

**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**TÜRKİYE ELEKTRİK SEKTÖRÜNDE CO<sub>2</sub> EMİSYONU AZALTMA POTANSİYELİ  
ÜZERİNE SENARYO ANALİZLERİ**

**DOKTORA TEZİ**

**Betül ÖZER**

**Çevre Mühendisliği Anabilim Dalı**

**Çevre Mühendisliği Programı**

**NİSAN 2012**



**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**TÜRKİYE ELEKTRİK SEKTÖRÜNDE CO<sub>2</sub> EMİSYONU AZALTMA POTANSİYELİ  
ÜZERİNE SENARYO ANALİZLERİ**

**DOKTORA TEZİ**

**Betül ÖZER  
(501012256)**

**Çevre Mühendisliği Anabilim Dalı**

**Çevre Mühendisliği Programı**

**Tez Danışmanı: Prof. Dr. Erdem GÖRGÜN**

**NİSAN 2012**



İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 501012256 numaralı Doktora öğrencisi **Betül ÖZER**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “**TÜRKİYE ELEKTRİK SEKTÖRÜNDE CO<sub>2</sub> EMİSYONU AZALTMA POTANSİYELİ ÜZERİNE SENARYO ANALİZLERİ**” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

**Tez Danışmanı :**     **Prof. Dr. Erdem GÖRGÜN**  
İstanbul Teknik Üniversitesi

**Eş Danışmanı :**     **Prof. Dr. Selahattin İNCECİK**  
İstanbul Teknik Üniversitesi

**Jüri Üyeleri :**        **Prof. Dr. Kadir ALP**  
İstanbul Teknik Üniversitesi

**Prof. Dr. Hasancan OKUTAN**  
İstanbul Teknik Üniversitesi

**Prof. Dr. Yücel TAŞDEMİR**  
Uludağ Üniversitesi

**Prof. Dr. Abdurrahman BAYRAM**  
Dokuz Eylül Üniversitesi

**Doç. Dr. Ali Kerem SAYSEL**  
Boğaziçi Üniversitesi

**Teslim Tarihi**        **: 31 Aralık 2011**

**Savunma Tarihi**     **: 13 Nisan 2012**



*Anneme,*

*Oğullarım Kerem ve Ömer Utku'ya,*



## ÖNSÖZ

Bu doktora çalışması boyunca yardım ve desteklerini hiç esirgemeyen, örnek aldığım ve hayran olduğum bilim insanları değerli hocalarım Prof. Dr. Erdem Görgün ve Prof. Dr. Selahattin İncecik'e,

Çalışmama sağladığı katkılardan dolayı Prof. Dr. Kadir Alp'e, merhum Prof. Dr. Ferruh Ertürk'e, Prof. Dr. Yücel Taşdemir'e, Doç Dr. Ali Kerem Saysel'e ve elektrik mühendisi Mehmet Yakan'a,

Sağladığı bilgi destekleriyle tez çalışmama çok önemli katkılar sağlayan Sayın Muzaffer Başaran, Mehmet Güler ve Ayşegül Karayazgan'a,

Yetişmemde emeği geçen tüm hocalarıma,

Tezin yazım aşamasında büyük destek sağlayan sevgili arkadaşım Çevre Yük. Mühendisi Murat Cem Ertürk'e ve tez çalışmam süresince başta teknik destek olmak üzere her türlü yardımı gösteren Bilyap Mimarlık ekibine, özellikle Nilüfer Baskın'a,

Çalışmama gösterdiği ilgi ve katkılardan dolayı Dr. Ceyhan Kahya ve Dr. Ercan Çitil'e,

Hayatım boyunca sevgi ve desteklerini hep hissettiğim başta sevgili annem Süheyla Taf olmak üzere tüm aileme,

Çalışmam boyunca sabır, anlayış ve her türlü desteği gösteren sevgili eşim Alim Özer'e,

Başka hiç kimsenin yapamayacağı çok özel katkıları ve fedakarlıkları ile tezime farklı anlam kazandıran sevgili oğullarım Kerem ve Ömer Utku Özer'e sonsuz teşekkürlerimi sunuyorum.

Ağustos 2011

Betül Özer  
(Çevre Y. Müh.)



## İÇİNDEKİLER

|                                                                                     |       |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| ÖNSÖZ.....                                                                          | vii   |
| İÇİNDEKİLER .....                                                                   | ix    |
| KISALTMALAR .....                                                                   | xi    |
| SEMBOL LİSTESİ .....                                                                | xiii  |
| ÇİZELGE LİSTESİ.....                                                                | xv    |
| ŞEKİL LİSTESİ.....                                                                  | xix   |
| ÖZET.....                                                                           | xxi   |
| SUMMARY .....                                                                       | xxiii |
| 1. GİRİŞ.....                                                                       | 1     |
| 1.1 Tezin Anlam ve Önemi .....                                                      | 1     |
| 1.2 Tez Çalışmasının Amacı ve Kapsamı .....                                         | 2     |
| 2. KÜRESEL İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ VE ELEKTRİK ÜRETİMİ .....                              | 5     |
| 2.1 Giriş.....                                                                      | 5     |
| 2.2 İklim Değişikliğinin Türkiye Üzerindeki Olası Etkileri.....                     | 8     |
| 2.3 Uluslararası Çabalar ve Kyoto Protokolü.....                                    | 10    |
| 2.3.1 Kyoto Protokolü ve Türkiye.....                                               | 12    |
| 2.3.2 Kyoto Protokolü 2012 sonrası muhtemel gelişmeler .....                        | 13    |
| 2.4 Dünyada Enerji ve Elektrik Üretim Sektöründe Durum .....                        | 14    |
| 2.5 Türkiye Elektrik Sektörü .....                                                  | 18    |
| 2.6 Türkiye’de Sera Gazı Emisyonları ve Elektrik Üretimi.....                       | 22    |
| 2.7 Türkiye’nin Elektrik Sektöründe CO <sub>2</sub> Emisyonlarının Azaltılması..... | 28    |
| 2.8 Enerji Sektöründe Sera Gazı Azaltımında Kullanılan Modeller .....               | 31    |
| 2.9 Enerji ve Sera Gazı Azaltımı ile İlgili Model Çalışmaları .....                 | 32    |
| 2.9.1 Uluslararası çalışmalar .....                                                 | 33    |
| 2.9.2 LEAP Modeli uygulamaları .....                                                | 35    |
| 2.9.3 Ulusal çalışmalar .....                                                       | 36    |
| 3. TÜRKİYE ELEKTRİK ÜRETİMİNİN LEAP MODELİ İLE SENARYO ANALİZİ.....                 | 41    |
| 3.1 LEAP Modeline Dayalı Senaryo Analiz Yöntemi .....                               | 41    |
| 3.2 LEAP Modelinin Metodolojisi.....                                                | 43    |
| 3.3 LEAP Ana Kabulleri .....                                                        | 46    |
| 3.3.1 Gayri Safi Yurt İçi Hasıla (GSYİH).....                                       | 47    |
| 3.3.2 Mevcut elektrik tüketim verileri.....                                         | 50    |
| 3.4 Elektrik Enerjisi Net Talep Hesaplama Esasları .....                            | 55    |
| 3.4.1 Evsel elektrik talebi .....                                                   | 58    |
| 3.4.2 Sanayi sektörü elektrik talebi .....                                          | 59    |
| 3.4.3 Ulaştırma sektörü elektrik talebi .....                                       | 60    |
| 3.4.4 Ticaret sektörü elektrik talebi.....                                          | 61    |
| 3.4.5 Tarım sektörü elektrik talebi .....                                           | 61    |
| 3.4.6 Hizmet sektörü elektrik talebi .....                                          | 61    |
| 3.5 Elektrik Enerjisi Üretimi Hesaplama Esasları.....                               | 63    |

|           |                                                                                    |            |
|-----------|------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 3.5.1     | LEAP veri temini.....                                                              | 64         |
| 3.5.2     | Elektrik üretimi hesapları .....                                                   | 69         |
| 3.6       | Termik Santrallerden Kaynaklanan CO <sub>2</sub> Emisyonlarının Hesaplanması ..... | 69         |
| 3.6.1     | Linyit yakıtlı santrallerde emisyonların belirlenmesi.....                         | 70         |
| 3.6.2     | Linyit dışı termik santraller .....                                                | 81         |
| <b>4.</b> | <b>SENARYO GELİŞTİRİLMESİ.....</b>                                                 | <b>87</b>  |
| 4.1       | Referans Senaryo.....                                                              | 88         |
| 4.1.1     | Kurulu güç .....                                                                   | 89         |
| 4.1.2     | Kapasite kullanım oranı.....                                                       | 90         |
| 4.1.3     | İç tüketim.....                                                                    | 90         |
| 4.1.4     | İletim ve dağıtım kayıpları .....                                                  | 90         |
| 4.1.5     | Termik verim .....                                                                 | 91         |
| 4.1.6     | Referans Senaryo sonuçları .....                                                   | 91         |
| 4.2       | Azaltım Senaryosu.....                                                             | 96         |
| 4.2.1     | Kurulu güç .....                                                                   | 96         |
| 4.2.2     | Kapasite kullanım oranı.....                                                       | 98         |
| 4.2.3     | İç tüketim.....                                                                    | 98         |
| 4.2.4     | İletim ve dağıtım kayıpları .....                                                  | 99         |
| 4.2.5     | Termik verim .....                                                                 | 99         |
| 4.2.6     | Azaltım Senaryosu sonuçları .....                                                  | 99         |
| 4.3       | Mevcut Politika (MP) Senaryosu .....                                               | 103        |
| 4.3.1     | Kurulu güç .....                                                                   | 104        |
| 4.3.2     | Kapasite kullanım oranı.....                                                       | 106        |
| 4.3.3     | İç tüketim.....                                                                    | 107        |
| 4.3.4     | İletim ve dağıtım kayıpları .....                                                  | 107        |
| 4.3.5     | Termik verim .....                                                                 | 107        |
| 4.3.6     | MP Senaryosu Sonuçları .....                                                       | 109        |
| 4.4       | Senaryoların Karşılaştırılması .....                                               | 113        |
| 4.5       | Duyarlılık Analizi .....                                                           | 121        |
| 4.6       | Maliyet Hesaplamaları.....                                                         | 124        |
| 4.6.1     | Senaryoların elektrik üretim maliyetleri.....                                      | 124        |
| 4.6.2     | CO <sub>2</sub> emisyonu azaltma maliyetleri .....                                 | 131        |
| <b>5.</b> | <b>SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....</b>                                                   | <b>135</b> |
|           | <b>KAYNAKLAR.....</b>                                                              | <b>143</b> |
|           | <b>EKLER.....</b>                                                                  | <b>149</b> |
|           | <b>ÖZGEÇMİŞ.....</b>                                                               | <b>189</b> |

## KISALTMALAR

|                   |                                                                                      |
|-------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>AB</b>         | : Avrupa Birliği                                                                     |
| <b>ABD</b>        | : Amerika Birleşik Devletleri                                                        |
| <b>AEO</b>        | : Yıllık Enerji Tahminleri                                                           |
| <b>ANL CEEESA</b> | : Argonne Ulusal Laboratuvarları Enerji, Çevre ve Ekonomik Sistemler Analizi Merkezi |
| <b>Ar-Ge</b>      | : Araştırma Geliştirme                                                               |
| <b>BALANCE</b>    | : ENPEP'in Enerji Arz ve Talep Analiz Modülü                                         |
| <b>BM</b>         | : Birleşmiş Milletler                                                                |
| <b>BMİDÇS</b>     | : Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi                           |
| <b>CCS</b>        | : Karbon Tutma ve Depolama                                                           |
| <b>CFB</b>        | : Dolaşımli Akışkan Yatak                                                            |
| <b>CHP</b>        | : Kombine Isı ve Güç Sistemleri                                                      |
| <b>COP</b>        | : Birleşmiş Milletler Taraflar Konferansı                                            |
| <b>CSP</b>        | : Konsantre Güneş Termal Sistemi                                                     |
| <b>ÇOB</b>        | : Çevre ve Orman Bakanlığı                                                           |
| <b>DG</b>         | : Doğal Gaz                                                                          |
| <b>DPT</b>        | : Devlet Planlama Teşkilatı                                                          |
| <b>DSİ</b>        | : Devlet Su İşleri                                                                   |
| <b>EF</b>         | : Emisyon Faktörü                                                                    |
| <b>EIA</b>        | : Enerji Bilgi İdaresi                                                               |
| <b>EMM</b>        | : Elektrik Pazar Modülü                                                              |
| <b>ENPEP</b>      | : Enerji ve Güç Değerlendirme Programı                                               |
| <b>EPA</b>        | : Amerikan Çevre Koruma Ajansı                                                       |
| <b>EPIA</b>       | : Avrupa Fotovoltaik Endüstri Birliği                                                |
| <b>ETKB</b>       | : Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı                                                |
| <b>EUROSTAT</b>   | : Avrupa İstatistik Kurumu                                                           |
| <b>EÜAŞ</b>       | : Elektrik Üretim Anonim Şirketi                                                     |
| <b>FO</b>         | : Fuel Oil                                                                           |
| <b>GHG</b>        | : Sera Gazı                                                                          |
| <b>MP</b>         | : Mevcut Politika                                                                    |
| <b>GSYİH</b>      | : Gayri Safi Yurt İçi Hasıla                                                         |
| <b>GWP</b>        | : Küresel Isınma Potansiyeli                                                         |
| <b>IEA</b>        | : Uluslararası Enerji Ajansı                                                         |
| <b>IGCC</b>       | : Entegre Gazlaştırma ve Kombine Çevrim                                              |
| <b>IPCC</b>       | : Uluslararası İklim Değişikliği Paneli                                              |
| <b>İK</b>         | : İthal Kömür                                                                        |
| <b>KP</b>         | : Kyoto Protokolü                                                                    |
| <b>LEAP</b>       | : Uzun Vadeli Enerji Alternatifleri Planlama Sistemi                                 |
| <b>LHV</b>        | : Alt Isıl Değer                                                                     |
| <b>LPG</b>        | : Sıvılaştırılmış petrol gazı                                                        |
| <b>MAED</b>       | : Enerji Talep Analizi Modeli                                                        |
| <b>MARKAL</b>     | : Piyasa Temelli Enerji Sistem Modeli Pazar Dağıtım Modeli                           |

|                  |                                                            |
|------------------|------------------------------------------------------------|
| <b>NEMS</b>      | : Ulusal Enerji Modelleme Sistemi                          |
| <b>OECD</b>      | : Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Teşkilatı                 |
| <b>PFB</b>       | : Basınçlı Akışkan Yatak                                   |
| <b>PV</b>        | : Fotovoltaik                                              |
| <b>RETScreen</b> | : Yenilenebilir Enerji Teknoloji Analizi                   |
| <b>SEI</b>       | : Stockholm Çevre Enstitüsü                                |
| <b>TEDAŞ</b>     | : Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi                  |
| <b>TEİAŞ</b>     | : Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi                   |
| <b>TK</b>        | : Taş Kömürü                                               |
| <b>TL</b>        | : Türk Lirası                                              |
| <b>TTGV</b>      | : Türkiye Teknoloji Geliştirme Vakfı                       |
| <b>TÜİK</b>      | : Türkiye İstatistik Kurumu                                |
| <b>UNEP</b>      | : Birleşmiş Milletler Çevre Programı                       |
| <b>UNFCCC</b>    | : Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi |
| <b>USD</b>       | : Amerikan Doları                                          |
| <b>WASP</b>      | : Viyana Otomatik Sistem Planlama Paketi                   |
| <b>WB</b>        | : Dünya Bankası                                            |
| <b>WEO</b>       | : Dünya Enerji Görünümü                                    |
| <b>WMO</b>       | : Dünya Meteoroloji Örgütü                                 |

## SEMBOL LİSTESİ

|                        |                                 |
|------------------------|---------------------------------|
| <b>C</b>               | : Karbon                        |
| <b>cal</b>             | : Kalori                        |
| <b>CFC</b>             | : Kloroflorokarbon              |
| <b>CH<sub>4</sub></b>  | : Metan                         |
| <b>CO<sub>2</sub></b>  | : Karbondioksit                 |
| <b>CO<sub>2e</sub></b> | : Karbondioksit eşdeğeri        |
| <b>GWh</b>             | : Gigawatt-saat                 |
| <b>HFCs</b>            | : Hidroflorokarbonlu bileşikler |
| <b>J</b>               | : joule                         |
| <b>kcal</b>            | : kilokalori                    |
| <b>kg</b>              | : kilogram                      |
| <b>kWh</b>             | : kilowatt-saat                 |
| <b>Mtep</b>            | : milyon ton petrol eşdeğeri    |
| <b>Mton</b>            | : milyon ton                    |
| <b>MW</b>              | : Megawatt                      |
| <b>MWh</b>             | : Megawatt-saat                 |
| <b>N<sub>2</sub>O</b>  | : Diazotmonoksit (Nitroz oksit) |
| <b>NO<sub>x</sub></b>  | : Azotoksitler                  |
| <b>PFCs</b>            | : Perflorokarbonlar             |
| <b>ppb</b>             | : milyarda bir                  |
| <b>ppm</b>             | : milyonda bir                  |
| <b>SF<sub>6</sub></b>  | : Sülfürhekzaflorit             |
| <b>tep</b>             | : ton petrol eşdeğeri           |
| <b>TJ</b>              | : Tera joule                    |
| <b>TWh</b>             | : Terawatt-saat                 |
| <b>\$</b>              | : Amerikan Doları               |



## ÇİZELGE LİSTESİ

|                                                                                                                                                                           |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Çizelge 2.1: Sera gazlarının özellikleri.....                                                                                                                             | 7  |
| Çizelge 2.2: Türkiye'nin yerli enerji kaynak potansiyeli .....                                                                                                            | 20 |
| Çizelge 2.3: Yakıtlara göre IPCC CO <sub>2</sub> emisyon faktörleri.....                                                                                                  | 23 |
| Çizelge 2.4: 1990-2009 yılları CO <sub>2</sub> emisyonu sektörel değişimi .....                                                                                           | 25 |
| Çizelge 2.5: 2005-2020 Referans Senaryoya göre CO <sub>2</sub> emisyon tahminleri.....                                                                                    | 28 |
| Çizelge 3.1: LEAP ana kabul verileri. ....                                                                                                                                | 47 |
| Çizelge 3.2: GSYİH iktisadi sektörler .....                                                                                                                               | 48 |
| Çizelge 3.3: 2006-2010 Türkiye GSYİH sektörel dağılımı.....                                                                                                               | 49 |
| Çizelge 3.4: GSYİH sektörel pay tahminleri .....                                                                                                                          | 50 |
| Çizelge 3.5: Türkiye net elektrik tüketiminin sektörel payları .....                                                                                                      | 53 |
| Çizelge 3.6: Türkiye net elektrik tüketiminin sektörel dağılımı ve artış oranları.....                                                                                    | 54 |
| Çizelge 3.7: 2010 yılı sektörel elektrik tüketim payları .....                                                                                                            | 55 |
| Çizelge 3.8: 2006-2010 Türkiye elektrik tüketimi ve elektrik yoğunlukları .....                                                                                           | 56 |
| Çizelge 3.9: 2006-2010 Türkiye evsel elektrik tüketim değerleri .....                                                                                                     | 56 |
| Çizelge 3.10: Türkiye elektrik enerjisi sektörel dağılım tahmini .....                                                                                                    | 57 |
| Çizelge 3.11: Türkiye sektörel elektrik enerjisi yıllık artış tahmini. ....                                                                                               | 58 |
| Çizelge 3.12: Bazı AB Ülkeleri evsel elektrik tüketim payları .....                                                                                                       | 59 |
| Çizelge 3.13: Bazı AB ülkeleri sanayi sektörü elektrik tüketim payları .....                                                                                              | 60 |
| Çizelge 3.14: Bazı AB ülkeleri ulaştırma sektörü elektrik tüketim payları.....                                                                                            | 60 |
| Çizelge 3.15: Elektrik enerjisi net talep tahmini sektörel dağılımı. ....                                                                                                 | 63 |
| Çizelge 3.16: Yakıt bazlı maksimum kapasite kullanım oranları.....                                                                                                        | 65 |
| Çizelge 3.17: İç tüketim değerleri. ....                                                                                                                                  | 65 |
| Çizelge 3.19: 2006-2009 yılları için CO <sub>2</sub> emisyonuna esas alınan elektrik tüketim değerleri. ....                                                              | 67 |
| Çizelge 3.20: Brüt talep tahminleri.....                                                                                                                                  | 68 |
| Çizelge 3.21: Türkiye termik santralleri termik verimleri.....                                                                                                            | 69 |
| Çizelge 3.22: Türkiye 2006 yılı tek yakıtlı termik kurulu gücü .....                                                                                                      | 71 |
| Çizelge 3.23: Santrallere ait oksidasyon oranları .....                                                                                                                   | 74 |
| Çizelge 3.24: Çayırhan Termik Santrali için kalorifik değerler ve ait oldukları kaynaklar.....                                                                            | 75 |
| Çizelge 3.25: Fuel oil, motorin ve nafta için alt ısı değerler. ....                                                                                                      | 76 |
| Çizelge 3.26: 2006 yılı için linyit yakıtlı termik santrallerde CO <sub>2</sub> emisyonları .....                                                                         | 77 |
| Çizelge 3.27: 2004-2008 yılları için linyit yakıtlı termik santrallerde CO <sub>2</sub> emisyonları.....                                                                  | 78 |
| Çizelge 3.28: 2006 yılı linyit yakıtlı termik santrallerin CO <sub>2</sub> emisyonlarının IPCC (1996) ve santral bazlı oksidasyon oranlarına göre karşılaştırılması. .... | 79 |
| Çizelge 3.29: Linyit yakıtlı santrallerin CO <sub>2</sub> emisyon yoğunlukları .....                                                                                      | 80 |
| Çizelge 3.30: Taş kömürlü (TK) termik santrallerde 2006 yılı CO <sub>2</sub> emisyonu.....                                                                                | 83 |
| Çizelge 3.31: İthal kömürlü (İK) termik santrallerde 2006 yılı CO <sub>2</sub> emisyonu .....                                                                             | 83 |
| Çizelge 3.32: Doğal Gaz termik santrallerinde 2006 yılı CO <sub>2</sub> emisyonu.....                                                                                     | 83 |
| Çizelge 3.33: Fuel Oil termik santrallerinde 2006 yılı CO <sub>2</sub> emisyonu.....                                                                                      | 83 |
| Çizelge 3.34: Motorin termik santrallerinde 2006 yılı CO <sub>2</sub> emisyonu.....                                                                                       | 84 |
| Çizelge 3.35: Nafta termik santrallerinde 2006 yılı CO <sub>2</sub> emisyonu .....                                                                                        | 84 |

|                                                                                                                                     |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Çizelge 3.36: 2006 yılı Türkiye termik santralleri CO <sub>2</sub> emisyon yoğunlukları .....                                       | 85  |
| Çizelge 3.37: 2006 yılı yakıt bazlı emisyon yoğunlukları .....                                                                      | 85  |
| Çizelge 3.38: Karbon (C) emisyon faktörleri .....                                                                                   | 86  |
| Çizelge 3.39: Modele girilen termik verim değerleri .....                                                                           | 86  |
| Çizelge 3.40: 2006-2009 yılları CO <sub>2</sub> emisyonları .....                                                                   | 86  |
| Çizelge 4.1: Santrallerin yakıt tüketimleri ve maksimum kurulu güçleri.....                                                         | 88  |
| Çizelge 4.2: Referans Senaryo kaynaklara göre elektrik üretimleri .....                                                             | 92  |
| Çizelge 4.3: Azaltım Senaryosu kaynaklara göre elektrik üretimleri .....                                                            | 100 |
| Çizelge 4.4: MP Senaryosu kaynaklara göre elektrik üretimleri .....                                                                 | 108 |
| Çizelge 4.5: Referans Senaryoya göre azalan CO <sub>2</sub> emisyonları .....                                                       | 114 |
| Çizelge 4.6: Referans Senaryo ile MP Senaryosu karşılaştırması .....                                                                | 116 |
| Çizelge 4.7: Enerji kaynaklarına göre üretililecek maksimum elektrik miktarı ..                                                     | 117 |
| Çizelge 4.8: Senaryolara göre kaynakların elektrik üretimindeki payı .....                                                          | 119 |
| Çizelge 4.9: Senaryolar için CO <sub>2</sub> emisyon yoğunluğu .....                                                                | 120 |
| Çizelge 4.10: Talep değeri ve CO <sub>2</sub> emisyonu duyarlılık analizi.....                                                      | 122 |
| Çizelge 4.11: Santral ilk yatırım ve işletme maliyetleri tahminleri .....                                                           | 125 |
| Çizelge 4.12: Yakıt bazlı santral ömürleri .....                                                                                    | 129 |
| Çizelge 4.13: Yıllık elektrik üretim maliyetleri senaryo sonuçları.....                                                             | 129 |
| Çizelge 4.14: Senaryoların yakıt bazlı ortalama elektrik üretim maliyetleri .....                                                   | 130 |
| Çizelge 4.15: Yıllık elektrik üretim maliyetlerinin Referans Senaryoya göre farkları .....                                          | 130 |
| Çizelge 4.16: Senaryolara göre yıllık CO <sub>2</sub> emisyonu azaltma maliyeti .....                                               | 132 |
| Çizelge 4.17: CO <sub>2</sub> emisyonu azaltım maliyetleri senaryo sonuçları .....                                                  | 133 |
| Çizelge A.1: GSYİH sektörel pay tahminleri. ....                                                                                    | 150 |
| Çizelge A.2: LEAP sektörel elektrik yoğunlukları .....                                                                              | 151 |
| Çizelge B.1: 1990-2009 yılları Türkiye net elektrik tüketiminin sektörel dağılımı                                                   | 152 |
| Çizelge C.1: 1990-2009 yılları türkiye elektrik enerjisi üretim-tüketim ve kayıplarının gelişimi.....                               | 153 |
| Çizelge D.1: Linyit için santral bazlı oksidasyon oranı hesabı.....                                                                 | 154 |
| Çizelge D.2: Linyit karbon içerikleri ve alt ısı değerleri .....                                                                    | 158 |
| Çizelge D.3: Linyit santralleri ana ve yardımcı yakıt CO <sub>2</sub> emisyonları ve CO <sub>2</sub> emisyon yoğunlukları .....     | 159 |
| Çizelge E.1: Taş Kömürü (TK) için santral bazlı oksidasyon oranı hesabı .....                                                       | 161 |
| Çizelge E.2: Taş kömürü karbon içerikleri ve alt ısı değerleri .....                                                                | 161 |
| Çizelge E.3: Taş Kömürü santralleri ana ve yardımcı yakıt CO <sub>2</sub> emisyonları ve CO <sub>2</sub> emisyon yoğunlukları ..... | 161 |
| Çizelge F.1: Referans Senaryo kaynaklara göre kurulu güç .....                                                                      | 163 |
| Çizelge F.2: Referans Senaryo gerçek kapasite kullanım oranları .....                                                               | 163 |
| Çizelge F.3: Referans Senaryo iç tüketim değerleri .....                                                                            | 164 |
| Çizelge F.4: Referans Senaryo CO <sub>2</sub> emisyon değerleri.....                                                                | 165 |
| Çizelge F.5: Referans Senaryo yakıt tüketimleri .....                                                                               | 166 |
| Çizelge G.1: Azaltım Senaryosu kaynaklara göre kurulu güç.....                                                                      | 168 |
| Çizelge G.2: Azaltım Senaryosu gerçek kapasite kullanım oranları .....                                                              | 168 |
| Çizelge G.3: Azaltım Senaryosu iç tüketim değerleri .....                                                                           | 169 |
| Çizelge G.4: Azaltım Senaryosu CO <sub>2</sub> emisyon değerleri .....                                                              | 170 |
| Çizelge G.5: Azaltım Senaryosu yakıt tüketimleri .....                                                                              | 171 |
| Çizelge H.1: MP Senaryosu kaynaklara göre kurulu güç.....                                                                           | 172 |
| Çizelge H.2: MP Senaryosu gerçek kapasite kullanım oranları .....                                                                   | 173 |
| Çizelge H.3: MP Senaryosu iç tüketim değerleri .....                                                                                | 174 |
| Çizelge H.4: MP Senaryosu CO <sub>2</sub> emisyon değerleri. ....                                                                   | 175 |

|                                                                                             |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Çizelge H.5:</b> MP Senaryosu yakıt tüketimleri .....                                    | 176 |
| <b>Çizelge I.1:</b> Senaryolara göre CO <sub>2</sub> emisyonları .....                      | 177 |
| <b>Çizelge I.2:</b> Senaryolara göre kurulu güç ve üretim değerleri.....                    | 178 |
| <b>Çizelge J.1:</b> Referans Senaryo yakıt bazlı CO <sub>2</sub> emisyon yoğunlukları ..... | 179 |
| <b>Çizelge J.2:</b> Azaltım Senaryosu yakıt bazlı CO <sub>2</sub> emisyon yoğunlukları..... | 180 |
| <b>Çizelge J.3:</b> MP Senaryosu yakıt bazlı CO <sub>2</sub> emisyon yoğunlukları.....      | 181 |
| <b>Çizelge K.1:</b> Referans Senaryo elektrik üretim maliyetleri.....                       | 182 |
| <b>Çizelge K.2:</b> Azaltım Senaryosu elektrik üretim maliyetleri .....                     | 184 |
| <b>Çizelge K.3:</b> MP Senaryosu elektrik üretim maliyetleri .....                          | 186 |



## ŞEKİL LİSTESİ

|                                                                                                                      |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Şekil 2.1: Artan sera gazlarının atmosferde daha fazla ısıyı tutması.....                                            | 6   |
| Şekil 2.2: 1970-2004 arası küresel yıllık insan kaynaklı sera gazı emisyonları.....                                  | 7   |
| Şekil 2.3: 1971-2008 yılları yakıtlara göre Dünya elektrik üretimi (IEA, 2010). ....                                 | 18  |
| Şekil 2.4: 1973 ve 2008 yıllarında Dünya elektrik üretiminde kaynakların payı. ....                                  | 18  |
| Şekil 2.5: 1990-2009 yılları Türkiye kurulu gücünün kaynaklara göre dağılımı .....                                   | 21  |
| Şekil 2.6: 1990-2009 yılları Türkiye elektrik üretimi dağılımı .....                                                 | 22  |
| Şekil 2.7: 1990-2009 Türkiye'nin toplam sera gazı emisyonları değişimi.....                                          | 23  |
| Şekil 2. 8: Türkiye 2009 yılı sera gazı kompozisyonu .....                                                           | 23  |
| Şekil 2.9: Türkiye'nin 1990-2009 yılları arası sera gazı emisyonlarının sektörlere göre dağılımı .....               | 24  |
| Şekil 2.10: 1990-2009 yıllarında Türkiye enerji sektöründen kaynaklanan CO <sub>2</sub> emisyonlarının gelişimi..... | 25  |
| Şekil 2.11: Türkiye 2009 yılı CO <sub>2</sub> emisyonlarının sektörel dağılımı (TÜİK, 2011). ..                      | 26  |
| Şekil 2.12: Türkiye'de 1990-2009 yılları Türkiye brüt elektrik üretiminde enerji kaynaklarının payları.....          | 26  |
| Şekil 2.13: 1990-2009 yılları Türkiye termik elektrik üretiminde birincil enerji kaynakları payları.....             | 27  |
| Şekil 3.1: LEAP Modeli analitik yapısı.....                                                                          | 42  |
| Şekil 3.2: LEAP kullanıcı ara yüzü. ....                                                                             | 44  |
| Şekil 3.3: 1990-2006 dönemi Türkiye elektrik talebi ve GSYİH artış oranları.....                                     | 50  |
| Şekil 4.1: Referans Senaryo yakıt bazlı CO <sub>2</sub> emisyonu değişimi.....                                       | 93  |
| Şekil 4.2: Referans Senaryo yakıt tüketimleri değişimi .....                                                         | 93  |
| Şekil 4.3: Azaltım Senaryosu yakıt bazlı CO <sub>2</sub> emisyonu değişimi .....                                     | 101 |
| Şekil 4.4: Azaltım Senaryosu yakıt tüketimi değişimi .....                                                           | 101 |
| Şekil 4.5: MP Senaryosu yakıt bazlı CO <sub>2</sub> emisyonu değişimi.....                                           | 110 |
| Şekil 4.6: MP Senaryosu yakıt tüketimi değişimi .....                                                                | 110 |
| Şekil 4.7: Senaryoların CO <sub>2</sub> emisyonu değişimleri .....                                                   | 112 |
| Şekil 4.8: Senaryoların 2006-2030 yılları kümülatif CO <sub>2</sub> emisyonları .....                                | 113 |
| Şekil 4.9: Senaryolarda yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimdeki payları .....                                  | 115 |
| Şekil 4.10: Senaryolara göre kurulu güç değerleri .....                                                              | 118 |
| Şekil 4.11: Senaryolara göre elektrik üretim değerleri.....                                                          | 119 |
| Şekil 4.12: Senaryolara göre CO <sub>2</sub> emisyon yoğunluğu değişimi .....                                        | 120 |
| Şekil 4.13: Duyarlılık Analizi, yıllara göre CO <sub>2</sub> emisyonu değişimi .....                                 | 123 |
| Şekil 4.14: Duyarlılık Analizi 2006-2030 yılları kümülatif CO <sub>2</sub> emisyonları.....                          | 123 |
| Şekil 4.15: Referans Senaryoya göre yüksek ve düşük talep durumu duyarlılık analizi .....                            | 124 |



## **TÜRKİYE ELEKTRİK SEKTÖRÜNDE CO<sub>2</sub> EMİSYONU AZALTMA POTANSİYELİ ÜZERİNE SENARYO ANALİZLERİ**

### **ÖZET**

Türkiye’de CO<sub>2</sub> emisyonları giderek hızla yükselmektedir. 2009 yılında Kyoto Protokolüne (KP) taraf olan ülkemizde CO<sub>2</sub> emisyonlarını azaltmak için stratejilerin geliştirilmesi son derece önemli hale gelmiştir. Türkiye’de CO<sub>2</sub> emisyonları % 90 mertebesinde enerji sektöründen kaynaklanmakta ve elektrik enerji talebi her yıl %7-8 oranında artmaktadır. Bu durum, özellikle elektrik üretim sektöründe CO<sub>2</sub> emisyonlarının azaltılmasını gerektirmektedir.

Bu tez çalışmasının amacı, iklim değişikliğini önlemek üzere CO<sub>2</sub> emisyonunu azaltacak önlemlerde, ilk sırayı alması gereken elektrik sektöründe artan enerji talebi karşılanırken aynı zamanda da emisyon azaltma potansiyelinin, maliyetleri ile birlikte ortaya konulmasıdır. Elektrik üretim sektöründe CO<sub>2</sub> emisyonu azaltılması, KP’ye taraf olmuş ülkemiz için giderek daha fazla önem kazanmaktadır. Bu çalışma KP açısından 2012 sonrası dönemde Türkiye’nin alacağı konuma bağlı olarak oluşturulacak politikalara ışık tutması bakımından önemlidir.

Çalışma kapsamında öncelikli olarak Türkiye için 2030 yılına kadar yıllık elektrik talep tahmini sektörel olarak hesaplanmış, bu talebi karşılayacak elektrik üretim senaryoları oluşturulmuş ve maliyetleri hesaplanmıştır. Yerli kaynak olan linyit ve taş kömürü için santral spesifik yakıt özellikleri ve oksidasyon oranlarına göre; ithal kömür için yakılan kömürün karbon içeriğine ve IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) oksidasyon oranına göre CO<sub>2</sub> emisyon faktörü hesaplanmıştır. Doğal gaz, fuel oil, motorin ve nafta için IPCC emisyon faktörleri kullanılmıştır. Senaryo oluşumunda enerji-çevre temelli bir simülasyon modeli olan LEAP (Long range Energy Alternatives Planning system) kullanılmıştır. Bu model uygulamasında öncelikli olarak mevcut elektrik üretim kompozisyonuna göre diğer senaryo sonuçlarının karşılaştırılabileceği bir Referans Senaryo oluşturulmuştur. Emisyon azaltımına dayalı “Azaltım ve Mevcut Politika (MP)” Senaryosu adı altında iki alternatif senaryo oluşturularak uzun vadede emisyon azaltmaya yönelik yol haritası belirlenmeye çalışılmıştır. Elektrik üretiminde CO<sub>2</sub> emisyonlarının en çok termik santrallerden kaynaklandığı ortaya konulmuştur. Bu sebeple senaryolar termik santrallere alternatif olarak Türkiye’nin mevcut potansiyeli değerlendirilecek şekilde yenilenebilir enerji kaynaklarına ve nükleer üretime dayanarak oluşturulmuştur. Sadece MP Senaryosunda güneş enerjisi ve nükleer üretim sisteme dahil edilmiştir.

Çalışma dönemi olan 2006-2030 için Referans Senaryoya göre alternatif senaryolardan Azaltım Senaryosunda %17,5 azaltım oranı ile toplam 903 milyon ton, MP Senaryosunda %29,3 azaltım oranı ile toplam 1.512 milyon ton CO<sub>2</sub> azaltımı gerçekleşmiştir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam üretimdeki payları tüm çalışma süresince Referans, Azaltım ve MP Senaryosunda sırasıyla ortalama olarak %24, %36 ve

47'dir. MP Senaryosundaki nükleer üretimin payı yenilenebilirler içinde verilmektedir.

CO<sub>2</sub> emisyon yoğunluğu 2006 baz yılında 488 kg CO<sub>2</sub>/MWh olarak hesaplanmıştır. 2030 yılında Referans Senaryoda %2,6 artış ile 501 CO<sub>2</sub>/MWh değerine çıkmış iken Azaltım Senaryosunda % 18,4 azalma ile 398 kg CO<sub>2</sub>/MWh ve yaklaşık %34 azalma ile MP Senaryosunda 323 kg CO<sub>2</sub>/MWh olarak hesaplanmıştır.

Kümülatif CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma maliyeti ise çalışma dönemi boyunca Azaltım Senaryosunda yaklaşık 17 \$/ton CO<sub>2</sub>, MP Senaryosunda yaklaşık 40 \$/ton CO<sub>2</sub> olarak hesaplanmıştır.

Çalışma sonucunda karar vericilerin Türkiye'nin CO<sub>2</sub> emisyonunu azaltmaya yönelik ulusal strateji geliştirmesinde, uzun vadeli politika oluşturmada yararlı olacak sonuçlar elde edilmiştir.

## **THE SCENARIO ANALYSIS ON CO<sub>2</sub> EMISSION MITIGATION POTENTIAL IN TURKISH ELECTRICITY SECTOR**

### **SUMMARY**

In Turkey, CO<sub>2</sub> emissions are increasing gradually and rapidly. Developing strategies for mitigating the CO<sub>2</sub> emissions gained great importance in 2009 when our country ratified Kyoto Protocol (KP). In Turkey, 90% of CO<sub>2</sub> emissions result from energy supply and electricity demand is increasing 7-8% annually. This obligates the mitigation of CO<sub>2</sub> emissions particularly in the electricity production sector.

The aim of this study is to compensate increasing energy demand in electricity sector which deserves the first rank among the precautions that are for mitigating CO<sub>2</sub> emissions for the purpose of preventing climate change and to present emission mitigating potential with its costs. In the electricity production sector, CO<sub>2</sub> emission mitigation is getting more importance for Turkey as the country ratified the KP. This study is important in terms of KP, because it is thought to shed light on the policies that will be developed in accordance with Turkey's position after 2012.

Within the scope of the study, primarily, sectoral base electricity demand prediction was calculated for Turkey till 2030. Net electricity demand were taken into consideration as six sectors, which are residential, industrial, transport, commercial, agricultural, and services. Calculations were based on the population, Gross Domestic Product (GDP) and the proportion of each demand sector in total consumption with annual growth rates. Electricity production scenarios were built corresponding to the obtained electricity demand. And fuel based annual costs of the electricity production were calculated.

CO<sub>2</sub> emission factors were calculated for domestic energy sources of lignite and hard coal by using plant specific fuel characteristics and oxidation ratios. For import coal, calculations were based on the carbon content of the burned coal with IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) oxidation ratio. Carbon emission factors were calculated from carbon content and low heating value (LHV) of the coal. Oxidation ratio calculations of each lignite and hard coal fuelled thermal power plants were based on the differences between the input carbon of the fuel and unburned carbon in bottom ash. For the remaining energy sources of natural gas, fuel oil, diesel and naphtha, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, 1996) CO<sub>2</sub> emission factors were used. Long-range Energy Alternatives Planning systems (LEAP) as an energy-environment and scenario based simulation model was used for the scenario generation. This model has been established by Stockholm Environment Institute (SEI) and has several applications for regional and country wide environmental emission calculations. Scenarios are based on comprehensive information of bottom up electricity generation technologies with the information of percentage of different kinds of fuel types, production availability of power plants, fuel and energy intensity of plants and emission intensity of each fuel. In this model application, a Reference Scenario, which is named as Business As Usual (BAU), by which existing electricity production composition can be compared according to the

results of other scenarios, was built initially. Later, based on the emission mitigation, two alternative scenarios named as Mitigation and Current Policy (CP) Scenarios were built for the purpose of determining a road map for long range emission mitigation. 2006 is set as the base year and the simulations were applied until the end of year 2030. Comparison of the CO<sub>2</sub> emissions of the scenarios presents the mitigation potential of the electricity sector.

A common annual net electricity demand values for future power generation were assumed same among all the scenarios. On the other hand, annual gross electricity demands of the scenarios, those were obtained by adding the internal consumption of the power plants, distribution and transmission losses of the system to the net electricity demand, were different for each scenario.

That's proved that in the electricity production, CO<sub>2</sub> emissions result from thermal power plants. Thus, scenarios were built as an alternative to the thermal power plants on the basis of the evaluation of the existing potential of renewable energy sources of Turkey and nuclear production. Each scenario represents a different development path; those are possible in Turkey's electricity sector due to various policies. Mitigation Scenario is mainly based on the Turkey's existing renewable energy sources potential except solar, where CP Scenario includes also solar and nuclear electricity production. The decrease of internal electricity consumption of thermal power plants and distribution losses of the system, those caused less gross electricity demand in the alternative scenarios than in the BAU Scenario, and capacity factors of each power plants those were thought to be increased in the alternative scenarios were taken into consideration during scenario establishment.

The BAU Scenario represents the most conservative CO<sub>2</sub> emissions projection according to the current national and sectoral policies. The BAU Scenario reveals that if no controls were imposed in Turkey, CO<sub>2</sub> emissions in the electricity sector would likely be 206.5 million tons more for each year between 2006 and 2030, where the cumulative emissions would be 5.16 billion tons of CO<sub>2</sub>. In the Mitigation Scenario, the CO<sub>2</sub> emissions from the electricity sector are likely to increase by 170.4 million tons every year from 2006 to 2030, where the cumulative emissions would be 4.26 billion tons of CO<sub>2</sub>. Moreover, in the CP Scenario the CO<sub>2</sub> emissions from the electricity sector are likely to increase by 146 million tons every year from 2006 to 2030, where the cumulative emissions would be 3.65 billion tons of CO<sub>2</sub>. With regard to Reference Scenario, between 2006 and 2030, as the time horizon of the study, in the Mitigation Scenario of the alternative scenarios, 36 million tons of CO<sub>2</sub> mitigation per year, corresponding to cumulative 903 million tons of CO<sub>2</sub> mitigation with 17.5% mitigation rate; in CP Scenario, 60 million tons of CO<sub>2</sub> mitigation per year corresponding to cumulative 1,512 million tons of CO<sub>2</sub> mitigation with 29.3% mitigation rate were achieved.

The share of the renewable energy sources in the total production of the Reference, Mitigation and CP Scenarios were approximately 24%, 36%, and 47% respectively all over the study period. In CP Scenario, the share of the nuclear production was given in the renewable's share.

CO<sub>2</sub> emission intensity of the base year 2006 was calculated as 488 kg CO<sub>2</sub>/MWh and in year 2030 in the Reference Scenario it is 501 kg CO<sub>2</sub>/MWh with 2.6% increase ratio, where it is 398 kg CO<sub>2</sub>/MWh in Mitigation Scenario and 323 kg CO<sub>2</sub>/MWh in CP Scenario with 18.4% and 34% mitigation ratios respectively.

By using the annual CO<sub>2</sub> emission mitigation values and from the differences of annual electricity production costs between BAU and alternative scenarios, CO<sub>2</sub> mitigation costs of the alternative scenarios were obtained. The cumulative costs of the CO<sub>2</sub> emissions mitigation for Mitigation and CP Scenarios for the time horizon of the study were calculated as 17 \$/tons CO<sub>2</sub> and 40 \$/tons CO<sub>2</sub>, respectively.

European Union (EU) 2020 targets for KP include 20% of energy supply from renewable energy resources and 20% CO<sub>2</sub> emission reduction from 1990 base year emission values. According to the results of this study in Turkey in 2020 the ratio of the renewable energy sources only in the electricity generation exceeds the 20% as it is 39% and 46% in the Mitigation and CP Scenarios respectively. Besides, the mitigation ratio of CO<sub>2</sub> emissions from the Reference Scenario in 2020 is 21% and 39% in the Mitigation and CP Scenarios respectively those also exceed 20%.

According to the results obtained from this study, the electricity demand and CO<sub>2</sub> emissions in Turkey will continue to increase due to the economic growth. Therefore, defining a CO<sub>2</sub> emission mitigation target from a previous base year is seems not possible. However through structural adjustment which can be the results of the policies there is abatement potential. This is mainly depends on the increasing share of the renewable energy sources in the electricity production. The decreases of both the internal consumption and distribution losses have also mitigation effect on the CO<sub>2</sub> emissions due to the decreased electricity production. As the economic development is indispensable, the CO<sub>2</sub> emission mitigation target for Turkey can be defined according to the Reference Scenario.

CP Scenario that includes solar and nuclear electricity production has %12 more mitigation ratio than the Mitigation Scenario; this indicates the scenarios including new policy and technologies likely to have more mitigation potential.

One of the important results of this study is the country specific CO<sub>2</sub> emission factors of coal which are essential for greenhouse gas (GHG) inventory of Turkey. The results also imply that increased capacity utilization ratios of the power plants cause decrease in the cost of the electricity production, which is an important data for operating conditions of the power plants.

The results obtained from this study will be useful for decision makers to develop national strategy for the purpose of mitigating Turkey's CO<sub>2</sub> emission and form long range policy.



## 1. GİRİŞ

### 1.1 Tezin Anlam ve Önemi

İnsan kaynaklı iklim değişikliği bilimsel olarak kanıtlanmış olup içinde bulunduğumuz yüzyılın en önemli küresel çevre problemlerinden biri olarak kabul edilmektedir (İncecik, 2007). Sanayi devriminden bu yana fosil yakıtların elektrik üretimi, sanayi gibi alanlarda kullanılmasındaki artış, arazi kullanımı değişiklikleri, ormansızlaşma ve sanayi süreçleri gibi insan etkileri sonucunda atmosfere salınan sera gazları hızla artmaktadır. Bu ise doğal sera etkisini kuvvetlendirerek, şehirleşmenin de katkısıyla dünyanın yüzey sıcaklığının artmasına sebep olmaktadır.

Tüm dünyada olduğu gibi Türkiye’de de hem toplamdaki payı hem de yıllık artış hızları itibarıyla sera gazları içinde en önemli yeri elektrik üretiminden kaynaklanan CO<sub>2</sub> emisyonu almaktadır. Bu sebeple bu sektörde uygulanacak emisyon azaltım seçenekleri iklim değişikliğini önleme konusunda öncelikli öneme sahiptir. Ülkemizde CO<sub>2</sub> emisyonları enerji tüketimine paralel artış göstermektedir. Ekonomik gelişme için yaşamsal ve giderek artmakta olan enerji talebinin karşılanması ve bundan kaynaklanan çevresel etkiler arasındaki dengenin sağlanması bir zorunluluk haline gelmiştir. Ülkemizde bugüne değin uygulanmakta olan enerji-çevre politikaları hem uluslararası yasal düzenlemelere, hem de ülkemizin özel durumuna ve önceliklerine ilişkin taleplerine dayanmaktadır.

Türkiye, 16 Şubat 2005 tarihinde yürürlüğe giren Kyoto Protokolü (KP)’ne 26 Ağustos 2009’da resmen taraf olmuştur. Bu tarihten sonra CO<sub>2</sub> emisyonu azaltım hedefi belirleme zorunluluğu olan ülkemiz için uygulanabilir emisyon azaltım hedefi belirlenmesinde en önemli adım, sektörel CO<sub>2</sub> emisyonu azaltım potansiyellerinin belirlenmesidir. Ülkemizde elektrik üretim sektöründe emisyon azaltım potansiyelinin ortaya konulması ve bu potansiyelin maliyetinin belirlenmesi KP’ne göre ülkemizin alacağı yükümlülük nedeniyle son derece önemlidir.

Elektrik üretimindeki CO<sub>2</sub> artışı, elektrik talebi ile birlikte artan üretimle ve elektrik arzının üretim kompozisyonu ile ilgilidir. Henüz gelişmesini tamamlamamış bir ülke

olarak ülkemizde elektrik talebi artmaya devam etmektedir. CO<sub>2</sub> emisyonlarında artışı belirleyen unsur öncelikli olarak elektrik talebidir. Bu sebeple emisyon azaltma seçenekleri belirlenmeden önce elektrik talep projeksiyonunun yapılması önemlidir.

Elektrik üretiminde CO<sub>2</sub> emisyonlarının en çok termik santrallerden kaynaklandığı ortaya konulmuştur. Türkiye’de elektrik üretiminde, en önemli yerli kaynak olan linyit başta olmak üzere, ağırlıklı olarak fosil yakıtlar kullanılmaktadır. Hidrolik, rüzgar ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları ile doğal gaz gibi düşük salım veren enerji kaynaklarına ağırlık verilmesi CO<sub>2</sub> emisyonunun azaltılmasında önemli rol oynayacaktır. Tüm bu veriler ışığında Türkiye’de elektrik üretiminin artan talebi karşılayacak ve buna bağlı oluşacak CO<sub>2</sub> emisyonunu azaltacak şekilde planlanması son derece gerekli bir hale gelmiştir. CO<sub>2</sub> emisyonu azaltacak seçenekler hem fosil hem de yenilenebilir kaynaklarda yeni teknolojilere bağlı olduğu için süregelen üretim kompozisyonuna göre yüksek maliyetli olmaktadır. Ancak KP gereğince CO<sub>2</sub> emisyonlarının da maliyeti söz konusudur. İşte bu nedenle emisyon azaltım seçeneklerinin maliyetleri bu doğrultuda değerlendirilerek optimum seçeneğin ortaya konulması gerekmektedir. KP’ye taraf olmuş bir ülke olarak Türkiye için CO<sub>2</sub> emisyonu azaltım seçenekleri değerlendirilerek azaltım hedefi belirlenmeli ve bu doğrultuda eylem planları oluşturulmalıdır. Seçeneklerin teknik ve ekonomik olarak uygulanabilirliğinin politika oluşturma aşamasında doğrulanması gerekmektedir. İşte bu nedenle de model simülasyonları önem kazanmaktadır.

Bu tez çalışması iklim değişikliğini önlemeye yönelik Türkiye’nin uluslararası anlaşmalar ve uygulamalara uygun olarak alması gereken önlemlerin, özellikle elektrik üretim politikasının belirlenmesine katkı sağlayacak çıktılar sunmaktadır. Ülke spesifik emisyon faktörleri hesaplanarak bu konudaki ilk çalışmalardan biri olma özelliği taşımaktadır.

## **1.2 Tez Çalışmasının Amacı ve Kapsamı**

Bu tez çalışmasının amacı, CO<sub>2</sub> emisyonunu azaltacak önlemlerde ilk sırayı alması gereken elektrik üretim sektöründe ülkemizde artan elektrik talebi karşılanırken aynı zamanda da emisyon azaltma potansiyelinin maliyetleri ile birlikte ortaya konulmasıdır. Bu amaçla öncelikle 2019 yılına kadar yapılmış olan mevcut elektrik projeksiyonundan farklı olarak talepler sektörel olarak ve her bir sektörün kendi artış hızı ile toplamdaki payı göz önüne alınarak 2030 yılına kadar projeksiyon

yapılmıştır. Hesaplanan talebi karşılayacak elektrik üretim senaryoları oluşturulmuş, senaryoların CO<sub>2</sub> emisyonları ve maliyetleri hesaplanmış, elde edilen sonuçlarla azaltım potansiyeli maliyetleri ile birlikte değerlendirilmiştir. Senaryo simülasyonları Türkiye için daha önce kullanılmamış olan entegre enerji-çevre modeli LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning system) ile yapılmıştır. Bu model uygulamasında ülkemiz elektrik üretim sektöründe mevcut kompozisyon ve teknolojilere dayalı Referans Senaryo öncelikle oluşturulmuş ve buna bağlı olarak CO<sub>2</sub> emisyonları hesaplanmıştır. Emisyon azaltımına dayalı oluşturulan farklı iki alternatif senaryo sonuçları ile Referans Senaryo sonuçları karşılaştırılıp CO<sub>2</sub> emisyonu azaltım potansiyeli belirlenmiştir. Daha sonra senaryoların yakıt bazlı ve toplam elektrik üretim maliyetleri hesaplanarak CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma maliyet analizleri yapılmıştır. Böylece ülkemizde fosil yakıtların kullanımının devamı ile birlikte yenilenebilir ve daha az CO<sub>2</sub> emisyonu veren kaynakların kullanımı ile gelecekte artan talep doğrultusunda sürdürülebilir enerji üretimi için emisyon azaltma seçenekleri belirlenmiş ve uzun vadede yol haritası için çıktılar sunulmuştur.

Daha önceki çalışmalarda IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) tarafından verilen emisyon faktörleri kullanılmıştır. Oysa ki emisyon hesaplamalarında Türkiye için yakıt bazlı CO<sub>2</sub> emisyon faktörleri önem taşımaktadır. Bu sebeple bu çalışmada linyit başta olmak üzere taş kömürü ve ithal kömür için ülke spesifik CO<sub>2</sub> emisyon faktörleri hesaplanmıştır.

Bu çalışmadaki LEAP modeline giriş büyüklükleri aşağıdaki ana başlıklar altında toplanmıştır:

- Talep hesabına esas olan nüfus ve GSYİH projeksiyonları, (net talep hesabı altı sektöre ayrılarak yapılmıştır.)
- Elektrik üretimine esas olan kurulu güç, kapasite kullanım oranı ve termik verim değerleri,
- Brüt talebin hesaplanmasında santral iç tüketimleri, iletim ve dağıtım kayıpları,
- Brüt talebi karşılayacak elektrik üretim kompozisyonu, önce referans senaryo sonra iki alternatif senaryo için,
- CO<sub>2</sub> emisyonu için yakıt bazlı karbon emisyon faktörleri ve oksidasyon oranları.

Bu suretle toplam CO<sub>2</sub> emisyonları her bir yakıt tipine ait emisyon faktörüne göre belirlenmiştir. Buna ek olarak yakıt bazlı CO<sub>2</sub> emisyon yoğunlukları hesaplanmıştır.

Tez çalışması beş bölümden oluşmaktadır. Birinci bölümde tez çalışmasına neden ihtiyaç duyulduğu, tezin anlamı, önemi ve kapsamı anlatılmıştır.

İkinci bölümde konu ile ilgili yapılan literatür çalışmasına yer verilmiş, iklim değişikliği ve sera gazları hakkında yapılan çalışmalar ve sonuçları, iklim değişikliğinin Türkiye üzerindeki olası etkileri, uluslararası çalışmalar ve Türkiye'nin konumu, dünyada ve Türkiye'de elektrik sektörünün durumu, elektrik sektöründen kaynaklanan CO<sub>2</sub> emisyonları, konu ile ilgili modeller ve uygulamaları hakkında genel bilgiler verilmiştir.

Üçüncü bölümde çalışmada kullanılan metodoloji, LEAP modeline girilen veriler ve mevcut verilerin model girdisi olarak elde edilmesi ile ilgili bilgiler verilmiştir. Sektörel elektrik talebi, yakıt tiplerine göre karbon emisyon faktörleri ve oksidasyon oranları, CO<sub>2</sub> emisyon yoğunlukları, elektrik üretimi ve CO<sub>2</sub> emisyonu hesaplama esasları ile elde edilen sonuçlar verilmiştir.

Dördüncü bölümde önceki bölümde elde edilen verilere göre oluşturulmuş senaryolar yapılan kabullerle birlikte anlatılmış, sonuçları karşılaştırılmış ve LEAP modelinin duyarlılık analizi yapılmıştır. Senaryoların kaynaklara göre yıllık elektrik üretim maliyetleri ile çalışma süresi boyunca yakıt bazlı ortalama üretim maliyetleri hesaplanmıştır. Senaryolara göre elde edilen elektrik üretim maliyetleri ve CO<sub>2</sub> emisyonlarına göre birim CO<sub>2</sub> emisyonu azaltım maliyetleri elde edilmiştir.

Beşinci bölümde ise çalışma boyunca elde edilen tüm sonuçlar kendi içinde ve literatürdeki benzer çalışmalarla birlikte değerlendirilmiş, bu tez kapsamında yapılmayan çalışmaların nedenleri belirtilmiş ve sonraki çalışmalar için öneriler getirilmiştir.

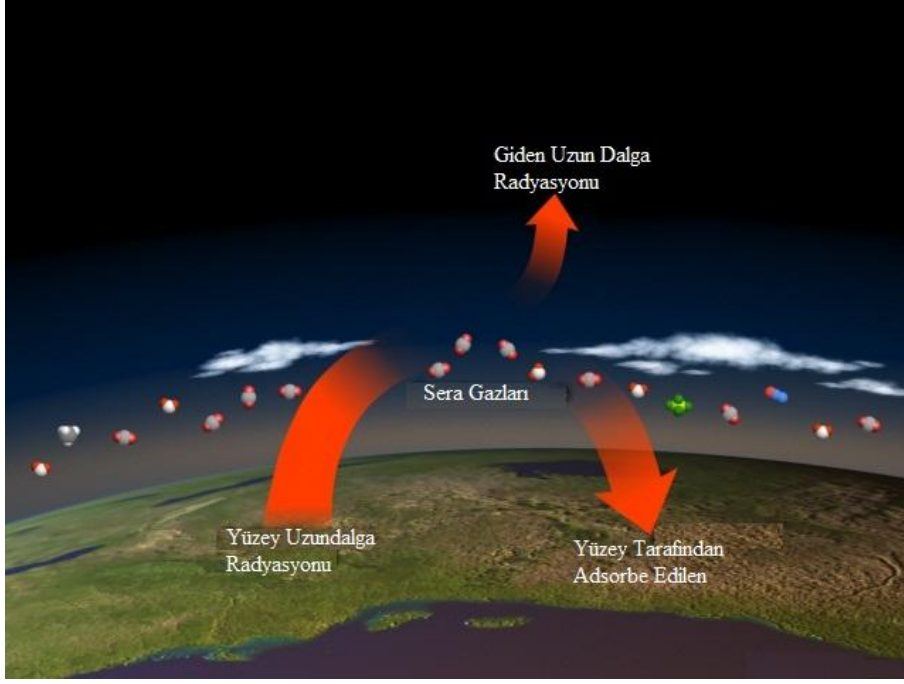
## 2. KÜRESEL İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ VE ELEKTRİK ÜRETİMİ

### 2.1 Giriş

1990 yılından bu yana yayımlanan Hükümetlerarası İklim Değişim Paneli (IPCC) raporlarında küresel sıcaklığın geçen yüzyıl sonunda ortalama 0,74°C arttığı belirlenmiştir. IPCC'nin dördüncü değerlendirme raporuna göre küresel ısınmanın şüphe götürmez bir gerçek ve iklim değişikliğinin insan kaynaklı olduğu kesinleşmiştir (IPCC, 2007). Bu raporda sera gazlarının azaltılması konusunda radikal önlemler alınmadığı takdirde 2100 yılına kadar tahmin edilen sıcaklık artışları, 1,1°C ila 6,4°C arasında verilmekte, bunun sonucunda da dramatik değişimlerin ortaya çıkacağı öngörülmektedir. Güneş radyasyonu olarak bilinen güneş enerjisinin çoğu yer kürede bulutlar ve atmosferik gazların bulunduğu tabaka tarafından absorbe edilmekte, bir kısmı da tekrar atmosfer ve uzaya geri yansıtılmaktadır (Şekil 2.1). Doğal sera etkisi olarak bilinen bu durum olmasaydı arzın ortalama sıcaklığının 14°C yerine -20°C olacağı ve gezegenimizin yaşanamaz durumda olacağı bilinen bir gerçektir. Belirli gazların atmosfere salınması sera etkisini artırmakta ve atmosfer sıcaklığının yükselmesine neden olmaktadır. Bu durum “küresel ısınma” olarak tanımlanmaktadır. Küresel ısınmaya yol açan sera gazları, esas olarak

- karbondioksit (CO<sub>2</sub>),
- metan (CH<sub>4</sub>),
- nitroz oksit (diazotmonoksit, N<sub>2</sub>O),
- kloroflorokarbonlar (HFCs),
- perflorokarbonlar (PFCs) ve
- kükürt hekzaflorür (SF<sub>6</sub>)

den oluşmaktadır.



**Şekil 2.1:** Artan sera gazlarının atmosferde daha fazla ısıyı tutması.

Sera gazlarının her birinin farklı radyatif özellikleri ve atmosferde kalış süreleri olması nedeniyle, küresel iklim değişikliğine yaptıkları radyasyon etkisi birbirlerinden farklıdır. İklim'e etki kapasitesi, Küresel Isınma Potansiyeli (GWP) olarak ifade edilmektedir. GWP, sera gazının kızılötesi radyasyonu absorbe etme kapasitesinin ve atmosferde kalış süresinin  $\text{CO}_2$ 'e göre ifade edilmesi olarak tanımlanabilir. Örneğin, 100 yıl zaman dilimi için  $\text{CO}_2$  için GWP:1 ve  $\text{CH}_4$  için GWP: 21 ifadesi, 1 kg  $\text{CH}_4$ 'nın 100 yıl zaman periyodu içinde, 1 kg  $\text{CO}_2$ 'den 21 kat daha fazla radyatif zorlama etkisi olduğu anlamına gelmektedir.  $\text{CO}_2$  dışında diğer tüm sera gazlarının, kilogram başına global iklime etkisi daha fazladır.

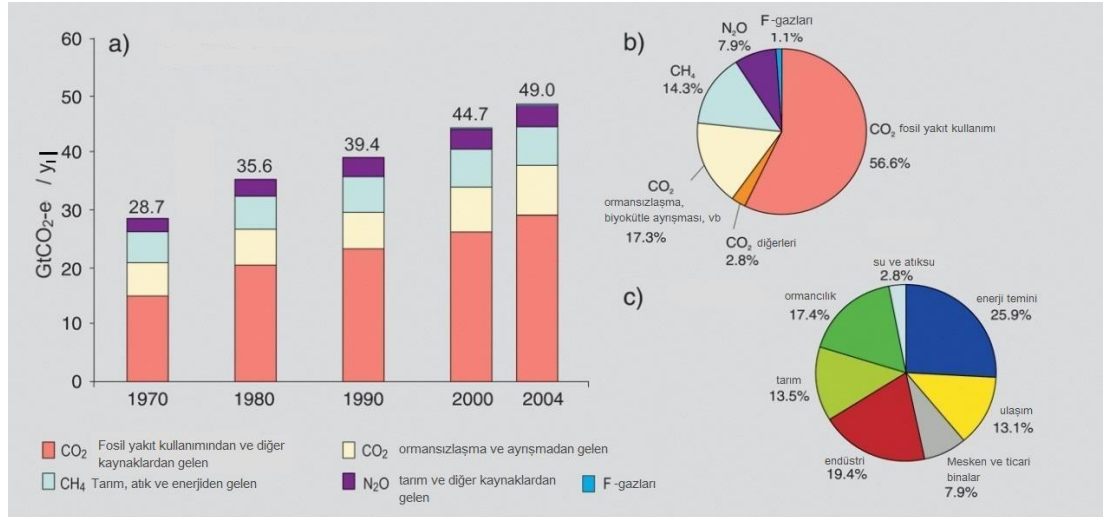
$\text{CO}_2$  gazı, salımlarda en büyük pay ile dikkat çekerken Çizelge 2.1'de de görüldüğü gibi  $\text{CO}_2$ 'in küresel ısınma potansiyeli, diğer sera gazlarına göre daha düşük olmasına rağmen, atmosferde diğer gazlara oranla en yüksek konsantrasyonu, uzun ömrü, ısı tutma kapasitesinin en yüksek olması ve buna bağlı olarak atmosferdeki sera etkisinin %60'ına denk gelmesi nedeniyle iklim değişikliği ile mücadele çalışmalarında azaltma opsiyonlarında  $\text{CO}_2$  emisyonlarının azaltılması üzerinde durulmaktadır (Ayan, 2008).

Şekil 2.2'de verilen 1970-2004 arasında dünyadaki sera gazı emisyonlarına bakıldığında, küresel ısınmada en önemli paya sahip olarak belirlenen  $\text{CO}_2$ 'in ana kaynağının kömür, petrol, doğal gaz gibi fosil yakıt kaynaklı enerji üretimi olduğu

görülmektedir. 2004 yılında CO<sub>2</sub> emisyonlarının % 56,6'sı fosil yakıtlardan kaynaklanmıştır. 2004 yılı için dünyada sera gazı emisyonlarında en büyük pay %26 ile enerji üretiminden, %19 ile sanayi faaliyetlerinden, %17 ile arazi kullanımı değişikliklerinden, %14 ile tarım ve %13 ile ulaşımdan kaynaklanmaktadır (IPCC 2007).

**Çizelge 2.1:** Sera gazlarının özellikleri (Ayan, 2008).

| Özellikler                                               | CO <sub>2</sub> | CH <sub>4</sub> | N <sub>2</sub> O | CFCs, PFCs ve SF <sub>6</sub> |
|----------------------------------------------------------|-----------------|-----------------|------------------|-------------------------------|
| Atmosferik ömrü (yıl)                                    | 5-200           | 10-12           | 150-200          | 75-110                        |
| Kızılötesi radyasyonu tutma W/m <sup>2</sup> 1985 (2050) | 50 (30)         | 1,7 (2,5)       | 1,3 (1,5)        | 0,06 (0,3)-0,12 (0,6)         |
| Hesaplanmış sıcaklık artışı, °C                          | 0,71            | 0,20            | 0,10             | 0,12-0,24                     |
| Küresel Isınma Potansiyeli (GWP)                         | 1               | 21              | 310              | 140-23.900                    |
| Sera Gazı emisyonlarına % katkısı                        | 60              | 18              | 6                | 14                            |
| Hacime bağlı atmosferik konsantrasyon                    | 379 ± 0.65 ppm  | 1774 ± 1.8 ppb  | 319 ± 0.12 ppb   | 0,28-0,48 ppb                 |



**Şekil 2.2:** a) 1970-2004 arası küresel yıllık insan kaynaklı sera gazı emisyonları. b) 2004 yılı insan kaynaklı farklı sera gazı emisyonlarının dağılımı (CO<sub>2</sub>eş). c) 2004 yılı insan kaynaklı toplam sera gazı emisyonlarının sektörel dağılımı (IPCC, 2007).

## 2.2 İklim Değişikliğinin Türkiye Üzerindeki Olası Etkileri

BM İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi 21 Mart 1994 tarihinden bu yana yürürlükte bulunan bir sözleşmedir. Türkiye de bu sözleşmeye 2004 yılında katılmış ve 2007 yılında ise yükümlü olduğu birinci ulusal bildirimini yayımlamıştır (ÇOB, 2007). Bu ulusal bildirim raporunda küresel ısınmaya bağlı iklim değişikliğinin etkilerinin yalnız küresel olmadığı gibi, bunlarla da sınırlı olmadığı, geçmişteki iklim değişikliklerinde olduğu gibi, bölgesel ve zamansal farklılıkların oluşabileceği belirtilmektedir. Örneğin, gelecekte dünyanın bazı bölgelerinde kasırgalar, kuvvetli yağışlar ile onlara bağlı seller ve taşkınlar gibi meteorolojik afetlerin şiddetlerinde ve sıklıklarında artışlar olurken, bazı bölgelerinde uzun süreli ve şiddetli kuraklıklar ve bunlarla ilişkili yaygın çölleşme olayları daha fazla etkili olabilecektir. Bunun yanı sıra yapılan çeşitli değerlendirmelere göre; Türkiye Doğu Akdeniz Havzasında, subtropikal kuşakta Akdeniz iklimi olarak adlandırılan büyük bir iklim bölgesinde yer alması, iklim özelliklerinin geniş bir alanda görülmesi, üç tarafının denizlerle çevrili olması sebebi ile iklim değişikliğinin olumsuz etkileri yönünden yüksek risk grubu ülkeler arasında kabul edilmektedir. Söz konusu iklim kuşağının özellikleri olan şiddetli yaz kuraklıkları, ani ve yoğun yağışlar, seller, sert rüzgârlar bu iklimin hüküm sürdüğü bölgeleri daha hassas hale getirmektedir. IPCC ve Türkiye açısından iklim değişikliği sonuçları için en temel nokta, 2030 yılında Türkiye'nin Kuzeydoğusu dışında kalan kısmının kuru ve sıcak bir iklim etkisi altına girmesidir. Türkiye'de kış maksimum sıcaklıkları son on yılda 1,0°C kadar artış göstermiştir. Ege ve Akdeniz Bölgesi'nde ise yazın hem gece hem de gündüz sıcaklıklarında artış bulunmaktadır. Buna bağlı olarak buharlaşma artacak, yağışların mevsimsel dağılımları, şiddeti değişecek ve kar örtüsü azalacaktır. Tüm bu sonuçlar Türkiye'de su stresinin artacağını göstermektedir (İncecik, 2007).

Türkeş (1994)'de belirtildiği gibi Türkiye, küresel ısınmanın özellikle su kaynaklarının zayıflaması, orman yangınları, kuraklık ve çölleşme ile bunlara bağlı ekolojik bozulmalar gibi öngörülen olumsuz yönlerinden etkilenecektir. Atmosferdeki sera gazı birikimlerinin artışına bağlı olarak önümüzdeki on yıllarda gerçekleşebilecek bir iklim değişikliğinin, Türkiye'de neden olabileceği çevresel ve sosyoekonomik etkilere aşağıda değinilmektedir:

- Sıcak ve kurak devrenin uzunluğundaki ve şiddetindeki artışa bağlı olarak, orman yangınlarının sıklığı, etki alanı ve süresi artabilir,
- Tarımsal üretim potansiyeli değişebilir (bu değişiklik bölgesel ve mevsimlik farklılıklarla birlikte, türlere göre bir artış ya da azalış biçiminde olabilir),

- İklim kuşakları, yerküre'nin jeolojik geçmişinde olduğu gibi, ekvator dan kutuplara doğru yüzlerce kilometre kayabilecek ve bunun sonucunda da Türkiye, bugün Orta Doğu'da ve Kuzey Afrika'da egemen olan daha sıcak ve kurak bir iklim kuşağının etkisinde kalabilecektir. İklim kuşaklarındaki bu kaymaya uyum gösteremeyen fauna ve flora türlerinde azalma olabilecektir,
- Doğal karasal ekosistemler ve zirai üretim, zararlılardaki ve hastalıklardaki artışlardan zarar görebileceklerdir,
- Hassas dağ ve vadi-kanyon ekosistemleri üzerindeki insan baskısı artacaktır,
- Türkiye'nin kurak ve yarı kurak alanlarındaki, su kaynakları sorunlarına yenileri eklenecek; tarımsal ve içme amaçlı su ihtiyacı daha da artabilecektir,
- İklimin kendi doğal değişkenliği açısından, Türkiye'de su kaynakları üzerindeki en büyük baskıyı, Akdeniz ikliminin olağan bir özelliği olan yaz kuraklığı ile diğer mevsimlerde hava anomalilerinin yağışlarda sebep olduğu yüksek rastgele değişkenlik ve kurak devreler oluşturmaktadır. Bu yüzden, kuraklık riskindeki bir olumsuz değişiklik, iklim değişikliğinin tarım üzerindeki etkisini şiddetlendirebilir,
- Kurak ve yarı kurak alanların genişlemesine ek olarak, yaz kuraklığının süresinde ve şiddetindeki artışlar, çölleşme süreçlerini, tuzlanma ve erozyonu destekleyecektir,
- İstatistik dağılımının yüksek değerler yönündeki ve özellikle sayılı sıcak günlerin (örneğin tropikal günlerin) sıklığındaki artışlar, insan sağlığını ve biyolojik üretkenliği etkileyebilir,
- Kentsel ısı adası etkisinin de katkısıyla, özellikle büyük şehirlerde, sıcak devredeki gece sıcaklıkları belirgin bir biçimde artacak; bu da, havalandırma ve soğutma maksatlı enerji tüketiminin artmasına sebep olabilecektir,
- Su varlığındaki değişiklikten ve ısı stresinden kaynaklanan enfeksiyonlar, özellikle büyük şehirlerde sağlık sorunlarını artırabilir,
- Rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları üzerindeki etkiler bölgelere göre farklılık gösterecek olmakla birlikte, rüzgâr esme sayısı ve kuvveti ile güneşlenme süresi ve şiddeti değişebilir,
- Deniz akıntılarında, deniz ekosistemlerinde ve balıkçılık alanlarında, sonuçları açısından aynı zamanda önemli sosyoekonomik sorunlar doğurabilecek bazı değişiklikler olabilir,
- Deniz seviyesi yükselmesine bağlı olarak, Türkiye'nin yoğun yerleşme, turizm ve tarım alanları durumundaki, alçak taşkın-delta ve kıyı ovaları ile haliç tipi kıyıları sular altında kalabilir,
- Ormanların ve denizlerin CO<sub>2</sub> tutma ve salma kapasitelerindeki değişiklikler, doğal hazne ve yutakların zayıflamasına neden olabilir,
- Mevsimlik kar ve kalıcı kar-buz örtüsünün kapladığı alan ve karla örtülü devrenin uzunluğu azalabilir; ani kar erimeleri ve kar çığları artabilir,

- Kar erimesinden kaynaklanan akışın zamanlamasında ve hacmindeki değişiklik, su kaynaklarını, tarım, ulaştırma ve rekreasyon sektörlerini etkileyebilir.

1970’li yıllardan başlayarak Akdeniz Havzası’nda etkili olan normalden daha kurak koşullara bağlı olarak, Ege ve Akdeniz bölgelerinde kitlesel boyutlarda olmasa da gözle görülür ağaç kurumaları gözlenmektedir. Ayrıca ağaçların zayıf düşmesi, ormanların fırtına, kar, çığ ve benzeri meteorolojik afet etkilerine karşı direncini de düşürmekte, bunun sonucunda ağaçlarda devrik ve kırık miktarı artmakta; bu da ormanın yapısını diğer zararlılara karşı dayanıksız hale getirmektedir. Bu olumsuz etkiler ormanlarımızın biyolojik çeşitliliğini, gen rezervlerini, karbon tutma kapasitelerini olumsuz yönde etkilemektedir (DPT, 2000 s.8’’de atıf yapıldığı gibi).

### **2.3 Uluslararası Çabalar ve Kyoto Protokolü**

Çevre sorunlarının sınır aşan niteliği nedeniyle, çözümlerinin de uluslararası işbirliği içerisinde ele alınması gerekliliğini ortaya koyması açısından önemli bir dönüm noktası olan Uluslararası İnsan Çevresi Konferansı, 1972 yılında Stockholm’de gerçekleştirilmiştir. Aynı yıl Birleşmiş Milletler Çevre Programı (UNEP) kurulmuş ve çevre alanında pek çok işbirliğinin başlatılması için önemli bir kurumsal zemin oluşturmuştur. UNEP’in oluşumu, ozon tabakasının inceltilmesine yönelik Viyana Sözleşmesi ve Montreal Protokolü gibi uluslararası alanda pek çok önemli ve somut işbirliklerinin oluşumunun önünü açmıştır. İklim değişikliği; hava, toprak ve su kirliliğinden çok farklı bir yapıda gerçekleşmektedir. Ozon tabakasının incelmesinde olduğu gibi bu sorunun oluşmasında tüm insanlığın katkısı olmuştur ve en önemlisi bu probleminden tüm insanlık etkilenecektir. Bu yönüyle, iklim değişikliği diğer çevre sorunlarından çok farklı bir özelliğe sahiptir ve hiçbir şekilde tek başına bir ülke tarafından çözülemeyecek niteliktedir.

Küresel düzeyde iklim değişikliğinin bilimsel bir gerçek olduğunun 1980’li yıllarda kanıtlanması üzerine, bu değişikliğin temelinde tabii olgulardan çok insan eliyle yaratılan sera gazları paylarının bulunduğu inancının gelişmeye başlamasıyla, küresel ısınma riskine çare aramak amacıyla Dünya Meteoroloji Örgütü (WMO) ve UNEP’in çabalarıyla 1988 yılında IPCC kurulmuştur. IPCC iklim değişikliğinin nedenlerini, iklim değişikliğinin çevresel, sosyo-ekonomik sonuçlarını, uyum-adaptasyon ve azaltım/savaş seçeneklerini araştırarak değerlendirme raporları halinde yayımlamakta, iklim değişikliği konusunda karar vericilerin ihtiyaç duyduğu objektif bilgi kaynağını teşkil etmektedir (Url-1, 2009). Sera gazlarının atmosferik

birikimlerini, insanın iklim sistemi üzerindeki olumsuz etkilerini en aza indirecek düzeyde durdurmaya sağlayabilecek en önemli ve tek hükümetlerarası çaba Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (BMİDÇS) ve onun Kyoto Protokolüdür. IPCC raporunun yayımlanmasından sonra, atmosferde tehlikeli boyutlara varan insan kaynaklı sera gazı emisyonlarını azaltmak, iklim sistemi üzerindeki olumsuz etkisini bertaraf etmek ve başta CO<sub>2</sub> olmak üzere seragazı emisyonlarını 1990 yılı seviyesinde tutmak ve sürdürülebilir kalkınma amacıyla hazırlanan BMİDÇS, 1992 yılında Rio'da yapılan Çevre ve Kalkınma Konferansında kabul edilmiş ve 21 Mart 1994 tarihinde yürürlüğe girmiştir. Sözleşmenin temel ilkeleri;

- İklim sisteminin eşitlik temelinde, ortak fakat farklı sorumluluk ilkesine uygun olarak korunması,
- İklim değişikliğinden etkilenecek olan gelişme yolundaki ülkelerin ihtiyaç ve özel şartlarının dikkate alınması,
- İklim değişikliğinin önlenmesi için alınacak tedbirlerin etkin ve en az maliyetle yapılması,
- Sürdürülebilir kalkınmanın desteklenmesi ve alınacak politika ve tedbirlerin ulusal kalkınma programlarına entegre edilmesidir.

İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi kapsamında ülkeler; Ek-1, Ek-2 ve Ek-1-Dışı olarak sınıflandırılmış ve sorumlulukları belirlenmiştir. Ek-1 ülkeleri, OECD ve ekonomileri geçiş sürecinde olan Orta ve Doğu Avrupa ülkelerini; Ek-2 ülkeleri, sadece OECD ülkelerini kapsamaktadır. Diğer ülkeler ise Ek-1-Dışı olarak tanımlanmıştır. İnsan kaynaklı sera gazı salımlarını 2000 yılına kadar 1990 düzeyine çekme yükümlülüğü Ek-1 taraflarına; gelişme yolundaki ülkelere mali kaynak ve teknoloji aktarılması, onların özel gereksinimlerinin karşılanması gibi konularındaki ana yükümlülükler ise Ek-2 taraflarına bırakılmıştır (BMİDÇS, 1992).

Küresel sera gazı salımlarını 2000 yılı sonrasında azaltmaya yönelik yasal yükümlülükleri ise Aralık 1997'de kabul edilen ve 16 Şubat 2005 tarihinde yürürlüğe giren KP düzenlemektedir. KP, altı sera gazının ölçüm ve kontrolüne dikkat çekmektedir. Bunlar CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, ve üç kloroflorokarbon (CFCs)-hidroflorokarbon (HFCs), perflorokarbon (PFCs) ve sülfürhekzaflorit (SF<sub>6</sub>) tir. Bir sera gazı olan aynı zamanda da ozon tabakasını incelten kloroflorokarbonların Montreal Protokolü kapsamında denetleneceği öngörülmüştür. Sera gazı salımları ile

ilgili hesaplamalar çoğunlukla Sözleşme'nin hazırlanmaya başlama tarihi olan 1990 yılı referans alınarak gerçekleştirilmektedir. KP, Ek-1 taraflarını CO<sub>2</sub> eşdeğeri sera gazlarını 2008-2012 döneminde, 1990 düzeylerinin toplamı olarak en az %5 altına indirmekle yükümlü tutmuş ve bu ülkeleri Ek-B olarak sınıflandırmıştır. Protokol'de her Ek-1 tarafının farklı salım azaltma yükümlülüğü bulunmaktadır. Bazı taraflar bu ilk yükümlülük döneminde sera gazı salımlarını artırma ayrıcalığı alırken (örneğin Avustralya %8, İzlanda %10 ve Norveç %1 düzeyinde artırabileceklerdir) Avrupa Birliği'nin birlik olarak %8'lik ve ABD'nin %7'lik salım azaltma yükümlülüğü bulunmaktadır. Buna karşın Yeni Zelanda, Rusya Federasyonu ve Ukrayna'nın sera gazı salımlarında 1990 düzeylerine göre bir değişiklik olmayacaktır (DPT, 2007).

BMİDÇS Sekretaryası ve IPCC tarafından sera gazlarının her bir sektör, alt sektör ve her bir gaz için ayrı ayrı hesaplanmasına yardımcı olacak rehberler hazırlanmıştır. Ek-1 ülkeleri 1996 yılından itibaren her yıl sera gazı envanterlerini bu rehberlere göre düzenleyip Sekretarya'ya bildirmektedirler.

