

# DOĞAL GAZ DAĞITIM İHALELERİNİN FİNANSAL DEĞERLENDİRİLMESİ

Umran SERPEN

## ÖZET

Bu çalışmada değişik gaz dağıtım şebekelerinin oluşturulması ekonomik açıdan değerlendirilmiştir. X ve Y şehirleri ile Z bölgesinin doğal gaz şebekeleri önce imar planı üzerinden kaba olarak oluşturulmuş ve şebekelerin elemanları belirlenmiştir. Dağıtım şebekelerinin yatırım programları yıllara göre planlanmıştır. Ön proje safhasında veri toplama ve verilerin değerlendirilmesi gerçekleştirilmiş ve avan proje kısmında şehir ve bölge giriş ve şehir içi bölge istasyonları, orta basınçlı (çelik) ve düşük basınçlı (PE) dağıtım şebekesi, son olarak servis hatları ve servis kutuları gibi elemanları "Gasworks" yazılımı kullanılarak belirlenmiştir. Sonuç olarak, doğal gaz şebeke hattı projesi tamamlanmış ve bu model üzerinden ekonomik değerlendirmeler yapılarak, sonuçları sunulmuştur.

## 1. GİRİŞ

Son yıllarda EPDK'nın açtığı ihaleler vasıtasıyla, Türkiye'de birçok şehirde doğal gaz dağıtım şebekeleri oluşturulmaya başlanmıştır. Bu ihalelerde gözlenen, teklif edilen fiyatlar arasındaki önemli farklar yanında, neredeyse toptan satıcıdan alınan gaz maliyetine hiçbir bedel eklemeyen ve abonman bedelini de çok aşağılara çekerek, bazı firmalar tarafından bazı şehirlerin ihaleleri alınmasıdır. Son olarak gerçekleştirilen Adana Bölgesi ihalesinde de ihale sıfır bedel ve abonman bedeli de 180\$'dan 167\$'a indirilerek alınmıştır. Bu durum bize ekonomik olarak anlamlı görünmemektedir. Sonuçta bu tür bir ihale sistemiyle alınan imtiyazların, ileride inşa edilecek dağıtım şebekesinde inşaat kalitesi nedeniyle sorunlar çıkarabileceği ve bunun da topluma zarar verebileceği düşünülmektedir.

EPDK, ihale aşamasında proje konularında herhangi bir araştırma yapmamakta ve en basit mantıkla hareket ederek, birim fiyatı en düşük verene dağıtım işini vermektedir. Bu durum rekabeti teşvik etmekle birlikte, şimdilik sadece gerçekte var olmayan gaz için haksız faturalandırma (veya sayaç hatası?) olayı ile karşılaşılması ise de, gelecekte tehlikeli sonuçlar da doğurabilir.

Bu çalışmanın amacı, dağıtım ihalelerinde birbirinden çok farklı olarak verilen birim fiyat bedellerinin ekonomik bakımdan anlamlı olup, olmadığını anlamak ve ekonomik modelde bu farkı oluşturacak parametreleri değişimiyle oluşan birim fiyatlarla önerilen bedellerin elde edilip edilmeyeceğini araştırmaktır.

## 2. GAZ VERİLECEK ŞEHİRLER VE BÖLGENİN DOĞALGAZ DAĞITIM ŞEBEKESİ HAKKINDA BİLGİLER

Yapılan çalışmada iki şehrin ve bir bölgenin doğal gaz dağıtımının ekonomisi incelenmiştir. Şehirlerin imar planları üzerinde yapılan incelemelerinde, bölgelerin konut yoğunluğu, kentleşme ve kalkınmışlık oranı ile doğal gaza uygunluğu belirlenmiştir. Sanayi kuruluşları ile özellikle yakıt tüketimi yüksek olan kuruluşlar gözönünde bulundurularak sanayi tüketimi tahmini ve doğal gaz birim fiyatları tahmini yapılmıştır.

Proje alanı dahilindeki konut ve işyeri sayılarının yıllara göre nüfus artış hızları dikkate alınarak potansiyel abone sayıları hesaplanmıştır.

X şehrindeki konut sayısı yaklaşık 35.000 olarak tahmin edilmiştir. Bahsi geçen şehrin göç alan bir şehir olduğu istatistiksel bilgilerden alınmıştır [1]. Bundan dolayı, şehrin büyüme hızı için, Türkiye'nin ortalama büyüme hızının iki katı, bu şehir için nüfus ve dolayısıyla konut sayısı büyüme hızı olarak alınmıştır.

Şehirler ve bölge için oluşturulan proje alanlarının 30 yıllık nüfus artış hızlarının tespit edilebilmesi amacıyla, DİE tarafından 2010 yılına kadar yürütülen tahminler arasındaki nüfus artış hızları üstsel regrasyon yöntemiyle incelenmiş ve Y Şehri nüfus artış hızının 30 yıl sonra yaklaşık %2,5 olacağı öngörülmüştür [2]. Z Bölgesi için yapılan benzer çalışmayla, nüfus artış hızının 30 yıl sonra yaklaşık %1 olacağı öngörülmüştür

Tüm şehirlerdeki ve Z bölgesindeki bir konutun yıllık gaz tüketimi hesaplarında derece-gün hesap yöntemi kullanılmıştır. Yüz m<sup>2</sup> lik bir kapalı alan için gaz tüketimi hesaplarında Satman (1991) tarafından Türkiye için hesaplanan derece gün değerlerinden yararlanılmıştır. Yapılan hesaplarda X, Y şehirleri ve Z Bölgesi için konut başına gaz tüketimi 3130 m<sup>3</sup>/yıl, 1500 m<sup>3</sup>/yıl ve 2094 m<sup>3</sup>/yıl olarak bulunmuştur.

Şebeke tasarımındaki hidrolik hesaplamalar Gaswork 7.0 yazılımı kullanılarak gerçekleştirilmiş ve bu simülasyon çalışmasında EPDK kriterleri de esas alınmıştır. Gaswork [3] kullanıcıya doğal gaz ve sıkışabilen akışkanlarda dağıtım, iletim ve toplama işlemlerinde tesis borulama sistemleri için üst düzeyde ve geniş çapta bir boru ağı modelleme araç ve gereçleri sunmaktadır. Gaswork sadece düzgün-akışlı modellerdeki boru tipi elemanlarla değil aynı zamanda regülatör, kompresör, vana, kuyu ve fitting türünden elemanlarla da aynı modeli oluşturmak için kullanılabilir. Gaswork regülatörler için de vana katsayısını ve kompresörler için kullanılan enerjiyi ve yakıtı hesaplar. Modeldeki boruların boyutlarını tanımlamak için boru boyutlama fonksiyonu sağlanmıştır [4].

