



Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
Değerleme Raporu
20.03.2023



Vakıf Yatırım Menkul Değerler A.Ş.

İçindekiler

1. Giriş.....	4
1.1. Raporun Amacı.....	4
1.2. Proje Ekibi.....	5
1.3. Etik İlkeler.....	6
1.4. Sınırlayıcı Şartlar.....	6
2. Şirket ve Faaliyetleri Hakkında Bilgiler.....	7
2.1. Kuruluş.....	7
2.2. Sermaye ve Ortaklık Yapısı.....	7
2.3. Faaliyetlere İlişkin Bilgiler.....	7
3. Sektörel Bilgiler.....	10
3.1. Türkiye Doğal Gaz Piyasası Genel İşleyişi.....	10
3.2. Türkiye Doğal Gaz Piyasası Genel Görünümü.....	12
4. Finansal Veriler.....	14
4.1. Bilanço.....	14
4.2. Gelir Tablosu.....	16
5. Değerleme.....	19
5.1. Değerleme Yöntemleri.....	19
5.1.1. İndirgenmiş Nakit Akımları (İNA) Yöntemi.....	19
6.1.1.1. Projeksiyonlar.....	19
6.1.1.1.2. Net Satış Gelirleri Projeksiyonu.....	19
6.1.1.1.3. Giderlerin (Satışların Maliyeti + Faaliyet Giderleri) Projeksiyonu.....	33
6.1.1.1.4. Net İşletme Sermayesi Projeksiyonu.....	33
6.1.1.1.5. Güvence Bedelleri Projeksiyonu.....	33
6.1.1.1.6. Varlık Tabanı Projeksiyonu.....	33
6.1.1.1.7. Yatırım Harcamaları Projeksiyonu.....	33
6.1.1.1.8. Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti (AOSM).....	34
6.2. Değerleme Sonucu.....	35
7. Ekler.....	60
7.1. EK - 1 - Değerleme Raporu Sorumluluk Beyanı.....	60
7.2. EK - 2 - Değerleme Raporu Yetkinlik Beyanı.....	61

Kısaltmalar ve Tanımlar

Ahlatıcı Doğal Gaz, Şirket	: Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
AOSM	: Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti
A.Ş.	: Anonim Şirketi
BOTAŞ	: Boru Hatları İle Petrol Taşıma A.Ş.
BVT	: Baz Varlık Tabanı
CNG	: Sıkıştırılmış Doğal Gaz
DVT	: Düzenlenmiş Varlık Tabanı
Aksaray	: Enerya Aksaray Gaz Dağıtım A.Ş.
Antalya	: Enerya Antalya Gaz Dağıtım A.Ş.
Aydın	: Enerya Aydın Gaz Dağıtım A.Ş.
Denizli	: Enerya Denizli Gaz Dağıtım A.Ş.
Ereğli	: Enerya Ereğli Gaz Dağıtım A.Ş.
Erzincan	: Enerya Erzincan Gaz Dağıtım A.Ş.
Kapadokya	: Enerya Kapadokya Gaz Dağıtım A.Ş.
Karaman	: Enerya Karaman Gaz Dağıtım A.Ş.
Konya	: Enerya Konya Gaz Dağıtım A.Ş.
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EKS	: Endüstriyel Kontrol Sistemi
FAVÖK	: Faiz, Amortisman ve Vergi Öncesi Kar
FSRU	: Yüzer LNG Depolama ve Gazlaştırma Ünitesi
HDD	: Heating Degree Days
IVSC	: Uluslararası Değerleme Standartları Konseyi
İNA	: İndirgenmiş Nakit Akımları
KF	: Kalite Faktörü
KİT	: Kamu İktisadi Teşebbüsü
km	: Kilometre
LNG	: Sıvılaştırılmış Doğal Gaz
m ³	: Metreküp
MAPEG	: Maden ve Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
No	: Numara
Sm ³	: Standart metreküp
SPK	: Sermaye Piyasası Kurulu
SPL	: Sermaye Piyasası Lisanslama Sicil ve Eğitim Kuruluşu A.Ş.
Tarife Metodolojisi	: Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri İçin Tarife Hesaplama Usul ve Esasları
TL	: Türk Lirası
TNYG	: Tarifeye Esas Gerçekleşen Net Yatırım Tutarı
TÜFE	: Tüketici Fiyat Endeksi
TÜİK	: Türkiye İstatistik Kurumu
UDS	: Uluslararası Değerleme Standartları
Vakıf Yatırım	: Vakıf Yatırım Menkul Değerler A.Ş.
YBBO	: Yıllık Bileşik Büyüme Oranı

1. Giriş

Bu rapor, Vakıf Yatırım Menkul Değerler A.Ş. (bundan böyle aşağıda "Vakıf Yatırım" olarak anılacaktır) tarafından Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.'nin (bundan böyle aşağıda "Ahlatcı Doğal Gaz" veya "Şirket" olarak anılacaktır) sahibi olduğu doğal gaz dağıtım şirketlerinin ("Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri") doğal gaz şebekesi ve alt yapı yatırımlarının gerçeğe uygun değerlerinin tahmin edilmesi ve Şirket'in sermaye piyasası mevzuatı kapsamında yapacağı finansal raporlamalarda kullanılması amacıyla hazırlanmıştır. Bu rapor sadece Şirket yönetimi için Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin doğal gaz şebekesi ve alt yapı yatırımlarının gerçeğe uygun değerinin tahmin edilmesi amacıyla hazırlanmıştır. Vakıf Yatırım, aksi belirtilmediği sürece, bu raporun üçüncü şahıs ve kurumlar tarafından kullanımından doğabilecek hiçbir sorumluluğu kabul etmemektedir. Ayrıca bu rapor, yazılı iznimiz olmadan Şirket yönetimi, Sermaye Piyasası Kurulu ve Şirket'in bağımsız denetçileri dışında kalan üçüncü şahıslara dağıtılamaz ve/veya başka amaçlarla kullanılamaz. Bu konuda Vakıf Yatırım onay verse dahi, raporun muhatabı Şirket yönetimi olarak kalacaktır. Rapordaki bilgiler hiçbir şekilde geleceğe yönelik bir vaat olarak veya geleceği yansıtmak amacıyla hazırlanmamıştır. Her koşulda, şahısların ve kurumların kendi piyasa analizlerini ve özel incelemelerini yapmaları tavsiye edilmektedir.

Sermaye piyasası mevzuatına tabi ortaklıkların, sermaye piyasası kurumlarının ve ihraççıların, sermaye piyasası mevzuatı uyarınca yaptırabilecekleri değerleme faaliyetlerinde kullanılacak değerleme standartlarına ilişkin esasları düzenleyen Sermaye Piyasası Kurulu'nun III-62.1 sayılı Sermaye Piyasasında Değerleme Standartları Hakkında Tebliğ'in 3.maddesinin 1.fıkrası uyarınca, sermaye piyasası mevzuatı uyarınca yapılan değerleme faaliyetlerinde, Türkiye Değerleme Uzmanları Birliği ve Türkiye Sermaye Piyasaları Birliği tarafından yayımlanan Uluslararası Değerleme Standartlarına uyulması zorunludur.

Türkiye Sermaye Piyasaları Birliği'nin 23 Haziran 2017 tarih ve 38 sayılı Genelgesi ile Uluslararası Değerleme Standartları Konseyi (IVSC) tarafından yayımlanan Uluslararası Değerleme Standartları 2017 çalışması çerçevesinde, Türkiye Sermaye Piyasaları Birliği ve Türkiye Değerleme Uzmanları Birliği tarafından yayımlanan "Uluslararası Değerleme Standartları"nın güncellendiği ve Kurul'un 22.06.2017 tarih ve 25/856 sayılı kararı ile uygun görüldüğü duyurulmuştur.

Bu kapsamda, işbu rapor, Vakıf Yatırım tarafından Uluslararası Değerleme Standartları 2017'ye uyumlu şekilde, Ahlatcı Doğal Gaz ile Vakıf Yatırım arasında 09.02.2023 tarihinde imzalanmış olan Değerleme Sözleşmesi kapsamında, rapor tarihi itibarıyla edinilen bilgi ve veriler çerçevesinde, bilinen ve genel kabul görmüş değerleme yöntemleri kullanılarak hazırlanmıştır.

Ahlatcı Doğal Gaz ile Vakıf Yatırım arasında çıkar çatışması veya herhangi bir menfaat çatışması bulunmamaktadır. Vakıf Yatırım'ın bu değerleme çalışması için alacağı ücret, bu değerleme çalışmasının sonuçlarına bağlı değildir. Vakıf Yatırım ve Ahlatcı Doğal Gaz arasında doğrudan ve dolaylı olarak sermaye ve yönetim ilişkisi yoktur.

1.1. Raporun Amacı

Bu rapor, Vakıf Yatırım ile Ahlatcı Doğal Gaz arasında 09.02.2023 tarihinde imzalanmış olan Değerleme Sözleşmesi kapsamında, Şirket'in sahibi olduğu Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin doğal gaz şebekesi ve alt yapı yatırımlarının gerçeğe uygun değerlerinin Sermaye Piyasası Kurulu'nun III-62.1 sayılı Sermaye Piyasasında Değerleme Standartları Hakkında Tebliğ'i gereği Uluslararası Değerleme Standartları'na uygun olarak belirlenmesi amacıyla hazırlanmıştır. Bu rapor sadece Şirket yönetimi için hazırlanmıştır.

İşbu rapordaki çalışma kapsamında değerleme tarihi 31.12.2022 ("Değerleme Tarihi") olarak kabul edilmiştir. Şirket'in sahibi olduğu Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri ve söz konusu şirketlerdeki etkin ortaklık oranlarını gösteren tablo aşağıda yer almaktadır:

Şekil 1: Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri

Kaynak: Şirket

Kaynak: Şirket

Şekil 2: Doğal Gaz Dağıtım Şirketlerinin Lisans Başlangıç ve Bitiş Tarihleri

Kaynak: Sirket

Kaynak: Şirket

1.2. Proje Ekibi

Değerleme çalışması, Vakıf Yatırım'ın konusunda uzman çalışma ekibi tarafından yürütülmüştür. Proje Ekibi üyeleri, SPK mevzuatı uyarınca hazırlanan bu raporu hazırlayabilmek için gerekli bilgi birikimine sahiptir.

Mehtap İLBİ, Kurumsal Finansman Birimi Direktörü, aracı kurumların araştırma birimlerinde hisse senedi analisti olarak çalışmış olup pek çok sektöre yönelik analiz, değerlendirme ve raporlama süreci yürütmüştür. Mart/2018'de Vakıf Yatırım Araştırma ve Strateji Biriminde hisse senedi analisti olarak göreve başlayan İlbi, Mart/2020'den itibaren aynı kurumda Kurumsal Finansman Biriminde görev almaya başlamış olup, mevcut durumda birim Direktörü olarak görev yapmaktadır. İlbi, İstanbul Üniversitesi İngilizce İşletme bölümünden Lisans derecesine sahip olup, Sermaye Piyasası Faaliyetleri Düzey 3 Lisansı ve Türev Araçlar Lisansı sahibidir (Sermaye Piyasası Faaliyetleri Düzey 3 Lisansı Belge Numarası 209086, Türev Araçlar Lisansı Belge Numarası 305418).

2. Şirket ve Faaliyetleri Hakkında Bilgiler

2.1. Kuruluş

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. 21 Ocak 2004 tarihinde Türk Ticaret Kanunu hükümlerine uygun olarak kurulmuş ve 28 Ocak 2004 tarih ve 5977 sayılı Ticaret Sicil Gazetesinde tescil edilmiştir.

30 Kasım 2020 tarihinde Energizer Turkey S.A.R.L. ve STFA Yatırım Holding A.Ş. ile Ahlatıcı Holding A.Ş. arasında imzalanan "Enerji Yatırım Holding A.Ş.'nin Sermayesinin Tamamının Satım ve Alımına İlişkin Sözleşme" (Hisse Devir Sözleşmesi) ile Şirket'in tüm hisseleri Ahlatıcı Holding A.Ş.'ye satılmış ve hisse devir işlemleri 2021 yılının Şubat ayında tamamlanmıştır. Hisse devri sonrası Grup şirketlerinin finansal borçları yeniden yapılandırılmıştır ve Enerji Yatırım Holding A.Ş.'nin unvanı 28 Aralık 2021 tarihli Genel Kurul kararı ile Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım Anonim Şirketi olarak değiştirilmiştir.

30 Eylül 2022 tarihi itibarıyla Şirket'in ticari iş merkezi Yeşilvadi Sokak No:3 Kat:11 İçerenköy Ataşehir İstanbul'dur.

2.2. Sermaye ve Ortaklık Yapısı

Şirket'in mevcut durumda ödenmiş sermayesi 208.000.000 TL olup, ortaklık yapısını gösteren tablo aşağıda yer almaktadır.

Şekil 3: Ortaklık Yapısı

Ortağın Adı-Soyadı/Ticaret Unvanı	Sermayedeki Payı (TL)	Sermayedeki Payı (%)
Ahlatıcı Holding A.Ş.	155.250.000	74,64
Diğer	52.750.000	25,36
Toplam	208.000.000	100,00

Kaynak: Şirket

2.3. Faaliyetlere İlişkin Bilgiler

Şirket'in esas faaliyet konusu doğal gaz toptan ve perakende dağıtım ve satışı yapmak için kurulmuş veya kurulacak olan bağlı ortaklıklarının sermaye ve yönetimine katılmaktır. Bunun yanı sıra Şirket, sahip olduğu bağlı ortaklıklara operasyonel ve danışmanlık hizmetleri vermektedir.

Şirket bağlı ortaklıkları vasıtasıyla doğal gaz dağıtım faaliyeti gerçekleştirmektedir. Söz konusu Şirket bağlı ortaklıkları gaz şebekesi altyapısına yatırım yapmakta ve faaliyet yetkisine sahip olduğu şehirlerdeki abonelerine gaz dağıtım hizmeti sağlamaktadır. Şirket tarafından kontrol edilen bağlı ortaklıklar ile söz konusu bağlı ortaklıklardaki sahiplik oranları aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

Şekil 4: Şirket Bağlı Ortaklıkları

			Etkin Ortaklık Oranı (%)
Bağlı Ortaklık	Faaliyet Alanı	Kuruluş Yeri ve Faaliyet Gösterdiği İl	30.09.2022
Enerya Enerji A.Ş.	Holding Şirketi	İstanbul	99,70
Enerya Denizli Gaz Dağıtım A.Ş.	Doğal Gaz Dağıtımı	Denizli	90,00
Enerya Konya Gaz Dağıtım A.Ş.	Doğal Gaz Dağıtımı	Konya	75,64
Enerya Ereğli Gaz Dağıtım A.Ş.	Doğal Gaz Dağıtımı	Konya	89,97
Enerya Antalya Gaz Dağıtım A.Ş.	Doğal Gaz Dağıtımı	Antalya	90,00
Enerya Kapadokya Gaz Dağıtım A.Ş.	Doğal Gaz Dağıtımı	Niğde ve Nevşehir	63,00
Enerya Aksaray Gaz Dağıtım A.Ş.	Doğal Gaz Dağıtımı	Aksaray	89,95
Enerya Karaman Gaz Dağıtım A.Ş.	Doğal Gaz Dağıtımı	Karaman	90,00
Enerya Erzincan Gaz Dağıtım A.Ş.	Doğal Gaz Dağıtımı	Erzincan	90,00
Enerya Aydın Gaz Dağıtım A.Ş.	Doğal Gaz Dağıtımı	Aydın	90,00

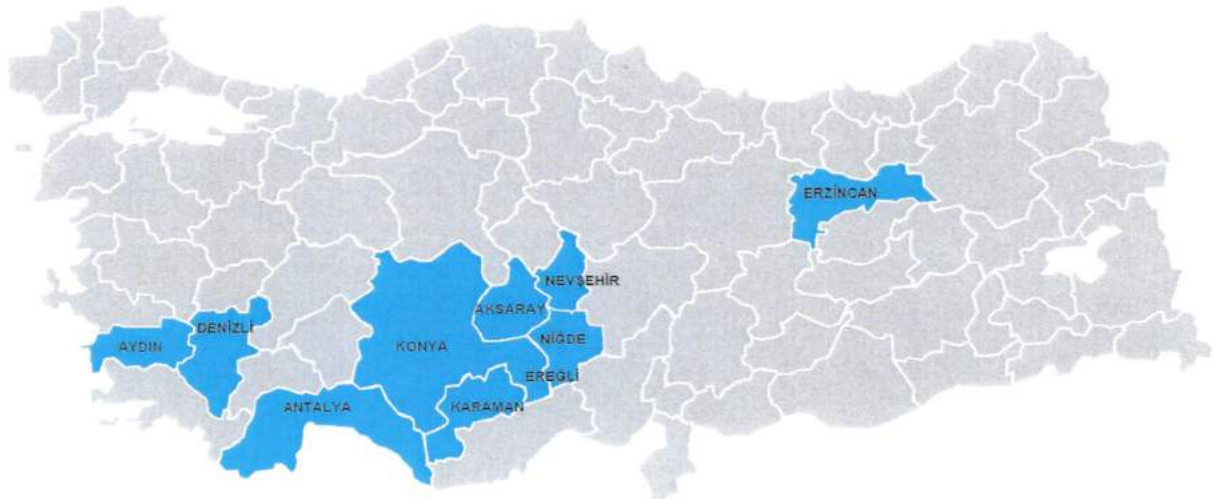
Kaynak: Şirket

Şekil 5: Şirket Bağlı Ortaklıklarının Lisans Başlangıç ve Bitiş Tarihleri

Bağlı Ortaklık	Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Sona Erme Tarihi
Enerya Denizli Gaz Dağıtım A.Ş.	16 Şubat 2006	16 Şubat 2036
Enerya Konya Gaz Dağıtım A.Ş.	5 Aralık 2003	5 Aralık 2033
Enerya Ereğli Gaz Dağıtım A.Ş.	22 Haziran 2004	22 Haziran 2034
Enerya Antalya Gaz Dağıtım A.Ş.	12 Ekim 2006	12 Ekim 2036
Enerya Kapadokya Gaz Dağıtım A.Ş.	29 Eylül 2005	29 Eylül 2035
Enerya Aksaray Gaz Dağıtım A.Ş.	25 Mayıs 2004	25 Mayıs 2034
Enerya Karaman Gaz Dağıtım A.Ş.	14 Temmuz 2006	14 Temmuz 2036
Enerya Erzincan Gaz Dağıtım A.Ş.	4 Ağustos 2006	4 Ağustos 2036
Enerya Aydın Gaz Dağıtım A.Ş.	21 Ağustos 2008	21 Ağustos 2038

Kaynak: Şirket

Şekil 6: Şirket'e Ait Lisans Kapsamındaki Doğal Gaz Dağıtım Bölgeleri



Kaynak: Şirket

Şekil 7: Şirket Dağıtım Şirketlerinin Şebeke ve Abone Penetrasyonları

	Şebeke Penetrasyonu (Konut ve Ticari İşletme)*	Abone Penetrasyonu (Konut ve Ticari İşletme)*
Enerya Denizli Gaz Dağıtım A.Ş.	%78,0	%76,1
Enerya Konya Gaz Dağıtım A.Ş.	%66,4	%79,9
Enerya Ereğli Gaz Dağıtım A.Ş.	%77,3	%86,9
Enerya Antalya Gaz Dağıtım A.Ş.	%62,7	%39,1
Enerya Kapadokya Gaz Dağıtım A.Ş.	%78,1	%85,6
Enerya Aksaray Gaz Dağıtım A.Ş.	%80,4	%81,9
Enerya Karaman Gaz Dağıtım A.Ş.	%77,2	%86,2
Enerya Erzincan Gaz Dağıtım A.Ş.	%80,8	%90,1
Enerya Aydın Gaz Dağıtım A.Ş.	%54,6	%51,4

Kaynak: Şirket, Vakıf Yatırım
*2021 sonu itibarıyla

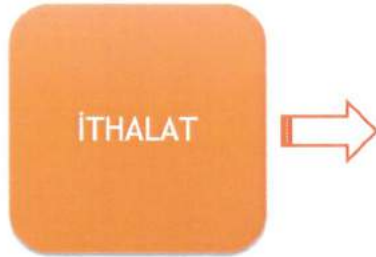
3. Sektörel Bilgiler

3.1. Türkiye Doğal Gaz Piyasası Genel İşleyişi

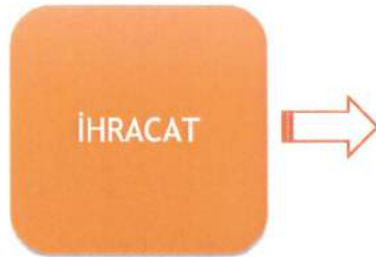
Türkiye’de doğal gaz piyasasının işleyişi üretim, ithalat, ihracat, depolama, toptan satış, sıkıştırılmış doğal gaz (CNG), iletim ve dağıtım alt başlıkları altında aşağıda özetlenmeye çalışılmıştır.