### **2.3.1 Kyoto Protokolü ve Türkiye**

Türkiye Sözleşme yürürlüğe girdiğinde sanayileşmekte olan bir ülke olmasına rağmen OECD'ye üye olması nedeniyle; gelişmekte olan ülkelerin sözleşme şartlarını sağlayabilmesi için mali ve teknolojik yardım sağlayacak ülkelerin yer aldığı Ek-2 listesinde, aynı zamanda da sera gazlarını azaltmak maksadıyla sorumluluk üstlenecek ülkelerin yer aldığı Ek-1 listesinde yer almıştır. Ancak Ek-2'deki haksız konumu 2001 yılında Marakeş'de gerçekleştirilen 7.Taraflar Konferansında (COP-7) değişmiştir. COP-7'de "Sözleşmenin Ek-1 listesinde yer alan diğer taraflardan farklı bir konumda olan Türkiye'nin özel koşulları tanınarak, isminin EK-1'de kalarak EK-2'den silinmesi" yönünde alınan karardan sonra 24 Mayıs 2004 tarihinde BMİDÇS'ne 189. ülke olarak taraf olmuştur. Kyoto Protokolü'nün imzaya açıldığında 1997 yılında ülkemiz, Sözleşmeye taraf olmadığı için Protokolün EK-B listesinde yer almamış ve dolayısıyla sayısal bir sera gazı azaltım veya sınırlama yükümlülüğü almamıştır. Türkiye'nin BMİDÇS'ne taraf olması ile birlikte aldığı yükümlülükler:

1. Sera gazı salımlarını kontrol altına almak, sera gazı yutaklarını ve haznelerini korumak ve artırmak, bu amaçlara yönelik ulusal politikalar kabul etmek ve uygun önlemler almak,

2. Düzenli olarak ulusal komunikasyon ve sera gazı raporlarını BMİDÇS Sekreteryasına göndermek,
3. İklim değışikliğı ile mücadelede, adaptasyon, sistematik araştırma, eğitim ve halkın uyarılmasında ölçüler ve politikaların yürürlüğe konulmasını sağlamaktır.

Sözleşmeye taraf olduktan sonra, Türkiye İklim Değişikliği I. Ulusal Bildirimi 2007 yılında BMİDÇS Sekreteryasına sunulmuştur. 1. Ulusal Bildirimde 1990–2004 yılları arası sera gazı emisyon envanteri, emisyon kaynakları ve bunlara bağlı olarak azaltım potansiyelleri, politika ve tedbirler, enerji politikalarına göre sera gazı emisyon projeksiyonları, iklim değişikliğinin ülkemize etkileri, yutak alan kapasitesi, eğitim ve kamuoyunu bilinçlendirme gibi konulara yer verilerek Türkiye'nin yol haritası ortaya konulmaya çalışılmıştır. (ÇOB, 2007). Türkiye Büyük Millet Meclisi'nin Kyoto Protokolü'ne Türkiye'nin taraf olmasını 5 Şubat 2009'da kabul etmesinin ardından, Türkiye 26 Ağustos 2009 tarihinde Protokole resmen taraf olmuştur. Türkiye 2. Ulusal Bildirim hazırlıkları ise halihazırda devam etmektedir.

### **2.3.2 Kyoto Protokolü 2012 sonrası muhtemel gelişmeler**

Kyoto Protokolü'nün ilk yükümlülük döneminin bittiği 2012 yılı sonrası için iklim değişikliği rejimi müzakerelerine ilişkin yürütülecek çalışmalar açısından son derece kritik bir sürece girilmiştir. 2012 sonrası iklim değişikliği yönetimi için Aralık 2009'da Kopenhag'da yapılan IPCC 15. Taraflar Toplantısı (COP 15) ile atılacak adımlar görüşülmüştür. Bağlayıcılığı bulunmayan "Kopenhag Mutabakatı" daha ziyade bir uzlaşma metni olarak sonuçlanmıştır. Aralık 2010'da Meksika- Cancun'da gerçekleşen COP 16 toplantısında ise 2012 sonrası 2. yükümlülük döneminin 2008-2012 yıllarını kapsayan 1. yükümlülük dönemi ile süreklilik sağlayacağı kararı alınırken 2012 sonrası dönemde iklim rejiminin şekillenmesi ile ilgili net bir karar çıkmamıştır. Kopenhag Mutabakatı'nda 2050 yılına kadar olacak küresel sıcaklık artışının IPCC 4. inceleme raporunda (IPCC, 2007) ve birçok uluslararası sivil çevre örgütünün çalışmalarında kritik değer olarak açıklanmış olan ve aşılması halinde çok büyük çevresel maliyetler oluşturacağı öngörülen 2°C ile sınırlandırılması gerektiğinin altı çizilirken, 2011'de Durban'da yapılan COP 17 toplantısında bütün ülkelerin emisyon indirimleri konusunda sorumluluk almaları karara bağlanmıştır.

Türkiye; KP'ye taraf olmakla uluslararası platformda Sözleşme ve Protokol altında oluşturulan bütün çalışmalara katılabilecek, 2012 sonrasında oluşacak yeni iklim değişikliği yönetiminde söz sahibi olacaktır. İklim değişikliğinin bilimsel ve teknolojik gelişmelerine ilişkin çalışmalarını yürütmekte olan KP'ye taraf olmanın ülkemize getireceği maliyet, alınacak yükümlülüklerle bağlıdır. Bu sebeple ülkemiz için KP konusunda yapılacak ön çalışmalar büyük önem taşımaktadır. Halihazırda sektörel sera gazı azaltım potansiyelleri ve bunların maliyetlerinin hesaplanması, muhtemel azaltım veya sınırlandırma senaryolarının oluşturulması ve ulaşılabilir hedeflerin belirlenmesine yönelik çalışmalar yürütülmektedir. Ayrıca; KP'ye taraf olmak çevre yönetimine yepyeni bir açılım getirerek, sürdürülebilir kalkınmanın daha etkin uygulanmasının önünü açabilecek özellikle yenilenebilir enerji, enerji verimliliği, çevre dostu yeni teknolojilerin yaygınlaştırılması, atık yönetimi, arazi kullanımı, orman yönetimi gibi konularda geliştirilecek politikalarla hem çevreye hem de ülke ekonomisine katkı sağlanabilecektir. Aynı zamanda bu politikalarla halkın konuya duyarlılığı artacak kamuoyunun bilinçlendirilmesi sağlanabilecektir.

## **2.4 Dünyada Enerji ve Elektrik Üretim Sektöründe Durum**

Enerji, yaşam kalitesini yükselten, ekonomik ve sosyal gelişmeyi sağlayan en önemli faktördür. Orta ve uzun vadede, dünyadaki nüfus artışı, sanayileşme ve kentleşme, doğal kaynaklara ve enerjiye olan talebi şüphesiz arttırmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) ve ABD Enerji Bilgi İdaresi (EIA) tarafından yapılan projeksiyon çalışmalarında mevcut enerji politikalarının devamı halinde, 2035 yılında dünya enerji talebinin, ortalama yıllık %1,4'lük artışlarla, 2008 yılına göre %47 daha fazla olacağı belirtilmektedir. Bu büyük talep artışının %89,7'sinin ekonomik büyüme oranları yüksek (yıllık ortalama %4,6) öngörülen ve hızlı nüfus artış oranına sahip OECD- dışı ülkelerde (özellikle Çin ve Hindistan'da), yıllık ortalama %2,2'lik bir değerle oluşacağı hesaplanmaktadır. Aynı dönemde yıllık gayrisafi yurt içi hasıla (GSYİH) artış ortalaması %1,8 olarak öngörülen OECD ülkelerinde ise yıllık ortalama %0,3'lük artışlar beklenmektedir. 2015-2035 yılları arasında Çin'in, dünyanın en fazla enerji tüketen ülkesi konumunda olacağı, 2035 yılında Hindistan'ın sırasıyla Çin, ABD ve Avrupa Birliği'nin ardından dördüncü büyük enerji tüketicisi olması beklenmektedir. Söz konusu dört büyük tüketici, 2035 yılına gelindiğinde dünya toplam enerji arzının %55'ini tüketmekte olacaktır. Bu talep

artışının sürdürülebilir koşullarda karşılanabilmesi için ise enerji sektöründe yaklaşık 33 trilyon ABD Doları (2009 rakamlarıyla) değerinde yatırım yapılmasına ihtiyaç duyulacağı hesaplanmaktadır (EÜAS, 2010).

Ülkemizin girmeye aday olduğu Avrupa Birliği (AB) ise 2008 yılı sonu itibarıyla Çin'in ikinciliğe yükselmesinden dolayı en büyük üçüncü enerji tüketicisi konumuna düşmüştür. AB genelinde birincil enerji talebi artışı 2000-2008 döneminde düşük hızlarda seyretmiştir (yılda ortalama %0,5). IEA tarafından hazırlanan Dünya Enerji Görünümü (WEO, 2010) raporuna göre bu eğilimin devam edeceği ve 2035 yılına kadar yıllık ortalama %0,2 oranlarında artışlar yaşanacağı beklenmektedir. AB genelinde birincil enerji arzında 2007 yılında %53 düzeyinde olan ithalat bağımlılığı oranının 2030 yılına kadar olan dönemde %59,1'e ulaşması beklenmektedir. Tüm dünyada son 25 yılda, özellikle elektrik enerjisine talebin yoğunlaştığı gözlenmektedir. Elektriğin 2035 yılına kadar en hızlı büyüyen (%2,5) son kullanıcı enerji formu olması, nihai enerji tüketimindeki payının 2008'deki %17 düzeyinden 2020'de %20'ye, 2035'te ise %23'e çıkması beklenmektedir (EÜAŞ, 2010).

WEO (2010) raporuna göre 2020 yılında birincil enerji arzındaki en büyük paya (%29,8) sahip olacağı hesaplanan petrolün, 2030 ve 2035 yıllarında ilk sıradaki yerini kömüre (sırasıyla %29,1 ve %29,3) bırakacağı öngörülmektedir. Doğal gazın ise elektrik üretimindeki payını koruması (yaklaşık %21,4) beklenmektedir. 2008-2035 döneminde elektrik üretiminde ise kömür ve doğal gazın en önemli kaynaklar olmaya devam edeceği; kömürün payının %41'den %42,8'e, doğal gazın payının %21,3'ten %21,7'ye yükseleceği; petrolün payının ise %5,5'den %1,6'ya, hidroliğin payının %15,9'dan %13,3'e, nükleer payının da %13,5'den %10,8'e düşeceği öngörülmektedir. En büyük artış yüzdesinin ise rüzgarda meydana geleceği tahmin edilmekte, aynı dönemdeki %1,1'lik payının %5'e yükseleceği beklenmektedir. (EÜAŞ, 2010).

WEO (2010) raporuna göre, 2008 yılında dünya enerji tüketiminde kömürün payı %27 iken, bu payın 2035'de %29'lara ulaşması tahmin edilmektedir. Kömür tüketimindeki bu artışın tamamının sorumlusunun OECD-dışı ülkelerin (Çin, Hindistan ve Endonezya) olacağı ve kömürün elektrik üretimindeki payının ise %41'den (2008) %43'e (2035) yükseleceği beklenmektedir. Kömür tüketiminin düşmesi beklenen ülkeler; elektrik talep artışı düşük ve nüfus artış hızı yavaş olan AB, Japonya ve OECD'deki Avrupa ülkeleridir. Dünyada her ne kadar kömür

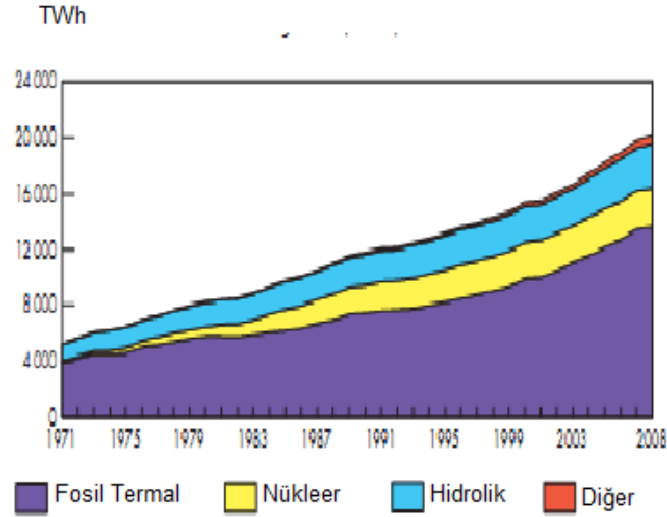
üretimi geniş alanlarda ve pek çok ülkede mümkün olsa da 2009 sonu itibariyle toplam kömür rezervlerinin %78'i beş ülkede bulunmaktadır. Bunlar ABD (%29), Rusya (%19), Çin (%14), Avustralya (%9), Hindistan (%7)'dir. ABD (EIA) Enerji Bilgi İdaresi (2010) raporuna göre de bu ülkeler toplam üretimin de 2009 yılı verilerine göre %78,4'ünü karşılamışlardır. 2007 yılında dünyada üretilen kömürün %64'ü elektrik üretim sektörüne aktarılmakta iken geriye kalan yaklaşık üçte birlik kısmın hemen hemen tamamı sanayi sektörüne verilmektedir. Kömür yakıtlı elektrik üretiminin 2035 yılına kadar ortalama yılda %2,6 artması beklenmektedir. Ancak kömürden elektrik üretimi ile ilgili projeksiyonlar, sera gazı emisyonlarını azaltmaya veya sınırlamaya yönelik ulusal mevzuatların veya uluslararası anlaşmaların yürürlüğe girmesine göre önemli ölçüde değişebilecektir. Bu tarz kısıtlamalar olmadığı takdirde, özellikle Çin, Hindistan ve OECD-dışı diğer Asya ülkeleri gibi zengin kömür yataklarına sahip yerlerde daha pahalı yakıtların yerine kömürün kullanılacağı düşünülmektedir (EÜAŞ, 2010).

Doğalgaz yakıtlı elektrik üretiminin ise 2030 yılına kadar yıllık %2,5'lik bir oranda artması öngörülmektedir. Doğal gazın elektrik üretimindeki önemli rolünün süreceği, ancak 2020 yılından sonra doğal gazın elde edilme maliyetlerinin artacağı dolayısıyla 2020 sonrasında doğal gaz kullanımındaki artışın önemli ölçüde yavaşlayacağı öngörülmektedir. Diğer taraftan ABD menşeli konvansiyonel olmayan gaz arzındaki gelişmeler çerçevesinde, doğalgaz arzında talebin üzerinde bir hacim ortaya çıkmış bulunmaktadır. Yüksek petrol fiyatları, fosil yakıtların çevresel etkileri üzerine duyulan endişeler, dünyanın pek çok ülkesinde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının arttırılmasına yönelik verilen teşvikler, yenilenebilir enerji kaynaklarının daha geniş oranda kullanımının yolunu açmaktadır. 2035 yılına kadar dünya genelinde hidroelektrik ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının tüketiminde yıllık %3,2'lik artışlar beklenmektedir. Hidrolik dışında yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu güçteki oranı 2008'de %4 iken, 2030 yılında bu oranın %10'a yükseleceği, hidroelektriğin ise aynı dönemde %16'dan %13'e gerileyeceği öngörülmektedir. Yenilenebilir kaynaklardaki artışa en büyük katkı ise rüzgar enerjisinden gelecektir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretiminde kullanım payının %18,7 (2008) seviyesinden 2020 yılında %21,7 ve 2035 yılında da %23,1'e ulaşacağı düşünülmektedir. Yenilenebilir enerji tüketiminde beklenen bu artışın OECD dışındaki ülkelerde, özellikle Çin, Hindistan, Brezilya, Malezya ve

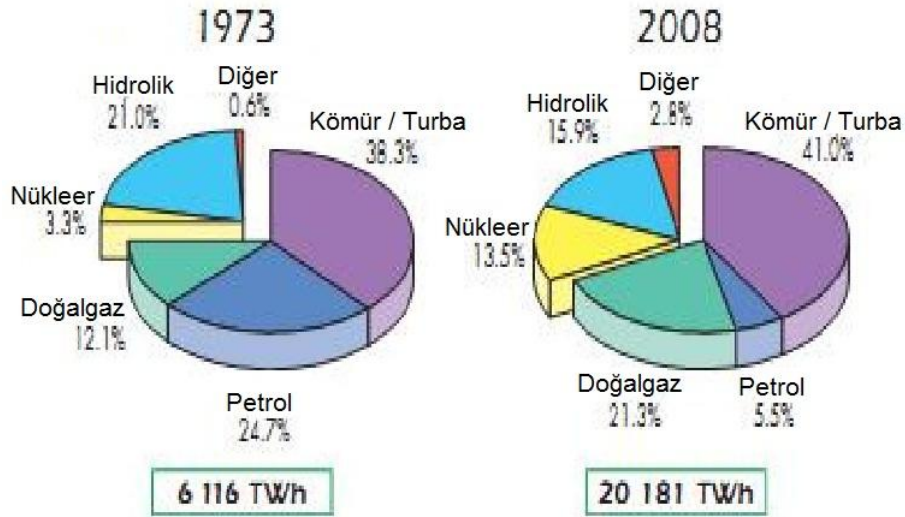
Vietnam’da inşasına başlanan orta ve büyük ölçekli hidroelektrik santrallerden gelmesi beklenirken, OECD ülkelerinde ise gelecekte, Kanada ve Türkiye haricinde, büyük ölçekli çok az hidroelektrik santral inşa projesi öngörülmektedir. OECD ülkelerindeki yenilenebilir enerji kaynaklarındaki artışın rüzgar ve biyokütle başta olmak üzere hidrolik dışındaki kaynaklardan karşılanması beklenmektedir. Rüzgar enerjisine olan yatırımlar, OECD-dışı ülkelerde özellikle Çin’de artmaya devam etmektedir. Güneş (PV ve CSP) ve dalga enerjisi uygulamaları ise henüz büyük ölçüde ticarileşme sürecinin başlangıç aşamasında olup, 2035 yılında PV için 352 TWh, CSP için 185 TWh ve dalga enerjisi için de 39 TWh’lık elektrik üretim seviyelerine ulaşılması öngörülmektedir (EÜAŞ, 2010).

Çevre-enerji ilişkisinde önemli bir yer tutan iklim değişikliği ile mücadelede enerji sektörünün etkin rol oynaması öngörülmektedir. Enerji verimliliği başta olmak üzere teknolojik gelişmelere paralel iyileştirmeler, fosil yakıtlara alternatif olarak yenilenebilir ve nükleer enerji kaynaklarının kullanımında yaygınlaşma, çevresel etkileri azaltma hedefine yoğunlaşan Ar-Ge faaliyetleri (karbon tutma ve depolama ve temiz kömür teknolojileri), gaz emisyonlarının azaltılmasına yönelik geliştirilen politikaların temel unsurları görünümündedir. CO<sub>2</sub> eşdeğeri veriler açısından bakıldığında, enerji sektöründen kaynaklanan ve sera etkisi yapıcı gaz emisyonlarının, 29,3 milyar tondan (2008) ortalama yıllık %1,4’lük artışla 2035’de 42,6 milyar ton düzeyine ulaşacağı hesaplanmaktadır. Emisyonlardaki bu artışın tamamının enerji tüketimlerinde beklenen artışa paralel olarak gelişmekte olan OECD-dışı ülkelerde (başta Çin, Hindistan ve Ortadoğu ülkelerinde) görüleceği tahmin edilmektedir (EÜAŞ, 2010).

Dünya elektrik üretiminin 1971 yılından 2008 yılına kadar kaynaklara göre gelişimine bakıldığında (Şekil 2.3) fosil kaynaklı termik üretimin payının giderek arttığı görülmektedir. 1973 ve 2008 yıllarında elektrik üretiminde kaynakların payına bakıldığında ise (Şekil 2.4); kömürün birinci sıradaki yerini, payını %38,3’den %41’e artırarak koruduğu, doğal gaz, nükleer ve diğerlerin payında artış, petrol ve hidrolik payında ise azalma görülmektedir (IEA, 2010).



**Şekil 2.3:** 1971-2008 yılları yakıtlara göre Dünya elektrik üretimi (IEA, 2010).



**Şekil 2.4:** 1973 ve 2008 yıllarında Dünya elektrik üretiminde kaynakların payı (IEA, 2010).

## 2.5 Türkiye Elektrik Sektörü

Türkiye'nin enerji politikasının temel hedefi; enerji ve tabii kaynakları verimli, etkin, güvenli ve çevreye duyarlı şekilde değerlendirerek, ülkenin dışa bağımlılığını azaltmak ve ülke refahına en yüksek katkıyı sağlamaktır. Bu bağlamda Türkiye'nin enerji politikasının ana öğeleri;

- Enerji arzında dışa bağımlılığın azaltılması,

- Kaynak, güzergah ve teknoloji çeşitliliğinin sağlanması,
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının azami oranda kullanılması,
- Çevre üzerindeki etkilerin en aza indirilmesi,
- Enerji alanında ülkemizin bölgesel ve küresel etkinliğinin artırılması,
- Enerji verimliliğinin artırılması,
- Maliyet zaman ve miktar yönünden enerjinin tüketiciler için erişilebilir olması ve
- Rekabetçi piyasa uygulamaları içinde kamu ve özel kesim imkanlarının harekete geçirilmesi

olarak ifade edilmiştir. Ülkemiz kalkınma hedeflerini gerçekleştirmede, toplumsal refahı artırma ve sanayi sektörünü uluslararası alanda rekabet edebilecek bir düzeye çıkarma çabası içindedir. Bu durum, enerji talebinde uzun yıllardır hızlı bir artışı beraberinde getirmektedir. Türkiye enerji kaynakları bakımından net ithalatçı ülke konumundadır. Yerli kaynakların talebi karşılamada yetersiz olması nedeniyle 2009 yılında enerji arzının petrolde %98, doğalgazda %91 olmak üzere toplam %72'lik bölümü ithalat ile karşılanmıştır. Çizelge 2.2 ile ETKB (2010)'de yer alan Türkiye'nin 2009 yılı itibariyle mevcut yerli enerji kaynakları potansiyeli verilmiştir (EÜAŞ, 2010).

Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücü 2010 yılı itibarı ile 48.588 MW olup, elektrik enerjisi üretimi 210.182 GWh olarak gerçekleşmiştir. Kaynaklar açısından bakıldığında, 2010 yılı itibariyle, toplam elektrik üretiminin %45,9'u doğalgazdan, %18,4'ü yerli kömürden, %24,5'i hidrolik kaynaklardan, %6,9'u ithal kömürden, %2,5'i sıvı yakıtlardan, %1,35'i rüzgardan ve %0,47'si jeotermal ve biyogazdan sağlanmıştır. 2009 yılı ile kıyaslandığında özellikle hidrolik kaynaklardan ve rüzgardan yararlanma oranı artarken, yerli kömür ve doğal gazın oranlarında düşme görülmüştür (EÜAŞ, 2010).

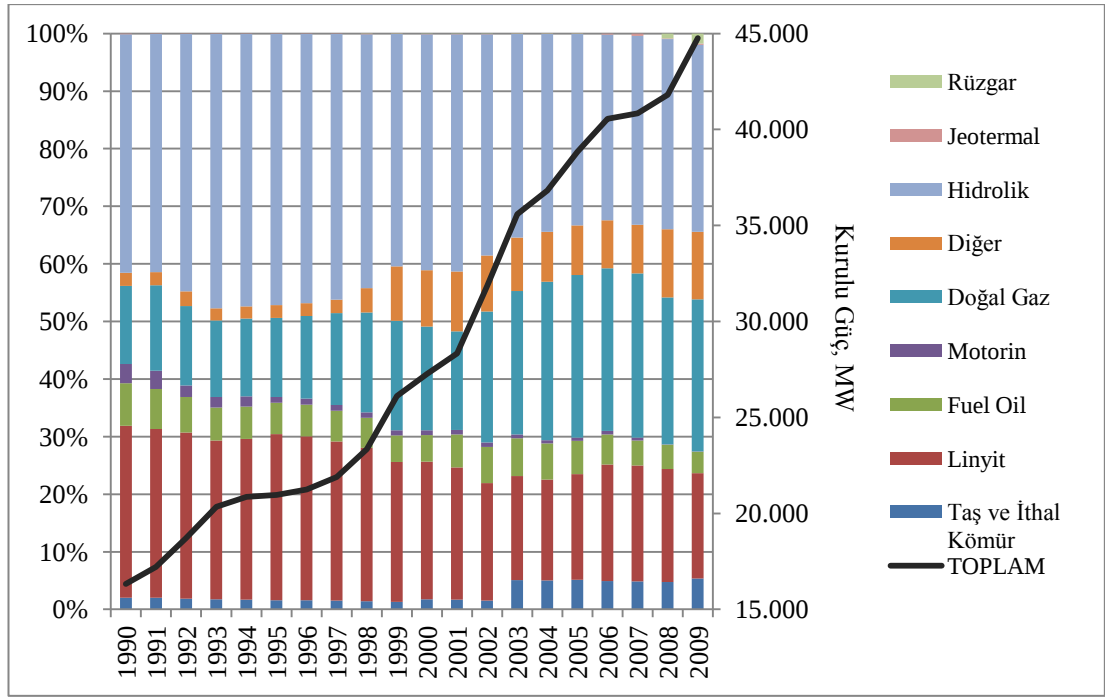
**Çizelge 2.2:** Türkiye'nin yerli enerji kaynak potansiyeli\* (EÜAŞ, 2010).

| <b>Kaynak</b>  | <b>Potansiyel</b>                                      |
|----------------|--------------------------------------------------------|
| Linyit         | 11,4 milyar ton                                        |
| Taşkömürü      | 1,3 milyar ton                                         |
| Asfaltit       | 77 milyon ton                                          |
| Ham Petrol     | 42 milyon ton                                          |
| Bitümler       | 18,5 milyon ton                                        |
| Hidrolik       | 129,4 milyar kWh/yıl                                   |
| Doğalgaz       | 7 milyar m <sup>3</sup>                                |
| Rüzgar         | 48.000 MW                                              |
| Jeotermal      | 32.010 MWt/yıl (510 MW'ı elektrik üretimine elverişli) |
| Biyokütle      | 8,6 Mtep (2,6 Mtep elektrik**)                         |
| Güneş Enerjisi | 32,6 Mtep                                              |
| Doğal Uranyum  | 9.129 ton                                              |

\*: Değerler görünür, muhtemel ve mümkün rezervlerin toplamını vermektedir.

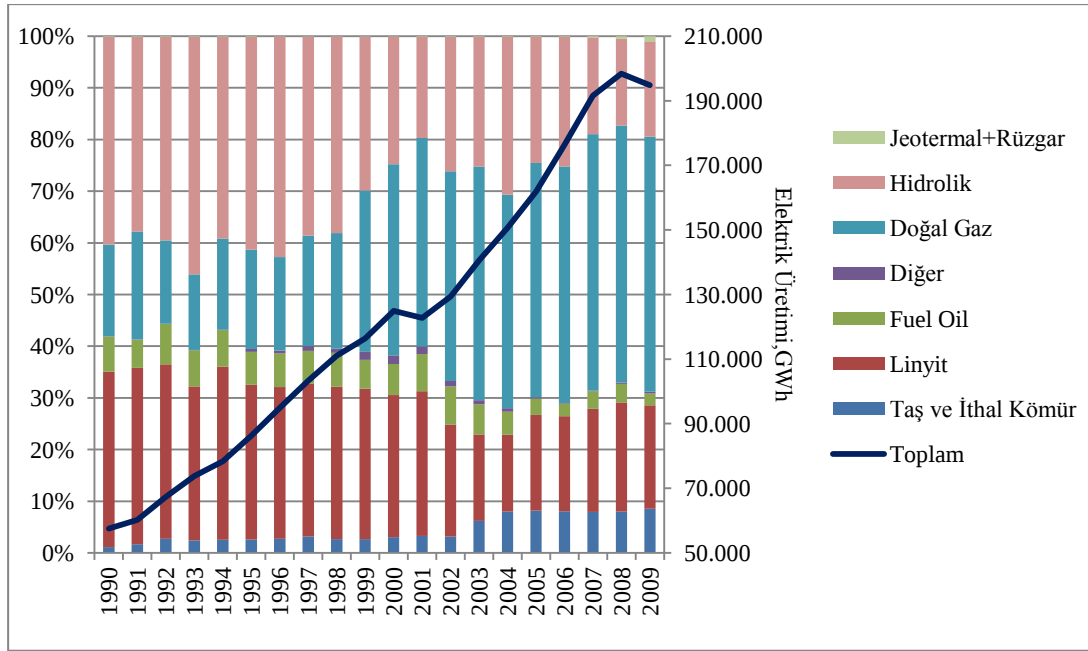
\*\* : ETKB (2010)

Yıllara göre termik santrallerin kurulu güç içindeki payı artmıştır. 1990 yılında kurulu güçte %58,4 olan termik santrallerin payı 2009 yılı itibariyle %65,5'e çıkmıştır (Şekil 2.5). 1990 öncesi değerler incelendiğinde 1985 yılına kadar termik kapasite içerisinde en fazla payı alan linyit santrallerinin payı, bu yıldan itibaren sisteme dahil edilen doğal gaz yakıtlı santraller nedeniyle düşmüştür (TEİAŞ, 2009a). Şekil 2.5 ile 1990-2009 yılları için kurulu gücün (TEİAŞ, 2009a), Şekil 2.6 ile üretilen elektriğin kaynaklara göre değişimi (TEİAŞ, 2009b) verilmiştir. Kurulu güçte diğer başlığı; LPG, nafta, yenilenebilir+atık, katı+sıvı, sıvı+doğal gaz, katı+doğal gaz yakıtlı santrallerin, üretimde ise; nafta, LPG, motorin ve yenilenebilir+atık santrallerinin toplamını ifade etmektedir. 1990-1995 arasında hidrolik santraller toplam kurulu güçte %41-47 oranlarında en büyük paya sahipken 1996'dan itibaren toplamdaki payı düşmeye başlamış ancak 2009 yılına kadar yaklaşık %33 payla birinci sırada yer almıştır. 2002 yılından itibaren doğal gaz ikinci sırada, kömür+liniyit üçüncü sırada yer almıştır. Üretimde ise 1999 yılına kadar %38-46 arasında payla hidrolik yine ilk sırada iken, 1999 yılından itibaren en büyük payı doğal gaz %31 ile alarak hidrolik üretimin birinci sıradaki yerini almış; 2001 yılından itibaren de %40'ın üstüne çıkmıştır. 1990-2009 döneminde sadece 2004 yılında hidrolik üretim ikinci sırada yer almış bunun dışında kömür+liniyitten sonra üçüncü sırada olmuştur. 1990 yılından itibaren toplam kurulu güç yıllık ortalama % 5,7 ile artarak 2010 yılında 48.588 MW (EÜAŞ, 2010) olmuş, üretimimiz ise 1990 yılında itibaren yıllık ortalama % 6,75 ile artarak 2010 yılında 210.182 GWh (EÜAŞ, 2010) olmuştur.



**Şekil 2.5:** 1990-2009 yılları Türkiye kurulu gücünün kaynaklara göre dağılımı (TEİAŞ, 2009a).

Gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerdeki eğilimlere paralel olarak ülkemizdeki nihai enerji tüketim değerlerinde elektrik enerjisinin payı artmaktadır. 2010 yılında elektrik tüketimimiz bir önceki yıla göre %7,92 artarak 208,5 TWh, elektrik üretimimiz ise bir önceki yıla göre %7,89 artarak 210,18 TWh olarak gerçekleşmiştir. Sanayinin temel girdileri arasında yer alan enerji sektöründe büyüme rakamları, gelişmiş ülkelere kıyasla oldukça yüksektir. Son 10 yılda Türkiye elektrik ve doğal gaz tüketim artış oranları bakımından Çin'den sonra ikinci sırayı almaktadır (EÜAŞ, 2010). Elektrik talebinin 2019 yılında düşük senaryoya göre 367 TWh; yüksek senaryoya göre ise yaklaşık 390 TWh düzeyine ulaşacağı öngörülmektedir. (TEİAŞ, 2010).



Şekil 2.6: 1990-2009 yılları Türkiye elektrik üretimi dağılımı (TEİAŞ, 2009b).

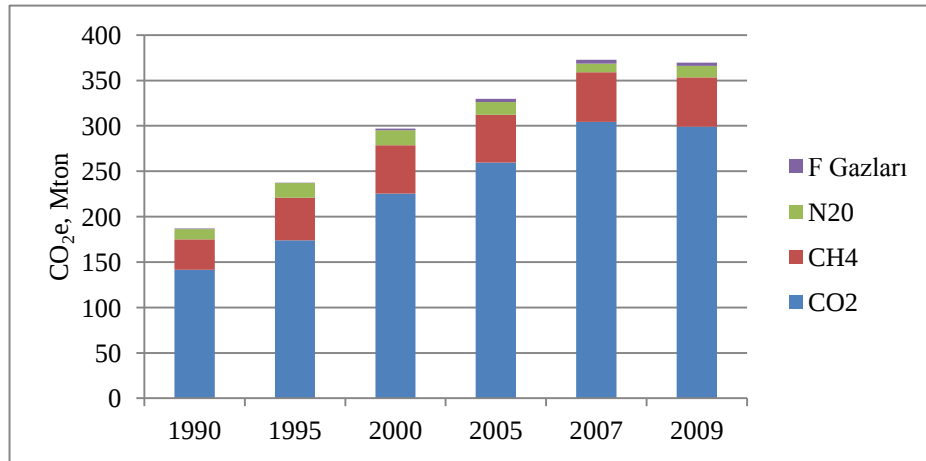
## 2.6 Türkiye’de Sera Gazı Emisyonları ve Elektrik Üretimi

Türkiye’de sera gazı emisyon envanteri TÜİK tarafından yayımlanmaktadır. Hesaplamalarda IPCC 1996 rehberi kullanılmakta, ancak arazi kullanım ve arazi kullanım değişimlerinden kaynaklanan emisyonlar hesaplamalara dahil edilmemektedir (TÜİK, 2011). IPCC (1996) rehberine göre direkt sera gazları CO<sub>2</sub> eşdeğeri olarak enerji, imalat endüstrisi, arazi kullanımı ve değişikliği gibi farklı faaliyetler için hesaplanmaktadır. Enerji sektöründe yakıt tüketimi kaynaklı CO<sub>2</sub> emisyonları, her bir yakıt tipine göre yıllık tüketilen yakıt miktarı, karbon emisyon faktörü, karbon oksidasyon oranı ve CO<sub>2</sub> dönüşüm faktörü (44/12) ile çarpılarak elde edilmektedir. Karbon emisyon faktörü yakıtın kalorisi başına verdiği karbon miktarı, ton C/TJ olarak verilmektedir. Rehberde üç farklı yaklaşım yöntemi ile hesap yapılmaktadır. Bunlardan 1. Yaklaşımda yakıta ait karbon emisyon faktörleri ve oksidasyon oranları için kabul edilen belli değerler yer almaktadır. 2. Yaklaşımda ülke spesifik, 3. Yaklaşımda ise teknoloji spesifik emisyon faktörlerinin kullanılması gerekmektedir. 1. Yaklaşımda yakıtlara göre verilen karbon emisyon faktörleri ve oksidasyon oranları Çizelge 2.3 ile verilmiştir (IPCC, 1996; IPCC, 2006). IPCC (1996) rehberinde CO<sub>2</sub> için karbon oksidasyon oranları %98 ve %99,5 arasında değişirken IPCC (2006) rehberinde %100 kabul edilmektedir. Türkiye’nin 1990-

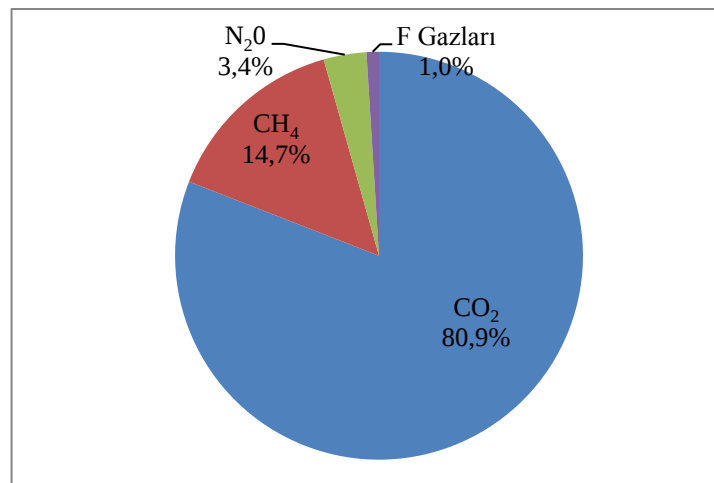
2009 yılları arası toplam sera gazı emisyonları ile 2009 yılı sera gazı kompozisyonu Şekil 2.7 ve Şekil 2.8 ile gösterilmiştir (TÜİK, 2011).

**Çizelge 2.3:** Yakıtlara göre IPCC CO<sub>2</sub> emisyon faktörleri (IPCC, 1996; IPCC,2006).

|            |                       | Karbon Oksidasyon Oranı ( %) | Emisyon Faktörü, (tCO <sub>2</sub> /TJ) |       |
|------------|-----------------------|------------------------------|-----------------------------------------|-------|
|            | Karbon içeriği, tC/TJ | 1996                         | 1996                                    | 2006  |
| Linyit     | 27,6                  | 98                           | 99,2                                    | 101,2 |
| Doğal gaz  | 15,3                  | 99,5                         | 55,82                                   | 56,1  |
| Fuel oil   | 21,1                  | 99                           | 76,6                                    | 77,4  |
| Motorin    | 20,2                  | 99                           | 73,3                                    | 74,1  |
| Nafta      | 20,0                  | 99                           | 72,6                                    | 73,3  |
| Taş Kömürü | 25,8                  | 98                           | 92,7                                    | 94,6  |



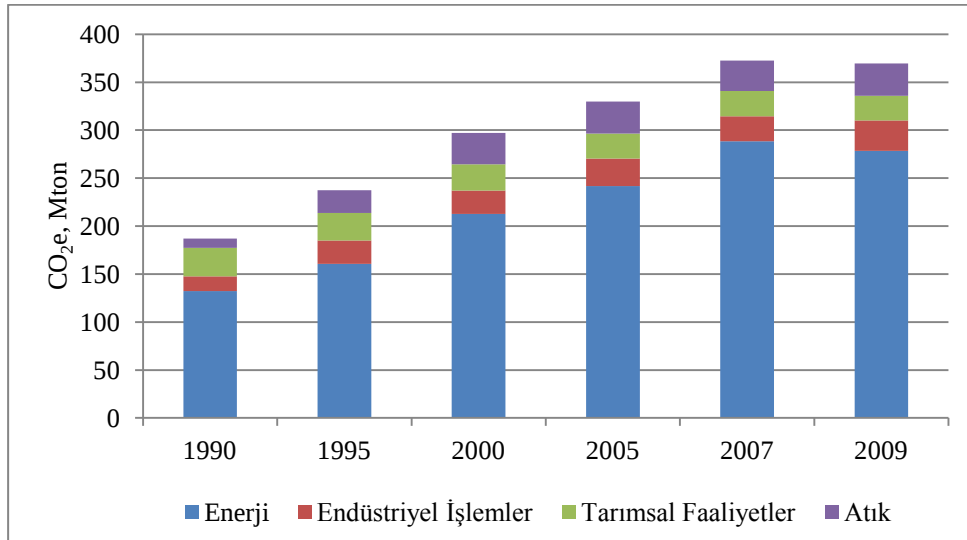
**Şekil 2.7:** 1990-2009 Türkiye'nin toplam sera gazı emisyonları değişimi, (TÜİK, 2011).



**Şekil 2.8:** Türkiye 2009 yılı sera gazı kompozisyonu (TÜİK, 2011).

Verilere göre, ülkemizin 2009 yılı toplam sera gazı emisyonu CO<sub>2</sub> eşdeğeri olarak 1990 yılına göre %98 artış göstererek 369,7 milyon ton (Mton) olarak hesaplanmıştır (TÜİK, 2011). Şekil 2. 8'e göre 2009 yılı sera gazları içinde en büyük pay %81 (299,11 Mton) ile CO<sub>2</sub>'e, ikinci büyük pay ise %15 (54,37 Mton) ile CH<sub>4</sub>'e aittir. N<sub>2</sub>O ve F gazları oranı ise sırasıyla %3 (12,53 Mton) ve %1 (3,64 Mton)'dir (TÜİK, 2011).

1990-2009 yılları için Türkiye'nin sera gazı emisyonlarının sektörlere göre dağılımları CO<sub>2</sub> eşdeğeri olarak Şekil 2.9 ile verilmiştir (TÜİK, 2011). Yıllar itibarıyla bakıldığında toplam emisyonlarda enerji sektörünün payı en büyüktür. 2009 yılında enerji sektörü kaynaklı emisyonlar %75,3 ile en büyük payı alırken, ikinci sırayı %9,2 ile atık bertarafı almakta, bunu %8,6 ile endüstriyel işlemler ve %7 ile de tarımsal faaliyetler takip etmektedir.

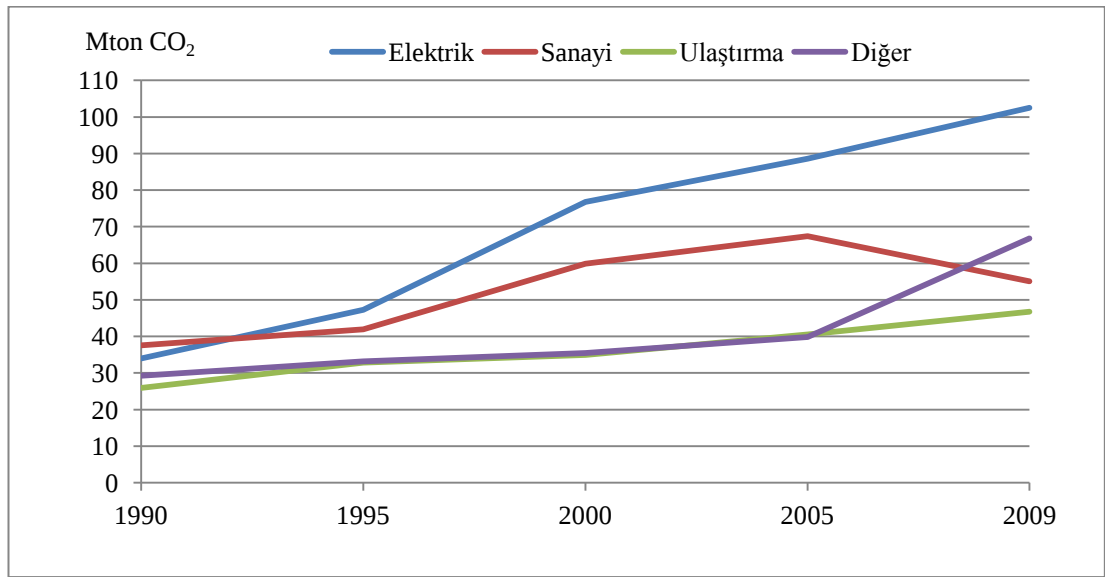


**Şekil 2.9:** Türkiye'nin 1990-2009 yılları arası sera gazı emisyonlarının sektörlere göre dağılımı, (TÜİK, 2011).

Sadece CO<sub>2</sub> emisyonunun 1990-2009 yılları için değişimi Çizelge 2.4 ve Şekil 2.10 ile verilmiştir (TÜİK, 2011). Toplam CO<sub>2</sub> emisyonları 1990 yılındaki 141,36 Mton seviyesinden %112 oranında artışla 2009 yılında 299,11 Mton seviyesine yükselmiştir. 2009 yılında 1990 yılına göre en büyük artış %114 ile enerji sektöründe olurken, endüstriyel işlemlerde %91'lik bir artış söz konusudur. 2009 yılında CO<sub>2</sub> emisyonu 1990 yılına göre % 201 ile en fazla elektrik üretim sektöründe, sonrasında %129 ile diğer enerji kullanımında, %80 ile ulaştırma ve %47 ile sanayi sektöründe artmıştır (TÜİK,2011).

**Çizelge 2.4:** 1990-2009 yılları CO<sub>2</sub> emisyonu sektörel değişimi, Mton CO<sub>2</sub> (TÜİK, 2011).

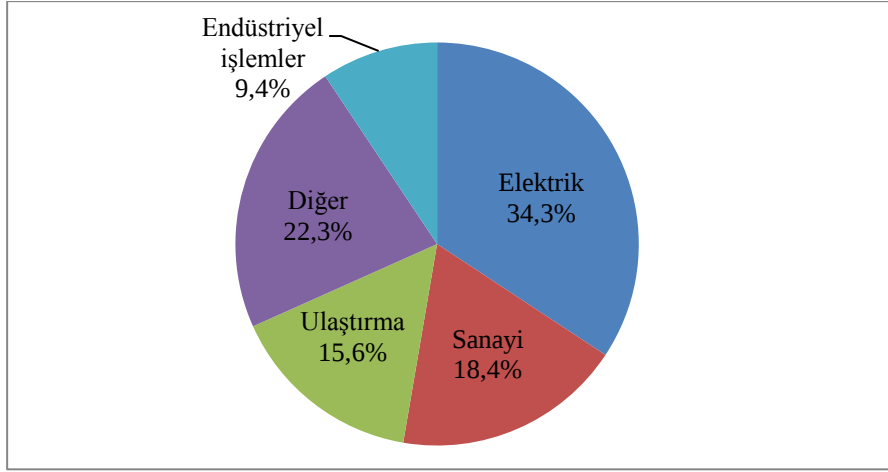
| Sektörler                    | 1990          | 1995          | 2000          | 2005          | 2009          | 1990-2009 artış oranı, % |
|------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------------------|
| <b>Enerji</b>                | <b>126,70</b> | <b>155,35</b> | <b>207,06</b> | <b>236,35</b> | <b>271,11</b> | <b>114</b>               |
| Elektrik                     | 34,01         | 47,32         | 76,78         | 88,55         | 102,50        | 201                      |
| Sanayi                       | 37,53         | 41,98         | 59,87         | 67,39         | 55,10         | 47                       |
| Ulaştırma                    | 25,95         | 32,83         | 34,96         | 40,53         | 46,72         | 80                       |
| Diğer                        | 29,20         | 33,21         | 35,44         | 39,88         | 66,79         | 129                      |
| <b>Endüstriyel İşlemler</b>  | <b>14,66</b>  | <b>18,56</b>  | <b>18,37</b>  | <b>23,26</b>  | <b>28,00</b>  | <b>91</b>                |
| <b>Toplam CO<sub>2</sub></b> | <b>141,36</b> | <b>173,90</b> | <b>225,43</b> | <b>259,61</b> | <b>299,11</b> | <b>112</b>               |



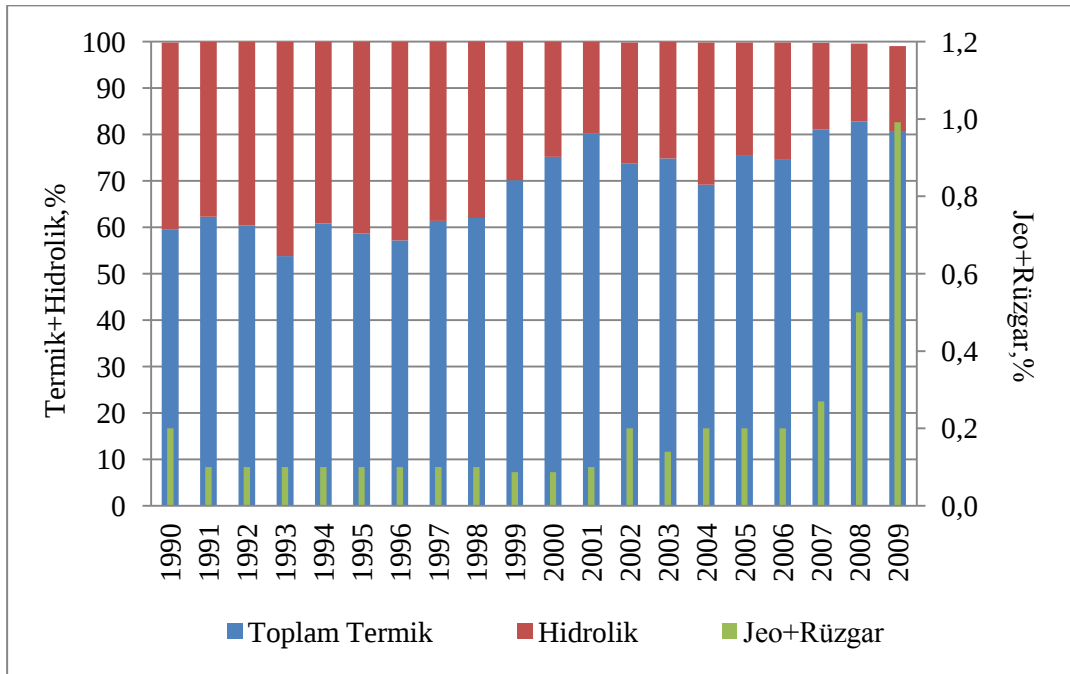
**Şekil 2.10:** 1990-2009 yıllarında Türkiye enerji sektöründen kaynaklanan CO<sub>2</sub> emisyonlarının gelişimi (TÜİK, 2011).

2009 yılı CO<sub>2</sub> emisyonları sektörel dağılımı ise Şekil 2.11 ile verilmiştir. Buna göre toplam CO<sub>2</sub> emisyonlarının %90,6'sı enerji sektörüne ve %9,4'ü endüstriyel işlemlere aittir. Enerji sektörüne ait CO<sub>2</sub> emisyonlarının ise %34,3'ü elektrik üretimine, %22,3'ü diğer enerji kullanımına, %18,4'ü sanayi ve %15,6'sı ulaştırma sektörüne aittir (TÜİK, 2011).

Türkiye'de 1990-2009 yılları arasında brüt elektrik üretiminin kaynaklara göre payı Şekil 2.12 ile verilmiştir (TEİAŞ, 2009b). Toplam termik üretimin payı bu süre boyunca %50'nin altına düşmemiştir. 1999 yılından itibaren ise sadece 2004 yılında çok az bir farkla %70'in altında (%69,2) olup, 2007'den itibaren %80'in üstünde devam etmiştir.



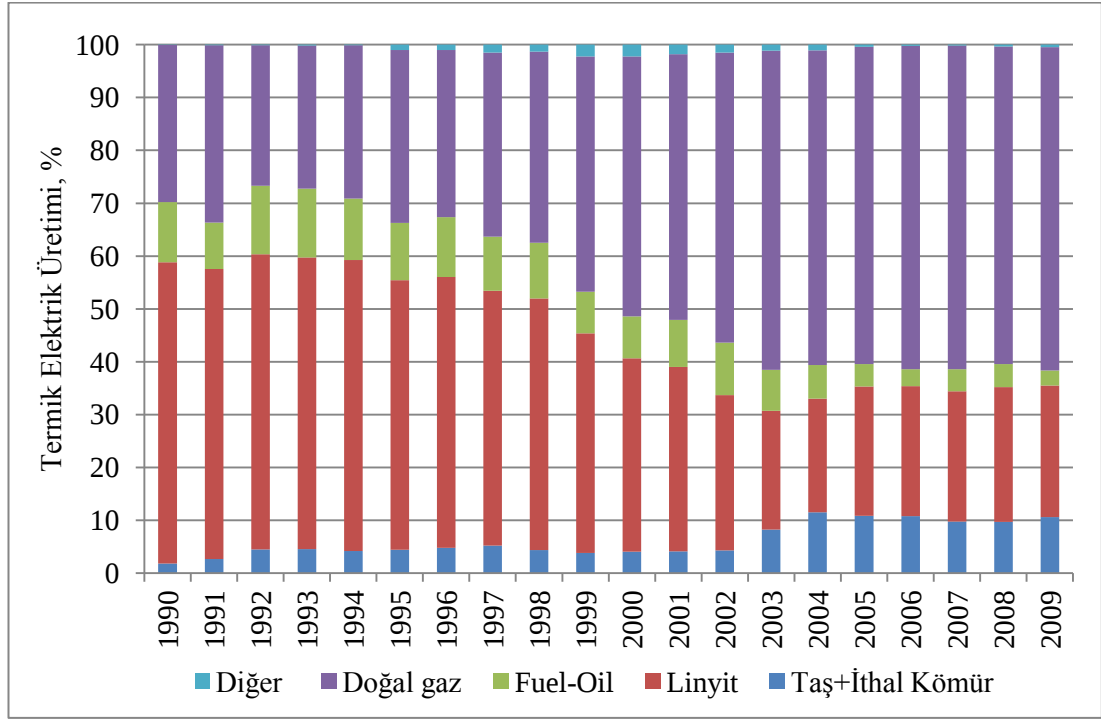
**Şekil 2.11:** Türkiye 2009 yılı CO<sub>2</sub> emisyonlarının sektörel dağılımı (TÜİK, 2011).



**Şekil 2.12:** Türkiye’de 1990-2009 yılları Türkiye brüt elektrik üretiminde enerji kaynaklarının payları (TEİAŞ, 2009b).

En önemli CO<sub>2</sub> emisyonu kaynağı olan termik santrallerin birincil enerji kaynağına göre dağılımı ise Şekil 2.13 ile verilmiştir (TEİAŞ, 2009b). Termik elektrik üretimde en önemli yerli kaynak linyittir. Diğer başlığına motorin, LPG, nafta, ve yenilenebilir+atık üretimi dahildir. Grafikten görüldüğü gibi termik elektrik üretiminde 1999 yılına kadar ortalama %53 ile linyit birinci sırada iken 1999 yılından itibaren doğal gaz %45 payla, 2003 yılından itibaren ise %60’ın üstüne çıkarak en büyük payı almıştır. 1990 yılında linyitin payı %57 iken taş kömürü+ithal kömürün ve özellikle doğal gazın payının artması ile 2004 yılında %21,5 olacak

şekilde azalmaya devam etmiş. 2005 yılından itibaren ise %24-25 aralığındaki payını korumuştur (TEİAŞ, 2009b).



**Şekil 2.13:** 1990-2009 yılları Türkiye termik elektrik üretiminde birincil enerji kaynakları payları (TEİAŞ, 2009b)

1990-2009 yılları Türkiye için CO<sub>2</sub> emisyonu ve elektrik üretimi ile ilgili durum yukarıda belirtilmiştir. 2007 yılında BMİDÇS Sekreteryasına sunulan Türkiye İklim Değişikliği I. Ulusal Bildirimi'nde Türkiye için 2020 yılına kadar enerji kaynaklı CO<sub>2</sub> emisyonu projeksiyonları Önlemler Gözetilmeyen (Referans) Senaryo'ya göre Çizelge 2.5'deki gibi verilmiştir (ÇOB, 2007). Bu senaryoda 2020 yılında CO<sub>2</sub> salımlarının %37'sinin elektrik üretimi, %33'ünün sanayi, %17'sinin ulaştırma ve %14'ünün diğer sektörlerden kaynaklanacağı tahmin edilmektedir. 2020 yılında CO<sub>2</sub> emisyonunun 605 milyon tona ulaşması tahmin edilmektedir. Projeksiyon değerleri için CO<sub>2</sub> salımlarının sektörel dağılımı karşılaştırıldığında, elektrik sektörünün payının arttığı, sanayinin payının 1-2 puan değiştiği, ulaştırma ve diğer sektörlerin paylarının ise azaldığı görülmektedir.

**Çizelge 2.5:** 2005-2020 Referans Senaryoya göre CO<sub>2</sub> emisyon tahminleri, Mton (ÇOB, 2007).

|               | 2005       | 2010       | 2015       | 2020       |
|---------------|------------|------------|------------|------------|
| Elektrik      | 82         | 117        | 152        | 222        |
| Sanayi        | 75         | 115        | 147        | 196        |
| Ulaştırma     | 43         | 60         | 80         | 102        |
| Konut         | 31         | 46         | 58         | 65         |
| Tarım         | 10         | 12         | 15         | 19         |
| <b>Toplam</b> | <b>241</b> | <b>350</b> | <b>452</b> | <b>604</b> |

Bu verilerden görülmektedir ki dünyada olduğu gibi Türkiye’de de hem toplamdaki payı hem de yıllık artış hızları itibariyle sera gazları içinde en önemli pay elektrik üretiminden kaynaklanan CO<sub>2</sub> emisyonuna aittir. Türkiye’nin CO<sub>2</sub> emisyonları enerji tüketimine paralel artış göstermektedir. Bu nedenle, CO<sub>2</sub> emisyonlarının azaltılması ile ilgili olarak, elektrik sektöründe, gerekli önlemlerin alınması, politika ve stratejilerin belirlenmesi büyük önem taşımaktadır. Fosil yakıtlar arasında en fazla CO<sub>2</sub> emisyonu üreten enerji kaynağı kömürdür. Doğal gaz ise, kimyasal yapısından dolayı daha düşük emisyon vermektedir. Doğal gazın ve kömürün CO<sub>2</sub> emisyon faktörleri karşılaştırıldığında (Çizelge 2.3) doğal gazın emisyon faktörünün kömürden yaklaşık %40 daha düşük olduğu görülmektedir. Elektrik üretiminde hidrolik, rüzgar, güneş ve nükleer gibi salım vermeyen enerji kaynakları ya da doğal gaz gibi düşük salım veren enerji kaynaklarına ağırlık verilmesi, salımların azaltılmasında önemli rol oynayacaktır. Türkiye’de bol ve yaygın bir şekilde bulunan linyitlerin değerlendirilmesi, ekonomik açıdan gereklidir. Kömür birçok ülkede, özellikle gelişmekte olan ülkelerde ağırlıklı olarak kullanılan bir enerji kaynağıdır. Kömürün enerji üretiminde önemli bir enerji kaynağı olması ve gelecekte de bir süre daha önemini koruyacak olması, geleneksel teknolojilere göre daha verimli ve çevreye duyarlı olan teknolojilerin geliştirilmesini zorunlu kılmaktadır (DPT, 2000).

## **2.7 Türkiye’nin Elektrik Sektöründe CO<sub>2</sub> Emisyonlarının Azaltılması**

Son 150 yıl içinde atmosferde biriken karbondioksitin %60-70’inin fosil yakıt tüketiminden %30-40’ının arazi kullanım değişikliği ve ormansızlaşmadan kaynaklandığı tespit edilmiştir. İklim değişikliği ve hava kirliliği gibi artan çevresel sorunlardan dolayı, tüm dünyada fosil kaynaklara alternatif olarak atmosfere daha az CO<sub>2</sub> salan, çevreyi daha az kirleten, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelinmektedir. Küresel ısınma ve iklim değişikliğine yol açan sera gazlarının

türlerinin ve kaynaklarının çeşitliliği, çözüm yollarının da çok geniş bir yelpazeye yayılmasına yol açmaktadır. Ülkeler, ulusal iklim değişikliği politikalarını belirlerken, tüm bu seçenekleri mevcut teknoloji altyapısı, insan kaynakları, kısa-orta-uzun vadeli kalkınma öncelikleri gibi kendilerine özgün koşulları da göz önünde bulundurarak belirlemektedirler.

Sera etkisine ve dolayısıyla küresel ısınmaya en büyük katkıyı yapan CO<sub>2</sub> emisyonlarının ülkemizde yaklaşık olarak %90'ının yakıt tüketiminden kaynaklanması enerji üretimi ve tüketimi ile enerji politikalarının sera gazı emisyonları üzerinde etkin bir role sahip olduğunu göstermektedir. Türkiye, mevcut konumu itibarıyla BMİDÇS'deki ortak fakat farklı yükümlülükler ilkesi doğrultusunda, kalkınma önceliklerini, hedeflerini ve artan nüfusun gereksinimlerini gözeterik, iklim değişikliğinin olumsuz etkilerinin azaltılmasına yönelik yürütölen küresel mücadelede yerini almayı amaçlamaktadır. Enerji sisteminde oluşın artışlar ve geleceğe yönelik öngörüler, Türkiye'de enerjinin doyma noktasına ulaşmadığını ve gelecek birkaç on yılda da ulaşmayacağını ortaya koymaktadır. Bu yüzden enerji tasarrufu, enerjinin yeterli ve verimli kullanımı, yeni teknolojilerin ve yenilenebilir enerji kaynaklarının yaygınlaştırılması ile ormanlar gibi karbon yutaklarının artırılması, Türkiye'nin sera gazı emisyonlarını azaltma bakımından gelecekte en fazla yararlanabileceği politika araçlarının ve teknolojik olanakların başında gelmektedir. Türkiye'de bugüne kadar, doğrudan sera gazı emisyonlarını azaltmaya ve/veya kontrol etmeye yönelik herhangi bir düzenlemeye gidilmemiş olmasına rağmen, sera gazı emisyonlarını dolaylı olarak azaltan çok sayıda yasal düzenleme ve önlem bulunmaktadır. Sanayi sektöründe enerji yönetimi sisteminin büyük ölçüde oluşturulması, binalardaki ısı yalıtımı düzenlemeleri, elektrikli ev aletlerinde ve aydınlatma ekipmanında enerji verimliliği etiketleme sistemi, doğal gaz kullanımının yaygınlaştırılması, kojenerasyon uygulamaları, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin desteklenmesi, enerjinin verimli kullanılmasıyla ilgili düzenlemeler bunlara örnek olarak verilebilir (DPT, 2007).

Ülkemizde enerji sektöründe sera gazı emisyonlarını azaltmak üzere izlenebilecek temel politika ve önlemler aşağıdaki başlıklar altında toplanabilir:

- Üretimden tüketime her aşamada enerjinin ve enerji kaynaklarının kullanımında verimliliğin artırılması, enerji yoğunluğunun azaltılması,

- Enerji güvenliğini de destekleyecek şekilde enerji üretiminde kaynak çeşitliliğinin sağlanması, yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları ve teknolojilerinin kullanılması,
- Temiz üretim teknolojilerinin kullanımı ve geliştirilmesi,
- Termik santrallerin rehabilitasyonu,
- Yakıt kalitesinin iyileştirilmesi
- Enerji altyapısında yüksek ısılı süper iletkenlerin kullanılması, iletim ve dağıtım kayıplarının azaltılması,
- Kombine ısı ve enerji üretimi, enerji depolanması,
- Başta hava kalitesi olmak üzere çevrenin korunması,
- Enerji temin ve dağıtımında verimliliğin geliştirilmesi,
- Enerji tasarrufu önlemlerinin alınması,
- Yeşil vergi uygulamaları ile doğal kaynakların verimli kullanımının sağlanması,
- Emisyon ticareti düzenekleri.

Yukarıda da detaylı olarak incelendiği gibi Türkiye elektrik üretiminde, çoğunlukla hidrolik ve termik kaynaklar kullanılmaktadır. Türkiye’de elektrik üretiminde en önemli yerli fosil yakıt olan linyit, termik üretimde son yıllarda doğal gazdan sonra gelmekte ve toplam üretimdeki payı 2005 yılından itibaren %18’in üstünde devam etmektedir. Gelecekte de önemli bir kaynak olarak elektrik üretiminde yerini alması beklenmektedir. Dolayısıyla ülkemizde iklim değişikliğini önlemek üzere belirlenecek politikalarda linyitin elektrik üretimine dahil olduğu seçenekler düşünülmelidir.

Sonuç olarak küresel iklim değişikliğinden doğacak riskleri azaltmak için başarılı yaklaşımların geliştirilmesine ihtiyaç vardır. Bu yaklaşımlar bilimsel zemine dayalı, uzun vadeli ve ayrıntılı hedefleri gerektirmektedir. Ancak göz ardı edilmemesi gereken durum ise iklim değişikliği politikalarının mutlaka piyasaya dayalı olmasıdır. Türkiye’de sürdürülebilir kalkınma stratejisi altında KP birinci fazı (2008-2012) sonrasında CO<sub>2</sub> emisyonlarının azaltılma potansiyelinin başta enerji sektörü olmak üzere diğer yoğun enerji kullanan sektörler için araştırılması ve belirlenmesi, buna uygun stratejilerin oluşturulması en önemli araştırma konularından biri olmaktadır.

## 2.8 Enerji Sektöründe Sera Gazı Azaltımında Kullanılan Modeller

Temelde enerji sektöründe azaltma analizleri için iki farklı esas yaklaşım kullanılmaktadır. Bunlar yukarıdan aşağıya (top-down) ve aşağıdan yukarı (bottom-up) olarak aşağıda açıklanmıştır:

- 1. Yukarıdan aşağı:** Bu yaklaşımda ekonomik veriler kullanılarak gelir, gider, GSYİH üzerinde fayda-maliyet değerlendirmeleri yapılmaktadır. Bu yaklaşım daha çok karbon vergisi ve mali politikaların etkilerini değerlendirmek için kullanılmaktadır. Teknoloji esaslı politikaların değerlendirilmesine uygun değildir.
- 2. Aşağıdan yukarı:** Bu yaklaşımda ise yakıtlar, teknolojiler ve politikalar ile ilgili detaylı bilgiler kullanılmakta, tekil olarak politika ve teknolojilerin fayda-maliyet değerlendirilmesi yapılmaktadır. Bu yaklaşımda politikalar ve projeler arasındaki etkileşim değerlendirilmektedir. Daha çok proje ve programların fayda-maliyet değerlendirilmesi için kullanılmaktadır.

Yukarıda anlatılanlardan özetle yukarıdan aşağı modeller, ekonomik yaklaşımlı; daha çok karbon ve diğer çevre vergilerini azaltmak için finansal politikalar ve geniş makroekonomik çalışmalar için uygundur. Aşağıdan yukarı modeller ise mühendislik yaklaşımlı olarak; spesifik teknolojik ve sektörel uygulamalar için opsiyon çalışmaları için uygundur (Url-2, 2009). Dolayısıyla bu tez çalışmasının amacı olan farklı teknolojileri içeren politikaların değerlendirilmesine ve mühendislik çalışmasına uygun olarak aşağıdan yukarı yaklaşımı kullanılmalıdır. Bu tip modellerde enerji korunumu gibi temel mühendislik ilişkilerine dayalı bir sistemde enerji akışı hesaplanır; şeffaf ve parametrelendirilmesi kolay modellerdir. Politikaların değerlendirilmesi ve karşılaştırılması model sonuçlarına göre yapılır. Oluşturulan çerçevede ekonomik devamlılık yerine fiziksel devamlılık sağlanır (Url-2, 2009).

Enerji sektöründe senaryo oluşturma ve çıkan sonuçları değerlendirmek için kullanılacak modeller; esas olarak entegre enerji, sera gazı azaltım analizi yapabilen ve enerji sektörü teknolojilerini seçebilen modeller olmalıdırlar. Genel olarak uluslararası çeşitli değerlere rahatça uygulanabilmeli, daha önceden denenmiş ve uygulanabilirliği ispatlamış olmalıdır. Ayrıca kapsam belirleme gibi uygulamada

karşılaşılabilecek sorunlara karşı da profesyonel olarak geliştirilmiş olmaları ve desteklenmeleri gerekmektedir.

Aşağıdan yukarı modellere örnek olarak LEAP, MARKAL (Market Allocation Model), ENPEP (Energy and Power Evaluation Program), RETScreen (Renewable Energy Technology Screening) modelleri verilebilir. Bu modellerden RETScreen dışındakiler, entegre sera gazı senaryo ve enerji modelleridir. RETScreen daha çok yenilenebilir enerji kaynakları ve kombine ısı çevrim teknolojilerini incelemektedir. Ulusal seviyede entegre analizler yerine proje bazlı analizlerde, eleme ve fizibilite çalışması yaparak opsiyonları değerlendirme imkanı sağlamaktadır. Ulusal bir değerlendirme için yeterli değildir. LEAP Modeli ise ENPEP ve MARKAL'dan farklı olarak, fiziksel enerji ve çevresel hesaplama prensiplerine dayanmaktadır. Böylece LEAP'deki tüm hesaplamalarla şeffaf bir sistem oluşturulabilmektedir. LEAP'de pazar paylaşımı kullanıcı tarafından her bir senaryo için belirlenmekte, MARKAL'da olduğu gibi modelde tüm pazar payı en ucuz teknolojiye göre paylaştırılarak hesaplanmamakta, teknoloji seçiminde enerji maliyeti tek faktör olarak değerlendirilmemektedir. LEAP'de sera gazları, maliyetler gibi farklı hipotetik senaryoların uygulamaları daha hızlı yapılabilmektedir. LEAP teknolojik uygulamalara esnek bir yaklaşımla çalışmaktadır. Talep doğrultusunda ekonometrik ve simülasyon tabanlı olarak da çalıştırılabilmektedir (Url-2, 2009). Bu özellikleri ile LEAP, yukarıda sayılan şartları sağlayarak tez çalışmasının amacına en uygun model olarak belirlenmiştir.

## **2.9 Enerji ve Sera Gazı Azaltımı ile İlgili Model Çalışmaları**

İklim değişikliğinin özellikle son 20 yılda etkisinin daha çok hissedilmesi ile daha fazla önem kazanması ve bu konuda önlem alma çabalarıyla sera gazı azaltma çalışmaları son yıllarda yapılmaya başlanmıştır. Bu konuda yapılan araştırma sonucunda ülkemizde enerji sektöründe izlenecek politikaların maliyetleri ve sera gazı azaltım çalışmaları daha çok resmi makamlarca ENPEP modeli kullanılarak yapılan çalışmalarda ele alınmış, akademik çalışmalar ise üniversitelerin endüstri ve makine mühendisliği bölümlerince yapılmıştır. Bu bölümde öncelikle konuyla ilgili uluslararası çalışmalardan ve daha sonra ulusal çalışmalardan bahsedilmiştir.

### 2.9.1 Uluslararası çalışmalar

Dementjeva (2009) doktora tezinde Estonya için enerji modelleri incelenmiş ve en uygun model olarak belirlenen LEAP ile enerji sistemleri gelişim senaryoları değerlendirilmiştir.

Sahir (2007), Pakistan için enerji planlamasında modellemenin önemini ve buna bağlı olarak ülke için kullanılabilecek enerji modellerini değerlendirmiş, ENPEP ve LEAP modelleri en uygun modeller olduğu sonucuna varmıştır.

Barhaghi (2008) tarafından yapılan doktora çalışmasında Colorado için sera gazı azaltımı odaklı sürdürülebilir enerji yol haritası için kantitatif bir değerlendirme yapılmış, 30 yıl zaman dilimi için MARKAL modeli kullanılarak gelecek için senaryolar oluşturulmuştur. Colorado'ya özgü referans senaryoyu temsil eden güç sektörü veritabanı geliştirilmesi ve kalibrasyonu, doğal gaz yakıtlı türbinler, yenilenebilir yakıt ve talep taraflı yönetim, enerji verimliliği önlemleri değerlendirilmiştir. Geleceğe yönelik senaryo değerlendirmesinde ise 4 farklı senaryo oluşturulmuştur. Çeşitli karbon tutma ve ayrıştırma oranları ile pülverize kömür yakıtlı santraller, ileri yakma türbini ve kombine çevrim, entegre gazlaştırma kombine çevrim (IGCC) ve nükleer teknoloji; enerji verimlilik senaryoları, vergi sistemi ve duyarlılık senaryoları değerlendirilmiştir. Enerji verimliliği ve talep taraflı yönetim senaryoları Referans senaryoya göre %7 CO<sub>2</sub> emisyonu azaltımı sağlamıştır. 30 yıl boyunca alt yapı yatırım maliyeti azaltımı sağlayabildiği için en az 9 milyar \$ (2005\$) kazandırabildiği için en çok tercih edilebilir senaryo olmakla birlikte hiçbir CO<sub>2</sub> emisyonu azaltım hedefine uymamaktadır. 2035 yılında CO<sub>2</sub> emisyonlarını 1990 yılı seviyesinde tutma zorunluluğu referans senaryoya göre 7 milyar \$ (2005\$) daha pahalı olmakta ancak 2020 yılında emisyonları 2005 seviyesinde tutmaktan yaklaşık %11 daha ucuz olmaktadır. Karbon vergileri ise vergi miktarına bağlı olarak referans senaryoya göre sistem maliyetini 8 milyar \$'dan 21 milyar \$ (2005\$)'a çıkardığı için en pahalı seçenek olarak ortaya çıkmıştır.

Cai ve diğerleri (2008) tarafından Çin'in elektrik, demir-çelik, çimento, kağıt ve ulaşım sektörlerinin dahil olduğu beş sektör için CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma fırsatları ve maliyetleri senaryolar ile LEAP modeli kullanılarak karşılaştırılmıştır. Senaryolar, yakma teknolojisi değişikliği, mevcut elektrik üretim santrallerinde rehabilitasyon, yakıt değişikliği, yenilenebilir kaynakların kullanımı, karbon tutma gibi CO<sub>2</sub>

emisyonu azaltan teknolojilerin kullanımına karşı gelen emisyon azaltımı ve maliyet karşılaştırmaları ile sonuçlandırılmıştır.

Cai ve diğerleri (2007) tarafından Çin elektrik sektöründe CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma potansiyeli senaryo analizleri LEAP modeli kullanılarak yapılmıştır. Çin'in enerji tüketimi ve CO<sub>2</sub> emisyonu 2000-2030 yılları için referans senaryo ile birlikte alternatif iki farklı senaryo ile değerlendirilmiştir. Talep taraflı yönetim, enerji verimliliği artışı, eski kömür yakıtlı santrallerin rehabilitasyonu, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı, eski ve küçük ölçekli santrallerin kapatılması, ileri yakma teknolojilerinin kullanılması, hidroelektrik ve nükleer santrallerin artışı, karbon tutma, süper kritik santrallerin devreye alınması gibi emisyon azaltıcı opsiyonlarla oluşturulan senaryoların maliyetleri ve emisyon azaltım miktarları karşılaştırılmıştır. Sonuçlar emisyon yoğunluğu olarak değerlendirilmiş, ikinci ve üçüncü senaryoda sırasıyla %4,2 ile %19,4 azaltım gerçekleşmiştir.

Arar (2007) tarafından yapılan doktora tezinde Amerika Birleşik Devletleri'nde Ohio Eyaleti için elektrik üretiminden ve ulaşım sektöründen kaynaklanan CO<sub>2</sub> emisyonlarının simülasyonu Stella modeli ile 30 yıl için yapılmıştır. Yenilenebilir enerji kullanımı, enerji verimliliği, CO<sub>2</sub> ayrıştırma gibi senaryoların değerlendirilmesi yapılmıştır. Elektrik üretiminde yenilenebilir standartları 23 eyalete uygulandığında %5,5 azalma, tüm ülkeye enerji verimlilik standardı uygulandığında ise referans senaryoya göre %39 azalma gerçekleşmiştir. Bu çalışmaya alternatif olarak emisyonları 1990, 2000 ve 2005 seviyesinde tutmak için fosil yakıtlara karşı yenilenebilir enerji payını %44, %50 ve %64'e çıkarmak gerektiği sonucuna varılmıştır.

Rafaj (2005), İsviçre için MARKAL modeli kullanarak politikaların global enerji sisteminin sürdürülebilirliğine katkısının analizini yapmış; güç üretiminin hava kirlenmesi ve küresel ısınma ile bağlantılı uluslararası fiyatlarını, global enerji sisteminde CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma hedeflerini, yenilenebilir enerji kaynaklarının katkısını bir doktora tezi ile değerlendirmiştir.

Nakata ve diğerleri (2003), Japonya güç sektörü için LEAP modeli kullanarak CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma potansiyelini değerlendirmişlerdir. Çalışmada LEAP modeli kullanılmış, yakıt değişimi senaryosu ile azaltılabilecek CO<sub>2</sub> emisyonu tahmini yapılmıştır. Kömür yerine doğal gaz, yenilenebilir kaynak kullanımı, yüksek verimli

doğal gaz çevrim ve kojenerasyon, kademeli olarak nükleer santrallerin kapatılması, enerji verimlilik ve tasarruf önlemleri ile 2020 yılı için emisyon azaltım oranı ve maliyetler değerlendirilmiştir. Bu senaryo agresif ama gerçekçi ve ulaşılabilir olarak değerlendirilmektedir. 2020 yılında 2000 yılı emisyonlarına göre yakıt değişimi senaryosunda %20 azaltım, Referans Senaryo 2020 yılı emisyonlarına göre ise %31 azaltım gerçekleşmiştir. 2000-2020 yıllarında yakıt dönüşüm senaryosunun Referans Senaryoya göre net maliyeti 1,1 trilyon Japon Yeni olmuştur. Ancak bu maliyetin elektrik tüketiminde %0,3 vergi ilavesi ile karşılanabilecek bir miktar olduğu belirtilmektedir.

Kim (2003) çalışmasında Kore Cumhuriyeti için enerji sektöründe LEAP uygulaması ile gelecek için ulusal enerji projeksiyonu yapmış, alternatif senaryolar oluşturarak sonuçları ve etkilerini değerlendirmiştir.

Çin Enerji Araştırma Enstitüsü (2003) tarafından yapılan çalışmada LEAP modeli kullanılarak Çin'in enerji ve karbon emisyonları senaryoları "Sürdürülebilir enerji geleceği" isimli raporla değerlendirilmiştir. Raporda Çin'in 10. Beş yıllık planı hedeflerine ve uzun vadeli sürdürülebilir gelişme stratejisi doğrultusunda amaçlarına nasıl ulaşılacağına ilişkin detayları araştırılmıştır.

### **2.9.2 LEAP Modeli uygulamaları**

LEAP uygulamalarından bazı örnekler; Lübnan 2. Ulusal Bildirim Raporu, 2011 Yunanistan için emisyon azaltma seçenekleri, 2011; Asya Pasifik Enerji Araştırma Merkezi (APEC) Enerji Talep ve Temin Görünümü, 2009; Çin için Düşük Karbon Ekonomisine Doğru, 2009; Dünya Bankası tarafından Meksika için hazırlanan Düşük Karbon Gelişimi Raporu, 2009 olarak verilebilir. Stockholm Çevre Enstitüsü (SEI) tarafından 2009 yılında Amerika Birleşik Devletleri Çevre Koruma Ajansı (US EPA) için "Gelişmekte olan ülkelerde sera gazı azaltımı" konulu hazırlanan raporda; Çin, Meksika, Hindistan, Brezilya, Güney Afrika ve Güney Kore için sera gazı azaltma fırsatları belirlenmiştir. Raporda referans senaryo oluşturulmuş, gelecek için mevcut azaltma potansiyelleri ile her ülke için engeller ve fırsatlar değerlendirilmiştir. Çalışma özellikle elektrik üretimi, endüstri, binalar ve ulaşım kaynaklı sera gazı emisyonu azaltma teknolojileri, politikaları ve önlemler üzerine yoğunlaşmıştır. Ayrıca UNFCCC tarafından verilen bilgiye göre 2009 yılı itibarıyla 85 ülke ulusal bildirim raporlarında LEAP'i kullanmışlardır (Url-3, 2011).

### 2.9.3 Ulusal çalışmalar

Ülkemiz için bu konuda ilk çalışmalar, Çevre ve Orman Bakanlığı (ÇOB) tarafından 2007 yılında yayımlanan Türkiye İklim Değişikliği 1. Ulusal Bildirimi kapsamında yapılmıştır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB, 2006) ile yapılan çalışmanın sonuçları 1. Ulusal Bildirimde kullanılmıştır. Bu çalışmanın konusu Türkiye için “Enerji Sektörünün Modellemesi” olup ETKB, Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) ve Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) işbirliği ile ABD Enerji Bakanlığı Argonne Ulusal Laboratuvarları Enerji, Çevre ve Ekonomik Sistemler Analizi Merkezi (ANL-CEEESA) tarafından ENPEP modeline göre yapılmış, modelin MAED (Model of Analysis of Energy Demand) modülü genel enerji ve elektrik talebini planlamak için kullanılmış, WASP (Wien Automatic System Planning Package) modülü elektrik üretim planlaması için kullanılmıştır. BALANCE modülü ise enerjinin çıkarılmasından nihai tüketim aşamasına kadar tüm safhaları kapsayan fosil ve yenilenebilir enerji akışını planlayarak bu enerji akışı sonucu oluşan sera gazı ve diğer gazların çevresel analizini yapmıştır. Tüm bu analiz süreçlerinde 2003 yılı temel olarak alınmış ve 2005-2020 yılları için çalışılmıştır. “Türkiye İlk Ulusal Raporu Enerji Sektörü Modellemesi Projesi” olarak elektrik sektörü dahil tüm enerji sektörü için referans senaryo ile birlikte beş senaryo oluşturulmuş, sera gazı emisyonu azaltım oranı ve maliyet verimliliği hesaplanarak en uygun seçenek belirlenmiştir. Senaryolar aşağıdaki başlıklarda toplanmıştır:

- Referans senaryo
- Düşük talep senaryosu,
- Talep taraflı verimliliğin artırılması senaryosu,
- Nükleersiz senaryo,
- Sanayi sektöründe kojenerasyon tesislerinin kullanımının artırılması.

DSM senaryosu iklim değişikliği ile ilgili politikaların uygulanacağı olası alternatif olarak görülmektedir. Bu senaryoda CO<sub>2</sub>'in de dahil olduğu tüm sera gazı emisyonlarında azaltım sağlanmakta ve maliyet verimliliği negatif görünmektedir. Konutlarda ve endüstriyel tesislerde benzer enerji tasarrufu metotları ile emisyonlarda %7,1'lik bir azalma sağlanırken maliyet verimliliği de eksi 113,6 \$/ton olmaktadır. Yani bu senaryo ile sağlanacak bir tonluk CO<sub>2</sub> indirimi için 113,6 \$ tasarruf mümkündür. Düşük Talep Senaryosu ise emisyonlarda %8,8 azalma sağlamakla birlikte ekonomiye daraltıcı bir etki yapacağından uygun

görünmemektedir. Nükleersiz Senaryo, planlama döneminde CO<sub>2</sub>'in de dahil olduğu tüm sera gazı emisyonlarında %1,3'lük bir artışa neden olmaktadır. Toplam maliyette bir düşüş olmasına rağmen emisyonlarda bir artış olduğundan maliyet verimliliği hesaplanmamıştır. Kojenerasyon senaryosunda ise hem emisyonlar hem de maliyet artış göstermektedir. Bu yüzden maliyet verimliliği burada da hesaplanmamıştır (ETKB, 2006). Bu çalışmadaki sera gazı hesaplamalarında IPCC emisyon faktörleri kullanılmıştır. Çalışma 2003-2020 yılları için yapılmış, elektrik talep tahminlerinde TEİAŞ Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması (2004) verileri kullanılmıştır. Kullanılan verilerin değişmiş olması, Türkiye için emisyon faktörlerinin kullanılmamış olması, yenilenebilir enerji kaynaklarının değerlendirildiği bir senaryonun olmaması nedeniyle bu çalışma güncelliğini kaybetmiş olup mevcut elektrik üretim stratejisine yönelik senaryodan yoksundur. Bu sebeplerden dolayı Türkiye için yeni, daha kapsamlı ve farklı modellerin kullanıldığı senaryo analizlerine ihtiyaç vardır.