X şehri doğalgaz dağıtım şebeke hattı ekipmanların özellikleri ve metraj değerleri Gasworks simulatörü kullanılarak elde edilmiştir. Basınç ve hız değerleri EPDK'nın belirlediği aralıktadır [5]. Buna göre projede; iki şehir giriş istasyonu, 52 km çelik hat , 39 bölge istasyonu, 80 km PE ve çelik olmak üzere düşük basınç sistemi ve 71 km servis hattı yer almaktadır. DİE 2000 [1] bina sayımı sonuçlarına göre projede ihtiyaç duyulacak servis kutusu sayısı ve boyutları hakkında verilerle, gereken tutar yatırım miktarına eklenmiştir. Sonuç olarak, yaklaşık 15 milyon \$ değerinde bir yatırım X şehri doğalgaz dağıtım şebeke hattının ekonomik büyüklüğüdür.

Y şehri için de dağıtım şebeke hattı ekipmanların özellikleri ve metraj değerleri Gasworks simulatörü kullanılarak elde edilmiştir. Buna göre projede 1 adet şehir giriş istasyonu, 21 km çelik hat, 17 adet bölge istasyonu, 374 km PE ve çelik olmak üzere düşük basınç sistemi ve 89 km servis hattı yer almaktadır. Sonuç olarak, yaklaşık 19 milyon \$ değerinde bir yatırım Y şehri doğal gaz dağıtım şebekesi hattının ekonomik büyüklüğüdür.

Z Bölgesi doğalgaz dağıtım şebeke hattı ekipmanların özellikleri ve metraj değerleri Gasworks simulatörü kullanılarak elde edilmiştir. Buna göre projede; bir şehir giriş istasyonu, 6.7 km çelik hat, 18 bölge istasyonu, 139 km PE ve çelik olmak üzere düşük basınç sistemi ve 126 km servis hattı yer almaktadır. DİE 2000 [1] bina sayımı sonuçlarına göre projede ihtiyaç duyulacak servis kutusu sayısı ve boyutları hakkında verilerle gereken tutar yatırım miktarına eklenmiştir. Sonuç olarak, yaklaşık 13 milyon \$ değerinde bir yatırım Z Bölgesi doğalgaz dağıtım şebeke hattının ekonomik büyüklüğüdür.

### 3. EKONOMİK MODEL

Bu modelde ekonomik değerlendirme yapmak için ilk önce yatırım miktarı tespit edilmiştir. Bu bağlamda, beş yıllık yatırım planı çıkartılmış ve her yıl yüzde kaçının tamamlanacağı hesap edilmiştir. Bunlar yatırımın giderlerini oluşturmaktadır.

Tüm programın 30 yılda tamamlanacak şekilde tasarlanması gerektiğinden, 30 yıllık yatırım programı çıkartılmıştır. Gelir hesabı için 30 yıllık gaz satış programı çıkartılmıştır.

Bunun için gaz satışları konut ve sanayi olmak üzere iki kısımda incelenerek, yaklaşık gaz tüketiminden elde edilecek gaz satış gelirleri hesaplanmıştır. Giderler için ise; 30 yıllık işletme gider tabloları oluşturulmuştur. Bütün bu değerler gözönünde bulundurularak NPV (Net Şimdiki Değer), IRR (İç Kârlılık Oranı) ve geri ödeme süreleri hesaplanmıştır.

#### 3.1. Gelirler

Modelin gelir tablosunu oluşturacak satış ve depozito gelirleri detaylarıyla aşağıda verilmektedir:

##### 3.1.1. Satış Gelirleri

Gaz satış gelirleri aşağıda gösterildiği gib konutlar ve sanayi satışlarından elde edilen nakit gelirlerdir.

###### Konutlara Satış Gelirleri

Konutların ocak, sıcak su ve ısınma için tüketecekleri gaz satışlarının bedelidir. Konut gaz tüketimi hesaplarında derece-gün yöntemi kullanılmıştır. Örneğin, bir konutun yılda 3130 m<sup>3</sup> gaz tüketimi bu gelir için bir katsayı olup diğer bir katsayı abone miktarıdır.

###### Sanayi Satışları Gelirleri

Bölgedeki sanayi tüketiminden elde edilecek gelirdir. Sanayi tüketimi için X şehrine ait tahminler göz önünde bulundurulmuştur. Ayrıca, sanayi satışları için birim fiyat konut birim fiyatından % 25 indirimli olarak alınmıştır.

##### 3.1.2. Depozito Gelirleri

Her abonenin gaz kullanıcısı olmadan önce güvence bedeli olarak ödeyeceği bedel ile beraber gaz açma ve hizmet bedeli olarak ödeyeceği bedeller toplamıdır. Konut büyüklüğüne ve tüketimine bağlı olarak 260\$ ile 280\$ aralığında yer alan bu bedel modelde 270\$ olarak yer bulmuştur.

### 3.2. GİDERLER

Giderler yatırım, işletme giderleri ve yatırım finansmanı başlıkları altında aşağıdaki gibi incelenmiştir.

#### 3.2.1. Yatırım

##### Yatırım Miktarı ve Zamanı

Yapılan çalışmalar sonucu projenin yatırım miktarı, örneğin, 19 milyon \$ olarak bulunmuştur. İşletme giderlerine bakım ve onarım, sigorta, mühendislik ve danışmanlık, personel, yönetim binası, araçlar, sistem kayıpları, amortisman gibi diğer giderler de dahildir.

Y Şehri Doğal Gaz Dağıtım Projesi'nin fizibilitesi açısından, yatırımın tamamını ilk yılda (tek kademedede) yapmak yerine yatırımın kademelendirilmesi, başka bir ifadeyle, mahallelerin doğal gaz dağıtımına uygunluğuna göre sınıflandırılması ve bu sınıflandırma doğrultusunda yatırımın yıllara yayılması uygun görülmüştür. Yatırımın ilk beş yılda tamamlanması düşünülmektedir.

