

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE’NİN DOĞAL GAZ TÜKETİMİNİN YAPAY SİNİR
AĞLARI MODELİ İLE GELECEK PROJEKSİYONUN
ÖNGÖRÜSÜ**

İlvan TAŞPINAR

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Makine Mühendisliği Anabilim Dalı

Enerji Programı

Danışman

Prof. Dr. Zehra YUMURTACI

Aralık, 2021

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE’NİN DOĞAL GAZ TÜKETİMİNİN YAPAY SINIR AĞLARI
MODELİ İLE GELECEK PROJEKSİYONUN ÖNGÖRÜSÜ**

İlvan TAŞPINAR tarafından hazırlanan tez çalışması 23.12.2021 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Makine Mühendisliği Anabilim Dalı, Enerji Programı **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Prof. Dr. Zehra YUMURTACI
Yıldız Teknik Üniversitesi
Danışman

Jüri Üyeleri

Prof. Dr. Zehra YUMURTACI, Danışman
Yıldız Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Nader JAVANİ
Yıldız Teknik Üniversitesi

Dr. Öğretim Üyesi Senem ŞENTÜRK LÜLE
İstanbul Teknik Üniversitesi

Danışmanım Prof. Dr. Zehra YUMURTACI sorumluluğunda tarafımca hazırlanan Türkiye'nin Doğal Gaz Tüketiminin Yapay Sinir Ağları Modeli ile Gelecek Projeksiyonunun Öngörüsü başlıklı çalışmada veri toplama ve veri kullanımında gerekli yasal izinleri aldığımı, diğer kaynaklardan aldığım bilgileri ana metin ve referanslarda eksiksiz gösterdiğimi, araştırma verilerine ve sonuçlarına ilişkin çarpıtma ve/veya sahtecilik yapmadığımı, çalışmam süresince bilimsel araştırma ve etik ilkelerine uygun davrandığımı beyan ederim. Beyanımın aksinin ispatı halinde her türlü yasal sonucu kabul ederim.

İlvan TAŞPINAR

TEŞEKKÜR

Yüksek lisans tez çalışmamı hazırladığım süreçte benden yardımlarını esirgemeyen saygıdeğer hocam sayın Prof. Dr. Zehra YUMURTACI'ya en içten teşekkürlerimi ve şükranlarımı sunarım.

Çalışma sırasında değerli yorumları ile katkı sağlayan Göktürk KARATAŞ'a , Kazancı Holding Aksa Doğal Gaz Yöneticilerime ve ekip arkadaşlarıma teşekkürü borç bilirim. Tez çalışmamın ilk döneminden tamamlanmasına kadar geçen süreçte desteklerini esirgemeyen sevgili eşim Eren TAŞPINAR'a ve kıymetli aileme teşekkür ederim.

İlvan TAŞPINAR

İÇİNDEKİLER

ŞEKİL LİSTESİ	iv
TABLO LİSTESİ	v
ÖZET	vi
ABSTRACT	viii
1 GİRİŞ	1
1.1 Literatür Özeti	1
1.2 Tezin Amacı	2
1.3 Hipotez	2
1.4 Doğal Gaz Kavramı.....	3
2 DÜNYADA ve TÜRKİYE’DE DOĞAL GAZ	12
2.1 Dünya Enerji Piyasasında Doğal Gazın Rolü.....	12
2.2 Türkiye’de Doğal Gaz.....	15
3 DOĞAL GAZ PROJELENDİRMESİ VE PLANLAMASI	25
3.1 Doğal Gaz Şebekesi ve Yapısı	25
3.2 Basınç Sistemlerine Göre Doğal Gaz Şebekesi	28
4 DOĞAL GAZ HATTININ PROJELENDİRİLMESİ	30
4.1 Projelendirme Sırasında Takip Edilen Aşamalar	30
4.2 Proje Hazırlık Çalışmaları	30
5 DOĞAL GAZ TÜKETİMİ GELECEK PROJEKSİYONU	36
5.1 Doğal Gaz Tüketiminin Gelecek Projeksiyonu	36
5.1.1 Öznel Tahminleme.....	36
5.1.2 Regresyon Analizi	36
5.1.3 Box-Jenkins Tekniği	36
5.1.4 Yapay Sinir Ağı Modeli	37
5.1.5 Bulanık Mantık Modelleri	37
5.2 Doğal Gaz Tüketim Tahmini Üzerine Çalışmalar	37
5.3 YSA ile Doğal Gaz Tüketiminin Gelecek Projeksiyonu	41
6 SONUÇ VE ÖNERİLER	57
KAYNAKÇA	61
TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR	63

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1.1 İşlenmemiş Doğal Gazın Temel Elemanları.....	3
Şekil 1.2 Doğal Gazın Oluşum Evreleri [30].....	5
Şekil 1.3 Sondaj Çalışmaları.....	6
Şekil 1.4 Metan Gazının Bağ Şeması	10
Şekil 2.1 Dünya Geneline Enerji Kaynaklarının Tüketim Yüzdeleri - mtep.....	12
Şekil 2.2 Türkiye'nin 2020 Temmuz Ayı İtibariyle Doğal Gaz İthalat Yüzdeleri.....	19
Şekil 2.3 Türkiye'nin 2015 ile 2019 Yılları Arasındaki Doğal Gaz Tüketimi.....	19
Şekil 2.4 Türkiye'deki Doğal Gaz Tüketiminin Sektörel Dağılımları.....	21
Şekil 2.5 Türkiye Üzerinden Geçen Doğal Gaz Boru Hatları.....	21
Şekil 3.1 Doğal Gazın Tüketiciye Ulaşana Kadar Geçtiği Aşamalar	25
Şekil 3.2 Üretim Kuyusunun Sondaj Yöntemi ile Açılması.....	26
Şekil 3.3 İşletme Basınçlarına Göre Hat Kategorilerinin Gösterimi	28
Şekil 3.4 Orta Basınçlı Hat ile Düşük Basınçlı Hat Aracılığıyla Müşteriye Teslim...	29
Şekil 4.1 Ağrı İli ve İlçelerinin Aktif Fay Hatları ve Deprem Riskli Bölgeleri.....	33
Şekil 4.2 Ocak Ayı için Türkiye'de İl Bazlı Ortalama Sıcaklık Dağılımı.....	35
Şekil 5.1 İleri Beslemeli Geri Destekli Model'in Şematik Gösterimi.....	47
Şekil 5.2 Model 1'in Eğitim Sonucunda Ulaşılan R Değeri	47
Şekil 5.3 Kademeli İleri Beslemeli Geri Destekli Model'in Şematik Gösterimi.....	48
Şekil 5.4 Model 2'nin Eğitim Sonucunda Ulaşılan R Değeri.....	48
Şekil 5.5 Elman Geri Destekli Model'in Şematik Gösterimi	49
Şekil 5.6 Abone Sayısının Tahmin Eğrisi	52
Şekil 5.7 Türkiye Nüfusunun Tahmin Eğrisi	52
Şekil 5.8 Dolar / TL Kuru Tahmin Eğrisi.....	52
Şekil 5.9 Euro / TL Kuru Tahmin Eğrisi	53
Şekil 5.10 800 Üstü Serbest Tüketiciler İçin Satış Bedeli Tahmin Eğrisi	53
Şekil 5.11 Enflasyon Tahmin Eğrisi	53
Şekil 5.12 Konutlar İçin Satış Bedeli Tahminin Eğrisi.....	54
Şekil 5.13 0 – 300 Serbest Tüketiciler İçin Satış Bedeli Tahmin Eğrisi	54
Şekil 5.14 300 – 800 Serbest Tüketiciler İçin Satış Bedeli Tahmin Eğrisi	54

TABLO LİSTESİ

Tablo 1.1 Doğal Gazın Bileşenleri.....	10
Tablo 2.1 Dünyadaki Doğrulanmış Doğal Gaz Rezervlerinin Dağılımı	13
Tablo 2.2 Dünya Doğal Gaz Tüketiminin Yıllara Göre Dağılımı	14
Tablo 2.3 Türkiye’de Üretilen Doğal Gaz Miktarı	16
Tablo 2.4 Türkiye’nin Yıllara Göre Doğal Gaz İthalat Değerleri ³	18
Tablo 4.1 Ağrı Merkez 2016 Yılı Meteorolojik Bilgileri	34
Tablo 5.1 Yıllara Bağlı Ortalama Sıcaklık Değerleri	42
Tablo 5.2 Yıllara Bağlı Doğal Gaz Abone Değerleri.....	43
Tablo 5.3 Yıllara Bağlı Türkiye Nüfusunun Değişimi.....	43
Tablo 5.4 Yıllara Bağlı Olarak Doğal Gaz Satış Bedelleri [TL/m ³]	44
Tablo 5.5 Yıllara Bağlı Olarak Döviz Kuru ve Enflasyon Değişimi	45
Tablo 5.6 İleri Beslemeli Geri Destekli Model ile Elde Edilen Tahmin Sonuçları ...	47
Tablo 5.7 Kademeli İleri Beslemeli Geri Destekli Model ile Ulaşılan Tahminler.....	48
Tablo 5.8 Elman Geri Destekli Model ile Elde Edilen Tahmin Sonuçları.....	49
Tablo 5.9 YSA Tahminleri ile Gerçekleşen Tüketim Miktarının Kıyaslanması	50
Tablo 5.10 Kullanılacak Olan Girdilerin Tahmin Değerleri.....	55
Tablo 5.11 2022 Yılı için Tahmin Edilen Doğal Gaz Tüketimleri	56

Türkiye'nin Doğal Gaz Tüketiminin Yapay Sınır Ağları Modeli İle Gelecek Projeksiyonun Öngörüsü

İlvan TAŞPINAR

Makine Mühendisliği Anabilim Dalı

Yüksek Lisans Tezi

Danışman: Prof. Dr. Zehra YUMURTACI

Gerek çevre kirliliğinin önüne geçebilmek gerekse sürdürülebilir enerji üretim yapıları ortaya çıkartma yönündeki politikaların artması daha çevreci enerji kaynaklarına olan talebin ve enerji sektöründe yapılan yatırımların bu yönde artmasına sebep olmuştur. Yenilenebilir enerji kaynaklarına olan desteğin artmasına karşın bu yapıların hali hazırda yatırım maliyetlerinin yüksek ve yıl içi enerji üretimi açısından yük faktörlerinin düşük olması nedeniyle birincil enerji kaynakları içinde daha çevreci olan doğal gaza olan ilgiyi atmıştır. Her geçen gün artan bu enerji talebi, kesintisiz, doğru ve optimum şekilde enerji projelendirilmesinin yapılabilmesini zorunlu kılmıştır.

30 yıllık perspektifteki öngörüler baz alınarak hazırlanan doğal gaz dağıtım projeleri ve yatırım faaliyetlerinde potansiyel tüketimin tahmini doğru yatırımların gerçekleştirilebilmesi için oldukça önemlidir. Bu bilinç ile literatürde yapılan doğal gaz tüketim tahminlemesi çalışmaları incelenmiş ve bu alanda tahminleme yaparak gelecekte üretilecek projelere doğru verileri sağlayabilmek için yeni bir model kurulması hedeflenmiştir.

Tez çalışmasının ilk bölümlerinde doğal gazın çıkartılmasından, hazırlanıp ardından tüketiciye iletilmesine ve ihtiyaç halinde kullanılması için depolanmasına kadar geçen aşamaların özetlenmesinin ardından gerek dünya doğal gaz piyasası gerekse Türkiye'nin doğal gaz politikaları ve tedarik süreçlerine yer verilmiştir. Takip eden bölümlerde ise doğal gaz projelendirme esasları ve gerekli girdilere değinilip, bu girdiler arasında tüketime ait gelecek projeksiyonunun rolü irdelenmiştir. Tüketim verilerinin gelecek senaryoları için doğru şekilde tahminlenebilmesi açısından yapay sinir ağı yöntemi ile bir modelin geliştirildiği çalışmada kurulan model için alternatif yapıların incelenmesinin ardından 2022 ve 2030 yılları için olası doğal gaz tüketim tahminlemesi yapılmış ve çıktılar mevcut doğal gaz tedarik anlaşmaları gözetilerek yorumlanmıştır.

Anahtar Kelimeler: Doğal gaz tüketim modellemesi, yapay sinir ağı modelleri, doğal gaz, doğal gaz dağıtım hatlarının projelendirilmesi.

Future Prediction of Natural Gas Consumption of Turkey with the Usage Or Artificial Neural Network

İlvan TAŞPINAR

Department of Mechanical Engineering

Master of Science Thesis

Supervisor: Prof. Dr. Zehra YUMURTACI

The increase in policies to prevent environmental pollution and having sustainable energy production systems has led to an increase in the demand for more environmentally friendly energy resources and investments in energy sector towards this direction. Despite the raise on support for renewable energy sources, the interest in usage of natural gas, which is more environmentally friendly among primary energy resources, has increased due to the high investment costs and the low load factors in terms of energy production within the year of renewable systems. Energy demand, which is increasing day by day, has made it necessary to provide continuous, accurate and optimum energy projects.

Estimation of potential natural gas consumption is so important for natural gas distribution projects and investment activities, which are prepared based on the projection of a 30-Years perspective. In line with this information, natural gas consumption estimation studies in literature were reviewed and it was aimed to establish a new model to provide accurate data for future projects by estimating in this area.

In first chapters of the thesis, both the world natural gas market and Turkey's natural gas policies and supply processes are mentioned, after a summary about the stages from the extraction of natural gas to its preparation, its delivery to consumer, and storage for use in case of need. Following sections, natural gas project design principles and necessary inputs are mentioned, and role of future projection of natural gas consumption among these inputs is examined. In order to provide accurate prediction for consumption data for future scenarios, a model was developed with the artificial neural network method and natural gas consumption data prediction was completed for 2020 and 2030 based on current supply chain data.

Keywords: Modelling of natural gas consumption, artificial neural network models, natural gas, project design of natural gas pipelines.

1.1 Literatür Özeti

Türkiye'nin ve şehirlerdeki doğal gaz tüketiminin tahminlenmesi üzerine literatürde yapılan çalışmaların büyük bir çoğunluğu regresyon analizi ve Box-Jenkins yöntemlerini kullanarak hazırlanmıştır.

Örneğin 1999 ile 2012 yılları arasındaki doğal gaz tüketim verileri kullanılarak ağırlıklı değerlendirme yöntemi ile Türkiye'ye doğal gaz tedarik eden ülkeler gözetilerek tahminleme yapılan ve Bilgehan Engin tarafından yürütülen tez çalışmasında 2018 yılı ve 2022 yılı için sırasıyla 53.46 Milyar m³ ve 58.34 Milyar m³ olarak tahminlemiştir [13].

Bunun yanında literatüre sunulan başka bir çalışma sırasında ise Ahmet Kılıç doğal gaz tahminlemesi ile regresyon analizi kullanılırken Türkiye'de 2023 yılında 72.04 Milyar m³, 2030 yılında ise 86.44 Milyar m³ doğalgazın kullanılacağı öne sürülmüştür [7].

Başka bir çalışmada ise doğrusal regresyon kullanılarak doğal gaz tüketimi tahmin edilmiş ve doğal gaz tüketimi ülkemizde yatırımı halen devam eden nükleer santral yatırımlarının aktif olarak enerji ihtiyacında kullanılması ve kullanılmaması durumları için ayrı ayrı irdelenmiştir [20].

Ergün Yükseltan, Ahmet Yücekaya ve Esra Ağca Aktunç tarafından kaleme alınan çalışmada ise 2002 ile 2017 yılı arasında Türkiye için çeşitli yerler için doğal gaz tüketim verilerini kıyaslamış ve ortak bir model oluşturmaya çalışmıştır. Bu değerler referans alınarak mevsimsellik ile ilişkili matematiksel bir model kurulmaya çalışılmış ve 2017 yılına kadar şehirlerdeki doğal gaz tüketimleri tahmin edilmiştir [15].

Bu çalışmalar detaylı bir şekilde irdelendiğinde henüz yeni bir teknoloji olarak araştırmalara dahil olan yapay sinir ağı modellerinin aktif bir şekilde doğal gaz kaynaklı enerji tüketimi tahminlemesinde kullanılmadığı dikkat çekmektedir.

1.2 Tezin Amacı

Doğal gaz yatırımlarının doğru bir şekilde planlanması ve buna göre gerçekleştirilmesi özellikle tüketiciye en uygun maliyeti sunmak ve enerji yatırımlarındaki yüksek maliyetlerin olabildiğince elemine edilerek projelendirme aşamasındaki zararın düşürülmesi açısından oldukça önemlidir. Bunun için en temel parametrelerden biri ise projelendirmenin yapılacağı bölgenin kısa ve uzun vadeli tüketim tahmininin doğru bir şekilde yapılmasıdır. Tez çalışması kapsamında doğal gaz alt yapı projelendirmesinde ve enerji planlamasında girdi niteliğinde kullanılabilecek bir model geliştirilmesi hedeflenmektedir. Modelin lineer olmayan ilişkileri de göz önüne alarak daha tutarlı bir tahminleme yöntemi kullanan yapay sinir ağı ile geliştirilmesi sayesinde de literatüre katkı sağlanabilecektir.

1.3 Hipotez

Literatür çalışmaları sonucunda doğal gaz alt yapı projelerinin geliştirilmesi ve gerekli şebeke dağıtım hatlarının planlanması için kritik öneme sahip olan doğal gaz tüketiminin gelecek projeksiyonuna ait modellerin gelişiminde ağırlıklı olarak regresyon modelleri kullanıldığı görülmektedir. Bu yöntem her ne kadar kısa vadeli (aylık bazda) tahminleme için uygun olsa da günümüze kadar gelen doğal gaz altyapı yatırımları dolayısıyla artış trendinde olan doğal gaz tüketiminin de etkisi ile uzak dönem tahminlemeleri için sürekli artan bir doğal gaz tüketimi öngörülmesine ve hata oranının artmasına sebebiyet vermektedir.

Ekonomik ve psikolojik faktörlerin de etkisi ile yıllara göre dağılım lineer bir karakteristikten öte daha çok lineer olmayan ve nüfus, doğal gaz satış bedeli, abone sayısı gibi birçok parametrenin etkisi altında şekillenmektedir. Buradan yola çıkarak girdiler arası lineer olmayan etkileşimleri de gözetken yapay sinir ağı yönteminin doğal gaz tahminlemesinde de kullanılarak daha tutarlı bir gelecek projeksiyonu yapılması ve literatüre bu sayede katkı sağlanabileceği düşünülmektedir. Tutarlılığın artması ile özellikle enerji yatırımları evresinde altyapı çalışmalarının projelendirilmesi daha doğru ve uygun şekilde tek seferde yapılabilmesine imkan sunulabilecektir.

1.4 Doğal Gaz Kavramı

Bir petrol türevi ve aynı zamanda fosil yakıt türü olan doğal gaz, yanıcı bir gaz karışımı olup doğada ya gözenekli kayaların boşluklarına sıkışmış halde, ya da petrol yataklarının üzerinde gaz halinde büyük hacimler şeklinde bulunur. Yer kabuğunun altında yer alan bu enerji kaynağı Şekil 1.1’de görünen gaz kompozisyonuna sahip renksiz, kokusuz ancak yanıcı bir gaz karışımıdır.



Şekil 1.1 İşlenmemiş Doğal Gazın Temel Elemanları

1.1.1 Doğal Gazın Tarihi

Latince kökenli “cahos” kelimesinden türetilen “gaz” kelimesi günümüzde bilindiği anlamıyla ilk kez 1609 yılında Flemenk bilim insanı Jan Baptista van Helmont tarafından kullanılmış olup, ilerleyen dönemlerde İtalyan bilim insanı Lazzaro Spallanzoni sayesinde “doğal gaz” terimi hayat bulmuştur.

İlk kez Yunanlılar ve Hindistan’ın yerel halkı tarafından kullanıldığı düşünülen doğal gazın, yer yüzü ile tanışmasının M.Ö. 6000 ile M.Ö. 2000 yılları arasında İran ile Azerbaycan’ın Bakü bölgesi arasındaki bir alanda olduğu öne sürülmektedir [1].

Sonraki dönemde M.Ö. 1000 yıllarında Yunanistan’da yer alan Parnassus Dağı’nın üzerindeki bir çatlakta tekrar tarih perdesine çıkan doğal gaz o dönem orada yaşayan Yunan halkı tarafından kutsal kabul edilmiş ve üzerine bir tapınak inşa edilerek, halk tarafından doğaüstü ve ilahi bir varlık olarak görülmüştür [2].

Günümüzde kullanıldığı şekilde bir enerji kaynağı olarak tarihte ilk defa M.Ö. 900’lerde Çin tarafından su ısıtma amacıyla kullanıldığı kayıtlara geçen doğal gazın çıkarılması için ilk kuyu M.Ö. 211 yılında yine Çin’de kazılmış olup 150 metre derinliğine sahiptir [3]. M.S. 221 – 263 yılları arasında yine Çin’de bambu ağacından yararlanarak kireçtaşlarının içerisindeki doğal gaz çıkartılıp taşınmıştır [4].

1626 yılında Amerikan yerlileri tarafından Erie Gölü'nün çevresinde gazın ateşlenmesi sayesinde Amerika kıtası üzerinde de bulunan doğal gaz, 1780'lerde İngilizler tarafından ev ve sokak ısıtması amacıyla ilk kez ticari amaçla kullanılmıştır [5].

1816 yılında Amerika Baltimore'da sokakların doğalgaz ile aydınlatılmasının ardından 1858 yılında "Fredonia Gas" adıyla Amerika'nın ilk doğal gaz dağıtım şirketi kurulmuştur. Bu özel dağıtım şirketini 1936 yılında Philadelphia Belediyesi tarafından kamu işletmesi olarak kurulan ve bugün dünyanın en büyük ve en uzun süre çalışan kamuya açık gaz dağıtım ağı olan dağıtım şirketi izlemiştir [2].