Doğal gaz arama ve üretim faaliyetleri, 6491 sayılı Türk Petrol Kanununa göre Maden ve Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (MAPEG) tarafından verilen arama ve işletme ruhsatları kapsamında gerçekleştirilmektedir. Üretim faaliyeti, Kanunda piyasa faaliyeti olarak sayılmamakla birlikte üretim şirketleri, ürettikleri doğal gazı EPDK’dan toptan satış lisansı almak kaydıyla toptan satış şirketlerine, ithalatçı şirketlere, ihracatçı şirketlere, dağıtım şirketlerine, kuyu başından olmak kaydıyla CNG satış şirketleri ile CNG iletim ve dağıtım şirketlerine veya serbest tüketicilere pazarlayabilir. Ayrıca, üretim şirketleri ihracat lisansı almak kaydıyla ürettikleri doğal gazı ihraç da edebilirler (Kaynak: EPDK tarafından yayımlanan Doğal Gaz Piyasası 2021 Yılı Sektör Raporu).



Türkiye’de toplam doğal gaz arzının ağırlıklı kısmı ithalat yoluyla karşılanmaktadır. EPDK verilerine göre, 2021 yılında toplam doğal gaz arzının %99,33’ü ithalat yoluyla karşılanmıştır. Türkiye’de doğal gaz ithalatı i) boru hatlarıyla ithalat, ii) sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) ithalatı ve iii) spot ithalat şeklinde gerçekleştirilmektedir. EPDK verilerine göre Türkiye’de 2021 yılında ithal edilen doğal gazın %44,87’si Rusya’dan, %16,07’si İran’dan, %13,60’ı Azerbaycan’dan, %10,20’si Cezayir’den, %2,13’ü Nijerya’dan ve %13,13’ü diğer ülkelerden gerçekleştirilmiştir.

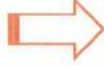


İthal edilmiş veya yurt içinde üretilmiş doğal gazın yurt dışına ihraç faaliyeti, ihracat lisansı almış tüzel kişiler tarafından, lisanslarında belirtilen ülkeler dahilinde gerçekleştirilebilmektedir.



Doğal gaz depolama faaliyetleri i) yer altı doğal gaz depolama ve ii) LNG depolama olmak üzere iki şekilde gerçekleştirilmektedir. EPDK verilerine göre, 2021 yılı sonu itibarıyla doğal gaz yer altı depolarının toplam kapasitesi 4.141 milyon m³ olup, LNG terminallerinin LNG depolama kapasitesi 0,964 milyon m³tür.

TOPTAN SATIŞ



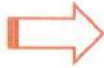
İthal edilmiş veya yurt içinde üretilmiş doğal gazın yurt genelinde CNG, ithalat, ihracat, dağıtım ve diğer toptan satış şirketleri ile serbest tüketicilere satış faaliyeti, EPDK'dan toptan satış lisansı almış tüzel kişiler tarafından gerçekleştirilmektedir. İthalat lisansı sahibi tüzel kişiler, toptan satış lisansı alma zorunluluğu olmadan toptan satış faaliyetlerini yürütmektedirler. EPDK verilerine göre, 2021 yılında Türkiye'de gerçekleşen toplam doğal gaz arzının %92,80'i BOTAŞ, %6,53'ü diğer ithalat lisansı sahibi şirketler tarafından (ithalat gerçekleştirmiş olanlar), %0,67'si de üretim gerçekleştiren toptan satış şirketleri tarafından karşılanmıştır.

CNG



Sıkıştırılmış Doğal Gaz (CNG) lisansı sahibi şirketler, almış oldukları lisans içeriğine göre yurt genelinde, doğal gazın kuyu başı, ulusal iletim şebekesi veya şehir içi dağıtım sisteminden, tedarikçilerden satın alınıp sıkıştırılması ve basınçlı kaplara doldurulması ve satışı, sıkıştırılmış haldeki doğal gazın özel vasıtalarla şehirler arasında taşınması, CNG satış istasyonlarından temin edilen ve/veya üretim yapan toptan satış şirketlerinden kuyu başında satın alınarak taşıma vasıtası üzerindeki sıkıştırma ekipmanlarıyla sıkıştırılan ve basınçlı kaplara doldurulan sıkıştırılmış doğal gazın iletim şebekelerinin ulaşamadığı yerlerde basıncının düşürülerek satılması faaliyetlerini gerçekleştirmektedir (Kaynak: EPDK tarafından yayımlanan Doğal Gaz Piyasası 2021 Yılı Sektör Raporu).

İLETİM (BOTAŞ)



Türkiye'de doğal gazın boru hattı yoluyla iletimi faaliyeti, BOTAŞ tarafından yürütülmektedir. BOTAŞ, Türkiye Cumhuriyeti ile Irak Cumhuriyeti Hükümetleri arasında 27 Ağustos 1973 tarihinde imzalanan Ham Petrol Boru Hattı Anlaşması çerçevesinde Irak ham petrolünün İskenderun Körfezi'ne taşınmasını gerçekleştirmek üzere, 7/7871 Sayılı Kararnameye istinaden 15 Ağustos 1974 tarihinde kurulmuştur. Başlangıçta sadece boru hatları ile petrol taşımacılığı yapan BOTAŞ, ülkemizin artan enerji ihtiyacının karşılanması amacıyla 1986 yılından itibaren doğal gazın ticareti ve taşımacılığı ile ilgili faaliyetlerine de başlamıştır. Bakanlar Kurulu'nun 8 Şubat 1995 tarih ve 96/6526 sayılı kararıyla 233 sayılı Kanun Hükmünde Kararnam'e'ye tabi karlılık ve verimlilik ilkeleri doğrultusunda faaliyetlerini sürdüren bir Kamu İktisadi Teşebbüsü (KİT) olarak yapılandırılmıştır. BOTAŞ hali hazırda aşağıdaki faaliyetleri yürütmektedir.

- Petrol ve Doğal Gaz Boru Hattı İşletmeciliği
- LNG/FSRU Terminali İşletmeciliği
- Liman Hizmetleri
- Petrol ve Doğal Gaz Boru Hatları, Kompresör İstasyonları ile İlgili Projelendirme, Mühendislik, Arazi Etüt, Kamulaştırma ve Yapım İşleri
- Doğal Gaz ve LNG Ticareti
- Doğal Gaz ve LNG Depolama Faaliyetleri
- Uluslararası Doğal Gaz ve Petrol Taşıma Projeleri

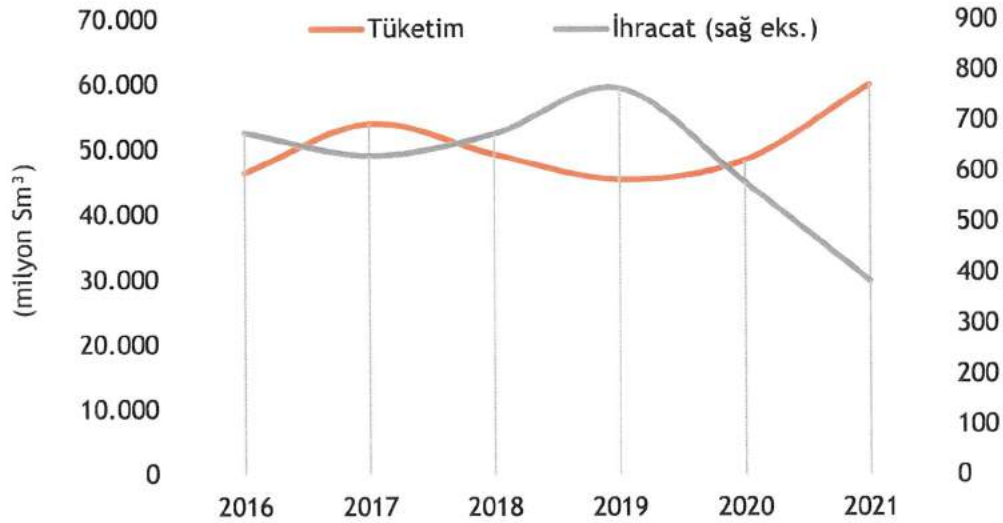
DAĞITIM

Doğal gaz dağıtım faaliyeti, lisans sahibi şirketler tarafından yürütülmektedir. EPDK verilerine göre, 2021 yılında doğal gaz dağıtım lisansı sahibi şirket sayısı ve dolayısıyla dağıtım bölgesi sayısı 72 olup, 2021 yılı sonu itibarıyla Türkiye’de 81 il merkezinin tamamı dahil olmak üzere toplamda 594 ilçe ve 49 beldeye doğal gaz arzı sağlanmıştır. 2021 yılı sonu itibarıyla, dağıtım lisansı almış olan şirketler tarafından inşa edilen çelik boru hattı uzunluğu yaklaşık 15.702 km, polietilen boru hattı uzunluğu yaklaşık 108.617 km, servis hattı uzunluğu 43.292 km, servis hattı sayısı ise 4.250.875’tir.

3.2. Türkiye Doğal Gaz Piyasası Genel Görünümü

EPDK verilerine göre, 2021 yılında yurt içinde tüketilen doğal gaz miktarı yıllık bazda %24,02 artarak 59.854,17 milyon Sm³ olarak gerçekleşmiştir. Aynı dönemde gerçekleşen 382,89 milyon Sm³’lük ihracat ile 2021 yılında toplam doğal gaz talebi 60.237,06 milyon Sm³ seviyesinde gerçekleşmiştir.

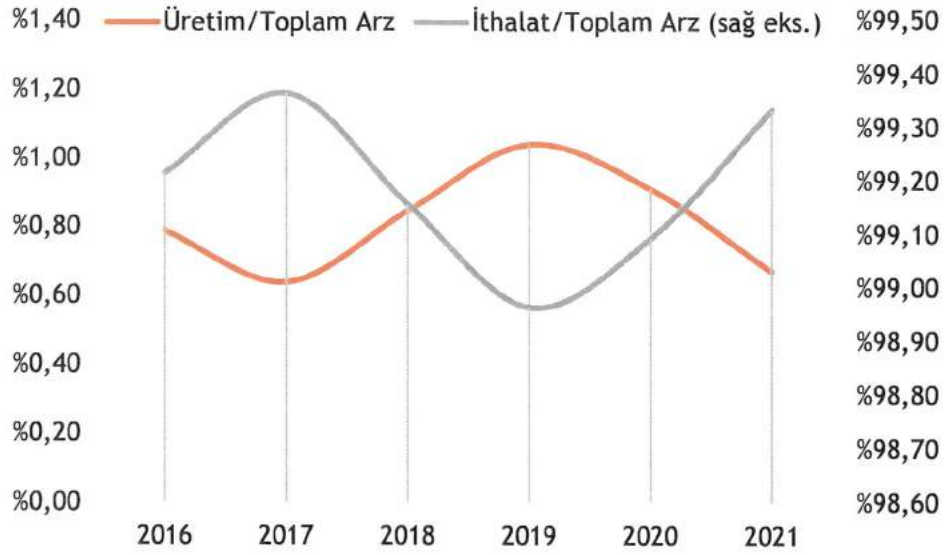
Şekil 8: Türkiye Doğal Gaz Piyasası Tüketim ve İhracat Gelişimi



Kaynak: EPDK, Vakıf Yatırım

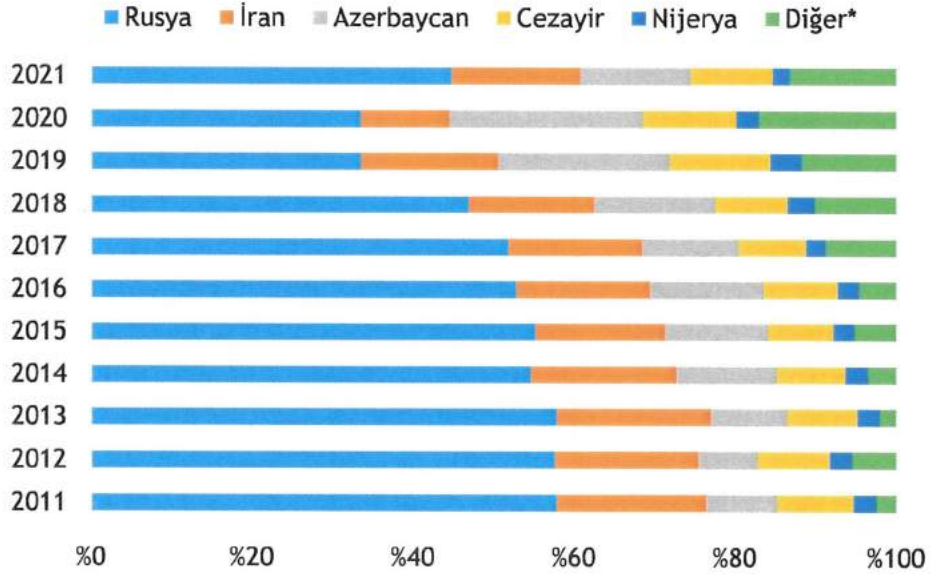
EPDK verilerine göre, 2021 yılında Türkiye’de toplam doğal gaz arz miktarı yıllık bazda %21,68 artarak 59.098,37 milyon Sm³ olarak gerçekleşmiştir. Söz konusu toplam arzın %0,67’lik kısmı Türkiye’de üretilen doğal gaz ile, geri kalan %99,33’lük kısım ise yurt dışından ithalat lisansı sahibi şirketler tarafından değişik kaynaklardan gerçekleştirilen ithalat ile karşılanmıştır.

Şekil 9: Türkiye Doğal Gaz Arzının Karşılandığı Kaynakların Payları



Kaynak: EPDK, Vakıf Yatırım

Şekil 10: Doğal Gaz İthalatının Ülke Bazında Payları



Kaynak: EPDK, Vakıf Yatırım

*2020 yılına kadar Spot LNG ithalatının yapıldığı ülkeleri, 2020 yılında spot LNG/boru gazı ithalatının yapıldığı ülkeleri temsil etmektedir.

4. Finansal Veriler

4.1. Bilanço

Şirket'in bağımsız denetimden geçmiş konsolide bilanço kalemleri aşağıda yer almaktadır.

Şekil 11: Şirket'in Bağımsız Denetimden Geçmiş Konsolide Bilanço Kalemleri

BİLANÇO (TL)	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	30.09.2022
Dönen Varlıklar	747.637.146	749.890.492	1.625.478.320	2.830.869.655
Nakit ve nakit benzerleri	200.190.641	243.633.827	269.886.357	109.072.436
Finansal yatırımlar	0	0	0	0
Ticari alacaklar	466.656.454	441.793.823	835.903.327	1.041.001.867
Diğer alacaklar	346.045	506.706	431.928.922	1.507.472.120
Türev araçlar	29.171.742	16.355.413	0	0
Stoklar	13.591.112	12.653.896	22.000.649	40.755.056
Peşin ödenmiş giderler	12.772.340	14.659.933	20.481.099	30.337.875
Cari dönem vergisiyle ilgili varlıklar	4.651.248	2.224.562	1.365.020	50.249.264
Diğer dönen varlıklar	20.257.564	18.062.332	43.912.946	51.981.037
Duran Varlıklar	1.234.167.568	1.450.216.896	1.923.385.623	5.374.165.996
Diğer alacaklar	1.321.987	1.368.490	1.393.874	435.428
Maddi duran varlıklar	968.502.978	1.151.759.943	1.370.648.672	4.676.854.963
Peşin ödenmiş giderler	23.754	23.754	0	0
Kullanım hakkı varlıkları	15.060.951	12.191.998	8.529.693	14.932.414
Maddi olmayan duran varlıklar	35.239.397	45.583.014	61.713.736	67.633.224
Ertelenmiş vergi varlığı	198.339.958	226.887.375	481.099.648	614.309.967
Diğer duran varlıklar	15.678.543	12.402.322	0	0
TOPLAM VARLIKLAR	1.981.804.714	2.200.107.388	3.548.863.943	8.205.035.651
Kısa Vadeli Yükümlülükler	1.594.721.475	1.729.502.574	2.383.892.937	3.871.047.623
Kısa vadeli borçlanmalar	40.000.000	40.000.000	0	256.771.921
Uzun vadeli borçlanmaların kısa vadeli kısımları	143.685.954	148.857.383	120.459.617	105.903.724
Ticari borçlar	534.499.159	494.530.830	886.977.144	1.131.353.800
Çalışanlara sağlanan faydalar kapsamında borçlar	11.885.880	8.128.938	11.285.880	18.829.422
Diğer borçlar	819.088.441	987.806.005	1.271.269.739	2.225.903.900
Ertelenmiş gelirler	33.230.487	41.391.035	54.727.686	73.388.144
Dönem karı vergi yükümlülüğü	5.912.059	93.934	5.170.049	35.340.546
Kısa vadeli karşılıklar	6.419.495	8.694.449	7.881.319	16.451.501
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler	0	0	26.121.503	7.104.665
Uzun Vadeli Yükümlülükler	920.385.706	970.853.558	1.509.093.744	1.694.318.405
Uzun vadeli borçlanmalar	426.913.758	398.369.283	813.828.260	765.578.535
Diğer borçlar	100.000	100.000	0	1.387.296
Ertelenmiş gelirler	476.671.005	557.206.283	676.039.065	851.726.793
Uzun vadeli karşılıklar	7.331.643	9.697.155	15.446.129	25.715.720
Ertelenmiş vergi yükümlülüğü	9.369.300	5.480.837	3.780.290	49.910.061
Özkaynaklar	-533.302.467	-500.248.744	-344.122.738	2.639.669.623
Ana ortaklığa ait özkaynaklar	-498.031.048	-469.247.579	-330.873.652	2.381.086.699
Ödenmiş sermaye	168.500.000	168.500.000	168.500.000	168.500.000
Sermaye düzeltme farkları	49.355	49.355	49.355	49.355
Paylara ilişkin primler	3.245.000	3.245.000	3.245.000	3.245.000

Kardan ayrılan kısıtlanmış yedekler	14.499.479	16.975.488	11.826.046	11.826.046
Kar veya zararda yeniden sınıflandırılmayacak birikmiş diğer kapsamlı gelirler ve giderler	-1.505.900	-1.391.456	-2.100.679	2.399.021.868
Kar veya zararda yeniden sınıflandırılacak birikmiş diğer kapsamlı gelirler ve giderler	-8.596.803	-8.322.153	0	0
Geçmiş yıllar zararları	-666.035.249	-676.698.188	-643.154.371	-512.393.374
Net dönem karı / (zararı)	-8.186.930	28.394.375	130.760.997	310.837.804
Kontrol gücü olmayan paylar	-35.271.419	-31.001.165	-13.249.086	258.582.924
TOPLAM YÜKÜMLÜLÜKLER VE ÖZKAYNAK	1.981.804.714	2.200.107.388	3.548.863.943	8.205.035.651

Kaynak: Şirket

Şirket'in "Dönen Varlıkları" 2019 yılsonu itibarıyla 747.637.146 TL, 2020 yılsonu itibarıyla 749.890.492 TL, 2021 yılsonu itibarıyla 1.625.478.320 TL ve 30.09.2022 tarihi itibarıyla 2.830.869.655 TL seviyesindedir. Şirket'in "Duran Varlıkları" 2019 yılsonu itibarıyla 1.234.167.568 TL, 2020 yılsonu itibarıyla 1.450.216.896 TL, 2021 yılsonu itibarıyla 1.923.385.623 TL ve 30.09.2022 tarihi itibarıyla 5.374.165.996 TL seviyesinde gerçekleşmiştir.