### Yatırımın Yıllara Göre Dağılımı

Tüm programın 30 yılda tamamlanacak şekilde tasarlanması gerektiğinden bahsedilmiştir. Pazar analizlerinden elde edilen pazar öncelikleri, aynı zamanda şebekenin inşaat önceliklerini de oluşturacaktır. Buna göre şebekenin ana çelik hatlarının inşası 2 yılda, dağıtım hatlarının ve servis hatlarının inşası ise 4 aşamada tamamlanabilmektedir. Birinci aşamada yatırımın tamamlanma süresi olarak 3 yıl, ikinci aşamanın 7 yıl, üçüncü aşamanın 7 yıl ve dördüncü aşamanın da 6 yıl olacağı öngörülmektedir.

Bu kabullerde her aşamada yatırımın yüzde kaçlık bir oranının tamamlanacağı aynı şekilde abone gerçekleşme oranlarının ne kadar olacağı bulunabilmektedir. Buradan da toplam şebeke yatırımı maliyetine ulaşmak mümkündür.

### Gaz Satış Programı

Gaz satış programı konut ve sanayi olmak üzere iki kısımda incelenmiştir. Konut kısmında ilk yıl abone oranının %15 olacağı planlanmıştır. Bu oranının 5 yıl sonunda %60 olarak ele alınması kabul edilmiştir. Bundan sonraki yıllarda artışın %2 oranında seyredeceği öngörülmüştür.

### 3.2.2. Yatırımın Finansmanı

Yatırımın finansmanı aşağıda işaret edileceği gibi, büyük ölçüde krediler ve daha küçük ölçekte özkaynakla yapılacaktır.

#### Öz Kaynak

Öz kaynaklar, işletmenin kurucuları tarafından gerek kuruluş sırasında gerekse daha sonra konulmuş bulunan fon kaynaklarını ifade eder. Yatırım projelerinin finansmanında öz kaynakların asgari bir seviyede bulunmasını zorunlu kılan sebepler vardır. Özkaynaklardan sağlanan sermayenin miktarında ve bileşiminde işletmenin büyüklüğü, ortak sayısı, sermaye piyasasının durumu, borç alabilme imkanları vb. faktörler rol oynar. Bu projede %15 öz sermaye kullanılmıştır.

#### Yabancı Kaynak

İşletmenin alacaklılarına borçlandığı miktar ile alacaklıların işletmeye sağladıkları kaynakların para ile ifade edilen değeri yabancı kaynaklardan oluşur. Bu projede %85 oranında kredi kaynağı kullanılmıştır.

### 3.2.3. İşletme Giderleri

İşletme faaliyete geçtikten sonra dağıtım şebekesini çalıştırma amaçlı bakım-onarım, sigorta, mühendislik, vb. yapılacak harcamalar işletme giderleri olacak ve aşağıdaki gibi belirlenmiştir.

#### Bakım ve Onarım

Yeni kurulmuş olan şebekenin ilk yıllarda fazla onarım ihtiyacı gerektirmeyeceği dikkate alınarak son yıllara doğru bu değerde bir artış programlanmıştır. Buna göre ilk beş yıl biriken yatırımın % 0.5'i büyüklüğünde bir değere sahip olan bakım ve onarım giderleri, sonraki on yıl % 1 ve kalan onbeş yıl % 2 olarak hesaplamalarda yer almıştır.

#### Sigorta

Bütün risklere karşı şebeke ve diğer zarar görebilir varlıklar sigortalanmıştır. Sigorta gideri biriken fiziksel değer % 0,5'i büyüklüğündedir.

#### Mühendislik ve Danışmanlık

Şebekenin projelendirilmesi ve projenin yürütülmesi aşamalarında ihtiyaç duyulan mühendislik hizmetlerinin tamamının şirket tarafından yapılması kârlı görülmemektedir. Dolayısıyla, bu tür işler için dışardan hizmet almak şirket için daha akılcıdır. Bu hizmet için ödenecek bedel, bu projelerde mühendislik ve danışmanlık gideri olarak gösterilmiştir ve o yıldaki yapılan şebeke toplam bedelinin % 0.3 olarak varsayılmıştır.



#### Personel

Personel sayısı ve artışı X, Y ve Z dağıtım şebekeleri için proje bazında hesaplanmıştır. Örneğin, X projesinin başlangıç tarihinde 15 personel ile başlayacağı planlanmıştır. Ayrıca, ortalama olarak her üç yılda bir personel artışı olacağı varsayılmıştır. Dolayısıyla 2034 yılında şirketin 24 personelli bir kuruluş olacağı planlanmıştır. Personel giderlerinin bir diğer katsayısı olan ücret ise 10000 (\$/yıl-personel) olarak belirlenmiştir.

#### Yönetim Binası

Periyodik olarak ihtiyaç duyulacak bakımlar bu bölümde yer almaktadır. Bu bedel bina değerinin %2.5'i kadardır.

#### Araçlar

Araçların toplam değerinin % 20'si kadarlık bir bütçe araçların bakım-onarımı ve yakıtı için harcanacaktır. Bu bedel araç giderleri adı altında program dahilindedir.

#### Sistem Kayıpları

Şebekede oluşacak bazı kayıplar giderler arasında yer almaktadır. Bu değer toplam satış gelirlerinin % 0.5'i kadar olarak hesaplanmıştır.

#### Amortisman

Düzgün doğrusal (straight line) amortisman yöntemi kullanılarak bu değer hesaplanmıştır. Amortisman hesaplarında şebeke, bina ve araç değerleri hesaba katılmıştır. Şebeke ve bina ömürlerinin otuz yıl olarak araç ömrü ise beş yıl olarak alınmıştır.

#### Diğer Giderler

Olası diğer bütün giderler bu başlık altında toplanmıştır. Bu gider yukarıda hesaplanan bütün gider toplamının % 0.5'i kadar bir büyüklüğe sahiptir.

