT=56 \text{ MM USD}/15 \text{ 000 MM m}^3 \quad (11.1a)$$

$$YDİT=3.73 \text{ USD }/1000 \text{ m}^3 \quad (11.1b)$$

bir işletme tarifiesi oluşacaktır.

Aynı basit denklem malesef enerji fiyatlarının hızlı arttığı durumda geçerli olmayacaktır. Aynı maliyetler yüksek enerji maliyeti ile projenin karşılaşması durumunda, bir başka deyişle hesaplanan maliyetin %5'lik enflasyona göre düzeltilmiş hali kullanılırsa yapılan hesaplamalara göre, 5.1 USD/1000 m³'lük bir işletme maliyet tarifiesi oluşmaktadır.

Buradan tüm tarifeleri toplarsak

$$\text{Tarife}_1 = \text{İlk yatırım tarifiesi} + \text{sabit maliyet tarifiesi} + \text{değişken maliyet tarifiesi} \quad (11.2)$$

$$\text{Tarife}_1 = 19 + 7.1 + 3.73 \quad (11.2a)$$

$$\text{Tarife}_1 = 29.83 \text{ USD}/1000 \text{ m}^3 \quad (11.2b)$$

Yüksek enerji maliyeti olasılığı için ise,

$$\text{Tarife}_2 = 19 + 7.1 + 5.1 \quad (11.2c)$$

$$\text{Tarife}_2 = 31.2 \text{ USD}/1000 \text{ m}^3 \quad (11.2d)$$

işletme tarifeleri oluşmaktadır.

11.4 Sonuçlar

NABUCCO projesi için belirlenmiş iki tip tarife bulunmaktadır. Bu tarifeler iki enerji fiyatı maliyetleri ile hesaplanmıştır. Bu projede Türkiye'nin ilk yatırımı yapacağı bilindiğinden, sadece işletmenin yapıldığı model (Birinci model) NABUCCO için kullanılmamıştır. İlk yatırım için düşünülen miktar Türkiye için yaklaşık 5 milyar dolar civarındadır. Bu kadar yüksek meblağlı bir yatırım için genellikle ülkeler ve şirketler finansal kaynaklara başvururlar. Bu durumda yapılacak planlama, projenin ekonomik ömrü boyunca dünya finans piyasasından uzun vadeli (25 yıl en ideal süredir) kredi kullanılmasıdır. Bu hesaplamalarda amerikan doları için libor (London Interbank Offer Rate) faiz oranı ile borçlanma yapıldığı varsayılırsa bugünkü koşullarda yıllık %1.18 lik bir faiz ödenmesi gerekecektir.

Piyasa koşullarında bu oranla alınmış 5 milyar dolar için 25 yıl boyunca her yıl 232 milyon dolarlık kredi geri ödemesi yapılır. Bu ödeme proje içersinde daha önce hesaplanmamış 802 milyon dolarlık bir faiz yükü getirecektir. Bu durumda tarife hesaplarına yatırım için harcanacak ana para faizinin de eklenmesi gerekecektir.

Normal şartlarda ülkeler ve şirketler, kredi notlarına göre finans kaynağı bulabilmektedirler. Bu doğrudan bulunacak finansmanın faiz yükünü değiştirecektir. Piyasa genellikle libor+1 veya libor+2 gibi faiz oranları ile finans kaynağı bulunabilmektedir. Bu üç farklı finansman hesabının da projeye getireceği yükler Çizelge 11.4'te karşılaştırılmalı olarak sunulmuştur. Bu maliyetlerin olması durumunda ise proje için yeni tarifeler hesaplanması gereklidir.

Çizelge 11.4 : Finansman faizlerinin maliyetleri

	Libor (%1.18)	Libor+1 (%2.18)	Libor+2 (%3.18)
Toplam geri ödeme, \$	5802.9	6538.6	7323.2
Yıllık geri ödeme, \$	232.1	261.5	292.9
Projeye ek maliyeti \$/yıl	32.1	61.5	92.9
Ek tarife fiyatı, \$/1000 m3	2.1	4.1	6.2

NABUCCO projesinin bir diğer önemli sonucu dördüncü bölümde açıklanan, boru hattının doğal bir ulusal stok alanı olmasıdır. (4.1) ve (4.2) no'lu denklemler bu proje için hesaplanırsa, stok miktarı belirlenir. Boru çapı 106 cm'lik bir hat olarak, 2000 km'si Türkiye'de olacak olan hat 80 bar çalışma basınçlarında çalışacağı kabulü ile;

$$V_{nb} = \frac{80bar * 0.53^2 m^2 * \pi * 2000m * 10^3 km / km}{1bar} \quad (11.3)$$

$$V_{nb} = 141124160m^3 \quad (11.3a)$$

Burada V_{nb} boru hattında stok olan gazın 1 bar da ki standart koşullardaki hacmini vermektedir.

BOTAŞ'ın Marmara Ereğli'sindeki LNG tesisinin kapasitesi 1.6 milyar m^3 olduğu düşünülürse, yaklaşık bu tesisin onda biri miktarı kadar daha stok kapasitesi elde edilmiş olacaktır.

Boru hattı tarifeleri hesaplanırken, sadece maliyetler göz önüne alınmıştır. Gerçek bir işletme, muhakkak işletme karlarında bu tarifelere eklemesi gerekecektir.

