

**TÜRK HAVA KURUMU ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ**

**TÜRKİYE DOĞAL GAZ TÜKETİMİNİN SEKTÖREL BAZDA ANALİTİK
MODELLENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

VOLKAN KORKU

İŞLETME ANABİLİM DALI

İŞLETME

KASIM 2014

**TÜRK HAVA KURUMU ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ**

**TÜRKİYE DOĞAL GAZ TÜKETİMİNİN SEKTÖREL BAZDA ANALİTİK
MODELLENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

VOLKAN KORKU

1203817352

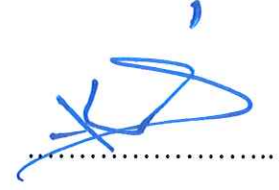
İŞLETME ANABİLİM DALI

İŞLETME

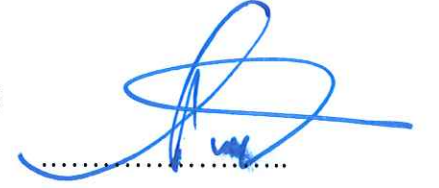
YRD. DOÇ. DR. KÜRŞAD DERİNKUYU

Türk Hava Kurumu Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü'nün 1203817352 numaralı Yüksek Lisans öğrencisi, "Volkan KORKU", ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı "TÜRKİYE DOĞAL GAZ TÜKETİMİNİN SEKTÖREL BAZDA ANALİTİK MODELLENMESİ" başlıklı tezini, aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : Yrd. Doç. Dr. Kürşad DERİNKUYU
Türk Hava Kurumu Üniversitesi



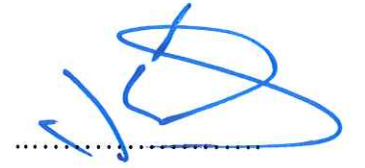
Juri Üyeleri : Yrd. Doç. Dr. Seyithan Ahmet ATEŞ
Türk Hava Kurumu Üniversitesi



Yrd. Doç. Dr. Fehmi TANRISEVER
Bilkent Üniversitesi



Yrd. Doç. Dr. Kürşad DERİNKUYU
Türk Hava Kurumu Üniversitesi



**TÜRK HAVA KURUMU ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ MÜDÜRLÜĞÜ'NE**

Yüksek Lisans Tezi olarak sunduğum “TÜRKİYE DOĞAL GAZ TÜKETİMİNİN SEKTÖREL BAZDA ANALİTİK MODELLEMESİ” adı çalışmamın, tarafımdan akademik etik ve kurallara aykırı düşecek bir yardıma başvurmaksızın yazıldığını veyararlandığım kaynakların kaynakçada gösterilenlerden oluştuğunu, bunlara atıf yapılarak yararlanmış olduğumu belirtir ve bunu onurumla doğrularım.

03.11.2014

Volkan KORKU

ÖNSÖZ

Özellikle son günlerde artan enerji ihtiyacı, fosil kaynakların ve yenilenebilir enerji kaynaklarının önemini bir kez daha gözler önüne sermiştir. Bilindiği üzere Ülkemiz enerji hammaddesi ithal eden bir ülkedir. Enerji hammaddesi ithalatının giderek artması Ülkemiz gibi enerji kaynaklarında dışa bağımlı bir ülkenin, önümüzdeki yıllarda ihtiyaç duyulacak doğal gaz miktarının doğru tespit edilmesi, hem ihtiyaç fazlası gaz sözleşmelerinden tasarruf etmeyi hem de gaz açığı oluşacak durumlarda önceden düşük fiyatlı gaz anlaşması yapabilmek için planlama yapmayı sağlayacaktır. Ayrıca, doğru ve güvenilir bir talep tahmin projeksiyonu ile boru hatları ve kompresör istasyonları yatırımlarının doğru bir şekilde planlaması da sağlanacaktır.

Kasım 2014

Volkan KORKU

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ.....	iv
İÇİNDEKİLER.....	v
TABLO LİSTESİ.....	viii
ŞEKİL LİSTESİ.....	x
KISALTMALAR.....	xi
ÖZET.....	xii
ABSTRACT.....	xiv
GİRİŞ.....	1
BİRİNCİ BÖLÜM.....	3
1. FOSİL VE YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI.....	3
1.1 Fosil Kaynaklar.....	3
1.1.1 Kömür.....	3
1.1.2 Asfaltit.....	6
1.1.3 Petrol.....	6
1.1.4 Doğal Gaz.....	10
1.2 Yenilenebilir Kaynaklar.....	14
1.2.1 Rüzgar Enerjisi.....	15
1.2.2 Güneş Enerjisi.....	16
1.2.3 Jeotermal Enerji.....	16
1.2.4 Hidroelektrik Enerji.....	17
1.2.5 Biyokütle Enerjisi.....	17
1.3 2012 Yılı Türkiye Elektrik Üretimine Kaynaklara Göre Dağılımı.....	17
İKİNCİ BÖLÜM.....	19
2. DÜNYA VE TÜRKİYE'DEKİ DOĞAL GAZ PİYASALARI GELİŞİMİ.....	19
2.1 Küresel Piyasalar.....	19
2.1.1 Küresel Doğal Gaz Rezervleri.....	19
2.1.2 Küresel Doğal Gaz Üretimi.....	21
2.1.3 Küresel Doğal Gaz Talebi.....	21
2.2 Türkiye'deki Durum.....	24
2.2.1 Üretim.....	24
2.2.2 İthalat ve Anlaşmalar.....	26
2.2.3 Üretim - İthalat Değerlendirmesi.....	28
2.2.4 Depolama.....	28
2.2.5 Yer Altı Doğal Gaz Depolama.....	29
2.2.6 LNG Depolama.....	29
2.2.7 Türkiye Doğal Gaz Toplam Tüketimi ve Sektörel Kırılımlar.....	30
ÜÇÜNCÜ BÖLÜM.....	33
3. ENERJİ TALEP TAHMİN MODEL İLE TEZ ÇALIŞMASININ YÖNTEMİ.....	33
3.1 Bu Tezde Kullanılan Yöntem.....	34
3.1.1 Konut Sektörü.....	34
3.1.2 Sanayi Sektörü.....	34
3.1.3 Elektrik Sektörü.....	35
3.2 Literatürdeki Enerji Talep Tahmin Yöntemleri.....	35
3.2.1 Yapay Sinir Ağları (ANN).....	35

3.2.2 Sürü Zekası (Swarm Intelligence).....	37
3.2.3 Karınca Kolonisi Optimizasyonu (Ant Colony Optimization - ACO).....	38
3.2.4 Genetik Algoritma Uygulaması (Genetic Algorithm Approach).....	39
3.2.5 ARIMA Modeli Uygulaması.....	41
DÖRDÜNCÜ BÖLÜM.....	44
4. YUKARIDAN AŞAĞIYA VE AŞAĞIDAN YUKARIYA YÖNTEMLERİ	44
4.1 Tanım Olarak Tümdengelim	44
4.2 Tanım Olarak Tümevarım	44
4.3 Enerji Sektöründe Tümevarım ve Tümdengelim Yaklaşımları.....	44
BEŞİNCİ BÖLÜM	46
5. DOĞAL GAZ TÜKETİMİNİ ETKİLEYEN PARAMETRELERİN PROJEKSİYONU	46
5.1 Konut Sektörü Parametreleri Projeksiyonu	46
5.1.1 Geriye Dönük Abone Sayısı Hesaplama	46
5.1.2 İleriye Yönelik Abone Sayısı Hesaplama	50
5.2 Sanayi Sektörü Parametreleri Projeksiyonu	52
5.2.1 GSYH Projeksiyonu.....	52
5.3 Elektrik Sektörü Parametreleri Projeksiyonu	55
5.3.1 Elektrik Üretiminde Doğal Gaz'ın Payı Hesaplaması ve Projeksiyonu.....	55
ALTINCI BÖLÜM.....	57
6. TÜMDENGELİM YÖNTEMİYLE TÜRKİYE GENELİ TOPLAM DOĞAL GAZ TÜKETİMİ ANALİZİ	57
6.1 Geçmiş Yıllar Tüketim Analizi ve Gelecek Yıllar Projeksiyonu	57
YEDİNCİ BÖLÜM.....	60
7. TÜMEVARIM YÖNTEMİ KULLANARAK TÜRKİYE GENELİ TOPLAM DOĞAL GAZ TÜKETİMİ ANALİZİ.....	60
7.1 Enerji Yoğunluğu Hesaplama.....	60
7.1.1 Konut Sektörü	60
7.1.2 Sanayi Sektörü	60
7.1.3 Elektrik Sektörü	61
7.2 İş Akışı	61
7.2.1 Konut Sektörü:	61
7.2.2 Sanayi Sektörü:	61
7.2.3 Elektrik Sektörü:	62
7.3 Sektörel Analiz.....	62
7.3.1 Konut Sektörü	62
7.3.1.2 Ankara Isıtma Derece Gün Değerlerinin Projeksiyonu.....	64
7.3.2 Sanayi Sektörü	68
7.3.3 Elektrik Sektörü	72
7.4 Sektörel Senaryolar ve Projeksiyon.....	74
7.4.1 Konut Sektörü	74
7.4.2 Sanayi Sektörü	77
7.4.3 Elektrik Sektörü	81
7.5 Toplam Talep Tahmin Projeksiyonu	86
7.5.1 Senaryo 1.....	86
7.5.2 Senaryo 2.....	87
SEKİZİNCİ BÖLÜM.....	89
8. DEĞERLENDİRME	89
8.1 2013 Yılı Tüketim Karşılaştırması	89
8.2 Tümdengelim Yöntemiyle 2013 Yılı Toplam Doğal Gaz Tüketim Tahmini	89
8.3 Tümevarım Yöntemiyle 2013 Yılı Toplam Doğal Gaz Tüketim Tahmini.....	90
8.3.1 Tüketim Tahmini 1 (Sanayi Sektöründe Logaritmik Fonksiyon ile)	90
8.3.2 Tüketim Tahmini 2 (Sanayi Sektöründe Üstel Trend Fonksiyonu ile)	92

8.4 Sonuç	93
8.5 Durbin Watson Testi.....	93
8.6 İçselleştirme derecesi.....	95
8.7 Enerji Yoğunluğu ve Teknolojik Gelişim	95
8.8 Senaryo Çalışmasına Yatkınlık	96
8.9 Yapısal Değişikliklerin Yansıtılması.....	96
DOKUZUNCU BÖLÜM.....	97
9. SONUÇ VE ÖNERİLER	97
KAYNAKÇA	99
ÖZGEÇMİŞ	104

TABLO LİSTESİ

Tablo 1.1	: Türkiyede taşkömürü rezervleri.....	05
Tablo 1.2	: Dünya 2011-2012 arası ham petrol rezervleri.....	07
Tablo 1.2 (Devam)	: Dünya 2011-2012 arası petrol rezervleri.....	08
Tablo 1.2 (Devam)	: Dünya 2011-2012 arası petrol rezervleri.....	09
Tablo 1.3	: Yıllara göre dünya doğal gaz üretim değerleri.....	12
Tablo 1.4	: 2011 – 2012 Yılları dünya doğal gaz tüketim değerleri.....	13
Tablo 1.5	: 2007 – 2013 Yılları Türkiye doğal gaz üretim değerleri.....	14
Tablo 1.6	: Bölgelere göre yıllık ortalama rüzgar yoğunluğu.....	15
Tablo 1.7	: Türkiye 2012 yılı elektrik üretiminin birincil kaynaklara göre dağılımı.....	18
Tablo 2.1	: Küresel doğal gaz rezervleri.....	20
Tablo 2.2	: Küresel doğal gaz üretim miktarları.....	21
Tablo 2.3	: 2005 – 2012 Yılları küresel doğal gaz tüketim verileri.....	22
Tablo 2.4	: Dünya doğal gaz tüketimi ve talep tahmini.....	24
Tablo 2.5	: Mevcut doğal gaz alım satım sözleşmeleri.....	26
Tablo 2.6	: 2005 – 2012 Yılları doğal gaz ithalat miktarları.....	27
Tablo 2.7	: Depolama faaliyeti tesis bilgileri.....	29
Tablo 2.8	: 1987 – 2012 Yılları Türkiye toplam doğal gaz tüketimi.....	30
Tablo 2.8 (Devamı)	: 1987 – 2012 Yılları Türkiye toplam doğal gaz tüketimi.....	31
Tablo 2.9	: 2009 – 2012 Yılları Türkiye konut sektörü toplam doğal gaz tüketimi.....	31
Tablo 2.10	: 2005 – 2012 Yılları Türkiye sanayi sektörü toplam doğal gaz tüketimi.....	32
Tablo 2.11	: 2005 – 2012 Yılları Türkiye elektrik sektörü toplam doğal gaz tüketimi.....	32
Tablo 5.1	: 2008 – 2012 Yılları Türkiye geneli abone sayıları.....	46
Tablo 5.2	: 1987 – 2012 Yılları abone sayıları değerleri ve geçmiş yıllar.....	48
Tablo 5.3	: Abone sayıları değerleri 2013 – 2023 yılları tahmini.....	50
Tablo 5.4	: 1987 – 2012 Yılları Türkiye gayri safi yurtiçi hasılası.....	52
Tablo 5.5	: 2013 – 2023 Yılları Türkiye gayri safi yurtiçi hasılası tahmini.....	53
Tablo 5.6	: Türkiye sanayi üretimi artış oranı senaryoları.....	53
Tablo 5.7	: 1987 - 2012 Yılları Türkiye elektrik üretimi ve doğal gaz payı.....	55
Tablo 5.7 (devam)	: 1987 – 2012 Yılları Türkiye elektrik üretimi ve doğal gaz payı.....	56
Tablo 5.8	: 2013 – 2023 Yılları Türkiye elektrik üretimi ve doğal gaz payı projeksiyonu.....	56

Tablo 6.1	: 1993 – 2023 Yılları gerçekleşen doğal gaz tüketimi ve tündengelim yöntemiyle tahmin	57
Tablo 6.1 (devam)	: 1993 – 2023 Yılları gerçekleşen doğal gaz tüketimi ve tündengelim yöntemiyle tahmin	58
Tablo 7.1	: Geçmiş yıllar birim tüketim değerleri	62
Tablo 7.2	: Geçmiş yıllar iller bazında ısıtma derece gün değerleri	63
Tablo 7.3	: 1997 – 2012 Yılları Ankara ısıtma derece gün değerleri	65
Tablo 7.4	: 2005 – 2012 Yılları sanayi sektörü enerji yoğunluğu	68
Tablo 7.5	: 2013 – 2023 Yılları sanayi enerji yoğunluğu tahmini – Logaritmik fonksiyon	70
Tablo 7.6	: Gelecek yıllar sanayi enerji yoğunluğu tahmini – Üstel fonksiyon	72
Tablo 7.7	: Elektrik sektörü enerji yoğunluğu	73
Tablo 7.8	: Türkiye konut sektörü doğal gaz tüketimi tahmini	75
Tablo 7.9	: Türkiye sanayi sektörü doğal gaz tüketimi tahmini (milyar sm ³) – Logaritmik fonksiyon	77
Tablo 7.10	: Türkiye sanayi sektörü doğal gaz tüketimi tahmini (milyar sm ³) – Üstel fonksiyon	79
Tablo 7.11	: Türkiye elektrik sektörü elektrik üretimi artış oranı senaryoları	81
Tablo 7.12	: Türkiye elektrik sektörü doğal gaz tüketimi projeksiyonları	83
Tablo 7.13	: Türkiye sektörel bazda doğal gaz talep tahmini projeksiyonu	86
Tablo 7.14	: Türkiye sektörel bazda doğal gaz talep tahmini projeksiyonu	87
Tablo 8.1	: 2013 Yılı İçin tündengelim yöntemiyle tüketim hesaplaması için gereken parametreler	89
Tablo 8.2	: Tündengelim yöntemiyle 2013 yılı tüketim tahmini	90
Tablo 8.3	: Tündengelim yöntemi 2013 yılı tüketim tahmini ile 2013 yılı gerçekleşen tüketim kıyaslaması	90
Tablo 8.4	: Tümevarım yöntemi 1. senaryo ile 2013 yılı tüketim tahmini	91
Tablo 8.5	: Tümevarım yöntemi 1. senaryo 2013 yılı tüketim tahmini ile 2013 yılı gerçekleşen tüketim kıyaslaması	91
Tablo 8.6	: Tümevarım yöntemi 2. senaryo ile 2013 yılı tüketim tahmini	92
Tablo 8.7	: Tümevarım yöntemi 1. senaryo 2013 yılı tüketim tahmini ile 2013 yılı gerçekleşen tüketim kıyaslaması	92
Tablo 8.8	: 1987 – 2012 Yılları tüketimin tündengelim yöntemi ile analizi istatistik sonuçları	94
Tablo 8.9	: Tümevarım yöntemi ile birim tüketim analizi istatistik sonuçları	95

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 2.1	: Küresel doğal gaz tüketim talebi projeksiyonu	23
Şekil 2.2	: 2013 Yılı Türkiye doğal gaz üretimi yapan şirketler ve payları.....	25
Şekil 2.3	: 2013 Yılı Türkiye doğal gaz İhaleleri yapılan ülkeler ve payları.....	27
Şekil 2.4	: 2013 Yılı toplam gaz arzının karşılandığı kaynakların payı	28
Şekil 5.1	: Yıllara göre doğal gaz iletim hattı uzunluğu	47
Şekil 5.2	: 1987 – 2012 Yılları Türkiye geneli abone sayısı değerleri ve geçmiş yıllar tahmini	47
Şekil 5.3	: 1987 – 2012 Yılları abone sayıları değerleri ve geçmiş yıllar tahmini .	49
Şekil 5.4	: 1987 – 2023 Yılları abone sayısı projeksiyonu	51
Şekil 5.5	: 1987 – 2023 Yılları Türkiye gayri safi yurtiçi hasılası.....	54
Şekil 6.1	: 1993 – 2023 Yılları gerçekleşen doğal gaz tüketimi ve tımdengelim yöntemiyle tahmini	59
Şekil 7.1	: Konut sektörü doğal gaz tüketimi modellemesi iş akış diyagramı.....	61
Şekil 7.2	: Sanayi sektörü doğal gaz tüketimi modellemesi iş akış diyagramı	61
Şekil 7.3	: Elektrik sektörü doğal gaz tüketimi modellemesi iş akış diyagramı....	62
Şekil 7.4	: Abone birim tüketim – İller ısıtma derece gün karşılaştırması	63
Şekil 7.5	: Ankara ısıtma derece gün değerleri – Abone birim tüketim karşılaştırması	64
Şekil 7.6	: Ankara ısıtma derece gün değerleri normal dağılımı	66
Şekil 7.7	: Isıtma derece gün – Birim tüketim doğrusal analiz.....	67
Şekil 7.8	: 2005 – 2012 Yılları sanayi sektörü enerji yoğunluğu	69
Şekil 7.9	: Geçmiş yıllar sanayi sektörü enerji yoğunluğu logaritmik trend analizi	70
Şekil 7.10	: 2005 – 2012 Yılları sanayi sektörü enerji yoğunluğu üssel trend analizi	71
Şekil 7.11	: 2005 – 2012 Yılları elektrik sektörü enerji yoğunluğu	73
Şekil 7.12	: 2008 – 2023 Yılları Türkiye konut sektörü doğal gaz tüketimi tahmini projeksiyonu.....	76
Şekil 7.13	: 2005 – 2023 Yılları Türkiye GSYH ve sanayi sektörü doğal gaz tüketimi projeksiyonu – Logaritmik fonksiyon	78
Şekil 7.14	: 2005 – 2023 Yılları Türkiye GSYH ve sanayi sektörü doğal gaz tüketimi projeksiyonu – Üstel fonksiyon	80
Şekil 7.15	: Türkiye elektrik sektörü elektrik üretimi ve doğal gaz kaynak oranı projeksiyonları	84
Şekil 7.16	: 2005 – 2023 Yılları Türkiye elektrik sektörü doğal gaz tüketimi senaryoları.....	85
Şekil 7.17	: Tümevarım yöntemiyle 2012 – 2023 yılları Türkiye doğal gaz talep tahmin projeksiyonu senaryoları.....	88

KISALTMALAR

AB	Avrupa Birliği
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
BOTAŞ	Boru Hatları ile Petrol taşıma Anonim Şirketi
CNG	Sıkıştırılmış Doğal Gaz
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
GSMH	Gayri Safi Milli Hasıla
GSYH	Gayri Safi Yurtiçi Hasıla
GwH	Gigawatt Saat
ISO	Uluslararası Standart Örgütü
IMF	Uluslar Arası para Fonu
KwH	Kilowatt Saat
LNG	Sıvı Doğal Gaz
MAED	Model for Analysis of Energy Demand
OECD	Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Teşkilatı
OPEC	Petrol İhraç Eden Ülkeler Teşkilatı
PİGM	Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
SSCB	Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TMMOB	Türk Mühendis ve Mimarlar Odası Birliği
TPAO	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
DG	Doğal Gaz

ÖZET

TÜRKİYE DOĞAL GAZ TÜKETİMİNİN SEKTÖREL BAZDA ANALİTİK MODELLENMESİ

KORKU, Volkan

Yüksek Lisans, İşletme Bilim Dalı

Tez Danışmanı: Yrd. Doç. Dr. Kürşad DERİNKUYU

Kasım – 2014, 104 sayfa

Bilindiği üzere Ülkemiz enerji hammaddesi ithal eden bir ülkedir. Enerji hammaddesi ithalatının giderek artması, çevresel politika kaygılarının yanı sıra, cari açık büyümesi sorununu da ortaya çıkarmaktadır. Enerji ithalatının en büyük kalemi olarak da doğal gaz görülmektedir. Oransal olarak yıllık bütçenin doğal gaz ithalatına ayrılan kısmı %20 civarındadır. Ülkemizdeki doğal gaz rezervinin çok düşük seviyelerde olması, bu ithalatın devam edeceğini göstermektedir. Bu sebeple, önümüzdeki yıllarda ihtiyaç duyulacak doğal gaz miktarının doğru tespit edilmesi, Ülkemizde oluşabilecek arz fazlası durumunun önüne geçilebilmesi veya gaz açığı oluşacak durumlarda önceden düşük fiyatlı gaz anlaşması yaparak cari açık miktarını azaltacak bir planlama yapmayı sağlayacaktır. Diğer taraftan, talep projeksiyonuna bağlı olarak yapılacak boru hatları ve kompresör istasyonları yatırımlarının planlanması da optimize edilebilecektir.

Bu çalışmada enerji kaynaklarının üretim ve tüketim şekillerinin yakın döneme ait verileri kullanılarak Türkiye ve Dünya’da mevcut fosil ve yenilenebilir enerji kaynaklarının gelecekteki durumları irdelenmeye çalışılmıştır. Daha sonra enerji talep tahmin projeksiyonları için literatürde kullanılan modeller incelenmiş, bu yöntemlerden yola çıkarak tümevarım ve tündengelim yöntemleri karşılaştırılmıştır. Son olarak bu çalışmada, Türkiye toplam doğal gaz tüketim tahmini tündengelim ve tümevarım yöntemleri ile yapılmıştır. Klasik tündengelim yöntemine karşı sav olarak, bu tezde, enerji yoğunluğu parametrelerine bağlı analitik bir model olan

tümevarım yöntemi geliştirilmiştir. Bu yöntemlerin karşılaştırılması 2013 yılı tüketimi dikkate alınarak yapılmıştır. Sonuç olarak, geliştirilen tümevarıma dayalı analitik model, tümdengelim yöntemi ile geliştirilen modele üstünlük sağlamış olup, 2013 yılı tüketim tahminini daha az hata ile gerçekleştirmiştir. Doğal gaz tüketim tahmini yapılırken, geliştirilen bu yeni modelin de dikkate alınmasını önermekteyiz.

Anahtar Kelimeler: Enerji talep tahmini, Doğal gaz talep tahmin modelleri, Enerji yoğunluğu, Tümevarım yöntemi, Tümdengelim yöntemi

ABSTRACT

ANALYTICAL MODELLING OF NATURAL GAS CONSUMPTION OF TURKEY ON SECTORAL BASIS

KORKU, Volkan

Master of Science in Business Administration

Advisor: Ass. Prof. Kürşad DERİNKUYU

November – 2014, 104 pages

As is known, Turkey has long been an energy importing country. Increasing energy import as raw input, in addition to environmental concerns, brings up current deficit problem at an increasing pace. The rate of natural gas import is 20% of the whole annual budget. Regarding very low levels of natural gas reserves in Turkey, naturally expected that such a rate will continue. Thus, accurate projections of natural gas need will lead to savings from redundant gas imports or to determining gas shortage amount and periods, and thereupon making purchase agreements beforehand with lower prices, which will ease the pain of current deficit. Besides, such projections will enable transmission system operator to plan investments in compressor stations and pipelines accurately.

In this study, by utilizing of near past historical data of production and consumption patterns of energy resources, future trends have been analyzed. Afterwards, literature review has been conducted over demand forecasting models, upon which inductive and deductive methodologies have been compared.

Consequently, demand forecasting of natural gas consumption of Turkey have been developed using inductive and deductive methodologies. As an antithesis to models under classical deductive methodology, an analytical model of demand forecast based on energy intensity model has been developed under inductive methodology. Comparison of methodologies has been made regarding

2013 values. Eventually, analytical model developed under inductive methodology outperformed the model under deductive methodology with less error on forecasting of 2013 consumption. Therefore, we suggest that this new model should be considered when forecasting natural gas consumption.

Keywords: Energy demand forecast, Natural Gas demand forecast models, energy intensity, inductive methodology, deductive methodology

GİRİŞ

Yer kabuğunun içinde bulunan ve karbon temelli bir fosil yakıt olan doğal gaz, petrolden sonra, günümüz ekonomisinin en değerli ve stratejik hammaddelerinden birisi haline gelmiştir. Doğal gazın arzında herhangi bir sebeple aksama olduğunda, küresel ekonominin bundan olumsuz yönde etkilendiğine şahit olmaktayız. Petrol pazarının düzensizliği ve petrolün çevreye verdiği zarar nedeniyle, doğal gaz petrole alternatif enerji kaynakları arasında artık ilk sırada yer almaktadır. Doğal gazın havadan daha hafif olması, çevreyi kirletmemesi ve taşınma kolaylığı doğal gaz kullanım oranını her geçen gün daha da arttırmaktadır. Tüketiminde, kükürt oksit ve karbon gibi havayı kirleten atık maddeleri açığa çıkarmayan doğal gaz, evlerde ve endüstride daha çok kullanılmaktadır. Doğal gaz kullanımını cazip hale getiren diğer bir özelliği de, kalarifer yakıtı olarak kullanıldığında fule-oil ve kömüre kıyasla ön hazırlık ve depolama gerektirmemesi sayılabilir. Isı enerjisi bakımından petrole yakın olması ve yüksek ısı değeri doğal gazı, verimli bir enerji kaynağı kılmaktadır.

Enerji Bakanlığı'nın 2012 verilerine göre doğal gaz rezervlerinin 76 trilyon metreküpü (%41) Orta Doğu ülkelerinde, 59 trilyon metreküpü (%33) Rusya ve BDT ülkelerinde, 31 trilyon metreküpü (%17) Afrika/Asya Pasifik ülkelerinde bulunmaktadır.

Dünyada Antartika dışında hemen hemen bütün kıtalarda doğal gaz üretilmektedir. Dünyadaki en büyük üretici Rusya ve İran konumundadır. Bu iki ülkeyi ABD, Kanada ve Hollanda takip etmektedir. 1950'li yıllarda doğal gazın dünya enerji tüketimindeki oranı %10'un altındayken, günümüzde BP 2011 verilerine göre dünya enerji tüketiminin yaklaşık %24'ü doğal gaz ile karşılanmaktadır.

Türkiye'de ilk kez 1970 yılında Kırklareli'nde keşfedilen ve 1976 yılında Pınarhisar Çimento fabrikasında tüketilen doğal gaz, 1984'de SSCB ile imzalanan doğal gaz ithalatı anlaşmasıyla yıllar içerisinde enerji ihtiyacımızın önemli bir parçasını oluşturur hale gelmiştir. 2001 yılında çıkan ve doğal gaz piyasasının hukuki altyapısını oluşturan 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu (Kanun) ile ithalat,

iletim, depolama, toptan satış, ihracat, dağıtım, sıkıştırılmış doğal gaz (CNG) dağıtım ve iletimi faaliyetlerini lisans alınmasının zorunlu hale getirilmiş ve düzenli bir piyasa oluşturma yolunda ilk adımlar atılmıştır.

Günümüzde elektrik üretimi ve ısınmada önemli bir yere sahip olan doğal gazın talep tahmininin düzgün bir şekilde yapılması gelecek planlarının ve ithalat sözleşmelerinin yapılmasında stratejik bir konu haline gelmiştir.

Talebin olduğundan az tahmin edilmesi halinde ısınma ve elektrik üretiminde arz sıkıntıları oluşabilecek, elektrik fiyatları dengesizleşecek ve hatta istenmeyen bazı kısıntılara yol açabilecektir. Diğer yandan fazla tahmin edilmesi durumunda ihtiyaç duyulmayan ek bir ithalat yükü, günümüzdeki pek çok doğal gaz anlaşmasının al ya da öde yükümlülüğü getirmesinden ötürü, ülke üzerinde belirecektir.

Bu çalışmada iki farklı yöntem kullanarak Türkiye geneli doğal gaz talebine dair gelecek planlaması yapılmaktadır. İlk yöntem olan tümevarımda her bir söktörün talebi ayrı ayrı hesaplanmakta ve sonrasında toplam talep bulunmaktadır. İkinci yöntem ise klasik olarak kullanılan tüm dengelim olup geçmiş yılların tüketimi bilgisi altında ülkenin talebinin tek bir seferde tahmin edilmesi prensibine dayanmaktadır. Yaptığımız değerlendirmeler sonucunda ilk yöntem olan tümevarımın daha başarılı olduğu sonucuna ulaşmaktayız.

Bu tezin birinci bölümünde enerji kaynakları fosil ve yenilenebilir alt başlıklarında incelenecek, sonrasında 2. Bölümde doğal gaz piyasalarının Türkiye'deki ve Dünyadaki durumu anlatılacaktır. 3. Bölümde enerji talep tahmin modellerine dair literatür taraması verilecektir. 4. Bölümde tümevarım ve tüm dengelim yaklaşımları verilecektir. 5. Bölümde doğal gaz tüketimini etkileyen parametrelere değinilecek, 6. Bölümde tümevarım ve tüm dengelim yöntemleriyle toplam doğal gaz tüketim analizleri yapılacaktır. 7. Bölümde sektörel senaryolar ve projeksiyonlardan bahsedilecek, 8. Bölümde tümevarım ve tüm dengelim yöntemleri tahminleri karşılaştırılacaktır. 9. Bölümde ise genel bir değerlendirme ile sonuç ve beklentilerden bahsedilecektir.