Şirket'in "Kısa Vadeli Yükümlülükleri" 2019 yılsonu itibarıyla 1.594.721.475 TL, 2020 yılsonu itibarıyla 1.729.502.574 TL, 2021 yılsonu itibarıyla 2.383.892.937 TL ve 30.09.2022 tarihi itibarıyla 3.871.047.623 TL'dir. Şirket'in "Uzun Vadeli Yükümlülükleri" 2019 yılsonu itibarıyla 920.385.706 TL, 2020 yılsonu itibarıyla 970.853.558 TL, 2021 yılsonu itibarıyla 1.509.093.744 TL ve 30.09.2022 tarihi itibarıyla 1.694.318.405 TL seviyesindedir.

Şirket'in finansal borçlarının toplamı 30.09.2022 itibarıyla 1.128.254.180 TL seviyesinde olup, bunun %67,9 ile ağırlıklı kısmı uzun vadeli finansal borçlardan kaynaklanmaktadır. Buna göre, Şirket'in 30.09.2022 itibarıyla 1.019.181.744 TL net borç pozisyonu bulunmakta olup, finansal borçluluk yapısına ilişkin bilgiler aşağıdaki tabloda gösterilmektedir.

Şekil 12: Şirket Finansal Borçluluk Durumu

Finansal Borçluluk (TL)	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2021	30.09.2022
Finansal borçlar toplamı	610.599.712	587.226.666	934.287.877	1.128.254.180
Kısa vadeli finansal borçlar	183.685.954	188.857.383	120.459.617	362.675.645
Uzun vadeli finansal borçlar	426.913.758	398.369.283	813.828.260	765.578.535
Nakit ve nakit benzerleri	200.190.641	243.633.827	269.886.357	109.072.436
Finansal yatırımlar	0	0	0	0
Net borç	410.409.071	343.592.839	664.401.520	1.019.181.744

Kaynak: Şirket

4.2. Gelir Tablosu

Şirket'in bağımsız denetimden geçmiş konsolide gelir tablosu kalemleri aşağıda yer almaktadır.

Şekil 13: Şirket'in Bağımsız Denetimden Geçmiş Seçilmiş Konsolide Gelir Tablosu Kalemleri

GELİR TABLOSU (TL)	2019	2020	2021	9A21	9A22
Hasılat	2.211.300.236	2.689.962.540	3.700.025.016	2.168.810.568	7.107.030.321
Satışların maliyeti (-)	-1.989.145.780	-2.369.955.987	-3.215.316.577	-1.871.060.156	-6.608.413.582
Brüt kar	222.154.456	320.006.553	484.708.439	297.750.412	498.616.739
Genel yönetim giderleri (-)	-65.170.587	-74.364.059	-123.673.618	-96.365.717	-91.879.853
Pazarlama giderleri (-)	-4.832.027	-6.343.058	-7.933.902	-6.188.632	-4.481.543
Esas faaliyetlerden diğer gelirler	40.312.802	39.535.984	60.795.200	46.556.476	64.024.855
Esas faaliyetlerden diğer giderler (-)	-9.042.761	-6.504.209	-18.551.395	-5.169.136	-15.035.316
Yatırım faaliyetlerinden gelirler	102.242	1.046.133	1.538.353	253.912	661.939.438
Yatırım faaliyetlerinden giderler (-)	-83.112	-15.420	-133.330	-235.146	-489
Finansman gelirleri	8.488.280	7.677.515	81.015.806	58.676.879	81.021.219
Finansman giderleri (-)	-189.669.874	-233.238.663	-529.496.600	-331.298.705	-1.052.767.118
VERGİ ÖNCESİ KAR / (ZARAR)	2.259.419	47.800.776	-51.731.047	-36.019.657	141.437.932
Sürdürülen faaliyetler vergi geliri / (gideri)	-5.425.974	-7.949.905	206.500.343	-6.033.519	80.195.850
Dönem vergi gideri (-)	-27.334.068	-40.419.546	-49.154.757	-22.045.709	-92.342.729
Ertelenmiş vergi geliri	21.908.094	32.469.641	255.655.100	16.012.190	172.538.579
DÖNEM KARI	-3.166.555	39.850.871	154.769.296	-42.053.176	221.633.782
Dönem karı/ (zararı) dağılımı	-3.166.555	39.850.871	154.769.296	-42.053.176	221.633.782
Kontrol gücü olmayan paylar	5.020.375	11.456.496	24.008.299	-15.763.209	-89.204.022
Ana ortaklık payları	-8.186.930	28.394.375	130.760.997	-26.289.967	310.837.804

Kaynak: Şirket

Şirket i) doğal gaz satışları, ii) münferit bağlantı bedelleri, iii) abone bağlantı bedelleri, iv) taşıma hizmeti gelirleri ve v) diğer satış/hizmet gelirleri olmak üzere söz konusu beş kalemden satış geliri elde etmektedir. Şirket'in net satış gelirlerinde ağırlığı doğal gaz satışları oluşturmaktadır.

Şirket'in net satış gelirleri 2019 yılında 2.211.300.236 TL, 2020 yılında 2.689.962.540 TL ve 2021 yılında 3.700.025.016 TL seviyesinde gerçekleşmiştir. Buna göre net satış gelirleri 2019-2021 döneminde yıllık ortalama %29,4 oranında (YBBO) büyümüştür. Söz konusu dönemde toplam abone sayısı yıllık ortalama %11,2 artarken, toplam gaz satış hacmi yıllık ortalama %17,7 büyümüştür. 2022 yılının ilk 9 aylık döneminde ise Şirket'in net satış gelirlerinde yıllık bazda %227,7 oranında artış yaşanmıştır.

Şirket'in satışlarının maliyetinin ağırlıklı kısmı satılan doğal gaz maliyetinden oluşmaktadır. Satışların maliyeti 2019 yılında 1.989.145.780 TL, 2020 yılında 2.369.955.987 TL, 2021 yılında 3.215.316.577 TL olurken, 2022 yılının ilk 9 aylık döneminde yıllık bazda %253,2 artarak 6.608.413.582 TL seviyesinde gerçekleşmiştir. 2022 yılının ilk 9 aylık döneminde satışların maliyeti içerisinde satılan doğal gaz maliyetinin payı %95,8 olmuştur.

Şekil 14: Şirket Konsolide Net Satış Gelirleri ve Satışların Maliyeti

TL	2019	2020	2021	9A21	9A22
Doğal gaz satışları	2.151.341.328	2.610.574.922	3.585.037.583	2.089.716.693	7.005.813.395
Münferit bağlantı bedelleri gelirler	7.163.777	10.361.602	12.652.035	9.357.468	13.818.083
Abone bağlantı bedelleri gelirleri	22.444.642	27.443.959	34.396.849	24.856.749	32.914.384
Taşıma hizmet gelirleri	22.933.274	31.457.270	50.744.680	34.527.906	40.369.788
Diğer satış / hizmet gelirleri	18.215.330	10.147.159	17.232.717	10.358.705	14.126.021
Brüt satışlar	2.222.098.351	2.689.984.912	3.700.063.864	2.168.817.521	7.107.041.671
Satış iade ve indirimleri	-10.798.115	-22.372	-38.848	-6.953	-11.350
Net satışlar	2.211.300.236	2.689.962.540	3.700.025.016	2.168.810.568	7.107.030.321
Satılan doğal gaz maliyeti	-1.823.733.615	-2.183.279.682	-2.997.224.419	-1.703.882.956	-6.328.085.198
Diğer hizmet maliyetleri	-165.412.165	-186.676.305	-218.092.158	-167.177.200	-280.328.384
Satışların maliyeti	-1.989.145.780	-2.369.955.987	-3.215.316.577	-1.871.060.156	-6.608.413.582

Kaynak: Şirket

Şekil 15: Dağıtım Şirketlerinin Abone Sayıları (Bağlantı Adet)

Bağlantı Adet	2019	2020	2021	9A21	9A22
Aksaray	79.442	88.430	101.197	97.518	109.634
Antalya	122.297	143.996	173.455	161.868	198.542
Aydın	82.092	99.295	120.386	115.888	142.721
Denizli	244.754	262.694	282.307	278.399	301.254
Ereğli	38.112	40.391	45.056	42.163	47.685
Erzincan	49.567	54.236	64.540	63.779	68.123
Nevşehir	65.477	69.631	78.755	76.440	82.552
Niğde	68.647	72.420	78.086	76.050	80.412
Karaman	63.330	66.977	73.945	70.465	76.842
Konya	419.950	462.414	508.277	491.011	542.574
Toplam	1.233.668	1.360.484	1.526.004	1.473.581	1.650.339

Kaynak: Şirket

Şekil 16: Dağıtım Şirketlerinin Bağımsız Birim Sayıları (BBS)

Bağlantı BBS*	2019	2020	2021	9A21	9A22
Aksaray	93.656	102.875	114.201	112.470	123.166
Antalya	129.911	152.466	183.153	171.275	208.959
Aydın	84.841	102.587	124.146	116.065	147.375
Denizli	272.463	290.598	315.875	308.658	335.933
Ereğli	43.089	45.079	48.154	47.282	50.816
Erzincan	55.698	60.475	67.829	66.403	71.621
Nevşehir	69.385	73.647	82.128	80.870	86.078
Niğde	72.745	76.597	81.430	80.493	83.794
Karaman	70.231	74.039	80.042	78.923	83.192
Konya	491.037	534.494	584.906	574.387	621.268
Toplam	1.383.056	1.512.857	1.681.864	1.636.826	1.812.202

Kaynak: Şirket

*Bağımsız Birim Sayısı (BBS): Mevzuata göre her 200 m² bir bağımsız birim (BBS) kabul edilmekte, 200 m²'yi geçtiğinde de her 100 m² bir BBS kabul edilmektedir.

Şekil 17: Şirket Gaz Satış Hacmi (m³)

Gaz Hacmi (mm ³)	2019	2020	2021	9A21	9A22
Konut	976	1.074	1.170	748	932
Konut dışı	222	212	237	160	229
Serbest	388	357	435	304	335
Taşıma	1.368	1.774	2.250	1.600	1.183
Toplam	2.954	3.417	4.092	2.812	2.678

Kaynak: Şirket

Şekil 18: Şirket Operasyonel Kârlılığı

Operasyonel Kârlılık (TL)	2019	2020	2021	9A21	9A22
Brüt Kâr	222.154.456	320.006.553	484.708.439	297.750.412	498.616.739
Brüt Kâr Marjı	10,0%	11,9%	13,1%	13,7%	7,0%
FVÖK*	152.151.842	239.299.436	353.100.919	195.196.063	402.255.343
FVÖK Marjı	6,9%	8,9%	9,5%	9,0%	5,7%
FAVÖK**	221.779.114	318.061.481	449.877.887	268.751.774	522.990.828
FAVÖK Marjı	10,0%	11,8%	12,2%	12,4%	7,4%

Kaynak: Şirket

*FVÖK: Brüt Kâr - Faaliyet Giderleri

**FAVÖK: FVÖK + Amortisman Giderleri

5. Değerleme

5.1. Değerleme Yöntemleri

İşbu raporun hazırlanması kapsamında Uluslararası Değerleme Standartları (UDS) 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri'nde belirtilen temel değerleme yaklaşımlarının tamamı dikkate alınmıştır. Söz konusu temel değerleme yaklaşımları aşağıda yer almaktadır.

- **Pazar Yaklaşımı:** UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri'nin 20.1. maddesi uyarınca pazar yaklaşımı varlığın, fiyat bilgisi elde edilebilir olan aynı veya karşılaştırılabilir (benzer) varlıklarla karşılaştırılması suretiyle gösterge niteliğindeki değerin belirlendiği yaklaşımı ifade eder.
- **Gelir Yaklaşımı:** UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri'nin 40.1. maddesi uyarınca gelir yaklaşımı, gösterge niteliğindeki değerin, gelecekteki nakit akışlarının tek bir cari değere dönüştürülmesi ile belirlenmesini sağlar. Gelir yaklaşımında varlığın değeri, varlık tarafından yaratılan gelirlerin, nakit akışlarının veya maliyet tasarruflarının bugünkü değerine dayanılarak tespit edilir.
- **Maliyet Yaklaşımı:** UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri'nin 60.1. maddesi uyarınca maliyet yaklaşımı, bir alıcının, gereksiz külfet doğuran zaman, elverişsizlik, risk gibi etkenler söz konusu olmadıkça, belli bir varlık için, ister satın alma, isterse yapım yoluyla edinilmiş olsun, kendisine eşit faydaya sahip başka bir varlığı elde etme maliyetinden daha fazla ödeme yapmayacağı ekonomik ilkesinin uygulanmasıyla gösterge niteliğindeki değerin belirlendiği yaklaşımdır. Bu yaklaşımda, bir varlığın cari ikame maliyetinin veya yeniden üretim maliyetinin hesaplanması ve fiziksel bozulma ve diğer biçimlerde gerçekleşen tüm yıpranma paylarının düşülmesi suretiyle gösterge niteliğindeki değer belirlenmektedir.

Şirket'in sahibi olduğu, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin doğal gaz şebekesi ve alt yapı yatırımlarının gerçeğe uygun değerlerinin tahmin edilmesinde sadece "Gelir Yaklaşımı" kullanılmıştır. UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri'nin 50.1. maddesinde belirtildiği üzere gelir yaklaşımının çok sayıda uygulama yolunun bulunmasına karşın, gelir yaklaşımı kapsamındaki yöntemler fiilen gelecekteki nakit tutarların bugünkü değere indirgenmesine dayanmakta olup, bu doğrultuda sadece "Gelir Yaklaşımı" kapsamında İndirgenmiş Nakit Akımları (İNA) yöntemi kullanılmıştır. Şirket'in Tarife Metodolojisi'ne dayanarak tespit edilip EPDK tarafından onaylanarak yürürlüğe giren sistem kullanım bedelleri, yatırım harcamaları, işletme giderleri vb unsurlar ile gelecek dönem nakit akışlarının öngörülebilir olduğu düşünüldüğünden, "Gelir Yaklaşımı" kapsamında İNA yönteminin kullanılmasının uygun olacağı değerlendirilmektedir.

5.1.1. İndirgenmiş Nakit Akımları (İNA) Yöntemi

6.1.1.1. Projeksiyonlar

İNA yöntemi kapsamında Şirket bünyesindeki doğal gaz dağıtım şirketlerinin lisans dönemlerinin sonuna kadar nakit akışları tahmin edilmiştir. Şirket gelirlerinin ve giderlerinin TL cinsinden olması nedeniyle İNA yöntemi kapsamında TL bazlı değerlendirme çalışması yapılmıştır.

6.1.1.1.2. Net Satış Gelirleri Projeksiyonu

Doğal Gaz Satışları: Şirket'in ana gelir kalemi dağıtım şirketleri vasıtasıyla elde ettiği doğal gaz satış gelirleridir. Doğal gaz satış gelirlerinin temelini doğal gazın satış fiyatı oluşturmaktadır. Doğal gazın satış fiyatı, BOTAŞ'tan alınan doğal gazın alım maliyeti üzerine belirlenen sistem kullanım bedelinin eklenmesiyle elde edilmektedir. Sistem kullanım bedeli ise, EPDK tarafından 22.06.2017 tarih ve 7139 numaralı karar ile açıklanan Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri İçin Tarife Hesaplama Usul ve Esasları'na ("Tarife Metodolojisi") göre hesaplanmaktadır. Tarife Metodolojisi'ne göre sistem kullanım bedeli, doğal gaz dağıtım şirketinin yaptığı ve hesaplamaya konu ilgili tarife dönemi için yapacağı yatırımlar karşılığı elde etmesi gereken gelir gereksinimini temel almaktadır. Söz konusu gelir gereksinimi özetle i) ortalama varlık tabanı getirisi, ii) tarifeye esas amortisman, iii) tarifeye esas net operasyonel giderler ve iv) tarifeye esas işletme sermayesi bileşenlerinden oluşmaktadır. İlgili tarife dönemi için müşteri gruplarına göre hesaplanan gelir gereksiniminin aynı dönem için öngörülen tüketim miktarına

bölünmesi ile müşteri grupları için tarife dönem başı sistem kullanım bedeli tespit edilmekte ve her ay TÜFE'ye göre güncellenmektedir. EPDK tarafından yayımlanan Tarife Metodoloji'ne ilişkin detaylı bilgiye www.epdk.gov.tr internet sitesinde yer alan EPDK tarafından 22.06.2017 tarih ve 7139 numaralı karar ile açıklanan Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri İçin Tarife Hesaplama Usul ve Esasları'ndan ulaşılabilmekte olup ayrıca özeti aşağıda verilmektedir.

Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri İçin Tarife Hesaplama Usul ve Esasları (Tarife Metodolojisi) Özeti:

Tarife belirleme süreci

(1) Dağıtım şirketlerinin, yeni tarife uygulama dönemine ilişkin tarife çalışmalarına baz olacak veri, bilgi ve belgeler ile bu Usul ve Esaslara uygun olarak hazırlayacakları tarife önerilerini bir önceki tarife uygulama döneminin tamamlanmasını müteakip 4 (dört) ay içerisinde EPDK evrakına girecek şekilde sunmaları esastır. Söz konusu süre EPDK tarafından gerek görülmesi halinde değiştirilebilir.

