

ULAŞTIRMA VE ENERJİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

İnş. Müh. Kaan AKI M

Anabilim Dalı: İnşaat Mühendisliği

Program: Ulaştırma Mühendisliği

HAZİRAN 2002

ULAŞTIRMA VE ENERJİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ
İnş. Müh. Kaan AKI M
(501991178)

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 24 Mayıs 2002
Tezin Savunulduğu Tarih : 31 Mayıs 2002

Tez Danışmanı : Doç. Dr. Zübeyde ÖZTÜRK
Diğer Jüri Üyeleri Prof. Dr. İnal SEÇKİN
Prof. Dr. Saadettin ÖZEN (İ. Ü)

HAZİRAN 2002

ÖNSÖZ

Tezi mde, Türkiye'nin var olan enerji kaynaklarını inceleyerek bu kaynakların ulaştırma açısından önemi ni belirtmeye çalıştım Buna paralel olarak 21.yüzyılda Türkiye'nin gelişmiş ülkeler arasında önemli bir pozisyon elde edinebilmesi açısından enerji kaynaklarının kullanılma ilkelerini ifade ettim Aynı zamanda ulaştırma sektöründe harcanan enerji ile diğer sektörlerde harcanan enerjiyi karşılaştırdım Bilindiği gibi, içinde bulunduğumuz zaman sürecinde enerji talebinin giderilmesi bakımından kaynak yetersizliği problemi yaşanmaktadır. Bundan dolayı tezi mde bu problemin çözülmesine yönelik yeni enerji kaynaklarının neler olduğu ve dünyadaki enerji talebinin hangi alanlarda artacağı gibi konuların üzerinde de durdum

Tezinin yazım sırasında yaptığı yardımlardan dolayı hocam Doç. Dr. Zübeyde Öztürk'e çok teşekkür ederim

Ayrıca çalışmamda her türlü desteği benden eksik etmeyen değerli eşim Feride Akıma ve aileme teşekkürü bir borç bilirim

Haziran, 2002

Kaan AKI M

İÇİNDEKİLER

Sayfa No

TABLO LİSTESİ	v
ŞEKİL LİSTESİ	vi
ÖZET	vii
ABSTRACT	viii
GİRİŞ	1
1. DÜNYADA ENERJİ ÜRETİMİNE İLİŞKİN BİLGİLER, REZERVLER, LANLAMALAR	10
1.1. Enerji Kaynakları	11
1.1.1. Fosil Yakıtlar	11
1.1.2. Hidrolik Enerji	17
1.1.3. Nükleer Enerji	17
1.1.4. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları	20
1.2. Dünya Enerji Üretimi Tüketimi Değerlendirmesi	23
1.3. Dünyada İzlenen Politika	26
1.4. Türkiye Enerji Politikasının Ana İlkeleri	27
2. TÜRKİYE'NİN ENERJİ KURULUŞLARI, YAPILAN ANLAŞMALAR, ENERJİ POLİTİKASI	29
2.1. Türkiye'de Enerjiyle İlgili Kuruluşlar	29
2.2. Enerji Teminliliği Türkiye	31
2.2.1. Türkiye'nin Enerji Kaynakları ve Enerji Dış Alımı	31
2.2.2. Türkiye, Enerji Köprüsü	34
3. ENERJİ TÜKETİMİNİN SEKTÖRLERE DAĞILIMI	49
3.1. Enerji Üretimi, Dağıtım, Kullanım Sırasında Kayıplar ve Bunlara İlişkin Enerji Tamları	51
3.2. Enerji Üretimi Tüketimi	52
4. ULAŞIM TÜRLEİNİN ENERJİ TÜRÜ VE TÜKETİMİ AÇISINDAN KARŞILAŞTIRILMASI	57
4.1. Ulaştırma Sistemleri	57
4.2. Taşıtlarda Enerji Sarfıyatında Etkili Faktörler	59
5. İSTANBUL İÇİN TAŞIT-KM DEĞERLERİNDEN FAYDALANARAK GEREKLİ TÜKETİMİN HESABI	70
6. GELECEĞE YÖNELİK GÖZLEM VE ÖNERİLER	80
6.1. Türkiye'de Ulaştırma Sektörü İçin Öneriler	80
6.2. Nükleer Enerjinin Türkiye'deki Yeri	81

7. ULAŖTIRMADA KULLANILAN ENERJİLERİN TÜRLERİ VE MİKTARLARI, BU KONUDA YENİ ARAŖIŖLAR	101
7.1. UlaŖtırma Sektöründe Enerji Tüketimi	101
7.2. Türkiye Açısından Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Yeri	103
SONUÇ VE ÖNERİLER	139
KAYNAKLAR	150
ÖZGEÇMİŖ	151

TABLO LİSTESİ

	Sayfa No
Tablo 1.1 Dünya Fosil Yakıt Rezervleri	11
Tablo 1.2 Dünya Fosil Yakıt Üretimleri	12
Tablo 1.3 Dünya Fosil Yakıt Tüketimleri	12
Tablo 1.4 Dünya Hidrolik Enerji Kullanımı.....	17
Tablo 1.5 Dünya Nükleer Enerji Kullanımı	19
Tablo 1.6 Mevcut Politikalar Sonucu Hedeflenebilecek Güneş Enerjisi Kullanımı İle İlgili Projeksiyonlar	21
Tablo 1.7 Dünya Fosil Yakıt Üretim ve Tüketimi	24
Tablo 1.8 Kişi Başına Ticari Enerji ve Elektrik Enerjisi Tüketimi	25
Tablo 2.1 Türkiye'nin Enerji İthalat ve İhracatı	34
Tablo 2.2 Türkiye'nin Anlaşmalı Doğal gaz Temin Miktarları	46
Tablo 3.1 Türkiye'de Genel ve Nihai Enerji Tüketiminin Sektörlere Dağılımı	49
Tablo 3.2 Türkiye'de 1998 Yılı Genel Enerji Dengesi	50
Tablo 3.3 1983-1996 Yılları Türkiye Elektrik Enerjisi İletim ve Dağıtım Kayıpları	51
Tablo 3.4 1997 Yılında Elektriksel Gücün Mülkiyet Dağılımı	54
Tablo 4.1 Ülkemizdeki Ulaştırma Modlarının Ağırlığı	57
Tablo 4.2 1995 Yılı İthalat ve İhracat Ulaştırma Modlarının Payı.....	58
Tablo 4.3 1998 Yılında Türkiye'de Ulaştırma Harcanan Enerji.....	58
Tablo 4.4 Karayolu ve Demiryolunda Seyir Drenimleri	62
Tablo 5.1 Bazı Ulaştırma Araçlarının Spesifik Birincil Enerji Tüketimleri .	71
Tablo 5.2 Bazı Ulaştırma Araçlarının Spesifik Birincil Enerji Tüketimleri...	72
Tablo 5.3 İstanbul'da 2010 Yılında Ulaştırma Türleri ile Yapılacak Yolcu- kilometreler	76
Tablo 5.4 İstanbul'da Her Saatte Tüketilen Enerji.....	77
Tablo 6.1 Fransa'da Elektrik Üretim Maliyetleri	87
Tablo 6.2 Nükleer Kuruluş Güç ve Elektrik Üretim Projeksiyonu	95
Tablo 7.1 Türkiye'de ve Dünyadaki Jeotermal Uygulamalar.....	106
Tablo 7.2 Ekim 1998 itibarıyla Jeotermal Suların Merkezi Isıtma Amaçlı Kullanımı.....	108
Tablo 7.3 Türkiye'de Bölgelere Göre Güneş Enerjisi Potansiyeli	112
Tablo 7.4 Yap-İşlet-Devret Modeli İle Kurulmak İstenilen Türkiye Rüzgar Santralleri	126
Tablo 7.5 Türkiye'de Oluşturulması Önerilen Rüzgar Kuruluş Gücü ve Rüzgar Enerjisi Üretimi	129
Tablo 7.6 Türkiye'de Yapılması Önerilen Biyomas Enerji Üretimi.....	136

ŞEKİL LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 1.1 : Dünya Petrol Üretimi Dağılımı.....	14
Şekil 1.2 : Dünya Doğal gaz Üretimi Dağılımı.....	15
Şekil 1.3 : Bazı Ülkelerin Doğal gaz Üretimi.....	16
Şekil 1.4 : Dünya Kömür Üretimi Dağılımı.....	17
Şekil 1.5 : Dünya Kömür Üretimi Dağılımı.....	17
Şekil 1.6 : Ülkelerin Enerji Tüketimini Nükleer Enerji Payı.....	20
Şekil 2.1 : Doğal gaz Boru Hatları.....	40
Şekil 3.1 : Türkiye’de Yıllara Göre Birincil Enerji Üretimi ve Tüketimi.....	52
Şekil 4.1 : Bir Taşıtın Birincil Enerji Gereksiniminde Etkili olan Etmenler.....	61
Şekil 4.2 : Spesifik Enerji Tüketiminin Belirlenmesi.....	63
Şekil 5.1 : İstanbul’da Doluluk Oranına Bağlı Olarak Çeşitli Seçeneklerde Görülen Enerji Değerleri.....	79

Üni versitesi	: İstanbul Teknik Üni versitesi
Enstitüsü	: Fen Bilimleri
Anabilim Dalı	: İnşaat Mühendisliği
Program	: Ulaştırma Mühendisliği
Tez Danışmanı	: Doç. Dr. Zübeyde ÖZTÜRK
Tez Türü ve Tarihi	: Yüksek Lisans – Haziran 2002

ÖZET

ULAŞTIRMA VE ENERJİ

Kaan AKI M

Bu çalışmada, Türkiye ve dünyada enerji üretimine ilişkin bilgiler ve planlamalar hakkında geniş çapta bir inceleme yapılmıştır. Bu bağlamda Türkiye’de enerji ile ilgili kuruluşlar, bu alanda yapılan anlaşmalar ve Türkiye’nin enerji politikası konusunda önem taşıyan ilkeler belirtilmeye çalışılmıştır. Ayrıca Türkiye’de enerji tüketiminin sanayi, konut ve hizmetler, ulaştırma, tarımsal ve diğer sektörlerde dağılımı, oluşan enerji kayıpları ve bunların boyutları titizlikle ele alınmıştır. Bununla birlikte, ulaştırma türlerinin enerji türü ve tüketimi açısından karşılaştırılması yapılarak ulaştırma sistemleri hakkında da bilgiler verilmiştir. Geçtiğimiz yıllara ait ithalat ve ihracat ulaşım modlarının paylarını ve Türkiye’de ulaşırmaya harcanan enerji miktarı tablolarla gösterilerek verilen bilgiler somutlaştırılmıştır. Taşıtlarda enerji sarfiyatında etkili faktörler de incelenerek taşıtın özelliklerinin ve diğer unsurlarının enerji harcanmasında ne denli önemli olduğu vurgulanmıştır. Bu açıdan İstanbul için taşıt km değerlerinden faydalanan olarak pik saatte gerçekleşen enerji tüketiminin hesabı örnek olarak sunulmuştur.

Tezin son bölümlerinde ise, ulaştırma sektöründe verimliliğin artırılması, tüm araçların yakıt tüketiminin düşürülmesi, üretilen ve ihraç edilen araçlar bakımından bir test prosedürünün geliştirilmesi açısından geleceğe yönelik gözlem ve önerilere yer verilmiştir.

Sonuç olarak, Türkiye’de nükleer enerjinin kullanılarak enerji üretiminin artırılması bir zorunluluktur. Ulaştırma, toplu taşımaya yönlendirme zorunluluğu vardır. Şu an varolan enerji ülkenin geleceği açısından yeterli değildir. Yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları ile ilgili kanunların acilen çıkarılması gerekir.

Anahtar Kelimeler: Ulaştırma, Enerji, Türkiye
Bilim Dalı Sayısal Kodu: 624

University	: Istanbul Technical University
Institute	: Institute of Science and Technology
Science Programme	: Civil Engineering
Programme	: Transportation Engineering
Supervisor	: Doç. Dr. Zübeyde ÖZTÜRK
Degree Awarded and Date	: High Licence – June 2002

ABSTRACT

TRANSPORTATION AND ENERGY

This study, is based for producing energy and planning in Turkey and world. Consequently, establishments with energy in Turkey, according in this area and principles which are important in Turkey's energy politics were stated. Besides, consumption of energy in distribution to sectors in Turkey like industry, resort and duty, transportation, agriculture loss of energy and these dimensions was investigated with importance. Moreover comparing sort of transportation with sort of energy and consumption and was given knowledge of systems of transportation. Share of transportation modes on import and export and amount of energy on transportation in Turkey which is belonging at last years are showed with statistics. In addition to importance principles of consumption energy at vehicles were examined and also securities of vehicles and the other element which are very important on consumption of energy was emphasized. Therefore, account for energy consumption in rush hour for Istanbul was given an example.

At the end of the study for increasing of consumption of energy productivity, decreasing of energy consumption of all the vehicles, making a test procedure for vehicles which is produced and export, were given placed to observation and offer is related with future.

As a conclusion it's a necessity that is using nuclear energy for increasing energy production. There is an obligation to give way to total transportation. The energy today Turkey has is not enough for its future. The laws must as soon as possible passed for new energy sources.

Keywords: Transportation, Energy, Turkey
Science Code: 624

GİRİŞ

"Türkiye'de 21. Yüzyıla Giren Ulaştırma ve Enerji Durumu ile Gelişen Alanları"nın konusu alındığı bu raporda, Türkiye'nin gelişmiş ülkeler arasında yerini alabilmesi için enerji kaynaklarını nasıl kullanması gerektiği araştırılmıştır.

Enerji Dünyasına bakıldığında, kişi başına düşen yıllık birincil enerji tüketiminin, dünya ortalamasının 1.45 tep/kişi.yıl, OECD ortalamasının 4.56 tep/kişi.yıl, Avrupa Birliği ortalamasının 3.69 tep/kişi.yıl ve Türkiye ortalamasının 1.10 tep/kişi.yıl olduğu görülmektedir. Elektrik tüketimi açısından da benzer bir durum vardır. Dünya genelinde kişi başına düşen yıllık ortalama elektrik tüketimi 2376 kWh/kişi.yıl iken, Türkiye ortalaması, kaçak ve kayıplar dışında net 1281 kWh/kişi.yıl düzeyine ulaşabilmiştir.

İçinde bulunduğumuz dönemde dünyada enerji talebinin karşılanması açısından kaynak yetersizliği sorunu bulunmaktadır. 1998 yılında yapılan 17. Dünya Enerji Kongresi'nde açıklanan verilere göre 2050 yılına kadar olan dönem için böyle bir sıkıntı görülmektedir. Dünyanın enerji tüketimi büyük ölçüde hidrokarbon türü fosil kaynaklara dayandırılmış olmasına karşın, arz olanaklarının çokluğundan enerji fiyatları düşük seyretnmektedir.

2025 yılına kadar olan dönemde petrol ve doğal gaz talebinde artışın sürmesi, dünya enerji talebinin ana parçasının fosil yakıtlardan sağlanması beklenmektedir. Global ısınma ve çevre sorunu üzerinde kitleler bilinçlendikçe, fosil olmayan enerji kaynaklarına talebin artacağı vurgulanmaktadır. Nükleer enerjiyi nispeten güvenli potansiyeli nedeniyle enerji bütçelerinde payının artması, yeni ve yenilenebilir kaynaklardan, yeni enerji teknolojilerinden yararlanılması üzerinde durulmaktadır.

Türkiye'de 1970-1997 yılları arasında, birincil enerji tüketimi 3.8 kat artış göstererek, 18.849 Btepdan 71.367 Btep'e yükselmiştir. Aynı dönemde yerli birincil enerji üretimi 1.9 kat artarak, 14.493 Btepdan 27.687 Btep'e çıkabilmiştir. Türkiye'de son yıllarda talebi hızlı artış gösteren kaynak doğal gaz olmuştur. Türkiye'de enerji tüketimine sektörler bazında bakıldığında, nihai enerji tüketiminden %36.4 ile en

büyük payı sanayi sektörü almaktadır. Buna karşın toplam birincil enerji tüketiminde sanayi ile konut ve hizmet sektörlerinin payları yaklaşık eşittir. Sanayi sektörünün gelişmesinin bir sonucu olarak, GSMH ile toplam enerji tüketimi arasında belirgin bir etkileşim saptanmıştır.

Türkiye'de elektrik enerjisi tüketimi 1970-1997 döneminde yıllık ortalama olarak % 9.9 artış göstermiştir. Elektriksel kurulu güç 1970 yılındaki 2 234.9 MW'dan 1997 yılında 21 889.4 MW'a çıkarılmış olmakla birlikte, özellikle puant talebi karşılama da yetersiz kalmaktadır. Kurulu gücün 1986 MW'ı özel sektör elinde olup, bunun 940 MW'ı özel sektör otoproduktörlerine aittir. Kamu sektörünün elektrik üretimine gereken ölçüde yatırıma yapılmadığı ve artık yapmasının olanaksızlaştığı bu dönemde, özelleştirme ve liberalleşme akımlarına karşın, yerli ve yabancı özel sermayenin elektrik üretimi yatırımlarına çekilememesi, Türkiye'de kurulu gücün gerektiği gibi artırılmasını niteleyen nedenidir.

Türkiye bilindiği kadarı ile fosil yakıt rezervleri bakımından zengin bir ülke değildir. Kömür, petrol, doğal gaz, asfaltit ve bitümlü şistlerin görünür, muhtemel ve mümkün rezervlerini toplam 2 454 Mtep kadardır. Bilinen bitümlü şist, toryum ve uranyum yatakları potansiyel rezervler olarak beklemektedir. Türkiye, tükenbilir konvansiyonel fosil yakıt rezervlerinin aksine, tükenmez doğal kaynakların potansiyeli bakımından zengin bir ülkedir. Ülkemizde kullanılabilir ve/veya ekonomik boyutları ile 124.5 TWh/yıl hidrolik, 1.8 Mtep/yıl jeotermal, 25 Mtep/yıl güneş, 50 TWh/yıl rüzgar ve 32 Mtep/yıl biyomas enerji potansiyeli bulunmaktadır. Bu nedenle Türkiye, yenilenebilir enerjiler üzerinde atılım yapan bir ülke olmak zorundadır.

Geleceğe yönelik enerji talep ve üretim kapasitesi ile ilgili senaryolar, gelişme trendlerine bağlı biçimde, simülasyon ve optimizasyon modelleri ile hesaplanabilmektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Türkiye'nin birincil enerji talebini 2000 yılı için 91 030 Btep, 2020 yılı için 314 353 Btep olarak hesaplamıştır. Bu trend 2023 yılına uzatıldığında talep 367 780 Btep bulunmaktadır. Buna göre 2000 yılında 1 382 kep/kişi olacak kişi başına enerji tüketimi, 2023 yılında 4 350 kep/kişi değerine ulaşacaktır. Yeni teknolojilere, enerji maliyeti düşük sanayiye ve enerji rasyonel kullanımına bağlı kriterlerle söz konusu talebin, 2000 yılında 90 800 Btep, 2020 yılında 306 612 Btep ve 2023 yılında 359 526 Btep olacağı, bu çalışmada kullanılan özel bir simülasyon modeli ile saptanmıştır. Bu

senaryoya göre kişi başına birincil enerji tüketimi 2000 yılında 1 379 kep/kişi ve 2023 yılında 4 252 kep/kişi olacaktır. Söz konusu 2000-2023 döneminde kişi başına düşen GSYİH cari ABD \$'ı ile 2000 yılındaki 3 615 ABD \$/kişi düzeyinden, 2023 yılında 15 047 ABD \$/kişi düzeyine çıkacaktır. Böylece, genel enerji tüketimi ve GSYİH kriterleri ile gelişmiş ülkeler standardı yakalanmış olacaktır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Türkiye'nin yerli birincil enerji üretiminin 2000 yılında 31 091 Bep'den 2020 yılında 79 399 Bep'e çıkabileceğini öngörmüştür. Söz konusu trend ile 2023 yılında 91 408 Bep yerli enerji üretimi yapılabilecektir. Verimi yüksek üretim teknolojilerini kullanmak, yenilenebilir kaynaklara ağırlık vermek, ekonomik sınırlar içerisinde alternatif enerji teknolojilerinden yararlanmakla sağlanabilecek yerli birincil enerji üretimine ilişkin olarak, bu rapor için yapılan optimizasyon çalışması, birincil enerji üretiminin 2000 yılında 33 434 Bep ve 2023 yılında 109 495 Bep olabileceğini göstermiştir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlamasına göre, 2000-2020 arasında yerli enerji üretiminin tüketimi karşılama oranı %34.2'den %25.3'e düşerken, bu rapor için ortaya konulan özgün talep ve üretim trendlerine göre, yerli üretimin tüketimi karşılama oranı aynı dönemde %38.1'den %30.9'a düşebilecektir. Bakanlığın planlaması 2000 yılında 59 940 Bep ve 2020 yılında 234 953 Bep enerji ithali öngörmektedir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlamasına bağlı olarak, Türkiye Elektrik Üretim-İletim A.Ş. (TEAŞ) planlamasına göre, 2000 yılında 134 307 GWh elektrik talebinin karşılanması için gerekli kurulu güç 30 395 MW ve 2020 yılında 547 060 GWh elektrik talebinin karşılanması için gerekli kurulu güç 108 999 MW'dır. Aynı trendle 2023 yılının talebi 639 045 GWh'a ve gereken kurulu gücü 124 235 MW'a ulaşmaktadır. TEAŞ planlamasında ithal doğal gaz, ithal taşkömürü ve linyit santralleri önemli yer almaktadır. Söz konusu santrallerin yapımı önemli olmakla birlikte, hidrolik enerjinin ve nükleer enerjinin payı artırılmalı, yeni ve yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi de geliştirilmelidir.

Türkiye, Cumhuriyetin 100. yılında bugünkü ekonomik hidroelektrik potansiyelinin tamamını kullanılır duruma getirmeyi ilke edinmelidir. 2023 yılında, bugünkü ekonomik hidroelektrik potansiyelinin tamamının kullanılır duruma gelebilmesi için, hidroelektrik kurulu gücün; 2005 yılında 20 824 MW, 2010 yılında 25 565 MW

2015 yılında 30 628 MW 2020 yılında 33 186 MW ve 2023 yılında 35 635 MW olması gerekmektedir. Böylece 2023 yılında üretim 124 721 GWh'a çıkabilecektir.

Türkiye'de hem artan enerji ithal yükünün azaltılması, hem de enerji ve çevre sorununa sürdürülebilirlik ilkesi ile yaklaşılması açısından, yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları, yeni bir atılımın kullanılması sokulmalıdır. Jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi ve modern biyomas enerji kullanımı geliştirilmelidir. Oysa, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlamasında alternatif enerji kaynaklarına gereken yer verilmemektedir.

Türkiye'de jeotermal enerji özellikle ısıtma için önemlidir. Bugün jeotermal enerji ile 50 000 konut eşdeğeri 350 MW kapasitede ısıtma yapılmaktadır. Oysa, bu değer in kanıtlanmış kullanılabilir potansiyelle 350 000 konut eşdeğeri 2 250 MW düzeyine ulaştırılması için gerekli önlemler alınmalıdır. Enerji planlaması ile hedeflenmesi gereken ısıtma gücü 1 200 000 konut eşdeğeri 7 500 MW olmalıdır. Türkiye'de jeotermal elektrik potansiyeli, günümüz teknolojisi ile sınırlıdır. Şu anda 20.4 MW'e kurulu gücünde olsa da, 12-15 MW'e güçle çalıştırılan bir santral vardır. Türkiye'nin kanıtlanmış jeotermal elektrik potansiyeli 200 MW'e düzeyinde belirtilmekle birlikte, bunun kısa zamanda 350 MW'e düzeyine çıkarılabileceği beklenmektedir. Saptanan potansiyelle kurulacak santraller küçük olsa bile, potansiyelin kullanılması için gerekli işlemler yapılmalıdır.

Güneş enerjisi Türkiye'nin en görkemli doğal kaynağıdır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ısıtma uygulamalarıyla güneş enerjisinden yapılacak üretimi, 2000 yılı için 121 Bt ep, 2020 yılı için de 745 Bt ep gibi yokun sanacak düzeyde öngörmektedir. Oysa, ekonomik sınırlarındaki teknolojik uygulamalarla, güneş enerjisinden yapılabilecek üretimin 2000 yılında 287 Bt ep, 2010 yılında 1 458 Bt ep, 2020 yılında 3 882 Bt ep ve 2023 yılında da 4 854 Bt ep düzeyine çıkarılması olanaklıdır. En geç önümüzdeki 10 yıl içinde, Türkiye'nin günde mine güneş-doğal gaz hibrid termik elektrik santralleri da alınmalıdır.

Son yıllarda dünyada rüzgar santrallerinin kurulu gücü hızlı bir artış göstermiş, Türkiye'de bu gelişimden etkilenmiş ve kurulu güçleri toplam en az 645.42 MW olacak 30 rüzgar santrali başvurusu yapılmıştır. Buna karşın, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın enerji planlaması ile TEAŞ elektrik planlamasında rüzgar enerjisi yer almamaktadır. Yapılan model çalışması, rüzgar santralleri kurulu

gücünün 2000 yılında 300 MW'dan başlayarak, 2010 yılında 2 979 MW'a, 2020 yılında 7 849 MW'a ve 2023 yılında 9 733 MW'a çıkarılması olanaklı olduğunu göstermiştir. Rüzgardan elde olunacak elektrik 2000 yılında 675 GWh, 2023 yılında 21 900 GWh olacaktır. Toplam elektrik arzındaki payı ise % 0.5 den % 3.5'a çıkmaktadır.

Türkiye'nin enerji bütçesinde odun ile hayvan ve bitki artıkları biçiminde ticari sayılması gereken klasik biyomas önemli bir yer tutmaktadır. 1997 yılı verilerine göre toplam birincil enerji üretiminin %25.5'i klasik biyomasdan sağlanmıştır. Klasik biyomas kullanımı giderek kaldırılmalı, onun yerine modern biyomas enerji yerleştirilmelidir. Enerji oranlarına, enerji tarımına ve çeşitli atıklara dayalı biçimde, ancak yüksek kaliteli yakıt üretmeyi içeren modern biyomasın tüm dünyada güneş ve rüzgar enerjilerinden daha fazla katkı sağlaması beklenmektedir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlamasına göre, Türkiye'nin enerji bütçesinde klasik biyomasın 2000 yılında 6 963 Btep ve 2020 yılında da 7 381 Btep ile yer alması öngörülmüştür. Oysa, klasik biyomasın 2000 yılındaki 6 963 Btep'den 2020 yılında 3 980 Btep'e düşürülmesi, buna karşın 2000 yılında 17 Btep ile başlayacak modern biyomas üretiminin, 2020 yılında 3 515 Btep ve 2023 yılında 4049 Btep'e çıkarılması olanaklıdır.

Türkiye daha fazla zaman kaybetmeksizin nükleer enerjiye ve nükleer teknolojiye kavuşturulmalıdır. Nükleer enerji güvenli ve ucuz elektrik üretiminin yanı sıra, çağdaş bir teknoloji kazandıracaktır. Nükleer santraller, gerçekte en fazla ve sürekli kontrol edilen santrallerdir. Türkiye'nin bilinen birincil kaynak rezerv ve potansiyelleri, enerji teknolojisinin ulaştığı boyutlar ve beklenen açıklar gözönünde tutularak yapılan ciddi inceleme ve planlama çalışmaları, 2020 yılına doğru ortaya çıkacak büyük elektriksel kurulu güç talebinin karşılanması için nükleer enerjiden yararlanılması gerektiğini göstermektedir.

Türkiye'nin 1998 yılında revize edilen elektrik planlamasına göre, 1000 MW gücündeki ilk nükleer santral 2007 yılında devreye girecektir. Yine 1000 MW gücünde ikinci nükleer santralın ise 2010 yılında devreye girmesi öngörülmektedir. Türkiye 2010 yılına kadar nükleer teknolojiyi kazanma ve elektrik üretiminde kaynak çeşitlenmesi yapmak amaçları ile nükleer santral alanına girmek istemektedir. 2010-2020 yılları arasında nükleer santrallara 8 ünite daha eklenerek, kurulu gücün

10 000 MWa çıkarılması planlanmıştır. Bu trendle nükleer kurulu güç, Cumhuriyet'i mizin 100. yılını dolduracağı 2023 yılında 15 000 MWolabilecektir.

Bu rapor için yapılan enerji modellemesinde ise, 2023 yılında nükleer kurulu gücün 17 700 MWa çıkarılması gerektiği görülmüştür. Böylece, Cumhuriyet'in 100. yılında nükleer enerjiden ve hidrolik enerjiden sağlanabilecek elektrik üretimi 124 milyar kWh ile başa baş gelmektedir. Türkiye'nin nükleer enerji politikası, 2023 yılında hidroelektrik üretimi eşdeğer nükleer elektrik üretimi olmalıdır.

Türkiye'de bugün kullanılan uluslararası boru hatları olarak Irak- Türkiye Ham Petrol Boru Hattı ve Rusya Federasyonu- Avrupa- Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı vardır. Irak'dan uzanan ham petrol boru hattının çalışması kesintilidir. Buradan Türkiye petrol ithal edebildiği gibi, Irak'ın diğer ülkelere yaptığı ihracatta terimnal olarak da kullanılmaktadır. Rusya Federasyonu- Avrupa- Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı ise, yalnızca Türkiye'nin doğal gaz ithali için yapılmıştır. Bugün için bu hattın gerçekleştirilen ithalat, artantalep karşısında yeterli olamamaktadır. Hattın kapasitesi artırılmaya çalışılmaktadır. Ayrıca, LNG biçiminde ithalat da yapılmaktadır.

Türkiye'nin coğrafi konumu kendisine, tarihteki İpek Yolu'na benzer biçimde 21. yüzyılın enerji yolunda, Enerji Terimnali olma şansını tamamaktadır. Böyle bir gelişme, Türkiye'nin gerek duyduğu enerji arzı için güvence oluşturacağı gibi, ekonomik kazanç sağlayıcı bir araç da olacaktır. Uluslararası petrol ve doğal gaz boru hatları ile uluslararası elektrik enterkonneksiyonu bu açıdan önem taşımaktadır. En son Bakü-Tiflis-Ceyhan hattı diye isimlendirilerek güzergahı kesinleştirilen Hazar- Akdeniz Ham Petrol Boru Hattı, başlangıçta 11.5 milyon ton/yıl kapasite ile çalışmaya başlayacak, 6 yılda 45 milyon ton/yıl kapasiteye ulaşacaktır. Hattın yapımında karşılaşılabacak zorlukların mutlaka aşılması gerekmektedir.

Türkiye'de doğal gaz teminini güvenceye almak ve Türkiye üzerinden Avrupa ülkelerine doğal gaz göndermek üzere geliştirilmiş; Rusya Federasyonu - Karadeniz - Türkiye (Mavi Akıntı) Doğal Gaz Boru Hattı Projesi, Türkmenistan- Türkiye- Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi, İran- Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi, Irak - Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi, Transbalkan Doğal Gaz Boru Hattı Projesi, Mısır- Akdeniz- Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi sıralanmaktadır. Bu hatlardan İran- Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı'nın 1999 yılında işletmeye girişi planlanmışsa da, gerçekleşmesi olasılığı vardır.