Başka bir çalışma 2002 yılında Dünya Bankası için ANL-CEEESA tarafından yapılmıştır. Türkiye enerji ve çevre durumu değerlendirilerek enerji sektörü modellenmiştir. ENPEP BALANCE modeli kullanılarak tüm enerji sektörü için 2025 yılına kadar projeksiyon yapılmıştır (WB, 2002). Bu çalışma da ETKB (2006) gibi ENPEP modeli ile yapılmıştır ve daha önceki verilere dayanmaktadır. Sera gazı emisyonları referans senaryo ile birlikte dokuz senaryo ile değerlendirilmiştir. Senaryolar aşağıda sıralanmıştır:

- Referans senaryo,
- Teknik verim senaryosu,
- Temiz kömür teknolojisi senaryosu,
- Nükleer senaryo,
- Kojenerasyon enaryosu,
- Yenilenebilirler senaryosu,
- CO<sub>2</sub> vergisi senaryosu,
- Kısıtlı doğal gaz kritik altı ve süper kritik senaryo,
- Talep taraflı yönetim senaryosu.

Genel olarak 2000-2025 yılları için sonuçlara bakıldığında; sanayide kojenerasyon ve elektrik santrallerinde termik verimin artması ile sırasıyla %5 ve %1'in altında CO<sub>2</sub> emisyonu azalmaktadır. Talep taraflı yönetim senaryosunda %10'un üstünde CO<sub>2</sub>

emisyonu azaltımı söz konusudur. Ancak bu senaryoda evsel ve endüstriyel enerji tüketimine göre sonuç alınmıştır. Ulaşım sektörü ülke spesifik veri olmadığı için dahil edilmemiştir. Kritik altı ve süper kritik santrallerde referans senaryoya göre CO<sub>2</sub> emisyonu sırasıyla %8 ve %7 daha fazladır. Nükleer senaryo sera gazı azaltımı için etkin bir senaryo olmamış ve 2000-2025 yılları için %1'in altında CO<sub>2</sub> emisyonu azaltımı gözlenmiştir. Yenilenebilirler senaryosunda ise mini hidrolik santrallerin ve rüzgar santrallerinin etkin ancak sınırlı olduğu durumda; çalışma süresi boyunca %2'nin altında CO<sub>2</sub> emisyonu azaltımı olduğu sonucu çıkmıştır. Karbon vergisi senaryosunda ise 4 \$/ton CO<sub>2</sub> karbon vergisi için %1'in altında CO<sub>2</sub> emisyonu azaltımı gözlenmiştir. Daha fazla azaltımlar için daha yüksek vergi oranlarına ihtiyaç olduğu ortaya çıkmıştır. Bu çalışmadaki yenilenebilir senaryosu şu anki mevcut stratejiden farklı olarak Türkiye'nin tüm yenilenebilir enerji kaynakları kullanılmamıştır (WB, 2002).

Arı (2010) çalışmasında Türkiye için elektrik talebi ve üretimi 2019 yılına kadar değerlendirilip IPCC metodolojisine göre hesaplanan CO<sub>2</sub> emisyonları ile azaltım potansiyeli dört farklı senaryo ile ortaya konulmuştur. Oluşturulan senaryolar; referans senaryo, yenilenebilir enerji, fosil yakıt ve doğal gaz senaryolarıdır. Çıkan sonuçlara göre; CO<sub>2</sub> emisyonu azaltımı açısından en iyi senaryo olan yenilenebilir enerji senaryosu ile 2009–2019 yılları arasında referans senaryoya göre 192 milyon ton CO<sub>2</sub> emisyonu azaltımı sağlanmaktadır. Yenilenebilir senaryosunda tüm ülke potansiyeli kullanılmamış, güneş enerjisi ve nükleer enerji üretim sistemine dahil edilmemiştir. Bu çalışmada TEİAŞ'ın 2009 yılına ait Türkiye elektrik enerjisi 10 yıllık üretim kapasite projeksiyon raporu talep değerleri kullanılmış, 2019 yılına kadar projeksiyon yapılmış, IPCC düzeltilmiş emisyon faktörleri kullanılmış maliyet hesaplamaları ise yapılmamıştır. Kullanılan talepler revize edildiği için güncelliğini kaybetmiş olup çalışma zaman ufkunun kısa olması, yenilenebilir enerji senaryosunun mevcut stratejiyi yansıtmaması ve maliyet değerlendirilmesinin yapılmamış olması nedeniyle bu çalışma uygulama açısından yeterli sonuçları vermemektedir.

Gülseven (2008) tarafından “Zeki modeller kullanılarak enerji projeksiyonu ve çevresel (sera) etkilerinin belirlenmesi ve ekonomik göstergelerle ilişkilendirilmesi” başlıklı doktora tezinde, yapay sinir ağları modeli ile sera gazlarının ileriye dönük projeksiyonu yapılarak azaltılmasına yönelik öneriler geliştirilmiştir. Bu öneriler;

yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının artırılması, bu konuda teşviklerin artırılması; nükleer enerjiden faydalanılması, karbon vergisi uygulaması, enerji ve taşıma kayıplarının azaltılması, kojenerasyon sistemlerinin kullanımının artırılması, yakıt kalitesinin artırılması, sera gazı azaltıcı enerji verimliliği daha yüksek ileri yakma teknolojilerinin kullanılması, enerji tasarrufunun artırılması sera gazlarının kullanılması, karbon yutak alanlarının artırılması olarak sıralanmıştır. Bu çalışmada önlemler genel olarak belirtilmiştir ve önlemlerin uygulama sonuçları yer almamaktadır.

Özyiğit (2007), “Türkiye’de elektrik üretimi için enerji kaynak alternatiflerinin etkinliğinin değerlendirilmesi” başlıklı doktora tezinde bulanık veri zarflama analizi ile enerji kaynak alternatiflerinin etkinliği belirlenerek enerji politikalarının belirlenmesi için sonuç çıkarılmıştır. Bu çalışmada çevre ve küresel ısınma faktörleri dikkate alınmamış, rüzgar enerjisi en etkin enerji kaynağı olarak belirlenmiştir. Sıralama doğal gaz, hidrolik, biyokütle, kömür, petrol, güneş ve nükleer olarak devam etmektedir. Etkinlik değerlendirmelerinde elektrik üretim maliyetleri, çevresel faktörler, enerji kaynağının yerli ve yenilenebilir olması, ülke olarak dışa bağımlılık gibi faktörler dikkate alınmıştır.

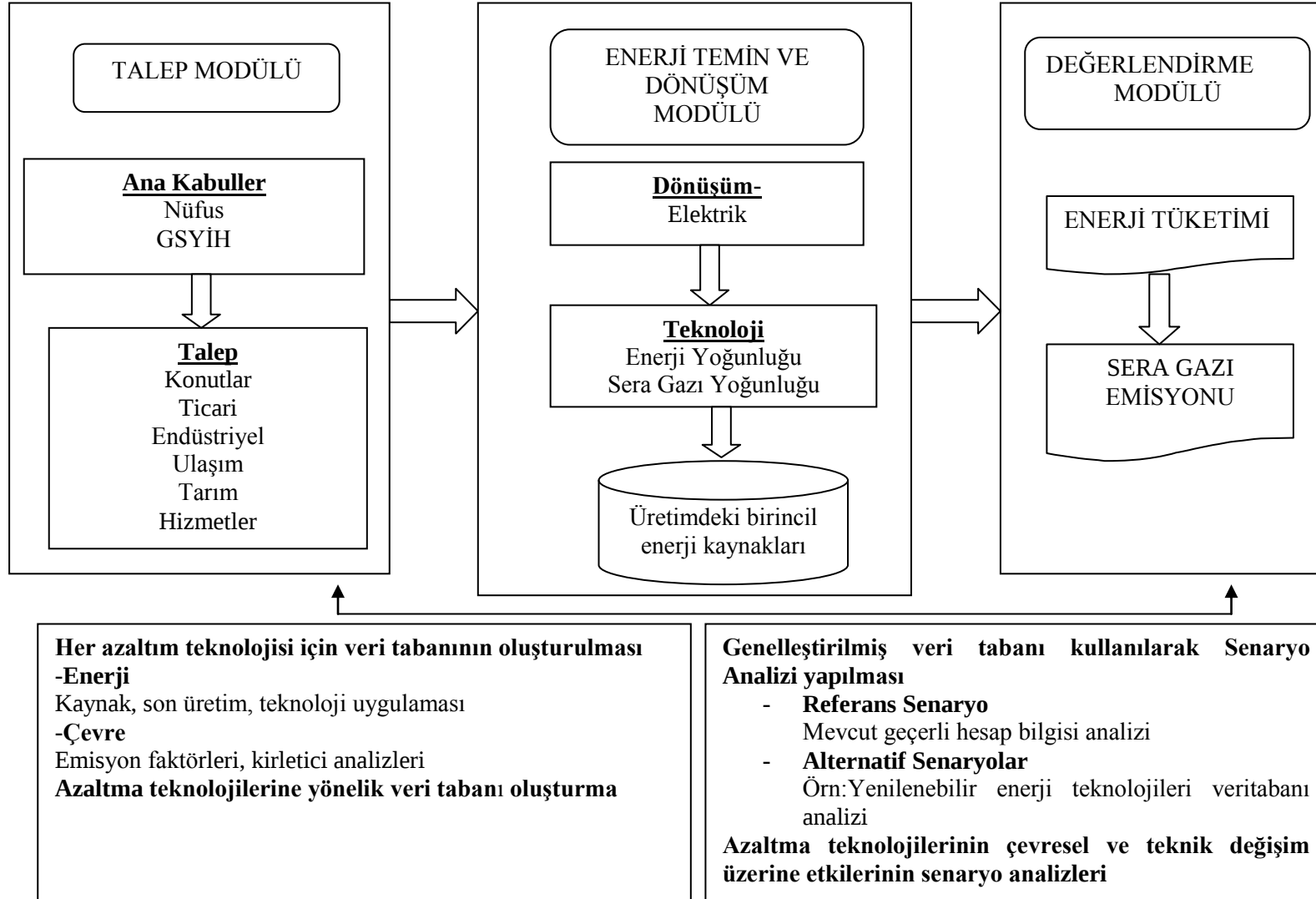


### **3. TÜRKİYE ELEKTRİK ÜRETİMİNİN LEAP MODELİ İLE SENARYO ANALİZİ**

Bu çalışmada Türkiye elektrik sektöründe CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma potansiyelinin, kaynak bazında enerji alternatifleri ve maliyetleri ile birlikte değerlendirilmesi amaçlandığı için aşağıdan yukarı modeller arasında en uygun olarak LEAP modeli belirlenmiştir. LEAP modeli senaryo temelli entegre bir enerji ve çevre analiz modelleme sistemidir. Bu model 1980 yılında Tellus Enstitüsü tarafından oluşturulmuş ve Stockholm Çevre Enstitüsü (SEI) Boston Merkezi tarafından geliştirilmiştir. Bu çalışmanın analitik metodolojisi LEAP-2008 versiyonuna dayanmaktadır. Model, SEI-Commend web sayfasından elde edilerek kullanılmıştır (Url-4, 2009).

#### **3.1 LEAP Modeline Dayalı Senaryo Analiz Yöntemi**

LEAP Modeli arz, talep, kaynaklar, çevresel emisyonlar, maliyet analizleri, enerji dışı sektörlerden kaynaklanan emisyonları kapsamaktadır. Modelde varsayılan seçenek olarak emisyon hesapları için IPCC 1. Yaklaşım yöntemi kullanılmakta, veri tabanına ulaşılabilirdiği durumlarda ise lokal emisyon faktörlerine göre de hesap yapılabilmektedir. LEAP metodolojisinde çözüm algoritması, hesaplama yöntemine dayanmaktadır. Talep yönetimli bir model olarak mevcut ve gelecekteki enerji talebi ve teminine dayanarak çevresel senaryolar kantitatif olarak tanımlanır. Yakıt çeşitliliği, çevresel kısıtlar ve maliyet gibi spesifik kriterlerle senaryolar değerlendirilir. LEAP modelinde nüfus, ekonomik gelişme, teknoloji ve diğer parametrelerin gelecekteki değişimlerine dayanan alternatif kabuller ile oluşturulan senaryolar, belirli bir bölge veya ekonomi için enerji üretimi, transferi ve tüketimi değerlendirmesine dayanmaktadır. Birincil enerji kaynaklarından enerji üretim proseslerine, iletim ve dağıtımdan arza kadar enerji tüketen tüm aktiviteler; referans senaryo ve diğer senaryolar için tanımlanarak üretilen enerji ile tüketim arasında enerji dengesi oluşturulur (Url-5, 2009). Modelin bu çalışma kapsamında kullanılan analitik yapısı Şekil 3.1 ile özetlenmiştir.



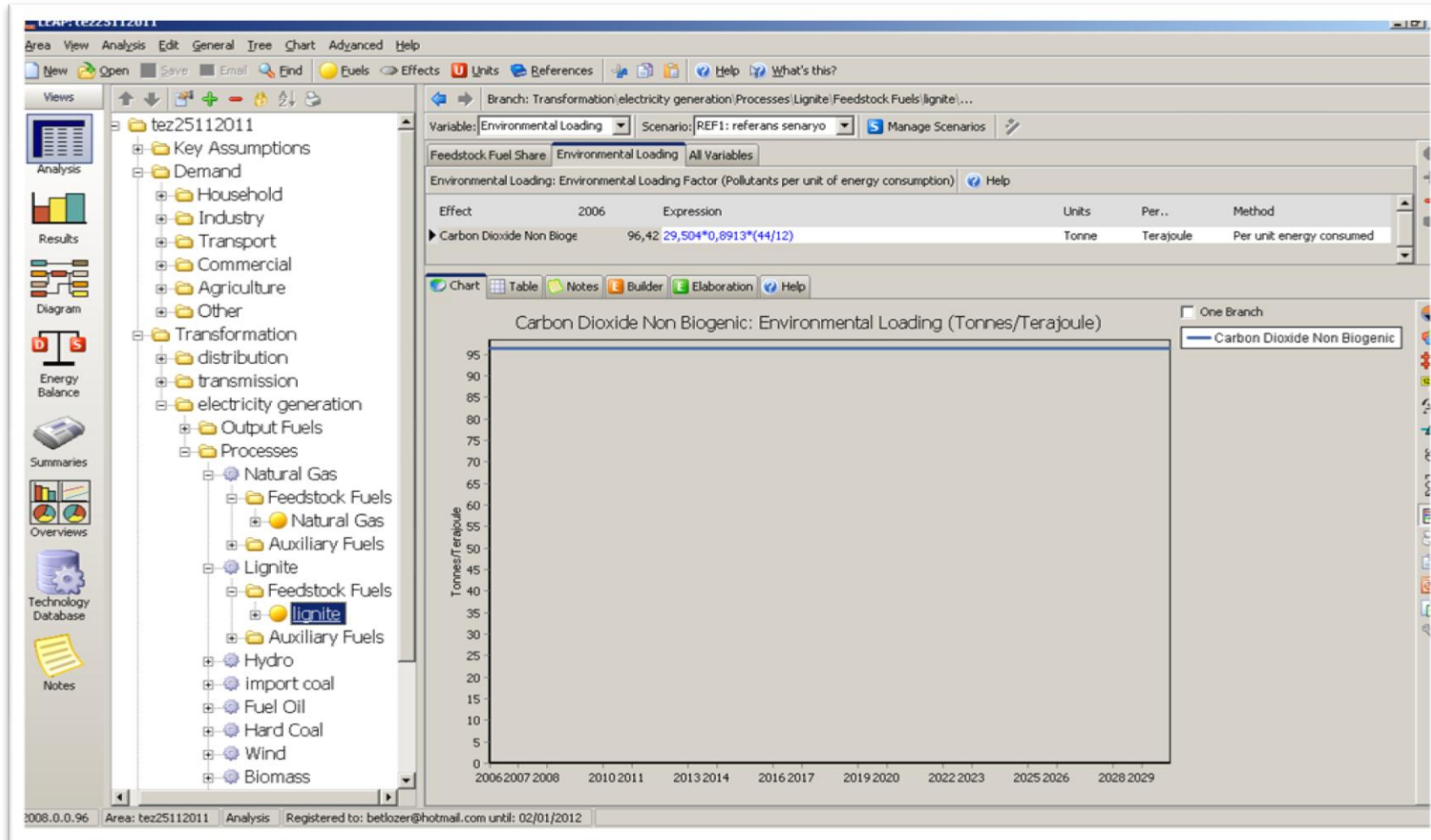
Şekil 3.1: LEAP Modeli analitik yapısı.

### 3.2 LEAP Modelinin Metodolojisi

LEAP metodolojisi temel fiziksel hesaplamalara ve simülasyon yaklaşımına dayanmaktadır. Modelin hesaplamalara esas olan hiyerarşik yapısı ve kullanıcı arayüzü Şekil 3.2 ile verilmiştir. Hesaplama sonuçları ve raporlar Microsoft Office programlarına aktarılabilmektedir. Bu özelliği sayesinde tez çalışmasında elde edilen tüm model sonuçları Excel programına aktararak sunulmuştur.

LEAP senaryo analizlerinde talep hesaplamalarında kullanılacak makroekonomik ve demografik verilere; elektrik üretimi ile ilgili diğer zamana bağlı değişkenlere; CO<sub>2</sub> emisyonu hesaplamalarında ise karbon emisyon faktörleri ve oksidasyon oranlarına ihtiyaç vardır. Bu hesaplamalar Şekil 3.2’de de gösterildiği gibi elektrik enerjisi talebinden başlamaktadır. Modelde elektrik enerjisi talep projeksiyonları; nüfus, Gayri Safi Yurt İçi Hasıla (GSYİH), hane halkı büyüklükleri ve sayısı, şehirleşme oranı gibi seçilen ana parametrelere dayandırılmaktadır. Talebi karşılayacak elektrik üretimi ise; yakıt ve teknoloji bazlı olarak kurulu güç, kapasite kullanım oranı, iç tüketim, iletim ve dağıtım kayıpları dikkate alınarak hesaplanmaktadır. Elektrik üretimine bağlı yakıt tüketimine göre de CO<sub>2</sub> emisyonu hesaplanmaktadır. Çalışma kapsamında detaylı veri temin edilebilen en son yıl olan 2006 baz yıl olarak kabul edilmiştir. Senaryo analizleri 2011-2030 yıllarını kapsamaktadır. Modelin bu çalışma kapsamındaki çerçevesi aşağıdaki üç ana başlıkta toplanabilir:

- Türkiye Elektrik Talebi
- Türkiye Elektrik Üretimi
- Termik Santrallerden Kaynaklanan CO<sub>2</sub> Emisyonları.
- **Türkiye Elektrik Talebi:** Toplam elektrik talep tahmininin yıllara göre hesaplanması gerekmektedir. Bu çalışmada elektrik tahmini, nüfus ve GSYİH ana kabul bileşenlerine bağlı olarak yıllara ve sektörlere göre hesaplanmıştır. Modele sektörel elektrik yoğunlukları olarak girilen değerler EK A ile verilmiştir. Türkiye için GSYİH ve talep hesaplama detayları bu bölümde ayrı başlıklar altında anlatılmıştır.



Şekil 3.2: LEAP kullanıcı ara yüzü.

Modelde talep hesabı aşağıda verilen Denklem (3.1) ile yapılmıştır.

$$\text{Elektrik talebi} = \text{aktivite seviyesi} * \text{elektrik yoğunluğu} \quad (3.1)$$

Aktivite seviyesi, LEAP talep modülünde enerji tüketilen faaliyetler için birim değer olarak tanımlanmaktadır. Bu tez çalışmasında talep sektörleri için aşağıdaki aktivite seviyeleri kullanılmıştır:

Evsel: nüfus, kişi;

Sanayi, ticaret, tarım ve hizmetler: GSYİH içindeki payları, \$;

Ulaştırma: toplam elektrik tüketimi içindeki paya göre kWh

olarak alınmıştır.

Elektrik yoğunluğu, birim faaliyet başına elektrik tüketimi olarak tanımlanmaktadır, sektörlere göre kWh/kişi veya kWh/\$ olarak alınmıştır.

Sektörel olarak hesaplanan talepler toplamı yıllık talebi vermektedir.

- **Türkiye Elektrik Üretimi:** Hesaplanan toplam talebe göre elektrik arzının sağlanması gerekmektedir. Elektrik üretiminde kullanılacak kaynaklar senaryo bazlı belirlenmiştir. Her bir kaynaktan üretilecek elektrik miktarı santral kurulu gücüne, kapasite kullanım oranına ve iç tüketimine göre hesaplanmaktadır. İletim-dağıtım kayıpları da hesaplara dahil edilerek yıllık brüt üretim elde edilmektedir. Modele girilen elektrik üretim parametreleri tanımları ve değerleri ile birlikte 3.6 Başlığında anlatılmıştır. Yıllık toplam elektrik üretimi yakıt bazlı olarak Denklem (3.2) ile hesaplanmıştır.

$$P_{yıl} = \sum_i^n p_i \quad (3.2)$$

Burada; i: yakıt türünü; n: farklı yakıt tipleri sayısını,  $p_i$ : i yakıtına ait yıllık brüt elektrik üretimini (MWh),  $P_{yıl}$ : yıllık toplam brüt elektrik üretimini (MWh) ifade etmektedir.

- **Termik Santrallerden Kaynaklanan CO<sub>2</sub> Emisyonları:** Üretilen elektrik için yakıt bazlı gerekli enerji miktarından; karbon emisyon faktörü, oksidasyon oranı ve CO<sub>2</sub> dönüşüm oranı ile CO<sub>2</sub> emisyonu hesaplanmaktadır. Yıllık CO<sub>2</sub> emisyonları yakıt bazlı değerlerin toplamı ile elde edilmiştir. Modele girilen yakıt bazlı emisyon faktörleri hesaplama detayları ve kullanılan değerler 3.5 Başlığında

detayları ile anlatılmıştır. Elektrik üretimine bağlı yakıt bazlı yıllık enerji tüketimi Denklem (3.3) ile, buradan elde edilen enerji miktarı ile de CO<sub>2</sub> emisyonu Denklem (3.4) ile hesaplanmıştır.

$$(YT)_i = (p_i * 0,0036) / e_i \quad (3.3)$$

Denklemde verilen;

$(YT)_i$ : i yakıtı için yıllık yakıt tüketimi, TJ

$e_i$ : i yakıtı için termik verim, elektrik üretimi (TJ)/yakıt tüketimi (TJ) oranıdır. (1 MWh=0,0036 TJ)

$$(CO_2 \text{ emisyonu})_i = (YT)_i * \text{Karbon (EF)}_i * (44/12) * (\text{oksidasyon oranı})_i \quad (3.4)$$

Denklemde verilen;

$(CO_2 \text{ emisyonu})_i$  : i yakıtı için yıllık CO<sub>2</sub> emisyonu, ton

$(EF)_i$  : i yakıtı için emisyon faktörü, ton C/TJ,

44/12 : CO<sub>2</sub> moleküler ağırlığı/karbon moleküler ağırlığı

$(\text{oksidasyon oranı})_i$  : i yakıtı için karbonun CO<sub>2</sub> için oksidasyon oranı

olarak alınmıştır.

Yıllık toplam CO<sub>2</sub> emisyonu Denklem (3.5) ile, her bir yakıt için Denklem (3.4) ile hesaplanan CO<sub>2</sub> emisyonları toplamı ile elde edilmiştir.

$$\text{Yıllık toplam CO}_2 \text{ emisyonu, ton} = \sum_i^n (CO_2 \text{ emisyonu})_i \quad (3.5)$$

LEAP giriş verileri hesaplamaları ve kabul edilen değerler açıklamaları ile birlikte bu bölümde ilgili başlıklar altında verilmiştir.

### 3.3 LEAP Ana Kabulleri

Talep hesabı için esas olan nüfus ve GSYİH değerleri 2006 yılından itibaren 2030 yılı sonuna kadar modele girilmiştir. 2011 yılından itibaren TÜİK tarafından yayımlanan yıl ortası nüfus tahminleri ve projeksiyonları alınmıştır (Url-6, 2011). TÜİK’de mevcut nüfus projeksiyonları 2025 yılına kadar yapıldığı için eksik olan

son beş yıla ait nüfus değerleri, 2025 yılındaki artış oranı ile elde edilmiştir. Modele girilen GSYİH ve nüfus değerleri (DPT, 2010a; Url-6, 2011) aşağıda Çizelge 3.1 ile verilmiştir. Çizelgede verilen kişi başı GSYİH değerleri, yıllık değerın nüfusa oranlanması ile elde edilmiştir.

**Çizelge 3.1:** LEAP ana kabul verileri (DPT, 2010a; Url-6, 2011).

| <b>Yıllar</b> | <b>GSYİH, 1998 Fiyatlarıyla,<br/>milyar \$</b> | <b>Nüfus, milyon kişi</b> | <b>Kişi başı<br/>GSYİH, \$</b> |
|---------------|------------------------------------------------|---------------------------|--------------------------------|
| 2006          | 372,03                                         | 69,42*                    | 5.359*                         |
| 2007          | 389,36                                         | 70,26*                    | 5.542*                         |
| 2008          | 392,85                                         | 71,08*                    | 5.527*                         |
| 2009          | 369,34                                         | 71,90*                    | 5.137*                         |
| 2010          | 402,02**                                       | 72,70*                    | 5.530                          |
| 2011          | 416,75                                         | 73,95                     | 5.636                          |
| 2012          | 421,84                                         | 74,89                     | 5.633                          |
| 2013          | 443,90                                         | 75,81                     | 5.855                          |
| 2014          | 465,97                                         | 76,71                     | 6.075                          |
| 2015          | 490,34                                         | 77,60                     | 6.319                          |
| 2016          | 514,71                                         | 78,48                     | 6.559                          |
| 2017          | 541,63                                         | 79,34                     | 6.827                          |
| 2018          | 568,54                                         | 80,17                     | 7.091                          |
| 2019          | 598,28                                         | 80,98                     | 7.388                          |
| 2020          | 628,01                                         | 81,78                     | 7.679                          |
| 2021          | 660,86                                         | 82,56                     | 8.005                          |
| 2022          | 693,71                                         | 83,33                     | 8.325                          |
| 2023          | 729,99                                         | 84,05                     | 8.685                          |
| 2024          | 766,27                                         | 84,74                     | 9.043                          |
| 2025          | 806,35                                         | 85,41                     | 9.441                          |
| 2026          | 846,42                                         | 86,08                     | 9.833                          |
| 2027          | 890,69                                         | 86,76                     | 10.267                         |
| 2028          | 934,96                                         | 87,44                     | 10.693                         |
| 2029          | 983,83                                         | 88,12                     | 11.164                         |
| 2030          | 1.032,70                                       | 88,82                     | 11.627                         |

\*: (DPT, 2010b)

\*\* : (DPT, 2011)

### 3.3.1 Gayri Safi Yurt İçi Hasıla (GSYİH)

GSYİH değerleri cari fiyatlarla veya 1998 yılı sabit fiyatları ile ifade edilmektedir. Bu çalışma kapsamında 1998 yılı sabit fiyatları kullanılmıştır. Devlet Planlama Teşkilatı (DPT) verilerinde GSYİH dağılımı aşağıdaki üç ana iktisadi sektöre bağlı olarak verilmektedir:

- 1- Tarım,
- 2- Sanayi: Madencilik, imalat ve enerji,
- 3- Hizmetler: İnşaat, ticaret, ulaştırma ve diğer.

TÜİK tarafından yayımlanan yıllık GSYİH dağılımları ise; Çizelge 3.2 ile verilmiştir (TÜİK, 2010). Birimler 1998 ABD Doları cinsindendir. Çizelgede 14. sırada verilen “dolaylı ölçülen mali aracılık hizmetleri” sektörel toplamdan çıkarılarak, 15. sırada verilen “vergi ve sübvansiyonlar” ilave edilerek yıllık toplam GSYİH değeri elde edilmektedir. 2006-2010 yılları için eldeki mevcut verilerden (DPT, 2011) sanayi, inşaat, tarım, ticaret ve ulaştırmanın GSYİH içindeki değerleri doğrudan alınıp elektrik tüketimi ile eşleştirilmiştir. Ancak Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) verilerinde sanayi sektörü elektrik tüketimine inşaat sektörü de dahil olduğu için GSYİH sanayi payına inşaat sektörü de dahil edilmiştir. Bu sektörlerin dışında kalanların tamamı hizmet sektörü olarak kabul edilerek elektrik talebinde de hizmet sektörü ile eşleştirilmiştir.

**Çizelge 3.2: GSYİH iktisadi sektörler (TÜİK, 2010).**

|                                                                   |
|-------------------------------------------------------------------|
| <b>1- Tarım</b>                                                   |
| <b>a. Tarım, avcılık ve ormancılık</b>                            |
| <b>b. Balıkçılık</b>                                              |
| <b>2- Sanayi</b>                                                  |
| <b>a. Madencilik ve taş ocaklığı</b>                              |
| <b>b. İmalat sanayii</b>                                          |
| <b>c. Elektrik, gaz, buhar ve sıcak su üretimi dağıtımı</b>       |
| <b>3- İnşaat Sanayii</b>                                          |
| <b>4- Ticaret</b>                                                 |
| <b>5- Ulaştırma</b>                                               |
| <b>6- Mali aracı kuruluşların faaliyetleri</b>                    |
| <b>7- Konut Sahipliği</b>                                         |
| <b>8- Gayrimenkul kiralama ve iş faaliyetleri</b>                 |
| <b>9- Kamu yönetimi ve savunma, zorunlu sosyal güvenlik</b>       |
| <b>10- Eğitim</b>                                                 |
| <b>11- Sağlık işleri ve sosyal hizmetler</b>                      |
| <b>12- Diğer sosyal, toplumsal ve kişisel hizmet faaliyetleri</b> |
| <b>13- Ev içi personel çalıştıran hanehalkları</b>                |
| <b>14- Dolaylı ölçülen mali aracılık hizmetleri (-)</b>           |
| <b>15- Vergi-sübvansiyonlar (+)</b>                               |

DPT (2011) verileri 1998 yılı Türk Lirası (TL) cinsinden verildiği için, bu değerleri ABD Doları'na çevirirken DPT (2010b) verileri kullanılmıştır. Burada 2006-2010 yılları için 1998 yılı ABD Doları cinsinden verilen kişi başı GSYİH değerleri nüfusla çarpılarak yıllık GSYİH elde edilmiştir. Mevcut değerler ve sektörel oranlar (DPT, 2011) Çizelge 3.3 ile, DPT'nin 2011-2030 arası 5'er yıllık GSYİH sektörel dağılım tahminleri de Çizelge 3.4 ile verilmiştir (DPT, 2010a). 2006-2010 yılları GSYİH dağılımında sanayi sektörü payı %31-33 arasında, ulaştırma ve ticaret sektörleri payları %14-15 arasında değişirken, tarım sektörü payı %10'dan %9'a düşmüştür. Hizmet sektörü payı ise %28'den %29'a çıkmıştır. 2030 yılına kadar olan GSYİH sektörel paylarının projeksiyonlarına bakıldığında da tarım sektörü payının azalmaya, sanayi ve hizmet sektörü paylarının ise artmaya devam etmesi beklenmektedir. Tahminlerde ticaret sektörü payı ayrıca verilmediği için 2006-2010 yılları paylarının ortalaması olan %14,78 oranı 2011 yılından itibaren ticaret sektörü için aynı kabul edilmiştir. Ara yıllara ait değerler lineer artış ya da azalma durumuna göre elde edilmiştir. Sektörel yıllık GSYİH pay tahminleri Çizelge A.1 ile verilmiştir.

**Çizelge 3.3:** 2006-2010 Türkiye GSYİH sektörel dağılımı, (DPT, 2010b; DPT, 2011).

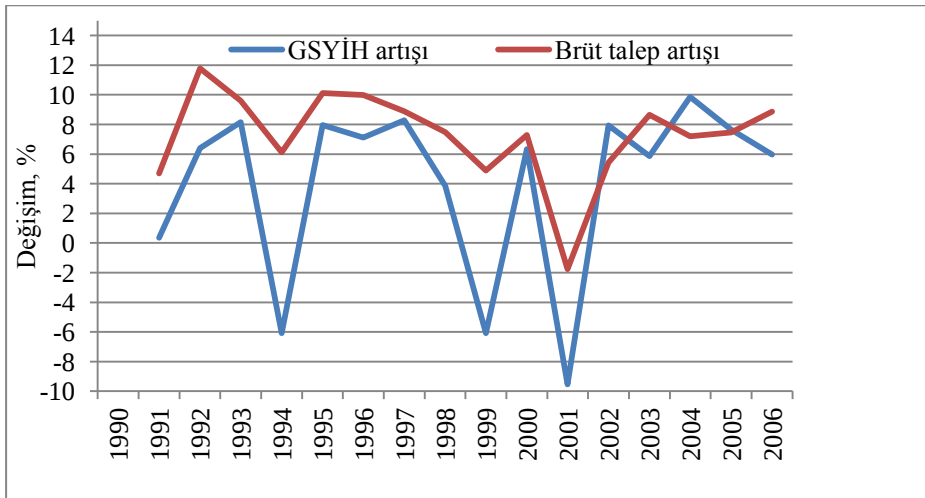
|             |         | <b>Sanayi</b> | <b>Ulaştırma</b> | <b>Ticaret</b> | <b>Tarım</b> | <b>Hizmetler</b> | <b>Toplam</b> |
|-------------|---------|---------------|------------------|----------------|--------------|------------------|---------------|
| <b>2006</b> | 1000 \$ | 122.566       | 53.188           | 56.106         | 37.307       | 102.860          | 372.027       |
|             | %       | 32,95         | 14,3             | 15,08          | 10,03        | 27,65            | 100           |
| <b>2007</b> | 1000 \$ | 129.604       | 56.954           | 59.055         | 34.788       | 108.958          | 389.360       |
|             | %       | 33,29         | 14,63            | 15,17          | 8,93         | 27,98            | 100           |
| <b>2008</b> | 1000 \$ | 128.169       | 57.917           | 58.280         | 36.361       | 112.123          | 392.850       |
|             | %       | 32,63         | 14,74            | 14,84          | 9,26         | 28,54            | 100           |
| <b>2009</b> | 1000 \$ | 115.600       | 53.078           | 52.561         | 37.168       | 110.928          | 369.335       |
|             | %       | 31,3          | 14,37            | 14,23          | 10,06        | 30,03            | 100           |
| <b>2010</b> | 1000 \$ | 131.352       | 58.580           | 58.596         | 37.767       | 115.727          | 402.022       |
|             | %       | 32,67         | 14,57            | 14,58          | 9,39         | 28,79            | 100           |

**Çizelge 3.4:** GSYİH sektörel pay tahminleri, % (DPT, 2010a).

|                                   | 2015  | 2020  | 2025  | 2030  |
|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| <b>Tarım</b>                      | 8,34  | 7,34  | 6,64  | 6,09  |
| <b>Sanayi</b>                     | 27,37 | 27,77 | 28,05 | 28,27 |
| <b>Hizmetler</b>                  | 64,29 | 64,89 | 65,31 | 65,64 |
| İnşaat                            | 5,76  | 5,66  | 5,56  | 5,46  |
| Ticaret                           | 14,78 | 14,78 | 14,78 | 14,78 |
| Ulaştırma                         | 14,77 | 14,97 | 15,17 | 15,37 |
| Diğer (elektrik talebi hizmetler) | 28,98 | 29,48 | 29,80 | 30,03 |
| <b>Toplam</b>                     | 100   | 100   | 100   | 100   |

### 3.3.2 Mevcut elektrik tüketim verileri

Türkiye 1990-2006 yılları için GSYİH ve elektrik talep artışı Şekil 3.3 ile verilmiştir (DPT, 2010c; TEİAŞ, 2009b). Türkiye’de ekonomik krizin olduğu 1994, 1998-1999 ve 2001 yıllarında GSYİH’da 10-16 puanlık azalmalar gözlenmektedir. GSYİH’da azalma olduğu 1994, 1996, 1998, 1999, 2001 yıllarında, elektrik talebinde de azalma olmuştur, ancak, 2003, 2005 ve 2006 yıllarındaki GSYİH azalmalarında elektrik talebinde azalma olmamıştır. Bununla birlikte 2004 yılında GSYİH artmışken elektrik talebinde azalma olmuştur. 1990-2006 yıllarında GSYİH artış oranı yıllık %4 iken elektrik talebinde yıllık ortalama artış %7,4’dür. Bu verilerden elektrik talep artış oranının GSYİH artış oranından daha fazla olduğu görülmektedir. Bunun nedenleri arasında elektrik tüketim artışının sadece GSYİH artışına bağlı olmaması, GSYİH ile birlikte teknolojik gelişmenin, yaşam kalitesinin, elektriğe erişimin ve şehirleşme oranının artması gibi sosyal gelişmelere de bağlı olması sayılabilir.



**Şekil 3.3:** 1990-2006 dönemi Türkiye elektrik talebi ve GSYİH artış oranları (DPT, 2010c; TEİAŞ, 2009b).

TEDAŞ Türkiye net elektrik tüketim istatistiklerinde 1970-2009 yılları için sektörel dağılım bulunmaktadır. 1990-2009 yılları için sektörel net talep değerleri EK B ile verilmiştir (TEDAŞ, 2009). Ancak bu çalışma kapsamında yer alan yukarıda belirtilen 6 sektör ile aynı dağılıma sahip değerler 2002 yılından itibaren mevcuttur (TEDAŞ, 2002-2009). 2002 öncesi TEDAŞ Elektrik tüketiminin sektörlere göre dağılımı aşağıdaki gibidir:

- “mesken” ve “sanayi” tüketim değerleri aynı kapsamda bulunmaktadır,
- “ticaret” sektörü içinde hastane, ticaret ve ulaştırma tüketimleri bulunmaktadır,
- “diğer” sektörü içinde tarım sektörü de yer almaktadır.

2002 yılı öncesinde bu çalışmadaki hesaplamalarda kullanılan ticaret, tarım, ulaştırma ve hizmet sektörleri değerine ulaşabilmek için aşağıdaki yöntem izlenmiştir. 2002-2009 yılları arasında;

- hastane sektörü ortalama payı %0,423’dür; ulaştırma sektörü ortalama payı ise haberleşme de dahil olarak %1,02’dir. Bu değerler 2002 yılı öncesinde sabit kabul edilerek “ticaret” sektöründen çıkarılıp sadece ticaret sektörü payı ve tüketim miktarı hesaplanmıştır.
  - 2005 yılına kadar ulaştırma sektörüne haberleşme dahil edilerek paylar verilmektedir. Baz yıl olan 2006 yılından itibaren haberleşmeye ait elektrik tüketimi ulaştırma sektöründen ayrı verildiği için 2006 yılından itibaren ulaştırma sektörü payı projeksiyonlarda esas alınmıştır.
- tarım sektörü ortalama payı olan %3,26 değeri 2002 yılı öncesinde sabit kabul edilerek “diğer” sektör payından çıkarılmış ve hizmet sektörü payı ile tüketim miktarı hesaplanmıştır.

LEAP hesaplara net talepten başladığı için 2006 yılından itibaren CO<sub>2</sub> emisyonuna esas olan net talebin hesaplanması önemlidir. TEDAŞ Yıllık Elektrik Tüketim İstatistiklerinde (TEDAŞ, 2006-2009) yıllık brüt elektrik üretimine ithalat ve ihracat değerleri dahil edilerek kayıplar çıkarıldıktan sonra geriye kalan net tüketime göre sektörel dağılım verilmektedir. CO<sub>2</sub> emisyon hesaplarında ihraç edilen elektriğin dahil olup ithal edilen elektriğin dahil olmadığı brüt elektrik üretimine karşı gelen talep değeri TEDAŞ verisinden farklı olduğu için 2006-2009 yıllarındaki sektörel

talepler mevcut durumları ile doğrudan kullanılamamış ve aşağıda belirtilen esaslara göre hesaplanarak modele girilmiştir:

- 1- Brüt üretimden iç tüketim değeri çıkarılarak hesaplamalara esas alınacak olan TEİAŞ'ın verdiği net üretim değeri elde edilmiştir.
- 2- Net üretimden iletim ve dağıtım kayıpları çıkarılarak ülkede gerçekleşen ve emisyon veren “üretim karşı gelen net talep değeri” bulunmuştur. Bu değerler TEDAŞ sektörel tüketim değerlerindeki (TEDAŞ, 2006-2009) mevcut oranlarda dağıtılarak sektörel talepler elde edilmiştir.

Sonuçlar Çizelge 3.5 ile verilmektedir. Çizelgede 2006 yılından itibaren LEAP modeline girilen sektörel net talep değerlerine göre elde edilen değerler yer almaktadır. 1990-2009 yılları için elektrik tüketiminin sektörel dağılımına bakıldığında meskene ait tüketim %19,4'den yaklaşık %25'e çıkmıştır. Sanayi sektörü elektrik tüketimi %62'den %45'e düşmüş, ticaret sektörü tüketimi %4'den %15,6'ya çıkmış, 2002 yılı sonrası verilerindeki değişim esas alındığından tarım ve ulaştırma sektörlerinin tüketiminde önemli bir değişiklik olmazken, hizmet sektörü payında 1990'dan 2002'e kadar artma, 2002 sonrasında ise azalma gözlenmektedir. 1990-2009 yılları için sektörel net elektrik tüketim değerleri, yıllık artış oranları ve talep hesaplamalarında kullanılan ortalama artış oranları Çizelge 3.6 (TEDAŞ, 2009) ile verilmiştir.

**Çizelge 3.5:** Türkiye net elektrik tüketiminin sektörel payları, % (TEDAŞ, 2009).

| Yıllar | Mesken | Sanayi | Ticaret | Ulaştırma | Tarım | Hizmet | Toplam |
|--------|--------|--------|---------|-----------|-------|--------|--------|
| 1990   | 19,35  | 62,39  | 4,02    | 1,02      | 3,26  | 9,96   | 100    |
| 1991   | 21,98  | 57,85  | 4,75    | 1,02      | 3,26  | 11,13  | 100    |
| 1992   | 21,27  | 58,42  | 4,62    | 1,02      | 3,26  | 11,42  | 100    |
| 1993   | 21,20  | 57,81  | 4,64    | 1,02      | 3,26  | 12,06  | 100    |
| 1994   | 21,90  | 55,60  | 4,59    | 1,02      | 3,26  | 13,63  | 100    |
| 1995   | 21,50  | 56,40  | 4,78    | 1,02      | 3,26  | 13,04  | 100    |
| 1996   | 22,11  | 54,80  | 6,30    | 1,02      | 3,26  | 12,51  | 100    |
| 1997   | 22,61  | 53,11  | 6,93    | 1,02      | 3,26  | 13,07  | 100    |
| 1998   | 22,84  | 52,61  | 7,38    | 1,02      | 3,26  | 12,89  | 100    |
| 1999   | 24,76  | 50,96  | 7,56    | 1,02      | 3,26  | 12,44  | 100    |
| 2000   | 24,30  | 49,69  | 8,06    | 1,02      | 3,26  | 13,67  | 100    |
| 2001   | 24,27  | 48,41  | 8,76    | 1,02      | 3,26  | 14,28  | 100    |
| 2002   | 22,88  | 49,04  | 9,09    | 0,99      | 3,39  | 14,60  | 100    |
| 2003   | 22,54  | 49,30  | 10,2    | 1,04      | 3,30  | 13,67  | 100    |
| 2004   | 22,80  | 49,17  | 11,6    | 0,98      | 3,20  | 12,22  | 100    |
| 2005   | 23,75  | 47,82  | 12,9    | 0,99      | 3,20  | 11,43  | 100    |
| 2006*  | 24,09  | 47,55  | 13,9    | 0,55      | 3,10  | 10,82  | 100    |
| 2007*  | 23,51  | 47,57  | 14,3    | 0,60      | 3,20  | 10,84  | 100    |
| 2008*  | 24,44  | 46,22  | 14,2    | 0,59      | 3,60  | 10,92  | 100    |
| 2009*  | 24,95  | 44,92  | 15,6    | 0,42      | 3,11  | 10,99  | 100    |

\*: LEAP modeline girilen değerlere göre.

**Çizelge 3.6:** Türkiye net elektrik tüketiminin sektörel dağılımı ve artış oranları (TEDAŞ, 2009).

|          | Mesken |         | Sanayi |         | Ticaret |         | Ulaştırma |         | Tarım |         | Hizmet |         |         |         |
|----------|--------|---------|--------|---------|---------|---------|-----------|---------|-------|---------|--------|---------|---------|---------|
| Yıllar   | GWh    | % Artış | GWh    | % Artış | GWh     | % Artış | GWh       | % Artış | GWh   | % Artış | GWh    | % Artış | Toplam  | % Artış |
| 1990     | 9.060  |         | 29.212 |         | 1.882   |         | 478       |         | 1.526 |         | 4.663  |         | 46.821  |         |
| 1991     | 10.83  | 19,58   | 28.512 | -2,40   | 2.343   | 24,48   | 503       | 5,26    | 1.607 | 5,26    | 5.487  | 17,68   | 49.284  | 5,26    |
| 1992     | 11.48  | 5,99    | 31.536 | 10,61   | 2.492   | 6,33    | 551       | 9,54    | 1.760 | 9,54    | 6.165  | 12,37   | 53.985  | 9,54    |
| 1993     | 12.55  | 9,38    | 34.247 | 8,60    | 2.751   | 10,41   | 604       | 9,73    | 1.931 | 9,73    | 7.145  | 15,89   | 59.237  | 9,73    |
| 1994     | 13.45  | 7,09    | 34.138 | -0,32   | 2.819   | 2,48    | 626       | 3,65    | 2.002 | 3,65    | 8.366  | 17,10   | 61.401  | 3,65    |
| 1995     | 14.49  | 7,75    | 38.007 | 11,33   | 3.223   | 14,33   | 687       | 9,76    | 2.197 | 9,76    | 8.786  | 5,02    | 67.394  | 9,76    |
| 1996     | 16.39  | 13,12   | 40.638 | 6,92    | 4.671   | 44,93   | 756       | 10,03   | 2.418 | 10,03   | 9.279  | 5,61    | 74.157  | 10,03   |
| 1997     | 18.51  | 12,93   | 43.491 | 7,02    | 5.671   | 21,41   | 835       | 10,42   | 2.669 | 10,42   | 10.703 | 15,35   | 81.885  | 10,42   |
| 1998     | 20.03  | 8,21    | 46.139 | 6,09    | 6.469   | 14,06   | 895       | 7,11    | 2.859 | 7,11    | 11.309 | 5,66    | 87.705  | 7,11    |
| 1999     | 22.58  | 12,73   | 46.480 | 0,74    | 6.892   | 6,55    | 930       | 3,99    | 2.973 | 3,99    | 11.341 | 0,28    | 91.202  | 3,99    |
| 2000     | 23.88  | 5,77    | 48.842 | 5,08    | 7.921   | 14,93   | 1.003     | 7,78    | 3.204 | 7,78    | 13.438 | 18,49   | 98.296  | 7,78    |
| 2001     | 23.55  | -1,38   | 46.989 | -3,79   | 8.508   | 7,40    | 990       | -1,25   | 3.164 | -1,25   | 13.862 | 3,15    | 97.070  | -1,25   |
| 2002     | 23.55  | 0,01    | 50.489 | 7,45    | 9.364   | 10,07   | 1.019     | 2,94    | 3.490 | 10,28   | 15.026 | 8,40    | 102.948 | 6,06    |
| 2003     | 25.19  | 6,94    | 55.099 | 9,13    | 11.371  | 21,43   | 1.166     | 14,38   | 3.655 | 4,72    | 15.281 | 1,70    | 111.766 | 8,57    |
| 2004     | 27.61  | 9,62    | 59.566 | 8,11    | 14.074  | 23,78   | 1.182     | 1,39    | 3.895 | 6,57    | 14.806 | -3,11   | 121.142 | 8,39    |
| 2005     | 30.93  | 12,01   | 62.294 | 4,58    | 16.746  | 18,98   | 1.290     | 9,11    | 4.114 | 5,62    | 14.884 | 0,53    | 130.263 | 7,53    |
| 2006*    | 35.11  | 13,50   | 69.303 | 11,25   | 20.242  | 20,88   | 804       | -37,66  | 4.525 | 10,00   | 15.768 | 5,94    | 145.754 | 11,89   |
| 2007*    | 36.84  | 4,93    | 74.536 | 7,55    | 22.350  | 10,41   | 945       | 17,54   | 5.031 | 11,18   | 16.990 | 7,75    | 156.694 | 7,51    |
| 2008*    | 39.66  | 7,66    | 75.004 | 0,63    | 23.106  | 3,38    | 961       | 1,69    | 5.818 | 15,64   | 17.726 | 4,33    | 162.280 | 3,56    |
| 2009*    | 39.33  | -0,84   | 70.800 | -5,61   | 24.609  | 6,50    | 663       | -31,01  | 4.901 | -15,76  | 17.324 | -2,27   | 157.628 | -2,87   |
| Ortalama |        | 8,16    |        | 4,89    |         | 14,88   |           | 2,86    |       | 6,54    |        | 7,36    |         | 6,67    |

\*: LEAP modeline girilen değerler.

### 3.4 Elektrik Enerjisi Net Talep Hesaplama Esasları

Bu tez çalışmasında talep hesabı; sektörel paylar ve geçmişteki değişim oranları ile gelecekteki paylar ve değişim oranları dikkate alınarak yapılmıştır. Net talep aşağıdaki 6 sektöre bağlı olarak hesaplanmıştır:

- 1- Evsel
- 2- Sanayi
- 3- Ulaştırma
- 4- Ticaret
- 5- Tarım
- 6- Hizmetler

LEAP giriş verisi olan elektrik yoğunluklarını hesaplamak için GSYİH sektörel payları ve elektrik tüketimleri kullanılmıştır. 2010 yılındaki brüt üretim değeri EÜAŞ (2010)'tan alınmıştır, ancak TEDAŞ 2010 için net sektörel tüketim verisi olmadığı için 2006-2009 yılları ortalama iç tüketim ve iletim-dağıtım kayıpları (TEİAŞ, 2009 c) düşülerek elde edilen net tüketim, son dört yıl ortalama payları oranında sektörlere dağıtılmıştır, hesaplamalarda kullanılan ortalama sektörel paylar Çizelge 3.7 ile verilmiştir.

**Çizelge 3.7:** 2010 yılı sektörel elektrik tüketim payları.

| Sektör    | %    |
|-----------|------|
| Sanayi    | 47   |
| Evsel     | 24,3 |
| Ticaret   | 14   |
| Hizmet    | 10,9 |
| Tarım     | 3,3  |
| Ulaştırma | 0,5  |

2006-2010 yılları için sektörel elektrik tüketimleri LEAP verilerine göre alınıp 2006-2010 GSYİH değerlerine (DPT, 2010b) oranlanarak; evsel tüketim değerleri de nüfusa oranlanarak sektörel elektrik yoğunlukları hesaplanmıştır. Sonuçlar Çizelge 3.8 ve Çizelge 3.9 ile verilmiştir. Sektörel elektrik talebi hesabında;

- Evsel tüketim için kişi başı tüketim, kWh/kişi,
- Sanayi, ticaret, tarım ve hizmetler sektörü elektrik talepleri sektörel birim GSYİH katkıları başına elektrik tüketimi, kWh/\$,

- Ulaştırma için toplam tüketimdeki pay, kWh,
- Yıllık elektrik talep artışları ve tüm sektörlerin toplam elektrik tüketimindeki payları dikkate alınmıştır.

**Çizelge 3.8:** 2006-2010 Türkiye elektrik tüketimi ve elektrik yoğunlukları.

|                 |        | <b>Sanayi</b> | <b>Ticaret</b> | <b>Tarım</b> | <b>Hizmetler</b> | <b>Toplam</b> |
|-----------------|--------|---------------|----------------|--------------|------------------|---------------|
| <b>2006</b>     | GWh    | 69.303        | 20.242         | 4.525        | 15.768           | 109.838       |
|                 | kWh/\$ | 0,57          | 0,36           | 0,12         | 0,15             | -             |
| <b>2007</b>     | GWh    | 74.536        | 22.350         | 5.031        | 16.990           | 118.907       |
|                 | kWh/\$ | 0,58          | 0,38           | 0,15         | 0,16             | -             |
| <b>2008</b>     | GWh    | 75.004        | 23.106         | 5.818        | 17.726           | 121.654       |
|                 | kWh/\$ | 0,59          | 0,4            | 0,16         | 0,16             | -             |
| <b>2009</b>     | GWh    | 70.800        | 24.609         | 4.901        | 17.324           | 117.634       |
|                 | kWh/\$ | 0,61          | 0,47           | 0,13         | 0,16             | -             |
| <b>2010</b>     | GWh    | 80.749        | 24.053         | 5.670        | 18.727           | 129.199       |
|                 | kWh/\$ | 0,62          | 0,41           | 0,15         | 0,16             | -             |
| <b>Ortalama</b> | kWh/\$ | 0,591         | 0,403          | 0,142        | 0,157            | -             |

**Çizelge 3.9:** 2006-2010 Türkiye evsel elektrik tüketim değerleri.

|                                           | <b>2006</b> | <b>2007</b> | <b>2008</b> | <b>2009</b> | <b>2010</b> |
|-------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <b>Evsel Tüketim, GWh</b>                 | 35.112      | 36.842      | 39.665      | 39.331      | 41.749      |
| <b>Nüfus, bin kişi*</b>                   | 69.421      | 70.256      | 71.079      | 71.897      | 72.698      |
| <b>Evsel elektrik yoğunluğu, kWh/kişi</b> | 506         | 524         | 558         | 547         | 574         |

\*: DPT (2010b)

LEAP'e girilen sektörel elektrik yoğunlukları Çizelge A.2 ile verilmiştir. Sektörel elektrik yoğunluklarına bakıldığında genel olarak artış görülmektedir. Sanayi sektörü 2006 yılında 0,57 kWh/\$'dan 2010 yılında 0,62 kWh/\$'a çıkmıştır. Hizmetler sektöründe 2006 yılında 0,15 kWh/\$ olan elektrik yoğunluğu 2007 yılında 0,16 kWh/\$'a çıkmış ve 2010 yılına kadar aynı değerde devam etmiştir. Ticaret sektörü 2006 yılında 0,36 kWh/\$'dan 2009 yılında 0,47 kWh/\$'a çıkmış, 2010 yılında 0,41 kWh/\$'a düşmüştür. Tarımda ise 0,12 kWh/\$ olan değer 2008'de 0,18 kWh/\$'a çıkmış, 2009'da 0,13 kWh/\$'a gerilemiş, 2010 yılında 0,15 kWh/\$'a çıkmıştır. Aynı şekilde kişi başı evsel elektrik tüketiminde de artış söz konusudur. Modelde hesaplamalar 2011 yılından itibaren yapılmıştır.

Türkiye sektörel elektrik tüketimlerinin toplam tüketimdeki paylarına karar vermek amacıyla Avrupa Birliği'nden sanayi ve diğer şartları ülkemize en çok benzer kabul

edilen 3 ülke (Almanya, İspanya ve Fransa) ve Avrupa Birliği 27 ülke (AB-27) için sektörel paylar dikkate alınmıştır.

Türkiye elektrik enerjisi sektörel dağılım tahminleri ve artış oranları Çizelge 3.10 ve Çizelge 3.11 ile verilmiştir. 2010 yılında sektörel tahminler son dört yıl ortalama paylarına göre yapıldığı için artış oranları 2011 yılından itibaren öngörülen artış oranlarından farklılık göstermektedir.

**Çizelge 3.10:** Türkiye elektrik enerjisi sektörel dağılım tahmini, % (2010-2030).

| Yıllar      | Evsel | Sanayi | Ulaştırma | Ticaret | Tarım | Hizmetler | Toplam |
|-------------|-------|--------|-----------|---------|-------|-----------|--------|
| 2010        | 24,30 | 47,00  | 0,50      | 14,00   | 3,30  | 10,90     | 100    |
| 2011        | 24,60 | 46,52  | 0,50      | 14,09   | 3,27  | 11,01     | 100    |
| 2012        | 24,91 | 46,05  | 0,50      | 14,18   | 3,23  | 11,13     | 100    |
| 2013        | 25,21 | 45,57  | 0,50      | 14,27   | 3,20  | 11,24     | 100    |
| 2014        | 25,52 | 45,09  | 0,50      | 14,37   | 3,17  | 11,35     | 100    |
| 2015        | 25,89 | 44,42  | 0,50      | 14,49   | 3,14  | 11,55     | 100    |
| 2016        | 26,24 | 43,77  | 0,50      | 14,61   | 3,12  | 11,76     | 100    |
| 2017        | 26,58 | 43,12  | 0,51      | 14,74   | 3,09  | 11,97     | 100    |
| 2018        | 26,93 | 42,47  | 0,51      | 14,86   | 3,07  | 12,18     | 100    |
| 2019        | 27,27 | 41,82  | 0,51      | 14,98   | 3,04  | 12,39     | 100    |
| 2020        | 27,61 | 41,17  | 0,51      | 15,09   | 3,01  | 12,61     | 100    |
| 2021        | 27,87 | 40,64  | 0,50      | 15,11   | 3,02  | 12,86     | 100    |
| 2022        | 28,13 | 40,11  | 0,50      | 15,13   | 3,02  | 13,11     | 100    |
| 2023        | 28,38 | 39,59  | 0,50      | 15,14   | 3,02  | 13,37     | 100    |
| 2024        | 28,49 | 39,05  | 0,50      | 15,22   | 3,04  | 13,69     | 100    |
| 2025        | 28,60 | 38,52  | 0,50      | 15,30   | 3,06  | 14,02     | 100    |
| 2026        | 28,56 | 38,36  | 0,50      | 15,23   | 3,06  | 14,29     | 100    |
| 2027        | 28,52 | 38,19  | 0,50      | 15,17   | 3,06  | 14,56     | 100    |
| 2028        | 28,19 | 38,35  | 0,50      | 15,23   | 3,03  | 14,69     | 100    |
| 2029        | 28,20 | 38,25  | 0,50      | 15,19   | 3,01  | 14,85     | 100    |
| 2030        | 28,20 | 38,14  | 0,50      | 15,15   | 3,00  | 15,01     | 100    |
| Ortalama ** | 27,20 | 41,46  | 0,50      | 14,88   | 3,08  | 12,88     | 100    |

\*: 2011 yılından itibaren.

**Çizelge 3.11:** Türkiye sektörel elektrik enerjisi yıllık artış tahmini, % (2010-2030).

| Yıllar    | Evsel | Sanayi | Ulaştırma | Ticaret | Tarım | Hizmetler | Toplam Elektrik Tüketimi |
|-----------|-------|--------|-----------|---------|-------|-----------|--------------------------|
| 2010      | 6,15  | 14,05  | 29,56     | -2,26   | 15,69 | 8,10      | 9,00                     |
| 2011      | 8,62  | 6,21   | 7,45      | 8,07    | 5,93  | 8,43      | 7,29                     |
| 2012      | 8,64  | 6,19   | 7,37      | 7,94    | 6,48  | 8,67      | 7,33                     |
| 2013      | 8,64  | 6,21   | 7,37      | 8,03    | 6,41  | 7,85      | 7,27                     |
| 2014      | 8,61  | 6,20   | 7,42      | 7,92    | 5,97  | 8,66      | 7,33                     |
| 2015      | 8,58  | 5,50   | 7,44      | 8,11    | 6,05  | 8,82      | 7,06                     |
| 2016      | 8,57  | 5,49   | 7,33      | 7,98    | 6,29  | 9,06      | 7,09                     |
| 2017      | 8,53  | 5,50   | 7,21      | 7,96    | 6,35  | 9,20      | 7,12                     |
| 2018      | 8,50  | 5,50   | 7,22      | 8,03    | 6,40  | 8,81      | 7,10                     |
| 2019      | 8,48  | 5,50   | 7,19      | 5,23    | 5,95  | 8,96      | 6,71                     |
| 2020      | 8,46  | 5,50   | 7,20      | 4,97    | 6,44  | 9,05      | 6,71                     |
| 2021      | 7,93  | 5,51   | 6,49      | 5,23    | 6,89  | 9,06      | 6,64                     |
| 2022      | 7,90  | 5,48   | 6,53      | 4,97    | 6,90  | 9,11      | 6,61                     |
| 2023      | 7,86  | 5,51   | 6,48      | 5,23    | 7,41  | 8,82      | 6,64                     |
| 2024      | 6,82  | 4,99   | 6,51      | 19,03   | 6,93  | 9,26      | 8,10                     |
| 2025      | 6,81  | 5,01   | 6,47      | 6,98    | 6,99  | 8,98      | 6,44                     |
| 2026      | 6,81  | 6,49   | 7,00      | 6,52    | 7,02  | 8,91      | 6,94                     |
| 2027      | 6,81  | 6,52   | 7,01      | 6,42    | 6,76  | 9,05      | 6,96                     |
| 2028      | 6,81  | 8,50   | 8,02      | 8,57    | 7,07  | 9,01      | 8,06                     |
| 2029      | 8,82  | 8,49   | 8,47      | 8,55    | 8,18  | 9,82      | 8,78                     |
| 2030      | 8,82  | 8,50   | 8,50      | 8,45    | 8,33  | 10,09     | 8,81                     |
| Ortalama* | 8,05  | 6,14   | 7,23      | 7,71    | 6,74  | 8,98      | 7,25                     |

\*: 2011 yılından itibaren.

### 3.4.1 Evsel elektrik talebi

2006-2009 yıllarına ait TEDAŞ verilerinden alınan, 2010 yılı içinse Çizelge 3.7 'ye göre hesaplanan evsel elektrik tüketim değerlerinin yıllık nüfusa oranlanması ile elde edilen ve Çizelge 3.9 ile verilen elektrik yoğunlukları baz yıldan itibaren modele girilmiştir.

Almanya, İspanya, Fransa ve AB-27 için evsel elektrik tüketimlerinin toplam tüketimdeki payları Çizelge 3.12 ile verilmiştir (Eurostat, 2010). Almanya ve İspanya için evsel elektrik tüketim payları birbirine ve AB ortalamasına yakınken Fransa'da evsel elektrik tüketiminin payı AB-27 ortalamasının üzerinde kalmaktadır.

**Çizelge 3.12:** Bazı AB Ülkeleri evsel elektrik tüketim payları, % (Eurostat, 2010).

|                 | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | Ortalama |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|----------|
| İspanya         | 26,35 | 27,58 | 27,20 | 27,15 | 27,07    |
| Almanya         | 27,47 | 26,91 | 26,57 | 26,54 | 26,87    |
| Fransa          | 34,20 | 34,47 | 34,22 | 35,91 | 34,70    |
| <b>Ortalama</b> | 29,34 | 29,65 | 29,33 | 29,87 | 29,55    |
| <b>AB-27</b>    | 28,87 | 28,66 | 28,24 | 28,63 | 28,60    |

Türkiye’de ise 1990 yılından 2009 yılına kadar net elektrik tüketiminin sektörel dağılımı ve artış oranları Çizelge 3.6 ile verilmiştir. Evsel elektrik tüketiminin toplam tüketimindeki payı Çizelge 3.5 ile verildiği gibi %19,4’den %25’e artarken Çizelge 3.6’da verildiği gibi sektörel olarak da yıllık ortalama %8,16 artmıştır. Evsel elektrik tüketim payının geçmiş 20 yıllık dönemdeki artış trendine ve AB ülkelerindeki oranlarına bakarak ülkemizde de bir miktar daha artacağı düşünülebilir. Çizelge 3.12 ile AB-27 için verilen ortalama değer dikkate alınarak Türkiye’de evsel elektrik tüketiminin toplam tüketimdeki payının 2030 yılına doğru %28’lerde olacağı kabulü ile yıllık ortalama %8,05 artışla hesap yapılmıştır.

#### **3.4.2 Sanayi sektörü elektrik talebi**

1990 yılından 2009 yılına kadar sanayi sektörü elektrik tüketiminin toplam tüketimindeki payı %62,4’den %44,9’a azalırken sektörel olarak yıllık ortalama %4,9 artış olmuştur (Çizelge 3.5 ve Çizelge 3.6). Toplam tüketimde sanayinin payının düşmesi, evsel, ticaret ve hizmet sektörlerinin payının artmasına bağlıdır. Ancak toplam elektrik tüketiminde artış söz konusu olduğu için sanayi sektörü tüketimi kendi içinde yıllık olarak artış gösterip toplamdaki payında azalma olmuştur. Almanya, İspanya, Fransa ve AB27 için sanayi sektörü elektrik tüketim payları Çizelge 3.13 ile verilmiştir (Eurostat, 2010). Almanya’da sanayi sektörü payı %45’ler ile diğer ülkelerden ve AB-27 ortalamasından yüksektir. İspanya’da %40 seviyesinde, Fransa’da ise %32 seviyesi ile evsel tüketimin aksine diğer ülkelerden ve AB-27 ortalamasından düşüktür. Buradaki ortalama değerden ve Türkiye için sektörel payın son 20 yıllık azalma trendinden hareketle sanayi sektörü elektrik tüketiminin toplam tüketimdeki payının 2030 yılına doğru %38’lerde ve projeksiyon süresince ortalama %41 olacağı kabulü ile yıllık ortalama %6,14 artış öngörülerek hesap yapılmıştır (Çizelge 3.10 ve Çizelge 3.11).

**Çizelge 3.13:** Bazı AB ülkeleri sanayi sektörü elektrik tüketim payları, % (Eurostat, 2010).

|                 | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | Ortalama |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|----------|
| İspanya         | 43,36 | 38,08 | 38,79 | 38,91 | 39,79    |
| Almanya         | 44,96 | 43,63 | 46,03 | 46,07 | 45,17    |
| Fransa          | 33,02 | 31,46 | 31,14 | 32,59 | 32,05    |
| <b>Ortalama</b> | 40,45 | 37,72 | 38,65 | 39,19 | 39,00    |
| <b>AB-27</b>    | 41,10 | 40,10 | 40,53 | 40,10 | 40,46    |

Sanayi sektörünün yıllık elektrik tüketiminin GSYİH'ya katkısına oranı ile elektrik yoğunluğu; kWh/\$ olarak hesaplanmıştır. TEDAŞ elektrik tüketim istatistiklerinde inşaat sektörü sanayi sektörü içinde yer alırken GSYİH paylarında inşaat sektörü ayrı değerlendirildiği için, inşaat sektörünün GSYİH içindeki payı sanayi payına eklenerek sanayi için elektrik yoğunluğu hesaplanmıştır. 2006-2010 yılları ortalama değeri 0,59 kWh/\$ olarak elde edilmiştir (Çizelge 3.8). Sanayi sektörünün toplam GSYİH içindeki değerinden hareketle elektrik talebi hesaplanmıştır (Çizelge 3.1 ve Çizelge A.1).

### 3.4.3 Ulaştırma sektörü elektrik talebi

2006-2009 yılları için ulaştırma sektörünün toplam elektrik tüketimi içindeki ortalama payı olan %0,5 değeri 2010 yılından itibaren aynı kabul edilmiş, 2011 yılından itibaren de yıllık ortalama %7,2 artış ile toplamdaki payı korunmuştur (Çizelge 3.11). Almanya, İspanya, Fransa ve AB27 için ulaşım sektörü elektrik tüketim payları Çizelge 3.14 ile verilmiştir (Eurostat, 2010). Değerlere bakıldığında %1 ile %3 arasında değişen oranlar görülmektedir.

**Çizelge 3.14:** Bazı AB ülkeleri ulaştırma sektörü elektrik tüketim payları, % (Eurostat, 2010).

|                 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | Ortalama |
|-----------------|------|------|------|------|----------|
| İspanya (%)     | 2,21 | 1,54 | 1,10 | 1,10 | 1,49     |
| Almanya (%)     | 3,14 | 3,10 | 3,09 | 3,14 | 3,12     |
| Fransa (%)      | 2,89 | 2,90 | 2,92 | 3,06 | 2,94     |
| <b>Ortalama</b> | 2,75 | 2,51 | 2,37 | 2,43 | 2,52     |
| <b>AB 27</b>    | 2,67 | 2,51 | 2,48 | 2,50 | 2,54     |

#### **3.4.4 Ticaret sektörü elektrik talebi**

1990 yılından 2009 yılına kadar ticaret sektörü elektrik tüketiminin toplam tüketimindeki payı %4,02'den %15,6'ya artarken sektörel olarak yıllık ortalama %14,9 artış olmuştur (Çizelge 3.5 ve Çizelge 3.6). Ticaret sektörü elektrik tüketimi; toplam tüketimdeki payının projeksiyon süresince %14-15 mertebelerinde olacağı kabulü ile yıllık ortalama %7,7 artış öngörülerek hesaplanmıştır (Çizelge 3.10 ve Çizelge 3.11). Ticaret sektörü elektrik tüketiminin sektörün GSYİH'ya katkısına oranı ile elektrik yoğunluğu; kWh/\$ olarak hesaplanmıştır. 2006-2010 yılları ortalama değeri 0,403 kWh/\$ olarak elde edilmiştir (Çizelge 3.8). Ticaret sektörünün Çizelge 3.1 ve Çizelge A.1 ile verilen toplam GSYİH içindeki değerinden hareketle elektrik talebi Çizelge 3.10'de verildiği gibi hesaplanmıştır.

#### **3.4.5 Tarım sektörü elektrik talebi**

2002 yılından 2009 yılına kadar tarım sektörü elektrik tüketiminin toplam tüketimindeki payı %3,39 dan %3,1'e azalırken sektörel olarak yıllık ortalama %6 artış olmuştur (Çizelge 3.5 ve Çizelge 3.6). Tarım sektörü elektrik tüketiminin toplam elektrik tüketimdeki payı 2011-2030 yılları arasında ortalama olarak yaklaşık % 3,1 olacak şekilde yıllık ortalama %6,74 artış öngörülerek hesaplanmıştır (Çizelge 3.10 ve Çizelge 3.11). Tarım sektörü elektrik tüketiminin sektörün GSYİH içindeki katkısına oranı ile elektrik yoğunluğu; kWh/\$ olarak hesaplanmıştır. 2006-2010 yılları ortalama değeri 0,142 kWh/\$ olarak elde edilmiştir (Çizelge 3.8). Tarım sektörünün Çizelge 3.1 ve Çizelge A.1 ile verilen toplam GSYİH içindeki değerinden hareketle elektrik talebi Çizelge 3.10'de verildiği gibi hesaplanmıştır.

#### **3.4.6 Hizmet sektörü elektrik talebi**

2002 yılından 2009 yılına kadar hizmet sektörü elektrik tüketiminin toplam tüketimindeki payı %14,6'dan %10,99'a azalırken sektörel olarak yıllık ortalama %2,9 artış olmuştur (Çizelge 3.5 ve Çizelge 3.6). Hizmet sektörü elektrik tüketiminin toplam elektrik tüketimdeki payı 2030 yılına kadar %15 olacak şekilde yıllık ortalama yaklaşık %9 artış öngörülerek hesaplanmıştır (Çizelge 3.10 ve Çizelge 3.11). Hizmet sektörünün elektrik tüketiminin sektörün GSYİH içindeki katkısına oranı ile elektrik yoğunluğu; kWh/\$ olarak hesaplanmıştır. 2006-2010 yılları ortalama birim değeri 0,157 kWh/\$ olarak elde edilmiştir (Çizelge 3.8). Hizmet

sektörünün Çizelge 3.1 ve Çizelge A.1 ile verilen toplam GSYİH içindeki değerinden hareketle elektrik talebi Çizelge 3.10’de verildiği gibi hesaplanmıştır.

2011-2030 yılları için yukarıdaki verilerden hesaplanan elektrik enerjisi net talep tahmini sektörel değerleri Çizelge 3.15 ile verilmiştir. 2011 yılından itibaren tüm sektörlerin toplam elektrik tüketimindeki payı ve yıllık artış oranlarına bakıldığında evsel, ticaret ve hizmetler sektöründe artış, sanayi sektöründe azalma, ulaştırma ve tarımda ise aynı oranların korunduğu bir talep projeksiyon tablosu ortaya çıkmıştır. Bu durum geçtiğimiz 20 yıllık trende uygun olmakla birlikte 2011 yılından itibaren 2030 yılına kadar ortalama evsel ve sanayi tüketiminde 2005-2008 yılları AB-27 ve Almanya, İspanya, Fransa ortalama değerlerine de yakındır. Toplam elektrik talebindeki artış ise yıllık ortalama %7,25 olup Çizelge 3.6 ile verilen son 20 yıl ortalama artış oranı olan %6,7 ile uyumludur

Kişi başı net elektrik tüketimi 2008 yılında Türkiye’de 2.283 kWh iken AB-27 için 5.738 kWh; Almanya, İspanya ve Fransa için sırasıyla 6.392, 5.860 ve 6.770 kWh’tir. Bu çalışmada ise Türkiye için kişi başı net elektrik tüketiminin 2024, 2028 ve 2030 yıllarında sırasıyla 5.277, 6.728 ve 7.841 kWh olacağı hesaplanmıştır.

**Çizelge 3.15:** Elektrik enerjisi net talep tahmini sektörel dağılımı, GWh.

|      | Mesken  | Sanayi  | Ulaştırma | Ticari  | Tarım  | Diğer   | Toplam  |
|------|---------|---------|-----------|---------|--------|---------|---------|
| 2006 | 35.112  | 69.302  | 804       | 20.242  | 4.524  | 15.769  | 145.754 |
| 2007 | 36.842  | 74.537  | 945       | 22.349  | 5.031  | 16.987  | 156.692 |
| 2008 | 39.665  | 75.004  | 961       | 23.106  | 5.822  | 17.726  | 162.283 |
| 2009 | 39.331  | 70.800  | 663       | 24.609  | 4.901  | 17.324  | 157.628 |
| 2010 | 41.749  | 80.749  | 859       | 24.053  | 5.670  | 18.727  | 171.807 |
| 2011 | 45.346  | 85.766  | 923       | 25.994  | 6.006  | 20.305  | 184.340 |
| 2012 | 49.264  | 91.071  | 991       | 28.057  | 6.395  | 22.065  | 197.843 |
| 2013 | 53.521  | 96.726  | 1.064     | 30.311  | 6.805  | 23.796  | 212.223 |
| 2014 | 58.127  | 102.720 | 1.143     | 32.713  | 7.211  | 25.856  | 227.770 |
| 2015 | 63.113  | 108.370 | 1.228     | 35.366  | 7.647  | 28.136  | 243.861 |
| 2016 | 68.520  | 114.321 | 1.318     | 38.189  | 8.128  | 30.684  | 261.160 |
| 2017 | 74.366  | 120.606 | 1.413     | 41.227  | 8.644  | 33.506  | 279.763 |
| 2018 | 80.685  | 127.245 | 1.515     | 44.536  | 9.197  | 36.457  | 299.635 |
| 2019 | 87.530  | 134.241 | 1.624     | 46.865  | 9.744  | 39.725  | 319.728 |
| 2020 | 94.935  | 141.628 | 1.741     | 49.195  | 10.372 | 43.322  | 341.193 |
| 2021 | 102.463 | 149.436 | 1.854     | 51.768  | 11.087 | 47.249  | 363.857 |
| 2022 | 110.558 | 157.632 | 1.975     | 54.341  | 11.852 | 51.554  | 387.912 |
| 2023 | 119.250 | 166.319 | 2.103     | 57.183  | 12.730 | 56.100  | 413.685 |
| 2024 | 127.388 | 174.612 | 2.240     | 68.066  | 13.612 | 61.294  | 447.212 |
| 2025 | 136.062 | 183.367 | 2.385     | 72.818  | 14.563 | 66.801  | 475.997 |
| 2026 | 145.322 | 195.271 | 2.552     | 77.563  | 15.586 | 72.755  | 509.049 |
| 2027 | 155.212 | 207.993 | 2.731     | 82.541  | 16.640 | 79.341  | 544.458 |
| 2028 | 165.776 | 225.667 | 2.950     | 89.614  | 17.817 | 86.492  | 588.315 |
| 2029 | 180.399 | 244.827 | 3.200     | 97.279  | 19.275 | 94.987  | 639.969 |
| 2030 | 196.310 | 265.636 | 3.472     | 105.500 | 20.880 | 104.572 | 696.371 |

### 3.5 Elektrik Enerjisi Üretimi Hesaplama Esasları

3.4. Başlığı altında hesaplama detayları verilen talep tahminlerine göre yapılacak elektrik üretim bilgileri LEAP modelinin enerji dönüşüm modülü prosesler bölümüne girilmiştir. Bu modülde elektrik üretiminde kullanılacak birincil enerji kaynaklarına ait kurulu güç, kapasite kullanım oranı, iç tüketim, iletim ve dağıtım kayıpları, termik verim ve yakıt bazlı emisyon faktörleri girilmiştir. Elektrik enerjisi üretiminde kullanılan bazı kavramların açıklamaları, modele giriş değerleri ve hesaplama esasları bu bölümde verilmiştir.

### 3.5.1 LEAP veri temini

**Kurulu güç:** Elektrik üretim santrallerinin belli bir zamanda maksimum kapasitede üretebilecekleri elektrik enerjisi miktarını ifade etmektedir.

**Yedek kurulu güç:** Elektrik üretim sistemlerinde; talebin tahmin edildiği gibi gerçekleşmemesi, hidrolik santrallere gelen su miktarının beklendiği gibi olmaması, yakıt temininde ve kalitesinde kısıtlarla karşılaşılabilceği, santrallerde uzun süreli arızaların olabileceği dikkate alınarak güç ve enerji yedeği bulundurulması gerekmektedir. Arz ve talep başa baş olmadan önce üretim sisteminin yedekli olarak işletilmesi ve planlanması sağlanmalıdır (TEİAŞ, 2004) Bu çalışmada üretime esas olan kurulu güç hesaplanırken yedek kurulu güç kapasitesi dikkate alınmamıştır.

**Brüt elektrik üretimi:** Santralin iç tüketimi dahil toplam ürettiği elektrik olup (3.6) Denklemi ile hesaplanmaktadır. CO<sub>2</sub> emisyonuna esas değer brüt elektrik üretimi olduğu için bu çalışma kapsamında 2006 yılından itibaren tüm yıllarda brüt üretime göre emisyon hesaplanmıştır.

$$p_i = (KG)_i * 8760 * (KKO)_i \quad (3.6)$$

Denklemde verilen:

- $p_i$  : i yakıtına ait yıllık brüt elektrik üretimini, MWh  
 $(KG)_i$  : i yakıtına ait santralin kurulu gücünü, MW  
 $(KKO)_i$  : i yakıtlı santral için kapasite kullanım oranını,  
8760 : yıllık toplam saati ifade etmektedir.

Kapasite kullanım oranı; santralin yıllık çalışma saatinin bir yıldaki toplam saat olan 8760'a bölünmesi ile elde edilmektedir. Santrallerin yıllık periyodik bakım ve arıza süreleri dikkate alındığında bir yılın tamamında çalışamayacakları dolayısıyla %100 kapasite faktörüne ulaşamayacakları bilinmektedir. TEİAŞ Kapasite Projeksiyon Raporunda (2010) verilen kurulu güç ve elektrik proje üretim değerinden yakıt bazlı maksimum kapasite kullanım oranları hesaplanarak modele girilmiştir (Çizelge 3.16). Hesaplanan santral çalışma saatleri literatür değerleri ile uyumludur (Bayrak, 2002). LEAP modelinde brüt elektrik üretim hesapları yakıt bazlı kurulu güç ve maksimum kapasite kullanım oranlarına göre yapılmıştır.

**Çizelge 3.16:** Yakıt bazlı maksimum kapasite kullanım oranları (TEİAŞ, 2010)

|             | Proje Çalışma Saati | Maximum Kapasite Kullanım Oranları |
|-------------|---------------------|------------------------------------|
| Doğal Gaz   | 7500                | 0,86                               |
| Linyit      | 6570                | 0,75                               |
| Hidrolik    | 3500                | 0,40                               |
| İthal Kömür | 7008                | 0,80                               |
| Fuel Oil    | 6570                | 0,75                               |
| Taş Kömürü  | 6570                | 0,75                               |
| Rüzgar      | 3600                | 0,41                               |
| Biyokütle   | 7000                | 0,80                               |
| Jeotermal   | 6800                | 0,78                               |
| Motorin     | 5700                | 0,65                               |
| Nafta       | 6800                | 0,78                               |
| Nükleer*    | 7018                | 0,80                               |
| Güneş**     | 1600                | 0,18                               |

\*(TEİAŞ, 2004)

\*\*:(Gülbahar, 2010a)

**İç tüketim:** Santralin üretim yapması için kendi bünyesinde kullandığı elektrik (Bulut ve diğ, 2011) olup bu değerin brüt elektrik üretimine oranı iç tüketim oranını vermektedir. Yakıt bazlı iç tüketim oranları Çizelge 3.17 (Başaran kişisel görüşme, 2011) ile verilmiştir. Senaryolarda güneş enerjisinden elektrik üretiminde fotovoltaiik (PV) sistemlerin kullanılacağı ve iç tüketim kaybının olmayacağı kabul edilmiştir.

**Çizelge 3.17:** İç tüketim değerleri, %.

|                       |       |
|-----------------------|-------|
| Doğal Gaz             | 1,5-3 |
| Linyit                | 9-11  |
| Hidrolik              | 1-2,5 |
| İthal Kömür           | 7-8   |
| Fuel Oil              | 4-5   |
| Taş kömürü            | 5,5-9 |
| Rüzgar                | 2-3   |
| Biyokütle             | 6-8   |
| Jeotermal             | 7-8   |
| Motorin               | 4-5   |
| Nafta                 | 4-6   |
| Güneş (PV)            | -     |
| Nükleer (Ergün, 2011) | 4-4,5 |

**İletim ve dağıtım kayıpları:** Üretimden elde edilen elektrik enerjisi iletim hatlarıyla transformatörlere taşınmakta; burada talep edilen gerilim kademelerine dönüştürülerek kullanıma sunulmaktadır. İletim ve dağıtım aşamalarında elektrik enerjisinde kayıp olmaktadır. Bu kayıplar modele ayrı ayrı girilmiştir. 2006-2009

yılları için Türkiye elektrik üretimi, kayıplar ve tüketim değerleri ile senaryo çalışmalarına esas olacak bu yıllara ait ortalama değerler Çizelge 3.18 ile verilmiştir (TEİAŞ, 2009c).

Kaçak kullanım oranı: TEDAŞ istatistiklerinde 2006 yılı için %15 olarak belirtilmiştir. Senaryo çalışmalarına kaçaklar dahil edilmemiştir.