(2) Tarifelerin belirlenmesine yönelik olarak dağıtım şirketleri tarafından aşağıdaki bilgi ve belgelerin EPDK tarafından istenen kapsamda ve şekilde sunulması zorunludur.

- a) Tarife çalışmalarına esas yıl bazında gerçekleşen, içinde bulunulan yıla ilişkin öngörülen ve tarife uygulama dönemindeki her bir yıl için planlanan;
 - i. Şebeke yatırım miktar ve harcamaları,
 - ii. Bağlantı gelirleri,
 - iii. Abone sayıları, tüketimleri ile dağıtım şirketinden veya bir tedarikçiden doğal gaz alan serbest tüketicilerin tüketim miktarları,
 - iv. Müşteri grubu bazında tüketici sayıları ve tüketim miktarları.
- b) Geçmiş yıllara ait bilanço, gelir tablosu, nakit akım tablosu, mizanlar,
- c) Geçmiş yıllara ait gerçekleşen, içinde bulunulan yıla ilişkin öngörülen ve tarife uygulama dönemindeki her bir yıl için planlanan olmak üzere;
 - i. Alt faaliyetler bazında personel sayıları ve giderlerini içeren istihdam verileri,
 - ii. Hizmet kalitesiyle ilgili veriler,
 - iii. İşletme giderleri.
- ç) Geçmiş yıllara ait aboneler ve serbest tüketicilere yönelik doğal gaz alım ve satış miktarları, birim gaz alım bedelleri ve toplam gaz alım tutarları ile tedarikçilerden doğal gaz alan serbest tüketicilere yönelik doğal gaz taşıma miktarları,
- d) Geçmiş yıllara ait aboneler, dağıtım şirketi müşterisi serbest tüketiciler ve tedarikçilerden doğal gaz alan serbest tüketiciler ana başlıkları altında ve müşteri grubu bazında istenen detayda, günlük ve/veya aylık bazda gerçekleşen doğal gaz çekiş miktarları,
- e) Dağıtım faaliyeti kapsamında tesis edilen sayaçlara yönelik geçmiş döneme ait satın alınan, sökülen, takılan, muayeneye gönderilen ve hurdaya ayrılan sayaç sayıları, sayaç alım ve muayene bedellerine ilişkin bilgi ve belgeler,
- f) Bağlantı gelirleri haricinde geçmiş dönemde elde edilen sistem kullanım gelirleri ve diğer gelirler,
- g) Geçmiş dönemde tahsil edilen ve iade edilen güvence bedelleri,
- ğ) EPDK tarafından belirlenen tarihten tarife uygulama dönemi sonuna kadar her bir yıl için varsa devralınan veya devralınacak hatlar ve tesislere ilişkin bilgi ve belgeler.

(3) Dağıtım şirketleri, tarife çalışmalarının devam ettiği süreçte EPDK tarafından istenen her türlü ilave veri, bilgi ve belgeleri belirtilen süre, kapsam ve şekilde EPDK'ya sunmakla yükümlüdür.

(4) Yeni tarife uygulama dönemi için geçerli olacak sistem kullanım bedelleri belirleninceye kadar mevcut sistem kullanım bedellerinin uygulanmasına devam edilir ve bu süreçte oluşan gelir farkları

tarife hesaplamalarında ayrıca dikkate alınır.

(5) İhaleli şirketler için bu Usul ve Esaslar uyarınca yeni sistem kullanım bedelleri belirleninceye kadar ihale sonucunda belirlenen sistem kullanım bedellerinin uygulanmasına devam edilir, oluşan gelir farkları tarife hesaplamalarında ayrıca dikkate alınır.

(6) Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu bu maddenin dördüncü veya beşinci fıkrasına göre hesaplanan gelir farklarının tamamının veya bir kısmının etkilerinin cari ve/veya bir sonraki tarife uygulama dönemine yansıtılmasına karar verebilir.

Yıllık gelir gereksinimi hesaplamaları

Yıllık gelir gereksinimi, her tarife yılı için aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$GG_t = YB_t + İGB_t$$

- t : Tarife uygulama dönemindeki her bir tarife yılını,
 GG_t : t tarife yılına ilişkin yıllık gelir gereksinimini,
 YB_t : t tarife yılına ilişkin yatırım bileşenini,
 $İGB_t$: t tarife yılına ilişkin işletme gideri bileşenini gösterir.

Yatırım bileşeni hesaplamaları

Yatırım bileşeni, her tarife yılı için aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$YB_t = (ODVT_t \times RMGO_d) + I_t + YDB_t$$

- t : Tarife uygulama dönemindeki her bir tarife yılını,
 YB_t : t tarife yılına ilişkin yatırım bileşenini,
 $ODVT_t$: t tarife yılındaki ortalama düzenlenmiş varlık tabanı değerini,
 $RMGO_d$: Tarife uygulama dönemi için belirlenen düzeltilmiş reel makul getiri oranını (%),
 I_t : t tarife yılında yatırımların itfası için ayrılan tutarı,
 YDB_t : (ud) tarife uygulama döneminin her bir t tarife yılına ilişkin yatırım bileşeni hesaplamalarında dikkate alınan yatırım düzeltme bileşenini gösterir.

Varlık tabanı hesaplamaları

(1) Tarife uygulama dönemi başı düzenlenmiş varlık tabanı değeri; baz varlık tabanı, tarifeye esas gerçekleşen net yatırım tutarı ve bu unsurlara ilişkin itfa tutarları dikkate alınarak belirlenir.

(2) Tarife uygulama dönemi başı DVT'si aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$DVT_0 = \left[BVT - \left[\frac{BVT}{İS} \times (n - r + 1) \right] \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_{BVT}} + \sum_i^n \left[Y_i - \frac{Y_i}{İS} \times (n - i + 1) \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_i}$$

- i : BVT belirlenen yıldan itibaren yılları,
 r : BVT belirlenen yılı,
 n : (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılını,
 DVT_0 : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,
 BVT : BVT değerini,
 Y_i : i yılı TNY_c değerini,
 $İS$: İtfa süresini,
 $TÜFE_b$: (ud) tarife uygulama dönemine ait gelir gereksinimi hesaplamalarında yer alan tutarlara baz olan TÜFE'yi,
 $TÜFE_{BVT}$: BVT hesaplamalarında esas alınan TÜFE'yi,
 $TÜFE_i$: i yılının haziran ayı için açıklanan TÜFE'yi gösterir.

(3) BVT değeri 1/1/2012 tarihinden önce belirlenen dağıtım şirketleri için bu maddenin ikinci fıkrasında yer alan BVT değeri ile 1/1/2012 tarihi öncesine ait ve BVT hesaplamalarına dahil olmayan TNYG değerlerinin 1/1/2012 tarihine kadarki dönem için güncellenmesinde, bu şirketlerden birinci uygulama döneminde tarifesi belirlenenler için uygulanan yöntem esas alınır.

(4) Gerçekleşen bağlantı gelirleri; ilgili tarife yılında dönem net karı oluşması halinde vergi yükü dikkate alınarak, dönem net zararı oluşması halinde ise doğrudan düşülmek suretiyle TNYG hesaplamalarına dahil edilir.

(5) İhaleli şirketlerin ihale şartnamesinde belirtilen süre dolduktan sonra yapılacak ilk tarife düzenlemelerinde kullanılacak BVT hesaplama yöntemi ilgili mevzuat uyarınca belirlenir. Hesaplama sürenin dolduğu takvim yılının sonu itibarıyla gerçekleştirilir.

(6) Tarife uygulama dönemindeki ilk tarife yılı hariç müteakip her bir tarife yılı için tarife yılı başı DVT değeri aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$DVT_t = DVT_{t-1} + Y_{t-1} - I_{t-1}$$

- t : ilk yıl hariç (ud) tarife uygulama dönemindeki yılları ve (ud+1) tarife uygulama döneminin ilk yılını,
 DVT_t : t tarife yılı başı DVT değerini,
 DVT_{t-1} : t tarife yılından bir önceki tarife yılı başı DVT değerini,
 Y_{t-1} : t tarife yılından bir önceki tarife yılına ilişkin TNYG değerini,
 I_{t-1} : t tarife yılından bir önceki tarife yılına ilişkin itfa tutarını gösterir.

(7) Yukarıdaki hesaplamada yer alan her bir tarife yılı başı DVT değeri bir önceki tarife yılı sonu DVT değerine eşittir. Gelir gereksinimi hesaplamasında dikkate alınacak ODVT değeri yılbaşı ve yılsonu DVT değerlerinden hareketle aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$ODVT_t = \frac{(DVT_t + DVT_{t+1})}{2}$$

- t : (ud) tarife uygulama dönemindeki yılları ve (ud+1) tarife uygulama döneminin ilk yılını gösterir.

Düzenlenmiş şebeke yatırım harcamaları

(1) Tarife uygulama dönemi düzenlenmiş şebeke yatırım harcamalarının tespitinde dikkate alınan şebeke yatırım harcamaları, Doğal Gaz Piyasası Dağıtım Faaliyeti Yatırımlarına İlişkin Usul ve Esaslar kapsamında belirlenir.

(2) EPDK, (ud-1) tarife uygulama dönemine ait düzenlenmiş şebeke yatırım harcamalarını, sektör verilerinden hareketle elde edilen kabul sınırlarını kullanarak ve/veya teknik ve ekonomik açılardan inceleyerek gerekli düzeltmeleri yapabilir. EPDK tarafından dağıtım şebekesi yatırımları için birim bedel belirlenmesi halinde, düzenlenmiş şebeke yatırım harcamalarının tespitinde bu bedeller kullanılır.

(3) Düzenlenmiş şebeke yatırım harcamalarının hesaplanmasında Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunca gerekli görülmesi halinde verimlilik parametresi kullanılabilir.

(4) TNYG değerinin hesaplanmasında aşağıda sıralanan gelirler düzenlenmiş şebeke yatırım harcamalarından düşülür.

- a) Bağlantı gelirleri,
b) Şebeke yatırımı kapsamında kullanıma hazır hale getirilerek aktifleştirilmiş varlıkların satışından elde edilen gelirler,

- c) Dağıtım şebekesinde ortaya çıkan deplase işlerine yönelik olarak oluşan ve şebeke yatırım harcamaları kapsamında dikkate alınan yatırım maliyetleri karşılığında ilgisine tahakkuk ettirilen deplase hat gelirleri.

(5) Şebekenin devreye alınmasından sonra ortaya çıkan hasarların giderilmesi kapsamında tahakkuk eden giderler bakım onarım gideri olarak düzenlenmiş işletme gideri hesaplamalarında dikkate alınır.

(6) Düzenlenmiş şebeke yatırım harcamalarına esas yatırımların dağıtım şirketi personeli eliyle yürütülmesi halinde, söz konusu personel için katlanılan giderler düzenlenmiş işletme gideri hesaplamalarında değerlendirilir.

Yatırımların itfası

Yatırımların itfası için ayrılan tutar, DVT'ye dahil ve henüz itfa süresi dolmamış olan BVT ve TNY_G değerleri üzerinden Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunca belirlenen itfa süresi kapsamında tespit edilir. TNY_Ö için de aynı şekilde itfa tutarı ayrılır.

Makul getiri tutarı ve reel makul getiri oranı hesaplaması

(1) Bir tarife yılına ait makul getiri tutarı, söz konusu tarife yılına ait ODVT değerine düzeltilmiş reel makul getiri oranının uygulanması suretiyle hesaplanır.

(2) Düzeltilmiş reel makul getiri oranına esas hesaplamalarda, ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (AOSM) yöntemi kullanılır. AOSM, yatırımların finansmanı kapsamında kullanılan kaynakların maliyetleri olan, borç maliyet oranı ve özkaynak maliyet oranı ile bu kaynaklar için Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından uygun bulunan ağırlıklardan hareketle aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$NMGO = AOSM = \left[k_d \times w_d \times (1-v) + k_e \times w_e \right] / (1-v)$$

NMGO : Nominal makul getiri oranını,
k_d : Borç maliyeti oranını (%),
w_d : Kaynaklar içerisinde borçların ağırlığını,
v : Kurumlar vergisi oranını (%),
k_e : Özkaynak maliyeti oranını (%),
w_e : Kaynaklar içerisinde özkaynakların ağırlığını gösterir.

(3) Yukarıda yer alan borç maliyet oranı aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$k_d = r_f + m$$

r_f : Risksiz getiri oranını (%),
m : Risksiz getiriye eklenecek sektör borçlanma risk primini (%) gösterir.

(4) Özkaynak maliyet oranının hesaplanmasında genel kabul görmüş olan sermaye varlıklarını fiyatlandırma modeli kullanılır. Bu kapsamda, özkaynak maliyet oranı aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$k_e = r_f + \beta \times (r_M - r_f)$$

B : Doğal gaz dağıtım sektörünün piyasa bütününe göre göreceli riskini yansıtan ve Beta katsayısı olarak isimlendirilen faktörü,
r_M : Piyasa getirisini (%),
(r_M - r_f) : Piyasa risk primini (%) gösterir.

(5) NMGO belirlenirken, piyasalardaki borçlanma maliyetleri ile sermaye getirisi beklentisi dikkate alınır. EPDK bu çerçevede yatırımcılar, yatırım ve kurumsal finansman kuruluşları ile istişarede bulunabilir.

(6) NMGO'nun, beklenen enflasyon kullanılarak reel hale getirilmesiyle RMGO hesaplanır. RMGO aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$RMGO = \frac{(1 + NMGO)}{(1 + BE)} - 1$$

BE : Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası tarafından açıklanan beklenen enflasyon oranını (%) gösterir.

(7) ODVT değeri ile reel makul getiri oranlarının aynı dönemsel bazda değerlendirilebilmesini teminen, ODVT değerine uygulanacak getiri oranı aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$RMGO_d = \frac{RMGO}{(1 + RMGO/2)}$$

(8) Reel makul getiri oranının hesaplamasında kullanılan değişkenlere ilişkin varsayımlar Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından belirlenir.

(9) Bu Usul ve Esaslar kapsamında bir tarife uygulama dönemi için hesaplanan makul getiri tutarının, verimlilik parametresi uygulanması ile bulunan sabit ve değişken işletme gideri bileşenleri toplamının %20'sine tekabül eden tutardan daha düşük olması durumunda, söz konusu iki tutarın ortalaması ilgili tarife uygulama dönemine ilişkin toplam makul getiri tutarı olarak dikkate alınır. Bu fıkra kapsamındaki hesaplama, her tarife uygulama dönemi başı itibarıyla bir defaya mahsus olmak üzere yapılır.

Yatırım tavanı

(1) Dağıtım şirketleri, tarife hesaplamalarına esas yatırım tavanı tekliflerini EPDK'ya sunar. Dağıtım şirketleri tarafından sunulan yatırım tavanı teklifleri, ilgili mevzuat, öngörülen bağlantı gelirleri ve teklif tutarının tarifeye etkisi dikkate alınarak Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından aynen veya değiştirilerek onaylanır. Tarife hesaplamalarında Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından onaylanan yatırım tavanı dikkate alınır.

(2) Yatırım tavanı tekliflerinin dağıtım şirketi tarafından EPDK tarafından verilen sürede ve belirtilen şekilde sunulmaması halinde tarife hesaplamalarında Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından re'sen belirlenen yatırım tavanı kullanılır.

(3) Bu Usul ve Esaslar kapsamındaki tarife hesaplamalarında Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından onaylanan yatırım tavanının yıllar bazında eşit olarak dikkate alınması esastır. Ancak, dağıtım şirketi tarafından talep edilmesi ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından uygun görülmesi halinde, yatırım tavanı yıllar bazında farklılaştırılabilir. Bu durumda, yatırım tavanı tarife hesaplamalarında Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından onaylandığı şekliyle dikkate alınır.

(4) Dağıtım şirketi, bir tarife uygulama dönemi için Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından onaylanmış yatırım tavanını yıllar arasında aktarım yaparak kullanabilir. Ancak tarife uygulama döneminin her bir tarife yılında, ilgili yıl dahil, önceki yıllara ait gerçekleşen toplam yatırım harcamalarının aynı döneme ilişkin yatırım tavanının %65'inden daha az olduğunun tespit edilmesi halinde Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından söz konusu tarife uygulama dönemi için belirlenmiş olan parametrelerde değişiklik yapılabilir.

(5) Bir tarife uygulama dönemi için onaylanmış yatırım tavanının, %5 oranındaki ilave kısım da dahil, %75'ine tekabül eden kısmının kullanılmasını müteakip, kalan kısmının yeterli olmadığının dağıtım şirketi tarafından tarife uygulama dönemi içerisinde gerekçeleriyle birlikte sunulması ilave yatırım talebinde bulunulması halinde, söz konusu yatırım tavanı ilgili tarife uygulama dönemi içerisinde Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından artırılabilir.

(6) (ud-1) tarife uygulama dönemi için hesaplanan düzenlenmiş şebeke yatırım harcamalarının (ud) tarife uygulama dönemi başı DVT değerine baz olan TÜFE üzerinden güncellenmiş değerleri

toplamının, ilgili tarife uygulama dönemine ilişkin -Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından beşinci fıkra kapsamında onaylanan ilave yatırımlar da dahil- (ud) tarife uygulama dönemi başı DVT değerine baz olan TÜFE ile güncellenmiş yatırım tavanının üzerinde olması durumunda, fazla yapılan yatırımın yatırım tavanının %5'ine kadar olan kısmı (ud) tarife uygulama dönemi başı DVT hesaplamalarında dikkate alınır. Gerçekleştirilen fazla yatırımın %5'i aşan kısmı ise (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılından başlamak üzere her bir tarife yılı düzenlenmiş şebeke yatırım harcamalarından düşülmek suretiyle (ud) tarife uygulama dönemi başı DVT hesaplamalarına dahil edilmez.

(7) Sayaç, servis hattı ve münferit hat yatırımları ile bu yatırımlarla doğrudan ya da dolaylı olarak ilişkilendirilen yatırım harcaması niteliğindeki diğer yatırımlardan EPDK tarafından belirlenenler yatırım tavanı içerisinde değerlendirilmez.

Yatırım düzeltme bileşeni hesaplamaları

(1) Yatırım düzeltme bileşeni; (ud) tarife uygulama dönemine yönelik gelir gereksinimi hesaplamalarında TNY_{δ} değerleri dikkate alınarak elde edilen reel makul getiri ve itfa tutarları ile söz konusu tarife uygulama dönemine ait TNY_H değerleri dikkate alınarak hesaplanan olması gereken reel makul getiri ve itfa tutarları arasındaki farka, yıllar itibarıyla reel makul getiri oranı ve TÜFE uygulanarak bulunan tutarların toplamından oluşur. (YDB_{ud}), aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$YDB_{ud} = \sum_i^n (\Delta RMG_i + \Delta I_i) \times (1 + RMGO_i)^{n-i+1} \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_i}$$

- i : (ud-1) tarife uygulama döneminin ilk yılından (dâhil) başlayarak son yılı olan n yılına (dâhil) kadar olan yılları,
 n : (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılını,
 ud : Tarife uygulama dönemini,
 ΔRMG_i : Bu maddenin ikinci fıkrası çerçevesinde hesaplanan TNY_H değerleri dikkate alınmak suretiyle i yılı için hesaplanan olması gereken makul getiri tutarı ile i yılı için gelir gereksinimi hesaplamalarında dikkate alınan makul getiri tutarı arasındaki farkı,
 ΔI_i : Bu maddenin ikinci fıkrası çerçevesinde hesaplanan TNY_H değerleri dikkate alınmak suretiyle i yılı için hesaplanan olması gereken itfa tutarı ile i yılı için gelir gereksinimi hesaplamalarında dikkate alınan itfa tutarı arasındaki farkı,
 $RMGO_i$: i tarife yılı için geçerli olan reel makul getiri oranını (%) gösterir.