Yukarıda sıralanan hatlara karşın, bugün anlaşmalı doğal gaz temini için Rusya anlaşması ve ek anlaşması, LNG ithal olanağı, İran Anlaşması, Rusya Mavi Akını anlaşması bulunmaktadır. Ancak, bu kaynaklardan sağlanacak temin miktarları ile toplam talep karşılaştırıldığında, açıklar görülmektedir. Türkiye'nin doğal gaz açığı 1998 yılında 963 milyon m³, 1999 yılında 3 406 milyon m³, 2000 yılında 957 milyon m³, 2005 yılında 4 671 milyon m³, 2010 yılında 9 151 milyon m³, 2015 yılında 20 400 milyon m³ ve 2020 yılında 35 598 milyon m³ düzeyindedir. Henüz bir terimin programı bulunmayan Türkmenistan doğal gaz hattının olabilecek en kısa zamanda gerçekleştirilmesi, bu açıdan önem taşımaktadır.

Çağdaş gelişim enerji teknolojilerinde yenilikler oluşturmaktadır. Örneğin, kömürlerin akışkan yataktaki yakılması, kömür gazifikasyonu ile entegre elektrik üretimi, kombine çevrim ve kojenerasyon santralleri önem kazanmıştır. Türkiye'de bundan böyle linyit santrallerinin akışkan yataklı kurulmasına özen gösterilmektedir. Kömür santrallerinin bileşik kısmı ve güç santralleri olması üzerinde durulmalı, santral atık ısısı sanayide veya ısıtımada değerlendirilmektedir. Kombine çevrim doğal gaz santralleri ise ülkemizde yaygınlaşmaktadır. Kombine çevrim uygulandığı veya uygulanabilir olduğu, özel sektör eliyle kurulacak doğal gaz santrallerinin kurulu güç toplam 13 500 MW'a ulaşmıştır. Otoproduktör kojenerasyon üniteleri bu güce dahil değildir. Şu anda kurulu bulunan 825 MW otoproduktör kojenerasyon santralının yanı sıra, toplam 1 427 MW'lık yeni üniteler için yapılmış girişimler vardır.

Türkiye'de yeni enerji çevrim tekniklerinden yararlanmak, enerji teknolojisiindeki gelişmeleri izleyebilmek, yerli teknoloji oluşturulmasına katkıda bulunmak için, enerjide araştırma-geliştirme (Ar-Ge) çalışmalarına gerek vardır. Araştırmalara dayalı teknolojik gelişmelerin sonucunda kullanılır duruma getirilen yakıt pilleri ve hidrojen enerjisi konusunda, ülkemizdeki çalışmalar yok denecek kadar sınırlıdır.

Konvansiyonel yakıtların yanma ürünü karbondioksitin global ısınmaya neden olması, fosil yakıtların giderek tükenmekte oluşu gibi nedenlerle, teknolojisi geliştirilerek ortaya konulan yeni yakıt hidrojendir. Hidrojen birincil enerji kaynağı olmayıp, birincil enerji kaynakları ile değişik hammaddelerden ve özellikle sudan üretilen bir enerji taşıyıcısıdır. Yüksek verimle, geniş kullanılma alanı bulunan hidrojen çevre dostu olup, yanma ürünü su buharıdır. Son onbeş yılda hidrojenle çalışan değişik motorlar üretilmiş, deneme ve gösteri amaçları ile taşıt araçlarında kullanılmıştır. Yakıt olarak hidrojen kullanan ve güçleri 11 MW'a kadar uzanan yakıt

pilli elektriksantıraları yapılmıştır. Hidrojeni nevlende kullanımı için katolitik yakma düzenleri geliştirilmiştir. Hidrojenle ilgili uluslararası standartlar hazırlanmıştır. Hidrojenin dış maliyeti, petrol ürünleri maliyetine yaklaştırılmış olup, çevre zararlarını kapsayan efektif maliyet açısından, hidrojen petrolle rekabet eder görünmektedir. Dünya hidrojene geçiş aşaması için hazırlıklarını tamamlamış bulunmaktadır. Türkiye’de hidrojen konusunda henüz gereken adımların atılmadığı görülmektedir.

Çeşitli birincil kaynaklardan üretilen enerjiyi n, yüksek verimlilikle kullanılmasına ve rasyonel tüketilmesine özen gösterilmektedir. Bu açıdan, birim GSYİH’nın elde olunması için gerekli enerji tüketimini gösteren enerji yoğunluğunun, teknolojik gelişmelerle düşürülmesi istenmektedir. Türkiye’de sektör bazında yapılan etütlerle, teknolojik yenilenelere bağılı olarak yıllık tüketimde sanayi sektöründen 5.3 Mtep, konutlardan ve hizmet sektöründen 5.1 Mtep, ulaşım sektöründen 2.8 Mtep olmak üzere toplam 13.2 Mtep enerji tasarruf edilebileceği bulunmuştur. Rasyonel tüketimle sağlanacak bu tasarrufun parasal karşılığı 2.6 milyar ABD \$’dır. Ayrıca, enerji çevrim sektöründen 3.5 Mtep ve tarım sektöründen 0.4 Mtep tasarruf sağlanabilir. Türkiye genelinde, tüketim için nihai enerji girdisinin %63.1’i ve nihai ekserji (yararlı enerji) girdisinin % 84.5’i kayıp olmaktadır. Türkiye için genel enerjitik verim %36.9 ve ekserjitik verim %15.5’dir.

Doğal çevreyi tüm insan faaliyetleri etkilerse de, bu faaliyetlerin en etkililerinden biri enerji alanıdır. Enerjinin kirlisi yoktur, ama üretim teknolojisinin kirlisi vardır. Günümüzde çevre politikaları endüstriyel ekolojik görüşü ile biçimlendirildiğinden, temiz üretimle edinilmiştir. Çevre eylem programları da sürdürülebilirlik ilkesine göre hazırlanmakta, hedef sektörler arasında enerji ağırlıklı biçimde yer almaktadır.

Bugün dünyanın en önemli çevre sorunu global ısınmadır. Global ısınmanın oluş nedeni, aşırı fosil yakıt kullanımından kaynaklanmaktadır. Fosil yakıt yanma emisyonlarının karbondioksit gibi sera gazlarını içermesi, atmosferin artan sera etkisi ile iklim değişimlerine neden olabilecek bir global ısınma sürecini başlatmıştır. Çözüm nükleer enerji ile yeni ve yenilenebilir alternatif enerji kaynaklarında aranmalıdır. Ancak, bu kaynakların da belli ölçüde çevre sorunları olduğu unutulmamalı, bu sorunları azaltıcı ve giderici önlemler eksiksiz uygulanmalıdır.

Tüm enerji kaynaklarından yapılan üretimlerde az ya da çok çevre ve sağlık risklerinden söz edilebilir. Ancak, bu riskler azaltılamaz ve çevre sorunları çözülemez değildir. Çağdaş bilim ve teknoloji çözüm yollarını gösterebilmektedir. Kaldı ki, insanlık kontrol altına alabildiği enerjileri kullanmaktadır. Bu nedenle, çevre sorunlarından ötürü hiçbir santralin yapımı durdurulmamalı, santral kapatılmamalı, ancak çevre sorununu çözümlayici önlemler en son teknoloji ile yeterince alınmalıdır.

Türkiye'de enerji politikası liberal ekonomiden mutedil devletçiliğe, planlı karname ekonomiyeye dek çeşitli aşamalardan geçerek bugüne gelmiştir. Bugün dünyadaki gelişime de koşut olarak özelleştirme ve liberalleşme önem kazanmıştır. Enerji sektörü de özelleştirme kapsamı içindedir ve bu yoldan dönüş düşünülemez. Bu sektörde devletin yalnız denetleyici ve yol gösterici olması gerekir. Türkiye'de enerji sorununun temelinde, gerekli finansmanın sağlanması yatmaktadır. Geçmişte yapılan planların sağlıklı biçimde uygulanmamasının nedeni finansmandan kaynaklanmaktadır. Finansman temininde ortaya çıkan aksaklıklar, işletmelerin kurulmasını geciktirmekte ve dönem dönem enerji açığına dayalı krizler yaşanmaktadır. Önümüzdeki 25 yıllık süreçte elektrik, kömür, petrol, doğal gaz, hidrolik enerji, nükleer enerji, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesi, enerji verimliliğinin artırılması, enerji-çevre uyumunun sağlanması için sektöre yapılması gereken yatırım 300 milyar ABD \$'ı düzeylerinde kestirilmiştir. Bu büyük yatırımın finansmanı için ana kaynak özel sektör olmak zorundadır.

Enerji sektörü bir zaman sürecinde tümü ile özelleştirilmeli ve artık özel sektör yatırımları ile geliştirilmelidir. Her türlü enerji üretimi bir mal üretimi olup, enerji üretimi, taşınması, dağıtım, pazarlanması en prodüktif biçimde, ancak özel sektör tarafından gerçekleştirilebilir. Türkiye özelleştirmenin gereğini çeşitli ülkelerden önce duymuş ve gündemi ne almışsa da, özelleştirme çalışmaları ne yazık ki olması gereken düzeyde değildir. Bunun düzeltilmesi için yapılması gereken yönetimsel düzenlemeler, gerekli anayasal ve yasal düzenlemeler vardır.

Yerli ve yabancı özel sermaye işbirliği ile gerekli finansmanın sağlanmasının önünde, hukuksal ve yönetimsel yapıdan kaynaklanan bürokratik engeller bulunmaktadır. Bu engeller, gereksinim duyulan yabancı sermaye için caydırıcı olmaktadır. Ekonomik büyüme için ihtiyacımız olan yabancı sermaye, koşulları

el verişli görmediği için gelmekte, gelmeye kalktığında da uzun süren bürokratik ve yasal işlemler nedeni ile geri dönmektedir. Artık zaman yitirilmezsin yerli ve yabancı özel sermayenin önü açılmalıdır. Ekonomik büyümenin aksaması için ekonomiye yeterli, kaliteli ve güvenilir enerjinin yerinde, zamanında, düşük maliyetle sağlanması, çağdaş gelişmeye uyan ve çevre ile uyumlu teknolojilerle enerji kaynaklarının verimli biçimde değerlendirilmesi, genel enerji ve elektrik darboğazları oluşmaması için gereken önlemlerin alınması, enerjide özelleştirme çalışmalarının ve özel sektör enerji yatırımlarının önündeki tıkanıklıkların açılması ve bu işlemlerin hızlandırılması, özel sektör enerji işletmelerine üretkif ve rantabl çalışma ortamının hazırlanması, Türkiye enerji politikasının temel ilkeleri olmalıdır.

1- DÜNYADA ENERJİ ÜRETİMİNE İLİŞKİN BİLGİLER, RESERVLER, PLANLAMALAR

1998 yılında dünya enerji tüketimi bir önceki yıla göre 1982 yılından bu yana ilk defa %0,1 oranında düşmüştür. Gaz, nükleer enerji hidrolik enerji tüketimindeki %1'lik artışa rağmen petrol tüketimindeki yetersiz artış ile kömür tüketimindeki azalma bu dengeyi sağlayamamıştır. Dünya toplam enerji tüketiminin %58'ini oluşturan OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) ülkelerinin tüketiminde gözlenen %2'lik düşüşe karşılık Eski Sovyetler Birliği (FSU-Former Soviet Union) hariç diğer EME (Emerging Market Economies) ülkelerinde bir önceki yılda gözlenen %1,9'luk tüketim artışı bu yıl ancak %0,4 olarak gerçekleşmiştir. 1998 yılı tüketiminde bir önceki yıla göre, nükleer enerji %1,6, doğal gaz %1,3 ve hidrolik %1,1 oranında artarken, kömür tüketiminde %2,1'lik bir düşüş olmuş, petrolde ise aynı tüketim seviyesi korunmuştur.[1]

Asya'daki durgunluk nedeniyle bu bölgenin enerji tüketimi %1,5 oranında düşmüştür.[1]

FSU'daki uzun zamandan beri gözlenen düşüş 1998 yılında da devam etmiş olup, 1997 yılındaki kadar olmamakla birlikte %0,3 oranında azalma gözlenmiştir. Afrika, Orta Doğu ve Güney Amerika'da hızlı tüketim artışına karşılık iyi ekonomik koşullara rağmen, 1997-1998 kış mevsiminin nılık olmasından dolayı, Kuzey Amerika ve Avrupa'da artış çok az olmuştur.[1]

1998 yılında gözlenen diğer önemli gelişmeler:

- Toplam dünya enerji tüketimindeki düşüşe rağmen, ülkelerin üçte ikisinde olduğu gelişmeler olmuştur. Portekiz'in tüketiminde bir önceki yıla göre %10,7 gibi bir artışın yanı sıra, bunun dışında yine 10 ülkenin tüketimlerinde %4 veya daha fazla artışlar gözlenmiştir. İspanya'daki %5,7'lik artış, bu ülkeyi 15'inci büyük enerji pazarı haline getirmiştir.

- %3'ten daha fazla oranlardaki azalmalar ile enerji tüketimindeki düşüşler diğer ülkelerin yanı sıra Çin, Güney Kore, Polonya ve Tayland'da olmak üzere Asya, Eski SSCB ve Orta Avrupa'nın bir kısmında yoğunlaşmış durumdadır. En büyük düşüşler ise Japonya, Almanya, Kanada ve Ukranya'da olmuştur.
- Küresel toplamın oranı alındığında, Güney ve Orta Amerika ile Afrika ve Orta Doğunun da katkılarıyla EME ülkelerinin payının (%29,7) artmaya devam ettiği gözlenmektedir.[1]

1.1. ENERJİ KAYNAKLARI

1.1.1. FOSİL YAKITLAR

Dünya fosil yakıt rezervleri Tablo 1.1'de gösterilmektedir.

Tablo 1.1 Dünya Fosil Yakıt Rezervleri

Bölge	Petrol (Milyar Ton)	Doğal gaz (Trilyon m ³)	Kömür (Milyar Ton)	
			Taşkömürü	Linyit
Kuzey Amerika	11,50	8,40	116,70	139,80
Orta ve Güney Amerika	13,00	6,20	7,80	13,70
Avrupa	2,70	5,20	41,70	80,40
Eski SSCB Ülkeleri	9,10	56,70	97,50	132,70
Ortadoğu	91,20	49,50	0,20	-
Afrika	10,10	10,20	61,20	0,20
Asya ve Okyanusya	5,80	10,20	184,40	107,90
TOPLAM DÜNYA	143,40	146,40	509,50	474,70
TÜRKİYE	0,04	0,01	1,12	8,08

1998 yılı fosil yakıt üretimleri Tablo 1.2'de verilmektedir.[1]

Tablo 1.2- Dünya Fosil Yakıt Üretimi (1998 Yılı)

Bölge	Petrol (Milyon Ton)	Doğal gaz (Milyon TEP)	Kömür (Milyon TEP)	TOPLAM (Milyon TEP)
Kuzey Amerika	667,0	665,1	636,5	1968,6
Orta ve Güney Amerika	343,3	78,0	29,2	450,5
Avrupa	325,0	246,9	260,5	832,4
Eski SSCB Ülkeleri	361,3	579,6	181,0	1121,9
Ortadoğu	1096,8	162,9	0,8	1260,5
Afrika	360,1	91,1	123,0	574,2
Asya ve Okyanusya	365,4	221,3	999,8	1586,5
TOPLAM DÜNYA	3518,9	2044,9	2230,8	7794,6
TÜRKİYE	3,2	0,5	14,4	18,1

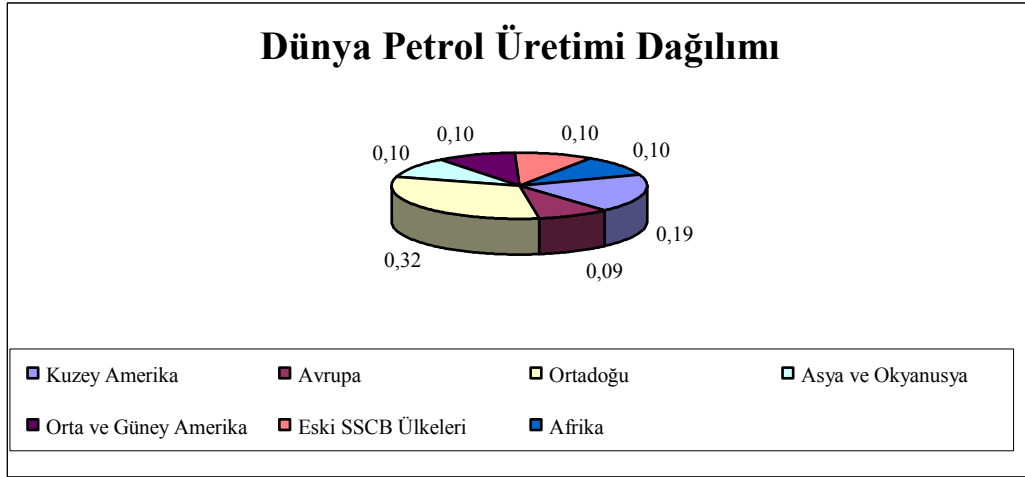
1998 yılında, 1997 yılına göre fosil yakıtların tüketim oranlarında önemli değişiklikler görülmektedir. 1998 yılı fosil yakıt tüketimleri içerisinde yine petrol %44 ile ağırlığını korumuş, bunu %29 ile kömür ve %27 ile doğal gaz takip etmiştir. Dünya fosil yakıt tüketimleri ve bölgelerde tüketilen yakıt türlerinin toplam tüketim içerisindeki payları Tablo 1.3'te verilmektedir.[1]

Tablo 1.3- Dünya Fosil Yakıt Tüketimleri (1998 Yılı)

Bölge	Petrol		Doğal gaz		Kömür		TOPLAM	
	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%
Kuzey Amerika	1018	45	665	30	566	25	2249	100
Orta ve Güney Amerika	217	69	78	25	19	6	314	100
Avrupa	760	56	247	18	350	26	1357	100
Eski SSCB Ülkeleri	184	20	580	62	166	18	930	100
Ortadoğu	204	54	163	44	7	2	374	100
Afrika	112	37	91	31	96	32	299	100
Asya ve Okyanusya	895	42	221	10	1016	48	2132	100
TOPLAM DÜNYA	3390	44	2045	27	2220	29	7655	100
TÜRKİYE	29	49	10	16	21	35	60	100

1.1.1.1 Petrol:

Dünya petrol üretiminde 1998 yılında %4,4'lük artış kaydedilmiş ve üretim 3,5 milyar ton olarak gerçekleşmiştir. Petrol üretiminde ilk sırayı 1,1 milyar ton ve %32 pay ile Orta Doğu ülkeleri [bunu etkileyen ülkede 443,2 M. (Dünya üretiminde %13) üretimi ile Suudi Arabistan] almıştır. ABD 367,9 M. (%1), Rusya Federasyonu 304,3 M. (%9) üretimi ile ikinci ve üçüncü sıralarda yer almıştır. OPEC üretimi %3,2 oranında artış gösterirken, OPEC (Organisation of Petroleum Exporting Countries) dışı ülkelerin üretiminde önemli bir artış olmuştur. OPEC'teki artış, Birleşmiş Milletler'in "Gıda için Petrol" programı çerçevesinde, Irak üretimini günde 2,2 milyon varil'e artırarak bir önceki tıla göre %82 oranında artırımasından kaynaklanmıştır. Irak hariç OPEC üretiminde %0,1 oranında gerileme olmuştur. [1]



Şekil 1.1 Dünya Petrol Üretimi Dağılımı

Üretimdeki büyük artışlar Brezilya, Kolombiya, Vietnam ve Hazar Bölgesi'nde olmuştur. 1985 yılından bu yana düşüş trendi izleyen ABD üretimi %3,3 oranında azalmıştır ki, bu azalma son 5 yılın en büyük düşüştür. Kuzey Denizi'nde İngiltere'nin üretimi yeni birkaç sahanın devreye alınması ile %3,6 oranında artarken Norveç üretimi %4,4 oranında artmıştır. Angola'daki %2,7'lik üretim artışının yanı sıra Kuzey ve Batı Afrika'nın üretimi düşmeler olmuştur. [1]

1998 yılında Dünya petrol tüketiminde son beş yılın en düşük artışı olmuş ve sadece %0,1 oranında artmıştır. Tüketim ekonomik ve diğer faktörler nedeniyle etkilenecek ve Asya'da %2,7 ve Rusya'da %5,3 oranında azalmıştır. Ekonomisindeki hızlı artışa rağmen ABD'nin tüketiminde çok az artış olmuştur. Dünyanın ikinci büyük tüketicisi olan Japonya, olumsuz ekonomik koşullardan etkilenecek ve tüketim %4,2 oranında düşmüştür. [1]

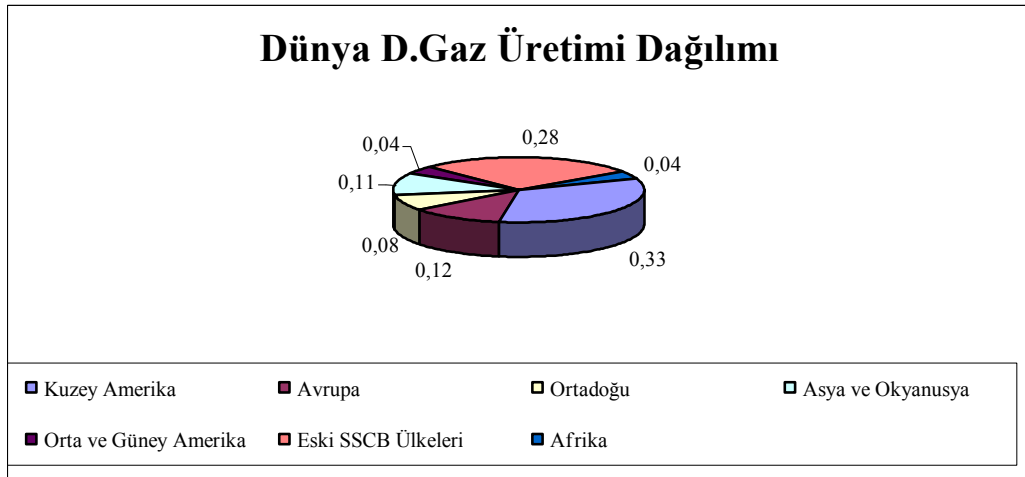
Reservler:

1998 yılında Dünya ispatlanmış petrol rezervi 6,7 milyar varil'e ulaşmış olup, bugünkü üretim seviyesine göre rezerv ömrü 41 yıl olarak tesbit edilmiştir. 1997 yılında 140,8 milyar ton (1046,2 milyar varil) olarak saptanan dünya petrol rezervi 1998 yılında çok az bir artışla 143,4 milyar ton'a (1052,9 milyar varil) yükselmiştir. 1998 yılında petrol rezervlerindeki artışlar ve düşüşler çok fazla olmadığından genel toplamda fazlaca etkilenecektir. Dünya petrol rezervlerinde bölgeler itibarıyla %64 ile Ortadoğu ülkeleri en büyük payı, ikinci sırayı ise %9 pay ile Orta ve Güney Amerika almaktadır. Petrol rezervlerine ülke bazında bakıldığında Suudi Arabistan

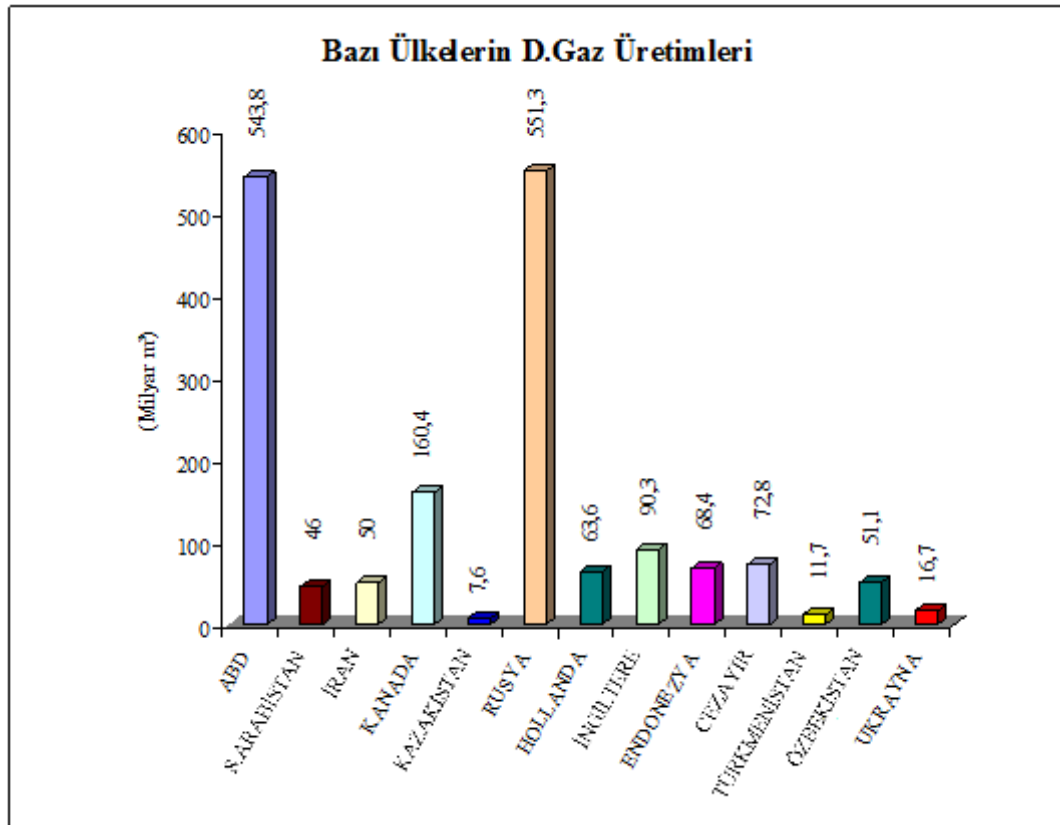
%25 ile birinci sırada yer almaktadır olup, bunu Irak(%1), Birleşik Arap Emirlikleri(%0), Kuveyt(%0), İran(%0) ve Venezuela(%7) takip etmektedir.[1]

1.1.1.2 Doğal gaz:

1998 yılında doğal gaz üretimi 2,3 trilyon m³ olarak gerçekleşmiş olup bir önceki yıl üretimine nazaran %2,2'lik bir artış kaydedilmiştir. En önemli artışlar Trinidad+Tobago, Katar ve Cezayir'de gözlenmiştir. 1998 yılında doğal gaz üretiminde %3,5'lik artışla Rusya, ABD'nin önüne geçerek 551,3 BCM ve %24,3'lük pay ile en büyük gaz üreticisi durumuna gelmiştir. 543,8 BCM üretimi ve Dünya toplam içinde %23,9 pay ile ABD bunu izlemiştir. ABD'nin etkisi ile Kuzey Amerika Bölgesi 739 BCM ve %33 pay ile en büyük üretici bölge konumuna gelmiştir. Doğal gaz üretiminde Rusya ve ABD'nin ardından Kanada 160,4 BCM ve %7,1 pay ile üçüncü sırayı almaktadır.[1]



Şekil 1.2 Dünya Doğal gaz Üretimi Dağılımı



Şekil 1.3 Bazı Ülkelerin Doğal gaz Üretimi

Dünya doğal gaz tüketimi son on yılın ortalama artışı olan %2'nin altında olmak üzere %1,3 oranında artış göstermiştir. Bunun yanı sıra, toplam enerji tüketimi içindeki oranı artmaya devam ederek %24'e ulaşmıştır. Dünyanın en büyük tüketicisi olan ABD'nin tüketimi ılık kış şartları nedeniyle %3 oranında düşerken, bölgeler itibarıyla tüketim artışının %2'yi aştığı görülmektedir.

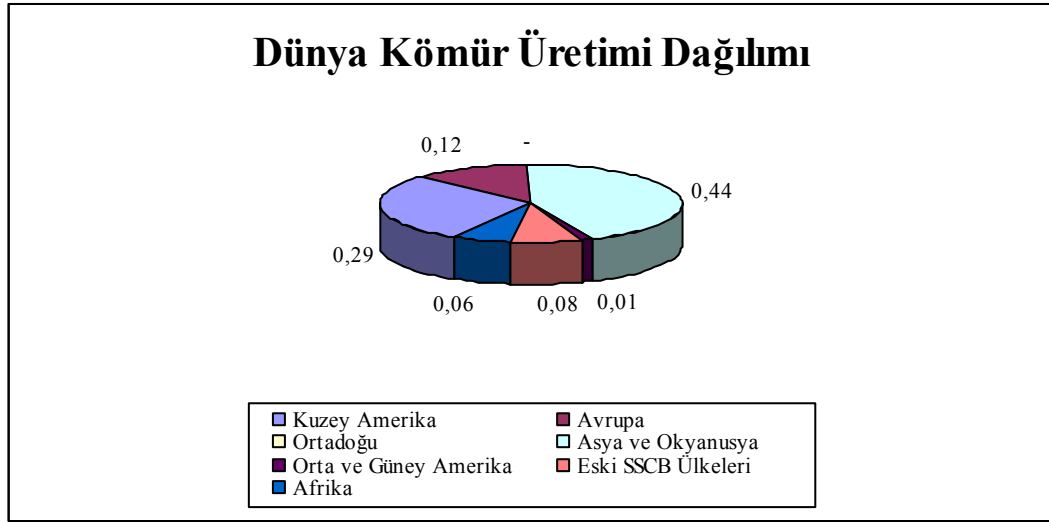
Reservler:

Dünya doğal gaz rezervlerinde 1998 yılında %1,1 oranında bir artış olmuş ve 146,4 trilyon m³ seviyesine ulaşılmıştır. Afrika, Asya Pasifik ve Orta Doğu'daki rezerv artışlarına karşı, diğer bölgelerde bir miktar rezerv azalmaları kaydedilmiştir. Dünya toplam içerisinde Rusya Federasyonu %33'lük pay ile ülkeler arasında birinci sıradaki yerini korurken, bunun etkisi ile toplam FSU ülkeleri de %38,1'lik pay ile bölgeler arasındaki ilk sırasını korumaktadır. Rusya Federasyonu'nun toplam gaz rezervi 48,14 trilyon m³ olup, bunu 22,94 trilyon m³ ve %16 pay ile İran takip etmektedir. Avustralya, Trinidad & Tobago, Tayland ve Brezilya'da önemli rezerv artışları olmuştur. Dünya doğal gaz rezervlerinin kullanılabilir süresi 63,4 yıl olarak belirlenmiştir.[1]

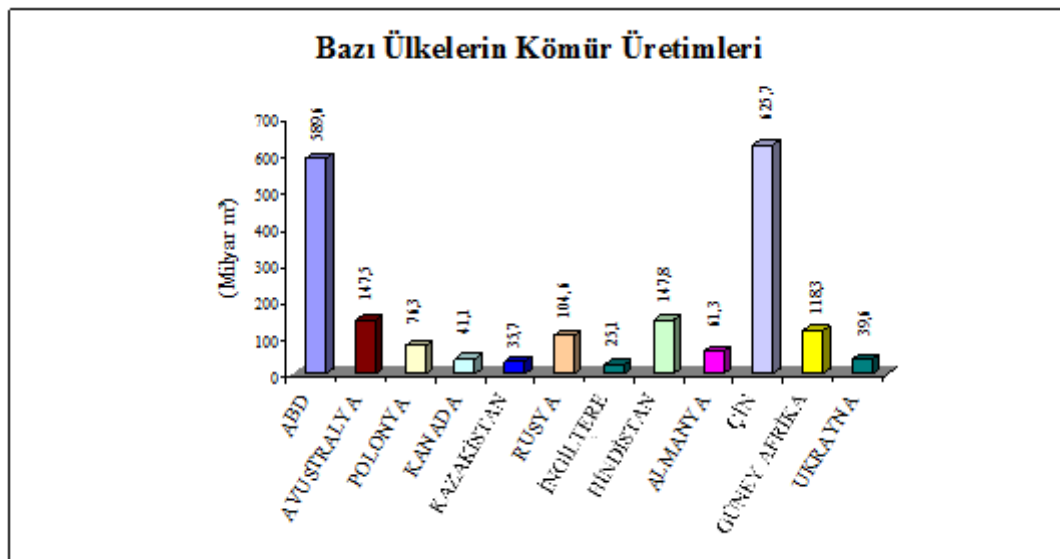
1.1.1.3 Taşkömürü ve Linyit:

1998 yılında linyit ve taşkömürü üretimleri toplam 2,2 milyar ton petrol eşdeğeri olarak gerçekleşmiştir. 626 Mep üretimi (%28) ile kömür üreticisi ülkelerin başında Çin gelmekte, bunu 590 Mep ile ABD (%26), 148 Mep ile Hindistan ve Avustralya(%7) ve 118 Mep Güney Afrika(%5) takip etmektedir.