BİRİNCİ BÖLÜM

FOSİL VE YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI

1.1 Fosil Kaynaklar

Fosil kaynakların başında kömür, petrol ve doğal gaz gelmektedir. Doğada bulunan fosil enerji kaynakları hayvan ve bitki atıklarının yıllarca süren kimyasal dönüşümleri sonucu oluşmaktadır. Fosil enerji kaynaklarının ortak özelliği tükenebilir olması ve yakıldığında çevreye çeşitli şekilde ve oranda zarar vermeleridir. Fosil kaynakları dünya rezervinin dağılımına baktığımızda Kömür'ün %70, Petrol'ün %14, Doğal Gaz'ın %14 ve diğer fosil kaynakların %2 oranında payları olduğunu görürüz. Bu yakıtlardan kömür dünya geneline eşit dağılıp 50 ülkede çıkarılırken gaz ve sıvı yakıtlar belirli coğrafi bölgelerde yoğunlaşmıştır. (Tuncer & Faruk, 2003)

1.1.1 Kömür

Kömür; çoğunlukla hidrojen, oksijen ve karbon az miktarda da kükürt ve nitrojen içeren, kimyevi ve fiziksel özellikleri farklı yapıda olan maden ve kayadır. Ayrıca, inorganik ve mineral maddeleri içeren kül ihtiva eder. Eritilince eriyen ve plastik haline gelen bazı kömürler de vardır. İşlemden geçirilince katran, likör ve çeşitli gazlar elde edilebilir. (Türkiye Taşkömürü Kurumu, 2013)

Birçok ülkeden numune temin edilerek Uluslararası Kömür Kurulu, Uluslararası Standartlar Örgütü (ISO) tarafından da desteklenen, bir sınıflandırma yapmıştır. Sınıflandırmaya temel olarak kalorifik değer, uçucu madde içeriği, sabit karbon miktarı, koklaşma ve kekleşme özellikleri alınmış, sert (taşkömürü) ve kahverengi (alt-bitümlü ve linyit) kömürler olarak iki ayrı sınıfa ayrılmıştır:

a) Sert Kömürler (Taşkömürü-Hard Coal): Nemli ve külsüz bazda 24 MJ/kg (5700 kcal/kg) üzerinde kalorifik değeri haiz olan kömürdür. Uçucu madde içeriği, kalorifik değer ve koklaşma özelliklerine göre alt sınıflara ayrılır.

b) Kahverengi kömürler (Brown Coal): Nemli ve külsüz bazda 24 MJ/kg. (5700 kcal/kg) altında kalorifik değeri haiz olan kömürdür. Toplam nem içeriği ve kalorifik değere göre alt sınıflara ayrılırlar. (Türkiye Taşkömürü Kurumu, 2013)

1.1.1.1 Taşkömürü:

a) Koklaşabilir Kömür: Koklaşma özelliğine sahip olup yüksek fırınlarda kullanılabilir kalitededir. Diğer bir ismi metalurjik kömürdür.

b) Diğer bitümlü kömürler ve antrasit: Koklaşabilir kömür olarak sınıflandırılmayan taş kömürüdür. Diğer ismi buhar kömürüdür (steam coal). Bu sınıfa slam, mikst ve düşük kalitede diğer ürünler de dahildir. (Türkiye Taşkömürü Kurumu, 2013)

1.1.1.2 Kahverengi kömürler (Brown Coal):

a) Yarı bitümlü kömür 17-24 MJ/kg (4.165-5.700 kcal/kg) arasında kalorifik değeri haiz olan kömürdür.

b) Linyit 17 MJ/kg (4165 kcal/kg) altında kalorifik değeri haiz olan kömürdür.

Dünyadaki toplam antrasit-bitümlü, alt-bitümlü kömürler ve linyit rezervlerinin 826 milyar ton olduğu ve bu rezerv toplamı içerisinde 411 milyar tonun antrasit-bitümlü kömür (taşkömürü) rezervleri olduğu belirtilmektedir. (Türkiye Taşkömürü Kurumu, 2013)

Türkiye Taşkömürü rezervlerinin farklı sınıflandırmalara göre miktar hesaplaması yapılmış hali Tablo 1.1'de görülmektedir. Bu tabloya göre toplam Taşkömürü rezervimiz 1 milyar 300 milyon tonun üzerindedir. (Türkiye Taşkömürü Kurumu, 2013)

Tablo 1.1: Türkiye'de taşkömürü rezervleri (ton).

Rezerv Türü	Koklaşmaz	Y. Koklaşabilir	Koklaşabilir			Toplam TTK
			Kozlu	Üzülmez	Karadon	
	Amasra	Armutçuk				
Hazır	391.369	1.654.298	2.557.001	1.080.650	2.452.025	8.135.343
Görünür	170.401.055	8.045.551	66.744.799	135.794.982	133.810.192	514.796.579
Muhtemel	115.052.000	15.859.636	40.539.000	94.342.000	159.162.000	424.954.636
Mümkün	121.535.000	7.883.164	47.975.000	74.020.000	117.034.000	368.447.164
Toplam	407.379.424	33.442.649	157.815.800	305.237.632	412.458.217	1.316.333.722

1.1.2 Asfaltit

Asfaltit, 5.500 ile 5.800 kcal/kg arasında yüksek ısıl değeri olan ve petrol türevi olan bir hidrokarbondur. Bu maden doğada kayaların çatlakları arasını doldurmuş şekilde veya damarlar şeklinde bulunmakta olup asfaltit ve asfaltik pirobitümen olmak üzere iki türdür. Türkiye’de 12 filon halinde bulunan asfaltit madeni rezervi yaklaşık 82 milyon tondur. (Dicle Kalkınma Ajansı, 2010)

Asfaltit’in metamorfizma değişikliği teorik olarak şu şekilde düşünülmektedir: petrolün yumuşak doğal asfalta, sonra sert asfalta, sonra asfaltite ve en son asfaltit pirobitümlere dönüşmüştür. Asfaltik pirobitümenler oksijenli bileşik içermeyen ve ısıtılınca ergimeyen hidrokarbonlardır. Türkiye’deki asfaltik pirobitümenler mineral maddelerle birleşmiş haldedirler. (Maden Mühendisleri Odası)

Katı yakıt olarak kullanılan asfaltit, sentetik petrol üretiminin de hammaddesini oluşturmaktadır. Fakat buna rağmen, üretilen asfaltitin büyük bir kısmı Doğu Anadolu Bölgesi’nde ısınma amaçlı olarak konutlarda kullanılmaktadır. (Maden Mühendisleri Odası)

1.1.3 Petrol

Petrol karbon ve hidrojen içeren organik bileşenlerin karışımından oluşmaktadır. Petrol teriminin asıl kökeni Yunanca’ dan türemiş olum “Petroleum” terimidir. Bu kelime taş anlamına gelen petra ve yağ anlamına gelen “Oleo” kelimesinin birleşmesi ile oluşmuştur. Sıvı haldeki hidrokarbonların, gözenekli kayalar arasında organik materyalin başkalaşımı ile uzun yıllarda oluşmuş haline ham petrol denir. Buradaki ham terimi henüz işlenmemiş bir hammadde olduğunu ifade eder. Ham petrol rafinerilerde damıtılarak pek çok ara madde ve akaryakıt ürününe dönüşür. (TPAO)

Petrolün oluşumunu incelediğimiz zaman deniz, göl, akarsularda yaşamını yitirmiş olan bitki ve hayvansal canlılar zamanla suyun dibine çöker, daha sonra bunların üzerleri kum, kil gibi maddelerle kaplanır. Üzerlerinde biriken kum, kil gibi malzeme miktarı arttıkça altında bulunan malzemelere ağırlık ve basınç uygular. Böylece altta kalan organik atıklar sıkışarak birbirine tutunmaya başlar. Bu durum sonunda bu organik atıklar su ile birlikte sıkışır ve yeraltındaki ısı ve bakteri etkisiyle milyonlarca yıl süren bir bozunma sonrası petrol ve doğal gaz oluşur. (TPAO)

1.1.3.1 Dünyadaki petrol rezervleri

Tablo 1.2'deki verilere göz atıldığında Ortadoğu Bölgesi'nin 807,7 milyon varil ile dünyanın petrol rezervleri olarak en zengin bölgesi olduğu görülmektedir. Ortadoğu Bölgesi'ni 328,4 milyon varil ile Güney ve Orta Amerika izlemektedir. Üçüncü sırada ise 220.2 milyon varille Kuzey Amerika ülkeleri gelmektedir. Kuzey Amerika ülkeleri içerisinde ise Kanada 173.9 milyon varillik rezervle başı çekmektedir. (British Petroleum, 2013)

Tablo 1.2: Dünya 2011-2012 arası ham petrol rezervleri.

	2011 Sonu	2012 Sonu		Toplamda Payı
	milyon varil	milyon varil	milyon ton	
ABD	35	35	4,2	2,10%
Kanada	174,6	173,9	28	10,40%
Meksika	11,4	11,4	1,6	0,70%
Toplam Kuzey Amerika	221	220,2	33,8	13,20%
Arjantin	2,5	2,5	0,3	0,10%
Brezilya	15	15,3	2,2	0,90%
Kolombiya	2	2,2	0,3	0,10%
Ekvator	7,2	8,2	1,2	0,50%
Peru	1,2	1,2	0,2	0,10%
Trinidad & Tobago	0,8	0,8	0,1	◆
Venezuela	297,6	297,6	46,5	17,80%
Diğer	0,5	0,5	0,1	◆
Toplam Orta ve Güney Amerika	326,9	328,4	50,9	19,70%
Azerbaycan	7	7	1	0,40%
Danimarka	0,8	0,7	0,1	◆
İtalya	1,4	1,4	0,2	0,10%
Kazakistan	30	30	3,9	1,80%

Tablo 1. 2(Devam): Dünya 2011-2012 arası petrol rezervleri.

Norveç	6,9	7,5	0,9	0,40%
Romanya	0,6	0,6	0,1	♦
Rusya	87,1	87,2	11,9	5,20%
Türkmenistan	0,6	0,6	0,1	♦
İngiltere	3,1	3,1	0,4	0,20%
Özbekistan	0,6	0,6	0,1	♦
Diğer	2,2	2,1	0,3	0,10%
Toplam Avrupa-Asya	140,3	140,8	19	8,40%
İran	154,6	157	21,6	9,40%
Irak	143,1	150	20,2	9,00%
Kuveyt	101,5	101,5	14	6,10%
Umman	5,5	5,5	0,7	0,30%
Katar	23,9	23,9	2,5	1,40%
Suudi Arabistan	265,4	265,9	36,5	15,90%
Suriye	2,5	2,5	0,3	0,10%
BAE	97,8	97,8	13	5,90%
Yemen	3	3	0,4	0,20%
Diğer	0,7	0,6	0,1	♦
Toplam Ortadoğu	797,9	807,7	109,3	48,40%
Cezayir	12,2	12,2	1,5	0,70%
Angola	10,5	12,7	1,7	0,80%
Chad	1,5	1,5	0,2	0,10%
Kongo C.	1,6	1,6	0,2	0,10%
Mısır	4,3	4,3	0,6	0,30%
Gine	1,7	1,7	0,2	0,10%
Gabon	2	2	0,3	0,10%
Libya	48	48	6,3	2,90%
Nijerya	37,2	37,2	5	2,20%

Tablo 1. 2 (Devam): Dünya 2011-2012 arası petrol rezervleri.

Güney Sudan		3,5	0,5	0,20%
Sudan	5	1,5	0,2	0,10%
Tunus	0,4	0,4	0,1	◆
Diğer	2,2	3,7	0,5	0,20%
Toplam Afrika	126,6	130,3	17,3	7,80%
Avusturalya	3,9	3,9	0,4	0,20%
Brunei	1,1	1,1	0,1	0,10%
Çin	17,3	17,3	2,4	1,00%
Hindistan	5,7	5,7	0,8	0,30%
Endonezya	3,7	3,7	0,5	0,20%
Malezya	3,7	3,7	0,5	0,20%
Tayland	0,4	0,4	0,1	◆
Vietnam	4,4	4,4	0,6	0,30%
Diğer	1,1	1,1	0,1	0,10%
Toplam Asya Pasifik	41,4	41,5	5,5	2,50%
TOPLAM DÜNYA	1.654,1	1.668,9	235,8	100,0%
AB	238,5	238,3	36	14,30%
OECD	1.415,6	1.430,7	199,7	85,70%
OECD Harici	1.199	1.211,9	169,9	72,60%
OPEC	329,4	331	48,8	19,80%
OPEC Harici £	6,9	6,8	0,9	0,40%
Eski SSCB	125,8	126	17,1	7,50%

2012 yılına gelindiğinde dünya petrol üretimi günlük bazda 90,9 milyon varile ulaştığı görülmektedir. Günümüzde dünyanın en büyük petrol ithalatçısı Amerika olarak görülüyor. Bu durum 2017 yılından sonra ise en büyük petrol ithalatçısının

Çin olacağı düşünülmektedir. İleriki yıllarda dünyanın en büyük petrol ithalatçılarının 2030 yılına gelindiğinde Çin ve Avrupa olacağı tahmin edilmektedir. (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2014)

Gün geçtikçe petrol arama ve üretim teknolojileri gelişmekte ve bu gelişmeler ışığı altında yeni belirlenen rezervler ve kullanılabilir rezerv miktarları artış göstermektedir. Bazı dönemlerde mevcut rezerv miktarlarının olduğundan az gösterilmesi piyasalarda kıtlık beklentisine sebep olmakta ve bu durum petrol fiyatlarının artışına sebep olmaktadır. Bazende bazı ülkeler OPEC içerisindeki pazarlık güçlerini arttırabilmek için gerçek rezerv miktarından daha fazla rezervleri olduğunu söylemektedirler. OPEC üyelerinden bazıları, günlük petrol fiyatlarına etki edebilmek için zaman zaman kendileri için belirlenen kotanın üzerinde üretim yaparak yada üretimde kısıntı yaparak, petrol fiyatlarında değişikliklere sebep olmaktadır. (BAYRAÇ, 2005)

1.1.4 Doğal Gaz

Günümüzde doğal gaz birçok yönüyle sağladığı avantajlardan dolayı tercih edilen bir enerji kaynağı haline gelmiştir. Diğer fosil enerji kaynaklarıyla kıyaslandığında nisbeten temiz ve verimli bir enerji kaynağı olduğundan birçok sektörde kullanılmaya başlanmıştır. Doğal gaz, özellikle sanayi ve konut sektöründe çok yaygın bir şekilde tüketilmektedir. Pek çok yönden avantajları belirlenen doğal gaza giderek artan bir talep oluşmuş ve aranılan enerji kaynaklarından biri haline gelmiştir. (EPDK Doğal Gaz Dairesi Başkanlığı, 2010)

1.1.4.1 Doğal gazın tarihçesi

M.Ö. 500 yıllarında Çinliler doğal gazın iletimini gerçekleştirerek deniz suyunu tuzdan arındırıp içme suyu elde etmek için kullanmışlardır. Daha sonra Britanya ve Amerika'da sokak lambalarında aydınlatma amacıyla kullanılmıştır. Doğal gaz taşımacılığının boru hatları ile gerçekleştirilmesi 1891 yıllarında başlamıştır. Böylece evlerde, iş yerlerinde, sanayide ve elektirik üretiminde doğal gaz kullanımı yaygınlaşmış ve git gide artmıştır. Geliştirilen güvenli taşıma ve depolama yöntemleri sayesinde önemli bir enerji kaynağı haline gelmiştir. (Beşergil, 2009)

1.1.4.2 Dünya doğal gaz üretim ve tüketim verileri

Tablo 1.3'de yıllara ve bölgelere göre dünya doğal gaz üretim miktarları milyon m³ cinsinden verilmiştir. Bu tabloda, 2003-2012 yılları arasında dünya doğal gaz üretimindeki artışın %28 olduğu görülmektedir. Bölgeler itibariyle de, Avrupa-Asya haricindeki bütün bölgelerde küçük de olsa doğal gaz üretiminde bir artış olduğu gözlenmektedir. (British Petroleum, 2013)

Tablo 1.3: Yıllara göre dünya doğal gaz üretim değerleri (milyon ton petrol eş değeri).

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Kuzey Amerika	698	685	683	700	711	728	733	745	786	812
Güney ve Orta Amerika	107	121	126	138	140	144	140	150	154	159
Avrupa-Asya	901	923	926	937	938	971	862	928	935	931
Orta Doğu	236	256	287	305	322	345	366	425	466	493
Afrika	133	140	159	173	183	190	180	192	190	194
Asya Pasifik	289	302	326	344	360	375	395	437	435	441
Dünya	2.366	2.429	2.509	2.599	2.656	2.756	2.679	2.879	2.968	3.033

Tablo 1.4'te ise 2011 – 2012 yıllarındaki doğal gaz tüketim değerleri milyon m³ cinsinden verilmiştir. Bu tablo incelendiğinde dünya doğal gaz tüketiminde birinci sırayı Kuzey Amerika'nın aldığı görülmektedir. Kuzey Amerika'nın tükettiği doğal gaz miktarı dünyanın toplam tüketiminin %27'si gibi büyük bir bölümünü teşkil etmektedir. (British Petroleum, 2013)

Tablo 1.4: 2011 – 2012 Yılları dünya doğal gaz tüketim değerleri (milyon ton petrol eş değeri).

	2011	2012
Kuzey Amerika	786,2	820
Güney ve Orta Amerika	140,8	148,6
Avrupa-Asya	995,2	975
Orta Doğu	355,3	370,6
Afrika	102,6	110,5
Asya Pasifik	534,2	562,5
Dünya	2.914,2	2.987,1

Daha çok üretildiği yerlerde tüketilen doğal gazın, ilerleyen yıllarda enerjiye çok fazla ihtiyaç duyan gelişmiş ülkelerde tüketimi hızla artacaktır. Örneğin üretimde pek fazla payı bulunmayan Avrupa, doğal gaz tüketiminde ön sıralardadır.

1.1.4.3 Doğal gazın Türkiye'deki tarihçesi

Türkiye'de doğal gaz kullanımı 1976 yılında Pınarhisar Çimento fabrikasında başlamıştır. Önceleri Trakya bölgesinde kısıtlı olarak çıkarılan doğal gaz yine bu bölgede yerel enerji ihtiyacını karşılamak için kısmi olarak kullanılmıştır.

Türkiye'nin artan nüfusunun ve gelişen sanayisinin temiz ve alternatif enerji kaynağı olan doğal gaz ile karşılanması için 18.09.1984 tarihinde Türkiye ve Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği (SSCB) arasında doğal gaz sevkiyatı anlaşması imzalanması üzerine Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi (BOTAŞ) ile SSCB'nin doğal gaz ticareti konusunda yetkili kuruluşu SOYUZGAZ EXPORT arasında 14.02.1986 tarihinde 25 yıl süreli ve plato değeri yıllık 6 milyar cm³ olan bir doğal gaz alım-satım anlaşması imzalanmıştır. Bu şekilde gerçekleştirilen ilk doğal gaz alım anlaşmasını diğer alım anlaşmaları izlemiştir. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2014)

Türkiye’de toptan satış lisansı sahibi üretim şirketlerin yıllara göre doğal gaz üretim miktarları Tablo 1.5’te milyon m³ cinsinden gösterilmektedir. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2014)

Tablo 1.5: 2007 – 2013 Yılları Türkiye doğal gaz üretim değerleri (milyon Sm³).

Yıllar	Yıllar itibariyle Türkiye Doğal Gaz üretimi
2007	874
2008	969
2009	684
2010	682
2011	759
2012	632
2013	537

Yukarıdaki veriler incelendiğinde en yüksek üretimin 2008 yılında yapıldığı görülmektedir. 2009 – 2010 yılları arası üretimde duraksama gözlenmektedir. Tablonun geneline bakıldığında üretimde yıllara göre artış olsa da hızla artan doğal gaz talebinin yanında üretim arzı çok küçük bir seviyede kalmaktadır. Bu yüzden Türkiye doğal gaz bakımından dışa bağımlılığını sürdürmektedir.

1.2 Yenilenebilir Kaynaklar

Fosil yakıtların bir taraftan tükenebilir diğer taraftan da çevreyi kirletir olması dolayısı ile uzun vadede yenilenebilir enerji kaynaklarından yararlanmak düşünülmektedir. Bu enerji türlerinin insan kullanımını karşılayıp karşılamayacağı sorusu akla gelmektedir. Genel olarak, bu enerji kaynaklarını tek tek düşünürsek yenilenebilir enerji kaynaklarının yeterli olmamasına karşılık, bunların gerekli yerlerde birbirini destekler şekilde kullanılması, böyle bir kapsamın gerçekleştirilebileceği anlamını vermektedir.

Yenilenebilir kaynaklarının en başlıcaları şunlardır;

- a) Rüzgar Enerjisi
- b) Güneş Enerjisi
- c) Jeotermal Enerji

- d) Hidroelektrik Enerji
- e) Biyokütle Enerjisi.

1.2.1 Rüzgar Enerjisi

Rüzgar enerjisi, hız enerjisine dönüşmüş güneş enerjisidir. Yeryüzünün gerek duyduğu enerjinin tümü güneşten gelmektedir. Güneşten dünyaya her saat 174.423 milyar kWh enerji gelir. Güneşten gelen bu enerjinin yaklaşık %1-2'lik kısmı rüzgar enerjisine dönüşür. Işınım farkları nedeni ile atmosferde oluşan basınç farkları sonucu hava hareket ederek kinetik enerji meydana getirir. Rüzgar ise hava basıncında ortaya çıkan hava hareketleridir. (Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, 2012)

1.2.1.1 Türkiye'nin rüzgar enerjisi potansiyeli

Farklı kişi ve kurumların yaptıkları değerlendirmelere göre ülkemizin rüzgar enerjisi potansiyeli 80.000 MW ile 100.000 MW arasında olduğu tahmin edilmektedir. (Şen, 2002).

Tablo 1.6'da bölgelere göre rüzgar potansiyelleri gösterilmektedir. (Altaş, 2003)

Tablo 1.6: Bölgelere göre yıllık ortalama rüzgar yoğunluğu (W/m²).

BÖLGELER	Yıllık Ortalama Rüzgâr Hızı (m/sn)	Yıllık Ortalama Rüzgâr Yoğunluğu (W/m ²)
G. Doğu Anadolu	2,69	29,33
Akdeniz	2,45	21,36
Ege	2,65	23,47
İç Anadolu	2,46	20,14
Doğu Anadolu	2,12	13,19
Marmara	3,29	51,91
Karadeniz	2,38	21,31

Tablodaki rüzgar hızı ve rüzgar yoğunluğu değerlerinden de görüldüğü gibi Marmara Bölgesi, boğazlar ve konumu gereği yüksek rüzgar hızı ve yoğunluğuna

sahiptir. Marmara dışında Güneydoğu Anadolu Bölgesi de diğer bölgelere göre daha fazla rüzgar enerjisine sahiptir. Dağlık bir bölge olan Doğu Anadolu Bölgesi ise en düşük rüzgar enerjisi potansiyeline sahip bölgemizdir.

1.2.2 Güneş Enerjisi

Güneş Enerjisi, güneş çekirdeğinde hidrojen gazının helyuma dönüşmesi süreci olan füzyon süreci sırasında açığa çıkan ışımaya enerjisidir. Dünya yüzeyine ulaşan güneş enerjisi, 0-100 W/m² civarındadır. Bu enerjinin dünyaya gelen küçük bir bölümü dahi dünya genelindeki mevcut enerji tüketiminden çok daha yüksek miktardadır. Çevresel açıdan da temiz ve güvenilir enerji kaynağı olarak üzerinde teknolojik gelişmeler sağlanan güneş enerjisi teknolojisi maliyet açısından da son yıllarda düşme göstermiştir.

Bu teknolojinin malzeme, yöntem ve teknolojik açıdan 2 ana grubu vardır:

Fotovoltaik Güneş Teknolojisi: Fotovoltaik olarak adlandırılan yarı iletken malzemeler gündeş ışığını elektrığe çevirirler.

Isıl Güneş Teknolojileri: Bu teknoloji ile güneş enerjisi doğrudan ısı elde etmede kullanılır. Bu ısı ya doğrudan kullanılır ya da elektrığe çevrilir. (Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, 2012)

1.2.3 Jeotermal Enerji

Jeotermal enerji, yer kabuğunun çeşitli katmanlarında güneş sisteminin bir parçası olarak basınç altında sıkışarak birikmiş buhar, gaz, sıcak su, kızgın toprak ve kaya parçalarının sahip olduğu ısı enerjisi olarak adlandırılır. Jeotermal enerji, yenilenebilir ve temiz enerji kaynağıdır ve fosil yakıtlara alternatif enerji kaynakları arasında en önemlilerden birisi durumundadır. (Şener, TMMOB)

Magmanın kabuğa doğru yükseldiği ve bu şekilde ıyıyı yukarı taşıdığı, kabuğun incelendiği ve yer altı sularının yerin derinliklerine inip tekrar ısınarak yükseldiği bölgelerde jeotermal enerjiden faydalanabilecek alanlar oluşur. (Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, 2012)

1.2.4 Hidroelektrik Enerji

Akan suyun gücüyle elektrik enerjisi üretilen yerlere hidroelektrik santral (HES) denir. Suyun yüksekliği, akış veya düşüş hızı ile üretilen enerji belirlenebilir. Bu şekilde akan su kanal ve borularla türbinlere doğru akar ve pervanelerin dönmesiyle jeneratörler harekete geçirilerek elektrik enerjisi elde edilir.

Hidroelektrik santrallarının önemli yenilenebilir enerji kaynağı olmasının sebepleri şunlardır;

1. Yenilenebilir kaynak olan sudan enerji elde edilmesi,
2. Sera gazı emisyonuna sebep olmaması,
3. Yerli imkanlarla inşa edilebilmeleri,
4. Teknik ömrünün uzun olması ve yakıt giderlerinin olmaması,
5. İşletme bakım giderlerinin düşük olması,
6. Kırsal alanda ekonomik büyüme ve istihdam kaynağı olmaları,

sayılabılır. (Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, 2012)

1.2.5 Biyokütle Enerjisi

Fotosentez yapan canlılarda güneş enerjisinin depolanmasıyla bitki ve canlı organizmalarda kütle oluşumu ve farklı türlerde kütle olarak depolanan diğer kütlelerdeki enerji toplamı biyokütle enerjisi olarak adlandırılır. Bitmeyen kaynak olması ve bulunabilirliğinin yüksek olması sayesinde, bilhassa kırsal alanlar için, uygun ve önemli bir enerji kaynağıdır.

Biyokütle enerjisi için mısır ve buğday başta olmak üzere bitkiler, yosunlar, otlar, algler yetiştirilir, ayrıca hayvan dışkıları, sanayi atıkları, organik çöpler biyokütle enerjisi için birer kaynaktırlar. Tükenmekte olan fosil kaynaklara alternatif olarak biyokütle enerjisi önemli bir enerji kaynağı olmaktadır. (Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, 2012)

1.3 2012 Yılı Türkiye Elektrik Üretimine Kaynaklara Göre Dağılımı

2012 Yılı'nda elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımında gelinen nokta Tablo 1.7'de gösterilmektedir. (TEİAŞ, 2013) Tabloda da görüleceği gibi doğal gaz, elektrik enerjisi üretimindeki payı ile Türkiye için önemli hale gelmiştir.

Tablo 1.7: Türkiye 2012 yılı elektrik üretiminin birincil kaynaklara göre dağılımı.

2012	TAŞKÖMÜRÜ +İTHAL KÖMÜR +ASFALTİT	LİNYİT	FUEL-OİL	MOTORİN	LPG	NAFTA
Üretim	33.324,2	34.688,9	981,3	657,4	0	0
Yüzde	13,91%	14,48%	0,41%	0,27%	0,00%	0,00%
2012	DOĞAL GAZ	YENİLENEBİLİR + ATIK	TERMİK	HİDROLİK	JEOTERMAL +RÜZGAR	GENEL TOPLAM
Üretim	104.499,2	720,7	174.871,7	57.865	6.760,1	239.496,8
Yüzde	43,63%	0,30%	73,02%	24,16%	2,82%	100,00%

İKİNCİ BÖLÜM

DÜNYA VE TÜRKİYE'DEKİ DOĞAL GAZ PİYASALARI GELİŞİMİ

2.1 Küresel Piyasalar

2.1.1 Küresel Doğal Gaz Rezervleri

Konvansiyonel olan ve konvansiyonel olmayan yöntemlerle çıkarılabilecek kanıtlanmış doğal gaz rezervleri ile önümüzdeki 20-30 yıl daha küresel doğal gaz arzının sağlanabileceği düşünülmektedir. Kanıtlanmış doğal gaz rezervleri, rezerv genişlemeleri ve keşfedilmemiş rezervler dâhil olmak üzere küresel ölçekte teknik olarak çıkarılabilecek konvansiyonel doğal gaz rezervi, 2012 yılında 2011 yılına oranla yaklaşık 6 trilyon m³ artarak 468 trilyon m³ seviyesine ulaşmıştır. Diğer taraftan konvansiyonel olmayan yöntemlerle küresel ölçekte teknik olarak çıkarılacak doğal gaza ilişkin rezerv miktarları ise 212 trilyon m³ kaya gazı, 81 trilyon m³ sıkışık gaz, 50 trilyon m³ kömür yatağı metan gazı olarak sıralanmaktadır. Doğal gaz fiyatlarının izleyeceği seyir ise Amerika'dan yapılacak LNG ihracatının hacmi ve yeni teknolojik gelişimleri ile etkilenecektir. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2014)

Küresel doğal gaz rezervleri Tablo 2.1'de özet olarak gösterilmektedir.

Tablo 2.1: Küresel doğal gaz rezervleri (Trilyon m³).

Bölgeler	Konvansiyonel	Konvansiyonel olmayan					Toplam
		Sıvılaşık Gaz	Kaya Gazı	Kömür Yatağı Metan	Ara Toplam		
Doğu Avrupa/Avrasya	143	11	15	20	46	190	
Ortadoğu	124	9	4	0	13	137	
Asya-Pasifik	44	21	53	21	95	138	
OECD Amerika	46	11	48	7	66	112	
Afrika	52	10	39	0	49	101	
Latin Amerika	32	15	40	0	55	86	
OECD Avrupa	26	4	13	2	19	46	
Dünya	468	81	212	50	343	810	

2.1.2 Küresel Doğal Gaz Üretimi

Küresel doğal gaz talebi ve üretimi doğrusal bir ilişki içerisinde artmaktadır. 2012 yılı üretim miktarı 3,3 trilyon m³ iken, miktarın 2035 yılında 4 ila 5,3 trilyon m³ seviyesine çıkması beklenmektedir. Bu miktarın hesaplanmasında enerji ve iklim değişikliği politikaları göz önünde bulundurulmaktadır. Bu süreçte ise Kuzey Amerika doğal gaz üretiminin Rusya doğal gaz üretimini geçeceği düşünülmektedir. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2013)

Küresel doğal gaz üretim miktarları bölgesel olarak Tablo 2.2’de gösterilmektedir. (US Energy Information Administration)

Tablo 2.2: Küresel doğal gaz üretim miktarları (Milyar m³).

Bölgeler	2011	2012
North America	1.048	1.063
Central & South America	255	260
Europe	335	337
Eurasia	913	885
Middle East	693	720
Africa	379	382
Asia & Oceania	522	528
World	4.146	4.176

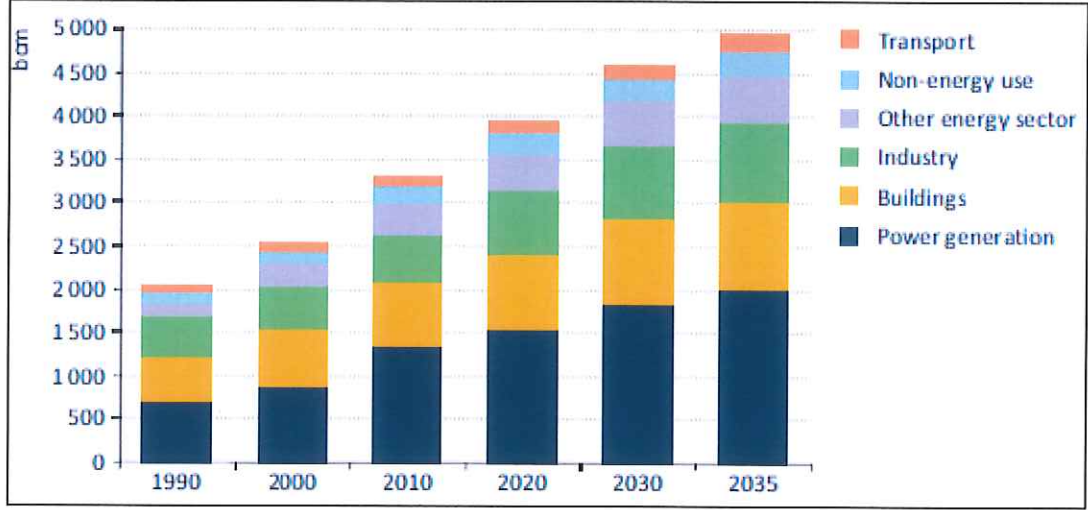
2.1.3 Küresel Doğal Gaz Talebi

2012 yılında da küresel doğal gaz tüketimindeki artış, tarihsel ortalama olan %2,7 rakamının altında, % 2,2 seviyesinde gerçekleşmiştir. Tablo 2.3’de ülkeler bazında doğal gaz tüketim verileri özetlenmiştir. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2013)

Tablo 2.3: 2005 – 2012 Yılları küresel doğal gaz tüketim verileri (Milyar m³).