(2) Yukarıdaki hesaplamalarda esas alınan (ud-1) tarife uygulama döneminin her tarife yılına ilişkin TNY_H değeri, aşağıdaki esaslar çerçevesinde tespit edilir.

- TNY_H değerinin hesaplanmasında, ilgili tarife uygulama döneminin her tarife yılına ait TNY_G değeri dikkate alınır.
- (ud-1) tarife uygulama döneminin ilk yılı için, söz konusu yıla ait TNY_G değerinin TNY_{δ} değerini aşan kısmı müteakip tarife yılına aktarılır. Aksi durumda, söz konusu yıla ait TNY_G değeri doğrudan dikkate alınır.
- (b) bendi kapsamında tespit edilen TNY_{δ} değerini aşan kısım ile (ud-1) tarife uygulama döneminin ikinci yılına ait TNY_G değeri toplamının ilgili yıla ait TNY_{δ} değerini aşan kısmı müteakip tarife yılına aktarılır. Aksi durumda, söz konusu yıla ait TNY_G değeri ile ilgili yıla aktarılan toplam tutar dikkate alınır. Bu yöntem, (ud-1) tarife uygulama döneminin diğer tarife yılları için de uygulanır.

İşletme Gideri Bileşeni Hesaplamaları

İşletme gideri bileşeni, her tarife yılı için aşağıdaki şekilde hesaplanır.

e) Verimlilik modelinde; hat uzunluğu, abone sayısı, tüketim, istasyon sayısı, hizmet verilen coğrafi alan, şehir sayısı, çevresel faktörler ve benzeri uygun değişkenler kullanılır. Çevresel faktör olarak; müşteri yoğunluğu (müşteri/km²), hat başına müşteri sayısı, abone tüketim oranı, sosyoekonomik gelişmişlik endeksi, ısınmaya esas gün derece endeksi (HDD) ve benzeri değişkenler dikkate alınır.

(5) Amortisman giderleri düzenlemiş işletme gideri hesaplamalarında dikkate alınmaz.

(6) Güvence bedelleri ile güvence bedellerine ilişkin güncelleme kaynaklı gelir ve gider farkları düzenlenmiş işletme giderleri hesaplamalarında dikkate alınmaz.

(7) Düzenlenmiş işletme gideri hesaplamalarında finansman gideri niteliğinde olan faiz giderleri, vade farkı, finansal kiralama giderleri, kambiyo zararları, gecikme zammı giderleri, karşılık giderleri ve sayılan gider kalemleri ile benzer mahiyette olan diğer giderler dikkate alınmaz.

(8) Dağıtım faaliyeti kapsamında oluşan Katma Değer Vergisi, Kurumlar Vergisi ve Banka ve Sigorta Muameleleri Vergisi hariç diğer vergi, resim, harç ve benzeri giderler tarife hesaplamalarında dikkate alınır.

(9) Her türlü para cezası, vergi cezaları, mali mevzuatta tanımlanan ve sekizinci fıkra kapsamına girmeyen kanunen kabul edilmeyen giderler ile mahkeme, icra, tahkim, arabuluculuk ve avukatlık giderleri düzenlenmiş işletme gideri hesaplamalarında dikkate alınmaz.

(10) İşletme gideri bileşenine ilişkin öngörüler ile gerçekleştirmelerin farklı olması durumunda, tarife uygulama dönemi başında yapılan düzenlemelerde ve tarife Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu Kararlarında dönem sonunda düzeltme yapılacağı belirtilen kalemler haricinde, ortaya çıkan farklar ile ilgili herhangi bir düzeltme yapılmaz.

Düzenlenmiş işletme giderlerinin unsurları

(1) Düzenlenmiş işletme giderleri, sabit ve değişken işletme gideri bileşenleri ile diğer işletme giderleri bileşeninden oluşur. Bu bileşenler içerisinde yer alan gider kalemleri, mükerrerlik oluşturacak şekilde hesaplamalarda dikkate alınmaz.

(2) Bir tarife uygulama dönemi içerisinde hat uzunluğu, abone sayısı, tüketim, istasyon sayısı, hizmet verilen coğrafi alan, şehir sayısı ve benzeri değişkenlere bağlı olarak değişmeyeceği öngörülen ve diğer işletme giderleri bileşeni kapsamına girmeyen işletme giderleri sabit işletme gideri bileşenini oluşturur.

(3) Hat uzunluğu, abone sayısı, tüketim, istasyon sayısı, hizmet verilen coğrafi alan, şehir sayısı ve benzeri değişkenlere bağlı olarak değişeceği öngörülen ve diğer işletme giderleri bileşeni içerisinde yer almayan işletme giderleri, değişken işletme gideri bileşeni içerisinde kabul edilir.

(4) Sabit ve değişken işletme gideri bileşeninin tespitinde, sektör, küme ya da şirket bazlı oranlar kullanılabilmesi gibi söz konusu bileşenleri oluşturan gider kalemleri bazlı sınıflandırma da yapılabilir.

(5) Diğer işletme giderleri bileşeni, aşağıdaki esaslar çerçevesinde belirlenir.

a) Periyodik muayene ve sayaç kalibrasyon gideri, ısıtma gazı gideri, kokulandırma gideri, sigorta gideri, Katma Değer Vergisi, Kurumlar Vergisi ve Banka ve Sigorta Muameleleri Vergisi hariç diğer vergi, resim ve harçlar, ilgili mevzuat kapsamında tahakkuk eden yıllık lisans ve katılım bedelleri, ilişkili oldukları değişkenler kullanılarak işletme gideri bileşeni hesaplamalarında dikkate alınır.

b) Dağıtım faaliyetinde kullanılan şebeke haricindeki varlıklara ilişkin harcama ve giderler için, verimlilik parametresi uygulanması ile bulunan sabit ve değişken işletme gideri bileşenleri toplamının Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından sektör, küme ya da şirket bazında belirlenen oranına tekabül eden tutar, işletme gideri bileşeni hesaplamalarında dikkate alınır.

- c) Dağıtım şirketinin talebi halinde, Ar-Ge faaliyetlerinin desteklenmesi amacıyla, verimlilik parametresi uygulanması ile bulunan sabit ve değişken işletme gideri bileşenleri toplamının %1'ine tekabül eden tutar, işletme gideri bileşeni hesaplamalarında Ar-Ge bütçesi olarak dikkate alınır. Gelir gereksinimi hesaplamalarında dikkate alınan Ar-Ge bütçesi kapsamındaki tutarlar, tarife uygulama dönemi bazında kullanılır. Bir tarife uygulama döneminde kullanılmayan Ar-Ge bütçesi sonraki tarife uygulama dönemine aktarılmaz. Bir tarife uygulama dönemi için gerçekleşen Ar-Ge kapsamındaki harcamaların bütçeden düşük kalması durumunda, aradaki fark bir sonraki tarife uygulama dönemi hesaplamalarında düzeltmeye konu edilir.
- ç) Dağıtım şirketinin, CNG veya LNG alım fiyatları ile uyguladığı doğal gaz fiyatları arasındaki maliyet farkını (ud) tarife uygulama döneminde geçerli olan sistem kullanım bedelleriyle karşılayamaması ya da söz konusu maliyet farkının üzerinde gelir etmesi halinde, aradaki fark bir sonraki tarife uygulama dönemi hesaplamalarında düzeltmeye konu edilir.

Gelirler

(1) Dağıtım şirketi tarafından elde edilebilecek diğer gelirler aşağıda belirtilmiştir. Söz konusu gelirlerden;

- İç tesisat işlem gelirleri %0,
- Sertifika hizmet gelirleri %0,
- Sayaç açma-kapama gelirleri %0,
- Yan hizmet gelirleri %0,
- Ön ödemeli sayaç değişim gelirleri %0,
- Ölçüm ekipmanı muayene gelirleri %0,
- Kalibrasyon gelirleri %0,
- Kira gelirleri %50,
- Hasar gelirleri %0,
- Hot-tap operasyon gelirleri %0,
- Şartname satış gelirleri %0,
- Sahip olunan şebeke dışına verilen hizmet gelirleri %50,
- Usulsüz gaz kullanım gelirleri %0,
- Sigorta tazmin gelirleri %0,
- Bağlantı hattı kontrol gelirleri %0,
- Tarifeye esas varlıkların dağıtım faaliyeti dışında kullanımından elde edilen gelirler %50,
- Reklam gelirleri %50,
- Dağıtım faaliyeti kapsamındaki eğitim hizmet gelirleri %50,
- Elektrik ve Doğal Gaz Dağıtım Şirketlerinin Araştırma, Geliştirme ve Yenilik Faaliyetlerinin Desteklenmesine İlişkin Usul ve Esaslar kapsamında elde edilen gelirler %50,

oranında işletme gideri hesaplamasında diğer gelirler bileşeni kapsamı dışında tutulur. Diğer gelirler bileşeni kapsamındaki gelir kalemlerinin tespitinde esas alınan değişkenlere ait öngörü değerleri ile ilgili tarife uygulama dönemi gerçekleştirmelerinin farklı olması halinde, söz konusu farklılıktan kaynaklanan sapmalar bir sonraki tarife uygulama dönemi hesaplamalarında düzeltmeye konu edilir.

(2) Tarife hesaplamalarına dahil edilmeyen gelirler şunlardır:

- İştirak ve bağlı ortaklıklardan sağlanan temettü gelirleri,
- Faiz gelirleri,
- Konusu kalmayan karşılık gelirleri,
- Menkul kıymet satış gelirleri,
- Gecikme zammı gelirleri,
- Kambiyo gelirleri,
- Teşvik gelirleri,
- İlk madde malzeme satış geliri,
- Sayım fazlası gelirleri,

- h) Kaçak gaz kullanımından elde edilen gelirler,
- ı) Tazminat ve ceza gelirleri,
- i) Mahkeme, icra, tahkim, arabuluculuk ve avukatlık gelirleri,
- j) EPDK tarafından uygun görülen diğer gelirler,

(3) Dağıtım şirketlerinin müşterilere tahakkuk ettireceği bedeller ve elde edeceği gelirler, ilgili mevzuat ve bu Usul ve Esaslarda sayılanlar ile sınırlıdır.

İşletme sermayesi gideri

Tarife uygulama dönemindeki her bir tarife yılı için dikkate alınan işletme sermayesi gideri, aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$\dot{I}SG_t = \frac{\left\{ \left[(S\dot{I}GB_t + D\dot{I}GB_t) \times \prod_{i=ud,1}^{ud,t} (1 - X_i) \right] + D\dot{I}G_t - DG_t \right\}}{12} \times RMGO$$

Gelir gereksiniminin dağıtılması

(1) Dağıtım şirketi, tarife önerilerini ilgili mevzuat kapsamında belirlenen müşteri gruplarını dikkate alarak EPDK'ya sunar. Tarife önerisinde, gelir gereksiniminin müşteri gruplarına dağıtılmasında kullanılan yöntem ve gerekçeleri de yer alır.

(2) Dağıtım şirketi tarafından gelir gereksiniminin müşteri gruplarına dağıtılmasına ilişkin yöntemin sunulmaması ya da sunulan yöntemin uygun bulunmaması halinde, gelir gereksinimi müşteri gruplarına bu Usul ve Esaslar hükümleri çerçevesinde EPDK tarafından dağıtılır.

Yatırım bileşeninin müşteri gruplarına dağıtılması

(1) Yatırım bileşeninin her bir müşteri grubuna düşen payı aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$YB_m = \sum_{t=1}^y (YB_{t,m}^A + YB_{t,m}^D)$$

t : Tarife uygulama dönemindeki her bir tarife yılını,

y : (ud) tarife uygulama dönemindeki tarife yılı sayısını,

m : Her bir müşteri grubunu,

YB_m : Yatırım Bileşeninden m müşteri grubuna düşen payların tarife uygulama dönemi başı itibarıyla değerini,

$YB_{t,m}^A$: t tarife yılı yatırım bileşeninin m müşteri grubu ile ilgili ayrıştırılabilen kısmını,

$YB_{t,m}^D$: t tarife yılı yatırım bileşeninin ayrıştırılamayan kısmının m müşteri grubuna dağıtılan bölümünü gösterir.

(2) Müşteri grupları ile ilgili ayrıştırılamayan yatırım bileşeninin müşteri gruplarına dağıtılması aşağıdaki şekilde yapılır.

$$YB_{t,m}^D = YB_t^D \times YDA_m$$

YB_t^D : t tarife yılı yatırım bileşeninin ayrıştırılamayan kısmını,

YDA_m : m müşteri grubunun yatırım dağıtım anahtarını gösterir.

(3) Müşteri gruplarının yatırım dağıtım anahtarı (YDA) tüketim miktarı, müşteri sayısı ve benzeri parametreler kullanılarak hesaplanır.

İşletme gideri bileşeninin müşteri gruplarına dağıtılması

(1) İşletme gideri bileşeninin her bir müşteri grubuna düşen payı aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$\dot{IGB}_m = \sum_{t=1}^y (\dot{IGB}_{t,m}^A + \dot{IGB}_{t,m}^D)$$

t : Tarife uygulama dönemindeki her bir tarife yılını,

y : (ud) tarife uygulama dönemindeki tarife yılı sayısını,

m : Her bir müşteri grubunu,

$\dot{IGB}_m$: İşletme gideri bileşeninden m müşteri grubuna düşen payların tarife uygulama dönemi başı itibarıyla değerini,

$\dot{IGB}_{t,m}^A$: t tarife yılı işletme gideri bileşeninin m müşteri grubu ile ilgili ayrıştırılabilen kısmını,

$\dot{IGB}_{t,m}^D$: t tarife yılı işletme gideri bileşeninin ayrıştırılamayan kısmının m müşteri grubuna dağıtılan bölümünü gösterir.

(2) Müşteri grupları ile ilgili ayrıştırılamayan işletme gideri bileşeninin müşteri gruplarına dağıtılması aşağıdaki şekilde yapılır.

$$\dot{IGB}_{t,m}^D = \dot{IGB}_t^D \times \dot{IGDA}_m$$

$\dot{IGB}_t^D$: t tarife yılı işletme gideri bileşeninin ayrıştırılamayan kısmını,

$\dot{IGDA}_m$: m müşteri grubunun işletme gideri dağıtım anahtarını gösterir.

(3) Müşteri gruplarının işletme gideri dağıtım anahtarı ($\dot{IGDA}$) tüketim miktarı, müşteri sayısı ve benzeri parametreler kullanılarak hesaplanır.

Müşteri gruplarına ait toplam gelir gereksinimi

Müşteri gruplarına düşen tarife uygulama dönemi toplam gelir gereksinimi aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$GG_m = YB_m + \dot{IGB}_m$$

GG_m : m müşteri grubuna düşen tarife uygulama dönemi toplam gelir gereksinimini gösterir.

Tarifeye esas tüketim miktarları

(1) Tarife uygulama dönemindeki toplam tarifeye esas tüketim miktarı aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$TT_m = \sum_{t=1}^y TT_{t,m}$$

t : Tarife uygulama dönemindeki her bir tarife yılını,

y : (ud) tarife uygulama dönemindeki tarife yılı sayısını,

$TT_{t,m}$: m müşteri grubunun t tarife yılına ilişkin tarifeye esas tüketim miktarını,

TT_m : m müşteri grubunun tarife uygulama dönemindeki tarifeye esas toplam tüketim miktarını gösterir.

(2) Tarifeye esas tüketim miktarlarının belirlenmesinde zaman serileri analiz teknikleri kullanılması esastır. Belirli müşteri gruplarına yönelik olarak ilave ekonometrik yöntemler kullanılabileceği gibi ilgili müşteri grubunda yer alan müşterilere özgü, geçmiş tüketim verileri ile ilgili müşteriler ve

dağıtım şirketlerinin tarife uygulama dönemine yönelik tüketim öngörülleri esas alınarak münferit tüketim tahmini yapılabilir.

Sistem kullanım bedellerinin hesaplanması

Tarife uygulama dönemi başı sistem kullanım bedelleri aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$SKB_m = GG_m / TT_m$$

SKB_m : m müşteri grubuna yönelik tarife uygulama dönemi başı hesaplanan sistem kullanım bedelini gösterir.

Gelir gereksiniminin dağıtılmasında herhangi bir müşteri grubunun tüketim aralığında müşteri bulunmaması halinde, ilgili müşteri grubu için uygulanacak sistem kullanım bedeli Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından belirlenir.

Hizmet kalitesi ve performans teşviki

(1) Dağıtım şirketlerince sunulan hizmetin kalitesini ve dağıtım şirketlerinin kurumsal performansını artırmayı teşvik etmek amacıyla tarife hesaplamalarında kalite faktörü ve kurumsal performans teşviki kullanılır. KF'nin hesaplanmasında, ilgili mevzuat kapsamında belirlenen kalite göstergeleri, her bir kalite göstergesi için belirlenen ağırlık katsayıları, yıllar itibarıyla belirlenen hedef ve eşik değerler ile gerçekleşen değerler göz önüne alınır.

(2) KF uygulanan sistem kullanım bedeli aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$SKB_{m,j,0} = SKB_{m,j-1,k} \times (1 + KF_j)$$

j : KF uygulama dönemini,
 k : j-1 döneminin son ayını,
 $SKB_{m,j,0}$: m müşteri grubu için j döneminin ilk ayında KF uygulanmak suretiyle hesaplanan dönem başı güncellenmemiş sistem kullanım bedelini,
 $SKB_{m,j-1,k}$: m müşteri grubu için k ayında geçerli olan güncellenmiş sistem kullanım bedelini,
 KF_j : j dönemi için tespit edilen KF değerini,

(3) Dağıtım şirketinin t tarife yılı sonu itibarıyla;

- Paylarının doğrudan halka arz edilmesi ve Borsa İstanbul A.Ş.'de işlem görmesi,
- En az %50 oranında doğrudan pay sahibi veya sahipleri olan anonim şirketin veya anonim şirketlerin paylarının halka arz edilmesi ve Borsa İstanbul A.Ş.'de işlem görmesi,

durumlarında ilgili dağıtım şirketinin verimlilik parametresi uygulanması ile bulunan sabit ve değişken işletme gideri bileşenleri toplamının (a) bendi için %1'ine, (b) bendi için %0,5'ine tekabül eden tutar kurumsal performans teşviki olarak işletme gideri bileşenine eklenir. Bu fıkra kapsamında belirlenen kurumsal performans teşvik tutarı, dağıtım şirketinin verimlilik parametresi uygulanması ile bulunan sabit ve değişken işletme gideri bileşenleri toplamının %1'ini aşamaz.