Kömür üretiminde dünyanın en büyük üreticisi olan Çin'deki %6'lık azalma dünya toplamında %2,4'lük bir düşmeye neden olmuştur. Aynı şekilde Avrupa'daki kömür tüketiminin uzun süreden beri düşmesi ve Çin'deki talebin azalması nedeniyle toplam kömür tüketiminde %2,1'lik bir azalma gözlenmiştir.[1]



Şekil 1.4 Dünya Kömür Üretimi Dağılımı



Şekil 1.5 Dünya Kömür Üretimi Dağılımı

Reservler:

Dünyanın görünür taşkömürü rezervleri (antrasit ve bitümlüler dahil) ile linyit rezerv (subbitümler dahil) miktarları 1998 yılında da sırası ile 509,5 milyar ton ve 474,7 milyar ton olarak belirlenmiştir. Bu rezervlerde %23,4 ile ilk sırayı FSU ülkeleri, ABD ise %25,1'lik pay ile ikinci sırayı alırken, Çin %1,6, Avustralya %0,2, Hindistan %7,6 payla bu ülkeleri takip etmektedir. Türkiye'nin toplam kömür rezervi ise bu rezervler içinde %0,1 pay almaktadır. Dünya kömür rezervlerinin 1998 yılı üretimi göz önüne alındığında yukarıda bahsedilen diğer yakıt cinslerine göre daha uzun süreler kullanılabileceği görülmektedir.[1]

1.1.2 HİDROLİK ENERJİ

Dünya genelinde 14000 TWh'lik değerlendirilebilecek hidrolik kapasitenin olduğu, Avrupa ve Kuzey Amerika'da bu kapasitenin %60 civarındaki bir bölümünün kullanıldığı, buna karşın Dünya'nın geri kalan kısmında ancak %0-10 potansiyel kullanıldığı belirlenmektedir. Tablo 4'te verilen 1998 yılı hidrolik enerji tüketimleri incelendiğinde 1997 yılına göre toplam tüketimin bir miktar arttığı görülmektedir. bölgesel olarak incelendiğinde, sadece Kuzey Amerika'da düşen (%7,6) üretimin diğer bölgelerde arttığı görülmektedir.[1]

Tablo 1.4- Dünya Hidrolik Enerji Kullanımı

Bölge	1997 (Milyon TEP)	1998 (Milyon TEP)	Artış %
Kuzey Amerika	62,1	57,4	- 7,6
Orta ve Güney Amerika	44,1	45,4	2,9
Avrupa	48,4	50,3	3,9
Eski SSCB Ülkeleri	19,0	19,6	3,2
Ortadoğu	1,0	1,0	-
Afrika	6,5	6,6	1,5
Asya ve Okyanusya	42,3	46,1	9,0
TOPLAM DÜNYA	223,4	226,4	1,3
TÜRKİYE	3,4	3,6	5,7

1.1.3 NÜKLEER ENERJİ

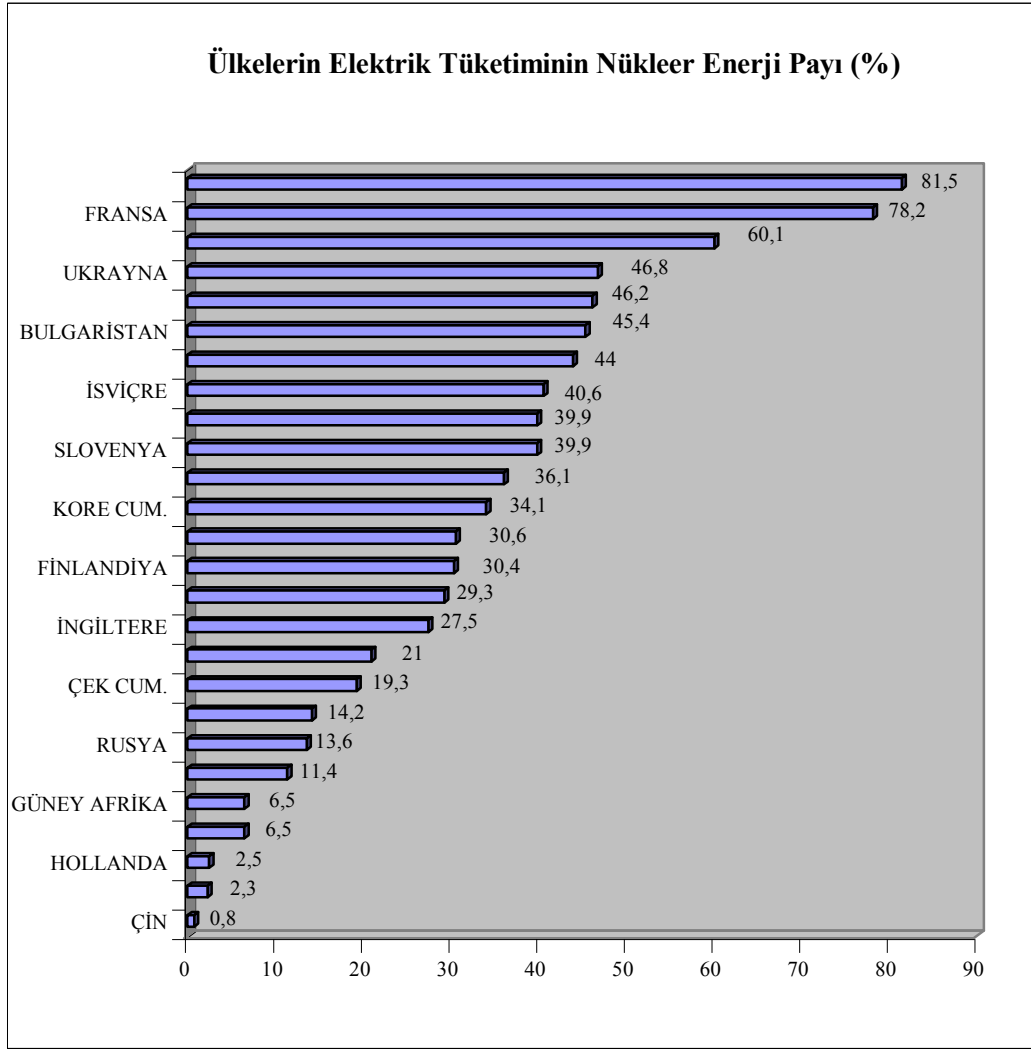
Dünya nükleer santrallerinin kurulu güç kapasitesi, Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı raporlarına göre, 1998 yılı sonuna göre 434 reaktör ünitesi ile 348834 MW'a ulaşmıştır. İnşaatı devam eden 35 ünitenin kurulu gücü ise 26252 MW'tır. 1998 yılında toplam nükleer enerji arzı 2404 TWh olarak gerçekleşmiştir.[1]

Dünya nükleer enerji üretiminin yaklaşık %87'si OECD ülkeleri tarafından gerçekleştirilmiştir. OECD'ye üye ülkeler arasında yeralan Fransa'nın elektrik üretimindeki nükleer enerjinin payı (1998 yılı sonu itibarıyla) %55,8, Belçika'nın %55,2, Japonya'nın %55,9 ve ABD'nin ise %48,7 oranındadır. İşletmedeki nükleer santrallara bakıldığında; ABD 104 ünite ve 96423 MW kurulu güç ile en fazla nükleer santrala sahip ülkedir, bunu 58 adet ünite ve 61653 MW kurulu güç ile Fransa takip etmektedir. Japonya ise 53 adet ünite ve 43691 MW kurulu güç ile üçüncü ülke durumundadır.[1]

Tablo 5'te 1997 ve 1998 yılları nükleer enerji tüketimleri ile bu yıllar arasındaki yıllık ortalama artış hızları verilmiştir.[1]

Tablo 1.5- Dünya Nükleer Enerji Kullanımı

Bölge	1997 (Milyon TEP)	1998 (Milyon TEP)	Artış %
Kuzey Amerika	194,7	203,9	4,7
Orta ve Güney Amerika	2,8	2,7	- 3,6
Avrupa	244,8	242,8	- 0,8
Eski SSCB Ülkeleri	52,0	50,2	- 3,5
Afrika	3,4	3,7	8,8
Asya ve Okyanusya	118,8	123,3	3,8
TOPLAM DÜNYA	616,5	626,6	1,6



Şekil 1.6- Ülkelerin Enerji Tüketiminin Nükleer Enerji Payı

1.1.4 YENİ VE YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI

1.1.4.1 Biyomas:

Biyomasın (odun ve diğer bütün çeşitler) sanayileşmiş ülkelerdeki birincil enerji tüketimindeki payı genel olarak %'ün altında ise de bazı ülkeler biyoenerji kaynağını önemli ölçüde kullanmaya başlamışlardır. Örneğin, Finlandiya %15, İsveç %8, Amerika %4, Eski SSCB Devletleri %3-4 oranında biyomas enerjisi kullanmaktadır. Ekonomik ve sosyal problemlerin olduğu gelişmekte olan bazı ülkelerde biyomas önemli ölçüde kullanılmaktadır. Biyomas yakıtlarının atmosferik karbondioksit kirlenmesine etkisinin az olmasından dolayı, birçok sanayileşmiş ülke, biyomas enerji üretimini artırabilmek için planlar yapmaktadır. [1]

1.1.4.2 Güneş Enerjisi:

Yenilenebilir enerji kaynaklarından güneş enerjisinin dünyadaki uygulamaları doğrudan veya dolaylı olarak elektrik üretimi ve termal uygulamalar olarak iki gruba ayrılmıştır. Doğrudan elektrik üretimi, güneş pillerinin fotovoltaik çevrim yolu ile elektrik üretmesini, dolaylı elektrik üretimi ise, güneş enerjisinin çeşitli teknolojiler ile yoğunlaştırılması ve oluşan termal enerjinin konvansiyonel yöntemler ile elektrik enerjisine dönüştürülmesini içermektedir. [1]

Mevcut politikalar sonucu elde edilebilecek güneş enerjisi kullanımı projeksiyonları Tablo 6’da verilmektedir. Buradan da görüleceği üzere Güneş enerjisinin 2020 yılında Dünya enerji tüketimi içindeki payının binde 8 olması ve en büyük kullanımın Kuzey Amerika bölgesinde gerçekleşmesi beklenmektedir. [1]

Tablo 1.6- Mevcut Politikalar Sonucu Elde Edilebilecek Güneş Enerjisi Kullanımı İle İlgili Projeksiyonlar

Ülke/ Bölge	Projelendirilmiş Toplam Enerji				Enerji Düzeyi	Güneş Enerjisi Kullanım Oran Tahminleri					
	Kullanım (MTEP)					2000		2010		2020	
	1985	2000	2010	2020		MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%
Kanada	200	230	250	280	düşük	0,3	0,1	0,7	0,3	1,5	0,5
ABD	1800	2060	2250	2400	orta-yüksek	4,7	0,2	10,3	0,5	26,5	1,1
Kuzeybatı Avrupa	600	685	750	800	düşük	0,6	0,1	1,7	0,2	3,9	0,5
Güneybatı Avrupa	450	515	565	600	orta-yüksek	0,8	0,2	1,7	0,3	5,4	0,9
Doğu Avrupa	400	500	580	700	orta-düşük	0,7	0,1	1,6	0,3	3,2	0,5
Eski SSCB	1200	1500	1740	2000	orta-düşük	1,5	0,1	3,8	0,2	7,9	0,4
Orta Doğu	150	225	295	375	yüksek	1,1	0,5	2,3	0,8	5,8	1,5
Kuzey Afrika	70	105	135	175	yüksek	0,7	3,7	1,7	1,3	3,3	1,9
Orta Amerika	150	225	295	375	orta-yüksek	0,6	0,3	1,5	0,5	4,4	1,2
Güney Amerika- Kuzey	175	260	340	440	orta	0,4	0,2	1,1	0,3	3,4	0,8
Kuzey Amerika- Güney	120	180	235	300	orta-yüksek	0,5	0,3	1,3	0,6	3,1	1,0
Brezilya	125	185	240	310	orta	0,3	0,2	1,0	0,4	2,4	0,8
Avustralya- Y. Zelanda	60	70	75	90	yüksek	0,3	0,4	0,6	0,8	1,3	1,4
Güneydoğu Asya- Okyanusya	150	225	295	375	orta	0,3	0,1	1,1	0,4	3,2	0,9
Japonya- Asya N.C.	450	515	565	700	orta-düşük	0,4	0,1	1,2	0,2	3,0	0,4
Çin- Kuzey Kore	750	1115	1450	1875	orta	1,5	0,1	3,9	0,3	14,1	0,8
Hindistan- Pakistan Bölgesi	400	595	775	1000	orta-yüksek	1,8	0,3	4,5	0,6	12,5	1,3
Güney Afrika	50	55	60	80	yüksek	0,3	0,5	0,6	1,0	1,4	1,8
Orta Afrika	100	150	195	250	orta	0,8	0,5	1,4	0,7	3,0	1,2
Toplam Dünya	7400	9365	11090	13125		17,6	0,2	42,0	0,4	109,3	0,8

1.1.4.3 Rüzgar Enerjisi:

Rüzgar enerjisi de, güneş enerjisi gibi hava koşullarına ve topoğrafik şartlara göre değişim göstermektedir. Rüzgar enerjisi yatay veya düşey eksenli rüzgar türbinleri ile mekanik enerjiye dönüştürülürken, su pompalama veya elektrik üretimi amacıyla da bu mekanik enerjiden yararlanılmaktadır. [1]

Dünya’da rüzgar enerjisi konusundaki teknoloji, rüzgar enerjisi ile küçük çaplı mekanik su pompası, tek başına (stand alone) sistemler ile küçük yerleşim birimlerinin enerji ihtiyacının karşılanması ve doğrudan şebeke bağlantılı sistemler konularında gelişmeler göstermektedir. Şebeke bağlantılı sistemler bir adet sistemden oluşabileceği gibi rüzgar tarlası olarak tanımlanan çok sayıda sistemden de oluşabilmektedir. Halen rüzgar enerjisi ile ilgili teknoloji, büyük çapta enerji üretimi amacıyla yönelik sistemlerin tasarımı üzerine yoğunlaştırılmıştır. Günümüzde tek bir sistemin büyüklüğü 750 kW ve üzeri kapasitelere ulaşmış olup özellikle 750 kWlık sistemler ticari ortama girmiş bulunmaktadır. [1]

Dünya’da başta ABD (Kaliforniya) ve Avrupa (Danimarka)’da olmak üzere 2000 MW civarında toplam kapasitede sistem kurulmuştur ve artırılması konusunda çalışmalar sürdürülmektedir. Hollanda, Almanya, İngiltere, İtalya ve Hindistan teknoloji geliştirilmesi ve ticari olarak üretim çalışmaları konusunda ulusal programlar oluşturmuşlardır. [1]

Dünya rüzgar enerjisi potansiyelinin, 50° kuzey ve güney enlemleri arasındaki alanda 26000 TWh/yıl (3 TW) olduğu ve ekonomik ve diğer nedenlerden dolayı 9000 TWh/yıl (1 TW) kapasitenin kullanılabilir olduğu tahmin edilmektedir. Yine yapılan çalışmalara dayanarak, dünya yüzey alanının ($107 \times 10^6 \text{ km}^2$) %27’sinin ($30 \times 10^6 \text{ km}^2$) yıllık ortalama 5 m/s’den daha yüksek rüzgar hızlarının etkisinde kaldığı belirtilmektedir. Bu rüzgar enerjisinden yararlanma ihtimalinin olabileceği varsayımıyla 8 MW/km² üretim kapasitesi ile 240000 GW kurulu güce sahip olunacağı hesaplanmaktadır. Bu toplam alanın tamamının rüzgar tarlası olarak değerlendirilemeyeceği ve ancak bu alanın %4’ünün kullanma ihtimali olduğu tahmin edilmektedir. [1]

Pek çok avantajının yanı sıra, rüzgar enerjisi kullanıma amacıyla rüzgar türbini ve rüzgar tarlaları kurulması sırasında, görsel ve estetik olarak kişileri ve çevreyi etkilemesi, gürültü oluşturmaları, kuş ölümlerine neden olması, haberleşme

parazitler yaratması gibi konularda sahip olduğu dezavantajları nedeniyle ve kapital bulması gibi muhtelif zorluklarla karşılaşmaktadır. [1]

1.1.4.4 Jeotermal Enerji:

Diğer bir yenilenebilir enerji kaynağı olan jeotermal enerjinin değerlendirilmesi yeni bir olay olmamakla birlikte, ekonomik olarak kullanımı için başka enerji türlerine dönüştürülmesi konusundaki çalışmalara bu yüzyılın başlarında başlanmış, 1973-1974 enerji krizinin etkisi ile çalışmalar yoğunlaştırılmıştır. [1]

Jeotermal enerjiden elektrik enerjisi üretimi İtalya’da uzun zamandır gerçekleştirilmektedir. Bununla birlikte 1974’e kadar jeotermal enerjiden elektrik üretimi amacıyla yönelik toplam kurulu kapasite sadece 770 MW (İtalya, Yeni Zelanda, ADB ve Meksika’da)’ıdır. Jeotermal kapasite kullanımı’nın yıllık ortalama artışı hızı II. Dünya Savaşı’ndan sonra 1978 yılına kadar %7,6 olmuştur. II. Petrol Krizi’nden sonra ise, dünya çapında jeotermal kurulu kapasite %172 gibi yüksek bir artış göstermiş, aynı zamanda jeotermal enerji üreten ülkelerin sayısı 10’ dan 17’ye yükselmiştir. [1]

1.2 Dünya Enerji Üretimi- Tüketimi Değerlendirilmesi

1998 yılında Dünya’daki fosil yakıt üretiminin ağırlıklı bölümü ABD, Çin, Rusya Federasyonu, Suudi Arabistan, Kanada gibi az sayıda ülke tarafından gerçekleştirilirken, enerji tüketimi seviyeleri ülkenin büyüklüğü ve sanayileşme seviyesine göre değişmektedir. Amerika, Rusya, Çin, Japonya ve Almanya en büyük enerji tüketicisi konumundaki ilk 5 ülkedir. [1]

Tablo 7’de bölgesel bazda verilen Dünya birincil enerji üretimi-tüketim oranları incelendiğinde Kuzey Amerika, Avrupa, Asya ve Pasifik bölgelerinin, üretimlerinin üzerinde enerji tükettikleri görülmektedir. Kuzey Amerika’nın 1997 yılında olduğu gibi, 1998 yılında da üretimde %25,2, tüketimde ise %29,4 pay ile ilk sırayı aldığı, Aya-Pasifik bölgesinin üretimde %20,4, tüketimde %27,8 ile ikinci sırayı aldığı, Avrupa’nın ise üretimde %10,7 ile 5. sırada yer alırken, tüketimde %17,7 ile 3. sırada bulunduğu görülmektedir. buna karşı üretimde %16,2 pay ile 3. sırada yer alan Orta Doğu ülkelerinin tüketimdeki payı %4,9 ile sıralamada 5., aynı şekilde Afrika bölgesinin üretimdeki %7,4 payı ile 6. sırada yer alırken, tüketimde ancak %3,9 pay ile sıralamada sonuncu olmaktadır. [1]

Tablo 1.7- Dünya Fosil Yakıt Üretimi ve Tüketimi

Bölge	Üretim		Tüketim	
	(Milyon TEP)	%	(Milyon TEP)	%
Kuzey Amerika	1968,6	25,26	2249	29,38
Orta ve Güney Amerika	450,5	5,78	314	4,10
Avrupa	832,4	10,68	1357	17,73
Eski SSCB Ülkeleri	1121,9	14,39	930	12,15
Ortadoğu	1260,5	16,17	374	4,89
Afrika	574,2	7,37	299	3,91
Asya ve Okyanusya	1586,5	20,35	2132	27,85
TOPLAM DÜNYA	7794,6	100	7655	100
TÜRKİYE	5,1	0,07	60	0,78

1997 yılı sonu itibarıyla Dünya, OECD ve AB ortalamaları ile seçilmiş bazı ülkelerin ve Türkiye'nin kişi başına ticari enerji ve elektrik enerjisi tüketimleri Tablo 8'de verilmiştir. [1]

Tablo 1.8- Kişi Başına Ticari Enerji ve Elektrik Enerjisi Tüketimi

	Ticari Enerji kgpe/ kişi *	Elektrik Enerjisi KWh/ kişi				
		1980**	1985**	1990**	1995**	1997*
AB	3 798	-----	-----	-----	-----	6 108
ABD	8 100	-----	-----	-----	-----	13 132
Almanya	4 230	5 472	6 023	6 351	5 789	6 426
Avustralya	5 480	-	-	-	-	9 294
Avusturya	3 440	4 993	5 540	6 324	6 542	6 553
Belçika	5 610	1 394	1 640	1 916	2 296	7 703
Brezilya	-----	1 005	1 224	1 429	1 528	-----
Bulgaristan	2 480	-----	-----	-----	-----	3 999
Cezayir	-----	290	430	520	555	-----
Çek Cumhuriyeti	-----	4 178	4 726	5 118	5 048	-----
Çin	980	-----	-----	-----	-----	867
Danimarka	-----	4 296	4 941	5 625	6 057	-----
Firlandiya	6 430	7 870	9 993	11 928	12 921	14 454
Fransa	4 220	4 300	5 000	5 700	6 300	6 992
Hrvatistan	-----	2 527	3 124	3 302	2 588	-----
Hindistan	480	-----	-----	-----	-----	397
Hollanda	-----	4 181	4 363	5 071	5 551	-----
Irak	1 240	-----	-----	-----	-----	1 353
İngiltere	3 860	4 103	4 266	4 941	5 224	5 704
İran	1 780	-----	-----	-----	-----	1 233
İspanya	2 730	2 460	2 750	3 270	3 720	4 243
İsrail	3 010	2 802	3 193	3 934	4 873	5 320
İsveç	-----	11 310	15 075	15 200	15 498	-----
İsviçre	-----	5 521	6 325	6 854	6 763	-----
İtalya	2 840	2 867	3 106	3 855	4 249	4 739
İzlanda	-----	13 124	15 163	15 643	17 084	-----
Japonya	4 080	3 900	4 400	5 500	6 200	7 933
Kanada	7 860	-----	-----	-----	-----	16 973
Macaristan	-----	2 471	2 986	3 188	2 831	-----
OECD	4 630	-----	-----	-----	-----	7 645
Pakistan	440	-----	-----	-----	-----	351
Polonya	-----	2 755	2 844	2 946	-	-----
Portekiz	-----	1 549	1 879	2 486	3 022	-----
Romanya	-----	3 059	3 304	3 179	2 549	-----
Slovakya	-----	4 650	5 200	5 500	-----	-----
Slovenya	-----	3 896	4 385	4 721	4 627	-----
Tunus	-----	383	486	610	735	-----
TÜRKİYE	1 141	524	680	1 026	1 379	1 643
Yunanistan	2 440	2 110	2 500	2 950	3 400	4 003
DÜNYA	1 690	-----	-----	-----	-----	2 258

1997 yılında 1141 kgpe olan Türkiye kişi başına ticari enerji tüketimi, Dünya ortalamasının yaklaşık üçte iki seviyesinde, AB ortalamasının üçte biri, OECD ortalamasının ise dörtte biri seviyesindedir. Elektrik enerjisi tüketiminde ise Dünya ortalamasının dörtte üçü, AB ortalamasının yaklaşık dörtte biri, OECD ortalamasının ise yaklaşık beşte biri seviyesindedir. [1]

1.3 Dünyada İzlenen Politika

Gelişmiş ülkeler sürdürülebilir enerji konusunda etkin politikalar uygulamaktadırlar. ABD'nin Federal Enerji Yönetim Programı'nın hedefleri şunlardır:

- 2000 ve 2005 yıllarında binalarda kullanılan enerjiyi, 1985 yılı kullanımına göre %25 ve %30 oranlarında azaltmak, 2005 yılına kadar enerji ve su korunumunu sağlayacak projelerin bütün binalara uygulanmasını sağlamak,
- Güneş Enerjisi ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının dönüşüm maliyetlerini düşürmek ve kullanımlarını artırmak,
- 2000 yılında sanayi de enerji kullanımını 1990 yılına göre %20 düşürmek,
- Satın almalarda uygun performans ve maliyet gereksinimlerine cevap veren ürünlerden, enerji verimliliği sınıflandırılmasında ilk %25'e girenlerin tercih edilmesini sağlamak,
- ABD'deki tüm enerji kullanımının üçte birden fazlasını kapsayan ulaşım ve taşıma sektöründe, alternatif yakıtların kullanılmasını artırmak ve petrole bağımlılığı azaltmak [3]

Bu programın katkısıyla 1994 yılında binalarda harcanan enerji de, 1985 yılına göre %11,2'lik bir düşüş sağlandığı belirtilmektedir. [3]

21. yüzyılın hedefleri doğrultusunda enerji ile ilgili Ar-Ge faaliyetleri hakkında Kasım 1997'de ABD Başkanı'na sunulan raporda, belirlenen hedeflere ulaşılabilmenin ancak enerji teknolojilerinin geliştirilmesi ve kullanımlarının yaygınlaştırılması ile mümkün olduğu, bunun da enerji teknolojileri alanındaki Ar-Ge faaliyetlerinin artırılmasını gerektirdiği vurgulanmaktadır. Rapor da, 1998-2003 yıllarını kapsayan 5 yıllık dönemde, “enerji son kullanım teknolojileri” ve “yenilenebilir enerji teknolojileri” alanlarında Federal Ar-ge harcamalarının iki katına çıkarılması önerilmektedir. [3]

Avrupa Topluluğu'nda,

- Enerji temininde güvenilirlik
- Çevreyi koruma.

hedeflerini rekabet ortamında sağlayacak bir enerji politikası izlenmektedir.[3]

Avrupa Topluluğu 5. Çerçeve Program'nda "rekabete dayalı ve sürdürülebilir kalkınmanın teşviği için hedefler belirlenmekte ve bu hedeflerin gerçekleştirilmesini, yüksek performanslı enerji sistem ve hizmetlerinin ve ulaşım sistemlerinin geliştirilmesine bağlı olduğu belirtilmektedir.[3]

Bu çerçevede, ileri enerji sistem ve hizmetleri alanındaki öncelikler:

- Yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları kullanımının artırılması,
- Enerjinin depolanması ve dağıtım ile ilgili teknolojilerin geliştirilmesi,
- Fosil yakıtların kullanılmasında temiz üretim teknolojilerinin ve enerjinin rasyonel kullanımı ile ilgili teknolojilerin geliştirilmesi,
- "Ekonomi-çevre-enerji" ilişkileri konusunda kapsamlı ve detaylı senaryoların hazırlanması olarak öngörülmektedir.[3]

Dış gelişmiş ülkelerin de benzeri politikalar izlediği bilinmektedir.[3]

1.4 Türkiye Enerji Politikasının Ana İlkeleri

Enerji de doymuşluk seviyelerine ulaşmış olan gelişmiş batı ülkelerinde enerji politikaları, daha az enerji ile daha fazla hasılayı, daha temiz ve güvenilir olarak sağlamaya yönlendirilmiştir. Kalkınma süreci içerisinde olan ülkemizde ise enerji tüketim seviyeleri, gerek fert başına birincil enerji, gerekse fert başına elektrik enerjisi bakımından bu ülkelerin çok gerisindedir. Bu husus dikkate alınarak, ülkemizde uygulanan politikalar çerçevesinde belirlenen ilkeler aşağıda verilmiştir:

- Türkiye'nin toplam ve fert başına enerji tüketimi, kalkınmaya ve refah artışına paralel olarak artırılabilecektir.
- Enerji tüketimini artırılırken, israfın ve kayıpların önlenmesinin yanı sıra, birim ekonomik hasıla başına tüketilen enerjinin azaltılmasına yönelik teknolojik yeniliklerin tümünden yararlanma sağlanacaktır. Yapılacak düzenlemelerde, sistem

bir bütün olarak ele alınacak, tüm faaliyetlerin birbiri ile uyum içerisinde olmasına özen gösterilecektir.