TEİAŞ (2010) ile 2019 yılına kadar verilen talep projeksiyonları brüt değerler olup ithal ve ihraç edilen elektrik talebe dahildir ve Denklem (3.7) ile hesaplanmaktadır. Ayrıca iletim ve dağıtım hatlarındaki kayıplar, iletim ve dağıtım sistemine bağlı santrallerin iç tüketimleri de bu miktarlara dahildir. Bu çalışma için 2030 yılına kadar talep tahminine ihtiyaç olduğu için TEİAŞ (2010) ile verilen 2016-2019 yılları artış hızları 2030 yılına kadar aynı kabul edilerek eksik değerler elde edilmiştir.

$$\text{Brüt elektrik talebi} = \text{Türkiye brüt üretimi} + \text{ithal edilen} - \text{ihraç edilen elektrik} \quad (3.7)$$

2006-2009 yılları için gerçekleşen ve LEAP'te elde edilen net talep değerleri ile LEAP değerleri Çizelge 3.19 ile verilmiştir. LEAP'te elde edilen brüt üretim, iç tüketim, iletim kayıpları ve oranları aynı çıkmış, net üretimde binde 0,5'in, dağıtımda binde 0,4'ün altında farklar çıkmıştır. Dağıtım kayıpları oranları arasındaki fark ithalatın dahil edilmemesinden kaynaklanmaktadır. Modelin kalibrasyon ve verifikasyonu brüt elektrik üretimi ve talep değerlerine göre 2006-2010 yılları gerçekleşen değerleri üzerinden yapılmış olup 2011 yılından itibaren projeksiyon başlamıştır.

2011-2030 yılları için hesaplanan ve Çizelge 3.15 ile verilen net talep tahminlerine Çizelge 3.18 ile verilen 2006-2009 yılları ortalama iç tüketim, iletim ve dağıtım kayıpları eklenerek, talebi karşılayacak brüt elektrik üretimi modele hesaplatılmış ve sonuçlar Çizelge 3.20 ile verilmiştir. Sonuçlar TEİAŞ'ın ithalat ve ihracat değerlerini dahil ettiği yüksek ve düşük taleplerinin arasında kaldığı için CO<sub>2</sub> emisyonları hesaplarında bu değerlerin esas alınmasına karar verilmiştir. Ayrıca Türkiye'de elektrik üretiminde 1990-2009 yıllarında yapılan ithalat ve ihracat değerleri farkının toplam brüt üretime oranı ortalama olarak %0,45 olduğu için bu çalışmada hesaplanan elektrik taleplerinde ithalat ve ihracat ayrıca dikkate alınmamıştır. Yıllara göre değişen elektrik üretimi, tüketimi ve kayıpları EK C ile verilmiştir (TEİAŞ, 2009c).

**Çizelge 3.18:** Türkiye elektrik enerjisi üretim-tüketim ve kayıplarının yıllar itibariyle gelişimi (2006-2009), GWh (TEİAŞ, 2009c).

|                                                                                                                                 |                | İç Tüketim |      |               | İthalat |                          |                                    | İletim Kaybı |      | Dağıtım Kaybı |      | Toplam Kayıp |      | İhracat <sup>(2)</sup> |                          | Net Tüketim* |          |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|------------|------|---------------|---------|--------------------------|------------------------------------|--------------|------|---------------|------|--------------|------|------------------------|--------------------------|--------------|----------|
| Yılla<br>r                                                                                                                      | Brüt<br>Üretim |            | %    | Net<br>Üretim |         | Brüt<br>üretim göre<br>% | Şebekeye<br>Verilen <sup>(1)</sup> |              | %    |               | %    |              | %    |                        | Brüt<br>üretim<br>göre % |              | Artış, % |
| 2006                                                                                                                            | 176.300        | 6.757      | 3,83 | 169.543       | 573     | 0,33                     | 170.116                            | 4.544        | 2,7  | 19.245        | 11,3 | 23.789       | 14,0 | 2.236                  | 1,27                     | 144.091      | 10,6     |
| 2007                                                                                                                            | 191.558        | 8.218      | 4,30 | 183.340       | 864     | 0,45                     | 184.204                            | 4.523        | 2,5  | 22.124        | 12,0 | 26.647       | 14,5 | 2.422                  | 1,26                     | 155.135      | 7,7      |
| 2008                                                                                                                            | 198.418        | 8.656      | 4,41 | 189.762       | 789     | 0,40                     | 190.551                            | 4.388        | 2,3  | 23.093        | 12,1 | 27.482       | 14,4 | 1.122                  | 0,57                     | 161.948      | 4,4      |
| 2009                                                                                                                            | 194.813        | 8.194      | 4,22 | 186.619       | 812     | 0,42                     | 187.431                            | 3.973        | 2,1  | 25.018        | 13,4 | 28.991       | 15,5 | 1.546                  | 0,79                     | 156.894      | -3,1     |
| 2006-2009 Ortalama                                                                                                              |                | 4,20       |      |               |         | 0,40                     |                                    |              | 2,40 |               | 12,2 |              |      |                        | 0,97                     |              |          |
| (1) Şebekeye Verilen = Net Üretim+İthalat                                                                                       |                |            |      |               |         |                          |                                    |              |      |               |      |              |      |                        |                          |              |          |
| (2) İhracat,Sınırdaki teslim esasına göre yapıldığından,ihracat ile ilgili şebeke kaybı, iletim kaybının içinde yer almaktadır. |                |            |      |               |         |                          |                                    |              |      |               |      |              |      |                        |                          |              |          |
| *: Net Tüketim=Şebekeye verilen-toplam kayıp- ihracat                                                                           |                |            |      |               |         |                          |                                    |              |      |               |      |              |      |                        |                          |              |          |

**Çizelge 3.19:** 2006-2009 yılları için CO<sub>2</sub> emisyonuna esas alınan elektrik tüketim değerleri, GWh.

|        |                             |                                              | LEAP’de elde edilen değerler |               |                  |              |      |               |       |              |
|--------|-----------------------------|----------------------------------------------|------------------------------|---------------|------------------|--------------|------|---------------|-------|--------------|
| Yıllar | LEAP net talep<br>değerleri | TEDAŞ net talep değeri<br>(TEDAŞ; 2006-2009) | Brüt<br>üretim               | Net<br>üretim | İç tüketim,<br>% | İletim kaybı |      | Dağıtım kaybı |       | Toplam kayıp |
|        |                             |                                              |                              |               |                  |              | %    |               | %     |              |
| 2006   | 145.754                     | 143.071*                                     | 176.300                      | 169.552       | 3,83             | 4.544        | 2,68 | 19.238        | 11,66 | 23.782       |
| 2007   | 156.693                     | 155.135                                      | 191.558                      | 183.325       | 4,30             | 4.529        | 2,47 | 22.119        | 12,37 | 26.648       |
| 2008   | 162.280                     | 161.948                                      | 198.419                      | 189.675       | 4,41             | 4.384        | 2,31 | 23.099        | 12,47 | 27.483       |
| 2009   | 157.628                     | 156.894                                      | 194.812                      | 186.590       | 4,22             | 3.975        | 2,13 | 25.023        | 13,70 | 28.998       |

\*: TEİAŞ ve TEDAŞ tarafından verilen net tüketim değerleri birbirinden farklıdır.

**Çizelge 3.20: Brüt talep tahminleri.**

| Yıl  | Yüksek Talep<br>(TEİAŞ, 2010) |           | Düşük Talep<br>(TEİAŞ, 2010) |           | Bu Çalışma Sonucu |           |
|------|-------------------------------|-----------|------------------------------|-----------|-------------------|-----------|
|      | GWh                           | Artış (%) | GWh                          | Artış (%) | GWh               | Artış (%) |
| 2010 | 209.000                       | 7,7       | 209.000                      | 7,7       | 210.182           |           |
| 2011 | 219.478                       | 5,0       | 219.478                      | 5,0       | 224.556           | 6,8       |
| 2012 | 235.939                       | 7,5       | 234.183                      | 6,7       | 241.006           | 7,3       |
| 2013 | 253.634                       | 7,5       | 249.873                      | 6,7       | 258.522           | 7,3       |
| 2014 | 272.657                       | 7,5       | 266.615                      | 6,7       | 277.463           | 7,3       |
| 2015 | 293.106                       | 7,5       | 284.478                      | 6,7       | 297.051           | 7,1       |
| 2016 | 314.796                       | 7,4       | 303.254                      | 6,6       | 318.118           | 7,1       |
| 2017 | 338.091                       | 7,4       | 323.268                      | 6,6       | 340.782           | 7,1       |
| 2018 | 363.110                       | 7,4       | 344.604                      | 6,6       | 365.021           | 7,1       |
| 2019 | 389.980                       | 7,4       | 367.348                      | 6,6       | 389.454           | 6,7       |
| 2020 | 418.839                       | 7,4       | 391.593                      | 6,6       | 415.631           | 6,7       |
| 2021 | 449.833                       | 7,4       | 417.438                      | 6,6       | 443.212           | 6,6       |
| 2022 | 483.120                       | 7,4       | 444.989                      | 6,6       | 472.535           | 6,6       |
| 2023 | 518.871                       | 7,4       | 474.358                      | 6,6       | 503.943           | 6,6       |
| 2024 | 557.268                       | 7,4       | 505.666                      | 6,6       | 544.762           | 8,1       |
| 2025 | 598.505                       | 7,4       | 539.040                      | 6,6       | 579.815           | 6,4       |
| 2026 | 642.795                       | 7,4       | 574.617                      | 6,6       | 620.087           | 6,9       |
| 2027 | 690.362                       | 7,4       | 612.541                      | 6,6       | 663.209           | 7,0       |
| 2028 | 741.448                       | 7,4       | 652.969                      | 6,6       | 716.662           | 8,1       |
| 2029 | 796.315                       | 7,4       | 696.065                      | 6,6       | 779.582           | 8,8       |
| 2030 | 855.243                       | 7,4       | 742.005                      | 6,6       | 848.288           | 8,8       |

**Termik verim:** Termik santrallerde belli bir zaman dilimi içinde santralde üretilen enerjinin santrale verilen enerjiye oranı olarak ifade edilmektedir (Aslan, 1996). 2006-2009 yılları için termik verim değerleri TEİAŞ istatistiklerinde yer alan termik santrallerde tüketilen yakıtların ısı değerleri ve yakıtlara bağlı elektrik üretimlerinden (TEİAŞ, 2009d, TEİAŞ, 2009e) hesaplanmış ve sonuçlar Çizelge 3.21 ile verilmiştir. Linyit santralleri için hesaplanan değerler Oktay (2009) ile verilen Türkiye kömür yakıtlı termik santrallerine ait termik verim değerleri ile karşılaştırılarak uyumlu bulunmuştur. Taş kömürü, asfaltit ve ithal kömüre ait değerler TEİAŞ tarafından topluca verildiği için taş kömürü ve ithal kömür için aynı termik verim değerleri alınmıştır, asfaltit ithal kömür içinde yer almaktadır. Elektrik talebini karşılayacak üretim için gerekli birincil enerji kaynağı termik verim değerine göre model tarafından hesaplanmıştır.

**Çizelge 3.21:** Türkiye termik santralleri termik verimleri (2006-2009).

|             | Termik Verim,% |       |       |       |                    |
|-------------|----------------|-------|-------|-------|--------------------|
|             | 2006           | 2007  | 2008  | 2009  | 2006-2009 Ortalama |
| Doğal Gaz   | 46,08          | 45,49 | 44,89 | 44,37 | 45,21              |
| Linyit      | 33,23          | 32,83 | 33,26 | 34,43 | 33,44              |
| İthal Kömür | 41,44          | 40,53 | 40,94 | 40,63 | 40,89              |
| Fuel Oil    | 21,71          | 25,96 | 30,08 | 25,19 | 25,73              |
| Taş Kömürü  | 41,44          | 40,53 | 40,94 | 40,63 | 40,89              |
| Motorin     | 7,91           | 2,21  | 17,25 | 16,25 | 10,91              |
| Nafta       | 30,62          | 32,00 | 33,18 | 17,94 | 28,43              |

### 3.5.2 Elektrik üretimi hesapları

Bir önceki bölümde elde edilen veriler aşağıdaki başlıklarda modele girilmiştir:

- Kurulu güç
- Kapasite kullanım oranı
- İç tüketim oranı, iletim kayıpları, dağıtım kayıpları
- Termik verim

Bu verilerden yakıt bazlı elektrik üretim hesapları net talebi karşılayacak şekilde Denklem (3.8)-(3.10)'a göre yapılmıştır.

$$\text{Net üretim, MWh} = \text{Brüt üretim} * (1 - \text{iç tüketim oranı}) \quad (3.8)$$

$$\text{Dağıtılan elektrik, MWh} = \text{Net üretim} * (1 - \text{iletim kaybı oranı}) \quad (3.9)$$

$$\text{Şebekeye verilen elektrik, MWh} = \text{Dağıtılan elektrik} * (1 - \text{dağıtım kaybı oranı}) \quad (3.10)$$

Model hesaplamalarında şebekeye verilen yıllık toplam elektrik ile yıllık toplam net talep dengesi kurulmaktadır. Brüt elektrik üretimi ve Denklem (3.3) ile gerekli birincil enerji miktarı hesaplanmaktadır. Yakıt bazlı karbon emisyon faktörleri, oksidasyon oranları ve CO<sub>2</sub> dönüşüm oranı ile de yıllık CO<sub>2</sub> emisyonları hesaplanmaktadır.

### 3.6 Termik Santrallerden Kaynaklanan CO<sub>2</sub> Emisyonlarının Hesaplanması

İklim değişikliğine yol açan sera gazlarının en büyük paydaşı olan fosil yakıtlara dayalı elektrik üretim sektöründen kaynaklanan CO<sub>2</sub> emisyonlarının hesaplanması; hem azaltma potansiyeli hem de bu doğrultudaki maliyetlerin belirlenmesi sürecinin

ilk adımını oluşturmaktadır. Bu çalışmada hesaplamalar yakıt bazlı ve yeterli veri temin edilebildiği ölçüde ülke spesifik yapılmıştır. Bu süreçte öncelikle linyit, taş kömürü ve ithal kömür için karbon emisyon faktörleri hesaplanmıştır. Bu hesaplamalarda yerli kaynak olan linyit ve taş kömürü için santral spesifik yakıt karbon içerikleri ve alt ısı değerleri; uluslararası yakıtlar olan doğal gaz, fuel oil, motorin ve nafta için ise IPCC (1996) değerleri kullanılmıştır. İthal kömür için ise ortalama olarak kabul edilen karbon içeriği ve alt ısı değer üzerinden hesaplama yapılmıştır. Karbon oksidasyon oranları da aynı şekilde linyit ve taş kömürü için santral spesifik hesaplanmış, diğer yakıtlar içinse IPCC (1996) değerleri kullanılmıştır. Yakıt bazlı karbon emisyon faktörleri ile oksidasyon oranları hesaplama detayları bu bölümde verilmiştir. Elde edilen değerler LEAP elektrik üretim modülüne yakıt bazlı çevresel faktörler olarak girilmiş ve elektrik üretimi için gerekli yakıt miktarından CO<sub>2</sub> emisyonları hesaplanmıştır.

### **3.6.1 Linyit yakıtlı santrallerde emisyonların belirlenmesi**

2006 yılında toplam kurulu güç değeri 24.056 MW olan tek yakıtlı termik santraller içinde linyit yakıtlı santraller; %34 pay ile %48’lik paya sahip olan doğal gaz santrallerinden sonra ikinci sırada yer almaktadır (TEİAŞ, 2006a). Yoğun emisyon veren santraller olması ve önemli kapasiteye sahip olmaları nedeniyle çalışmanın en önemli bölümünü linyit santralleri oluşturmaktadır. Çok yakıtlı santrallerin kurulu gücü ise katı+sıvı yakıtlı 471 MW; doğal gaz+sıvı yakıtlı 2.852,4 MW olarak toplam 3.323,4 MW’dır (TEİAŞ, 2006a). Santral bazlı yapılan hesaplamalarda Çizelge 3.22 ile verilen 2006 yılı linyit santral listesi esas alınmıştır. Linyitle çalışan santraller 14 grupta toplanmıştır. Bunlardan 13’ü EÜAŞ ve bağlı ortaklıklara aittir, özel santrallerin tamamı ise 1 grupta toplanmıştır. Ancak bu tez çalışmasında EÜAŞ’ın gizlilik prensibi nedeniyle santrallere ait verilerde santral isimleri kullanılamamış, bunun yerine numaralandırma yapılmıştır. 2006-2009 yılları arasında linyit yakıtlı santrallerin kurulu gücü aynı kalırken, asfaltit ve ithal kömürün dahil edilerek verildiği taş kömürü kurulu gücü 2009 yılında 405 MW’a yükselmiştir.

**Çizelge 3.22:** Türkiye 2006 yılı tek yakıtlı termik kurulu gücü, MW (TEİAŞ, 2006a).

|    | Santral            | EÜAŞ ve bağlı ortaklıklar dahil | Özel            | Toplam          |
|----|--------------------|---------------------------------|-----------------|-----------------|
|    | <b>Linyit</b>      | <b>7.461,0</b>                  | <b>749,80</b>   | <b>8.210,8</b>  |
| 1  | Afşin Elbistan A   | 1.355,0                         |                 |                 |
| 2  | Afşin Elbistan B   | 1.440,0                         |                 |                 |
| 3  | Çan                | 320,0                           |                 |                 |
| 4  | Kangal             | 457,0                           |                 |                 |
| 5  | Kemerköy           | 630,0                           |                 |                 |
| 6  | Orhaneli           | 210,0                           |                 |                 |
| 7  | Seyitömer          | 600,0                           |                 |                 |
| 8  | Soma A             | 44,0                            |                 |                 |
| 9  | Soma B             | 990,0                           |                 |                 |
| 10 | Tunçbilek A        | 65                              |                 |                 |
| 11 | Tunçbilek B        | 300                             |                 |                 |
| 12 | Yatağan            | 630,0                           |                 |                 |
| 13 | Yeniköy            | 420,0                           |                 |                 |
| 14 | Park Termik        |                                 | 620,00          |                 |
|    | Diğer              |                                 | 129,80          |                 |
|    | <b>Taşkömürü</b>   | <b>300,0</b>                    |                 | <b>300,0</b>    |
|    | Çatalağzı          | 300,0                           |                 |                 |
|    | <b>İthal Kömür</b> |                                 | <b>1.686,00</b> | <b>1.686,0</b>  |
|    | <b>Doğal Gaz</b>   | <b>3.902,9</b>                  | <b>7.559,30</b> | <b>11.462,2</b> |
| 1  | Ambarlı DG         | 1.350,9                         |                 |                 |
| 2  | Bursa              | 1.432,0                         |                 |                 |
| 3  | Hamitabat          | 1.120,0                         |                 |                 |
|    | <b>Fuel-Oil</b>    | <b>1.404,9</b>                  | <b>718,30</b>   | <b>2.123,2</b>  |
| 1  | Ambarlı FO         | 630,0                           |                 |                 |
| 2  | Hopa               | 50,0                            |                 |                 |
| 3  | Mobil              | 724,9                           |                 |                 |
|    | <b>Motorin</b>     | <b>196,0</b>                    | <b>56</b>       | <b>252,0</b>    |
|    | <b>Nafta</b>       |                                 | <b>21,4</b>     | <b>21,4</b>     |
|    | <b>TOPLAM</b>      | <b>13.264,8</b>                 | <b>10.790,8</b> | <b>24.055,6</b> |

Yaklaşık olarak toplam 750 MW kurulu güce sahip olan 22 adet özel linyit santrallerinin her birinin yakıt tüketim değerlerine çeşitli nedenlerden dolayı ulaşılammıştır. Bu nedenle hesaplamalar “özel santraller” altında toplu olarak yapılmıştır. 620 MW kurulu gücü ile %83 kapasiteyi temsil eden Çayırhan Termik Santrali için karbon içeriği, alt ısı değerleri literatürden temin edilmiş ve hesaplama detayları 3.6.1.2 Başlığı altında verilmiştir. Toplam kurulu gücü yaklaşık 130 MW olan ve her biri 15 MW’dan küçük 21 santrale ait yakıt özellikleri temin edilememiştir. Bu nedenle Çayırhan Termik santrali için hesaplanan ortalama karbon içerikleri ve alt ısı değerleri, tek grupta toplanan tüm özel santraller için kullanılmıştır.

CO<sub>2</sub> emisyon faktörü hesabı için öncelikle santral bazlı karbon oksidasyon oranları belirlenmiştir. Oksidasyon oranının hesaplanmasında aşağıdaki değerler kullanılmıştır (EÜAŞ, 2011):

- 1- Linyit karbon oranı, % C
- 2- Linyit kül oranı, % kül
- 3- Linyit tüketimi, ton/yıl
- 4- Kül ve cürufta yanmamış karbon oranı, % ve miktarı, ton/yıl.

Linyit santralleri için CO<sub>2</sub> emisyonu hesaplamalarında kullanılan değerler EK D ile verilmiştir. Termik santrallerde elementer ve endüstriyel kömür analizleri EÜAŞ Merkez Laboratuvarlarında tüm santraller için belirli periyotlarda yapılmakta, ayrıca santraller bünyesinde de kömür alt ısı değerleri, kül ve nem oranları izlenmektedir. Kömürdeki karbon oranları bu konuda tek kaynak durumunda olan EÜAŞ elementer analiz sonuçlarından; yakıt tüketimi, kömür kül oranları ile kül ve cürufta yanmamış karbon oranları, kömür alt ısı değerleri ünite bazlı ve aylık olarak daha detaylı sonuçlar içeren santral analiz sonuçlarından alınmıştır (EÜAŞ, 2011). Buna göre yıllık olarak temin edilebilen değerlere göre aşağıda ayrıntıları verilen hesaplamalar yapılmıştır.

#### **3.6.1.1 Oksidasyon oranları**

Termik santral kazanlarında yakılan kömürün içerdiği karbonun tamamı oksitlenerek CO<sub>2</sub>'e dönüşmemekte ve bir miktar karbon, kül ve cüruf ile atılmaktadır. Yanma reaksiyonu sonucu kömürde oksitlenen karbon miktarının toplam karbon miktarına oranı “oksidasyon oranı” olarak tanımlanır. Linyit santrallerinde her bir santralin yakma teknolojisine, kömür özelliklerine ve işletme şartlarına bağlı olarak oksidasyon oranları farklılık göstermektedir. Oksidasyon oranları santrallerde yakılan kömürdeki karbon miktarından kül ve cüruftaki yanmamış karbon miktarının çıkarılması ile kalan miktarın CO<sub>2</sub> emisyonu oluşturduğu esasına göre hesaplanmıştır. Burada dikkate alınan kül ve cüruf, taban külüdür. EÜAŞ (2011)'tan temin edilen verilerle santrallerin yıllık yakıt tüketim miktarlarından oluşan kül, giren karbon ve külde yanmamış karbon miktarları hesaplanarak oksidasyon oranları bulunmuştur. Böylece her bir santrale ait 2006-2009 yılları için hesaplanan oksidasyon oranları ortalamaları ile CO<sub>2</sub> emisyon faktörleri hesaplanmıştır. Hesaplamalara esas olan denklemler (3.11)-(3.15) ile verilmiştir. Buna göre;

Giren Karbon Miktarı, ton=yanan kömür miktarı, ton \* kömür karbon oranı, % (3.11)

Oluşan kül miktarı, ton= yanan kömür miktarı, ton \*kömür kül oranı,% (3.12)

Külde yanmamış C miktarı, ton=külde yanmamış C %si\*oluşan kül miktarı (3.13)

Yanmamış karbon oranı, %=  $\frac{\text{Külde yanmamış karbon miktarı, ton}}{\text{Giren karbon miktarı, ton}} * 100$  (3.14)

Oksidasyon oranı, %=100-yanmamış karbon oranı,% (3.15)

Yukarıda yapılan açıklamalar çerçevesinde 1990 yılından itibaren analiz sonuçları incelendiğinde aynı santrale ait linyitin kimyasal özelliklerinin zaman içinde ve ünite bazlı olarak farklılık gösterdiği belirlenmiştir. Örneğin 9 Numaralı santralde 1-4. ile 5-6. üniteler arasında linyit karbon içerikleri ve kalorifik değerleri arasındaki sırasıyla %15 ve %50'ye ulaşan farklardan dolayı 1-4. ile 5-6. üniteler; 4 Numaralı santralde ise 1-2. ile 3. üniteler birbirinden ayrı değerlendirildiği için hesaplamalar ünitelere göre yapılmıştır. 12 Numaralı santralde 1-2-3. üniteler için ayrı ayrı verilen bilgilerin ortalama değerleri kullanılmıştır. Santrallerin hesaplanan oksidasyon oranları Çizelge 3.23 ile, hesaplamalara esas alınan değerler Çizelge C.1 ile verilmiştir. Oksidasyon oranlarında 2006-2009 yılları için brüt elektrik üretimine göre alınan ağırlıklı ortalama ile aritmetik ortalama değerleri aynıdır. 13 Numaralı santralde ve özel santrallerde külde yanmamış karbon değeri temin edilemediği için diğer santrallerin brüt elektrik üretimlerine göre alınan ağırlıklı oksidasyon oranı ortalaması olan %89,13 kullanılmıştır.

Yukarıda detayları verilen hesaplamalarla elde edilen oksidasyon oranları ile santral bazlı kömür karbon içerikleri ve alt ısı değerleri kullanılarak CO<sub>2</sub> emisyonları hesaplanmıştır Santral bazlı CO<sub>2</sub> emisyonları hesaplamalarında;

1. Linyitin kalorifik değeri, alt ısı değeri (LHV) olarak
2. Linyit karbon oranı, % C
3. Santral oksidasyon oranı
4. Ana ve yardımcı yakıt tüketimleri
5. Elektrik üretimi

değerleri kullanılmıştır.

**Çizelge 3.23:** Santrallere ait oksidasyon oranları.

| <b>Santral Kodu</b> | <b>2006-2009 ortalama oksidasyon oranı (%)</b> |
|---------------------|------------------------------------------------|
| <b>1</b>            | 87                                             |
| <b>2</b>            | 88                                             |
| <b>3</b>            | 88                                             |
| <b>4a</b>           | 70                                             |
| <b>4b</b>           | 81                                             |
| <b>5</b>            | 79                                             |
| <b>6</b>            | 96                                             |
| <b>7</b>            | 85                                             |
| <b>8</b>            | 94                                             |
| <b>9a</b>           | 75                                             |
| <b>9b</b>           | 80                                             |
| <b>10</b>           | 90                                             |
| <b>11</b>           | 88                                             |
| <b>12</b>           | 97                                             |
| <b>13</b>           | 89,13                                          |
| <b>14</b>           | 89,13                                          |

#### **3.6.1.2 Linyit karbon emisyon faktörü**

CO<sub>2</sub> emisyonu hesaplamalarına esas olan linyit alt ısı değerleri (LHV) ve karbon içerikleri Çizelge C.2 ile verilmiştir(EÜAŞ, 2011). % olarak verilen linyit karbon içeriği, kalorifik değere (TJ/ton) oranlanarak karbon emisyon faktörü ton C/TJ olarak Denklem (3.16) ve (3.17) ile verildiği şekilde hesaplanmıştır.

$$\text{LHV, TJ/ton} = \text{LHV, kcal/kg} * 4,1868 \text{ (Joule/cal)}/10^6 \quad (3.16)$$

$$\text{Karbon emisyon faktörü, tC/TJ} = \% \text{ C içeriği} / \text{LHV (TJ/ton)} \quad (3.17)$$

3.6.1 Başlığında özel santraller içindeki önemi açıklandığı gibi Çayırhan Termik Santrali için linyit karbon içeriği Karayığit ve diğ. (2000)'den orijinal bazda karbon oranı olarak aşağıdaki gibi hesaplanmıştır:

Katı madde oranı: Havada kuru bazda %94,3; orijinal bazda %73 olarak verilmiştir.

Bu değerlerden havada kuru bazda katı madde oranı orijinal bazda katı madde oranının 1,29 katı olarak hesaplanmış, aynı orandan havada kuru bazda %25,1 olarak verilen karbon oranından orijinal bazda %19,43 karbon oranı elde edilmiştir.

Bu değer ile EÜAŞ santrallerinde 2006 yılında tüketilen yakıt miktarına göre ağırlıklı ortalama alınarak hesaplanan %21,88 karbon içeriğinin ortalaması olan % 20,66 tüm özel santraller için kullanılmıştır. 2004-2008 yılları için de EÜAŞ santrallerinde tüketilen yakıt miktarlarına göre ağırlıklı ortalama değeri olan % 21,83 değeri alınmıştır. Çayırhan Termik Santrali için linyit alt ısııl değeri; 10 farklı kaynaktan incelenmiş ve değerler Çizelge 3.24 ile verilmiştir. Ayrıca 2006 yılı için Türkiye termik santrallerinde kullanılan yakıt miktarlarının üretici kuruluşlara göre dağılımı (TEİAŞ, 2009f) ve Türkiye termik santrallerinde tüketilen yakıtların kuruluşlara göre ısıı değerleri (TEİAŞ, 2009d) verileri ile Türkiye özel linyit santralleri için alt ısııl değer 2542 kcal/kg olarak hesaplanmıştır. İncelenen kaynaktaki değerlerin arasında kalan bu değer özel santral hesaplamalarında kullanılmıştır.

**Çizelge 3.24:** Çayırhan Termik Santrali için kalorifik değerler ve ait oldukları kaynaklar.

| No | Alt Isıl Değer, kcal/kg | Kaynak                         |
|----|-------------------------|--------------------------------|
| 1  | 2995                    | Karayiğit ve diğ, 2001.        |
| 2  | 2370                    | DPT, 2001.                     |
| 3  | 2800                    | Nuhoğlu ve Bülbül, 2003.       |
| 4  | 1916                    | Kıncay ve Öztürk, 2003.        |
| 5  | 2557                    | Kadıköylü, 2005 (Gökmen 1993.) |
| 6  | 2500                    | Kadıköylü, 2005(Yaman 1992).   |
| 7  | 2000                    | DPT, 2009.                     |
| 8  | 2592                    | Güler, 2010.                   |
| 9  | 2800                    | Arı, 2010.                     |
| 10 | 2200                    | Url-7, 2010.                   |

### 3.6.1.3 Yakıt tüketimi

Linyit santrallerinde ana yakıtı ilave olarak fuel oil ve motorin yardımcı yakıt olarak kullanılmaktadır. Bu çalışmada linyit karbon içerikleri, karbon oksidasyon oranları, alt ısııl değerleri ve tüketim miktarlarına göre hesaplanan CO<sub>2</sub> emisyonlarına yardımcı yakıtlardan gelen emisyonların da eklenmesi ile santraller için toplam CO<sub>2</sub> emisyonu belirlenmiştir. Burada ana yakıt linyit ile yardımcı yakıt (fuel oil ve motorin) tüketimleri için 2006 yılı verileri esas alınmıştır. EÜAŞ (2011) santral bazlı yardımcı yakıt tüketimleri ile TEİAŞ, (2009f) Türkiye termik santrallerinde kullanılan yakıt miktarları kontrol edilerek alınmıştır. TEİAŞ, (2009f) verilerine göre asıl yakıt olarak görünen fuel oil ile motorin tüketimi fuel oil ve motorin yakıtlı santrallere dahil edilmiştir. Yardımcı yakıt tüketimlerinin tamamı EÜAŞ santrallerindeki tüketime denk geldiği için özel santrallerde yardımcı yakıt dikkate

alınmamıştır. Fuel oil ve motorin için hesaplamalarda Çizelge 2.3 ile verilen IPCC (1996) emisyon faktörleri (EF) ile Çizelge 3.25 ile verilen alt ısı değerleri kullanılmış (TEİAŞ, 2006b; 2006c), yakıt tüketim detayları ise Çizelge C.3 ile verilmiştir.

**Çizelge 3.25:** Fuel oil, motorin ve nafta için alt ısı değerler.

| Yakıt    | Alt Isıl Değer |        |
|----------|----------------|--------|
|          | kcal/kg        | TJ/ton |
| Fuel Oil | 9.600          | 0,0402 |
| Motorin  | 10.300         | 0,0431 |
| Nafta    | 10.481         | 0,0438 |

Bu çalışmadaki CO<sub>2</sub> emisyonu hesaplamalarında linyit karbon içerikleri ve alt ısı değerleri için 2006 baz yılı verileri esas alınmıştır. Bunun yanı sıra linyitin değişken özellikleri dikkate alınarak; bir yıla ait değerlere göre yapılan hesabın temsil edici olup olmadığına karar verebilmek için 2004-2008 yıllarına ait ortalama karbon içerikleri ve alt ısı değerleri ile de hesap yapılarak sonuçlar karşılaştırılmıştır. 2006 yılı ve 2004-2008 yılları ortalama değerleri ile hesaplanan CO<sub>2</sub> emisyonları sırasıyla Çizelge 3.26 ve

Çizelge 3.27 ile verilmiştir. Elde edilen toplam CO<sub>2</sub> emisyonları birbirine çok yakın çıktığı için (fark %0,1'in altında) sadece 2006 baz yılı değerlerinin emisyon hesaplamalarına esas alınabileceği sonucuna varılmıştır.

**Çizelge 3.26:** 2006 yılı için linyit yakıtlı termik santrallerde CO<sub>2</sub> emisyonları.

| Termik Santral | Karbon İçeriği | Tüketilen Linyit Miktarı | Alt Isıl Değer |        | Tüketilen Linyit Kalorisi | Karbon Emisyon Faktörü | Oksidasyon Oranı | Linyit CO <sub>2</sub> EF | Linyit CO <sub>2</sub> emisyonu | FO CO <sub>2</sub> emisyonu | Motorin CO <sub>2</sub> emisyonu | Toplam CO <sub>2</sub> emisyonu |
|----------------|----------------|--------------------------|----------------|--------|---------------------------|------------------------|------------------|---------------------------|---------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|---------------------------------|
|                | %              | ton                      | kcal/kg        | TJ/ton | TJ                        | tonC/TJ                | %                | ton CO <sub>2</sub> /TJ   | ton                             | CO <sub>2</sub> ,ton        | CO <sub>2</sub> , ton            | ton                             |
| <b>1</b>       | 17,97          | 6.673.321                | 1.153          | 0,0048 | 32.215                    | 37,23                  | 87               | 118,75                    | 3.825.435                       | 32.162                      | 23.627                           | 3.881.224                       |
| <b>2</b>       | 18,74          | 9.599.226                | 1.213          | 0,0051 | 48.751                    | 36,90                  | 88               | 119,06                    | 5.804.434                       | 7.939                       | 24.506                           | 5.836.880                       |
| <b>3</b>       | 33,52          | 918.763                  | 2.856          | 0,0120 | 10.986                    | 28,03                  | 88               | 90,45                     | 993.714                         | 847                         | 6.087                            | 1.000.648                       |
| <b>4a</b>      | 17,02          | 3.549.416                | 1.233          | 0,0052 | 18.323                    | 32,97                  | 70               | 84,62                     | 1.550.551                       | 57.953                      | 4.988                            | 1.613.491                       |
| <b>4b</b>      | 17,95          | 2.264.422                | 1.235          | 0,0052 | 11.709                    | 34,71                  | 81               | 103,10                    | 1.207.197                       | 0                           | 0                                | 1.207.197                       |
| <b>5</b>       | 22,97          | 4.156.689                | 1.717          | 0,0072 | 29.881                    | 31,95                  | 79               | 92,56                     | 2.765.713                       | 19.422                      | 0                                | 2.785.135                       |
| <b>6</b>       | 25,46          | 1.267.901                | 2.058          | 0,0086 | 10.925                    | 29,55                  | 96               | 104,01                    | 1.136.283                       | 43.536                      | 79                               | 1.179.898                       |
| <b>7</b>       | 26,09          | 4.363.090                | 1.724          | 0,0072 | 31.493                    | 36,15                  | 85               | 112,65                    | 3.547.796                       | 7.998                       | 9.105                            | 3.564.899                       |
| <b>8</b>       | 40,08          | 157.051                  | 3.692          | 0,0155 | 2.428                     | 25,93                  | 94               | 89,37                     | 216.954                         | 0                           | 208                              | 217.162                         |
| <b>9a</b>      | 24,73          | 2.093.500                | 2.315          | 0,0097 | 20.291                    | 25,51                  | 75               | 70,17                     | 1.423.737                       | 102.845                     | 23                               | 1.526.605                       |
| <b>9b</b>      | 21,50          | 2.433.945                | 1.522          | 0,0064 | 15.510                    | 33,74                  | 80               | 98,97                     | 1.535.008                       | 0                           | 0                                | 1.535.008                       |
| <b>10</b>      | 48,31          | 57.195                   | 4.253          | 0,0178 | 1.018                     | 27,13                  | 90               | 89,53                     | 91.182                          | 25.746                      | 1.941                            | 118.869                         |
| <b>11</b>      | 32,15          | 1.123.140                | 2.548          | 0,0107 | 11.982                    | 30,14                  | 88               | 97,24                     | 1.165.115                       | 0                           | 0                                | 1.165.115                       |
| <b>12</b>      | 23,66          | 3.934.803                | 1.887          | 0,0079 | 31.087                    | 29,95                  | 97               | 106,51                    | 3.311.166                       | 28.219                      | 0                                | 3.339.385                       |
| <b>13</b>      | 21,31          | 2.537.609                | 1.715          | 0,0072 | 18.221                    | 29,68                  | 89               | 96,99                     | 1.767.272                       | 20.396                      | 0                                | 1.787.668                       |
| <b>14</b>      | 20,66          | 5.453.739                | 2.542          | 0,0106 | 58.043                    | 19,41                  | 89               | 63,44                     | 3.682.307                       | 0                           | 0                                | 3.682.307                       |
| <b>Toplam</b>  |                | <b>50.583.810</b>        |                |        | <b>352.862</b>            |                        |                  |                           | <b>34.023.864</b>               | <b>347.064</b>              | <b>70.565</b>                    | <b>34.441.493</b>               |

**Çizelge 3.27: 2004-2008 yılları için linyit yakıtlı termik santrallerde CO<sub>2</sub> emisyonları.**

| Termik Santral | Karbon İçeriği | Tüketilen Linyit Miktarı | Alt Isıl Değer |        | Tüketilen Linyit Kalorisi | Karbon Emisyon Faktörü | Oksidasyon Oranı | Linyit CO <sub>2</sub> EF | Linyit CO <sub>2</sub> emisyonu | FO CO <sub>2</sub> emisyonu | Motorin CO <sub>2</sub> emisyonu | Toplam CO <sub>2</sub> emisyonu |
|----------------|----------------|--------------------------|----------------|--------|---------------------------|------------------------|------------------|---------------------------|---------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|---------------------------------|
|                | %              | ton                      | kcal/kg        | TJ/ton | TJ                        | ton C/TJ               | %                | ton CO <sub>2</sub> /TJ   | ton                             | CO <sub>2</sub> ,ton        | CO <sub>2</sub> , ton            | ton                             |
| <b>1</b>       | 18,00          | 6.673.321                | 1.135          | 0,0048 | 31.712                    | 37,88                  | 87               | 120,83                    | 3.831.821                       | 32.162                      | 23.627                           | <b>3.887.610</b>                |
| <b>2</b>       | 17,75          | 9.599.226                | 1.157          | 0,0048 | 46.500                    | 36,64                  | 88               | 118,23                    | 5.497.797                       | 7.939                       | 24.506                           | <b>5.530.242</b>                |
| <b>3</b>       | 34,51          | 918.763                  | 3.046          | 0,0128 | 11.717                    | 27,06                  | 88               | 87,31                     | 1.023.063                       | 847                         | 6.087                            | <b>1.029.997</b>                |
| <b>4a</b>      | 17,61          | 3.549.416                | 1.213          | 0,0051 | 18.026                    | 34,67                  | 70               | 89,00                     | 1.604.301                       | 57.953                      | 4.988                            | <b>1.667.241</b>                |
| <b>4b</b>      | 18,00          | 2.264.422                | 1.212          | 0,0051 | 11.491                    | 35,47                  | 81               | 105,35                    | 1.210.560                       | -                           | -                                | <b>1.210.560</b>                |
| <b>5</b>       | 23,37          | 4.156.689                | 1.724          | 0,0072 | 30.003                    | 32,38                  | 79               | 93,79                     | 2.813.875                       | 19.422                      | -                                | <b>2.833.297</b>                |
| <b>6</b>       | 24,19          | 1.267.901                | 2.069          | 0,0087 | 10.983                    | 27,92                  | 96               | 98,30                     | 1.079.602                       | 43.536                      | 79                               | <b>1.123.218</b>                |
| <b>7</b>       | 23,45          | 4.363.090                | 1.663          | 0,0070 | 30.379                    | 33,68                  | 85               | 104,97                    | 3.188.801                       | 7.998                       | 9.105                            | <b>3.205.904</b>                |
| <b>8</b>       | 40,08          | 157.051                  | 3.690          | 0,0154 | 2.426                     | 25,94                  | 94               | 89,42                     | 216.954                         | -                           | 208                              | <b>217.162</b>                  |
| <b>9a</b>      | 27,69          | 2.093.500                | 2.381          | 0,0100 | 20.870                    | 27,78                  | 75               | 76,39                     | 1.594.148                       | 102.845                     | 23                               | <b>1.697.016</b>                |
| <b>9b</b>      | 22,21          | 2.433.945                | 1.598          | 0,0067 | 16.284                    | 33,20                  | 80               | 97,38                     | 1.585.699                       | -                           | -                                | <b>1.585.699</b>                |
| <b>10</b>      | 45,46          | 57.195                   | 4.423          | 0,0185 | 1.059                     | 24,55                  | 90               | 81,01                     | 85.803                          | 25.746                      | 1.941                            | <b>113.490</b>                  |
| <b>11</b>      | 30,36          | 1.123.140                | 2.631          | 0,0110 | 12.372                    | 27,56                  | 88               | 88,93                     | 1.100.246                       | -                           | -                                | <b>1.100.246</b>                |
| <b>12</b>      | 22,98          | 3.934.803                | 1.966          | 0,0082 | 32.388                    | 27,92                  | 97               | 99,30                     | 3.216.001                       | 28.219                      | -                                | <b>3.244.220</b>                |
| <b>13</b>      | 25,15          | 2.537.609                | 1.812          | 0,0076 | 19.252                    | 33,15                  | 89               | 108,34                    | 2.085.730                       | 20.396                      | -                                | <b>2.106.126</b>                |
| <b>14</b>      | 21,83          | 5.453.739                | 2.542          | 0,0106 | 58.043                    | 20,51                  | 89               | 67,03                     | 3.890.840                       | -                           | -                                | <b>3.890.840</b>                |
| <b>Toplam</b>  |                | <b>50.583.810</b>        |                |        | <b>353.505</b>            |                        |                  |                           | <b>34.025.240</b>               | <b>347.064</b>              | <b>70.565</b>                    | <b>34.442.869</b>               |

Bu çalışmadan elde edilen santral bazlı karbon oksidasyon oranlarına göre hesaplanmış CO<sub>2</sub> emisyonları ile oksidasyon oranının IPCC (1996)'daki gibi linyit için %98 olması durumundaki CO<sub>2</sub> emisyonları karşılaştırılmış ve sonuçlar Çizelge 3.28 ile verilmiştir. Santral spesifik karbon oksidasyon oranı ile yapılan hesaplamalarda yaklaşık 4,9 milyon ton ile %14 daha az CO<sub>2</sub> emisyonu bulunmuştur. Santral bazlı bakıldığında ise %38'e varan farklar görülmektedir ve tüm santrallerde karbon oksidasyon oranı IPCC (1996) ile verilen %98'den küçük olduğu için CO<sub>2</sub> emisyonları IPCC (1996) yöntemine göre hesaplanan emisyonlardan daha azdır. Her iki durumda da fuel oil ve motorin için oksidasyon oranı %99 alınmıştır.

**Çizelge 3.28:** 2006 yılı linyit yakıtlı termik santrallerin CO<sub>2</sub> emisyonlarının IPCC (1996) ve santral bazlı oksidasyon oranlarına göre karşılaştırılması.

| Santral Kodu  | CO <sub>2</sub> emisyonu (ton)               |                                           | %98 Oksidasyon oranına göre fark |               |
|---------------|----------------------------------------------|-------------------------------------------|----------------------------------|---------------|
|               | %98 Karbon oksidasyon oranı (IPCC, 1996) ile | Santral bazlı karbon oksidasyon oranı ile | CO <sub>2</sub> emisyonu (ton)   | %             |
| 1             | 4.364.899                                    | 3.881.224                                 | -483.676                         | -12,46        |
| 2             | 6.496.474                                    | 5.836.880                                 | -659.595                         | -11,30        |
| 3             | 1.113.570                                    | 1.000.648                                 | -112.922                         | -11,28        |
| 4a            | 2.233.712                                    | 1.613.491                                 | -620.220                         | -38,44        |
| 4b            | 1.460.560                                    | 1.207.197                                 | -253.362                         | -20,99        |
| 5             | 3.450.306                                    | 2.785.135                                 | -665.171                         | -23,88        |
| 6             | 1.203.571                                    | 1.179.898                                 | -23.673                          | -2,01         |
| 7             | 4.107.504                                    | 3.564.899                                 | -542.604                         | -15,22        |
| 8             | 226.394                                      | 217.162                                   | -9.232                           | -4,25         |
| 9a            | 1.963.218                                    | 1.526.605                                 | -436.613                         | -28,60        |
| 9b            | 1.880.385                                    | 1.535.008                                 | -345.377                         | -22,50        |
| 10            | 126.974                                      | 118.869                                   | -8.105                           | -6,82         |
| 11            | 1.297.515                                    | 1.165.115                                 | -132.399                         | -11,36        |
| 12            | 3.373.521                                    | 3.339.385                                 | -34.136                          | -1,02         |
| 13            | 1.963.543                                    | 1.787.668                                 | -175.875                         | -9,84         |
| 14            | 4.048.761                                    | 3.682.307                                 | -366.454                         | -9,95         |
| <b>Toplam</b> | <b>39.310.907</b>                            | <b>34.441.493</b>                         | <b>-4.869.414</b>                | <b>-14,14</b> |

#### 3.6.1.4 CO<sub>2</sub> emisyon yoğunlukları

Elektrik üretiminde CO<sub>2</sub> emisyon yoğunluğu, üretilen birim elektrik enerjisi için salınan CO<sub>2</sub> emisyonu olarak ifade edilmektedir. 2006 yılı linyit yakıtlı termik santraller için yukarıda verilen CO<sub>2</sub> emisyonu ile 2006 yılı elektrik üretim değerleri alınarak (TEİAŞ, 2009b) CO<sub>2</sub> emisyon yoğunluğu kg CO<sub>2</sub>/MWh olarak hesaplanmıştır. Farklı yakıt tipi ve özelliklerindeki termik santraller için CO<sub>2</sub>

emisy n yoğunlukları da farklıdır ve bu değer santraller için CO<sub>2</sub> emisyonu açısından önemlidir. 2006 yılı için elde edilen santral bazlı CO<sub>2</sub> emisyon yoğunlukları  izelge 3.29 ile verilmiştir. 10 no.lu santral 1.519 kg CO<sub>2</sub>/MWh ile en yüksek değere, 3 no.lu santral ise 794 kg CO<sub>2</sub>/MWh ile en düşük emisyon yoğunluğuna sahiptir. Bu sonuçlar mevcut çalışmalarla karşılaştırıldığında Arı (2010) ve aynı çalışmada yer alan IEA (2009) verilerinde Türkiye linyit santrallerinde CO<sub>2</sub> emisyonu yoğunluğu 2001-2007 yılları ortalaması 1.037 kg CO<sub>2</sub>/MWh'dir. Bu çalışmada santral spesifik verilerle elde edilen sonuçlar ile aynı mertebede olduğu görülmektedir.

**Çizelge 3.29:** Linyit yakıtlı santrallerin CO<sub>2</sub> emisyon yoğunlukları.

| Santral Kodu | kg CO <sub>2</sub> /MWh |
|--------------|-------------------------|
| 1            | 1.406                   |
| 2            | 1.194                   |
| 3            | 794                     |
| 4a           | 1.042                   |
| 4b           | 1.223                   |
| 5            | 946                     |
| 6            | 1.088                   |
| 7            | 1.194                   |
| 8            | 1.167                   |
| 9a           | 813                     |
| 9b           | 1.059                   |
| 10           | 1.519                   |
| 11           | 1.089                   |
| 12           | 1.154                   |
| 13           | 889                     |
| 14           | 876                     |

#### 3.6.1.5 Linyit yakıtlı santrallerde CO<sub>2</sub> emisyonları

Yukarıda verilen esaslara göre 2006 baz yılı için Türkiye linyit yakıtlı termik santrallerinde yapılan hesaplamalarda; sadece linyit yakılması ile CO<sub>2</sub> emisyonu 34.023.864 ton; fuel oil yanması ile 347.064 ton ve motorin yanması ile de 70.565 ton olarak toplam 34.441.493 ton CO<sub>2</sub> emisyonu bulunmuştur ( izelge 3.26). Linyit, fuel oil ve motorin ile bu santrallere verilen toplam kalori 358.356 TJ olarak hesaplanmıştır. Bu durumda CO<sub>2</sub> emisyon faktörü 96,11 ton CO<sub>2</sub>/TJ olarak ve Türkiye için %89,13 olarak hesaplanan oksidasyon oranı ile karbon emisyon faktörü 29,41 ton C/TJ bulunmuştur. Hesaplamalara esas olan Denklemler (3.18) ve (3.19) ile verilmiştir.

$$\text{CO}_2 \text{ emisyon faktörü, tCO}_2/\text{TJ} = \frac{\text{toplam CO}_2, \text{ton}}{\text{toplam yakıt tüketimi, TJ}} \quad (3.18)$$

$$\text{Karbon emisyon faktörü, tC/TJ} = \frac{\text{CO}_2 \text{ emisyon faktörü, tCO}_2/\text{TJ}}{(\text{oksidasyon oranı, \%}) * (44\text{gr CO}_2/12\text{gr C})} \quad (3.19)$$

2004-2008 yılları ortalama linyit karbon içerikleri ve alt ısı değerleri ile yapılan hesaplamalarda linyit yakıtlı termik santrallerinde; sadece linyit yakılması ile 34.025.240 ton, fuel oil yanması ile 347.064 ton ve motorin yanması ile 70.565 ton olarak toplam 34.442.869 ton CO<sub>2</sub> bulunmuştur. Linyit, fuel oil ve motorin ile bu santrallere verilen toplam kalori 358.998 TJ olarak hesaplanmıştır. Buna göre CO<sub>2</sub> emisyon faktörü 95,94 ton CO<sub>2</sub>/TJ olarak ve %89,13 oksidasyon oranı ile karbon emisyon faktörü 29,36 ton C/TJ bulunmuştur. 2006 değerine göre % -0,18'lik bir fark bulunmuştur. Oysa IPCC (1996) varsayılan değerlerine göre linyit için karbon emisyon faktörü 27,6 tC/TJ olup %98 oksidasyon oranı göz önüne alındığında CO<sub>2</sub> emisyon faktörü 99,176 tCO<sub>2</sub>/TJ'dür. Santral bazlı hesaplamalarda CO<sub>2</sub> emisyon faktörü özel santraller için 63,441 tCO<sub>2</sub>/TJ; EÜAŞ santrallerinde en düşük 70,165 tCO<sub>2</sub>/TJ (9a Numaralı santral) ile en yüksek 119,064 tCO<sub>2</sub>/TJ (2 Numaralı santral) arasında değişmektedir (Çizelge 3.26).

Sadece linyit tüketiminden kaynaklanan 34.023.864 ton CO<sub>2</sub> emisyonu, 352.862 TJ linyit tüketimi ve oksidasyon oranı olan %89,13'e göre CO<sub>2</sub> emisyon faktörü 96,423 ton CO<sub>2</sub>/TJ ve karbon emisyon faktörü 29,5 tC/TJ olarak bulunmuştur. Simülasyon süresi boyunca ana yakıtlara göre hesap yapılacağı için modele sadece linyite ait 29,5 tC/TJ karbon emisyon faktörü girilmiştir.

### 3.6.2 Linyit dışı termik santraller

#### 3.6.2.1 Taş kömürü (TK) ve ithal kömür (İK)

2006 yılında Türkiye taş kömürü kurulu gücü 300 MW, ithal kömür kurulu gücü de 1686 MW'dır, bu kurulu güce 35 MW'lık bir adet özel taş kömürü santrali de dahildir. (Çizelge 3.22). TK ve İK için oksidasyon oranı hesapları linyit için verilen esaslara göre yapılmıştır. 2006-2009 yılları için taş kömürü karbon ve kül oranları, kül ve cürufatı yanmamış karbon değerleri, alt ısı değerleri, elektrik üretimleri, ana ve yardımcı yakıt tüketimleri EÜAŞ (2011)'den alınmış ve hesaplamalara esas olan değerler EK E ile verilmiştir. 2006-2009 yılları için ortalama oksidasyon oranı %95 olarak hesaplanmıştır. 2006 baz yılı ve 2004-2008 (beş yıl) yılları için yapılan CO<sub>2</sub>

emisy on hesapları Çizelge 3.30 ile verilmiştir. 2006 yılı ve beş yıllık ortalama değerlerle yapılan hesaplamada %6,4'lük bir fark bulunmuştur. Fuel oil ve motorinin dahil olduğu toplam 2.622.704 ton CO<sub>2</sub> miktarından tüketilen toplam 25.089 TJ yakıt miktarı ve %95 oksidasyon oranına göre Denklem (3.18) ve (3.19) ile CO<sub>2</sub> emisyon faktörü 104,54 ton CO<sub>2</sub>/TJ, karbon emisyon faktörü ise 30,01 ton C/TJ olarak hesaplanmıştır. Santralde tüketilen taş kömürü, yardımcı yakıt olarak kullanılan fuel oil ve motorin miktarları TEİAŞ (2009f)'dan alınmıştır. Taş kömürlü santraller için emisyon yoğunluğu 1.374 kg CO<sub>2</sub>/MWh olarak hesaplanmıştır.

İthal kömür için alt ısı değeri, 2006 yılı ithal kömür tüketilen ısı değeri (TEİAŞ 2009d) ile tüketilen ithal kömür miktarından (TEİAŞ, 2009f) 5909 kcal/kg olarak hesaplanmıştır. Karbon içeriği tüm santraller için ortalama olarak %60 kabul edilerek karbon emisyon faktörü 24,25 ton C/TJ olarak ve %98 oksidasyon oranı (IPCC, 1996) ile CO<sub>2</sub> emisyon faktörü 87,15 ton CO<sub>2</sub>/TJ olarak hesaplanmıştır. TEİAŞ (2009f) ile verilen toplam yardımcı yakıt tüketimleri EÜAŞ linyit, taş kömürü, doğal gaz ve motorin santrallerindeki tüketimleri karşıladığı için ithal kömürlü santrallerde yardımcı yakıt tüketimi dikkate alınmamıştır. 2006 yılı ithal kömür kaynaklı toplam CO<sub>2</sub> emisyonu 8.732.943 ton olarak hesaplanmış ve hesaplamalara esas alınan değerler Çizelge 3.31 ile verilmiştir.

### **3.6.2.2 Doğal gaz**

TEİAŞ (2009d) ve TEİAŞ (2009f) ile verilen doğal gaz ve yardımcı yakıt motorin ısı değeri ve tüketim miktarları ile Çizelge 2.3'de verilen IPCC (1996) CO<sub>2</sub> emisyon faktörleri esas alınarak hesap yapılmıştır. Elde edilen Sonuçlar Çizelge 3.32 ile verilmiştir.

### **3.6.2.3 Fuel oil**

TEİAŞ (2009d) ve TEİAŞ (2009f) ile verilen fuel oil ve yardımcı yakıt motorin ısı değeri ve tüketim miktarları ile Çizelge 2.3'de verilen IPCC (1996) CO<sub>2</sub> emisyon faktörleri esas alınarak hesap yapılmıştır. Elde edilen sonuçlar Çizelge 3.33 ile verilmiştir.

**Çizelge 3.30:** Taş kömürlü (TK) termik santrallerde 2006 yılı CO<sub>2</sub> emisyonu.

| No | Yıllar             | Karbon içeriği | Tüketilen TK miktarı | Alt Isıl Değer |        | Tüketilen TK Kalorisi | Emisyon Faktörü | Oks. oranı | TK EF                   | TK CO <sub>2</sub> emisyonu | FO CO <sub>2</sub> emisyonu | Motorin CO <sub>2</sub> emisyonu | Toplam CO <sub>2</sub> emisyonu |                          |
|----|--------------------|----------------|----------------------|----------------|--------|-----------------------|-----------------|------------|-------------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------------|---------------------------------|--------------------------|
|    |                    | %C             | ton                  | kcal/kg        | TJ/ton | TJ                    | ton C/TJ        | %          | ton CO <sub>2</sub> /TJ | ton                         | ton                         | ton                              | ton                             | 2006 yılına göre fark, % |
| 1  | 2006               | 45,55          | 1.567.333            | 3.553          | 0,0149 | 23.314                | 30,62           | 95         | 106,66                  | 2.486.822                   | 135.692                     | 189,73                           | 2.622.704                       | -                        |
|    | 2004-2008 ortalama | 42,49          |                      | 3.454          | 0,0145 | 22.664                | 29,39           | 95         | 102,36                  | 2.319.869                   | 135.692                     | 189,73                           | 2.455.751                       | 6,37                     |

**Çizelge 3.31:** İthal kömürlü (İK) termik santrallerde 2006 yılı CO<sub>2</sub> emisyonu.

| Santral     | Ortalama Karbon içeriği, %C | Tüketilen İthal Kömür, ton | Alt Isıl Değer |         | Tüketilen İK Kalorisi | EF, ton C/TJ | Oksidasyon Oranı, % | İthal Kömür EF, ton CO <sub>2</sub> /TJ | İthal Kömür CO <sub>2</sub> emisyonu, ton, |
|-------------|-----------------------------|----------------------------|----------------|---------|-----------------------|--------------|---------------------|-----------------------------------------|--------------------------------------------|
|             |                             |                            | kcal/kg        | TJ/ton  | TJ                    |              |                     |                                         |                                            |
| İthal Kömür | 60                          | 4.050.530                  | 5.909          | 0,02474 | 100.211               | 24,25        | 98                  | 87,15                                   | 8.732.943                                  |

**Çizelge 3.32:** Doğal Gaz termik santrallerinde 2006 yılı CO<sub>2</sub> emisyonu.

| Santral   | Tüketilen Doğal Gaz, 1000 m <sup>3</sup> | D.Gaz Tüketimi |         | Alt Isıl Değer, kJ/m <sup>3</sup> | EF, ton C/TJ | Oksidasyon Oranı, % | DG EF, ton CO <sub>2</sub> /TJ | DG CO <sub>2</sub> emisyonu, ton | Motorin Tüketimi, ton | Motorin Tüketimi, TJ | Motorin EF, ton CO <sub>2</sub> /TJ | Motorin CO <sub>2</sub> emisyonu, ton | Toplam CO <sub>2</sub> emisyonu, ton |
|-----------|------------------------------------------|----------------|---------|-----------------------------------|--------------|---------------------|--------------------------------|----------------------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|
|           |                                          | Tcal           | TJ      |                                   |              |                     |                                |                                  |                       |                      |                                     |                                       |                                      |
| Doğal Gaz | 17.034.548                               | 150.588        | 630.482 | 37.012                            | 15,3         | 99,5                | 55,820                         | 35.193.181                       | 22.827                | 984,39               | 73,326                              | 72.182                                | 35.265.363                           |

**Çizelge 3.33:** Fuel Oil termik santrallerinde 2006 yılı CO<sub>2</sub> emisyonu.

| Santral  | Tüketilen Fuel Oil, ton | Fuel Oil Tüketimi |        | Alt Isıl Değer, kcal/kg | EF, ton C/TJ | Oksidasyon Oranı, % | Emisyon Faktörü, ton CO <sub>2</sub> /TJ | FO CO <sub>2</sub> emisyonu, ton | Motorin Tüketimi, ton | Motorin Tüketimi, TJ | Motorin EF, ton CO <sub>2</sub> /TJ | Motorin CO <sub>2</sub> emisyonu, ton | Toplam CO <sub>2</sub> emisyonu, ton |
|----------|-------------------------|-------------------|--------|-------------------------|--------------|---------------------|------------------------------------------|----------------------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|
|          |                         | Tcal              | TJ     |                         |              |                     |                                          |                                  |                       |                      |                                     |                                       |                                      |
| Fuel Oil | 1.589.556               | 15.264            | 63.907 | 9.600                   | 21,10        | 99                  | 76,593                                   | 4.894.853                        | 279                   | 12,032               | 73,326                              | 882                                   | 4.895.735                            |

#### 3.6.2.4 Motorin

Fuel oil ile aynı esaslara göre hesap yapılmış, yardımcı yakıt tüketimi verilerde görünmediği için hesaplamalara dahil edilmemiştir. Elde edilen sonuçlar Çizelge 3.34 ile verilmiştir.

#### 3.6.2.5 Nafta

Motorin ile aynı esaslara göre hesap yapılmıştır. Elde edilen sonuçlar Çizelge 3.35 ile verilmiştir.

**Çizelge 3.34:** Motorin termik santrallerinde 2006 yılı CO<sub>2</sub> emisyonu.

| Santral | Motorin Tüketimi |        |     | Alt Isıl Değer,<br>kcal/kg | EF,<br>ton C/TJ | Oksidasyon<br>oranı, % | EF, ton<br>CO <sub>2</sub> /TJ | Motorin<br>CO <sub>2</sub><br>emisyonu,<br>ton |
|---------|------------------|--------|-----|----------------------------|-----------------|------------------------|--------------------------------|------------------------------------------------|
|         | Miktar           | Kalori |     |                            |                 |                        |                                |                                                |
|         | ton              | Tcal   | TJ  |                            |                 |                        |                                |                                                |
| Motorin | 16.018           | 159    | 666 | 10.300                     | 20,2            | 99                     | 73,326                         | 48.813                                         |

**Çizelge 3.35:** Nafta termik santrallerinde 2006 yılı CO<sub>2</sub> emisyonu.

| Santral | Nafta Tüketimi |        |     | Alt Isıl Değer,<br>kcal/kg | EF, ton<br>C/TJ | Oksidasyon<br>oranı, % | EF, ton<br>CO <sub>2</sub> /TJ | Nafta CO <sub>2</sub><br>emisyonu,<br>ton |
|---------|----------------|--------|-----|----------------------------|-----------------|------------------------|--------------------------------|-------------------------------------------|
|         | Miktar         | Kalori |     |                            |                 |                        |                                |                                           |
|         | ton            | Tcal   | TJ  |                            |                 |                        |                                |                                           |
| Nafta   | 13.453         | 141    | 590 | 10.481                     | 20,0            | 99                     | 72,600                         | 42.859                                    |

#### 3.6.2.6 Linyit dışı termik santrallerde CO<sub>2</sub> emisyonları hesaplama sonucu

2006 yılı Türkiye elektrik üretimindeki termik santrallere ait emisyon değerleri Çizelge 3.36 ile verilmiştir. Santral bazlı emisyon yoğunluğu 437 kg CO<sub>2</sub>/MWh değeri ile doğal gaz için en düşük bulunur iken, 1.374 kg CO<sub>2</sub>/MWh değeri ile taş kömürü için en yüksek değerdedir. Bu değerler, yakıtın karbon içeriğine, kalorifik değerine, tüketilen yakıt miktarına, karbon oksidasyon oranına ve üretilen elektriğe dolayısıyla termik verime bağlıdır. Toplam termik santrallerin emisyon yoğunluğu ise 653 kg CO<sub>2</sub>/MWh olarak belirlenmiştir.

Bu çalışma sonucunda Türkiye için elde edilen 2006 yılı değerleri ile IEA (2011) ve Arı (2010) değerleri Çizelge 3.37 ile verilmiştir. IEA (2011) verilerinde petrol, kömür ve doğal gaz için sırasıyla 740, 1.015 ve 341 kg CO<sub>2</sub>/MWh ile Arı (2010) ile verilen fuel oil, linyit, taşkömürü ve doğal gaz değerleri sırasıyla 759, 988, 936 ve 330 kg CO<sub>2</sub>/MWh değerleri karşılaştırıldığında doğal gaz ve linyit için yaklaşık aynı değerler elde edilmişken, taş kömürü ve fuel oil emisyon yoğunluğu bu çalışmada

daha yüksek bulunmuştur. Emisyon yoğunluğu hesaplanan CO<sub>2</sub> emisyonu ve üretilen elektrik değerine bağlıdır. Arı (2010) ile verilen CO<sub>2</sub> emisyonları IPCC (2006) varsayılan emisyon faktörlerine göre hesaplanmıştır ve üretilen elektrik değerleri bu çalışma ile yakıt bazlı farklılıklar göstermektedir. IEA (2011) ise kömür başlığında tüm kömür ve turba kaynaklı üretim için, petrol başlığında da fuel oil, motorin, nafta için değer vermektedir.

Yukarıda hesaplama detayları verilen tüm termik santraller için yardımcı yakıtların da dahil edildiği santral bazlı hesaplanan karbon emisyon faktörleri ve karbon içerikleri ile alt ısı değerlerine göre hesaplanan yakıt bazlı karbon emisyon faktörleri Çizelge 3.38 ile verilmiştir. LEAP emisyon hesaplarını yakıt bazlı yaptığı için modele yakıt bazlı emisyon faktörleri girilmiştir.

**Çizelge 3.36:** 2006 yılı Türkiye termik santralleri CO<sub>2</sub> emisyon yoğunlukları.

| Yakıt    | Kurulu Güç | Üretim  | Tüketilen Yakıt                | EF       | Oksidasyon Oranı | EF                         | CO <sub>2</sub> Emisyonu | Emisyon yoğunluğu       |
|----------|------------|---------|--------------------------------|----------|------------------|----------------------------|--------------------------|-------------------------|
|          | MW         | GWh     | ton/gaz<br>1000 m <sup>3</sup> | ton C/TJ | %                | ton<br>CO <sub>2</sub> /TJ | ton                      | kg CO <sub>2</sub> /MWh |
| Linyit   | 8.210,8    | 32.433  | 50.583.810                     | 29,41    | 89               | 96,11                      | 34.441.493               | 1.062                   |
| DG       | 11.462,2   | 80.691  | 17.034.548                     | 15,30    | 99,5             | 55,82                      | 35.265.363               | 437                     |
| TK       | 300,0      | 1.909   | 1.567.333                      | 30,01    | 95               | 104,54                     | 2.622.704                | 1.374                   |
| İK       | 1.686,0    | 12.307  | 4.050.530                      | 24,25    | 98               | 87,15                      | 8.732.943                | 710                     |
| Fuel Oil | 2.123,2    | 4.232   | 1.589.556                      | 21,10    | 99               | 76,59                      | 4.895.735                | 1.157                   |
| Motorin  | 251,9      | 58      | 16.018                         | 20,20    | 99               | 73,33                      | 48.813                   | 846                     |
| Nafta    | 21,4       | 50      | 13.453                         | 20,00    | 99               | 72,60                      | 42.859                   | 854                     |
| Toplam   | 24.055,50  | 131.681 |                                |          |                  |                            | 86.049.910               | 653                     |

**Çizelge 3.37:** 2006 yılı yakıt bazlı emisyon yoğunlukları, kg CO<sub>2</sub>/MWh.

|            | Linyit | Taş Kömürü | Doğal Gaz | Fuel Oil |
|------------|--------|------------|-----------|----------|
| Bu çalışma | 1.062  | 1.374      | 437       | 1.157    |
| Arı, 2010  | 988    | 936        | 330       | 759      |
| IEA, 2011  | 1015   |            | 341       | 740*     |

\*: Tüm petrol kaynaklı üretim için.

2006 yılına ait yakıt tüketimleri ve emisyon faktörleri ile hesaplanan CO<sub>2</sub> emisyonlarına göre yakıt bazlı termik verim değerleri kalibre edilmiştir. Buna göre 2007-2009 yılları terim verimleri 2006 yılı değerine oranları korunarak hesaplanarak Çizelge 3.39 ile verilmiştir. Bu değerlerle hesaplanan ve modelden elde edilen emisyonlar ise Çizelge 3.40 ile verilmiştir. Modelden elde edilen toplam emisyonlar ile hesaplanan emisyonlar arasındaki fark %1'in altındadır. Böylece modelin CO<sub>2</sub> emisyonu hesabı için termik verim değerlerine göre 2007-2009 yılları için

verifikasyonu sağlanmıştır. Modele 2010 yılından itibaren 4 yılın ortalama termik verim değerleri girilmiştir.

**Çizelge 3.38: Karbon (C) emisyon faktörleri.**

|             | Emisyon Faktörü, ton C/TJ |                            |
|-------------|---------------------------|----------------------------|
|             | Santral bazlı             | LEAP'e girilen yakıt bazlı |
| Linyit      | 29,41                     | 29,504                     |
| Taş kömürü  | 30,01                     | 30,62                      |
| İthal kömür | -                         | 24,25                      |
| Doğal Gaz   | -                         | 15,3 (IPCC, 1996)          |
| Fuel Oil    | -                         | 21,1 (IPCC,1996)           |
| Motorin     | -                         | 20,2 (IPCC,1996)           |
| Nafta       | -                         | 20,0 (IPCC,1996)           |

**Çizelge 3.39: Modele girilen termik verim değerleri, %.**

|             | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | Ortalama |
|-------------|-------|-------|-------|-------|----------|
| Doğal Gaz   | 47,00 | 46,39 | 45,78 | 45,25 | 46,104   |
| Linyit      | 36,07 | 35,63 | 36,1  | 37,36 | 36,29    |
| İthal Kömür | 47,75 | 46,71 | 47,18 | 46,81 | 47,11    |
| Fuel Oil    | 22,79 | 27,25 | 31,58 | 26,44 | 27,015   |
| Taş Kömürü  | 31,11 | 30,43 | 30,73 | 30,50 | 30,69    |
| Motorin     | 8,32  | 2,33  | 15,73 | 11,41 | 30       |
| Nafta       | 32,1  | 33,54 | 34,79 | 18,80 | 29,81    |

**Çizelge 3.40: 2006-2009 yılları CO<sub>2</sub> emisyonları, bin ton.**

| Yakıtlar                               | Model Sonucu  |                |                |                | Hesaplama Sonucu |                |                |                |
|----------------------------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|------------------|----------------|----------------|----------------|
|                                        | 2006          | 2007           | 2008           | 2009           | 2006             | 2007           | 2008           | 2009           |
| Doğal Gaz                              | 35.193        | 41.982         | 44.184         | 43.532         | 35.193           | 41.981         | 44.184         | 43.531         |
| Linyit                                 | 34.024        | 41.227         | 44.475         | 39.949         | 34.024           | 40.499         | 43.691         | 39.422         |
| İthal Kömür                            | 8.732         | 9.476          | 10.037         | 10.671         | 8.732            | 9.504          | 10.141         | 10.827         |
| Fuel Oil                               | 5.378         | 6.874          | 6.641          | 4.987          | 5.378            | 6.874          | 6.608          | 4.862          |
| Taş Kömürü                             | 2.487         | 2.851          | 2.552          | 2.517          | 2.487            | 2.708          | 2.462          | 2.435          |
| Motorin                                | 193           | 159            | 408            | 562            | 193              | 159            | 408            | 562            |
| Nafta                                  | 43            | 36             | 35             | 26             | 43               | 36             | 34             | 26             |
| <b>Toplam</b>                          | <b>86.049</b> | <b>102.604</b> | <b>108.330</b> | <b>102.243</b> | <b>86.049</b>    | <b>101.761</b> | <b>107.528</b> | <b>101.664</b> |
| <b>Hesaplama sonucuna göre fark, %</b> | -             | 0,83           | 0,75           | 0,57           |                  |                |                |                |

#### 4. SENARYO GELİŞTİRİLMESİ

Hesaplanan brüt elektrik talebini karşılayacak elektrik üretim kompozisyonu LEAP modelinde aşağıdaki senaryolar ile oluşturulmuştur:

A. Referans Senaryo: Mevcut şartların devamı halinde olabilecek elektrik üretimini temsil eden ve alternatif senaryo sonuçlarının karşılaştırılabileceği referans durumu ortaya koymak için öncelikli olarak oluşturulmuştur.

B. Azaltım Senaryosu: Bu senaryoda güneş dışındaki tüm yenilenebilir enerji potansiyeli kullanılmış ve nükleer üretim sisteme dahil edilmemiştir.

C. Mevcut Politika (MP) Senaryosu: Bu senaryoda ise CO<sub>2</sub> emisyonlarını azaltmaya yönelik mevcut elektrik üretim politikası dikkate alınmış, güneş enerjisi ile nükleer enerji de elektrik üretimine dahil edilerek daha fazla emisyon azaltma potansiyeli ortaya konulmuştur.

Elektrik üretiminde kullanılan kaynakların toplam üretimdeki payları oluşturulan senaryoların esasını teşkil etmektedir. Bu çalışma Türkiye'nin elektrik üretim sektöründeki CO<sub>2</sub> emisyonlarının azaltma potansiyelini ortaya koymayı amaçladığı için alternatif senaryolar, yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimdeki payının artırıldığı ve nükleer enerjinin sisteme dahil edildiği seçeneklere dayanarak oluşturulmuştur. Senaryoların detayları aşağıda ilgili bölümlerde verilmiştir. Senaryo analizleri sonucunda elektrik üretim kompozisyonunun CO<sub>2</sub> emisyon yoğunluğuna etkisi elde edilmiştir. Oluşturulan senaryoların ortak özellikleri aşağıda sıralanmıştır:

- Çalışma kapsamına uygun detaylı veri temin edilebilen en yakın yıl olan 2006 baz yıl olarak seçilmiştir.
- 2030 yılına kadar simülasyon yapılmıştır.
- 3. Bölümde hesaplama detayları ile verilen net talep değerleri tüm senaryolar için aynı alınmıştır. Ancak senaryolara göre değişen iç tüketim, iletim ve dağıtım kayıpları ile brüt talep farklılık göstermektedir.
- Tüm senaryolarda yakıt bazlı üretim teknolojileri aynı kabul edilerek aynı termik verim değerleri alınmıştır.

- Elektrik talebinin tamamının yerli kaynaklardan karşılanacağı kabul edilmiştir.
- CO<sub>2</sub> emisyonları; emisyon faktörleri, oksidasyon oranları ve tüketilen yakıtı göre hesaplanmıştır.
- Rüzgar, hidrolik, jeotermal, biyokütle, güneş ve nükleer kaynaklı üretimde emisyon faktörleri sıfır alınmıştır.

TEİAŞ (2003)'ta proje üretim kapasitelerine göre verilen yakıt tüketimleri ve kurulu güç değerlerinden doğal gaz, linyit, taş kömürü ve ithal kömür için birim kurulu güç başına tüketimler hesaplanmış ve alternatif senaryolara esas alınan maksimum kurulu güç değerleri ile birlikte Çizelge 4.1'te verilmiştir. TEİAŞ (2004) verilerine göre elektrik enerjisi üretiminde kullanılacak maksimum doğal gaz miktarı için 30 milyar m<sup>3</sup> için kurulu güç 20.255 MW olarak hesaplanmış ve 20.000 MW olarak kabul edilmiştir. Linyit için maksimum kurulu güç 18.500 MW olarak kabul edilmiş, buna göre Çizelge 2.2 ile verilen 11,4 milyar ton toplam yerli linyit potansiyelinin 61 yılda tükeneceği hesaplanmıştır. TEİAŞ (2004)'ta taş kömürü için maksimum 1200 MW ilave kurulu güç, ithal kömür için de maksimum 6000 MW kurulu güç olacağı belirtilmiştir. Taş kömüründe mevcut 435 MW'a göre maksimum kurulu güç 1635 MW olarak alınmıştır.

**Çizelge 4.1:** Santrallerin yakıt tüketimleri ve maksimum kurulu güçleri.

| Yakıt Türü  | Yakıt Tüketimi               | Kurulu Güç, MW | Kurulu Güç Başına Yakıt Tüketimi | Maksimum Kurulu Güç, MW |
|-------------|------------------------------|----------------|----------------------------------|-------------------------|
| Doğal Gaz   | 18.300 milyon m <sup>3</sup> | 12.356         | 1.481.062 m <sup>3</sup> /MW     | 20.000                  |
| Linyit      | 83.500 bin ton               | 8.287          | 10.076 ton/MW                    | 18.500                  |
| Taş kömürü  | 2.676 bin ton                | 555            | 4.822 ton/MW                     | 1.635                   |
| İthal Kömür | 4.000 bin ton                | 1.361          | 2.939 ton/MW                     | 6.000                   |
| Hidrolik    | -                            | -              | -                                | 36.929*                 |

\*: 129,4 milyar kWh/yıl mevcut ekonomik potansiyele ve %40 kapasite kullanım oranına göre hesaplanan maksimum kurulu güç.

#### 4.1 Referans Senaryo

Senaryo analizlerinde alternatif durumların karşılaştırılabileceği referans durumun oluşturulması önemli bir aşamadır. Bu amaçla geçmişteki veriler esas alınarak hiçbir önlem alınmadan daha önceki şartların gelecekte de aynı devam edeceği kabulü ile Referans Senaryo oluşturulmuştur. Bu senaryonun temelini oluşturan veriler TEİAŞ'a ait iki kaynaktan alınmıştır. Bunlardan birincisi Ekim 2010 tarihli 2010-

2019 yılları için hazırlanan “Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu Raporu (TEİAŞ, 2010)” ikincisi ise Kasım 2004’te 2005-2020 yılları için yayımlanan “Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması Raporu (TEİAŞ, 2004)’dur. Referans Senaryo için modele girilen veriler EK F ile verilmiştir. Senaryo kapsamında kurulu güç, elektrik üretimi ve buna bağlı CO<sub>2</sub> emisyonu ile elektrik üretim maliyeti hesaplanmıştır.

Bu senaryoda mevcut elektrik üretim kompozisyonunun devam edeceği kabulü esas alındığı için CO<sub>2</sub> emisyonundaki son 4 yıl (2007-2010) artış oranı ortalaması olan %4’ün devam etmesi beklenmektedir.

#### **4.1.1 Kurulu güç**

TEİAŞ (2010) Kapasite Projeksiyonunda Yüksek Talep Senaryosu kapsamında 2019’a kadar verilen yakıt bazlı kurulu güç değerleri güncel değerlere göre düzeltilerek yıllık ilave edilen kapasiteler esas alınmıştır. Ancak 2018 yılından itibaren öngörülen kurulu güç değerleri maksimum kapasite kullanım oranları ile talebi karşılayamadığı için, mevcut yakıt bazlı kurulu güç oranları korunacak şekilde ilave yapılmıştır. Yakıt bazlı mevcut kurulu güç değerlerinde sıvı+doğal gaz santralleri doğal gaz kurulu gücüne, katı+sıvı yakıtlı santraller ise linyit yakıtlı santrallere dahil edilmiştir. Kurulu güç değerleri Çizelge F.1’de verilmiştir. Yakıt bazlı kurulu güç değerlendirmeleri aşağıda sıralanmıştır:

- Doğal gaz kurulu gücü: 2014 yılından itibaren 20.770 MW olmakta ve maksimum kurulu güç değeri olarak hesaplanan 20.255 MW’ı aşmakta, 2030 yılında maksimum kapasitenin yaklaşık 2,5 katına, 50.275 MW’a çıkmaktadır. Bu senaryoya göre doğal gaz azami alım miktarı 30 milyar m<sup>3</sup> 2014 yılından itibaren yeterli olmamaktadır.
- Linyit için; Çizelge 2.2 ile verilen Türkiye toplam yerli linyit potansiyeli 11,4 milyar ton ve Çizelge 4.1 ile verilen 10.076 ton/MW tüketim değerine göre Referans Senaryo 2030 yılı ve maksimum kurulu gücü olan 21.900 MW için toplam potansiyelin 51 yılda tükeneceği hesaplanmıştır. TEİAŞ Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması Raporu (TEİAŞ, 2004)’e göre belirlenen maksimum kurulu güç 18.790 MW’dır.
- Hidrolik kurulu gücü, 2025 yılından itibaren maksimum değer olan 36.929 MW’ı aşmakta ve 37.038 MW olmaktadır. Ancak Referans Senaryo kabulleri

gereği artış 2030 yılına kadar devam ettirilmiş olup yaklaşık 1,5 katına 54.260 MW'a ulaşmaktadır. Hidrolik santrallerde maksimum kurulu güç Devlet Su İşleri (DSİ) tarafından verilen ekonomik olarak uygulanabilir değere karşı gelmektedir, teknik olarak uygulanabilir değer daha yüksek olup, hidrolik santrallerin termik santrallerle fizibilite karşılaştırmasına farklı kriterlerle bakıldığında hidrolik santrallerde ekonomik olarak uygulanabilir kurulu güç 55.099 MW'a çıkabilmektedir (Yüksek, 2008.)

- İthal kömür kurulu gücü 2020 yılından itibaren 6132 MW olup maksimum değer olarak belirtilen (TEİAŞ, 2004) 6000 MW'ı aşmakta, 2030 yılında yaklaşık 2 katına 12.060 MW'a çıkmaktadır.
- Fuel oil kurulu gücü, 2030 yılında 4515 MW olmaktadır. TEİAŞ (2010) verilerinde 2020 yılına kadar devam eden 2011 yılı kurulu gücü 1794 MW, bu senaryoda 2018'e kadar devam etmektedir.
- Taş Kömürü; 2030 yılında 1600 MW olmaktadır.
- Rüzgar, biyokütle, jeotermalin dahil olduğu yenilenebilir enerji kaynakları için 2030 yılı kurulu güçleri sırasıyla 3470, 230 ve 220 MW olup toplam potansiyeller kullanılmamıştır.
- Motorin ve nafta için 2030 yılı kurulu gücü sırasıyla 105 ve 45 MW'dır.

#### **4.1.2 Kapasite kullanım oranı**

2018 yılından itibaren kurulu gücün maksimum kapasite kullanım oranı ile üretim yapacağı kabulü ile üretim hesabı yapılmıştır. Yıllara göre yakıt bazlı kapasite kullanım oranları Çizelge F.2 ile verilmiştir.

#### **4.1.3 İç tüketim**

Referans senaryoda iç tüketim oranları 2010 yılından itibaren toplam değer Çizelge 3.17 ile verilen 2006-2009 yılları ortalama değeri olan %4,2 olacak şekilde yakıt bazlı girilmiştir. Yıllara göre yakıt bazlı iç tüketim oranları Çizelge F.3 ile verilmiştir.

#### **4.1.4 İletim ve dağıtım kayıpları**

2010 yılından itibaren 2006-2009 yılları ortalama değerleri (Çizelge 3.18) olan iletim için %2,4; dağıtım için %12,2 olarak modele girilmiştir.