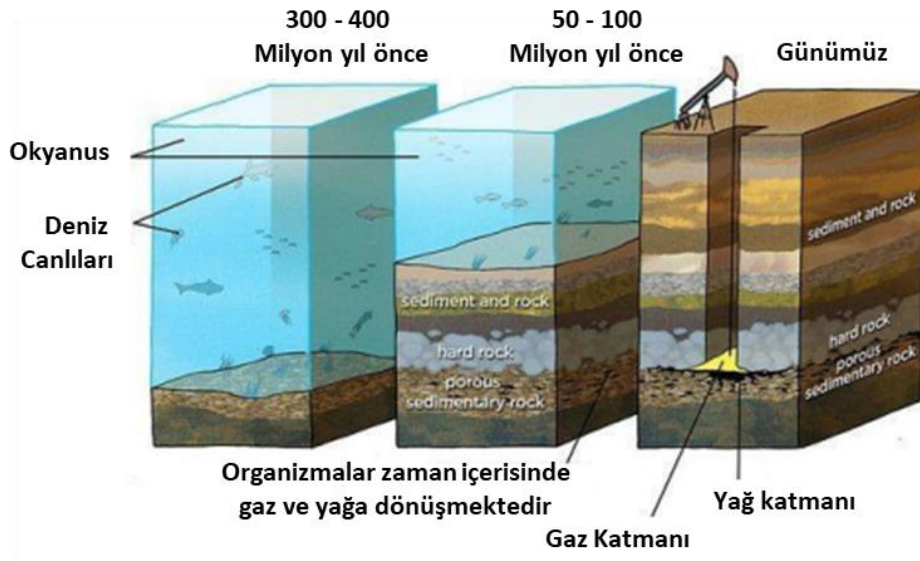
1855 yılına kadar ağırlıklı olarak aydınlatma için kullanılan doğal gazın, Robert Bunsen'in doğal gazı hava ile karıştıran bir brülör icat etmesi ile ısı enerjisi sağlamak için kullanılmasının yolu açıldı. Özellikle 1970'de yaşanan petrol krizinin ardından 20.YY'da doğal gazın dağıtımı için kurulmaya başlanılan boru hatlarının da desteği ile doğal gazın kullanım alanı ev ısıtması, üretim testlerinde ve işletmelerde kullanım ve elektrik üretimi gibi birçok alana yayılmıştır.

1.1.2 Doğal Gazın Oluşumu

Konvansiyonel bir enerji kaynağı olan doğal gazın üzerine çok fazla çalışma yapılmış kullanımı konvansiyonel olmayan kaya gazı, kum gazı ve kömür gazı gibi enerji kaynaklarına göre daha pratik, ekonomik ve kolaydır. Doğal gazın temel yapısını oluşturan hidrokarbonların ne şekilde oluştuğuna dair çok net bir bulgu olmamasına karşın 20.YY'ın başından beri yapılan araştırmalar bunların yaşamını yitirmiş canlıların artıklarının durgun deniz ve göl gibi ortamların tabanında birikmesiyle oluşmaya başladıkları yönündedir.

Su kaynaklarının içerisindeki yaşamını yitirmiş olan bu organizmalar, Şekil 1.2'nin ortasındaki görselde görüldüğü gibi bulundukları ortamların taşıdığı kum, kil ve mineral tanecikleri ile birlikte ortamın dibine doğru çökerler. Farklı boyutlardaki bu organik atıklarla oluşan katmanın üzerinde yer alan tabaka Şekil 1.2'nin en sağdaki görselinde yer aldığı şekilde sürekli olarak artmaya devam etmekte ve kalınlığı artan bu tabakanın ilgili alanın tabanda yer alan organik tabakaya uyguladıkları basınçta artmaktadır. Bunun sonucunda alt tarafta yer alan kayaç bileşenleri üst katmanın ağırlığının da etkisi ile sürekli olarak sıkışmaya ve birleşmeye başlar.

Katman içerisindeki daha önce ölen organizmaların kalıntılarının sıkışan katı taneciklerin arasında yer alana gözeneklere dolması ve su ile sıkıştıktan sonra çeşitli şekillerde kimyasal tepkimelere girerek yıllar içerisinde önce organik kökenli katı, sıvı ve gazları ardından da kullandığımız petrol ve doğal gaz gibi kaynakları ortaya çıkartmaktadırlar.

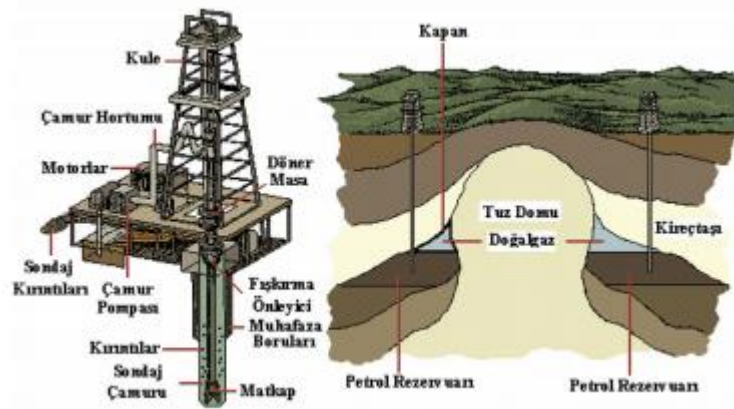


Şekil 1.2 Doğal Gazın Oluşum Evreleri [30]

1.1.3 Doğal Gazın Çıkartılması

Bölüm 1.1.2’de paylaşıldığı üzere doğal gaz yer altındaki kayaçların içerisinde yer alan küçük boşluklar ve çatlaklarda bulunmaktadır. Yer altında bulunan bu petrol ve doğal gazın kesin tespiti ancak jeoloji, jeofizik ve petrol mühendislerinin birlikte yaptıkları sondaj çalışmaları sonucunda netlike kazanmakta olup, yapılan bu çalışmaların ardından bulunan doğal gaz üretim kuyuları yardımıyla yer yüzüne taşınır.

İlk olarak jeolojik çalışmalar doğrultusunda hedef seviyeler ve çalışılacak alanın belirlenmesinin ardından yer altı topoğrafyasının incelenmesi amacıyla sismik çalışmalar yürütülür ve çalışılacak olan bölgenin sismik hatitaları hazırlanır. Bu haritaların ve ilk aşamada yürütülen jeolojik çalışmaların da desteğiyle bölge üzerinde kazı işlemi yapılacak olan nokta veya noktaların tespiti gerçekleştirilir. Tespit edilen bu noktalara Şekil 1.3’te sol tarafta görülen sondaj kulelerinin montajını gerçekleştirebilmek için “lokasyon” adı verilen beton zeminler oluşturulur.



Şekil 1.3 Sondaj Çalışmaları

Oluşturulan bu beton zeminlerin üzerine inşa edilen sondaj kulelerinin yardımıyla ilgili alana açılmış olan kuyudan doğal gaz numuneleri alınıp doğal gaz seviyesinin ne boyutlarda olduğu kontrol edilmesiyle açılan kuyu alanının üretim için uygun olup olmadığına karar verme fırsatı elde edilir. Eğer ulaşılan doğal gaz rezervinin seviyesi istenilen seviyelerde ise sondaj kuyusu üretim hatlarına bağlanarak, daha önceden geliştirilen planlar doğrultusunda işletilmeye başlanır.

1.1.4 Doğal Gazın Kullanıma Hazırlanması

Sondaj kuleleri yardımıyla üretim hattına sevk edilen doğal gaz, direkt olarak yer altından çıkarttığı şekli ile kullanım hatlarına iletilmemekte, boru hatlarına aktarılmadan önce saflaştırılması ve içerisindeki su buharı, hidrojen sülfür, nitrojen gibi gazlardan arındırılması gerekmektedir. Bu işlem ham haldeki doğal gaz içerisindeki hidrokarbonların bileşimi ne olursa olsun su buharı ve katı kirleticileri uzaklaştırmak için uygulanır.

Renksiz ve kokusuz bir gaz olan doğal gazın özellikle konut kullanımında herhangi bir kaçak olması halinde fark edilmesi için sevk edilmeden önce koku verici Tetra Hidro Teofen (THT) ve Tetra Bütil Merkoptan (TBM) karışımı katılmaktadır. Genellikle dağıtım öncesi gaz şebekelerinde katılan bu karışım yüzde 70 THT ve yüzde 30 TBM'den oluşmaktadır.

1.1.5 Doğal Gazın Depolanması

Mevsimsel veya ticari kullanımlarda beklentinin üstünde bir artış söz konusu olduğu durumlarda artan doğal gaz talebini karşılayabilmek veya boru hatları ile taşımanın söz konu olmadığı yerlerde kullanım sağlamak için doğal gazın depolanması söz konusudur. Doğal gaz çeşitli şekillerde ve formlarda depolanabilmektedir. Bunlardan bazıları aşağıda örneklendirilmiştir.

- Sıvılaştırılarak tanklarda veya gaz fazında basınçlı çelik depolarda depolanabilir.
- Yer altı göllerinin doğal gazın sıkıştırma basıncına dayanabilecek şekilde kil tabakası ile kaplı olması durumunda bu alanlara sevk edilerek depolama yapılabilir.
- Yer altı kaya tuzu yataklarında yer alan tuz ilgili alanlardan alındıktan sonra oluşan boşluklarda doğalgazın depolanması sağlanabilir.
- Fonksiyonelliği sona ermiş olan maden yataklarında çeşitli sızdırmazlık önlemleri alındıktan sonra bu alanlarda depolama yapılabileceği gibi kayalık bölgelerde çeşitli tekniklerle oluşturulan yapay boşluklarda da depolama yapılabilir.

Yer altı doğal gaz depolama faaliyeti bu alanda lisansı olan BOTAŞ ve TPAO tarafından yürütülmektedir.

1.1.6 Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LPG)

Doğal gazın atmosferik şartlarda -164°C nin altına kadar soğutulması halinde sıvılaşarak hacmi 600 kat küçülmektedir. Bu sayede daha düşük basınçlarda depolanarak sevk edilebilmektedir. Bu sevk yöntemi özellikle doğal gazın siyasi, teknik veya ekonomik sebeplerle taşınmasının mümkün olmadığı rotalarda kolaylıkla taşınması için önemlidir.

Sıvılaştırılmış doğal gazın temini özellikle Türkiye gibi doğal gaz ithal eden ülkelerde, arz kaynaklarının hem çeşitliliğini hem de esnekliğini arttırdığı için tercih edilmektedir. Bu kapsamda özellikle tüketicinin talebinde ani artış olan dönemlerde talebi karşılayabilmek amacıyla 1994 yılında Marmara Ereğlisi'ne $685.000 \text{ m}^3/\text{saat}$ sürekli enjeksiyon kapasiteli bir LPG ithalat terminali kurulmuştur. Bu terminalin yanı sıra İzmir Aliğa'da toplamda 280.000 m^3 kapasiteli başka bir terminal devreye girmiştir.

1.1.7 Sıkıştırılmış Doğal Gaz (CNG)

Doğal gazın 200 – 250 bar basınç altında sıkıştırılarak hacminin küçültülmesi ve taşınmasına imkan tanıyan sıkıştırılmış doğal gaz, yüksek basınç altında bir lokasyondan ötekine gaz fazında taşıma yapılmasına destek olmaktadır. Özellikle konum itibarıyla boru hatları ile doğal gaz ulaştırılması mümkün olmayan coğrafyalarda yüksek basınçlı tüpler ve özel taşıma araçları ile depolama yapılmasına ve tüketicilerin kullanımına sunulmasına fayda sağlamaktadır.

1.1.8 Doğal Gazın Kullanım Alanları

Günlük hayatta doğal gaz birçok farklı alanda farklı kullanım şekillerinde karşımıza çıkmaktadır. Örneğin,

- **Konutlarda:** ısıtma, sıcak su elde etme, pişirmek için
- **Sanayide:** atölye, fabrika ve cam – tuğla imalatı yapan tesislerde üretim amaçlı kullanılan fırınlarda, su kazanlarındaki suyun buharlaştırılıp tesis ısıtmasının sağlanmasında, petrokimya sanayisinde kükürt, karbon karası ve amonyak üretiminde,
- **Santrallerde:** elektrik üretiminde
- **Diğer:** çeşitli alanlardaki araç gereçlerin mikroptan arındırılmasında kullanılmaktadır.

1.1.9 Doğal Gazın Avantajları

Her an kullanıma hazır halde bulunan, stok yapılma zorunluluğu gerektirmeyen doğal gaz temin sırasında zaman ve iş gücü açısından tasarruf sağlamaktadır. Bunun yanı sıra ön hazırlama maliyeti olmaması, tesis bakım maliyetlerinin diğer yakıtlara oranla daha düşük olması, doğal gaz ile çalışan cihazlarda çok hassas sıcaklık kontrolü yapılabildiği ve hava ile çok iyi karışıp yüksek yanma verimleri ile ısı üretebildiği için diğer yakıtlara göre daha ucuz bir enerji çözümü sunmaktadır.

Diğer yandan, içerisinde kükürt olmaması, yanma sonucunda bir atık bırakmaması, sera gazı oluşumuna neden olan karbon dioksit oluşumunun katı yakıtlara göre yarı değerde olması, kurum ve duman çıkartmayan bir yanma gerçekleştirmesi sebebiyle diğer yakıtlara oranla daha çevreci olarak kabul edilmektedir.

1.1.10 Doğal Gazın Fiziksel ve Kimyasal Özellikleri

Renksiz ve kokusuz bir gaz bileşimi olan doğal gaz, rutubetsiz ve kuru bir gaz olup, -162°C de sıvı faza geçer. Yüzde 90'ın üzerinde bir bölümünü metan'ın oluşturduğu doğalgazın içerisindeki tüm maddeler yanıcı olup 1 m^3 ünün yanması sonucu 8250 kcal ısı açığa çıkmaktadır. Normal şartlar altında zehirli olmayan bu gaz, sağlığı tehdit etmesi sadece eksik yanma halinde karbon monoksit salınmasına sebep olmasıyla söz konusudur. Karbon monoksit, kandaki oksijen ile yer değiştirerek kanın vücuda oksijen dağıtmasını engelleyerek zehirlenmelere sebebiyet verebilmektedir.

Havadan daha hafif bir gaz olması ve kapalı alanlarda sızma yapması halinde yukarıda toplanan doğal gaz, ortamdaki oksijen miktarında azalmaya sebep olacağı ve ortamda aşırı biriken doğal gazın solunum yoluyla ciğerlerde ince bir film tabakası oluşturmasıyla alveol yüzeylerini kaplayarak vücudun hava ile temasını kestiği için boğulmalara sebebiyet verebilir. Bu nedenle doğal gaz kullanılan alanların ara ara havalandırılması tavsiye edilmektedir.

Normal şartlar altında 0.67 ile 0.8 kg/m^3 yoğunluğa sahip olan doğalgazın, kalorifik değeri 8788 kcal/kg , tutuşma sıcaklığı 650°C ve yanma sırasında alev hızı 0.36 m/s 'dir. Farklı tedarik bölgelerinden alınan çeşitleri için gaz kompozisyonları Tablo 1.1'de görüldüğü gibidir.

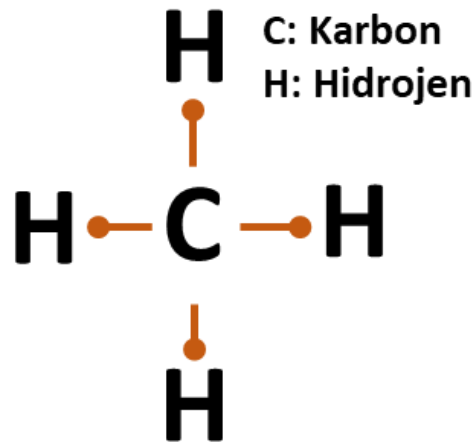
Tablo 1.1 Doğal Gazın Bileşenleri

Madde	Rus Doğal Gazı [%]	Cezayir Doğal Gazı (LNG) [%]
Metan	98.52	91.4
Etan	0.41	8.1
Propan	0.14	0.27
Bütan	0.06	0
Hidrokarbonlar	0.03	0.02
Karbon dioksit	0.03	0
Azot	0.82	0.03

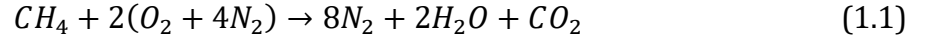
1.1.11 Doğal Gazın Yanması

Doğal gazın ideal yanma aralığı için yüzde 5 ile 15 arasında hava oranı ile karıştırılması gerekmektedir. Doğal gaz ile karıştırılan havanın oranı yüzde 5'in altında ise fakir karışım, eğer yüzde 15'in üzerinde ise zengin karışım olarak adlandırılmaktadır. Tutuşma sıcaklığı 650⁰C olan doğal gazın her iki durumda da yanmasında çeşitli sebeplerle sorun yaşandığı için hava oranı yüzde 5 ile 15 arasında seçilmeye çalışılır.

Doğal gazın, yüzde 90'dan büyük bir diliminin Şekil 1.4'te bağ şeması görünen ve kimyasal yapısı basit olan 4 atomlu metan gazından oluşması nedeniyle yanma işlemi kolayca gerçekleşmektedir.

**Şekil 1.4** Metan Gazının Bağ Şeması

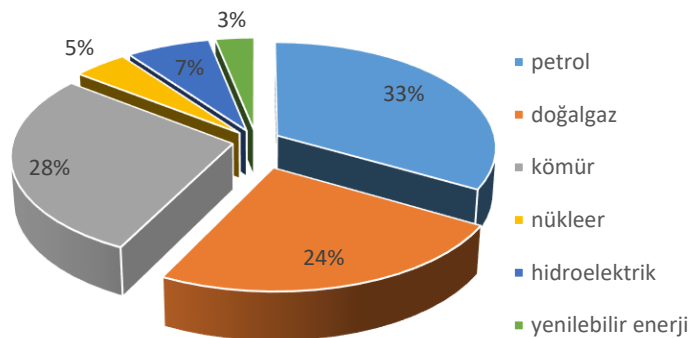
Homojen bir yapıda bulunan doğal gaz hava ile kolay bir şekilde karışabilmekte, bu da yine yanma işleminin daha kolay ve yüksek verimle gerçekleşebilmesine sebep olmaktadır. Denklem 1.1 deki tepkime ile yanan doğal gazın yanma sırasındaki verimi yaklaşık yüzde 95 ile 99 arasındadır.



2.1 Dünya Enerji Piyasasında Doğal Gazın Rolü

Doğal gaz 1970 yıllarında yaşanan petrol krizinin de ardından enerji kaynağı olarak büyük önem kazanmıştır. Artan tüketim ve taleple birlikte doğal gazın enerji piyasası planlamaları içerisindeki rolü her geçen gün biraz daha artmıştır. Doğal gazın enerji pazarında artan bu payı, doğal gaz rezervi yönünden önemli seviyelerde olan ülkelerin siyasi ve ekonomik alandaki güç kazanmasına yardımcı olmuştur. Bu bağlamda doğal gaz sadece bir enerji kaynağı olmanın ötesinde, aynı zamanda ülkelerin ekonomi ve siyasi politikalarına yön veren bir enstrüman haline dönüşmüştür.

2016 yılı itibariyle dünya genelindeki enerji kaynaklarının tüketim oranlarını gösteren Şekil 2.1 de net bir şekilde görüldüğü üzere doğal gazın enerji piyasasındaki kullanım oranı petrol ürünlerinin ardından en yüksek tüketim oranına sahip olan kömüre oldukça yakın seviyelerdedir. Bu sıralamayı yüzde 7 oran ile hidro elektrik, yüzde 5 ile nükleer, yüzde 3 ile yenilenebilir enerji kaynakları takip etmektedir. Bu kadar geniş bir tüketime sahip olan doğal gaz, dolayısıyla hem enerji piyasasına hem de ülkelerin ekonomi politikalarına yön vermektedir.



Şekil 2.1 Dünya Genelinde Enerji Kaynaklarının Tüketim Yüzdeleri - mtep [25]

2019 yılının sonlarında tüm dünyayı etkisi altına alan ve hala birçok sektörde etkilerini gözlemlediğimiz korona virus salgını, diğer bir çok enerji kaynağında da olduğu gibi doğal gazın talepte ciddi bir düşüşe sebep olmuştur. Bu düşüşün kaynağının bir çok sektördeki durgunluk ve imalat kayıpları olduğu öne sürülmektedir. Buna karşın Uluslararası Enerji Ajansı ve ABD Enerji İdaresi gibi bir çok kurumun yapmış olduğu araştırmalar incelendiğinde doğal gazın birincil enerji kaynakları arasındaki bu tüketim oranını sürekli olarak koruyacağı net bir şekilde görülmektedir.

2.1.1 Dünya Doğal Gaz Rezervleri

1980'den itibaren OPEC'e üye ülkelerdeki doğal gaz arama faaliyetlerinin de artması ile dünyadaki doğalgaz rezervlerinin sayısı sürekli olarak artmıştır [24]. Tablo 2.1'de de net bir şekilde görünen sürekli devam eden bu artış doğrultusunda dünya üzerinde doğrulanmış rezerv hacmi 1991 yılında 125.5 trilyon m³ olarak kayda geçmişken, bu sayı 2020 yılı itibarıyla yüzde 64.3 artış sağlayarak 206.2 trilyon m³ seviyesine çıkmıştır.

Dünyadaki doğrulanmış toplam doğal gaz rezervi göz önüne alındığında Tablo 2.1'de de görüldüğü üzere en yüksek doğal gaz rezervi ülke bazında Rusya'da bulunmaktadır. Yine aynı inceleme baz alındığında ise bölge olarak en büyük pay orta doğu ülkelerine aitken, bu ülkeler içerisinde sıralamada bu oran dünyada da rezerv genişliği bakımından ikinci sırada yer alan ve hali hazırda 32 trilyon m³ rezerv hacmi bulunan İran'a aittir. Bunun yanı sıra Bağımsız Devletler Topluluğu (BDT) aynı bölge için yüzde 31.9 doğalgaz rezervi ile ikinci sırada yer almaktadır.