- Enerji tüketim artışına paralel olarak çevre kirlenmesine karşı, sektör faaliyetlerinin (aradan üretmeye kadar) tüm aşamalarında, çevre faktörü dikkate alınacak, enerji-ekonomi-çevre üçlüsünün optimizasyonu sağlanacaktır.
- Enerji taleplerinin karşılanması, yerli/ithal kaynak oranı, enerji güvenliği, dünya enerji piyasalarındaki arz gelişmeleri ve ekonomi göz önüne alınarak optimize edilecektir. İthalatta kaynak ve ülke çeşitlendirilmesine özen gösterilecektir.
- Elektrik, petrol ve gaz sektörlerinin özelleştirilmesine, “Düzenleyici Çerçeve” oluşturularak başlanacak, tüm sektörlerde rekabet ortamı sağlayacak yapı oluşturulacaktır.
- Yatırım projelerinin seçiminde, ekonomiye maliyeti minimize eden, faydayı maksimize eden çözümler değerlendirilecek, bu projelerin özel yatırımcılarca realize edilmesi için gerekli cazip ortam yaratılacak, devlet özel sektörün zaafiyet gösterdiği alanlarda faaliyet gösterecektir.[3]

2 TÜRKİYE NİN ENERJİ KURULUŞLARI, YAPILAN ANLAŞMALAR, ENERJİ POLİTİKASI

2.1. Türkiye’de Enerji ile İlgili Kuruluşlar

Türkiye enerji sektöründe Enerji ve Tabii kaynaklar Bakanlığ ile İlgili Kuruluşları ile koordineli bir şekilde Türkiye enerji politikalarının hazırlanmasından ve uygulanmasından sorumludur. [1]

Başbakanlığa bağlı Devlet Planlama Teşkilatı Müsteşarlığı ise, tüm kamu kurum ve kuruluşlarında olduğu gibi, enerji sektöründeki kuruluşlarca hazırlanan yıllık yatırım programlarının ülkenin genel ekonomisi çerçevesinde, enerji ihtiyaçlarının da göz önünde bulundurularak değerlendirilip onaylanmasından ve bu yatırımların takibinden sorumludur. Enerji sektöründe yer alan kuruluşların büyük çoğunluğu kamu kuruluşu olup, sorumlulukları kısaca aşığda verilmiştir. [1]

2.1.1. Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PİGM)

Türk ve yabancı şirketlere ülke sınırları içerisinde petrol arama ve üreti m ruhsatları vermesini n yanı sıra, ülkedeki rafineri faaliyetleri ile ham petrol ve petrol ürünleri satış fiyatlarını takip et mekten sorumludur. [1]

2.1.2. Maden Tetkik Arama Genel Müdürlüğü (MTA)

Her türlü mneral kaynaklarının sistematik olarak araştırılıp bulunmasından sorumlu en eski kuruluştur. [1]

2.1.3. Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü (EİEİ)

Ülkenin su kaynaklarını etüt ederek, elektrik enerjisi üreti mine elverişli olanlarını belirlemek, baraj ve hidroelektrik santral tesislerinin teknik ve yapılabirlik etütleri ile ilgili projeleri hazırlamak, enerjinin rasyonel kullanı m ve tasarrufu ile ilgili çeşitli faaliyetleri yürütmek, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesine yönelik faaliyetleri yürütmek bu kuruluşun sorumluluğundadır.

Tasarrufla ilgili çalışmalarını yönlendirerek amacıyla oluşturulan Ulusal Enerji Tasarruf Merkezi, Hİİ bünyesinde kurulmuştur.[1]

2.1.4 Türkiye Elektrik Üretim A.Ş. Genel Müdürlüğü (TEAŞ)

Genel enerji planlaması çerçevesinde elektrik enerjisi üretimi ve iletim tesislerinin etüt ve planlamasını yapmak, kamu adına termik üretim tesisleri ile iletim tesislerini kurmak, kamu termik ve hidrolik santrallerinin enterkonnekte şebekeni işletilmesi ni sağlamak TEAŞ Genel Müdürlüğü'nün sorumluluğundadır. Özelleştirme kapsamında bulunan Genel Müdürlüğe bağlı Keşkeköy, Yeniköy ve Soma A-B Santralleri bağlı A.Ş.'ye dönüştürülmüş olup, İşletme Hakkı Devri yöntemi ile özelleştirilmesi çalışmaları sürdürülmektedir.[1]

TEAŞ, 4 Nisan 2000 tarihinde 3 kuruluşa ayrılmıştır.

- Türkiye İletim Şirketi elektriğin iletilmesinden ve yük dağıtım faaliyetlerinden sorumludur.
- Elektrik Üretim Şirketi kamunun elindeki mevcut santrallerin işletilmesinden sorumludur.
- Türkiye Elektrik Ticaret Şirketi ise elektriğin toptan satışı ve satın alınmasından sorumludur.[1]

2.1.5 Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. Genel Müdürlüğü (TEDAŞ)

Kamu adına elektrik enerjisi dağıtım ile ilgili faaliyetleri yürütme, bu faaliyetlerle ilgili tesisleri yapmak ve işletme, elektriğin üretici kuruluşlardan alışı (TEAŞ, Görev Şirketi), abonelere satışı ve ticaretini yapmak veya yaptırmak bu kuruluşun görev alanıdır. Özelleştirme kapsamında bulunan Genel Müdürlüğe bağlı 20 görev bölgesinin İşletme Hakkı Devri ile özelleştirilmesine ilişkin çalışmalar 1997'den itibaren başlamıştır.[1]

2.1.6 Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü (DSİ)

Sulama tesisleri kurmak, hidrolik santralleri tesis etmek, taşkın sular ve sellerle karşı koruyucu tesisler meydana getirmek büyük şehirlere içme kullanma ve endüstri suyu sağlamak, bu kuruluşun sorumluluğundadır.[1]

2.1.7 Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu Genel Müdürlüğü (TKİ)

Yerli kömürlerin (linyit ve asfaltit) araştırılması, çıkarılması ve pazarlanmasını yapmak Genel Müdürlüğün ana faaliyetleridir.[1]

2.1.8 Türkiye Taşkömürü Kurumu Genel Müdürlüğü (TTK)

Yerli taşkömürün araştırılması, çıkarılması ve pazarlanmasını yapmak bu kuruluşun sorumluluğundadır.[1]

2.1.9 Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Genel Müdürlüğü (TPAO)

Ülke içinde ve dışında petrol ve gaz kaynaklarının araştırılması, bulunması ve üretimi bu Genel Müdürlüğün ana faaliyeti dir.[1]

2.1.10. Boru Hatları İle Petrol Taşımacılığı AŞ Genel Müdürlüğü (BOTAS)

Türkiye içinde ve dışında her türlü petrol ürünü ve doğal gaz boru hatları inşa etmek, ettirmek, doğal gaz alım anlaşmaları yapmak veya bununla ilgili faaliyetleri yürütmek, tüketicilere iletilmesi ile ilgili her türlü plan ve programları yaparak dağıtımlarını sağlamak, bu kuruluşun sorumluluğundadır.[1]

2.1.11. Türkiye Petrol Rafinerileri AŞ Genel Müdürlüğü (TÜPRAS)

Sahip olduğu 4 rafineri ile ham petrolü işlenmek ve petrol ürünleri üretmek, bu kuruluşun ana faaliyetleridir.[1]

2.1.12 Türkiye Atom Enerjisi Kurumu Başkanlığı (TAEK)

Atom enerjisi konusundaki araştırma ve geliştirme faaliyetlerini yürütmek, radyoaktif malzeme ve araçların kullanımını kontrol etmek ve bunlara ilişkin ruhsat vermek, nükleer santrallerin yer seçimi, inşaatı ve işletilmesiinde yetkili olmak, kurumun sorumluluğundadır.[1]

2.2 ENERJİ TERMİNALİ TÜRKİYE

2.2.1. Türkiye'nin Enerji Kaynakları ve Enerji Dışalımı

Türkiye'de taşkömürü, linyit, asfaltit, bitümlü şistler, ham petrol, doğal gaz, uranyum ve toryum gibi fosil kaynak rezervleri ile hidrolik enerji, jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, deniz dalgası enerjisi, biyomas enerji gibi tükenmez kaynak potansiyelleri bulunmaktadır. Kısacası, Türkiye'de jeolojik ve doğal yapıya bağlı biçimde hemen her çeşit enerji kaynağı bulunmakla birlikte, bugün kullanımda ön

sıralarda yer alan önemli fosil kaynakların linyit dışında yeterli rezervleri yoktur ve üretimi düşüktür.

Türkiye, özellikle akışkan (sıvı ve gaz) fosil yakıtların görünür rezervleri açısından fakir bir ülkedir. 1997 yılı verileri ile ülke enerji ihtiyacının %55.6'sını karşılayan petrol ve doğal gazın %90.3'ü ithal olunmuştur. 1997 yılında ithal edilen petrol 29 430 Bep ve doğal gaz ile LNG 8 995 Bep'dir. 1997 yılı doğal gaz tüketimi petrol tüketiminin %30'u kadardır. Ancak, doğal gaz tüketiminde beklenen artış hızı petrol tüketiminde beklenen artış hızından yüksek olup, 2000-2001 yıllarında doğal gaz tüketimi petrol tüketiminin %50'sine ulaşmış bulunacaktır. Gerek artan doğal gaz talebinin tamamının ithalatla karşılanması programlanmakta, güvenli arz kaynakları sağlanmaya çalışılmaktadır. Bu konu henüz çözümlenmemiştir.

Taşkömürü üretimi sanayi tüketimini bile karşılamaya yeterli değildir. Oysa, taşkömürü sanayideki direkt kullanımının dışında ikincil kömür üreten kok fabrikalarının hammaddesi olduğu gibi, elektrik üretiminde, konut ve hizmet sektöründe, sembolik olarak ulaştırma sektöründe kullanılmaktadır. 1997 yılı verileri ile yerli taşkömürü üretimi sanayi tüketiminin %57.3'ü kadardır. Taşkömürü ithalatı demir-çelik sektörü, çimento sektörü ve diğer sanayi sektörleri talebinin yanında hava kirliliğinin yoğun olduğu kentlerin yakacak ihtiyacı için yapılmaktadır. İthal taşkömürüne dayalı termik elektrik santrallerinin kurulması gündemdedir. 1997 yılında yerli üretiminin 4.4 katı taşkömürü ithal olunmuştur. Ayrıca, koklaştırılmış biçimde ikincil kömür olarak da ithalatı yapılmaktadır. 1997 yılı taşkömürü ve ikincil kömür ithalatı toplam 6 258 Bep olmuştur.

Yerli kaynaklarımız içinde önemli bir yere sahip olan linyit rezervlerimiz irdelendiğinde, %68'inin düşük alt ısı değerine sahip olduğu görülmektedir. Ayrıca, yüksek kükürt içeriği de çevre kirliliği açısından linyit kalitesini düşürmektedir. Linyit üretimi toplam fosil yakıt üretiminin %69.3'ünü karşılamaktadır. Toplam linyit üretiminin %13'ü Afşin-Habistan Santrali'ne, %56'sı diğer santrallara, kalanı da ısıtmaya gitmektedir.

Ülkemizde çok sınırlı biçimde bulunan asfaltit son yıllarda enerji bütçesinden hemen hemen çıkmış durumdadır. Henüz kullanılmayan bitümlü şistler, ısı değeri düşük yakıt olarak değerlendirilebileceği gibi, sentetik petrol üretiminde de kullanılabilir.

Kullanıl nayan kaynaklar arasında sınırlı uranyum rezervi ve zengin toryum rezervi bulunmaktadır

Türkiye, tükenebilir konvansiyonel fosil yakıt rezervlerinin aksine, tükenmez doğal kaynakların potansiyeli bakımından şanslı bir ülkedir. Kullanı ma uygun ekonomik hidrolik potansiyelinin % 29 u işlet mde, % 10 u inşa halinde, % 14 ünün kesin projesi hazır, % 19 u planlama aşamasında, geri kalan % 28 i master plan ve ön inceleme aşamasında bulunmaktadır. Kısaca, tüm ekonomik potansiyel değerlendiril nek üzere ele alınmıştır.

Türkiye'nin jeotermal kaynaklar bakımından zengin olduğu bilinmekle beraber, ısıtma uygulamaları ve gerekse elektrik üretimi amacıyla ortaya konulmuş rezerv sınırlıdır. Ancak, bu sınırlı rezerv bile büyük ölçüde kullanılabilir duruma sokulmuştur. Benzer biçimde güneş ve rüzgar enerjileri açısından önemli potansiyelleri bulunmakla birlikte, değerlendirme açısından başlangıç aşaması aşılanmıştır. Türkiye'nin sınırlı enerji planlamalarında yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına gereken yer veril mekte, bu kaynakların kullanımı teşvik edil mektedir.

Türkiye konvansiyonel fosil yakıt üretimi ile karşılayamadığı enerji talebini, fosil yakıt dışalımı ile karşılamaya çalışmaktadır. 1970 yılında 4.64 Mtep olan birincil enerji ithalatı, 1997 yılında 43.68 Mtep'e yükselmiştir. 1970-1997 döneminde yerli üretimi 3.3 kat artış gösterirken, birincil enerji ithalatı 9.8 kat artış göstermiştir. 1990 yılında 30.936 Btep enerji ithalatı ve 2.102 Btep enerji ihracatı yapılmıştır. 1997 yılında enerji ithalatı 45.629 Btep'e yükselirken, enerji ihracatı 1.630 Btep'e düşmüştür. Enerji ithali için yapılan toplam ödeme 5.9 milyar ABD \$'ı düzeyinde olup, toplam ithalat içinde % 12.1 pay kapsamaktadır. Enerji ithalat değeri GSMH'nin % 3'üne karşılık düş mektedir. 2000 yılı için planlanan enerji ithalatı ise 59.940 Btep düzeyindedir. 1990-2000 dönemi için gerçekleşen ve beklenen değerlerle enerji ithalatı ve ihracatı Tablo 3.2 de gösterilmiştir.

Tablo 2.1- Türkiye'nin Enerji İthalat ve İhracatı

Türki ye' ni n Enerji İthal at ve İhracatı							
Yıll ar	İthal at					İhracat (B ep)	Tüketi mdeki İthal Payı
	T. Kö mür (b i nton)	Petrol (b i nton)	D. Gaz (106 mB)	Elektrik (GWh)	Topl am (B ep)		
Gerçekleşen							
1990	5556	22396	3257	176	30935	2118	58.8
1991	6083	19982	4035	759	29597	2808	54.9
1992	5414	21768	4437	189	31488	2042	55.9
1993	5640	25729	4954	213	36180	2254	59.1
1994	5463	24629	5375	31	35344	2280	60.2
1995	5941	27169	6755	0	39684	1947	62.8
1996	5525	28330	7837	270	41828	1883	60.3
1997	8311	28264	9885	2492	45629	1630	63.9
Beklenen							
1998	10648	29496	12384	2859	48736	1500	63.1
1999	11217	31461	16481	-	54874	1500	65.1
2000	13237	34496	18102	-	60768	1500	66.8

2.2.2 Türkiye Enerji Köprüsü

Bu bölümde petrol boru hatları ve Türkiye, doğal gaz boru hatları ve Türkiye, uluslararası enterekoneksiyon ve Türkiye konuları işlenmektedir. Söz konusu enerji ağları Türkiye'ye uluslararası enerji köprüsü ve/veya enerji terminali özelliği kazandırmaktadır.[9]

Gelişmenin vazgeçilmez unsuru enerjinin küreselleşen dünyada üretim kaynaklarından talep merkezlerine ulaştırılmasında boru hatları en güvenli ve en verimli yollardır. Yaklaşık olarak dünya petrol rezervinin %67'sine ve dünya doğal gaz rezervinin %40'ına sahip olan Orta Doğu ve Orta Asya ülkeleri ile Avrupa arasında coğrafi köprü olan Türkiye'den geçen ve geçecek boru hatları, uluslararası önem taşımaktadır. Halen doğal gaz boru hattı ile doğal gaz ithal olunan Rusya

Federasyonu kaynakları da göz önüne alınırsa, yukarıdaki yüzdeler doğal gazda % 73, petrolde % 72 olmaktadır. Bu önem Türkiye'yi enerji köprüsü durumuna getirmeye gerekli ve yeterli neden olup, Türkiye'ye çıkar sağlayıcı bu gelişme artık ulusal politika konumundadır.[9]

Tarih boyunca Asya ve Avrupa arasında stratejik köprü oluşturan ve İpek Yolu'nun son terminali olan Türkiye, bu özelliğini korumakta ve enerji ile yeniden güçlendirmektedir. Stratejik geçiş ülkesi olan Türkiye, aynı zamanda büyük bir enerji pazarı olma adaydır. Dolayısıyla, petrol ve doğal gaz ithalatında kaynak çeşitliliği, arz güvenliği ve arz sürekliliği açısından bölge ülkeleri ile çeşitli ve büyük enerji taşıma projeleri geliştirilmesi ülkeyi geleceği için çok önemlidir.[9]

Coğrafi konumu siyasi istikrar, yükselen tüketim düzeyi ve işletme güvencesi gibi faktörler, özellikle Orta Doğu, Orta Asya ve Kuzey Afrika'da üretilen doğal gazın taşınması, depolanması, kullanımı ve Avrupa'ya ihracı açısından Türkiye'yi en güvenilir ve en uygun çekim merkezi haline getirmiştir. Ancak, Orta Doğu ve Hazar Havzası ülkeleri açısından da uzun süreli bir barış ortamının sağlanması, ekonomik ve siyasi istikrarını temini giderek artan bir ihtiyaç durumuna gelmiştir.[9]

2.2.2.1. Uluslararası Petrol Boru Hatları ve Türkiye

Türkiye'nin uluslararası petrol bağlantıları açısından petrol boru hatları, petrol ithalatına güvence getireceği gibi, petrol taşımacılığından Türkiye'ye ekonomik çıkar da sağlayacaktır. Petrol boru hatları konusunda, halen tam kullanılmayan mevcut Irak-Türkiye Petrol Boru Hattı'nın yanı sıra, gerçekleşmesi için büyük çaba harcanan Hazar-Akdeniz (Bakü-Ceyhan) Ham Petrol Boru Hattı Projesi üzerinde durulmaktadır.[9]

Irak-Türkiye Ham Petrol Boru Hattı

Bu hat gerçekte paralel iki hattın oluşmaktadır. Irak'ın Kerkük ve diğer üretim sahalarından elde olunan ham petrolü Ceyhan (Yumurtalık) Deniz Terminali'ne ulaştırılmaktadır. Yıllık 35 milyon ton kapasiteli boru hattı, 1976 yılında işletmeye alınmıştır. Ancak, bu birinci hat fiilen Mayıs 1977'de çalışma duruma gelmiştir. 1983 yılında başlayıp, 1984 yılında tamamlanan I. Tevsi Projesi ile hattın kapasitesi 46.5 milyon tona yükseltilmiştir. I. Boru Hattı, 641 km'si Türkiye'de olmak üzere 986 km

uzunluktadır. I. Boru Hattı'na paralel olan ve Ağustos 1987 de işletmeye alınan II. Boru hattı ile de yıllık taşıma kapasitesi 70.9 milyon tona ulaşmıştır. II. Boru hattı 656 km'si Türkiye'de olmak üzere 890 km uzunluktadır.[9]

1990 yılında Körfez Krizi nedeniyle kapatılan hat, 1996 yılında tekrar işletmeye alınmıştır. Birleşmiş Milletler Güvenlik Konseyi'nin 8 Haziran 1997 tarih ve 1111 Sayılı Kararı ile ikinci defa sınırlı petrol sevkiyatına izin verilmiştir. 1997 yılında bu hattantatışanan ham petrol 17.9 milyontondur. 4 Aralık 1997 tarihinde de üçüncü kez 6 aylık süre için sınırlı petrol sevkiyatına izin verilmiş olup, bu sevkiyat 7 Ocak 1998 de başlamıştır. Birleşmiş Milletler'in kararı doğrultusunda sınırlı petrol sevkiyatı yapılabilen bu hattın, 1998 yılında 140 milyon varil (@20.5 milyon ton) petrol taşınması öngörülmüştür. Siyasi belirsizliklerden ötürü bu hattantatışanabilecek petrol için planlama yapılmamaktadır.[9]

Hazar- Akdeniz Ham Petrol Boru Hattı Projesi

Kamuoyunda Bakü- Ceyhan Petrol Boru Hattı olarak bilinen bu projeyle, Hazar Havzası'nda bulunan, Kazakistan, Türkmenistan, Azerbaycan gibi ülkelerde üretilen ham petrolün, boru hattı ile Ceyhan'a taşınması, Ceyhan'dan tankerlerle dünya pazarlarına ulaştırılması amaçlanmaktadır. Projenin fizibilitesi yapılmıştır. Boru hattının toplam uzunluğu 1 730 km olacak ve 468 km'si Azerbaycan'dan, 225 km'si Gürcistan'dan ve 1037 km'si de Türkiye'den geçecektir.[9]

Boru hattı, Bakü yakınlarındaki Sangachally Terminali'nden başlayacak, Türkiye'ye Gölür Gölü'nün doğusundan giriş, Erzurum, Erzincan, Sivas, Pınarbaşı ve Kozan'dan geçerek Ceyhan'a ulaşacaktır. Bu boru hattı ile 45 milyon ton/yıl petrol taşınması planlanmakta olup, bunun 20 milyon ton/yıl kapasitesi Kazakistan petrollerine, 25 milyon ton/yıl kapasitesi de Azerbaycan petrollerine ayrılacaktır. Boru hattı ilk olarak 11.5 milyon ton/yıl kapasite ile çalışmaya başlayacak, 6 yılda 45 milyon ton/yıl kapasiteye ulaşacaktır. Projenin fizibilite ve çevresel inceleme çalışması, Dünya Bankası'ndan sağlanan kredi ile BOT AŞ tarafından hazırlanmakta olup, 1998 yılında tamamlanacaktır.[9]

Bakü- Ceyhan Boru hattı uluslararası politikaya konu olduğundan, üzerinde çok spekülasyon yapılan bir hattır. Türkiye bu boru hattının yapılması için kararlı bir siyaset izlemiş, ABD desteğini kazanmış, Azerbaycan ile ortak politika oluşturmuştur. Türkiye, Azerbaycan, Kazakistan, Gürcistan ve Türkmenistan devlet

başkanları arasında da tam bir görüş birliği oluşmuştur. Bakü-Ceyhan petrol boru hattına olumlu yaklaşan uluslararası petrol şirketlerinin yanında, hattı ticari açıdan uygun görme yenlerin olduğu bilinmekte ise de, yapılan fizibilite çalışmaları uygunluğunu göstermektedir.[9]

Bakü-Ceyhan hattına Karadeniz'e açılan Bakü-Novorosisk (Gürcistan) ve Bakü-Supsa (Gürcistan) hatları alternatif gibi gösterilmek istenmektedir. Bakü-Novorosisk ve Bakü-Supsa hatları kısa dönem için öncül üretimlerin taşınmasında kullanılabilecek özellikte olup, Bakü-Ceyhan gibi ana hat karakteri taşımamaktadır. Karadeniz'den gelecek petrol tankerlerinin istedikleri gibi Türkiye boğazlarından geçmesine izin verilemez. Bu tankerlerin Bulgaristan Burgaz terminaline petrol taşımaları, oradan Burgaz-Alexandroupolis (Yunanistan) boru hattı ile petrolün Avrupa'ya taşınması ise boru hattı mantığı ile bağdaşmayan geçici çözüm yolu olmaktan öte geçmektedir.[9]

Son gelişme ile Bakü-Ceyhan Petrol Boru Hattı'nın gerçekleşmesi için siyasi irade beyanı olarak; Türkiye, Azerbaycan, Gürcistan, Kazakistan ve Özbekistan Cumhurbaşkanı tarafından 29 Ekim 1998 tarihinde Ankara'da, hattın ana petrol boru hattı olarak gerçekleştirilmesine ilişkin kararlılığı teyid eden Ankara Deklerasyonu imzalanmış bulunmaktadır. ABD'nin Enerji Bakanı düzeyinde tanık olarak katıldığı bu deklarasyonda, hattın adı Bakü-Tiflis-Ceyhan olarak değiştirilmiş ve güzergahı kesinlikle ortaya konulmuştur. Böylece konu, Bakü-Ceyhan hattının yapılıp yapılmayacağı tartışmasından çıkarılmış, nasıl yapılacağına dönüşürülmüştür. Dış politikalarda görülen çıkar çatışmaları nedeni ile konu üzerinde bazı spekülasyonlar sürdürülebilirse de, karşılaşılabilecek olası zorluklara rağmen bu petrol boru hattı gerçekleştirilecektir.[9]

Ceyhan-Samsun Ham Petrol Boru Hattı Projesi

Ukrayna ve diğer Karadeniz ülkelerinin ham petrol ve/veya rafineri ürünleri taleplerinin karşılanmasında, Çanakkale ve İstanbul boğazlarından geçecek tanker taşımacılığına gerek kalmaksızın, boru hattı taşımacılığını amaçlayan bir projedir. Bu hat Ceyhan Terminali'nden başlayacak ve Samsun'da son bulacaktır. Samsun'dan Ukrayna ve diğer Karadeniz ülkelerine ham petrol tankerlerle taşınacaktır. Geçmişte bu hat üzerinde durulmuş olmakla birlikte, şimdilik beklenmekte olan bir proje durumundadır.[9]

2.2.2.2 Uluslararası Doğal Gaz Boru Hatları ve Türkiye

Türkiye'nin bugün için doğal gaz ithalatı aşağıda gösterilen iki yoldan sağlanmaktadır:

*Rusya Federasyonu- Avrupa- Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı (Batı Terminali),
*Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) İthal Terminali.
Rusya'dan gelen boru hattının dışında arz güvenliği oluşturmak ve artan talebi karşılamak için Marmara Ereğlisi'nde Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) İthal Terminali kurulmuştur. Burada, özellikle Cezayir'den gelen (2 milyar m³/yıl doğal gaz eşdeğeri) LNG parça parça depolanmakta, istenilen miktarda gazlaştırılarak ana hatta sevk edilmektedir. Terminalin 255 bin m³ LNG depolama ve 439 000 Nm³/h maksimum gaz sevk kapasitesi vardır. Sevk kapasitesi kısa süre için 685 000 Nm³/h pik değere de çıkarılabilmektedir.[9]

Yukarıda sıralanan iletim tesislerinden başka, doğal gaz temini için ortaya konulmuş aşağıda sıralanan çeşitli projeler bulunmaktadır:

- *Rusya Federasyonu- Karadeniz- Türkiye (Mavi Akıntı) Doğal Gaz Boru Hattı Projesi,
- *Türkmenistan- Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi,
- *İran- Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi,
- *Irak- Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi,
- *Transbalkan Doğal Gaz Boru Hattı Projesi
- *Mısır- Akdeniz- Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi,
- *LNG İthal Terminali.

Türkmenistan ve İran bağlantılı iki doğal gaz boru hattı projesi, Doğu Terminali adıyla da ele alınmaktadır. Geçmişte günde ne gelen ve bugün terk edilmiş aşağıda sıralanan projeler de vardır:

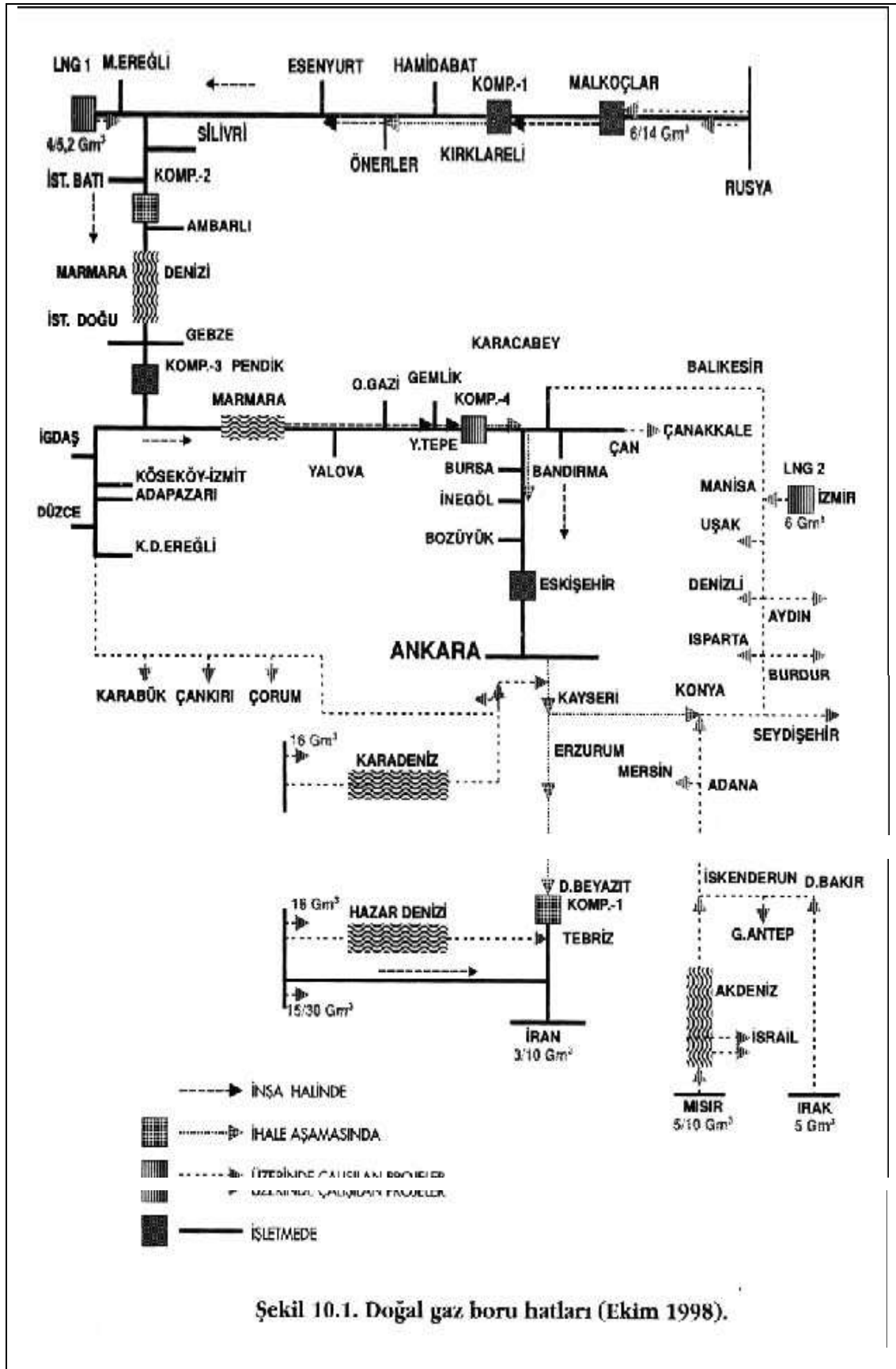
- *Rusya Federasyonu- Türkiye-İsrail Doğal Gaz Boru Hattı Projesi,
- *Mısır ve Yemen'de LNG tesislerine ortaklık
- *Üçüncü LNG İthal Terminali (İskenderun'da kurulacak bu terminal projesinden vazgeçildiği halde İskenderun Doğal Gaz Santrali'nin Yap-İşlet projesi olarak değerlendirilmesi deva metnedir).[9]

Ayrıca, halen kullanılmakta olan boru hattının geliştirilmesi için Kırklareli Kompresör İstasyonunun Tevsii, Malkoçlar Öçüm İstasyonunun Tevsii, Pendik ve Ambarlı Kompresör İstasyonlarının yapımı, 1. ve 2. Loop Hatlarının İnşası üzerinde çalışılmaktadır. Şekil 10.1'de kullanılmakta olan, projesi gündeinde bulunan doğal gaz teminin kaynakları ve boru hatları şematik biçimde topluca gösterilmiştir.[9]

Rusya Federasyonu- Avrupa- Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı

1977 ikinci yapay petrol krizinin ardından, tüm dünyada olduğu gibi ülkemizde de alternatif kaynak arayışları başlamış ve bu çalışmalar sonucu 18 Eylül 1984 tarihinde Eski Sovyetler Birliği ile doğal gaz sevkiyatına dair anlaşma imzalanmıştır. Bu anlaşmaya göre Sovyetlerin yetkili kuruluşu Soyuzgazexport, doğal gaz sevkiyatının ayrıntılarını ve fiyatını belirlemek, ticari sözleşme yapmak üzere görevlendirilmiştir. Türkiye'de konu ile ilgili çalışmalar BOTAŞ tarafından yürütülmüş, 1985 yılında yaptırılan Doğal Gaz Kullanım Etüdü ile tüketim potansiyeli ve boru hattı güzergahı belirlenmiştir. Bu etütle özellikle Kuzey Batı Anadolu elverişli bölge olarak seçilmiştir.[9]