## 4. EKONOMİK ANALİZ

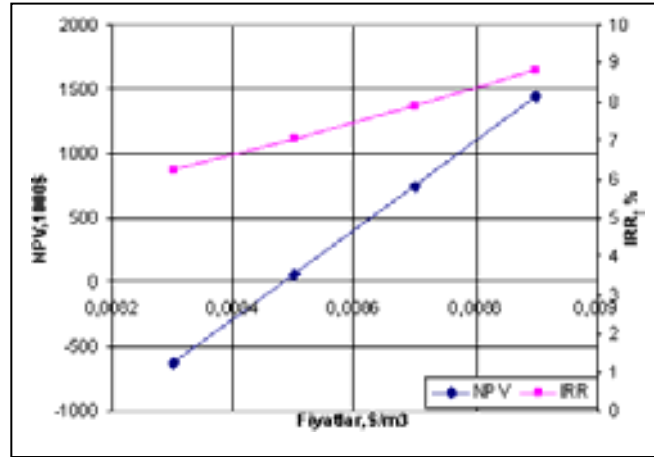
X,Y şehirleri ile Z Bölge gaz dağıtım sistemleri için ekonomik analizlerin sonuçları aşağıda verilmektedir.

### 4.1. X Şehri

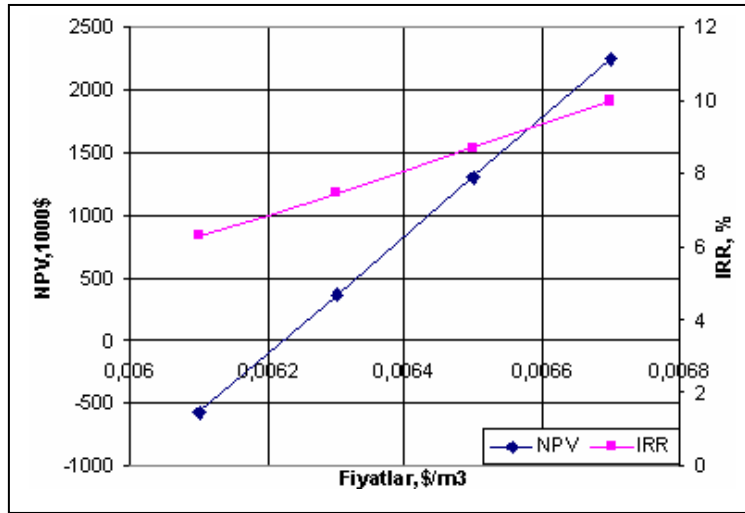
Ekonomik analiz gerçekleştirmek amacıyla farklı durumlar için farklı kârlılıklar ve geri ödeme süreleri elde edilmiştir. Bu durumlar, tahmin edilen sanayi tüketimine ve projenin şehir içi şebeke hattının tamamlanma sürelerine bağlı olarak değişmektedir. Tahmin edilen sanayi tüketimleri kötümser, baz ve iyimser olarak değerlendirilmiş olup, tamamlanma süreleri için beş yıl ve sekiz yıl olmak üzere iki durum ele alınmıştır. Sonuç olarak ekonomik analiz aşağıda verilen altı farklı durum için yapılmıştır.

1. Beş Yıllık Yatırım Süresi ve Kötümser Sanayi Tahmini,
2. Beş Yıllık Yatırım Süresi ve Baz Sanayi Tahmini,
3. Beş Yıllık Yatırım Süresi ve İyimser Sanayi Tahmini,
4. Sekiz Yıllık Yatırım Süresi ve Kötümser Sanayi Tahmini,
5. Sekiz Yıllık Yatırım Süresi ve Baz Sanayi Tahmini,
6. Sekiz Yıllık Yatırım Süresi ve İyimser Sanayi Tahmini.

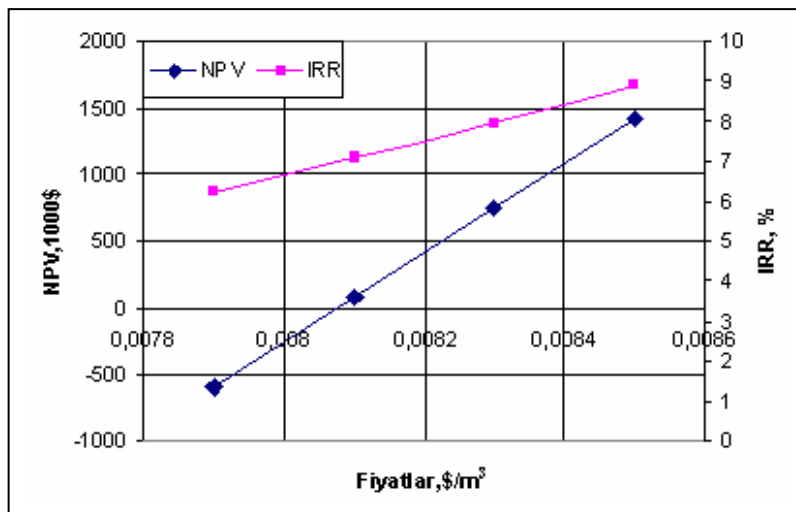
Şekil 1, Şekil 2, Şekil 3 ve Şekil 4 sırasıyla 1., 3., 4. ve 5. durumlar için ekonomik analiz sonuçlarını göstermektedir.



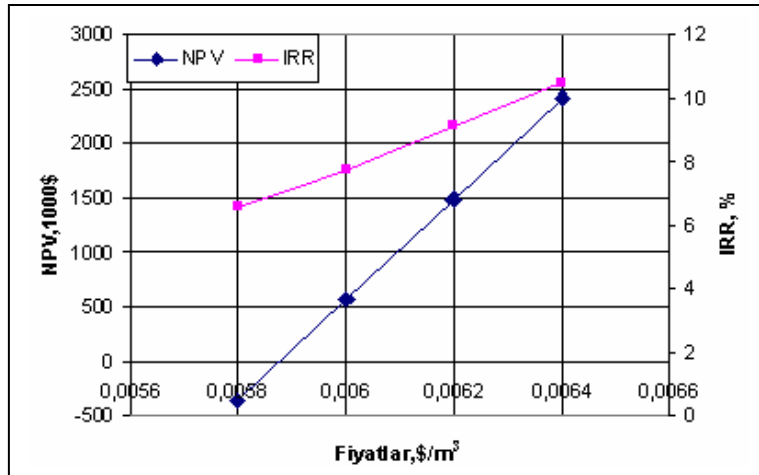
Şekil 1. 1. Durum için NPV ve IRR değerleri [6].



Şekil 2. 3. Durum için NPV ve IRR değerleri [6].