12. IRAK-TÜRKİYE HPBH İÇİN TARİFE BELİRLEME HESAPLARI

Irak-Türkiye ham petrol boru hattı projesi BOTAŞ'ın kendi öz kaynakları ile geliştirdiği bir proje olması ve Türkiye'nin ilk ülkeler arası boru hattı projesi olması nedeni ile Türkiye boru hattı tarihçesinde önemli bir yere sahiptir. Proje iki etapdan oluşmaktadır. Birinci fazı 1977 yılında tamamlanmış ve hizmete girmiştir. Bu hattın kapasitesine ek ikinci hat ise 1984 yılında devreye alınmıştır. Proje zamanın teknolojisi ile inşaa edildiği ve bugüne kadar çok fazla değişikliğe uğramadığı için çoğunlukla manual çalışan ve boru hattı üzerinde haberleşmenin telsizlerle sağlandığı bir operasyona sahiptir. İkinci hat devreye alındıktan sonra, hattın yıllık 330 milyon varil ham petrol taşıma kapasitesine ulaşılmıştır. Bu değerler 1990 yılı, birinci körfez savaşına kadar devam etmiştir. Bu tarihten itibaren 6 yıl boyunca gerek savaş koşulları gerekse uygulanan ambargolar nedeni ile boru hattı kapalı kalmış ve hiç petrol akışı olmamıştır. 1997 yılına gelindiğinde boru hattı tekrar faaliyete geçmesine rağmen 2003'te ikinci körfez savaşının ve ambargoların etkisi başlamış ve hatlar hala 1990 yılındaki taşıma debilerine ulaşamamışlardır. Bu üretim kayıpları, hem değişken tarifieden oluşacak gelirleri durdurmuş hemde sabit işletme maliyetlerinin devam etmesi nedeni ile işletmeyi zarara uğratmıştır. Aynı zamanda boru hatlarının uzun süre çalıştırılmaması hat üzerinde birçok arızanın oluşmasına sebep olmuştur. Bir boru hattının tarifeleri belirlenirken bu tip öngörülemez durumlara karşı özellikle sabit giderlerin karşılanması için modellenmiş bir tarife yapısı olmalıdır. Üretim ile ilgili oluşabilecek riskler yıllık taşınması beklenen debilere ulaşamamasına, böylece yapılmış tüm tarife hesaplarının yanılmasına sebep olabilecektir.

12.1 İlk Yatırım Tarifesi

Irak-Türkiye hattı hem insan hem finansal olarak öz kaynaklarla yapılması nedeni ile bugünkü projelere oranla oldukça az bir maliyetle tamalanmıştır. Projenin birinci fazı 120 milyon dolara malolmuştur. 1977 yılından itibaren dolar üzerindeki enflasyonlar dikkate alındığında bu paranın bugünkü değeri, 445 milyon dolar olarak

hesaplanmıştır. Boru hattının ilk yatırım için gerekli tarifi proje 30 yıl için yıllık yapılmış üretimlere bakılırsa toplam 4.79 milyar varil ham petrol taşınmıştır, (Çizelge 12.1). Üretim rakamları içerisinde Irak hattında yaşanmış kesintili akış yıllarını yansıtmaları için karşılık gelen dönemlerde üretim sıfır olarak alınmıştır. Bu rakamlar için ilk yatırım tarifi ise denkleme veriler yerleştirilerek;

$$\dot{I}Y_{it}=445 \text{ MM USD}/4798*10^6 \quad (12.1)$$

$$\dot{I}Y_{it}=0.092 \text{ USD/varil} \quad (12.2)$$

Şeklinde çözümlenmiştir.

Burada;

$\dot{I}Y_{it}$ =Irak-Türkiye ham petrol boru hattı ilk yatırım tarifi;

İlk yatırım maliyeti bugünkü değere indirildiğinden hesaplama tek bir denklemlerle çözümlenebilmiştir.

Bu hesaba göre ilk yatırım maliyeti bu tarife ile bu hat için ödenmiş bulunmakla birlikte, boru hattı çalışmaya devam edebilmesi için ciddi revizyonlar istemektedir. Bu revizyon maliyetleri bu çalışmanın kapsamında değerlendirilmemiştir. Fakat hat teorik olarak hala çalışabilecek kapasitededir.

Çizelge 12.1 : Irak Türkiye ham petrol boru hattı son otuz yıllık üretimleri

Yıllar	Üretim, bbl/gün	Üretim gün sayısı	Yıllık Üretim, bbl
1	1,000,000	330	330,000,000
2	1,000,000	330	330,000,000
3	1,000,000	330	330,000,000
4	1,000,000	330	330,000,000
5	1,000,000	330	330,000,000
6	1,000,000	330	330,000,000
7	1,000,000	330	330,000,000
8	1,000,000	330	330,000,000
9	1,000,000	330	330,000,000
10	1,000,000	330	330,000,000
11	1,000,000	330	330,000,000
12	1,000,000	330	330,000,000
13	1,000,000	330	330,000,000
14	0	330	0
15	0	330	0
16	0	330	0

Çizelge 12.1(devam) : Irak Türkiye ham petrol boru hattı son otuz yıllık üretimleri

Yıllar	Üretim, bbl/gün	Üretim gün sayısı	Yıllık Üretim, bbl
17	0	330	0
18	0	330	0
19	0	330	0
20	0	330	0
21	100,000	330	33,000,000
22	150,000	330	49,500,000
23	50,000	330	16,500,000
24	40,000	330	13,200,000
25	200,000	330	66,000,000
26	200,000	330	66,000,000
27	200,000	330	66,000,000
28	200,000	330	66,000,000
29	200,000	330	66,000,000
30	200,000	330	66,000,000

12.2 Sabit Maliyet Tarifesi

Irak-Türkiye HPBH yıllık 20 milyon dolarlık sabit işletme giderlerine sahiptir. Bu rakamın çoğunluğunu maaşlar oluşturmaktadır. Diğer iki boru hattı projesinde kullanılan modellerle, Irak boru hattı içinde kullanılmıştır. Enflasyon artışı %3 olarak kabul edilmiştir. Buna göre yapılan hesaplamalarda hattın sabit maliyetlerinin Çizelge 12.1'deki üretim debileri göz önüne alındığında oluşan tarife için öncelikle %1 maliyet artışı yıllara maliyetler ve bu maliyetlerin bugünkü değerleri çıkartılmıştır. Bu veriler Çizelge 12.2'de sunulmuştur. Buna göre bugünkü değer olarak sabit maliyetler toplam 444 milyon dolar tutmaktadır. Bununla birlikte bu dönem içerisinde 4798 MM varil ham petrol boru hattından taşınmıştır. Bu durumda tarife SYT_{it}