Tablo 2.1 Dünyadaki Doğrulanmış Doğal Gaz Rezervlerinin Dağılımı - 10¹² m³ [21]

Ülke	1991	2001	2015	2019
Rusya	-	42,4	32,3	38,0
İran	19,8	26,1	34,0	32,0
Katar	6,4	25,8	24,5	24,7
Türkmenistan	-	2,6	17,5	19,5
ABD	4,7	5,2	10,4	12,9

Tablo 2.1 Dünyadaki Doğrulanmış Doğal Gaz Rezervlerinin Dağılımı - 10^{12} m³ [21]
(devamı)

S.Arabistan	5,2	6,5	8,3	6,0
BAE	5,8	6,1	6,1	5,9
Venezuela	3,6	4,2	5,6	6,3
Nijerya	3,4	4,6	5,1	5,4
Cezayir	3,6	4,5	4,5	4,3
Avustralya	0,9	2,7	3,5	2,4
Irak	3,1	3,1	3,7	3,5
Çin	1,0	1,4	3,8	8,4
Endonezya	1,8	2,6	2,8	1,4
Norveç	1,3	2,2	1,9	1,5
Diğer	70,6	28,5	24,6	26,6
Toplam	124,5	168,5	188,6	198,8

2.1.2 Dünya Doğal Gaz Tüketimi

Amerika Birleşik Devletleri dünya doğrulanmış doğal gaz rezervleri bakımından 4. sırada yer almasına karşın Tablo 2.2’de de görüldüğü üzere yıl bazlı doğal gaz tüketim miktarları göz önüne alındığında diğer ülkelere göre en yüksek tüketim rakamına sahip olan ülkedir. Bu rakam 2001 yılında kendisine en yakın ülke olan Rusya’nın 1.7 katı olup, 2019 yılında aynı oran 846.6 trilyon m³ tüketim ile Rusya’nın toplam doğal gaz tüketiminin 1.9 katına çıkmıştır. Ülkeler arası tüketim sıralaması göz önüne alındığında Amerika Birleşik Devletleri ve Rusya’nın ardından İran ve Çin dünya sıralamasında en yüksek tüketime sahip olan ülkeler arasında yer almaktadır.

Tablo 2.2 Dünya Doğal Gaz Tüketiminin Yıllara Göre Dağılımı - 10^{12} m³ [9]

Ülke	2001	2015	2019
ABD	629,7	778,0	846,6
Rusya	366,2	391,5	444,3

Tablo 2.2 Dünya Doğal Gaz Tüketiminin Yıllara Göre Dağılımı - 10¹² m³ [9]

(devamı)

İran	70,1	191,2	223,6
Çin	27,4	197,3	307,3
Japonya	74,3	113,4	108,1
Kanada	88,2	102,5	120,3
S.Arabasitan	53,7	106,4	113,6
İngiltere	96,4	68,3	78,8
Almanya	82,9	74,6	88,7
italya	65,0	61,4	70,8
Meksika	41,8	83,2	90,7
BAE	37,9	69,1	76,0
Hindistan	26,4	50,6	59,7
Ukrayna	68,8	28,8	28,2
Diğer	675,2	995,0	1.272,5

2.2 Türkiye’de Doğal Gaz

2.2.1.1 Tarihten Bu Güne Doğal Gazın Durumu

1970 yılında Kırklareli’nde doğal gazın bulunması ile Türkiye doğal gaz ile tanışmış, bundan 4 yıl sonra Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı tarafından “Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi (BOTAŞ)” ın kurulmasıyla dağıtılmaya başlanmış ve büyük bir ivmeyle enerji kaynakları arasındaki payın sürekli olarak arttırmaya devam etmiştir. Kırklareli’nde bulunmasının sadece 6 yıl sonrasında ilk kez bir endüstri tesisinde kullanılan doğal gaz, bundan sadece 9 yıl sonra 1985’te Hamitabat Doğal Gaz Çevrim Santrali’nin kurulumu ile enerji sektöründe kullanılmaya başlanmıştır [9].

1984 ve 1986 yıllarında Türkiye ile Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği (SSCB) arasında imzalanan ve Türkiye tarafından 25 yıl süre ile yılda 6 milyar m³ doğal gaz alımını destekleyen anlaşmalar ile doğal gazın Türkiye’deki bir çok enerji santrali ve

şehirde kullanımının önü açılmıştır. Bu anlaşmaların imzalanmasının akabinde hız kazanan alt yapı çalışmaları sonucunda 1988 yılında Ankara’da konut kullanımına açılan doğal gaz, bundan 4 yıl sonra İstanbul, Bursa, Eskişehir ve İzmit’te tüketicilerle buluşmuştur. Takip eden yıllar içerisinde artan talep ve arzın denetlenmesi için doğal gaz hukuki alt yapı faaliyetleri üzerine çalışmalar yapılmış ve 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu uyarınca bu kapsamda gerçekleştirilecek tüm faaliyetler için lisans alınması zorunluluğu getirilmiştir.

2.2.1.2 Türkiye’nin Doğal Gaz Üretimi ve Rezervleri

Ülkemizde gerçekleştirilen tüm doğal gaz arama ve üretim faaliyetleri Maden ve Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (MAPEG) tarafından verilen arama ve işletme ruhsatları doğrultusunda gerçekleştirilmektedir. Bu kapsamda 2009 ile 2019 yılları arasında Türkiye’de gerçekleştirilen doğal gaz üretim miktarları 5.1’r Tablo 2.3’te görüldüğü gibidir.

Tablo 2.3 Türkiye’de Üretilen Doğal Gaz Miktarı - m³ / saat

Yıl	Üretilen Doğal Gaz	Yıl	Üretilen Doğal Gaz
2009	684	2015	381
2010	682	2016	367
2011	759	2017	354
2012	632	2018	428
2013	537	2019	474
2014	479		

2020 yılının son çeyreği ile birlikte Sakarya Gaz sahası olarak isimlendirilen Tuna-1 kuyusunda keşfedilen ve toplamda 405 milyar m³ doğal gaz rezervi Türkiye için son derece önemlidir. Önceki yapılan çalışmalar incelendiğinde doğrulanmış doğal gaz rezervlerinin genellikle yüzde 70’lik bir diliminin çıkartılabildiği görülmektedir. Bu oran göz önüne alındığında tespit edilen 405 milyar m³ doğal gazın ortalama 284 milyar m³’ünün üretim için kullanılabileceği öngörüsünde bulunulabilir. Bu doğrultuda Türkiye’nin doğal gaz talebinin 50 milyar m³ olduğu düşünüldüğünde Tuna 1 Kuyu’sundan ortalama yıllık 10 milyar m³ üretim yapması halinde yıllık

talebin yüzde 20'sini karşılayabilecek bir potansiyele sahip olduğunu öngörebiliriz. Bu sayede 20 yıllık süre için doğal gaz ihtiyacının önemli bir kısmı sağlanarak Türkiye'ye doğal gaz ihracatçı eden ülkelere karşı güçlenmesi sağlanabilir.

2.2.1.3 Türkiye'nin Doğal Gaz Tedariği ve Konumunun Önemi

Türkiye yetersiz kaynak ve potansiyel rezerv dolayısıyla doğal gaz tedariği bakımından neredeyse tamamen dışa bağımlı bir ülkedir. Buna karşın Dünya'nın doğal gaz açısından zengin rezervlerine sahip olan Orta Doğu Ülkeleri, Orta Asya Ülkeleri ve Rusya ile tüketici konumunda olan Avrupa Birliği ülkeleri arasında coğrafi açıdan köprü oluşturan bir pozisyonda olması Türkiye'yi güvenli bir enerji transfer yolu haline getirerek jeopolitik ve jeostratejik açıdan önemli bir noktaya taşımaktadır.

Rusya ile 1986 yılında imzalanan yıllık 6 Milyar m³ (plato) miktarındaki ilk alım anlaşmasının ardından, artan tüketim miktarının karşılanabilmesi amacıyla imzalanan diğer alım anlaşmaları kapsamında sırasıyla Rusya (İlave Batı Hattı), İran ve Rusya (Mavi Akım Hattı)'dan doğal gaz alımına devam edilmiştir. 2001 yılında imzalanan alım anlaşması kapsamında ise 2007 yılında başlanılmak üzere Azerbaycan'dan da doğal gaz alımına başlanmıştır. Bu sayede mevcut durum itibarıyla Türkiye, 3 farklı ülkeden uzun süreli anlaşmalar uyarınca doğal gaz alımı gerçekleştirmektedir.

Boru hattı üzerinden ithal edilen doğal gazın yanı sıra arz kaynaklarının çeşitliliğini arttırmak ve ani tüketim taleplerinde ek rezerv ile hattı besleyebilmek amacıyla BOTAS'ın yapmış olduğu anlaşmalarla 1994 yılında Cezayir'den, 1999'dan itibaren de Nijerya üzerinden LNG alımına başlamıştır. Yapılan bu anlaşmalar doğrultusunda yıllar içerisinde farklı ülkelere ithal edilen doğal gaz miktarları Tablo 2.4'te görüldüğü gibidir. Tablo içerisinde "Diğer" sütunu altında yer alan veriler spot LNG ithalatının gerçekleştirildiği ülkeleri belirtmektedir.

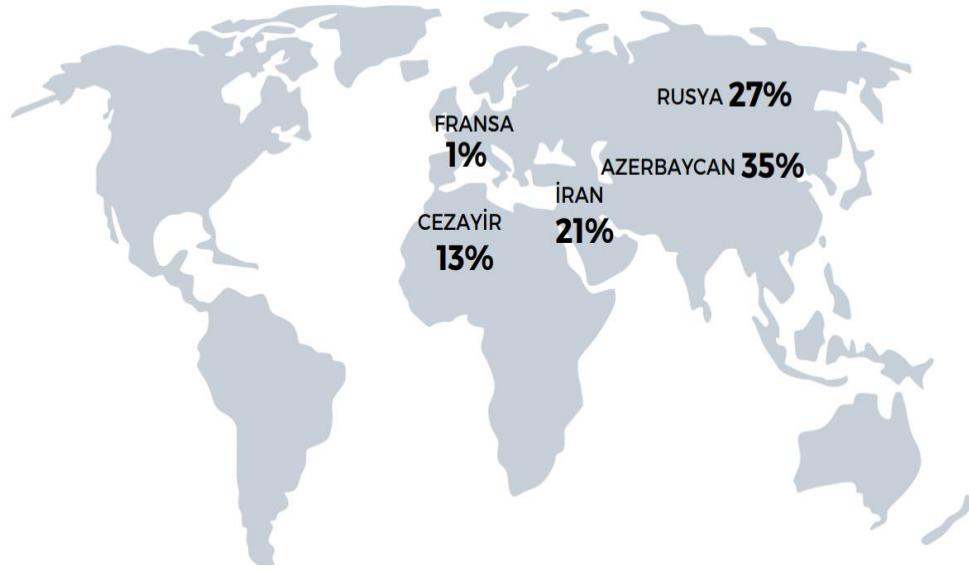
Bu veriler incelendiğinde 2019 yılında Türkiye'nin 45.3 milyar m³'lük ithalatında en büyük payın yüzde 33.61 ile Rusya'ya ait olduğu görülmektedir. Bunu yüzde 21.2 oranla Azerbaycan ve yüzde 17.11 oranla İran takip etmektedir. 2009 ile 2018 yılları arasında Rusya'dan sonra sıralamada İran ikinci sırada ve Azerbaycan üçüncü sırada iken, 2019 yılında Azerbaycan'dan ithal edilen doğal gaz miktarında artış

gerçekleşmiş ve İran'ın önüne geçerek tedarik çoğunluğu bakımından ikinci sıraya yerleşmiştir.

Tablo 2.4 Türkiye'nin Yıllara Göre Doğal Gaz İthalat Değerleri – x 10⁶ m³ [21]

Yıl	Rusya	İran	Azerbaycan	Cezayir	Nijerya	Diğer	Toplam
2009	19.473	5.252	4.960	4.487	903	781	35.856
2010	17.576	7.765	4.521	3.906	1.189	3.079	38.036
2011	25.406	8.190	3.806	4.156	1.248	1.069	43.874
2012	26.491	8.215	3.354	4.076	1.322	2.464	45.922
2013	26.212	8.730	4.245	3.917	1.274	892	45.269
2014	26.975	8.932	6.074	4.179	1.414	1.689	49.262
2015	26.783	7.826	6.169	3.916	1.240	2.493	48.427
2016	24.540	7.705	6.480	4.284	1.220	2.124	46.352
2017	28.690	9.251	6.544	4.617	1.344	4.804	55.250
2018	23.642	7.863	7.527	4.521	1.668	5.061	50.282
2019	15.196	7.736	9.585	5.678	1.756	5.260	45.211

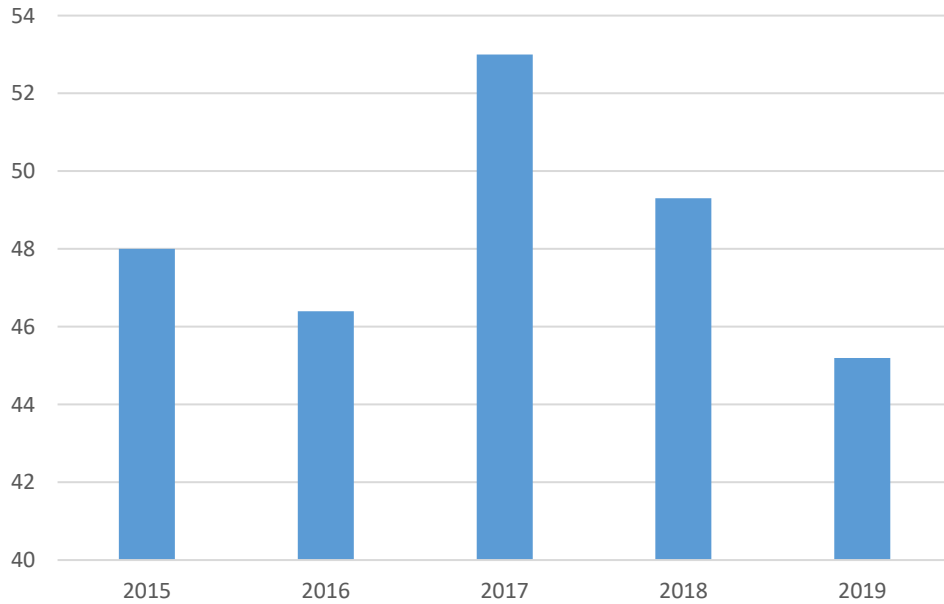
Şekil 2.2'de Türkiye'nin farklı ülkeler üzerinden 2020 yılı Temmuz ayına kadar ithal etmiş olduğu doğal gaz miktarının ağırlıkları görülmektedir. Bu değerler göz önüne alınarak önceki iki yılın aynı ayı ile kıyaslama yapıldığında 2019 yılına göre doğal gaz ithalatında yüzde 5 kadar, 2018 yılının aynı dönemi içinse yüzde 17 kadar azalma gözlemlenmektedir. Bu değer toplam LNG için incelendiğinde 2020 yılının Temmuz ayına kadar olan dönem ile 2019 yılının aynı dönemi kıyaslandığında yüzde 11 ithalatta azalma söz konusudur.



Şekil 2.2 Türkiye'nin 2020 Temmuz Ayı İtibariyle Doğal Gaz İthalat Yüzdeleri [13]

2.2.1.4 Türkiye'nin Doğal Gaz Tüketimi

Türkiye'de 2015 ile 2019 yılları arasında kayda geçen doğal gaz tüketim verileri Şekil 2.3'te görülmektedir. Buna göre 2015 yılındaki tüketim rakamları 2016 yılında yüzde 4 kadar azalış gösterirken 2017 yılında tam tersi bir trend ile artış göstermiş ve 2017 yılının bu döneme kadar kaydedilen en yüksek tüketim değerlerinin gözlemlendiği yıl olarak kayda geçmesine sebep olmuştur.



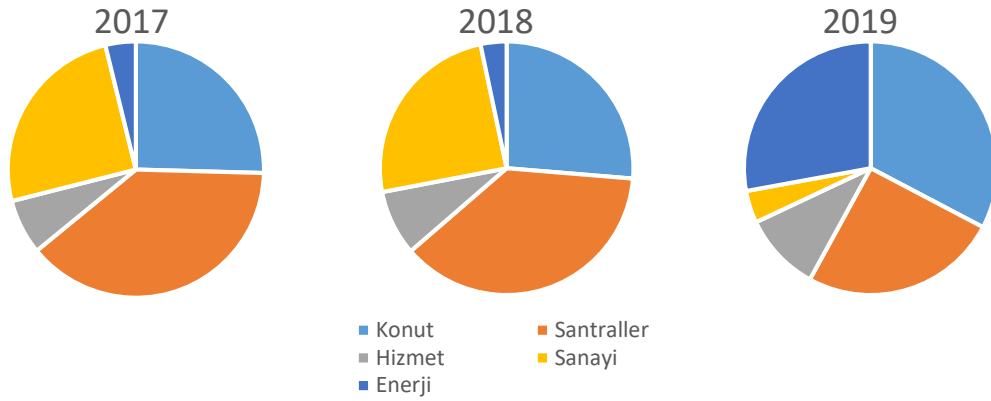
Şekil 2.3 Türkiye'nin 2015 ile 2019 Yılları Arasındaki Doğal Gaz Tüketimi – 10⁹ m³

Ülkemizin doğal gaz tüketimi 2016 yılında 46.6 milyar m³ olarak kayda geçerken, 2017 yılında bu değer yüzde 15 artış göstererek 53 milyar m³ e çıkmıştır [14]. 2017 yılında önceki yıla oranla doğal gaz kaynaklı santrallerden daha düşük elektrik üretimi gerçekleşmesine karşın ortalama sıcaklık değerlerinin daha düşük seyretmesi doğal gaz tüketiminde böyle bir artışa sebep olmuştur. Bu veriler ışığında ilerleyen bölümlerde detaylandırılacak olan tüketim tahminlemesi modelinin kurulması sırasında ortalama sıcaklık verileri de model için bir girdi olarak kabul edilmiştir.

2018 yıl sonu itibariyle 81 il için doğal gaz kullanımının sağlanmasının ardından, 2019 yılında doğal gaz dağıtım şirketlerinin yapmış olduğu yatırımlarla bu illerde yer alan ilçe ve beldelerin doğal gaz alt yapı çalışmaları hız kazanmış ve toplamda 51 merkez ilçe, 922 ilçe, 386 beldeye sahip Türkiye'nin 524 ilçesi ve 26 beldesine doğal gaz alt yapısı kazandırılmıştır [20]. Ancak tüm bu bölgelere iletilen doğal gaz alt yapısına karşın Şekil 2.2'de görüldüğü üzere 2019 yılı tüketim verilerinde diğer yıllara nazaran ciddi bir düşüş gözlemlenmiştir.

Bunun yanı sıra Şekil 2.3'te görüldüğü gibi ülkemizdeki doğal gaz tüketimini sektörel bazlı incelersek, 2017 ve 2018 yılında toplam tüketimin sırasıyla yüzde 25.2 ve yüzde 26.2'sine denk gelirken, 2019 yılında bu oran yüzde 32.6'ya çıkmıştır. Konut tüketimindeki bu oransal artışın özellikle 2019 yılında büyük bir ivme ile devreye alınan yatırımlar sonucu gerçekleştirildiğini söyleyebiliriz.

Yine Şekil 2.3'te yer alan veriler üzerinde 2017 ve 2018 yıllarında sanayinin tüketimdeki payı incelendiğinde ortalama oranın yüzde 25 civarında gerçekleştiği, bu oranın 2019 yılında düşerek toplam tüketimin yüzde 4'üne gerilediği görülmektedir. Hizmet sektöründe tüketilen doğal gaz miktarının oransal olarak önceki yıllara göre yaklaşık sabit kaldığı 2019 yılında, kullanılan doğal gazın tüm tüketim içerisindeki oranı, önceki yıllara göre santrallerde yüzde 12, sanayide ise yüzde 21 düşmüştür.



Şekil 2.4 Türkiye’deki Doğal Gaz Tüketiminin Sektörel Dağılımları [22]

Son olarak 2020 yılında etkili olan ve bir çok sektör gibi enerji sektörünü de yakından etkileyen pandemi şartlarının doğal gaz tüketimi açısından etkisini de net bir şekilde görebilmek adına 2019 yılı ile 2020 yılının ilk yedi aylık tüketim rakamları göz önüne alınırsa 2020 yılında 2019 yılına oranla tüketim yüzde 3.5 gerilemiştir.

2.2.1.5 Türkiye’nin Stratejik Öneme Sahip Doğal Gaz Boru Hatları



Şekil 2.5 Türkiye Üzerinden Geçen Doğal Gaz Boru Hatları

2.2.1.6 Rusya - Balkanlar - Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı (Batı Hattı)

18 Eylül 1984 tarihinde Sosyalist Sovyet Cumhuriyetler Birliği (SSCB) ile Türkiye arasında imzalanan doğal gaz sevkiyatı konusundaki anlaşmanın akabinde BOTAŞ 2 yıl süren alt yapı ve pazar çalışmalarını yürütmüştür. Bu çalışmaların sonucunda 1987 yılından itibaren tedricen artan miktarlarda doğal gaz alımına başlanmış ve 1993 yılında en üst limit değer olan 6 milyar m³/yıl’a ulaşılmıştır. 1986’da inşaat çalışmalarına başlanılan ve 1987 yılında ilk aşamasının tamamlanması sonucunda

Hamitabat'ta yer alan Trakya Kombine Çevrim Santrali'nde elektrik üretimi ile ilk kez kullanımına başlanılan doğal gaz hattı, tamamlanması ile birlikte 845 km uzunluğa ulaşmış ve Bulgaristan üzerinden ülkemize giren gazın Hamitabat, Ambarlı, İstanbul, İzmit, Bursa ve Eskişehir'den geçerek Ankara'ya iletilmesini sağlamıştır. Bu hat üzerinden Ağustos 1988 yılında İstanbul'da yer alan İGSAŞ (İstanbul Gübre Sanayii A.Ş.) ve Ambarlı Santrali doğal gaz ile buluşturulmuş, aynı yılın Ekim ayında ise doğal gaz Ankara'daki konut ve ticari işletmelerin kullanımına açılmıştır [27]. Bu doğal gaz hattı Şekil 2.4'te kırmızı renk ile gösterilmiştir.