#### 4.1.5 Termik verim

Referans senaryo hesaplarında 2010 yılından itibaren Çizelge 3.39 ile verilen 2006-2009 yılları yakıt bazlı ortalama değerleri kullanılmıştır.

Yıllara göre elektrik üretim değerleri model sonuçları Çizelge 4.2 ile verilmiştir.

#### 4.1.6 Referans Senaryo sonuçları

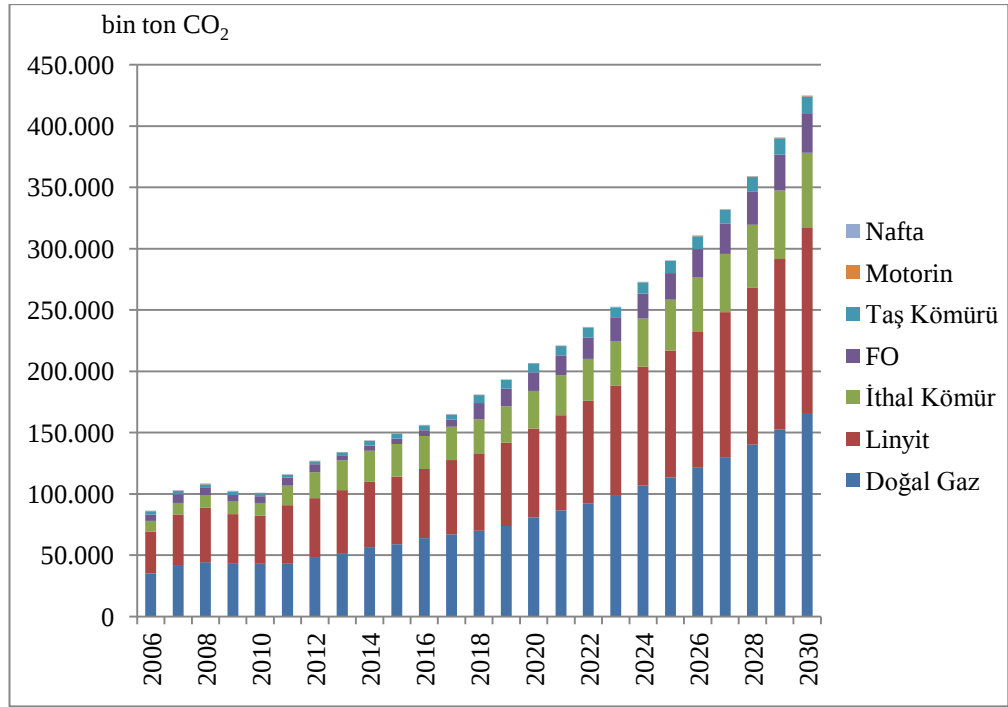
Yukarıdaki sonuçlar ithal enerji kaynaklarından doğal gaz ve ithal kömüre bağlı üretimde şu ana kadar izlenen mevcut politikanın 2030 yılına kadar aynı şekilde devam ettirilemeyeceğini göstermektedir. Hesaplanan talebi karşılayacak elektrik üretim kompozisyonu aynı şekilde korunduğunda yenilenebilir enerji potansiyelinin tamamı kullanılamazken doğal gaz için elektrik üretiminde belirlenen maksimum 30 milyar m<sup>3</sup>'ün, ithal kömür içinse maksimum 6000 MW kurulu gücün yeterli olmayacağı belirlenmiştir. En önemli yerli kaynak olan linyitte ise TEİAŞ (2004)'e göre belirlenen maksimum kurulu güç 18.790 MW'a göre toplam potansiyelin 9 yıl daha erken tükeneceği ortaya konulmuştur.

2010 yılında 48.588 MW olan toplam kurulu güç 2030 yılında yaklaşık %200 artışla 148.680 MW olmuştur. 2010 yılında 172 TWh olarak hesaplanan net elektrik talebi 2030 yılında yaklaşık %300 artışla 696 TWh'a, toplam elektrik üretimi de aynı şekilde yaklaşık %300 artışla 210 TWh'den 848 TWh'e çıkmıştır.

CO<sub>2</sub> emisyonlarındaki değişim Çizelge F.4 ve Şekil 4.1 ile verilmiştir. 2006 yılında 86 milyon tondan yıllık ortalama %7 artışla 2030 yılında 2006 yılına göre yaklaşık %400 artışla 425 milyon tona çıkmıştır. 2009 yılında yaşanan global ekonomik kriz nedeniyle talepte buna bağlı olarak toplam üretimde ve emisyonda düşüş yaşanmıştır. 2009 yılı talebi 2007 değerine yaklaşmaktadır (Çizelge 3.15), toplam emisyon değeri de her iki yıl için yakın olmakla beraber yakıt bazlı emisyonlar yakıt tüketimindeki değişim oranı ile değişmektedir. Aynı talep değeri için elektrik üretimine etki eden faktörler kurulu güç ve kapasite kullanım oranı iken, mevcut kurulu güçte tüketilen yakıta etki eden faktörler, kapasite kullanım oranı, termik verim ve iç tüketimdir. Termik verim arttıkça aynı üretim için giren yakıt miktarı ve buna bağlı olarak da emisyon azalmaktadır. İç tüketimdeki azalma giren yakıt miktarını ve oluşacak emisyonu azaltmaktadır. Senaryo süresince yakıt tüketimleri Çizelge F.5 ve Şekil 4.2 ile verilmiştir.

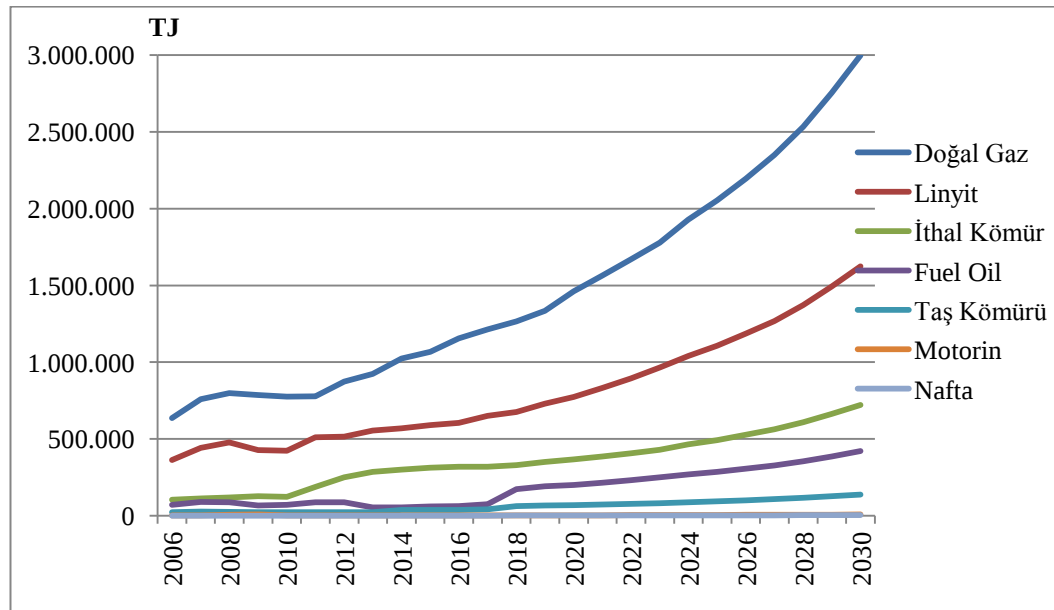
**Çizelge 4.2:** Referans Senaryo kaynaklara göre elektrik üretimleri, GWh.

|      | Doğal Gaz | Linyit  | Hidrolik | İK     | Fuel Oil | Taş Kömürü | Rüzgar | Biyokütle | Jeotermal | Motorin | Nafta | Toplam  |
|------|-----------|---------|----------|--------|----------|------------|--------|-----------|-----------|---------|-------|---------|
| 2006 | 80.691    | 32.433  | 44.244   | 12.307 | 4.232    | 1.909      | 126    | 154       | 94        | 58      | 50    | 176.300 |
| 2007 | 95.024    | 38.295  | 35.851   | 13.064 | 6.470    | 2.073      | 430    | 214       | 81        | 13      | 44    | 191.558 |
| 2008 | 98.685    | 41.858  | 33.270   | 13.976 | 7.244    | 1.882      | 847    | 220       | 162       | 231     | 44    | 198.418 |
| 2009 | 96.095    | 39.090  | 35.959   | 14.745 | 4.554    | 1.851      | 1.495  | 340       | 436       | 231     | 18    | 194.813 |
| 2010 | 96.473    | 36.956  | 51.495   | 14.503 | 5.066    | 1.715      | 2.838  | 365       | 528       | 231     | 12    | 210.182 |
| 2011 | 96.830    | 45.681  | 47.517   | 22.157 | 6.129    | 1.715      | 3.472  | 365       | 528       | 150     | 12    | 224.556 |
| 2012 | 108.833   | 45.945  | 44.102   | 29.756 | 6.129    | 1.715      | 3.472  | 365       | 528       | 150     | 12    | 241.006 |
| 2013 | 115.076   | 49.640  | 49.785   | 33.887 | 3.892    | 1.715      | 3.472  | 365       | 528       | 150     | 12    | 258.522 |
| 2014 | 127.362   | 50.655  | 52.505   | 35.708 | 3.892    | 2.815      | 3.472  | 365       | 528       | 150     | 12    | 277.463 |
| 2015 | 132.820   | 52.370  | 63.171   | 37.044 | 4.243    | 2.877      | 3.472  | 365       | 528       | 150     | 12    | 297.052 |
| 2016 | 143.737   | 53.091  | 71.977   | 37.934 | 4.400    | 2.940      | 2.983  | 365       | 528       | 150     | 12    | 318.118 |
| 2017 | 150.927   | 57.025  | 82.260   | 37.934 | 5.343    | 3.152      | 3.133  | 349       | 495       | 150     | 13    | 340.782 |
| 2018 | 157.500   | 59.406  | 84.751   | 39.056 | 12.260   | 4.816      | 5.571  | 701       | 667       | 171     | 123   | 365.021 |
| 2019 | 166.018   | 64.204  | 91.227   | 41.614 | 13.488   | 5.138      | 5.950  | 764       | 711       | 205     | 137   | 389.454 |
| 2020 | 181.778   | 68.565  | 94.664   | 42.973 | 14.139   | 5.309      | 6.303  | 792       | 738       | 228     | 144   | 415.631 |
| 2021 | 194.566   | 73.735  | 100.260  | 45.188 | 15.203   | 5.591      | 6.637  | 841       | 779       | 262     | 150   | 443.212 |
| 2022 | 207.902   | 79.320  | 106.301  | 47.577 | 16.353   | 5.893      | 7.000  | 897       | 827       | 302     | 164   | 472.535 |
| 2023 | 221.399   | 85.574  | 113.074  | 50.254 | 17.634   | 6.235      | 7.406  | 960       | 881       | 347     | 178   | 503.943 |
| 2024 | 240.022   | 92.217  | 121.852  | 54.417 | 19.000   | 6.721      | 7.981  | 1.037     | 950       | 376     | 190   | 544.762 |
| 2025 | 255.532   | 98.195  | 129.781  | 57.683 | 20.242   | 7.155      | 8.512  | 1.100     | 1.011     | 399     | 205   | 579.815 |
| 2026 | 273.155   | 105.120 | 138.758  | 61.670 | 21.681   | 7.654      | 9.090  | 1.191     | 1.093     | 456     | 219   | 620.088 |
| 2027 | 292.320   | 112.327 | 148.429  | 65.966 | 23.146   | 8.213      | 9.697  | 1.261     | 1.162     | 456     | 232   | 663.210 |
| 2028 | 315.126   | 121.584 | 160.662  | 71.412 | 25.065   | 8.870      | 10.527 | 1.367     | 1.264     | 513     | 273   | 716.662 |
| 2029 | 342.854   | 132.254 | 174.762  | 77.684 | 27.252   | 9.658      | 11.457 | 1.486     | 1.367     | 535     | 273   | 779.582 |
| 2030 | 373.103   | 143.883 | 190.127  | 84.517 | 29.664   | 10.512     | 12.463 | 1.612     | 1.503     | 598     | 308   | 848.288 |



**Şekil 4.1:** Referans Senaryo yakıt bazlı CO<sub>2</sub> emisyonu değişimi.

2010 yılında talep ve buna bağlı olarak toplam üretim miktarı artmış olmasına rağmen CO<sub>2</sub> emisyonlarında düşüş hesaplanmıştır. Bunun en önemli nedeni hidrolik üretiminin 2009 yılında toplamda %18,5 olan payının 2010 yılında %24,5'e çıkmasıdır. Diğer nedeni ise fuel oil dışındaki diğer tüm yakıtlardan kaynaklanan emisyonlarda düşüş olmasıdır. 2011 yılından itibaren yıllık ortalama %7,5 oranında emisyon artışı gerçekleşmiştir.



**Şekil 4.2:** Referans Senaryo yakıt tüketimleri değişimi.

Şekil 4.1 ile verilen sonuçların dayandığı 7 adet yakıta bağlı emisyonların değişimleri aşağıda değerlendirilmiştir:

1. Doğal Gaz kaynaklı emisyon, 2006 yılından 2008 yılına kadar artarken 2009 ve 2010 yıllarında bir önceki yıllara göre azalmakta, 2011'den itibaren tekrar artmaya devam etmektedir. 2012 yılında 2008 emisyon değerini geçerek yıllık ortalama %7 oranında artmaya devam etmektedir. 2009 ve 2010 yıllarında emisyondaki düşüşün nedeni üretimdeki azalmaya bağlı olarak yakıt tüketiminin azalmasıdır (Çizelge F.5). Model sonucunda elde edilen verilerde tüketilen doğal gazın yıllık değişim oranları ile CO<sub>2</sub> emisyonu değişim oranları aynıdır. 2009 yılında kurulu güç artmasına rağmen kapasite kullanım oranı düştüğü için üretim azalmaktadır.
2. Linyit kaynaklı emisyon, 2006 yılından itibaren artmaya başlamışken 2009 ve 2010 yıllarında düşmekte, 2011'den itibaren 2008 emisyon değerini geçerek yıllık ortalama %7 oranında artmaya devam etmektedir. 2009 yılında kurulu güçte 61 MW'lık azalma ile birlikte kapasite kullanım oranı da %55'ten %52'e düşmektedir. Bunun sonucu olarak azalan üretime bağlı olarak linyit tüketimi ve CO<sub>2</sub> emisyonu azalmaktadır. Her ikisindeki azalma oranı yaklaşık %10'dur. 2010 yılında ise linyit tüketiminde yıllık yaklaşık olarak %1,4 oranında azalmaya karşılık CO<sub>2</sub> emisyonu yaklaşık olarak %1,6 oranında azalmıştır.
3. İthal Kömür kaynaklı emisyonu bakıldığında, 2010 yılında CO<sub>2</sub> emisyonunda ve ithal kömür tüketiminde %2,3 oranında bir azalma olmuştur. Kurulu güçte artış olmasına rağmen kapasite kullanım oranı azaldığı için üretim düşmüştür. CO<sub>2</sub> emisyonu, 2011 yılından itibaren yıllık ortalama %9,75 oranında artmaya devam etmektedir.
4. Fuel Oil kaynaklı emisyonunda, 2008, 2009 ve 2013 yıllarında azalma gözlenmektedir. CO<sub>2</sub> emisyonundaki azalma oranları ile fuel oil tüketimindeki azalma oranları aynıdır. 2008 yılında kapasite kullanım oranındaki artışa bağlı olarak üretimde artış olmasına rağmen termik verimdeki artışa bağlı olarak yakıt tüketimi düştüğü için emisyonunda azalma olmuştur. 2009 yılında kurulu güç ve kapasite kullanım oranlarındaki düşüşe bağlı olarak üretim ve tüketilen fuel oil azalmıştır.

2013 yılında ise aynı kurulu güç ve termik verimde kapasite kullanım oranının düşmesiyle üretimin azalmasına bağlı yakıt tüketimi ve emisyon azalmaktadır. 2014 yılı değerleri de 2013 yılı ile aynı olup 2015 yılından itibaren CO<sub>2</sub> emisyonu yıllık ortalama yaklaşık %16 oranında artmaya devam etmektedir.

5. Taş kömürü kaynaklı emisyonunda, 2008, 2009, 2010 ve 2012 yıllarında düşüş gözlenmektedir. 2013 yılından itibaren yıllık ortalama %11,7 ile artış devam etmektedir. 2008, 2009, 2010 ve 2012 yıllarında üretimdeki düşüşe bağlı yakıt tüketimindeki azalma nedeniyle CO<sub>2</sub> emisyonu azalmaktadır. CO<sub>2</sub> emisyonundaki azalma oranı ile taş kömürü tüketimindeki azalma oranı birbirine yakın değerlerdir.
6. Motorin kaynaklı emisyonunda, 2007, 2010 ve 2011 yıllarında azalma gözlenmektedir. 2007 yılında kurulu güçteki, 2011 yılında da kapasite kullanım oranındaki azalmaya bağlı olarak üretim azalmıştır. 2010 yılında ise 2009 yılı ile aynı üretim olmasına rağmen termik verimdeki artışa bağlı olarak CO<sub>2</sub> emisyonu azalmıştır. 2011 yılı üretim, yakıt tüketimi ve emisyon değerleri 2018 yılına kadar aynı devam etmekte, 2018 yılından itibaren yıllık CO<sub>2</sub> emisyonu ortalama yaklaşık %11,4 oranında artmaktadır.
7. Nafta kaynaklı emisyonla bakıldığında, naftanın toplam CO<sub>2</sub> emisyonu içindeki payının ortalama %0,04 ile en düşük olduğu görülmektedir. 2007, 2008, 2009 ve 2010 yıllarında emisyonlarda düşüş gözlenmektedir. Aynı oranda nafta tüketimi de azalmıştır. 2007 yılında 2006 yılı ile aynı kurulu güç olmasına rağmen kapasite kullanım oranındaki azalmaya bağlı azalan üretim ve termik verimin %32,1'den %33,5'e artması sonucu azalan nafta tüketimine bağlı olarak emisyon azalmıştır. 2008 yılında 2007 yılına göre kapasite kullanım oranındaki çok küçük bir düşüş nedeniyle azalan üretim ve termik verimin %33,5'den %34,8'e çıkması nedeniyle azalan nafta tüketimine bağlı olarak emisyon azalmıştır. 2009 yılında kurulu güçte kapasite kullanım oranı %23,3'ten %9,4'e düştüğü için üretimdeki azalmaya bağlı olarak azalan nafta tüketimi nedeniyle emisyon azalmıştır. 2010 yılında ise kurulu güç 21,4 MW'tan 17 MW'a düşmüş, kapasite kullanım oranı da %9,4'ten %8'e düştüğü için üretim ve buna bağlı olarak nafta tüketimi düşmüştür. 2010

CO<sub>2</sub> emisyon değeri, nafta tüketimi ve elektrik üretimi 2017 yılına kadar devam etmektedir. 2018 yılında kapasite kullanım oranı %9'dan %78'e çıktığı için CO<sub>2</sub> emisyonu da yaklaşık 9 katına çıkmıştır. 2019 yılından itibaren yıllık ortalama %8 artışla 2030 yılında yaklaşık 285,8 bin tona ulaşmaktadır.

Yukarıdaki değerlendirmelerden emisyonlardaki artış ve azalmanın kullanılan yakıtla bağlı olduğu görülmektedir. Kullanılan yakıtın azalması emisyonda her zaman azalmaya neden olmakta, aynı yakıt için düşünüldüğünde elektrik üretiminde artış olduğu halde emisyonda azalma olabilmektedir. Bu da verim artışına bağlı olarak yakıt tüketiminin azalması ile gerçekleşmektedir.

#### **4.2 Azaltım Senaryosu**

Azaltım Senaryosu; CO<sub>2</sub> emisyonunda azalma sağlamak amacıyla yenilenebilir enerji potansiyelimizin kullanılması esasına dayanarak oluşturulmuştur. Bu senaryo;

- güneş dışındaki yenilenebilir enerji kaynaklarına ait potansiyelin tamamının kullanılması,
- santrallerin kapasitelerinin altında çalışmaması ile kurulu güçten azami faydanın sağlanması,
- nükleer santralin olmaması,
- santrallerde iç tüketimlerin ve
- sistemdeki dağıtım kayıplarının azaltılması

durumunda emisyonları ortaya koymaktadır. Azaltım Senaryosu için modele girilen veriler Ek G ile verilmiştir. 2011 yılındaki kurulu gücün 2015 yılına kadar korunup özellikle doğal gaz ve linyit yakıtlı santrallerde kapasite kullanım oranlarının artırılması ile emisyonda artışın fazla olması beklenmektedir. 2015 yılından itibaren yenilenebilir enerji potansiyelinin büyük oranda kullanıldığı 2023 yılına kadar emisyonda daha az artış beklenmektedir. Bu senaryonun gerçekleştirilmesinde göz önüne alınan değerler aşağıda açıklanmıştır.

##### **4.2.1 Kurulu güç**

Azaltım Senaryosu kurulu güç değerleri Çizelge G.1 ile verilmiştir. 2011 yılındaki kurulu güç 2014 yılına kadar korunarak kapasite kullanım oranı artışı ile talebe cevap

verecek üretim sağlanabilmiştir. Kurulu güçler, artış ihtiyacının olduğu 2015 yılından itibaren yenilenebilir enerji kaynakları öncelikli olarak artırılmıştır. Yakıt bazlı detaylar aşağıda verilmiştir:

- Doğal gaz kurulu gücü 2010 değeri olan 17.641 MW, 2017 yılına kadar devam etmiş, 2017 yılında 18.500 MW olmuş ve 2018'den 2020 yılına kadar 18.500 MW olarak devam etmiştir. 2023 yılında ise 21.000 MW olmakta ve Çizelge 4.1 ile verilen 20.000 MW maksimum kurulu güç değerini aşmaktadır. Yıllara göre yenilenebilir kaynaklardaki öncelikli artışa göre talebe cevap verecek şekilde kurulu güç artırılmıştır. 2030 yılında 40.000 MW olmaktadır. Bu senaryoya göre de doğal gaz azami alım miktarı olan 30 milyar m<sup>3</sup> 2023 yılından itibaren yeterli olmamaktadır.
- Linyit için; 8.691 MW olan 2010 kurulu güç, 2017 yılına kadar devam etmiştir. Maksimum kurulu güç olarak kabul edilen 18.500 MW değerine 2028 yılında ulaşılmış ve 2030 yılına kadar bu kurulu güçte devam edilmiştir.
- Hidrolik kurulu güç, 2025 yılından itibaren toplam potansiyel olan 36.929 MW olmakta ve 2030 yılına kadar bu kurulu güçte devam etmektedir.
- İthal kömür kurulu gücü 2027 yılından itibaren maksimum kurulu güç olan 6000 MW değerine ulaşmakta ve 2030 yılına kadar bu kurulu güçte devam etmektedir.
- Fuel oil kurulu gücü, 2027 yılından itibaren 2500 MW ile devam etmektedir.
- Taş Kömürü; 2024 yılından itibaren 1635 MW ile devam etmektedir.
- Rüzgar santralleri kurulu gücü 2023 yılında 20.000 MW olmuş 2028 yılından itibaren belirlenen maksimum potansiyel olan 48.000 MW ile 2030 yılına kadar devam etmektedir.
- Biyokütle kurulu gücü 2023 yılında 600 MW olmuş, 2028 yılından itibaren toplam potansiyel olan 1650 MW'a (Arı, 2010) ulaşmıştır.
- Jeotermal kurulu gücü 2020 yılından itibaren toplam potansiyel olan 600 MW'a (ETKB, 2009) ulaşmıştır.
- Motorin kurulu gücü 2018 yılından itibaren Referans Senaryo 2020 yılı değerleri olan 41 MW ile 2030 yılına kadar devam etmektedir.

- Nafta için 2023 yılından itibaren Referans Senaryo 2020 yılı değerleri olan 20 MW olarak devam etmektedir

Yenilenebilir enerji kaynaklarına bağılı elektrik üretiminde kapasite kullanım oranları fosil enerji kaynaklarına göre daha düşük olduğı için daha büyük kurulu güçlere ihtiyaç duyulmaktadır. Bu sebeple toplam kurulu güç, “Azaltım Senaryosu”nda “Referans Senaryo”ya göre daha fazladır.

#### **4.2.2 Kapasite kullanım oranı**

Azaltım Senaryosu için yıllara göre yakıt bazlı kapasite kullanım oranları Çizelge G.2 ile verilmiştir. 2011-2014 yıllarında sadece doğal gaz ve linyit santrallerinin kapasite kullanım oranları artırılarak aynı kurulu güçle üretim yapılabilmekmiştir. Bu durum referans senaryoya göre doğal gaz ve linyit santrallerinde emisyon artışına neden olurken toplamda %1,5-5 oranında bir azalmaya neden olmuştur. 2014 yılında ayrıca hidrolik, ithal kömür ve fuel oil kapasite kullanım oranları da artırılmıştır. 2015 yılından itibaren ise yenilenebilir enerji kaynaklarından başlanarak kapasite kullanım oranları maksimum olacak şekilde üretim düşünülmüştür.

#### **4.2.3 İç tüketim**

İç tüketim değerleri, özellikle kömür yakıtlı santrallerde işletme şartlarının iyileştirileceğı ve iç tüketimin azaltılacağı kabulü ile Referans Senaryoya göre aşağıdaki şekilde azaltılmıştır:

- i. linyit santralleri için 2011 yılında %9,3 iken 2012’den itibaren minimum değer olan %9 (Çizelge 3.17) alınmıştır.
- ii. ithal kömür santralleri için 2011 yılında %7,5 iken 2012’den itibaren minimum değer olan %7 (Çizelge 3.17) alınmıştır.
- iii. taş kömürü santralleri için 2011 yılından itibaren %8 alınmıştır. Diğer santral değerleri Referans Senaryo ile aynı kabul edilmiştir.

Yıllık iç tüketim değerleri Çizelge G.3 ile verilmiştir. Yıllara göre iç tüketim değerleri 2011 yılında %4,2’den 2016 yılına kadar %3,9’a düşmekte ve projeksiyon süresince bu değerde devam etmektedir.

#### 4.2.4 İletim ve dağıtım kayıpları

İletim kayıpları uluslararası performans düzeyinde (TEİAŞ, 2010) olduğu için %2,4 olarak sabit alınmıştır.

Dağıtım kayıpları 2011’de %12,2’den 2023 ve sonrasında alınacak önlemlerle %8 olacak şekilde azaltılmıştır (ÇOB, 2011) .

#### 4.2.5 Termik verim

Yukarıda senaryoların ortak kabullerinde de belirtildiği gibi Referans Senaryo ile aynı termik verim değerleri alınmıştır.

Yıllara göre elektrik üretim değerleri model sonuçları Çizelge 4.3 ile verilmiştir.

#### 4.2.6 Azaltım Senaryosu sonuçları

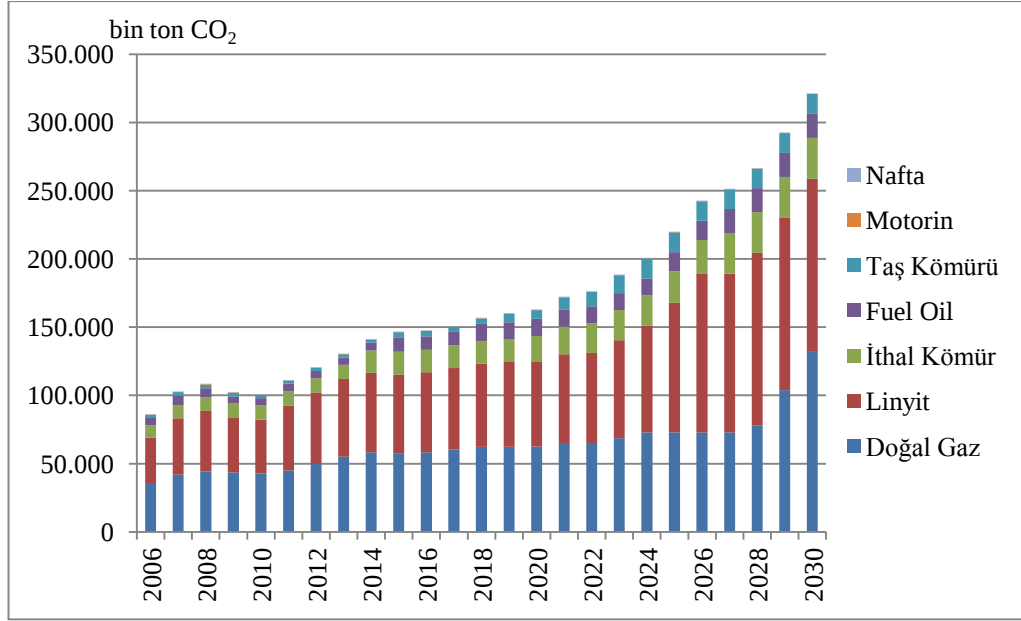
Yukarıdaki sonuçlara göre Azaltım Senaryosunda güneş enerjisi potansiyelimiz ve nükleer santral kullanılmamış olmasına rağmen doğal gaz dışında belirlenen toplam potansiyeli aşan yakıta bağlı elektrik üretimi bulunmamaktadır.

2010 yılında 48.588 MW olan toplam kurulu güç 2030 yılında yaklaşık %220 artışla 155.875 MW olmuştur. 2010 yılına göre yaklaşık %300 artışla 696 TWh olan elektrik talebine karşı toplam elektrik üretimi de aynı şekilde yaklaşık %284 artışla 210 TWh’den 806 TWh’e çıkmıştır. Referans senaryoya göre daha az üretim olmasının nedeni iç tüketimin 2006-2009 ortalaması olan %4,2’den 2011-2030 yılı ortalaması olarak %3,95’e; dağıtım kayıplarının 2023 yılından itibaren %8’e düşmesidir.

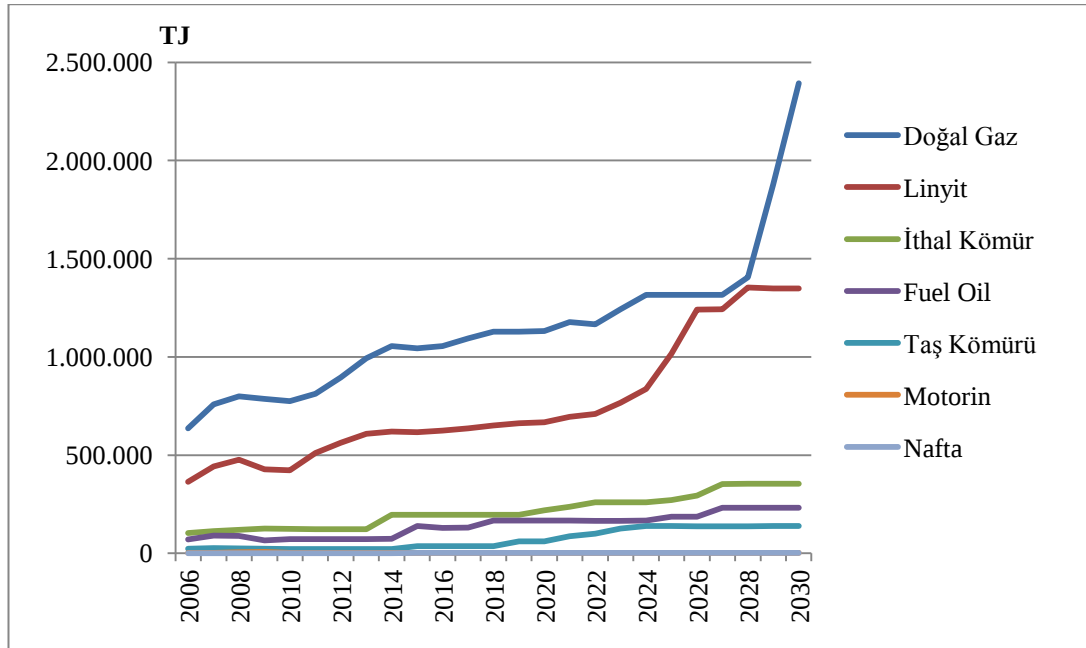
CO<sub>2</sub> emisyonları 2006 yılında 86 milyon tondan yıllık ortalama %5,8 artışla 2030 yılında 2006 yılına göre yaklaşık %270 artışla 321 milyon tona çıkmıştır. 2011 yılından itibaren yıllık ortalama %6 oranında emisyon artışı gerçekleşmiştir. Yenilenebilir potansiyelin büyük bir kısmının kullanıldığı 2023 yılına kadar emisyonda daha az artış beklenmekteyken yenilenebilirlerin yeterli olmaması nedeniyle kömür ve doğal gaz kurulu gücünün hızlı arttığı 2026, 2029 ve 2030 yıllarında CO<sub>2</sub> emisyonu diğer yıllara göre daha büyük oranda artmış dolayısıyla azalma potansiyeli düşmüştür. CO<sub>2</sub> emisyonlarındaki değişim Çizelge G.4 ve Şekil 4.3 ile verilmiştir. Senaryo süresi boyunca yakıt tüketimleri Çizelge G.5 ve Şekil 4.4 ile verilmiştir.

**Çizelge 4.3:** Azaltım Senaryosu kaynaklara göre elektrik üretimleri, GWh.

|             | <b>Doğal Gaz</b> | <b>Linyit</b> | <b>Hidrolik</b> | <b>İthal Kömür</b> | <b>Fuel Oil</b> | <b>Taş Kömürü</b> | <b>Rüzgar</b> | <b>Biyokütle</b> | <b>Jeotermal</b> | <b>Motorin</b> | <b>Nafta</b> | <b>Toplam</b> |
|-------------|------------------|---------------|-----------------|--------------------|-----------------|-------------------|---------------|------------------|------------------|----------------|--------------|---------------|
| <b>2006</b> | 80.691           | 32.433        | 44.244          | 12.307             | 4.232           | 1.909             | 126           | 154              | 94               | 58             | 50           | 176.300       |
| <b>2007</b> | 95.024           | 38.295        | 35.851          | 13.064             | 6.470           | 2.072             | 430           | 214              | 81               | 13             | 44           | 191.558       |
| <b>2008</b> | 98.686           | 41.858        | 33.270          | 13.976             | 7.244           | 1.882             | 847           | 220              | 162              | 231            | 44           | 198.419       |
| <b>2009</b> | 96.095           | 39.089        | 35.959          | 14.744             | 4.554           | 1.851             | 1.495         | 340              | 436              | 231            | 18           | 194.812       |
| <b>2010</b> | 96.473           | 36.956        | 51.495          | 14.503             | 5.066           | 1.715             | 2.838         | 365              | 528              | 150            | 12           | 210.101       |
| <b>2011</b> | 101.012          | 45.681        | 51.495          | 14.502             | 5.111           | 1.715             | 3.487         | 365              | 528              | 171            | 12           | 224.078       |
| <b>2012</b> | 111.455          | 50.513        | 51.495          | 14.502             | 5.111           | 1.715             | 3.487         | 365              | 528              | 171            | 12           | 239.353       |
| <b>2013</b> | 123.627          | 54.701        | 51.495          | 14.502             | 5.111           | 1.715             | 3.487         | 365              | 528              | 171            | 12           | 255.713       |
| <b>2014</b> | 131.353          | 55.731        | 51.670          | 23.239             | 5.273           | 1.715             | 3.487         | 365              | 528              | 171            | 12           | 273.543       |
| <b>2015</b> | 129.808          | 55.351        | 63.357          | 23.239             | 9.802           | 2.858             | 5.560         | 679              | 644              | 171            | 116          | 291.584       |
| <b>2016</b> | 131.353          | 56.140        | 68.328          | 23.239             | 9.153           | 2.858             | 16.521        | 981              | 2.050            | 171            | 116          | 310.910       |
| <b>2017</b> | 136.130          | 57.101        | 82.260          | 23.239             | 9.227           | 2.858             | 16.521        | 981              | 2.870            | 171            | 116          | 331.474       |
| <b>2018</b> | 140.352          | 58.381        | 87.600          | 23.239             | 11.787          | 2.858             | 24.423        | 1.121            | 3.416            | 231            | 116          | 353.524       |
| <b>2019</b> | 140.357          | 59.466        | 91.104          | 23.239             | 11.787          | 4.691             | 39.867        | 1.191            | 3.690            | 231            | 116          | 375.738       |
| <b>2020</b> | 140.754          | 59.936        | 98.112          | 26.042             | 11.787          | 4.691             | 52.294        | 1.261            | 4.100            | 231            | 116          | 399.323       |
| <b>2021</b> | 146.574          | 62.415        | 105.120         | 28.032             | 11.787          | 6.662             | 57.466        | 1.752            | 4.100            | 231            | 116          | 424.254       |
| <b>2022</b> | 145.197          | 63.729        | 115.632         | 30.835             | 11.629          | 7.779             | 67.865        | 3.504            | 4.100            | 231            | 116          | 450.618       |
| <b>2023</b> | 154.617          | 68.897        | 122.640         | 30.835             | 11.629          | 9.724             | 71.832        | 4.205            | 4.047            | 231            | 137          | 478.793       |
| <b>2024</b> | 163.812          | 75.208        | 126.144         | 30.835             | 11.787          | 10.742            | 89.790        | 4.906            | 4.047            | 231            | 137          | 517.638       |
| <b>2025</b> | 163.812          | 91.182        | 129.399         | 32.237             | 13.140          | 10.742            | 100.565       | 6.307            | 4.047            | 231            | 137          | 551.799       |
| <b>2026</b> | 163.812          | 111.497       | 129.399         | 34.909             | 13.140          | 10.599            | 115.650       | 7.709            | 4.100            | 231            | 137          | 591.182       |
| <b>2027</b> | 163.812          | 111.572       | 129.399         | 41.890             | 16.425          | 10.599            | 143.664       | 10.512           | 4.100            | 231            | 137          | 632.340       |
| <b>2028</b> | 174.855          | 121.545       | 129.399         | 42.005             | 16.425          | 10.599            | 172.397       | 11.563           | 4.100            | 231            | 137          | 683.255       |
| <b>2029</b> | 233.804          | 121.088       | 129.399         | 42.048             | 16.425          | 10.742            | 172.397       | 11.563           | 4.100            | 231            | 137          | 741.934       |
| <b>2030</b> | 297.840          | 121.153       | 129.399         | 42.048             | 16.425          | 10.742            | 172.397       | 11.563           | 4.100            | 231            | 137          | 806.035       |



**Şekil 4.3:** Azaltım Senaryosu yakıt bazlı CO<sub>2</sub> emisyonu değişimi.



**Şekil 4.4:** Azaltım Senaryosu yakıt tüketimi değişimi.

Şekil 4.3 ile verilen sonuçların dayandığı 7 adet yakıtla bağlı emisyonların değişimleri aşağıda değerlendirilmiştir:

1. Doğal Gaz kaynaklı emisyon: 2011 yılından itibaren artmaya başlamışken 2015 yılında %1,2 ve 2022 yılında yaklaşık %1 azalmıştır. 2007 yılından 2030 yılına kadar yıllık ortalama artış oranı %6'dır. 2015 ve 2022 yıllarındaki düşüşün nedeni kapasite kullanım oranına bağlı olarak üretimdeki düşüştür.

2. Linyit kaynaklı emisyonlar, 2011 yılından itibaren artmaya başlamışken 2015 yılında bir önceki yıldaki aynı kurulu güç için kapasite kullanım oranındaki 1 puanlık düşüşe bağlı %0,7 azalmış ve 2016 yılından itibaren yıllık ortalama %6,5 oranında artmaya devam etmiş, 2029 yılında bir önceki yıldaki aynı kurulu güç için kapasite kullanım oranındaki 0,28 puanlık düşüşe bağlı %0,38'lük bir düşüş olmuştur.
3. İthal Kömür kaynaklı CO<sub>2</sub> emisyonunda; 2011 ve 2012 yıllarında %0,5 oranında iç tüketimdeki 0,5 puanlık düşüşe bağlı olarak azalma olmuştur. 2014 yılında kapasite kullanım oranındaki %60'lık artışa bağlı olarak CO<sub>2</sub> emisyonu de %60 oranında artmıştır. Üretimdeki artış oranı ile aynı oranda emisyonunda artış gerçekleşmiştir. 2011-2030 yıllarında yıllık ortalama %6 oranında artış olmuştur.
4. Fuel Oil kaynaklı emisyonunda, 2016 ve 2022 yıllarında bir önceki yıllardaki aynı kurulu güç için kapasite kullanım oranındaki sırasıyla 5 ve 1 puanlık düşüşe bağlı olarak %6,6 ve %1,3 oranında düşüş gözlenmektedir. 2015 yılında kapasite kullanım oranındaki %86'lık artış oranında emisyonunda artış olmuştur. 2011 yılından itibaren yıllık ortalama %7,4 oranında artış gerçekleşmektedir.
5. Taş kömürü kaynaklı emisyonunda, 2011 ve 2026 yıllarında düşüş gözlenmekte, 2015 yılına kadar 2011 yılı ile aynı değerde kalmaktadır. 2011 yılında iç tüketimdeki 1 puanlık düşüşe bağlı olarak emisyonunda yaklaşık %1'lik bir düşüş vardır. 2026 yılında kapasite kullanım oranındaki 1 puanlık düşüşe karşılık emisyonunda %1,3'lük bir azalma olmuştur. 2015 yılında bir önceki yıldaki aynı kurulu güç için kapasite kullanım oranındaki %67'lik artışa bağlı olarak aynı oranda emisyon artmıştır. Üretimdeki artış oranında emisyonunda da artış söz konusudur. 2011 yılından itibaren yıllık ortalama yaklaşık %11'lik bir artış olmaktadır.
6. Motorin kaynaklı emisyon, 2011 yılında üretimdeki %26'lık düşüşle aynı oranda azalmakta, aynı emisyon 2018 yılında kurulu gücün 30 MW'dan 41 MW'a çıkmasına kadar devam etmektedir. 2018 yılında üretimdeki %35'lik artışa bağlı olarak aynı oranda emisyon artmakta ve 2030 yılına kadar aynı devam etmektedir.
7. Nafta kaynaklı emisyon, 2015 yılında kapasite kullanım oranının %8'den %78'e çıkması ile aynı oranda artmış ve 2023'e kadar aynı değerde

devam etmiştir. 2023'te ise kurulu gücün 17 MW'dan 20MW'a çıkması ile %18 artan üretimle aynı oranda artmış ve 2030 yılına kadar aynı değerde devam etmiştir. Ara yıllarda emisyon artışı gerçekleşmemiştir.

Daha düşük emisyon faktörüne sahip yakıtların aynı elektrik üretimi için daha az emisyon vermeleri beklenen sonuçtur. Azaltım Senaryosunun esası daha düşük emisyon faktörüne sahip yakıtlara ve CO<sub>2</sub> emisyonu vermeyen yenilenebilir enerji kaynaklarına üretimde daha büyük pay verme esasına dayanmaktadır. İç tüketimin ve dağıtım kayıplarının azaltılması da emisyonda azalmaya neden olmaktadır.

#### **4.3 Mevcut Politika (MP) Senaryosu**

Bu senaryo, ETKB Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi'nin (2009) CO<sub>2</sub> emisyonuna yapacağı azaltım etkisini ortaya koymak için aşağıda belirtilen esaslarına göre oluşturulmuştur:

1. Bilinen linyit ve taşkömürü kaynakları 2023 yılına kadar elektrik enerjisi üretimi amacıyla değerlendirilmiş olacaktır.
2. Elektrik enerjisi üretiminde nükleer enerjinin payının 2020 yılına kadar en az %5 seviyesine ulaşması ve uzun dönemde daha da artırılması hedeflenmektedir.
3. Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretimindeki payının 2023 yılında en az %30 düzeyinde olması hedeflenmiştir. Bu bağlamda 2023 yılına kadar:
  - teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilecek hidroelektrik potansiyelimizin tamamının elektrik enerjisi üretiminde kullanılması,
  - rüzgar enerjisi kurulu gücünün 20.000 MW'a çıkarılması,
  - elektrik enerjisi üretimi için uygunluğu belirlenmiş olan 600 MW'lık jeotermal potansiyelinin tamamının işletmeye girmesi,
  - güneş enerjisinin elektrik üretiminde kullanılması ve ülke potansiyelinin azami ölçüde değerlendirilmesi

hedeflenmiştir. Teknolojik gelişmelere ve mevzuat düzenlemelerine bağlı olarak diğer yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı, potansiyelindeki gelişmeler dikkate alınarak üretim planlamaları hazırlanacaktır. Bu kaynakların

kullanımının artması halinde, başta ithal kaynaklar olmak üzere fosil yakıtların payı azaltılacaktır.

4. Yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı için alınacak tedbirler sonucunda elektrik üretiminde doğal gazın payının %30'un altına düşürülmesi hedeflenmiştir.
5. Elektrik enerjisi ihtiyacının karşılanmasında yerli ve yenilenebilir kaynaklar öncelikli olup, bu kaynakların kullanımı konusundaki gelişmeler ve arz güvenliği dikkate alınarak kaliteli ithal kömüre dayalı santrallerden de yararlanılacaktır (ETKB, 2009).

Mevcut resmi politika senaryosu için modele girilen veriler ve sonuçlar Ek-H ile verilmiştir.

#### **4.3.1 Kurulu güç**

Türkiye Birincil Enerji Kaynakları Potansiyeli Çizelge 2.2 ile verilmiş ve kurulu güç hesabında bu değerler yukarıda verilen esaslar doğrultusunda kullanılmıştır. MP Senaryosu kurulu güç değerleri Çizelge H.1 ile verilmiştir. Bu şartlara göre yakıt bazlı detaylar aşağıda verilmiştir:

1. Doğal Gaz: 2010 kurulu gücü olan 17.640,8 MW 2024 yılına kadar devam etmiş, 2024-2027 yıllarında 18.000 MW, 2028 yılında 19.000 MW ve 2029 yılından itibaren maksimum kurulu güç olan 20.000 MW'a ulaşılmıştır 20.000 MW'a çıkmıştır. Böylece doğal gaz azami alım miktarı 30 milyar m<sup>3</sup> hedefi 2030 yılı için yerine getirilebilmektedir. Doğal gaz üretiminin toplam elektrik üretimi içindeki payı 2020 yılında %27, 2023 yılında ise %22,4 olup belirlenen %30'un altında kalma hedefini sağlamaktadır.
2. Linyit için: 18.500 MW olarak kabul edilen maksimum kurulu güce 2028 yılında ulaşılmıştır. 2010 yılı kurulu gücü olan 8691,2 MW 2023 yılına kadar devam etmiştir. 2023 ve 2028 yıllarında kurulu güç artışlarında referans senaryo değerleri ile santrallerin maksimum kapasite kullanım oranlarında talebe cevap vermeleri esası dikkate alınmıştır. 2023 yılında kurulu güç 10.500 MW olmakta, 2025 yılında 12.500 MW'a çıkmakta, 2026 ve 2027'de 17.000 MW olup 2028 yılından itibaren 18.500 MW olarak 2030 yılına kadar devam etmektedir.

3. Hidrolik için: 2023 yılında yukarıdaki politikaya uygun olarak maksimum kurulu güç 36.929 MW'a ulaşmak için 2011 yılından itibaren her yıl 1646,7 MW artırılmış ve 2030 yılına kadar maksimum kurulu güçte devam etmiştir.
4. İthal Kömür: 2010 kurulu gücü olan 3316 MW 2022 yılına kadar devam etmiş, 2022-2024 yıllarında 4000 MW, 2025-2028 yıllarında sırayla 4400 MW, 4600 MW, 5500 MW ve 6000 MW'a ulaşmış ve 2030 yılına kadar bu kurulu güçte devam etmiştir.
5. Fuel Oil 2010 kurulu gücü olan 1483 MW 2025'e kadar devam etmiştir. 2025-2026 yıllarında 2000 MW ve 2027 yılından 2030 yılına kadar 2500 MW olarak devam etmiştir.
6. Taş Kömürü için: 2010 kurulu gücü olan 435 MW, 2019 yılına kadar devam etmiştir. 2019-2020 yıllarında 714 MW olmuş, 2021 yılında 1014 MW, 2022 yılında 1200 MW, 2023'te 1500 MW ve 2024 yılından itibaren toplam 1200 MW ilave ile 1635 MW ile 2030 yılına kadar devam etmiştir. Kurulu güç artışlarında referans senaryo değerleri ile santrallerin maksimum kapasite kullanım oranlarında talebe cevap vermeleri esas alınmıştır.
7. Rüzgar için: Rüzgar kurulu gücü 2023 yılında 20.000 MW olacak şekilde 2011 yılından itibaren her yıl eşit olarak 1441 MW artırılmış ve 2023 yılından sonra her yıl 4000 MW artırılarak 2030 yılında toplam potansiyel olan 48.000MW'a ulaşılmıştır.
8. Biyokütle için: 2,6 Mtep (milyon ton petrol eşdeğeri) elektrik üretimine uygun toplam biyokütle potansiyeli için (ETKB, 2010) %80 kapasite kullanım oranı (Çizelge 3.16) ve %30 termik verim (IEA, 2007 ve Arı, 2010) kabulü ile maksimum kurulu güç 1296 MW olarak hesaplanmıştır. Biyokütle kurulu gücü 2023 yılında 1296 MW olacak şekilde 2011 yılından itibaren her yıl eşit olarak 92,2 MW artırılmış ve 2030 yılına kadar aynı kurulu güç kullanılmıştır.
9. Jeotermal kurulu gücü 2023 yılında 600 MW olacak şekilde 2011 yılından itibaren her yıl eşit olarak 38,9 MW artırılmıştır. 2030 yılına kadar mevcut potansiyele göre maksimum kurulu güç olan 600 MW ile devam etmiştir.
10. Motorin ve nafta kurulu gücü 2011 yılından itibaren sırasıyla 30 ve 17 MW olarak 2030 yılına kadar devam etmiştir.
11. Güneş için Arz Güvenliği Belgesinde belli bir hedef değer verilmemişken Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2.640 saat (günlük toplam 7,2 saat), ortalama toplam ışınlam şiddeti 1.311 kWh/m<sup>2</sup>-yıl (günlük toplam 3,6

kWh/m<sup>2</sup>) olduğu tespit edilmiştir. Güneş Enerjisi potansiyeli 380 milyar kWh/yıl olarak hesaplanmıştır (Url-8, 2011). %18,3 kapasite kullanım oranı kabulü ile güneş enerjisi toplam kurulu gücü 240.000 MW hesaplanmıştır. Güneş santralleri PV sistem olarak düşünülmüştür. 2011 yılında kurulu güç 5 MW ile başlayıp 2020 yılında 4000 MW, 2023 yılında 8000 MW olarak düşünülmüştür (Erkan, 2011; Gülbahar, 2010b). 2012 yılından itibaren yıllık ortalama 444 MW artırılmış, 2023 yılında 8000 MW olacak şekilde 2021 yılından itibaren yıllık ortalama 1333 MW artırılmıştır. 2023 yılından itibaren yıllık ortalama 286 MW'lık artışla 2028 yılında 9430 MW olmuş, 2029 ve 2030 yıllarında talebi karşılayabilmek için 15.000 MW ve 25.000 MW'a çıkarılmıştır. Güneş enerjisi potansiyeli PV üretim için 440.000 MW<sub>pik</sub> olarak belirtilmiş olup (Aşker, 2011) bu değer 2030 yılı toplam kurulu gücünün 2,5 katıdır. EPIA (European Photovoltaic Industry Association) 2020 PV pazar öngörüsünde (Erkan, 2011) Türkiye için 2020 yılında 20.000 MW<sub>pik</sub> kurulu güç yer almaktadır.

12. Nükleer Enerji: Yapılan mevcut uluslararası anlaşmaya göre nükleer santral 2018 yılından itibaren her yıl 1200 MW ilave ile 2021 yılında toplam 4800 MW olacak şekilde üretime dahil edilmiştir (Resmi Gazete, 2010). 4800 MW değeri diğer enerji kaynaklarının talebe yeterli olduğu 2028 yılına kadar devam etmiş diğer tüm kaynakların kullanılmış olmasına rağmen elektrik talebine cevap verebilmek için, 2028-2030 yıllarında sırasıyla 6000, 10.000 ve 14.000 MW olmuştur. Çalışma kapsamındaki son 3 projeksiyon yılında en fazla CO<sub>2</sub> emisyonu azaltım potansiyelini ortaya koyabilmek için güneş enerjisi ile birlikte en fazla artış yapılmıştır. 2020 yılında nükleer enerjiye bağlı üretim toplam üretimin %6,3'ü olup belirlenen en az %5 hedefini sağlamaktadır.

Mevcut Politika (MP) Senaryosunda kurulu güçte ve üretimde öncelik yenilenebilir enerji kaynaklarına verilmiş olup mevcut potansiyelinin tamamının 2030 yılına kadar kullanılması yönünde üretim kompozisyonu oluşturulmuştur.

#### **4.3.2 Kapasite kullanım oranı**

MP Senaryosu için yıllara göre yakıt bazlı kapasite kullanım oranları Çizelge H.2 ile verilmiştir. Özellikle 2023 yılı için belirlenen kurulu güç hedeflerine ulaşabilmek için yıllık belirlenen kurulu güç artışında santrallerin maksimum kapasite kullanım oranları ile üretim yapması durumunda talebi aşan üretim gerçekleştiği için kapasite

kullanım oranları geçmiş yıllardaki gibi alınarak zamanla maksimum değerine ulaşmıştır. Azaltım Senaryosunda ise maksimum kapasite kullanım oranları kurulu güç artışından önce yapılmış ve maksimum değer ile talebin karşılanmaması durumunda kapasite artırılmıştır.

#### **4.3.3 İç tüketim**

İç tüketim değerleri azaltım senaryosu ile aynı alınmıştır. Güneş santrallerinde iç tüketim “0”, nükleer santrallerde iç tüketim oranı %4,5 alınmıştır (Ergün kişisel görüşme, 2011). Yıllık iç tüketim değerleri Çizelge H.3 ile verilmiştir.

#### **4.3.4 İletim ve dağıtım kayıpları**

İletim kaybı tüm senaryo süresince Azaltım Senaryosundaki gibi uluslararası standartlarda olduğu için 2006-2009 yılları ortalaması olan %2,4 değeri alınmış, dağıtım kayıpları, 2023’e kadar %8, lokal üretimin de artacağı kabulü ile 2030’da %6 olacak şekilde alınmıştır.

#### **4.3.5 Termik verim**

Yukarıda senaryoların ortak kabullerinde de belirtildiği gibi Referans Senaryo ile aynı termik verim değerleri alınmıştır.

Bir önceki senaryo olan Azaltım Senaryosuna göre MP Senaryosunda güneş enerjisi ve nükleer santrallerin üretime dahil edilmesi ve dağıtım kayıplarının 2023’ten sonra 2030’da %6 olacak şekilde azalmaya devam etmesi nedeniyle ve yenilenebilir enerji kaynakları için göz önüne alınan kurulu güç artışı her yıl eşit olarak planlandığı için yıllık CO<sub>2</sub> emisyonu azaltım potansiyelinin simülasyonun ilk yıllarından itibaren Azaltım Senaryosuna oranla daha yüksek olması beklenmektedir.

Yıllara göre elektrik üretim değerleri model sonuçları Çizelge 4.4 ile verilmiştir.

**Çizelge 4.4:** MP Senaryosu kaynaklara göre elektrik üretimleri, GWh.

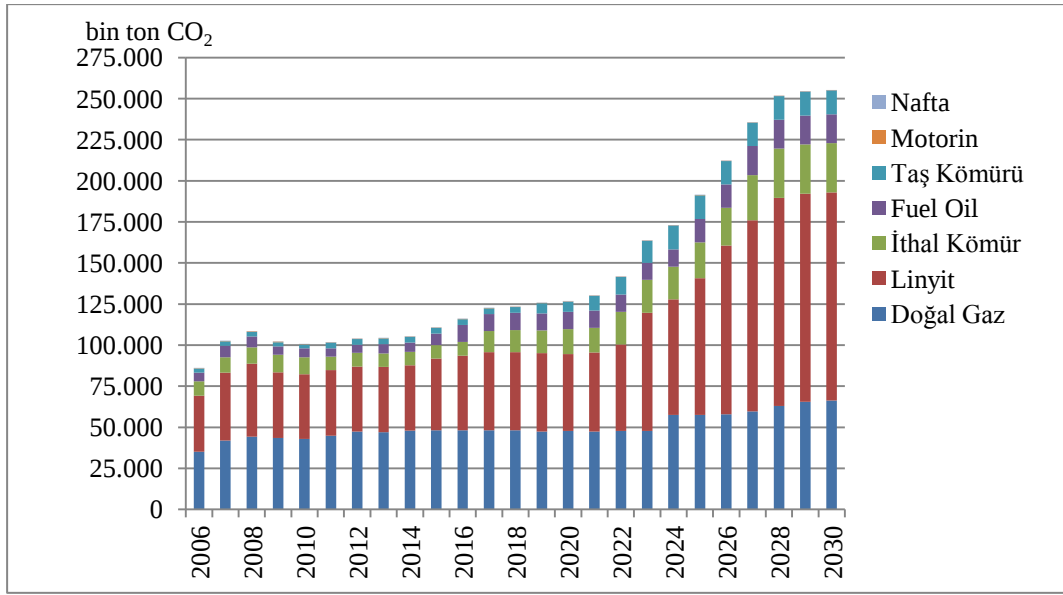
| Yıllar | DG      | Linyit  | Hidrolik | İK     | FO     | TK     | Rüzgar  | Biyo. | Jeo.  | Motorin | Nafta | Güneş  | Nükleer | Toplam  |
|--------|---------|---------|----------|--------|--------|--------|---------|-------|-------|---------|-------|--------|---------|---------|
| 2006   | 80.691  | 32.433  | 44.244   | 12.307 | 4.232  | 1.909  | 126     | 154   | 94    | 58      | 50    | 0      | 0       | 176.300 |
| 2007   | 95.024  | 38.295  | 35.851   | 13.064 | 6.470  | 2.072  | 430     | 214   | 81    | 13      | 44    | 0      | 0       | 191.558 |
| 2008   | 98.686  | 41.858  | 33.270   | 13.976 | 7.244  | 1.882  | 847     | 220   | 162   | 231     | 44    | 0      | 0       | 198.419 |
| 2009   | 96.095  | 39.089  | 35.959   | 14.744 | 4.554  | 1.851  | 1.495   | 340   | 436   | 231     | 18    | 0      | 0       | 194.812 |
| 2010   | 96.473  | 36.956  | 51.495   | 14.503 | 5.066  | 1.715  | 2.838   | 365   | 528   | 231     | 12    | 0      | 0       | 210.182 |
| 2011   | 101.065 | 38.067  | 57.452   | 11.619 | 4.598  | 2.591  | 6.310   | 779   | 759   | 171     | 36    | 8      | 0       | 223.455 |
| 2012   | 106.411 | 38.067  | 62.962   | 11.619 | 4.598  | 2.591  | 9.669   | 1.158 | 981   | 171     | 36    | 224    | 0       | 238.489 |
| 2013   | 105.709 | 38.067  | 68.473   | 11.619 | 5.196  | 2.591  | 19.582  | 1.538 | 1.203 | 171     | 36    | 513    | 0       | 254.699 |
| 2014   | 107.964 | 38.067  | 77.469   | 11.619 | 5.196  | 2.591  | 24.632  | 1.918 | 1.425 | 171     | 36    | 994    | 0       | 272.082 |
| 2015   | 108.173 | 41.874  | 83.239   | 11.619 | 6.601  | 2.591  | 29.681  | 2.933 | 1.770 | 171     | 36    | 1.635  | 0       | 290.325 |
| 2016   | 108.173 | 43.629  | 89.009   | 11.619 | 9.742  | 2.591  | 35.599  | 4.557 | 2.238 | 171     | 116   | 2.357  | 0       | 309.802 |
| 2017   | 108.173 | 45.681  | 94.780   | 17.913 | 9.742  | 2.591  | 40.774  | 5.204 | 2.504 | 171     | 116   | 3.158  | 0       | 330.807 |
| 2018   | 108.173 | 45.681  | 100.551  | 18.874 | 9.742  | 2.591  | 45.949  | 5.850 | 2.770 | 171     | 116   | 4.040  | 8.410   | 352.919 |
| 2019   | 106.628 | 45.681  | 106.319  | 19.426 | 9.742  | 4.574  | 51.125  | 6.497 | 3.036 | 171     | 116   | 5.082  | 16.819  | 375.216 |
| 2020   | 107.277 | 44.920  | 112.089  | 21.427 | 9.742  | 4.691  | 56.300  | 7.143 | 3.302 | 171     | 116   | 6.412  | 25.229  | 398.819 |
| 2021   | 106.628 | 46.072  | 117.859  | 21.194 | 9.742  | 6.662  | 61.476  | 7.789 | 3.567 | 171     | 116   | 8.817  | 33.638  | 423.733 |
| 2022   | 107.401 | 50.439  | 123.630  | 28.032 | 9.742  | 7.884  | 66.651  | 8.436 | 3.833 | 171     | 116   | 10.420 | 33.638  | 450.392 |
| 2023   | 107.555 | 68.985  | 129.399  | 28.032 | 9.742  | 9.855  | 71.832  | 9.082 | 4.100 | 171     | 116   | 12.825 | 27.656  | 479.350 |
| 2024   | 129.298 | 67.496  | 129.399  | 28.032 | 9.742  | 10.742 | 86.198  | 9.082 | 4.100 | 171     | 116   | 13.283 | 28.320  | 515.979 |
| 2025   | 129.421 | 79.716  | 129.399  | 30.835 | 13.140 | 10.742 | 100.565 | 9.082 | 4.100 | 171     | 116   | 13.742 | 27.122  | 548.151 |
| 2026   | 118.260 | 111.494 | 129.399  | 32.237 | 13.140 | 10.599 | 114.931 | 9.082 | 4.100 | 171     | 116   | 14.200 | 28.487  | 586.216 |
| 2027   | 134.028 | 111.690 | 129.399  | 38.544 | 16.425 | 10.599 | 129.298 | 9.082 | 4.100 | 171     | 116   | 14.659 | 26.619  | 624.729 |
| 2028   | 141.474 | 121.545 | 129.399  | 42.048 | 16.425 | 10.599 | 143.664 | 9.082 | 4.100 | 171     | 116   | 15.117 | 39.547  | 673.287 |
| 2029   | 147.168 | 121.545 | 129.399  | 42.048 | 16.425 | 10.742 | 158.030 | 9.082 | 4.100 | 171     | 116   | 24.046 | 66.699  | 729.572 |
| 2030   | 148.920 | 121.545 | 129.399  | 42.048 | 16.425 | 10.742 | 172.397 | 9.082 | 4.100 | 171     | 116   | 40.077 | 95.671  | 790.693 |

#### 4.3.6 MP Senaryosu Sonuçları

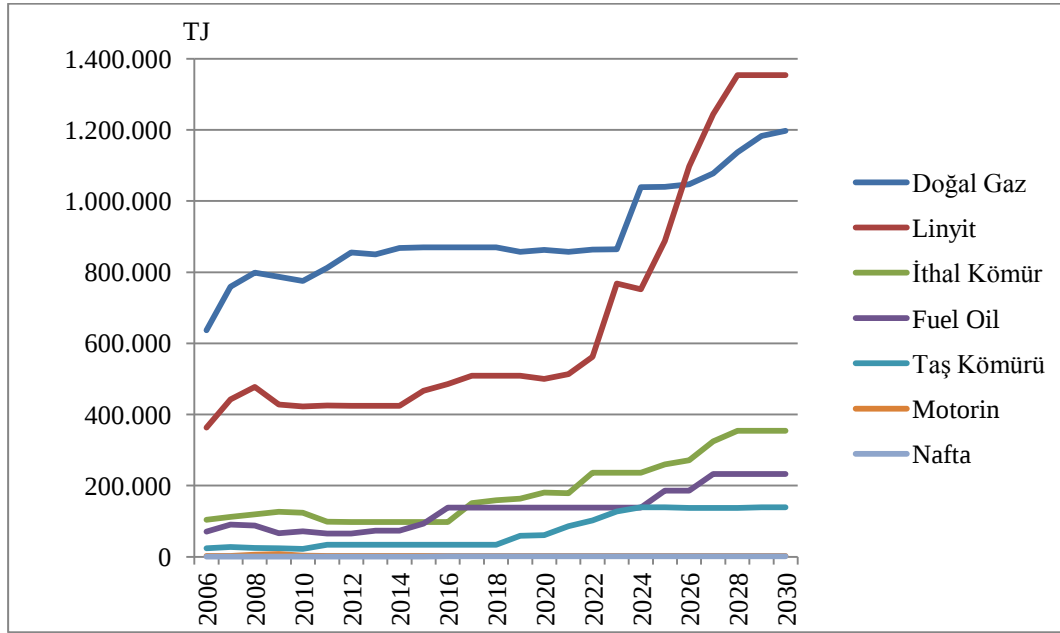
Bu senaryoda 2020 yılında yenilenebilirler dahil toplam yerli kaynağa bağlı elektrik üretiminin toplam üretimdeki payı %59, 2023 yılında ise yaklaşık %64'dür. 2023 yılında hidrolik, rüzgar, biyokütle, jeotermal ve güneşin dahil olduğu yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam üretimdeki payı %47 olup ETKB Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi'nde (2009) verilen en az %30 hedefini sağlamaktadır. Ayrıca güneş enerjisi ve nükleer santraller elektrik üretimine dahil edilmiştir. Nükleer üretimin payı 2020 yılında %6 olup en az %5 hedefini sağlamaktadır. Ayrıca doğal gazın 2020 yılındaki toplam üretimdeki payı ise %27 ile belirlenen %30'un altına düşme hedefi sağlanmaktadır.

2010 yılında 48.588 MW olan toplam kurulu güç 2030 yılında yaklaşık %259 artışla 174.507 MW olmuştur. Kurulu güç değerinin 2030 yılında Referans Senaryoya göre daha fazla olmasının nedeni yenilenebilir enerji kaynaklarına bağlı elektrik üretiminin %57 olması ve yenilenebilir enerji kaynaklarında kapasite kullanım oranlarının daha düşük olması nedeniyle daha büyük kurulu güçlere ihtiyaç duyulmasıdır. 2010 yılına göre yaklaşık %300 artışla 696 TWh olan elektrik talebine karşı toplam elektrik üretimi de aynı şekilde yaklaşık %276 artışla 210 TWh'den 791 TWh'e çıkmıştır. Üretimin Azaltım Senaryosuna göre daha az olmasının nedeni 2011-2030 yılı iç tüketim ortalamasının %3,95'den %3,76'ya düşmesidir. Her iki senaryoda da 2023 yılına kadar %8 olan dağıtım kayıplarının MP Senaryosunda 2023'den sonra 2030 yılına kadar %6'a düşmesi de daha az üretime neden olmuştur.

CO<sub>2</sub> emisyonları 2006 yılında 86 milyon tondan yıllık ortalama yaklaşık %4,8 artışla 2030 yılında 2006 yılına göre yaklaşık %197 artışla 255 milyon tona çıkmıştır. 2011 yılından itibaren yıllık ortalama yaklaşık %4,9 oranında emisyon artışı gerçekleşmiştir. MP Senaryosunda linyit ve doğal gaz üretimindeki artış projeksiyonun ilk yıllarında Azaltım Senaryosundan daha az olduğu için CO<sub>2</sub> emisyonunda da daha yavaş artış olmuştur. 2023 ve 2024 yıllarından itibaren linyit ve doğal gaz üretimindeki artışa bağlı olarak emisyondaki artış da fazla olmuştur. MP Senaryosuna ait CO<sub>2</sub> simülasyonları ve yıllık artış oranları Çizelge H.4 ve Şekil 4.5 ile verilmiştir. Senaryo süresi boyunca yakıt tüketimleri ise Çizelge H.5 ve Şekil 4.6 ile verilmiştir.



Şekil 4.5: MP Senaryosu yakıt bazlı CO<sub>2</sub> emisyonu değişimi.



Şekil 4.6: MP Senaryosu yakıt tüketimi değişimi.

Şekil 4.5 ile verilen sonuçlarının dayandığı 7 adet yakıtla bağlı emisyonların değişimleri aşağıda değerlendirilmiştir:

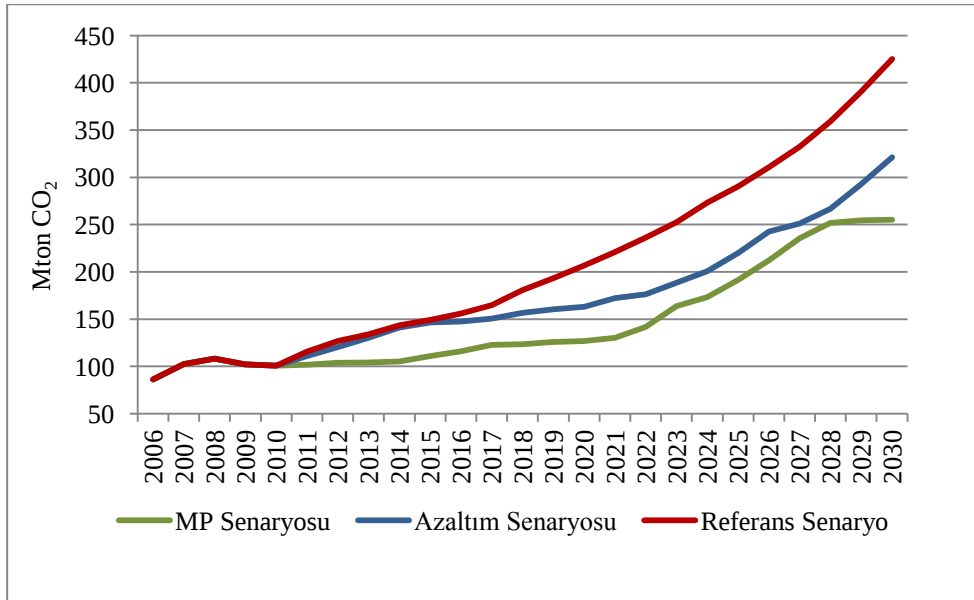
1. Doğal Gaz kaynaklı CO<sub>2</sub> emisyonu: 2011 ve 2012 yıllarında artarken 2013 yılında azalmaktadır. 2011 ve 2012 yıllarında kurulu güç aynı olmasına rağmen kapasite kullanım oranındaki artışa bağlı olarak %4,76 ve %5,29 oranında artan üretimle aynı oranda emisyon artmıştır. 2013, 2019 ve 2021 yıllarında üretimdeki azalma oranı ile aynı oranda sırasıyla %0,7, %1,4 ve %0,6 oranında emisyon azalmıştır. Bunun nedeni ise bu

yıllarda kurulu güç aynı olmasına rağmen kapasite kullanım oranlarının bir önceki yıla oranla azalmasına bağlı olarak üretimdeki azalmadır. Diğer yıllarda üretimdeki artış oranı ile emisyonda artış gözlenmektedir. Toplam emisyon artışı 2011 yılından 2030 yılına kadar yıllık ortalama yaklaşık %2,3 oranındadır.

2. Linyit kaynaklı CO<sub>2</sub> emisyonu: 2012, 2020 ve 2024 yıllarında CO<sub>2</sub> emisyonu azalmıştır. 2012 yılında iç tüketimin %9,3'ten %9'a düşmesi nedeniyle %0,3 oranında emisyon azalmıştır. 2020 yılında aynı kurulu güç olmasına rağmen kapasite kullanım oranının %60'dan %59'a düşmesi nedeniyle üretim ve CO<sub>2</sub> emisyonu %1,7 oranında azalmıştır. 2024 yılında ise kapasite kullanım oranı %75'den %73,4'e düşmesi sebebiyle üretim ve CO<sub>2</sub> emisyonu da %2,2 oranında azalmıştır. 2023 yılında üretimdeki yaklaşık %37 artışa karşı CO<sub>2</sub> emisyonunda da aynı oranda artış olmuştur. 2011 yılından itibaren yıllık ortalama %6,4 oranında artmaktadır.
3. İthal Kömür kaynaklı CO<sub>2</sub> emisyonu; 2011, 2012 ve 2021 yıllarında düşmüştür. 2011 yılında kapasite kullanım oranındaki azalma ve iç tüketimin %8'den %7,5'a düşmesiyle üretimdeki %20 azalma ile aynı oranda; 2021 yılında kapasite kullanım oranına bağlı üretimdeki %1,1 azalmadan dolayı CO<sub>2</sub> emisyonu aynı oranda azalmıştır. 2012 yılında ise iç tüketimin %7,5'dan %7'e düşmesi nedeniyle %0,5 oranında CO<sub>2</sub> emisyonu azalmıştır. 2011 yılından itibaren yıllık ortalama %6,3 oranında artış devam etmiştir.
4. Fuel Oil kaynaklı CO<sub>2</sub> emisyonu; 2011 yılında kapasite kullanım oranındaki düşüşe bağlı olarak üretimdeki %9,2 azalma sonucu CO<sub>2</sub> emisyonu da aynı oranda azalmıştır. Kapasite kullanım oranı ve kurulu güce bağlı üretimdeki artışa bağlı olarak CO<sub>2</sub> emisyonu artmıştır. 2011 yılından itibaren yıllık ortalama %6,9 oranında artış olmaktadır.
5. Taş kömürü kaynaklı CO<sub>2</sub> emisyonu; 2026 yılında kapasite kullanım oranına bağlı üretimdeki %1,3 azalmaya bağlı CO<sub>2</sub> emisyonu da %1,3 azalmıştır. Kurulu güç ve kapasite kullanım oranındaki artışa bağlı olarak 2011 yılından itibaren yıllık ortalama %11,2 oranında artış gerçekleşmektedir.

6. Motorin kaynaklı CO<sub>2</sub> emisyonu; 2011 yılında üretimdeki %26,1 oranındaki düşüşle aynı orada CO<sub>2</sub> emisyonu da azalmıştır. 2012 yılından itibaren üretim ve iç tüketim değerlerinin aynı devam etmesi nedeniyle CO<sub>2</sub> emisyonu da aynı değerle devam etmiştir.
7. Nafta kaynaklı CO<sub>2</sub> emisyonu; 2011 yılında kapasite kullanım oranındaki 2,04 kat artışa bağlı olarak üretim ve CO<sub>2</sub> emisyonu da yaklaşık 2,04 kat artmıştır. 2012 yılından 2016 yılına kadar üretimde ve iç tüketimde değişiklik olmaması nedeniyle aynı emisyon değeri ile devam etmiştir. 2016 yılından itibaren kapasite kullanım oranındaki 2,22 kat artışa bağlı olarak üretim ve CO<sub>2</sub> emisyonu da yaklaşık 2,22 kat artmış ve 2030 yılına kadar aynı değerle devam etmiştir.

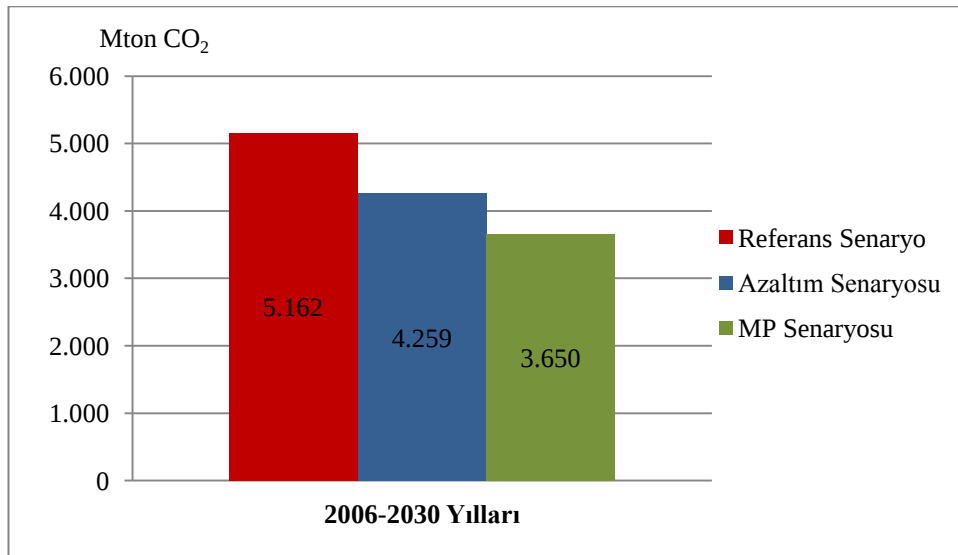
Bu senaryoda ulusal stratejiye uygun olarak elektrik üretiminde yerli ve yenilenebilir kaynaklara öncelik verilmiştir. 2022-2023 yıllarında linyit, ithal ve taş kömürü üretiminin artması, 2027-2028 yıllarında doğal gaz, linyit ve ithal kömürün üretiminin artması ile CO<sub>2</sub> emisyonu daha fazla artarak 2. Senaryo olan Azaltım Senaryosuna yaklaşmaktadır (Şekil 4.7). Bu senaryoda 2021 yılında %55 olan yenilenebilir enerji kaynaklı üretim payına karşılık %41 ile en yüksek azalma oranı gerçekleşmiştir. 2030 yılında ise en yüksek yenilenebilir enerji kaynaklı üretim payı olan %57'e karşılık %40 azalma söz konusudur.



Şekil 4.7: Senaryoların CO<sub>2</sub> emisyonu değişimleri.

#### 4.4 Senaryoların Karşılaştırılması

Bu çalışmada uygulanan tüm senaryolarda projeksiyon süresi boyunca CO<sub>2</sub> emisyonunda sürekli artış söz konusudur. Bunun nedeni talebin sürekli artması ve mevcut üretimdeki tüm fosil yakıtların üretime devam etmesi olarak açıklanabilir. Tüm senaryoların emisyon değerleri değişimi Şekil 4.7 ve Çizelge I.1 ile verilmiştir. Alternatif senaryolar yenilenebilir enerji kaynaklarına ve nükleer elektrik üretimine bağlı olarak emisyon azaltımı amacıyla oluşturulmuştur. Senaryolara göre çalışma süresince kümülatif CO<sub>2</sub> emisyonları Şekil 4.8 ile verilmiştir. Buna göre en fazla CO<sub>2</sub> emisyonu 5.162 Mton ile Referans Senaryodan kaynaklanmakta, bunu sırasıyla 4.259 ve 3.650 Mton ile Azaltım ve MP Senaryoları izlemektedir.



**Şekil 4.8:** Senaryoların 2006-2030 yılları kümülatif CO<sub>2</sub> emisyonları.

Azaltım ve MP Senaryolarının Referans Senaryoya göre CO<sub>2</sub> emisyonu azalma miktarları ve oranları Çizelge 4.5 ile verilmiştir. Çalışma süresi boyunca CO<sub>2</sub> emisyonunda Referans Senaryoya göre;

- Azaltım Senaryosunda yaklaşık %17,5 oranında yıllık ortalama 36,11 milyon ton ile 903 milyon ton;
- MP Senaryosunda ise yaklaşık %29,3 oranında yıllık ortalama 60,47 milyon ton ile 1.512 milyon ton

azalma gerçekleşmiştir.

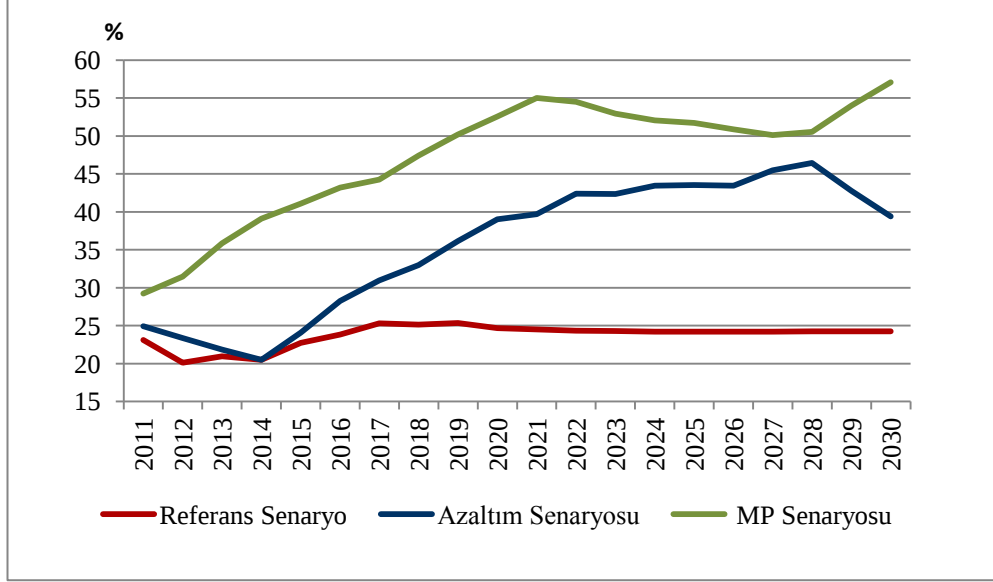
**Çizelge 4.5:** Referans Senaryoya göre azalan CO<sub>2</sub> emisyonları.

| Yıllar                                     | Azaltım Senaryosu<br>(ton CO <sub>2</sub> ) | MP Senaryosu<br>(ton CO <sub>2</sub> ) | Azaltım<br>Senaryosu,<br>% | MP<br>Senaryosu,<br>% |
|--------------------------------------------|---------------------------------------------|----------------------------------------|----------------------------|-----------------------|
| 2011                                       | 4.713.769                                   | 14.056.449                             | 4,07                       | 12,15                 |
| 2012                                       | 6.230.936                                   | 22.846.090                             | 4,92                       | 18,03                 |
| 2013                                       | 3.619.155                                   | 29.683.805                             | 2,70                       | 22,17                 |
| 2014                                       | 2.203.302                                   | 38.172.409                             | 1,54                       | 26,62                 |
| 2015                                       | 2.605.083                                   | 38.418.720                             | 1,75                       | 25,75                 |
| 2016                                       | 8.648.680                                   | 40.006.323                             | 5,54                       | 25,63                 |
| 2017                                       | 14.220.707                                  | 42.159.719                             | 8,63                       | 25,57                 |
| 2018                                       | 24.176.073                                  | 57.440.384                             | 13,37                      | 31,77                 |
| 2019                                       | 32.940.111                                  | 67.429.473                             | 17,05                      | 34,90                 |
| 2020                                       | 43.815.229                                  | 79.889.324                             | 21,19                      | 38,64                 |
| 2021                                       | 48.817.952                                  | 90.735.631                             | 22,09                      | 41,06                 |
| 2022                                       | 59.947.407                                  | 94.541.306                             | 25,38                      | 40,02                 |
| 2023                                       | 64.093.135                                  | 88.841.273                             | 25,38                      | 35,17                 |
| 2024                                       | 72.314.594                                  | 99.962.886                             | 26,49                      | 36,61                 |
| 2025                                       | 70.707.634                                  | 99.025.365                             | 24,34                      | 34,09                 |
| 2026                                       | 68.085.590                                  | 98.470.903                             | 21,91                      | 31,69                 |
| 2027                                       | 81.057.868                                  | 96.634.793                             | 24,39                      | 29,08                 |
| 2028                                       | 92.529.505                                  | 107.414.096                            | 25,76                      | 29,90                 |
| 2029                                       | 98.089.801                                  | 136.204.489                            | 25,11                      | 34,86                 |
| 2030                                       | 103.999.403                                 | 169.872.607                            | 24,46                      | 39,96                 |
| Kümülatif                                  | 902.815.934                                 | 1.511.806.045                          | 17,49                      | 29,29                 |
| Azalan emisyon<br>ton CO <sub>2</sub> /yıl | 36.112.637                                  | 60.472.242                             |                            |                       |

Senaryoların yıllara göre yenilenebilir enerji payları, MP Senaryosunda nükleer enerji de dahil edilerek Şekil 4.9 ile verilmiştir. Referans Senaryoda yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimdeki payı ortalama olarak yaklaşık %24, Azaltım Senaryosunda %36 ve MP senaryosunda nükleer üretim dahil %47’dir.