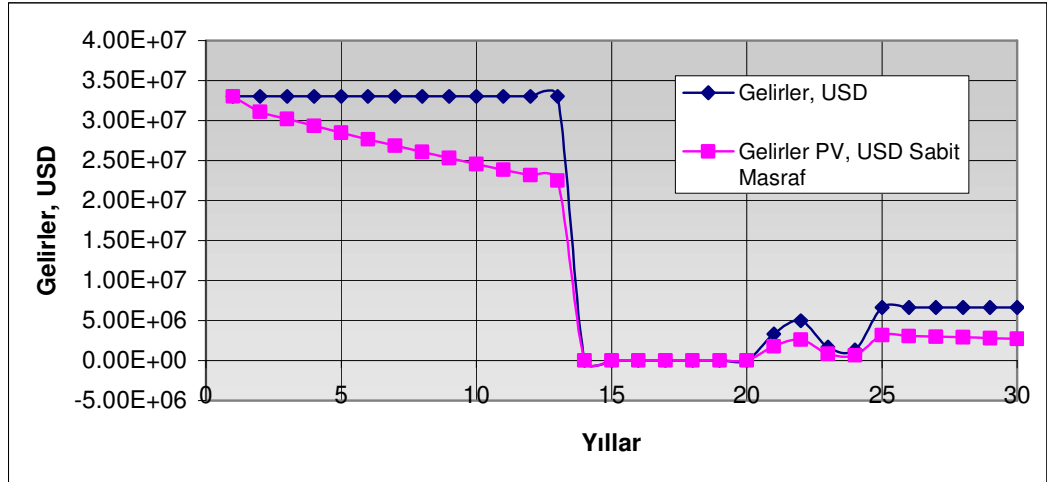
$$SYT_{it}=445 \text{ MM USD}/4798*10^6 \quad (12.1)$$

$$SYT_{it}=0.1 \text{ USD/varil} \quad (12.2)$$

Çizelge 12.2:Sabit maliyetlerin yıllara göre günümüze indirgenmiş değerleri

Fiyat artışı sabit değerlerde %	Sabit Giderler Opex, USD	Sabit Giderler Opex PV, USD
1	-20,000,000	-20,000,000
1	-20,000,000	-19,417,476
1	-20,200,000	-19,040,437
1	-20,402,000	-18,670,720
1	-20,606,020	-18,308,182
1	-20,812,080	-17,952,683
1	-21,020,201	-17,604,087
1	-21,230,403	-17,262,260
1	-21,442,707	-16,927,071
1	-21,657,134	-16,598,390
1	-21,873,705	-16,276,091
1	-22,092,443	-15,960,051
1	-22,313,367	-15,650,147
1	-22,536,501	-15,346,260
1	-22,761,866	-15,048,275
1	-22,989,484	-14,756,075
1	-23,219,379	-14,469,549
1	-23,451,573	-14,188,587
1	-23,686,089	-13,913,081
1	-23,922,950	-13,642,924
1	-24,162,179	-13,378,013
1	-24,403,801	-13,118,245
1	-24,647,839	-12,863,522
1	-24,894,317	-12,613,745
1	-25,143,260	-12,368,818
1	-25,394,693	-12,128,647
1	-25,648,640	-11,893,139
1	-25,905,126	-11,662,204
1	-26,164,178	-11,435,754
1	-26,425,819	-11,213,700
1	-26,690,078	-10,995,959
Toplam	-715,697,831	-444,704,093

Sabit maliyetlerin belirlenen tarife ile yıllara göre yarattığı gelirler ve bu gelirin bugüne indirgenmiş değerleri ise Şekil 12.1’de çizilmiştir. Bu tip risk olasılığı yüksek operasyonlu boru hattı işletmelerinde, BTC sabit modellerinde belirtilmiş olan debiden bağımsız gelirler konulması daha gerçekçi bir yaklaşım olacaktır. Bu çalışmada boru hattının geçmiş üretim verileri bilindiğinden bu karara varmak kolay bir yaklaşım olur.



Şekil 12.1: ITHPBH sabit maliyet tarifesı gelirleri ve bugünkü değerleri

12.3 Değişken Maliyet Tarifesı

ITHPBH için değişken maliyetler tarife belirlenmesinde enerji fiyatlarının %5 artış yaşandığını var saydığımız ikinci senaryo ile hesaplamalar yapılmıştır. Bu hesaplamalar ile ilgili veriler de Çizelge 12.3’de verilmiştir. Bu çizelgede bulunan bugünkü değerlere ulaşmak için hattın 30 yıl içerisinde iletilen toplam petrol miktarı ile hesaplamalar yapılmıştır.

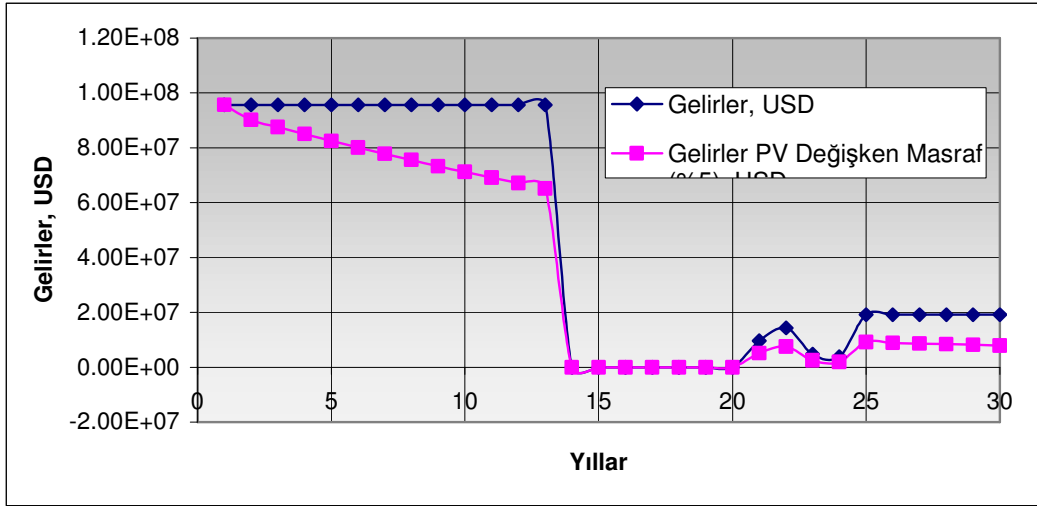
Çizelge 12.3:Değişken maliyet tarife ile yıllara göre günümüze indirgenmiş gelirler