2.2.1.7 Rusya – Karadeniz – Türkiye (Mavi Akım) Doğal Gaz Boru Hattı

5 Aralık 1997 tarihinde BOTAŞ ve GAZEXPORT arasında imzalanan 25 yıllık doğal gaz alım – satım anlaşması dahilinde Rusya Federasyonu'ndan doğal gazın Karadeniz üzerinden Türkiye'ye ulaştırıldığı yeni bir boru hattı açılmıştır. Söz konusu hat, 20 Şubat 2003 tarihinde işletmeye alınmış olup, anlaşma uyarınca yıllık 16 milyar m³'e kadar doğal gaz Türkiye'ye arz edilmektedir. Şekil 2.4'te mavi renk ile gösterilen boru hattı ile Rusya'dan temin edilen doğal gaz, Karadeniz Bölgesi üzerinden Türkiye'ye iletilmektedir. Türkiye'ye Samsun üzerinden giriş yapan doğal gaz, Amasya, Çorum, Kırıkkale üzerinden geçerek Ankara'ya ulaşır burada ana hat ile irtibatlandırılmaktadır. Mavi Akım doğal gaz boru hattı üzerinde Rusya'dan Ankara'ya kadar toplamda 3 ana hat bulunmaktadır:

- Doğal gaz Rusya'da İzobilnoye ile Djubga arasında 308 km boyunca 56" çapında boru hattı ve 62 km boyunca 48" çapında boru hattından geçtikten sonra
- Djubga ile Samsun arasında Karadeniz'den 390 km boyunca 24" çapında 2 adet paralel hat üzerinden yolculuğuna devam etmekte ve
- Samsun ile Ankara arasında 48" çapında boru hattı üzerinden 501 km boyunca iletim yapılmaktadır.

2.2.1.8 Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı

8 Ağustos 1996 tarihinde İran ile Türkiye arasında yapılan anlaşma doğrultusunda yıllık 10 milyar m³ doğal gaz İran üzerinden Türkiye tarafından temin edilmektedir. Bu doğrultuda imal edilen Doğu Anadolu Doğal Gaz Hattı yaklaşık 1491 km uzunluğa sahip olup Şekil 2.4'te yeşil renk ile gösterildiği gibi önce İran'dan ülkemize

Doğubayazıt üzerinden giriş yapıp ardından da Erzurum, Sivas ve Kayseri üzerinden Ankara'ya kadar ilerlemektedir. Bu hat 2001 yılının Haziran ayı itibariyle kullanıma açılmıştır.

2.2.1.9 Bakü-Tiflis-Erzurum (BTE) Doğal Gaz Boru Hattı

Azerbaycan'ın Güney Hazar Denizi bölgesinde üretilen doğal gazın Türkiye'ye arzı için 2001 yılında imzalanan ve yılda 6.6 milyar m³ Azerbaycan doğal gazının alınabilmesine imkan tanıyan anlaşma ile 15 yıl süre ile Türkiye'ye doğal gaz sağlanması üzerine mütabakat sağlanmıştır. Bu kapsamda BOTAŞ ve SOCAR arasında yapılan protokoller doğrultusunda Bakü-Tiflis-Ceyhan (BTC) Petrol Boru Hattı ile aynı koridoru kullanan Şekil 2.4'te mor renk ile gösterilen boru hattı kurulmuştur.

Yaklaşık 980 km uzunluğunda ve 42" çapında olan bu boru hattı üzerinden doğal gaz, ilk kez 4 Temmuz 2007 tarihinden iletilmiştir. 2015 yılında bu hattın kapasitesinin artırılması için ikinci bir hat çalışmasına başlanılmış ve 2018 yılı itibariyle TANAP sistemine ilk doğal gaz akışı sağlanmıştır. Bu kapasite artışı projesinin tam kapasite ile devreye girişinin 2022 yılında sonuçlanması hedeflenmektedir.

2.2.1.10 Türkiye - Yunanistan (ITG) Doğal Gaz Enterkonneksiyon Hattı

Şekil 2.4'te turuncu renk ile gösterilmiş olan hat, Avrupa Birliği INOGATE (Interstate Oil and Gas Transport to Europe) Programı kapsamında doğal gazın Türkiye'den ve/veya Türkiye üzerinden Yunanistan'a arz edilmesi için kurulmuştur.

2003 yılında BOTAŞ ve DEPA (Yunanistan Devlet Doğal Gaz Şirketi) tarafından yapılan anlaşma uyarınca 15 yıl süre dahilinde Yunanistan'a gaz iletilmesi üzerinde mütabakat sağlanmıştır. Bu anlaşmanın 4 yıl sonrasında 2007 yılında söz konusu hat devreye girmiş, ardından İtalya'nın talebi üzerine hattın İtalya'ya kadar uzatılması yönünde mütabakata varılmıştır.

2.2.1.11 Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı (TANAP) Projesi

Türkiye'nin doğal gaz talebini karşılayabilmek adına Azerbaycan ile 2011 yılında yapılan anlaşma uyarınca 2018 yılından başlanılarak yılda 6 milyar m³ doğal gazın ülkemize arzı konusunda uzlaşma sağlanmış, 2012 yılında ise buna ek olarak 10

milyar m³ doğal gazın aynı hat üzerinden Avrupa'ya transit taşınması yönünde karar alınarak TANAP projesi başlatılmıştır. Şekil 2.4'te yeşil ve kahverengi renk ile gösterilen boru hatları üzerinden iletilen olan Azeri doğal gazı sadece ülkemiz için değil aynı zamanda Avrupa ülkeleri için de kesintisiz enerji sevki için kritik role sahiptir. Bu proje kapsamında üstte belirtildiği şekilde başlangıçta yıllık 16 milyar m³ ve maksimum yıllık 32 milyar m³ kapasiteye sahip olan hat ülkemize Gürcistan sınırından girip, Yunanistan sınırından çıkmaktadır.

2.2.1.12 Türk Akım Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Türkiye ve Rusya tarafından temelleri 10 Ekim 2016 tarihinde atılan Türk Akım Doğal Gaz Boru Hattı projesi, Rusya Federasyonu'ndan doğal gazın Karadeniz üzerinden önce Türkiye'ye ardından da komşu Avrupa ülkelerine ulaştırılacak şekilde toplamda yıllık 15.75 milyar m³ kapasiteye sahip iki hattın oluşmaktadır. Şekil 2.5'te açık mavi ve turuncu olarak gösterilen güzergahları izleyecek olan bu hatlardan biri ülkemize doğal gaz arzı için, diğeri ise direkt olarak Avrupa'ya arz işlemi için kullanılacaktır. Bu hattın devreye alınması ile mevcut Batı Hattı'nı da koruyarak toplamda yıllık 14 milyar m³ doğal gaz ülkemizde kullanılmak üzere temin edilecektir.

2.2.1.13 Türkiye'nin Yapımı Devam Eden Doğal Gaz Projeleri

2011 yılında imalatına başlanılan Aksaray ilinde yapımına başlanılan doğal gaz yer altı depolama tesisi, Tuz Gölü'nün 40 km güneyinde yerin 1100 – 1400 m derinliğinde yer almakta olup bittiğinde 5.4 milyar m³ depolama alanı ve 80 milyon m³ geri üretim kapasitesine sahip olacaktır. Aksaray'da yürütülen bu çalışmanın yanı sıra Tuz Gölü'nde yer altı depolama tesisi projesi hali hazırda hız kesmeden yürütülmektedir. Bu tesisler ile mevcut şebeke alt yapısına esneklik kazandırılırken aynı zamanda iletim sırasında verim artışı sağlanması hedeflenmektedir.

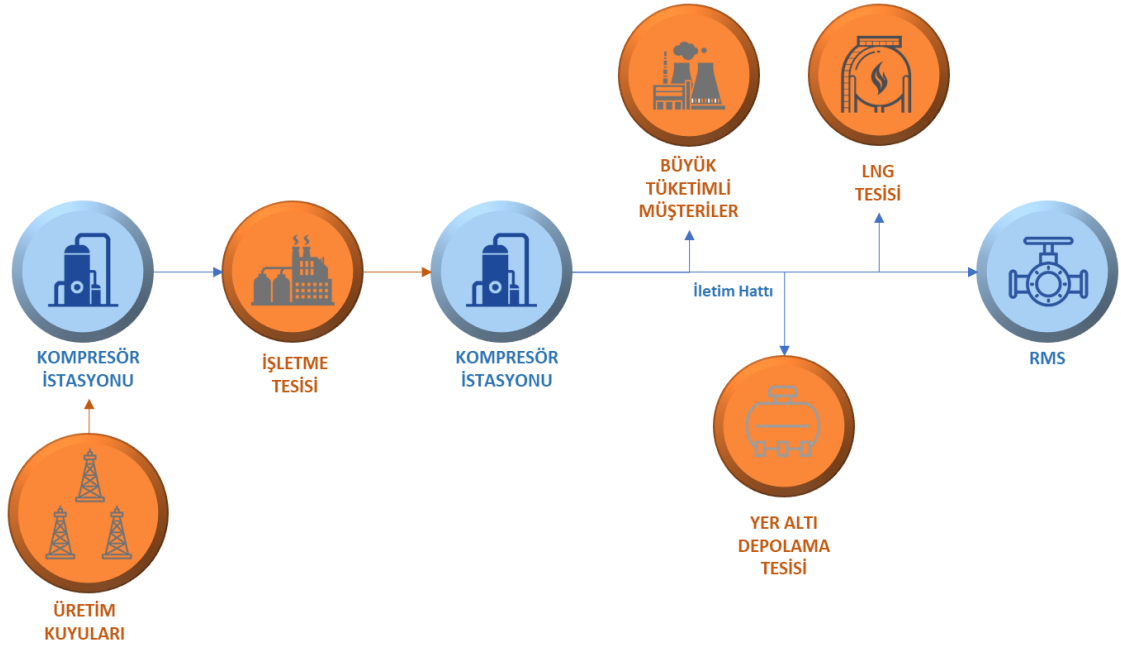
Yeni yapılan bu tesisin dışında mevcut tesislerin kapasite arttırımı için de çalışmalar söz konusudur. Bu kapsamda mevcutta 2.84 milyar m³ depolama alanı ve 25 milyon m³ günlük geri üretim kapasitesine sahip olan İstanbul Silivri'deki Kuzey Marmara-Değirmenköy Depolama tesisinin kapasite arttırımı üzerine çalışılmaktadır. Proje tamamlandığında tesis 4.6 milyar m³ depolama alanı ve 75 milyon m³ günlük geri üretim kapasitesine sahip olacaktır [19].

DOĞAL GAZ PROJELENDİRMESİ VE PLANLAMASI

3.1 Doğal Gaz Şebekesi ve Yapısı

Doğal gazın dağıtım yolculuğu Bölüm 1’de bahsedildiği üzere doğal gazın yer altından çıkartılması ve arındırılması işlemleriyle gerçekleştirilir. Bunun için açılan üretim kuyuları yardımıyla yer altındaki doğal gaz, kendi basıncıyla yüzeye ulaştırıldıktan sonra dağıtım merkezinde toplanılarak içinde bulunan yabancı maddelerden ve istenmeyen bileşimlerden arındırılır.

Elde edilen bu gaz, sıvı fazda LNG olarak veya gaz fazında CNG olarak taşınarak büyük tüketim alanlarına ulaştırılmaktadır. Bu alanlarda yerel dağıtım şirketlerinin de devreye girmesi ile birlikte doğal gazın basıncı istenilen seviyelere düşürülüp, koku için önceki bölümlerde belirtilen bileşikler katıldıktan sonra tüketicilere ulaşmaktadır. Şekil 3.1’de görünen aşamaları takip ederek en son tüketiciye ulaşan doğal gaz, yine arzu edilmesi halinde gerek ani talep artışlarını desteklemek gerekse verimi arttırmak için çeşitli alanlarda depolanabilmektedir.



Şekil 3.1 Doğal Gazın Tüketiciye Ulaşana Kadar Geçtiği Aşamalar

3.1.1.1 Üretim Kuyuları

Uzun süren ve maliyeti yüksek olan sondaj çalışmalarının akabinde özellikleri ve tahmini rezerv miktarı tayin edilen alanlar değerlendirmeye tabii tutularak bu alanlarda doğal gaz çıkartılmasına başlanıp başlanmayacağı kararı verilir. Büyük rezervlerin bulunduğu bölgelerde birden fazla üretim kuyusu yer alabilmektedir. Bu nedenle doğal gazın çıkartılmasına karar verilmesi halinde bölgede mevcut açılmış olan kuyuların geliştirilmesi veya ihtiyaç olması halinde ek üretim kuyularının açılması kararlaştırılır.

Bu üretim kuyuları Şekil 3.2’de gösterilen sondaj kulesine montajlanmış matkap yardımıyla açılmaktadır. Bu işlem sırasında yüksek basınçla çekilen çamur, matkabın dış yüzeyinden ilerletilerek yüzeye iletilir. Bu sırada aynı çamur kullanılarak matkabın soğutulması ve aşırı ısınarak zarar görmesi de engellenir. Matkap ile yüzeyden istenilen derinliğe kadar ilerlendikten sonra kuyu tamalama işlemine geçilir ve açılan delik içerisine kılıf borular yerleştirilir. Ardından bu kılıf borular ile yüzey arasında kalan alan beton ile doldurularak kafesleme işlemi gerçekleştirilir ve kuyu üretime hazır hale gelir.



Şekil 3.2 Üretim Kuyusunun Sondaj Yöntemi ile Açılması

3.1.1.2 Doğal Gaz İşletme Tesisi

Sondaj yöntemi ile açılan kuyulardan çıkartılan doğal gaz, içerisinde yer alan ve istenilmeyen nitelikte olan maddelerden arındırılmak üzere bu tesislerde kurutma ve ayrıştırma işlemlerine tabii tutulmaktadır. Bu işlemler sırasında petrol ve yoğunlaşmış hidrokarbonların ayrıştırılması, doğal gaz içerisindeki suyun alınması, doğal gaz sıvılarının (NGL) alınması ve son olarak sülfür ve karbondioksit gibi gazların ayrıştırılması gerçekleştirilir.

3.1.1.3 Kompresör İstasyonu

Kompresör istasyonları ana iletim hatlarında kış aylarında veya çekişin çok olduğu zamanlarda hattın dengeli şekilde, uygun basınçla beslenebilmesini sağlamak amacıyla kullanılabilecekleri gibi boru hattı içindeki doğal gazın akış sırasındaki basıncının düşmesi halinde hattı istenilen basınç seviyesine çıkartmak için de kullanılmaktadır. Hattın tasarımı sırasında bu basınç düşüşleri göz önüne alınarak 60 – 150 km aralıklarla kompresör istasyonları yerleştirilmektedir.

Basınç düşüşüne karşı önlem olarak kullanılan bu kompresör istasyonlarının yanı sıra, depolama tesislerini besleme ve doğal gaz üretim / toplama kuyularının başlarında da kullanılmaktadır.

Kompresör istasyonları doğal gazın sıkıştırılarak basınçlandırılmasını sağlamanın yanında aynı zamanda içerisine yerleştirilen sıvı ayırıcılar (seperatörler) ve katı partikül filtreleri ile de doğal gazın temizlenmesine yardımcı olurlar.

3.1.1.4 Büyük Tüketimli Müşteriler

Enerji santralleri ve fabrikalar gibi büyük tüketim hacmine sahip olan müşteriler genel dağıtım hatları dışında yer alan iletim hatlarına RM/A istasyonu ekleyerek doğal gaz kullanımına sahip olabilirler. Bu tür müşteriler, ilgili gaz dağıtım şirketlerinin hatlarına bağlanamaması halinde BOTAŞ tarafından ulusal iletim şebekesine de bağlanabilmektedirler.

3.1.1.5 İletim Şebekesi

Bu hat mevcut haliyle bakım ve işletmesi BOTAŞ'a ait tolan ve doğal gaz dağıtım şirketlerinin dışında hizmet alan büyük tüketimli müşterilerin doğal gaz tedarikini gerçekleştirdikleri şebekelerdir. Bu şebekenin üzerinde LNG terminalleri, depolama tesisleri, PIG istasyonları ve kompresör üniteleri bulunur.

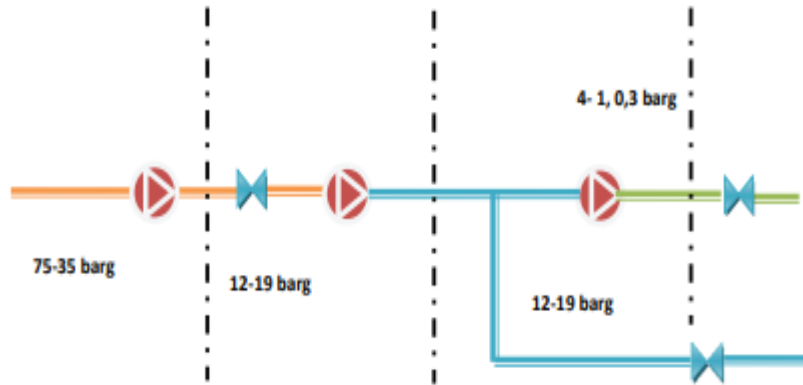
İletim şebekesinin takip ve kontrolü Yaprıcak / Ankara'da yer alan "Sevkiyat Kontrol Merkezi – Gaz Kontrol Merkezi" tarafından sağlanmaktadır. Bu merkez, iletim şebekesinin optimum şartlarda çalışması için gerekli kontrolleri ve doğal gaz akışının sürekliliğinin sağlanması gibi hizmetleri yerine getirmektedir. Taşıyıcının işletme hakkına sahip olduğu istasyonlar arasında çabuk ve etkin haberleşme

SCADA adı verilen data toplama, kontrol ve işleme sistemi ile internet üzerinden sağlanmaktadır.

Gaz Kontrol Merkezinde bulunan SCADA sisteminden faydalanılarak, iletim şebekesine dahil olan boru hatlarının, ana ölçüm istasyonlarının, basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarının, pig istasyonlarının, hat vanalarının, kompresör istasyonlarının kontrolü ve takibi ile optimum şekilde çalıştırılmaları sağlanır. Bu sırada istasyonlardan alınan basınç, sıcaklık ve akış hızı gibi bilgiler SCADA sistemi ile entegre edilmiş bilgisayarlara anlık olarak aktarılarak iletim şebekesinin fiziksel denetlenmesi (sistem dengeleme) sağlanmakta, tehlikeli ve kritik durumların olup olmadığı kontrol edilmekte ve gereken durumlarda hatta müdahale edilebilmektedir.

3.2 Basınç Sistemlerine Göre Doğal Gaz Şebekesi

Doğal gazın çelik ve / veya polietilen sistemleriyle dağıtımının yapıldığı miktarın ölçüldüğü, kokulandırılabilirliğinin sağlandığı ve müşterinin talep ettiği basınca bağlı olarak koşullandırıldığı ve çeşitli doğal gaz dağıtım enstrümanlarının yer aldığı bu hatlar basınçlarına göre yüksek basınçlı, orta basınçlı ve düşük basınçlı olmak üzere üç kategoriye atılmaktadır.



Şekil 3.3 İşletme Basınçlarına Göre Hat Kategorilerinin Gösterimi

3.2.1.1 Yüksek Basınçlı Hatlar

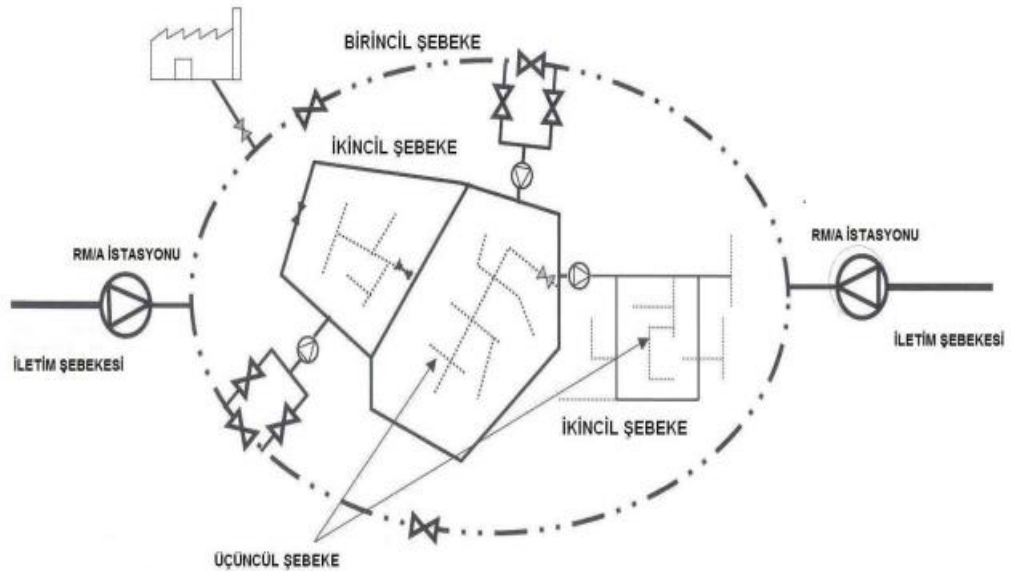
Bu şebekeler “iletim hattı” olarak anılmakta olup 75 Bar_g ile 35 Bar_g arasındaki hatları kapsamaktadır. Yüksek basınçlı hatlar, BOTAŞ’ın yatırımını gerçekleştirdiği ve yapıp, işletmesini yürüttüğü hatları kapsar. İletim firması genelde bu basınç aralığında sözleşmede geçen basıncı tedarikçi firmalar garanti ederler.