1986-1988 yıllarında yapılan hat, Bulgaristan sınırından Malkoçlar İstasyonundan Türkiye'ye girerken, Kırklareli üzerinden Marmara Ereğlisi'ne, Silivri'den İstanbul'un batısına ve boğazdan geçerek İstanbul'un doğusuna ulaşmakta, Bursa üzerinden Ankara'da gelmektedir. Ayrıca, Adapazarı üzerinden Karadeniz Ereğlisi'ne de gitmektedir. Bu hattın Türkiye içindeki toplam uzunluğu 842 km'dir.[9]



Şekil 2 1- Doğal gaz Boru Hatları (Ekim 1998)

Hat ilk önce 1987 yılında Hamitabat'a ulaşmış, burada Trakya Kombine Çevrimi Santralinde elektrik üretiminde doğal gaz kullanılmaya başlanmıştır. Bu hattın sağlanan doğal gaz 1988 yılında IĞSAŞ da, Ambarlı Santralinde ve Ankara'da binalarda kullanılır duruma gelmiştir. 1992 yılında İstanbul ve Bursa'da, 1996 yılında İzmit'de ve Eskişehir'de de doğal gaz kullanımı başlamıştır. Bu hattın yılda 6 milyar m³ debi ile 25 yıl gaz alımı için 14 Şubat 1986 tarihinde imzalanan anlaşma yürürlüktedir.[9]

Yapılan ikinci bir 25 yıllık anlaşma ile ek 8 milyar m³/yıl gaz alımı sağlanmış ve bu anlaşma da yürürlüğe girmiştir. Ancak, hattın 14 milyar m³/yıl kapasiteyi taşıyabilmesi için geliştirilmesi ne çalışılmaktadır. Bu çalışmada Mal koçlar Öçümü İstasyonu ve Kırklareli Kompresör İstasyonunun tevsii, Pendik Kompresör İstasyonu ve Ambarlı Kompresör İstasyonu yapımı, 1. ve 2. loop hatlarının inşası yer almaktadır. Ayrıca, "Gaztransit Projesi" ile de ek gaz alımına yönelik olarak, Rus gazının Türkiye'ye ulaştırılmasında kullanılan hattın Ukrayna sınırları içinde kalan bölümünün geliştirilmesi planlanmaktadır.[9]

Rusya Federasyonu- Karadeniz- Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Bu projenin bir diğer adı Mavi Akıntı Projesi (Blue Stream Project) olup, Rusya Federasyonundan Türkiye'ye, Karadeniz tabanından geçecek boru hattı ile ek 16 milyar m³ doğal gaz getirmeyi amaçlamaktadır. Bu hatla ilgili anlaşma 15 Aralık 1997 tarihinde imzalanmış ve Bakanlar Kurulu tarafından onaylanarak, 12 Mayıs 1998 tarihinde Resmi Gazete'de yayınlanmıştır. Ancak, Mavi Akıntı Projesinin finansman temini ve Karadeniz geçişi teknik problemleri henüz tam açıklığa kavuşmamıştır.[9]

Anlaşmaya göre, gaz sevkiyatı 25 yıl sürecektir. Rus tarafı 2000 yılında 0.5 milyar m³, 2001 yılında 4 milyar m³, 2002 yılında 8 milyar m³, 2003 yılında 10 milyar m³ 2004 ve 2005 yıllarında 12 milyar m³, 2006 yılında 14 milyar m³, 2007-2025 döneminde yıllık 16 milyar m³ gaz göndermeyi taahhüt etmiştir. Rusya Federasyonu ve Türkiye, Türkiye'ye sevk edilecek doğal gaz miktarının artırılması ve her iki tarafın ortak çıkarları doğrultusunda üçüncü ülkelere de sevk edilmesi imkanlarının araştırılması hususunda anlaşmışlardır.[9]

Söz konusu doğal gaz boru hattı, Rusya Federasyonu'nun topraklarında ve Karadeniz altında RAO Gazprom tarafından, Türkiye topraklarında ise RAO Gazprom'un ana inşaat şirketi ve Türk şirketleri ile oluşturulan bir konsorsiyum tarafından inşa edilecektir. Karadeniz boru hattı ile gelecek doğal gazın teslimatının teknik, ticari ve idari uygulama koşulları BOTAS ve VEP Gazexport-Rao Gazprom arasında imzalanan alım-satım kontratı ile belirlenecektir.[9]

Söz konusu doğal gaz boru hattı Rusya Federasyonu'nun İzobilnoya İstasyonu'ndan başlayarak yaklaşık 390 km yol aldıktan sonra, Džubga kenti yakınlığında Karadeniz'e girerek, denizin 2 100 m altından 380 km yol alarak Samsun'da Türkiye'ye ulaşacak 444 km'lik bir boru hattıyla Samsun-Ankara arasını kat edecektir. Karadeniz geçişi yedekli olması için çift hat olarak döşenecektir. Proje için Rus Gazprom, Hollandalı Petergaz B V ve G brospetsgaz firmaları tarafından jeofizik, sis m ik ve oş i n ografik etü dler sürdürülmektedir. Türkiye'de de TÜMAŞ Samsun-Ankara hattının fizibilite etü dlerini yapmaktadır.[9]

Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Türkiye, kendi artantalebini yanısıra 2000'li yıllarda Avrupa'da beklenen doğal gaz açığının bir bölümünün karşılanmasına yönelik olarak, Türkmenistan'dan Türkiye'ye ve Türkiye'den Avrupa'ya uzanacak doğal gaz boru hattı projesi geliştirmiştir. Bu proje ile ilgili olarak, Türkmen gazının İran üzerinden Türkiye'ye ve Avrupa'ya gönderilmesi alternatifine göre, Türkmen tarafı SOFRE Gaz firmasına bir ön fizibilite çalışması yaptırmıştır. Ayrı bir güzergah ve/veya ikinci hat olarak, Türkmen gazının Hazar Denizi üzerinden Türkiye'ye ve Avrupa'ya taşınmasına ilişkin projeye ait ön fizibilite de BECHTEL firması tarafından yapılmıştır.[9]

5 Aralık 1997 tarihinde BOTAS, Al man PLE firması ve UNOCAL firması ile bir sözleşme imzalayarak Kafkasya, Hazar Denizi ve Orta Asya'da üretilecek doğal gazın Bakü'den Türkiye'ye taşınmasını sağlayacak boru hattına ait ön fizibilite ve çevresel etki etü dleri yaptırmıştır. 28 Aralık 1997 tarihinde de Türkiye ve Türkmenistan arasında Doğal Gaz Boru Hattı Mütabakat Zaptı imzalanmıştır. Fizibilite etü dlerini Shell şirketi yapacaktır.[9]

Al man PLE firması ve UNOCAL firması çalışmasında Bakü-Ceyhan ham petrol boru hattı güzergahına paralel bir yol izlenmiş, ancak etüd Türkmenistan-Hazar, Hazar Denizi geçişi, Bakü-Ceyhan olarak üç bölümde yapılmıştır. Mayıs 1998'de

BOTAŞ'a teslim olunan bu çalışmada Türkiye'ye yönelik debi iki alternatifle ele alınmıştır. Bunlardan birincisi 15 milyar m³/yıl olup, 10 milyar m³/yıl Türkmen gazı ve Gürcistan geçişinde eklenen 5 milyar m³/yıl Rus gazı ile oluşturulmuş, boru çapı 48 inç seçilmiştir. İkinci alternatif 19.6 milyar m³/yıl yıl debi ve 48 inçlik boru ile yalnızca Türkmen gazının sevki ne ilişkin planlamadır.[9]

Proje için bir termin programı bulunmaktadır. Türkmenistan'dan doğal gaz alınma ve Türkmen gazının Türkiye üzerinden dünya pazarlarına sunulmasına ilişkin kili anlaşma, Türkiye ve Türkmenistan Cumhurbaşkanları tarafından 29 Ekim 1998 tarihinde Ankara'da imzalanmıştır.[9]

İran- Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Bu projeye Türkiye'nin doğal gaz açığının bir bölümünün İran'dan karşılanması için ilk etapta İran'dan Türkiye'ye, daha sonra Avrupa'ya uzanacak bir boru hattının yapılması amaçlanmaktadır. İran'dan doğal gaz alınma ilişkin anlaşma 12 Ağustos 1996 tarihinde imzalanmıştır. Anlaşmaya göre Türkiye İran'dan 22 yıl süre ile doğal gaz alacak, bu alım 3 milyar m³/yıl düzeyinden başlayıp, 10 milyar m³/yıl düzeyine çıkacaktır.[9]

Proje ile ilgili olarak seçilen güzergah, sınırda Doğubeyazıt'tan başlanarak Erzurum, Erzurum, Sivas ve Kayseri üzerinden Ankara'ya ulaşmaktadır. Öncelikle 800 km uzunluğundaki Doğubeyazıt-Erzurum arasında bulunan hattın ihalesine çıkılarak, yapım sözleşmesi 29 Nisan 1997 tarihinde imzalanmıştır. Bu bölümle ilgili kılavuz çalışmaları sürmekte olup, yapım süresi 20 ay olarak planlanmıştır.[9]

Projenin ikinci aşaması olan ve Erzurum'u Ankara'ya bağlayan 905 km'lik bölümü için Erzurum - İranlı, İranlı - Kayseri ve Kayseri - Ankara şeklindedir. Söz konusu hatlarla birlikte Kayseri - Konya - Seydişehir branşman hattı için 22 Aralık 1997 tarihinde ihaleye çıkılmıştır. Bu proje demeti için 17 Mart 1998 tarihinde toplam 78 adet teklif alınmış olup, teklifler değerlendirilmektedir.[9]

Ancak, 29 Nisan 1997'de Fernas-Enerkom STFA konsorsiyumuna ihale olunan 290 km'lik İran sınırı-Erzurum boru hattı inşası bugüne dek başlamamıştır. Çapı değiştirilerek 48 inçe çıkarılmış bu hatta, bazı belirsizlikler vardır. Termin programına göre 2000 yılında devreye girmesi gereken hatta, halen 2 yıllık gecikme mevcuttur. Bu hattın işleyişinde en önemli birim olan Doğu Beyazıt Kompresör İstasyonu ihalesi ile ilgili teklifler 30.7.1998 tarihinde alınmıştır.[9]

Bu projeye Amerika'nın siyasi itirazı bulunmaktadır. Ancak İran ile yapılan sözleşmede zamanında gerçekleşmeyecek alım karşısında BOTAS'ı tazminat ödemeye mecbur edici hükümler bulunmaktadır. Ayrıca, bu hattın gecikmesi veya gerçekleşmesi Türkiye'nin doğal gaz arz kaynakları hedeflerinde ciddi bozulmalara neden olabilecektir. Bu arada İran, Türkmenistan ile doğal gaz bağlantısı kurmuştur. Bu nedenle bu hattın taahhüt olunan gazın zamanında çekilmesi, hem Türkiye'nin çıkarları ve hem de Türkmen gazı üzerinde yapılan olumsuz spekülasyonun bitirilmesi açısından önem arz etmektedir.[9]

Trans Balkan Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

TEKFEN-ENKA-GAMA-İNTES ve BOTAS'ın yer aldığı bir şirketler grubunun, Türkiye'nin Balkanlar yolu ile Rusya'dan aldığı doğal gazın boru hatlarının sayısı ve çaplarının yetersizliği nedeni ile artırılmasını dar boğazını gidermek amacıyla, bir alternatif proje oluşturmak çalışmaları sonucu ortaya çıkmıştır. Ön fizibilite safhası aşılmış, kapasitenin yılda 16 milyar m³'e çıkarılması için birkaç etaplı ön proje ve global listeler hazırlanmıştır. Saptanan 2.9 milyar ABD \$'lık finansmanı sağlanması konusunda çalışmalar sürdürülmektedir.[9]

Mısır- Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Henüz tasarıma aşamasında olan ve Mısır'ın Akdeniz altına dönecek boru hatlarından 10 milyar m³/yıl gaz gönderebileceği teklifinden kaynaklanan, 1996 yılında üzerinde durulan LNG projesinin iptalinden sonra ortaya çıkan bir projedir. Finansmanı sağlanmasında büyük zorluklar olacağı sanılan proje değerlendirilmeye başlamıştır.[9]

Irak- Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Bu proje geçmişte ele alınmış ve terk edilmişti. Şimdi, TPAO-TEKFEN-BOTAS şirketlerince oluşturulan bir gruptan tarafından 2.5.1997 tarihinde Irak ile imzalanan bir anlaşma çerçevesinde yürütülmektedir. Bağdat yöresindeki doğal gaz yataklarının saha geliştirme, üretim gaz işleme ve boru hattı yapımı işlemlerinden oluşan kompleks bir projedir.[9]

Irak'tan hem doğal gaz hem de LPG sevkiyatı planlanmaktadır. Birleşmiş Milletler ambargosu nedeni ile sonuç alınması zor görünmekle birlikte, İran projesine

Amerika'nın siyasi itirazı karşısında, yine Amerika'nın onayı ve desteği ile Birleşmiş Milletler'den onay alınabilecek bir proje olarak da görülmektedir.[9]

Rusya- Türkiye-İsrail Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Geçmişte ele alınan ve terk olunan bir projedir. Bugün için rafta bekleyen bu projenin, dış politika gelişmeleri karşısında yeniden gündeme gelmesine ve gerçekleştirilmesine çalışılmaktadır.[9]

Sıralanan doğal gaz boru hattı projelerinden başka İzmir Aliağa'da kurulması planlanan yıllık 6 milyar m³ doğal gaz eşdeğeri kapasitede olacak II. Doğal Gaz Terminali projesi de vardır. Tractabel-Parmaş ortaklığı tarafından mühendislik çalışmaları yapılan bu projenin gidişini tatmin edici olmadığı bildirilmektedir.[9]

Türkiye'de doğal gaz arz güvenliğini sağlamak için oluşturulmuş çok sayıda ve önemli projeler bulunmaktadır. Ancak, ele alınmış birçok projede gecikmelerden endişe olunmakta, bazıları ise başlanmış bulunmaktadır. Türkiye'nin hesaplanan doğal gaz talebi ile ortaya konulan kesin sayılabilecek arz olanakları karşılaştırıldığında açıklar görülmektedir. Bu nedenle, Türkiye'nin doğal gaz darboğazına girme olasılığı vardır. Doğal gazla elektrik üretimine ağırlık verildiği, büyük projelere başlanıldığı için doğal gaz talebinin yeterince karşılanamaması, Türkiye'ye çok zora sokabilecektir. Bu nedenle Türkiye'nin doğal gaz temin projelerinin, saptanacak bir terimin programından sapma olmaksızın gerçekleştirilmesi önem taşımaktadır.[9]

2.2.2.3 Uslararası Enterkonneksiyon ve Türkiye

Elektrik enerjisi alanında uluslararası enterkonneksiyon yedek kapasitelerinin ortak kullanımıyla, yeni üretim tesisi yatırımlarından tasarruf sağlanmakta, arızalar sonucu beklenmeyen üretim kayıplarını karşılayabilmekte, pik yükler dışında yüksek maliyetli üretim ünitelerini gerekirse yedeklenmesine yaramaktadır. Avrupa Birliği ülkeleri arasında gelişmiş bir uygulama türüdür. Türkiye'nin şu an özellikle Bulgaristan ve Gürcistan üzerinden elektrik ithali vardır. Bunun dışında başka ülkelerle gerçekleştirilmiş bağlantılar ve yeni enterkonneksiyon projeleri bulunmaktadır.[9]

Tablo 2.2- Türkiye'nin anlaşmalı doğal gaz temin miktarları

	RUSYA	LNG M EREĞLİ	İRAN ANLAŞMASI	RUSYA EK ANLAŞMASI	RUSYA MAVİ AKINTI	TOPLAM TEMİN MİK	TALEP EDİLEN MİK	AÇIK
1998	6000	4000	0	2000	0	12399	13352	-963
1999	6000	4250	0	3000	0	14040	17445	-3406
2000	6000	5200	3000	4500	500	19833	20790	-957
2005	6000	5200	10000	8000	12000	40470	45141	-4671
2010	6000	5200	10000	8000	16000	44402	63663	-9151
2015	6000	5200	10000	8000	16000	44402	64802	-20400
2020	6000	5200	10000	8000	16000	44402	80000	-35598

Mevcut Enterkonneksiyonlar

Bulgaristan ile Dımdıchev- Babaeski arasında 400 kV ile çalışmaya hazır durumda 500 MW taşıma kapasiteli bir enerji hattı vardır. 1986 yılına kadar Trakya bölgesini izole olarak besleyen hat, daha sonra Bulgaristan'da izole bir bölgeyi beslemek, Bulgaristan üzerinden Romanya'ya, Bulgaristan ve eski Yugoslavya üzerinden Arnavutluk'a elektrik transferi için kullanılmıştır. Bu hat üzerinden Türkiye ve Balkan ülkeleri elektrik sistemlerinin senkron ve paralel çalışabilirliğinin fiizibilitesi üzerinde durulmaktadır.[9]

UNPEDE/UCPTE işbirliği ile Avrupa enterkonneksiyonunda Bulgaristan hattından yararlanılması istenmektedir. Söz konusu hattan 1996 yılı sonunda 250 MW güçle ayda 100 milyon kWh $\pm$ %10 elektrik alınmaya başlanmış, daha sonra 300 MW güçle ayda 150 milyon kWh $\pm$ %20 olarak yükseltilmiştir. Hattan 1998 yılında 2.5-3 milyar kWh elektrik ithal edilmesi beklenmekte olup, kapasite 3 milyar kWh/yıl ile sınırlıdır. Bu arada alımgücünün 450 MWa çıkarılması na da çalışılmaktadır.[9]

Gürcistan ile Batum-Hopa arasında 220 kV, 300 MW taşıma kapasitesine sahip enerji nakil hattı vardır. Tam kapasite ile değerlendirilmemektedir. Hattın tam kapasitesi 1 milyar kWh/yıl kadardır. Bu hat başlangıçta ülkemizde izole bir yöreyi

beslenmiş, daha sonra Gürcistanla enerji transferinde kullanılmış olup, şimdi enerji ithali için kullanılmaktadır.[9]

Nahçıvan (Azerbaycan) hattı çift olup, Aralık-Sederek arasında 34.5 kV, 10 MW kapasiteli ve Iğdır-Babek arasında 154 kV, 100 MW kapasitelidir. Bu hatlar Nahçıvanla elektrik transfer etmek için kullanılmaktadır.[9]

Ermenistan ile Kars-Leninakan arasında 220 kV, 300 MW'tan fazla kapasiteli hat varsa da, trafo kapasitesi yetersizdir. Şimdilik enerji alış-verişi yapılmayan hattın kapasitesi 1 milyar kWh/yıl kadardır.[9]

Suriye ile Çağ-Çağ-Kamışlı arasında 66 kV, 40 MW taşıma kapasiteli bir hat bulunmakla beraber, bugüne kadar enerji alış-verişi yapılmamıştır. Hat 240 milyon kWh/yıl kapasitelidir.[9]

Irak ile PS(3)-Zakho arasında 400 kV, 500 MW hat tesis edilmiş olup, 154 kV ile çalıştırılabilir durumdadır. Bu hattın Kuzey Irak'ın sınıri yarımçerçevesinde çok az bir elektrik transferi geçmiş yıllarda yapılmıştır.[9]

İran ile Doğu Beyazıt-Bazargan arasında 154 kV, 100 MW taşıma kapasiteli hat vardır. Ayda 12 milyon kWh gibi çok az bir enerji transferi yapılmaktadır. 400 kV'luk yeni hatla bağlantı geliştirilmesine çalışılmaktadır.[9]

Planlanan Enterkonneksiyonlar

Balkan Ükeleri Elektrik Sistemleri Enterkonneksiyonu Geliştirme Koordinasyon Komitesi çalışmalarına bağlı olarak Türkiye-Yunanistan enterkonneksiyon projesi oluşturulmuştur. İlk etapta 400 kV, 600 MW'tan fazla kapasiteli bir hat, ikinci etapta birincisinden elde olunacak yarar doğrultusunda hattın geliştirilmesi üzerinde durulmaktadır. Ancak, enerji fiyatı konusunda anlaşma sağlanamadığından çalışmalar başlatılamamıştır.[9]

Beş Üke (Mısır, Irak, Ürdün, Suriye ve Türkiye) Enterkonneksiyon Projesi için 1989 yılında bir anlaşma yapmıştır. 400 kV üzerinden bağlantı yapılması kararlaştırılmıştır. Bu proje ile ilgili olarak Birecik-Halep 124 km'lik hattın 1998 yılında tamamlanması üzerinde durulmaktadır. Hattı desteklemek için Atatürk Barajı-Birecik hattı yapılmaktadır. Bu proje kapsamındaki Gzre-Kesek 129 km'lik bağlantısı ise 2002 yılında tamamlanacaktır.[9]

Türkiye-İran-Türkmenistan Enterkonneksiyon Projesi, 400 kVluk bağlantı hattına dayanmaktadır. Bu proje üzerinde teknik ve ekonomik değerlendirme çalışmaları sürdürülmekte, Türkmenistan'da üretilecek elektriğin Türkiye'ye transferi için kullanılması düşünülmektedir.[9]

Türkiye UNPEDE/UCPTE ve UNPEDE/NEDELEC işbirliği ile yürütülen "Doğu-Batı Avrupa Enterkonneksiyonu", Avrupa Sistemi İçin Hedef Şebeke" ve "Akdeniz Enterkonneksiyonu" çalışmalarına katılmaktadır. Avrupa Komisyonu "TACIS Bölgesel İşbirliği Programı" kapsamındaki elektrik enerjisi alış-verişini içeren Kafkas Ülkeleri ile Türkiye Enterkonneksiyonu Projesi ön çalışmaları sürdürülmektedir. Karadeniz Ekonomik İşbirliği kapsamında Karadeniz çevresindeki elektrik sistemlerinin enterkonneksiyonu projelerinin oluşturulmasına çalışılmaktadır.[9]

3 ENERJİ TÜKETİMİNİN SEKTÖRLERE DAĞILI MI

Türkiye’de, 1990-1998 yılları arasında enerji tüketiminin sektörler e dağılı mı incelendi ğinde (Tablo9), 1990 yılında 15 Mtep olan konut ve hizmetler sektörü tüketimi, 1998 yılında 18,8 Mtep’e ulaş mıştır. Ancak, konut ve hizmetler sektörü enerji tüketiminin 1998 yılında iyi hava koşulları nedeniyle 1997 yılı seviyesine nazaran düştüğü gözlenmektedir. Konut ve hizmetler sektöründe yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklar en yüksek paya sahiptir (%38,4). Bu da özellikle yenilenebilir grupta değerlendirilen odun ile hayvan ve bitki artıkları (%37,2) kaynaklı olup, yeni enerji kaynaklarından jeotermal ısı nın payı %0,8 ve güneş in payı %0,4’tür. Bu dönem i çerisinde elektri ğin payı hızla artarak %10’dan, %17,7’ye ulaş mıştır. Aynı şekilde doğal gaz ın payı %0,3’ten, %12,9’a çı kmıştır.[1]

Tablo 3 1- Türkiye’de Genel ve N hai Enerji Tüketi minin Sektörlere Dağılı mı (Bin TEP)

	1990	%	1995	%	1996	%	1997	%	1998	%
SANAYİ	14543	35	17354	35	20028	37	21756	38	21510	38
KONUT VE HİZMETLER	15003	36	17150	35	18028	33	19216	34	18784	34
ULAŞTIRMA	8723	21	11066	22	11778	22	11338	20	10760	19
TARIM	1956	5	2556	5	2714	5	2823	5	2827	5
ENERJİ DİŞİ	1031	3	1386	3	1642	3	1789	3	2272	4
NET	41256	100	49512	100	54190	100	56922	100	56153	100
ÇEVRE MSEKTÖRÜ	11377	0,22	13703	0,22	15212	0,22	16335	0,22	18096	0,24
GENEL ENERJİ TÜKETİMİ	52632	100	63215	100	69402	100	73257	100	74249	100

1990 yılında GS Yİ i çerisinde sanayi nin payı %27 i ken, bu pay 1998 yılında %29’a ulaş mıştır. N hai enerji tüketimi i çerisinde ise sanayi sektörünün payı %35’ten, %38’e çı kmıştır ki, bu da Türkiye’nin sanayileşmeye devam etti ği, özellikle enerji yoğun sanayiinin gelişti ğinin göstergesi olmaktadır. 1990 ve 1998 yılları karşılaştırıldığında al mış oldu ğu pay azal mla birlikte (%36’dan, %27,7’ye) petrol, sanayi sektörünün ana yakıtı olma durumunu korumaktadır. Bununla beraber, sektörde kullanılan doğal gaz ın payı hızla artmaya devam et miş olup, %5’ten %10,6’ya ulaş mıştır.[1]

Tablo 3-2- Türkiye’de 1998 Yılı Genel Enerji Dengesi (B n TEP)(Tarih: 29/11/1999)

	T. Köm	Linyit	Asfaltit	İkincil Kömür	P. kök	Odun	Hay. ve Bt. Art.	Toplam K. Yak.	Petrol	D. Gaz	Hidrolik	Jet er. Elekt.	Rüzgar	Elektrik	Jet er. Isı	Güneş	Toplam
Yerli Üretim(+)	1143	12792	10			5512	1550	21007	3385	514	3632	73	0		153	100	28864
İthalat (+)	7422	7		420	901			8750	30286	9312				284			48632
İhracat (-)								0	2372					26			2398
İhrakiye (-)								0	627								627
Stok Değişimi (+/-)	356	-168	0	-6	54			237	-217	-136							-116
İstatistik Hata (+/-)								0	-188								-188
Birincil Enerji Arzı	8921	12631	10	414	955	5512	1550	29994	30266	9690	3632	73	0	258	153	100	74167
Rafineri Dışı Üretim(+)									82								82
Toplam Enerji Arzı	8921	12631	10	414	955	5512	1550	29994	30349	9690	3632	73	0	258	153	100	74249

Çevre mve Enerji Sektörü	-4325	-8977	-1	2140	0	0	-79	11241	-5260	-4991	-3632	-73	0	7102	0	0	-18096
Elektrik Santralleri	-858	-8927					-79	-9864	-2247	-4991	-3632	-73	0	9548			-11260
Kök Fabrikaları	-3425			2139				-1286									-1286
Briket		-1		1				0									0
Petrol Rafinerileri								0	-1703					-182			-1886
İç Tüketimve Kayıp	-41	-50	-1	0				-92	-1310	0				-2263			-3665
Toplam Nhai Enerji Tüketimi (NET)	4596	3654	9	2554	955	5512	1471	18753	25088	4699	0	0	0	7360	153	100	56153

Sektörler Toplamı	4596	3654	9	2554	955	5512	1471	18753	25088	4699	0	0	0	7360	153	100	56153
Sanayi Tüketimi	4098	1940	5	2478	955			9476	5952	2273				3786		24	21510
Demir Çelik				2046				2046	569	5				748			3368
Kıyma-Petrokiyma	35	14		0				49	749	0				569			1367
Petrokiyma Feedstock								0	1754								1754
Gübre		34						34	106	449				64			653
Çimento	758	362		0	794			1914	54	7				242			2218
Şeker	57	341		56				455	159	0				0			613
Demirdışı Metaller	48	13		8	0			69	265	0				0			334
Diğer Sanayi	3199	1177	5	368	161			4910	2296	1812				2161		24	11203
Ulaştırma	5	0						5	10696	4				56		0	10760
Demiryolları	5	0						5	212					56			273
Denizyolları								0	226								226
Havayolları								0	1106								1106
Karayolları								0	9152	4							9156
Diğer Sektörler	494	1714	5	77	0	5512	1471	9272	6169	2422				3519	153	76	21611
Konut ve Hizmetler	494	1714	5	77	0	5512	1471	9272	3543	2422				3317	153	76	18784
Tarım								0	2625					202			2827
Enerji Dışı								0	2272								2272
Elektrik Enerjisi Üretimi (GWh)	2981	32707	0				255	35942	7923	24838	42229	85	6	1E+05			
Kurulu Güç Kapasitesi (MW)	335	6214	16				22	6587	1930	4505	10307	15	9	23352			
GS MH (1987 Fiyat. Milyar TL.)	119209	Nüfus	Fert Başına Enerji Fert Başına Hk Net: 1382 GS MH Büyüme Hızı: 3,8														
GS YH (1987 Fiyat. Milyar TL.)	115768	(Milyon kişi) 63.451	Tüketimi Tüketimi 1170Tüketimi kwh/k Brüt: 1797 GS YH Büyüme Hızı: 2,8														

3.1 Enerji Üretimi, Dağıtım, Kullanım Sırasındaki Kayıplar ve Bunlara İlişkin Enerji Tamları

3.1.1 Tamlar

Birincil enerji, jeotermal, hidro, nükleer, güneş, gelgit, rüzgar ve dalgadan elde edilen enerjidir.