Yıllar	Gelirler, USD	Gelirler PV Değişken Masraf (%5), USD
1	95,700,000	95,700,000
2	95,700,000	90,206,429
3	95,700,000	87,579,057
4	95,700,000	85,028,210
5	95,700,000	82,551,661
6	95,700,000	80,147,243
7	95,700,000	77,812,858
8	95,700,000	75,546,464
9	95,700,000	73,346,081
10	95,700,000	71,209,788
11	95,700,000	69,135,716
12	95,700,000	67,122,055
13	95,700,000	65,167,043
14	0	0
15	0	0
16	0	0

Çizelge 12.3 (devam): Değişken maliyet tarife ile yıllara göre bugüne indirgenmiş gelirler

Yıllar	Gelirler, USD	Gelirler PV Değişken Masraf (%5), USD
17	0	0
18	0	0
19	0	0
20	0	0
21	9,570,000	5,144,347
22	14,355,000	7,491,767
23	4,785,000	2,424,520
24	3,828,000	1,883,122
25	19,140,000	9,141,371
26	19,140,000	8,875,117
27	19,140,000	8,616,619
28	19,140,000	8,365,649
29	19,140,000	8,121,989
30	19,140,000	7,885,427
Toplam	1,391,478,000	1,088,502,531

Deneme yanılma metodu ile değişken maliyetli tarifenin gelirlerle eşlenmesi sonucu, tarife 0,29 USD/bbl olarak hesaplanmıştır. Bu hesaba göre yıllar içerisinde projenin gelirleri ve gelirlerin bugüne indirgenmiş hali Şekil 12.2’de çizilmiştir.



Şekil 12.2: ITHPBH değişken maliyet tarifesini gelirleri ve bugünkü değerleri

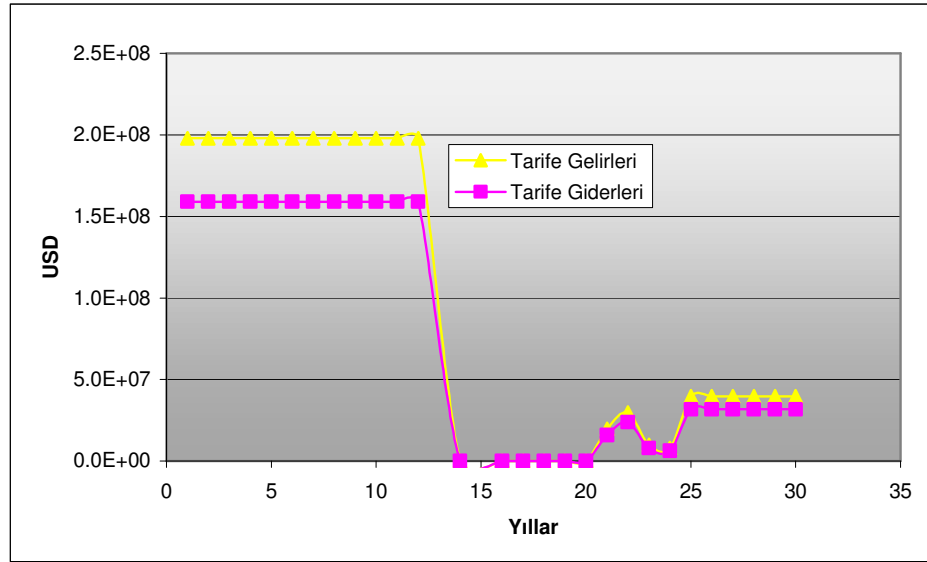
12.4 Sonuçlar

Hesaplanan tüm değerler için boru hattı iki farklı modelde Çizelge 12.4’te verilmiştir. Bu hat, BOTAŞ tarafından yapıldığı için birinci model gösterilmiş olmasına rağmen bu boru hattı hesaplarında kullanılmamalıdır. Bu boru hattı için

BOTAŞ 0.60 USD/bbl tarifesini uygulamaktadır. Buna göre projenin ettiği kar rakamlarında Şekil 12.3'te gösterilmiştir. Irak-Türkiye HPBH'nın yıllar içinde ettiği gelir ve giderler ise Çizelge 12.5'te verilmiştir.

Çizelge 12.4 : ITHPBH farklı modeller için hesaplanmış tarifeleri

Tarife, USD/bbl	İlk Yatırım	Sabit Gider	Değişken Gider	Toplam Tarife
1.Model (%1,%5)	0	0.1	0.29	0.39
2.Model (%1,%5)	0.092	0.1	0.29	0.482



Şekil 12.3 : Irak Türkiye HPBH mevcut tarife gelirleri ve hesaplanan giderleri

Çizelge 12.5:ITHPBH mevcut tarife gelirleri ve giderleri

Yıllar	Tarife Gelirleri	Tarife Giderleri
1	198,000,000	159,060,000
2	198,000,000	159,060,000
3	198,000,000	159,060,000
4	198,000,000	159,060,000
5	198,000,000	159,060,000
6	198,000,000	159,060,000
7	198,000,000	159,060,000
8	198,000,000	159,060,000
9	198,000,000	159,060,000
10	198,000,000	159,060,000
11	198,000,000	159,060,000
12	198,000,000	159,060,000
21	19,800,000	15,906,000
22	29,700,000	23,859,000
23	9,900,000	7,953,000
24	7,920,000	6,362,400
25	39,600,000	31,812,000
26	39,600,000	31,812,000
27	39,600,000	31,812,000
28	39,600,000	31,812,000
29	39,600,000	31,812,000
30	39,600,000	31,812,000
Toplam	2,680,920,000	2,153,672,400