3.2.1.2 Orta Basınçlı Hatlar

Orta basınç şebeke yapısında giriş 12-30 Barg, çıkış 4 Barg basınca sahip RM/B istasyonları ile 4 barg PE şebekede dağıtılır ve Servis kutusunda müşteriye 4 Barg olarak teslim edilir. Bu basınç aralığında da gaz dağıtımı yapan şirketler 4 Barg basıncı garanti ederler.

3.2.1.3 Orta ve Düşük Basınçlı Hatlar

Orta basınç şebeke yapısında giriş 12-30 Barg, çıkış 4 Barg basınca sahip RM/B istasyonları ile 4 barg PE şebekede dağıtılır ve Servis kutusunda müşteriye 4 Barg olarak teslim edilir. Bu basınç aralığında da gaz dağıtımı yapan şirketler 4 Barg basıncı garanti ederler.



Şekil 3.4 Orta Basınçlı Hat ile Düşük Basınçlı Hat Aracılığıyla Müşteriye Teslim

DOĞAL GAZ HATTININ PROJELENDİRİLMESİ

4.1 Projelendirme Sırasında Takip Edilen Aşamalar

Bir şehrin doğalgaz dağıtım lisans ihalesi EPDK tarafından belirlenen tarihlerde yapılır ve en düşük teklifi veren dağıtım şirketi 30 yıl süresince işletme lisansı almaya hak kazanır.

İşin kapsamı doğalgazın BOTAŞ hatlarından basıncı ve kapasitesi uygun diğer iletim ve dağıtım hatlarından alınarak belirlenecek şehirlerin mücavir alan sınırları içerisindeki imarların bütününe, şehir besleme istasyonları, orta basınçlı (çelik) dağıtım şebekesi, bölge besleme istasyonları, düşük basınçlı (PE) dağıtım şebekesinin tesis edilmesidir. Bu dağıtım şebekelerinin aracılığı ile doğal gazın lisans bölgeleri sınırları içerisindeki kullanıcılara merkezi ısıtma, bireysel ısıtma, mutfak ve sıcak su, ticari ve sanayi kuruluşların ısıtma ve proses amaçlı kullanımlarının temini için ulaştırılması ve satışının yapılması sağlanır.

Dağıtım bölgeleri sınırları dahilinde gerçekleştirilen ayrıntılı güzergah değerlendirmeleri sonunda BOTAŞ kuruluşuna ait kapasitesi ve basıncı uygun doğalgaz hatları üzerinden alınacak branşmanlarla, basınç düşürme ve ölçüm istasyonları (RMS-A ve MS-A) inşa edilir.

İnşa edilecek bu yapıların projelendirilmesi aşamasında birçok parametre göz önüne alınarak temel basınç ve hız kontrolleri ile tüketicinin maksimum verim ile desteklenmesi hedefine ulaşılmaya çalışılmaktadır.

4.2 Proje Hazırlık Çalışmaları

Hattın çizimine geçilmeden önce yatırım yapılacak ve doğal gazın iletiminin gerçekleştirilecek bölge ile ilgili çeşitli araştırma çalışmaları yürütülür. Alttaki bölümde değinilen parametrelerden yararlanılarak yürütülen bu araştırma çalışmaları doğrultusunda hattın genel tüketim verileri önceki projeler gözetilerek tahmin edilmeye çalışılarak teknik detaylarına karar verilir. Takip eden bölümler içerisinde Ağrı şehri için üretilen bir proje baz alınarak örnekler paylaşılacaktır.

4.2.1.1 Proje Sahasının Konumu

Proje sahasının konumu coğrafik, komşu iller, nüfus büyüklüğü gibi parametrelerin incelenmesi ile gerçekleştirilmektedir.

Ağrı, 42 derece 20 dakika ve 44 derece 30 dakika Doğu boylamları ile, 39 derece 05 dakika ve 40 derece 07 dakika Kuzey enlemleri arasında yer alan 1725 m rakım yüksekliğinde bir şehir olup, Doğu Anadolu Bölgesi'nin Yukarı Murat-Van Bölümü'ndeki yüksek Anadolu yaylasının devamı üzerinde yer almaktadır. Kuzey'den Kars ilinin Kağısman ilçesi, batıdan Muş ve Erzurum illerinin Patnos ilçeleri, güneyden Van ve Bitlis ili ile komşu olan Ağrı'nın kuzey doğusunda Iğdır ili, doğusunda ise İran sınırı yer almaktadır. Yüzey alanı 11520 km² olan Ağrı, yüzey ölçümü olarak Türkiye topraklarının yüzde 2.5'ini kaplamaktadır. Bu doğrultuda Türkiye'nin 26. Büyük ili niteliğini taşımaktadır. Doğu Anadolu bölgesi'nin volkanik dağlarla kaplı çukur kesiminde bulunan Ağrı, Van Gölü'nün doğu kıyısına 5 km uzaklıkta çok az meyilli bir arazi üzerine kurulmuştur.

4.2.1.2 İklim

İklimin soğuk olması kış ayları kullanımını arttırdığı için özellikle konut kullanımının öngörülmesi açısından oldukça önemlidir.

Ağrı ili, iklim bakımından Türkiye'nin en sert ve karasal iklimine sahiptir. İlkbahar ve sonbaharın kısa sürdüğü ilde kış şartları sert seyretmektedir. Senenin 115 ile 125 günü karla kaplı olarak geçmektedir.

4.2.1.3 Bitki Örtüsü

Bitki örtüsünün incelenmesi özellikle boru hatlarının nerelerden geçirileceği ve hangi noktalara istasyonlar kurulabileceğinin belirlenmesi açısından önem arz etmektedir.

Ağrı ilinin alçak kesimlerini oluşturan Murat Vadisi boylarından, doğuda Ağrı Dağı eteklerine kadar uzanan geniş alan bitki örtüsünde yoksundur. Doğal bozkır alanı dışında kalmasına karşın, buraların bugünkü çıplak görünüşü, bitki örtüsünün bir yandan aşırı otlatmalarla öte yandan insan eliyle büyük ölçüde yok edilmiş olmasının sonucudur. Ağrı Dağı'nın kuzey yamacında 2.500 m yükseltide huş

ağaçlarından oluşan orman kalıntısı gibi, il çevresinde görülen bazı kalıntılar, bu yerlerin bir zamanlar ormanlarla kaplı olduğunu göstermektedir.

4.2.1.4 Ekonomik Yapısı

Şehirlerin ve beldelerin gerek ticari gerekse ekonomik açıdan gelişmişlik seviyesi bu şehirlerdeki doğal gaza olan ilgiyi de doğrudan etkilemektedir. Bireylerin ve şehirde yer alan ticari tüketici potansiyeli olan firmaların alım gücü ile orantılı olarak tüketim projeksiyonları değişim göstermekte ve altyapı çalışmalarını şekillendirmektedir. Bunun yanı sıra bir ildeki veya bölgedeki sanayinin gelişmesinde hammadde, ulaşım, beşeri sermaye, mali sermaye birikimi, girişim vb. faktörler üzerinde etkili olup projelerin maliyetleri üzerinde etki ettiğinden alt yapı projelendirmesi konusunda önemli bir rol oynamaktadır. Bu doğrultuda Ağrı ili örneğinden devam edersek, ilçe merkezleri içinde en fazla gelişme gösteren merkez Doğubeyazıt'tır. İlde başlıca geçim kaynakları tarıma ve özellikle hayvancılığa dayanır. Şiddetli karasal iklim ve kısa olan yaz mevsimi nedeniyle hüküm süren kuraklık, nüfus azlığı ve ulaşım zorlukları gibi etmenlerle ilde tarla tarımının geri kalmasına sebep olmuştur.

İlde ekime elverişli tarla tarımı alanları 148.505 hektar yer tutar. Bu alanlar tahıl türlerine, endüstri bitkilerine ve baklagillere ayrılmıştır. Tahıllar içinde buğday başta gelir, bunu arpa ve çavdar izler. Endüstri bitkilerinden şekerpancarı tarımı önde gelir. Ayrıca 2.262 hektarlık bir alan çeşitli sebzelere ayrılmıştır. İlde yetiştirilen ürünlerin yıllık üretim oranları genel olarak düşüktür. Zaman zaman oluşan şiddetli kuraklık yüzünden ürün büyük ölçüde zarar görmektedir. İl genelinde ekimi yapılan başlıca ürünler buğday, arpa, çavdar, şekerpancarı ve çeşitli sebze olarak özetlenebilir.

Ekonomik alandaki etkinliğin temeli, hayvancılığa dayanır. Ülkemizde en çok hayvan beslenen ildir. Koyun, kıl-keçisi, inek, sığır, dana, boğa, at, katır yetiştirilen hayvanlara örnek olarak verilebilir. Son yıllarda yetiştirilen hayvan sayısında düşüş olmasına karşın arıcılık, kümes hayvancılığı (tavuk, horoz, hindi) gelişme içindedir. Geniş otlaklar ve yaylalar, öte yandan nüfus azlığı hayvancılığın yayılmasını ve tutunmasını kolaylaştırmaktadır. Endüstri etkinlikleri bakımından ülkenin en geri kalmış illeri arasındadır.

Bölge genelinde kanatlı hayvan üretimi yaygın olmasına rağmen geçimlik üretim nedeniyle ekonomik gelir elde edilememektedir. İldeki kanatlı hayvan varlığının %69'unu yumurta tavuğu oluşturmaktadır. Ayrıca il, bölgedeki yumurta tavuğunun %36'sını, hindinin %53'ünü ve ördeğin %39'unu barındırmaktadır. İlde 5 adet yumurta paketleme tesisi bulunmaktadır.

Ağrı ilinde, pomza, perlit, tuğla-kiremit, kireçtaşı, andezit, asbest, krom, altın, mermer gibi madenler bulunmaktadır. Madencilik faaliyetlerinin yoğun olmadığı Ağrı'da sadece birkaç mermer ocağı, tuğla fabrikası, pomza ocağı ve krom madeni bulunmaktadır. Diyadin ilçesinde özel bir maden firması tarafından altın çıkarılması girişimler başlamıştır.

4.2.1.5 Fay Hatları

Proje gerçekleştirilecek olan bölgenin deprem riski açısından incelenmesi projenin boru hattının geçirileceği güzergahın belirlenmesi açısından oldukça önemlidir. Deprem risk durumu gözetilerek, olası bir deprem durumunda hattın güvenliğini sağlayacak şekilde tasarım gerçekleştirilmelidir. Şekil 4.1'de de görüleceği üzere Ağrı ili genel olarak 1. ve 2. derece deprem riski içeren bir bölgede yer almaktadır.



Şekil 4.1 Ağrı İli ve İlçelerinin Aktif Fay Hatları ve Deprem Riskli Bölgeleri

4.2.1.6 Ulaşım

Ulaşım özellikle hammadde tedariği ve kaynak transferi için kritik seviyede öneme sahip olup, projenin çizimi sırasında kullanılacak ekipmanların taşınması da gözetilerek proje geliştirilmektedir.

Yüz yıllardır orta doğu ile batı arasında köprü niteliği taşımış olan Ağrı üzerinden Hindistan, Çin, Afganistan, Orta Asya ve İran'ın ipekli kumaşları, baharatları ve diğer malları Anadolu ve Avrupa'ya taşınmıştır. Bu kapsamda petrol, sanayi ürünleri, gıda, hammadde vb. taşımacılık aktiviteleri halen Ağrı üzerinden yürütülmektedir. 8 Ocak 1997'de hizmete açılan Ağrı Havalimanı üzerinden her gün İstanbul ve Ankara'ya sefer gerçekleştirilmektedir. Gerek çevre şehirlerle gerekse büyük şehirlerle gelişmiş kara yolu bağlantıları bulunan Ağrı, E-80 kara yolu ile direkt olarak Erzurum ve İran'a bağlanmaktadır.

4.2.1.7 Meteorolojik Veriler

İklim kontrolünde olduğu gibi yine yıl içi ortalama sıcaklık verileri de direkt olarak kullanımın tahmin edilmesinde, kullanım miktarı gözetilerek dağıtım hatlarının tasarlanmasında kritik seviyede öneme sahiptir. Diğer yandan inşaat süresince oluşabilecek kar ve yağmur gibi olumsuz şartlar da dağıtım hatlarının imalat süresini uzatabilmektedir.

Örneğin Ağrı ili, Türkiye'nin en karasal ve sert iklim kuşağında yer almaktadır. Karasallığın etkisi ile yazlar kurak geçmektedir. Ağrı iline ait Meteoroloji 12.Bölge Müdürlüğü'nden alınan 2016 yılına ait veriler Tablo 4.1'de görüldüğü gibidir.

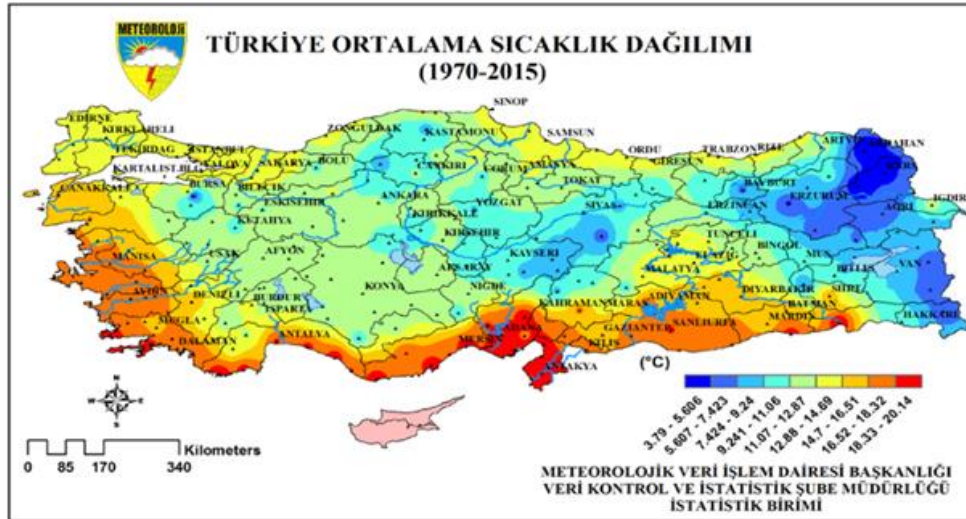
Tablo 4.1 Ağrı Merkez 2016 Yılı Meteorolojik Bilgileri [31]

Parametre	Özellik ve Birim	Değer
Sıcaklık	Ortalama Sıcaklık [$^{\circ}\text{C}$]	6.38
	Yıl İçi En Yüksek Sıcaklık [$^{\circ}\text{C}$]	35.7
	Yıl İçi En Düşük Sıcaklık [$^{\circ}\text{C}$]	-35.8
Yağış	Ortalama Toplam Yağış [mm]	54.96
	Aylık En Yüksek Yağış [mm]	56

Tablo 4.1 Ağrı Merkez 2016 Yılı Meteorolojik Bilgileri [31] (devamı)

Parametre	Özellik ve Birim	Değer
Rüzgar	Ortalama Rüzgar Hızı [m/s]	1.4
	En Hızlı Esen Rüzgar Yönü	Batı
	En Hızlı Esen Rüzgarın Hızı [m/s]	19.6
Toprak Sıcaklığı	Ortalama 5 cm Toprak Sıcaklığı [$^{\circ}\text{C}$]	9.375
	En Düşük 5 cm Toprak Sıcaklığı [$^{\circ}\text{C}$]	-7.2
	Ortalama 10 cm Toprak Sıcaklığı [$^{\circ}\text{C}$]	8.3
	En Düşük 10 cm Toprak Sıcaklığı [$^{\circ}\text{C}$]	-6.8
	Ortalama 50 cm Toprak Sıcaklığı [$^{\circ}\text{C}$]	10.05
	En Düşük 50 cm Toprak Sıcaklığı [$^{\circ}\text{C}$]	0.8

Önceki bölümlerde de belirtildiği üzere tüketim verilerinin tahminlemesinde kullanılan başka bir yöntem ise daha önce proje üretilmiş benzer bölgelerin verilerinin kıyaslanması yoludur. Bu kapsamda Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nden alınan Şekil 4.2'deki haritalar da kullanılabilir.



Şekil 4.21 Ocak Ayı için Türkiye’de İl Bazlı Ortalama Sıcaklık Dağılımı

DOĞAL GAZ TÜKETİMİ GELECEK PROJEKSİYONU

5.1 Doğal Gaz Tüketiminin Gelecek Projeksiyonu

Literatürde yürütülen çalışmalar incelendiğinde ağırlıklı olarak takip eden bölümlerde özetlenen 5 temel kategoride tahminleme ve gelecek projeksiyonu üzerine çalışıldığı görülmektedir.

5.1.1 Öznel Tahminleme

Bu yöntem, geçmişten gelen bilgi birikimi, uzmanlık ve öngöründen yola çıkarak tahminleme yapılmasını ele almaktadır. Tecrübeye bağlı olarak tutarlı olabilmesine karşın tahminlerde bilimsellikten çok yorumsallığı ele almaktadır.

5.1.2 Regresyon Analizi

Doğal gaz tüketiminin seçilen bir veya birden fazla parametre değişimi karşılığında sergilemiş olduğu dağılımın trendi gözetilerek eğri uydurma yöntemi ile yapılan gelecek tahmin senaryolarını ele alır. Bu analiz, iki değişken arasında doğrusal olarak kontrol ediliyorsa basit regresyon analizi, birden fazla bağımsız değişken sonucunda tek bir bağımlı değişken ortaya çıkıyorsa doğrusal çoklu regresyon analizi olarak isimlendirilmektedir.

5.1.3 Box-Jenkins Tekniği

Belirli bir zaman aralığı için toplanılan doğal gaz tüketim verilerinin başka bir dönemle kıyaslanması ile tahminleme yapılmasıdır. Kullanılan yöntemlere göre farklı tipleri bulunmaktadır. Belirli bir zaman aralığını, ondan önce gelen zaman aralığı ile kıyaslayıp buna göre tahmin yapılmasına otoregresif (AR) model, zamana bağlı bir verinin ilgili dönemdeki hata oranının geçmiş dönemin hata oranları ile kıyaslanması ile yapılan tahmine ise hareketli ortalama (MA) modeli, ilk iki yapının birlikte kullanılarak daha az sayıda parametre ile tahmin yapılmasını ele alan model ise Otoregresif Hareketli Ortalama (ARMA) modeli, belli periyotlarda (mevsim değişiklikleri vb. şartlalar) değişiklik gösteren verilerin gelecek tahmininde

kullanılan model ise Durağan Olmayan Doğrusal Stokastik (ARIMA) modeli olarak adlandırılmaktadır.

5.1.4 Yapay Sinir Ağı Modeli

Yapay sinir ağı modeli diğer modellerin aksine bir çıktının bağımsız parametreleri arasındaki lineer olmayan ilişkileri de gözeterek bir matematiksel fonksiyon oluşturup tahminleme yapılmasını ele almaktadır. Kurulan model parametre farklılıkları arasındaki lineer olmayan ilişkileri de göz önüne aldığı için diğer yöntemlere nazaran daha gerçekçi sonuçlar ortaya çıkarabilmektedir. Bir çok farklı model yapısı kullanılmasına karşın, temel mantık girdi ile çıktı arasına bir veya birden fazla ara katman atayarak, bu katmanlar üzerindeki belirli sayıdaki değerin katsayılarının belirlenmesi ve bu sayede tanımlanan girdileri baz alarak çıktılara ulaşılmasını sağlayan bir ana fonksiyon oluşturulmasıdır.

5.1.5 Bulanık Mantık Modelleri

Bulanık mantık modelleri insanın düşünce yapısını örnek olarak hazırlanmış girdi ile çıktı arasında bir mantık doğrultusunda bağ kurmaya çalışan bir yapıdır. Bu yöntem dahilinde tespit doğruluğu ve yanlışlığı ara kademelere bölünerek (örneğin kısmen doğru veya kısmen yanlış) derecelendirilir ve bu doğrultuda çıktı ile arada bağ kurulmaya çalışılır.

Tez çalışması dahilinde girdiler arası lineer olmayan ilişkileri de göz önüne alması, yapılan çalışmalarda raporlanan tutarlılığının yüksek olması, hali hazırda Türkiye'nin doğal gaz tüketim tahminlemesi için bu model ile çalışılmış bir çalışma olmaması ve hali hazırda model eğitiminde kullanılabilecek uygun formatta verinin temin edilebilecek yapıda hazır olması nedeniyle yapay sinir ağı modeli kurulması planlanmıştır.