ÜLKELER	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	'11-'12 Değişim	Payı
ABD	623,4	614,4	654,2	659,1	648,7	682,1	690,5	722,1	4,1%	21,9%
RUSYA	394	415	422	416	389,6	414,1	424,6	416,2	-2,2%	12,5%
İRAN	105	108,7	113	119,3	131,4	144,6	153,5	156,1	1,4%	4,7%
ÇİN	46,8	56,1	70,5	81,3	89,5	106,9	130,5	143,8	9,9%	4,3%
JAPONYA	78,6	83,7	90,2	93,7	97,4	94,5	105,5	116,7	10,3%	3,5%
S. ARABİSTAN	71,2	73,5	74,4	80,4	78,5	87,7	92,3	102,8	11,1%	3,1%
KANADA	97,8	96,9	96,2	96,1	94,9	95	100,9	100,7	-0,4%	3,00%
DÜNYA TOPLAMI	2.768,9	2.839	2.932	3.011,5	2.943,9	3.176,3	3.232,4	3.314,4	2,2%	100,00%
AB	496,1	489,7	482,1	497,3	465,1	502,9	453,1	443,9	-2,3%	13,4%

İklim değişikliği politikaları açısından mütevazı beklentileri kapsayan, Uluslararası Enerji Ajansının “Yeni Politika” senaryosu kapsamında, 1990 – 2035 yılları arası yaklaşık dünya doğal gaz talebinin (milyar m³) sektörel dağılımı Şekil 2.1’de verilmiştir. (Uluslararası Enerji Ajansı, 2012)



Şekil 2.1: Küresel doğal gaz tüketim talebi projeksiyonu.

Uluslararası Enerji Ajansı’nın belirlediği farklı senaryoların hepsinde doğal gazın elektrik sektörü tarafından tüketimindeki payı artmaktadır. Yeni politika senaryosuna göre ise doğal gazın sektörler bazında tüketim artışları sırasıyla konut için %1,3, sanayi için %1,9, elektrik için ise %1,6 olacağı öngörülmektedir. Sanayi sektörünün bu şekilde artışının kaynağı ise OECD üyesi olmayan ülkelerin sanayi üretiminde beklenen artıştır. Ayrıca, petrol fiyatlarının yüksek olacağı beklentisine dayalı olarak doğal gaz kullanan araç sayısının 15 milyon seviyesinden %4,7 oranında bir artışla yükselişe geçeceğini beklemektedir. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2013)

Dünya geneli doğal gaz tüketiminini ve tahmininin Uluslararası Enerji Ajansı verileri çerçevesinde bölgelere göre dağılımı Tablo 2.4’te görülmektedir. Tabloya göre Hindistan, Çin ve Brezilya gibi OECD üyesi olmayan ülkelerin toplam tüketim artışı en yüksek oran olarak göze çarpmaktadır. OECD ülkelerinin oranı ise %0,8 olarak görülmektedir. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2013)

Tablo 2.4: Dünya doğal gaz tüketimi ve talep tahmini (milyar m³).

ÜLKELER	1990	2010	2015	2020	2025	2030	2035	'10-'35 CAGR
OECD Toplam	1.036	1.597	1.652	1.731	1.796	1.864	1.937	0,8%
Kuzey Amerika	628	845	898	940	962	995	1032	0,8%
ABD	533	680	712	728	736	749	766	0,5%
Avrupa	325	569	550	585	619	643	669	0,7%
Asya Okyanusya	182	182	204	206	214	225	236	1,0%
Japonya	57	104	120	115	118	122	123	0,7%
OECD Dışı Toplam	1.003	1.710	1.963	2.213	2.472	2.746	3.018	2,3%
DÜNYA TOPLAMI	2.039	3.307	3.615	3.944	4.268	4.610	4.955	2,2%

2.2 Türkiye'deki Durum

Türkiye'de doğal gaz piyasası 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu çerçevesinde şekillendirilmektedir. Bu kanuna göre ithalat, iletim, depolama, toptan satış, ihracat, dağıtım, sıkıştırılmış doğal gaz (CNG) dağıtım ve iletimi faaliyetleri birer piyasa faaliyeti olarak sayılmış olup lisans alınması zorunlu kılınmıştır. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2014)

2.2.1 Üretim

Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PİGM) 6326 sayılı Petrol Kanunu çerçevesinde doğal gaz arama ve üretim faaliyetleri için arama ve işletme ruhsatları vermektedir.

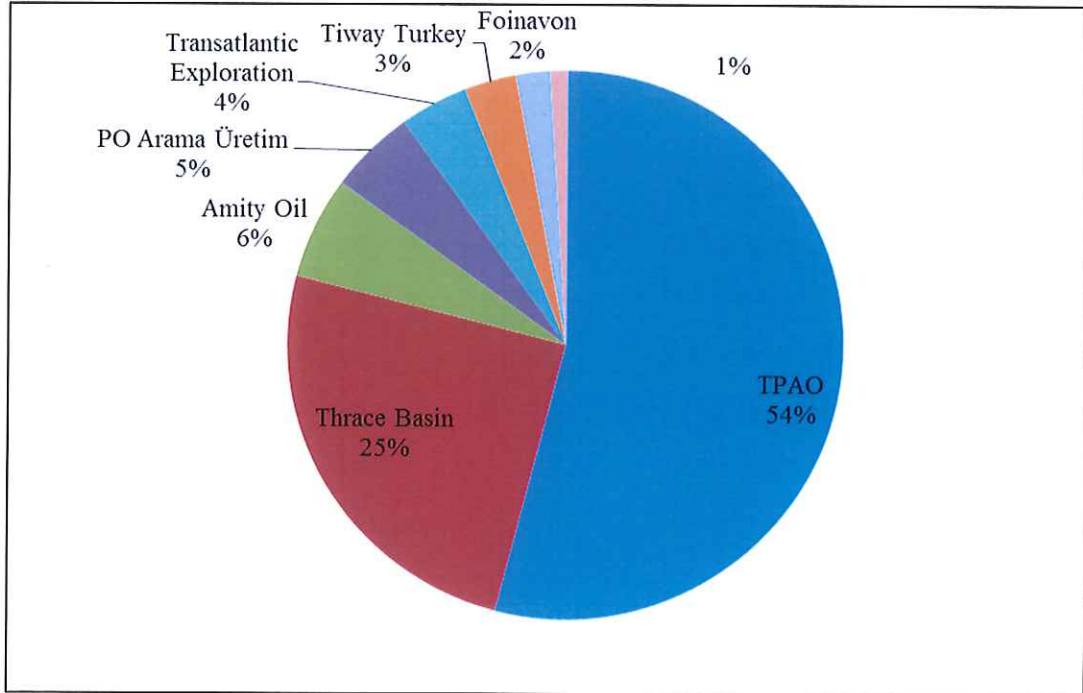
Bu kapsamda EPDK'dan toptan satış lisansı almış olan;

1. Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO)
2. Transatlantic Exploration Mediterranean International Pty. Ltd. (Merkezi: Avustralya) Türkiye İstanbul Şubesi (TEMI)

3. Tiway Turkey Limited Ankara Türkiye Şubesi (TIWAY)
4. Thrace Basin Natural Gas Corporation Türkiye-Ankara Şubesi (THRACE BASIN)
5. Petrogas Petrol Gaz ve Petrokimya Ürünleri İnşaat San. ve Tic. A.Ş. (PETROGAS)
6. Petrol Ofisi Arama Üretim ve Sanayi Tic. A.Ş. (POAÜ)
7. Foinavon Energy, Inc. (Merkezi: Kanada) Türkiye-Ankara Şubesi (FOINAVON)
8. Amity Oil International Pty. Limited Merkezi Avustralya Türkiye İstanbul Şubesi (AMITY)

tarafından Güney Doğu Anadolu, Trakya ve Batı Karadeniz’de üretilen doğal gaz Ulusal piyasaya arz edilmektedir. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2014)

2013 yılında toplam üretim miktarı 537 milyon Sm³ olmuş, bu üretiminin önemli miktardaki kısmı TPAO ve Thrace Basin Natural Gas Corporation şirketleri tarafından gerçekleştirilmiştir. Toptan satış lisansı sahibi üretim şirketlerinin üretim payları Şekil 2.2’de gösterilmektedir. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2014)



Şekil 2.2: 2013 Yılı Türkiye doğal gaz üretimi yapan şirketler ve payları.

2.2.2 İthalat ve Anlaşmalar

Türkiye'nin artan nüfusunun ve gelişen sanayisinin temiz ve alternatif enerji kaynağı olan doğal gaz ile karşılanması için 18.09.1984 tarihinde Türkiye ve Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği (SSCB) arasında doğal gaz sevkiyatı anlaşması imzalanması üzerine Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi (BOTAŞ) ile SSCB'nin doğal gaz ticareti konusunda yetkili kuruluşu SOYUZGAZ EXPORT arasında 14.02.1986 tarihinde 25 yıl süreli ve plato değeri yıllık 6 milyar cm^3 olan bir doğal gaz alım-satım anlaşması imzalanmıştır. Bu şekilde gerçekleştirilen ilk doğal gaz alım anlaşmasını diğer alım anlaşmaları izlemiştir. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2014)

Artan doğal gaz ihtiyacının karşılanması amacıyla, SSCB ile yapılan anlaşmanın ardından yapılan diğer alım anlaşmaları Tablo 2.5' te verilmiştir. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2014)

Tablo 2.5: Mevcut doğal gaz alım satım sözleşmeleri.

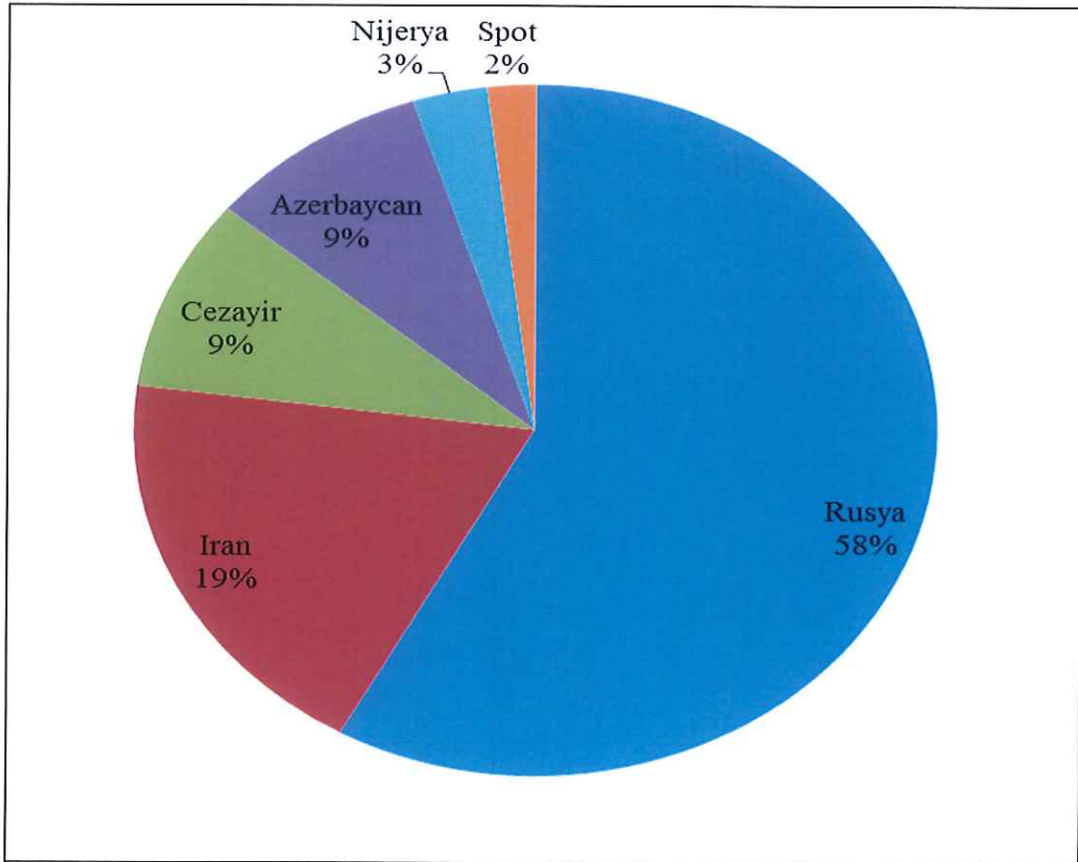
Mevcut Sözleşmeler	Miktar (milyar $\text{Cm}^3/\text{yıl}$)	İmzalanma Tarihi	Süre (Yıl)	Teslimata Başlanan Yıl
Rus. Fed.(Bati)	6	14.02.1986	25	1987
Cezayir (LNG)	4	14.04.1988	20	1994
Nijerya (LNG)	1.2	09.11.1995	22	1999
İran	10	08.08.1996	25	2001
Rus. Fed. (Karadeniz)	16	15.12.1997	25	2003
Rus. Fed.(Bati)	8	18.02.1998	23	1998
Azerbaycan	6,6	12.03.2001	15	2007

2005-2012 yılları arasında gerçekleşen ithalat miktarları kaynak ülke bazında Tablo 2.6'da verilmektedir. Bahsi geçen yıllar arasında ithalat miktarlarına bakıldığında Türkiye'nin ana doğal gaz tedarikçisi %58 ile Rusya'dır. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2014)

Tablo 2.6: 2005 – 2012 Yılları doğal gaz ithalat miktarları (milyon Cm³).

Yıl	Rusya	İran	Azerbaycan	Cezayir	Nijerya	Spot LNG	Toplam
2005	17.524	4.248	-	3.786	1.013	-	26.571
2006	19.136	5.594	-	4.132	1.100	79	30.221
2007	22.762	6.054	1.258	4.205	1.396	167	35.842
2008	23.159	4.113	4.580	4.148	1.017	333	37.350
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

2005-2012 yılları arasında gerçekleşen ithalat miktarları kaynak ülke bazında Şekil 2.3'te verilmektedir.

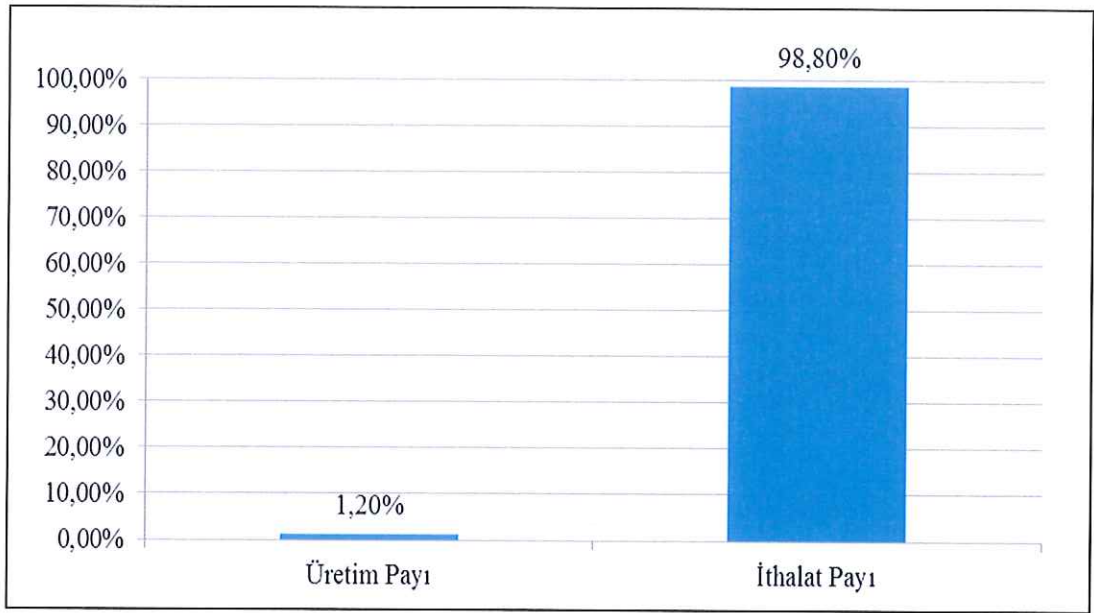


Şekil 2.3: 2013 Yılı Türkiye doğal gaz İthalatı yapılan ülkeler ve payları.

2.2.3 Üretim - İthalat Değerlendirmesi

2013 yılında, toptan satış lisansı sahibi üretim şirketleri tarafından üretimi gerçekleştirilen doğal gazın miktarı 537 milyon Sm³'tür. Ülke içi üretim kaynaklarının yeterli olmaması sebebiyle artan doğal gaz ihtiyacı da bahsedildiği üzere uzun vadeli anlaşmalar sayesinde karşılanmaya çalışılmıştır.

2013 yılı için üretim ve ithalat dengesi karşılaştırmasını Şekil 2.4'te görebilmekteyiz. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2014)



Şekil 2.4: 2013 Yılı toplam gaz arzının karşılandığı kaynakların payı.

2.2.4 Depolama

Doğal gaz temininin ithalat ile temininin durduğu zor günlerde, günlük ve mevsimlik yüksek çekişlerde arz ihtiyacının ithalat ile karşılanamaması durumunda ortaya çıkan arz açığını gidermek üzere doğal gazın yer altı veya yer üstünde depolanması gerekmektedir. Ülkemizde depolama lisansı almış olan kuruluşlar BOTAŞ, TPAO ve Ege Gaz A.Ş. şirketleridir. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2014)

Ülkemizde mevcut ve proje aşamasında olan doğal gaz depolama tesislerine ilişkin bilgiler Tablo 2.7'de yer almaktadır. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2014)

Tablo 2.7: Depolama faaliyeti tesis bilgileri.

Şirket Adı	Tesis Türü	Tesis Yeri	Depolama Kapasitesi (m ³)
BOTAŞ	LNG	Marmara Ereğlisi	255.000
Ege Gaz A.Ş.	LNG	Aliğa/İzmir	280.000
TPAO	Yer Altı	Silivri/İstanbul	2.661.000.000
BOTAŞ	Yer Altı	SultanhanıAksaray	1.500.000.000

2.2.5 Yer Altı Doğal Gaz Depolama

Depolama lisansı sahibi iki şirket olan BOTAŞ ve TPAO tarafından yeraltı doğal gaz depolama faaliyeti yürütülmektedir. 20 Temmuz 2007 tarihinde Silivri'deki Kuzey Marmara ve Değirmenköy Doğal Gaz Yeraltı Depolama Tesisleri işletmeye açılmıştır. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2014)

Tuz Gölü havzasında derinlerde bulunan tuz domlarının doğal gaz deposu olarak kullanılması amacıyla başlatılan Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesinin mühendislik çalışmaları tamamlanmıştır. Projenin 2015 yılında tamamlanması düşünülmekte olup ilk planda Tuz Gölü'nün altına 750 milyon m³ doğal gaz depolanması ve sisteme günlük 40 milyon m³ doğal gaz verilmesi planlanmaktadır. Depo kapasitesinin 1.500.000.000 m³ kapasiteye 2018 yılında ulaşması planlanmaktadır. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2014)

2.2.6 LNG Depolama

LNG gemileriyle taşınan sıvı gazın boşaltılması, depolanması ve gazlaştırılarak ana iletim hattına sevk edilmesi için 1994 yılında, işletmesi ve mülkiyeti BOTAŞ'a ait olan, Marmara Ereğlisi Terminali devreye alınmış, 2001 yılında İzmir Aliğa'da kurulan Ege Gaz A.Ş. LNG Terminali 2006 yılında devreye alınmıştır. Bu LNG depoları sayesinde yüksek çekişlerin olduğu dönemlerde ana iletim hattının doğal gaz dengesi sağlanabilecektir. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2014)

2.2.7 Türkiye Doğal Gaz Toplam Tüketimi ve Sektörel Kırılımlar

Türkiye’de enerji tüketim verileri ETKB’nin websitesi olan www.enerji.gov.tr adresinde bulunmaktadır. Aynı şekilde doğal gazın Türkiye’de toplam tüketimi verilerine de bu siteden erişilebilmektedir. Ancak, Türkiye genel enerji dengesi verileri 2006’dan bu yana tutulduğu için, doğal gaz tüketimi de dahil olmak üzere, enerji nihai tüketiminin sektörel alt kırılımlarına ilişkin veriler 2006 yılı ve sonrası için elde edilebilmektedir. Ayrıca 2009 öncesine ait verilerle ilgili olarak denebilir ki ETKB değerleri ile EPDK değerleri birbirini tutmamaktadır. Bu sebeple konut ve elektrik tüketim değerlerini ETKB enerji dengesi tablolarından, sanayi tüketim değerlerini ise EPDK raporlarından alınmıştır.

2.2.7.1 Toplam doğal gaz tüketimi

Doğal gaz tüketiminin toplam miktarı 1970 –2012 yılları arası için Tablo 2.8’deki gibidir. (TEİAŞ, 2013)

Tablo 2.8: 1987 – 2012 Yılları Türkiye toplam doğal gaz tüketimi (milyon Sm³).

1987	513
1988	1.166
1989	3.099
1990	3.315
1991	4.062
1992	4.444
1993	4.869
1994	5.162
1995	6.678
1996	7.772
1997	9.556
1998	10.097
1999	12.172
2000	14.342
2001	15.733

Tablo 2.8 (Devamı): 1987 – 2012 Yılları Türkiye toplam doğal gaz tüketimi (milyon Sm³).

2002	17.066
2003	20.574
2004	21.738
2005	26.470
2006	31.129
2007	36.726
2008	37.734
2009	35.832
2010	38.071
2011	43.951
2012	45.259

2.2.7.1.1 Doğal gaz tüketimi sektörel kırılımı

2.2.7.1.1.1 Konut sektörü tüketimi

Konut sektörü tüketimi değerlerini, 2009 – 2012 yılları arası için doğru bir şekilde, ETKB enerji denge tablosundan elde edebiliriz. Bu değerler Tablo 2.9’da gösterilmektedir. (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı)

Tablo 2.9: 2009 – 2012 Yılları Türkiye konut sektörü toplam doğal gaz tüketimi (milyar Sm³).

2009	7,6
2010	7
2011	11,2
2012	10,7

2.2.7.1.1.2 Sanayi Sektörü Tüketimi

Sanayi sektörü tüketimi değerlerini 2005 – 2012 yılları arası için EPDK Doğal Gaz Sektör Raporlarından elde edebiliriz. Bu değerler Tablo 2.10’daki gibidir. (EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı, 2014)

Tablo 2.10: 2005 – 2012 Yılları Türkiye sanayi sektörü toplam doğal gaz tüketimi (milyar Sm³).

2005	4,9
2006	6,3
2007	7,4
2008	8,1
2009	8,8
2010	10,1
2011	11,6
2012	11,49

2.2.7.1.1.3 Elektrik sektörü tüketimi

Elektrik sektörü tüketimi değerlerini 2005 – 2012 yılları arası için doğru bir şekilde ETKB enerji denge tablosundan elde edebiliriz. Bu değerler Tablo 2.11’de gösterilmektedir. (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı)

Tablo 2.11: 2005 – 2012 Yılları Türkiye elektrik sektörü toplam doğal gaz tüketimi (milyar Sm³).

2005	15,10
2006	16,70
2007	20,00
2008	20,90
2009	20,48
2010	21,47
2011	22,26
2012	23,09

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

ENERJİ TALEP TAHMİN MODEL İLE TEZ ÇALIŞMASININ YÖNTEMİ

Enerji tahmini modellemesi, enerji üretimi ve tüketimiyle ilgilenen bilim adamları arasında yaygın bir ilgi konusudur. Diğer taraftan enerji modellemesi, planlama ve politika formülasyonuna olumlu katkılar yapabilir. Bu bakımdan, geçmiş ve şu anki enerji tüketim verileri ile ve gelecekteki olası enerji tüketim trendlerini bilmeden enerji planlaması mümkün değildir. Türkiye'nin gelecek enerji talebini tahmin etmek ve planlamak için de bazı istatistikî modeller kullanılmıştır. Enerji göstergelerine dayalı birincil enerji kaynaklarının talep tahmini, çeşitli matematiksel ifadelerle tahmin edilebilirler. Bu ifadeler doğrusal veya doğrusal olmayan kalıplarda olabilirler. (Kankal, Akpınar, Kömürcü, & Özşahin, 2011)

Literatürde, enerji talep tahmini için birçok çalışma yapılmıştır. Bunlar arasında Box-Jenkins modelleri, regresyon modelleri, ekonometrik modeller ve sinir ağları en çok kullanılan enerji tahmin çalışması teknikleridir (Kankal, Akpınar, Kömürcü, & Özşahin, 2011). Türkiye'de resmî olarak ilk enerji tahmin çalışmaları Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından MAED (Model of Analysis of the Energy Demand) modeli kullanılarak yapılmıştır. Aşağıdan yukarıya yöntemini kullanan MAED, bir ülkede orta ve uzun vadeli enerji tahminini değerlendirebilmek için dizayn edilen modeldir. Fakat, modeli çalıştırmak için uzman görüşü yanında çok yönlü girdi verisi gerekmektedir. Bu modelin etkili dezavantajlarından. Hükümetlerin kendi politik hedeflerine dayalı olarak yaptıkları müdahaleler ve beklenmeyen iktisadi dalgalanmalar da MAED'in gerçekçi değerler üretmesini engellemektedir. Bu sebeple, MAED yönteminden farklı kullanışlı tekniklerin, tahminde ortaya çıkacak hataları en aza indirmek ve daha gerçekçi değerler üretmek için uygulanmasında fayda vardır. (Hamzaçebi, 2007)

3.1 Bu Tezde Kullanılan Yöntem

Bu çalışmada “Aşağıdan Yukarıya”, yani “Tümevarım” yöntemi esas alınmıştır. Her bir sektör için parametrelerin belirlenmesi çalışması ve enerji yoğunlukları hesaplamaları yapılmıştır. Çalışma, 3 ana sektörde yoğunlaşmaktadır. Bu sektörler konut sektörü, sanayi sektörü ve elektrik sektörüdür. Enerji yoğunluğu belirlenirken, Konut sektörü için abone başı tüketim, Sanayi sektörü için 1\$ katma değer üretmek için kullanılan doğal gaz miktarı, Elektrik sektörü için ise 1 GWh elektrik enerjisi üretimi için tüketilecek doğal gaz miktarı hesaplaması yapılacaktır.

3.1.1 Konut Sektörü

Konut sektöründe enerji yoğunluğu belirlenirken, her bir yılın abone sayısı ve derece gün değeri eşleştirilerek “EViews” programında analiz yapılacaktır.

Toplam tüketiminin bir parametresi olan abone sayısının projeksiyonu, genel kabul gören S eğrisi temelinde yapılarak ve 2. dereceden polinom eğrisi uygulanacaktır.

Enerji yoğunluğunun bir parametresi olan derece gün değerleri, ilgili iller için normal dağılım çerçevesinde “SPSS” programı ile uzun yıllar ortalamaları ve standart sapmaları hesaplanarak yüksek ve düşük senaryolar için kullanılacaktır.

3.1.2 Sanayi Sektörü

Enerji yoğunluğu hesaplamasında, GSYH değerleri data.worldbank.org sitesinden sabit 2011 yılı uluslararası \$ PPP (purchasing power parity/alım gücü paritesi) esasında alınmıştır.

Enerji yoğunluğu trendi hesaplamasında üstel ve logaritmik fonksiyonları uygulanarak trendin projeksiyonu gerçekleştirilecektir.

GSYH projeksiyonu, IMF'nin 2013 Nisan ayı “World Economic Outlook” raporundan alınmıştır. +/- %0.5 oranı ile yüksek ve düşük senaryolar oluşturulacaktır.

3.1.3 Elektrik Sektörü

Elektrik sektöründe enerji yoğunluğu değerleri geçmiş seneler için belirlendikten sonra, projeksiyon yılları için bu değerlerin ortalaması alınacaktır.

Elektrik üretimi projeksiyonu ve elektrik üretiminde doğal gazın payı projeksiyonları, TEİAŞ'ın hazırlamış olduğu ve sitesinde yayımladığı Kapasite Projeksiyonu raporundaki yüksek senaryo ve düşük senaryo değerlerinden alınacaktır. Bundan ayrı olarak, ETKB'den uzman görüşü alınarak da farklı bir senaryo gerçekleştirilecektir.

3.2 Literatürdeki Enerji Talep Tahmin Yöntemleri

3.2.1 Yapay Sinir Ağları (ANN)

Yapay Sinir Ağları (ANN) insan beyninin mimarisinden esinlenerek kurulmuş hesaplama modelleridir. Yapay sinir ağında, sinire karşılık gelen birim "İşlem Birimi'dir". Genel olarak İşlem birimleri, girdiden çıktıya doğru dizayn edilmiş katmanlara gruplandırılmıştır. Girdi katmanı ve çıktı katmanı sırasıyla bilgiyi alır ve dışarıya geçirir. Bağlantılar bu komşu katmanlar arasında bina edilmişlerdir. Gizli katman olarak adlandırılan diğer tüm katmanlar ağ içerisinde bilgiyi alır ve iletirler. İşlem birimlerine girdi taşıyan yolların her birinin, bu girdilerle çarpılan ayarlanabilir ağırlık değeri bulunmaktadır. Bu ağırlıkların uyumu ve değişimi süreci de öğrenme olarak adlandırılmaktadır. Bağlantılar, ağırlıklandırılmış girdileri basit bir toplama ile birleştirir. Birleştirilmiş girdi, iki çıktı durumlu eşik fonksiyonu olan transfer fonksiyonundan geçirilir. Sonuç olarak tahmin, gizli nodlar arasındaki hesaplanan ağırlıklar ile yapılır. (Kavaklıoğlu K. , Ceylan, Halim, K., & Canyurt, 2009)

3.2.1.1 Yapay sinir ağları kullanılan çalışmalar

Prospects for Future Projections of the Basic Energy Sources in Turkey

Bu çalışmada sinir ağları kullanılarak gelecek yılların projeksiyonu yapabilmek ve doğru yatırımları yapabilmek için enerji kaynaklarının geliştirilmesine yönelik denklemler kurulması amaçlanmıştır. Ayrıca, AB ülkeleri arasında Türkiye'nin enerji durumunu göstermesi de umulmaktadır. Nüfus, üretim, kurulu güç, net enerji tüketimi, ithalat, ihracat değerleri ANN'nin girdi katmanında

kullanılmışlardır. Kömür, linyit, fuel-oil, doğal gaz ve hidrolik gibi enerji kaynakları da çıktı katmanında yer almışlardır. 1975'ten 2003'e kadar olan veri modeli eğitmek için kullanılmıştır. 1981, 1994, 2003 yılı verileri de yöntemi onaylamak ve test etmek için kullanılmışlardır. Böylelikle 2004 – 2020 yılları arasındaki temel enerji kaynakları ve net elektrik enerjisi tüketimi tahmin edilmiştir.