13. DEĞERLENDİRMELER

Bu çalışmada yapılmış hesaplamalar günün koşulları içersinde tekrar edilmelidir. Hazırlamış metodoloji ile yapılması planlanan tüm projeler ve hali hazırda işletmede bulunan boru hatları için tarife hesaplamaları yapılmalı, bulunan sonuçlar mevcut tarifelerle kıyaslanmalıdır. Eğer politik veya jeopolitik olarak yapılması kaçınılmaz bir proje ise, yıllar içersinde oluşturabileceği mali yükler bu metodolojilerle belirlenmelidir. Eğer zarar öngörlememiş veya hesaplanmamış bir nedenle işletmeciyi zora sokuyorsa, zarar eden tüm işletme projelerinde olduğu gibi, konunun tarafları farklı ülkelerdeki şirketler ise, konu muhakkak uluslararası hukuk çerçevesinde değerlendirilmeli ve uluslararası tahkim kuruluna başvurulmalıdır.

Enerji maliyetleri boru hattı projelerinde büyük oranlarda en büyük kalem olarak ortaya çıkmaktadır. Bu nedenle mühendislik çalışması yapılırken proje için en uygun olacak yakıt ve enerji türü seçilmelidir. Mümkünse boru hattında taşınacak olan ürün ile çalışabilecek bir sistem dizayn edilmelidir. Böylece enerjinin en azından boru hattının bulunduğu alana taşıma maliyeti ortadan kaldırılmış olur.

Projelerde yapılacak ilk yatırımlar için çalışmadaki hesaplamalarda finansal olarak özkaynakların kullanıldığı ve finansal olarak bu yatırımın bir maliyeti olmadığı durumlar için tarifeler belirlenmiştir. Fakat günümüzde bu kadar büyük projeler ancak finansal krediler ile yapılabilmektedir. NABUCCO projesi ile ilgili sonuçlarda finansman yükünün tarife üzerindeki etkileri kısıtlı olarak tanımlanmıştır. Yeni projeler için yapılacak çalışmalarda bu maliyet mutlaka göz önüne alınmalıdır.

Tüm boru hatları, ülke için ulusal stok anlamı taşımaktadır. Boru hatları ekonomisi hesaplarında bu stok alanı birincil olarak bir getiri olmasa da, ileride yapılacak başka stoklama tesislerini azaltabileceği için gizli ekonomik kazançlar yaratacaktır.

Boru hattı ilk yatırımlarının ülkenin boru hattı taşımacılık şirketi BOTAŞ dışında, özellikle yabancı menşeli bir firmaya verilmesi, bir başka değişle boru hattına Türkiye dışında bir firmanın sahip olması durumunda yapılan anlaşmalarda boru hattının geçtiği güzergahlar üzerindeki belirli bir yarıçap içersindeki tüm toprak kullanım hakları boru hattına sahip şirkete verilmektedir. BTC için yapılan anlaşma

da bu kapsamdadır ve bakanlar kurulu kararı ile işlerlik kazanmıştır. Benzer bir örnekle açıklamak gerekirse Bağdat demiryolu projesi ile rayların geçtiği alanlardaki tüm maden ve yer altı kaynakların arama izni o zamanki demiryolu şirketlerine teslim edilmiştir. Bu sebeple BOTAŞ'ın finansal yapısı güçlendirilmeli ve yeni boru hattı projelerinin sahibi olacak, teknik ve ekonomik yapıya kavuşturulmalıdır.

Bunların dışında boru hatları yapımı sırasında eğer ülkenin mevcut insan gücü kaynakları kullanılmakta ve bu mevcut şirket personelleri ile yapılmakta ise bu maliyetlerde proje kapsamında hesaplanmalıdır.

Yapılan tüm örnek hesaplamalarda boru hattı projelerinin maliyetlerinin belirlenen tarifelerle karşılanması ve zarar etmemesi esası kullanılmıştır. Fakat yapılan tüm şirket işletmeleri kar etmek esasına göre kurulur. Bu nedenle belirlenmiş tüm tarifelere belli bir kar marjı eklenmesi gereklidir. Bu kadar büyük projelerde karlılık %5 civarlarında kabul edilebilir.

Bundan sonra yapılacak tüm boru hattı projeleri ülkenin enerji politikaları içerisinde yerini almalı ve uzman ekiplerce detaylı maliyet çalışmaları yapılmalıdır. Bu çalışmalara temel olabilecek birçok model ve metodoloji bu çalışmada sunulmuştur.