Azaltım senaryosunda yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam üretimdeki payı 2011-2014 arasında mevcut kurulu güçle üretime devam edildiği için azalırken, 2015’ten 2026 yılına kadar artmakta, 2026’da 1 puan düştükten sonra 2029’a kadar tekrar artarak 2028 yılında %46,5 ile en yüksek orana ulaşmaktadır. 2029’dan itibaren tüm yenilenebilirler kullanıldığı halde talebin karşılanmaması nedeniyle doğal gaz üretimindeki artışa bağlı olarak düşmektedir. MP Senaryosunda ise 2011 yılından itibaren güneş enerjisinin, 2018 yılından itibaren ise nükleer enerjinin üretime dahil olması sebebi ile 2022 yılına kadar sürekli artarak %55’e ulaşmaktadır. 2022 ve 2023 yıllarında linyitin payının artması ile %53’e; sonraki yıllarda da

liniytle birlikte doğal gazın payının artması ile 2027’de %50’e düşmekte, 2028 yılında rüzgarın ve nükleer payının artması ile tekrar %50,5 ile artmaya başlamaktadır. 2029 yılından itibaren ise nükleer ve güneşin payının artması ile %54’e çıkmakta ve 2030’da da en yüksek değeri olan %57’ye ulaşmaktadır.



**Şekil 4.9:** Senaryolarda yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimdeki payları.

Daha fazla emisyon azaltım potansiyeli olan MP Senaryosunda yenilenebilir ve nükleer elektrik üretimi payının Referans Senaryo yenilenebilir payı ile karşılaştırılması Çizelge 4.6 ile verilmiştir. Çalışma süresi boyunca MP Senaryosu yenilenebilir oranı Referans Senaryoya göre ortalama %23 daha fazla paya sahiptir ve emisyonundaki azalma oranı ortalama olarak %31’dir. Emisyon azalma oranının yenilenebilir oranları farkına büyük ölçüde paralel olduğu gözlenmektedir. 2018 yılından itibaren MP Senaryosunda nükleer üretim sisteme dahil olmuştur. 2022 yılına kadar artan yenilebilir oranı farkına karşılık emisyon azalma oranı da artmaktadır. 2020-2022 yıllarında hidrolik kaynaklı elektrik üretimi linyit kaynaklı üretimin ortalama olarak 2,5 katı olmuş ve bu yıllarda emisyonda %39-41 arasında azalma olmuştur. 2022 yılından 2028 yılına kadar azalan yenilenebilir oranı farkına karşılık emisyon azalma oranı da düşmektedir. Bu dönemde sadece 2024 yılında azalan yenilenebilir payı farkına karşılık artan emisyon farkı gözlenmektedir. 2024 yılında fosil yakıtlar içerisinde sadece doğal gazın üretimdeki payının artıp linyitin payının azalmasına bağlı olarak emisyon azalma oranında 1,44 puan artış olmuştur. 2030 yılında %33’lük maksimum yenilenebilir oranı farkına karşılık CO<sub>2</sub> emisyonunda yaklaşık %40 oranında azalma olmuştur (maksimum azalma oranı

%41). Referans Senaryoya göre CO<sub>2</sub> emisyonu azaltım oranı ile elektrik üretimindeki yenilenebilir oranları farkı arasındaki korelasyon Azaltım Senaryosunda %97,8; MP Senaryosunda ise %96 bulunmuştur. Bu durum yenilenebilir oranları ile emisyon azaltımı arasındaki ilişkiyi göstermektedir.

Daha önce yapılmış çalışmalarda termik verim artışı, enerji verimliliği ve talep taraflı yönetim senaryolarında 20 yıllık sürede %10'un altında CO<sub>2</sub> emisyonu azaltımı sağlandığı için (Barhaghi, 2008), önemli miktarda CO<sub>2</sub> emisyonu azaltımı elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının ve nükleer üretimin payının artırılması ile gerçekleşmektedir.

**Çizelge 4.6:** Referans Senaryo ile MP Senaryosu karşılaştırması.

|                 | <b>Yenilenebilir ve nükleer* payı, %</b> |           |                                  |                                  |
|-----------------|------------------------------------------|-----------|----------------------------------|----------------------------------|
|                 | <b>Referans</b>                          | <b>MP</b> | <b>MP-Referans Senaryo Farkı</b> | <b>MP emisyon azalma oranı,%</b> |
| <b>2011</b>     | 23                                       | 29        | 6,12                             | 12,15                            |
| <b>2012</b>     | 20                                       | 31        | 11,34                            | 18,03                            |
| <b>2013</b>     | 21                                       | 36        | 14,90                            | 22,17                            |
| <b>2014</b>     | 20                                       | 39        | 18,62                            | 26,62                            |
| <b>2015</b>     | 23                                       | 41        | 18,34                            | 25,75                            |
| <b>2016</b>     | 24                                       | 43        | 19,33                            | 25,63                            |
| <b>2017</b>     | 25                                       | 44        | 18,96                            | 25,57                            |
| <b>2018</b>     | 25                                       | 47        | 22,30                            | 31,77                            |
| <b>2019</b>     | 25                                       | 50        | 24,87                            | 34,90                            |
| <b>2020</b>     | 25                                       | 53        | 27,92                            | 38,64                            |
| <b>2021</b>     | 24                                       | 55        | 30,52                            | 41,06                            |
| <b>2022</b>     | 24                                       | 55        | 30,17                            | 40,02                            |
| <b>2023</b>     | 24                                       | 53        | 28,65                            | 35,17                            |
| <b>2024</b>     | 24                                       | 52        | 27,85                            | 36,61                            |
| <b>2025</b>     | 24                                       | 52        | 27,48                            | 34,09                            |
| <b>2026</b>     | 24                                       | 51        | 26,66                            | 31,69                            |
| <b>2027</b>     | 24                                       | 50        | 25,89                            | 29,08                            |
| <b>2028</b>     | 24                                       | 51        | 26,30                            | 29,90                            |
| <b>2029</b>     | 24                                       | 54        | 29,75                            | 34,86                            |
| <b>2030</b>     | 24                                       | 57        | 32,84                            | 39,96                            |
| <b>Ortalama</b> | 24                                       | 47        | 23,44                            | 30,68                            |

\*: 2018 yılından itibaren MP senaryosuna nükleer üretim dahil.

Referans ve Azaltım senaryoları için çalışma süresi boyunca en fazla üretim doğal gazdan sağlanmıştır. İkinci olarak da büyük oranda hidrolik üretim gelmektedir. MP Senaryosu içinse 2020 yılına kadar aynı durum söz konusudur. 2020 yılından 2024 yılına kadar hidrolik üretim birinci sırada yer almaktadır. 2023 yılından itibaren tüm

hidrolik potansiyeli kullanılmaya başlanmış bununla birlikte artan talebi karşılayabilmek için doğal gaz üretimi de artmaya başlamış ve 2024-2025 yıllarında hidrolik üretim ile birinci sırayı paylaşmıştır. 2026 ve 2027’de talebi karşılayabilmek için doğal gaz az farkla öne geçerken, 2028 yılından itibaren rüzgar birinci sırayı almıştır. Azaltım Senaryosunda ise 2027 yılına kadar hidrolik üretim doğal gazdan sonra ikinci sırada iken 2027 yılından sonra rüzgar ikinci sıraya çıkmıştır.

Çizelge 4.7 MP senaryosu 2030 yılına aittir. Çizelgede yer alan değerler ülkemizin belirlenmiş tüm yerli ve yenilenebilirler enerji kaynakları potansiyeline göre, doğal gaz ve ithal kömür içinse belirlenmiş hedeflere göre üretebileceği maksimum elektrik miktarlarını vermektedir. Fuel oil, motorin ve nafta için belirlenmiş herhangi bir hedef yoktur. Buna göre; elektrik üretiminde en önemli enerji kaynakları rüzgar, doğal gaz, hidrolik ve linyit olarak sıralanabilir. Nükleer ve ithal kömüre bağlı üretimin sıralamadaki yeri alınacak politikalara bağlı olarak değişebilir. Toplam elektrik talebinin nükleer dışındaki diğer enerji kaynakları ile karşılanma durumu, mevcut çevresel risk ve sosyal şartlar değerlendirilerek nükleer üretimin sistemdeki yerine karar verilmelidir.

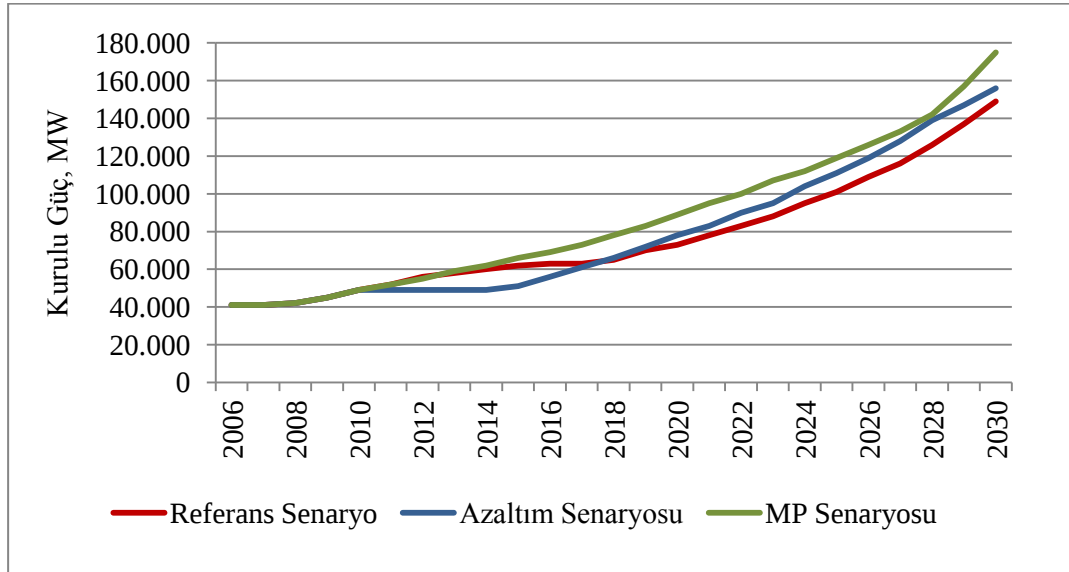
**Çizelge 4.7:** Enerji kaynaklarına göre üretilebilecek maksimum elektrik miktarı.

|                    | <b>Maksimum Üretim, TWh</b> |
|--------------------|-----------------------------|
| <b>Rüzgar</b>      | 172                         |
| <b>Doğal Gaz</b>   | 149                         |
| <b>Hidrolik</b>    | 129                         |
| <b>Linyit</b>      | 122                         |
| <b>Nükleer</b>     | 96                          |
| <b>İthal Kömür</b> | 42                          |
| <b>Güneş (PV)</b>  | 40                          |
| <b>Fuel Oil</b>    | 16                          |
| <b>Taş Kömürü</b>  | 11                          |
| <b>Biyokütle</b>   | 9                           |
| <b>Jeotermal</b>   | 4                           |
| <b>Motorin</b>     | 0,2                         |
| <b>Nafta</b>       | 0,12                        |
| <b>Toplam</b>      | 791                         |

Diğer yandan Türkiye için en büyük elektrik üretim potansiyeli 380 TWh/yıl ile güneş enerjisine aittir. Bu değer 2010 yılı toplam elektrik üretiminin 1,8 katıdır. 2020 yılına kadar sistem maliyetlerinde yaklaşık %50 azalma öngörülmekle birlikte (Erkan, 2011) mevcut teknolojilerin maliyetinin henüz yüksek olması nedeniyle tüm

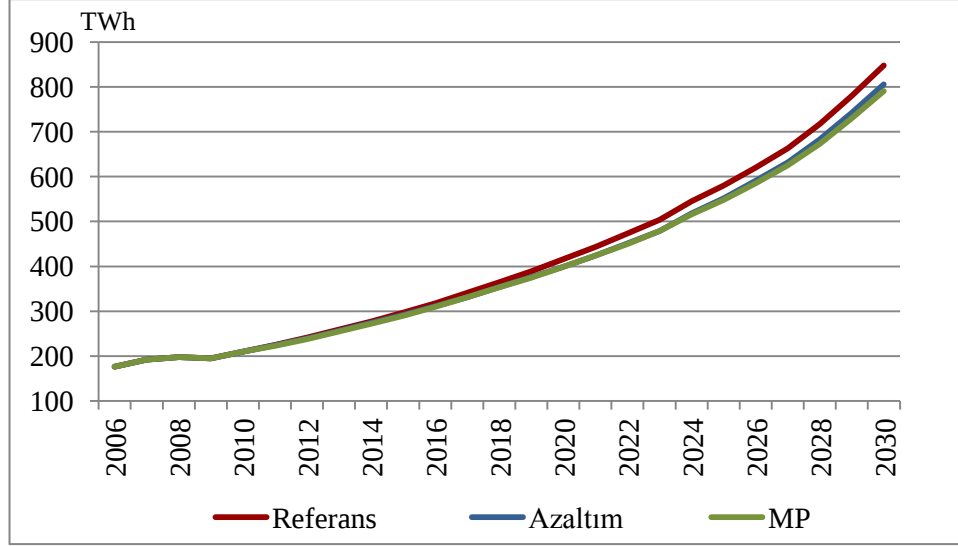
potansiyelin 2030 yılına kadar kullanılması ve güneşin elektrik üretiminde en büyük payı alması mümkün görünmemektedir. Rüzgar şu an için belirlenmiş ekonomik potansiyel olan 48.000 MW kurulu güç ile en büyük elektrik üretim potansiyeline sahiptir. Bunu diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrolik ve maliyet durumu nedeniyle güneş izlemektedir. Senaryolardaki kaynak bazlı üretime bakıldığında alınacak politikalarla rüzgar üretiminin doğal gazı geçmesi mümkün görünmektedir. Mevcut kaynak potansiyeline göre linyit üretimi 122 TWh olarak düşünülürse hidrolik ve rüzgar üretiminin bu değeri geçebileceği açıkça görülmektedir. Güneş enerjisinin üretimdeki payı ise teknolojik gelişmelere ve maliyetlerdeki azalmaya bağlı olarak artabilir. Taş kömürüne bağlı üretim ise belirlenen mevcut potansiyele göre biyokütle ve jeotermalin üzerinde kalmaktadır. Ancak biyokütleyle bağlı üretim de belirlenecek hedefler doğrultusunda enerji ormancılığı ve yerinde üretimin desteklenmesi ile taş kömürü ve fuel oil üretimini geçebilir.

Senaryoların yıllara göre kurulu güç ve üretim değerleri Şekil 4.10, Şekil 4.11 ve Çizelge I.2 ile verilmiştir. Referans Senaryo en düşük kurulu güce sahip olmasına rağmen en yüksek üretime sahiptir.



**Şekil 4.10:** Senaryolara göre kurulu güç değerleri, MW.

2015, 2020, 2025 ve 2030 yılları için senaryolara göre kaynakların elektrik üretimindeki payları Çizelge 4.8 ile özetlenmiştir. Çalışma süresince rüzgarın her iki alternatif senaryoda; güneşin ise MP senaryosunda payı sürekli artmaktadır. MP Senaryosunda doğal gazın üretimdeki payı sürekli azalmaktadır. Motorin ve naftaya ait üretim binde 1'in altındadır.



Şekil 4.11: Senaryolara göre elektrik üretim değerleri, TWh.

Çizelge 4.8: Senaryolara göre kaynakların elektrik üretimindeki payı, %.

|             | 2006 | 2015 |         |      | 2020 |         |      | 2025 |         |      | 2030 |         |      |
|-------------|------|------|---------|------|------|---------|------|------|---------|------|------|---------|------|
|             | Ref. | Ref. | Azaltım | MP   | Ref. | Azaltım | MP   | Ref. | Azaltım | MP   | Ref. | Azaltım | MP   |
| Doğal Gaz   | 45,8 | 44,7 | 44,5    | 37,2 | 43,7 | 35,2    | 26,8 | 44,1 | 29,7    | 23,5 | 44   | 37      | 18,8 |
| Linyit      | 18,4 | 17,6 | 19      | 14,5 | 16,5 | 15      | 11,3 | 16,9 | 16,5    | 14,6 | 17   | 15      | 15,4 |
| Hidrolik    | 25,1 | 21,3 | 21,7    | 28,6 | 22,8 | 24,6    | 28,1 | 22,4 | 23,5    | 23,5 | 22,4 | 16,1    | 16,3 |
| İthal Kömür | 6,98 | 12,5 | 7,97    | 4,14 | 10,3 | 6,52    | 5,26 | 9,95 | 5,84    | 5,66 | 9,96 | 5,22    | 5,31 |
| Fuel Oil    | 2,4  | 1,43 | 3,36    | 2,41 | 3,4  | 2,95    | 2,51 | 3,49 | 2,38    | 2,37 | 3,5  | 2,04    | 2,02 |
| Taş Kömürü  | 1,08 | 0,97 | 0,98    | 1,03 | 1,28 | 1,17    | 1,25 | 1,23 | 1,95    | 2,01 | 1,24 | 1,33    | 1,39 |
| Rüzgar      | 0,07 | 1,17 | 1,91    | 10,3 | 1,52 | 13,1    | 14   | 1,47 | 18,2    | 18,4 | 1,47 | 21,4    | 21,7 |
| Biyokütle   | 0,09 | 0,12 | 0,23    | 1,03 | 0,19 | 0,32    | 1,75 | 0,19 | 1,14    | 1,64 | 0,19 | 1,43    | 1,14 |
| Jeotermal   | 0,05 | 0,18 | 0,22    | 0,69 | 0,18 | 1,03    | 0,75 | 0,17 | 0,73    | 0,73 | 0,18 | 0,51    | 0,51 |
| Motorin     | 0,03 | 0,05 | 0,06    | 0    | 0,06 | 0,06    | 0    | 0,07 | 0,04    | 0    | 0,07 | 0,03    | 0    |
| Nafta       | 0,03 | 0    | 0,04    | 0    | 0,03 | 0,03    | 0    | 0,03 | 0,03    | 0    | 0,04 | 0,02    | 0    |
| Güneş       | -    | -    | -       | 0,69 | -    | -       | 1,5  | -    | -       | 2,55 | -    | -       | 5,06 |
| Nükleer     | -    | -    | -       | -    | -    | -       | 6,27 | -    | -       | 4,93 | -    | -       | 12,1 |
| Toplam      | 100  | 100  | 100     | 100  | 100  | 100     | 100  | 100  | 100     | 100  | 100  | 100     | 100  |

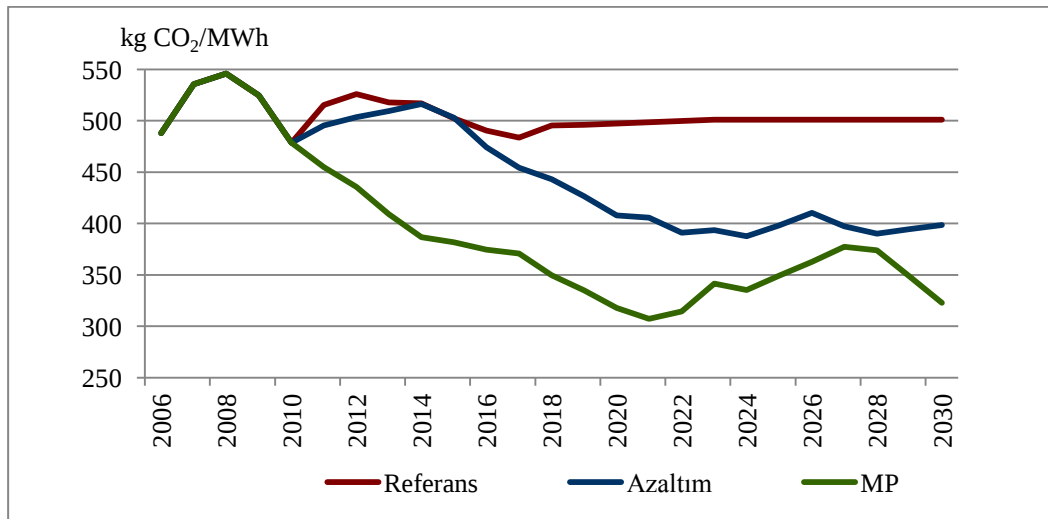
Bu konuda benzer bir çalışma olan Arı (2010)'da Türkiye için elektrik talebi ve üretimi 2019 yılına kadar farklı senaryolar ile değerlendirilmiş, Yenilenebilir Enerji Senaryosu ile 2009–2019 yılları arasında Referans Senaryoya göre 193 milyon ton CO<sub>2</sub> emisyonu azaltımı sağlanacağı sonucuna varılmıştır. Söz konusu çalışmada elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının payı 2011-2019 döneminde ortalama %32,4 olup en fazla %38,5'dur. Bu tez çalışmasında ise santral spesifik oksidasyon oranları ve emisyon faktörleri ile çalışılmış olup benzer senaryo olan Azaltım Senaryosunda aynı dönem için (2009-2019) 99,4 Milyon ton CO<sub>2</sub> emisyonu

azaltımı hesaplanmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının payı ise 2011-2019 yılları için ortalama %27 ve en büyük pay 2019 yılında %36'dır.

Senaryolar için hesaplanan CO<sub>2</sub> emisyon yoğunluğu, birim MWh elektrik üretimi başına salınan CO<sub>2</sub> miktarı kg olarak (kg CO<sub>2</sub>/MWh) Çizelge 4.9 ve Şekil 4.12 ile verilmiştir. Emisyondaki azalmanın devam etmesine bağlı olarak Azaltım ve MP Senaryolarında CO<sub>2</sub> emisyon yoğunluğu genel olarak düşme eğilimindedir. Azaltım Senaryosunda 2025 ve 2026 yıllarında linyitin üretime katkısı diğer yakıtlardan daha fazla arttığı için ve emisyondaki artış üretim artışından daha fazla olduğu için CO<sub>2</sub> yoğunluğunda artış gözlenmiştir. MP Senaryosunda ise 2022-2023 yılları ile 2025-2027 yıllarında yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam üretimdeki payı düştüğü için CO<sub>2</sub> yoğunluğunda artış gözlenmektedir.

**Çizelge 4.9:** Senaryolar için CO<sub>2</sub> emisyon yoğunluğu, kg CO<sub>2</sub>/MWh.

|          | 2006 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | Ortalama | 2030 yılında<br>Ref. Sen.'a göre<br>değişim, % | 2006-2030<br>değişim, % |
|----------|------|------|------|------|------|----------|------------------------------------------------|-------------------------|
| Referans | 488  | 502  | 497  | 501  | 501  | 505      |                                                | 2,66                    |
| Azaltım  | 488  | 503  | 408  | 398  | 398  | 451      | -20,6                                          | -18,44                  |
| MP       | 488  | 382  | 318  | 349  | 323  | 393      | -35,5                                          | -33,81                  |



**Şekil 4.12:** Senaryolara göre CO<sub>2</sub> emisyon yoğunluğu değişimi.

Çizelge 4.9 ile verilen senaryoların CO<sub>2</sub> emisyon yoğunluğu 2030 yılında elektrik üretimindeki yakıt bileşimine bağlı olarak Referans Senaryoya göre Azaltım Senaryosunda %21 azalarak 398 kg CO<sub>2</sub>/MWh ve MP Senaryosunda ise %36 azalarak 323 kg CO<sub>2</sub>/MWh olmaktadır. 2006 yılına göre ise 2030 yılında Referans Senaryoda %2,7 artış olurken Azaltım Senaryosunda %18,4 ve MP Senaryosunda da

%34 oranında azalma söz konusudur. Senaryoların yakıt bazlı CO<sub>2</sub> emisyon yoğunlukları EK J ile verilmiştir. CO<sub>2</sub> emisyon yoğunluğu yakılan kömürün karbon içeriğine, alt ısı değeri, santraldeki karbon oksidasyon oranına ve elektrik üretiminde önemli faktör olan termik verime bağlıdır.

İklim Değişikliği müzakerelerinde Çin'in azaltma hedefi olarak almak istediği CO<sub>2</sub> emisyon yoğunluğu, bu çalışma kapsamındaki senaryolar için değerlendirildiğinde; ülkemiz için her iki senaryoda da önemli oranda azalma gerçekleşebilmektedir. Literatürde Çin için verilen benzer bir çalışmada (Cai, 2007) 2030 yılında referans senaryoya göre iki farklı senaryoda CO<sub>2</sub> emisyonu yoğunluğu %4,2 ve %19,4 oranında azalmaktadır. Bu tez çalışması ile karşılaştırıldığında ülkemiz için daha büyük oranlarda azalma olduğu görülmektedir. Cai (2007) ile verilen simülasyonlarda en fazla CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma potansiyelinin olduğu 3. Senaryoda toplam elektrik üretiminde 2030 yılında karbon tutma ve depolama (CCS) en fazla %5, nükleer enerji en fazla %10,6 ve tüm yenilenebilir enerji kaynakları en fazla %26,5 oranında sisteme dahil edilmiştir. Elektrik üretimi 2010 yılında 2.313 TWh'den 2030 yılında yaklaşık %215 artışla 7.282 TWh'e çıkmaktadır. CO<sub>2</sub> emisyon yoğunluğu ise 3. Senaryoda 2010 yılında 760 kg CO<sub>2</sub>/MWh'den 2030 yılında % 23,7 oranında azalarak 580 kg CO<sub>2</sub>/MWh'e düşmektedir.

#### **4.5 Duyarlılık Analizi**

Duyarlılık analizi; model parametrelerindeki değişimlere bağlı olarak sonuçlardaki değişiklikleri ifade eder. Simülasyon modelleri ile yapılan projeksiyonlarda modelin algoritmasında yer alan kabullerden kaynaklanan belirsizlikler yer almaktadır. Modelde talep projeksiyonları bu ana kabullere dayanmaktadır. Dolayısıyla talebin bağlı olduğu GSYİH ile ifade edilen ekonomik gelişme, nüfus, enerji fiyatları, politikalar, teknolojik ve sosyal gelişme gibi diğer değişkenlerdeki belirsizlikler model sonuçlarını etkileyecektir. CO<sub>2</sub> emisyonları elektrik üretim miktarına ve üretim kompozisyonuna bağlıdır. Elektrik üretim miktarını belirleyen ana faktör ise elektrik talebidir. Bu sebeple emisyon projeksiyonları talebe ve talebin dayandığı kabullere karşı aşırı derecede duyarlıdır.

Modeldeki belirsizlikler göz önünde bulundurularak bu bölümde modelde Referans Senaryo için talep artışındaki farklı kabullerle duyarlılık analizi yapılmış ve sonuçları

verilmiştir. Talep dışındaki diğer tüm verilerin aynı kaldığı aşağıdaki iki duyarlılık durumu analiz edilmiştir:

- Düşük Talep: Talebin yıllık olarak %5 artması
- Yüksek Talep: Talebin yıllık olarak %9 artması

Modelde tek değişkenin elektrik talebi olması durumunda CO<sub>2</sub> emisyonundaki değişim Çizelge 4.10 ile verilmiştir. 2011-2030 yılları arasında yıllık ortalama %7 talep artışı olan Referans Senaryoya göre aynı dönemde yıllık ortalama %5 artış olan düşük talep durumunda CO<sub>2</sub> emisyonu artışı da yıllık ortalama olarak %5 olmuştur. Aynı şekilde ortalama %9 artış olan yüksek talep durumunda CO<sub>2</sub> emisyonu artışı da yıllık ortalama olarak %9 olmuştur.

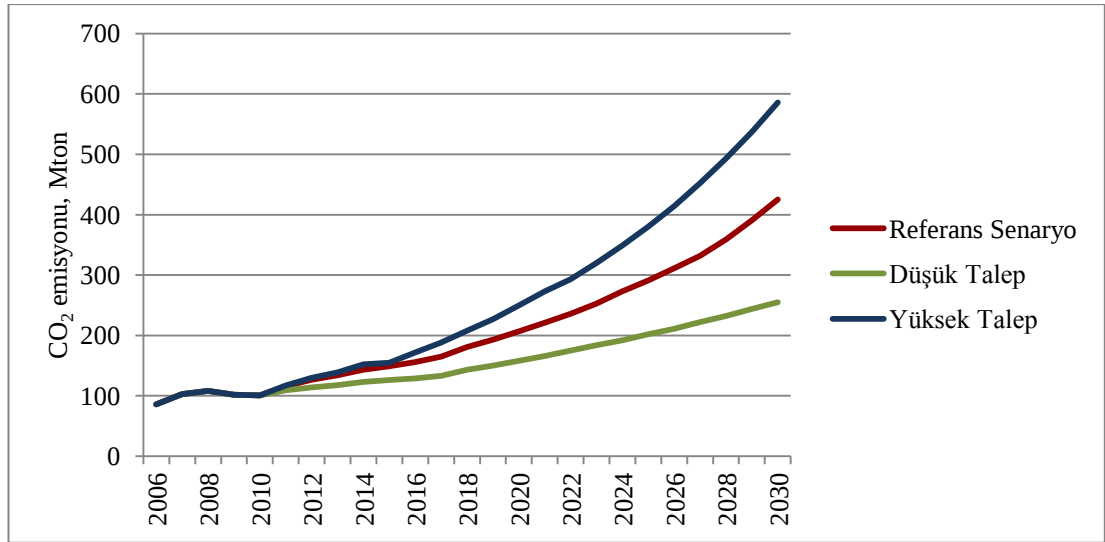
**Çizelge 4.10:** Talep değeri ve CO<sub>2</sub> emisyonu duyarlılık analizi.

|                                                       | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2011-2030 yıllık artış oranı, % |
|-------------------------------------------------------|------|------|------|------|---------------------------------|
| Yüksek Talepli Senaryo, TWh                           | 263  | 405  | 623  | 958  | 9                               |
| Referans Senaryo Talebi, TWh                          | 244  | 341  | 476  | 696  | 7                               |
| Düşük Talepli Senaryo, TWh                            | 205  | 261  | 331  | 418  | 5                               |
| Yüksek Talepli Senaryo CO <sub>2</sub> Emisyonu, Mton | 155  | 250  | 380  | 586  | 9                               |
| Referans Senaryo CO <sub>2</sub> Emisyonu, Mton       | 149  | 207  | 291  | 425  | 7                               |
| Düşük Talepli Senaryo CO <sub>2</sub> Emisyonu, Mton  | 126  | 158  | 202  | 255  | 5                               |

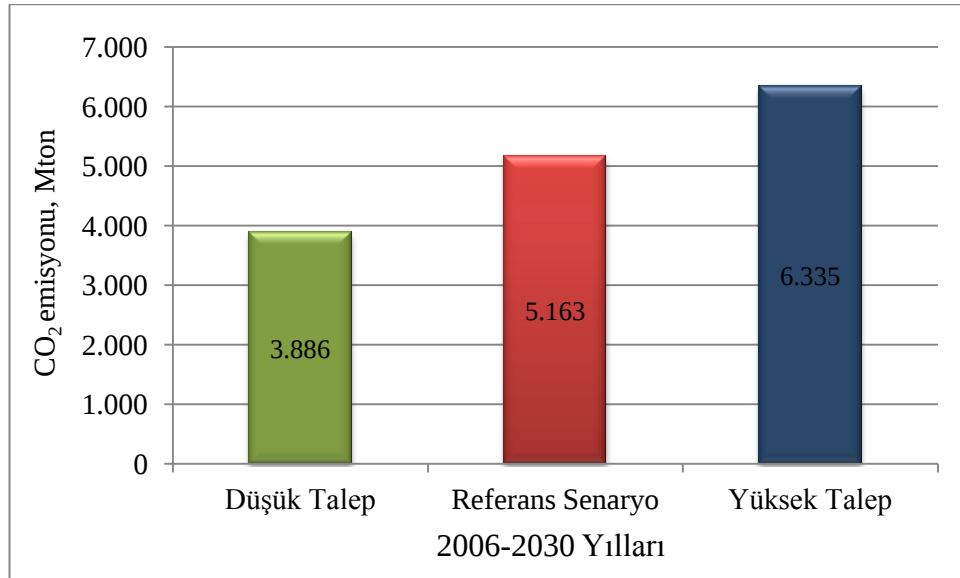
2006-2030 yılları için Referans Senaryoya göre kümülatif CO<sub>2</sub> emisyonlarında;

- Düşük talep durumunda %24,7 oranına azalma
- Yüksek talep durumunda ise %22,8 oranında artış

görülmektedir. Sonuçlar Şekil 4.13 ve Şekil 4.14 ile verilmiştir. 2030 yılında Referans Senaryoda 425 milyon ton olan CO<sub>2</sub> emisyonu, yüksek talep durumunda 586 milyon ton, düşük talep durumunda ise 255 milyon ton olarak hesaplanmıştır. Referans Senaryoya göre kümülatif CO<sub>2</sub> emisyonları ise düşük talep durumunda 1.277 milyon ton azalarak 3.886 milyon ton; yüksek talep durumunda 1.172 milyon ton artarak 6.335 milyon ton olarak hesaplanmıştır.

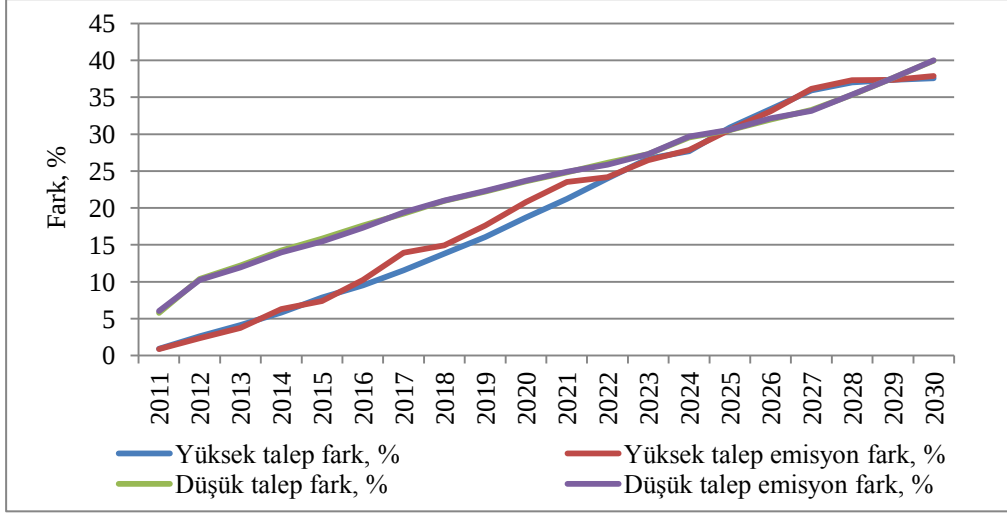


**Şekil 4.13:** Yıllara göre CO<sub>2</sub> emisyonu değişimi.



**Şekil 4.14:** 2006-2030 yılları kümülatif CO<sub>2</sub> emisyonları.

Gelişmesini henüz tamamlamamış bir ülke olarak Türkiye’de kişi başı elektrik tüketimi artmaya devam edeceği için elektrik üretimine bağlı CO<sub>2</sub> emisyonundaki artış da devam edecektir. Düşük talep durumunda Referans Senaryoda yıllara göre talep ve emisyonundaki değişim oranları Şekil 4.15 ile verilmiştir. Talepteki %1 birim azalma CO<sub>2</sub> emisyonunda da %0,99 birim azalmaya; benzer şekilde %1 birim artış da %1,02 birim emisyon artışına neden olmaktadır. Talep ve emisyonlar arasındaki ilişkiyi ortaya koymak üzere yapılan çalışmada düşük talep ve emisyonlar arasındaki değişimin korelasyonu %99,98; yüksek talep ve emisyonlar arasındaki değişimin korelasyonu ise %99,74 olarak bulunmuştur. Bu durum emisyonların taleple olan yakın ilişkisini göstermektedir.



**Şekil 4.15:** Referans Senaryoya göre yüksek ve düşük talep durumu duyarlılık analizi.

## 4.6 Maliyet Hesaplamaları

### 4.6.1 Senaryoların elektrik üretim maliyetleri

Bu bölümde oluşturulan senaryoların yakıt bazlı elektrik üretim maliyetleri hesaplanarak CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma maliyeti senaryolar için değerlendirilmiştir. Böylece Referans Senaryoya göre azaltılan birim CO<sub>2</sub> emisyonu başına elektrik üretimine gelen ek maliyet ortaya konulmuştur. Elektrik üretiminden kaynaklanan CO<sub>2</sub> emisyonu maliyet tahminleri; üretim kaynaklarının farklılığı ve bunlara etki eden uluslararası, bölgesel ve sosyal faktörler nedeniyle karmaşıktır. Elektrik üretim maliyet tahminlerinin iskonto oranı, yakıt maliyetleri, uluslararası konjonktür, coğrafik farklılıkların neden olduğu ülke özelinde değişen maliyetler ve ekonomik kabuller gibi birçok faktöre bağlı olması nedeniyle farklı sonuçlar elde edilmektedir.

Bu çalışmada Amerikan Enerji Bilgi İdaresi (US Energy Information Administration, EIA) tarafından hazırlanan “Elektrik Üretim Santrallerinde Revize Edilmiş Yatırım Maliyet Tahminleri Raporu” ile verilen maliyetler kullanılmıştır (EIA, 2010). Çizelge 4.11 ile verilen değerler EIA tarafından kullanılan NEMS (National Energy Modeling System) modeli EMM (Electricity Market Module)’deki elektrik üretim teknolojilerinin performans ve maliyet değerlendirmesi raporundan alınmıştır ve genel olarak üretim santralleri için güncellenmiş maliyet tahminlerini içermektedir. Fuel oil, motorin ve nafta için maliyetler raporda yer almamaktadır. Bu çalışmadaki senaryolarda bu 3 tip yakıtla bağlı üretim 2011-2030 yılları için toplam üretimin,

Referans senaryoda ortalama %3'ü, Azaltım Senaryosunda ortalama %2,6'sı ve MP Senaryosunda ortalama %2,4'üdür.

**Çizelge 4.11:** Santral ilk yatırım ve işletme maliyetleri tahminleri (EIA, 2010).

|                                  | Nominal Kapasite (MW) | Gecelik Yatırım Maliyeti (2010\$/kW) | Sabit İşletme-Bakım Maliyeti (2010\$/kW) | Değişken İşletme-Bakım Maliyeti (2010\$/MWh) |
|----------------------------------|-----------------------|--------------------------------------|------------------------------------------|----------------------------------------------|
| <b>Kömür*</b>                    |                       |                                      |                                          |                                              |
| Tek ünite ileri pulverize sistem | 650                   | 3.167                                | 35,97                                    | 4,25                                         |
| <b>Doğal Gaz</b>                 |                       |                                      |                                          |                                              |
| Konvansiyonel kombine çevrim     | 540                   | 978                                  | 14,39                                    | 3,43                                         |
| <b>Nükleer</b>                   | 2236                  | 5.335                                | 88,75                                    | 2,04                                         |
| <b>Biyokütle</b>                 | 50                    | 3.860                                | 100,5                                    | 5,00                                         |
| <b>Rüzgar</b>                    | 100                   | 2.438                                | 28,07                                    | 0,00                                         |
| <b>Güneş, PV</b>                 | 150                   | 4.755                                | 16,70                                    | 0,00                                         |
| <b>Jeotermal</b>                 | 50                    | 5.578                                | 84,27                                    | 9,64                                         |
| <b>Hidrolik</b>                  | 500                   | 3.076                                | 13,44                                    | 0,00                                         |

\*: Linyit, ithal kömür ve taş kömürü santrallerinde aynı değerler alınmıştır.

EIA maliyet ve performans kabulleri, Yıllık Enerji Tahminleri (Annual Energy Outlook, AEO) yıllık olarak güncellenmektedir. Söz konusu raporda teknolojiler arasında aynı şartların kullanılmasına dikkat edilerek çeşitli üretim teknolojileri için gecelik maliyetlerin güncel değerleri esas alınmıştır. Gecelik maliyet; planlama aşamasından tamamlanma aşamasına kadar tüm prosesin bir günde tamamlandığı kabulü ile yapılan maliyet tahminidir. Bu yaklaşım çeşitli finansal etkilerden ve tahmini maliyet kabullerinden kaçındığı için avantajlıdır. EIA tarafından yapılan maliyet modelleme çalışmalarında her bir üretim teknolojisinin çalışır durumda olması için gereken zaman ve inşaat finansman maliyetleri dikkate alınmaktadır. Üretim teknolojileri için maliyet tahminleri, belli büyüklük ve konfigürasyondaki santraller için geliştirilmiştir. Bilgi temininin mümkün olduğu durumlarda maliyet tahminleri güncel ve planlanan projelere dayandırılmıştır. Yeterli verinin olmadığı durumlarda ise proje maliyetleri güncel işçilik ve malzeme oranlarına dayanan maliyetlendirme modelleri ile tahmin edilmiştir. Maliyet çalışmalarında üretim teknolojileri için aynı şartların kullanılması önem taşımaktadır. Bu tahminlerde yedi kömür, altı doğal gaz, üç güneş, ikişer adet rüzgar, hidrolik, jeotermal ve birer adet nükleer ve katı atık santral bilgileri yer almaktadır. Her teknoloji gecelik maliyet, yakıt içermeyen işletme-bakım maliyeti ile birlikte temsil edilmektedir.

Gecelik ilk yatırım maliyet tahminleri, EIA modelleme analizlerinde yeni üretim kapasitelerinin maliyetlerinde başlangıç noktasıdır. EIA inşaat maliyetlerinde bölgesel değişiklikleri, finansal maliyetlere etki eden toptan satış marketinin yapısını, her tip santralin işletmeye hazır hale gelmesi için gereken süreyi, rüzgar ve güneş santralleri için kapasite kullanım oranlarını; santral ana maliyetlerinin tahmini enflasyon oranı ile ilişkisini dikkate almaktadır. Tahmini ilk yatırım maliyeti, zaman boyunca tahmini teknolojik gelişimi de yansıtmaktadır.

Düzeltilmiş maliyet (levelized cost), çeşitli üretim teknolojilerinin farklılıklarının birbirine uygun olarak ifade edilebilir hale getirilmiş değeri olarak tanımlanabilir. Üretim santralının kabul edilen ekonomik ömrü boyunca toplam inşaat ve işletme maliyetinin enflasyon etkisini ortadan kaldırmak için gerçek dolar ile ifade edilmesi ve eşit yıllık ödemelere dönüştürülmesi ile elde edilen bugünkü değeridir. Bu değer gecelik maliyet, yakıt maliyeti, sabit ve değişken işletme-bakım maliyetlerini ifade etmektedir ve farklı üretim teknolojilerinin rekabet edilebilirliği için iyi bir göstergedir. Rüzgar ve güneş gibi yakıt maliyeti olmayan dolayısıyla diğer santrallere göre daha düşük işletme-bakım maliyeti olan üretim teknolojileri için düzeltilmiş maliyet üretim kapasitesinin tahmini gecelik maliyetine göre kaba oranda değişmektedir. Önemli yakıt maliyeti olan teknolojiler için ise hem yakıt hem de gecelik maliyet tahminleri düzeltilmiş maliyeti önemli ölçüde etkilemektedir. Bu raporda yer alan her bir üretim teknolojisi aşağıdaki esasları içermektedir:

- Gecelik inşaat maliyetleri, inşaat süreleri, işletmeye girdiği ilk yılı, ünite büyüklüğü, sabit ve değişken işletme maliyetleri ve verim değerlerini,
- Gecelik maliyet tahminleri birbirleri ile tutarlı, santralin planlama ve gelişim aşamalarındaki tüm maliyetleri içermekte, santral sahasındaki basit şebeke bağlantılarını içermekte, ancak finansal maliyetleri içermemektedir.
- Emisyon kontrol teknolojilerinde kirleticilerin giderim verimleri ve diğer kabuller düşünülmüştür.
- EMM’de yer alan işçilik oranları gibi yerel durumları temsil eden bölgesel çarpanlar gözden geçirilmiştir.
- Tecrübe ve teknolojik gelişme ile inşaat maliyetlerindeki düşüş ile ilgili kabuller gözden geçirilmiştir.
- Mümkün olan durumlarda yakın zamanda Amerika’da ve yurt dışında inşa edilen santrallere ait olan ve EIA tarafından kullanılan değerler ile

karşılaştırma yapılmıştır. Bu şekilde gerçek maliyet tahminlerinin olmadığı durumlarda, EIA tarafından kullanılan maliyetlerle diğer analistlerin ve üretici firmaların maliyetleri arasında değerlendirme yapılmıştır.

Maliyet tahminlerinde kullanılan metodoloji aşağıda özetlenmiştir (EIA, 2010):

- 1. İlk Yatırım Maliyeti:** Her bir güç santrali teknolojisi için belli kapasite ve konfigürasyona göre herhangi özel sıra dışı yerel etkilerin ve kısıtların olmadığı kabulü yapılmıştır. Her bir maliyet tahmini, 2010 yılı 4. çeyrekteki ABD Doları esas alınarak gecelik maliyet olarak hesap yapılmıştır. Bölgesel maliyet farklılıkları detaylı olarak değerlendirilmiştir. Hesaplar inşaat, mekanik ekipman temini, montaj, dolaylı proje ve yatırımcı maliyetlerini ve bunlara ait detayları kapsamaktadır.
- 2. İşletme-Bakım Maliyetleri:** Yakıt harici işletme-bakım maliyetleri, yatırımcı harcamaları ve yakıtla ilgili harcamaları içerir. Bu çalışmada esas alınan maliyetler doğrudan üretimle ilgili yakıt dışı işletme-bakım maliyetleridir. Doğrudan üretimle ilgili yakıt dışı maliyetler elektrik üretim teknolojilerinin aynı şartlarda karşılaştırabilmesini sağlamaktadır. Bunlar; sabit ve değişken işletme bakım maliyetleri ile ana bakım maliyetlerini içermektedir. Ana bakım maliyetleri değişken işletme-bakım maliyetlerine dahil edilmiştir. Yatırımcı harcamaları maliyetlere dahil edilmemiştir.

Sabit işletme-bakım maliyetleri: Üretimle önemli miktarda değişmeyen maliyetlerdir ve aşağıdaki maliyetleri içermektedir:

- Personel ve aylık ödemeler,
- Santral destek ekipmanları
- Genel giderler
- Üretim sırasında rutin yapılan koruyucu ve önleyici bakımlar,
- Genel bakımlar ve resmi uygulamaya uyuma yönelik harcamalar.

Değişken işletme-bakım maliyetleri: Üretimle ilgili maliyetlerdir ve aşağıdaki maliyetleri içermektedir:

- Ham su,
- Su ve atık su uzaklaştırma harcamaları,
- Talep ödemeleri, çalışma saatleri ve üretimle ilgili diğer pazar maliyetleri,
- Kimyasal ve diğer sarf malzemeleri.

Yukarıda verilen esaslara göre Çizelge 4.11 ile verilen maliyetlerle (4.1)-(4.5) Denklemleri kullanılarak simülasyon süresince yakıt bazlı elektrik üretim maliyetleri hesaplanmıştır. Maliyetler 2010 ABD Doları (2010\$) cinsindendir. Senaryoların maliyet hesapları EK K ile verilmiştir.

$$\text{Maliyet}(i,j)=\frac{KG_{i,j}*\text{gecelik maliyet}_i}{\text{Santral Ömrü}_i*\text{verim}_{i,j}}+(\text{SİB}_i*KG_{i,j})+(\text{DİB}_i*\text{Yıllık üretim}_{i,j}) \quad (4.1)$$

$$\text{Verim}_{i,j}=\frac{i \text{ yakıtının } j \text{ yılında gerçek kapasite kullanım oranı}}{i \text{ yakıtının max.kapasite kullanım oranı}} \quad (4.2)$$

$$\text{Birim Üretim Maliyet}(i,j)=\frac{\text{Maliyet}_{i,j}}{\text{Yıllık Üretim}_{i,j}} \quad (4.3)$$

$$(\text{TÜM})_j=\sum_i^n \text{Maliyet}_{i,j} \quad (4.4)$$

$$\text{Maliyet Fark}_{i,j}, \$=\text{TÜM}_{j,\text{alternatif senaryo}}-\text{TÜM}_{j,\text{referans senaryo}} \quad (4.5)$$

(4.1) - (4.5) Denklemlerinde kullanılan ifadeler aşağıda açıklanmıştır:

i: yakıt (üretimin bağlı olduğu n (10) farklı birincil enerji kaynağı, doğal gaz, linyit, hidrolik, ithal kömür, taş kömürü, rüzgar, biyokütle, jeotermal, güneş ve nükleer),

j: senaryo yılları (2011-2030),

Maliyet (i,j): i yakıtı için j yılındaki üretim maliyeti, (2010\$)

$KG_{i,j}$ : i yakıtı için j yılındaki kurulu güç, MW

SİB: Sabit İşletme-Bakım maliyetleri, 2010\$/Kurulu Güç

DİB: Değişken İşletme-Bakım maliyetleri, 2010\$/MWh

Yıllık Üretim: MWh

TÜM: Toplam üretim maliyeti.

Maliyet hesaplamalarında kullanılan yakıt bazlı santral ömürleri Çizelge 4.12 ile verilmiştir. Senaryolara göre; yıllık yakıt bazlı elektrik üretimi maliyetler toplamı o yılın toplam elektrik üretim maliyetini vermektedir. Simülasyon süresi boyunca (2011-2030) senaryoların yıllık toplam elektrik üretim maliyetleri Çizelge 4.13 ile verilmiştir. Her yıl için yakıt bazlı birim üretim maliyetleri ise \$/MWh olarak (4.3)

Denklemleri ile hesaplanmış ve 2011-2030 yılları için alınan ortalama değerler ilgili senaryoya ait yakıt bazlı ortalama üretim maliyeti olarak Çizelge 4.14 ile verilmiştir.

**Çizelge 4.12:** Yakıt bazlı santral ömürleri.

| <b>Yakıt Tipi</b> | <b>Santral ömrü,yıl</b> | <b>Kaynak</b>                                 |
|-------------------|-------------------------|-----------------------------------------------|
| Doğal Gaz         | 25                      | TEİAŞ, 2004.                                  |
| Linyit            | 30                      | TEİAŞ, 2004; Jones ve Wolte, 1990.            |
| Hidrolik          | 60                      | Gomez ve diğ., 2010.                          |
| İthal Kömür       | 30                      | TEİAŞ, 2004; Jones ve Wolte, 1990.            |
| Taş Kömürü        | 30                      | TEİAŞ, 2004; Jones ve Wolte, 1990.            |
| Rüzgar            | 25                      | Gómez ve diğ., 2010; The Gold Standard, 2006. |
| Biyokütle         | 30                      | Karlsdottir ve diğ., 2010.                    |
| Jeotermal         | 30                      | Frick ve diğ., 2010.                          |
| Güneş             | 30                      | Gómez ve diğ., 2010                           |
| Nükleer           | 40                      | IEA, 2009; Takase ve Suzuki, 2010.            |

**Çizelge 4.13:** Yıllık elektrik üretim maliyetleri senaryo sonuçları, milyar \$.

|                 | <b>Referans Senaryo</b> | <b>Azaltım Senaryosu</b> | <b>MP Senaryosu</b> |
|-----------------|-------------------------|--------------------------|---------------------|
| <b>2011</b>     | 5,74                    | 5,41                     | 6,05                |
| <b>2012</b>     | 6,33                    | 5,27                     | 6,46                |
| <b>2013</b>     | 6,45                    | 5,17                     | 6,63                |
| <b>2014</b>     | 6,61                    | 4,96                     | 6,96                |
| <b>2015</b>     | 6,45                    | 4,96                     | 7,23                |
| <b>2016</b>     | 6,37                    | 5,51                     | 7,54                |
| <b>2017</b>     | 6,11                    | 5,86                     | 7,69                |
| <b>2018</b>     | 6,15                    | 6,33                     | 8,37                |
| <b>2019</b>     | 6,69                    | 7,06                     | 9,14                |
| <b>2020</b>     | 6,93                    | 7,71                     | 9,87                |
| <b>2021</b>     | 7,37                    | 8,23                     | 10,77               |
| <b>2022</b>     | 7,87                    | 9,02                     | 11,31               |
| <b>2023</b>     | 8,41                    | 9,60                     | 12,28               |
| <b>2024</b>     | 9,06                    | 10,59                    | 12,82               |
| <b>2025</b>     | 9,64                    | 11,54                    | 13,82               |
| <b>2026</b>     | 10,31                   | 12,69                    | 14,77               |
| <b>2027</b>     | 11,04                   | 13,95                    | 15,86               |
| <b>2028</b>     | 11,94                   | 15,34                    | 17,00               |
| <b>2029</b>     | 12,99                   | 16,00                    | 19,51               |
| <b>2030</b>     | 14,13                   | 16,68                    | 22,67               |
| <b>Ortalama</b> | 8,33                    | 9,09                     | 11,34               |

**Çizelge 4.14:** Senaryoların yakıt bazlı ortalama elektrik üretim maliyetleri, \$/MWh.

|             | <b>Referans Senaryo</b> | <b>Azaltım Senaryosu</b> | <b>MP Senaryosu</b> |
|-------------|-------------------------|--------------------------|---------------------|
| Doğal Gaz   | 11,76                   | 11,06                    | 12,81               |
| Linyit      | 27,73                   | 26,89                    | 34,79               |
| Hidrolik    | 22,62                   | 18,84                    | 18,71               |
| İthal Kömür | 24,92                   | 28,47                    | 41,29               |
| Taş Kömürü  | 36,26                   | 32,36                    | 27,54               |
| Rüzgar      | 53,84                   | 44,44                    | 39,36               |
| Biyokütle   | 58,25                   | 49,24                    | 47,64               |
| Jeotermal   | 55,02                   | 52,45                    | 52,44               |
| Güneş       | -                       | -                        | 107,67              |
| Nükleer     | -                       | -                        | 38,89               |

Azaltım ve MP Senaryoları yıllık toplam elektrik üretim maliyeti ile aynı yılın Referans Senaryo yıllık toplam elektrik üretim maliyeti farkı Denklem (4.5) ile hesaplanmış ve Çizelge 4.15 ile verilmiştir. Bu çalışmada Azaltım Senaryosunda 2011 yılından 2018 yılına kadar toplam kurulu güç Referans Senaryoya göre daha düşük olduğu için elektrik üretim maliyeti de Referans Senaryodan daha düşüktür.

**Çizelge 4.15:** Yıllık elektrik üretim maliyetlerinin Referans Senaryoya göre farkları.

| <b>Yıllar</b>    | <b>Azaltım Senaryosu Farkı, milyar \$</b> | <b>MP Senaryosu Farkı, milyar \$</b> |
|------------------|-------------------------------------------|--------------------------------------|
| <b>2011</b>      | -0,34                                     | 0,31                                 |
| <b>2012</b>      | -1,06                                     | 0,14                                 |
| <b>2013</b>      | -1,28                                     | 0,18                                 |
| <b>2014</b>      | -1,65                                     | 0,35                                 |
| <b>2015</b>      | -1,48                                     | 0,78                                 |
| <b>2016</b>      | -0,87                                     | 1,17                                 |
| <b>2017</b>      | -0,25                                     | 1,58                                 |
| <b>2018</b>      | 0,18                                      | 2,22                                 |
| <b>2019</b>      | 0,37                                      | 2,45                                 |
| <b>2020</b>      | 0,79                                      | 2,94                                 |
| <b>2021</b>      | 0,87                                      | 3,40                                 |
| <b>2022</b>      | 1,15                                      | 3,44                                 |
| <b>2023</b>      | 1,20                                      | 3,88                                 |
| <b>2024</b>      | 1,53                                      | 3,76                                 |
| <b>2025</b>      | 1,90                                      | 4,18                                 |
| <b>2026</b>      | 2,38                                      | 4,46                                 |
| <b>2027</b>      | 2,91                                      | 4,81                                 |
| <b>2028</b>      | 3,40                                      | 5,06                                 |
| <b>2029</b>      | 3,01                                      | 6,52                                 |
| <b>2030</b>      | 2,55                                      | 8,53                                 |
| <b>Kümülatif</b> | 15,31                                     | 60,15                                |

Aynı kurulu güç için kapasite kullanım oranı düştükçe elektrik üretim maliyeti artmaktadır. Örneğin Referans senaryoda 2011 yılında doğal gaz için kapasite kullanım oranı %61,42 ile simülasyon süresi boyunca en düşük iken elektrik üretim maliyeti 16,3 \$/MWh ile en yüksektir. Senaryolar arasında aynı yakıt için birim elektrik üretim maliyeti arasındaki farklar da santrallerin kapasite kullanım oranları arasındaki farktan kaynaklanmaktadır. Örneğin linyit için Referans, Azaltım ve MP senaryoları için gerçekleşen kapasite kullanım oranı senaryo süresi boyunca ortalama olarak sırasıyla %71,95; %73,21 ve %63,71 için birim üretim maliyetleri sırasıyla 27,73; 26,89; 34,79\$/MWh'dir. MP Senaryosu daha çok emisyon azaltımı gerçekleştirebilmek amacıyla yenilenebilir enerji kaynaklarını maksimum kapasite kullanım oranında çalıştırmaya öncelik verdiği ve fosil kaynaklar maksimum kapasite kullanım oranlarından daha düşük kapasite kullanım oranlarında çalıştıkları için bu senaryoda yenilenebilir enerji kaynaklarından birim elektrik üretim maliyeti diğer senaryolara göre daha düşüktür.

#### 4.6.2 CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma maliyetleri

Çizelge 4.15 ile verilen alternatif senaryoların Referans Senaryoya göre yıllık elektrik üretimi maliyet farkları aynı yıl için hesaplanan ve Çizelge 4.5 ile verilen azalan CO<sub>2</sub> emisyonlarına oranlandığında ilgili yıla ait birim azalan CO<sub>2</sub> emisyonu maliyeti (\$/ton azalan CO<sub>2</sub> emisyonu) ortaya çıkmaktadır. Hesaplar (4.6) Denklemi ile yapılmış ve sonuçlar Çizelge 4.16 ile verilmiştir. 2011-2030 yıllarında azalan toplam CO<sub>2</sub> emisyonlarının Referans Senaryoya göre maliyetleri kümülatif satırında verilmiştir.

$$(\text{CO}_2 \text{ Emisyonu Azaltma Maliyeti})_j = - \frac{\text{Maliyet Fark}_j}{\text{CO}_2 \text{ Emisyon fark}_j} \quad (4.6)$$

CO<sub>2</sub> emisyon farkı: Alternatif Senaryo CO<sub>2</sub> emisyonu–Referans Senaryo CO<sub>2</sub> emisyonu olarak alınmıştır.

Alternatif senaryolarda CO<sub>2</sub> emisyonu azaldığı için elektrik üretim maliyeti de daha az ise pay negatif, payda da negatif olacağı için birim CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma maliyeti pozitif çıkacaktır. Sonuç olarak (4.6) Denkleminin negatif değeri azaltmanın Referans Senaryoya göre daha ucuz olacağı, pozitif değeri ise CO<sub>2</sub> emisyonu azaltmanın Referans Senaryoya göre daha pahalı olacağı anlamına gelmektedir.

**Çizelge 4.16:** Senaryolara göre yıllık CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma maliyeti, \$/ton.

|                  | <b>Azaltım Senaryosu</b> | <b>MP Senaryosu</b> |
|------------------|--------------------------|---------------------|
| <b>2011</b>      | -71,23                   | 22,01               |
| <b>2012</b>      | -169,54                  | 5,96                |
| <b>2013</b>      | -353,78                  | 6,04                |
| <b>2014</b>      | -748,75                  | 9,05                |
| <b>2015</b>      | -568,77                  | 20,28               |
| <b>2016</b>      | -100,13                  | 29,24               |
| <b>2017</b>      | -17,53                   | 37,38               |
| <b>2018</b>      | 7,26                     | 38,66               |
| <b>2019</b>      | 11,30                    | 36,28               |
| <b>2020</b>      | 17,93                    | 36,85               |
| <b>2021</b>      | 17,77                    | 37,51               |
| <b>2022</b>      | 19,23                    | 36,41               |
| <b>2023</b>      | 18,65                    | 43,63               |
| <b>2024</b>      | 21,15                    | 37,64               |
| <b>2025</b>      | 26,88                    | 42,23               |
| <b>2026</b>      | 34,99                    | 45,26               |
| <b>2027</b>      | 35,87                    | 49,79               |
| <b>2028</b>      | 36,74                    | 47,12               |
| <b>2029</b>      | 30,69                    | 47,87               |
| <b>2030</b>      | 24,53                    | 50,21               |
| <b>Kümülatif</b> | <b>16,96</b>             | <b>39,79</b>        |

Çalışma kapsamında oluşturulan senaryolarda azalan CO<sub>2</sub> emisyonuna karşı artan maliyet beklenmektedir. Bir ton CO<sub>2</sub> emisyonu azaltmanın maliyeti Referans Senaryoya göre daha düşükse bu durum azaltma hedefi için en etkili seçenektir. 2011-2017 yıllarında Azaltım Senaryosunda Referans Senaryoya göre CO<sub>2</sub> emisyonunda azalma maliyeti negatiftir, bu durum daha az maliyetli üretimle emisyon azaltmanın mümkün olduğu anlamına gelmektedir. Diğer yıllarda olduğu gibi emisyon azaltmanın daha fazla maliyetli üretimle değil daha az maliyetli üretimle gerçekleşmesi CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma hedefinde kazan-kazan fırsatı anlamına gelmektedir. Bu durum yakıt bazlı aynı kurulu güç değeri için santrallerin kapasite kullanım oranının daha fazla olması ile mümkündür. Daha az kurulu güç ile ve mevcut kurulu güçte daha yüksek kapasite kullanım oranı ile üretim yapılmasına bağlı olarak maliyette azalma gerçekleşebilmektedir. MP senaryosunda tüm yıllarda elektrik üretim maliyeti Referans Senaryodan daha fazladır. Genel olarak her iki alternatif senaryo maliyetleri Referans Senaryo maliyetinden yüksektir. Bu durum CO<sub>2</sub> emisyonu azaltmanın daha fazla maliyeti olacağı fikrini desteklemektedir. Senaryoların CO<sub>2</sub> emisyonları ve maliyetleri 5'er yıllık aralıklarla Çizelge 4.17 ile

özetlenmiştir. Referans Senaryoya göre birim CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma maliyeti tüm çalışma süresi boyunca;

- Azaltım Senaryosunda 16,96 \$/ton CO<sub>2</sub>
- MP Senaryosunda ise 39,79 \$/ ton CO<sub>2</sub> olarak hesaplanmıştır.

**Çizelge 4.17:** CO<sub>2</sub> emisyonu azaltım maliyetleri senaryo sonuçları.

| <b>CO<sub>2</sub> emisyonları, Mton</b>                                 | 2006         | 2011 | 2015   | 2020  | 2025  | 2030  | 2006-2030<br>Kümülatif |
|-------------------------------------------------------------------------|--------------|------|--------|-------|-------|-------|------------------------|
| Referans Senaryo                                                        | 86           | 116  | 149    | 207   | 291   | 425   | <b>5.162</b>           |
| Azaltım Senaryosu                                                       | 86           | 111  | 147    | 163   | 220   | 321   | <b>4.259</b>           |
| MP Senaryosu                                                            | 86           | 102  | 111    | 127   | 192   | 255   | <b>3.650</b>           |
| <b>Azalan CO<sub>2</sub> Emisyonu, Mton</b>                             |              |      |        |       |       |       |                        |
| Azaltım Senaryosu, ton (-)                                              | 0            | 5    | 3      | 44    | 71    | 104   | <b>903</b>             |
| MP Senaryosu, ton (-)                                                   | 0            | 14   | 38     | 80    | 99    | 170   | <b>1.512</b>           |
| Azaltım Senaryosu, % azalma, (-)                                        | 0            | 4    | 2      | 21    | 24    | 25    | <b>17,5</b>            |
| MP Senaryosu % azalma, (-)                                              | 0            | 12   | 26     | 39    | 34    | 40    | <b>29,3</b>            |
| <b>Elektrik Üretimi Maliyet Farkı, milyon \$</b>                        |              |      |        |       |       |       |                        |
| Azaltım Senaryosu                                                       |              | -336 | -1.482 | 786   | 1.900 | 2.551 | 15.311                 |
| MP Senaryosu                                                            |              | 309  | 779    | 2.944 | 4.182 | 8.530 | 60.153                 |
| <b>CO<sub>2</sub> Emisyonu Azaltım Maliyeti, \$/ ton CO<sub>2</sub></b> |              |      |        |       |       |       |                        |
| Azaltım Senaryosu                                                       | <b>16,96</b> |      |        |       |       |       |                        |
| MP Senaryosu                                                            | <b>39,79</b> |      |        |       |       |       |                        |



## 5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu tez çalışmasında Türkiye elektrik sektöründe CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma potansiyelinin, kaynak bazında enerji alternatifleri ve maliyetleri ile birlikte ortaya konulması amaçlanmıştır. KP'ye taraf olmuş bir ülke olarak Türkiye için uluslararası anlaşmalara uygun olarak CO<sub>2</sub> emisyonu azaltım hedefinin ve bu doğrultuda sektörel azaltma seçeneklerinin belirlenmesi gerekmektedir. Bu durum özellikle COP 17 sonrası ülkemizde yapılan çalışmalarda da etkin bir şekilde sürdürülecektir. Türkiye'de toplam CO<sub>2</sub> emisyonları %90 mertebesinde enerji sektöründen kaynaklanmakta, bu orana en büyük katkı ise yaklaşık % 35 ile elektrik üretiminden gelmektedir. Bu nedenle Türkiye için sektörel azaltma seçeneklerinin belirlenmesinde elektrik üretim sektörü öncelikli öneme sahiptir.

Bu çalışma kapsamında senaryo simülasyonları LEAP modeli ile yapılmıştır. 2006 baz yıl olarak alınmış ve çalışma süresi 2011-2030 olarak belirlenmiştir. İrdelenen senaryoların sonuçları ülkemizin sahip olduğu enerji kaynaklarının CO<sub>2</sub> emisyonu azaltacak politikalar doğrultusunda kullanıldığında olabilecek azaltım miktarını ve bunların maliyetlerini ortaya koymaktadır. KP çerçevesinde henüz bir azaltım hedefi belirlememiş olan ülkemizin belirleyeceği hedefe yol gösterecek sonuçlar maliyetleri ile birlikte değerlendirilmiştir. Elde edilen sonuçlar elektrik sektöründe belirlenecek politika ve stratejilere veri sağlaması, araştırmacılara ve politika yapıcılara fikir verecek nitelikte olması nedeniyle önemlidir. Ayrıca politika belirlenmesinde öncelikli önemi olan mevcut durumun ortaya konulmasına katkı sağlayacak ülke spesifik CO<sub>2</sub> emisyon faktörleri hesaplanarak önemli bir veri temin edilmiştir. Elde edilen sonuçlar ülkemizin genel olarak belirleyeceği azaltım hedefine ve diğer emisyon yoğun sektörlerine büyük oranda etki edecektir.

Bu tez çalışmasında yapılanlar aşağıda özetlenmiştir:

- Türkiye elektrik net talep projeksiyonu 2030 yılına kadar evsel, sanayi, ticaret, tarım, ulaştırma ve hizmetler olarak altı sektöre ayrılarak yapılmıştır.

Toplam elektrik net talep artışı 2011 yılından itibaren yıllık ortalama %7,25 olarak bulunmuştur.

- Her bir talep sektörünün toplam net talep içindeki değişimi ve toplam talep artışı son 20 yıllık trendde uygundur.
- Linyit ve taş kömürü yakıtlı termik santraller için santral bazlı karbon emisyon faktörleri ve oksidasyon oranlarına göre CO<sub>2</sub> emisyon faktörleri hesaplanmıştır. Santrallerde tüketilen yardımcı yakıtlardan kaynaklanan CO<sub>2</sub> emisyonları da hesaplamalara dahil edilerek santral bazlı toplam emisyonlar elde edilmiştir. Bu hesaplama yöntemi; kullanılan teknoloji esaslı olduğu için emisyon envanteri oluşturulmasında en ileri yöntem olarak bilinen IPCC 3. Yaklaşımına uygundur.
- İthal kömür için yakıt bazlı karbon emisyon faktörü hesaplanmıştır.
- Linyit ve taş kömürü yakıtlı termik santraller için santral bazlı oksidasyon oranlarına göre hesaplanmış CO<sub>2</sub> emisyonları ile oksidasyon oranının IPCC (1996)'daki gibi kömür için %98 olması durumundaki CO<sub>2</sub> emisyonları karşılaştırılmıştır. %98 oksidasyon oranı ile yapılan hesaplamalarda yaklaşık 4,9 milyon ton ile %14 daha fazla CO<sub>2</sub> emisyonu bulunmuştur. Santral bazlı ise %38'e varan farklar tespit edilmiştir. Hesaplanan karbon oksidasyon oranları tüm santrallerde %98'den küçük bulunmuştur.
- Baz yıl 2006 için yakıt bazlı ve linyit santrallerinde santral bazlı CO<sub>2</sub> emisyon yoğunlukları hesaplanmıştır. Elde edilen sonuçlara göre en yüksek CO<sub>2</sub> emisyon yoğunluğu 1.374 kg CO<sub>2</sub>/MWh ile taş kömürü; en düşük değer ise 437 kg CO<sub>2</sub>/MWh ile doğal gaz santrallerine aittir. Linyit santrallerinde ise 794-1.519 kg CO<sub>2</sub>/MWh arasında değişen değerler elde edilmiştir.
- Simülasyon süresince senaryolar için hesaplanan yıllık CO<sub>2</sub> emisyon yoğunluklarına göre ise 2006 yılında 488 kg CO<sub>2</sub>/MWh olan CO<sub>2</sub> emisyon yoğunluğu 2030 yılında Azaltım Senaryosunda % 18,4 azalma ile 398 kg CO<sub>2</sub>/MWh, MP Senaryosunda ise yaklaşık % 34 azalma ile 323 kg CO<sub>2</sub>/MWh olmaktadır.
- Sektörel detaylarla hesaplanan toplam elektrik talebine cevap verecek elektrik üretimi aşağıdaki üç senaryo ile LEAP modelinde oluşturulmuştur.

Senaryolar esas olarak enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki paylarındaki farklılığa dayanmaktadır.

- Referans Senaryo: Fosil yakıtlara dayalı üretime bağlı olarak oluşturulmuştur.
- Azaltım Senaryosu: Güneş dışındaki tüm yenilenebilir enerji kaynak potansiyelleri kullanılarak üretimdeki payları zamanla artırılmıştır.
- Mevcut Politika Senaryosu: Güneş dahil tüm yenilenebilir enerji kaynak potansiyelleri kullanılarak üretimdeki payları zamanla artırılmış ve nükleer santraller üretime dahil edilmiştir.
- Her bir senaryo için ülke spesifik üretilen verilerle elektrik üretimi kaynaklı CO<sub>2</sub> emisyonları hesaplanmıştır.

CO<sub>2</sub> emisyonları 2006 yılından itibaren 86 milyon tondan 2030 yılında;

- Referans Senaryoda yıllık ortalama %7 artışla 425 milyon tona,
- Azaltım Senaryosunda, yıllık ortalama %6 artışla 321 milyon tona,
- MP Senaryosunda; yıllık ortalama %5 artışla 255 milyon tona çıkmıştır.

Çalışma süresi boyunca kümülatif emisyonlar ise Şekil 4.8 ile verildiği gibi

- Referans Senaryoda 5.162 Mton
- Azaltım Senaryosunda 4.259 Mton
- MP Senaryosunda 3.650 Mton

olarak bulunmuştur.

Senaryo sonuçlarına göre alternatif senaryoların yıllık CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma potansiyelleri ortaya konulmuştur. 2006 baz yılına göre çalışma süresince Referans Senaryoya göre;

- Azaltım Senaryosunda yaklaşık %17,5 azalma oranında yıllık ortalama 36,1 milyon ton ile kümülatif 903 milyon ton,
- MP Senaryosunda ise yaklaşık %29,3 azalma oranında yıllık ortalama 60,5 milyon ton ile kümülatif 1.512 milyon ton
- CO<sub>2</sub> emisyonu azalmıştır.

Daha fazla CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma seçeneğinin olduğu MP Senaryosunda beklenildiği gibi azaltım miktarı daha fazla çıkmıştır. Referans Senaryoya göre CO<sub>2</sub>

emisyonu azaltım oranı ile elektrik üretimindeki yenilenebilir oranları farkı arasındaki korelasyon Azaltım Senaryosunda %97,8; MP Senaryosunda ise %96 bulunmuştur. Bu durum yenilenebilir oranları ile emisyon azaltımı arasındaki ilişkiyi göstermektedir. Buna göre yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimdeki payının artması CO<sub>2</sub> emisyonlarında azalmaya neden olacaktır.

- MP Senaryosunda nükleer üretimin de dahil olduğu yenilenebilir enerji kaynakları payı 2030 yılında en yüksek değeri olan %57'e çıkmış, buna karşılık CO<sub>2</sub> emisyonu azalma oranı %40 olmuştur.

Modeldeki belirsizlikler göz önünde bulundurarak LEAP modelinde yıllık ortalama %7 talep artışı olan Referans Senaryo için yıllık ortalama %5 (düşük talep) ve %9 (yüksek talep) talep artışlarına göre duyarlılık analizi yapılmış ve 2011-2030 yılları için Referans Senaryoya göre kümülatif CO<sub>2</sub> emisyonlarında;

- Düşük talep durumunda %24,7 oranına azalma
- Yüksek talep durumunda ise %22,8 oranında artış

tespit edilmiştir. Talep ve emisyonlar arasındaki ilişkiyi ortaya koymak üzere yapılan çalışmada CO<sub>2</sub> emisyonlarının %99'lar mertebesinde elektrik talebine bağlı olduğu ortaya konulmuştur.

Türkiye için elektrik talep projeksiyonu farklı modellerin uygulandığı çalışmalarla hesaplandıktan sonra üretim kompozisyonu emisyon azaltım hedefine göre oluşturulmalıdır. Yakıta bağlı emisyon artışı üretimin artması, buna bağlı olarak da yakıt tüketiminin artması nedeniyledir. Üretim artışı kurulu gücün ya da aynı kurulu güçteki kapasite kullanım oranının artması ile sağlanmaktadır.

- 2011 yılından 2030 yılına kadar yakıt bazlı elektrik üretim maliyetleri hesaplanmıştır. Çalışma süresi boyunca elektrik üretim maliyetleri farkları Referans Senaryoya göre verilmiştir. Buna göre birim CO<sub>2</sub> emisyonu azaltım maliyetleri:

- Azaltım Senaryosunda 16,96 \$/ton CO<sub>2</sub>
- MP Senaryosunda ise 39,79 \$/ ton CO<sub>2</sub>

olarak hesaplanmıştır.

- Santrallerin maksimum kapasite kullanım oranı ile çalışmaları üretim maliyetini azaltacak yönde etkili olmaktadır.

Senaryo sonuçlarında olduğu gibi ülkemiz için elektrik enerjisine talep artışı, ekonomik ve sosyal gelişmenin olağan bir sonucu olarak beklenmektedir. Elektrik enerjisi arz güvenliği, stratejik olarak ve ekonomik gelişmenin ön koşulu olarak gereklidir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının çeşitliliği ve potansiyeli açısından zengin ve dünyanın sayılı ülkelerinden olan Türkiye'nin CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma fırsatı bu kaynakları öncelikli ve tam kapasite kullanması ile artacaktır.

Santrallerin verimli kullanılması için maksimum kapasite kullanım oranlarında çalıştırılmaları önemlidir. Emisyon azaltımı ve santrallerin verimi açısından mevcut kurulu güç maksimum kapasite kullanım oranında çalıştırılmalı, yenilenebilir ve daha az emisyon veren kaynaklara üretimde daha büyük pay verilmelidir.

2010-2020 yılı için yayımlanan Türkiye Ulusal İklim Değişikliği Strateji Belgesi (ÇOB, 2010)'nde enerji sektöründe 2020 yılına kadar referans senaryoya göre %7 CO<sub>2</sub> emisyonu sınırlaması hedeflenmiştir. Bu çalışmada 2020 yılında sadece elektrik üretim sektöründe Referans Senaryoya göre Azaltım Senaryosu ile MP Senaryosunda sırasıyla %21 ve %39 azaltım hesaplanmıştır. Bu sonuçlara göre 2020 yılında Referans Senaryoya göre %7'nin üstünde azaltım hedefi verilebilir.

AB 2020 hedefleri arasında; 1990 baz yılına göre %20 emisyon azaltımı, enerji talebinin %20'sinin yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanması bulunmaktadır. Bu tez çalışması sonucuna göre Türkiye'de 2020 yılında sadece elektrik üretiminde yenilenebilirlerin payı Azaltım Senaryosunda %39 ve MP Senaryosunda ise %46 ile %20 değerini geçmektedir. CO<sub>2</sub> emisyonu azalma oranları ise yukarıda da verildiği gibi Referans Senaryoya göre %20 değerini geçmektedir.

Bu çalışmada elde edilen sonuçlara göre daha önceki herhangi bir baz yıl referans alınarak azaltma hedefi belirlemek; elektrik talep artışı devam edecek bir ülke olarak Türkiye için mümkün görünmemektedir. Ekonomik gelişmeden vazgeçilemeyeceği gerçeği ile CO<sub>2</sub> emisyonu azaltım hedefi Referans Senaryoya göre azalma olarak verilmelidir.

Güneş ve nükleer üretimin dahil olduğu MP senaryosunda Azaltım Senaryosuna göre tüm çalışma süresince yaklaşık olarak %12 oranında daha fazla azalma görülmektedir. Buna göre yeni politika ve yeni teknoloji içeren senaryolarda daha fazla emisyon azalması beklenebilir. Çalışma süresi boyunca senaryolarda CO<sub>2</sub> emisyonundaki artışın öncelikli nedeni talep artışı ve buna bağlı olarak linyite bağlı

üretimin artmasıdır. Mevcut rezervin çalışma kapsamında belirlenen 18.500 MW kurulu güce göre 61 yıl devam edeceği düşünülürse linyite bağlı emisyon azaltma yöntemleri önem taşımaktadır. Bu nedenle linyit santralleri için; temiz kömür teknolojileri olarak bilinen;

- süper kritik ve ultra süper kritik termik santraller,
- entegre gazlaştırma ve kombine çevrim (IGCC),
- basınçlı (PFB) ve dolaşimli akışkan yatak (CFB), akışkan yatak teknolojilerinin kullanılması,
- kömürün termik verim artışına neden olabilecek yıkama, kurutma gibi ön işlemden geçerek yakılması, biyokütle ile birlikte yakılması;
- karbon tutma ve depolamanın (CCS) birlikte ve ayrı ayrı düşünüldüğü santraller

üretimde yer almalıdır.

Ayrıca doğal gaz santralleri için kombine ısı ve güç (CHP) , trijenerasyon; güneş termik santralleri gibi yeni teknolojilerin dahil olduğu senaryolarda daha fazla emisyon azaltımı olacaktır. Ancak tüm bu senaryo çalışmaları teknolojik gelişmeler ile uygulama zamanı ve şartlarındaki maliyetlere bağlı olarak gerçekleştirilebilir.

CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma hedefi olmadığı sürece alternatif senaryolar yüksek maliyetleri nedeniyle daha az maliyetli üretime göre gerçekçi görünmemektedir. Türkiye'nin yer alacağı CO<sub>2</sub> emisyonu piyasasında emisyon fiyatlarının belli olduğu şartlarda, en uygun elektrik üretim kompozisyonu hesaplanan azaltım maliyetine göre seçilebilecektir. Ancak bunun için CO<sub>2</sub> emisyonu piyasasında emisyon fiyatlarının belli olması önem taşımaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi maliyetleri mevcut şartlarda yüksek olmasına rağmen özellikle güneş enerjisi için maliyetlerin zamanla azalacağı göz önüne alınmalıdır. Ayrıca termal güneş santrallerinin de üretime dahil olması ihtimali bu maliyet azalmasını hızlandıracaktır.

Elektrik üretim sektöründe sera gazı azaltımı için asıl hedef CO<sub>2</sub> emisyon yoğunluğunu azaltmaktır. Bu ise ancak elektrik üretiminde daha az CO<sub>2</sub> emisyonuna yol açan yakıtların kullanıldığı ve yenilenebilir enerji kaynaklarına ağırlık veren üretim biçimleri ile gerçekleştirilebilir. CO<sub>2</sub> emisyon yoğunluğunun minimumda tutulacağı şartlar sağlanmalıdır. Bu anlamda yakıt kalitesinin iyileştirilmesi, mevcut

santrallerde karbon oksidasyon oranları ile termik verimin artırılması gibi en iyi işletme şartlarının sağlanması, yeni kurulacak santrallerde en verimli teknolojilerin kullanılması önemlidir.

Türkiye'nin artan elektrik talebine göre ilave edilecek yakıt bazlı kurulu güç değerleri iklim değişikliği konusunda alınacak önlemlere göre yıllık olarak planlanmalıdır.

Sera gazı emisyonlarının azaltılmasında genel olarak alınacak önlemler arasında ulaşım sektörünün elektrik tüketimindeki payının artırılması yer almaktadır. Türkiye'de ulaşım sektörünün elektrik tüketimindeki payı konusunda bir hedef belirlenmeli ve stratejiler bu hedefe yönelik geliştirilmelidir.