İkincil enerji ise elektrik ve ısı enerjisinin birleşerek meydana getirdiği veya termal bitkilerden elde edilen termal enerji olarak tanımlanır.[6]

3.1.2 Enerji Kayıpları

Tablo 3.3- 1983-1996 Yılları Türkiye Elektrik Enerjisi İletim ve Dağıtım Kayıpları

Yıl	İletim Kaybı		Dağıtım Kaybı		Toplam Kayıp	
	GW saat	%	GW saat	%	GW saat	%
1983	1544,0	5,5	1878,3	6,7	3422,3	12,3
1984	1577,4	5,0	2163,2	6,9	3740,6	11,9
1985	1611,4	4,7	2734,5	8,0	4345,9	12,8
1986	1344,3	3,6	4102,4	10,9	5446,7	14,5
1987	1627,4	3,8	3992,6	9,4	5620,0	13,3
1988	2016,6	4,4	4291,9	9,3	6308,5	13,7
1989	1544,0	3,1	4703,2	9,5	6247,2	12,7
1990	1787,2	3,3	4893,1	9,0	6680,3	12,3
1991	1437,8	2,5	6123,4	10,7	7561,2	13,2
1992	1342,9	2,1	7651,9	12,1	8994,8	14,2
1993	1634,9	2,3	8616,7	12,3	10251,6	14,6
1994	1800,3	2,4	10042,0	13,6	11843,0	16,0
1995	2034,9	2,5	11733,9	14,3	13768,8	16,8
1996	2461,7	2,7	13393,1	14,8	15854,8	17,5

3.1.3 Ülkemizdeki Elektrik Enerjisi Şebeke Kayıplarının Nedenleri:

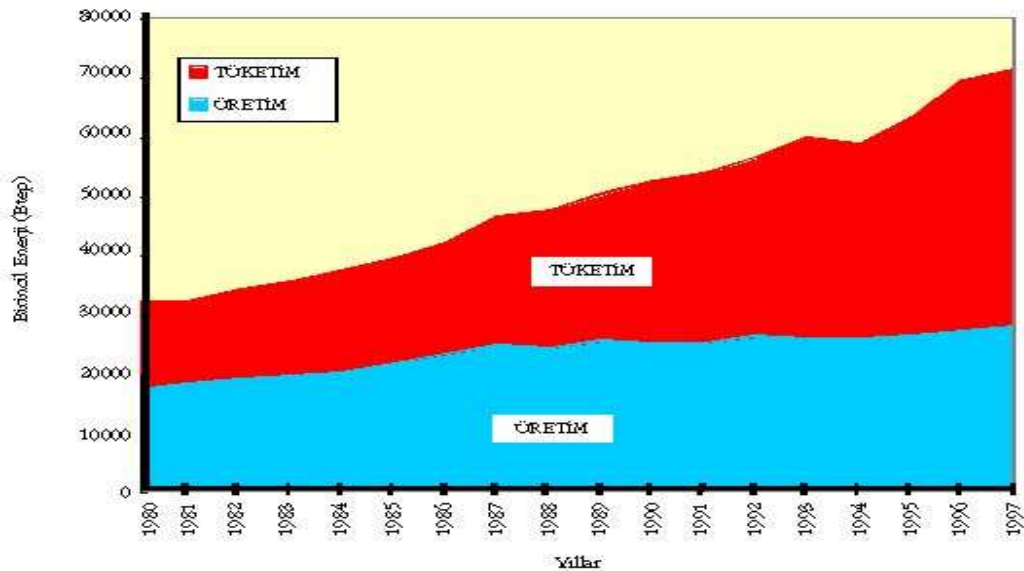
Enerji alanında yapılan yatırımlar, beşer yıllık kalkınma planları çerçevesinde bir programa bağlanmaya çalışılmışsa da, yatırım için gerekli kaynakların bu planlamalara uygun olarak yaratılamamış olması, üretimin tüketimi karşılayacak şekilde artırılmasını sağlamamıştır. Ülkemizin kıt kaynakları ve eldeki imkanlar kullanılarak, ne pahasına olursa olsun, en ucra köşelere kadar elektrik enerjisinin götürülebilmesi için seferberlik ilan edilmesi sonucunda 1990'lı yılların başında elektriksiz köy ve mezra bırakılmamıştır. Ancak, bu sırada tekniğe pek önem verilmemiş ve özellikle gerek büyük şehir ve gerekse kırsal alan dağıtım şebekelerinde kaliteli bir dağıtım şebekesi oluşturulamamıştır. Ülkemizdeki dağıtım hatları, genellikle acele ile, üzerinde yeterince bilimsel bir çalışmaya yapılmadan ve

en ucuza maledil neye çalışılarak projelendirilmiş ve tesis edilmiştir. Ayrıca 1990'lı yıllarda köyden kente göçün hızlanması, kırsal bölgelerdeki yatırımların atıl, kentlerdeki yatırımların ise yetersiz kalmıştır.[2]

Büyük şehirlerimizin çarpık yerleşim düzeni, buralardaki dağıtım şebekelerini zamanla işletilmesi çok zor ve karışık bir hale getirmiştir. Kaynak kıtlığından dolayı havai hat şebekeleri şeklinde yapılan büyük şehirlerdeki dağıtım şebekeleri zamanla kablolar ile yeraltına alınmaya başlanmış, bunun sonucu gerek teknik ve gerekse işletim bakımından birbirinden çok büyük farklılıklar gösteren havai hat şebekesi ile kablo şebekesinin karışımından oluşan bir şebeke şekli ortaya çıkmıştır. Bugün bu şebekelerde ortaya çıkan bir arızanın seçicisi olarak korunması mümkün olmadığı gibi, ortaya çıkan arızaların yerlerini tespit etmek bile uzun süre alabilmektedir. Dolayısıyla mevcut dağıtım şebekelerimizin güvenilirlikleri ve kalitesi oldukça düşmektedir.[2]

3.2 Enerji Üretimi – Tüketimi

1980-1997 döneminde yerli enerji üretimi ve toplam tüketimi Şekil 3.1'deki grafiklerle gösterilmiştir.



Şekil 3.1. Türkiye'de yıllara göre birincil enerji üretim ve tüketimi.

Petrol tüketiminin %9.1'i, doğal gaz tüketiminin %2.3 ü taşkömürü tüketiminin %15.8i yerli üretimle karşılanmıştır. Linyit tüketiminin tamamı yerli üretime

dayanmaktadır. Türkiye'nin bilinen sınırlı kaynaklarının yanı sıra, yatırım ve teknoloji kısıtlarından da yerli enerji üretimi sınırlanmaktadır.

Türkiye'de 1997 yılında üretim ve tüketimi birbirine eşit olmak üzere, bir önceki yıla göre yenilenebilir kaynaklardan hidrolik enerji de % 1.7 azalma, jeotermal enerji de % 10.5 artış, güneş enerjisinde aynı durumu koruma, hayvan ve bitki artıklarında % 1.4 azalma görülmüştür. Odun üretimi ve tüketimi de aynı düzeyini korumuştur. 1997 yılında rüzgar enerjisi üretim ve tüketimi yoktur. Sıralanan yenilenebilir kaynaklardan sağlanan enerji, toplam enerji arzı içinde % 38.7'lik pay kapsamaktadır. Özellikle tezeğe dayalı hayvan ve bitki artıkları değerlendirme dışı tutulacak olursa, yenilenebilir enerjinin toplam enerji arzı içindeki payı % 33.2 düzeyindedir. Hidrolik enerji niteki başına yerli üretimdeki payı % 12.4 iken, klasik biomass (odun + hayvan ve bitki artıkları) payı % 25.4'dür.

1997 yılı verilerine göre, yenilenebilir enerjinin Türkiye'nin genel enerji tüketimindeki payı ise % 15 kadardır. Hayvan ve bitki artıkları değerlendirme dışı tutulduğunda bu pay % 12.9'a düşmektedir. Hidrolik, jeotermal ve güneş enerjisinin tüketimdeki toplam payı % 5.2 olmuştur. Hidrolik kaynaktan sağlanan enerji ise, güneş ve jeotermal den sağlananın 13 katıdır.

Türkiye'de son yıllarda talebi ve/veya tüketimi hızlı artış gösteren kaynak doğal gazdır. 1975 yılında listede yer almayan doğal gaz, 1976 yılında sembolik yerli üretimi enerji bütçesine girmiş ve 1986 yılından başlayan ithalatı ile tüketimi hızla gelişmiştir. 1997 yılında birincil enerji kaynakları tüketimi içinde doğal gazın payı % 12.8'e çıkmıştır. 1997 yılında tüketilen doğal gaz 10.1 milyar m³ olup, 1998 yılının talebi 13.4 milyar m³'e yükselmiştir. 2000 yılının talebi ise 20.8 milyar m³ olarak kestirilmiştir. Ancak, bunun nasıl gerçekleştirilebileceği sorundur.

1997 yılında tüketilen 71 367 Mep birincil enerjinin tüketim sektörlerine dağılım payları Şekil 3.3'de verilmiştir. Şekilden görüleceği gibi, sanayi sektörü ile konut ve hizmet sektörü payları yaklaşık aynıdır. Sanayinin tüketimi 20 055 Mep, konut ve hizmet sektörünün tüketimi ise 19 015 Mep'dir. Tüketilen enerjinin % 23'üne karşılık olan 16 334 Mep enerji; elektrik santralleri, kok ve briket fabrikaları, petrol rafinerileri ile iç tüketim ve kayıplarda harcanmıştır. Bu değer düşüldüğünde toplam nihai enerji tüketimi 55 033 Mep olmaktadır. Nihai enerji tüketiminin ise % 36.4'ü sanayi sektörüne gitmiştir.

Sanayi sektörünün alt sektörlerinde gerçekleşen enerji tüketim payları Şekil 3.4 de gösterilmiştir. Sanayi sektörü enerji tüketiminin karşılanması da enerji kaynaklarının katkı payları da Şekil 3.5'de yer almaktadır. Bu tüketimde en ağırlıklı pay %43.4 ile petrol ve doğal gazla ait olup, kömürün payı %34.9 ve elektriğin payı %18.3'dür.

Önemli enerji tüketim sektörlerinden bir diğeri de ulaştırma sektörüdür. Ulaştırma sektörünün 1997 yılı enerji tüketimi 11 339 Mep olup, toplam birincil enerji tüketiminin %15.9'u toplam nihai enerji tüketiminin de %20.6'sını kapsamaktadır. Ulaştırma sektörü enerji tüketiminin kendi alt sektörlerine dağılım payları Şekil 3.6 da yer almaktadır. Ulaştırma sektörü enerji tüketiminin %99.5'i petrol ürünlerinden karşılanmaktadır.

Tablo 3.4- 1997 yılında Elektriksel Gücün Mülkiyet Dağılımı

1997 yılında elektriksel kuruluş gücünün mülkiyet dağılımı.				
KURULUŞ	Termik (MW)	Hidrolik (MW)	TOPLAM (MW)	Kuruluş payı (%)
TEAŞ	6 379.1	9 403.9	15 783.0	72.1
Ayrıcalıklı Şirketler	106	610.3	716.3	3.3
Üretim Şirketleri	253.4	75.3	328.7	1.5
Ortodüktörler (kamu + özel)	1 764.3	13.1	1 777.4	8.1
Özelleştirme İdaresi	3 284.0	0	3 284.0	15
TOPLAM	11 786.8	10 102.6	21 889.4	100

Elektrik üretim sektöründe kamu ağırlığı bulunmasının nedeni, yasal boyutta kamu hizmeti sayılmasındandır. Oysa, bir üretimin kamu hizmeti sayılabilmesi için elde olunmasında seçeneklerin bulunması, üretiminde tek bir yöntem olması ve işletmeciliğinin tekele bağlanması gerekir. Elektrik üretiminde devlet tekeli,

Türkiye'de hiçbir dönem olmamıştır. Elektrik üretimi kamu hizmeti değildir ve bir mal üretimidir. Liberal ekonomi koşullarına bağlı olarak elektrik üretimi tümü ile özel sektöre bırakılmalıdır.

Eki m1998 itibari ile özel sektörün elinde 1 290.0 MWtermik, 695.1 MWhidrolik ve 1.5 MWrüzgar santrali olmak üzere toplam 1 986.6 MWkurulu güç vardır. İşletme hakkı devri çalışmaları yürütülen termik, jeotermal ve hidrolik projelerin toplam gücü 5 759 MW olup, bunların özel sektöre geçeceği varsayım ile özel sektörün elindeki kurulu güç 7 745.6 MWa yükselecektir. Bu devir işlemlerinin yanı sıra sözleşmesi imzalanmış ve kurulmasına çalışılan 1 544 MWotoproduktör ünitelerle özel sektör kurulu gücünün 9 289.6 MWa çıkması söz konusudur. Bu toplam Yap-İşlet-Devret Projeleri kapsamında inşaat aşamasında olan üç doğal gaz santrali ile 1 136 MWkatılacaktır. Yap-İşlet modeli kapsamında yapılacak ve 2003 yılına kadar devreye alınacak termik santrallardan 5 200 MWkurulu güç de eklenecektir.

Kamu sektörünün elektrik üretimine gereken ölçüde yatırım yapmadığı ve artık yapmasının olanaksızlaştığı bu dönemde, özelleştirme ve liberalleşme akımlarına karşın, yerli ve yabancı özel sermayenin elektrik üretimi yatırımlarına çekilememesi, Türkiye'de kurulu gücün gerektiği gibi artırılabilmesinin temel nedeni dir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ve TEAŞ planlarına göre, elektrik üretimi iletim ve dağıtım tesislerinin gerçekleşmesi için yılda 5 milyar ABD \$'ından az olmayacak yatırıma gerektirir. Gerekli yatırım yapılarak kaybedilen her yıl, bir sonraki yıl için gereken yatırım artmaktadır. Açıklanan büyüklükteki yatırımın gerçekleşmesi devlet olanakları ile değil, yerli ve yabancı sermayenin katılımı ile mümkündür. Türkiye'nin dışarıdan sermaye transferi sağlanması gerekmektedir. Ancak, bu konuda hukuksal engeller vardır.

1984 yılından bu yana Yap-İşlet-Devret modeli çerçevesinde yapılarak işletmeye alınan elektrik santrallerinin toplam kurulu gücü 310 MWdır. Bu projelerin toplam yatırımtutarı 278 milyon ABD \$'dır. Halen inşaat aşamasında bulunan Yap-İşlet-Devret projelerinin kurulu gücü ise 2109.6 MW olup, inşa halindeki bu projelerin yatırımtutarı 3 282.5 milyon ABD \$'dır. Bunun 1 374 milyon ABD \$'ı termik santrallara aittir.

Yapılan son düzenlemelere göre, ithal yakıt kullanan termik santraller Yap-İşlet Yasası, hidroelektrik, jeotermal ve rüzgar santralleri Yap-İşlet-Devret Yasası ile yerli

ve yabancı yatırımcılar tarafından kurulabilir. Yap-İşlet Yasası imtiyaz sorununu çözümlenerek için çıkarılmış ol makla birlikte, enerji üreti mi ile ilgili sözleşmeler yine de imtiyaz sözleşmeleri kapsamında alınmaktadır. Çünkü, yasal boyutta elektrik enerjisi üreti mi bir kamu hizmeti olarak kabul edil mektedir ve bununla ilgili olarak Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından verilen izin, imtiyaz olarak varsayılmaktadır. Yap-İşlet-Devret ve Yap-İşlet modellerinden bugüne kadar beklenen sonuçlar elde edile nemiş olsa da, önümüzdeki dönemde gereken anayasal ve yasal düzenlemelerin yapıl ması koşuluyla daha ol unlu sonuçların alınabileceği beklentisi vardır.

4 ULAŞIM TÜRLERİNİN ENERJİ TÜRÜ VE TÜKETİMİ AÇISINDAN KARŞILAŞTIRILMASI

Bu sektörde enerji tüketiminin %99'dan fazlasını petrol ürünleri teşkil etmektedir. Dolayısıyla enerji açısından tamamen ithal kaynağa bağımlıdır ve ülkemizde kullanılan petrolün %45.7'si bu sektörde tüketilmektedir. Petrol ürünleri tüketimi incelendiğinde, motorinin %52 ile en yüksek oranda kullanılan yakıt olduğu, benzinin %38, jet yakıtının %8.5 ve Fuel-oil'in %1.3 pay aldığı görülmektedir.[2]

Bu koşullar gözönüne alındığında, petrol tasarrufu sağlanması ve böylece enerji ithalatımızın azaltılması için, ulaştırma sektöründe enerjinin etkin kullanılması teknolojilerinin uygulanması büyük önem arz etmektedir.[2]

4.1. Ulaşım Sistemleri:

Günümüzde kullanılmakta olan ulaşım sistemleri üç ana grupta toplanmaktadır.

- Kara Ulaşım Sistemleri (karayolu, demiryolu, boru hattı).
- Hava Ulaşım Sistemleri (uçak, helikopter taşımacılığı).
- Su Ulaşım Sistemleri (deniz, nehir ve göl içinde değişik boyuttaki gemilerle taşımacılık).

Dünyada olduğu gibi, ülkemizde de toplam taşımacılığın büyük bir kısmı kara ulaşım sistemleri ile yapılmaktadır. Karayolları, yolcu taşımacılığında %94.1, yük taşımacılığında ise %85 gibi önemli bir paya sahiptir. [2]

Tablo 4.1- Ülkemiz İçin Ulaşım Modlarının Ağırlığı (x10⁶)

	Yolcu- Km	%	Ton- Km	%
Karayolu	140743	94,1	95020	85,1
Demiryolu	6335	4,2	8338	7,47
Havayolu	2268	1,5	197	0,18
Denizyolu*	200	0,1	8000	7,17
TOPLAM	149546	100,0	111555	100,0

* Tahmini değerler

Tablo 4.2- 1995 Yılı İthalat ve İhracat Ulaştırma Modlarının Payı

	İhracat (%)	İthalat (%)
Karayolu	16,8	34,0
Denizyolu	0,4	0,9
Denizyolu	82,5	53,7
Havayolu	0,3	11,4
TOPLAM %	100	100
(bin ton)	26748	67165

Tablo 4.3- 1998 Yılında Türkiye’de Ulaştırma’ya Harcanan Enerji (29/11/1999)

	T. Köm	Li nýt	Asfaltit	İkinci kömür	P. kök	Odun	Hay. ve Bit. Art.	Toplam K. Yak.	Petrol	D. Gaz	Hidrolik	Jeoterm. El.	Rüzgar	Elektrik	Isı	Güneş	Toplam
Ulaştırma	5	0						5	10696	4				56		0	10760
Denizyolları	5	0						5	212					56			273
Denizyolları								0	226								226
Havayolları								0	1106								1106
Karayolları								0	9152	4							9156

4.1.1. Karayolu Taşıtları:

1996 yılında, trafiğe kayıtlı yolcu ve yük araç sayısı 7,109,926 adettir. 3,791,819 otomobil, 241,570 minibus ve 128,721 otobüs olmak üzere toplam yolcu taşıtlarının sayısı 5,056,944’dür. Yük taşıtlarında ise, kamyon 581,519 adet, kamyonet 483,321 adet, traktör 988,142 olup toplam 2,052,982 adettir. Bunlara ilaveten özel amaçlı araç ve yol-iş makineleri de mevcuttur. [2]

Otomobilin 1996 yılında taşıt filosu içindeki payı %3.3, yolcu taşıtları içindeki payı ise motosiklet hariç %1 olup, en ağırlıklı paya sahiptir. Taşıt sayısındaki yıllık artış hızının büyük payı da otomobillere aittir. 1990 yılında 1.86 milyon olan otomobil sayısı 1996 yılında 2 kattan fazla artarak 3.79 milyona ulaşmıştır. Aynı dönemde tüm taşıt filosu 1.7 kat artmıştır. Bu da araç filosunun en kritik bölümünün otomobiller olduğunu göstermektedir. [2]

4.1.1.1. Karayolu Taşımacılığı:

Araçların trafikteki ağırlığının tespit edilebilmesi için taşınan yolcu ve yük miktarlarının yapılan km’ler ile birlikte ifade edildiği değerlerin (taşıma değerlerini) incelenmesi gereklidir.

Taşıt-km değerlerine göre en yüksek oran otomobillerde (%51.6) olmakla birlikte taşıt-yolcu sayısı açısından otobüsler %2.6 ile en yüksek değerdedir. Bu değerlere göre yılda en çok yol yapan araçlar otomobiller, en çok yolcu taşıyan araçlar ise otobüslerdir. Bu nedenle yakıt tasarrufu açısından otomobillere daha çok önem verilmesi gereklidir. [2]

4.2 Taşıtlarda Enerji Sarfıyatında Etkili Faktörler

Bir taşıtta birim taşıma işi (yolcu-km ton-km) başına harcanacak enerji taşıtın net enerji ihtiyacı ile sürücünün kullanım şekline, taşıtın doluluk oranına, taşıt özelliklerine, işletme ve hava koşullarına bağlıdır. Birincil enerji ihtiyacı ise, kullanılan yakıt türü ve verimi ile çevrim ve iletim kayıplarına bağlı olarak değişmektedir. Net enerji gereksinimi taşıtın hareketine karşı koyan seyir ve yol dirençlerini yenmek için harcanması gereken enerji ile ivmeli hareketlerde harcayacağı enerjilerin toplamı kadardır. Bilindiği gibi taşıt hareketleri hızlanma, sabit hızlı seyir, yavaşlama ve durma evrelerinin değişik kompozisyonlarından oluşmaktadır. İlk hareket ve hızlanma ile durma dışındaki ivmeli hareketler yol ve işletme koşullarına bağlı olup, fazladan kinetik enerji harcaması gerektirirler. Sabit hızlı seyir sırasındaki enerji gereksinimi de taşıt özelliklerine ve hava koşullarına bağlı olan seyir dirençleri ile yolun boyuna eğimine, enine eğimine, eğriliğine ve açık ya da kapalı havada oluşuna göre değişen yol dirençlerinin toplamına eşittir (Şekil x-1). Boykesit düzeni ve eğim, kurbalar, tüneller, istasyon sayısı ve yol boyunca dağılımı gibi faktörler enerji tüketimini etkileyen yol ile ilgili karakteristiklerdir. Eğim arttıkça eğimin oluşturacağı direnç artar, bu artış çıkış yönünde harekete karşı, iniş yönünde ise yardımcı bir kuvvet oluşturur. Kurbalarda ortaya çıkan dirençler değişik nedenlere bağlıdır ve kurba yarıçapı ylaters orantılı olarak değişir. Tünellerde ise taşıtlar bir hava kolonu içerisinde hareket ettiklerinden hava direnci açık havadaki seyirden daha fazladır ve bu sıradaki tüketilen enerji direnci ile orantılı olarak artar. Bunun değeri tünelin ve taşıtın uzunluğuna, taşıtın aerodinamik yapısına, tünel ve taşıt kesitleri arasındaki orana ve tünel duvarlarının pürüzlülüğü gibi faktörlere bağlıdır. Durak ve istasyonlarda taşıtların duruş ve kalkışları sıklığı için enerji tüketimi yine artmaktadır.

Demiryolu taşıtlarında çekim türü ve çekici aracın gücü, hız, katar ağırlığı ve aerodinamik yapı ile fren türü enerji kullanımını ve buna bağlı olarak kirliliği

etkileyen başlıca faktörlerdir. Çekişin buharlı, dizelli ya da elektrikli olması kaynaktaki enerji tüketimini etkiler. Güç enerji tüketiminin bir göstergesidir.

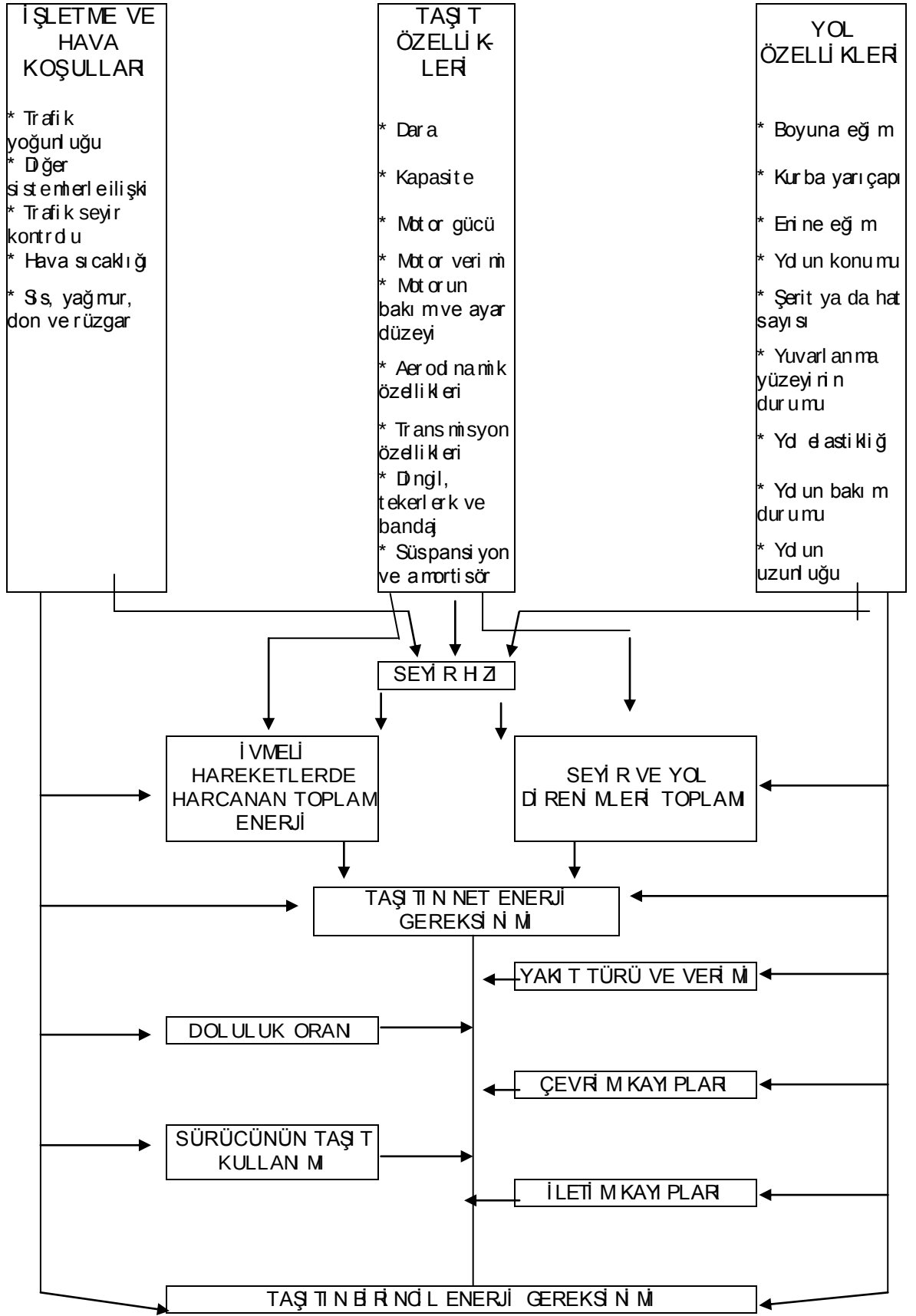
Buharlı ve dizelli çekimde güç, çekici aracın kendi üzerindeki bir enerji kaynağından elde edildiğinden tekerlek çevresi ile enerji kaynağı arasındaki toplam verim çekici aracın kendi iç kayıplarına bağlıdır. Elektrikli çekimde ise enerji kaynağından araca dek oluşan kayıp ve araçta oluşan kayıpların toplam verimi etkiler.

Katarların seyir hızlarının artmasıyla enerji tüketimi de artmaktadır. Bu artış, kısmen katarları daha yüksek hızlara ivmelen dir n e ki ç i n gerekli kinetik enerjiden, fakat daha çok hızın karesiyle orantılı olarak artan hava diren i m i n d e n m e y d a n a g e l m e k t e d i r . Bunun sonucu olarak enerji tüketimi de hızın karesi ile orantılı olarak artmaktadır.

Belirli bir di ng i l y ü k ü i ç i n k a t a r a ğ ı r l ı ğ ı n n a r t m a s ı ç e k i l e n y ü k b i r i n i b a ş ı n a e n e r j i t ü k e t i m i n i a z a l t m a k t a d ı r . A n c a k k a t a r a y e n i v a g o n l a r ı n e k l e n m e s i y l e d i r e n i m l e r d e a r t t ı ğ ı n d a n , b e l i r l i b i r d e ğ e r d e n s o n r a k a t a r a ğ ı r l ı ğ ı n n a r t ı r ı l m a s ı i l e b i r i m e n e r j i t ü k e t i m i n d e ö n e m l i b i r d e ğ i ş i k l i k o l m a z . A r a c ı n k e n d i a ğ ı r l ı ğ ı i s e d i r e n i m i a r t ı r a c a ğ ı n d a n , ç e k i l e n b i r i m f i y a t ı y ü k b a ş ı n a d a h a f a z l a e n e r j i t ü k e t i l m e s i n e n e d e n o l m a k t a d ı r .

Belirli bir di ng i l y ü k ü i ç i n k a t a r a ğ ı r l ı ğ ı n n a r t m a s ı ç e k i l e n y ü k b i r i n i b a ş ı n a e n e r j i t ü k e t i m i n i a z a l t m a k t a d ı r . A n c a k k a t a r a y e n i v a g o n l a r ı n e k l e n m e s i y l e d i r e n i m l e r d e a r t t ı ğ ı n d a n , b e l i r l i b i r d e ğ e r d e n s o n r a k a t a r a ğ ı r l ı ğ ı n n a r t ı r ı l m a s ı i l e b i r i m e n e r j i t ü k e t i m i n d e ö n e m l i b i r d e ğ i ş i k l i k o l m a z . A r a c ı n k e n d i a ğ ı r l ı ğ ı i s e d i r e n i m i a r t ı r a c a ğ ı n d a n , ç e k i l e n b i r i m f a y d a l ı y ü k b a ş ı n a d a h a f a z l a e n e r j i t ü k e t i l m e s i n e n e d e n o l m a k t a d ı r .

Frenler, frenleme sırasında sürtünme nedeniyle fazladan enerji kaybına neden olurlar. Elektrikli frenlerde sürtünme sırasında ısıya dönüşerek kaybolan enerjinin bir bölümü yeniden kullanıldığı için önemli enerji tasarrufu sağlar.



Şekil 4.1- Bir Taşıtın Birincil Enerji Gereksiniminde Etkili Olan Etmenler

a) Enerji Tüketimi – Seyir Direnişi: Kara ulaşımında enerji tüketimi ile direniş arasında önemli bir ilişki vardır. Özellikle yük trafiğinde direnişin rolü artar. Direniş değerlerini belirlemek için ampirik ifadeler ya da istatistikî değerlerden faydalınılır. Ampirik ifadelerden bulunan değerlerdene koşulları altında vagonlarda bulunan fizikî direniş değerleridir. Hem lokomotif direniş vagon direnişinden büyük olduğu için, hem de elektrikle ısıtılan yolcu trenleri için enerji tüketimi ve esas işletime gelene kadar oluşan kayıplar nedeniyle tüketim arttığı için istatistikî değerlerden faydalınarak elde edilen direnişler daha büyük olmaktadır. Burada gerçek direniş değeri; fizikî direniş değil, tüm ağıdaki harcamalarından elde edilecek olan ortalama değer (istatistikî değer) olmalıdır.

Tablo 4.4- Karayolu ve Demiryolunda Seyir Direnişleri

	Ampirik olarak bulunan değer	İstatistikî olarak bulunan değer
Kamyon trafiğı	13- 18 kg/ton (düşük hızlarda)	27,0 kg/ton
Demiryolu yük trafiğı	2- 2,5 kg/ton (uygun hızda)	6,8 kg/ton

Karayolunda istatistikî olarak bu değeri bulmak güç olduğu için, taşıt ağırlığına ve her 100 km için gerekli ortalama yakıt miktarına bağılı olan tahmini değerden faydalınılmıştır (27 kg/ton).

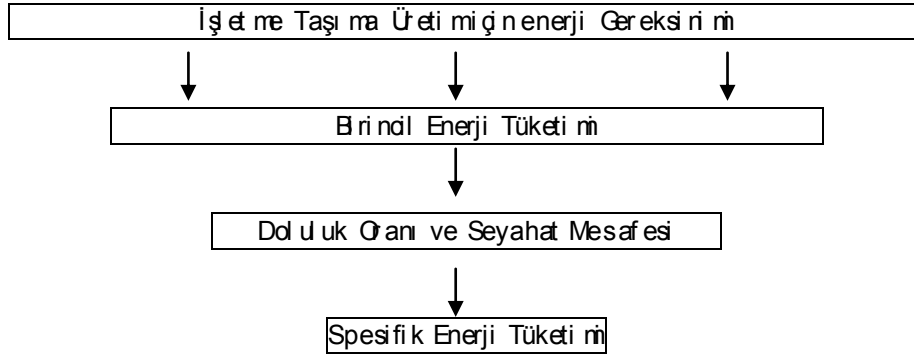
Her iki sistemin ortalama direnişleri arasındaki oran ampirik ifadeye göre 1/7, istatistikî değere göre ¼'tür. Yani daha önceki açıklamaya göre demiryolu direniş 4 kat azdır ve bunun en önemli nedeni çeliğin çeliğe sürtünmesinden dolayı seyir direnişinin azalmasıdır.

b) Doluluk Oranı, Seyahat Mesafesi-Enerji: Spesifik birim enerji tüketimini etkileyen en önemli değişkenler seyahat mesafesi ve doluluk oranıdır. Uzak mesafede enerji tüketimindeki azalma karayolu ve demiryolunda, havayolunda olduğu kadar etkili değildir. Doluluk oranının büyümesi ile birim enerji tüketiminde belirgin bir azalma meydana gelmektedir.