Modeling and Prediction of Turkey's Electricity Consumption Using Artificial Neural Networks; Energy Conversion and Management

Bu çalışmada iktisadi göstergelerin bir fonksiyonu olarak elektrik tüketim tahmini için ANN modeli kullanılmıştır ve en iyi yaklaşımı ulaşmak için farklı konfigürasyonlar denenmiştir. Diğer bir amacı da stratejik planlama için tüketimin gelecek yıllar tahmininde kullanılabilecek modeller üretmektir. Diğer taraftan, Türkiye'nin başlıca iktisadi değişikliklere ve krizlere hassas olmasından dolayı tüm değişkenler arası ilişkinin uzun süre aynı kalmayacağı düşünülerek zaman serisi şekilciliği bu çalışmada kullanılmamıştır. Ayrıca, zaman serisi modellerinin gelecek tahmin güvenilirliği zaman ilerledikçe düşeceği için durağan zaman fonksiyonu ilişkisi varsayılmıştır. Çalışmada 1975 – 2006 yılları arasındaki nüfus, gayr-ı sâfi milli hâsıla, ithalat ve ihracat değerleri kullanılarak 2007 – 2027 yılları arasındaki elektrik tüketimi hesaplanmıştır. (Kavaklıoğlu K. , Ceylan, Öztürk, & Canyurt, 2009)

Use of Artificial Neural Networks for Transport Energy Demand Modeling

Bu çalışmada sosyo ekonomik ve ulaşım ile ilişkili göstergeler kullanılarak gözetimli sinir ağları temelinde Yapay Sinir Ağları modeli oluşturulmuştur. Modelde 1970 – 2001 yılları arasındaki GSMH, nüfus ve toplam araç-km verileri üzerinden 2004 – 2020 yılları arasındaki ulaşım enerji tüketim talebi tahmin edilmiştir. (Yetiş Sazi & Ceylan, 2006)

Forecasting Based On Sectoral Energy Consumption of GHGs in Turkey and Mitigation Policies

Bu çalışmanın temel amacı, sektörler bazında enerji kullanımını planlamak için, Türkiye'de sera gazı salınımlarını ANN modeli yaklaşımı kullanarak hesaplayacak denklemler geliştirmektir. Aynı zamanda bu çalışma literatürdeki diğer çalışmaların bulmuş olduğu salınım değerleriyle kıyaslama imkanı vermektedir. Ayrıca, Türkiye'nin UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) ile gelecek dönemde oluşturacağı enerji politikalarına yardımcı olmayı da planlamaktadır. Çalışmada, 1993 – 2004 yılları arasındaki sektörel enerji tüketimi

değerleri kullanılarak 2005 – 2020 yılları arasındaki sera gazı salınımı tahmini yapılmıştır. (Sözen, Gülseven, & Arcaklıoğlu, 2007)

3.2.1.2 Yuvarlanma Mekanizmalı Grey Tahmin Modeli (GPRM)

Grey Kuramı kesin olmayan ve mükemmel olmayan bilgiye sahip olan sistemlerle ilgilenir. Gerçek hayatta, Grey Teorisinin de temel özellikleri olan yetersiz ve mükemmel olmayan bilgi varsayımları altında sistemler modellenir ve kararlar verilir. Yöntem doğrudandır ve tahmin modelini oluşturmak için az hesaplama çabası gerekir. (Akay & Atak, 2007)

Bu model, öncelikli olarak 1. dereceden Grey diferansiyel denklemi kurar. Sonra, en düşük ortalama kareler tekniği kullanarak geliştirme ve sürücü katsayılarıyla matris oluşturur. Son olarak da bu verilerle GP tahmin denklemi elde edilir.

3.2.1.3 Grey tahmin modeli kullanılan çalışmalar

Grey Prediction with Rolling Mechanism for Electricity Demand Forecasting of Turkey

Bu çalışmada, 1970 – 2004 yılları arasındaki Türkiye elektrik tüketimi kullanılarak Yuvarlanma Mekanizmalı Grey Tahmin modeli ile 2006 – 2015 yılları arası Türkiye toplam ve sanayi elektrik tüketimi tahmini hesaplanmıştır. (Akay & Atak, 2007)

3.2.2 Sürü Zekası (Swarm Intelligence)

Sürü zekası, sosyal böceklerin ve diğer hayvan topluluklarının kolektif davranışlarından esinlenerek algoritma veya dağıtılmış problem çözme aletleri dizayn etmeye yarar. Karınca Koloni Optimizasyonu (ACO) ve Topluluk Tabanlı Stokastik Optimizasyon (PSO) yöntemleri, bu kavramın en çok tutulan optimizasyon yöntemleridir. Temel olarak çözümlerin tekrar tekrar örneklenmesine dayanırlar ve bu da her bir acentenin bir çözüm sunması demektir. PSO, Genetik Algoritma ile birçok benzerlikler barındırır ve hesaplanması kolaydır.

PSO'nun amacı doğrusal olmayan fonksiyonları optimize etmektir. PSO'da, her bir acente parça benzeri veri yapısıdır ve içinde şu bilgileri barındırır: optimizasyon manzarasında bulunulan nokta koordinatları, ziyaret edilmiş en iyi çözüm noktası, komşu olarak görülen diğer acentelerin alt kümesi. Sistem, rastgele çözümler (parçacık) oluşturarak başlatılır ve d-boyutlu problem uzayı boyunca tekrarlamalı olarak yeni nesiller üreterek en iyi olanı arar. Her bir parçacık, çözümler arasında (fitness (f)) en iyi olarak ulaşabildiği (pbest) ile ilişkilendirilen, problem uzayındaki koordinatların (xi) izini tutar. Parçacık tarafından tutulan diğer bir en iyi değer ise komşu parçacığın en iyi değeridir. Bu koordinata lbest denir. Eğer bir parçacık, tüm diğer topluluk elemanlarının topolojik komşusu olmuşsa, o zaman bu değer global en iyidir ve gbest olarak adlandırılır. (Ünler, Improvement of energy demand forecasts using swarm intelligence: The case of Turkey with projections to 2025, 2008)

3.2.2.1 Sürü zekası kullananlar

Improvement of Energy Demand Forecasts Using Swarm Intelligence: The Case of Turkey with Projections to 2025

Bu çalışmada, Tanecik Koloni Optimizasyonu (PSO) temelli enerji talep tahmin modeli olan Sürü Zekası kullanılmıştır. 1975 – 2005 yılları arasındaki GSYH, nüfus, ithalat ve ihracat verileri kullanılarak 2006 – 2025 yılları arası enerji talebi tahmini yapılmıştır. Kurulan tahmin modeli, ACO tahmini yapılarak da kıyaslama yapılmıştır. (Ünler, Improvement of energy demand forecasts using swarm intelligence: The case of Turkey with projections to 2025, 2008)

3.2.3 Karınca Kolonisi Optimizasyonu (Ant Colony Optimization - ACO)

ACO, canlı biliminden ilham alan deneysel çalışmalar sınıfındandır. ACO'nun temel düşüncesi karınca kolonilerinin kooperatif davranışlarını taklit etmektir. Bu şekilde kombinasyonlu optimizasyon çözüm şekli Dorigo (1992) tarafından başlatılmıştır. Bu yöntemlerin ilkesi, karıncaların yiyecek arama ve yuvaya geri dönme şekilleri üzerine kurulmuştur. Karıncaların bu seyahatleri sırasında feromen denilen kimyasal yere bırakılır. Feromenin rolü, diğer karıncaların hedef noktasına ulaşmasına rehberlik etmektir. Bir karınca için, gidilecek yol feromenin miktarına

göre seçilir. Bir engelle karşılaşıldığı zaman her bir karıncanın sol veya sağ yönü seçmek için eşit ihtimal vardır. İki yolda hangisi daha kısa ise o taraf daha az zaman alacaktır ve aynı zamanda daha çok karınca olacağı için daha yoğun feromon ile dolacaktır. Bu süreç, buharlaşma arttıkça pekişecektir. (Toksarı D. M., 2007)

Enerji sektöründe ACO algoritması kullanımı için ACOEDE geliştirilmiştir ve global minimumu bulmayı amaçlar. Model 4 parametreyi kullanır; Nüfus, GSYH, İthalat ve İhracat. Ekonomik göstergelere dayalı enerji talep tahmin modeli doğrusal veya ikinci dereceden denklem olabilir. ACO bu dizayn parametrelerinin katsayılarını optimize ederek amaç fonksiyonunu oluşturur. Birçok yinelemeden elde edilen en iyi amaç fonksiyonu değeri etrafında yoğunlaşılır ve bütün karıncalar çözüm aramak için oraya doğru yönelir. (Toksarı D. M., 2007)

3.2.3.1 Karınca kolonisi optimizasyonu kullananlar

Ant Colony Optimization Approach to Estimate Energy Demand of Turkey

Bu çalışmada, 1970 – 2005 yılları arasındaki GSYH, Nüfus, İthalat ve İhracat verileri kullanılmış olup ACO temelli algoritma kullanan modeller elde edilerek 2006 – 2025 yılları arasındaki enerji tüketim talebi tahmin edilmiştir. (Toksarı M. D., 2007)

3.2.4 Genetik Algoritma Uygulaması (Genetic Algorithm Approach)

Genetik Algoritmalar, bireylerden oluşan toplumda genetik değişim modelleri üzerine gevşekçe temellendirilmiş uyumsal arama prosedürleri ailesidir. GA'ların temel avantajı, başlangıçta bilinmeyen arama uzayında biriken bilgiyi, sonradan ortaya çıkan aramaları kullanışlı alt uzaylara yönlendirmek için kullanabilme kabiliyetleridir. GA'lar, geleneksel doğrusal olmayan optimizasyon tekniklerinden, diğerleri gibi tek bir çözüme aşamalı değişiklikler yapmak yerine topluluğu (veri tabanını) koruyarak bunlardan daha iyi çözümler üretmeleriyle ayrılırlar. (Haldenbilen & Ceylan, Genetic algorithm approach to estimate transport energy demand in Turkey, 2005)

GA'nın anahtar özelliği, bir kromozomu paylaşan bireyleri olan toplumun manipülasyonudur. Bu kromozom, karakterlerin 1 uzunluğunda bir dizide kodlanmasıyla oluşur. Her bir dizi optimizasyon problemine olası bir çözümü sunar.

Bir kromozom, bit (iki terimli) olarak adlandırılan semboller dizisinden oluşturulur. Her bir bit, bağlı olduğu kromozomu temsil eden dizinin içindeki konuma bağlıdır. Mesela dizi ikili terim ise, her bir bit 0 veya 1 değerlerini alır. GA ve problem arasındaki bağlantı, uyumluluk fonksiyonu (F) tarafından sağlanır. F, kromozomlardan eşleştirme yaparak gerçek sayı kümesini oluşturur. F büyüdükçe bireyin adaptasyonu da iyileşir. (Haldenbilen & Ceylan, Genetic algorithm approach to estimate transport energy demand in Turkey, 2005)

Süreç üreticidir. 3 temel operatörü kullanır; çoğalma, çapraz geçiş ve mutasyon. GA'nın her bir nesli, hali hazırda var olandan yeni bir topluluk oluşturur. PZ bireyleri kromozomlarına alel değerleriyle bağlanırlar, burada bağlanma ya belirleyici ya da rastgele şekilde olur. Çoğalma, ayıklayıcı operatörlere göre en uygun bireysel diziyi seçen süreçtir. Ayıklayıcı operatör, şu anki nesil boyunca çoğalmasına izin verilen üyeleri seçmekle sorumludur. Üyeler uyumluluk (F) değerlerine göre seçilirler ve en uyumlu bireyler (talep tahmin modelleri) gelecek nesillere aktarılırlar. (Haldenbilen & Ceylan, Genetic algorithm approach to estimate transport energy demand in Turkey, 2005)

3.2.4.1 Genetik algoritma uygulaması kullananlar

Estimating Energy Demand of Turkey Based on Economic Indicators Using Genetic Algorithm Approach

Bu çalışmada 1970 – 2001 yılları arasındaki GSMH, Nüfus, İthalat ve İhracat verileri kullanılmış olup Genetik Algoritma yaklaşımı ile 2002 – 2025 yılları arası enerji talebi 3 farklı senaryo oluşturularak tahmin edilmiştir. Tahmin sonuçları ETKB'nin kullanmış olduğu MAED simülasyonu sonuçları ile karşılaştırılmıştır. (Ceylan & Öztürk, Estimating energy demand of Turkey based on economic indicators using genetic algorithm approach, 2004)

Energy Demand Estimation Based on Two-Different Genetic Algorithm Approaches

Bu çalışmada, 1970 – 2001 yılları arasındaki GSYH, İthalat, İhracat ve Nüfus verileri Genetik Algoritma modeli altında modellenerek, 2 farklı kalıpta enerji talep tahmin denklemi geliştirilmiş ve 2002 – 2025 yılları için projeksiyon yapılmıştır. İki denklem de doğrusal olmayan denklemler olup bir tanesi eksponansiyel olup diğeri ikinci dereceden denklemdir. (Canyurt, Ceylan, Öztürk, & Hepbaşlı, 2004)

Estimating Energy and Exergy Production and Consumption Values Using Three Different Genetic Algorithm Approaches. Part 2: Application and Scenarios

Bu çalışmada 1990 – 2000 yılları arasındaki GSYH, İthalat, İhracat ve Nüfus verileri Genetik Algoritma modeli altında modellenmiş olup, Türkiye'nin enerji ve ekserji üretimi ve tüketimi 2000 – 2020 yılları arası için tahmin edilmiştir. (Ceylan, Öztürk, Hepbaşlı, & Zafer, 2005)

Electricity Estimation Using Genetic Algorithm Approach: A Case Study of Turkey

Bu çalışmada 1980 – 2001 yılları arasındaki GSMH, Nüfus, İthalat ve İhracat verileri kullanılarak ikinci dereceden ve ekspanansiyel kalıplarda Genetik Algoritma modelleri oluşturulmuştur. Geçmiş verilerden oluşturulan model ile öncelikli olarak 1996 – 2001 yılları arası talep tahmin edilmiştir ve bu tahmin gözlemlenen verilerle kıyaslanmıştır. Onaylanan model ile daha sonra 2002 – 2020 yılları arası için sanayi, elektrik ve toplam talep projeksiyonları yapılmıştır. (Öztürk, Ceylan, Canyurt, & Hepbaşlı, 2005)

Genetic Algorithm Approach to Estimate Transport Energy Demand in Turkey

Bu çalışmada, Genetik Algoritma Ulaşım Enerji Talep Tahmin modelinin 3 farklı kalıbı geliştirilerek Türkiye'nin gelecek yıllar ulaşım enerji talep tahmini yapılmıştır; 1980 – 2001 yılları arasındaki Nüfus, GSYH ve Araç - Mesafe verileri kullanılarak 2002 – 2020 yılları arası ulaşım enerji talebi tahmin edilmiştir. (Haldenbilen & Ceylan, Genetic algorithm approach to estimate transport energy demand in Turkey, 2005)

3.2.5 ARIMA Modeli Uygulaması

The acronym ARIMA stands for Auto-Regressive Integrated Moving Average. Lags of the stationarized series in the forecasting equation are called "autoregressive" terms, lags of the forecast errors are called "moving average" terms, and a time series which needs to be differenced to be made stationary is said to be an "integrated" version of a stationary series.

ARIMA'nın açılımı "Auto-Regressive Integrated Moving Average" olup; tahmin denklemlerinde durağan serilerin gecikmeler "auto-regressive" (otoregresif) terimleri ve tahmin hatalarındaki gecikmeler "moving average" (hareketli ortalama) terimleri olarak adlandırılırken, durağanlaştırılması için farkı alınması gereken

zaman serileri zaman serilerinin “integrated” (birleştirilmiş) sürümü olarak adlandırılır. (Nau, 2014)

ARIMA Forecasting of Primary Energy Demand by Fuel in Turkey

Bu çalışmada, 1950 – 2004 yılları arasındaki kömür, linyit, asfaltit, petrokok, odun, hayvan ve bitki atıkları, petrol, doğal gaz, hidro enerji, jeotermal ısı, elektrik ve güneş enerjisi kaynakları ARIMA tekniğiyle modellenerek 2005 – 2020 yılları arası toplam enerji talebi tahmini projeksiyonu yapılmıştır. (Ediger & Akar, ARIMA forecasting of primary energy demand by fuel in Turkey, 2007)

Electricity Demand Analysis Using Cointegration and ARIMA Modelling: A Case Study of Turkey

Bu makalenin bir amacı da kısa ve uzun vadeli fiyat ve gelir elastikliğini elde etmek için model oluşturmaktır. Aynı zamanda, 1923 – 2004 yılları arasındaki elektrik talebi ARIMA tekniğiyle modellenerek 2005 – 2014 yılları arası elektrik talebi tahmini projeksiyonu yapılmıştır. (Erdoğan, 2007)

3.2.5.1 Diğer çeşitli modelleri kullananlar

Forecasting the Primary Energy Demand in Turkey and Analysis of Cyclic Patterns

Bu çalışmada 1950 – 1999 yılları arasındaki toplam enerji tüketimi analiz edilerek kaç senede bir kırılmaların olduğu ve bunun döngüsü hesaplanmıştır. Bu döngüler kullanılarak Winter’s modeli altında 2000 – 2010 yılları arası enerji talebi tahmini yapılmıştır. (Ediger & Tatlıdil, Forecasting the primary energy demand in Turkey and analysis of cyclic patterns, 2002)

Electric Energy Demand of Turkey for the Year 2050

Bu çalışmada 1980 – 2002 arasındaki Nüfus ve Kişi başı enerji tüketim artışı verileri Doğrusal Regresyon modeli ile modellenerek 2003 – 2020 yılları arasındaki elektrik tüketimi talebi tahmini yapılmıştır. (Yumurtacı & Asmaz, 2004)

Transport Energy Modeling with Meta-Heuristic Harmony Search Algorithm, an Application to Turkey

Bu çalışma, ulaşım enerji tüketiminin yeni bir yöntem olan Uyum Arama Algoritması ile modellenebileceğidir. Modelde, 1970 – 2005 arasındaki GSYH, Nüfus, Toplam Yıllık Araç-Mesafe verileri girdi olarak alınarak 2006 – 2025 yılları arası ulaşım enerji tüketimi talep tahmini projeksiyonu yapılmıştır. Model, doğrusal,

eksponansiyel ve ikinci dereceden matematik denklemleri olarak Türkiye ulaşım sektörüne uygulanmışlardır. Optimum veya optimuma yakın değerler hassasiyet analizi ile elde edilmişlerdir. Tüm modellerin performansı ETKB'nin projeksiyonları ile karşılaştırılmışlardır. (Ceylan, Ceylan, Haldenbilen, & Başkan, 2008)

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

YUKARIDAN AŞAĞIYA VE AŞAĞIDAN YUKARIYA YÖNTEMLERİ

4.1 Tanım Olarak Tümdengelım

Tümdengelım (akıl yürütme), tümel bir önermeden tıkel önerme çıkarma eylemidir. Diğer bir deyişle genelden özele ya da yasalardan olaylara geçiş şeklindeki akıl yürütmedir. Tümdengelım, doğru olan ya da doğru olduğu sanılan önermelerden zorunlu olarak çıkan yeni önermeler türetir. Örneğin; Tüm insanlar ölümlüdür, Metin bir insandır. Öyleyse Metin de ölümlüdür. (Karaçay, 2014)

4.2 Tanım Olarak Tümevarım

Tümevarım, tıkel önermelerden tümel önerme oluşturma yordamıdır. Felsefi deyişimiyle öznelden nesnele geçiştir. O, gözlem, deney, hesap vb. yollarla bir doğa olayının genel yarasını kurmaya çalışır. Tümevarım ilkesi bilim ve teknikte, başlıca bilgi üretme aracı olmuştur ve bu işlevini sürdürmektedir. Fizik, kimya, biyoloji gibi temel bilimlerde edindiğimiz doğanın bilgilerini tümevarım yöntemine borçluyuz. (Karaçay, 2014)

4.3 Enerji Sektöründe Tümevarım ve Tümdengelım Yaklaşımları

Grubb ve arkadaşlarına göre yukarıdan aşağıya (tümdengelım) yaklaşımı “kötümser” iktisadi bakış tarzı ile ilişkilendirilirken iken, aşağıdan yukarıya (tümevarım) yaklaşımı “iyimser” mühendislik yaklaşımı ile ilişkilendirilir. Bu sebeple ikinci yaklaşımdan, mühendislik yaklaşımı olarak da bahsedilir. (van Beek, 1999)

Diğer bir çalışmada, Hourcade ve arkadaşları yukarıdan aşağıya ve aşağıdan yukarıya modellerin hangi zamanlarda daha kullanışlı olacaklarına değinmişlerdir.

“Estimating the Cost of Mitigating Greenhouse Gases.” isimli çalışmalarına göre; genel yukarıdan aşağıya modeller, ancak tarihsel gelişme şekillerinde bir kırılma yoksa ve temeldeki değişkenler arasındaki ilişkide, projeksiyon dönemi boyunca herhangi bir değişiklik olmaz ise kullanılabilirler. Aşağıdan yukarıya modeller, diğer taraftan, herhangi bir sektörün stratejisinin yapısal evrimi ile ve genel gelişim şekli arasında önemli geribildirimler yok ise, yani enerji sektörü ve diğer sektörler arasındaki etkileşim ihmal edilebilir seviyede ise, kullanılabilirler. (van Beeck, 1999)

Nicole van Beeck’in, 1999 yılındaki çalışmasında bahsettiği gibi, politika kurmak için oluşturulan ilk enerji modelleri muhtemelen yüksek oranda birleştirilmiş yukarıdan aşağıya tarzda ve tahminsel amaçlar güden iktisadi yaklaşımları barındıran modellerdi. Bunlara cevap olarak, erken dönem aşağıdan yukarıya modeller, simülasyon ve geriye dönük tahminler gibi yukarıdan aşağıya modellerin yapamadıkları özel amaçlar için kurulmuşlardır. Bu aşağıdan yukarıya modellerin, enerji üretim planlamalarını yapmak için kamu hizmeti kuruluşları tarafından kullanılan mühendislik modellerinden ortaya çıktığı varsayılmaktadır. İlk yukarıdan aşağıya modeller içselleştirme ve sektörlerin tanımlı boyutlarında iyi puan alırken, aşağıdan yukarıya modeller enerjinin son kullanımının tanımında ve enerji arzı teknolojileri tanımlamaları boyutlarında yüksek puan almışlardır. Bugün, iki yaklaşımı birleştiren daha “karışık” modeller ortaya çıktıkça, aradaki ayırım da azalmaktadır. Mesela birçok yeni yukarıdan aşağıya model simülasyona uygun haldedir. Buradan da anlaşılacağı gibi, farklı sonuçların ortaya çıkması, model yapılarındaki farklılardan ziyade dışsal veya içsel varsayımlardaki farklılardan kaynaklanmaktadır. (van Beeck, 1999)

BEŞİNCİ BÖLÜM

DOĞAL GAZ TÜKETİMİNİ ETKİLEYEN PARAMETRELERİN PROJEKSİYONU

5.1 Konut Sektörü Parametreleri Projeksiyonu

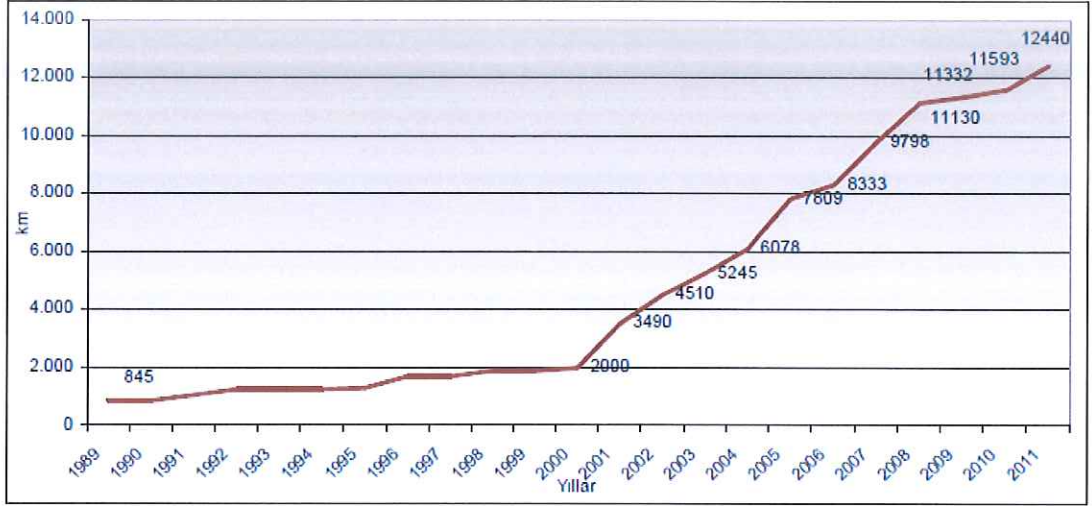
5.1.1 Geriye Dönük Abone Sayısı Hesaplama

Doğal Gaz Cihazları Sanayicileri ve İş Adamları derneğinin yapmış olduğu pazar araştırmalarına göre abone sayıları Tablo 5.1'deki gibidir. (Doğal Gaz Cihazları Sanayicileri ve İşadamları Derneği, 2012)

Tablo 5.1: 2008 – 2012 Yılları Türkiye geneli abone sayıları.

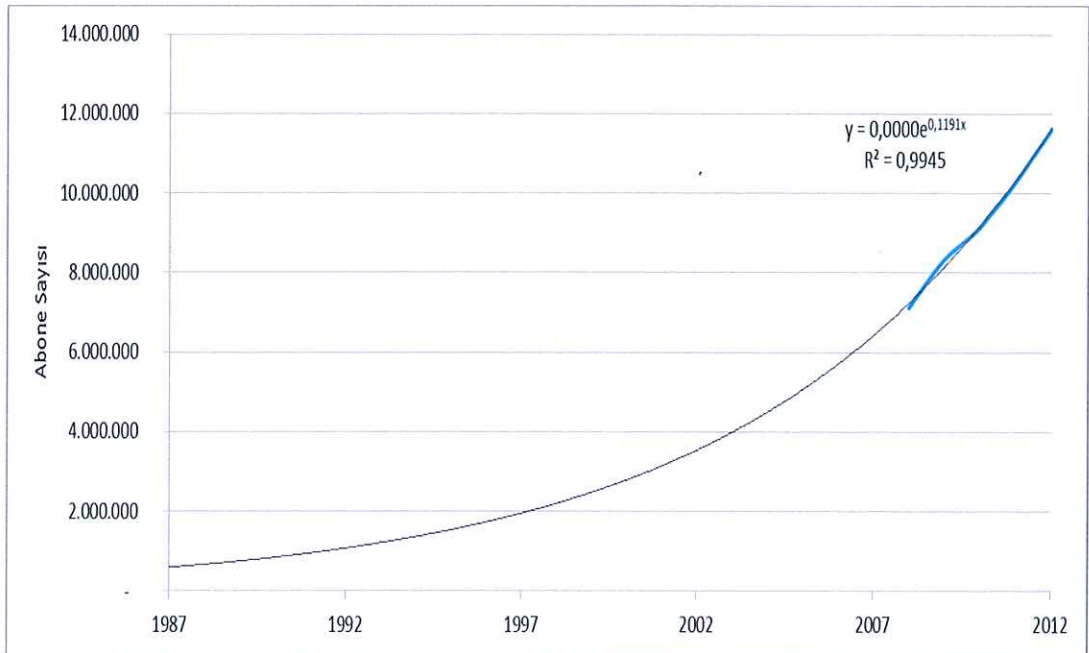
2008	7.120.437
2009	8.334.942
2010	9.144.039
2011	10.306.640
2012	11.617.927

Türkiye doğal gaz sektörünün doğuş yılını 1987 olarak kabul edip büyüme aşamasına geçişini 2001 yılı olarak kabul edersek, abone sayısının geriye yönelik tahminini de bu bağlamda hesaplamamız gerekir. Bu hesaplamaya yardımcı olması için de yine doğal gaz boru hatlarının Türkiye’de gelişim evresine bakarak çıkarım yapılabilir. Bu durum Şekil 5.1’de verilmiştir. (Rekabet Kurumu, 2012)



Şekil 5.1: Yıllara göre doğal gaz iletim hattı uzunluğu.

Boru hatlarının gelişimi ile birlikte Türkiye genelinde illere sağlanan doğal gaz arzının arttığı ve bunun sonucunda da abone sayısının arttığı düşünülebilir. Abone sayısının geriye dönük tahmininde bu kriter de önemli bir gösterge olarak yer alacaktır. Elimizdeki abone sayılarından yola çıkarsak ve abone sayısı gelişimi eğrisinde “S” eğrisini baz alırsak, geriye yönelik tahminde üstel fonksiyonu kullanmak mantıklı olacaktır. Üstel fonksiyon hesaplamasının grafiksel olarak gösterimi Şekil 5.2’deki gibidir.

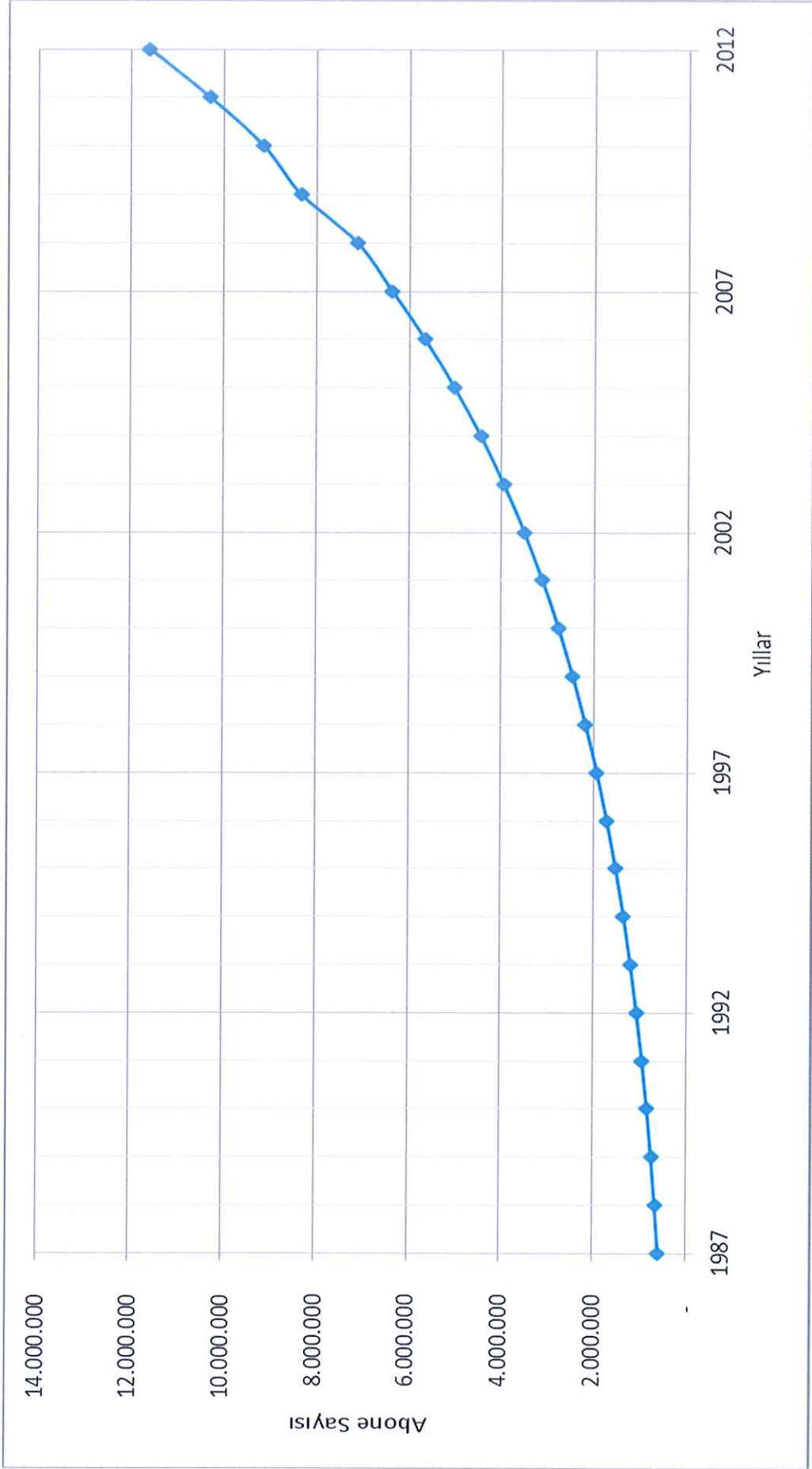


Şekil 5.2: 1987 – 2012 Yılları Türkiye geneli abone sayısı değerleri ve geçmiş yıllar tahmini.

Üstel fonksiyon hesaplaması neticesinde elde ettiğimiz tahmin değerleri, abone sayılarının yıllık değerleri ve grafiksel gösterimi Tablo 5.2 ve Şekil 5.3'deki gibidir.

Tablo 5.2: 1987 – 2012 Yılları abone sayıları değerleri ve geçmiş yıllar tahmini.