KAYNAKLAR

- [1] <<http://www.pipeline101.com/History/timeline.html>>, alındığı tarih 10.03.2009.
- [2] **Karagür, N.S.**, 2007. *Petrolün Sihirli Dünyası Bakü* . İstanbul:IQ Kültür Sanat Yayıncılık, 10-85.
- [3] **Yergin, D.**, 1991. *The Prize, Epic Quest for Oil, Money, Power*. New York:Simon Schuster, 80-110.
- [4] <<http://www.pbs.org/wgbh/amex/pipeline/map/index.html>>, alındığı tarih 21.04.2009.
- [5] <www.simdex.com>, alındığı tarih 01.05.2009.
- [6] **Özcan, H.E.**, 2006. *Fotoğraflarla Ulusal Petrol 1929-1954*. Ankara: TPAO Arama Daire Başkanlığı Arşiv ve Tarih Yayınları-1, 21-45.
- [7] <http://www.tpao.gov.tr/v1.4/index.php?option=com_section&task=view&id=1>, alındığı tarih 23.04.2009.
- [8] <<http://www.tupras.com.tr/detailpage.tr.php?lPageID=612>>, alındığı tarih 20.04.2009.
- [9] <www.botas.gov.tr>, alındığı tarih 20.04.2009.
- [10] **Can, B.B.**, 2000. *Demiryolundan Petrole Chester Projesi*. İstanbul:Türkiye Ekonomik ve Toplumsal Tarih Vakfı, 30-32.
- [11] **ILF Consulting Engineers**, 2006 *Design of Baku-Tblisi-Ceyhan Crude Oil Pipeline Turkish Section*, 3-51.
- [12] <www.inogate.org>, alındığı tarih 30.04.2009.
- [13] **Mc Allister, E.W.**, 2001. *Pipeline Rules of Thumb Handbook*. Boston: Gulf Professional Publishing, 320-345.
- [14] **Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü APK Dairesi Başkanlığı**, 2009. *Türkiye Elektrik Enerjisi 10 yıllık üretim kapasite projeksiyonu (2009-2018)*, 5-32.
- [15] <www.tedas.com.tr>, alındığı tarih 12.10.2009.
- [16] <<http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=WTOTWORLD&f=W>>, alındığı tarih 12.10.2009.
- [17] <http://www.igdas.com.tr/Dynamic/Institutional_Natural_Gas_Price_List.aspx?MI=3&CMI=330&MCI=122>, alındığı tarih 15.10.2009.
- [18] <http://www.inflationdata.com/inflation/Inflation_Rate/CurrentInflation.asp>, alındığı tarih 15.10.2009.

- [19] **BOTAŞ Internetaional Limited**, 2009. *Botaş International Limited 2009 Bütçe Plan Raporu*, 3-40.

EK A**Çizelge A.1 : Hesaplama çizelgeleri, üretim verileri**

Yıllar	Üretim,bbl	Üretim gün sayısı	Yıllık Üretim,bbl
1	300,000	345	103,500,000
2	600,000	345	207,000,000
3	1,000,000	345	345,000,000
4	1,000,000	345	345,000,000
5	1,000,000	325	325,000,000
6	1,000,000	345	345,000,000
7	1,000,000	345	345,000,000
8	1,000,000	345	345,000,000
9	1,000,000	345	345,000,000
10	1,000,000	325	325,000,000
11	1,000,000	345	345,000,000
12	1,000,000	345	345,000,000
13	1,000,000	345	345,000,000
14	1,000,000	345	345,000,000
15	1,000,000	325	325,000,000
16	1,000,000	345	345,000,000
17	1,000,000	345	345,000,000
18	1,000,000	345	345,000,000
19	1,000,000	345	345,000,000
20	1,000,000	325	325,000,000
21	1,000,000	345	345,000,000
22	1,000,000	345	345,000,000
23	1,000,000	345	345,000,000
24	1,000,000	345	345,000,000
25	1,000,000	325	325,000,000
26	1,000,000	345	345,000,000
27	1,000,000	345	345,000,000
28	1,000,000	345	345,000,000
29	600,000	345	207,000,000
30	300,000	325	97,500,000
Toplam	27,800,000	10,230	9,485,000,000

Çizelge A.2 : Hesaplama çizelgeleri, sabit giderler ve bugüne indirgenmiş değerleri
PV

Fiyat artışı sabit değerlerde %	Sabit Giderler Opex, USD	Sabit Giderler Opex PV,USD
1	-20,000,000	-20,000,000
1	-88,000,000	-85,436,893
1	-88,880,000	-83,777,924
1	-89,768,800	-82,151,169
1	-90,666,488	-80,556,000
1	-91,573,153	-78,991,806
1	-92,488,884	-77,457,985
1	-93,413,773	-75,953,946
1	-94,347,911	-74,479,112
1	-95,291,390	-73,032,916
1	-96,244,304	-71,614,801
1	-97,206,747	-70,224,222
1	-98,178,815	-68,860,645
1	-99,160,603	-67,523,545
1	-100,152,209	-66,212,408
1	-101,153,731	-64,926,731
1	-102,165,268	-63,666,017
1	-103,186,921	-62,429,784
1	-104,218,790	-61,217,555
1	-105,260,978	-60,028,865
1	-106,313,588	-58,863,256
1	-107,376,724	-57,720,280
1	-108,450,491	-56,599,498
1	-109,534,996	-55,500,478
1	-110,630,346	-54,422,799
1	-111,736,649	-53,366,046
1	-112,854,016	-52,329,812
1	-113,982,556	-51,313,699
1	-115,122,381	-50,317,317
1	-116,273,605	-49,340,281
1	-117,436,341	-48,382,218
Toplam	-3,081,070,455	-1,956,698,009

Çizelge A.3 : Hesaplama çizelgeleri, değişken maliyetler ve enerji enflasyonları

Değişken Opex Maliyetleri, Enflasyonsuz, USD	Değişken Opex Maliyetleri %3 enflasyon, USD	Değişken Opex Maliyetleri %5 enflasyon, USD
-25,875,000	-25,875,000	-25,875,000
-51,750,000	-51,750,000	-51,750,000
-86,250,000	-86,250,000	-86,250,000
-86,250,000	-88,837,500	-90,562,500
-81,250,000	-86,125,000	-89,375,000
-86,250,000	-94,012,500	-99,187,500
-86,250,000	-96,600,000	-103,500,000
-86,250,000	-99,187,500	-107,812,500
-86,250,000	-101,775,000	-112,125,000
-81,250,000	-98,312,500	-109,687,500
-86,250,000	-106,950,000	-120,750,000
-86,250,000	-109,537,500	-125,062,500
-86,250,000	-112,125,000	-129,375,000
-86,250,000	-114,712,500	-133,687,500
-81,250,000	-110,500,000	-130,000,000
-86,250,000	-119,887,500	-142,312,500
-86,250,000	-122,475,000	-146,625,000
-86,250,000	-125,062,500	-150,937,500
-86,250,000	-127,650,000	-155,250,000
-81,250,000	-122,687,500	-150,312,500
-86,250,000	-132,825,000	-163,875,000
-86,250,000	-135,412,500	-168,187,500
-86,250,000	-138,000,000	-172,500,000
-86,250,000	-140,587,500	-176,812,500
-81,250,000	-134,875,000	-170,625,000
-86,250,000	-145,762,500	-185,437,500
-86,250,000	-148,350,000	-189,750,000
-86,250,000	-150,937,500	-194,062,500
-51,750,000	-92,115,000	-119,025,000
-24,375,000	-44,118,750	-57,281,250
-2,371,250,000	-3,263,296,250	-3,857,993,750