Hem tez çalışması kapsamında hem ülke genelinde termik santral kaynaklı CO<sub>2</sub> emisyonu hesaplamalarında karşılaşılan en önemli sorun termik santrallerde yakılan kömürün karbon içeriğinin, santrallerin karbon oksidasyon oranının çok değişken olması ve veri eksikliği bulunmasıdır. Santral bazlı emisyon hesabı için yakıt karbon içeriği ile eş zamanlı olarak kül ve cüruf ile atılan yanmamış karbon değerleri tüm santraller için rutin analizlerle tespit edilmeli ve santral oksidasyon oranları kesin olarak bilinmelidir. Termik santrallerde yakılan kömürün özellikle linyitin kalorifik değeri ve karbon içeriği, santrallerin oksidasyon oranı ve yakıt tüketimleri yıllık olarak değiştiği için emisyon faktörleri de yıllık olarak hesaplanmalıdır.

Bu çalışma kapsamında yapılmayanlar ve daha sonra yapılacak çalışma önerileri aşağıda özetlenmiştir:

- Veri eksikliği nedeniyle bu çalışmada değerlendirilememiş olan, negatif maliyetli olduğu bilinen “Talep Taraflı Yönetim” CO<sub>2</sub> emisyonu azaltım önlemleri arasında uygulanmalıdır. Bunun için Türkiye’de sektörel mevcut elektrik yoğunluğu değerlerinin ortaya konulup elektrik tasarrufu önlemlerinin bu değerler üzerinden belli bir azaltma hedefi ile uygulanması önem taşımaktadır.
- Kömürün elektrik üretimindeki mutlak payı düşünülerek ileri kömür teknolojileri ile üretimin, mevcut santrallerdeki rehabilitasyon sonuçlarında olacak verim artışının, karbon tutma ve depolama seçeneğinin; doğal gaz için daha yüksek verimli üretim teknolojilerinin yer aldığı senaryolar üretilerek daha fazla emisyon azaltmanın maliyeti değerlendirilebilir.



## KAYNAKLAR

- Arar, J. I.** (2007). A model to evaluate CO<sub>2</sub> emission reduction strategies in the US, *PhD Thesis*, The Ohio State University. US.
- Arı, İ.** (2010). Investigating the CO<sub>2</sub> emission of Turkish electricity sector and its mitigation potential, *Yüksek Lisans Tezi*, ODTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
- Aslan, H.** (1996). Kömüre dayalı termik elektrik santrallerinde verim ve kapasite kullanım oranı düşüklüğünün nedenleri ve bunların yükseltilmeleri için alınması gerekli tedbirler, *TMMOB 1. Enerji Sempozyumu 12-14 Kasım 1996*, (s. 143-159). Ankara.
- Aşker, M.** (2011). Güneş enerjisinden elektrik üretiminde fotovoltaiik sistem özellikleri, kişisel görüşme, 13.07.2011.
- Ayan, E.** (2008). Türkiye'nin batısında iklim değişimi ve kömürle çalışan termik santrallerden kaynaklanan CO<sub>2</sub> emisyonu, *Yüksek Lisans Tezi*, İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- Barhaghi, G. S.** (2008). Quantitative evaluation of sustainable energy pathways for Colorado's power sector: Focus on greenhouse gas mitigation, *PhD Thesis*, Univesity Of Colorado Denver, US.
- Başaran, M.** (2011). Elektrik üretim santralleri iç tüketim oranları, kişisel görüşme, 05.06.2011.
- Bayrak, Y.** (2002). Elektrik enerjisi talep tahminleri, planlaması ve elektrik sisteminin detaylı incelenmesi. (s. 159-169). TEİAŞ APK Daire Başkanlığı, Ankara.
- BMİDÇS.** (1992). *İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi*, Birleşmiş Milletler.
- Bulut, M., Tiryaki, H., Demir, Ş., Taplamacioğlu, C. M.** (2011). Linyit yakıtlı elektrik üretim santrallerinde verimlilik parametrelerinin değerlendirilmesi. (s. 191-195). Elektrik Mühendisleri Odası, Ankara.
- Cai, W., Wang, C., Wang, K., Zhang, Y., Chen, J.** (2007). Scenario analysis on CO<sub>2</sub> emissions reduction potential in China's electricity sector. *Energy Policy*, 35, 6445-6456.
- Cai, W., Wang, C., Chen, J., Wang, K., Zhang, Y., Lu, X.** (2008). Comparison of CO<sub>2</sub> emission scenarios and mitigation opportunities in China's five sectors in 2020. *Energy Policy*, 36, 1181-1194.
- Çin Enerji Araştırma Enstitüsü.** (2003). *China's Sustainable Energy Future*, Energy Research Institute.
- ÇOB.** (2007). *İklim Değişikliği 1. Ulusal Bildirimi*, T.C. Çevre ve Orman Bakanlığı, Ankara.

- ÇOB.** (2010). *Türkiye Ulusal İklim Değişikliği Strateji Belgesi 2010-2020*, T.C. Çevre ve Orman Bakanlığı, Ankara.
- ÇOB.** (2011). *İklim Değişikliği Eylem Planı Enerji Sektörü*, T.C. Çevre ve Orman Bakanlığı. Ankara.
- Dementjeva, N.** (2009). Energy planning models analysis and their adaptability for Estonian energy sector, *PhD Thesis*, Tallinn University of Technology, Estonia.
- DPT.** (2000). Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı (2001-2005) İklim Değişikliği Özel İhtisas Komisyonu Raporu **DPT-2532-ÖİK:548**, DPT, Ankara.
- DPT.** (2001). Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı (2001-2005) Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Raporu, **DPT-2605-ÖİK:616**, DPT, Ankara.
- DPT.** (2007). Dokuzuncu Beş Yıllık Kalkınma Planı (2007-2013) Çevre Özel İhtisas Komisyonu Raporu, **DPT-2737-ÖİK:688**, DPT, Ankara.
- DPT.** (2009). Dokuzuncu Beş Yıllık Kalkınma Planı (2007-2013) Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Raporu, **DPT-2739-ÖİK: 690**, DPT, Ankara.
- DPT.** (2010a). GSYİH uzun vadeli potansiyel büyüme çalışmaları, özel bilgi talebi cevabı, DPT, Ankara.
- DPT.** (2010b). Dokuzuncu Kalkınma Planı (2007-2013), 2010 Yılı Programı, DPT, Ankara.
- DPT.** (2010c). Ekonomik ve Sosyal Göstergeler (1950-2010), Milli Gelir ve Üretim Tablo1-24: 1987 Yılı Fiyatlarıyla Sektörler İtibarıyla GSMH (1968-2006), DPT, Ankara.
- DPT.** (2011). Temel Ekonomik Göstergeler Ocak 2011, GSYİH (1998 Temel Fiyatları ile). DPT, Ankara.
- EIA.** (2010). Updated capital cost estimates for electricity generation plants, US Energy Information Administration.
- Ergün, Ş.** (2011). Nükleer santrallerde iç tüketim oranı, kişisel görüşme, 22.06.2011.
- Erkan, H.** (2011). Güneş enerjisinin önemi ve GENSED. *EMO Perpa Semineri*, İstanbul.
- ETKB.** (2006). *Enerji Sektöründe Sera Gazı Azaltımı Çalışma Grubu Raporu*, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Ankara.
- ETKB.** (2009). *Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi*, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Ankara.
- ETKB.** (2010). *Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile Bağlı ve İlgili Kuruluşlarının amaç ve faaliyetleri (Mavi Kitap)*, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Bağlı ve İlgili Kuruluşlar Dairesi Başkanlığı, Ankara.
- Eurostat.** (2010). *Energy, Yearly Statistics 2008*, Eurostat, Luxembourg.
- EÜAŞ.** (2010). *Elektrik Üretim Sektör Raporu*. Ankara.
- EÜAŞ.** (2011). Özel bilgi talebi cevabı.

- Frick, S., Kaltschmitt, M., Schröder, G.** (2010). Life cycle assessment of geothermal binary power plants using enhanced low-temperature reservoirs, *Energy*, 35, 2281-2294.
- Gómez, A., Zubizarreta, J., Dopaza, C., Fueyo, N.** (2010). Spanish energy roadmap to 2020: Socioeconomic implications of renewable targets, *Energy*, Article in press, 1-13.
- Gülbahar, L.** (2010a). Güneş enerjisi sektörü ana temaları, *ICCI Enerji Zirvesi*, İstanbul.
- Gülbahar, L.** (2010b). Türkiye'nin yenilenebilir enerji politikaları, MMO Antalya Şubesi, Antalya.
- Güler, M.** (2010). Evaluation of state owned indigenous coal fired power plants including coal reserves, *Yüksek Lisans Tezi*, ODTÜ, Ankara.
- Gülseven, H. Z.** (2008). Zeki modeller kullanılarak enerji projeksiyonu ve çevresel (sera) etkilerinin belirlenmesi ve ekonomik göstergelerle ilişkilendirilmesi, *Doktora Tezi*, Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
- IEA.** (2007). Biomass for power generation and CHP. *International Energy Agency Bulletin* January, p.4., International Energy Agency, Paris.
- IEA.** (2009). *World Energy Outlook*, OECD/IEA, Paris.
- IEA.** (2010). *Key World Energy Statistics*, International Energy Agency, Paris.
- IEA.** (2011). *CO<sub>2</sub> Emissions From Fuel Combustion Highlights*, 2011 Edition, OECD/IEA, Paris.
- IPCC.** (1996). *Revised 1996 IPCC Guidelines For National Greenhouse Gas Inventories:Workbook*. Intergovernmental Panel on Climate Change.
- IPCC.** (2006). *2006 IPCC Guidelines For National Greenhouse Gas Inventories*. Intergovernmental Panel on Climate Change.
- IPCC.** (2007). Summary for Policymakers in Climate Change. IPCC AR4, The Physical Science Basis. Contribution of Working Group 1, Intergovernmental Panel on Climate Change.
- İncecik, S.** (2007). İnsan kaynaklı iklim değişimi ve Türkiye, 1. *Türkiye İklim Değişikliği Kongresi, TİKDEK*, (s. 28-37). İTÜ, İstanbul.
- Jones, P. M. S., Wolte, G.** (1990). Cost of nuclear and conventional baseload electricity generation, *IAEA Bulletin*, 31/1990, p.18-23.
- Kadıköylü, Ş.** (2005). Bazı Türk kömürlerinde mineral madde miktarının belirlenmesi, *Yüksek Lisans Tezi*, Çukurova Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Adana.
- Karayığit, A.I., Gayer, R.A., Querol, X., Onacak, T.** (2000). Contents of major and trace elements in feed coals from Turkish coal-fired power plants, *International Journal of Coal Geology*, 44 , 169-184.
- Karayığit, A. I., Onacak, T., Gayer, R.A., Goldsmith, S.** (2001). Mineralogy and geochemistry of feed coals and their combustion residues from the Çayırhan power plant, Ankara, Turkey. *Applied Geochemistry*, 16, 911-919.

- Karlsdottir, M. R., Palsson, O. P., Palsson H.** (2010). Factors for primary energy efficiency and CO<sub>2</sub> emission of geothermal power production. *Proceedings of World Geothermal Congress*, p. 1-7, Bali, Indonesia, 25-29 April.
- Kıncay, O., Öztürk, R.** (2003). Thermal power plants in Turkey. *Energy Sources*, 25, 135-151.
- Kim, H.** (2003). The application of the LEAP Software Tool to energy sector analysis in the Republic of Korea. East Asia energy futures/ Asia energy security project, Vancouver, Canada.
- Nakata, M., Oda, J., Heaps, C., Hippel, D.V.** (2003). Carbon dioxide emissions reduction potential in Japan's power sector. WWF Japan.
- Nuhoğlu, Y., Bülbül, F.** (2003). Elemental analysis of the ashes of main thermal power plants in Turkey. *Journal of Trace And Microprobe Techniques*, Vol. 21, No. 4, 721-728.
- Oktay, Z.** (2009). Investigation of coal-fired power plants in Turkey and a case study: Can Plant. *Applied Thermal Engineering*, 29, 550-557.
- Özyiğit, T.** (2007). Türkiye'de elektrik üretimi için enerji kaynak alternatiflerinin etkinliğinin değerlendirilmesi, *Doktora Tezi*, İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- Rafaj, P.** (2005). Analysis of policies contributing to sustainability of the global energy system using the global multi-regional MARKAL model (GMM), *PhD Thesis*, Eidgenoessische Technische Hochschule Zuerich Switzerland.
- Resmi Gazete.** (2010). Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti ile Rusya Federasyonu Hükümeti Arasında Türkiye Cumhuriyeti'nde Akkuyu Sahası'nda Bir Nükleer Güç Santralının Tesisine ve İşletimine Dair İşbirliğine İlişkin Anlaşma, 06 Ekim 2010 tarihli Resmi Gazete, 2010/918, No:27721. Ankara.
- Sahir, M. H.** (2007). Energy system modeling and analysis of long term sustainable energy alternatives for Pakistan, *PhD Thesis*, University of Engineering and Technology Taxila, Pakistan.
- Takase, K., Suzuki, T.** (2010). The Japanese energy sector: Current situation, and future paths, *Energy Policy*, Article in press.
- TEDAŞ.** (2002). Türkiye elektrik dağıtım ve tüketim istatistikleri. Ankara.
- TEDAŞ.** (2003). Türkiye elektrik dağıtım ve tüketim istatistikleri. Ankara.
- TEDAŞ.** (2004). Türkiye elektrik dağıtım ve tüketim istatistikleri. Ankara.
- TEDAŞ.** (2005). Türkiye elektrik dağıtım ve tüketim istatistikleri. Ankara.
- TEDAŞ.** (2006). Türkiye elektrik dağıtım ve tüketim istatistikleri. Ankara.
- TEDAŞ.** (2007). Türkiye elektrik dağıtım ve tüketim istatistikleri. Ankara.
- TEDAŞ.** (2008). Türkiye elektrik dağıtım ve tüketim istatistikleri. Ankara.
- TEDAŞ.** (2009). Türkiye elektrik dağıtım ve tüketim istatistikleri Ankara.
- TEİAŞ.** (2003). Türkiye elektrik enerjisi 10 yıllık üretim kapasite projeksiyonu (2003-2012), Ankara.
- TEİAŞ.** (2004). Türkiye elektrik enerjisi üretim planlama çalışması 2005-2020, Ankara.

- TEİAŞ.** (2006a). Türkiye kurulu gücünün birincil enerji kaynaklarına göre üretici kuruluşlara dağılımı, alındığı tarih: 16.10.2010, adres: <http://www.teias.gov.tr/istatistik2006/7.xls>.
- TEİAŞ.** (2006b). Türkiye termik santrallerinde kullanılan yakıt miktarlarının üretici kuruluşlara dağılımı, alındığı tarih: 11.11.2009, adres: <http://www.teias.gov.tr/istatistik2006/43.xls>.
- TEİAŞ.** (2006c). Türkiye termik santrallerinde tüketilen yakıtların kuruluşlara göre ısı değerleri, alındığı tarih: 31.05.2009, adres: <http://www.teias.gov.tr/istatistik2006/45.xls>.
- TEİAŞ.** (2009a). Türkiye kurulu gücünün birincil enerji kaynaklarına göre yıllar itibariyle gelişimi. alındığı tarih: 16.11.2010, adres: <http://www.teias.gov.tr/istatistik2009/3.xls>.
- TEİAŞ.** (2009b). Türkiye elektrik enerjisi üretiminin birincil enerji kaynaklarına göre yıllar itibariyle gelişimi, alındığı tarih: 16.11.2010, adres: [http://www.teias.gov.tr/istatistik2009/32\(75-09\).xls](http://www.teias.gov.tr/istatistik2009/32(75-09).xls).
- TEİAŞ.** (2009c). Türkiye elektrik enerjisi üretim tüketim kayıplarının yıllar itibariyle gelişimi, alındığı tarih: 15.10.2010, adres: [http://www.teias.gov.tr/istatistik2009/30\(84-09\).xls](http://www.teias.gov.tr/istatistik2009/30(84-09).xls).
- TEİAŞ.** (2009d). Türkiye termik santrallerinde tüketilen yakıtların kuruluşlara göre ısı değerleri, alındığı tarih: 31.05.2011, adres: <http://www.teias.gov.tr/istatistik2009/46.xls>.
- TEİAŞ.** (2009e). Türkiye brüt elektrik enerjisi üretiminin üretici kuruluşlar ve birincil enerji kaynaklarına dağılımı elektrik istatistikleri, alındığı tarih: 31.05.2009, adres: [http://www.teias.gov.tr/istatistik2009/37\(06-09\).xls](http://www.teias.gov.tr/istatistik2009/37(06-09).xls).
- TEİAŞ.** (2009f). Türkiye termik santrallerinde tüketilen yakıt miktarlarının üretici kuruluşlara dağılımının yıllar itibariyle gelişimi, alındığı tarih: 11.11.2010, adres: <http://www.teias.gov.tr/istatistik2009/44.xls>.
- TEİAŞ.** (2010). *Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2010-2019)*, Ankara.
- The Gold Standard.** (2006). Project Design Document for Gold Standard voluntary offset projects, (GS-VER-PDD) Grid-connected electricity generation from renewable sources: Belen 30 MW Wind Power Plant Project, Turkey.
- TÜİK.** (2010). *İstatistik Göstergeler 1923-2009*, Türkiye İstatistik Kurumu, Ankara.
- TÜİK.** (2011). *Seragazi Emisyon Envanteri, 2009*, Haber Bülteni, Türkiye İstatistik Kurumu, Ankara.
- WB.** (2002). Turkey energy and environmental review, Task:7 Energy sector modelling. World Bank.
- Yüksek, Ö.** (2008). Reevaluation of Turkey's hydropower potential and electric demand. *Energy Policy*, 36, 3374-3382.
- Url-1** <<http://www.ipcc.ch/organization/organizations.html>>, alındığı tarih: 23.12.2009.

- Url-2** <[http://unfccc.int/resource/cd\\_roms/na1/mitigation/Module\\_5/Module\\_5\\_1/a\\_Mitigation\\_assessment\\_tools\\_energy/Module5\\_1.ppt](http://unfccc.int/resource/cd_roms/na1/mitigation/Module_5/Module_5_1/a_Mitigation_assessment_tools_energy/Module5_1.ppt)>, alındığı tarih: 15.12.2009.
- Url-3** <<http://www.energycommunity.org/default.asp?action=45>>, alındığı tarih: 21.08.2011.
- Url-4** <<http://www.energycommunity.org/default.asp?action=40>>, alındığı tarih: 10.12.2009.
- Url-5** <<http://forums.seib.org/leap>>, alındığı tarih: 15.12.2009.
- Url-6** <[http://www.tuik.gov.tr/VeriBilgi.do?tb\\_id=39&ust\\_id=11](http://www.tuik.gov.tr/VeriBilgi.do?tb_id=39&ust_id=11)> Yıl Ortası Nüfus>, alındığı tarih:20.05.2011.
- Url-7** <<http://www.veribaz.com/viewdoc.html?park-termik-cayirhan-termik-santrali-454443.htm>>, alındığı tarih: 29.12.2010.
- Url-8** <<http://www.enerji.gov.tr/enerji/güneş>>, alındığı tarih: 03.06.2011.

## **EKLER**

- EK A** : LEAP Sektörel Elektrik Yoğunlukları
- EK B** : Yıllar İtibariyle Türkiye Net Elektrik Tüketiminin Sektörlere Dağılımı
- EK C** : Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim-Tüketim ve Kayıplarının Yıllar İtibariyle Gelişimi
- EK D** : Linyit Santralleri CO<sub>2</sub> Emisyonu Hesaplama Detayları
- EK E** : Taş Kömürlü Termik Santrallerde CO<sub>2</sub> Emisyonu Hesap Detayları
- EK F** : Referans Senaryo LEAP'e Girilen Veriler
- EK G** : Azaltım Senaryosu LEAP'e Girilen Veriler
- EK H** : MP Senaryosu LEAP'e Girilen Veriler
- EK I** : Senaryo Sonuçlarının Karşılaştırılması
- EK J** : Senaryoların Yakıt Bazlı CO<sub>2</sub> Emisyon Yoğunlukları
- EK K** : Senaryoların Elektrik Üretim Maliyetleri

**EK A: LEAP Elektrik Talep Verileri**

**Çizelge A.1: GSYİH sektörel pay tahminleri (DPT, 2010a).**

|               | GSYİH payları (%) |       |         |        |
|---------------|-------------------|-------|---------|--------|
| <b>Yıllar</b> | Sanayi +inşaat    | Tarım | Ticaret | Hizmet |
| <b>2011</b>   | 32,77             | 9,18  | 14,78   | 28,66  |
| <b>2012</b>   | 32,86             | 8,97  | 14,78   | 28,74  |
| <b>2013</b>   | 32,95             | 8,76  | 14,78   | 28,82  |
| <b>2014</b>   | 33,04             | 8,55  | 14,78   | 28,90  |
| <b>2015</b>   | 33,13             | 8,34  | 14,78   | 28,98  |
| <b>2016</b>   | 33,19             | 8,14  | 14,78   | 29,08  |
| <b>2017</b>   | 33,25             | 7,94  | 14,78   | 29,18  |
| <b>2018</b>   | 33,31             | 7,74  | 14,78   | 29,28  |
| <b>2019</b>   | 33,37             | 7,54  | 14,78   | 29,38  |
| <b>2020</b>   | 33,43             | 7,34  | 14,78   | 29,48  |
| <b>2021</b>   | 33,47             | 7,20  | 14,78   | 29,54  |
| <b>2022</b>   | 33,50             | 7,06  | 14,78   | 29,61  |
| <b>2023</b>   | 33,54             | 6,92  | 14,78   | 29,67  |
| <b>2024</b>   | 33,57             | 6,78  | 14,78   | 29,74  |
| <b>2025</b>   | 33,61             | 6,64  | 14,78   | 29,80  |
| <b>2026</b>   | 33,63             | 6,53  | 14,78   | 29,85  |
| <b>2027</b>   | 33,66             | 6,42  | 14,78   | 29,89  |
| <b>2028</b>   | 33,68             | 6,31  | 14,78   | 29,94  |
| <b>2029</b>   | 33,71             | 6,20  | 14,78   | 29,98  |
| <b>2030</b>   | 33,73             | 6,09  | 14,78   | 30,03  |

**Çizelge A.2:** LEAP sektörel elektrik yoğunlukları.

|      | Evsel    | Sanayi | Ulaşım | Ticaret | Tarım  | Hizmetler |
|------|----------|--------|--------|---------|--------|-----------|
|      | kWh/kişi | kWh/\$ | kWh    | kWh/\$  | kWh/\$ | kWh/\$    |
| 2006 | 506      | 0,565  | 804    | 0,361   | 0,12   | 0,153     |
| 2007 | 524      | 0,575  | 945    | 0,378   | 0,15   | 0,156     |
| 2008 | 558      | 0,585  | 961    | 0,397   | 0,16   | 0,158     |
| 2009 | 547      | 0,605  | 663    | 0,463   | 0,13   | 0,154     |
| 2010 | 574      | 0,615  | 859    | 0,410   | 0,15   | 0,162     |
| 2011 | 613      | 0,628  | 923    | 0,422   | 0,16   | 0,170     |
| 2012 | 658      | 0,657  | 991    | 0,450   | 0,17   | 0,182     |
| 2013 | 706      | 0,661  | 1064   | 0,462   | 0,18   | 0,186     |
| 2014 | 758      | 0,667  | 1143   | 0,475   | 0,18   | 0,192     |
| 2015 | 813      | 0,667  | 1228   | 0,488   | 0,19   | 0,198     |
| 2016 | 873      | 0,669  | 1318   | 0,502   | 0,19   | 0,205     |
| 2017 | 937      | 0,67   | 1413   | 0,515   | 0,20   | 0,212     |
| 2018 | 1006     | 0,672  | 1515   | 0,530   | 0,21   | 0,219     |
| 2019 | 1081     | 0,672  | 1624   | 0,530   | 0,22   | 0,226     |
| 2020 | 1161     | 0,675  | 1741   | 0,530   | 0,23   | 0,234     |
| 2021 | 1241     | 0,676  | 1854   | 0,530   | 0,23   | 0,242     |
| 2022 | 1327     | 0,678  | 1975   | 0,530   | 0,24   | 0,251     |
| 2023 | 1419     | 0,679  | 2103   | 0,530   | 0,25   | 0,259     |
| 2024 | 1503     | 0,679  | 2240   | 0,601   | 0,26   | 0,269     |
| 2025 | 1593     | 0,677  | 2385   | 0,611   | 0,27   | 0,278     |
| 2026 | 1688     | 0,686  | 2552   | 0,620   | 0,28   | 0,288     |
| 2027 | 1789     | 0,694  | 2731   | 0,627   | 0,29   | 0,298     |
| 2028 | 1896     | 0,717  | 2950   | 0,649   | 0,30   | 0,309     |
| 2029 | 2047     | 0,738  | 3200   | 0,669   | 0,32   | 0,322     |
| 2030 | 2210     | 0,763  | 3472   | 0,691   | 0,33   | 0,337     |

## EK B: Yıllar İtibariyle Türkiye Net Elektrik Tüketiminin Sektörlere Dağılımı

**Çizelge B.1:** 1990-2009 yılları Türkiye net elektrik tüketiminin sektörel dağılımı, GWh (TEDAŞ, 2009).

|        | Mesken |        | Sanayi |        | Ticaret+hastane+ulaştırma. |       | Ticaret |        | Ulaştırma <sup>(1)</sup> |        | Hastane <sup>(1)</sup> | Resmi Daire |      | İbadethane+aydınlatma |      | Diğer <sup>(2)</sup> |      | Tarım <sup>(1)</sup> |      | Tarım hariç Diğer <sup>(3)</sup> | Hizmet <sup>(3)</sup> |       | Toplam  |
|--------|--------|--------|--------|--------|----------------------------|-------|---------|--------|--------------------------|--------|------------------------|-------------|------|-----------------------|------|----------------------|------|----------------------|------|----------------------------------|-----------------------|-------|---------|
| Yıllar | GWh    | Pay, % | GWh    | Pay, % | GWh                        | Pay,% | GWh     | Pay, % | GWh                      | Pay, % | GWh                    | GWh         | %    | GWh                   | %    | GWh                  | %    | GWh                  | %    | %                                | GWh                   | %     | GWh     |
| 1990   | 9.060  | 19,35  | 29.212 | 62,39  | 2.558                      | 5,46  | 1.882   | 4,02   | 478                      | 1,02   | 0,423                  | 1.463       | 3,13 | 1.231                 | 2,63 | 3.193                | 6,82 | 1.526                | 3,26 | 3,56                             | 4.663                 | 9,96  | 46.820  |
| 1991   | 10.833 | 21,98  | 28.512 | 57,85  | 3.054                      | 6,20  | 2.343   | 4,75   | 503                      | 1,02   | 0,423                  | 1.864       | 3,78 | 1.418                 | 2,88 | 3.593                | 7,29 | 1.607                | 3,26 | 4,03                             | 5.487                 | 11,13 | 49.283  |
| 1992   | 11.482 | 21,27  | 31.536 | 58,42  | 3.270                      | 6,06  | 2.492   | 4,62   | 551                      | 1,02   | 0,423                  | 2.009       | 3,72 | 1.860                 | 3,44 | 3.829                | 7,09 | 1.760                | 3,26 | 3,83                             | 6.165                 | 11,42 | 53.985  |
| 1993   | 12.559 | 21,20  | 34.247 | 57,81  | 3.605                      | 6,09  | 2.751   | 4,64   | 604                      | 1,02   | 0,423                  | 2.266       | 3,83 | 2.270                 | 3,83 | 4.289                | 7,24 | 1.931                | 3,26 | 3,98                             | 7.145                 | 12,06 | 59.237  |
| 1994   | 13.450 | 21,90  | 34.138 | 55,60  | 3.705                      | 6,03  | 2.819   | 4,59   | 626                      | 1,02   | 0,423                  | 3.315       | 5,40 | 2.502                 | 4,08 | 4.291                | 6,99 | 2.002                | 3,26 | 3,73                             | 8.366                 | 13,63 | 61.401  |
| 1995   | 14.493 | 21,50  | 38.007 | 56,40  | 4.195                      | 6,22  | 3.223   | 4,78   | 687                      | 1,02   | 0,423                  | 3.012       | 4,47 | 3.106                 | 4,61 | 4.581                | 6,80 | 2.197                | 3,26 | 3,54                             | 8.786                 | 13,04 | 67.394  |
| 1996   | 16.394 | 22,11  | 40.638 | 54,80  | 5.741                      | 7,74  | 4.671   | 6,30   | 756                      | 1,02   | 0,423                  | 3.002       | 4,05 | 3.085                 | 4,16 | 5.296                | 7,14 | 2.418                | 3,26 | 3,88                             | 9.279                 | 12,51 | 74.157  |
| 1997   | 18.514 | 22,61  | 43.491 | 53,11  | 6.852                      | 8,37  | 5.671   | 6,93   | 835                      | 1,02   | 0,423                  | 3.803       | 4,64 | 3.310                 | 4,04 | 5.913                | 7,22 | 2.669                | 3,26 | 3,96                             | 10.703                | 13,07 | 81.885  |
| 1998   | 20.034 | 22,84  | 46.139 | 52,61  | 7.734                      | 8,82  | 6.469   | 7,38   | 895                      | 1,02   | 0,423                  | 4.272       | 4,87 | 3.691                 | 4,21 | 5.835                | 6,65 | 2.859                | 3,26 | 3,39                             | 11.309                | 12,89 | 87.705  |
| 1999   | 22.584 | 24,76  | 46.480 | 50,96  | 8.208                      | 9,00  | 6.892   | 7,56   | 930                      | 1,02   | 0,423                  | 3.775       | 4,14 | 4.185                 | 4,59 | 5.969                | 6,54 | 2.973                | 3,26 | 3,28                             | 11.341                | 12,44 | 91.202  |
| 2000   | 23.888 | 24,30  | 48.842 | 49,69  | 9.339                      | 9,50  | 7.921   | 8,06   | 1003                     | 1,02   | 0,423                  | 4.108       | 4,18 | 4.558                 | 4,64 | 7.561                | 7,69 | 3.204                | 3,26 | 4,43                             | 13.438                | 13,67 | 98.296  |
| 2001   | 23.557 | 24,27  | 46.989 | 48,41  | 9.908                      | 10,21 | 8.508   | 8,76   | 990                      | 1,02   | 0,423                  | 4.370       | 4,50 | 4.888                 | 5,04 | 7.358                | 7,58 | 3.164                | 3,26 | 4,32                             | 13.862                | 14,28 | 97.070  |
| 2002   | 23.559 | 22,88  | 50.489 | 49,04  | 10.867                     | 10,56 | 9.364   | 9,10   | 1019                     | 0,99   | 0,470                  | 4.581       | 4,45 | 5.104                 | 4,96 | 8.347                | 8,11 | 3.490                | 3,39 | 4,72                             | 15.026                | 14,60 | 102.948 |
| 2003   | 25.195 | 22,54  | 55.099 | 49,30  | 12.872                     | 11,52 | 11.371  | 10,2   | 1166                     | 1,043  | 0,300                  | 4.554       | 4,07 | 4.975                 | 4,45 | 9.071                | 8,12 | 3.655                | 3,27 | 4,85                             | 15.281                | 13,67 | 111.766 |
| 2004   | 27.619 | 22,80  | 59.566 | 49,17  | 15.656                     | 12,92 | 14.074  | 11,6   | 1182                     | 0,98   | 0,330                  | 4.531       | 3,74 | 4.433                 | 3,66 | 9.338                | 7,71 | 3.895                | 3,22 | 4,49                             | 14.806                | 12,22 | 121.142 |
| 2005   | 30.935 | 23,75  | 62.294 | 47,82  | 18.544                     | 14,24 | 16.746  | 12,9   | 1290                     | 0,99   | 0,390                  | 4.663       | 3,58 | 4.143                 | 3,18 | 9.684                | 7,43 | 4.114                | 3,16 | 4,28                             | 14.884                | 11,43 | 130.263 |
| 2006   | 34.466 | 24,09  | 68.027 | 47,55  | 20.256                     | 14,16 | 18.364  | 12,8   | 1335                     | 0,93   | 0,390                  | 6.045       | 4,23 | 3.950                 | 2,76 | 10.326               | 7,22 | 4.435                | 3,1  | 4,12                             | 16.444                | 11,49 | 143.070 |
| 2007   | 36.476 | 23,51  | 73.795 | 47,57  | 23.141                     | 14,92 | 20.771  | 13,4   | 1657                     | 1,07   | 0,460                  | 6.933       | 4,47 | 4.053                 | 2,61 | 10.738               | 6,92 | 4.980                | 3,21 | 3,71                             | 17.458                | 11,25 | 155.135 |
| 2008   | 39.584 | 24,44  | 74.850 | 46,22  | 23.903                     | 14,76 | 21.315  | 13,2   | 1843                     | 1,14   | 0,460                  | 7.344       | 4,53 | 3.970                 | 2,45 | 12.296               | 7,59 | 5.798                | 3,58 | 4,01                             | 18.558                | 11,46 | 161.948 |
| 2009   | 39.148 | 24,95  | 70.470 | 44,92  | 25.019                     | 15,95 | 22.482  | 14,3   | 1627                     | 1,04   | 0,580                  | 6.990       | 4,46 | 3.845                 | 2,45 | 11.423               | 7,28 | 4.879                | 3,11 | 4,171                            | 18.288                | 11,66 | 156.894 |

<sup>1</sup>: Yüzde dağılımları kabul edildi, <sup>2</sup>: Tarım+orman+arıtma+köy ve diğer halk hizmetleri, <sup>3</sup>: hastane+ (tarım hariç diğer)+resmi daire+ibadethane+arıtma

**EK C: Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim-Tüketim ve Kayıplarının Yıllar İtibariyle Gelişimi**

**Çizelge C.1: 1990-2009 yılları türkiye elektrik enerjisi üretim-tüketim ve kayıplarının gelişimi (TEİAŞ, 2009c).**

|                 | Brüt Üretim |         | İç Tüketim |     | Net       |         | Şebekeye               | İletim Kaybı |     | Dağıtım Kaybı |      | Toplam Kayıp |      |                        | Net Tüketim |          | İthalat İhracat farkının brüt üretime oranı |
|-----------------|-------------|---------|------------|-----|-----------|---------|------------------------|--------------|-----|---------------|------|--------------|------|------------------------|-------------|----------|---------------------------------------------|
| Yıllar          | GWh         | Artış,% | GWh        | %   | Üretim    | İthalat | Verilen <sup>(1)</sup> | GWh          | %   | GWh           | %    | GWh          | %    | İhracat <sup>(2)</sup> | GWh         | Artış, % | %                                           |
| 1990            | 57.543,0    | 10,6    | 3.311,4    | 5,8 | 54.231,6  | 175,5   | 54.407,1               | 1.787,2      | 3,3 | 4.893,1       | 9,0  | 6.680,3      | 12,3 | 906,8                  | 46.820,0    | 8,6      | -1,27                                       |
| 1991            | 60.246,3    | 4,7     | 3.655,2    | 6,1 | 56.591,1  | 759,4   | 57.350,5               | 1.437,8      | 2,5 | 6.123,4       | 10,7 | 7.561,2      | 13,2 | 506,4                  | 49.282,9    | 5,3      | 0,42                                        |
| 1992            | 67.342,2    | 11,8    | 4.237,3    | 6,3 | 63.104,9  | 188,8   | 63.293,7               | 1.342,9      | 2,1 | 7.651,9       | 12,1 | 8.994,8      | 14,2 | 314,2                  | 53.984,7    | 9,5      | -0,19                                       |
| 1993            | 73.807,5    | 9,6     | 3.943,1    | 5,3 | 69.864,4  | 212,9   | 70.077,3               | 1.634,9      | 2,3 | 8.616,7       | 12,3 | 10.251,6     | 14,6 | 588,7                  | 59.237,0    | 9,7      | -0,51                                       |
| 1994            | 78.321,7    | 6,1     | 4.539,1    | 5,8 | 73.782,6  | 31,4    | 73.814,0               | 1.800,3      | 2,4 | 10.042,7      | 13,6 | 11.843,0     | 16,0 | 570,1                  | 61.400,9    | 3,7      | -0,69                                       |
| 1995            | 86.247,4    | 10,1    | 4.388,8    | 5,1 | 81.858,6  | 0,0     | 81.858,6               | 2.034,9      | 2,5 | 11.733,9      | 14,3 | 13.768,8     | 16,8 | 695,9                  | 67.393,9    | 9,8      | -0,81                                       |
| 1996            | 94.861,7    | 10,0    | 4.777,3    | 5,0 | 90.084,4  | 270,1   | 90.354,5               | 2.461,7      | 2,7 | 13.393,1      | 14,8 | 15.854,8     | 17,5 | 343,1                  | 74.156,6    | 10,0     | -0,08                                       |
| 1997            | 103.295,8   | 8,9     | 5.050,2    | 4,9 | 98.245,6  | 2.492,3 | 100.737,9              | 2.935,5      | 2,9 | 15.646,4      | 15,5 | 18.581,9     | 18,4 | 271,0                  | 81.885,0    | 10,4     | 2,15                                        |
| 1998            | 111.022,4   | 7,5     | 5.523,2    | 5,0 | 105.499,2 | 3.298,5 | 108.797,7              | 3.337,1      | 3,1 | 17.457,8      | 16,0 | 20.794,9     | 19,1 | 298,2                  | 87.704,6    | 7,1      | 2,70                                        |
| 1999            | 116.439,9   | 4,9     | 5.738,0    | 4,9 | 110.701,9 | 2.330,3 | 113.032,2              | 2.985,1      | 2,6 | 18.559,9      | 16,4 | 21.545,0     | 19,1 | 285,3                  | 91.201,9    | 4,0      | 1,76                                        |
| 2000            | 124.921,6   | 7,3     | 6.224,0    | 5,0 | 118.697,6 | 3.791,3 | 122.488,9              | 3.181,8      | 2,6 | 20.574,1      | 16,8 | 23.755,9     | 19,4 | 437,3                  | 98.295,7    | 7,8      | 2,68                                        |
| 2001            | 122.724,7   | -1,8    | 6.472,6    | 5,3 | 116.252,1 | 4.579,4 | 120.831,5              | 3.374,4      | 2,8 | 19.954,3      | 16,5 | 23.328,7     | 19,3 | 432,8                  | 97.070,0    | -1,2     | 3,38                                        |
| 2002            | 129.399,5   | 5,4     | 5.672,7    | 4,4 | 123.726,8 | 3.588,2 | 127.315,0              | 3.440,7      | 2,7 | 20.491,2      | 16,1 | 23.931,9     | 18,8 | 435,1                  | 102.948,0   | 6,1      | 2,44                                        |
| 2003            | 140.580,5   | 8,6     | 5.332,2    | 3,8 | 135.248,3 | 1.158,0 | 136.406,3              | 3.330,7      | 2,4 | 20.722,0      | 15,2 | 24.052,7     | 17,6 | 587,6                  | 111.766,0   | 8,6      | 0,41                                        |
| 2004            | 150.698,3   | 7,2     | 5.632,6    | 3,7 | 145.065,7 | 463,5   | 145.529,2              | 3.422,8      | 2,4 | 19.820,2      | 13,6 | 23.243,0     | 16,0 | 1.144,3                | 121.141,9   | 8,4      | -0,45                                       |
| 2005            | 161.956,2   | 7,5     | 6.487,1    | 4,0 | 155.469,1 | 635,9   | 156.105,0              | 3.695,3      | 2,4 | 20.348,7      | 13,0 | 24.044,0     | 15,4 | 1.798,1                | 130.262,9   | 7,5      | -0,72                                       |
| 2006            | 176.299,8   | 8,9     | 6.756,7    | 3,8 | 169.543,1 | 573,2   | 170.116,3              | 4.543,8      | 2,7 | 19.245,4      | 11,3 | 23.789,2     | 14,0 | 2.235,7                | 144.091,4   | 10,6     | -0,94                                       |
| 2007            | 191.558,1   | 8,7     | 8.218,4    | 4,3 | 183.339,7 | 864,3   | 184.204,0              | 4.523,0      | 2,5 | 22.123,6      | 12,0 | 26.646,6     | 14,5 | 2.422,2                | 155.135,2   | 7,7      | -0,81                                       |
| 2008            | 198.418,0   | 3,6     | 8.656,1    | 4,4 | 189.761,9 | 789,4   | 190.551,3              | 4.388,4      | 2,3 | 23.093,1      | 12,1 | 27.481,5     | 14,4 | 1.122,2                | 161.947,6   | 4,4      | -0,17                                       |
| 2009            | 194.812,9   | -1,8    | 8.193,6    | 4,2 | 186.619,3 | 812,0   | 187.431,3              | 3.973,4      | 2,1 | 25.018,0      | 13,3 | 28.991,4     | 15,5 | 1.545,8                | 156.894,1*  | -3,1     | -0,38                                       |
| <b>Ortalama</b> |             |         |            |     |           |         |                        |              |     |               |      |              |      |                        |             |          | <b>0,45</b>                                 |

1) Şebekeye Verilen=Net Üretim+İthalat

2) İhracat, Sınırdaki teslim esasına göre yapıldığından ihracat ile ilgili şebeke kaybı, iletim kaybının içinde yer almaktadır.

**EK D:** Linyit Yakıtlı Termik Santrallerde CO<sub>2</sub> Emisyonu Hesaplama Detayları

**Çizelge D.1:** Linyit için santral bazlı oksidasyon oranı hesabı (EÜAŞ, 2011).

| Santral Kodu | Yıllar | Linyit Karbon Oranı, % | Linyit Kül Oranı, % | Yakılan Linyit Miktarı, ton | Çıkan Kül Miktarı, ton * | Külde Yanmamış C % | Külde Yanmamış C Miktarı, ton * | Giren C miktarı, ton * | Yanmamış C Oranı *, % | Oks. Oranı *, % | Ortalama Oks. Oranı *, % |
|--------------|--------|------------------------|---------------------|-----------------------------|--------------------------|--------------------|---------------------------------|------------------------|-----------------------|-----------------|--------------------------|
| 1            | 2006   | 17,97                  | 18,53               | 6.673.321                   | 1.236.233                |                    | -                               | 1.199.196              | -                     |                 |                          |
|              | 2007   | 19,53                  | 19,23               | 10.280.025                  | 1.976.693                |                    | -                               | 2.007.946              | -                     |                 |                          |
|              | 2008   | 17,02                  | 19,50               | 10.818.958                  | 2.109.292                | -                  | -                               | 1.841.387              | -                     | -               |                          |
|              | 2009   | 18,17                  | 20                  | 10.362.824                  | 2.072.565                | 11,94              | 247.464                         | 1.883.357              | 13                    | 87              | 87                       |
| 2            | 2006   | 18,74                  | 18,07               | 9.599.226                   | 1.734.460                | -                  | -                               | 1.798.415              | -                     | -               |                          |
|              | 2007   | 16,87                  | 18,98               | 13.152.898                  | 2.495.893                | -                  | -                               | 2.218.894              | -                     | -               |                          |
|              | 2008   | 16,87                  | 19,27               | 15.546.424                  | 2.995.694                | -                  | -                               | 2.622.682              | -                     | -               |                          |
|              | 2009   | 17,49                  | 19,5                | 17.098.425                  | 3.334.193                | 10,54              | 351.424                         | 2.990.800              | 12                    | 88              | 88                       |
| 3            | 2006   | 33,52                  | 31,81               | 918.763                     | 292.259                  | -                  | -                               | 307.923                | -                     | -               |                          |
|              | 2007   | 33,52                  | 32,43               | 1.572.376                   | 686.470                  | 8,75               | 60.066                          | 526.982                | 11                    | 89              |                          |
|              | 2008   | 33,52                  | 34,50               | 1.784.678                   | 787.019                  | 6,36               | 50.054                          | 598.135                | 8                     | 92              |                          |
|              | 2009   | 33,52                  | 31,93               | 1.549.792                   | 755.048                  | 11,41              | 86.151                          | 519.413                | 17                    | 83              | 88                       |
| 4a           | 2006   | 17,02                  | 20,77               | 3.549.416                   | 737.214                  | 22,25              | 164.030                         | 603.933                | 27                    | 73              |                          |
|              | 2007   | 18,23                  | 20,91               | 4.111.862                   | 859.790                  | 29,12              | 250.371                         | 749.592                | 33                    | 67              |                          |
|              | 2008   | 18,23                  | 21,61               | 2.165.684                   | 468.004                  | 27,23              | 127.438                         | 394.804                | 32                    | 68              |                          |
|              | 2009   | 18,07                  | 22,28               | 1737575                     | 387.132                  | 23,15              | 89.621                          | 313.980                | 29                    | 71              | 70                       |
| 4b           | 2006   | 17,95                  | 21,69               | 2.264.422                   | 491.153                  | 11,32              | 55.599                          | 406.464                | 14                    | 86              |                          |
|              | 2007   | 18,50                  | 20,90               | 2.340.883                   | 489.245                  | 19,59              | 95.843                          | 433.063                | 22                    | 78              |                          |
|              | 2008   | 18,50                  | 21,82               | 2.174.815                   | 474.545                  | 17,98              | 85.323                          | 402.341                | 21                    | 79              |                          |
|              | 2009   | 18,07                  | 22,25               | 2.198.625                   | 489.194                  | 16,63              | 81.353                          | 397.292                | 20                    | 80              | 81                       |
| 5            | 2006   | 22,97                  | 42,75               | 4.156.689                   | 1.776.985                | 12,3               | 218.569                         | 954.653                | 23                    | 77              |                          |
|              | 2007   | 24,49                  | 31,71               | 3.962.987                   | 1.256.663                | 22,93              | 288.153                         | 970.536                | 30                    | 70              |                          |
|              | 2008   | 25,97                  | 28,31               | 4.926.130                   | 1.394.587                | 11,83              | 164.980                         | 1.279.316              | 13                    | 87              |                          |
|              | 2009   | 24,48                  | 26,77               | 4.290.970                   | 1.148.693                | 16,76              | 192.521                         | 1.050.239              | 18                    | 82              | 79                       |

**Çizelge D.1 (devam):** Linyit için santral bazlı oksidasyon oranı hesabı.

| Santral Kodu | Yıllar | Linyit Karbon Oranı,% | Linyit Kül Oranı,% | Yanan Linyit Miktarı, ton | Çıkan Kül Miktarı, ton* | Külde Yanmamış C % | Külde Yanmamış C Miktarı, ton* | Giren C miktarı, ton* | Yanmamış C Oranı, * % | Oks. Oranı,* % | Ortalama Oks. Oranı , % |
|--------------|--------|-----------------------|--------------------|---------------------------|-------------------------|--------------------|--------------------------------|-----------------------|-----------------------|----------------|-------------------------|
| 6            | 2006   | 25,46                 | 36,1               | 1.267.901                 | 457.712                 | 3,00               | 13.731                         | 322.839               | 4                     | 96             |                         |
|              | 2007   | 23,00                 | 31,3               | 1.426.360                 | 446.451                 | 3,00               | 13.394                         | 328.063               | 4                     | 96             |                         |
|              | 2008   | 23,26                 | 29,58              | 1.484.215                 | 439.031                 | -                  | -                              | 345.228               | -                     | -              |                         |
|              | 2009   | 23,91                 | 28,6               | 1.423.760                 | 407.195                 | 3,20               | 13.030                         | 340.421               | 4                     | 96             | 96                      |
| 7            | 2006   | 26,09                 | 33,68              | 4.363.090                 | 1.469.339               | 10,52              | 154.574                        | 1.138.257             | 14                    | 86             |                         |
|              | 2007   | 23,52                 | 22,66              | 4.731.920                 | 1.072.253               | 18,48              | 198.152                        | 1.112.948             | 18                    | 82             |                         |
|              | 2008   | 23,36                 | 22,92              | 5.934.380                 | 1.360.160               | 13,55              | 184.302                        | 1.386.271             | 13                    | 87             |                         |
|              | 2009   | 24,32                 | 34,04              | 6.426.330                 | 2.187.523               | 9,79               | 214.158                        | 1.563.062             | 14                    | 86             | 85                      |
| 8            | 2006   | 40,08                 | 23,18              | 157.051                   | 36.397                  | -                  | -                              | 62.946                | -                     | -              |                         |
|              | 2007   | 40,08                 | 23,20              | 244.156                   | 56.644                  | 9,9                | 5.608                          | 97.857                | 6                     | 94             |                         |
|              | 2008   | 40,08                 | 21,72              | 214.839                   | 46.673                  | 10,91              | 5.092                          | 86.107                | 6                     | 94             |                         |
|              | 2009   | 40,08                 | 17,9               | 262.231                   | 46.939                  | 11,75              | 5.515                          | 105.102               | 5                     | 95             | 94                      |
| 9a           | 2006   | 24,73                 | 41,07              | 2093500                   | 859.840                 | -                  | -                              | 517.723               | -                     | -              |                         |
|              | 2007   | 24,73                 | 41,30              | 2699446                   | 1.114.871               | 18,52              | 206.474                        | 667.573               | 31                    | 69             |                         |
|              | 2008   | 24,73                 | 30,03              | 3920676                   | 1.177.201               | 18,9               | 222.491                        | 969.583               | 23                    | 77             |                         |
|              | 2009   | 24,73                 | 34                 | 2975000                   | 1.011.500               | 16,29              | 164.773                        | 735.718               | 22                    | 78             | 75                      |
| 9b           | 2006   | 21,50                 | 55,65              | 2433945                   | 1.354.490               | -                  | -                              | 523.298               | -                     | -              |                         |
|              | 2007   | 25,06                 | 55,40              | 2938228                   | 1.627.778               | 8,5                | 138.361                        | 736.320               | 19                    | 81             |                         |
|              | 2008   | 21,50                 | 51,05              | 2769390                   | 1.413.657               | 9,71               | 137.266                        | 595.419               | 23                    | 77             |                         |
|              | 2009   | 22,69                 | 42,1               | 2639683                   | 1.111.307               | 10,08              | 112.020                        | 598.944               | 19                    | 81             | 80                      |
| 10           | 2006   | 48,31                 | 17,7               | 57195                     | 10.124                  | 28,52              | 2.887                          | 27.629                | 10                    | 90             |                         |
|              | 2007   | 48,31                 | 12,8               | 3780                      | 484                     | -                  | -                              | 1.826                 | -                     | -              |                         |
|              | 2008   | 36,91                 | -                  | -                         | -                       | -                  | -                              | -                     | -                     | -              |                         |
|              | 2009   | 44,51                 | -                  | -                         | -                       | -                  | -                              | -                     | -                     | -              | 90                      |
| 11           | 2006   | 32,15                 | 42,7               | 1123140                   | 479.581                 | 10,58              | 50.740                         | 361.125               | 14                    | 86             |                         |
|              | 2007   | 30,10                 | 42,7               | 1237006                   | 528.202                 | 7,05               | 37.238                         | 372.382               | 10                    | 90             |                         |
|              | 2008   | 31,30                 | 40                 | 1459379                   | 583.752                 | 8,03               | 46.875                         | 456.730               | 10                    | 90             |                         |
|              | 2009   | 31,18                 | 34,6               | 1458912                   | 504.784                 | 11,46              | 57.848                         | 454.951               | 13                    | 87             | 88                      |

**Çizelge D.1 (devam):** Linyit için santral bazlı oksidasyon oranı hesabı.

| Santral Kodu | Yıllar | Linyit Karbon Oranı,% | Linyit Kül Oranı,% | Yanan Linyit Miktarı, ton | Çıkan Kül Miktarı, ton* | Külde Yanmamış C % | Külde Yanmamış C Miktarı, ton* | Giren C miktarı, ton* | Yanmamış C Oranı, * % | Oks. Oranı, % | Ortalama Oks. Oranı , % |
|--------------|--------|-----------------------|--------------------|---------------------------|-------------------------|--------------------|--------------------------------|-----------------------|-----------------------|---------------|-------------------------|
| 12           | 2006   | 23,66                 | 25,10              | 3.934.803                 | 987.636                 | 1,97               | 19.456                         | 930.974               | 2                     | 98            |                         |
|              | 2007   | 20,89                 | 26,86              | 4.061.613                 | 1.090.829               | 2,00               | 21.817                         | 848.471               | 3                     | 97            |                         |
|              | 2008   | 23,71                 | 25,99              | 5.017.597                 | 1.304.164               | 1,86               | 24.257                         | 1.189.672             | 2                     | 98            |                         |
|              | 2009   | 22,75                 | 25,99              | 5.017.597                 | 1.304.073               | 3,46               | 45.121                         | 1.141.503             | 4                     | 96            | 97                      |
| 13           | 2006   | 21,31                 | 44,90              | 2.537.609                 | 1.139.386               | -                  | -                              | 540.764               | -                     | -             | -                       |
|              | 2007   | 29,00                 | 40,13              | 2.522.432                 | -                       | -                  | -                              | 731.379               | -                     | -             | -                       |
|              | 2008   | 29,00                 | 40,10              | 2.067.864                 | 829.213                 | -                  | -                              | 599.577               | -                     | -             | -                       |
|              | 2009   | 26,43                 | 42,10              | 1.216.833                 | 512.287                 | -                  | -                              | -                     | -                     | -             | 89,13                   |

\*:hesapla elde edildi.

**Çizelge D.2:** Linyit karbon içerikleri ve alt ısı değerleri (EÜAŞ, 2011).

| Santral Kodu | Kurulu Güç, MW | Yıllar | %C    |                    | Tüketilen Yakıt, ton | Alt Isıl Değer, kcal/kg |                    |
|--------------|----------------|--------|-------|--------------------|----------------------|-------------------------|--------------------|
|              |                |        |       | 2004-2008 ortalama |                      |                         | 2004-2008 Ortalama |
| 1            | 1355           | 2004   | -     | 18,00              |                      | 1.188                   | 1.135              |
|              |                | 2005   | 17,47 |                    |                      | 1.165                   |                    |
|              |                | 2006   | 17,97 |                    | 6.673.321            | 1.153                   |                    |
|              |                | 2007   | 19,53 |                    |                      | 1.096                   |                    |
|              |                | 2008   | 17,02 |                    |                      | 1.073                   |                    |
| 2            | 1440           | 2004   |       | 17,75              |                      |                         | 1.157              |
|              |                | 2005   | 18,52 |                    |                      | 1.273                   |                    |
|              |                | 2006   | 18,74 |                    | 9.599.226            | 1.213                   |                    |
|              |                | 2007   | 16,87 |                    |                      | 1.097                   |                    |
|              |                | 2008   | 16,87 |                    |                      | 1.044                   |                    |
|              | 320            | 2004   | 34,65 | 34,51              |                      | 3.587                   | 3.046              |
|              |                | 2005   | 37,35 |                    |                      | 3.292                   |                    |
|              |                | 2006   | 33,52 |                    | 918.763              | 2.856                   |                    |
|              |                | 2007   | 33,52 |                    |                      | 2.822                   |                    |
|              |                | 2008   | 33,52 |                    |                      | 2.673                   |                    |
| 4a           | 300            | 2004   | -     | 17,61              |                      | 1.245                   | 1.213              |
|              |                | 2005   | 16,95 |                    |                      | 1.204                   |                    |
|              |                | 2006   | 17,02 |                    | 3.549.416            | 1.233                   |                    |
|              |                | 2007   | 18,23 |                    |                      | 1.210                   |                    |
|              |                | 2008   | 18,23 |                    |                      | 1.180                   |                    |
| 4b           | 157            | 2004   | 17,98 | 18,00              |                      | 1.240                   | 1.212              |
|              |                | 2005   | 17,06 |                    |                      | 1.197                   |                    |
|              |                | 2006   | 17,95 |                    | 2.264.422            | 1.235                   |                    |
|              |                | 2007   | 18,50 |                    |                      | 1.207                   |                    |
|              |                | 2008   | 18,50 |                    |                      | 1.180                   |                    |
| 5            | 630            | 2004   | 21,72 | 23,37              |                      | 1.625                   | 1.724              |
|              |                | 2005   | 21,72 |                    |                      | 1.647                   |                    |
|              |                | 2006   | 22,97 |                    | 4.156.689            | 1.717                   |                    |
|              |                | 2007   | 24,49 |                    |                      | 1.829                   |                    |
|              |                | 2008   | 25,97 |                    |                      | 1.802                   |                    |
| 6            | 210            | 2004   | 24,04 | 24,19              |                      | 2.043                   | 2.069              |
|              |                | 2005   | 25,18 |                    |                      | 2.142                   |                    |
|              |                | 2006   | 25,46 |                    | 1.267.901            | 2.058                   |                    |
|              |                | 2007   | 23,00 |                    |                      | 1.989                   |                    |
|              |                | 2008   | 23,26 |                    |                      | 2.114                   |                    |
| 7            | 600            | 2004   | -     | 23,45              |                      | 1.573                   | 1.663              |
|              |                | 2005   | 20,81 |                    |                      | 1.595                   |                    |
|              |                | 2006   | 26,09 |                    | 4.363.090            | 1.724                   |                    |
|              |                | 2007   | 23,52 |                    |                      | 1.715                   |                    |
|              |                | 2008   | 23,36 |                    |                      | 1.710                   |                    |
| 8            | 44             | 2004   |       | 40,08              |                      | -                       | 3.690              |
|              |                | 2005   | 40,08 |                    |                      | 3.616                   |                    |
|              |                | 2006   | 40,08 |                    | 157.051              | 3.692                   |                    |
|              |                | 2007   | 40,08 |                    |                      | 3.577                   |                    |
|              |                | 2008   | 40,08 |                    |                      | 3.874                   |                    |

**Çizelge D.2 (devam):** Linyit karbon içerikleri ve alt ısı değerleri.

| Santral Kodu | Kurulu Güç, MW | Yıllar | %C    |                    | Tüketilen Yakıt, ton | Alt Isıl Değer, kcal/kg |                    |
|--------------|----------------|--------|-------|--------------------|----------------------|-------------------------|--------------------|
|              |                |        |       | 2004-2008 ortalama |                      |                         | 2004-2008 Ortalama |
| 9a           | 660            | 2004   | 32,13 | 27,69              |                      | 2.334                   | 2.381              |
|              |                | 2005   | 32,13 |                    |                      | 2.252                   |                    |
|              |                | 2006   | 24,73 |                    | 2.093.500            | 2.315                   |                    |
|              |                | 2007   | 24,73 |                    |                      | 2.521                   |                    |
|              |                | 2008   | 24,73 |                    |                      | 2.483                   |                    |
| 9b           | 330            |        | 21,50 | 22,21              |                      |                         | 1.598              |
|              |                | 2004   |       |                    |                      | 1.618                   |                    |
|              |                | 2005   | 21,50 |                    |                      | 1.479                   |                    |
|              |                | 2006   | 21,50 |                    | 2.433.945            | 1.522                   |                    |
|              |                | 2007   | 25,06 |                    |                      | 1.651                   |                    |
| 10           | 65             | 2004   | -     | 45,46              |                      | 4.422                   | 4.423              |
|              |                | 2005   | 48,31 |                    |                      | 4.414                   |                    |
|              |                | 2006   | 48,31 |                    | 57.195               | 4.253                   |                    |
|              |                | 2007   | 48,31 |                    |                      | 4.659                   |                    |
|              |                | 2008   | 36,91 |                    | -                    | 4.367                   |                    |
| 11           | 300            | 2004   | 29,34 | 30,36              |                      | 2.466                   | 2.631              |
|              |                | 2005   | 28,89 |                    |                      | 2.498                   |                    |
|              |                | 2006   | 32,15 |                    | 1.123.140            | 2.548                   |                    |
|              |                | 2007   | 30,10 |                    |                      | 2.830                   |                    |
|              |                | 2008   | 31,30 |                    |                      | 2.811                   |                    |
| 12           | 630            | 2004   | -     | 22,98              |                      | 1.881                   | 1.966              |
|              |                | 2005   | 23,66 |                    |                      | 1.964                   |                    |
|              |                | 2006   | 23,66 |                    | 3.934.803            | 1.887                   |                    |
|              |                | 2007   | 20,89 |                    |                      | 2.043                   |                    |
|              |                | 2008   | 23,71 |                    |                      | 2.053                   |                    |
| 13           | 420            | 2004   | -     | 25,15              |                      | 1.615                   | 1.812              |
|              |                | 2005   | 21,31 |                    |                      | 1.529                   |                    |
|              |                | 2006   | 21,31 |                    | 2.537.609            | 1.715                   |                    |
|              |                | 2007   | 29,00 |                    |                      | 2.085                   |                    |
|              |                | 2008   | 29,00 |                    |                      | 2.118                   |                    |
| 14           | 749,8          | 2004   |       | 21,83              |                      |                         | 2.542              |
|              |                | 2005   |       |                    |                      |                         |                    |
|              |                | 2006   | 20,66 |                    | 5.453.739            | 2542                    |                    |
|              |                | 2007   |       |                    |                      |                         |                    |

**Çizelge D.3:** Linyit santralleri ana ve yardımcı yakıt CO<sub>2</sub> emisyonları ve CO<sub>2</sub> emisyon yoğunlukları.

| Santral Kodu | Yıllar          | Üretilen Elektrik, MWh | Linyit Kaynaklı CO <sub>2</sub> emisyonu, ton | Tüketilen Fuel oil, ton | Fuel Oil Tüketimi, TJ | Fuel oil kaynaklı CO <sub>2</sub> ,ton | Tüketilen Diesel oil, ton | Diesel Tüketimi, TJ | Motorin kaynaklı CO <sub>2</sub> , ton | Toplam CO <sub>2</sub> emisyonu, 2006 ton | ton CO <sub>2</sub> /MWh |
|--------------|-----------------|------------------------|-----------------------------------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------------------------|---------------------------|---------------------|----------------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------|
| <b>1</b>     | 2006            | 2.761.300              | 3.825.435                                     | 10.447,16               | 419,9                 | 32.162                                 | 7472                      | 322,22              | 23.627                                 | <b>3.881.224</b>                          | 1,41                     |
|              | 04-'08 ortalama |                        | 3.831.821                                     | 10.447,16               | 419,9                 | 32.162                                 | 7472                      | 322,22              | 23.627                                 | <b>3.887.610</b>                          |                          |
| <b>2</b>     | 2006            | 4.888.312              | 5.804.434                                     | 2.578,78                | 103,6                 | 7.939                                  | 7750                      | 334,21              | 24.506                                 | <b>5.836.880</b>                          | 1,19                     |
|              | 04-'08 ortalama |                        | 5.497.797                                     | 2.578,78                | 103,6                 | 7.939                                  | 7750                      | 334,21              | 24.506                                 | <b>5.530.242</b>                          |                          |
| <b>3</b>     | 2006            | 1.260.785              | 993.714                                       | 275,00                  | 11,1                  | 847                                    | 1925                      | 83,01               | 6.087                                  | <b>1.000.648</b>                          | 0,79                     |
|              | 04-'08 ortalama |                        | 1.023.063                                     | 275,00                  | 11,1                  | 847                                    | 1925                      | 83,01               | 6.087                                  | <b>1.029.997</b>                          |                          |
| <b>4a</b>    | 2006            | 1.548.007              | 1.550.551                                     | 18.824,78               | 756,6                 | 57.953                                 | 1577,522                  | 68,03               | 4.988                                  | <b>1.613.491</b>                          | 1,04                     |
|              | 04-'08 ortalama |                        | 1.604.301                                     | 18.824,78               | 756,6                 | 57.953                                 | 1577,522                  | 68,03               | 4.988                                  | <b>1.667.241</b>                          |                          |
| <b>4b</b>    | 2006            | 987.415                | 1.207.197                                     | 0,00                    | 0,0                   | 0                                      | 0                         | 0,00                | 0                                      | <b>1.207.197</b>                          | 1,22                     |
|              | 04-'08 ortalama |                        | 1.210.560                                     | 0,00                    | 0,0                   | 0                                      | 0                         | 0,00                | 0                                      | <b>1.210.560</b>                          |                          |
| <b>5</b>     | 2006            | 2.945.150              | 2.765.713                                     | 6.309,00                | 253,6                 | 19.422                                 | 0                         | 0,00                | 0                                      | <b>2.785.135</b>                          | 0,95                     |
|              | 04-'08 ortalama |                        | 2.813.875                                     | 6.309,00                | 253,6                 | 19.422                                 | 0                         | 0,00                | 0                                      | <b>2.833.297</b>                          |                          |
| <b>6</b>     | 2006            | 1.084.486              | 1.136.283                                     | 14.142,00               | 568,4                 | 43.536                                 | 25                        | 1,08                | 79                                     | <b>1.179.898</b>                          | 1,09                     |
|              | 04-'08 ortalama |                        | 1.079.602                                     | 14.142,00               | 568,4                 | 43.536                                 | 25                        | 1,08                | 79                                     | <b>1.123.218</b>                          |                          |
| <b>7</b>     | 2006            | 2.985.850              | 3.547.796                                     | 2.598,10                | 104,4                 | 7.998                                  | 2879,536                  | 124,18              | 9.105                                  | <b>3.564.899</b>                          | 1,19                     |
|              | 04-'08 ortalama |                        | 3.188.801                                     | 2.598,10                | 104,4                 | 7.998                                  | 2879,536                  | 124,18              | 9.105                                  | <b>3.205.904</b>                          |                          |
| <b>8</b>     | 2006            | 186.022                | 216.954                                       | 0,00                    | 0,0                   | 0                                      | 65,683                    | 2,83                | 208                                    | <b>217.162</b>                            | 1,17                     |
|              | 04-'08 ortalama |                        | 216.954                                       | 0,00                    | 0,0                   | 0                                      | 65,683                    | 2,83                | 208                                    | <b>217.162</b>                            |                          |

**Çizelge D.3 (devam):** Linyit santralleri ana ve yardımcı yakıt CO<sub>2</sub> emisyonları ve CO<sub>2</sub> emisyon yoğunlukları.

| Santral Kodu | Yıllar          | Üretilen Elektrik, MWh | Linyit Kaynaklı CO <sub>2</sub> emisyonu, ton | Tüketilen Fuel oil, ton | Fuel Oil Tüketimi, TJ | Fuel oil kaynaklı CO <sub>2</sub> ,ton | Tüketilen Diesel oil, ton | Diesel Tüketimi, TJ | Motorin kaynaklı CO <sub>2</sub> , ton | Toplam CO <sub>2</sub> emisyonu, 2006 ton | ton CO <sub>2</sub> /MWh |
|--------------|-----------------|------------------------|-----------------------------------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------------------------|---------------------------|---------------------|----------------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------|
| <b>9a</b>    | 2006            | 1.878.622              | 1.423.737                                     | 33.407,37               | 1342,8                | 102.845                                | 7,225                     | 0,31                | 23                                     | <b>1.526.605</b>                          | 0,81                     |
|              | 04-'08 ortalama |                        | 1.594.148                                     | 33.407,37               | 1342,8                | 102.845                                | 7,225                     | 0,31                | 23                                     | <b>1.697.016</b>                          |                          |
| <b>9b</b>    | 2006            | 1.448.974              | 1.535.008                                     |                         | 0,0                   | 0                                      |                           | 0,00                | 0                                      | <b>1.535.008</b>                          | 1,06                     |
|              | 04-'08 ortalama |                        | 1.585.699                                     |                         | 0,0                   | 0                                      |                           | 0,00                | 0                                      | <b>1.585.699</b>                          |                          |
| <b>10</b>    | 2006            | 78254                  | 91.182                                        | 8.363,00                | 336,1                 | 25.746                                 | 613,88                    | 26,47               | 1.941                                  | <b>118.869</b>                            | 1,52                     |
|              | 04-'08 ortalama |                        | 85.803                                        | 8.363,00                | 336,1                 | 25.746                                 | 613,88                    | 26,47               | 1.941                                  | <b>113.490</b>                            |                          |
| <b>11</b>    | 2006            | 1.069.863              | 1.165.115                                     |                         | 0,0                   | 0                                      |                           | 0,00                | 0                                      | <b>1.165.115</b>                          | 1,09                     |
|              | 04-'08 ortalama |                        | 1.100.246                                     |                         | 0,0                   | 0                                      |                           | 0,00                | 0                                      | <b>1.100.246</b>                          |                          |
| <b>12</b>    | 2006            | 2.894.975              | 3.311.166                                     | 9.166,53                | 368,4                 | 28.219                                 | 0                         | 0,00                | 0                                      | <b>3.339.385</b>                          | 1,15                     |
|              | 04-'08 ortalama |                        | 3.216.001                                     | 9.166,53                | 368,4                 | 28.219                                 | 0                         | 0,00                | 0                                      | <b>3.244.220</b>                          |                          |
| <b>13</b>    | 2006            | 2.011.485              | 1.767.272                                     | 6.625,28                | 266,3                 | 20.396                                 | 0                         | 0,00                | 0                                      | <b>1.787.668</b>                          | 0,89                     |
|              | 04-'08 ortalama |                        | 2.085.730                                     | 6.625,28                | 266,3                 | 20.396                                 | 0                         | 0,00                | 0                                      | <b>2.106.126</b>                          |                          |
| <b>14</b>    | 2006            | 4.201.600              | 3.682.307                                     | 0,00                    | 0,0                   | 0                                      |                           | 0,00                | 0                                      | <b>3.682.307</b>                          | 0,88                     |
|              | 04-'08 ortalama | 4.266.191              | 3.890.840                                     | 0,00                    | 0,0                   | 0                                      |                           | 0,00                | 0                                      | <b>3.890.840</b>                          |                          |
|              | <b>Toplam</b>   | <b>32.432.900</b>      | <b>34.023.864</b>                             |                         | <b>4.531</b>          | <b>347.064</b>                         |                           | <b>962</b>          | <b>70.565</b>                          | <b>34.441.493</b>                         |                          |

**EK E:** Taş Kömürlü Termik Santrallerde CO<sub>2</sub> Emisyonu Hesap Detayları

**Çizelge E.1:** Taş Kömürü (TK) için santral bazlı oksidasyon oranı hesabı.

| Santral Kodu | Yıllar | TK Karbon Oranı,% | TK Kül Oranı,% | Yanan TK Miktarı, ton | Çıkan Kül Miktarı, ton* | Külde Yanmamış C % | Külde Yanmamış C Miktarı, ton* | Giren C miktarı, ton* | Yanmamış C Oranı* | Oksidasyon Oranı | Ortalama Oksidasyon Oranı |
|--------------|--------|-------------------|----------------|-----------------------|-------------------------|--------------------|--------------------------------|-----------------------|-------------------|------------------|---------------------------|
| 1            | 2006   | 45,55             | 40,50          | 1.567.333             | 634.705                 | 4,95               | 31.415                         | 713.920               | 4%                | 96%              |                           |
|              | 2007   | 43,38             | 40,01          | 1.707.837             | 683.297                 | 5,72               | 39.114                         | 740.860               | 5%                | 95%              |                           |
|              | 2008   | 41,83             | 40,23          | 1.636.566             | 658.339                 | 5,40               | 35.555                         | 684.576               | 5%                | 95%              |                           |
|              | 2009   | 43,59             | 40,24          | 1.664.859             | 725.656                 | 5,63               | 40.887                         | 670.006               | 6%                | 94%              | 95%                       |

**Çizelge E.2:** Taş kömürü karbon içerikleri ve alt ısı değerleri.

| No | Kurulu Güç, MW | Yıllar | %C    |                    | Üretilen Elektrik, MWh |                      | Alt Isıl Değer, kcal/kg |                    |
|----|----------------|--------|-------|--------------------|------------------------|----------------------|-------------------------|--------------------|
|    |                |        |       | 2004-2008 ortalama |                        | Tüketilen Yakıt, ton |                         | 2004-2008 Ortalama |
| 1  | 300            | 2004   | 41,73 | 42,49              |                        |                      | 3.489                   | 3.454              |
|    |                |        |       |                    |                        |                      |                         |                    |
|    |                | 2005   | 39,97 |                    |                        |                      | 3.345                   |                    |
|    |                | 2006   | 45,55 |                    | 1.909.400              | 1.567.333            | 3.553                   |                    |
|    |                | 2007   | 43,38 |                    |                        |                      | 3.514                   |                    |
|    |                | 2008   | 41,83 |                    |                        |                      | 3.369                   |                    |

**Çizelge E.3:** Taş Kömürü santralleri ana ve yardımcı yakıt CO<sub>2</sub> emisyonları ve CO<sub>2</sub> emisyon yoğunlukları.

| Santral | Yıllar         | Üretilen Elektrik, MWh | TK CO <sub>2</sub> emisyonu | Tüketilen Fuel oil, ton | Fuel Oil Tüketimi, TJ | FO CO <sub>2</sub> emisyonu | Tüketilen Diesel oil, ton | Diesel Tüketimi, TJ | Motorin CO <sub>2</sub> emisyonu | Toplam CO <sub>2</sub> emisyonu, | ton CO <sub>2</sub> /MWh |
|---------|----------------|------------------------|-----------------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------|----------------------------------|----------------------------------|--------------------------|
|         |                |                        | ton                         |                         |                       | ton                         |                           |                     | ton                              | ton                              |                          |
| 1       | 2006           | 1.909.362              | 2.486.822                   | 44.077                  | 1772                  | 135.692                     | 60                        | 2,6                 | 189,73                           | 2.622.704                        | 1,374                    |
|         | 2004-2008 ort. |                        | 2.319.869                   |                         |                       | 135.692                     |                           |                     | 189,73                           | 2.455.751                        |                          |

**EK F: Referans Senaryo LEAP’e Girilen Veriler****Çizelge F.1: Referans Senaryo kaynaklara göre kurulu güç, MW.**

| <b>Yıllar</b> | <b>Doğal Gaz</b> | <b>Linyit</b> | <b>Hidrolik</b> | <b>İthal Kömür</b> | <b>Fuel Oil</b> | <b>Taş Kömürü</b> | <b>Rüzgar</b> | <b>Biyokütle</b> | <b>Jeotermal</b> | <b>Motorin</b> | <b>Nafta</b> | <b>Toplam</b>  |
|---------------|------------------|---------------|-----------------|--------------------|-----------------|-------------------|---------------|------------------|------------------|----------------|--------------|----------------|
| <b>2006</b>   | 14.315           | 8.682         | 13.063          | 1.686              | 2.123           | 300               | 67            | 41               | 15               | 252            | 21           | <b>40.565</b>  |
| <b>2007</b>   | 14.560           | 8.682         | 13.395          | 1.686              | 1.772           | 300               | 154           | 43               | 15               | 206            | 21           | <b>40.836</b>  |
| <b>2008</b>   | 15.055           | 8.676         | 13.829          | 1.686              | 1.771           | 300               | 364           | 60               | 30               | 26             | 21           | <b>41.817</b>  |
| <b>2009</b>   | 16.548           | 8.615         | 14.553          | 1.956              | 1.651           | 435               | 792           | 87               | 77               | 26             | 21           | <b>44.761</b>  |
| <b>2010</b>   | 17.641           | 8.691         | 15.522          | 3.316              | 1.483           | 435               | 1.266         | 97               | 94               | 26             | 17           | <b>48.588</b>  |
| <b>2011</b>   | 17.996           | 8.691         | 18.081          | 3.316              | 1.794           | 435               | 1.548         | 97               | 94               | 26             | 17           | <b>52.096</b>  |
| <b>2012</b>   | 19.110           | 8.691         | 19.363          | 4.529              | 1.794           | 435               | 1.548         | 97               | 94               | 26             | 17           | <b>55.705</b>  |
| <b>2013</b>   | 20.159           | 8.691         | 20.462          | 5.137              | 1.794           | 435               | 1.548         | 97               | 94               | 26             | 17           | <b>58.461</b>  |
| <b>2014</b>   | 20.770           | 8.691         | 21.335          | 5.413              | 1.794           | 714               | 1.548         | 97               | 94               | 26             | 17           | <b>60.500</b>  |
| <b>2015</b>   | 20.770           | 8.691         | 22.535          | 5.413              | 1.794           | 714               | 1.548         | 97               | 94               | 26             | 17           | <b>61.700</b>  |
| <b>2016</b>   | 20.770           | 8.691         | 23.476          | 5.413              | 1.794           | 714               | 1.548         | 97               | 94               | 26             | 17           | <b>62.641</b>  |
| <b>2017</b>   | 20.770           | 8.691         | 23.476          | 5.413              | 1.794           | 714               | 1.548         | 97               | 94               | 26             | 17           | <b>62.641</b>  |
| <b>2018</b>   | 21.489           | 9.042         | 24.187          | 5.573              | 1.866           | 733               | 1.590         | 100              | 98               | 30             | 18           | <b>64.726</b>  |
| <b>2019</b>   | 23.354           | 9.952         | 26.035          | 5.938              | 2.053           | 782               | 1.698         | 109              | 104              | 36             | 20           | <b>70.081</b>  |
| <b>2020</b>   | 24.344           | 10.436        | 27.016          | 6.132              | 2.152           | 808               | 1.755         | 113              | 108              | 40             | 21           | <b>72.925</b>  |
| <b>2021</b>   | 25.958           | 11.223        | 28.613          | 6.448              | 2.314           | 851               | 1.848         | 120              | 114              | 46             | 22           | <b>77.557</b>  |
| <b>2022</b>   | 27.945           | 12.073        | 30.337          | 6.789              | 2.489           | 897               | 1.949         | 128              | 121              | 53             | 24           | <b>82.805</b>  |
| <b>2023</b>   | 29.924           | 13.025        | 32.270          | 7.171              | 2.684           | 949               | 2.062         | 137              | 129              | 61             | 26           | <b>88.438</b>  |
| <b>2024</b>   | 32.235           | 14.036        | 34.775          | 7.765              | 2.892           | 1.023             | 2.222         | 148              | 139              | 66             | 28           | <b>95.329</b>  |
| <b>2025</b>   | 34.318           | 14.950        | 37.038          | 8.231              | 3.081           | 1.089             | 2.370         | 157              | 148              | 70             | 30           | <b>101.482</b> |
| <b>2026</b>   | 36.691           | 16.000        | 39.600          | 8.800              | 3.300           | 1.165             | 2.531         | 170              | 160              | 75             | 32           | <b>108.524</b> |
| <b>2027</b>   | 39.427           | 17.097        | 42.360          | 9.413              | 3.523           | 1.250             | 2.700         | 180              | 170              | 75             | 34           | <b>116.229</b> |
| <b>2028</b>   | 42.485           | 18.506        | 45.851          | 10.190             | 3.815           | 1.350             | 2.931         | 195              | 185              | 90             | 40           | <b>125.638</b> |
| <b>2029</b>   | 46.211           | 20.130        | 49.875          | 11.085             | 4.148           | 1.470             | 3.190         | 212              | 200              | 94             | 40           | <b>136.655</b> |
| <b>2030</b>   | 50.275           | 21.900        | 54.260          | 12.060             | 4.515           | 1.600             | 3.470         | 230              | 220              | 105            | 45           | <b>148.680</b> |

**Çizelge F.2: Referans Senaryo gerçek kapasite kullanım oranları, %.**

| Yıllar | Doğal Gaz | Linyit | Hidrolik | İK   | FO   | TK   | Rüzgar | Biyokütle | Jeotermal | Motorin | Nafta |
|--------|-----------|--------|----------|------|------|------|--------|-----------|-----------|---------|-------|
| 2006   | 74,5      | 50,3   | 30,6     | 88,5 | 41,7 | 78,9 | 31,8   | 57,1      | 61,8      | 0,7     | 26,78 |
| 2007   | 74,5      | 50,4   | 30,6     | 88,5 | 41,7 | 78,9 | 31,8   | 57,1      | 61,8      | 0,7     | 23,4  |
| 2008   | 74,8      | 55,1   | 27,5     | 94,6 | 46,7 | 71,6 | 26,6   | 42,1      | 62,2      | 100     | 23,3  |
| 2009   | 66,3      | 51,8   | 28,2     | 86,1 | 31,5 | 48,6 | 21,6   | 44,9      | 64,4      | 100     | 9,4   |
| 2010   | 62,4      | 48,5   | 37,9     | 49,9 | 39   | 45   | 25,6   | 43        | 64        | 100     | 8     |
| 2011   | 61,4      | 60     | 30       | 76,3 | 39   | 45   | 25,6   | 43        | 64        | 65      | 8     |
| 2012   | 65        | 60,3   | 26       | 75   | 39   | 45   | 25,6   | 43        | 64        | 65      | 8     |
| 2013   | 65,2      | 65,2   | 27,8     | 75,3 | 24,8 | 45   | 25,6   | 43        | 64        | 65      | 8     |
| 2014   | 70        | 66,5   | 28,1     | 75,3 | 24,8 | 45   | 25,6   | 43        | 64        | 65      | 8     |
| 2015   | 73        | 68,8   | 32       | 78,1 | 27   | 46   | 25,6   | 43        | 64        | 65      | 8     |
| 2016   | 79        | 69,7   | 35       | 80   | 28   | 47   | 22     | 43        | 64        | 65      | 8     |
| 2017   | 83        | 74,9   | 40       | 80   | 34   | 50,4 | 23,1   | 41,1      | 60        | 65      | 9     |
| 2018   | 83,7      | 75     | 40       | 80   | 75   | 75   | 40     | 80        | 78        | 65      | 78    |
| 2019   | 81,2      | 73,6   | 40       | 80   | 75   | 75   | 40     | 80        | 78        | 65      | 78    |
| 2020   | 85,2      | 75     | 40       | 80   | 75   | 75   | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    |
| 2021   | 85,6      | 75     | 40       | 80   | 75   | 75   | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    |
| 2022   | 84,9      | 75     | 40       | 80   | 75   | 75   | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    |
| 2023   | 84,5      | 75     | 40       | 80   | 75   | 75   | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    |
| 2024   | 85        | 75     | 40       | 80   | 75   | 75   | 41     | 80        | 78        | 65      | 77,5  |
| 2025   | 85        | 75     | 40       | 80   | 75   | 75   | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    |
| 2026   | 85        | 75     | 40       | 80   | 75   | 75   | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    |
| 2027   | 84,6      | 75     | 40       | 80   | 75   | 75   | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    |
| 2028   | 84,7      | 75     | 40       | 80   | 75   | 75   | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    |
| 2029   | 84,7      | 75     | 40       | 80   | 75   | 75   | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    |
| 2030   | 84,7      | 75     | 40       | 80   | 75   | 75   | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    |