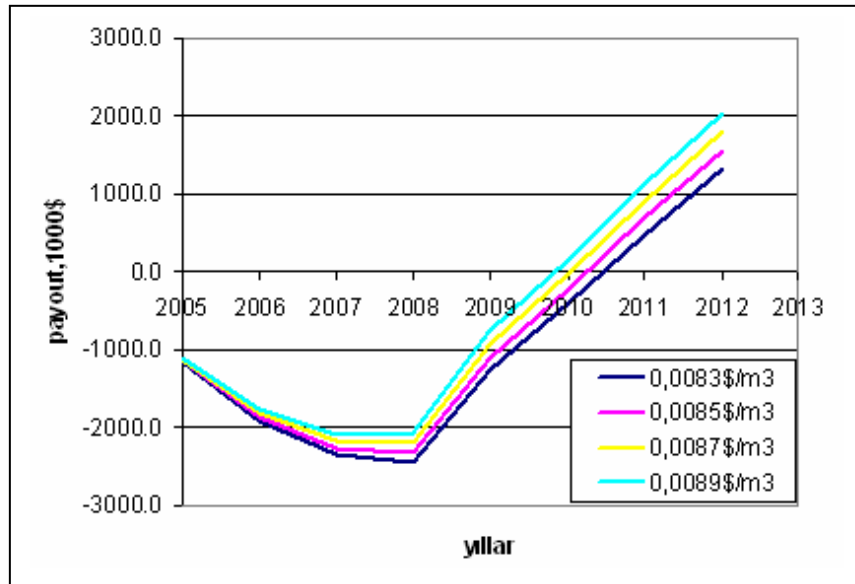


Şekil 3. 4. Durum için NPV ve IRR değerleri [6].

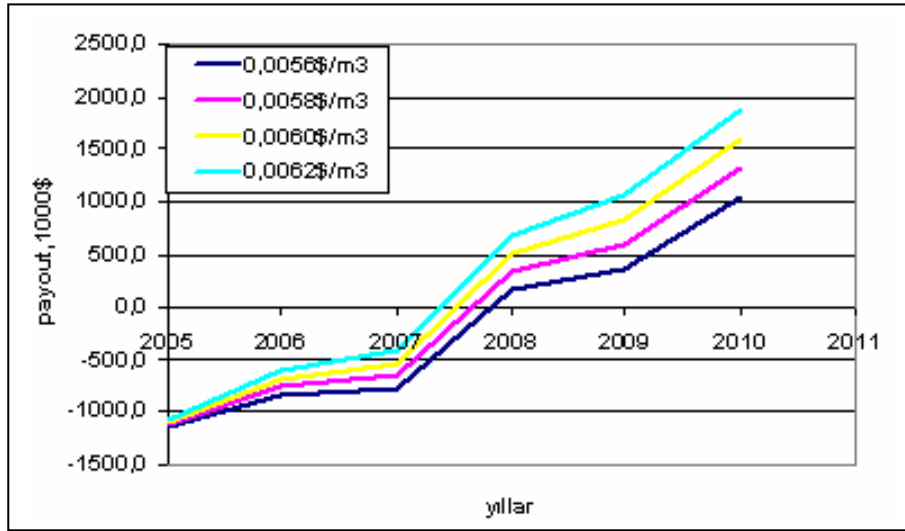


Şekil 4. 5. Durum için NPV ve IRR değerleri [6].

Şekil 1, 2, 3 ve 4 incelenirse, X şehri için en olumlu senaryo ile en kötümser senaryo arasında ekonomik açıdan %30 kadar fark görülüyor. Yatırım sürecinin 5 yıldan 8 yıla çıkarılmasının ekonomik açıdan etkisinin, beklenildiği gibi olumlu olmakla birlikte, marjinal kaldığı gözleniyor. Öte yandan, senaryolara göre projelerin geri ödeme sürelerinde çok daha olumlu bir durum gözleniyor. Şekil 5 ve Şekil 6 sırasıyla en kötümser ve en olumlu geri ödeme senaryolarını temsil ettiğine göre, kötümser durum için 5 yıl olan geri ödeme süresinin 2.5 yıla düştüğü gözlenmektedir.



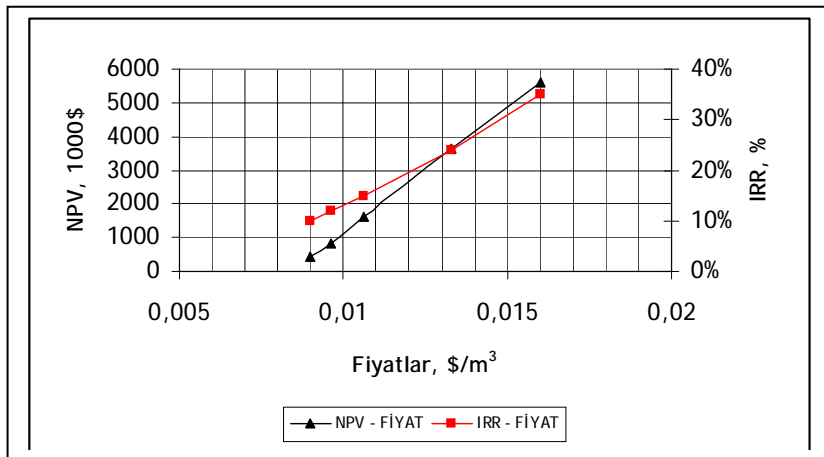
Şekil 5. 1. Durum (en kötümser) için geri ödeme süreleri [6].



Şekil 6. 6. Durum (eniyimser) için geri ödeme süreleri [6].