5.2 Doğal Gaz Tüketim Tahmini Üzerine Çalışmalar

Konu kapsamında literatürde yapılmış olan en dikkat çekici çalışmalar regresyon analizini ve Box-Jenkins tekniklerini ele almaktadır. Bu çalışmaların birinde doğal gaz tüketiminin birincil enerji kaynakları arasındaki payının oldukça hızlı bir şekilde arttığı ve Türkiye'deki enerji talebi artışının yıllık bazda yüzde 8 ile dünyadaki enerji talep artış miktarları arasında ilk sıralarda olduğunu vurgulanmış, ardından Türkiye'nin 1987 yılından 2007 yılına kadar olan doğal gaz kullanım tüketimini

özetlemiştir [12]. Kısa ve uzun vadede doğal gaz talebinde gözlemlenmesi beklenen değerlere değinilen çalışmada “Durağan Olmayan Doğrusal Stokastik Model” kullanılarak doğal gaz tüketiminin gelecek projeksiyonu yapılmıştır. Yapılan tahminlemede 2023 yılında 72.04 Milyar m³ doğal gazın, 2030 yılında ise 86.44 Milyar m³ doğalgazın kullanılacağı öngörülmüştür. Bulunan bu değer daha önce yapılan çalışmalarda 2030 yılında 76.38 Milyar m³ değerinin üzerinde kaldığına değinilmiştir.[7]

Başka bir çalışmada ise iyimser, kötümser ve gerçekçi olmak üzere üç farklı yapı için 2013 ve 2023 yılları arasında Türkiye’nin doğal gaz tüketim verilerinin tahminlenmesi yapılmıştır [13]. Bunun için 1999 ile 2012 yılları arasındaki tüketim değerleri kullanılmış ve ağırlıklı değerlendirme yöntemi ile üç adet model kurulmuştur. İlk modelde Türkiye’nin doğal gaz ithal ettiği ülkeler referans alınarak tahminleme yapılmış, ağırlık belirlenmesi sırasında doğal gaz tedarik edilen ülkeler ve bu ülkeler hacimleri ile birlikte varsa yıllık alım anlaşmaları seçim kriteri olarak kabul edilmiştir. Buradan yola çıkarak Türkiye’ye gaz tedariki yapan Rusya, İran, Azerbeycan, Cezayir ve Nijerya gibi ülkelere ayrı ayrı katsayı belirlemesi yapılmıştır. 2018 yılında ilgili ülkelerle yapılan anlaşmalarda belirtilen alım tutarının yüzde yüzünün alımının gerçekleştirileceği kabulü ile kurulan modelde takip eden yılların katsayıları bu kabule göre belirtilmiş ve 2018 de tedarik katsayısının 1.0’e eşit tutulmuştur. Kurulan bu modelde 2018 yılında 53.46 Milyar m³ ve 2022 yılında 58.34 Milyar m³ doğal gaz tüketimi tahminlemesi yapılmıştır.

İlk modelde toplam alım anlaşması üzerinden katsayı ataması yapılarak tahmin gerçekleştirilirken, ikinci modelde aynı yöntem tüm tedarikçi ülkeler için ayrı ayrı uygulanmış ve benzer şekilde tahmin tekrarlanmıştır. Modelle 2018 yılında 63.38 Milyar m³ ve 2022 yılında ise 81.24 Milyar m³ doğal gaz tüketileceği öngörülmüştür.

Üçüncü ve son modelde ise 1999 ile 2012 yılları arasındaki doğal gaz tüketim verileri üzerinden lineer regresyon ile eğri uydurulmuş ve bu eğri referans alınarak doğal gaz talebinde sürekli artış olacağı kabulü ile tahminleme yapılmıştır. Bu yöntem ile elde edilen projeksiyonda 2018 yılında 60.72 Milyar m³ ve 2022 yılında 71.16 Milyar m³ doğal gaz tüketimi olacağı öngörülmüştür. 2018 yılındaki gerçek veriler gözetildiğinde (47.48 Milyar m³) çalışmada kurulan modellerden gerçeğe en yakın olanının ilk model olduğu görülmektedir.

Bu çalışmaların yanı sıra Türkiye'nin doğal gaz tedarikçisi konumunda olan ülkeler ve bunlarla yapılan anlaşmalar ile bu anlaşmaların yapılmasındaki gerek politik gerekse stratejik kararlarına değinilen başka bir çalışmanın son bölümlerinde doğal gaz tüketim verilerinin gelecek projeksiyonuna değinilmiştir [20]. Tahminlemenin yapıldığı bu bölümde ilk olarak doğrusal regresyon kullanılmıştır. Bunun için ilk olarak Türkiye'nin nüfus verileri kullanılıp kişi başı ortalama enerji ihtiyacı belirlenmiş, ardından sanayi alanındaki doğal gaz tüketim talebinin artışını irdelemek için GSMH (Gayri Safi Milli Hasıla) tahminlerinden faydalanılmış, elektrik üretimi için öngörülen doğal gaz tüketim miktarları için ise TEİAŞ tahminlerinden yararlanılmıştır ancak bu değerler model içerisinde kullanılmamıştır. Doğal gaz tüketim verileri göz önüne alınarak 2025 yılında nükleer santral ile elektrik üretimi yapıldığı ve nükleer santralin kullanılmadığı senaryolar göz önüne alınarak iki farklı tahmin yapılmıştır. Lineer regresyon ile yapılan bu tahminlemede 2018 yılında tüketim 53.39 Milyar m³, 2022 yılında 62.82 Milyar m³ olarak bulunmuş, 2050 yılında ise tüketimin nükleer santrallerin kullanılmaması halinde 128.80 Milyar m³, kullanılması halindeyse 112.80 Milyar m³'e eşit olacağı öngörüsünde bulunulmuştur.

Başka bir tez çalışmasında ise 2002 ile 2017 yılı arasında İstanbul, Ankara, Eskişehir ve Bursa'daki doğal gaz kullanım verileri incelenilerek bu veriler arasında ortak bir yapı ve model olup olmadığı araştırılmıştır [15]. Yıl içerisindeki kullanım değerlerinde değişikliğe sebep olan en önemli parametrenin bireysel tüketici bazlı kullanımların mevsimsellik etkisi ile değiştiğinin vurgulandığı çalışmada yıllık bazda tüketim verilerinin incelenmesinin yanı sıra özellikle ısınma açısından kullanılan ay bazlı tüketim verileri de incelenmiştir. Bunun sonucunda beklenildiği üzere kış aylarında dalgalanmanın ve tüketim düzensizliğinin diğer aylara göre daha yüksek olduğu gözlemlenmiştir. Ek olarak yıllık tüketim rakamları üzerinde yapılan incelemelerde yıllık tüketim verilerinin periyodik olarak artış trendini taşıdığı ve artışın Fourier serisine bağlı olarak temel harmonik şekilde gerçekleştiği belirtilmiştir. Bu bulgulardan yola çıkarak bahsi geçen 4 şehirdeki tüketimi tahmin edebilmek için bir algoritma geliştirilmiştir. Kurulan model Fourier denklemleri esaslı olarak tahmin gerçekleştirmekte olup denklem içerisindeki katsayılar geçmiş verilerle belirlendikten sonra değişkenliğin etkisiyle seçilmiş ve ilgili dönemdeki sıcaklığının etkisini yansıtabilmek adına ek iki düzeltme katsayısı kullanılmıştır.

Sonuç kısmında ise 2009 ile 2017 yılları arasındaki tüketimi tutarlı bir şekilde tahmin edilmiştir.

Konu dahilinde yurt dışında yapılan çalışmalar incelendiğinde ise Cezayir için hazırlanan ve yapay sinir ağı kullanılarak doğal gaz tüketim verilerinin tahminlendiği bir çalışmaya [16] denk gelinmiştir. Makalede çok katmanlı yapay sinir ağı modeli, derin öğrenme modeli, hareketli ortalama ve lineer regresyon yöntemleri ile birlikte yeni geliştirilen bir yöntem kullanılmıştır. Önerilen bu yeni yöntem ile diğer yöntemlerin ortalama hata oranları kıyaslanmıştır. Temel olarak günlük doğal gaz kullanım verilerinin, günlük maksimum ve minimum sıcaklık verilerinin ve takvim yılı bazlı mevsimsel verilerin girdi olarak verildiği önerilen yeni model yapısında doğal gaz kullanımının gelecek projeksiyonu için çok katmanlı yapay sinir ağı modeli ve derin öğrenme yöntemleri birlikte kullanılmıştır. Çalışma sırasında Cezayir'e ait elde bulunan doğal gaz tüketim verilerin yüzde 80'i modelin eğitimi, yüzde 20'si ise modelin testi için kullanılmıştır. Yıl genelindeki farklı dönemlerin 5 temel kategoriye ayrıldığı ve incelendiği çalışmada tüm bu modellerin çıktıları birbirleri ile kıyaslanmış ve önerilen modelin diğer modellere nazaran daha az hata payı ile tahminleme yaptığı belirtilmiştir.

Yurt dışında gerçekleştirilen bir diğer çalışmada ise Çin'in Kuzey bölgesi için doğal gaz tedariki sağlayan PetroChina firması Çin'in Kuzey bölgesindeki doğal gaz tüketimini öngörebilmek için bir model geliştirmiştir [10]. Yürütülen çalışmada kömür'den doğal gaza geçiş projesi kapsamında dönüşüm yapılması planlanan bölgenin dünya enerji tüketiminin yaklaşık yüzde 23.2'sine denk geldiği belirtilmiş ve bu bölge (Beijing-Tianjin-Hebei) için artacak olan doğal gaz tüketiminin tahmini yapılmaya çalışılmıştır. Makalede doğal gaz tüketimi için kullanılan eğri uydurma, gri tahminleme modeli, istatistiksel modeller, matematiksel modeller, koşullu talep modeli ve yapay sinir ağı modeli gibi yöntemlere değinilmiş, kömürden doğal gaza geçiş projesi öncesi ve sonrası ilgili Çin'in Kuzey bölgesi için öngörülen veriler işlenerek, müşteri profilinin doğal gaz geçişi sonrasında nasıl bir talep eğrisi ile tüketim gerçekleştireceği tahmin edilmeye çalışılmıştır. Kurulan bu model 2018 verileri kullanılarak doğrulanmış olup makalede bilgi güvenliği nedeniyle gerçek verilere yer verilmemiştir. Doğal gaz tüketiminin gelecek projeksiyonu kapsamında sıcaklık, nüfus, gayri safi yurt içi hasıla değerleri iki farklı yöntemde (destek vektörlü

makine – SVM ve gözetimli öğrenme - SLM) kullanılmıştır. Geçmiş yıllardan alınan değerler ile tahmin edilen değerler grafiklerle kıyaslanmış olup kullanılan SVM ve SLM yöntemlerinin yapay sinir ağı modelleri ile benzer hata oranlarında tahminleme yapabildiği belirtilmiş ve bu bulgular ışığında dönüşüm sonrasında ortaya çıkacak müşteri talep eğrisi tahminlemesi yapılmıştır.

5.3 YSA ile Doğal Gaz Tüketiminin Gelecek Projeksiyonu

5.3.1 Yapay Sinir Ağı Modeli Kurulması

Tez çalışması kapsamında doğalgaz'ın gelecek projeksiyonunun yapılabilmesi için Matlab'in yapay sinir ağı desteği ile 3 farklı yapay sinir ağı modeli kurulmuştur. Bu modeller için sırasıyla İleri Beslemeli Geri Destekli (Feed Forward Back Prop), Kademeli İleri Beslemeli Geri Destekli (Cascade Forward Back Prop) ve Elman Geri Destekli (Elman Backprop) yapay sinir ağı algoritmaları kullanılmıştır.

Kurulan her 3 modelin eğitimi için 2004 ile 2013 yılları arasındaki veriler kullanılmış olup, modelin doğrulanması aşamasında 2014 ile 2019 yılı doğalgaz tüketim verileri tahmin edilmeye çalışılmıştır. Bu işlemin gerçekleştirilmesi için 10 adet girdi türü kullanılmıştır. 10 girdinin detay çalışmasını belirtmek gerekecek olursa; abone sayıları, Türkiye nüfusu, ortalama sıcaklık, serbest tüketici (800 üstü (TL/ m³), serbest tüketici 300-800(TL/m³), serbest tüketici 0-300 (TL/m³), KDV hariç konut, (TL/m³), enflasyon, yıl içi ortalama dolar kuru (USD/TL), dağıtım yapılan il sayısıdır. Takip eden bölümde girdi türleri için detay çalışma belirtilmiştir. Farklı modeller arasındaki hata oranlarının doğru bir şekilde kıyaslanabilmesi adına tüm modellerde 2 adet ara katman kullanılmış olup, gizli katmanın düğüm sayısı 15 olarak seçilmiştir.

5.3.2 Yapay Sinir Ağı Modelinde Girdi Olarak Kullanılan Veriler

5.3.2.1 Ortalama Sıcaklık

Doğal gaz 1988 yılında Ankara’da ticari amaçla ve konutlar için kullanılmaya başlanmıştır. Türkiye’de 2000 yılında sadece 5 ilde dağıtımı yapılırken (İstanbul, Ankara, Bursa, Eskişehir ve Kocaeli) 2004 yılında bu sayı 10’a (İstanbul, Ankara, Bursa, Eskişehir, Kocaeli, Sakarya, Kayseri, Konya, Kütahya, Tekirdağ), 2009 yılında 57’ye yükselmiş, 2019 yılında ise 81 il merkezinde doğal gaz dağıtımının yapılmaya başlanılmıştır [29,30]. Doğal gaz dağıtımı yapılan şehirlerin o yıllardaki ortalama sıcaklık değerleri TUIK’ten alınarak Tablo 5.1’de görülen sıcaklık değerlerine ulaşılmıştır.

Tablo 5.1 Yıllara Bağlı Ortalama Sıcaklık Değerleri [31]

Yıl	Sıcaklık [°C]	Yıl	Sıcaklık [°C]	Yıl	Sıcaklık [°C]
2004	13.2	2010	15.1	2016	14.0
2005	13.3	2011	12.8	2017	13.7
2006	13.3	2012	13.8	2018	15.1
2007	13.8	2013	13.8	2019	14.4
2008	13.6	2014	14.5	2020	14.9
2009	13.7	2015	13.8		

5.3.2.2 Abone Sayıları

Ortalama sıcaklık başlığı altında da bahsedildiği üzere doğal gazın dağıtımı Türkiye’de 2000’li yıllardan itibaren artış göstermeye başlamıştır. Buna göre konutlarda, ticari meskenlerde ve sanayide kullanılmaya başlanan doğal gazın ilerleyen yıllardaki tüketiminin tahminlemesinin yapılabilmesi için en önemli parametrelerden biri de abone sayılarıdır. Enerji Piyasası Denetleme Kurumu tarafından yayınlanan raporlarda 2004 yılındaki toplam abone sayısının 4.618.412 olduğu ve bu yıldan itibaren abone sayısının sürekli olarak artarak 2010 yılına gelindiğinde 9.109.088’e olduğu görülmektedir [17]. Yıllara göre değişimi Tablo 5.2’deki gibi olduğu doğal gaz tüketicisi abone sayısının 2020 yılında 17.5 Milyon olduğu Gazbir’in doğal gaz sektör analiz raporunda belirtilmiştir.

Tablo 5.2 Yıllara Bağlı Doğal Gaz Abone Değerleri [17]

Yıl	Abone [Kişi]	Yıl	Abone [Kişi]	Yıl	Abone [Kişi]
2004	4618412	2010	9109088	2016	12496511
2005	5315344	2011	9200000	2017	13572231
2006	6012276	2012	9250000	2018	15400892
2007	7474175	2013	9484324	2019	16484478
2008	8201256	2014	10758400	2020	17503491
2009	8512677	2015	11636400		

5.3.2.3 Nüfus Değerleri

Türkiye’de doğal gaz tüketiminin gelecek projeksiyonunun yapılabilmesi için bir diğer önemli parametre ise nüfus bilgisidir. Bu çalışma kapsamında, yıllara göre Türkiye nüfus değerleri baz alınmıştır. Yıllara göre Türkiye nüfusunun değişimi TÜİK üzerinden alınmıştır. Çalışmada ilk aşamada doğal gaz ulaştırılan bölgelerdeki nüfus bilgisinin baz alınması hedeflenmiş ancak Türkiye’de belli bir yıldan sonra köylerin mahalle statüsüne girmesinden dolayı bu verilere istenildiği şekilde ulaşılamamıştır. Bunun neticesinde literatürde yapılan benzer çalışmalar incelenmiş ve ülke nüfusu baz alınarak da doğru sonuçlara ulaşıldığı gözlemlendiğinden ülke nüfus verileri üzerinden çalışmaya devam edilmiştir [32]. Türkiye’nin yıllara bağlı olarak nüfus verisi değişimi Tablo 5.3’teki kullanılmıştır.

Tablo 5.3 Yıllara Bağlı Türkiye Nüfusunun Değişimi [32]

Yıl	Nüfus [Kişi]	Yıl	Nüfus [Kişi]	Yıl	Nüfus [Kişi]
2004	66845635	2010	72137546	2016	79814871
2005	67743052	2011	73058638	2017	80810525
2006	68626337	2012	73997128	2018	82003882
2007	69496513	2013	76667864	2019	83154499
2008	70363511	2014	77695904	2020	83614362
2009	71241080	2015	78741053		

5.3.2.4 Farklı Tüketici Gruplarına Göre Tüketim Verileri

Doğal gaz satış fiyatı konut tüketiminde alternatif ürünlere olan yönelimi ve ticari kullanımda yapılacak olan yeni yatırımların seyrini direkt olarak etkilediği için yapay sinir ağı modelinin eğitilmesi ve doğrulanması için kritik girdilerden olarak kabul edilmiştir. Bu bağlamda yıllara göre farklı tüketici grupları için doğal gaz satış değerleri araştırılmış ve Tablo 5.4'te görülen değerlere ulaşılmıştır [29]. Tabloda görüleceği üzere fiyatlandırmada serbest tüketicilerin tüketim değerleri gözetilerek 0 ile 300 m³/saat, 300 - 800 m³/saat ve 800 m³/saat üstü olmak üzere üç farklı politika izlenilmektedir. Bu fiyatlandırmalar doğal gazın geldiği ülkeden, yapılan anlaşmaya kadar bir çok parametreden etkilenmekte olup yılın her ayında farklı olabileceği gibi, şehirden şehire de farklılık gösterebilmektedir. Serbest tüketicilerin yanı sıra diğer bir tüketici grubu olan konutlar için KDV hariç satış fiyatları yine aynı tabloda paylaşılmıştır. Dönem dönem değişiklik gösteren bu fiyatların belirlenmesi BOTAŞ kurumunun sorumluluğundadır.

Tablo 5.4 Yıllara Bağlı Olarak Doğal Gaz Satış Bedelleri [TL/m³] [6]

Yıl	Serbest Tüketici			Konut
	[0 - 300 m ³ / saat]	[300 - 800 m ³ / saat]	[> 800 m ³ / saat]	
2004	0.35	0.71	0.31	0.35
2005	0.42	0.71	0.37	0.42
2006	0.50	0.72	0.44	0.52
2007	0.53	0.72	0.46	0.53
2008	0.92	0.73	0.82	0.92
2009	0.62	0.74	0.52	0.62
2010	0.63	0.75	0.52	0.63
2011	0.71	0.67	0.59	0.71
2012	0.91	0.85	0.77	0.91
2013	0.92	0.86	0.77	0.92

Tablo 5.4 Yıllara Bağlı Olarak Doğal Gaz Satış Bedelleri [TL/m³] [6] (devamı)

2014	1.00	0.94	0.84	1.00
2015	1.01	0.94	0.84	1.01
2016	0.93	0.87	0.76	0.93
2017	0.95	0.90	0.77	0.95
2018	1.26	1.62	1.43	1.26
2019	1.52	1.82	1.63	1.52
2020	1.54	1.69	1.49	1.54

5.3.2.5 Ekonomik Girdiler

Alım gücü ve ekonomideki değişkenlik tüketicinin davranışını ve enerji kaynaklarında yapacağı seçimleri doğrudan etkilemektedir. Tüketicinin alım gücü doğrultusunda doğal gaz kullanımındaki davranışların modele yansıtılabilmesi için USD/TL, EUR/TL döviz kurları [26,28] ile birlikte tüketici enflasyon değeri Tablo 5.5'te görüldüğü şekilde model için girdi olarak kullanılmıştır.

Tüketicinin alım gücünün yanı sıra söz konusu döviz kurları yurtdışından alınan doğal gazın fiyatlandırılması üzerinde direkt olarak etki sağlamaktadır.

Tablo 5.5 Yıllara Bağlı Olarak Döviz Kuru ve Enflasyon Değişimi [26,28]

Yıl	USD / TL	EUR / TL	Enflasyon
2004	1.42	1.77	9.35
2005	1.34	1.67	7.72
2006	1.43	1.80	9.65
2007	1.30	1.77	8.39
2008	1.29	1.90	10.06
2009	1.55	2.15	6.53
2010	1.50	1.98	6.40
2011	1.67	2.32	10.45

Tablo 5.5 Yıllara Bağlı Olarak Döviz Kuru ve Enflasyon Değişimi [26,28] (devamı)

2012	1.79	2.30	6.16
2013	1.90	2.53	7.40
2014	2.19	2.91	8.17
2015	2.72	3.01	8.81
2016	3.02	3.34	8.53
2017	3.65	4.12	11.92
2018	4.82	5.66	20.30
2019	5.67	6.35	11.84
2020	6.91	8.03	12.28

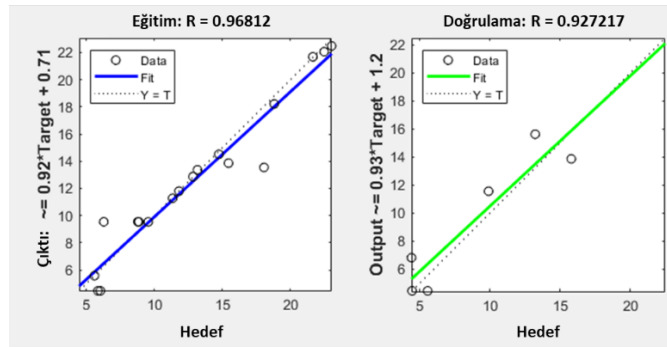
5.3.2.6 Kullanılan Yapay Sinir Ağı Modelleri

5.3.2.7 İleri Beslemeli Geri Destekli Model

Şekil 5.1’de görüldüğü üzere iki katmanlı ve ilk katmandaki düğüm noktası ile kurulan bir model 10 girdi ve 3 çıktı olacak şekilde 2004 ve 2013 yılı verileri kullanılarak eğitilmiş ve Şekil 5.2’de görülecek üzere 0.968 R değeri sonucunda eğitim durdurulmuş ve katsayılar dondurulmuştur.