Çizelge A.4 : Toplam OPEX masrafları farklı senaryolar için yıllara göre dağılımı

Toplam Opex %1 sabit fiyat artışı, USD	Toplam Opex %1 sabit fiyat+ %3 enerji fiyatı, USD	Toplam Opex %1 sabit fiyat+%5 enerji fiyatı, USD	Bugünkü Değer, NPV %1+%5 W/inflation %3, USD
			-20,000,000
-113,875,000	-113,875,000	-113,875,000	-110,558,252
-140,630,000	-140,630,000	-140,630,000	-132,557,263
-176,018,800	-176,018,800	-176,018,800	-161,082,137
-176,916,488	-179,503,988	-181,228,988	-161,019,609
-172,823,153	-177,698,153	-180,948,153	-156,087,466
-178,738,884	-186,501,384	-191,676,384	-160,525,954
-179,663,773	-190,013,773	-196,913,773	-160,108,917
-180,597,911	-193,535,411	-202,160,411	-159,587,295
-181,541,390	-197,066,390	-207,416,390	-158,967,392
-177,494,304	-194,556,804	-205,931,804	-153,232,602
-183,456,747	-204,156,747	-217,956,747	-157,456,591
-184,428,815	-207,716,315	-223,241,315	-156,576,966
-185,410,603	-211,285,603	-228,535,603	-155,621,625
-186,402,209	-214,864,709	-233,839,709	-154,595,595
-182,403,731	-211,653,731	-231,153,731	-148,368,784
-188,415,268	-222,052,768	-244,477,768	-152,350,462
-189,436,921	-225,661,921	-249,811,921	-151,140,320
-190,468,790	-229,281,290	-255,156,290	-149,877,429
-191,510,978	-232,910,978	-260,510,978	-148,565,771
-187,563,588	-229,001,088	-256,626,088	-142,087,643
-193,626,724	-240,201,724	-271,251,724	-145,811,168
-194,700,491	-243,862,991	-276,637,991	-144,375,293
-195,784,996	-247,534,996	-282,034,996	-142,904,805
-196,880,346	-251,217,846	-287,442,846	-141,402,833
-192,986,649	-246,611,649	-282,361,649	-134,857,496
-199,104,016	-258,616,516	-298,291,516	-138,316,203
-200,232,556	-262,332,556	-303,732,556	-136,737,072
-201,372,381	-266,059,881	-309,184,881	-135,137,524
-168,023,605	-208,388,605	-235,298,605	-99,848,107
-141,811,341	-161,555,091	-174,717,591	-71,981,334
Toplam			
-5,452,320,455	-6,324,366,705	-6,919,064,205	-4,341,739,910

Çizelge A.5 : BTC CAPEX için belirlenmiş tarife ile yıllara göre gelirler ve gelirler PV

Yıllar	Tarife (USD/bbl)	Gelirler, USD	Gelirler PV, USD
1	0.41158	42,598,530	42,598,530
2	0.41158	85,197,060	80,306,400
3	0.41158	141,995,100	129,945,631
4	0.41158	141,995,100	126,160,807
5	0.41158	133,763,500	115,385,570
6	0.41158	141,995,100	118,918,661
7	0.41158	141,995,100	115,455,010
8	0.41158	141,995,100	112,092,243
9	0.41158	141,995,100	108,827,421
10	0.41158	133,763,500	99,532,606
11	0.41158	141,995,100	102,580,281
12	0.41158	141,995,100	99,592,506
13	0.41158	141,995,100	96,691,754
14	0.41158	141,995,100	93,875,489
15	0.41158	133,763,500	85,857,701
16	0.41158	141,995,100	88,486,652
17	0.41158	141,995,100	85,909,371
18	0.41158	141,995,100	83,407,156
19	0.41158	141,995,100	80,977,821
20	0.41158	133,763,500	74,061,607
21	0.41158	141,995,100	76,329,363
22	0.41158	141,995,100	74,106,178
23	0.41158	141,995,100	71,947,745
24	0.41158	141,995,100	69,852,180
25	0.41158	133,763,500	63,886,193
26	0.41158	141,995,100	65,842,379
27	0.41158	141,995,100	63,924,640
28	0.41158	141,995,100	62,062,757
29	0.41158	85,197,060	36,153,062
30	0.41158	40,129,050	16,532,637
Toplam	12.34740	3,903,836,300	2,541,300,353

Çizelge A.6 : BTC sabit masraf için belirlenmiş (%1 artış) tarife ile yıllara göre gelirler ve gelirler PV