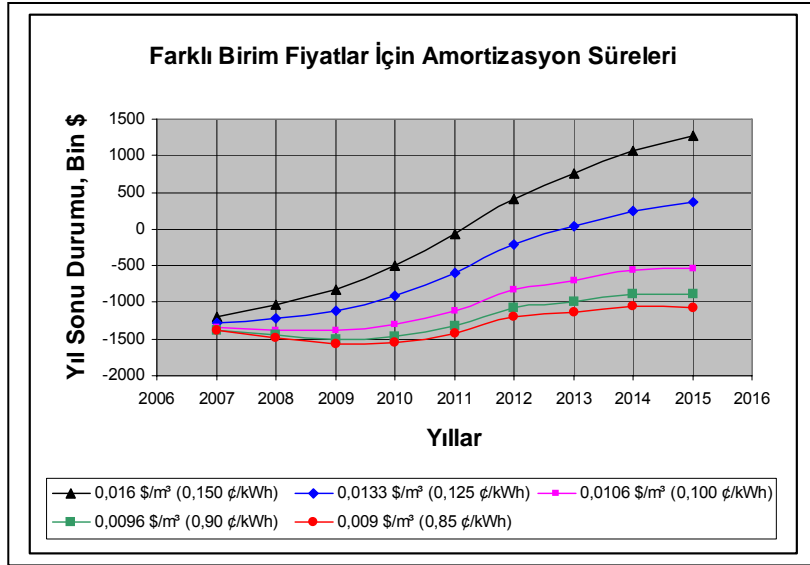
#### 4.2. Y Şehri

Y Şehri için gerçekleştirilen ekonomik analizde, değişik durumlar için farklı NPV, IRR ve geri ödeme süreleri hesap edilmiştir. Bunlar şehir şebeke hattının tesis edilmesine ve sanayi tüketime bağlı olarak farklılıklar göstermektedir. Beş farklı birim fiyat tahmini yapılmıştır. Herbir birim fiyatın da iç kârlılık ve geri ödeme süreleri birbirlerinden değişiktir. Bunları karşılaştıracak olursak, beş farklı şekilde açıklamak mümkündür. Şekil 7 projenin iç kârlılığı ve NPV'si üzerinde bir fikir vermektedir. Birim fiyat 0.009\$/m<sup>3</sup> gibi çok küçük bir değer olsa bile, küçük pozitif bir NPV vermekte ve %10 gibi bir iç kârlılık oranı göstermektedir. Ancak, geri ödeme sürelerine bakarsak, 0.009\$/m<sup>3</sup>-0.0106\$/m<sup>3</sup>lük birim fiyatlarıyla projenin 8 yıl içinde geri ödemediği ve bunun daha çok uzun yıllar alacağı Şekil 8'deki amortizasyon durumundan gözlenmektedir. Aynı şekilde, 0.0133\$/m<sup>3</sup>lük birim fiyatın 6 yılda, 0.016\$/m<sup>3</sup>lük birim fiyatın da 4 yılda kendini ödediği görülmektedir.



Şekil 7. Farklı Birim Fiyatlarla NPV ve IRR Değişimi [7].



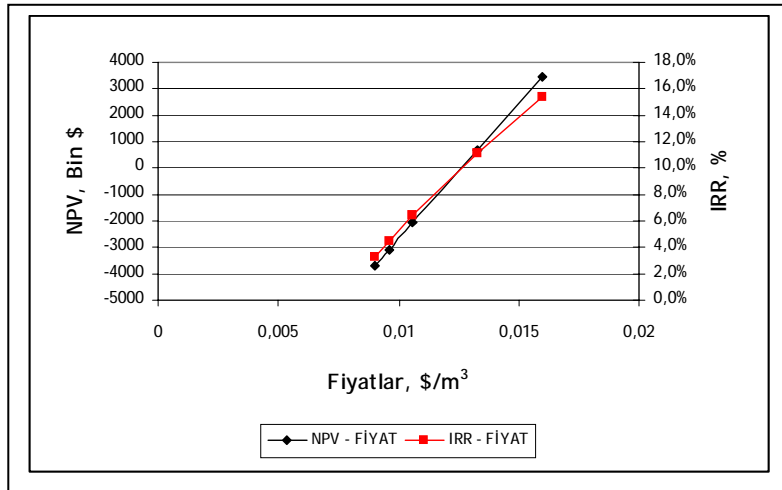


Şekil 8. Farklı Birim Fiyatlarda Amortizasyon Süreleri [7].

Bilindiği gibi, sanayi tüketimi toplam tüketimin içinde önemli bir pay almakta ve proje ekonomisini etkilemektedir. Y şehri için sanayi tüketiminin proje ekonomisine etkisini incelemek amacıyla, sanayi tüketimleri kötümser, optimum ve iyimser olarak değerlendirildiği durumlarda; NPV ve IRR değerleri değişimi hesaplanmıştır. Bu senaryolar aşağıda sunulmaktadır.

#### Kötümser Sanayi Kullanımı

Kötümser senaryo durumunda ekonomik analiz sonuçları Şekil 9'da verilmektedir. Şekil 7'deki durumla karşılaştırıldığında hem iç karlılık oranlarının (IRR), hem de net şimdi değerin çok düştüğü gözlenmektedir sadece 0.0133\$/m<sup>3</sup>-0.016\$/m<sup>3</sup>lük birim fiyatların kâr getireceğini göstermektedir. Bilanço durumları da incelenince, bunların da 0.0133\$/m<sup>3</sup>-0.016\$/m<sup>3</sup>lük birim fiyatları için sırasıyla 6-8 yıl içinde pozitif geçtikleri gözlenmektedir.



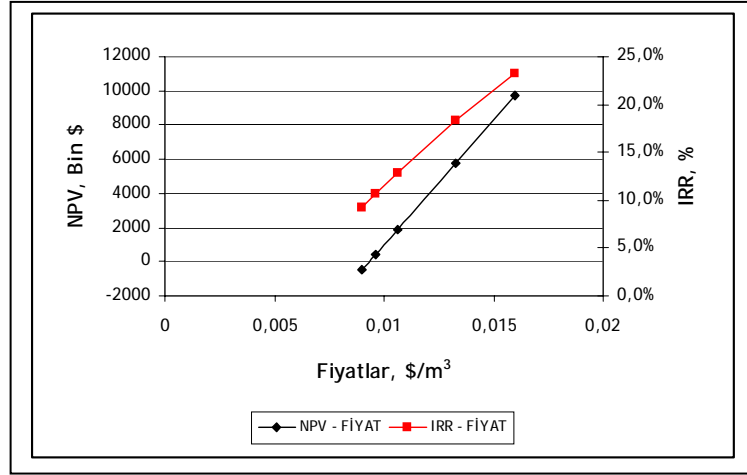
Şekil 9. Sanayi kullanımında kötümser senaryo için NPV ve IRR değerleri [7].