Taşıtların spesifik enerji tüketimini belirlemek için değişik metodlar kullanılmaktadır. Birincil enerji tüketimini saptamak için değişik dönüşüm ve dağılım derecelerini kapsayan indirekt enerji tüketimi belirlenir. Birincil enerji ile taşıt hareketi sırasında ortaya çıkan spesifik enerji arasındaki fark olan indirekt

enerji; araç tanziminde birincil enerji ihtiyacını ve kullanımında, yol ve araçların yapımı, bakımı v.s. de ayrıca dönüşüm ve dağıtım kayıplarında ve ulaşım ile ilgili tali işlerde (yükleme-boşaltma-hazırlama vs) kullanılmaktadır.

Her bir ulaşım sistemi ve bu sistemlere ait taşıtların birimi başına tükettikleri spesifik enerji farklı boyutlardadır ve daha önce açıklanan faktörlere bağlıdır.



Şekil 4.2- Spesifik enerji tüketiminin belirlenmesi

Aşağıdaki grafikler taşıtların enerji tüketimlerini yakın ve uzak mesafe ile yolcu ve yük taşımalarına göre karşılaştırılmaktadır.

5. İSTANBUL İÇİN TAŞIT-KM DEĞERLERİNDEN FAYDALANARAK GEREKLİ SARFIYATIN HESABI

Bu çalışmada İstanbul model kent olarak seçilmiştir. İstanbul’da pik saatteki taşıt-km değerlerinden faydalananarak pik saatteki enerji sarfiyatı hesaplanmaya çalışılmıştır. Bunun için Tablo 5.1 ve Tablo 5.2’deki değerler ele alınmış ve bu değerlerin doluluk oranlarındaki ortalama değerleri ile İstanbul’daki pik saatteki yolcu-km değerleri çarpılarak harcanan enerji hesaplanmıştır. Ayrıca bu çalışmada çeşitli doluluk oranlarında enerji sarfiyatları da karşılaştırılmış ve buna uygun bir grafik oluşturulmuştur.

Tablo 5.1 ve 5.2’de yolcu ve yük taşımacılığı için karayolu ve demiryolu taşıtlarının kapasite, doluluk oranı ve seyahat mesafesine bağlı olarak spesifik birincil enerji tüketimi değerleri görülmektedir.

Tablo 5.1- Bazı Ulaştırma Araçlarının Spesifik Birincil Enerji Tüketimleri (Yolcu Trafiği)

Ulaştırma Türü		Ulaşım Aracı	Kapasite (Yolcu)	Spesifik Birincil Enerji Tüketimi (wh/Yolcu-Km) Araçın Doluluk Oranları					
				20 %	40 %	60 %	80 %	100 %	
YOLCU	Kısa Mesafe Ulaştırması	Mot. Bisiklet	1	-	-	-	-	200	
		Motorsiklet	2	-	-	298-579	-	168-311	
		Otomobil	4-5	600-1240	305-630	230-425	192-325	158-300	
		Midi-büs	15-21	375-41	197-218	138-152	108-119	90-99	
		Otobüs	53-112	238-300	128-173	92-121	76-97	68-81	
		Hafif Metro	105-328	198-382	106-218	76-174	60-133	51-108	
		Diyar-Tren Ele Ç	293-408	425-580	210-300	145-200	110-155	88-125	
		Dizeli Ç	236-378	345-470	175-240	115-160	90-120	72-100	
		Diyar Ele. Otomotris	204-238	395-554	201-282	136-191	107-146	87-122	
		Dizel Otomotris	113-190	273-357	139-185	94-126	74-96	60-78	
		Barliyo Otomotris	448-500	226-315	122-163	85-113	67-88	56-75	
		Kabin Sistem	3-24	1060-2140	540-1075	360-720	270-545	220-440	
		Askılı Sistem	41-69	240-1170	130-590	95-400	77-300	70-245	
		Uzak Mesafe Ulaştırması	Otomobil	4-5	514-1070	267-543	184-368	194-281	162-228
			Midi-büs	15-21	388-409	200-216	138-148	106-115	88-95
	Otobüs		51-55	266-310	138-160	95-110	73-86	61-71	
	Diyar-Tren Ele Ç		487-615	378-398	191-202	129-137	96-104	79-84	
	Dizeli Ç		429	374	190	129	98	80	
	Elektro-Man. Sistem								
	300 Km/h		196	425-525	210-260	145-175	115-135	85-105	
	400 Km/h		59	1750-2200	890-1110	585-740	435-560	365-450	
	400 Km/h		196	420-690	210-345	145-240	105-180	87-145	
	Uçaklar Jet (%40 yük)	106-392	460-1150	380-1000	340-875	325-780	290-710		

Tablo incelendiğinde doluluk oranı ve kullanım mesafesi ne bağlı olarak en az birim enerji gerektiren taşıtın otobüs olduğunu ve bunu sırasıyla kent içi raylı sistemlerin, dizel çekimli trenin, elektrikli trenin, midi-büsün ve otomobilin izlediği görülmektedir. Yük taşımacılığında ise ele aldığımız türler içinde en az enerji gerektiren sistem dizel çekimli tren, daha sonra elektrikli tren, tır ve kamyon olmaktadır.

Tablo 5.2- Bazı Ulaştırma Araçlarının Spesifik Birincil Enerji Tüketimleri (Yük Trafiği)

Ulaştırma Türü		Ulaşım Aracı	Kapasite (Yük)	Spesifik Birincil Enerji Tüketimi (wh/ton-Km) Araçın Döndürme Oranları				
				20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
YÜK TRAFİĞİ	Kısa Mesafe Ulaştırması	Otomobil-kombi	0,36-0,57	6110-13375	4000-6893	3920-4718	2204-3650	1715-2992
		Flkap	0,94	5532-6356	2876-3288	1990-2265	1551-1752	1280-1423
		Kamyonet	2,85	2487	1321	933	741	621
		Kamyon	9,5	1324	726	539	444	385
		Düdü-Tren Elektrik Ç	788-867	256-343	168-245	139-215	124-200	116-191
		Düdüli Ç	374-822	239-383	157-264	130-227	117-207	109-197
	Uzak Mesafe Ulaştırması	Otomobil-kombi	0,36-0,57	6000-12710	4500-6509	2840-4425	1957-3408	1520-2778
		Flkap	0,94	6112-6469	3140-3312	2148-2259	1673-1733	1370-1407
		Kamyonet	2,85	2221	1167	822	648	541
		Kamyon	9,5	1118	610	443	362	311
		TLR	25,4-25,8	654-689	382-396	291-298	250-253	224
		Düdü-Tren Elektrik Ç	894-1274	206-220	124-128	96-98	82-83	73-74
		Düdüli Ç	871-1074	193-212	116-125	90-97	77-83	70-75
		İç Su Yd u Akırtıya ters	650-8800	86-454	46-227	33-151	27-114	23-91
		İç Su Yd u Akırtı yönünde	650-8800	28-116	15-58	11-38	9-29	8-23
		İç Su Yd u Kanalda	650-2817	235-280	114-171	77-134	59-102	49-80
		Boru hattı		4-60	20-100	38-138	80-240	115-340
		Kombi ne Trafik						
		1-) Konteyner Akarsu/ Karayd u						
		Akırtıya ters yönde		335	175	122	96	81
		Akırtı yönünde		135	72	51	41	35
		2-) Konteyner Deniz yd u/ Karayd u	746	350	200	147	122	106
		3-) Askılı Sistemli Karayd u	510	478	263	191	156	104
		Deniz Araçları:						
		1-) Motorlu Kayık	3130	-	-	-	-	23
		2-) Parça eşya gemisi	8490	-	-	-	-	27
		3-) Konteyner gemisi	23177	-	-	-	-	26
		4-) Kültür taşıyan gemi	42000	-	-	-	-	9,6
		5-) Tanker	150000	-	-	-	-	8,6
		Uçak (Jet)	14,2	15100	7500	5350	4200	3500
		B737C (Kargo)		19600	10100	7000	5200	4400

Bu çalışmada 2010 yılı için öngörülen toplu taşıma hatları ile yeni yol bağlantıları ve yol iyileştirme önerileri aşamalı olarak gruplandırılarak, aşağıda kısaca tanımlanan, 9 adet seçenek ulaştırma sistemi önerisi model kullanılarak denenmiştir.[8] Bu denemelerden faydalananarak İstanbul’da pik saatteki enerji tüketimi hesaplanmıştır.

Seçenek I: Mevcut ulaşım sisteminde, yapılmakta olan projeler dışında, herhangi bir iyileştirme yapılmaması durumudur. Taksim-4. Levent metrosu dışında yeni bir raylı sistem yoktur. Banliyö, hafif metro ve tramvay hatları ile birlikte mevcut raylı sistem ağı nın toplam uzunluğu 97.2 km’dir. Doğu yakasında D100(E5) karayolunda yapılmakta olan şerit ekleme çalışması ile İstinye- Tarabya, Kavacıkbeykoz ve Esenler- Mitrin bağlantı yolları tanımlanmış olacaktır.

Seçenek II: Metronun Ayazağa- Yenikapı arasında işletilmesi ne ek olarak, Aksaray- Yenibosna arasında işletilmekte olan hafif metro Oğar’dan İkitelli ve Başak Konutlarına bağlanmıştır. Raylı sistem ağı nın toplam uzunluğu 128.2 km’dir. Bu seçenekte, ayrıca, kısa dönemde yapılabilecek bazı yol iyileştirmeleri ve toplam 45 km uzunluğunda yeni bazı yol bağlantıları bulunmaktadır. Boğaziçi Köprüsü, D100 karayolunun doğu yakası ve Bağdat Caddesi üzerinde sabah doruk saatte bir şeridin otobüslere tahsis edilmesi öngörülmüştür.

Seçenek III: Kentin her iki yakasında yaygın bir raylı sistem ağı oluşturulmuştur. Bu amaçla, Ayazağa- Yenikapı arasındaki metro, Topkapı üzerinden Bağcılar’a uzatılmıştır. Başak Konutları ve İkitelli ile Aksaray (Yenikapı) arasındaki yüksek yolculuk taleplerini karşılamak için Seçenek II’deki hafif metro hattının Bağcılar-Başak Konutları arasındaki kesimi metro kapasitesine yükseltilmiş ve Ayazağa-Yenikapı arasındaki metro Topkapı üzerinden Bağcılar’a uzatılarak bu hat ile birleştirilmiştir. Kentin Batı yakasında Vezneciler –Sultançiftliği, Oğar-Şişli ve Halkalı-İkitelli arasında, Doğu yakasında ise Harem Kartal ve Üsküdar-Ümraniye-Dudullu arasında hafif metro hatları öngörülmüştür. Ayrıca, Atatürk Havalimanı mevcut banliyö ve / ya da hafif metro hatlarına bağlanmıştır. Raylı sistem ağı nın toplam uzunluğu 215.3 km’dir. Bu seçenekte Boğaz geçişleri için, özellikle Harem Kartal hafif metro hattı ile entegre olacak şekilde, yeni vapur ve deniz otobüs hatlarına yer verilmiştir.

Seçenek IV: Seçenek III’teki yaygın raylı sistem ağı na ek olarak, banliyö hatları üç hatta çıkarılarak Söğütöçeşi- Yenikapı arasında Boğaz tüp demiryolu ile

birleştirilmiştir. Raylı sistem ağının toplam uzunluğu 228.6km'dir. Tüp de miyolunun yapımıyla deniz ulaşım taleplerinin azalması nedeniyle önceki seçenekte yer alan bazı vapur ve deniz otobüsü hatları kaldırılmıştır.

Seçenek V: Boğaz geçişi için Seçenek IV'te göz önüne alınan tüp de miyolu yerine mevcut köprülerin arasında 3. bir köprü (karayolu+de miyolu) geçişi yer almıştır. 3. köprü üzerindeki raylı sistem kentin Doğu yakasındaki Harem Kartal hafif metrosu üzerindeki Göztepe İstasyonu'nu Batı yakasındaki metronun Mecidiyeköy İstasyonu'na bağlamaktadır. Raylı sistem ağının toplam uzunluğu 228.6km'dir. 3. köprü ve çevre yolunun eklenmesiyle yeni yapılacak karayolu bağlantılarının toplam uzunluğu 104km olmuştur. Seçenek III'teki Harem bağlantılı yeni vapur hatları bu seçenekte de yer almıştır.

Seçenek VI: Önceki iki seçenekte Boğaz geçişi için ayrı ayrı göz önüne alınan tüp de miyolu ve 3. köprü (karayolu+de miyolu) bu seçenekte birlikte yer almıştır. Raylı sistem ağının toplam uzunluğu 242 km ve yeni yapılacak karayolu bağlantılarının toplam uzunluğu 104km'dir.

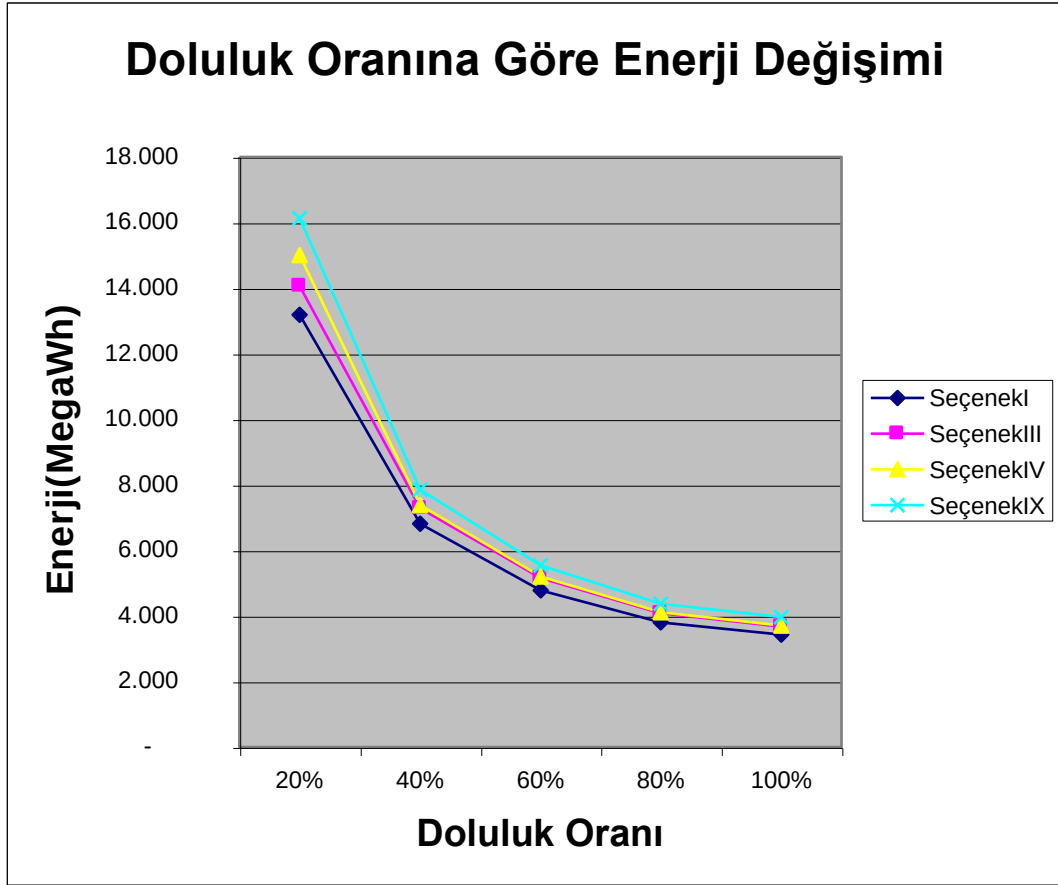
Seçenek VII: Seçenek V'ten farkı, 3. köprü geçişinin yalnızca raylı sistemle sağlanmasıdır. Raylı sistem ağının toplam uzunluğu 242km ve yeni yapılacak karayolu bağlantılarının toplam uzunluğu 45km'dir.

Seçenek VIII: İstanbul Büyükşehir Belediyesi Şehir Planlama Müdürlüğü tarihi yarı madada ulaşım sisteminden kaynaklanabilecek baskıları azaltmak amacıyla Taksim-4. Levent arasında olan metro hattı, Yenikapı yerine , Sur dışında Zeytinburnu'ya uzatılmasını öngörmektedir. Bu seçenekte Boğaz tüp de miyolu da, aynı nedenle, metro ile Zeytinburnu'nda birleşmektedir. Önceki seçeneklerde Üsküdar- Ümraniye- Dudullu arasındaki hafif metro hattı bu seçenekte Üsküdar- Ümraniye- Kozyatağı olarak değiştirilmiştir. Avrupa yakasındaki banliyö hattı Meneke İstasyonu'ndan ayrılan bir bağlantı ile Beylikdüzü'ne birleştirilmiştir. Önceki seçenekte 3. köprü raylı geçişi bu seçenekte de yer almıştır.

Seçenek IX: Daha önceki seçeneklerde yer alan tüm raylı sistem ve yeni yol bağlantılarını içermektedir. Avrupa yakasındaki banliyö hattı Meneke İstasyonu'ndan ayrılan bir bağlantı ile Beylikdüzü'ne birleştirilmiştir. Anadolu yakasındaki Harem Kartal arasındaki hafif metro Kurtköy'de yapımı başlayan havaalanına bağlanmıştır. Üsküdar- Ümraniye-Dudullu arasındaki hafif metro

Ümraniye- Kozyatağı hattı ile Harem Kartal hattına bağlanmıştır. Raylı sisteminin toplam uzunluğu 272.6km'dir. Boğaz geçişi için tüp demiryolu ve 3.köprü (karayolu+demiryolu) bu seçenekte birlikte yer almıştır.

Tablo 5.3 ve Tablo 5.4'te hesaplamalar verilmiştir.



Şekil 5. 1- İstanbul’da doluluk oranına bağlı olarak çeşitli seçeneklerde görülen enerji değerleri

Sonuç olarak sistemde iyileştirmeye gidildikçe enerji tüketiminde artış gözlemlenmektedir. Bunun sebebi sistemde iyileştirmeye gidildikçe özel oto yolcu-km değerlerinde artış olmasıdır.

6. GELECEĞE YÖNELİK GÖZLEM VE ÖNERİLER

6.1. Türkiye’de Ulaştırma Sektörü İçin Öneriler

- 1- Ülkemizde karayolu ulaşımında küçük araçların sayısal ağırlığı, otobüslerin yolcu taşımacılığındaki ve mazot tüketimindeki ağırlığı nedeniyle otomobil ve otobüs filoları için ayrı ayrı planlanacak programlar çerçevesinde gerek taşıt üretiminde ve gerekse taşıt kullanımında enerji tüketim verimliliğinin artırılması için önlenmelidir.[2]
- 2- Ülkemizde üretilen tüm araçların 100 km’deki yakıt tüketimini düşürülmesi amacıyla üreticilerin gerekli teknolojik değişiklikleri yapmaları zorunlu tutulmalıdır. İthal edilen araçlarda ise benzer verimlilik değerleri mutlaka aranmalı, verimsiz araçların ülkeye sokulmaması için gerekli mevzuat değişiklikleri bir an önce yapılmalıdır. Tüm düzenlemeler, diğer ülkelerde olduğu gibi, yıllara göre belirlenen somut hedeflerin gerçekleşmesini sağlayacak şekilde planlanmalıdır.[2]
- 3- Ülkemizdeki araçların yakıt verimliliğinin tespiti için dünyadaki uygulamalara benzer bir test prosedürü geliştirilmeli, üretilen ve ithal edilen araçlar bu prosedüre göre testten geçirilerek sertifikalandırılmalı ve etiketlenmeli, böylece halkın düşük yakıt tüketimi olan araçları seçimi için teşvik ortamı yaratılmalıdır.[2]
- 4- Araç üretiminde sağlanan verimlilik değerlerinin ifloya etkilerinin artırılabilmesi için, enerji tüketim değerleri yüksek olan 20 yıldan eski araçlar trafikten men edilmeli, filonun gençleşmesi için yakıt verimli genç araçlara ait vergiler azaltılarak, daha verimli yeni araçların satın alınması teşvik edilmelidir.[2]
- 5- Motor performansı ve güç gereksinimi birlikte değerlendirildiğinde 40-60 km/saat’lik sürekli hızın sağlanması, yakıt tüketimi açısından ideal durumdur. Trafiğin yoğunluğunun giderilmesi, trafiki sıkışıklıklarının avarlanması ve senkronizasyonu, amaçlanan sürekli taşıt hızına erişimi kolaylaştıracaktır. Ayrıca şehirlerarası yollarda maksimum taşıt hızına getirilecek sınırlanmalar ve denetlemeler yakıt ekonomisi açısından önemlidir.[2]

6- Düşük yuvarlanma dirençli lastikler kullanılarak şehiriçi çalışma koşullarında önemli miktarda yakıt ekonomisi sağlanak mümkün olmaktadır. Lastik ile ilgili standartlarda bunun gözönüne alınması sağlanmalıdır.[2]

7- Otobüs ve kamyon işletmeciliğinin büyük şirketler halinde yürütülerek yük ve yolcu taşımada veriminin artırılması ve işletmelerde enerji yönetim sistemi kurulması sağlanmalıdır. Şehir içindeki belediye taşıt filolarında da, taşıt başına katedilen km'deki yakıt tüketimi izlenmeli, gerekli tedbirler alınmalıdır.[2]

8- Taşıyan birim yük başına yakıt tüketimlerini azaltılması amacıyla çeşitli tip taşıtların kendi tam kapasitelerinde yüklenmeleri hedeflenmeli ve bunu kontrol edecek trafik denetimleri uygulanmalıdır.[2]

9- İşe gitmek de dahil olmak üzere yolculuk ve gezi alışkanlıklarının nihai tüketim üzerinde etkisi büyüktür. Ülkeleri gözönüne alınarak yolculuk alışkanlıklarının değiştirilmesi yönelik programlar yapılmalı, özellikle şehir içi ve turizm alanlarında bisiklet kullanımı yaygınlaştıracak altyapı hazırlanmalıdır.[2]

10- Metanol, etanol, biyoyakıtlar ve hidrojen gibi alternatif yakıtların ve bunları kullanacak araçların geliştirilmesi için dünyada yürütülen araştırmalar ve teknolojik gelişme yakından izlenmeli, bu konulardaki araştırmalar ülkemizde de desteklenmelidir.[2]

11- Son yıllarda motorlu taşıtlarda kullanımı dünyada giderek artan "sıkıştırılmış doğal gaz (CNG)" ülkemiz için de gelecek vaat etmektedir.[2]

12- Şehiriçi toplu taşımacılığın, demiryolu ve denizyolu taşımacılıklarının tüm taşımacılık içindeki oranlarının artırılması hedeflenmelidir. Demiryolu Sistemini Yenilenmesi / Hızlı Tren Teknolojileri ve Şehiriçi Ulaşımında Raylı Sistemlerin Geliştirilmesi, devlet politikası olarak belirlenmeli ve uygulanmaya başlanmalıdır.[2]

6.2 Nükleer Enerjinin Türkiye'deki Yeri

Bugün fisyon reaksiyonuna (çekirdek bölünmesi olayına) dayalı nükleer enerji, klasik enerji teknolojileri arasında yer almaktadır. Nükleer santrallerin reaktör ünitelerinde, nükleer fisyon reaksiyonu güvenli biçimde denetim altına alınmış olarak gerçekleştirilmektedir. Bir nükleer elektrik santralının reaktörü, uranyum gibi fisyonaya uygun maddelerden oluşan nükleer yakıtın, çekirdek bölünmesi sonucu açığa

çıkan nükleer enerjisini, sürekli-güvenli ve kontrollü biçimde ısı enerjisine dönüştüren bölümdür.

Reaktörden elde olunan ısı enerjisi ile buhar elde olunmakta, herhangi bir termik santralda olduğu gibi buhar türbini ve jeneratör ikilisinden elektrik üretilmektedir. Fısyon işlemi sırasında ortaya çıkan radyoaktivitenin, reaktör çalışanlarına ve çevreye zarar vermemesi için reaktör güvenliği kapsamında gerekli önlemler alınmakta olup, bu yöntemle elektrik üretimi teknolojisiindeki tehlike olasılığı, diğer elektrik üretim teknolojilerinden daha azdır.

Nükleer fısyon reaksiyonuna dayalı nükleer enerjinin başlıca hammaddesi uranyumdur. Uranyumun 235 nolu izotopu bu amaçla kullanılmaktadır. Reaktörün çekirdeğinde bulunan nükleer yakıtın enerji yoğunluğu fazladır. Bu yakıt seramik pelletler biçiminde ve yakıt çubuklarının içinde yer alır. Bir pellet 3/8 inç çapında ve yarı inç'ten biraz uzun (1 cm'den biraz az hacimde) silindirik olup, 149 galon petrole eşdeğer enerji taşımaktadır. Enerji zengini pelletler yarı inç çapında, 12 veya 14 feet uzunluğunda yakıt çubuklarının içine doldurulmaktadır. Bu çubuklar paketler veya topluluklar biçiminde reaktör çekirdeğine yerleştirilir. Büyük bir reaktörde milyonlarca yakıt pelleti vardır.

1 kg uranyum-235, 141 kg doğal uranyumdan elde olunur. 1 kg uranyumla üretilen elektrik 16.6 ton taşkömürü ya da 11.1 ton (80 varil) petrolle üretilen elektriğe eşdeğerdir. Bir başka anlatımla 1 kg kömürden 3 kWh, 1 kg petrol den 4.5 kWh, 1 kg uranyumdan 50 000 kWh enerji üretilir.

6.2.1. Nükleer Teknolojinin Bugünkü Durumu

Bugün ticari elektrik üretimi amacıyla geliştirilmiş bulunan iki tip nükleer reaktör olup, bunlar hafif su soğutmalı reaktörler ve ağır sulu reaktörlerdir. Hafif su soğutmalı reaktörlerin de basınçlı su ve kaynar su reaktörleri olmak üzere iki değişik tipi bulunmaktadır. Nükleer santraller kullandıkları nükleer yakıt tiplerine göre; doğal uranyumu, zenginleştirilmiş uranyumu ve plutonyumu olarak da ayrılırlar. Bugün iç ticari reaktörlerin %85'i hafif su soğutmalı ve zenginleştirilmiş uranyum yakıtlı tiplerdir. Ağır sulu ve doğal uranyum yakıtlı olanlar %6, diğerleri %9 pay kapsamaktadır.

Dünyada elektrik üretimi amaçlı nükleer santrallerin kurulu gücü 1966 yılındaki 7 GW'dan, 1970 yılında 17 GW'a, 1980 yılında 135 GW'a, 1986 yılında 281 GW'a,

1992 yılında 343 GWh ve 1996 yılında 351 GWh yükselmiş bulunmaktadır. 1997 yılı sonu itibari ile işlemekte olan 437 ünitenin kurulu güçleri toplam 351 795 MW'dır. Bu güçle 2 276.49 TWh elektrik üretilmiş olup, dünya elektrik üretiminin % 17 sine eşdeğerdir. 1997 yılı sonu itibari ile inşa halinde olan 36 ünitenin toplam kurulu gücü 26 813 MW'dır. Avrupa, Batı Avrupa, OECD ve AB ülkelerini 1986-1997 dönemi nükleer elektrik üretimlerinde artışlar vardır. Oysa, 1986 sonrası Chernobyl kazası nedeni ile nükleere karşı çevreci baskının aşırı boyutlara ulaştığı bir dönemdir.

Nükleer teknolojiye ve santrallara sahip bazı gelişmiş ülkelerde, son yıllarda yeni nükleer santral siparişleri olmaktadır. Bunun nedeni; nükleer santralların toplam elektrik üretimi içindeki paylarının % 20-80 gibi bir açıklıkta doyum noktasına ulaşması, kişi başına yıllık enerji tüketim düzeylerinin üst sınır grubunda yer alması, nüfus artış hızlarının yokuşanacak kadar düşük bulunması, sanayi büyüme hızlarının da küçülmesidir. Enerji doygunluğundan kaynaklanan ülke tercihleri nedeni ile kapatılan nükleer üniteler toplam ünite sayısının %'ini aşmazken, amortismanı tamamlanan ve ekonomik ömrü dolmaya yaklaşan santralların kapatıldığı görülmektedir.

1997 verileri ile dünya elektrik üretiminin %17 sini 32 ülkede yer alan 437 nükleer ünitelerden karşılanması, ayrıca 14 ülkede 36 adet yeni nükleer ünitenin inşa ediliyor olması, nükleer enerjiden vazgeçilmediğinin en açık göstergesidir. Bugün nükleer santralı olmayan bazı ülkeler, yeni nükleer santralları programlarına almışlardır. Avrupa genelinde nükleer kurulu güç artış göstermektedir. Nükleer santralların en çok 40 yıllık ömürleri olup, 1960-1970 yıllarında kurulan ünitelerin 2000-2010 yıllarında sökülmesi, ancak yerlerine yeni nükleer santrallar kurulması bugünden planlanmış durumdadır.

İsveç'te 1980 yılında yapılan referandum sonucunda ülkedeki tüm nükleer santralların 2010 yılında devreden çıkarılmasına şartlı karar verilmiş olup, kararın uygulanması ülkede işsizliğe ve pahalılığa neden olmaya bağlıdır. İtalya ve Avusturya'da yapılmış referandumlarla nükleer santral programları askıya alınmışsa da, İtalya 2010 yılında devreye girecek 4000 MW güçlü nükleer santralını planlamış bulunmaktadır.

Dünyada elektrik üretimi amaçlı nükleer santral kurulu gücünün 2000 yılında 357-367 GW, 2010 yılında 358-414 GW ve 2015 yılında 333-473 GW arasında olması

beklenmektedir. 1998 yılında toplanan 17. Dünya Enerji Kongresi'ne sunulan görüşlerde, değişik senaryolara göre yapılan etütlerle dünya nükleer kurulu gücünün 2020 yılına kadar 1000 GW'ın altında kalacağı, 2050 yılında 2000 GW'ı aşacağı, 21. yüzyılın sonuna doğru 6000 GWA ulaşacağı öne sürülmüştür. Kongre sonuç bildirisinde alternatif kaynakların üst düzeyde kullanılması öngörülmele birlikte, nükleer enerjinin baş rolü oynaması istenmiştir. Kısacası, dünya nükleer enerjiye yeni bir strateji ile ağırlık verme döneminin eşiğinde bulunmaktadır.