Tarife (usd/bbl)	Yıllar	Gelirler, USD	Gelirler PV, USD Sabit Masraf
0.31690	1	32,799,150	32,799,150
0.31690	2	65,598,300	61,832,689
0.31690	3	109,330,500	100,052,895
0.31690	4	109,330,500	97,138,733
0.31690	5	102,992,500	88,842,235
0.31690	6	109,330,500	91,562,573
0.31690	7	109,330,500	88,895,701
0.31690	8	109,330,500	86,306,506
0.31690	9	109,330,500	83,792,725
0.31690	10	102,992,500	76,636,093
0.31690	11	109,330,500	78,982,679
0.31690	12	109,330,500	76,682,213
0.31690	13	109,330,500	74,448,750
0.31690	14	109,330,500	72,280,340
0.31690	15	102,992,500	66,106,967
0.31690	16	109,330,500	68,131,153
0.31690	17	109,330,500	66,146,751
0.31690	18	109,330,500	64,220,146
0.31690	19	109,330,500	62,349,656
0.31690	20	102,992,500	57,024,450
0.31690	21	109,330,500	58,770,531
0.31690	22	109,330,500	57,058,768
0.31690	23	109,330,500	55,396,862
0.31690	24	109,330,500	53,783,361
0.31690	25	102,992,500	49,189,792
0.31690	26	109,330,500	50,695,976
0.31690	27	109,330,500	49,219,395
0.31690	28	109,330,500	47,785,820
0.31690	29	65,598,300	27,836,400
0.31690	30	30,897,750	12,729,464
Toplam		3,005,796,500	1,956,698,775

Çizelge A.7 : BTC sabit masraf için (%3 artış) belirlenmiş tarife ile yıllara göre gelirler ve gelirler PV

Tarife (usd/bbl)	Yıllar	Gelirler, USD	Gelirler PV Değişken Masraf (%5), USD
0.38304	1	39,644,123	39,644,123
0.38304	2	79,288,245	74,736,775
0.38304	3	132,147,075	120,933,293
0.38304	4	132,147,075	117,410,965
0.38304	5	124,486,375	107,383,041
0.38304	6	132,147,075	110,671,095
0.38304	7	132,147,075	107,447,665
0.38304	8	132,147,075	104,318,121
0.38304	9	132,147,075	101,279,729
0.38304	10	124,486,375	92,629,554
0.38304	11	132,147,075	95,465,859
0.38304	12	132,147,075	92,685,300
0.38304	13	132,147,075	89,985,728
0.38304	14	132,147,075	87,364,784
0.38304	15	124,486,375	79,903,067
0.38304	16	132,147,075	82,349,688
0.38304	17	132,147,075	79,951,154
0.38304	18	132,147,075	77,622,479
0.38304	19	132,147,075	75,361,630
0.38304	20	124,486,375	68,925,088
0.38304	21	132,147,075	71,035,564
0.38304	22	132,147,075	68,966,567
0.38304	23	132,147,075	66,957,832
0.38304	24	132,147,075	65,007,604
0.38304	25	124,486,375	59,455,386
0.38304	26	132,147,075	61,275,902
0.38304	27	132,147,075	59,491,167
0.38304	28	132,147,075	57,758,414
0.38304	29	79,288,245	33,645,678
0.38304	30	37,345,913	15,386,021
Toplam		3,633,086,975	2,365,049,276

Çizelge A.8 : BTC alternatif tarifeler ve gelirleri

Yıllar	Tarife 5	Tarife 6	Tarife 7	Tarife 8
1	\$91,075,000	\$104,844,123	\$175,783,900	\$189,553,023
2	\$118,906,000	\$146,444,245	\$206,156,167	\$233,694,412
3	\$155,420,680	\$201,317,755	\$245,288,352	\$291,185,427
4	\$157,495,800	\$203,392,875	\$250,059,503	\$295,956,578
5	\$154,633,174	\$197,869,549	\$249,973,788	\$293,210,163
6	\$161,834,670	\$207,731,745	\$260,035,501	\$305,932,576
7	\$164,102,210	\$209,999,285	\$265,249,066	\$311,146,141
8	\$166,437,776	\$212,334,851	\$270,619,038	\$316,516,113
9	\$168,843,409	\$214,740,484	\$276,150,109	\$322,047,184
10	\$166,321,212	\$209,557,587	\$276,847,113	\$320,083,488
11	\$173,873,348	\$219,770,423	\$287,715,026	\$333,612,101
12	\$176,502,048	\$222,399,123	\$293,758,977	\$339,656,052
13	\$179,209,610	\$225,106,685	\$299,984,246	\$345,881,321
14	\$181,998,398	\$227,895,473	\$306,396,274	\$352,293,349
15	\$179,870,850	\$223,107,225	\$308,000,662	\$351,237,037
16	\$187,829,476	\$233,726,551	\$319,803,182	\$365,700,257
17	\$190,876,860	\$236,773,935	\$326,809,777	\$372,706,852
18	\$194,015,666	\$239,912,741	\$334,026,570	\$379,923,645
19	\$197,248,636	\$243,145,711	\$341,459,868	\$387,356,943
20	\$195,578,595	\$238,814,970	\$344,116,164	\$387,352,539
21	\$204,008,453	\$249,905,528	\$357,002,148	\$402,899,223
22	\$207,541,206	\$253,438,281	\$365,124,713	\$411,021,788
23	\$211,179,942	\$257,077,017	\$373,490,954	\$419,388,029
24	\$214,927,841	\$260,824,916	\$382,108,183	\$428,005,258
25	\$213,788,176	\$257,024,551	\$385,983,928	\$429,220,303
26	\$222,764,321	\$268,661,396	\$400,125,946	\$446,023,021
27	\$226,859,751	\$272,756,826	\$409,542,225	\$455,439,300
28	\$231,078,043	\$276,975,118	\$419,240,991	\$465,138,066
29	\$200,922,884	\$228,461,129	\$394,730,721	\$422,268,966
30	\$178,023,071	\$190,993,983	\$377,645,143	\$390,616,055
Toplam	5.473E+09	\$6,735,004,079	9.503E+09	1.077E+10

ÖZGEÇMİŞ

Ad Soyad: Efe Barış CEBECİ

Doğum Yeri ve Tarihi: İstanbul, 23/07/1977

Adres: Salih Tozan Sokak. No:18 B:blok Esentepe Şişli İstanbul- 212 376 0270

Lisans Üniversite: İstanbul Teknik Üniversitesi, Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü

Üç yıldır ShellGas Türkiye, Dağıtım ve İş mükemmelleştirme Müdürü olarak görev yapmaktadır.