1987	588.334
1988	662.743
1989	746.562
1990	840.982
1991	947.344
1992	1.067.158
1993	1.202.126
1994	1.354.163
1995	1.525.429
1996	1.718.355
1997	1.935.681
1998	2.180.494
1999	2.456.269
2000	2.766.922
2001	3.116.864
2002	3.511.065
2003	3.955.122
2004	4.455.340
2005	5.018.823
2006	5.653.571
2007	6.368.598
2008	7.120.437
2009	8.334.942
2010	9.144.039
2011	10.306.640
2012	11.617.927



Şekil 5.3: 1987 – 2012 Yılları abone sayıları değerleri ve geçmiş yıllar tahmini.

5.1.2 İleriye Yönelik Abone Sayısı Hesaplama

Doğal gaz sektörünün Türkiye’de halen “Büyüme” evresinde olduğunu ve talebin de hızlı büyüme trendin de olduğunu düşünürsek, abone sayısı doğrusal arttığını düşünebiliriz. (Rekabet Kurumu, 2012)

Bu artışın grafiksel gösterimi ve değerleri de Tablo 5.3 ve Şekil 5.4’de verilmektedir.

Tablo 5.3: Abone sayıları değerleri 2013 – 2023 yılları tahmini.

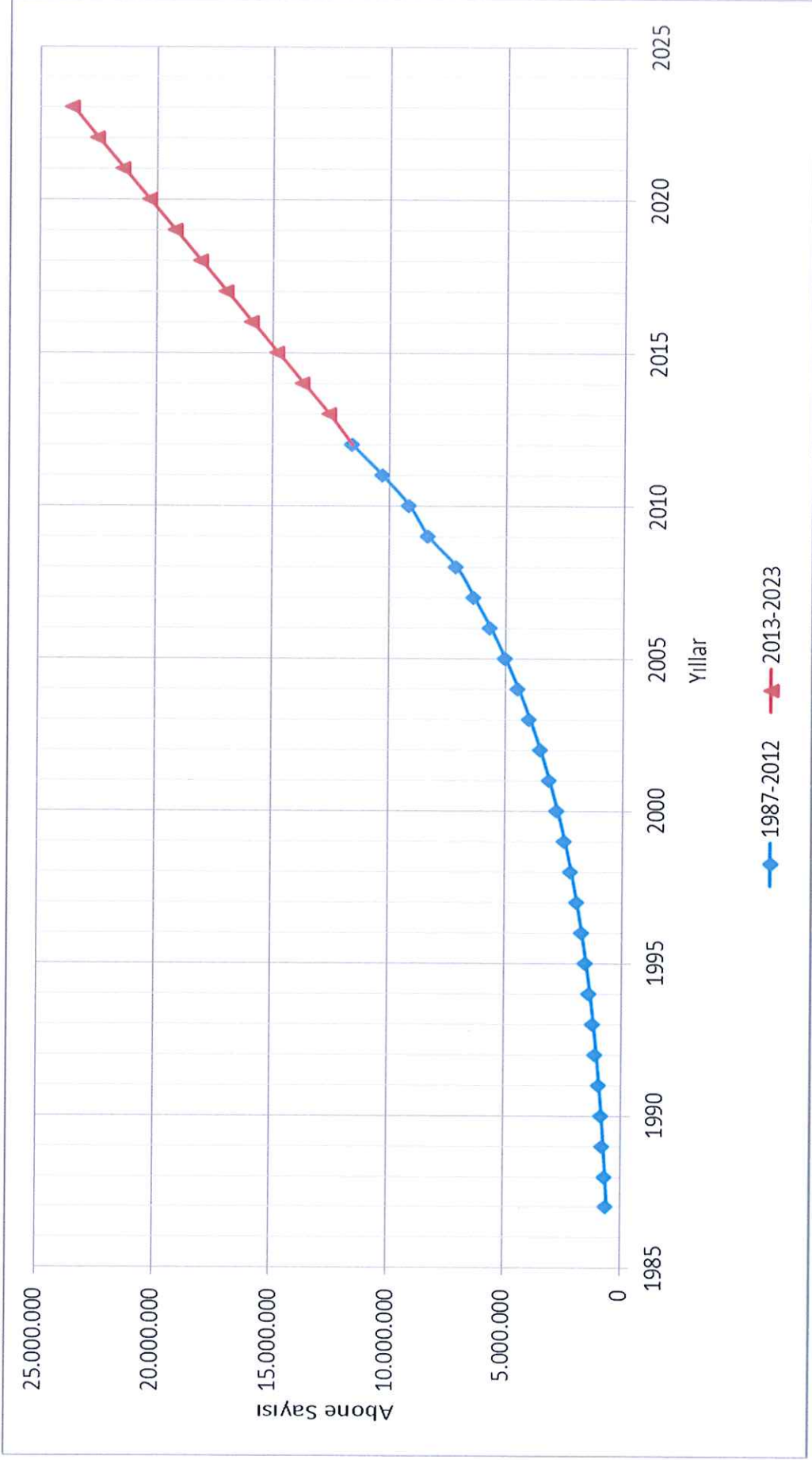
2013	12,594,800
2014	13,691,468
2015	14,788,136
2016	15,884,804
2017	16,981,472
2018	18,078,140
2019	19,174,807
2020	20,271,475
2021	21,368,143
2022	22,464,811
2023	23,561,479

Bu artışın yıllara bağlı olarak formülü Denklem 5.1’de gösterilmektedir.

$$\text{Abone Sayısı Formülü} = 1.096.667 * \text{Yıl} - 2.194.997.509$$

Denklem 5.1

Denklem 5.1 formülünden de anlaşılacağı gibi abone sayısı yıllık olarak 1.096.667 miktarında artmaktadır.



Şekil 5.4: 1987 – 2023 Yılları abone sayısı projeksiyonu.

5.2 Sanayi Sektörü Parametreleri Projeksiyonu

5.2.1 GSYH Projeksiyonu

Türkiye'nin GSYH'sinin dolar değeri bazında 2011 yılı sabit alınarak değerlendirildiğinde, elimizdeki değerler Tablo 5.4'deki gibidir. (World Bank)

Tablo 5.4: 1987 – 2012 Yılları Türkiye gayri safi yurtiçi hasılası (2011 sabit \$ değeriyle).

1987	516.396.909.390
1988	528.381.122.491
1989	529.914.717.350
1990	579.017.392.284
1991	583.187.933.241
1992	612.555.148.554
1993	659.423.367.409
1994	628.640.512.899
1995	678.166.490.199
1996	728.212.901.764
1997	783.394.426.097
1998	801.476.841.451
1999	774.504.389.059
2000	826.972.842.687
2001	779.856.259.559
2002	827.925.348.787
2003	871.517.815.358
2004	953.116.351.289
2005	1.033.193.544.821
2006	1.104.416.631.843
2007	1.155.977.198.796
2008	1.163.593.221.668
2009	1.107.439.664.670
2010	1.208.847.393.484
2011	1.314.896.523.776
2012	1.342.870.429.426

Türkiye GSYH'sinin 1996-2012 yılları arasındaki artış oranını hesapladığımızda, elimizdeki oran % 4,20 olarak ortaya çıkmaktadır. 2014 ve sonrası için Türkiye'nin sanayi üretimi büyüme projeksiyonu çalışması yapılırken, Orta senaryo için IMF'in yayınladığı "World Economic Outlook 2014" raporu verileri

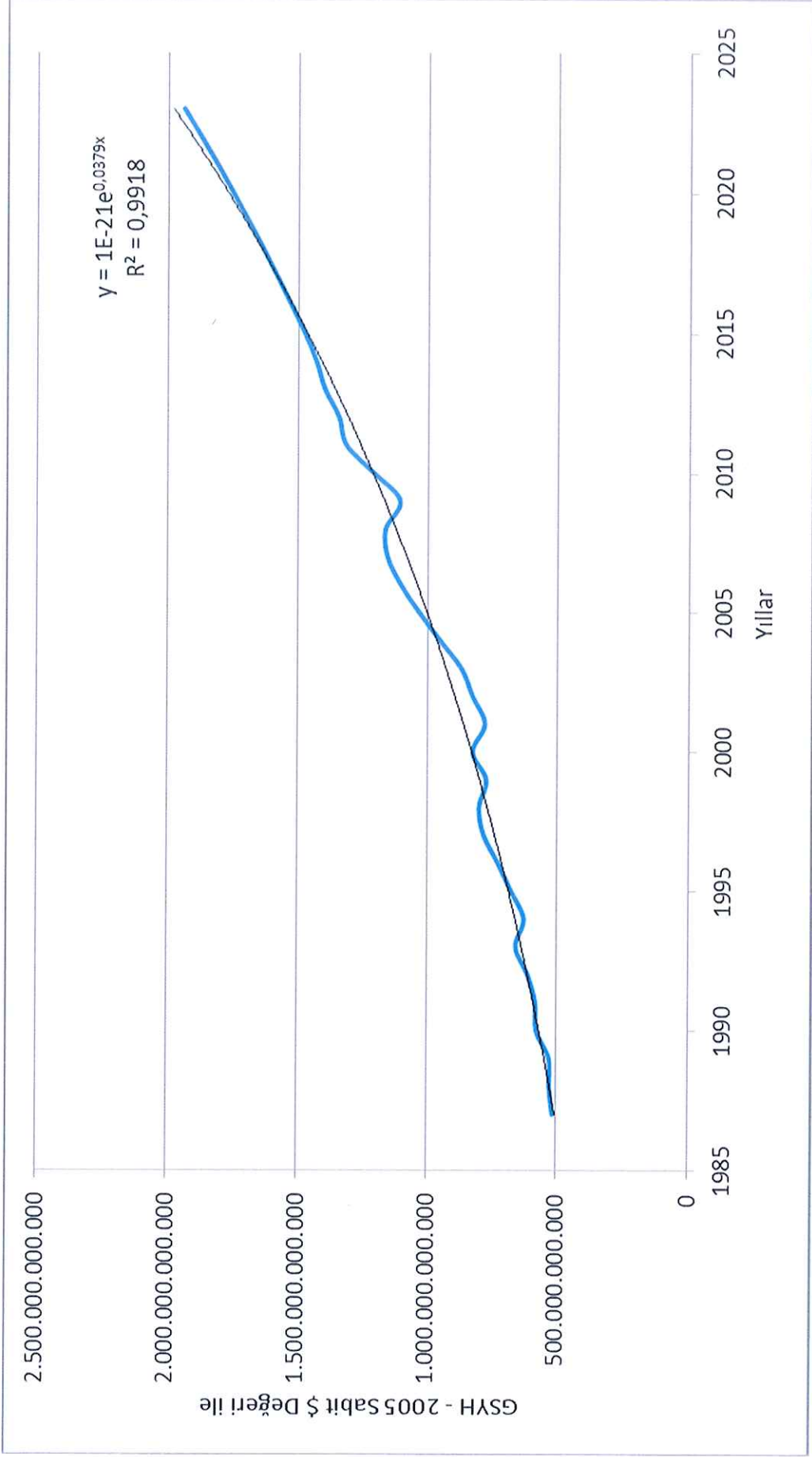
esas alınmıştır. Yüksek ve düşük senaryolarda ise 2014 ve sonrası için sırasıyla %0,5 yukarı ve aşağısı seçilmiştir. IMF bazlı ekonomik büyüme senaryoları Tablo 5.5 ve Tablo 5.6'daki gibidir. (International Monetary Fund, 2014)

Tablo 5.5: 2013 – 2023 Yılları Türkiye gayri safi yurtiçi hasılası tahmini. (2011 sabit \$ değeriyle)

2013	1.397.252.479.846
2014	1.429.389.286.883
2015	1.473.700.354.776
2016	1.525.279.867.193
2017	1.578.664.662.545
2018	1.633.917.925.734
2019	1.691.105.053.135
2020	1.750.293.729.995
2021	1.811.554.010.544
2022	1.874.958.400.913
2023	1.940.581.944.945

Tablo 5.6: Türkiye sanayi üretimi artış oranı senaryoları.

Yıllar	Yüksek	Orta	Düşük
2012	2,13%	2,13%	2,13%
2013	4,05%	4,05%	4,05%
2014	2,30%	2,30%	2,30%
2015	3,60%	3,10%	2,60%
2016	4,00%	3,50%	3,00%
2017	4,00%	3,50%	3,00%
2018	4,00%	3,50%	3,00%
2019	4,00%	3,50%	3,00%
2020	3,50%	3,00%	2,50%
2021	3,50%	3,00%	2,50%
2022	3,50%	3,00%	2,50%
2023	3,50%	3,00%	2,50%



Şekil 5.5: 1987 – 2023 Yılları Türkiye gayri safi yurtiçi hasılası. (2011 sabit \$ değeriyle)

Şekil 5.5'te mavi çizgi ile gösterilmiş değerler, Türkiye'nin geçmiş yıllar GSYH değerleri ile bizim hesapladığımız gelecek yıllar değerleridir. Burada önemli bir husus da, bu şekilde yapmış olduğumuz hesaplamamızın, ekspanansiyel büyüme eğrisi ile çakışıyor olmasıdır. Eğer Türkiye ekspanansiyel bir büyüme eğrisi içinde ise, bizim tahmin hesaplama yöntemimiz de aynı paralellikte doğru olacaktır.

5.3 Elektrik Sektörü Parametreleri Projeksiyonu

5.3.1 Elektrik Üretiminde Doğal Gaz'ın Payı Hesaplaması ve Projeksiyonu

TEİAŞ'tan elde ettiğimiz verilere göre, Türkiye'de 1987 – 2012 yılları arasında üretilen toplam yıllık elektrik miktarı ve doğal gazdan üretilen elektrik miktarı Tablo 5.7'de verilmiştir. (TEİAŞ, 2013)

Tablo 5.7: 1987 - 2012 Yılları Türkiye elektrik üretimi ve doğal gaz payı (GWh).

	Elektrik Üretimi	Doğal Gaz kullanılarak Üretilen Elektrik Miktarı
Yıl	GWh	GWh
1987	44.353	2.528
1988	48.049	3.240
1989	52.043	9.524
1990	57.543	10.192
1991	60.246	12.589
1992	67.342	10.814
1993	73.808	10.788
1994	78.322	13.822
1995	86.247	16.579
1996	94.862	17.174
1997	103.296	22.086
1998	111.022	24.838
1999	116.440	36.346
2000	124.922	46.217

Tablo 5.7 (devam): 1987 – 2012 Yılları Türkiye elektrik üretimi ve doğal gaz payı (GWh).

2001	122.725	49.549
2002	129.400	52.497
2003	140.581	63.536
2004	150.698	62.242
2005	161.956	73.445
2006	176.300	80.691
2007	191.558	95.025
2008	198.418	98.685
2009	194.813	96.095
2010	211.208	98.144
2011	229.398	104.048
2012	239.492	104.499

İleriki yıllarda Türkiye toplam elektrik üretimi ve doğal gazdan elektrik üretimi miktar senaryosu, TEİAŞ'ın hazırladığı strateji raporundan elde edilebilir. Bu durum Tablo 5.8' de verilmektedir. (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi, 2012)

Tablo 5.8: 2013 – 2023 Yılları Türkiye elektrik üretimi ve doğal gaz payı projeksiyonu (GWh).

Yıl	Elektrik Üretimi	Elektrik Üretiminde Doğal Gaz Payı	
	Miktarı (GWh)	Yüzdesi %	Miktarı (GWh)
2013	253.515	43,77%	110.964
2014	271.417	46,20%	125.395
2015	290.532	45,10%	131.030
2016	310.878	43,00%	133.677
2017	332.545	42,00%	139.669
2018	355.571	41,80%	148.629
2019	380.031	41,30%	156.953
2020	406.056	40,50%	164.453
2021	435.240	39,70%	172.790
2022	465.271	38,90%	180.991
2023	497.375	38,10%	189.500

ALTINCI BÖLÜM

TÜMDENGELİM YÖNTEMİYLE TÜRKİYE GENELİ TOPLAM DOĞAL GAZ TÜKETİMİ ANALİZİ

6.1 Geçmiş Yıllar Tüketim Analizi ve Gelecek Yıllar Projeksiyonu

Elde ettiğimiz geçmiş senelerin verilerini Eviews programında Türkiye toplam doğal gaz tüketim analizi için kullandığımızda, hesapladığımız formül Denklem 6.1'deki gibidir.

$$\begin{aligned} \text{Türkiye Toplam Doğal Gaz Tüketimi} = & - 13.958,6867994 + \\ & 2,30814513001e^{-08} * \text{GSYH} \\ & + 0,181607085077 * \text{Elektrik Üretimi Doğal Gaz Payı} \\ & + 0,000810055651327 * \text{Abone Sayısı} \end{aligned} \quad \text{Denklem 6.1}$$

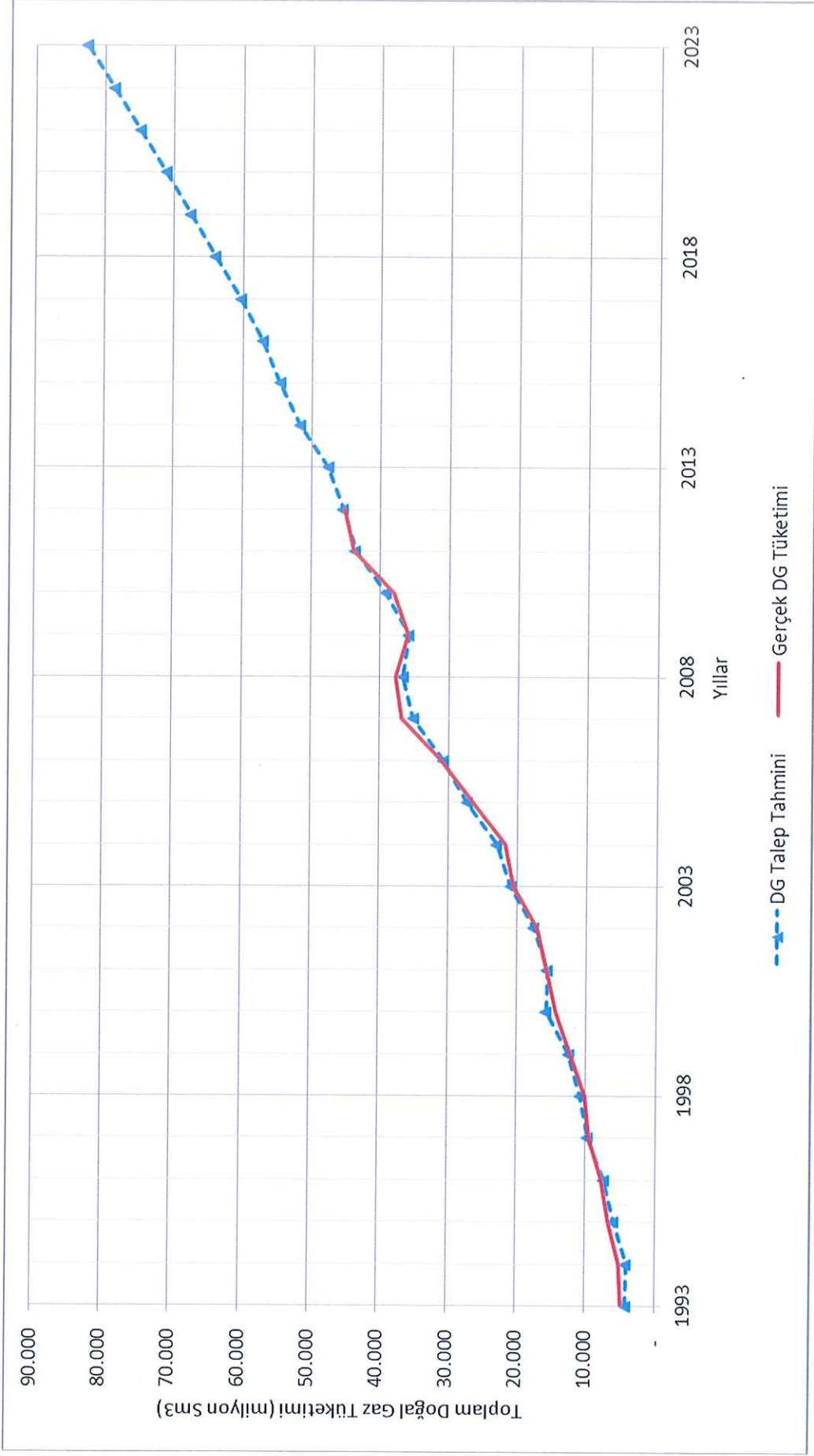
Denklem 6.1'deki formüle göre geçmiş yılların gerçekleşen tüketimleri ile hesaplanan tüketim karşılaştırması ve gelecek yılların projeksiyonu Tablo 6.1 ve Şekil 6.1'deki gibidir.

Tablo 6.1: 1993 – 2023 Yılları gerçekleşen doğal gaz tüketimi ve tümdengelim yöntemiyle tahmini (milyon Sm³).

Yıl	Doğal Gaz Tüketim Tahmini	Gerçekleşen Doğal Gaz Tüketimi
1993	4.195	4.869
1994	4.158	5.162
1995	5.941	6.678
1996	7.360	7.772
1997	9.702	9.556
1998	10.818	10.097
1999	12.508	12.172

Tablo 6.1 (Devamı): 1993 – 2023 Yılları gerçekleşen doğal gaz tüketimi ve tündengelim yöntemiyle tahmini (milyon Sm³).

2000	15.764	14.342
2001	15.565	15.733
2002	17.529	17.066
2003	20.900	20.574
2004	22.953	21.738
2005	27.293	26.470
2006	30.767	31.129
2007	35.139	36.726
2008	36.589	37.734
2009	35.806	35.832
2010	39.174	38.071
2011	43.636	43.951
2012	45.426	45.259
2013	47.584	
2014	51.697	
2015	54.578	
2016	57.112	
2017	60.263	
2018	63.968	
2019	67.609	
2020	71.153	
2021	74.890	
2022	78.653	
2023	82.520	



Şekil 6.1: 1993 – 2023 Yılları gerçekleşen doğal gaz tüketimi ve tümdengelim yöntemiyle tahmini (milyon sm³).

YEDİNCİ BÖLÜM

TÜMEVARIM YÖNTEMİ KULLANARAK TÜRKİYE GENELİ TOPLAM DOĞAL GAZ TÜKETİMİ ANALİZİ

7.1 Enerji Yoğunluğu Hesaplama

Yapılan çalışma “Aşağıdan Yukarıya”, yani “Tümevarım” yöntemini esas aldığı için, her bir sektör için parametrelerin belirlenmesi çalışması ve enerji yoğunlukları hesaplamaları yapılmıştır. Enerji yoğunluğu belirlenirken, Konut sektörü için abone başı tüketim, Sanayi sektörü için 1\$ katma değer üretmek için kullanılan doğal gaz miktarı, Elektrik sektörü için ise 1 GWh elektrik enerjisi üretimi için tüketilecek doğal gaz miktarı hesaplaması yapılmıştır.

7.1.1 Konut Sektörü

Konut sektöründe enerji yoğunluğu belirlenirken, her bir yılın abone sayısı ve derece gün değeri eşleştirilerek “EViews” programında analiz yapılmıştır.

Enerji yoğunluğunun bir parametresi olan derece gün değerleri, ilgili iller için normal dağılım çerçevesinde “SPSS” programı ile uzun yıllar ortalamaları ve standart sapmaları hesaplanarak yüksek ve düşük senaryolar için kullanılmışlardır.

7.1.2 Sanayi Sektörü

Enerji yoğunluğu trendi hesaplamasında üssel ve logaritmik fonksiyonları uygulanarak trendin projeksiyonu gerçekleştirilmiştir.

GSYH projeksiyonu, IMF'nin 2014 yılı “World Economic Outlook” raporundan alınmıştır. +/- %0.5 oranı ile yüksek ve düşük senaryolar oluşturulmuştur.

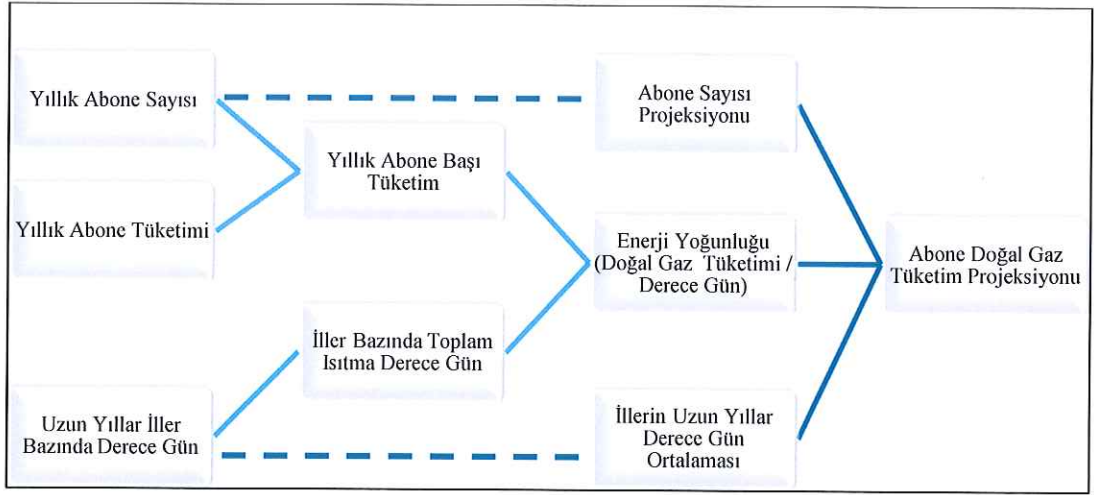
7.1.3 Elektrik Sektörü

Elektrik sektöründe enerji yoğunluğu değerleri geçmiş seneler için belirlendikten sonra, projeksiyon yılları için bu değerlerin ortalaması alınmıştır.

7.2 İş Akışı

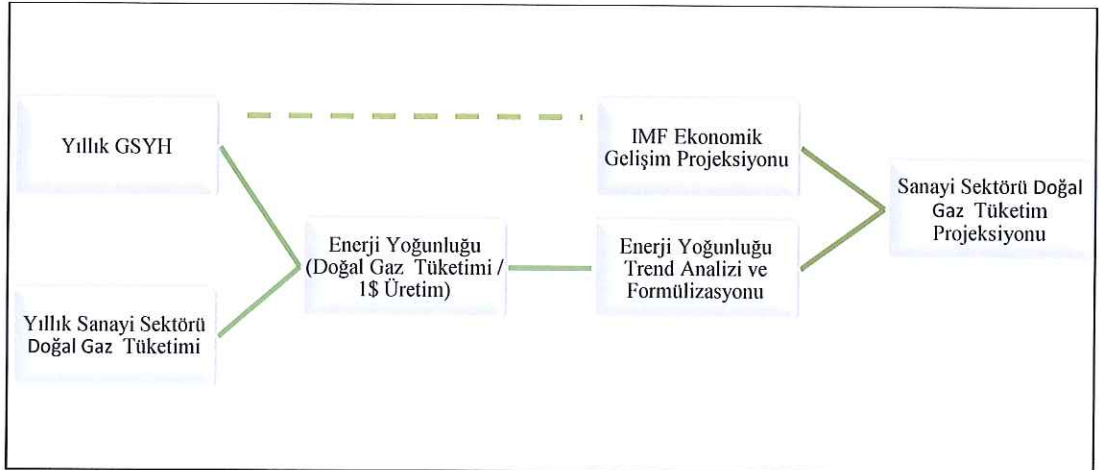
Yapılan çalışmanın iş akış şeması, her bir sektör için Şekil 7.1’de Şekil 7.2’de ve Şekil 7.3’de verilmiştir.

7.2.1 Konut Sektörü:



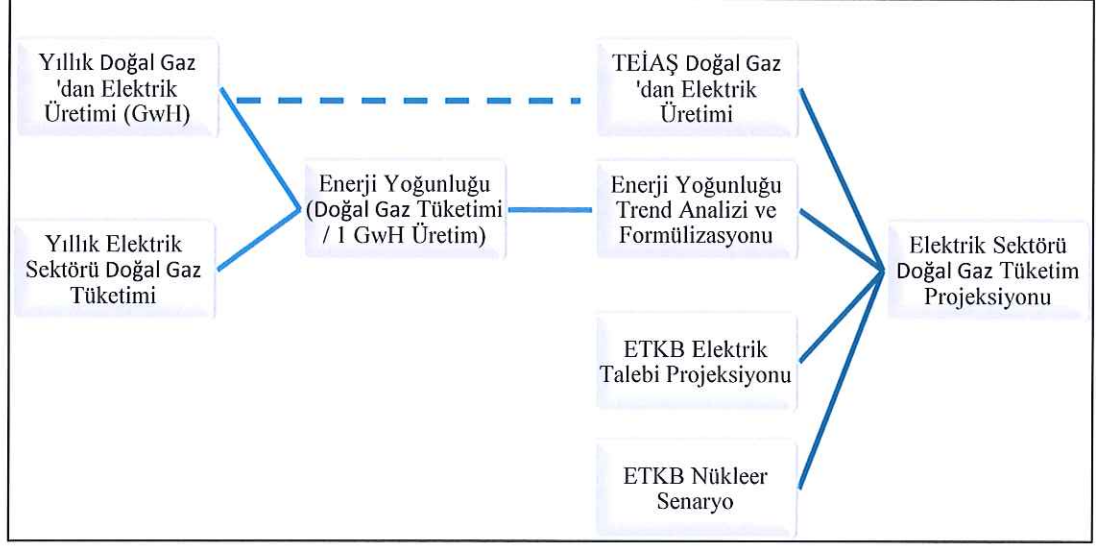
Şekil 7.1 Konut sektörü doğal gaz tüketimi modellemesi iş akış diyagramı.

7.2.2 Sanayi Sektörü:



Şekil 7.2 Sanayi sektörü doğal gaz tüketimi modellemesi iş akış diyagramı.

7.2.3 Elektrik Sektörü:



Şekil 7.3 Elektrik sektörü doğal gaz tüketimi modellemesi iş akış diyagramı.

7.3 Sektörel Analiz

7.3.1 Konut Sektörü

7.3.1.1 Enerji yoğunluğu

Konut sektöründe Enerji yoğunluğu hesaplaması, bir abonenin yılda ne kadar sabit tüketim gerçekleştirdiği ve bir derece sıcaklık düşüşüne bağlı olarak ısıtma ihtiyacını karşılayacak tüketimin ne kadar gerçekleştirdiğinin hesaplanmasıdır. Bu sebeple, öncelikle toplam tüketimin standartlaştırılması için tüketimin abone sayısına bölünmesi sonucu abone başı yıllık tüketim değerleri hesaplanmaktadır.

2009-2012 yıllarına ait konut sektörü abone ve tüketim verileri ile abone birim tüketim değerleri Tablo 7.1'deki gibidir.

Tablo 7.1: Geçmiş yıllar birim tüketim değerleri.

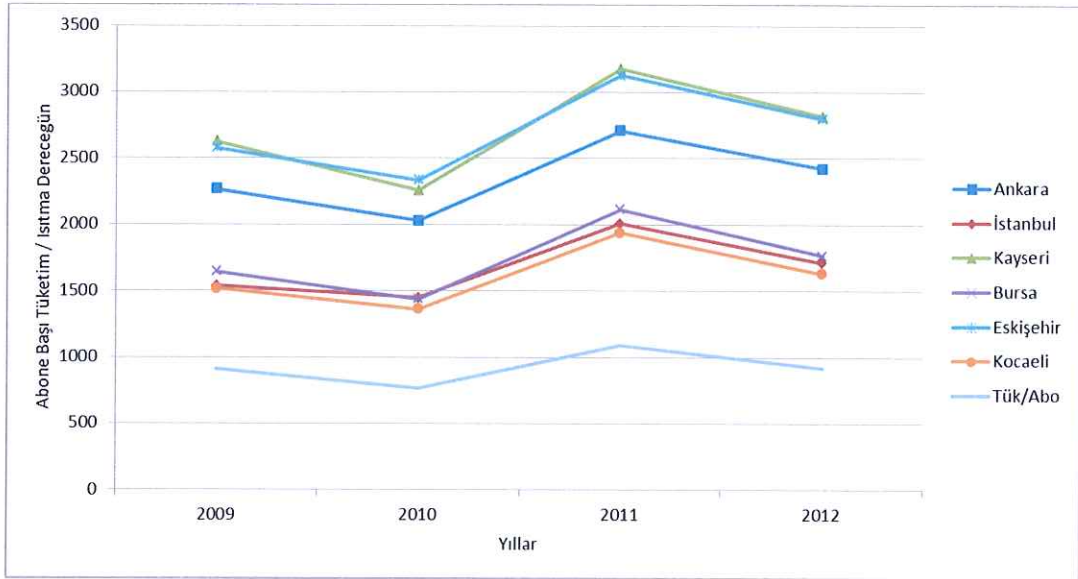
Yıllar	Abone	Tüketim	Tüketim / Abone
2009	8.334.942	7.613.000.000	913
2010	9.144.039	6.986.000.000	764
2011	10.306.640	11.204.000.000	1087
2012	11.617.927	10.666.000.000	918

Hesaplanan bu abone birim tüketim değerleri, ısıtma derece gün değerleri ile eşleştirilmesi ve regresyon çalışması sonucu da Enerji Yoğunluğu hesaplanır. Bu çalışma için seçilen iller ve abone birim tüketim değerleriyle karşılaştırılması için oluşturulan Tablo 7.2' deki gibidir.