(4) Dağıtım şirketinin sayaç okuma ve faturalandırma, iç tesisat işlemleri ve sayaç açma kapama hizmetlerinin tamamını, mücbir haller dışında, t tarife yılı boyunca kadrolu personeli eliyle yürütmesi durumunda, t yılına ait verimlilik parametresi uygulanması ile bulunan sabit ve değişken işletme gideri bileşenleri toplamının %1'ine tekabül eden tutar kurumsal performans teşviki olarak t+1 yılına ait işletme gideri bileşenine eklenir.

Sistem kullanım bedellerinin güncellenmesi

Tarife uygulama döneminin başlangıç değeri olarak hesaplanan ve KF uygulanan bedeller, gerçekleşen TÜFE değişim oranı ile aşağıdaki şekilde güncellenir.

$$SKB_{z,m} = SKB_{z-1,m} \times (1 + \Delta T\ddot{U}FE_{z-1})$$

- z* : Tarife uygulama dönemindeki aylık dönemleri,
SKB_{z,m} : *m* müşteri grubu için *z* ayında geçerli olacak sistem kullanım bedelini,
SKB_{z-1,m} : *m* müşteri grubu için, kalite faktörü uygulanması halinde hesaplanan *SKB_{m,j,0}* değerini, diğer hallerde ise *z-1* inci ayda geçerli olan sistem kullanım bedelini,
ΔTÜFE_{z-1} : *z-2* ayında TÜFE'de meydana gelen ve *z-1* ayında açıklanan değişim oranını gösterir.

EPDK tarafından doğal gaz dağıtım şirketlerinin perakende satış tarifelerine ilişkin üçüncü tarife uygulama döneminin 01.01.2022 (dahil) - 31.12.2026 (dahil) olmak üzere 5 yıl olarak belirlenmesine karar verilmiştir. İNA modeli kapsamında, dağıtım şirketleri için lisans süreleri boyunca her bir tarife dönemi başı için Tarife Metodolojisi'ne göre sistem kullanım bedelleri tahmin edilmiş ve her yıl ortalama TÜFE artışı oranı ile güncellenmiştir.

Tarife hesaplamasının en önemli bileşenlerinden olan ortalama varlık tabanı getirisi hesabında Şirket öngörülleri dikkate alınarak tahmin edilen yatırım harcamaları ve üçüncü tarife uygulama dönemi (2022-2026) için açıklanan düzeltilmiş Reel Makul Getiri Oranı %12,427 (vergi öncesi) olarak dikkate alınmış ve söz konusu RMGO dağıtım şirketlerinin lisans süreleri boyunca sabit tutulmuştur.

Sonuç olarak, Şirket bünyesindeki her bir doğal gaz dağıtım şirketinin doğal gaz satış gelirleri, hesaplanan sistem kullanım bedelleri ile ilgili tarife dönemi yılı için Şirket beklentileri doğrultusunda öngörülen tüketim miktarlarının çarpılmasıyla bulunan tutarın doğal gaz alım maliyetine eklenmesi suretiyle hesaplanmıştır.

Taşıma Hizmeti Gelirleri: Doğal Gaz Piyasası Kanunu'na göre, yurt içinde herhangi bir üretim şirketi, ithalat şirketi, dağıtım şirketi veya toptan satış şirketi ile doğal gaz alım-satım sözleşmesi yapma serbestisine sahip gerçek veya tüzel kişiye "Serbest Tüketici" denir. EPDK'nın 18.12.2014 tarih ve 5362 sayılı "Doğal gaz piyasasındaki tüketicilere uygulanmak üzere serbest tüketici olma sınırına ilişkin" kararı 2022 yılı boyunca aynen uygulanmaya devam edilecektir. Söz konusu EPDK kararına göre;

- **Madde 1** - Konut tüketicileri (evsel tüketiciler) hariç olmak üzere, tüm tüketiciler serbest tüketici statüsündedir.
- **Madde 2** - Konut tüketicileri (evsel tüketiciler) için, serbest tüketici olma sınırı 75.000 m³'tür. Serbest tüketici için tek sayaçtan ölçülen tüketim miktarı dikkate alınacaktır.
- **Madde 3** - Şehir içi doğal gaz dağıtım lisansı ihalesi sonucunda dağıtım lisansı sahibi olan tüzel kişilerin dağıtım bölgesinde uygulanacak serbest tüketici olma sınırına ilişkin olarak, lisans yürürlük tarihinden başlamak üzere ilk 5 yıllık sürenin dolmasından sonra, bu Kararın 1 inci ve 2 nci maddesi hükümleri geçerlidir.
- **Madde 4** - Tüketim miktarına bakılmaksızın, elektrik ve ısı enerjisi üreten kojenerasyon tesisi sahibi kişiler ve kullanıcı birlikleri serbest tüketici statüsündedir.

Şirket bünyesindeki her bir doğal gaz dağıtım şirketinin lisans süresi boyunca taşıma hizmeti kapsamında elde edecekleri gelirler, Tarife Metodolojisi'ne göre hesaplanan sistem kullanım bedellerinin taşıma hizmeti kapsamında taşınması beklenen gaz miktarı ile çarpılması suretiyle tahmin edilmiştir.

Abone Bağlantı Bedelleri Gelirleri: Abone bağlantı bedeli, sayaç dahil dağıtım şebekesinin abone iç tesisatına bağlantısı için gereken proje işçilik malzeme, kontrol ve onay harcamalarının abone başına düşen payını ifade eden abonelerden bir defaya mahsus olarak ve iade edilmemek üzere alınan sabit bedel olup bu bedel EPDK tarafından belirlenmektedir. 2022 yılı için uygulanacak abone bağlantı bedeli üst sınırı 1.158 TL olup, İNA modeli kapsamında oluşturulan projeksiyonlarda sonraki yıllar için ortalama TÜFE oranında artırılmıştır.

Münferit Bağlantı Bedelleri Gelirleri: Münferit bağlantı hattı bedeli, mal ve hizmet üretim amaçlı gaz kullanan müşteri için özel olarak çekilen ve sadece o müşteriye hizmet verecek bağlantı hattı bedeli anlamına gelmektedir. Şirket bünyesinde bulunan her bir doğal gaz dağıtım şirketi için Şirket'in öngördüğü münferit hat yatırım maliyetine Şirket tarafından belirlenen kâr marjı eklenmesi suretiyle münferit bağlantı gelirleri tahmin edilmiştir.

6.1.1.1.3. Giderlerin (Satışların Maliyeti + Faaliyet Giderleri) Projeksiyonu

Satılan Doğal Gaz Maliyeti: Doğal gaz alım maliyetleri, Şirket bünyesinde yer alan her bir doğal gaz dağıtım şirketi için Şirket öngörülleri dikkate alınarak tahmin edilen doğal gaz satış hacminin, birim doğal gaz alım fiyatı ile çarpılması suretiyle hesaplanmıştır. Şirket bünyesindeki doğal gaz dağıtım şirketleri doğal gazın tamamını BOTAŞ'tan almaktadır. BOTAŞ'tan doğal gaz satın alan dağıtım şirketleri için doğal gaz toptan satış fiyatları BOTAŞ'ın internet sitesinde (www.botas.gov.tr) yayımlanmaktadır. İNA modelinde birim doğal gaz fiyatları için 2022 yılında mevcut tarife dikkate alınırken, sonraki yıllar için yıllık ortalama TÜFE oranı ile artırılarak tahmin edilmiştir.

Personel Giderleri: Personel giderleri projeksiyonu, yıllık ortalama TÜFE oranı dikkate alınarak öngörülen birim personel giderlerinin tahmini personel sayısı ile çarpılması suretiyle hesaplanmıştır.

6.1.1.1.4. Net İşletme Sermayesi Projeksiyonu

Şirket bünyesindeki her bir doğal gaz dağıtım şirketinin geçmiş yıllardaki ortalama alacak tahsil süreleri, ortalama stok devir süreleri ve ticari borç ödeme süreleri incelenmiş olup, ilgili gelir tablosu kalemlerine dair tahminler de kullanılarak gelecek dönemlerdeki işletme sermayesi değişimi/ ihtiyacı tahmin edilmiştir.

6.1.1.1.5. Güvence Bedelleri Projeksiyonu

Şirket, dağıtım şirketlerinin alacaklarını garanti altına alabilmek amacıyla, müşterilerden sözleşmenin imzalanması sırasında bir defaya mahsus olmak üzere güvence bedeli almaktadır. Aboneliğin sonlandırılması halinde ise abonelere endekslenmiş bedelleri üzerinden iade edilmesi gerekmektedir.

Güvence bedelleri Şirket bünyesinde bulunan doğal gaz dağıtım şirketleri için gelir olmamakla birlikte nakit akışlarına olumlu katkıda bulunmaktadır. Güvence bedelleri kullanım alanlarına göre (soba, merkezi sistem, ocak, şofben) EPDK tarafından açıklanmaktadır. İNA çalışmasında Şirket bünyesindeki her bir doğal gaz dağıtım şirketi için güvence bedellerinin tahmini 2022 yılı için mevcut tarife üzerinden, diğer yıllar için ise mevcut tarifenin yıllık ortalama TÜFE oranı üzerinden artırılması suretiyle tahmin edilmiştir.

İNA çalışmasında, projeksiyon dönemi boyunca güvence bedellerindeki artış nakit akımlarına pozitif katkıda bulunmakla birlikte her bir doğal gaz dağıtım şirketinin lisans süresi sonunda enflasyona göre güncellenip lisans sonu varlık tabanından düşülmektedir.

6.1.1.1.6. Varlık Tabanı Projeksiyonu

Doğal gaz dağıtım şirketleri lisans sürelerinin sonunda lisanslarının yenilenmemesi durumunda sahip oldukları varlık tabanının bedelini geri almaktadır. İNA çalışmasında Şirket bünyesindeki her bir doğal gaz dağıtım şirketinin lisans süresi boyunca yaptığı yatırımlardan söz konusu yatırımların itfası için ayrılan tutarın düşülmesi sonucu hesaplanan varlık tabanı tutarları, güvence bedelleri düşüldükten sonra netleştirilerek tahmini nakit akımlarına eklenmiştir.

6.1.1.1.7. Yatırım Harcamaları Projeksiyonu

Şirket bünyesinde bulunan doğal gaz dağıtım şirketleri için sistem kullanım bedellerinin belirlenmesinde yer alan unsurların başında ilgili doğal gaz dağıtım şirketi tarafından yapılan ve yapılması planlanan yatırım harcamaları gelmektedir. Yatırım harcamaları, sistem kullanım bedellerinin en önemli unsuru olduğundan dikkatle tahmin edilmesi gerekmektedir. Şirket bünyesinde bulunan her bir doğal gaz dağıtım şirketi için lisans süreleri boyunca yapılması planlanan yatırım harcamaları Şirket öngörülleri dikkate alınarak tahmin edilmiştir.

6.1.1.1.8. Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti (AOSM)

UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri'nin 50.29. maddesi uyarınca, tahmini nakit akışlarını indirmek için kullanılan oranın, hem paranın zaman değerini hem de varlığın nakit akış türüyle ve gelecekteki faaliyetleriyle ilgili riskleri yansıtması gerekli görülmektedir. Bu doğrultuda İNA çalışmasında halka açık şirket yatırımcıları tarafından sıkça kullanılan Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti (AOSM) yöntemi kullanılmıştır. AOSM, "öz sermaye oranı x öz sermaye maliyeti (risksiz faiz oranı + beta x risk primi) + borçlanma oranı x vergi sonrası borçlanma maliyeti" şeklinde hesaplanmakta olup, bu hesaplamada kullanılan parametreler aşağıda yer almaktadır.

- **Risksiz faiz oranı:** TL bazlı İNA modeli kapsamında risksiz faiz oranı %19,3 olarak dikkate alınmış ve projeksiyon dönemi boyunca sabit tutulmuştur.
- **Risk primi:** Risk primi %5,5 düzeyinde sabit tutulmuştur.
- **Borçlanma maliyeti:** Şirket bünyesindeki doğal gaz dağıtım şirketlerinin lisans dönemleri boyunca risksiz faiz oranı üzerinden 2,5 puan borç primi ile borçlanacağı varsayılmaktadır.
- **Özsermaye Oranı:** Şirket bünyesindeki doğal gaz dağıtım şirketleri için özsermaye oranı %50 olarak dikkate alınmış ve lisans dönemleri boyunca sabit tutulmuştur.
- **Kurumlar vergisi oranı:** Kurumlar vergisi oranı %20 olarak dikkate alınmıştır.
- **Beta:** Şirket bünyesindeki doğal gaz dağıtım şirketleri için İNA modelinde Beta katsayısı 1,0x olarak dikkate alınmıştır.

AGIRLIKLI ORTALAMA SERMAYE MALİYETİ	2023T	2024T	2025T	2026T	2027T	2028T
Risksiz Faiz Oranı	19,3%	19,3%	19,3%	19,3%	19,3%	19,3%
Risk Primi	5,50%	5,50%	5,50%	5,50%	5,50%	5,50%
Beta	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Özsermaye Maliyeti	24,8%	24,8%	24,8%	24,8%	24,8%	24,8%
Borçlanma Maliyeti	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%
Borç primi	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Kurumlar Vergisi Oranı	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Vergi Sonrası Borçlanma Maliyeti	17,4%	17,4%	17,4%	17,4%	17,4%	17,4%
Özsermaye Oranı	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti	21,1%	21,1%	21,1%	21,1%	21,1%	21,1%

AGIRLIKLI ORTALAMA SERMAYE MALİYETİ	2029T	2030T	2031T	2032T	2033T	2034T
Risksiz Faiz Oranı	19,3%	19,3%	19,3%	19,3%	19,3%	19,3%
Risk Primi	5,50%	5,50%	5,50%	5,50%	5,50%	5,50%
Beta	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Özsermaye Maliyeti	24,8%	24,8%	24,8%	24,8%	24,8%	24,8%
Borçlanma Maliyeti	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%
Borç primi	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Kurumlar Vergisi Oranı	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Vergi Sonrası Borçlanma Maliyeti	17,4%	17,4%	17,4%	17,4%	17,4%	17,4%
Özsermaye Oranı	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti	21,1%	21,1%	21,1%	21,1%	21,1%	21,1%

Kaynak: Vakıf Yatırım

6.2. Değerleme Sonucu

Şirket bünyesinde yer alan her bir doğal gaz dağıtım şirketinin lisans dönemleri boyunca nakit akışı yaratacağı, lisans döneminin bitişinin ardından ise lisanslarının yenilenmeyeceği varsayılmıştır. Yapılan İNA çalışması sonucunda Şirket'in sahibi olduğu Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin doğal gaz şebekesi ve alt yapı yatırımlarının 31.12.2022 itibarıyla toplam değeri tahmin edilmeye çalışılmıştır.

Şirket'in lisans dönemi sonuna kadar gelir yaklaşımı uygulanarak elde edilen değerleme sonuçlarına göre Ahlatıcı Doğal Gaz'ın sahip olduğu doğal gaz dağıtım hakkının gerçeğe uygun değerinin baz senaryoya göre 10.559.516.863 TL olmak üzere 9.750.308.644 - 11.483.990.254 TL aralığında olduğu tahmin edilmektedir. Tahmini değer aralığına baz teşkil eden düşük ve yüksek değerler Risksiz Faiz Oranı için +/- 200 baz puan değişime göre hesaplanmıştır

Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri	Oran	Doğal Gaz Şebekesi Değeri
Enerya Aksaray Gaz Dağıtım A.Ş.	%100,00	665.989.117
Enerya Aydın Gaz Dağıtım A.Ş.	%100,00	1.743.789.452
Enerya Erzincan Gaz Dağıtım A.Ş.	%100,00	540.167.735
Enerya Konya Gaz Dağıtım A.Ş.	%100,00	2.830.891.587
Enerya Kapadokya Gaz Dağıtım A.Ş.	%100,00	844.737.508
Enerya Karaman Gaz Dağıtım A.Ş.	%100,00	219.340.062
Enerya Denizli Gaz Dağıtım A.Ş.	%100,00	1.160.107.738
Enerya Ereğli Gaz Dağıtım A.Ş.	%100,00	225.123.047
Enerya Antalya Gaz Dağıtım A.Ş.	%100,00	2.329.370.618
Doğal Gaz Şebekelerinin Değerleri Toplamı		10.559.516.863

Kaynak: Vakıf Yatırım

Duyarlılık analizi		
Risksiz faiz oranı	17,3%	11.483.990.254
	19,3%	10.559.516.863
	21,3%	9.750.308.644

Kaynak: Vakıf Yatırım

AYDIN - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL)	2023T	2024T	2025T	2026T	2027T	2028T
Hasılat	2.054.997.371	2.802.856.244	3.480.868.167	4.110.468.221	5.299.533.089	6.370.316.463
SMM+Faaliyet Giderleri	-1.858.133.045	-2.527.780.005	-3.128.373.381	-3.706.679.076	-4.964.904.190	-5.935.905.308
FVÖK	196.864.326	275.076.238	352.494.787	403.789.144	334.628.899	434.411.155
FVÖK Marjı	9,6%	9,8%	10,1%	9,8%	6,3%	6,8%
+ Amortisman	33.505.504	35.747.193	39.548.620	43.600.466	50.535.618	56.845.342
FAVÖK	230.369.829	310.823.432	392.043.407	447.389.611	385.164.518	491.256.497
FAVÖK Marjı	11,2%	11,1%	11,3%	10,9%	7,3%	7,7%
Vergi	-39.372.865	-55.015.248	-70.498.957	-80.757.829	-66.925.780	-86.882.231
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	-10.336.662	-37.816.366	-32.489.387	-35.532.775	-107.970.938	-56.901.012
Yatırım harcamaları	-71.941.794	-61.164.112	-103.721.294	-110.553.916	-189.224.439	-172.159.730
Satışlara oranı	-3,5%	-2,2%	-3,0%	-2,7%	-3,6%	-2,7%
Güvence bedelleri değişimi	23.573.757	28.310.129	37.547.556	31.234.297	60.939.231	77.469.896
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	0	0	0	0	0
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	152.965.590	260.770.568	287.860.099	322.844.938	297.924.468	366.585.445
İskonto faktörü	0,91	0,75	0,62	0,51	0,42	0,35
İskonto edilmiş nakit akımları	139.100.214	195.681.051	178.342.894	165.140.068	125.819.741	127.753.845