**Çizelge F.3: Referans Senaryo iç tüketim değerleri, %.**

| Yıllar | Doğal Gaz | Linyit | Hidrolik | İthal Kömür | FO | Taş Kömürü | Rüzgar | Biyokütle | Jeotermal | Motorin | Nafta | Toplam |
|--------|-----------|--------|----------|-------------|----|------------|--------|-----------|-----------|---------|-------|--------|
| 2006   | 2         | 9      | 2        | 8           | 5  | 5,5        | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 3,8    |
| 2007   | 2         | 10,5   | 2        | 8           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,3    |
| 2008   | 2         | 10,5   | 2        | 8           | 5  | 8,5        | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,4    |
| 2009   | 2         | 10     | 2        | 8           | 5  | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2010   | 2         | 11,2   | 2        | 8           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2011   | 2         | 9,3    | 2        | 7,5         | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2012   | 2         | 9,5    | 2        | 7           | 5  | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2013   | 2         | 9,4    | 2        | 7           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2014   | 2         | 9,75   | 2        | 7           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2015   | 2         | 10     | 2        | 7,2         | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2016   | 2         | 10,8   | 2        | 7           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2017   | 2         | 11     | 2        | 7           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2018   | 2         | 10,85  | 2        | 7           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2019   | 2         | 10,65  | 2        | 7           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2020   | 2         | 10,2   | 2        | 8           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2021   | 2         | 10,15  | 2        | 8           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2022   | 2         | 10,15  | 2        | 8           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2023   | 2         | 10,1   | 2        | 8           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2024   | 2         | 10,1   | 2        | 8           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2025   | 2         | 10,1   | 2        | 8           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2026   | 2         | 10,1   | 2        | 8           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2027   | 2         | 10,1   | 2        | 8           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2028   | 2         | 10,1   | 2        | 8           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2029   | 2         | 10,1   | 2        | 8           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |
| 2030   | 2         | 10,1   | 2        | 8           | 5  | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | 4,2    |

**Çizelge F.4:** Referans Senaryo CO<sub>2</sub> emisyon değerleri, bin ton CO<sub>2</sub>.

| Yıllar                   | Doğal Gaz | Linyit  | İthal Kömür | FO     | Taş Kömürü | Motorin | Nafta | Toplam  | Artış, %    |
|--------------------------|-----------|---------|-------------|--------|------------|---------|-------|---------|-------------|
| 2006                     | 35.193    | 34.024  | 8.732       | 5.378  | 2.487      | 193     | 43    | 86.049  |             |
| 2007                     | 41.981    | 41.227  | 9.476       | 6.874  | 2.851      | 159     | 36    | 102.604 | 19,24       |
| 2008                     | 44.184    | 44.475  | 10.036      | 6.640  | 2.552      | 408     | 35    | 108.330 | 5,58        |
| 2009                     | 43.532    | 39.949  | 10.671      | 4.987  | 2.517      | 562     | 26    | 102.243 | -5,62       |
| 2010                     | 42.890    | 39.309  | 10.429      | 5.429  | 2.339      | 214     | 11    | 100.621 | -1,59       |
| 2011                     | 43.049    | 47.759  | 15.860      | 6.568  | 2.339      | 139     | 11    | 115.725 | 15,01       |
| 2012                     | 48.385    | 48.123  | 21.200      | 6.568  | 2.317      | 139     | 11    | 126.743 | 9,52        |
| 2013                     | 51.161    | 51.946  | 24.144      | 4.171  | 2.339      | 139     | 11    | 133.910 | 5,65        |
| 2014                     | 56.623    | 53.178  | 25.441      | 4.171  | 3.839      | 139     | 11    | 143.401 | 7,09        |
| 2015                     | 59.049    | 55.103  | 26.442      | 4.547  | 3.924      | 139     | 11    | 149.215 | 4,05        |
| 2016                     | 63.903    | 56.268  | 27.027      | 4.716  | 4.009      | 139     | 11    | 156.073 | 4,60        |
| 2017                     | 67.099    | 60.547  | 27.027      | 5.726  | 4.299      | 139     | 12    | 164.850 | 5,62        |
| 2018                     | 70.021    | 62.989  | 27.826      | 13.139 | 6.568      | 158     | 114   | 180.815 | 9,68        |
| 2019                     | 73.808    | 67.954  | 29.648      | 14.455 | 7.007      | 189     | 127   | 193.189 | 6,84        |
| 2020                     | 80.815    | 72.274  | 30.903      | 15.152 | 7.240      | 210     | 133   | 206.728 | 7,01        |
| 2021                     | 86.500    | 77.689  | 32.496      | 16.293 | 7.625      | 242     | 140   | 220.985 | 6,90        |
| 2022                     | 92.429    | 83.573  | 34.214      | 17.525 | 8.037      | 279     | 152   | 236.210 | 6,89        |
| 2023                     | 98.430    | 90.122  | 36.139      | 18.898 | 8.503      | 321     | 165   | 252.578 | 6,93        |
| 2024                     | 106.709   | 97.117  | 39.133      | 20.363 | 9.166      | 347     | 177   | 273.012 | 8,09        |
| 2025                     | 113.605   | 103.413 | 41.481      | 21.694 | 9.757      | 368     | 191   | 290.509 | 6,41        |
| 2026                     | 121.452   | 110.707 | 44.349      | 23.236 | 10.438     | 394     | 203   | 310.779 | 6,98        |
| 2027                     | 129.973   | 118.297 | 47.438      | 24.806 | 11.200     | 394     | 216   | 332.323 | 6,93        |
| 2028                     | 140.099   | 128.046 | 51.354      | 26.862 | 12.096     | 473     | 254   | 359.185 | 8,08        |
| 2029                     | 152.426   | 139.283 | 55.865      | 29.206 | 13.171     | 495     | 254   | 390.700 | 8,77        |
| 2030                     | 165.874   | 151.530 | 60.778      | 31.791 | 14.336     | 552     | 286   | 425.147 | 8,82        |
| <b>Ortalama artış, %</b> |           |         |             |        |            |         |       |         | <b>6,98</b> |

**Çizelge F.5: Referans Senaryo yakıt tüketimleri, TJ.**

| Yıllar | Doğal Gaz | Linyit    | İthal Kömür | Fuel Oil | Taş Kömürü | Motorin | Nafta | Toplam    |
|--------|-----------|-----------|-------------|----------|------------|---------|-------|-----------|
| 2006   | 636.292   | 363.370   | 103.755     | 70.971   | 23.692     | 2.636   | 608   | 1.201.324 |
| 2007   | 758.935   | 442.048   | 112.509     | 90.906   | 27.401     | 2.164   | 509   | 1.434.472 |
| 2008   | 798.655   | 477.077   | 119.203     | 88.002   | 24.502     | 5.602   | 488   | 1.513.529 |
| 2009   | 786.787   | 428.384   | 126.701     | 65.924   | 24.134     | 7.703   | 360   | 1.439.993 |
| 2010   | 775.319   | 422.575   | 123.865     | 71.794   | 22.481     | 2.956   | 154   | 1.419.144 |
| 2011   | 778.181   | 510.607   | 187.995     | 86.862   | 22.481     | 1.921   | 155   | 1.588.202 |
| 2012   | 874.650   | 514.797   | 250.789     | 86.862   | 22.219     | 1.921   | 155   | 1.751.393 |
| 2013   | 924.822   | 555.531   | 285.612     | 55.157   | 22.482     | 1.921   | 155   | 1.845.680 |
| 2014   | 1.023.556 | 569.290   | 300.958     | 55.157   | 36.901     | 1.921   | 155   | 1.987.938 |
| 2015   | 1.067.423 | 590.330   | 313.050     | 60.135   | 37.720     | 1.921   | 155   | 2.070.734 |
| 2016   | 1.155.156 | 604.204   | 319.723     | 62.362   | 38.540     | 1.921   | 155   | 2.182.061 |
| 2017   | 1.212.940 | 650.515   | 319.723     | 75.726   | 41.328     | 1.921   | 174   | 2.302.327 |
| 2018   | 1.265.767 | 676.471   | 329.173     | 173.746  | 63.137     | 2.183   | 1.601 | 2.512.078 |
| 2019   | 1.334.218 | 729.374   | 350.732     | 191.157  | 67.357     | 2.620   | 1.779 | 2.677.237 |
| 2020   | 1.460.877 | 774.736   | 367.022     | 200.375  | 69.597     | 2.911   | 1.868 | 2.877.386 |
| 2021   | 1.563.650 | 832.662   | 385.935     | 215.459  | 73.300     | 3.347   | 1.957 | 3.076.310 |
| 2022   | 1.670.824 | 895.726   | 406.345     | 231.754  | 77.263     | 3.857   | 2.135 | 3.287.904 |
| 2023   | 1.779.296 | 965.778   | 429.209     | 249.911  | 81.742     | 4.439   | 2.311 | 3.512.686 |
| 2024   | 1.928.962 | 1.040.742 | 464.762     | 269.278  | 88.116     | 4.803   | 2.473 | 3.799.136 |
| 2025   | 2.053.610 | 1.108.212 | 492.654     | 286.876  | 93.800     | 5.094   | 2.668 | 4.042.914 |
| 2026   | 2.195.467 | 1.186.369 | 526.711     | 307.267  | 100.347    | 5.447   | 2.846 | 4.324.454 |
| 2027   | 2.349.493 | 1.267.709 | 563.401     | 328.031  | 107.668    | 5.447   | 3.024 | 4.624.773 |
| 2028   | 2.532.548 | 1.372.184 | 609.907     | 355.219  | 116.282    | 6.549   | 3.558 | 4.996.247 |
| 2029   | 2.755.385 | 1.492.600 | 663.476     | 386.225  | 126.618    | 6.840   | 3.558 | 5.434.702 |
| 2030   | 2.998.481 | 1.623.842 | 721.833     | 420.397  | 137.815    | 7.641   | 4.003 | 5.914.012 |

**EK G: Azaltım Senaryosu LEAP’e Girilen Veriler****Çizelge G.1: Azaltım Senaryosu kaynaklara göre kurulu güç, MW.**

| Yıllar | Doğal Gaz | Linyit | Hidrolik | İthal Kömür | Fuel Oil | TK    | Rüzgar | Biyokütle | Jeotermal | Motorin | Nafta | Toplam         |
|--------|-----------|--------|----------|-------------|----------|-------|--------|-----------|-----------|---------|-------|----------------|
| 2006   | 14.315    | 8.682  | 13.063   | 1.686       | 2.123    | 300   | 67     | 41        | 15        | 252     | 21    | <b>40.565</b>  |
| 2007   | 14.560    | 8.682  | 13.395   | 1.686       | 1.772    | 300   | 154    | 43        | 15        | 206     | 21    | <b>40.836</b>  |
| 2008   | 15.055    | 8.676  | 13.829   | 1.686       | 1.771    | 300   | 364    | 60        | 30        | 26      | 21    | <b>41.817</b>  |
| 2009   | 16.548    | 8.615  | 14.553   | 1.956       | 1.651    | 435   | 792    | 87        | 77        | 26      | 21    | <b>44.761</b>  |
| 2010   | 17.641    | 8.691  | 15.522   | 3.316       | 1.483    | 435   | 1.266  | 97        | 94        | 26      | 17    | <b>48.588</b>  |
| 2011   | 17.641    | 8.691  | 15.522   | 3.316       | 1.496    | 435   | 1.555  | 97        | 94        | 30      | 17    | <b>48.894</b>  |
| 2012   | 17.641    | 8.691  | 15.522   | 3.316       | 1.496    | 435   | 1.555  | 97        | 94        | 30      | 17    | <b>48.894</b>  |
| 2013   | 17.641    | 8.691  | 15.522   | 3.316       | 1.496    | 435   | 1.555  | 97        | 94        | 30      | 17    | <b>48.894</b>  |
| 2014   | 17.641    | 8.691  | 15.522   | 3.316       | 1.496    | 435   | 1.555  | 97        | 94        | 30      | 17    | <b>48.894</b>  |
| 2015   | 17.641    | 8.691  | 18.081   | 3.316       | 1.496    | 435   | 1.555  | 97        | 94        | 30      | 17    | <b>51.453</b>  |
| 2016   | 17.641    | 8.691  | 19.500   | 3.316       | 1.496    | 435   | 4.600  | 140       | 300       | 30      | 17    | <b>56.166</b>  |
| 2017   | 18.500    | 8.691  | 23.476   | 3.316       | 1.496    | 435   | 4.600  | 140       | 420       | 30      | 17    | <b>61.121</b>  |
| 2018   | 18.850    | 8.886  | 25.000   | 3.316       | 1.794    | 435   | 6.800  | 160       | 500       | 41      | 17    | <b>65.799</b>  |
| 2019   | 18.850    | 9.203  | 26.000   | 3.316       | 1.794    | 714   | 11.100 | 170       | 540       | 41      | 17    | <b>71.745</b>  |
| 2020   | 18.850    | 9.203  | 28.000   | 3.716       | 1.794    | 714   | 14.560 | 180       | 600       | 41      | 17    | <b>77.675</b>  |
| 2021   | 19.500    | 9.500  | 30.000   | 4.000       | 1.794    | 1.014 | 16.000 | 250       | 600       | 41      | 17    | <b>82.716</b>  |
| 2022   | 19.500    | 9.700  | 33.000   | 4.400       | 1.794    | 1.200 | 19.000 | 500       | 600       | 41      | 17    | <b>89.752</b>  |
| 2023   | 21.000    | 10.500 | 35.000   | 4.400       | 1.794    | 1.500 | 20.000 | 600       | 600       | 41      | 20    | <b>95.455</b>  |
| 2024   | 22.000    | 11.500 | 36.000   | 4.400       | 1.794    | 1.635 | 25.000 | 700       | 600       | 41      | 20    | <b>103.690</b> |
| 2025   | 22.000    | 14.000 | 36.929   | 4.600       | 2.000    | 1.635 | 28.000 | 900       | 600       | 41      | 20    | <b>110.725</b> |
| 2026   | 22.000    | 17.000 | 36.929   | 5.000       | 2.000    | 1.635 | 32.200 | 1.100     | 600       | 41      | 20    | <b>118.525</b> |
| 2027   | 22.000    | 17.000 | 36.929   | 6.000       | 2.500    | 1.635 | 40.000 | 1.500     | 600       | 41      | 20    | <b>128.225</b> |
| 2028   | 23.210    | 18.500 | 36.929   | 6.000       | 2.500    | 1.635 | 48.000 | 1.650     | 600       | 41      | 20    | <b>139.085</b> |
| 2029   | 31.400    | 18.500 | 36.929   | 6.000       | 2.500    | 1.635 | 48.000 | 1.650     | 600       | 41      | 20    | <b>147.275</b> |
| 2030   | 40.000    | 18.500 | 36.929   | 6.000       | 2.500    | 1.635 | 48.000 | 1.650     | 600       | 41      | 20    | <b>155.875</b> |

**Çizelge G.2: Azaltım Senaryosu gerçek kapasite kullanım oranları, %.**

| Yıllar | Doğal | Linyit | Hidro | İK    | FO    | TK    | Rüzgar | Biyokütle | Jeo. | Motorin | Nafta |
|--------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|-----------|------|---------|-------|
| 2006   | 74,5  | 50,35  | 30,55 | 88,45 | 41,67 | 78,86 | 31,83  | 57,13     | 61,8 | 0,74    | 26,78 |
| 2007   | 74,5  | 50,35  | 30,55 | 88,45 | 41,67 | 78,86 | 31,83  | 57,13     | 61,8 | 0,74    | 23,42 |
| 2008   | 74,83 | 55,08  | 27,46 | 94,63 | 46,7  | 71,63 | 26,57  | 42,05     | 62,2 | 100     | 23,29 |
| 2009   | 66,29 | 51,8   | 28,21 | 86,05 | 31,48 | 48,58 | 21,57  | 44,89     | 64,4 | 100     | 9,37  |
| 2010   | 62,43 | 48,54  | 37,87 | 49,93 | 39    | 45    | 25,6   | 43        | 64   | 100     | 8     |
| 2011   | 65,37 | 60     | 37,87 | 49,92 | 39    | 45    | 25,6   | 43        | 64   | 65      | 8     |
| 2012   | 72,12 | 66,35  | 37,87 | 49,92 | 39    | 45    | 25,6   | 43        | 64   | 65      | 8     |
| 2013   | 80    | 71,85  | 37,87 | 49,92 | 39    | 45    | 25,6   | 43        | 64   | 65      | 8     |
| 2014   | 85    | 73,2   | 38    | 80    | 40,24 | 45    | 25,6   | 43        | 64   | 65      | 8     |
| 2015   | 84    | 72,7   | 40    | 80    | 74,8  | 75    | 40,81  | 80        | 78   | 65      | 78    |
| 2016   | 85    | 73,74  | 40    | 80    | 69,84 | 75    | 41     | 80        | 78   | 65      | 78    |
| 2017   | 84    | 75     | 40    | 80    | 70,41 | 75    | 41     | 80        | 78   | 65      | 78    |
| 2018   | 85    | 75     | 40    | 80    | 75    | 75    | 41     | 80        | 78   | 65      | 78    |
| 2019   | 85    | 73,76  | 40    | 80    | 75    | 75    | 41     | 80        | 78   | 65      | 78    |
| 2020   | 85,24 | 74,34  | 40    | 80    | 75    | 75    | 41     | 80        | 78   | 65      | 78    |
| 2021   | 85,81 | 75     | 40    | 80    | 75    | 75    | 41     | 80        | 78   | 65      | 78    |
| 2022   | 85    | 75     | 40    | 80    | 74    | 74    | 40,77  | 80        | 78   | 65      | 78    |
| 2023   | 84,05 | 74,9   | 40    | 80    | 74    | 74    | 41     | 80        | 77   | 65      | 78    |
| 2024   | 85    | 74,66  | 40    | 80    | 75    | 75    | 41     | 80        | 77   | 65      | 78    |
| 2025   | 85    | 74,35  | 40    | 80    | 75    | 75    | 41     | 80        | 77   | 65      | 78    |
| 2026   | 85    | 74,87  | 40    | 79,7  | 75    | 74    | 41     | 80        | 78   | 65      | 78    |
| 2027   | 85    | 74,92  | 40    | 79,7  | 75    | 74    | 41     | 80        | 78   | 65      | 78    |
| 2028   | 86    | 75     | 40    | 79,92 | 75    | 74    | 41     | 80        | 78   | 65      | 78    |
| 2029   | 85    | 74,72  | 40    | 80    | 75    | 75    | 41     | 80        | 78   | 65      | 78    |
| 2030   | 85    | 74,76  | 40    | 80    | 75    | 75    | 41     | 80        | 78   | 65      | 78    |

**Çizelge G.3: Azaltım Senaryosu iç tüketim değerleri, %.**

| Yıllar | Doğal Gaz | Linyit | Hidrolik | İthal Kömür | Fuel Oil | Taş kömürü | Rüzgar | Biyokütle | Jeo. | Motorin | Nafta | Toplam |
|--------|-----------|--------|----------|-------------|----------|------------|--------|-----------|------|---------|-------|--------|
| 2006   | 2         | 9      | 2        | 8           | 5        | 5,5        | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 3,8    |
| 2007   | 2         | 10,5   | 2        | 8           | 5        | 9          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 4,3    |
| 2008   | 2         | 10,5   | 2        | 8           | 5        | 8,5        | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 4,4    |
| 2009   | 2         | 10     | 2        | 8           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 4,2    |
| 2010   | 2         | 11,2   | 2        | 8           | 5        | 9          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 4,2    |
| 2011   | 2         | 9,3    | 2        | 7,5         | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 4,2    |
| 2012   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 4,1    |
| 2013   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 4,1    |
| 2014   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 4,1    |
| 2015   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 4,0    |
| 2016   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 3,9    |
| 2017   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 3,9    |
| 2018   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 3,9    |
| 2019   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 3,9    |
| 2020   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 3,9    |
| 2021   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 3,9    |
| 2022   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 3,9    |
| 2023   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 3,9    |
| 2024   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 3,9    |
| 2025   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 3,9    |
| 2026   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 3,9    |
| 2027   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 3,9    |
| 2028   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 3,9    |
| 2029   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 3,9    |
| 2030   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5  | 5       | 6     | 3,9    |

**Çizelge G.4: Azaltım Senaryosu CO<sub>2</sub> emisyon değerleri, bin ton CO<sub>2</sub>.**

| Yıl         | Doğal Gaz | Linyit  | İthal Kömür | Fuel Oil | Taş Kömürü | Motorin | Nafta | Toplam  | Artış, % |
|-------------|-----------|---------|-------------|----------|------------|---------|-------|---------|----------|
| 2006        | 35.193    | 34.024  | 8.732       | 5.378    | 2.487      | 193     | 43    | 86.049  |          |
| 2007        | 41.981    | 41.227  | 9.476       | 6.874    | 2.851      | 159     | 36    | 102.604 | 19,24    |
| 2008        | 44.184    | 44.475  | 10.036      | 6.640    | 2.552      | 408     | 34    | 108.330 | 5,58     |
| 2009        | 43.532    | 39.949  | 10.671      | 4.987    | 2.517      | 562     | 26    | 102.242 | -5,62    |
| 2010        | 42.890    | 39.309  | 10.429      | 5.429    | 2.339      | 214     | 11    | 100.621 | -1,59    |
| 2011        | 44.908    | 47.759  | 10.381      | 5.477    | 2.317      | 158     | 11    | 111.011 | 10,33    |
| 2012        | 49.551    | 52.666  | 10.332      | 5.477    | 2.317      | 158     | 11    | 120.512 | 8,56     |
| 2013        | 54.962    | 57.033  | 10.332      | 5.477    | 2.317      | 158     | 11    | 130.290 | 8,11     |
| 2014        | 58.397    | 58.106  | 16.557      | 5.651    | 2.317      | 158     | 11    | 141.197 | 8,37     |
| 2015        | 57.710    | 57.710  | 16.557      | 10.505   | 3.862      | 158     | 107   | 146.609 | 3,83     |
| 2016        | 58.397    | 58.533  | 16.557      | 9.809    | 3.862      | 158     | 107   | 147.423 | 0,56     |
| 2017        | 60.521    | 59.535  | 16.557      | 9.889    | 3.862      | 158     | 107   | 150.628 | 2,17     |
| 2018        | 62.398    | 60.869  | 16.557      | 12.632   | 3.862      | 214     | 107   | 156.638 | 3,99     |
| 2019        | 62.400    | 62.000  | 16.557      | 12.632   | 6.339      | 214     | 107   | 160.248 | 2,30     |
| 2020        | 62.576    | 62.490  | 18.554      | 12.632   | 6.339      | 214     | 107   | 162.912 | 1,66     |
| 2021        | 65.164    | 65.075  | 19.972      | 12.632   | 9.002      | 214     | 107   | 172.166 | 5,68     |
| 2022        | 64.552    | 66.445  | 21.969      | 12.463   | 10.511     | 214     | 107   | 176.261 | 2,38     |
| 2023        | 68.740    | 71.834  | 21.969      | 12.463   | 13.139     | 214     | 126   | 188.484 | 6,93     |
| 2024        | 72.828    | 78.413  | 21.969      | 12.632   | 14.515     | 214     | 126   | 200.696 | 6,48     |
| 2025        | 72.828    | 95.068  | 22.968      | 14.082   | 14.515     | 214     | 126   | 219.800 | 9,52     |
| 2026        | 72.828    | 116.250 | 24.871      | 14.082   | 14.322     | 214     | 126   | 242.692 | 10,41    |
| 2027        | 72.828    | 116.327 | 29.846      | 17.603   | 14.322     | 214     | 126   | 251.264 | 3,53     |
| 2028        | 77.737    | 126.726 | 29.927      | 17.603   | 14.322     | 214     | 126   | 266.654 | 6,12     |
| 2029        | 103.945   | 126.249 | 29.958      | 17.603   | 14.515     | 214     | 126   | 292.609 | 9,73     |
| 2030        | 132.414   | 126.317 | 29.958      | 17.603   | 14.515     | 214     | 126   | 321.146 | 9,75     |
| Ortalama, % |           |         |             |          |            |         |       |         | 5,75     |

**Çizelge G.5: Azaltım Senaryosu yakıt tüketimleri, TJ.**

| Yıllar | Doğal Gaz | Linyit    | İthal Kömür | Fuel Oil | Taş Kömürü | Motorin | Nafta | Toplam    |
|--------|-----------|-----------|-------------|----------|------------|---------|-------|-----------|
| 2006   | 636.292   | 363.370   | 103.755     | 70.971   | 23.692     | 2.636   | 608   | 1.201.324 |
| 2007   | 758.935   | 442.048   | 112.509     | 90.906   | 27.401     | 2.164   | 509   | 1.434.472 |
| 2008   | 798.655   | 477.077   | 119.203     | 88.002   | 24.502     | 5.602   | 488   | 1.513.529 |
| 2009   | 786.787   | 428.384   | 126.701     | 65.924   | 24.134     | 7.703   | 360   | 1.439.993 |
| 2010   | 775.319   | 422.575   | 123.865     | 71.794   | 22.481     | 2.956   | 154   | 1.419.144 |
| 2011   | 811.794   | 510.607   | 123.044     | 72.433   | 22.218     | 2.183   | 155   | 1.542.434 |
| 2012   | 895.724   | 562.566   | 122.229     | 72.433   | 22.218     | 2.183   | 155   | 1.677.508 |
| 2013   | 993.540   | 609.212   | 122.229     | 72.433   | 22.218     | 2.183   | 155   | 1.821.970 |
| 2014   | 1.055.636 | 620.681   | 195.862     | 74.731   | 22.218     | 2.183   | 155   | 1.971.466 |
| 2015   | 1.043.217 | 616.453   | 195.862     | 138.921  | 37.030     | 2.183   | 1.512 | 2.035.178 |
| 2016   | 1.055.636 | 625.242   | 195.862     | 129.717  | 37.030     | 2.183   | 1.512 | 2.047.182 |
| 2017   | 1.094.027 | 635.943   | 195.862     | 130.766  | 37.030     | 2.183   | 1.512 | 2.097.323 |
| 2018   | 1.127.956 | 650.197   | 195.862     | 167.042  | 37.030     | 2.954   | 1.512 | 2.182.553 |
| 2019   | 1.127.996 | 662.277   | 195.862     | 167.042  | 60.781     | 2.954   | 1.512 | 2.218.424 |
| 2020   | 1.131.183 | 667.511   | 219.488     | 167.042  | 60.781     | 2.954   | 1.512 | 2.250.471 |
| 2021   | 1.177.960 | 695.124   | 236.263     | 167.042  | 86.319     | 2.954   | 1.512 | 2.367.174 |
| 2022   | 1.166.892 | 709.758   | 259.889     | 164.814  | 100.791    | 2.954   | 1.512 | 2.406.610 |
| 2023   | 1.242.593 | 767.313   | 259.889     | 164.814  | 125.988    | 2.954   | 1.779 | 2.565.330 |
| 2024   | 1.316.494 | 837.596   | 259.889     | 167.042  | 139.183    | 2.954   | 1.779 | 2.724.937 |
| 2025   | 1.316.494 | 1.015.501 | 271.702     | 186.223  | 139.183    | 2.954   | 1.779 | 2.933.836 |
| 2026   | 1.316.494 | 1.241.758 | 294.221     | 186.223  | 137.327    | 2.954   | 1.779 | 3.180.756 |
| 2027   | 1.316.494 | 1.242.587 | 353.065     | 232.778  | 137.327    | 2.954   | 1.779 | 3.286.984 |
| 2028   | 1.405.241 | 1.353.662 | 354.031     | 232.778  | 137.327    | 2.954   | 1.779 | 3.487.772 |
| 2029   | 1.878.995 | 1.348.567 | 354.394     | 232.778  | 139.183    | 2.954   | 1.779 | 3.958.650 |
| 2030   | 2.393.625 | 1.349.298 | 354.394     | 232.778  | 139.183    | 2.954   | 1.779 | 4.474.011 |

**EK H: MP Senaryosu LEAP’e Girilen Veriler****Çizelge H.1: MP Senaryosu kaynaklara göre kurulu güç, MW.**

| Yıllar | Doğal Gaz | Linyit | Hidrolik | İthal Kömür | Fuel Oil | TK    | Rüzgar | Biyokütle | Jeotermal | Motorin | Nafta | Güneş  | Nükleer | Toplam  |
|--------|-----------|--------|----------|-------------|----------|-------|--------|-----------|-----------|---------|-------|--------|---------|---------|
| 2006   | 14.315    | 8.682  | 13.063   | 1.686       | 2.123    | 300   | 67     | 41        | 15        | 252     | 21    | 0      | 0       | 40.565  |
| 2007   | 14.560    | 8.682  | 13.395   | 1.686       | 1.772    | 300   | 154    | 43        | 15        | 206     | 21    | 0      | 0       | 40.836  |
| 2008   | 15.055    | 8.676  | 13.829   | 1.686       | 1.771    | 300   | 364    | 60        | 30        | 26      | 21    | 0      | 0       | 41.817  |
| 2009   | 16.548    | 8.615  | 14.553   | 1.956       | 1.651    | 435   | 792    | 87        | 77        | 26      | 21    | 0      | 0       | 44.761  |
| 2010   | 17.641    | 8.691  | 15.522   | 3.316       | 1.483    | 435   | 1.266  | 97        | 94        | 26      | 17    | 0      | 0       | 48.588  |
| 2011   | 17.641    | 8.691  | 17.169   | 3.316       | 1.483    | 435   | 2.707  | 189       | 133       | 30      | 17    | 5      | 0       | 51.815  |
| 2012   | 17.641    | 8.691  | 18.815   | 3.316       | 1.483    | 435   | 4.148  | 281       | 172       | 30      | 17    | 140    | 0       | 55.169  |
| 2013   | 17.641    | 8.691  | 20.462   | 3.316       | 1.483    | 435   | 5.589  | 374       | 211       | 30      | 17    | 320    | 0       | 58.568  |
| 2014   | 17.641    | 8.691  | 22.109   | 3.316       | 1.483    | 435   | 7.030  | 466       | 250       | 30      | 17    | 620    | 0       | 62.087  |
| 2015   | 17.641    | 8.691  | 23.756   | 3.316       | 1.483    | 435   | 8.471  | 558       | 289       | 30      | 17    | 1.020  | 0       | 65.706  |
| 2016   | 17.641    | 8.691  | 25.402   | 3.316       | 1.483    | 435   | 9.912  | 650       | 328       | 30      | 17    | 1.470  | 0       | 69.375  |
| 2017   | 17.641    | 8.691  | 27.049   | 3.316       | 1.483    | 435   | 11.353 | 743       | 367       | 30      | 17    | 1.970  | 0       | 73.093  |
| 2018   | 17.641    | 8.691  | 28.696   | 3.316       | 1.483    | 435   | 12.794 | 835       | 405       | 30      | 17    | 2.520  | 1.200   | 78.063  |
| 2019   | 17.641    | 8.691  | 30.342   | 3.316       | 1.483    | 714   | 14.235 | 927       | 444       | 30      | 17    | 3.170  | 2.400   | 83.410  |
| 2020   | 17.641    | 8.691  | 31.989   | 3.316       | 1.483    | 714   | 15.676 | 1.019     | 483       | 30      | 17    | 4.000  | 3.600   | 88.659  |
| 2021   | 17.641    | 8.691  | 33.636   | 3.316       | 1.483    | 1.014 | 17.117 | 1.112     | 522       | 30      | 17    | 5.500  | 4.800   | 94.878  |
| 2022   | 17.641    | 8.691  | 35.282   | 4.000       | 1.483    | 1.200 | 18.558 | 1.204     | 561       | 30      | 17    | 6.500  | 4.800   | 99.967  |
| 2023   | 17.641    | 10.500 | 36.929   | 4.000       | 1.483    | 1.500 | 20.000 | 1.296     | 600       | 30      | 17    | 8.000  | 4.800   | 106.796 |
| 2024   | 18.000    | 10.500 | 36.929   | 4.000       | 1.483    | 1.635 | 24.000 | 1.296     | 600       | 30      | 17    | 8.286  | 4.800   | 111.576 |
| 2025   | 18.000    | 12.500 | 36.929   | 4.400       | 2.000    | 1.635 | 28.000 | 1.296     | 600       | 30      | 17    | 8.572  | 4.800   | 118.779 |
| 2026   | 18.000    | 15.000 | 36.929   | 4.600       | 2.000    | 1.635 | 32.000 | 1.296     | 600       | 30      | 17    | 8.858  | 4.800   | 125.765 |
| 2027   | 18.000    | 17.000 | 36.929   | 5.500       | 2.500    | 1.635 | 36.000 | 1.296     | 600       | 30      | 17    | 9.144  | 4.800   | 133.451 |
| 2028   | 19.000    | 18.500 | 36.929   | 6.000       | 2.500    | 1.635 | 40.000 | 1.296     | 600       | 30      | 17    | 9.430  | 6.000   | 141.937 |
| 2029   | 20.000    | 18.500 | 36.929   | 6.000       | 2.500    | 1.635 | 44.000 | 1.296     | 600       | 30      | 17    | 15.000 | 10.000  | 156.507 |
| 2030   | 20.000    | 18.500 | 36.929   | 6.000       | 2.500    | 1.635 | 48.000 | 1.296     | 600       | 30      | 17    | 25.000 | 14.000  | 174.507 |

**Çizelge H.2: MP Senaryosu gerçek kapasite kullanım oranları, %.**

| Yıllar | Doğal Gaz | Linyit | Hidrolik | İthal Kömür | FO    | Taş Kömürü | Rüzgar | Biyokütle | Jeotermal | Motorin | Nafta | Güneş | Nükleer |
|--------|-----------|--------|----------|-------------|-------|------------|--------|-----------|-----------|---------|-------|-------|---------|
| 2006   | 74,5      | 50,35  | 30,55    | 88,45       | 41,67 | 78,86      | 31,83  | 57,13     | 61,8      | 0,74    | 26,8  | 18,3  | 80      |
| 2007   | 74,5      | 50,35  | 30,55    | 88,45       | 41,67 | 78,86      | 31,83  | 57,13     | 61,8      | 0,74    | 23,4  | 18,3  | 80      |
| 2008   | 74,83     | 55,08  | 27,46    | 94,63       | 46,7  | 71,63      | 26,57  | 42,05     | 62,2      | 100     | 23,3  | 18,3  | 80      |
| 2009   | 66,29     | 51,8   | 28,21    | 86,05       | 31,48 | 48,58      | 21,57  | 44,89     | 64,4      | 100     | 9,37  | 18,3  | 80      |
| 2010   | 62,43     | 48,54  | 37,87    | 49,93       | 39    | 45         | 25,6   | 43        | 64        | 100     | 8     | 18,3  | 80      |
| 2011   | 65,4      | 50     | 38,2     | 40          | 35,4  | 68         | 26,61  | 47        | 65,1      | 65      | 24,2  | 18,3  | 80      |
| 2012   | 68,86     | 50     | 38,2     | 40          | 35,4  | 68         | 26,61  | 47        | 65,1      | 65      | 24,2  | 18,3  | 80      |
| 2013   | 68,41     | 50     | 38,2     | 40          | 40    | 68         | 40     | 47        | 65,1      | 65      | 24,2  | 18,3  | 80      |
| 2014   | 69,86     | 50     | 40       | 40          | 40    | 68         | 40     | 47        | 65,1      | 65      | 24,2  | 18,3  | 80      |
| 2015   | 70        | 55     | 40       | 40          | 50,82 | 68         | 40     | 60        | 70        | 65      | 24,2  | 18,3  | 80      |
| 2016   | 70        | 57,3   | 40       | 40          | 75    | 68         | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    | 18,3  | 80      |
| 2017   | 70        | 60     | 40       | 61,67       | 75    | 68         | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    | 18,3  | 80      |
| 2018   | 70        | 60     | 40       | 64,98       | 75    | 68         | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    | 18,3  | 80      |
| 2019   | 69        | 60     | 40       | 66,88       | 75    | 73,12      | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    | 18,3  | 80      |
| 2020   | 69,42     | 59     | 40       | 73,76       | 75    | 75         | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    | 18,3  | 80      |
| 2021   | 69        | 60,51  | 40       | 72,96       | 75    | 75         | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    | 18,3  | 80      |
| 2022   | 69,5      | 66,25  | 40       | 80          | 75    | 75         | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    | 18,3  | 80      |
| 2023   | 69,6      | 75     | 40       | 80          | 75    | 75         | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    | 18,3  | 65,77   |
| 2024   | 82        | 73,38  | 40       | 80          | 75    | 75         | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    | 18,3  | 67,35   |
| 2025   | 82,08     | 72,8   | 40       | 80          | 75    | 75         | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    | 18,3  | 64,5    |
| 2026   | 82,62     | 75     | 40       | 80          | 75    | 74         | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    | 18,3  | 67,75   |
| 2027   | 85        | 75     | 40       | 80          | 75    | 74         | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    | 18,3  | 63,31   |
| 2028   | 85        | 75     | 40       | 80          | 75    | 74         | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    | 18,3  | 75,24   |
| 2029   | 84        | 75     | 40       | 80          | 75    | 75         | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    | 18,3  | 76,14   |
| 2030   | 85        | 75     | 40       | 80          | 75    | 75         | 41     | 80        | 78        | 65      | 78    | 18,3  | 78,01   |

**Çizelge H.3:** MP Senaryosu iç tüketim değerleri, %.

| Yıllar | Doğal Gaz | Linyit | Hidrolik | İthal Kömür | Fuel Oil | Taş kömürü | Rüzgar | Biyokütle | Jeotermal | Motorin | Nafta | Güneş | Nükleer | Ortalama |
|--------|-----------|--------|----------|-------------|----------|------------|--------|-----------|-----------|---------|-------|-------|---------|----------|
| 2006   | 2         | 9      | 2        | 8           | 5        | 5,5        | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | -       | 3,8      |
| 2007   | 2         | 10,5   | 2        | 8           | 5        | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | -       | 4,3      |
| 2008   | 2         | 10,5   | 2        | 8           | 5        | 8,5        | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | -       | 4,4      |
| 2009   | 2         | 10     | 2        | 8           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | -       | 4,2      |
| 2010   | 2         | 11,2   | 2        | 8           | 5        | 9          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | -       | 4,2      |
| 2011   | 2         | 9,3    | 2        | 7,5         | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | -       | 3,7      |
| 2012   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | -       | 3,6      |
| 2013   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | -       | 3,5      |
| 2014   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | -       | 3,5      |
| 2015   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | -       | 3,5      |
| 2016   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | -       | 3,6      |
| 2017   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | -       | 3,6      |
| 2018   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | 4,5     | 3,6      |
| 2019   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | 4,5     | 3,6      |
| 2020   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | 4,5     | 3,6      |
| 2021   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | 4,5     | 3,6      |
| 2022   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | 4,5     | 3,7      |
| 2023   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | 4,5     | 3,9      |
| 2024   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | 4,5     | 3,8      |
| 2025   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | 4,5     | 3,9      |
| 2026   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | 4,5     | 4,0      |
| 2027   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | 4,5     | 4,1      |
| 2028   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | 4,5     | 4,2      |
| 2029   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | 4,5     | 4,1      |
| 2030   | 2         | 9      | 2        | 7           | 5        | 8          | 3      | 8         | 7,5       | 5       | 6     | -     | 4,5     | 4,0      |

**Çizelge H.4: MP Senaryosu CO<sub>2</sub> emisyon değerleri, bin ton CO<sub>2</sub>.**

| Yıllar      | Doğal Gaz | Linyit  | İthal Kömür | Fuel Oil | Taş Kömürü | Motorin | Nafta | Toplam  | Artış,%     |
|-------------|-----------|---------|-------------|----------|------------|---------|-------|---------|-------------|
| 2006        | 35.193    | 34.024  | 8.732       | 5.378    | 2.487      | 193     | 43    | 86.049  |             |
| 2007        | 41.981    | 41.227  | 9.476       | 6.874    | 2.851      | 159     | 36    | 102.604 | 19,24       |
| 2008        | 44.184    | 44.475  | 10.036      | 6.640    | 2.552      | 408     | 34    | 108.330 | 5,58        |
| 2009        | 43.532    | 39.949  | 10.671      | 4.987    | 2.517      | 562     | 26    | 102.242 | -5,62       |
| 2010        | 42.890    | 39.309  | 10.429      | 5.429    | 2.339      | 214     | 11    | 100.621 | -1,59       |
| 2011        | 44.931    | 39.799  | 8.317       | 4.928    | 3.501      | 158     | 33    | 101.668 | 1,04        |
| 2012        | 47.308    | 39.690  | 8.278       | 4.928    | 3.501      | 158     | 33    | 103.897 | 2,19        |
| 2013        | 46.996    | 39.690  | 8.278       | 5.568    | 3.501      | 158     | 33    | 104.225 | 0,32        |
| 2014        | 47.999    | 39.690  | 8.278       | 5.568    | 3.501      | 158     | 33    | 105.228 | 0,96        |
| 2015        | 48.092    | 43.659  | 8.278       | 7.075    | 3.501      | 158     | 33    | 110.796 | 5,29        |
| 2016        | 48.092    | 45.489  | 8.278       | 10.441   | 3.501      | 158     | 107   | 116.065 | 4,76        |
| 2017        | 48.092    | 47.628  | 12.762      | 10.441   | 3.501      | 158     | 107   | 122.689 | 5,71        |
| 2018        | 48.092    | 47.628  | 13.447      | 10.441   | 3.501      | 158     | 107   | 123.374 | 0,56        |
| 2019        | 47.405    | 47.628  | 13.841      | 10.441   | 6.180      | 158     | 107   | 125.759 | 1,93        |
| 2020        | 47.693    | 46.834  | 15.266      | 10.441   | 6.339      | 158     | 107   | 126.838 | 0,86        |
| 2021        | 47.405    | 48.036  | 15.100      | 10.441   | 9.002      | 158     | 107   | 130.248 | 2,69        |
| 2022        | 47.748    | 52.589  | 19.972      | 10.441   | 10.653     | 158     | 107   | 141.668 | 8,77        |
| 2023        | 47.817    | 71.925  | 19.972      | 10.441   | 13.317     | 158     | 107   | 163.736 | 15,58       |
| 2024        | 57.483    | 70.373  | 19.972      | 10.441   | 14.515     | 158     | 107   | 173.048 | 5,69        |
| 2025        | 57.538    | 83.114  | 21.969      | 14.082   | 14.515     | 158     | 107   | 191.483 | 10,65       |
| 2026        | 57.920    | 102.751 | 22.968      | 14.082   | 14.322     | 158     | 107   | 212.307 | 10,88       |
| 2027        | 59.586    | 116.451 | 27.461      | 17.603   | 14.322     | 158     | 107   | 235.688 | 11,01       |
| 2028        | 62.897    | 126.726 | 29.958      | 17.603   | 14.322     | 158     | 107   | 251.769 | 6,82        |
| 2029        | 65.428    | 126.726 | 29.958      | 17.603   | 14.515     | 158     | 107   | 254.494 | 1,08        |
| 2030        | 66.207    | 126.726 | 29.958      | 17.603   | 14.515     | 158     | 107   | 255.273 | 0,31        |
| Ortalama, % |           |         |             |          |            |         |       |         | <b>4,78</b> |

**Çizelge H.5: MP Senaryosu yakıt tüketimleri, TJ.**

| Yıllar | Doğal Gaz | Linyit    | İthal Kömür | Fuel Oil | Taş Kömürü | Motorin | Nafta | Toplam    |
|--------|-----------|-----------|-------------|----------|------------|---------|-------|-----------|
| 2006   | 636.292   | 363.370   | 103.755     | 70.971   | 23.692     | 2.636   | 608   | 1.373.174 |
| 2007   | 758.935   | 442.048   | 112.509     | 90.906   | 27.401     | 2.164   | 509   | 1.576.334 |
| 2008   | 798.655   | 477.077   | 119.203     | 88.002   | 24.502     | 5.602   | 488   | 1.650.562 |
| 2009   | 786.787   | 428.384   | 126.701     | 65.924   | 24.134     | 7.703   | 360   | 1.601.809 |
| 2010   | 775.319   | 422.575   | 123.865     | 71.794   | 22.481     | 2.956   | 154   | 1.648.186 |
| 2011   | 812.219   | 425.506   | 98.584      | 65.167   | 33.574     | 2.183   | 469   | 1.716.804 |
| 2012   | 855.182   | 423.962   | 97.931      | 65.167   | 33.574     | 2.183   | 469   | 1.805.473 |
| 2013   | 849.545   | 423.962   | 97.931      | 73.635   | 33.574     | 2.183   | 469   | 1.881.480 |
| 2014   | 867.666   | 423.962   | 97.931      | 73.635   | 33.574     | 2.183   | 469   | 1.967.959 |
| 2015   | 869.348   | 466.358   | 97.931      | 93.555   | 33.574     | 2.183   | 469   | 2.102.062 |
| 2016   | 869.348   | 485.900   | 97.931      | 138.065  | 33.574     | 2.183   | 1.512 | 2.253.699 |
| 2017   | 869.348   | 508.755   | 150.975     | 138.065  | 33.574     | 2.183   | 1.512 | 2.392.759 |
| 2018   | 869.348   | 508.755   | 159.078     | 138.065  | 33.574     | 2.183   | 1.512 | 2.561.547 |
| 2019   | 856.928   | 508.755   | 163.731     | 138.065  | 59.259     | 2.183   | 1.512 | 2.740.719 |
| 2020   | 862.143   | 500.275   | 180.593     | 138.065  | 60.781     | 2.183   | 1.512 | 2.918.136 |
| 2021   | 856.928   | 513.110   | 178.631     | 138.065  | 86.319     | 2.183   | 1.512 | 3.115.490 |
| 2022   | 863.138   | 561.746   | 236.260     | 138.065  | 102.153    | 2.183   | 1.512 | 3.309.841 |
| 2023   | 864.380   | 768.295   | 236.260     | 138.065  | 127.691    | 2.183   | 1.512 | 3.542.980 |
| 2024   | 1.039.115 | 751.710   | 236.260     | 138.065  | 139.183    | 2.183   | 1.512 | 3.776.774 |
| 2025   | 1.040.104 | 887.807   | 259.886     | 186.223  | 139.183    | 2.183   | 1.512 | 4.028.271 |
| 2026   | 1.047.006 | 1.097.564 | 271.702     | 186.223  | 137.327    | 2.183   | 1.512 | 2.743.517 |
| 2027   | 1.077.131 | 1.243.906 | 324.861     | 232.778  | 137.327    | 2.183   | 1.512 | 4.638.200 |
| 2028   | 1.136.972 | 1.353.662 | 354.394     | 232.778  | 137.327    | 2.183   | 1.512 | 5.043.276 |
| 2029   | 1.182.732 | 1.353.662 | 354.394     | 232.778  | 139.183    | 2.183   | 1.512 | 5.491.792 |
| 2030   | 1.196.812 | 1.353.662 | 354.394     | 232.778  | 139.183    | 2.183   | 1.512 | 5.953.380 |

**EK I: Senaryo Sonuçlarının Karşılaştırılması****Çizelge I.1: Senaryolara göre CO<sub>2</sub> emisyonları, ton CO<sub>2</sub>.**

| <b>Yıllar</b>  | <b>Referans Senaryo</b> | <b>Azaltım Senaryosu</b> | <b>MP Senaryosu</b>  |
|----------------|-------------------------|--------------------------|----------------------|
| 2006           | 86.048.626              | 86.048.626               | 86.048.626           |
| 2007           | 102.604.232             | 102.604.232              | 102.604.232          |
| 2008           | 108.330.289             | 108.330.289              | 108.330.289          |
| 2009           | 102.242.630             | 102.242.630              | 102.242.630          |
| 2010           | 100.620.732             | 100.620.732              | 100.620.732          |
| 2011           | 115.724.938             | 111.011.169              | 101.668.489          |
| 2012           | 126.743.353             | 120.512.417              | 103.897.263          |
| 2013           | 133.909.579             | 130.290.424              | 104.225.774          |
| 2014           | 143.400.622             | 141.197.320              | 105.228.213          |
| 2015           | 149.215.320             | 146.610.237              | 110.796.600          |
| 2016           | 156.072.745             | 147.424.065              | 116.066.422          |
| 2017           | 164.849.663             | 150.628.956              | 122.689.944          |
| 2018           | 180.815.262             | 156.639.189              | 123.374.878          |
| 2019           | 193.189.284             | 160.249.173              | 125.759.811          |
| 2020           | 206.727.975             | 162.912.746              | 126.838.651          |
| 2021           | 220.984.768             | 172.166.816              | 130.249.137          |
| 2022           | 236.209.938             | 176.262.531              | 141.668.632          |
| 2023           | 252.578.458             | 188.485.323              | 163.737.185          |
| 2024           | 273.012.176             | 200.697.582              | 173.049.290          |
| 2025           | 290.509.221             | 219.801.587              | 191.483.856          |
| 2026           | 310.778.680             | 242.693.090              | 212.307.777          |
| 2027           | 332.323.413             | 251.265.545              | 235.688.620          |
| 2028           | 359.184.620             | 266.655.115              | 251.770.524          |
| 2029           | 390.699.992             | 292.610.191              | 254.495.503          |
| 2030           | 425.147.015             | 321.147.612              | 255.274.408          |
| <b>Toplam</b>  | <b>5.161.923.531</b>    | <b>4.259.107.597</b>     | <b>3.650.117.486</b> |
| <b>ton/yıl</b> | 206.476.941             | 170.364.304              | 146.004.699          |

**Çizelge I.2:** Senaryolara göre kurulu güç ve üretim değerleri.

| Yıllar | Kurulu Güç, MW   |                   |              | Üretim, TWh      |                   |              |
|--------|------------------|-------------------|--------------|------------------|-------------------|--------------|
|        | Referans Senaryo | Azaltım Senaryosu | MP Senaryosu | Referans Senaryo | Azaltım Senaryosu | MP Senaryosu |
| 2006   | 40.565           | 40.565            | 40.565       | 176              | 176               | 176          |
| 2007   | 40.836           | 40.836            | 40.836       | 192              | 192               | 192          |
| 2008   | 41.817           | 41.817            | 41.817       | 198              | 198               | 198          |
| 2009   | 44.761           | 44.761            | 44.761       | 195              | 195               | 195          |
| 2010   | 48.588           | 48.588            | 48.588       | 210              | 210               | 210          |
| 2011   | 52.096           | 48.894            | 51.816       | 225              | 224               | 223          |
| 2012   | 55.705           | 48.894            | 55.169       | 241              | 239               | 238          |
| 2013   | 58.461           | 48.894            | 58.569       | 259              | 256               | 255          |
| 2014   | 60.500           | 48.894            | 62.088       | 277              | 274               | 272          |
| 2015   | 61.700           | 51.453            | 65.707       | 297              | 292               | 290          |
| 2016   | 62.641           | 56.166            | 69.375       | 318              | 311               | 310          |
| 2017   | 62.641           | 61.121            | 73.095       | 341              | 331               | 331          |
| 2018   | 64.726           | 65.799            | 78.063       | 365              | 354               | 353          |
| 2019   | 70.081           | 71.745            | 83.410       | 389              | 376               | 375          |
| 2020   | 72.925           | 77.675            | 88.659       | 416              | 399               | 399          |
| 2021   | 77.557           | 82.716            | 94.879       | 443              | 424               | 424          |
| 2022   | 82.805           | 89.752            | 99.967       | 473              | 451               | 450          |
| 2023   | 88.438           | 95.455            | 106.796      | 504              | 479               | 479          |
| 2024   | 95.329           | 103.690           | 111.576      | 545              | 518               | 516          |
| 2025   | 101.482          | 110.725           | 118.779      | 580              | 552               | 548          |
| 2026   | 108.524          | 118.525           | 125.765      | 620              | 591               | 585          |
| 2027   | 116.229          | 128.225           | 133.451      | 663              | 632               | 625          |
| 2028   | 125.638          | 139.085           | 141.937      | 717              | 683               | 673          |
| 2029   | 136.655          | 147.275           | 156.507      | 780              | 742               | 730          |
| 2030   | 148.680          | 155.875           | 174.507      | 848              | 806               | 791          |

**EK J:** Senaryoların yakıt bazlı CO<sub>2</sub> emisyon yoğunlukları.

**Çizelge J.1:** Referans Senaryo yakıt bazlı CO<sub>2</sub> emisyon yoğunlukları, kg CO<sub>2</sub>/MWh.

| Yıllar   | Doğal Gaz | Linyit | İthal Kömür | Fuel Oil | Taş Kömürü | Motorin | Nafta | Toplam |
|----------|-----------|--------|-------------|----------|------------|---------|-------|--------|
| 2011     | 445       | 1045   | 716         | 1072     | 1364       | 926     | 923   | 515    |
| 2012     | 445       | 1047   | 712         | 1072     | 1351       | 926     | 923   | 526    |
| 2013     | 445       | 1046   | 712         | 1072     | 1364       | 926     | 923   | 518    |
| 2014     | 445       | 1050   | 712         | 1072     | 1364       | 926     | 923   | 517    |
| 2015     | 445       | 1052   | 714         | 1072     | 1364       | 926     | 923   | 502    |
| 2016     | 445       | 1060   | 712         | 1072     | 1364       | 926     | 923   | 491    |
| 2017     | 445       | 1062   | 712         | 1072     | 1364       | 926     | 958   | 484    |
| 2018     | 445       | 1060   | 712         | 1072     | 1364       | 923     | 929   | 495    |
| 2019     | 445       | 1058   | 712         | 1072     | 1364       | 924     | 927   | 496    |
| 2020     | 445       | 1054   | 719         | 1072     | 1364       | 923     | 933   | 497    |
| 2021     | 445       | 1054   | 719         | 1072     | 1364       | 924     | 931   | 499    |
| 2022     | 445       | 1054   | 719         | 1072     | 1364       | 923     | 929   | 500    |
| 2023     | 445       | 1053   | 719         | 1072     | 1364       | 925     | 927   | 501    |
| 2024     | 445       | 1053   | 719         | 1072     | 1364       | 923     | 929   | 501    |
| 2025     | 445       | 1053   | 719         | 1072     | 1364       | 923     | 929   | 501    |
| 2026     | 445       | 1053   | 719         | 1072     | 1364       | 924     | 928   | 501    |
| 2027     | 445       | 1053   | 719         | 1072     | 1364       | 924     | 931   | 501    |
| 2028     | 445       | 1053   | 719         | 1072     | 1364       | 925     | 930   | 501    |
| 2029     | 445       | 1053   | 719         | 1072     | 1364       | 924     | 930   | 501    |
| 2030     | 445       | 1053   | 719         | 1072     | 1364       | 924     | 931   | 501    |
| Ortalama | 445       | 1053   | 716         | 1072     | 1363       | 925     | 929   | 502    |

**Çizelge J.2:** Azaltım Senaryosu yakıt bazlı CO<sub>2</sub> emisyon yoğunlukları,kgCO<sub>2</sub>/MWh.

| Yıllar   | Doğal Gaz | Linyit | İthal Kömür | Fuel Oil | Taş Kömürü | Motorin | Nafta | Toplam |
|----------|-----------|--------|-------------|----------|------------|---------|-------|--------|
| 2011     | 445       | 1045   | 716         | 1072     | 1351       | 923     | 923   | 495    |
| 2012     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 923   | 503    |
| 2013     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 923   | 510    |
| 2014     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 923   | 516    |
| 2015     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 503    |
| 2016     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 474    |
| 2017     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 454    |
| 2018     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 925     | 931   | 443    |
| 2019     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 925     | 931   | 426    |
| 2020     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 925     | 931   | 408    |
| 2021     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 925     | 931   | 406    |
| 2022     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 925     | 931   | 391    |
| 2023     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 925     | 927   | 394    |
| 2024     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 925     | 927   | 388    |
| 2025     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 925     | 927   | 398    |
| 2026     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 925     | 927   | 411    |
| 2027     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 925     | 927   | 397    |
| 2028     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 925     | 927   | 390    |
| 2029     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 925     | 927   | 394    |
| 2030     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 925     | 927   | 398    |
| Ortalama | 445       | 1043   | 713         | 1072     | 1351       | 924     | 928   | 435    |

**Çizelge J.3:** MP Senaryosu yakıt bazlı CO<sub>2</sub> emisyon yoğunlukları, kg CO<sub>2</sub>/MWh.

| Yıllar   | Doğal Gaz | Linyit | İthal Kömür | Fuel Oil | Taş Kömürü | Motorin | Nafta | Toplam |
|----------|-----------|--------|-------------|----------|------------|---------|-------|--------|
| 2011     | 445       | 1046   | 716         | 1072     | 1351       | 923     | 930   | 455    |
| 2012     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 930   | 436    |
| 2013     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 930   | 409    |
| 2014     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 930   | 387    |
| 2015     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 930   | 382    |
| 2016     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 375    |
| 2017     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 371    |
| 2018     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 350    |
| 2019     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 335    |
| 2020     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 318    |
| 2021     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 307    |
| 2022     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 315    |
| 2023     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 342    |
| 2024     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 335    |
| 2025     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 349    |
| 2026     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 363    |
| 2027     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 377    |
| 2028     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 374    |
| 2029     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 349    |
| 2030     | 445       | 1043   | 712         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 323    |
| Ortalama | 445       | 1043   | 713         | 1072     | 1351       | 923     | 931   | 363    |

**EK K: Senaryoların Elektrik Üretim Maliyetleri****Çizelge K.1: Referans Senaryo elektrik üretim maliyetleri, \$.**

| Yıllar | Yakıt Tipi                 | Doğal Gaz | Linyit | Hidrolik | İthal Kömür | Taş Kömürü | Rüzgar | Biyokütle | Jeotermal | Toplam Maliyet |
|--------|----------------------------|-----------|--------|----------|-------------|------------|--------|-----------|-----------|----------------|
|        | Santral ömrü, yıl          | 25        | 30     | 60       | 30          | 30         | 25     | 30        | 30        |                |
|        | Kap. Kull. Oranı, %        | 86        | 75     | 40       | 80          | 75         | 41     | 80        | 78        |                |
| 2011   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 1.577     | 1.654  | 1.479    | 581         | 99         | 285    | 35        | 34        | 5.744          |
|        | \$/MWh                     | 16,28     | 36,2   | 31,12    | 26,2        | 58,01      | 82,16  | 95,39     | 64,89     |                |
| 2012   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 1.637     | 1.648  | 1.787    | 799         | 99         | 285    | 35        | 34        | 6.326          |
|        | \$/MWh                     | 15,04     | 35,87  | 40,53    | 26,86       | 58,01      | 82,16  | 95,39     | 64,89     |                |
| 2013   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 1.726     | 1.579  | 1.786    | 905         | 99         | 285    | 35        | 34        | 6.449          |
|        | \$/MWh                     | 15        | 31,81  | 35,87    | 26,7        | 58,01      | 82,16  | 95,39     | 64,89     |                |
| 2014   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 1.734     | 1.562  | 1.844    | 954         | 163        | 285    | 35        | 34        | 6.611          |
|        | \$/MWh                     | 13,61     | 30,84  | 35,12    | 26,7        | 58,01      | 82,16  | 95,39     | 64,89     |                |
| 2015   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 1.712     | 1.536  | 1.747    | 937         | 161        | 285    | 35        | 34        | 6.447          |
|        | \$/MWh                     | 12,89     | 29,32  | 27,65    | 25,3        | 55,89      | 82,16  | 95,39     | 64,89     |                |
| 2016   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 1.676     | 1.525  | 1.691    | 927         | 158        | 325    | 35        | 34        | 6.372          |
|        | \$/MWh                     | 11,66     | 28,72  | 23,49    | 24,45       | 53,9       | 108,87 | 95,39     | 64,89     |                |
| 2017   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 1.659     | 1.474  | 1.519    | 927         | 151        | 311    | 36        | 35        | 6.113          |
|        | \$/MWh                     | 10,99     | 25,84  | 18,47    | 24,45       | 47,98      | 99,41  | 102,65    | 71,43     |                |
| 2018   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 1.714     | 1.532  | 1.565    | 955         | 124        | 204    | 26        | 33        | 6.153          |
|        | \$/MWh                     | 10,88     | 25,79  | 18,47    | 24,45       | 25,79      | 36,54  | 37,7      | 49,44     |                |
| 2019   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 1.874     | 1.701  | 1.685    | 1.017       | 133        | 217    | 29        | 35        | 6.690          |
|        | \$/MWh                     | 11,29     | 26,49  | 18,47    | 24,45       | 25,79      | 36,54  | 37,7      | 49,19     |                |
|        |                            |           |        |          |             |            |        |           |           |                |

**Çizelge K.1 (devam):** Referans Senaryo elektrik üretim maliyetleri, \$.

| Yıllar | Yakıt Tipi                 | Doğal Gaz | Linyit | Hidrolik | İthal | Taş Kömürü | Rüzgar | Biyokütle | Jeotermal | Toplam |
|--------|----------------------------|-----------|--------|----------|-------|------------|--------|-----------|-----------|--------|
| 2020   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 1.935     | 1.768  | 1.748    | 1.051 | 137        | 220    | 30        | 36        | 6.925  |
|        | \$/MWh                     | 10,64     | 25,79  | 18,47    | 24,45 | 25,79      | 34,97  | 37,7      | 49,19     | 227    |
| 2021   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 2.062     | 1.902  | 1.851    | 1.105 | 144        | 232    | 32        | 38        | 7.366  |
|        | \$/MWh                     | 10,6      | 25,79  | 18,47    | 24,45 | 25,79      | 34,97  | 37,7      | 49,19     |        |
| 2022   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 2.222     | 2.046  | 1.963    | 1.163 | 152        | 245    | 34        | 41        | 7.865  |
|        | \$/MWh                     | 10,69     | 25,79  | 18,47    | 24,45 | 25,79      | 34,97  | 37,7      | 49,19     |        |
| 2023   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 2.382     | 2.207  | 2.088    | 1.229 | 161        | 259    | 36        | 43        | 8.405  |
|        | \$/MWh                     | 10,76     | 25,79  | 18,47    | 24,45 | 25,79      | 34,97  | 37,7      | 49,19     |        |
| 2024   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 2.563     | 2.379  | 2.250    | 1.330 | 173        | 279    | 39        | 47        | 9.060  |
|        | \$/MWh                     | 10,68     | 25,79  | 18,47    | 24,45 | 25,79      | 34,97  | 37,7      | 49,19     | 227,03 |
| 2025   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 2.729     | 2.534  | 2.397    | 1.410 | 185        | 298    | 41        | 50        | 9.643  |
|        | \$/MWh                     | 10,68     | 25,8   | 18,47    | 24,45 | 25,79      | 34,97  | 37,7      | 49,19     |        |
| 2026   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 2.917     | 2.711  | 2.562    | 1.508 | 197        | 318    | 45        | 54        | 10.313 |
|        | \$/MWh                     | 10,68     | 25,79  | 18,47    | 24,45 | 25,79      | 34,97  | 37,7      | 49,19     |        |
| 2027   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 3.137     | 2.897  | 2.741    | 1.613 | 212        | 339    | 48        | 57        | 11.044 |
|        | \$/MWh                     | 10,73     | 25,79  | 18,47    | 24,45 | 25,79      | 34,97  | 37,7      | 49,19     |        |
| 2028   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 3.380     | 3.136  | 2.967    | 1.746 | 229        | 368    | 52        | 62        | 11.940 |
|        | \$/MWh                     | 10,73     | 25,79  | 18,47    | 24,45 | 25,79      | 34,97  | 37,7      | 49,19     |        |
| 2029   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 3.677     | 3.411  | 3.227    | 1.899 | 249        | 401    | 56        | 67        | 12.987 |
|        | \$/MWh                     | 10,72     | 25,79  | 18,47    | 24,45 | 25,79      | 34,97  | 37,7      | 49,19     |        |
| 2030   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 4.000     | 3.711  | 3.511    | 2.066 | 271        | 436    | 61        | 74        | 14.130 |
|        | \$/MWh                     | 10,72     | 25,79  | 18,47    | 24,45 | 25,79      | 34,97  | 37,7      | 49,19     |        |

**Çizelge K.2:** Azaltım Senaryosu elektrik üretim maliyetleri, \$.

| <b>Yıllar</b> |                            | <b>Doğal Gaz</b> | <b>Linyit</b> | <b>Hidrolik</b> | <b>İthal Kömür</b> | <b>Taş Kömürü</b> | <b>Rüzgar</b> | <b>Biyokütle</b> | <b>Jeotermal</b> | <b>Toplam Maliyet</b> |
|---------------|----------------------------|------------------|---------------|-----------------|--------------------|-------------------|---------------|------------------|------------------|-----------------------|
| <b>2011</b>   | Üretim Maliyeti, milyon \$ | 1.508,30         | 1.653,58      | 1.049,11        | 741,85             | 99,47             | 286,52        | 34,82            | 34,27            | 5.407,92              |
|               | \$/MWh                     | 14,93            | 36,20         | 20,37           | 51,15              | 58,01             | 82,16         | 95,39            | 64,89            |                       |
| <b>2012</b>   | Üretim Maliyeti,milyon \$  | 1.459,05         | 1.564,42      | 1.049,11        | 741,85             | 99,47             | 286,52        | 34,82            | 34,27            | 5.269,50              |
|               | \$/MWh                     | 13,09            | 30,97         | 20,37           | 51,15              | 58,01             | 82,16         | 95,39            | 64,89            |                       |
| <b>2013</b>   | Üretim Maliyeti,milyon \$  | 1.419,78         | 1.502,81      | 1.049,11        | 741,85             | 99,47             | 286,51        | 34,82            | 34,27            | 5.168,61              |
|               | \$/MWh                     | 11,48            | 27,47         | 20,37           | 51,15              | 58,01             | 82,16         | 95,39            | 64,89            |                       |
| <b>2014</b>   | Üretim Maliyeti,milyon \$  | 1.402,64         | 1.489,49      | 1.046,26        | 568,10             | 99,47             | 286,51        | 34,82            | 34,27            | 4.961,55              |
|               | \$/MWh                     | 10,68            | 26,73         | 20,25           | 24,45              | 58,01             | 82,16         | 95,39            | 64,89            |                       |
| <b>2015</b>   | Üretim Maliyeti,milyon \$  | 1.405,65         | 1.494,32      | 1.169,95        | 568,10             | 73,71             | 195,98        | 25,64            | 31,57            | 4.964,92              |
|               | \$/MWh                     | 10,83            | 27,00         | 18,47           | 24,45              | 25,79             | 35,25         | 37,75            | 49,04            |                       |
| <b>2016</b>   | Üretim Maliyeti,milyon \$  | 1.402,64         | 1.484,37      | 1.261,78        | 568,10             | 73,71             | 577,71        | 36,99            | 100,82           | 5.506,13              |
|               | \$/MWh                     | 10,68            | 26,44         | 18,47           | 24,45              | 25,79             | 34,97         | 37,70            | 49,19            |                       |
| <b>2017</b>   | Üretim Maliyeti,milyon \$  | 1.474,09         | 1.472,75      | 1.519,05        | 568,10             | 73,71             | 577,71        | 36,99            | 141,15           | 5.863,57              |
|               | \$/MWh                     | 10,83            | 25,79         | 18,47           | 24,45              | 25,79             | 34,97         | 37,70            | 49,19            |                       |
| <b>2018</b>   | Üretim Maliyeti,milyon \$  | 1.498,77         | 1.505,81      | 1.617,67        | 568,10             | 73,71             | 854,01        | 42,27            | 168,04           | 6.328,39              |
|               | \$/MWh                     | 10,68            | 25,79         | 18,47           | 24,45              | 25,79             | 34,97         | 37,70            | 49,19            |                       |
| <b>2019</b>   | Üretim Maliyeti,milyon \$  | 1.498,76         | 1.571,60      | 1.682,37        | 568,10             | 120,99            | 1.394,05      | 44,92            | 181,48           | 7.062,27              |
|               | \$/MWh                     | 10,68            | 26,43         | 18,47           | 24,45              | 25,79             | 34,97         | 37,70            | 49,19            |                       |
| <b>2020</b>   | Üretim Maliyeti,milyon \$  | 1.498,02         | 1.565,85      | 1.811,79        | 636,63             | 120,99            | 1.828,59      | 47,56            | 201,64           | 7.711,07              |
|               | \$/MWh                     | 10,64            | 26,13         | 18,47           | 24,45              | 25,79             | 34,97         | 37,70            | 49,19            |                       |
| <b>2021</b>   | Üretim Maliyeti,milyon \$  | 1.547,92         | 1.609,86      | 1.941,20        | 685,28             | 171,83            | 2.009,44      | 66,05            | 201,64           | 8.233,23              |
|               | \$/MWh                     | 10,56            | 25,79         | 18,47           | 24,45              | 25,79             | 34,97         | 37,70            | 49,19            |                       |
| <b>2022</b>   | Üretim Maliyeti,milyon \$  | 1.550,45         | 1.643,75      | 2.135,32        | 753,81             | 204,62            | 2.396,45      | 132,10           | 201,64           | 9.018,15              |
|               | \$/MWh                     | 10,68            | 25,79         | 18,47           | 24,45              | 26,30             | 35,31         | 37,70            | 49,19            |                       |

**Çizelge K.2 (devam):** Azaltım Senaryosu elektrik üretim maliyetleri, \$.

| Yıllar |                           | Doğal Gaz | Linyit   | Hidrolik | İthal Kömür | Taş Kömürü | Rüzgar   | Biyokütle | Jeotermal | Toplam Maliyet |
|--------|---------------------------|-----------|----------|----------|-------------|------------|----------|-----------|-----------|----------------|
| 2023   | Üretim Maliyeti,milyon \$ | 1.673,11  | 1.780,36 | 2.264,73 | 753,81      | 255,77     | 2.511,80 | 158,52    | 202,59    | 9.600,70       |
|        | \$/MWh                    | 10,82     | 25,84    | 18,47    | 24,45       | 26,30      | 34,97    | 37,70     | 50,06     |                |
| 2024   | Üretim Maliyeti,milyon \$ | 1.749,22  | 1.952,91 | 2.329,44 | 753,81      | 277,07     | 3.139,75 | 184,94    | 202,59    | 10.589,73      |
|        | \$/MWh                    | 10,68     | 25,97    | 18,47    | 24,45       | 25,79      | 34,97    | 37,70     | 50,06     |                |
| 2025   | Üretim Maliyeti,milyon \$ | 1.749,22  | 2.381,98 | 2.389,55 | 788,08      | 277,07     | 3.516,52 | 237,79    | 202,59    | 11.542,78      |
|        | \$/MWh                    | 10,68     | 26,12    | 18,47    | 24,45       | 25,79      | 34,97    | 37,70     | 50,06     |                |
| 2026   | Üretim Maliyeti,milyon \$ | 1.749,22  | 2.883,09 | 2.389,55 | 858,03      | 278,79     | 4.044,00 | 290,63    | 201,64    | 12.694,95      |
|        | \$/MWh                    | 10,68     | 25,86    | 18,47    | 24,58       | 26,30      | 34,97    | 37,70     | 49,19     |                |
| 2027   | Üretim Maliyeti,milyon \$ | 1.749,22  | 2.882,21 | 2.389,55 | 1.029,64    | 278,79     | 5.023,60 | 396,31    | 201,64    | 13.950,96      |
|        | \$/MWh                    | 10,68     | 25,83    | 18,47    | 24,58       | 26,30      | 34,97    | 37,70     | 49,19     |                |
| 2028   | Üretim Maliyeti,milyon \$ | 1.841,72  | 3.134,99 | 2.389,55 | 1.028,39    | 278,79     | 6.028,32 | 435,94    | 201,64    | 15.339,35      |
|        | \$/MWh                    | 10,53     | 25,79    | 18,47    | 24,48       | 26,30      | 34,97    | 37,70     | 49,19     |                |
| 2029   | Üretim Maliyeti,milyon \$ | 2.496,61  | 3.140,43 | 2.389,55 | 1.027,92    | 277,07     | 6.028,32 | 435,94    | 201,64    | 15.997,49      |
|        | \$/MWh                    | 10,68     | 25,94    | 18,47    | 24,45       | 25,79      | 34,97    | 37,70     | 49,19     |                |
| 2030   | Üretim Maliyeti,milyon \$ | 3.180,40  | 3.139,65 | 2.389,55 | 1.027,92    | 277,07     | 6.028,32 | 435,94    | 201,64    | 16.680,49      |
|        | \$/MWh                    | 10,68     | 25,91    | 18,47    | 24,45       | 25,79      | 34,97    | 37,70     | 49,19     |                |

**Çizelge K.3: MP Senaryosu elektrik üretim maliyetleri, \$.**

|             |                           | <b>Doğal Gaz</b> | <b>Linyit</b> | <b>Hidrolik</b> | <b>İthal Kömür</b> | <b>Taş Kömürü</b> | <b>Rüzgar</b> | <b>Biyokütle</b> | <b>Jeotermal</b> | <b>Güneş</b> | <b>Nükleer</b> | <b>Toplam maliyet</b> |
|-------------|---------------------------|------------------|---------------|-----------------|--------------------|-------------------|---------------|------------------|------------------|--------------|----------------|-----------------------|
| <b>2011</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.507,99         | 1.850,66      | 1.152,40        | 868,78             | 77,31             | 482,62        | 64,31            | 48,19            | 0,86         | 0,00           | 6.053,11              |
|             | \$/MWh                    | 14,92            | 48,62         | 20,06           | 74,77              | 29,83             | 76,49         | 82,60            | 63,48            | 107,67       |                |                       |
| <b>2012</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.480,73         | 1.850,66      | 1.262,93        | 868,78             | 77,31             | 739,57        | 95,67            | 62,27            | 24,16        | 0,00           | 6.462,08              |
|             | \$/MWh                    | 13,92            | 48,62         | 20,06           | 74,77              | 29,83             | 76,49         | 82,60            | 63,48            | 107,67       |                |                       |
| <b>2013</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.484,04         | 1.850,66      | 1.373,46        | 868,78             | 77,31             | 715,50        | 127,07           | 76,35            | 55,23        | 0,00           | 6.628,40              |
|             | \$/MWh                    | 14,04            | 48,62         | 20,06           | 74,77              | 29,83             | 36,54         | 82,62            | 63,48            | 107,67       |                |                       |
| <b>2014</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.473,66         | 1.850,66      | 1.430,59        | 868,78             | 77,31             | 899,99        | 158,42           | 90,43            | 107,01       | 0,00           | 6.956,84              |
|             | \$/MWh                    | 13,65            | 48,62         | 18,47           | 74,77              | 29,83             | 36,54         | 82,60            | 63,48            | 107,67       |                |                       |
| <b>2015</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.472,73         | 1.741,73      | 1.537,14        | 868,78             | 77,31             | 1.084,47      | 166,51           | 101,21           | 176,05       | 0,00           | 7.225,93              |
|             | \$/MWh                    | 13,61            | 41,59         | 18,47           | 74,77              | 29,83             | 36,54         | 56,77            | 57,17            | 107,67       |                |                       |
| <b>2016</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.472,73         | 1.698,86      | 1.643,69        | 868,78             | 77,31             | 1.244,80      | 171,81           | 110,10           | 253,72       | 0,00           | 7.541,81              |
|             | \$/MWh                    | 13,61            | 38,94         | 18,47           | 74,77              | 29,83             | 34,97         | 37,70            | 49,19            | 107,67       |                |                       |
| <b>2017</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.472,73         | 1.653,64      | 1.750,25        | 649,54             | 77,31             | 1.425,77      | 196,20           | 123,17           | 340,03       | 0              | 7.688,65              |
|             | \$/MWh                    | 13,61            | 36,20         | 18,47           | 36,26              | 29,83             | 34,97         | 37,70            | 49,19            | 107,67       |                |                       |
| <b>2018</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.472,73         | 1.653,64      | 1.856,82        | 630,50             | 77,31             | 1.606,75      | 220,56           | 136,24           | 434,96       | 283,71         | 8.373,22              |
|             | \$/MWh                    | 13,61            | 36,20         | 18,47           | 33,41              | 29,83             | 34,97         | 37,70            | 49,19            | 107,67       | 33,74          |                       |
| <b>2019</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.479,72         | 1.653,64      | 1.963,35        | 620,59             | 122,43            | 1.787,72      | 244,95           | 149,32           | 547,15       | 567,41         | 9.136,29              |
|             | \$/MWh                    | 13,88            | 36,20         | 18,47           | 31,95              | 26,77             | 34,97         | 37,70            | 49,19            | 107,67       | 33,74          |                       |
| <b>2020</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.476,74         | 1.669,85      | 2.069,90        | 590,00             | 120,99            | 1.968,70      | 269,31           | 162,39           | 690,41       | 851,12         | 9.869,40              |
|             | \$/MWh                    | 13,77            | 37,17         | 18,47           | 27,54              | 25,79             | 34,97         | 37,70            | 49,19            | 107,67       | 33,74          |                       |
| <b>2021</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.479,72         | 1.645,57      | 2.176,45        | 593,18             | 171,83            | 2.149,67      | 293,67           | 175,46           | 949,31       | 1.134,82       | 10.769,69             |
|             | \$/MWh                    | 13,88            | 35,72         | 18,47           | 27,99              | 25,79             | 34,97         | 37,70            | 49,19            | 107,67       | 33,74          |                       |
| <b>2022</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.476,18         | 1.565,68      | 2.283,01        | 685,29             | 203,35            | 2.330,65      | 318,03           | 188,54           | 1.121,91     | 1.134,82       | 11.307,45             |
|             | \$/MWh                    | 13,74            | 31,04         | 18,47           | 24,45              | 25,79             | 34,97         | 37,70            | 49,19            | 107,67       | 33,74          |                       |
| <b>2023</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.475,49         | 1.779,32      | 2.389,55        | 685,29             | 254,19            | 2.511,80      | 342,41           | 201,64           | 1.380,81     | 1.261,11       | 12.281,61             |
|             | \$/MWh                    | 13,72            | 25,79         | 18,47           | 24,45              | 25,79             | 34,97         | 37,70            | 49,19            | 107,67       | 45,60          |                       |
| <b>2024</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.441,02         | 1.797,45      | 2.389,55        | 685,29             | 277,07            | 3.014,16      | 342,41           | 201,64           | 1.430,18     | 1.244,20       | 12.822,97             |
|             | \$/MWh                    | 11,14            | 26,63         | 18,47           | 24,45              | 25,79             | 34,97         | 37,70            | 49,19            | 107,67       | 43,93          |                       |
| <b>2025</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.440,74         | 2.147,88      | 2.389,55        | 753,82             | 277,07            | 3.516,52      | 342,41           | 201,64           | 1.479,54     | 1.275,33       | 13.824,50             |
|             | \$/MWh                    | 11,13            | 26,94         | 18,47           | 24,45              | 25,79             | 34,97         | 37,70            | 49,19            | 107,67       | 47,02          |                       |
| <b>2026</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.472,09         | 2.883,13      | 2.389,55        | 788,08             | 278,79            | 4.018,88      | 342,41           | 201,64           | 1.528,91     | 1.240,09       | 15.143,56             |
|             | \$/MWh                    | 12,45            | 25,86         | 18,47           | 24,45              | 26,30             | 34,97         | 37,70            | 49,19            | 107,67       | 43,53          |                       |

**Çizelge K.3 (devam): MP Senaryosu elektrik üretim maliyetleri, \$.**

|             |                           | Doğal Gaz | Linyit   | Hidrolik | İthal Kömür | Taş Kömürü | Rüzgar   | Biyokütle | Jeotermal | Güneş    | Nükleer  | Toplam maliyet |
|-------------|---------------------------|-----------|----------|----------|-------------|------------|----------|-----------|-----------|----------|----------|----------------|
| <b>2027</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.431,18  | 2.880,81 | 2.389,55 | 942,26      | 278,79     | 4.521,24 | 342,41    | 201,64    | 1.578,27 | 1.289,31 | 15.855,47      |
|             | \$/MWh                    | 10,68     | 25,79    | 18,47    | 24,45       | 26,30      | 34,97    | 37,70     | 49,19     | 107,67   | 48,44    |                |
| <b>2028</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.510,69  | 3.134,99 | 2.389,55 | 1.027,92    | 278,79     | 5.023,60 | 342,41    | 201,64    | 1.627,63 | 1.464,03 | 17.001,27      |
|             | \$/MWh                    | 10,68     | 25,79    | 18,47    | 24,45       | 26,30      | 34,97    | 37,70     | 49,19     | 107,67   | 37,02    |                |
| <b>2029</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.593,61  | 3.134,99 | 2.389,55 | 1.027,92    | 277,07     | 5.525,96 | 342,41    | 201,64    | 2.589,02 | 2.424,92 | 19.507,11      |
|             | \$/MWh                    | 10,83     | 25,79    | 18,47    | 24,45       | 25,79      | 34,97    | 37,70     | 49,19     | 107,67   | 36,36    |                |
| <b>2030</b> | Üretim Maliyeti, milyon\$ | 1.590,20  | 3.134,99 | 2.389,55 | 1.027,92    | 277,07     | 6.028,32 | 342,41    | 201,64    | 4.315,04 | 3.352,55 | 22.659,71      |
|             | \$/MWh                    | 10,68     | 25,79    | 18,47    | 24,45       | 25,79      | 34,97    | 37,70     | 49,19     | 107,67   | 35,04    |                |



## ÖZGEÇMİŞ



**Ad Soyad** : Betül Özer  
**Doğum Yeri ve Tarihi** : Kayseri, 16.11.1976  
**E-posta** : betlozer@hotmail.com  
**Lisans** : İTÜ Çevre Mühendisliği Bölümü  
**Yüksek Lisans** : İTÜ Çevre Mühendisliği Bölümü  
**Mesleki Deneyim** : Ardahan Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Çevre Mühendisliği Bölümü Öğretim Görevlisi, 2010 Eylül-devam ediyor.

## TEZDEN TÜRETİLEN YAYINLAR/SUNUMLAR

**Özer, B.,** Görgün E., Incecik, S. (2012). The Scenario Analysis on CO<sub>2</sub> Emission Mitigation Potential in Turkish Electricity Sector: 2006-2030, *4th International Symposium and IUAPPA Regional Conference*, September 10-13, 2012 Istanbul, Turkey.

**Özer, B.,** Görgün E., Incecik, S. (2012). Review of the CO<sub>2</sub> Emission Factors for Coal-Fired Power Plants in Turkey", *Global Conference on Global Warming-2012 (GCGW-12)*, July 8-12, 2012, Istanbul, Turkey.

**Özer, B.,** Görgün E., Incecik, S. (2011). "An Analysis of the CO<sub>2</sub> Emissions Mitigation Potential from Electricity Production Industry in Turkey," *10th International Conference on Sustainable Energy Technologies*, September 4-7, 2011, Istanbul, Turkey.

**Özer, B.,** Görgün E., Incecik, S. (2010). "Assesment of CO<sub>2</sub> Emission Factors and Mitigation Options in Electricity Sector of Turkey: A Model Study," *3rd International Conference on Energy and Climate Change*, Promitheas Net, National and Kapodistrian University of Athens. October 7-8, 2010, Athens, Greece.