Tablo 7.2: Geçmiş yıllar iller bazında ısıtma derece gün değerleri.

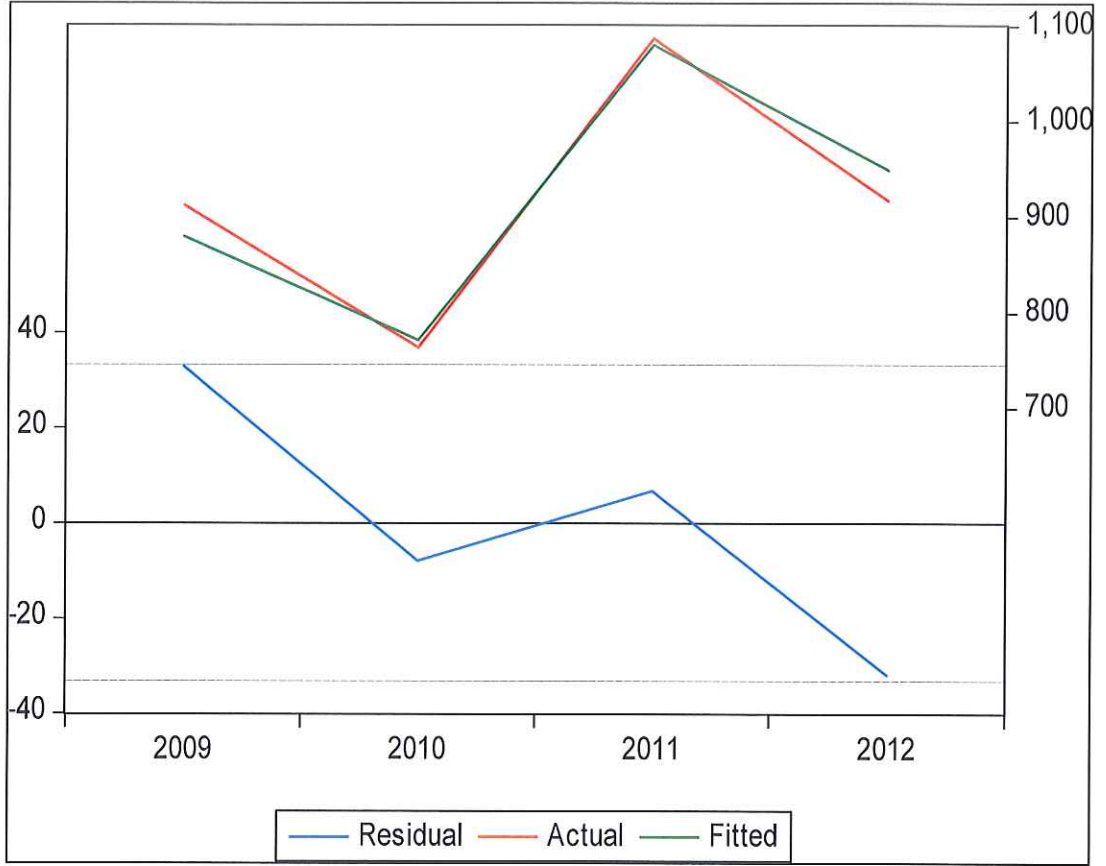
Yıllar	Ankara	İstanbul	Kayseri	Bursa	Eskişehir	Kocaeli	Tüketim/ Abone
2009	2267	1536	2626	1646	2577	1517	913
2010	2028	1447	2257	1438	2335	1363	764
2011	2709	2008	3174	2116	3127	1939	1087
2012	2421	1714	2817	1764	2799	1631	918

Bu verileri grafiğe döktüğümüz zaman oluşan grafik Şekil 7.4' deki gibidir.



Şekil 7.4: Abone birim tüketim – İller ısıtma derece gün karşılaştırması.

Bu veriler ışığında E-Views programında analiz yapıldığında ise, Ankara'nın ısıtma derece gün değerlerinin, Türkiye tüketim tahmininde daha belirleyici olduğu hesaplanmıştır. Bu durum Şekil 7.5'de verilmektedir.



Şekil 7.5: Ankara ısıtma derece gün değerleri – Abone birim tüketim karşılaştırması.

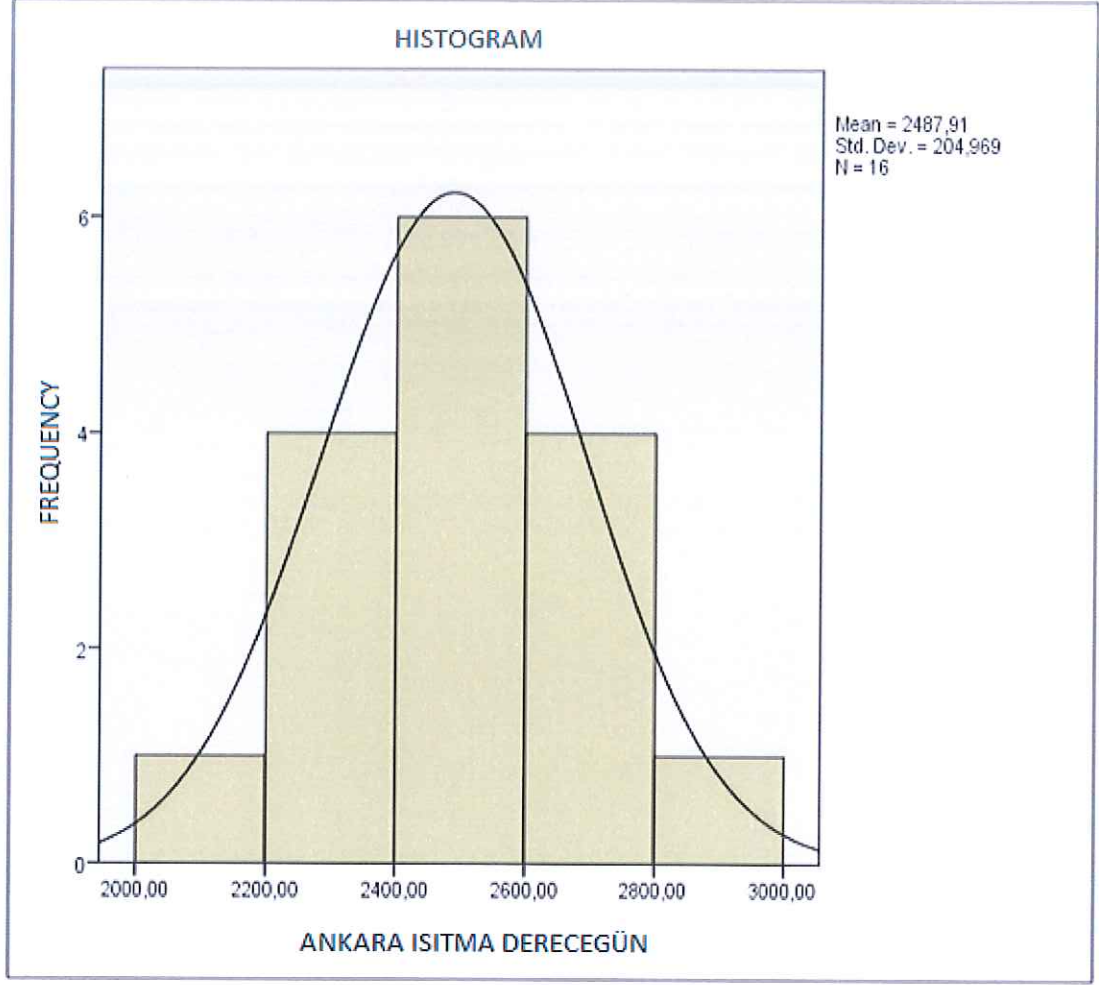
7.3.1.2 Ankara Isıtma Derece Gün Değerlerinin Projeksiyonu

Konut sektörü enerji yoğunluğunu en iyi tahmin eden parametrenin Ankara ısıtma derece gün değerleri olduğunu hesaplamıştık. Ankara ısıtma derece gün değerlerinin projeksiyonunu yaparken de geçmiş yıllar ortalaması ve standart sapmasına bakmamız gerekir.

Tablo 7.3’de Ankara’ nın 15 yıllık dönemdeki ısıtma derece gün değerleri gösterilmiştir.

Tablo 7.3: 1997 – 2012 Yılları Ankara ısıtma derece gün değerleri.

1997	2748
1998	2352
1999	2299
2000	2816
2001	2276
2002	2624
2003	2499
2004	2531
2005	2530
2006	2652
2007	2529
2008	2524
2009	2278
2010	2030
2011	2701
2012	2421
Ortalama	2488
Std. Sap.	205



Şekil 7.6: Ankara ısıtma derece gün değerleri normal dağılımı.

SPSS programında Ankara'nın bu uzun yıllar ortalaması ve 1 standart sapması hesaplırsak, ortalama derece gün değerinin 2488 olduğu ve standart sapmanın da 205 olduğu görülmektedir. Bu değerler de bize Ankara derece gün değerinin önümüzdeki yıllarda ortalama olarak 2488 olacağını gösterir. Bu durum Şekil 7.6'da görülmektedir.

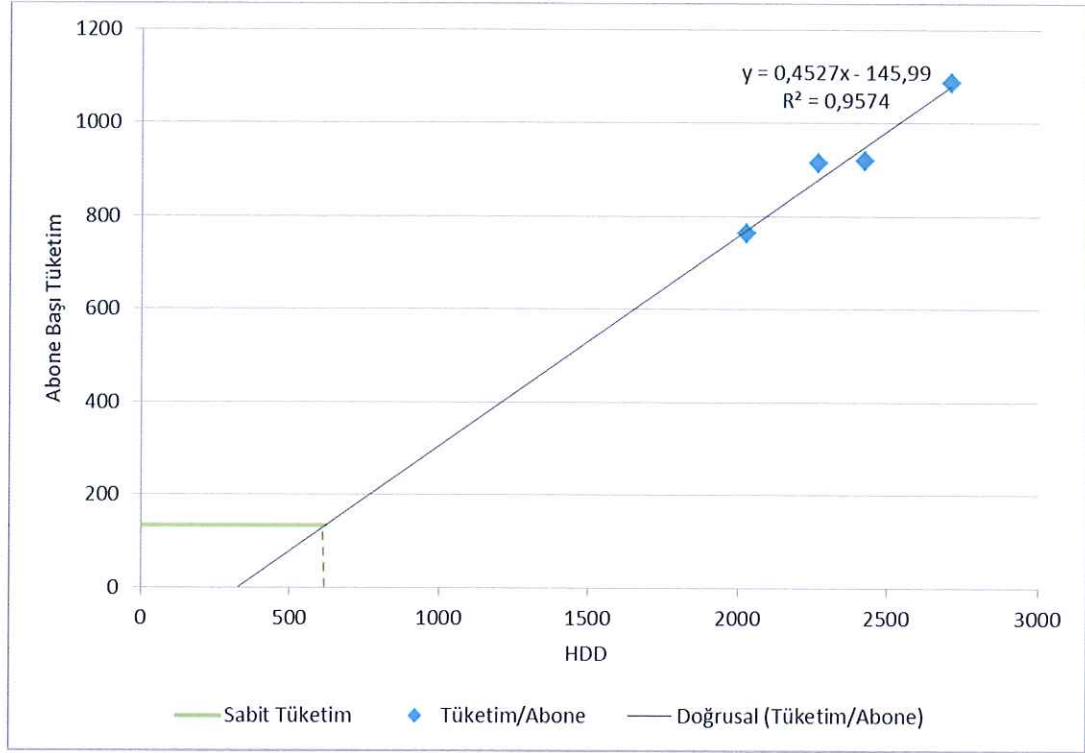
Son olarak, Eviews çalışması sonucu, Türkiye'de abone birim tüketimin Ankara derece gün değerine göre değişmesinin formülü de Denklem 7.1'deki gibidir.

$$\text{Abone Birim Tüketimi} = -146.168086315 + 0.452697331062 * \text{Ankara Derece Gün}$$

Denklem 7.1

Denklem 7.1'deki formülden anlaşılacak ilk mantıksal kurgu, Türkiye'de 1 derece gün değere karşılık, yani 1 derece sıcaklık düşüşüne karşılık, bir abonenin kullandığı doğal gaz miktarı ortalama olarak 0.45 m^3 artmaktadır.

Bu durumu grafiğisel olarak görmek istersek, Şekil 7.7’de ayrıntılı olarak görebiliriz.



Şekil 7.7: Isıtma derece gün – Birim tüketim doğrusal analizi.

Formüldeki sabit değer (-) olmasının sebebi, her ne kadar derece gün değeri 18 derecenin altındaki günlük değerlerin toplamı olsa da, tüketici profilinde 15 derecenin altına düştükten sonra ısıtma ihtiyacının gerçekleşmesinden kaynaklanmaktadır. Bir diğer deyişle, bütün yılı düşündüğümüzde, soğuk aylarda 18 derece ile 15 derece altında gerçekleşen sıcaklıklar için, her ne kadar derece gün değeri pozitif olsa da, tüketim 0 seviyesinde gerçekleşecektir. Bu sebeple, soğuk aylarda gerçekleşecek bu etkiyi ortadan kaldırmak lazımdır. Bunun için de yaklaşık 6-7 aylık periyotta 3 derece gün eksilterek, toplamda ne kadar derece gün ısıtma ihtiyacı gerçekleşmeyeceği hesaplanması gerekir. Ankara ve İstanbul için sabit tüketimin aylık 12 Sm^3 gerçekleşiyor olması (bu sabit tüketimin içinde sıcak su ısıtma, mutfak ihtiyaçları ve benzeri ısıtma ihtiyaçlarının olduğu varsayılmaktadır) ve bu sabit tüketimin 12 aylık değerinin 144 Sm^3 gerçekleşiyor olması bize şunu göstermektedir; yıllık toplamda 640 derece günün üzerindeki değerler için ısıtmaya dayalı tüketim artışı gerçekleşmektedir. Örnekleme gerekirse, tüm yıl boyunca 18 derece ve üzerinde sıcaklık gerçekleşen günlerden herhangi birinde 17 derece

gerçekleşmiş olsa, bu toplamda 1 derece güne tekabül etse de ısıtmaya dayalı tüketim artışı gerçekleşmeyecektir. Aynı şekilde birden çok günde 17 derecelik sıcaklık ölçülse, yine ısıtmaya dayalı tüketim artışı gerçekleşmeyecektir. İşte yıllık bazda bakıldığında, 640 derece gün toplamdan sonra tüketim artışının gerçekleştiği hesaplanmıştır. Bu hesaplama binaen, yıllık 640 derece-gün üzerindeki değerler için Denklem 7-2'deki gibi de formül oluşturulabilir.

$$\text{Abone Birim Tüketim} = 144 + 0.453 * (\text{Ankara Derece Gün} - 640) \quad \text{Denklem 7.2}$$

7.3.2 Sanayi Sektörü

7.3.2.1 Enerji yoğunluğu

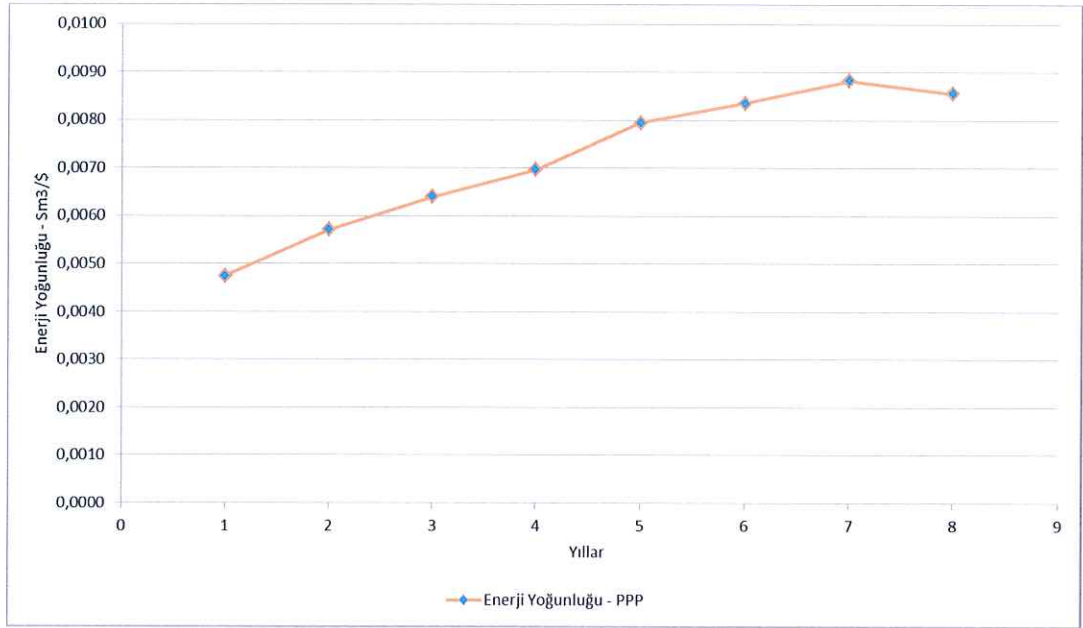
Sanayi sektöründe enerji yoğunluğu, 1\$'lık üretim için tüketilmesi gereken doğal gaz miktarını ifade eder. Öncelikle, 2005'ten 2012 yılına kadar olan dönemde bu yoğunluğun nasıl bir trend izlediği hesaplanarak formülizasyonu yapılır, bu formülle de geleceğe yönelik projeksiyon yapılır.

Tablo 7.4'te bu bağlamdaki enerji yoğunluğu değerleri görülmektedir.

Tablo 7.4: 2005 – 2012 Yılları sanayi sektörü enerji yoğunluğu (Sm³ doğal gaz tüketimi/ 1 \$ üretim).

Yıllar	GSYH 2011 PPP	DG Tüketim	Enerji Yoğunluğu
2005	1033,2	4,9	0,004743
2006	1104,4	6,3	0,005704
2007	1156	7,4	0,006402
2008	1163,6	8,1	0,006961
2009	1107,4	8,8	0,007946
2010	1208,8	10,1	0,008355
2011	1314,9	11,6	0,008822
2012	1342,9	11,5	0,008553

Enerji yoğunluğunun yıllara göre gelişim grafiği de Şekil 7.8'deki gibidir.



Şekil 7.8: 2005 – 2012 Yılları sanayi sektörü enerji yoğunluğu.

Görüldüğü gibi enerji yoğunluğu azalarak artan bir eğilim göstermektedir. Daha önceki senelerde düşük enerji yoğunluğu bulunuyor olmasının yorumlaması şu şekilde olabilir:

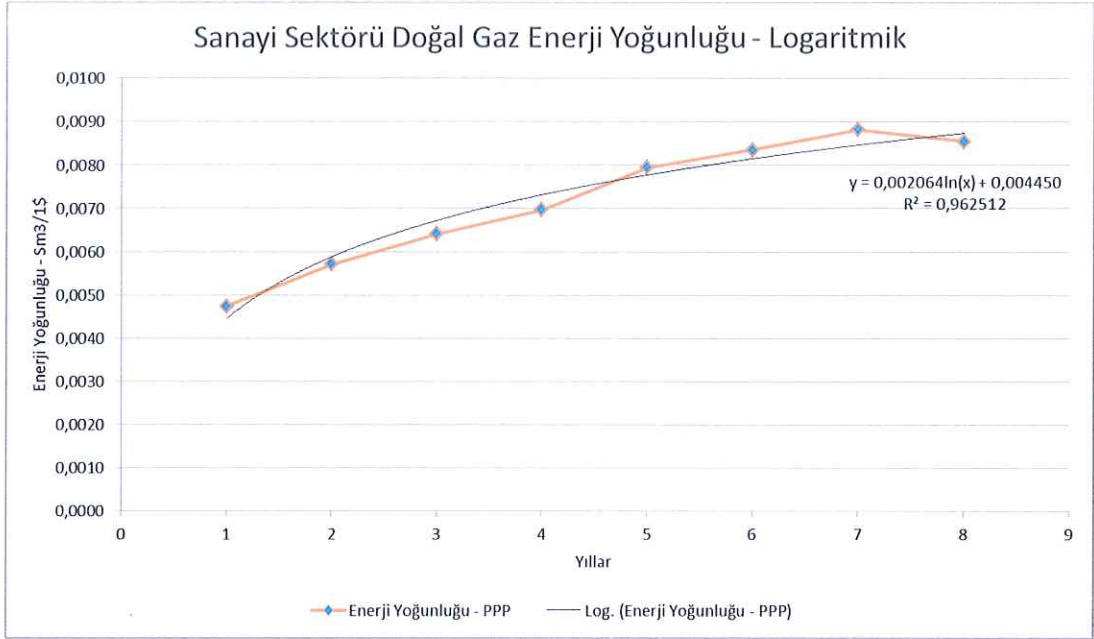
i. Doğal gaz tüketimine öncelikli olarak katma değer üretimi yüksek sanayi sektörleri girmiştir.

ii. Enerji verimliliği düşmektedir.

Her halükarda enerji yoğunluğunun plato seviyesine ulaşacak bir eğilimi takip etmesi, bu eğilim için logaritmik veya üssel fonksiyon kullanabileceğimizi göstermektedir. Bu çalışmada kullanılan trend yöntemi iki fonksiyon için de oluşturulmuştur. Trend formülünü hesapladıktan sonra da, enerji yoğunluğunun yıllara dayalı formülünü ortaya çıkarabiliriz.

7.3.2.1.1 Logaritmik trend formülizasyonu

Sanayi sektörü doğal gaz tüketimi enerji yoğunluğu grafiği üzerinde oluşan logaritmik fonksiyon eğilim çizgisi Şekil 7.9'daki gibidir. Ayrıca trend formülü ile gelecek yılların tahmini enerji yoğunluğunu Tablo 7.5'deki gibi hesaplanmıştır.



Şekil 7.9: Geçmiş yıllar sanayi sektörü enerji yoğunluğu logaritmik trend analizi.

Bu trendin formülü de, 2005 yılı 1 kabul edilip x değeri yıllar olmak üzere Denklem 7.3'deki gibidir.

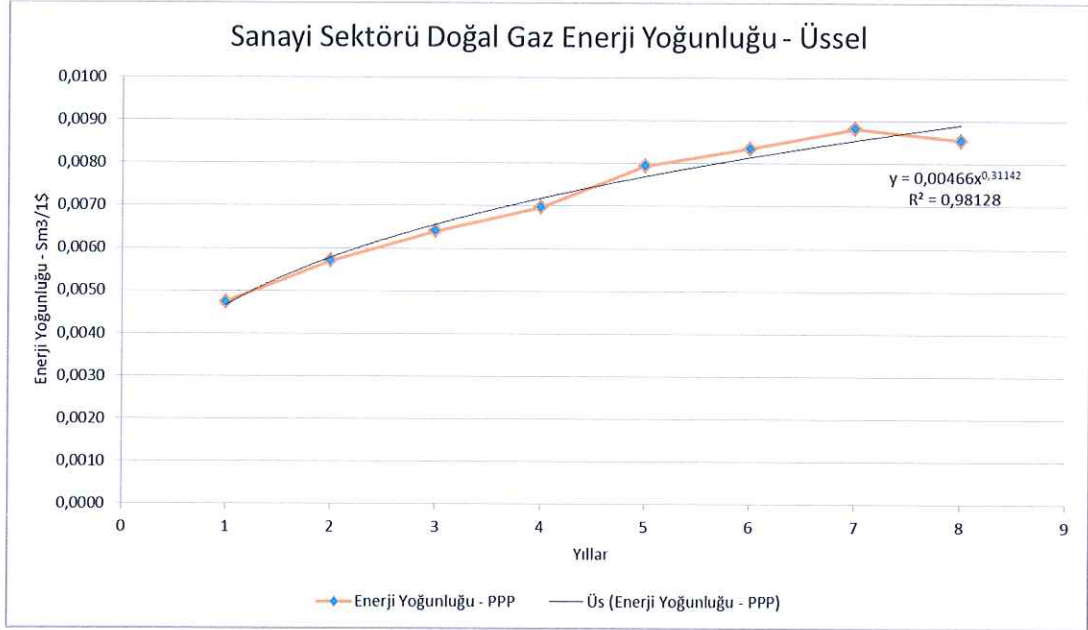
$$\text{Enerji Yoğunluğu } \frac{\text{SM}^3}{\$} = 0,002064 * \ln(x) + 0,004450 \quad R^2 = \%96,25 \quad \text{Denklem 7.3}$$

Tablo 7.5: 2013 – 2023 Yılları sanayi enerji yoğunluğu tahmini – Logaritmik fonksiyon.

Yıllar	Enerji Yoğunluğu - Sm ³ /1\$
2013	0,00899
2014	0,00920
2015	0,00940
2016	0,00958
2017	0,00974
2018	0,00990
2019	0,01004
2020	0,01017
2021	0,01030
2022	0,01042
2023	0,01053

7.3.2.1.2 Üssel trend formülizasyonu

Sanayi sektörü doğal gaz tüketimi Enerji Yoğunluğu grafiği üzerinde oluşan Üssel fonksiyon eğilim çizgisi Şekil 7.10' daki gibidir.



Şekil 7.10: 2005 – 2012 Yılları sanayi sektörü enerji yoğunluğu üssel trend analizi.

Bu trendin formülü de, 2005 yılı 1 kabul edilip x değeri yıllar olmak üzere, Denklem 7.4'teki gibidir.

$$\text{Enerji Yoğunluğu } \frac{\text{SM}^3}{\$} = 0,00466 * x^{0,31142} \quad R2 = \%98,13 \quad \text{Denklem 7.4}$$

Son olarak, hesapladığımız trend formülü ile gelecek yılların tahmini enerji yoğunluğunu Tablo 7.6'daki gibi hesaplamaktayız.

Tablo 7.6: Gelecek yıllar sanayi enerji yoğunluğu tahmini – Üstel fonksiyon.

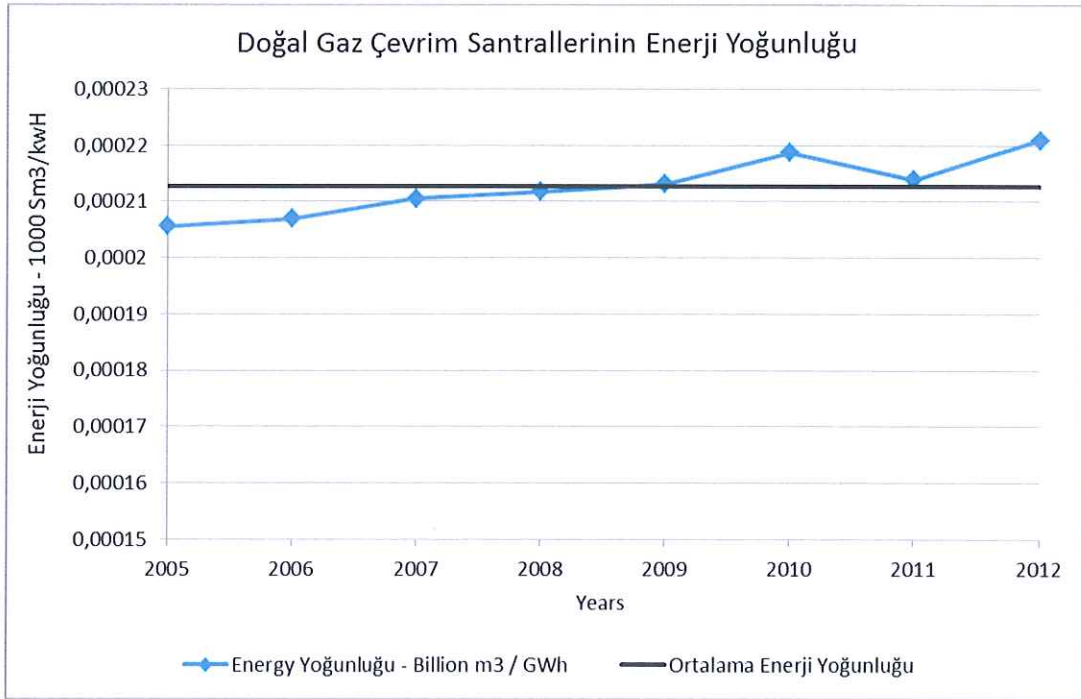
Yıllar	Enerji Yoğunluğu - Sm ³ /1\$
2013	0,00924
2014	0,00955
2015	0,00983
2016	0,01010
2017	0,01036
2018	0,01060
2019	0,01083
2020	0,01105
2021	0,01126
2022	0,01146
2023	0,01166

7.3.3 Elektrik Sektörü

Elektrik Sektöründe enerji yoğunluğu, 1 GWh elektrik üretebilmek için tüketilmesi gereken doğal gaz miktarını ifade eder. 2005 – 2012 yılları arasındaki dönemde doğal gaz çevrim santrallerinde üretilen toplam elektrik miktarı ile tüketilen doğal gaz miktarı karşılaştırması, bu yıllara karşılık gelen enerji yoğunluğu ile bu yılların ortalama enerji yoğunluğu değerleri Tablo 7.7’de ve Şekil 7.811’de görülmektedir.

Tablo 7.7: Elektrik sektörü enerji yoğunluğu (milyar sm³ doğal gaz tüketimi/ 1 GWh üretim).

	Elektrik Toplam Üretim (GWh)	DG'den Elektrik Üretimi (GWh)	DG Tüketimi (Milyar)	Enerji Yoğunluğu (Milyar m ³ /GWh)
2005	161.956	73.445	15,1	0,0002056
2006	176.300	80.691	16,7	0,0002070
2007	191.558	95.025	20	0,0002105
2008	198.418	98.685	20,9	0,0002118
2009	194.813	96.095	20,48	0,0002132
2010	211.208	98.144	21,47	0,0002188
2011	229.398	104.048	22,26	0,0002139
2012	239.497	104.499	23,09	0,0002210



Şekil 7.11: 2005 – 2012 Yılları elektrik sektörü enerji yoğunluğu (Milyar Sm³ Doğal gaz tüketimi/ 1 GWh üretim).

Enerji yoğunluğu trendi birbirine yakın değerler olması ve parabolik bir eğri çizmemesi sebebiyle geçmiş yılların ortalamasını ileriki dönemler için enerji yoğunluğu olarak almaktayız.