AYDIN - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL) - Devamı	2029T	2030T	2031T	2032T	2033T	2034T
Hasılat	7.598.359.351	9.046.754.411	10.843.216.295	11.934.442.388	13.394.819.172	15.175.409.360
SMM+Faaliyet Giderleri	-7.070.532.242	-8.405.223.415	-10.030.695.117	-11.351.921.856	-12.754.808.349	-14.403.819.127
FVÖK	527.827.110	641.530.996	812.521.178	582.520.533	640.010.823	771.590.233
FVÖK Marjı	6,9%	7,1%	7,5%	4,9%	4,8%	5,1%
+ Amortisman	64.347.366	74.624.921	82.309.530	93.488.111	102.606.376	112.051.649
FAVÖK	592.174.476	716.155.916	894.830.708	676.008.644	742.617.198	883.641.882
FAVÖK Marjı	7,8%	7,9%	8,3%	5,7%	5,5%	5,8%
Vergi	-105.565.422	-128.306.199	-162.504.236	-116.504.107	-128.002.165	-154.318.047
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	-70.508.768	-82.050.881	-95.570.203	-137.319.716	-95.467.107	-101.499.683
Yatırım harcamaları	-204.691.433	-280.421.310	-209.673.241	-305.005.682	-248.790.283	-257.712.644
Satışlara oranı	-2,7%	-3,1%	-1,9%	-2,6%	-1,9%	-1,7%
Güvence bedelleri değişimi	81.401.226	87.811.650	109.342.285	109.505.686	103.429.119	133.142.727
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	0	0	0	0	0
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	433.827.614	477.290.938	727.565.718	501.324.257	564.720.977	706.253.601
İskonto faktörü	0,29	0,24	0,20	0,16	0,13	0,11
İskonto edilmiş nakit akımları	124.824.575	113.383.597	142.699.813	81.138.326	75.461.491	77.917.727

AYDIN - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL) - Devamı	2035T	2036T	2037T	2038T	2039T
Hasılat	17.141.042.427	19.375.544.145	21.546.171.729	24.248.987.676	
SMM+Faaliyet Giderleri	-16.251.627.275	-18.344.197.837	-20.687.511.240	-23.261.006.747	
FVÖK	889.415.152	1.031.346.309	858.660.489	987.980.930	
<i>FVÖK Marjı</i>	5,2%	5,3%	4,0%	4,1%	
+ Amortisman	122.127.935	134.190.628	182.548.396	193.749.491	
FAVÖK	1.011.543.088	1.165.536.937	1.041.208.885	1.181.730.421	
<i>FAVÖK Marjı</i>	5,9%	6,0%	4,8%	4,9%	
Vergi	-177.883.030	-206.269.262	-171.732.098	-197.596.186	
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	-118.786.845	-132.801.746	-196.222.725	-171.714.699	
Yatırım harcamaları	-274.929.758	-329.128.501	-1.319.433.399	-305.619.964	
<i>Satışlara oranı</i>	-1,6%	-1,7%	-6,1%	-1,3%	
Güvence bedelleri değişimi	147.095.220	167.502.786	176.663.606	193.875.447	
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	0	0	0	-166.083.765
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	824.612.364	930.443.705	-77.070.281	1.044.104.418	-166.083.765
İskonto faktörü	0,09	0,08	0,06	0,05	0,05
İskonto edilmiş nakit akımları	75.112.044	69.936.838	-4.782.852	53.496.836	-8.280.488
İndirgenmiş nakit akımları toplamı	1.732.745.720				
Net işletme sermayesi (2021)	-11.043.732				
Aydın Doğal Gaz Şebekesi Değeri	1.743.789.452				

ERZİNCAN - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL)	2023T	2024T	2025T	2026T	2027T	2028T
Hasılat	621.049.666	849.016.917	1.034.962.571	1.208.304.564	1.326.805.246	1.555.092.630
SMM+Faaliyet Giderleri	-528.342.087	-713.889.648	-866.784.487	-1.008.562.933	-1.234.890.780	-1.445.334.746
FVÖK	92.707.579	135.127.268	168.178.084	199.741.631	91.914.466	109.757.884
FVÖK Marjı	14,9%	15,9%	16,2%	16,5%	6,9%	7,1%
+ Amortisman	15.064.297	15.229.036	15.615.745	15.882.402	20.352.634	24.807.521
FAVÖK	107.771.876	150.356.304	183.793.829	215.624.033	112.267.100	134.565.406
FAVÖK Marjı	17,4%	17,7%	17,8%	17,8%	8,5%	8,7%
Vergi	-18.541.516	-27.025.454	-33.635.617	-39.948.326	-18.382.893	-21.951.577
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	30.422.508	-7.919.184	-6.302.692	-5.815.958	-47.650.625	-14.755.214
Yatırım harcamaları	-9.901.880	-4.051.670	-9.510.907	-6.558.303	-109.943.073	-109.565.692
Satışlara oranı	-1,6%	-0,5%	-0,9%	-0,5%	-8,3%	-7,0%
Güvence bedelleri değişimi	2.735.933	2.776.890	3.009.782	3.259.427	5.698.405	6.576.988
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	0	0	0	0	0
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	51.641.905	129.975.255	149.959.779	178.192.789	37.290.163	24.380.339
İskonto faktörü	0,91	0,75	0,62	0,51	0,42	0,35
İskonto edilmiş nakit akımları	46.960.889	97.532.842	92.907.149	91.148.306	15.748.417	8.496.470

ERZİNCAN - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL) - Devamı	2029T	2030T	2031T	2032T	2033T	2034T
Hasılat	1.823.411.903	2.151.275.555	2.521.848.676	2.883.270.370	3.362.858.059	3.917.568.881
SMM+Faaliyet Giderleri	-1.691.338.015	-1.990.449.691	-2.331.067.763	-2.725.590.341	-3.173.617.766	-3.689.962.250
FVÖK	132.073.887	160.825.863	190.780.912	157.680.029	189.240.293	227.606.631
FVÖK Marjı	7,2%	7,5%	7,6%	5,5%	5,6%	5,8%
+ Amortisman	28.816.905	34.559.610	39.654.458	44.271.204	47.650.712	51.240.065
FAVÖK	160.890.792	195.385.473	230.435.370	201.951.233	236.891.005	278.846.696
FAVÖK Marjı	8,8%	9,1%	9,1%	7,0%	7,0%	7,1%
Vergi	-26.414.777	-32.165.173	-38.156.182	-31.536.006	-37.848.059	-45.521.326
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	-17.364.023	-20.466.432	-24.587.161	-45.900.653	-35.643.473	-40.785.905
Yatırım harcamaları	-98.608.748	-141.238.895	-125.305.196	-113.546.521	-83.117.278	-88.278.313
Satışlara oranı	-5,4%	-6,6%	-5,0%	-3,9%	-2,5%	-2,3%
Güvence bedelleri değişimi	7.473.934	9.823.896	9.619.581	10.281.474	9.939.132	10.321.058
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	0	0	0	0	0
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	60.705.224	52.271.733	101.180.734	113.050.833	161.508.274	196.154.020
İskonto faktörü	0,29	0,24	0,20	0,16	0,13	0,11
İskonto edilmiş nakit akımları	17.466.624	12.417.494	19.844.904	18.297.051	21.581.729	21.640.775

ERZİNCAN - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL) - Devamı			
	2035T	2036T	2037T
Hasılat	4.560.022.075	5.311.302.650	
SMM+Faaliyet Giderleri	-4.286.954.313	-4.983.418.282	
FVÖK	273.067.762	327.884.368	
FVÖK Marjı	6,0%	6,2%	
+ Amortisman	55.115.250	59.467.934	
FAVÖK	328.183.012	387.352.302	
FAVÖK Marjı	7,2%	7,3%	
Vergi	-54.613.552	-65.576.874	
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	-47.079.567	-54.640.049	
Yatırım harcamaları	-95.308.197	-107.052.048	
Satışlara oranı	-2,1%	-2,0%	
Güvence bedelleri değişimi	10.979.941	12.395.417	
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	0	220.903.068
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	236.320.771	281.758.846	220.903.068
İskonto faktörü	0,09	0,08	0,07
İskonto edilmiş nakit akımları	21.525.916	21.178.415	16.301.893
İndirgenmiş nakit akımları toplamı	523.048.872		
Net işletme sermayesi (2021)	-17.118.863		
Erzincan Doğal Gaz Şebekesi Değeri	540.167.735		

KONYA - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL)	2023T	2024T	2025T	2026T	2027T	2028T
Hasılat	4.957.753.781	6.745.403.239	8.246.957.761	9.571.194.928	12.698.801.801	15.071.776.067
SMM+Faaliyet Giderleri	-4.437.902.753	-6.028.082.426	-7.382.387.124	-8.555.186.885	-12.006.564.403	-14.243.906.487
FVÖK	519.851.028	717.320.813	864.570.636	1.016.008.043	692.237.398	827.869.580
FVÖK Marjı	10,5%	10,6%	10,5%	10,6%	5,5%	5,5%
+ Amortisman	67.019.911	77.835.805	88.592.447	96.639.752	111.839.926	127.314.028
FAVÖK	586.870.939	795.156.618	953.163.083	1.112.647.795	804.077.325	955.183.607
FAVÖK Marjı	11,8%	11,8%	11,6%	11,6%	6,3%	6,3%
Vergi	-103.970.206	-143.464.163	-172.914.127	-203.201.609	-138.447.480	-165.573.916
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	-121.383.181	30.964.209	20.603.780	23.623.650	-144.699.048	194.220
Yatırım harcamaları	-174.499.320	-241.812.952	-240.488.265	-179.915.093	-339.833.143	-345.957.378
Satışlara oranı	-3,5%	-3,6%	-2,9%	-1,9%	-2,7%	-2,3%
Güvence bedelleri değişimi	44.846.325	56.754.951	52.632.484	61.911.741	98.806.073	101.499.522
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	0	0	0	0	0
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	474.630.919	435.670.245	571.789.395	767.819.184	569.301.823	544.957.615
İskonto faktörü	0,91	0,75	0,62	0,51	0,42	0,35
İskonto edilmiş nakit akımları	431.608.589	326.924.977	354.250.470	392.751.123	240.428.081	189.915.972

KONYA - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL) - Devamı	2029T	2030T	2031T	2032T	2033T	2034T
Hasılat	17.829.280.276	21.068.803.964	24.884.724.996	27.803.704.912	31.582.296.953	
SMM+Faaliyet Giderleri	-16.838.804.825	-19.877.007.557	-23.448.172.123	-26.646.380.239	-30.257.200.687	
FVÖK	990.475.451	1.191.796.407	1.436.552.873	1.157.324.674	1.325.096.266	
FVÖK Marjı	5,6%	5,7%	5,8%	4,2%	4,2%	
+ Amortisman	143.245.658	160.879.922	179.824.978	201.836.698	224.811.611	
FAVÖK	1.133.721.109	1.352.676.329	1.616.377.851	1.359.161.371	1.549.907.877	
FAVÖK Marjı	6,4%	6,4%	6,5%	4,9%	4,9%	
Vergi	-198.095.090	-238.359.281	-287.310.575	-231.464.935	-265.019.253	
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	582.636	2.746.534	4.299.948	-122.706.029	-13.497.329	
Yatırım harcamaları	-356.186.442	-394.252.543	-423.558.148	-492.120.134	-513.654.429	
Satışlara oranı	-2,0%	-1,9%	-1,7%	-1,8%	-1,6%	
Güvence bedelleri değişimi	105.135.911	113.710.408	125.580.091	139.734.402	155.476.908	
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	0	0	0	0	1.227.585.129
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	683.992.852	831.028.380	1.026.789.272	898.016.733	940.208.432	1.227.585.129
İskonto faktörü	0,29	0,24	0,20	0,16	0,13	0,12
İskonto edilmiş nakit akımları	196.804.246	197.416.248	201.387.495	145.342.209	125.636.435	150.980.505
İndirgenmiş nakit akımları toplamı	2.953.446.350					
Net işletme sermayesi (2021)	122.554.763					
Konya Doğal Gaz Şebekesi Değeri	2.830.891.587					

KAPADOKYA - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL) - Devamı	2029T	2030T	2031T	2032T	2033T	2034T
Hasılat	5.188.006.513	6.138.110.306	7.204.368.179	8.220.102.604	9.602.127.351	11.187.634.301
SMM+Faaliyet Giderleri	-4.872.764.235	-5.757.784.123	-6.757.362.912	-7.908.445.092	-9.230.452.412	-10.745.554.589
FVÖK	315.242.277	380.326.183	447.005.267	311.657.511	371.674.938	442.079.713
FVÖK Marjı	6,1%	6,2%	6,2%	3,8%	3,9%	4,0%
+ Amortisman	50.650.528	56.796.301	62.785.688	68.997.768	75.251.965	81.272.824
FAVÖK	365.892.806	437.122.484	509.790.955	380.655.279	446.926.904	523.352.537
FAVÖK Marjı	7,1%	7,1%	7,1%	4,6%	4,7%	4,7%
Vergi	-63.048.455	-76.065.237	-89.401.053	-62.331.502	-74.334.988	-88.415.943
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	-22.374.616	-25.983.519	-31.196.727	-80.987.486	-47.994.532	-55.150.580
Yatırım harcamaları	-128.324.806	-143.839.752	-140.179.616	-145.391.649	-146.377.392	-140.916.194
Satışlara oranı	-2,5%	-2,3%	-1,9%	-1,8%	-1,5%	-1,3%
Güvence bedelleri değişimi	32.618.855	34.898.620	32.302.518	32.894.461	33.183.750	33.223.956
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	0	0	0	0	0
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	229.513.015	278.099.633	343.709.531	286.814.075	307.392.806	382.394.937
İskonto faktörü	0,29	0,24	0,20	0,16	0,13	0,11
İskonto edilmiş nakit akımları	66.037.439	66.064.394	67.412.860	46.420.283	41.075.718	42.187.883

KAPADOKYA - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL) - Devamı		
	2035T	2036T
Hasılat	13.033.359.861	
SMM+Faaliyet Giderleri	-12.503.342.429	
FVÖK	530.017.432	
FVÖK Marjı	4,1%	
+ Amortisman	87.596.864	
FAVÖK	617.614.296	
FAVÖK Marjı	4,7%	
Vergi	-106.003.486	
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	-63.030.436	
Yatırım harcamaları	-148.012.031	
Satışlara oranı	-1,1%	
Güvence bedelleri değişimi	36.005.646	
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	640.033.909
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	462.634.860	640.033.909
İskonto faktörü	0,09	0,09
İskonto edilmiş nakit akımları	42.140.346	55.579.643
İndirgenmiş nakit akımları toplamı	829.471.505	
Net işletme sermayesi (2021)	-15.266.003	
Kapadokya Doğal Gaz Şebekesi Değeri	844.737.508	

KARAMAN - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL)	2023T	2024T	2025T	2026T	2027T	2028T
Hasılat	788.354.143	1.026.997.134	1.233.805.820	1.409.261.001	1.778.933.808	2.083.747.955
SMM+Faaliyet Giderleri	-720.335.953	-936.033.320	-1.122.665.910	-1.280.566.804	-1.708.698.451	-1.996.635.711
FVÖK	68.018.190	90.963.813	111.139.910	128.694.197	70.235.357	87.112.244
FVÖK Marjı	8,6%	8,9%	9,0%	9,1%	3,9%	4,2%
+ Amortisman	9.003.825	10.206.398	10.671.679	11.136.628	13.232.161	15.794.393
FAVÖK	77.022.015	101.170.212	121.811.589	139.830.826	83.467.517	102.906.637
FAVÖK Marjı	9,8%	9,9%	9,9%	9,9%	4,7%	4,9%
Vergi	-13.603.638	-18.192.763	-22.227.982	-25.738.839	-14.047.071	-17.422.449
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	20.783.366	12.881.503	10.964.307	9.384.398	-1.273.255	13.256.190
Yatırım harcamaları	-8.562.491	-28.664.510	-11.090.417	-11.082.519	-49.949.041	-61.073.292
Satışlara oranı	-1,1%	-2,8%	-0,9%	-0,8%	-2,8%	-2,9%
Güvence bedelleri değişimi	2.961.688	4.289.317	4.768.926	5.400.626	9.637.535	11.856.022
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	0	0	0	0	0
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	37.034.207	45.720.753	82.297.808	99.025.695	30.382.195	23.010.729
İskonto faktörü	0,91	0,75	0,62	0,51	0,42	0,35
İskonto edilmiş nakit akımları	33.677.288	34.308.646	50.987.370	50.653.140	12.831.037	8.019.165

KARAMAN - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL) - Devamı	2029T	2030T	2031T	2032T	2033T	2034T
Hasılat	2.435.061.861	2.852.556.163	3.319.218.045	3.786.067.847	4.392.063.876	5.055.992.772
SMM+Faaliyet Giderleri	-2.331.112.512	-2.725.682.474	-3.170.737.348	-3.677.399.313	-4.261.261.686	-4.906.591.791
FVÖK	103.949.349	126.873.688	148.480.697	108.668.534	130.802.190	149.400.982
FVÖK Marjı	4,3%	4,4%	4,5%	2,9%	3,0%	3,0%
+ Amortisman	19.123.027	22.767.465	25.422.954	28.383.256	31.499.161	33.766.499
FAVÖK	123.072.376	149.641.154	173.903.651	137.051.790	162.301.351	183.167.481
FAVÖK Marjı	5,1%	5,2%	5,2%	3,6%	3,7%	3,6%
Vergi	-20.789.870	-25.374.738	-29.696.139	-21.733.707	-26.160.438	-29.880.196
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	14.751.823	18.029.617	18.933.170	5.865.279	23.108.300	23.787.235
Yatırım harcamaları	-79.341.214	-86.868.706	-63.296.153	-70.561.645	-74.270.625	-54.044.184
Satışlara oranı	-3,3%	-3,0%	-1,9%	-1,9%	-1,7%	-1,1%
Güvence bedelleri değişimi	12.688.774	14.974.895	13.827.071	13.256.193	13.985.145	10.385.862
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	0	0	0	0	0
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	20.878.244	34.342.988	75.805.260	52.147.352	52.747.134	85.841.727
İskonto faktörü	0,29	0,24	0,20	0,16	0,13	0,11
İskonto edilmiş nakit akımları	6.007.266	8.158.402	14.867.930	8.439.944	7.048.397	9.470.525

KARAMAN - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL) - Devamı			
	2035T	2036T	2037T
Hasılat	5.830.003.545	6.724.156.261	
SMM+Faaliyet Giderleri	-5.650.086.560	-6.507.942.111	
FVÖK	179.916.985	216.214.150	
FVÖK Marjı	3,1%	3,2%	
+ Amortisman	36.200.193	38.786.687	
FAVÖK	216.117.178	255.000.837	
FAVÖK Marjı	3,7%	3,8%	
Vergi	-35.983.397	-43.242.830	
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	29.493.615	34.163.713	
Yatırım harcamaları	-58.009.464	-61.651.583	
Satışlara oranı	-1,0%	-0,9%	
Güvence bedelleri değişimi	11.401.268	12.706.102	
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	0	-188.751.411
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	104.031.970	128.648.813	-188.751.411
İskonto faktörü	0,09	0,08	0,07
İskonto edilmiş nakit akımları	9.476.033	9.669.893	-14.083.619
İndirgenmiş nakit akımları toplamı	249.531.417		
Net işletme sermayesi (2021)	30.191.355		
Karaman Doğal Gaz Şebekesi Değeri	219.340.062		