Şekil 5.1 İleri Beslemeli Geri Destekli Model’in Şematik Gösterimi



Şekil 5.2 Model 1’in Eğitim Sonucunda Ulaşılan R Değeri

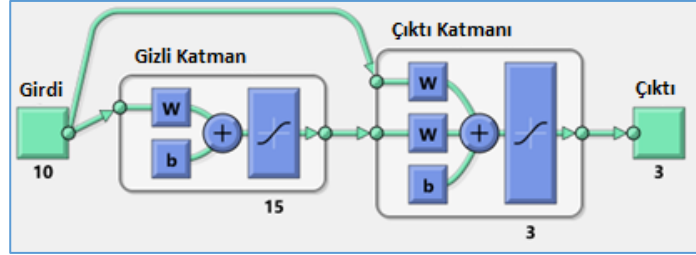
Dondurulan katsayılar için model yardımıyla 2014 – 2020 yılları arasındaki doğalgaz tüketim verileri çeşitli alanlarda tahmin edildiğinde ise sonuçlar Tablo 5.6’da görüldüğü şekilde bulunmuştur.

Tablo 5.6 İleri Beslemeli Geri Destekli Model ile Elde Edilen Tahmin Sonuçları

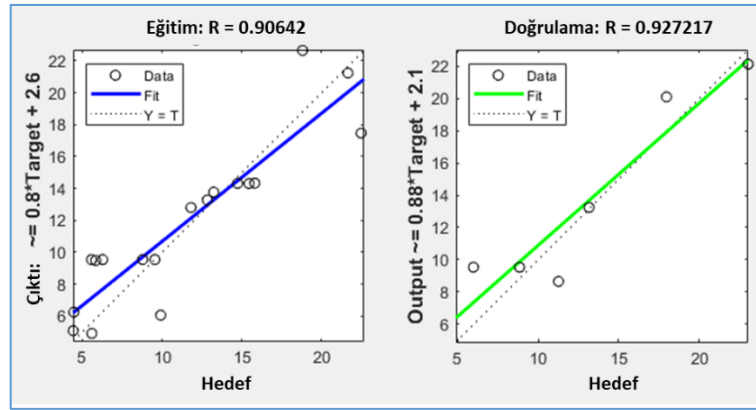
TÜKETİM [1/10 ⁹ m ³]	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Konut	9.26	12.03	12.32	14.11	13.23	14.20	13.42
Sanayi	15.31	18.69	16.50	21.65	18.55	18.64	17.49
Elektrik	24.01	16.31	18.08	24.59	20.39	10.24	18.66

5.3.2.8 Kademeli İleri Beslemeli Geri Destekli Model

Şekil 5.3’de görüldüğü üzere Model’1 e benzer şekilde ancak farklı bir ara geçiş algoritması kullanılarak yine benzer sayıda ara katman ve benzer düğüm sayısı ile bir model kademeli ileri beslemeli geri destekli yapay sinir ağı yöntemi kullanılarak 2004 ve 2013 yılı verileri ile eğitilmiş ve Şekil 5.4’de görülecek üzere 0.906 R değeri sonucunda eğitim durdurulmuş ve katsayılar dondurulmuştur.



Şekil 5.3 Kademeli İleri Beslemeli Geri Destekli Model’in Şematik Gösterimi



Şekil 5.4 Model 2’nin Eğitim Sonucunda Ulaşılan R Değeri

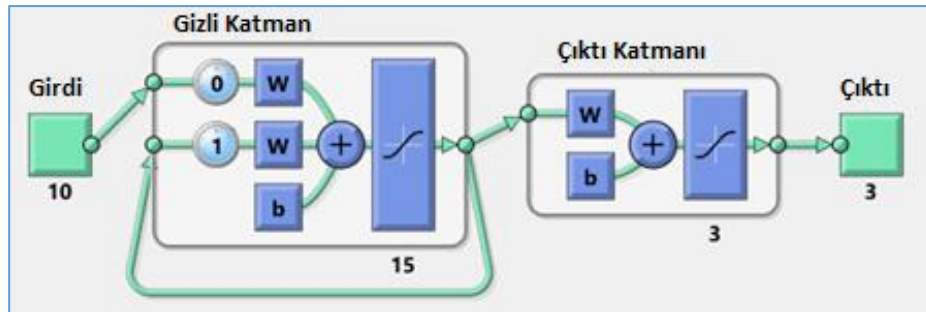
Dondurulan katsayılar için model yardımıyla 2014 – 2020 yılları arasındaki doğalgaz tüketim verileri çeşitli alanlarda tahmin edildiğinde ise sonuçlar Tablo 5.7’de görüldüğü şekilde bulunmuştur.

Tablo 5.7 Kademeli İleri Beslemeli Geri Destekli Model ile Ulaşılan Tahminler

TÜKETİM [1/10 ⁹ m ³]	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Konut	9.20	11.55	11.72	13.81	11.93	13.90	15.81
Sanayi	15.91	17.69	18.00	21.95	17.15	17.14	15.29
Elektrik	24.31	19.31	16.08	20.59	17.89	14.41	17.76

5.3.2.9 Elman Geri Destekli Model

Üçüncü bir model olarak Şekil 5.5'te görülen Elman Geri Destekli yapay sinir ağı modeli kullanılmıştır. Hedeflenen değerlere ulaşıp katsayılardaki düğüm noktaları için katasyılar dondurulduktan sonra model 1 ve model 2 deki tarih aralığı için benzer şekilde tahminleme yapılmış olup tahmin değerleri Tablo 5.8'de görüldüğü şekilde elde edilmiştir. Bu model için benzetim (R) değeri yapay sinir ağı modeli kurulumu için kullanılan MATLAB programı tarafından sunulmadığı için paylaşılmamıştır. Ancak önceki modeller ile benzer periyotlar için yapılan tahminler gözetilerek model performansı takip eden bölümlerde hata payı gözetilerek değerlendirmeye alınmıştır.



Şekil 5.5 Elman Geri Destekli Model'in Şematik Gösterimi

Tablo 5.8 Elman Geri Destekli Model ile Elde Edilen Tahmin Sonuçları

TÜKETİM [$1/10^9 \text{ m}^3$]	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Konut	9.32	12.03	13.12	12.61	13.83	15.30	15.11
Sanayi	17.51	18.69	18.30	21.35	17.15	18.44	15.79
Elektrik	26.11	19.31	17.58	24.59	19.19	15.14	20.86

5.3.3 YSA Tahminleri ile Gerçekleşen Tüketim Miktarlarının Kıyaslanması

Tablo 5.9'da gerçekte kaydedilen toplam tüketim rakamları, kurulan üç model için tahmin edilen toplam tüketim rakamları ile ayrı ayrı yıllık ve toplam olarak kıyaslanmıştır.

Buna göre toplam doğalgaz tüketim rakamları baz alındığında en düşük hata oranı ile tahmin değerini Model 2’de kullanılan kademeli ileri beslemeli geri destekli yapay sinir ağı modeli sunmuştur. İlk yapılan iterasyonda Model 1 için ortalama hata oranı %17.64, Model 2 için %13.86 ve Model 3 için %25.71 olarak kayda geçerken aynı veri seti ile sadece yapay sinir ağı modeli katsayıları değiştirilerek yürütülen ikinci iterasyon sonucunda bu hata oranları %1.58 değerine kadar azaltılabilmektedir. Son yapılan yapay sinir ağı modeli iterasyon çalışmasında model bazında toplam hata oranı ilk model için %4.70, ikinci model için % 1.58 ve son model için ise % 6.87 olarak kayda geçmiştir.

Tablo 5.9 YSA Tahminleri ile Gerçekleşen Tüketim Miktarının Kıyaslanması

Yıl	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gerçekleşen	48.72	48.00	46.40	53.86	49.20	45.29	48.20
Model 1							
YSA Tahmini	48.58	47.03	46.90	60.04	52.17	43.09	49.57
Hata Oranı [%]	%0.29	%2.02	%1.08	%12.07	%9.09	%4.86	%2.71
Ortalama Hata Oranı [O.H.O]			%4.70				
2017 İhmal Edilirse O.H.O.			%3.48				
Model 2							
YSA Tahmini	49.42	48.55	45.80	56.36	46.97	45.19	48.86
Hata Oranı [%]	%1.44	%1.15	%1.29	%4.64	%1.05	%0.22	%1.24
Ortalama Hata Oranı [O.H.O]			%1.58				
2017 İhmal Edilirse O.H.O.			%1.07				
Model 3							
YSA Tahmini	52.94	50.03	49.00	58.56	50.17	48.89	51.76
Hata Oranı [%]	%8.66	%4.23	%5.60	%8.73	%5.69	%7.95	%7.25
Ortalama Hata Oranı [O.H.O]			%6.87				
2017 İhmal Edilirse O.H.O.			%6.56				

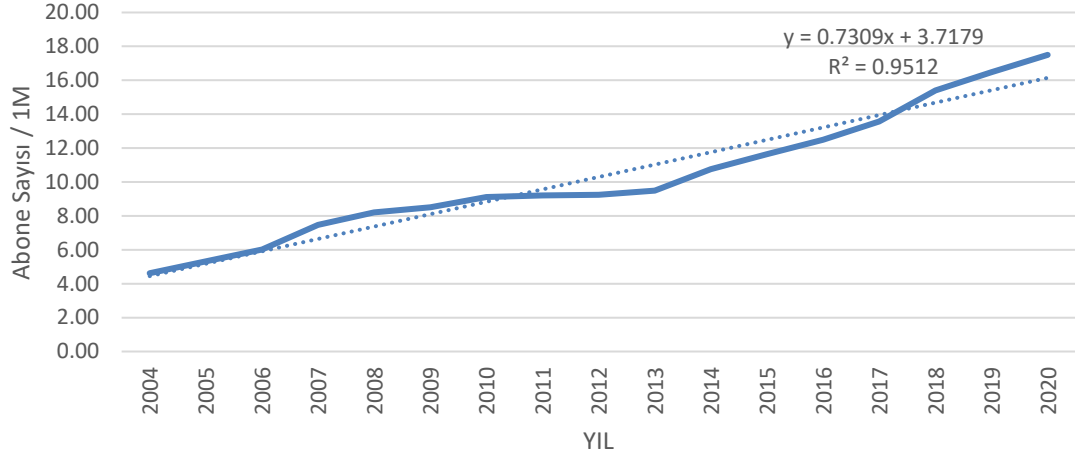
2017 yılındaki tüketim dataları genel tüketim trendine göre değerlendirildiğinde tüketicinin arz edilen il ve ilçelerden, ekonomik veri ve sıcaklıktan bağımsız olarak arttığı ve gerek önceki gerekse sonraki yıllara göre girdilerde bir anormallik olmamasına karşın ani artış sunduğu görülmektedir. Girdilerdeki söz konusu artış trendinin görülmemesine karşın tüketim değerlerinde bu şekilde normal olmayan bir artış söz konusu olması ise her üç modelde de hata oranlarının artmasına sebebiyet vermektedir. Eğer 2017 yılı tüketim değerleri göz önüne alınmaksızın ortalama hata oranı her üç model için tekrar hesaplanırsa bu durumda ortalama hata ilk model için yüzde 3.48, ikinci model için yüzde 1.07 ve son model için ise yüzde 6.56 olarak kayda geçmektedir.

Bulunan hata oranları irdelendiğinde kayda geçen bu seviyelerde özellikle insan faktörüne oldukça bağlı olan ve psikolojik etmenlerin yanı sıra ekonomik parametrelerinde direkt olarak etkisinde kalan, bu nedenle lineer olmayan bir tüketici karakteristiği ortaya çıkartan şartların yüksek oranda payının olduğu görülmektedir.

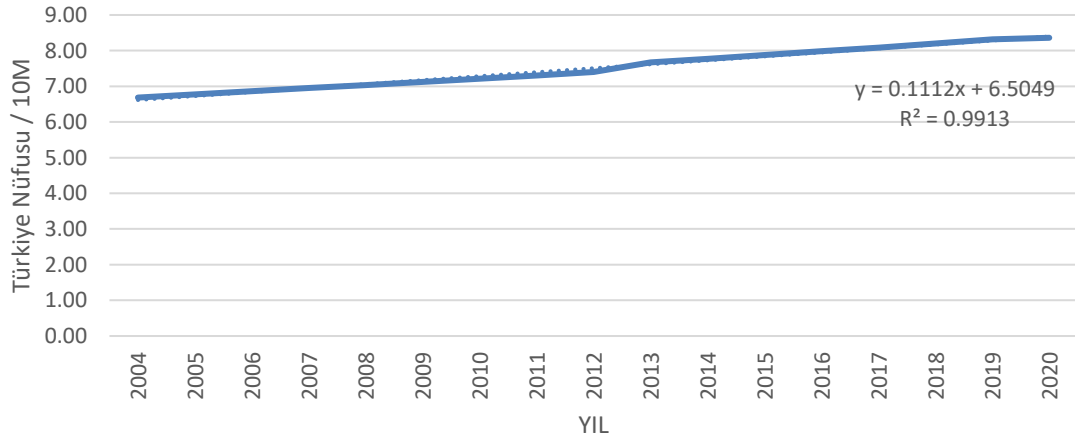
5.3.3.1 2022 ve 2030 Yılları için Doğal Gaz Tüketim Öngörüsü

5.3.3.2 Girdilerin Tahminlemesi

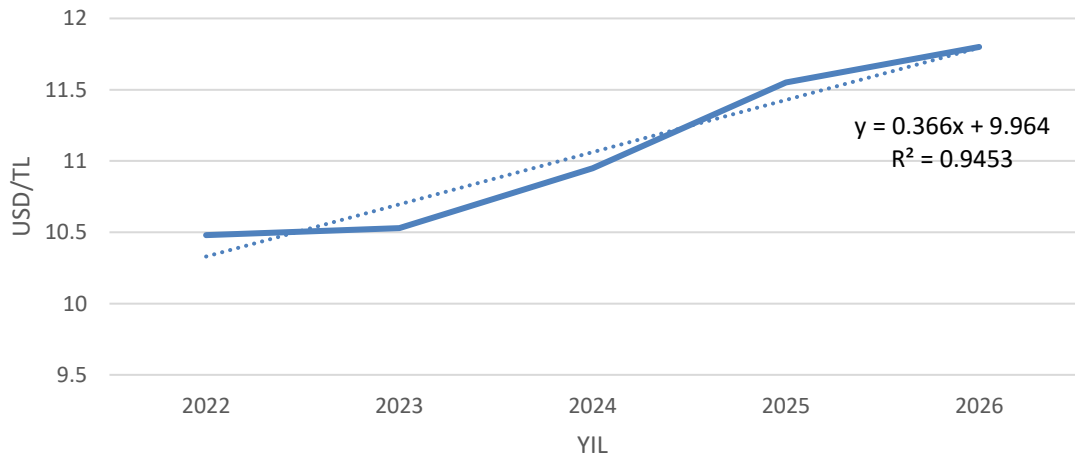
2022 ve 2030 yıllarındaki tüketim değerlerinin projeksiyonunu yapabilmek için girdilerin tahminlemesi sırasında döviz kuru ve sıcaklık girdilerinin dışındaki tüm girdiler için 2004 ile 2020 yılı verileri kullanılarak lineer regresyon yöntemi kullanılmıştır. Döviz kuru (USD/TL ve EUR/TL) girdileri içinse 2022 ile 2025 yılları arasındaki uzman görüşleri [25, 26] kullanılarak 2030 yılı tahminlemesi lineer regresyon yoluyla yapılmış, ülke geneli sıcaklık değerleri ise 2004 ve 2020 yılları arası sıcaklıkların ortalaması şeklinde modele yansıtılmıştır. Takip eden sayfalarda yer alan grafikler kullanılan bu lineer regresyon formüllerini ve ulaşılan R^2 katsayılarını göstermektedir. Bu doğrultuda ulaşılan 2022 ve 2030 yılları için kullanılacak girdilerin değerleri Tablo 5.10'da görülmektedir.



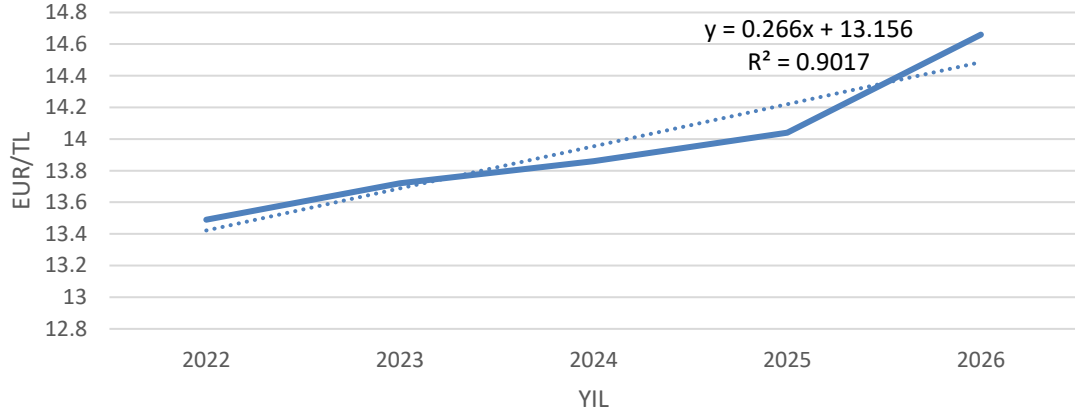
Şekil 5.6 Abone Sayısının Tahmin Eğrisi



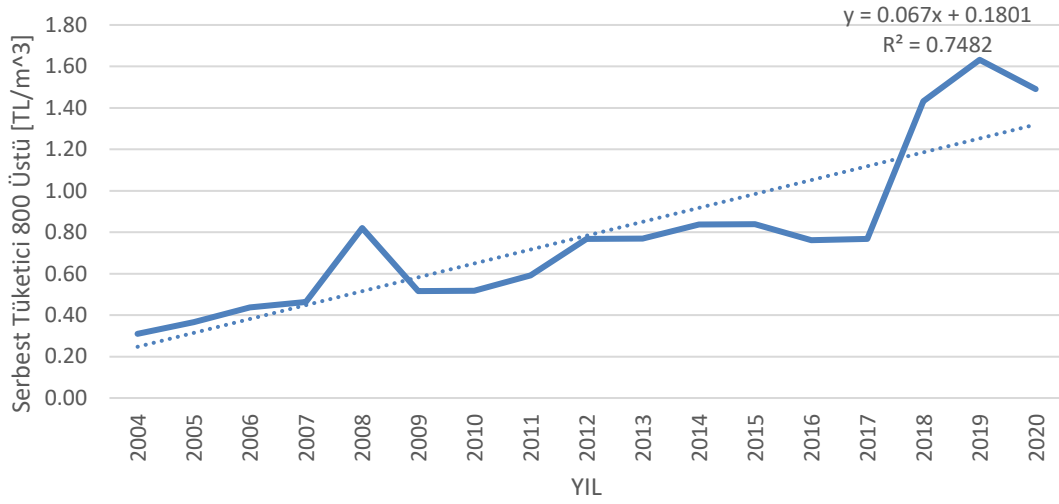
Şekil 5.7 Türkiye Nüfusunun Tahmin Eğrisi



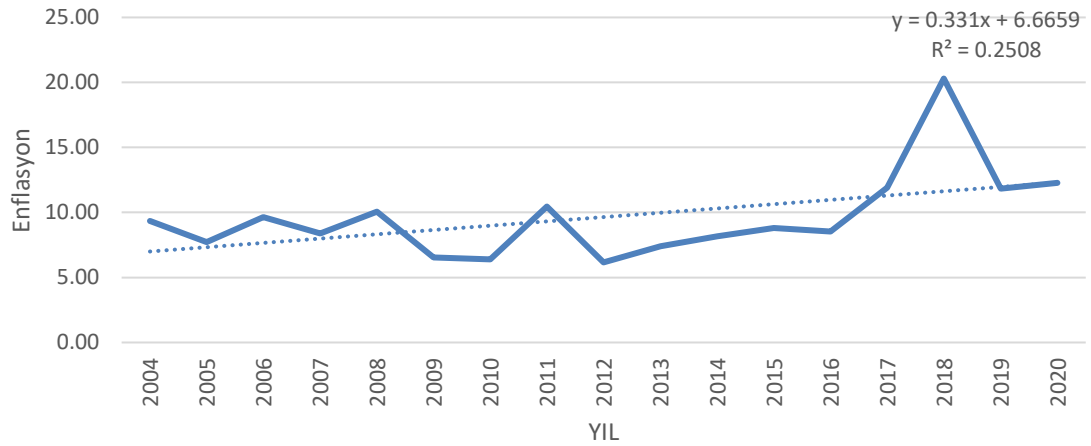
Şekil 5.8 Dolar / TL Kuru Tahmin Eğrisi



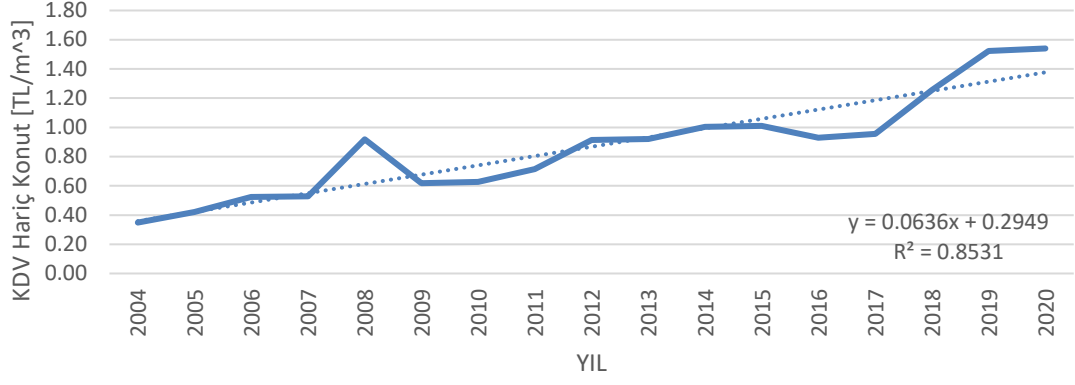
Şekil 5.9 Euro / TL Kuru Tahmin Eğrisi



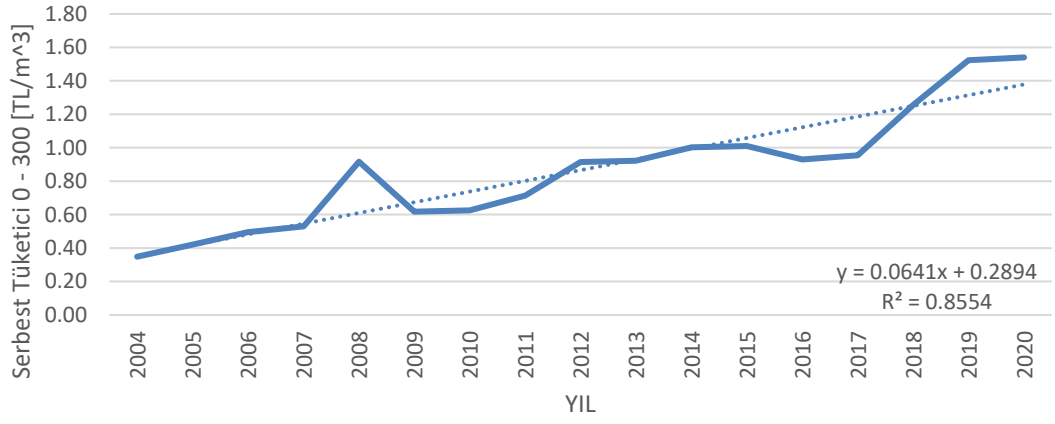
Şekil 5.10 800 Üstü Serbest Tüketiciler İçin Satış Bedeli Tahmin Eğrisi