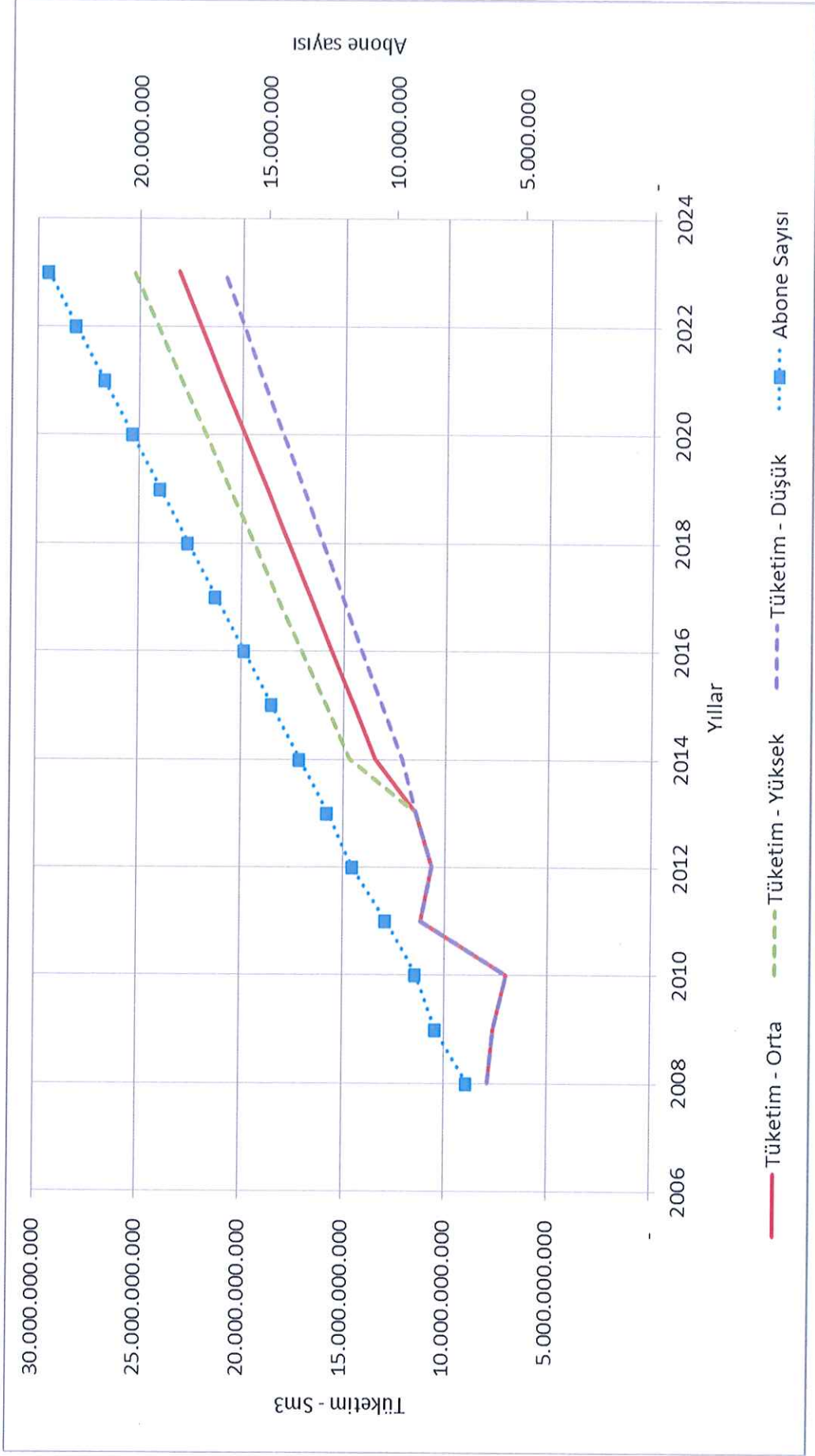
7.4 Sektörel Senaryolar ve Projeksiyon

7.4.1 Konut Sektörü

Senaryo çalışmamızda orta, düşük ve yüksek senaryolar olmak üzere 3 senaryo bulunmaktadır. Orta senaryo, uzun yıllar ortalama ısıtma derece gün değerini esas alırken, yüksek ve düşük senaryolar ortalamadan 1 standart sapma yukarı ve aşağı ısıtma derece gün değerlerini esas almaktadır. Böylelikle %70 güven aralığında tüketim tahmini projeksiyonu gerçekleştirilebilmektedir. Konut sektörü parametreleri projeksiyonu kısmında hesapladığımız abone sayısı ve Ankara ısıtma derece gün değerlerini baz alarak konut sektörü tüketim senaryoları çalışmamızı Tablo 7.8'deki gibi yapabiliriz. Ayrıca Konut Sektörü tüketim projeksiyonunun grafiksel gösterimi de Şekil 7.12'deki gibidir.

Tablo 7.8: Türkiye konut sektörü doğal gaz tüketimi tahmini.

Yıllar	Abone Sayısı	Tüketim Sm ³			Ankara Isıtma Derece Gün		
		Yüksek	Orta	Düşük	Yüksek	Orta	Düşük
2008	7.120.437	7.920.000.000	7.920.000.000	7.920.000.000	2528	2528	2528
2009	8.334.942	7.613.000.000	7.613.000.000	7.613.000.000	2267	2267	2267
2010	9.144.039	6.986.000.000	6.986.000.000	6.986.000.000	2028	2028	2028
2011	10.306.640	11.204.000.000	11.204.000.000	11.204.000.000	2709	2709	2709
2012	11.617.927	10.666.000.000	10.666.000.000	10.666.000.000	2421	2421	2421
2013	12.594.800	11.426.741.147	11.426.741.147	11.426.741.147	2327	2327	2327
2014	13.691.468	14.689.433.080	13.419.014.580	12.148.596.080	2693	2488	2283
2015	14.788.136	15.866.036.506	14.493.859.227	13.121.681.949	2693	2488	2283
2016	15.884.804	17.042.639.931	15.568.703.875	14.094.767.819	2693	2488	2283
2017	16.981.472	18.219.243.356	16.643.548.522	15.067.853.688	2693	2488	2283
2018	18.078.140	19.395.846.782	17.718.393.170	16.040.939.558	2693	2488	2283
2019	19.174.807	20.572.450.207	18.793.237.817	17.014.025.427	2693	2488	2283
2020	20.271.475	21.749.053.633	19.868.082.465	17.987.111.297	2693	2488	2283
2021	21.368.143	22.925.657.058	20.942.927.112	18.960.197.166	2693	2488	2283
2022	22.464.811	24.102.260.483	22.017.771.759	19.933.283.035	2693	2488	2283
2023	23.561.479	25.278.863.909	23.092.616.407	20.906.368.905	2693	2488	2283



Şekil 7.12: 2008 – 2023 Yılları Türkiye konut sektörü doğal gaz tüketimi tahmini projeksiyonu.

7.4.2 Sanayi Sektörü

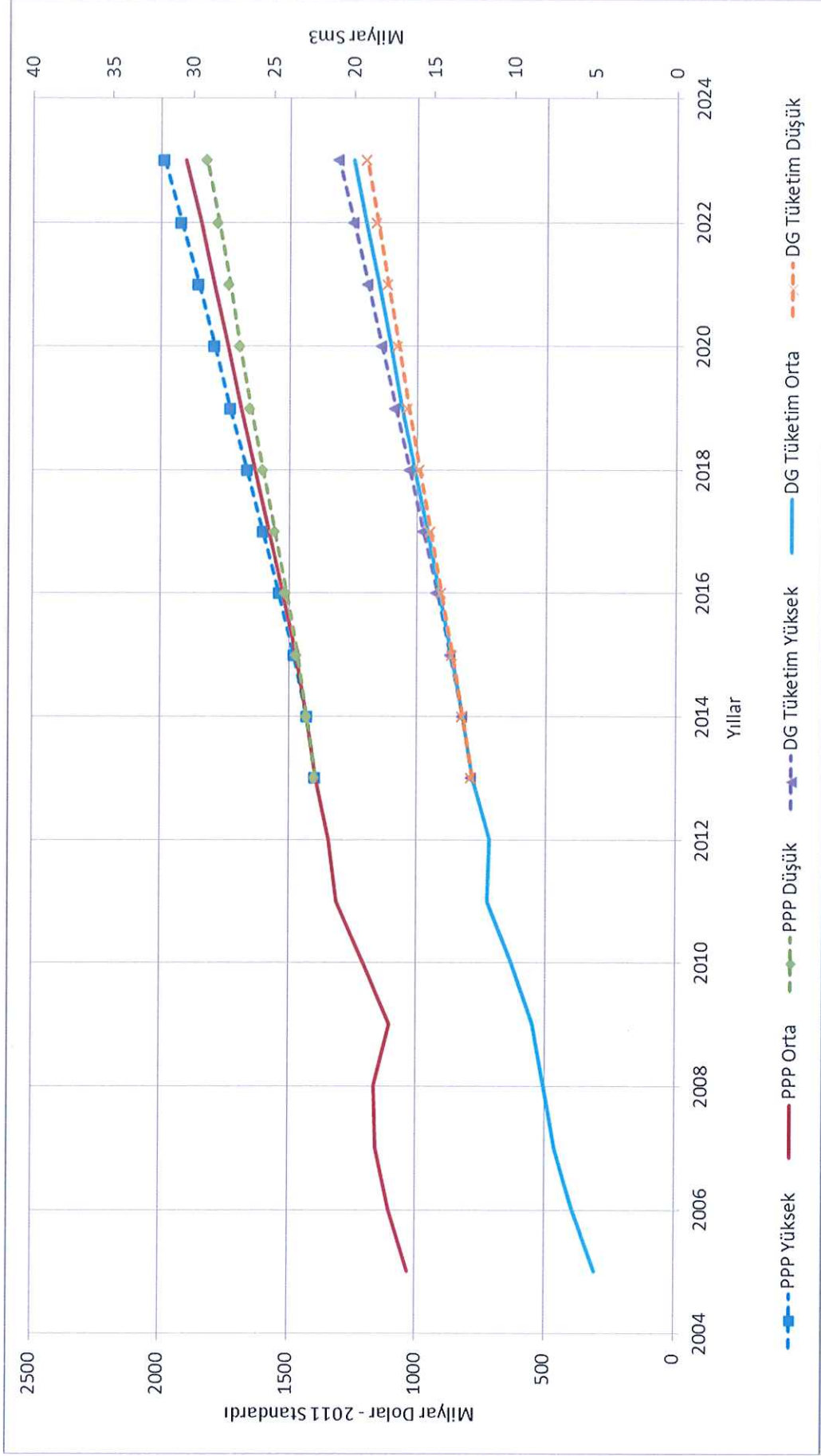
Sanayi sektörü parametreleri projeksiyonu kısmında IMF raporuna göre hesapladığımız GSYH oranlarını temel alarak üstel ve logaritmik fonksiyonlara dayalı enerji yoğunluğu projeksiyonları için sanayi sektörü doğal gaz tüketim miktar senaryoları üretebiliriz. Bu durum Tablo 7.9, Tablo 7.10 ve Şekil 7.13, Şekil 7.14’de verilmektedir. (International Monetary Fund, 2014)

7.4.2.1 Logaritmik fonksiyon sanayi sektörü doğal gaz tüketimi senaryosu

Tablo 7.9: Türkiye sanayi sektörü doğal gaz tüketimi tahmini (milyar sm³) – Logaritmik fonksiyon.

Yıllar	Enerji	Milyar \$			Milyar Sm ³		
	Yoğunlu ğu - Sm ³ /1\$	GSYH Yüksek	GSYH Orta	GSYH Düşük	Tüketim Yüksek	Tüketim Orta	Tüketim Düşük
2012	0,00855	1.342,9	1.342,9	1.342,9	11,49	11,49	11,49
2013	0,00899	1.397,3	1.397,3	1.397,3	12,55	12,55	12,55
2014	0,00920	1.429,4	1.429,4	1.429,4	13,15	13,15	13,15
2015	0,00940	1.480,9	1.473,7	1.466,6	13,92	13,85	13,78
2016	0,00958	1.540,1	1.525,3	1.510,6	14,75	14,61	14,47
2017	0,00974	1.601,7	1.578,7	1.555,9	15,61	15,38	15,16
2018	0,00990	1.665,8	1.634,0	1.602,6	16,49	16,17	15,86
2019	0,01004	1.732,4	1.691,2	1.650,7	17,39	16,98	16,57
2020	0,01017	1.793,1	1.741,9	1.691,9	18,24	17,72	17,21
2021	0,01030	1.855,8	1.794,1	1.734,2	19,11	18,48	17,86
2022	0,01042	1.920,8	1.848,0	1.777,6	20,01	19,25	18,51
2023	0,01053	1.988,0	1.903,4	1.822,0	20,93	20,04	19,18

Logaritmik fonksiyon sanayi sektörü doğal gaz tüketimi senaryosunun grafiksel gösterimi de Şekil 7.10’ daki gibidir.



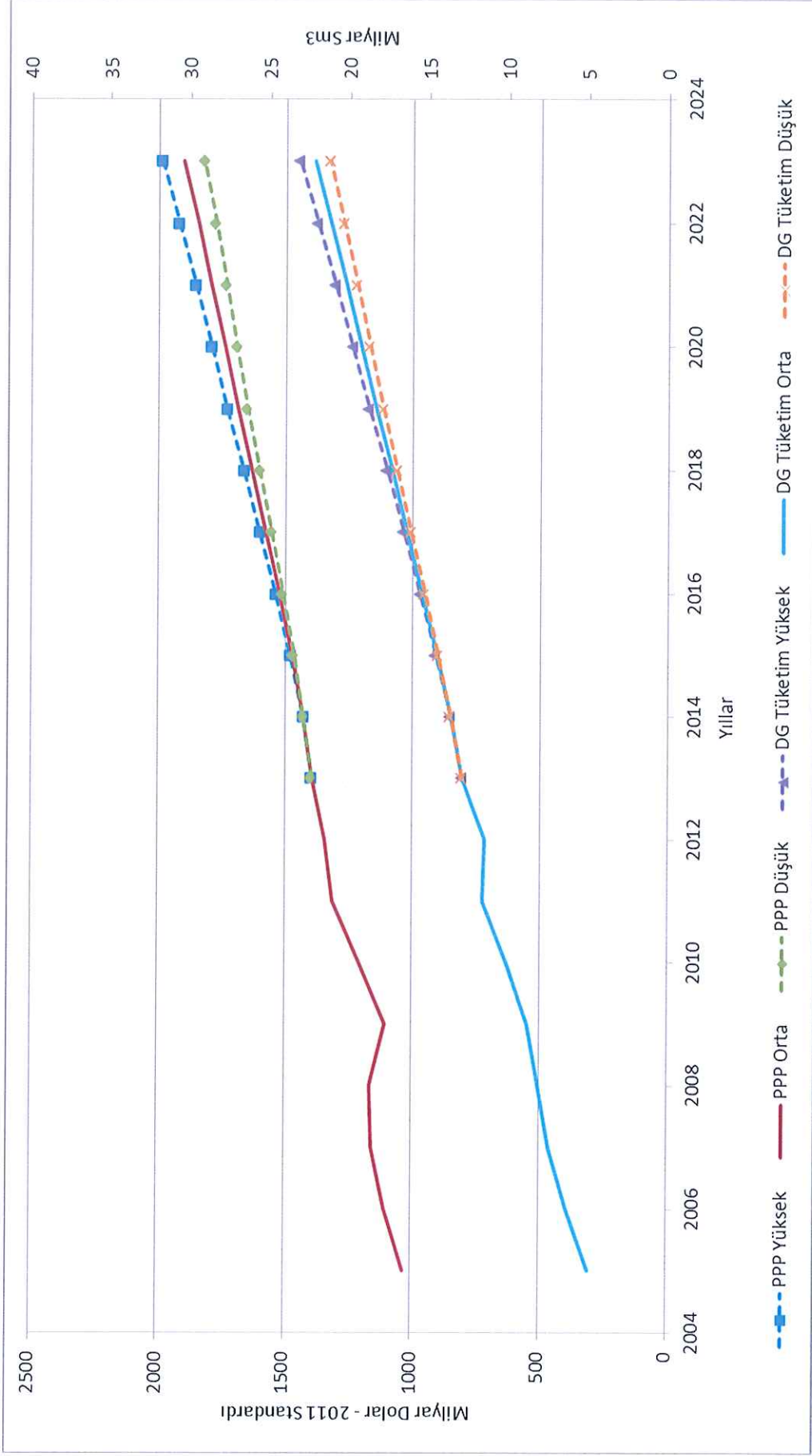
Şekil 7.13: 2005 – 2023 Yılları Türkiye GSYH ve sanayi sektörü doğal gaz tüketimi projeksiyonu – Logaritmik fonksiyon.

7.4.2.2 Üstel fonksiyon sanayi sektörü doğal gaz tüketimi senaryosu

Tablo 7.10: Türkiye sanayi sektörü doğal gaz tüketimi tahmini (milyar sm³) – Üstel fonksiyon.

Yıllar	Enerji Yoğunluğu - Sm ³ /1\$	Milyar \$			Milyar Sm ³		
		GSYH Yüksek	GSYH Orta	GSYH Düşük	Tüketim Yüksek	Tüketim Orta	Tüketim Düşük
2012	0,00855	1.342,9	1.342,9	1.342,9	11,49	11,49	11,49
2013	0,00924	1.397,3	1.397,3	1.397,3	12,91	12,91	12,91
2014	0,00955	1.429,4	1.429,4	1.429,4	13,64	13,64	13,64
2015	0,00983	1.480,9	1.473,7	1.466,6	14,56	14,49	14,42
2016	0,01010	1.540,1	1.525,3	1.510,6	15,56	15,41	15,26
2017	0,01036	1.601,7	1.578,7	1.555,9	16,59	16,35	16,12
2018	0,01060	1.665,8	1.634,0	1.602,6	17,66	17,32	16,99
2019	0,01083	1.732,4	1.691,2	1.650,7	18,76	18,32	17,88
2020	0,01105	1.793,1	1.741,9	1.691,9	19,81	19,25	18,70
2021	0,01126	1.855,8	1.794,1	1.734,2	20,90	20,20	19,53
2022	0,01146	1.920,8	1.848,0	1.777,6	22,02	21,18	20,38
2023	0,01166	1.988,0	1.903,4	1.822,0	23,18	22,19	21,24

Üstel fonksiyon sanayi sektörü doğal gaz tüketimi senaryosunun grafiksel gösterimi de Şekil 7.14'deki gibidir.



Şekil 7.14: 2005 – 2023 Yılları Türkiye GSYH ve sanayi sektörü doğal gaz tüketimi projeksiyonu – Üstel fonksiyon.

7.4.3 Elektrik Sektörü

Elektrik Sektöründe senaryo oluşturmak için esas aldığımız tahmin değerleri, hem TEİAŞ Kapasite Projeksiyonu raporundan hem de ETKB uzmanlarının ortaya koymuş olduğu senaryolardan elde edilmektedir. TEİAŞ raporunda yüksek ve düşük senaryolar için % değişim değerleri yer almaktadır. Bu ikisinin ortalama değişim değeri de TEİAŞ'ın orta senaryosu olarak kabul edilebilir. Bu durum Tablo 7.11'de verilmektedir. (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi, 2012)

Tablo 7.11: Türkiye elektrik sektörü elektrik üretimi artış oranı senaryoları.

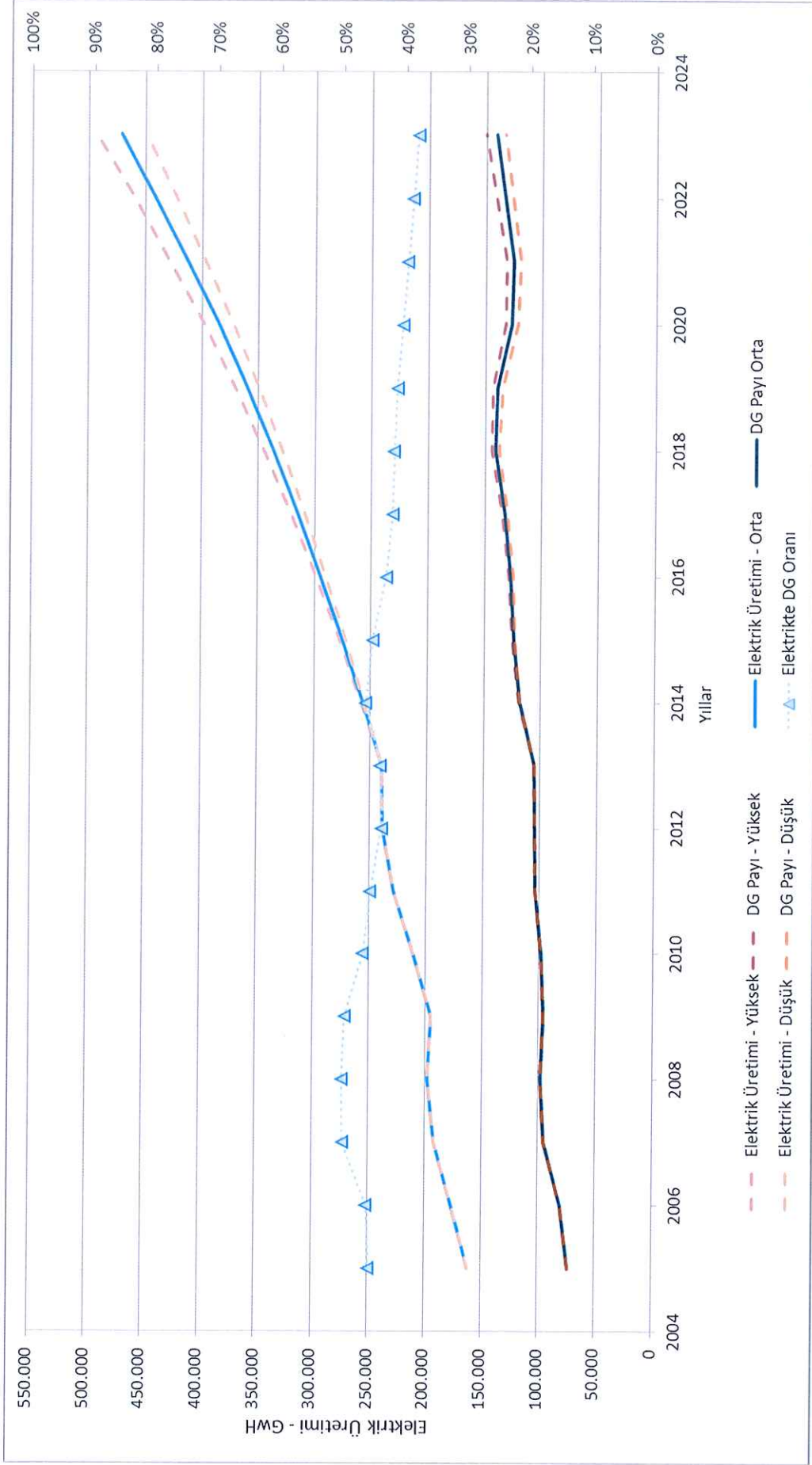
Yıllar	TEİAŞ			ETKB
	Yüksek	Orta	Düşük	
2012	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%
2013	0,28%	0,28%	0,28%	0,28%
2014	7,57%	7,06%	6,55%	6,33%
2015	7,55%	7,04%	6,53%	6,19%
2016	7,51%	7,00%	6,49%	6,07%
2017	7,48%	6,97%	6,46%	5,96%
2018	7,44%	6,92%	6,41%	5,87%
2019	7,39%	6,88%	6,37%	5,80%
2020	7,36%	6,85%	6,34%	5,73%
2021	7,69%	7,19%	6,69%	5,37%
2022	7,40%	6,90%	6,40%	5,25%
2023	7,40%	6,90%	6,40%	5,14%

Elektrik talebi yüzdelere ek olarak, senaryolarda 2019 yılında devreye girecek nükleer santraller de eklenmiştir. Nükleer senaryoda, nükleer enerji toplam kurulu gücü 2019, 2020 ve 2021 yıllarında sırasıyla 1200 MW, 3600 MW ve 4800 MW olarak planlanmaktadır. Bu senelere karşılık gelen nükleer enerjiden elektrik üretimi de sırasıyla 9,600 GWh, 28,800 GWh ve 38,400 GWh olarak planlanmıştır. Nükleer enerjiden üretilen elektriğin, doğal gazdan üretilen elektriğin payını çalması planlanmaktadır.

Yukarıdaki senaryo oranlarına ve önceden hesapladığımız ortalama enerji yoğunluğuna göre ileriye yönelik projeksiyonu yapılan doğal gazdan elektrik üretimi ve bunlara karşılık gelen doğal gaz tüketim miktarları Tablo 7.12'deki gibidir. Bu tablonun grafiksel gösterimi de Şekil 7.15'deki gibidir. Bu senaryolara karşılık gelen, elektrik sektörü doğal gaz tüketim değerleri grafiği Şekil 7.16'daki gibidir.

Tablo 7.12: Türkiye elektrik sektörü doğal gaz tüketimi projeksiyonları.

Yıllar	Enerji Yoğunluğu - Sm ³ / kWh	GWh				Milyar Sm ³			
		DG'den Üretim - Yüksek	DG'den Üretim - Orta	DG'den Üretim - Düşük	DG'den Üretim - ETKB	Tüketim Yüksek	Tüketim Orta	Tüketim Düşük	ETKB
2012	0,00022096	104.499	104.499	104.499	104.499	23,09	23,09	23,09	23,09
2013	0,00021270	105.116	105.116	105.116	105.116	22,36	22,36	22,36	22,36
2014	0,00021270	119.353	118.786	118.220	117.976	25,39	25,27	25,15	25,09
2015	0,00021270	125.312	124.124	122.943	122.292	26,65	26,40	26,15	26,01
2016	0,00021270	128.455	126.632	124.827	123.670	27,32	26,94	26,55	26,31
2017	0,00021270	134.853	132.308	129.799	127.997	28,68	28,14	27,61	27,23
2018	0,00021270	144.192	140.795	137.463	134.871	30,67	29,95	29,24	28,69
2019	0,00021270	143.394	139.081	134.869	131.382	30,50	29,58	28,69	27,95
2020	0,00021270	132.271	126.985	121.850	117.369	28,13	27,01	25,92	24,96
2021	0,00021270	131.628	125.283	119.147	112.576	28,00	26,65	25,34	23,95
2022	0,00021270	140.530	133.052	125.852	117.293	29,89	28,30	26,77	24,95
2023	0,00021270	149.819	141.113	132.770	121.923	31,87	30,02	28,24	25,93



Şekil 7.15: Türkiye elektrik sektörü elektrik üretimi ve doğal gaz kaynak oranı projeksiyonları.



Şekil 7.16: 2005 – 2023 Yılları Türkiye elektrik sektörü doğal gaz tüketimi senaryoları.

7.5 Toplam Talep Tahmin Projeksiyonu

Konut, sanayi ve elektrik sektörleri talep tahminini topluca ortaya koyarsak, Türkiye'nin ortalama toplam doğal gaz tahminini yıllara göre görebiliriz. Sektörel senaryolardan, konut için orta senaryoyu, sanayi için logaritmik ve üstel senaryoları, elektrik sektörü için de TEİAŞ'ın 2012 Stratejik Plan Raporu'ndaki orta büyüme tahmin senaryosunu alacağız. Buna göre Türkiye doğal gaz talep tahmini projeksiyonları, 2012-2023 yılları arası için Tablo 7.13 ve Tablo 7.14'teki gibi tahmin edilmiştir.

7.5.1 Senaryo 1

Konut: Orta Senaryo

Sanayi: Logaritmik Trend Senaryosu

Elektrik: TEİAŞ Orta Büyüme Senaryosu

Tablo 7.13: Türkiye sektörel bazda doğal gaz talep tahmini projeksiyonu (Sm³).

	Konut	Sanayi	Elektrik	Toplam
Yıllar	Orta Senaryo	Logaritmik Trend	TEİAŞ Orta Senaryo	
2012	10.666.000.000	11.486.285.598	23.090.000.000	45.242.285.598
2013	11.426.741.147	12.554.763.393	22.358.752.733	46.340.257.273
2014	13.419.014.580	13.154.372.476	25.266.367.868	51.839.754.925
2015	14.493.859.227	13.852.072.748	26.401.835.465	54.747.767.440
2016	15.568.703.875	14.610.830.202	26.935.266.451	57.114.800.527
2017	16.643.548.522	15.383.024.794	28.142.506.886	60.169.080.202
2018	17.718.393.170	16.171.359.842	29.947.832.849	63.837.585.861
2019	18.793.237.817	16.978.179.684	29.583.187.144	65.354.604.645
2020	19.868.082.465	17.719.557.468	27.010.417.364	64.598.057.297
2021	20.942.927.112	18.475.643.950	26.648.397.872	66.066.968.933
2022	22.017.771.759	19.247.927.190	28.300.723.324	69.566.422.273
2023	23.092.616.407	20.037.775.189	30.015.309.462	73.145.701.057

7.5.2 Senaryo 2

Konut: Orta Senaryo

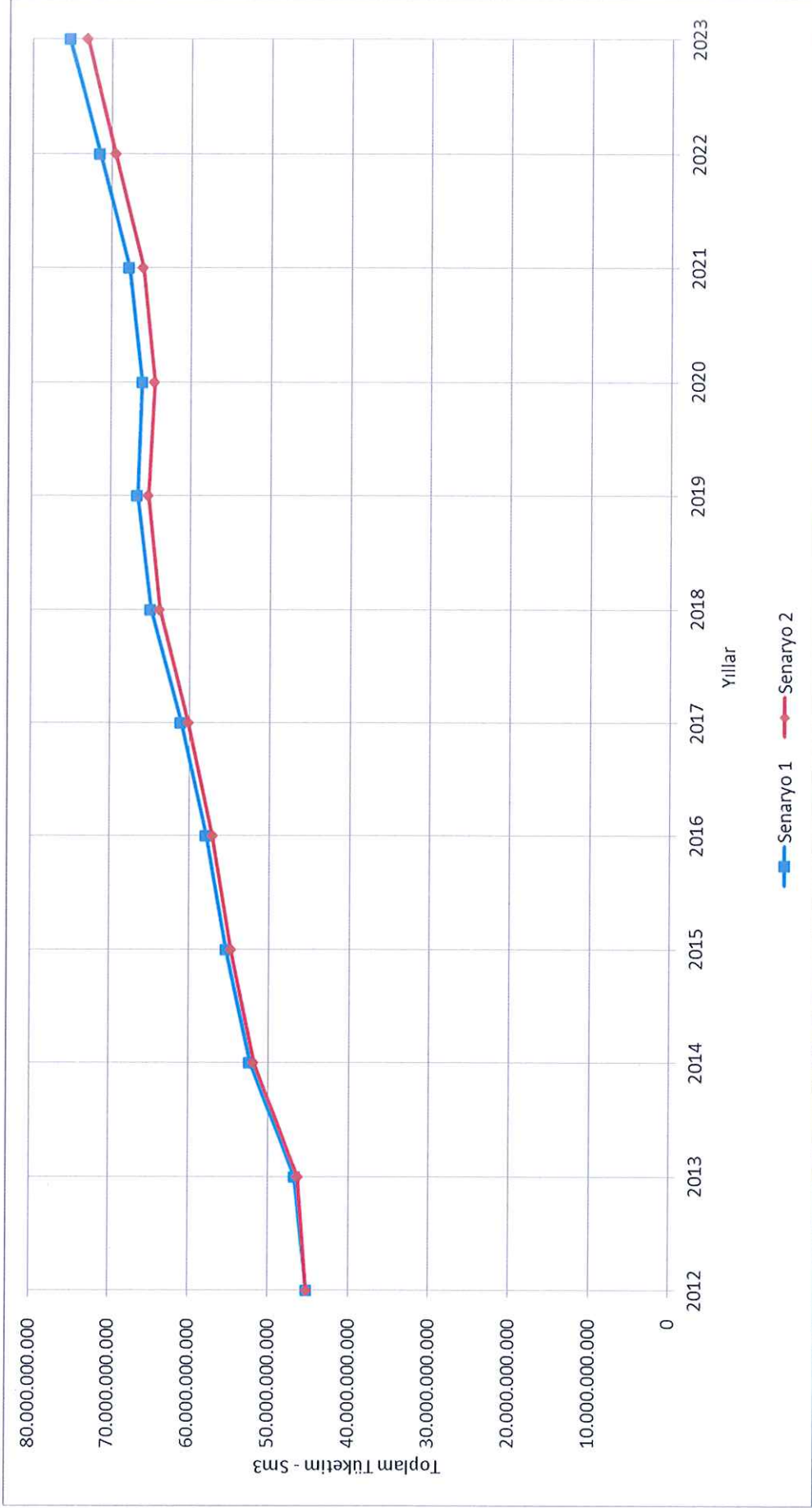
Sanayi: Üssel Trend Senaryosu

Elektrik: TEİAŞ Orta Büyüme Senaryosu

Tablo 7.14: Türkiye sektörel bazda doğal gaz talep tahmini Pprojeeksiyonu (Sm³).