DENİZLİ - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL)	2023T	2024T	2025T	2026T	2027T	2028T
Hasılat	2.770.924.404	3.586.136.761	4.190.945.240	4.681.557.501	7.043.967.410	8.196.382.332
SMM+Faaliyet Giderleri	-2.513.580.244	-3.251.940.095	-3.813.767.091	-4.262.328.303	-6.680.199.256	-7.761.254.982
FVÖK	257.344.160	334.196.666	377.178.149	419.229.199	363.768.154	435.127.350
FVÖK Marjı	9,3%	9,3%	9,0%	9,0%	5,2%	5,3%
+ Amortisman	37.007.647	42.474.181	46.389.408	50.912.912	58.138.343	67.952.226
FAVÖK	294.351.807	376.670.847	423.567.557	470.142.111	421.906.497	503.079.576
FAVÖK Marjı	10,6%	10,5%	10,1%	10,0%	6,0%	6,1%
Vergi	-51.468.832	-66.839.333	-75.435.630	-83.845.840	-72.753.631	-87.025.470
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	-26.259.407	37.048.687	24.846.208	22.514.227	24.826.451	39.539.936
Yatırım harcamaları	-107.755.745	-136.283.368	-97.608.520	-112.773.177	-180.133.540	-244.664.901
Satışlara oranı	-3,9%	-3,8%	-2,3%	-2,4%	-2,6%	-3,0%
Güvence bedelleri değişimi	25.326.934	32.205.554	28.633.139	32.875.279	31.618.460	36.296.113
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	0	0	0	0	0
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	186.713.571	168.705.013	254.310.338	283.884.146	175.811.336	168.145.382
İskonto faktörü	0,91	0,75	0,62	0,51	0,42	0,35
İskonto edilmiş nakit akımları	169.789.151	126.595.477	157.557.236	145.211.033	74.248.808	58.598.123

DENİZLİ - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL) - Devamı	2029T	2030T	2031T	2032T	2033T	2034T
Hasılat	9.503.764.184	11.012.009.061	12.738.197.962	14.401.325.196	16.648.926.333	19.240.650.342
SMM+Faaliyet Giderleri	-8.994.832.194	-10.409.702.207	-12.029.045.469	-13.885.124.916	-16.029.705.108	-18.502.132.727
FVÖK	508.931.990	602.306.854	709.152.494	516.200.279	619.221.225	738.517.615
FVÖK Marjı	5,4%	5,5%	5,6%	3,6%	3,7%	3,8%
+ Amortisman	77.946.799	85.751.587	93.899.867	101.853.304	109.928.604	118.803.232
FAVÖK	586.878.790	688.058.441	803.052.360	618.053.583	729.149.830	857.320.847
FAVÖK Marjı	6,2%	6,2%	6,3%	4,3%	4,4%	4,5%
Vergi	-101.786.398	-120.461.371	-141.830.499	-103.240.056	-123.844.245	-147.703.523
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	42.900.511	50.285.503	57.171.653	-9.779.395	65.430.393	75.137.668
Yatırım harcamaları	-249.169.601	-194.577.169	-203.140.611	-198.283.080	-201.321.196	-221.248.808
Satışlara oranı	-2,6%	-1,8%	-1,6%	-1,4%	-1,2%	-1,1%
Güvence bedelleri değişimi	35.623.582	37.010.844	37.292.387	38.335.515	42.514.486	46.037.197
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	0	0	0	0	0
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	228.645.862	359.745.241	438.201.985	364.645.358	381.068.481	459.268.045
İskonto faktörü	0,29	0,24	0,20	0,16	0,13	0,11
İskonto edilmiş nakit akımları	65.787.934	85.459.844	85.945.970	59.017.120	50.920.715	50.668.941

DENİZLİ - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL) - Devamı		
	2035T	2036T
Hasılat	22.236.253.032	
SMM+Faaliyet Giderleri	-21.357.137.794	
FVÖK	879.115.239	
FVÖK Marjı	4,0%	
+ Amortisman	129.432.328	
FAVÖK	1.008.547.567	
FAVÖK Marjı	4,5%	
Vergi	-175.823.048	
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	87.148.998	
Yatırım harcamaları	-264.988.566	
Satışlara oranı	-1,2%	
Güvence bedelleri değişimi	50.528.381	
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	901.364.634
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	531.115.336	901.364.634
İskonto faktörü	0,09	0,08
İskonto edilmiş nakit akımları	48.378.075	72.726.866
İndirgenmiş nakit akımları toplamı	1.250.905.295	
Net işletme sermayesi (2021)	90.797.557	
Denizli Doğal Gaz Şebekesi Değeri	1.160.107.738	

EREĞLİ - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL) - Devamı	2029T	2030T	2031T	2032T	2033T	2034T
Hasılat	1.724.769.749	1.979.428.221	2.274.631.822	2.570.987.173	2.949.381.662	
SMM+Faaliyet Giderleri	-1.638.018.591	-1.878.997.582	-2.155.699.742	-2.471.506.042	-2.831.462.710	
FVÖK	86.751.159	100.430.639	118.932.080	99.481.131	117.918.952	
FVÖK Marjı	5,0%	5,1%	5,2%	3,9%	4,0%	
+ Amortisman	15.938.752	17.091.983	18.415.085	19.798.777	21.027.299	
FAVÖK	102.689.911	117.522.622	137.347.165	119.279.908	138.946.251	
FAVÖK Marjı	6,0%	5,9%	6,0%	4,6%	4,7%	
Vergi	-17.350.232	-20.086.128	-23.786.416	-19.896.226	-23.583.790	
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	3.026.874	2.848.014	3.828.664	-4.376.691	3.575.657	
Yatırım harcamaları	-47.396.199	-26.251.750	-30.118.612	-31.497.887	-27.965.639	
Satışlara oranı	-2,7%	-1,3%	-1,3%	-1,2%	-0,9%	
Güvence bedelleri değişimi	4.182.911	3.089.619	3.382.481	3.412.645	3.414.953	
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	0	0	0	0	303.029.881
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	39.099.517	71.426.350	82.995.954	75.675.131	87.236.117	303.029.881
İskonto faktörü	0,29	0,24	0,20	0,16	0,13	0,11
İskonto edilmiş nakit akımları	11.250.046	16.967.798	16.278.264	12.247.868	11.657.027	33.572.599
İndirgenmiş nakit akımları toplamı	234.430.454					
Net işletme sermayesi (2021)	9.307.407					
Ereğli Doğal Gaz Şebekesi Değeri	225.123.047					

ANTALYA - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL)	2023T	2024T	2025T	2026T	2027T	2028T
Hasılat	1.637.419.080	2.125.748.991	2.502.783.140	2.892.486.129	4.720.462.178	5.915.586.756
SMM+Faaliyet Giderleri	-1.339.899.449	-1.727.710.257	-2.032.468.542	-2.314.027.122	-4.166.109.445	-5.184.764.468
FVÖK	297.519.631	398.038.734	470.314.598	578.459.007	554.352.733	730.822.288
FVÖK Marjı	18,2%	18,7%	18,8%	20,0%	11,7%	12,4%
+ Amortisman	52.143.108	57.794.894	63.159.603	75.666.066	86.698.490	96.592.750
FAVÖK	349.662.739	455.833.628	533.474.201	654.125.074	641.051.223	827.415.037
FAVÖK Marjı	21,4%	21,4%	21,3%	22,6%	13,6%	14,0%
Vergi	-59.503.926	-79.607.747	-94.062.920	-115.691.801	-110.870.547	-146.164.458
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	25.556.295	2.378.170	1.280.294	11.289.490	-114.650.752	-22.046.751
Yatırım harcamaları	-85.059.149	-139.135.190	-132.067.974	-307.883.092	-271.595.292	-243.576.072
Satışlara oranı	-5,2%	-6,5%	-5,3%	-10,6%	-5,8%	-4,1%
Güvence bedelleri değişimi	32.138.677	45.296.620	53.476.811	92.791.849	133.039.973	163.584.568
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	0	0	0	0	0
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	211.682.046	280.009.141	359.539.825	312.052.539	506.276.109	623.305.827
İskonto faktörü	0,91	0,75	0,62	0,51	0,42	0,35
İskonto edilmiş nakit akımları	192.494.390	210.117.590	222.751.861	159.619.592	213.811.002	217.220.071

ANTALYA - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL) - Devamı						
	2029T	2030T	2031T	2032T	2033T	2034T
Hasılat	7.329.063.913	8.989.632.859	10.964.505.005	12.558.441.431	15.337.841.953	18.428.509.687
SMM+Faaliyet Giderleri	-6.416.265.092	-7.875.570.197	-9.603.839.232	-11.711.982.026	-14.281.419.605	-17.220.796.313
FVÖK	912.798.821	1.114.062.662	1.360.665.773	846.459.404	1.056.422.348	1.207.713.373
FVÖK Marjı	12,5%	12,4%	12,4%	6,7%	6,9%	6,6%
+ Amortisman	107.077.476	121.981.434	136.870.583	149.151.014	162.748.391	182.439.987
FAVÖK	1.019.876.298	1.236.044.096	1.497.536.356	995.610.418	1.219.170.738	1.390.153.360
FAVÖK Marjı	13,9%	13,7%	13,7%	7,9%	7,9%	7,5%
Vergi	-182.559.764	-222.812.532	-272.133.155	-169.291.881	-211.284.470	-241.542.675
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	-33.072.536	-41.496.844	-48.595.535	-211.984.186	-104.432.956	-135.320.863
Yatırım harcamaları	-258.112.147	-366.904.400	-366.539.850	-302.318.643	-334.739.095	-484.766.107
Satışlara oranı	-3,5%	-4,1%	-3,3%	-2,4%	-2,2%	-2,6%
Güvence bedelleri değişimi	181.190.460	190.788.879	203.752.007	237.976.372	275.591.119	265.790.644
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	0	0	0	0	0
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	793.467.382	878.612.887	1.111.210.893	973.960.453	1.053.171.248	1.064.956.086
İskonto faktörü	0,29	0,24	0,20	0,16	0,13	0,11
İskonto edilmiş nakit akımları	228.303.190	208.720.261	217.945.380	157.633.548	140.731.222	117.491.731

ANTALYA - İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI (TL) - Devamı			
	2035T	2036T	2037T
Hasılat	22.400.441.547	27.050.514.011	
SMM+Faaliyet Giderleri	-20.864.835.731	-25.198.601.634	
FVÖK	1.535.605.816	1.851.912.377	
FVÖK Marjı	6,9%	6,8%	
+ Amortisman	199.860.142	219.560.172	
FAVÖK	1.735.465.958	2.071.472.549	
FAVÖK Marjı	7,7%	7,7%	
Vergi	-307.121.163	-370.382.475	
+/- Çalışma Sermayesindeki Değişim	-144.318.757	-186.297.323	
Yatırım harcamaları	-428.847.942	-484.973.716	
Satışlara oranı	-1,9%	-1,8%	
Güvence bedelleri değişimi	332.176.710	362.890.277	
İmtiyaz dönemi sonu varlık tabanı geri ödemesi (güvence bedelleri geri ödemesi sonrası)	0	0	-3.471.368.494
Firmaya Yönelik Serbest Nakit Akımları	1.475.992.320	1.765.303.957	-3.471.368.494
İskonto faktörü	0,09	0,08	0,07
İskonto edilmiş nakit akımları	134.444.747	132.689.141	-247.061.905
İndirgenmiş nakit akımları toplamı	2.306.911.820		
Net işletme sermayesi (2021)	-22.458.798		
Antalya Doğal Gaz Şebekesi Değeri	2.329.370.618		

7. Ekler

7.1. EK - 1 - Değerleme Raporu Sorumluluk Beyanı

SERMAYE PİYASASI KURULU BAŞKANLIĞI'NA
Eskişehir Yolu 8. Km No:156
06530 Ankara

20.03.2023

Değerleme Raporu Sorumluluk Beyanı

Kurul Karar Organı'nın 11.04.2019 tarih ve 21/500 sayılı kararı uyarınca Sermaye Piyasası Kurulu'nun 11.04.2019 tarih ve 2019/19 sayılı bülteninde ilan edilen duyuruya istinaden;

"Gayrimenkul Dışındaki Varlıkların Sermaye Piyasası Mevzuatı Kapsamındaki Değerlemelerinde Uyulacak Esaslar başlığının F maddesinin 9. maddesi" çerçevesinde verdiğimiz bu beyan ile Sermaye Piyasası Kurulu'nun kararında belirtilen niteliklere sahip olduğumuzu ve bağımsızlık ilkelerine uyduğumuzu, 20.03.2023 tarihli Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. Değerleme Raporumuzda yer alan bilgilerin, sahip olduğumuz tüm bilgiler çerçevesinde, gerçeğe uygun olduğunu ve bu bilgilerin anlamını değiştirecek nitelikte bir eksiklik bulunmaması için her türlü özenin gösterilmiş olduğunu beyan ederiz.

Saygılarımızla,
Vakıf Yatırım Menkul Değerler A.Ş.

VAKIF YATIRIM MENKUL DEĞERLER A.Ş.
Atatürk Mah. Etiler Cad. Park Maya Sitesi
F2A Blok No:18 Beşiktaş 34335 İSTANBUL
Tic. Sic. No: 272333 Tic. Sic. No: 35777 Fax: 0(212) 352 36 20
www.vakifyatirim.com.tr
İstanbul Ticaret Sicil No: 357228
Bogazici Kurumlar V.D. 922 008 8359
Mersis No: 0922009835900017

Barış İNAL
Genel Müdür

Mehtap İLBİ
Direktör

7.2. EK - 2 - Değerleme Raporu Yetkinlik Beyanı

SERMAYE PİYASASI KURULU BAŞKANLIĞI'NA
Eskişehir Yolu 8. Km No:156
06530 Ankara

20.03.2023

Değerleme Raporu Yetkinlik Beyanı

Tarafımızca düzenlenen 20.03.2023 tarihli değerleme raporuna ilişkin olarak, Sermaye Piyasası Kurulu'nun 2019/19 sayılı haftalık bülteni ile kamuya duyurulan 11.04.2019 tarih ve 21/500 sayılı Kurul kararı uyarınca gayrimenkul dışı varlıkların değerlemesinde uyulacak genel esaslarda belirtilen;

- Geniş Yetkili Aracı Kurum olarak "Sermaye Piyasası Faaliyetleri Düzey 3 Lisansı" veya "Türev Araçlar Lisansı"na sahip, tam zamanlı olarak istihdam edilen çalışana,
- Ayrı bir "Kurumsal Finansman Bölümü"ne,
- Değerleme çalışmaları sırasında kullanılması gereken prosedürlerin bulunduğu kuruluş genelgesi, değerlendirme metodolojisi, el kitabı veya benzeri belirlenmiş prosedürlere,
- Müşteri kabulü, çalışmanın yürütülmesi, raporun hazırlanması ve imzalanması süreçlerinde kullanılacak kontrol çizelgeleri veya benzeri dokümanlara,
- Değerleme çalışmalarının teknik altyapısını oluşturan yeterli bilgi bankası, iç genelge, geliştirilmiş know-how ve benzeri unsurlara,
- Değerleme çalışmalarında ihtiyaç duyulan bilgilerin elde edildiğini ve bu bilgilerin elde edilmesi için ilgili araştırma altyapısına,

sahip olduğumuzu, Şirket ile doğrudan ve dolaylı olarak sermaye ve yönetim ilişkimizin bulunmadığını ve raporun SPK'nın yayımlamış olduğu (III-62.1) sayılı "Sermaye Piyasasında Değerleme Standartları Hakkında Tebliğ" ve Uluslararası Değerleme Standartları kapsamında yürütüldüğünü ve tüm yönleriyle ilgili standartlara uygun olduğunu beyan ederiz.

Saygılarımızla,
Vakıf Yatırım Menkul Değerler A.Ş.

VAKIF YATIRIM MENKUL DEĞERLER A.Ş.
Akatlar, Ebulul, Marjın Cad. Park Maya Sitesi
F-2/2 Blok Kat: 8 Beşiktaş 34335 İSTANBUL
Tel: 0(212) 357 35 70 Fax: 0(212) 352 36 20
www.vakifyatirim.com.tr
Ticaret Sicil No: 357228
Mersis No: 0812002235900017

Barış İNAL
Genel Müdür

Mehtap İLBİ
Direktör

Mehtap İLBİ

SPL Düzey 3 Lisansı Yeterlilik Linki:

<https://lsts.spl.com.tr/EmployeeUser/LicenceDetail?employeeLicenceGuid=3D971CCC-720B-4093-8B45-70EEF5AA5231>

SERMAYE PİYASASI LİSANSLAMA SİCİL VE EĞİTİM KURULUŞU A.Ş.

SPL, Türkiye’de sermaye piyasalarının küresel bir marka olma yolunda ihtiyaç duyduğu nitelikli işgücünün yetiştirilmesine ve sürekli gelişimine katkı sağlayan lisanslama, sicil ve eğitim kuruluşudur.

KURULUŞ	DÜZENLENDİĞİ TARİH	BELGE NUMARASI	LİSANS DURUMU
	19.06.2015	209086	AKTİF LİSANS

MEHTAP İLBİ, Sermaye Piyasası Faaliyetleri Düzey 3 Lisansı sahibidir.

Rozet Hakkında:

Bu rozete sahip olan kişi, Sermaye Piyasaları Düzey 3 Lisansı türüne ait 12 sınav konusundan başarılı olarak ve 4 yıllık yükseköğretim düzeyinde bir üniversiteden mezun olma şartını sağlayarak sermaye piyasası kurumlarında ve halka açık ortaklıklarda ilgili faaliyet alanı itibarıyla çalışabilmesine ilişkin SPL tarafından verilen mesleki yeterliliği, bilgi ve becerilerini gösterir belge olan Sermaye Piyasası Faaliyetleri Düzey 3 Lisansı almaya hak kazanmıştır.

Lisans Hakkında Daha Fazla Bilgi Almak İçin [Tıklayınız](#)

Türev Araçlar Lisansı Yeterlilik Linki:

<https://lsts.spl.com.tr/EmployeeUser/LicenceDetail?employeeLicenceGuid=C62EAECD-12FD-4BDD-A271-BB6892D0E7E4>

SERMAYE PİYASASI LİSANSLAMA SİCİL VE EĞİTİM KURULUŞU A.Ő.

SPL, Türkiye’de sermaye piyasalarının küresel bir marka olma yolunda ihtiyaç duyduğu nitelikli işgücünün yetiştirilmesine ve sürekli gelişimine katkı sağlayan lisanslama, sicil ve eğitim kuruluşudur.

KURULUŞ	DÜZENLENDİĞİ TARİH	BELGE NUMARASI	LİSANS DURUMU
	19.06.2015	305418	AKTİF LİSANS

MEHTAP İLBİ, Türev Araçlar Lisansı sahibidir.

Rozet Hakkında:

Bu rozete sahip olan kişi, Türev Araçlar Lisansı türüne ait 8 sınav konusundan başarılı olarak ve 4 yıllık yükseköğretim düzeyinde bir üniversiteden mezun olma şartını sağlayarak sermaye piyasası kurumlarında ve halka açık ortaklıklarda ilgili faaliyet alanı itibarıyla çalışabilmesine ilişkin SPL tarafından verilen mesleki yeterliliği, bilgi ve becerilerini gösterir belge olan Türev Araçlar Lisansı almaya hak kazanmıştır.

Lisans Hakkında Daha Fazla Bilgi Almak İçin [Tıklayınız](#)