### En Olası Sanayi Kullanımı

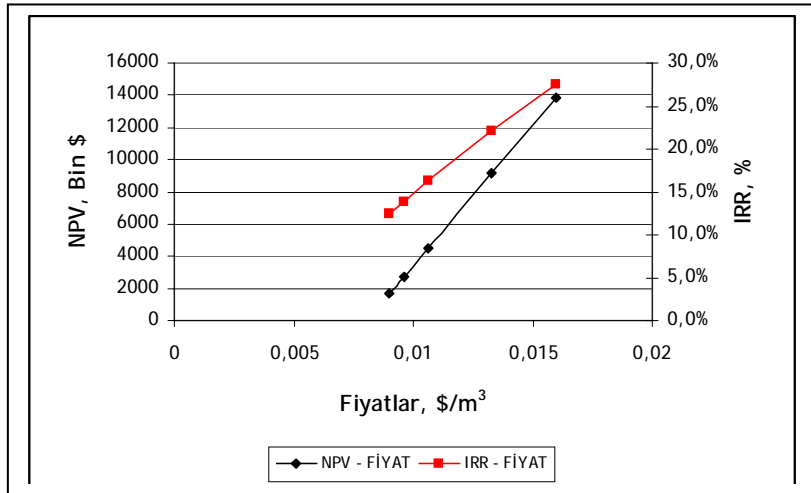
Bu senaryoda olabilecek en olası sanayi kullanımı tahmin edilerek gerçekleştirilmiştir. Şekil 10 bu senaryo için gerçekleştirilen ekonomik analiz sonuçlarını göstermektedir. Elde edilen neticeler hem ilk yapılan ve sonuçları Şekil 7'de verilen, hem de kötümser senaryo sonuçlarına göre daha olumludur. Yatırımın daha kısa zamanda geri ödeyeceği gözlenmektedir.

### En Yüksek Sanayi Kullanımı

Şekil 11 maksimum sanayi kullanımı tahmini gerçekleştiği zaman elde edilecek neticeleri göstermektedir. Bu sonuçlar diğer senaryolarla karşılaştırıldığında son derece olumlu görünmektedir. Yıl sonu bilançoları da diğerlerine göre daha çabuk geri ödeme perspektifi vermektedir.



Şekil 10. En olası sanayi kullanımı senaryosu için NPV ve IRR değerleri [7].

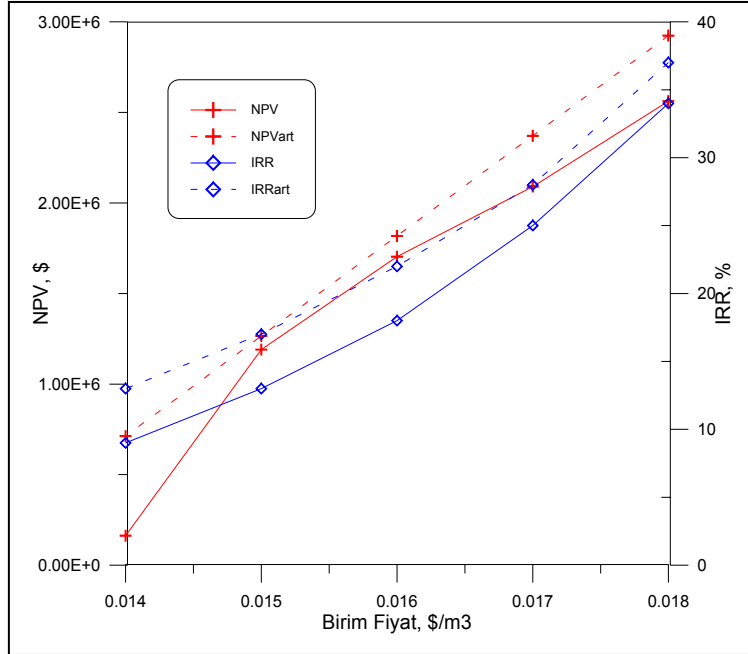


Şekil 11. En yüksek sanayi kullanımında NPV ve IRR değerleri [7].

Sanayi kullanım senaryolarına göre yapılan değerlendirmeler sonucunda kötümser ile iyimser senaryolar arasında aynı birim fiyat için NPV'nin dört kat, IRR'ın da iki kat artış gösterdiği gözlenmektedir. Öte yandan, kötümser senaryoda düşük birim fiyatlarda projenin zarar edeceği görülmektedir. Diğer senaryolarda da düşük birim fiyatlarda proje karlılığı çok düşük olup, uygulanmaya deymeyen sonuçlar çıkmaktadır.

### 4.3. Z Bölgesi

Z Bölgesi ile ilgili ekonomik analiz iki ayrı durum için yapılmıştır. Birinci durumda X ve Y şehirlerinde dikkate alınan hususlar bu bölge için de geçerli varsayılmıştır. İkinci durumda ise 8 yıl sonra gaz birim fiyatlarında %15'lik bir artış olacağı varsayılmıştır. Bu artışın NPV ve IRR değerlerinde %15-20'lik bir artış yarattığı gözlenmiştir.



Şekil 12. Z Bölgesi ekonomik analiz sonuçları [8].

## 5. TARTIŞMA VE SONUÇLAR

Çalışmada dikkate değer olarak bulunan sonuçların başında sanayi tüketim tahminlerinin çok hassas bir şekilde yapılması gerektiği olup, bunun fiyat tahminlerine de aynı duyarlılıkla yansıtacağı aşıkardır. Görüldüğü üzere; iyimser, en olası ve kötümser olarak alınan sanayi tahminlerinin NPV değeri üzerindeki etkileri çok büyüktür. Bu da, verilecek birim fiyatlar arasındaki farkın büyümesine sebep olmaktadır.

Ayrıca beş yıl ve sekiz yıl olarak yapılan iki farklı yatırım programı sonucunda yine aynı birim fiyatta NPV değerleri arasında dikkate değer bir fark olduğu gözlenmiştir. Bundan ötürü, yapılan şebeke hattı tasarımının yatırım programında gelecek abone sayısı ile yapılan yatırım arasındaki ilişki dikkate alınmalıdır. Buna göre, optimum yatırım yerleri ve zamanlamasının seçilmesi, en düşük fiyat verilmesinde etkili olacaktır.

Sanayi tahminlerinin ve yatırım sürelerinin bir diğer etkisi, geri ödeme süresi üzerinde olmaktadır. Özellikle yüksek sanayi tüketimine sahip bölgelerde, bu konu etkisini daha fazla göstermektedir. Örneğin, X şehri için yapılan çalışmada Durum 1 ile yapılan proje kendini 5 yılda geri öderken, Durum 6 ile yapılan çalışmada proje kendini 2,5 yılda geri ödemektedir. Öte yandan, Durum 6 % 25 daha düşük birim fiyatla aynı NPV değerini sağlamaktadır.