	Konut	Sanayi	Elektrik	Toplam
Yıllar	Orta Senaryo	Üssel Trend	TEİAŞ Orta Senaryo	
2012	10.666.000.000	11.486.285.598	23.090.000.000	45.242.285.598
2013	11.426.741.147	12.907.529.095	22.358.752.733	46.693.022.975
2014	13.419.014.580	13.644.843.035	25.266.367.868	52.330.225.483
2015	14.493.859.227	14.491.646.092	26.401.835.465	55.387.340.785
2016	15.568.703.875	15.410.835.433	26.935.266.451	57.914.805.759
2017	16.643.548.522	16.352.800.847	28.142.506.886	61.138.856.256
2018	17.718.393.170	17.320.301.658	29.947.832.849	64.986.527.677
2019	18.793.237.817	18.315.844.529	29.583.187.144	66.692.269.490
2020	19.868.082.465	19.248.322.132	27.010.417.364	66.126.821.961
2021	20.942.927.112	20.203.632.540	26.648.397.872	67.794.957.523
2022	22.017.771.759	21.183.477.030	28.300.723.324	71.501.972.113
2023	23.092.616.407	22.189.471.258	30.015.309.462	75.297.397.126

Bu senaryoların grafiksel gösterimi Şekil 7.17'deki gibidir.



Şekil 7.17: Tümevarım yöntemiyle 2012 – 2023 yılları Türkiye doğal gaz talep tahmin projeksiyonu senaryoları.

SEKİZİNCİ BÖLÜM

DEĞERLENDİRME

8.1 2013 Yılı Tüketim Karşılaştırması

EPDK'nın 2014 yılı Eylül ayında yayınlamış olduğu 2013 yılı Türkiye doğal gaz sektör raporunda Türkiye'de 2013 yılında tüketilen toplam doğal gaz miktarı 45.918.246.078 olarak açıklanmıştır. Bu tezde modellerini tündengelim ve tümevarım yöntemleriyle kurduğumuz bu iki adet Türkiye doğal gaz talep tahmin modellerini kıyaslayacağımız değer işte bu 2013 yılı Türkiye toplam doğal gaz talep tahmini olacaktır.

Bu kıyaslama için bize gerekli olan 2013 yılı değerleri de Tablo 8.1'deki gibidir.

Tablo 8.1: 2013 Yılı İçin tündengelim yöntemiyle tüketim hesaplaması için gereken parametreler.

GSYH (2011 sabit \$)	1.397.252.479.846
Elektrik Sektörü DG Payı (GWh)	105.116
Tahmini Abone Sayısı	12.594.800
Ankara Isıtma Derece Gün	2.327

8.2 Tündengelim Yöntemiyle 2013 Yılı Toplam Doğal Gaz Tüketim Tahmini

Tündengelim yöntemiyle hesaplanan 2013 yılı tüketim miktarı tahminini tümevarım yöntemi ile kurduğumuz modelin formülü olan Denklem 6.1 ile hesaplayacağız.

Gerekli parametrelerin değerlerini Denklem 6.1'de yerine koyarsak, elde edeceğimiz değer Tablo 8.2'deki gibidir.

Tablo 8.2: Tümdengelim yöntemiyle 2013 yılı tüketim tahmini.

Parametre	Değeri	Çarpanı	Toplam
Sabit	-13.958,69	1	-13.958,69
GSYH (2011 sabit \$)	1.397.252.479.846	2,30814513E-08	32.250,62
Elektrik Sektörü DG Payı (GWh)	105.116	0,181607085	19.089,87
Tahmini Abone Sayısı	12.594.800	0,000810056	10.202,49
			47.584,29

47.584,29 milyon metreküptür. Bu tahmini değer ile gerçekleşen tüketim ile kıyaslırsak Tablo 8.3'deki gibi bir hata oranı hesaplaması yapabiliriz.

Tablo 8.3: Tümdengelim yöntemi 2013 yılı tüketim tahmini ile 2013 yılı gerçekleşen tüketim kıyaslaması.

Gerçekleşen Tüketim	45.918,25
Tahmin Edilen Tüketim	47.584,29
Fark (Miktar)	1.666,04
Fark (Yüzde)	3,63%

1,66 milyar metreküp miktarında bir fark oluştuğunu, bu miktarın da %3,63 değerinde bir fark yüzdesine denk geldiği görülmektedir.

8.3 Tümevarım Yöntemiyle 2013 Yılı Toplam Doğal Gaz Tüketim Tahmini

Tümevarım Yöntemiyle Hesaplanan 2013 yılı tüketim miktarı tahmini

8.3.1 Tüketim Tahmini 1 (Sanayi Sektöründe Logaritmik Fonksiyon ile)

Toplam tüketim tahminimizin sanayi sektörü kısmında logaritmik fonksiyonu kullanarak hesaplayacağımız birinci tahmin miktarı Tablo 8.4'de verilmektedir.

Tablo 8.4: Tümevarım yöntemi 1. senaryo ile 2013 yılı tüketim tahmini.

Değeri		Miktar	
GSYH (Milyar \$)	1.397,25		
Sanayi Sektörü Enerji Yoğunluğu (Logaritmik)	0,008985072	Sanayi Sektörü Toplam Tüketimi	12.554.413.474
Elektrik Sektörü Doğal Gaz Payı (GWh)	105.116		
Elektrik Sektörü Enerji Yoğunluğu	0,000212705	Elektrik Sektörü Toplam Tüketimi	22.358.678.994
Tahmini Abone Sayısı	12.594.800		
Derece Gün Değeri	2.327		
Tüketim / Derece Gün	0,452697331		
Konut Sabiti	-146,16808	Konut Sektörü Toplam Tüketimi	11.426.740.733
		Türkiye Toplam Doğal Gaz Tüketimi	46.339.833.201

46.339,83 milyon Sm³'tür.

Bu tahmini değer ile gerçekleşen tüketim ile kıyaslırsak Tablo 8.5'teki gibi bir hata oranı hesaplaması yapabiliriz.

Tablo 8.5: Tümevarım yöntemi 1. senaryo 2013 yılı tüketim tahmini ile 2013 yılı gerçekleşen tüketim kıyaslaması.

Gerçekleşen Tüketim	45.918,25
Tahmin Edilen Tüketim	46.339,83
Fark (Miktar)	421,58
Fark (Yüzde)	0,92%

0,421 milyar Sm³ miktarında bir fark oluştuğunu, bu miktarın da %0,92 değerinde bir fark yüzdesine denk geldiği görülür.

8.3.2 Tüketim Tahmini 2 (Sanayi Sektöründe Üstel Trend Fonksiyonu ile)

Toplam tüketim tahminimizin sanayi sektörü kısmında logaritmik fonksiyonu kullanarak hesaplayacağımız birinci tahmin miktarı Tablo 8.6’da verilmektedir.

Tablo 8.6: Tümevarım yöntemi 2. senaryo ile 2013 yılı tüketim tahmini.

Değeri		Miktar	
GSYH (Milyar \$)	1.397,25		
Sanayi Sektörü Enerji Yoğunluğu (Logaritmik)	0,009237535	Sanayi Sektörü Toplam Tüketimi	12.907.169.343
Elektrik Sektörü DG Payı (GWh)	105.116		
Elektrik Sektörü Enerji Yoğunluğu	0,000212705	Elektrik Sektörü Toplam Tüketimi	22.358.678.994
Tahmini Abone Sayısı	12.594.800		
Derece Gün Değeri	2.327		
Tüketim/Derece Gün	0,452697331		
Konut Sabiti	-146,16808	Konut Sektörü Toplam Tüketimi	11.426.740.733
		Türkiye Toplam DG Tüketimi	46.692.589.070

46.692,58 milyon metreküptür.

Bu tahmini değer ile gerçekleşen tüketim ile kıyaslarsak Tablo 8.7’deki gibi bir hata oranı hesaplaması yapabiliriz.

Tablo 8.7: Tümevarım yöntemi 1. senaryo 2013 yılı tüketim tahmini ile 2013 yılı gerçekleşen tüketim kıyaslaması.

Gerçekleşen Tüketim	45.918,25
Tahmin Edilen Tüketim	46.692,58
Fark (Miktar)	774,34
Fark (Yüzde)	1,69%

0,774 milyar metreküp miktarında bir fark oluştuğunu, bu miktarın da %1,69 değerinde bir fark yüzdesine denk geldiği görülür.

8.4 Sonuç

2013 yılı tüketim rakamına dayalı olarak yağmış olduğumuz kıyasta, tümevarım yöntemiyle oluşturduğumuz iki modelin, %0,92 ve %1,69 tahmin hatası sayesinde, tümdengelim yöntemiyle oluşturduğumuz modele ki bu modelin tahmindeki hatası %3,63'tür, bariz üstünlüğü olduğu görülmektedir.

8.5 Durbin Watson Testi

Durbin Watson testi, hata terimleri arasında bir otokorelasyon olup olmadığını, yani hata terimlerinin birbirinden bağımsız olup olmadığını test etmeye yarayan enstrümandır. 0 ile 4 arasında değişen bu değer bize yapılan regresyonun otokorelasyondan arındırılmış olup olmadığını görmemizi sağlar. Eğer bir regresyon testinde otokorelasyon 2'ye yakın bir değer çıkar ise, regresyon hata terimleri arasındaki otokorelasyonun yok olduğu tezi reddedilmez, aksi takdirde bu tez reddedilir ve hata terimleri arasında otokorelasyon vardır tezi kabul edilir. (Huang, 2011)

Genel kabul gören şekliyle, bir regresyon sonucunda Durbin Watson değerleri aşağıdaki gibi bir sonuca ulaştırır. (Emec)

0 – 1,106	aralığı = Pozitif Otokorelasyon
1,106 – 1,371	aralığı = Kararsızlık
1,371 – 2,629	aralığı = $p=0$ (Otokorelasyon yoktur tezi reddedilmez)
2,629 – 2,894	aralığı = Kararsızlık
2,894 – 4	aralığı = Negatif Otokorelasyon

Bu bilgilerden sonra önceki yöntemlerimizden elde ettiğimiz sonuçları Tablo 8.8'de ve Tablo 8.9'da karşılaştırabiliriz.

Tablo 8.8: 1987 – 2012 Yılları tüketimin tümdengelim yöntemi ile analizi istatistik sonuçları.

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-13958,69	2805,283	-4,975856	0,0001
GDP	2,31E-08	4,76E-09	4,851844	0,0002
ELEC_DG	0,181607	0,022178	8,188648	0,0000
ABONE_EXP	0,000810	0,000268	3,027223	0,0080
R-squared	0,996485	Mean dependent var		22046,55
Adjusted R-squared	0,995826	S.D. dependent var		13710,92
S.E. of regression	885,8070	Akaike info criterion		16,58773
Sum squared resid	12554464	Schwarz criterion		16,78688
Log likelihood	-161,8773	Hannan-Quinn criter.		16,62661
F-statistic	1512,023	Durbin-Watson stat		1,114475
Prob(F-statistic)	0,000000			

Türkiye toplam doğal gaz tüketimi GSYH, elektrikte doğal gaz tüketimi ve Abone sayısı ile tümdengelim yöntemiyle analiz edildiği zaman, bütün bu değerlerin t istatistik değerleri 4'ten büyük olduğu gözlemlenmiştir. Yani Tüm bu değerler çok etkin bir şekilde tüketimi belirleyicidir. Fakat, yanıltıcı olmaması açısından otokorelasyon testi yapar isek, Durbin Watson değerinin 1.114475 değerinde olduğunu görürüz. Bu değer, 0 – 1,371 arasında olduğu için, bu regresyonda pozitif otokorelasyon olduğu söylenebilir.

Tablo 8.9 için ise şu yorumu yapabiliriz;

Türkiye'de bir yıl içinde abone başı (birim) tüketim incelenirken, Ankara'nın ısıtma derece gün değerlerini almanın sonucu olarak t istatistiğin 7'ye yakın olduğunu görmekteyiz. Bu da göstermektedir ki Ankara'nın ısıtma derece gün değer, birim tüketimi tahmin etmede çok etkilidir. Ayrıca, regresyondaki otokorelasyon analizine baktığımızda, Durbin Watson değerinin 1,530904 çıkması ve bu değerin 1,371 – 2,629 arasında çıkması, otokorelasyon yoktur tezini reddedemeyeceğimizi gösterir.

Tablo 8.9: Tümevarım yöntemi ile birim tüketim analizi istatistik sonuçları.

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-146,1681	159,0889	-0,918783	0,4552
HDDANKARA	0,452697	0,067149	6,741641	0,0213
R-squared	0,957850	Mean dependent var		920,5000
Adjusted R-squared	0,936775	S.D. dependent var		132,0063
S.E. of regression	33,19239	Akaike info criterion		10,14937
Sum squared resid	2203,469	Schwarz criterion		9,842518
Log likelihood	-18,29874	Hannan-Quinn criter		9,476005
F-statistic	45,44972	Durbin-Watson stat		1,530904
Prob(F-statistic)	0,021302			

8.6 İçselleştirme derecesi

İçselleştirme, bütün parametrelerin model denkleminde birleştirilerek dışsal parametre sayısını minimuma indirme teşebbüsüdür. Diğer taraftan, tüketim davranışı üzerinde dışsal parametreleri kullanarak geçmiş tüketim şekilleri ve trendler üzerindeki değişikliklerin etkileri simüle edilebilir. (van Beek, 1999)

Türkiye doğal gaz tüketimi modellerimizde, yukarıdan aşağıya yönteminde derece gün, enerji yoğunluğu, teknolojik gelişim gibi parametreler daha içselleştirmeye çalışılan parametreler olup, aşağıdan yukarıya modelimizde bu parametrelerin geçmişteki değerler üzerindeki etkileri dışsal parametreler olarak incelenebilmektedir.

8.7 Enerji Yoğunluğu ve Teknolojik Gelişim

Yukarıdan aşağı modellerde teknoloji bir karakutudur ve ayrıntılı teknolojik projeksiyonların üretim fonksiyonlarına konulması çok zordur. Ayrıca, bütünleşik veriyi kullanarak enerji sektörü ile diğer sektörler arasındaki ilişkiyi çalışırlar. Diğer taraftan aşağıdan yukarıya modeller teknikleri, performansları ve teknolojik seçeneklerin maliyetlerini ortaya koyarak teknolojik ilerlemenin tasvirine imkan

tanırlar. Ayrıca, sektörel son kullanıcıların verilerine inerek teknolojiyi detaylı çalışırlar. (van Beeck, 1999)

Bizim yaptığımız analizlerde de aynı şeyleri söylemek mümkündür;

a) Tümdengelim yönteminde teknoloji ve birim enerji tüketimi sabit olarak alınmış, ileriki yılların projeksiyonu bugünün teknolojisi üzerine kurgulanmıştır.

b) Tümevarım yönteminde ise enerji yoğunluğu temelli bir çalışma yapıldığı için enerji verimliliği gibi teknolojilerin projeksiyonu etkileme imkanı vardır.

8.8 Senaryo Çalışmasına Yatkınlık

Tümevarım yöntemiyle yapmış olduğumuz çalışma teknolojiyi ve enerji yoğunluğunu daha detaylı incelediği için, hem derece gün değerleri, hem sanayide enerji verimliliği hem de elektrik üreticilerinin türbin verimliliği gibi hususlarında düşük orta yüksek tüketim gibi senaryolar yapma imkanı tanımaktadır. Diğer taraftan tümdengelim yöntemiyle yapılan çalışma, bu değerleri sabit olarak almaktadır ve senaryo çalışmasına uygun değildir.

8.9 Yapısal Değişikliklerin Yansıtılması

Genel olarak, yukarıdan aşağıya modelleri, eğer tarihsel gelişme şekli ile altında yatan anahtar değişkenler arasında sabit bir ilişki var ise kullanılabilirler (van Beeck, 1999). Diğer taraftan, aşağıdan yukarıya modellerde bu yapısal değişiklikler ayrı süreç analizleriyle değerlendirilme imkanı bulurlar ve yeni dönemde bu yapısal değişiklik projeksiyonlara etki ettirilebilir.

Türkiye doğal gaz tüketim tahmininde de yine aynı şekilde, teknolojik veya sosyal bir değişim yaşandığında, tümdengelim yöntemi sekteye uğrayacak olup, aşağıdan yukarıya yöntemi bu kırılmanın temeline inerek parametrelerde gereken değişiklikleri yaparak projeksiyonda revizyona gidebilecektir.

DOKUZUNCU BÖLÜM

SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmadan çıkarılabilecek sonuçlar ve beklentiler aşağıdaki gibi sıralanabilir.

a. Tümevarım yöntemiyle kurmuş olduğumuz iki adet talep tahmin modeli, 2013 yılını tahmin ettiğimizde, elimizde olan parametrelere dayalı hesaplamalarla ve gerçek tüketimden sapmalarıyla, tümdengelim yöntemiyle kurmuş olduğumuz talep tahmin modeline karşı üstünlükleri olduğu görülmektedir. Tümevarım yöntemiyle kurduğumuz modellerin sektörel kırılımları hesaplamada ne kadar başarılı oldukları ise ETKB'nin 2013 yılı için yayımlayacağı enerji denge tablosundan elde edilecek değerlerle kıyaslanabilecektir.

b. Durbin watson testi, içselleştirme derecesi, enerji yoğunluğu analizi, teknolojik gelişim, senaryo çalışması ve yapısal değişikliklerin modele yansıtılması gibi temel enerji modellemesi faktörleri göz önünde bulundurulduğunda, geliştirmiş olduğumuz aşağıdan yukarıya Türkiye doğal gaz talep tahmini projeksiyonu modelimiz, yukarıdan aşağıya modeline göre üstünlüğü bulunmaktadır.

Aşağıdan yukarıya yöntemini kullanarak, ileriki dönemlerde gerçekleşebilecek

1. Doğal gaz çevrim santrallerinde olabilecek teknolojik devrimler,
2. Sanayi sektörün alt sektörlerinde gerçekleştirilecek verimlilik sayesinde 1 \$ üretim için kullanılan doğal gazın azalması gibi değişimler,
3. Türkiye'de oluşabilecek iklim değişiklikleri,
4. Abonelerin gelir değişikliğine bağlı olarak mutfak, şofben gibi yıllık sabit tüketimlerinde olabilecek değişiklikler ve ayrıca ısıtma amaçlı doğal gaz kullanımında konfor artışına gidiş,
5. Abone sayılarının güncellenmesine bağlı olarak matematiksel modellerin değişikliği,
6. GSYH artış oranlarında güncellemeler,

7. Elektrik'te doğal gaz tüketiminde geleceğe yönelik güncellemeler, gibi değişiklikler Türkiye toplam doğal gaz talep tahmin projeksiyonlarına kolayca yansıtılabilir.

c. Sanayi sektörünün alt sektörlerinde 1\$ üretim için gereken doğal gaz tüketim miktarları hesaplamasında yeni bir ufuk açarak sürdürülebilir kalkınma anlayışında katma değeri yüksek ve düşük olan sektörlerin fiyat elastikiyetinin hesaplanması ve cari açık optimizasyonu sağlaması açısından da yeni çalışmalara kapı açmaktadır.

d. Bu çalışma, doğal gaz çevrim santrallerinin enerji yoğunluğu ile kriz dönemleri değerleri ve kişi başı milli gelir değerleri arasında kurulacak modellere de zemin hazırlamaktadır.

e. Bu çalışmada, gelecek yıllarda gerçekleşebilecek tüketim değerlerini sunularak, Türkiye enerji arz güvenliği kapsamında yapılması gereken yeni kontratlar hususunda da bir fikir oluşturmaktadır.

f. İller bazında abone sayıları ayrıntısına ulaşırsa, derece gün değerleri de iller bazında elde edilerek her bir ilin birim tüketimi hesaplaması ve ısıtma derece gün değerine bağlı tüketim değişimi de hesaplanabilecek ve böylece her il için analitik konut tüketim modeli oluşturulabilecektir. Böyle bir çalışma, yine doğal gaz arz güvenliği çerçevesinde iletim şebekesinin hangi bölgelerde yatırımına gidilmesi gerektiğini göstermesi açısından faydalı olacaktır.

g. Kısa, orta ve uzun vadeli talep tahmin modelleri bu çalışma temelinde oturtularak ve parametre güncellemeleri sağlanarak, gelecekte kurulması öngörülen enerji borsası olan EPIAŞ'ta future piyasalarının doğru temeller üzerine kurulması sağlanabilecektir.

KAYNAKÇA

- Akay, D., & Atak, M. (2007, Eylül). Grey prediction with rolling mechanism for electricity demand forecasting of Turkey. *Energy*, s. 1670-1675.
- Akay, D., & Atak, M. (2007). Grey prediction with rolling mechanism for electricity demand forecasting of Turkey. *Energy*, 1670-1675.
- Altaş, M. (2003). *2002 Enerji İstatistikleri*. İstanbul: Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi.
- BAYRAÇ, H. N. (2005). Uluslararası Petrol Piyasasının Ekonomik Analizi. *Finans-Politik ve Ekonomik Yorumlar*, 6-20.
- Beşergil, B. (2009). Doğal Gaz. B. Beşergil içinde, *Petrol, Petrol Kimyası* (s. 133). İzmir: Ege Üniversitesi.
- British Petroleum. (2013). *BP Statistical Review of World Energy*. British Petroleum.
- Canyurt, E. O., Ceylan, H., Öztürk, H. K., & Hepbaşlı, A. (2004). Energy Demand Estimation Based on Two-Different Genetic Algorithm Approaches. *Energy Sources*, 1313-1320.
- Ceylan, H., & Öztürk, H. K. (2004). Estimating energy demand of Turkey based on economic indicators using genetic algorithm approach. *Energy Conversion and Management*, 2525-2537.
- Ceylan, H., Ceylan, H., Haldenbilen, S., & Başkan, Ö. (2008). Transport energy modeling with meta-heuristic harmony search algorithm, an application to Turkey. *Energy Policy*, 2527-2535.
- Ceylan, H., Öztürk, H. K., Hepbaşlı, A., & Zafer, U. (2005). Estimating Energy and Exergy Production and Consumption Values Using Three Different Genetic Algorithm Approaches. Part 2: Application and Scenarios. *Energy Sources*, 629-639.

Dicle Kalkınma Ajansı. (2010). *TRC3 Bölgesi (Mardin, Batman, Siirt, Şırnak) Yer Altı ve Yer Üstü Zenginlikleri Raporu*. Mardin: Dicle Kalkınma Ajansı.

Doğal Gaz Cihazları Sanayicileri ve İşadamları Derneği. (2012). *Bilgi Bankası*. Temmuz 14, 2014 tarihinde Doğal Gaz Cihazları Sanayicileri ve İşadamları Derneği Resmi Sitesi: <http://www.dosider.org/?p=5&i=7> adresinden alındı

Ediger, V. Ş., & Akar, S. (2007). ARIMA forecasting of primary energy demand by fuel in Turkey. *Energy Policy*, 1701-1708.

Ediger, V. Ş., & Tatlıdil, H. (2002). Forecasting the primary energy demand in Turkey and analysis of cyclic patterns. *Energy Conversion and Management*, 473-487.

Emec, H. (tarih yok). *Hamdi Emeç Sayfası*. Haziran 25, 2014 tarihinde Dokuz Eylül Üniversitesi: www.deu.edu.tr/userweb/hamdi.emec/bol10.ppt adresinden alındı

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2014, Şubat 20). *Petrol*. 10 1, 2014 tarihinde Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Resmi Sitesi: http://www.enerji.gov.tr/tr/inc_petrol.php adresinden alındı

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (tarih yok). *İstatistik*. Temmuz 21, 2014 tarihinde Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Resmi Sitesi: http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=y_istatistik&bn=244&hn=244&id=398 adresinden alındı

EPDK Doğal Gaz Dairesi Başkanlığı. (2010). *Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu*. Ankara: EPDK.

EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı. (2013). *Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu*. Ankara: EPDK.

EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığı. (2014). *Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu*. Ankara: EPDK.

Erdoğan, E. (2007). Electricity demand analysis using cointegration and ARIMA modelling: A case study of Turkey. *Energy Policy*, 1129-1146.

Haldenbilen, S., & Ceylan, H. (2005, Ocak). Genetic algorithm approach to estimate transport energy demand in Turkey. *Energy Policy*, s. 89-98.

- Hamzaçebi, C. (2007). Forecasting of Turkey's net electricity energy consumption on sectoral bases. *Energy Policy*, s. 2009-2016.
- Huang, M.-N. L. (2011, Mart 9). *Durbin Watson Test*. Haziran 25, 2014 tarihinde National Sun Yat-son University:
<http://www.math.nsysu.edu.tw/~lomn/homepage/class/92/DurbinWatsonTest.pdf> adresinden alındı
- International Monetary Fund. (2014, Nisan). World Economic Outlook: Recovery Strengthens, Remains Uneven. Washington, ABD.
- Kankal, M., Akpınar, A., Kömürcü, M. İ., & Özşahin, T. Ş. (2011, May). Modeling and forecasting of Turkey's energy consumption using socio-economic and demographic variables. *Applied Energy*, s. 2.
- Karaçay, T. (2014). *Bilimsel Bilgi Üretimi*. Eylül 15, 2014 tarihinde yayınlanan Başkent Üniversitesi Resmi Sitesi:
<http://www.baskent.edu.tr/~tkaracay/etudio/agora/bilim/BilimselBilgi.html> adresinden alındı
- Kavaklıoğlu, K., Ceylan, H., Öztürk, H. K., & Canyurt, O. E. (2009). Modeling and prediction of Turkey's electricity consumption using Artificial Neural Networks. *Energy Conversion and Management*, 2719-2727.
- Kavaklıoğlu, K., Ceylan, Halim, K., Ö. H., & Canyurt, O. E. (2009, Kasım). Modeling and prediction of Turkey's electricity consumption using Artificial Neural Networks. *Energy Conversion and Management*, s. 2719 - 2727.
- Maden Mühendisleri Odası. (tarih yok). *Asfaltitler Üzerine*. Ankara: Maden Mühendisleri Odası.
- Nau, R. F. (2014, Ekim 22). *ARIMA models for time series forecasting*. Ekim 29, 2014 tarihinde Fuqua School of Business Web Site:
<http://people.duke.edu/~rnau/411arim.htm> adresinden alındı
- Öztürk, H. K., Ceylan, H., Canyurt, O. E., & Hepbaşı, A. (2005). Electricity estimation using genetic algorithm approach: a case study of Turkey. *Energy*, 1003-1012.
- Rekabet Kurumu. (2012). *Doğal Gaz Sektör Araştırması I*. Ankara: Rekabet Kurumu.

Sözen, A., Gülseven, Z., & Arcaklıoğlu, E. (2007). Forecasting based on sectoral energy consumption of GHGs in Turkey and mitigation policies. *Energy Policy*, 6491-6505.

Şen, Z. (2002). *Temiz Enerji ve Kaynakları*. İstanbul: Su Vakfı Yayınları.

Şener, M. (TMMOB). Küreselleşme, Fosil Katı Yakıtlar ve Jeotermal Enerji. *Türkiye V. Enerji Sempozyumu Bildirgesi*. Ankara.

TEİAŞ. (2013). *Türkiye Elektrik Üretim - İletim İstatistikleri 2012*. Temmuz 20, 2014 tarihinde Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü: <http://www.teias.gov.tr/TürkiyeElektrikİstatistikleri/istatistik2012/istatistik%202012.htm> adresinden alındı

Toksarı, D. M. (2007, Ağustos). Ant colony optimization approach to estimate energy demand of Turkey. *Energy Policy*, s. 3984-3990.

Toksarı, M. D. (2007). Ant colony optimization approach to estimate energy demand of Turkey. *Energy Policy*, 3984-3990.

TPAO. (tarih yok). *Petrole Dair Merak Edilenler*. Ekim 1, 2014 tarihinde TPAO Resmi Sitesi: www.tpao.gov.tr/tpfiles/userfiles/files/petrolmerak.pdf adresinden alındı

Tuncer, G., & Faruk, E. M. (2003). Türkiye Enerjiİ Hammaddeleriİ Potansiyelinin Değerlendirilebilirliği. *İstanbul Üniv. Müh. Fak. Yerbilimleri Dergisi*, 81-92.

Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi. (2012, Temmuz). *Türkiye Elektrik Enerjisiİ 10 Yıllık Üretim Kapasitesi Projeksiyonu 2012 - 2021*. Haziran 10, 2014 tarihinde Türkiye Elektrik İletim A.Ş.: <http://www.teias.gov.tr/projeksiyon/Kapasite%20projeksiyonu%202012.pdf> adresinden alındı

Türkiye Taşkömürü Kurumu. (2013). *Taşkömürü Sektör Raporu*. Zonguldak: Türkiye Taşkömürü Kurumu.

Uluslararası Enerji Ajansı. (2012). *World Energy Outlook 2012*. Paris.

US Energy Information Administration. (tarih yok). *International Energy Statistics*. 10 1, 2014 tarihinde US Energy Information Administration: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=3&pid=3&aid=1&>

cid=ww,r1,r2,r3,r4,r5,r6,r7,&syid=2011&eyid=2012&unit=BCF adresinden alındı

Ünler, A. (2008, Haziran). Improvement of energy demand forecasts using swarm intelligence: The case of Turkey with projections to 2025. *Energy Policy*, s. 1937-1944.

Ünler, A. (2008). Improvement of energy demand forecasts using swarm intelligence: The case of Turkey with projections to 2025. *Energy Policy*, 1937-1944.

van Beeck, N. (1999). Classification of Energy Models. Tilburg : Tilburg University, Faculty of Economics and Business Administration.

World Bank. (tarih yok). *Data*. Temmuz 20, 2014 tarihinde World Bank Official Website: <http://data.worldbank.org/country/turkey> adresinden alındı

Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü. (2012). *Biyokütle Enerjisi Nedir?* Haziran 19, 2014 tarihinde Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü:

http://www.eie.gov.tr/yenilenebilir/biyokutle_enerjisi.aspx adresinden alındı

Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü. (2012). *Güneş*. Haziran 19, 2014 tarihinde Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü:

<http://www.eie.gov.tr/yenilenebilir/gunes.aspx> adresinden alındı

Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü. (2012). *Hidroelektrik Enerjisi Nedir?*

Haziran 19, 2014 tarihinde Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü:

http://www.eie.gov.tr/yenilenebilir/h_hidroelektrik_nedir.aspx adresinden alındı

Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü. (2012). *Jeotermal Enerji Nedir?* Haziran 19, 2014 tarihinde Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü:

http://www.eie.gov.tr/yenilenebilir/jeo_enerji_nedir.aspx adresinden alındı

Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü. (2012). *Rüzgar Enerjisi*. Haziran 19, 2014 tarihinde Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü:

http://www.eie.gov.tr/yenilenebilir/ruzgar-ruzgar_enerjisi.aspx adresinden alındı

Yetiş Sazi, M., & Ceylan, H. (2006). Use of artificial neural networks for transport energy demand modeling. *Energy Policy*, 3165-3172.

Yumurtacı, Z., & Asmaz, E. (2004). Electric Energy Demand of Turkey for the Year 2050. *Energy Sources*, 1157-1164.

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı : Volkan KORKU

Uyruğu: Türkiye Cumhuriyeti

Doğum Yeri ve Tarihi : 25.01.1983

Medeni Hali : Bekar

Adres :

E-Posta Adresi : vlk2522otmail.com

İletişim(Telefon) : 0 (312) 297 23 42

EĞİTİM

Lise : Mehmetçik sÜper Lisesi (2001)

Lisans : Hacettepe Üniversitesi Matematik Bölümü (2010)

Yüksek Lisans : Türk Hava Kurumu Üniversitesi İşletme Bölümü (2013)

MESLEKİ DENEYİM

2013 yılı Mayıs ayından beri Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi'nde uzman yardımcısı olarak görev yapmaktadır.

YABANCI DİL

İyi derecede ingilizce bilmektedir.