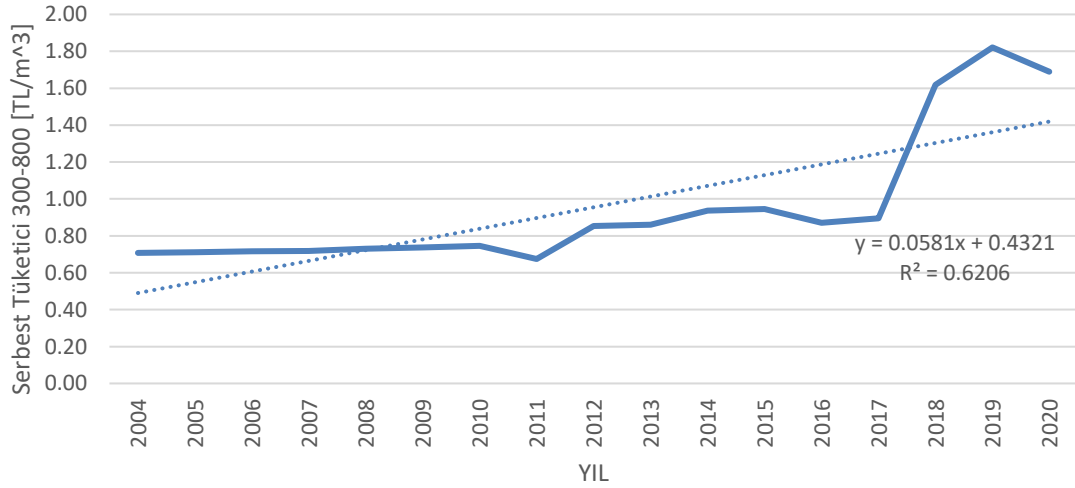
Şekil 5.11 Enflasyon Tahmin Eğrisi



Şekil 5.12 Konutlar İçin Satış Bedeli Tahminin Eğrisi



Şekil 5.13 0 - 300 Serbest Tüketiciler İçin Satış Bedeli Tahmin Eğrisi



Şekil 5.14 300 - 800 Serbest Tüketiciler İçin Satış Bedeli Tahmin Eğrisi

Tablo 5.10 Kullanılacak Olan Girdilerin Tahmin Değerleri [28]

Girdi	2022	2030
Abone Sayısı / 1M	17.16	22.74
Türkiye Nüfusu / 10M	8.63	9.53
Ortalama Sıcaklık [°C]	13.87	13.87
Serbest Tüketici 800 Üstü [TL/m ³]	1.40	1.90
Serbest Tüketici 300-800 [TL/m ³]	1.04	1.55
Serbest Tüketici 0 - 300 [TL/m ³]	1.33	1.93
KDV Hariç Konut [TL/m ³]	1.45	1.95
Enflasyon	11.96	15.61
Yıl içi Ortalama Dolar Kuru [USD/TL]	10.48	13.26
Yıl içi Ortalama Euro Kuru [EUR/TL]	13.49	15.55

5.3.3.3 Yapay Sinir Ağı Modeli ile 2022 Yılı için Doğal Gaz Tüketim Tahmini

Kurulan modelde önceki bölümde öngörülen girdiler ile analiz gerçekleştirildiğinde tahmin edilen doğal gaz tüketim değeri 2022 yılı için 51.32 milyar m³ olarak tahmin edilmektedir. Bu değer Tablo 5.12’de görüleceği üzere diğer referans tez çalışmaları ile mukayese edildiğinde bir miktar aşağıda kalmaktadır. Ancak regresyon ile tahmin yapılan bu çalışmalarda yer alan değerler önceki yılların gerçekleşen tüketim rakamları ile kıyaslandığında da benzer şekilde ilgili tez çalışmalarında tahmin edilen değerlerin reel değerlerden yukarıda kaldığı görülmektedir. Örneğin 2018 yılı tüketim değerleri 1 nolu referans çalışmada [20] 53.46 Milyar m³, 2 nolu referans çalışmada [21] ise 53.39 Milyar m³ tüketim öngörülmüştür. Buna karşın 2018 yılında gerçekleşen doğal gaz tüketimi 47.5 Milyar m³ olarak kayda geçmiştir.

Bu kıyas göz önüne alındığında yapay sinir ağı ile kurulan modelde 2022 yılı doğal gaz tüketimi için tahminlenen değer diğer tez çalışmalarından biraz daha aşağıda olması yapay sinir ağının daha fazla girdi ile kontrol yapıp aynı zamanda bu girdilerin arasındaki lineer ve lineer olmayan ilişkileri birlikte incelemesinin sonucu olarak yorumlanmış ve modelin beklenen düzeyde kararlılıkla tahmin yapabildiği kabul edilmiştir. Bu şekilde doğrulama yapılan model, ilerleyen bölümde

paylaşılacağı üzere daha uzak bir tarih olan 2030 yılının tüketim verilerinin tahminlemesi için kullanılmıştır.

Tablo 5.11 2022 Yılı için Tahmin Edilen Doğal Gaz Tüketimleri

Çalışma	Yöntem	Öngörülen Doğal Gaz Tüketimi [$\times 10^9 \text{ m}^3$]
Mevcut Çalışma	YSA	51.32
Referans Çalışma 1 [20]	Regresyon	58.34
Referans Çalışma 2 [21]	Regresyon	62.82

5.3.3.4 Yapay Sinir Ağı Modeli ile 2030 Yılı için Doğal Gaz Tüketim Tahmini

2022 yılı doğal gaz tüketim tahmininin gerçekleştirilmesi ve önceki referans tez çalışmaları ile kıyaslanıp doğrulanmasının ardından Türkiye'nin 2030 yılı için doğal gaz tüketim tahminlemesi yapılmıştır. Önceki bölümlerde değinilen girdiler kullanılarak yapay sinir ağı modeli ile yapılan tahmin neticesinde 2030 yılında 57.21 milyar m^3 doğal gaz tüketimi olacağı beklenilmektedir.

6 SONUÇ VE ÖNERİLER

Tez çalışması kapsamında doğal gazın çıkartılmasından tüketiciye ulaştırılmasına kadar geçen gerek işletme gerekse projelendirme adımlarına değinilmiş, enerji sektöründeki önemi irdelenerek doğal gaz tedariği açısından Türkiye'nin konumu özetlenmiştir. Ardından projelendirme için kritik esaslar ile birlikte doğal gaz tüketim tahmininin projelendirme için önemine değinilmiş, tahminleme sırasında kullanılan yöntemler özetlenmiştir.

Literatüre katkı sağlamak açısından yeni bir model kurularak yapay sinir ağı kullanımı yardımıyla Türkiye'nin doğal gaz tüketimine ait gelecek projeksiyonunu en doğru şekilde tahminlemeye çalışılmıştır. Bu kapsamda 2004 ile 2013 yılları arasındaki doğal gaz tüketim verileriyle birlikte tahminleme için kritik önem arz eden parametreler girdi olarak kullanılarak “ileri beslemeli geri destekli”, “kademeli ileri beslemeli geri destekli” ve “elman geri destekli” yapay sinir ağı modelleri eğitilmiş, 2014 ile 2020 yılları arasındaki veriler kullanılarak modellerin hata oranları kıyaslanmıştır. En düşük hata payı yüzde 1.07 (2017 verileri ihmal edildiğinde) ile “kademeli ileri beslemeli geri destekli” modelde kayda alınmış olup, bu model kullanılarak çalışmanın bir sonraki aşamasının tamamlanmasına karar verilmiştir.

Sonraki aşama için 2022 ve 2030 yıllarında modelde kullanılacak girdi parametreler lineer regresyon yöntemi ile tahminlenip, bu yıllar için doğal gaz tüketim verileri sırasıyla 51.32 Milyar m³ ve 57.21 Milyar m³ olarak tahminlenmiştir. Bulunan bu sonuçlar mevcut koşullar için gerçeği yansıtmamasına karşın aşağıda belirtilen durumlar göz önüne alındığında farklılıklar gösterebilecek olup, sonuçların bu doğrultuda artış veya azalış gerçekleştirebileceği bilinci ile çıktıların irdelenmesi gerekmektedir.

Hali hazırda Akkuyu Nükleer Santralini yapımı devam etmekte olup, Sinop Nükleer Santrali'nin yapımı ile ilgili projeler ileriki yıllar için planlanmaktadır. Söz konusu nükleer santral olan Akkuyu Nükleer Santralin ilk reaktörünün 2023 yılına, tüm tesisin ise 2028 yılına kadar devreye alınması planlanmaktadır. Doğal gaz tüketiminin ortalama yüzde 30 kadarını oluşturan elektrik üretim faaliyetleri açısından atılacak bu adım sonrasında izlenecek devlet politikaları oldukça kritik bir öneme sahiptir. Devletin nükleer santrallerin devreye alınmasının ardından doğal gaz ile elektrik üretimine devam edeceğinin öngörülmesine karşın, nükleer santrallerin devreye girişi ile birlikte doğal gaz ile elektrik üreten santrallerin devreden çıkartılması gibi bir senaryo halinde kurulan modelde bulunan doğal gaz tüketim değerleri de değişiklik gösterecektir. Buna göre ilgili nükleer santrallerin üreteceği elektriğin sağlandığı santrallerde tüketilen doğal gaz miktarı takip eden bölümde değinilen adımlarla bulunabilir. Doğal gaz ile elektrik üretilmesi sonucunda 1 kW_eh için gerekli olan özgül yakıt tüketimi Denklem 6.1'de görüldüğü gibi hesaplanabilir.

$$be = \frac{3600}{Hu \cdot \mu_{th}} \quad (6.1)$$

Bu denklemde doğal gazın alt ısı değeri (Hu) ve termal verim (μ_{th}) yerine yazılırsa özgül yakıt sarfiyatı aşağıdaki gibi bulunur.

$$be = \frac{3600}{(8250.4,18) \cdot 0,59} = 0,1767 \text{ Nm}^3/\text{kW}_e\text{h} \quad (6.2)$$

Kurulacak olan Akkuyu Nükleer Santrali'nin toplam 4800 MW Sinop Nükleer Santrali'nin ise 4560 MW kurulu güç kapasitesine sahip olması planlanmaktadır. Fakat bu tez kapsamında sadece Akkuyu Nükleer Santralini devreye girecek şekilde varsayımlar yapılmıştır. Bu veriler ışığında ilgili nükleer santrallerin 1 yıllık elektrik üretimi ise Denklem 6.3 den bulunabilir.

$$E = t \cdot N \cdot LF_{\text{nükleer santral}} \quad (6.3)$$

Denklem 6.3'te yıllık toplam çalışma saati (t), ilgili nükleer santrallerin toplam kurulu güç kapasitesi (N) ve tesislerin çalışması sırasındaki toplam yük faktörlerini ($LF_{\text{nükleer santral}}$) Denklem 6.4'te görüldüğü şekilde yerine yazarsak 1 yıl için toplam elektrik üretimi aşağıdaki şekilde bulunur.

$$E = 8760 \cdot (4800) \cdot 0,935 = 39314880 \text{ MW}_e h \quad (6.4)$$

Bu elektriğin hepsinin doğal gaz çevrim santrallerinden karşılanan elektriğin yerine kullanılacağı varsayımında bulunulduğu halde toplam doğal gaz tasarrufu ise bu iki değer çarpılması ile 6,94 Milyar m³ doğal gaz olarak hesaplanır. Önceki yapılan referans çalışmada [21] bu değer Akkuyu Nükleer Santral ve Sinop Nükleer Santralin toplamı ile birlikte hesaplanadığında 16 Milyar m³ olarak hesaplanmış olup, ulaşılan değerler örtüşmektedir. Kurulan modeldeki toplam tüketim değerinin 24.86 Milyar m³'ünü elektrik üretimi için harcanan doğal gazın oluşturacağı öngörülmektedir. Sonuçların değerlendirilmesi sırasında, olası bir politika değişikliği ile elektrik üretimi için kullanılan ve doğal gaz ile çalışan çevrim santrallerinin durdurulması halinde tahmin edilen bu değer 6,94 Milyar m³ kadar düşebileceği ve toplam tüketimin 45,7 Milyar m³ olabileceği göz önüne alınmalıdır. Doğal gaz ile elektrik üretimi yapılan santrallerin kapanmasına yönelik herhangi bir somut anlaşma olmamasına karşın, alternatif senaryolar gözetilirken bunun da olası bir senaryo olarak kayıt altına alınmasının doğru olacaktır.

Hali hazırda doğal gaz dağıtımını ağırlıklı olarak büyük şehirler ve metropol şehirlerde yapılmıştır. Ancak geçtiğimiz yıllarda 81 ile doğal gaz dağıtım çalışmalarının hızlanması ile artık kırsal bölgelere de dağıtım yapılacaktır. Bu zamana kadar kentsel bölgelerdeki ekonomik ve alım gücü gözetilerek yapılan doğal gaz tüketim tahminleri kişilerin alım gücü de göz önüne alınarak farklı tüketici davranışları sergilenmesine neden olabilir. Bu psikolojik ve ekonomik faktörün yarattığı durum ise tahmin edilen tüketim miktarlarından daha düşük veya daha yüksek rakamlar gözlemlenmesine sebebiyet verebilir.

Son yıllarda özellikle karbon salınımını azaltmak ve çevreyi kirleten NO_x ve HC emisyonlarını olabildiğince düşük seviyeye çekmek amacıyla içten yanmalı motorlu araçların yerine elektrikli araçlar almaya başlamıştır. Avrupa Çevre Ajansı (EEA)'nın raporlarına göre 2030 yılında toplam araçların yüzde 30'unun, 2050 yılında ise

yüzde 50 ile 80 arasında bir oranın elektrikli araçlardan oluşacağı üzerinde durulmaktadır [11]. Elektrikli araçların bu denli artış göstermesi elektrik şebekesi üzerinde ek bir yük ortaya çıkartacaktır. Yapılan araştırmalarda piyasadaki araçların yüzde 80'inin elektrikli araçlar ile yer değiştirmesi halinde ülkelerin elektrik şebekelerinde ortalama olarak yüzde 10 kadar artış beklenildiği paylaşılmıştır [8]. Ülkemizin elektrik dağıtım hattında doğacak böyle bir yükün ilerleyen dönemde ne şekilde karşılanacağı ve hangi enerji kaynakları üzerine yatırımların arttırılacağı elektrik üretiminde önemli bir rol üstlenen doğal gazın tüketim değerleri üzerinde de etki gösterecek ve tahminler üzerinde farklılıklara sebep olacaktır.

Doğal gaz kombine çevrim santralleri ile ilgili olası bir enerji politikası değişikliği olması ve yenilenebilir enerji üzerine yatırımların daha da arttırılıp bu santrallerin azaltılması veya tam tersi şekilde doğal gaz ile elektrik tüketiminin teşvik edilmesi halinde tahmin edilen tüketim değerlerinde farklılıklar gözlemlenebilir.

Karadeniz'de Tuna 1 kuyusunda bulunan doğal gaz rezervinin kullanıma hazır şekilde tüketiciye iletilmesi halinde değişebilecek olası fiyat politikalarında gerek konut gerekse sanayi alanında doğal gaz kullanımında artış gözlemlenebilir.

- [1] Dokuzlar , Bircan, “Dünya Güç Dengesinde Yeni Silah Doğal Gaz Orta Asya’dan-Avrupa’ya”, IQ Kültür Sanat Yayıncılık, 2006, İstanbul, s. 20.
- [2] Lee, Y. “Interdependence, issue importance, and the 2009 Russia-Ukraine gas conflict.”, Energy Policy, 102, pp.199-209. 2017
- [3] Barış Şanlı, Nedim Ekiz, “Türkiye’nin Doğalgaz Arz Güvenliği’nin Analitik Bir Değerlendirilmesi”, ICCG, 2011
- [4] Armstrong A.J., Harmin J., “What are ‘Renewable Resources?’”, The Renewable Energy Policy Manual, Organisation of America States. 2011
- [5] Chien –Chiang Lee, Chun-Ping Chang “ Structural Breaks,energy consumption, and economic growth revisited: Evidence from Taiwan” ,Energy Economy, Volume 27, Issue 6, November 2005, Pages 857-872
- [6] Erkan Erdoğan, “A review of Turkish natural gas distribution market” MPRA Paper 19088, University Library of Munich, Germany, 2009
- [7] A.M.Kılıç, “Turkey’s Natural Gas necessity,consumption and future perspectives”, Energy Policy, Volume 34, Issue 14, September 2006
- [8] Levent Aksoy, “The impact of Electric Vehicles on Electricity Consumption”, Bahçeşehir University, 2009
- [9] Yardımcı O., “Türkiye Doğal Gaz Piyasası: Geçmiş 25 Yıl, Gelecek 25 Yıl”, Ekonomi Bilimleri Dergisi, Cilt 3, No 2, ISSN: 1309-8020 (Online), 2011
- [10] Zhiqiang Wang, Yichen Li, Zhanjun Feng, Kai Wen, “Natural Gas Consumption Forecasting model based on coal –to gas project in China”, Global Energy Interconnection, pp 429-435 , October 2019
- [11] Peter Kasten, Jo Bracker, Markus Haller, “ Assessing the Status of Electrification of the Road Transport Passenger Vehicles and Potential Future Implications for the Environment and European Energy System”, ÖKO Institut e.V., 2016
- [12] A.M.Kılıç, “Turkey’s Natural Gas necessity,consumption and future perspectives”, Energy Policy, Volume 34, Issue 14, September 2006
- [13] Bilgehan Engin, “Türkiye Doğal Gaz Arz Güvenliği Ve Gelecek Projeksiyonu İle İncelenmesi”, İstanbul Teknik Üniversitesi,Enerji Enstitüsü,2014
- [14] Özcan Dalmış, “Doğal Gaz Enerjisi Arz Güvenliği”, İskenderun Teknik Üniversitesi/ Mühendislik ve Fen Bilimleri Enstitüsü, Hatay, 2017
- [15]Ergün Yükseltan,Ahmet Yücekaya,Esra Ağca Aktunç, “Forecasting models for daily natural gas consumption considering periodic variations and demand segregation” , Department of Industrial Engineering, Kadir Has University ,2020
- [16] Oussama Laib,Mohamed Tarek Khadir,Lyudmila Mihaylova, “ Toward efficient energy systems based on natural gas consumption prediction with LSTM Recurrent Neural Networks”, Energy, Volume 177, 15 June 2019, Pages 530-542

- [17] Energy Marketing Regulatory Authority, “Turkish Natural Gas Market Report 2020”, 2020
- [18] GAZBİR, “2020 Yılı Doğal Gaz Dağıtım Sektörü Raporu”, 2020
- [19] Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi (BOTAŞ), “2018 Yılı Sektör Raporu”, Ankara
- [20] TSKB, “Enerji Görünümü 2020”, Kasım 2020
- [21] PETFORM, Dünya Doğal Gaz Piyasası, Rezerv Dağılımı
- [22] GAZBİR, “2019 Yılı Doğal Gaz Dağıtım Sektör Raporu”, 2019
- [23] TMMOB, 2018: 179
- [24] <https://tr.wikipedia.org/wiki/OPEC>, 22.06.2020
- [25] <https://energy-versus-environment.com/the-journey-begins/>, 01.05.2020
- [26] <https://turkishad.com/euro-kuru-tahmini-1>, 05.06.2021
- [27] [https://enerji.gov.tr/bilgi - merkezi - dogal – gaz – boru – hatlari – ve - projeleri](https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-dogal-gaz-boru-hatlari-ve-projeleri), 04.09.2020
- [28] <https://turkishad.com/dolar-kuru-tahmini>, 05.06.2021
- [29] <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-94/dogal-gazyillik-sektor-raporu>, 03.11.2020
- [30] <https://tr.weblogographic.com/difference-between-natural-gas>, 10.06.2020
- [31] Türkiye İl ve İlçe Sıcaklık İstatistiği Verileri, Tarım ve Orman Bakanlığı Meteoroloji Genel Müdürlüğü, 07.12.2020
- [32] <https://data.tuik.gov.tr/Kategori/GetKategori?p=Nufus-ve-Demografi>, 03.07.2020

TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR

Makale

1. Z. Yumurtacı ve İ. Taşpınar, “Türkiye’nin Doğal gaz Tüketimi ve YSA yöntemi ile Gelecek Projeksiyonu”, 2021, İstanbul, MMO Tesisat Dergisi, s. 81-92.