Geride ödeme süresi sanayi tahmini ve yatırım sürelerine bağılı olarak farklılıklar göstermektedir. Bu projelerde ele alınan şehirlerde tahmini konut sayısına göre belirlenen abone sayısına göre doğal gaz tüketimi ve projenin kendini en kısa sürede geri ödemesine olanak veren birim fiyat belirlenmiştir. Ancak, tespit edilen bu birim fiyatlarla ihale kazanmak mümkün görünmüyor.

İlk ihalenin yapıldığı zamandan beri birim fiyat için verilen teklifler arasında 1/10 gibi farklar gözlenmekteydi. Bu çalışma çerçevesinde yapılanlar böyle bir durumun mümkün olup, olmayacağını araştırmak amacına yönelikti. Bu çalışmada böyle farkların oluşmasının mümkün olmadığı gözlenmiştir. Yapılabilecek en kötü tahminlerle (özellikle sanayi kullanımında) bile 3-4 katlık farklar gözlenmekle beraber bunların aşırı zorlanmış tahminler olması dolayısıyla, gerçekçi olamayacağı düşünülmektedir. Birim fiyatlarda oluşabilecek en gerçekçi farklar %30'lar seviyesinde bulunmuştur. Bu bağlamda, incelenen proje kârlılığını etkileyebilecek diğer bir husus ta EPDK'nın vadettiği söylenen 8. yıldan sonraki birim fiyat artışıdır. Bu konuda Z bölgesi için yaptığımız bir çalışmada böyle bir artış öngörülmüş ve ekonomiyi %15-20'den daha fazla etkileyemeyeceği gözlenmiştir.

Çalıştığımız yerlerdeki ihalelerde verilen birim fiyatlar bizim hesaplarımızda ekonomik görülmeyen birim fiyatlarla alınmıştır. Bunlar yine de tolere edilebilecek durumlardır, çünkü en azından çok küçük te olsa bir artı değer verilerek kazanılmış ihalelerdir. Bunun yanında, "sıfır artı bedelle alınan projeler kendilerini nasıl ödeyecekler?" sorusu zihinlerimizde dolaşmaktadır. Yakın geçmişte bunların ipuçları ortaya çıkmaya başlamıştır. Örnek olarak, son günlerde gazetelerde çıkan gaz dağıtım şirketinin aldığı gaz miktarından % 20 fazla gaz sattığının EPDK tarafından belirlenmesi (bir sayaç hatası da olabilir!), gösterilebilir. Bir başka durum, bir gaz dağıtıcısının müşterisine doğal gazın üst ısı değerinin altında bir değerde garanti edileceği sözedilen bir sözleşme yapmasıdır. Bu durumda toptan satıcıdan alınan gazın üst ısı değeri belli olduğuna göre, müşteri aradaki fark için bir bonus ödemek zorunda kalacaktır. Bunların yanında daha az yaratıcı başka örnekler de sunmak mümkündür. Bizi asıl kaygılandıran, dağıtım şebekesi inşaatında fiyatları düşürmek için kalitenin düşmesi olasılığıdır. Bundan bir müddet önce Meksika'nın Guadalajara şehrinde kanalizasyona olan bir gaz kaçağı sonucu oluşan büyük patlama nedeniyle, insanların ölmesi ve şehrin altüst olması gibi bir durumun ülkemizde tekrarlanmasını arzu etmiyoruz.

Netice olarak, bu çalışmada çeşitli seçeneklerin incelenmesine rağmen, EPDK'nın gerçekleştirdiği gaz dağıtım ihalelerinde, toptan satıcıdan alınan gaz bedeline sıfır artı değer konularak ve bazan da abonman bedellerinde de iskontolar yapılarak verilen tekliflerle alınan ihalelerin, nasıl kârlı olacağı konusunda herhangi bir sonuç elde edilememiştir.

## KAYNAKLAR

- [1] <http://www.tuik.gov.tr/> Türkiye İstatistik Kurumu 2000 Yılı nüfus ve bina sayımı.
- [2] <http://www.tuik.gov.tr/>
- [3] BRANDLEY, B. B., (1991-2002). Gasworks 7.0, Revision :058.
- [4] GÜLGÜN, T., 1991. "Doğal Gaz Dağıtım Şebekesinin Dizaynı" Yüksek Lisans Tezi, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [5] <http://www.epdk.gov.tr/>
- [6] SERPEN, U. ve TOPRAK, M., 2005. An Economic Model for the Analysis of Natural Gas Distribution Networks, Proceedings of 15<sup>th</sup> International, Petroleum and Natural Gas Congress, 11-13 May, Ankara.
- [7] SERPEN, U. ve BÜKE, C., 2007. Bir Doğal Gaz Dağıtım Şebekesinin Ekonomik Değerlendirilmesi. Türkiye 16. Uluslararası Petrol ve Doğalgaz Kongre ve Sergisi, IPETGAS07 Bildiriler Kitabı, 29-31 Mayıs, Ankara.
- [8] GÜNGÖR, E., 2007. "Y" Bölgesi'nin Gaz Dağıtım Hattı'nın Finansmanı. İTÜ Petrol Müh. Böl. Bitirme Tasarım Projesi, İstanbul.



## ÖZGEÇMİŞ

### Umran SERPEN

1945 yılı İzmir doğumludur. 1967 yılında İTÜ Petrol Müh. Böl.'den mezun olduktan sonra 1974 yılına kadar TPAO ve MTA'da petrol ve jeotermal sahalarda çalışmıştır. 1974 yılından 1987 yılına kadar ELECTROCONSULT adlı bir İtalyan mühendislik ve danışmanlık şirketinde El Salvador, Guatemala, Meksika, Nikaragua, Kosta Rika, Arjantin, Şili, Etiyopya, Kenya, Filipinler, Rusya ve İtalya gibi ülkelerin çeşitli jeotermal projelerin çeşitli aşamalarında danışmanlık yapmıştır. 1987 yılından itibaren İTÜ Petrol ve Doğal Gaz Müh. Böl.'de Öğr. Gör. Dr. olarak çalışmaktadır.