Nükleer santrallar, yer seçiminin yapıma ve işletilmesiinden kapatılmasına dek her aşamada güvenliğin ön planda tutulduğu, çok disiplinli, uluslararası denetimi, yüksek bir teknolojinin ürünüdür. Eski Sovyetler Birliği dönemi mirası olan nükleer santrallar dışında kalan batı ülkelerinin nükleer santralları, güvenliğı artırılarak çevre dostu durumuna getirilmiş temiz enerji tesisleridir. Bunun kanıtı, 1979 yılında ABD'deki Three Miles Island Nükleer Santrali kazasında çevreye hiçbir radyasyon sızıntısının olmayışıdır. Batının güvenlik önlemlerinden yoksun Chernobyl Nükleer Santrali kazası ise çok özel bir örnektir ve tüm nükleer santrallara kapsatılabilir. Kaldı ki, Chernobyl kazası santral işletmeciliğinden değil, acil durdurma deneyi yapma esnasında meydana gelmiştir.

Yukarıda belirtildiği gibi, 1997 yılı verilerine göre dünya elektrik üretiminin %17'si nükleer enerjiden sağlanmıştır. Bu oran Avrupa genelinde %25'e, OECD genelinde %24'e, OECD Avrupa ve/veya Batı Avrupa'da %33'e, Avrupa Birliği'nde %35'e yükselmektedir. Nükleerden elektrik üretimi oranı Fransa'da %78.17, Belçika'da %60.05, Ukrayna'da %46.84, İsveç'te %46.24, Bulgaristan'da %45.38, Japonya'da %35.22, Güney Kore'de %34.08, Almanya'da %31.76, İspanya'da %29.34, İngiltere'de %27.45, ABD'de %20.14 düzeylerindedir.

Özellikle dünya global ısınması ve diğer çevre etkilerinin boyutları anlaşıldıkça, kaza olasılığı ve çevre etkilerine karşı güvenlik önlemleri artırılmış nükleer santralların çevre dostu santral olduğu düşüncesi yaygınlaşmaktadır. Nükleer dışı birçok konvansiyonel üretim tesislerinin ekonomik ömrünün dolmakta oluşu, onların yerine yeni tesislerin kurulması zorunluluğu, önümüzdeki yıllarda nükleer santralların tekrar güçlü biçimde gündeme gelmelerine neden olacaktır.

Fosil yakıt rezervlerinin insan ömrü ile kıyaslanabildiği bir dönemde, nükleer santrallar için birincil kaynak sorunu yoktur. 17. Dünya Enerji Kongresi'ne sunulan

Survey of Energy Resources 1998 raporuna göre kanıtlanmış çıkarılabilir dünya uranyum rezervi, üretim maliyeti 130 ABD \$/kg'a kadar olmak üzere $3\,382.7 \times 10^3$ tondur. Bu rezervin $2\,526.4 \times 10^3$ tonu için uranyum üretim maliyeti 80 ABD \$/kg iken, 856.3×10^3 tonu için üretim maliyeti 80-130 ABD \$/kg arasındadır. Kanıtlanmış rezerve eklenebilecek tahmini rezervin 80 ABD \$/kg'a kadar 1673.1×10^3 ton, 80-130 ABD \$/kg arasında 744.9×10^3 ton olmak üzere toplam 2481.0×10^3 ton olduğu bildirilmektedir. Bunların dışında 130 ABD \$/kg'a kadar $10\,596.7 \times 10^3$ ton uranyumun diğer kaynaklardan eklenmesi olanaklı görülmektedir. Tenörü düşük ve üretim maliyeti 130 ABD \$/kgı aşan yataklar da vardır.

Önemli uranyum stokları olduğundan, 1992-1995 yıllarında uranyum üretimini 32 188-32 916 ton düzeyinde kalmış, 1996 yılında 34 996 tona ve 1997 yılında da 35 692 tona yükselmiştir. 1997 yılında tüketilen uranyum ise 63 000 tondur. Bugünkü tüketim düzeyi ile kanıtlanmış rezerv 53 yıl, eklenebilir rezerv 39 yıl, diğer kaynaklardan sağlanabilecek uranyum ise 168 yıl yeter görünmektedir. Kullanılan yakıtın yeniden işlenmesi ve yakıtın yüksek verimlilikle değerlendirilmesi burada çok etkilidir. Bu nedenle, gelişmiş nükleer teknolojiye dayalı dünya uranyum talebi 2000 yılında $60\,300$ ton, 2010 yılında $57\,400$ ton ve 2020 yılında $46\,500$ ton olarak hesaplanmaktadır. Bu talep gelişimi ile dünyada bir yüzyıl için uranyum yakıtı sorunu bulunmamaktadır.

Baz santraller olarak kullanılabilecek güvenlik önlemleri en sıkı santraller nükleer santrallerdir. Nükleer santraller 8760 h'lık yıl boyunca 7000 h'dan çok çalışabilen emre amadeliği yüksek santrallerdir. Dolayısıyla, 1000 MW'lık bir nükleer santral dan 7000 GWh/yıl düzeyini aşkın enerji elde olunurken, örneğin 1000 MW'lık rüzgar tarlasından 1800-2500 GWh elektrik üretilebilir.

Nükleer teknolojisi ve santralleri olan ülkelerde, yeni nükleer santral kurulumu kararı, daha çok enerji talebi ve enerji maliyeti açısından değerlendirilerek verilmektedir. IAEA Worldatom tarafından rapor edildiğine göre nükleer santrallerin kurulumu için gereken yatırım $2\,000\text{--}2\,500\text{ ABD \$ /kW}$ iken, kömür santrallerinde $1\,100\text{--}1\,600\text{ ABD \$ /kW}$ petrol santrallerinde $1\,000\text{--}1\,200\text{ ABD \$ /kW}$ ve gaz santrallerinde $600\text{--}900\text{ ABD \$ /kW}$ olmaktadır. Nükleer santrallerde ilk yatırım fosil yakıt santrallerinden daha yüksek olmakla birlikte, yatırımın santral ömrüne bağlı amortismanı, yakıt, işletme ve bakım giderleri hesaba katıldığında enerji maliyetleri

konvansiyonel santrallerle rekabet edebilir. Bir enerji maliyetleri ülkeye göre koşullara bağlı olarak değişmektedir.

Örneğin, 1995 yılında ABD'de işletmede olan 109 nükleer santral üzerinde yapılan etüde göre, ilk yatırım (sermaye) payı hariç elektrik üretim maliyeti (sökme ve atık depolama dahil olmak üzere) 2 cent/kWh olmuştur. ABD'de bu maliyeti 1.1 cent/kWh'a düşüren işletmeler vardır. Üretim maliyeti üzerine 2-2.5 cent/kWh sermaye payı eklendiğinde bile, toplam maliyet 4-4.5 cent/kWh ile kömür ve diğer fosil yakıt santralleri ile rekabet edebilir.

Bir diğer örnek olarak İngiltere'de sermaye, yakıt, işletme ve bakım giderlerinin toplam enerji maliyeti gaz için 2.3-2.9 pence/kWh iken, kömürde 4.3-5.0 pence/kWh ve nükleerde 4.0-6.6 pence/kWh olmaktadır. Bu değere çevre etki maliyeti (dış maliyet) eklendiğinde elde olunan değer gaz için 3.0-3.6 pence/kWh, kömür için 6.3-7.0 pence/kWh, nükleer için 6.0-8.6 pence/kWh düzeylerindedir.

Nükleer elektrik üretimin en büyük pay kapsadığı Fransa'da elektrik maliyetleri, IAEA Worldatom raporlarına göre Tablo 9.1'de gösterilmiştir. Tablodaki değerler tüm santrallerin yılda 6000 h çalışma koşuluna göre hesaplanmıştır. Tabloda 1993 ve 1997 fiyatları karşılaştırmalı biçimde verilmiş olup, fiyatlar aşağıya çekilmiştir. Fransa'da nükleerden elde olunan elektrik İngiltere'den farklı olarak gazdan elde olunan elektrikten ucuzdur.

Tablo 6 1- Fransa’da Elektrik Üretim Maliyetleri

Fransa’da elektrik üretimi maliyetleri (centi m/k Wh).						
Kaynak	Yıl	Yatırım	İşletme	Yakıt	AR-GE	Toplam
Nükleer	1993	13.6	5.6	4.5-6.2	0.4	24.1-25.8
	1997					20.7-21.2
Kömür ^(a)	1993	11.3	5.8	11.7-17.7	-	28.8-34.8
	1997					22.7-26.5
Gaz ^(b)	1993	5.9	2.4	21.1-27.4	-	29.4-35.7
	1997					19.1-28.2
a- Dolaylı akışkan yataklı termik santralı, b- Kombinasyonlu santralı						

21. yüzyılın ilk yarısında, dünya nükleer kuruluşu gücü güvenliğini artırılmış santrallerle sürekli gelişecek ve nükleer enerji giderek artan önem kazanacaktır. Türkiye’nin bu gelişime ayak uydurması gerekir. Gerçekte Türkiye, nükleer santraller dönemine adım atmadı ve nükleer teknoloji kazanımında geç kalmıştır. Türkiye’de gerek birincil enerji talebi açısından ve gerekse teknoloji kazanım açısından nükleer santrallara ihtiyaç duyulmaktadır.

6.2.2 Türkiye’de Nükleer Santral Çalışmaları

Türkiye’nin yeni nükleer enerji stratejisi geçmişteki hatalardan ders çıkarılarak oluşturulmalı ve Türkiye’yi daha fazla zaman kaybetmeksizin nükleer enerjiye ve nükleer teknolojiye kavuşturmalıdır. Nükleer teknoloji, ülke elektrik talebinin güvenli ve karşılanmasıyla önemli katkıda bulunacak, ucuz elektrik sağlayacak, yüksek teknoloji kazandıracak, sanayi için bir itici güç oluşturacak, yeni istihdam alanı yaratacak, bilgi birikimini artıracaktır.

Türkiye kullanılabilecek enerji kaynakları sınırlı ve enerji ithal etmek zorunda olan bir ülkedir. Enerjide dış bağımlılık artarken, ithal olunan enerji türlerinin çeşitlendirilmesi ithal güvencesi açısından gereklidir. Türkiye kendi hidrolik linyit

ve taşkömürü kaynaklarından ekonomik olarak en çok 246 milyar kWh/yıl elektrik üretebilecektir. Oysa, 2010 yılındaki elektrik talebi 290 milyar kWh ve 2020 yılındaki elektriktalebi de 547 milyar kWh'dır. Aradaki farkın ithal kömür ve ithal doğal gaz ile kapatılması önemli ithal ve çevre sorunlarını ortaya çıkaracaktır. Bu nedenle, temiz, güvenli, ekonomik ve yoğun üretime uygun nükleer teknoloji Türkiye için zorunlu duruma gelmiştir.

Nükleer enerjinin kullanımına yönelik olarak 5 Mayıs 1955 tarihinde ABD ile "Barış İçin Atom" anlaşmasını ilki gerçekleştiren ülkelerden biri Türkiye'dir. Bu anlaşma sonucu Çekmece Nükleer Araştırma ve Eğitim Merkezi (ÇNAEM) kurulmuştur. 1956 yılında 6821 Sayılı Kanun ile Atom Enerjisi Komisyonu (AEK) oluşturulmuştur. 1957 yılında 7015 Sayılı Kanun ile Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı'na (IAEA) üye olunmuştur. Türkiye bu anlaşma ve yasalarla, nükleer enerjiyi barışçıl amaçlarla kullanacağını açıkça üstlenmiştir.

Türkiye'de elektrik üretimi için nükleer santral kurulması düşüncesi ilk AEK'de oluşmuşsa da, ilk çalışmalar Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) bünyesinde oluşturulan bir çalışma grubunca 1965 yılında başlanmıştır. ABD, İsviçre ve İspanya'dan üç firmanın oluşturduğu konsorsiyum EİE'ye danışmanlık hizmeti vermiştir. 1968 yılında Türkiye 2. Genel Enerji Kongresi'nde bu çalışmanın sonuçları tartışılmış olup, 1969 yılında ortaya konulan son raporda, 1977 yılında işletmeye girecek 400 MW'lık doğal uranyumlu basınçlı ağır sulu (PHWR) tip nükleer reaktörle işe başlanması önerilmiştir. Bu amaçla fizibilite çalışmaları yapılmışsa da sonradan bu girişim kesilmiştir. Çünkü, 1968 yılında yürürlüğe giren II. Beş Yıllık Kalkınma Planı'nda söz konusu santral yerine, eğitima amaçlı 80 MW'lık bir prototip nükleer santral kurulması planlanmıştı. Oysa, o yıllarda dünyada böyle küçük güçlü nükleer santral yapımı üzerinde durulmuyordu.

1970 yılında Türkiye Elektrik Kurumu (TEK), 1972 yılında da TEK bünyesinde Nükleer Santraller Dairesi kuruldu. Yapılan çalışmalara göre, ilk santralının en az 600 MW güç ile 1983-1984 yıllarında işletmeye girmesi görüşü ortaya çıkmıştır. Bu ilk santralın elektriksel yük dağılımı açısından Kuzeybatı Anadolu'da kurulması düşünülmüş, Marmara ve Batı Karadeniz'de kurulabilecek yer aranmıştır. Ancak, santral yeri seçimine ilişkin bilimsel ve teknik kriterler, güvenlik faktörleri nedeniyle, Güney Anadolu'da İçel ili Gülnar ilçesine bağlı Akkuyu yöresi 1974 yılında seçilmiştir.

Bu yer seçi mnde çevre etki değ erlendir m esinden çok daha geniş kapsamlı bili msel etü dler yapı lmış olup, ilgili res mî kuruluşların yanı sıra, o dö ne m in beş büyük üni versitesi den çeş itli bili m adamları çalış m alara katıl mıştır. 350 km yarı çaplı alanda yapı lmış araştırma sonuçlarına göre, Akkuyu Türki ye'nin en tehlikesiz depremböl gesi sayıl maktadır. Adana yakını ndan geçen Ece m iş fay hattı nın da Akkuyu yöresi için tehlike oluşt ur m adığı saptan mış bulunmaktadır. Türki ye Atom Enerjisi Kurumu tarafından nükleer sit alanı olarak 1976 yılında yer lisansı veril mıştır. Seçilen yer en az beş ünite nin kurul m asına elverişli görü l m ektedir.

Akkuyu nükleer sit alanına, yapılan araştır malar ve ist i mlak, yol, li nan gibi alt yapı inşaatları için 50 milyon ABD \$'ına yakın harcama yapı lmıştır. Santralın ağır parçalarının deniz yolu ile taşın m asına, santral için gereken 40-60 m³/s.1000 MW soğut m suyunun denizden sağ lan m asına uygundur. Santral Adana-İçel-Konya-Antalya gibi bugünkü yoğun enerji tüketi m merkezleri ne yakın olduğ undan elektrik ilet i m kayıpları da az olacaktır.

1976 yılında üçü İs viç re'den biri Fransa'dan dört firmanın oluşt urduğu bir konsorsiyum danış man olarak tutulup, 600 MWlık Akkuyu Nükleer Santralı için ihale çalış malarına giriş il mıştır. 1977 yılında tekliflerin değ erlendiril m esi sonucu kaynar sul u reaktör (BWR nükleer ünite) ile ASEA-ATOM ve tür bin kıs m için de STAL- LAVAL adlı İs veç fir malarından oluş an konsorsiyum seç il mıştır. Fir malarla sözleş me öncesi görüş melere baş lan mış, İs veç hükü meti nin kredi garantisi ver m esi ve ül kemizde de siyasi iradenin ortaya konul m a m ası sonucu Eyl ü l 1979 da görüş meler kesilmi ş tir.

Ancak, o yıllarda enerji ve ekonomi açısından yapılan araştır malar, Türki ye'de 1995'lerden önce nükleer enerjiye geç me zorunluluğ u bul un m adığı nı gösteri yor du. 1986 yılında iş let m e ye gir m esi düşün ü len santrala erken di ye bakılabiliyordu. Yapı m süresi göz önünde tutularak, ilk nükleer santralın V. Beş Yıllık Kalkın m a Planı dö ne m i nin sonunda (en geç 1989) ihale edil m esi öneriliyordu. Ancak, bu yapı l m a mıştır.

1981 yılında IAEA ile in z alanan bir sözleş me ile Türki ye mevcut ve kurulacak büt ün nükleer tesisleri üzerinde IAEA'nın denetimi ni kabul et mıştır. 1982 yılında 2690 Sayılı Kanun ile Atom Enerjisi Komisyonu, Türki ye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK) olarak yeniden düzenlenmiştir. Aynı yıl nükleer santral için ihale

açıl maksızın, TAEK Başkanlığı aracılığıyla Atomic Energy Canada Ltd (AECL)-Kanada, Siemens-Kraft Werk Union (KWU)-Almanya ve General Electric (GE)-ABD firmalarından teklifler alınmıştır.

14 Kasım 1983 tarihinde Resmi Gazete'de yayınlanan 166 Sayılı ve "Nükleer Elektrik Santralleri Kurumu Kuruluşu" hakkındaki Kanun Hükmünde Kararname ile Nükleer Elektrik Santralleri Kurumu (NELSAK), özel hukuk hükümlerine tabi İktisadi Devlet Teşekkülü olarak kurulmuştur. NELSAK'ın başlıca görevleri; dünyada nükleer santrallerle ilgili gelişmeleri izlemek, Türkiye'nin genel elektrik plan ve programları çerçevesinde nükleer elektrik üretimi için gerekli etüd, araştırma ve projeleri yapmak ya da yaptırmak, nükleer elektrik santralleri kurmak, kurdurtmak, işletmek veya işlettirerek, nükleer santraller için gerekli alt yapı ve yardımcı tesislerin yurt içinde yapılabilen olanlarını imal, inşa ve tesis etmek veya ettirmek biçiminde sıralanıyordu. Ancak, bu kuruluş kağıt üzerinde kalmıştır.

1983 yılında hükümet tarafından yapılan açıklamada üç firmanın, Türkiye'de dört nükleer santral kuracakları söylenmiştir. Buna göre 665 MW ve 990 MW güçlerinde iki ünite Akkuyu'da, 1185 MW gücünde iki ünite Sınop'da kurulacaktı. Akkuyu'da kurulacak santrallerden birinin AECL, diğerinin Siemens-KWU ve Sınop'ta kurulacak iki ünitenin de GE firmaları tarafından yapılması kararlaştırılmıştı. Daha sonra yapılan etütler sonucu, Sınop'da deprem olasılığı nedeni ile santrale yapılması gereken yatırımın artacağı ortaya çıkınca, Sınop santralleri ile ilgili çalışma durdurulmuştur.

1984 yılında Akkuyu Nükleer Santral üniteleri ile ilgili sözleşme görüşmeleri başlatılmış, AECL ve Siemens-KWU ile 30 Ağustos 1984 tarihinde pazarlık görüşmelerinde anlaşma sağlanmıştır. Ancak, hükümet santrallerin anahtar teslimine göre başlattığı ihale temel koşulunu, Yap-İşlet-Devret koşuluna dönüştürdüğünü açıklayınca, Siemens-KWU işletmecilik kuruluş olduğunu belirterek görüşmelerden çekilmiştir. AECL firmasının kurmayı önerdiği ağır sulı doğal uranyumlu PHWR (CANDU) tipi 665 MW'lık santral için görüşmeler 1987 yılına dek uzamıştır. Ancak, kredi garantisi verilmesi, hükümetin kömür santrallerini daha elverişli görmesi ve nükleer enerji konusunda siyasi irade ortaya koymayışı, Kanada'lıların mevcut yasal mevzuatla Yap-İşlet-Devret modelini fazla riskli bulmaları üzerine bu görüşmeler de sonuçsuz kalmıştır.

Nükleer santralla ilgili bu olumsuz gelişmenin ardından, 1988 yılında TEK'in reorganizasyonu sırasında yapılan büyük bir hata, Nükleer Santrallar Dairesi'nin kapatılması, Termik Santrallar Dairesi'ne bağlı 8-10 kişilik bir Proje Grubu haline getirilmesi olmuştur. Bu nedenle, özel olarak yetişmiş 130 elemanın büyük bir bölümü TEK'den ayrılmış, kalanı da kurumun diğer dairelerinde görevlendirilmiştir. 1989'da Arjantin ile 25 MW'lık pasif sistemli modüler prototip projesine girişilmek istenmiş, 1991 başlarında yeterli görülmeyen bu girişimden vazgeçilmiştir. 1992 yılında dünyadaki belli başlı firmalara birer mektup gönderilerek, 2002 yılında devreye girecek biçimde ve 1000 MW gücünde bir veya iki üniteli santralın anahtar teslimi veya Yap-İşlet-Devret modeli ile kurulması için teknik ve mali konularda bilgi istenmiştir. Aynı yıl Aralık ayında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından Bakanlar Kuruluna sunulan bir raporda, ülkenin başka enerji kaynakları bulamaması durumunda, 2010 yılında büyük bir enerji krizine gireceği belirtilmiş ve bu nedenle mutlaka nükleer enerjiden yararlanılmasına dikkat çekilmiştir. 1993 yılında toplanan Bilim ve Teknoloji Yüksek Kurulu da, nükleer enerjiden elektrik üretimini, ülkenin öncelikli konuları arasında 3. sıraya yerleştirmiştir.

1993 yılında Türkiye Elektrik Kurumu ikiye bölünerek oluşturulan Türkiye Elektrik Üretim A.Ş. (TEAŞ) bünyesindeki Nükleer Santrallar Müdürlüğü ile çalışmalar bir ölçüde yürütülebilmektedir. Bu arada VI. Beş Yıllık Kalkınma Planı için yapılan çalışmalar, ülkemizde 2005 ve 2008 yıllarında devreye alınmak üzere toplam 2000 MW kapasitede nükleer santralların kurulmasına gerek olduğunu vurgulamıştır. Nükleer santral ihale şartnamesinin hazırlanması amacıyla, TEAŞ tarafından 1994 yılında müşavir firma seçimi için teklif istenmiş, 1995 yılında Güney Kore'den Korean Atomic Energy Research Institute (KAERI) ve Türkiye'den Göncer Ayalp Mühendislik Müşavirlik Ltd. Şti. (GAMB) Konsorsiyumu ile mühendislik sözleşmesi yapılmıştır. Daha sonra dar bir kadro ile Nükleer Santrallar Dairesi yeniden oluşturulmuştur. Bu arada hazırlanan şartnameye, 1996 yılında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın görevlendirdiği üç danışman ve TEAŞ Nükleer Santrallar Dairesi'nin iki elemanından oluşan beş kişilik bir komisyon tarafından son şekli verilmiştir.

1997 yılında TEAŞ tarafından yapılan yeni elektrik planlamasında 2020 yılına kadar sisteme yaklaşık 87 329 MW'lık kurulu güç eklenmesi öngörülmüş olup, bu ek kapasitede nükleerin payı %11'dir. 2020 yılında toplam kurulu güç 109 218 MW

düzeyine çıkacak ve toplamı içinde nükleer'in payı %9 olacaktır. Yeni planlamaya göre 2005-2020 döneminde Türkiye toplam 10 000 MWlık nükleer güç kuracaktır.

İhale şartnamesinin hazırlanması sonucu, Şubat 1997 de dördüncü girişim olarak uluslararası nükleer santral ihalesine çıkılmıştır. İhale şartnamesinde kurulacak ünite gücünün en az 600 MW santral gücünün en az 800 MW olması şart koşmuş, esas teklif olarak en fazla $1400 \pm \%5$ MW gücünde bir veya iki üniteli bir santral, opsiyonlu teklif olarak da en fazla $2800 \pm \%5$ MW gücünde iki veya dört üniteli santral öngörülmüştür. Bu şartname koşullarında santral gücünün 600 MW üzerinde tutulmasının ve 1400 MW'ın öngörülmesinin, şebeke sisteminde frekans ve voltaj stabilitesi açısından sorunlar yaratabileceği endişesi ortaya çıkmıştır.

15 Ekim 1997 de üç konsorsiyumdan teklif alınmıştır. Bazı firmalar geçmiş ihalelerden olumsuz sonuçlar çıkarak, bu ihaleye katılmamışlardır. Alınan teklifler; Kanada AECL'den 2x669.5 MW veya 4x665.5 MW basınçlı ağır su reaktörlü (PHWR tip) CANDU santrali, Alman ve Fransız ortak girişimi olan Nuclear Power International-NPI'dan (Siemens+Framatom) basınçlı hafif su reaktörlü (PWR tip) 1482 MW veya 2x1482 MWlık santral, ABD ve Japonya ortak girişimi olan Westinghouse+Mitsubishi Heavy Industries'den basınçlı hafif su reaktörlü (PWR tip) 1218 MWlık santral olup, bu teklifte opsiyon bulunmamaktadır. BWR tip santral için bu kez teklif verilmiştir.

Alınan tekliflerin değerlendirilmesi İspanyol Empresarios Agrupados Internacional S. A tarafından yapılmış olup, TEAŞ İhale Komisyonu tarafından da değerlendirilmektedir. İhalenin Ağustos 1998 sonunda tamamlanacağı'nın söylenmesine karşın, 15 Ekim 1998 tarihinde henüz açıklanmamıştır. Değerlendirme sonucu seçilecek firma ile yapılacak görüşmelerden sonra, 1999 yılı başında sözleşmenin yapılması istenmektedir. Ancak, bu zamanlamada sarkma olması söz konusudur. Nitekim nükleer santralin işletmeye giriş tarihi olarak 1997 yılında 2005 yılı rapor edilirken, 1998 yılında işletmeye giriş tarihi 2006/2007 yılı olarak değiştirilmiştir.

TEAŞ tarafından yapılan çalışmalar, kurulacak nükleer santral dan elde ol unacak elektriğin maliyetinin 4-4.5 cent/kWh dolaylarında olacağını göstermiştir. Olumsuz bazı koşullar dikkate alınsa bile, bu maliyetin 5.20 cent/kWh düzeyinin üzerine çıkmayacağı belirtilmektedir. Bugün ithal kömür santralleri için hesaplanan birim

maliyeti 4.6 cent/kWh, doğal gaz santralleri için 3.5-4 cent/kWh düzeyindedir. Kurulacak Akkuyu nükleer santrali %100 kredi ile yapılacağından, inşaat süresince ödemelerden kaynaklanan gecikme ortaya çıkmayacaktır. Kredi nin geri ödenmesi ise santral ticari üretimi başladıktan sonra elektriğin satışından sağlanacak gelirle yapılacaktır.

Önceki üç girişi ni başarısız sonuçlanmış Türkiye' nin, bu son girişi ninde başarılı olması gerekmektedir. Yoksa, uluslararası alanda güvenilirliği niz sarsılacak, bundan sonra çıkılacak bir i haled e teklif bile bul una mayacaktır. Teklifler de finans manın % 100 yapımcılar tarafından sağlanacağı belirtilmiş ve bu durum kamuoyuna açıklanmıştır. Yabancı firmanın bulacağı yabancı kredi ile anahtar teslimi santral yapılmasına kalkışıldığından, santrale yapılacak yerli katkı azalmaktadır. Yabancı firmalar, Türkiye' de yapılan donanımları bile dışarıdan getirmeye yönelmektedirler. Bu durum teknoloji transferi açısından da olumsuzluk yaratmaktadır.

6.2.3. Türkiye İçin Nükleer Enerji Stratejisi

Türkiye' nin bilinen birincil kaynak rezerv ve potansiyelleri, enerji teknolojisinin ulaştığı boyutlar ve beklenen gelişmeler gözönünde tutularak yapılan ciddi inceleme ve planlama çalışmaları, 2020 yılına doğru ortaya çıkacak büyük elektriksel kurulu güç talebinin karşılanması için nükleer enerjiden yararlanılması gerektiğini göstermektedir. Nükleer teknolojiyi kazanabilmek için de nükleer santral sahibi olmak kaçınılmaz duruma gelmiştir. Ülkede nükleer santrallerin kurulması ile nükleer santral teknolojisinin bir bölümü elde olunabilecektir. Güney Kore bunun son örneğini oluşturmuştur. Nükleer santral teknolojisine hakim olabilerek başlangıçta tutarlı biçimde bir ya da birkaç teknoloji seçimine ve sonra bu doğrultuda sağlam ve sürekli siyasi irade oluşturulmasına bağlıdır. Nükleer santral teknolojisinin ya da teknolojilerinin seçimi yalnızca işletmeciliğe bağlı ekonomik tercihlerin fonksiyonu değildir. Burada ulusal politikalar ve yerli potansiyel de önemlidir.

Teknoloji açısından ilk santralin seçimi büyük önem taşımakta olup, Türkiye geleceğe yönelik bir bakışla herşeyden önce santral tipini belirlemek zorundadır. Yakıt olarak doğal uranyum kullanmaya uygun basınçlı ağır sulu reaktör (PHWR) tipi ni, yoksa zenginleştirilmiş uranyum kullanması gereken basınçlı hafif sulu (PWR) veya kaynar sulu reaktör (BWR) tipi ni seçilecektir? Yoksa, bir zaman sürecinde birden fazla tip üzerinde mi durulacaktır? Bu soruların yanıtı, Türkiye' nin geleceğe yönelik teknoloji kazanım açısından önemlidir. Böyle bir teknoloji seçimine karar verecek yer; geniş bir yelpazede ilgili kuruluşların ve konu

uzmanlarının görüşleri alınmak koşulu ile Bilim ve Teknoloji Yüksek Kurulu olmalıdır.

Nükleer santral için herhangi bir diğer santral gibi yöntem uygulamak doğru olmakla birlikte, seçilecek santralin veriminin yüksek olması, teknolojisinin ve konsorsiyuma katılan firmaların geleceğinin bulunması, dünyada yaygınlaşmış tipte ve yeni teknolojik aşama sağlamış, en yüksek ve en son standartlara uygun olması, firmaların uluslararası tecrübelerinin bulunması, teknolojik açıdan tek ülkeye bağımlılık getirilmemesi, Türkiye’ye teknoloji transferi sağlanması, santral güvenliğinin yüksek bulunması, üretilecek elektriğin birim maliyetinin düşük ve işletmecilik rentabilitesinin yüksek olması üzerinde durulması gereken kriterlerdir.

Geçmişte Türkiye’de yerli uranyum daha sonra toryum yataklarının kurulacak nükleer santralda değerlendirilmesi için doğal uranyum yakıtlı ve ağır sulu CANDU santrallarının savunuculuğunun aşırı boyutlarda yapıldığı görülmüştür. Türkiye’de nükleer santral için belli bir tipin seçilmesi, geçmişteki hataların başarısız sonuçlanmalarına önemli katkı yapmıştır. Artık Türkiye’de geçmişte olduğu gibi ağır sulu doğal uranyumu CANDU santralları savunuculuğu yapılmamalıdır. Kalı ki ağır su reaktörleri, basınçlı hafif sulu reaktörler kadar kabul görmüştür. Ağır sulu reaktörler yakıt olarak doğal uranyum kullandıkları için yakıt tüketimleri basınçlı su reaktörlerine göre yaklaşık dört kat daha fazladır.

Türkiye Avrupa Birliği’ne üye olmayı hedeflemiş bir ülkedir. Bazı ticari ilişkiler olsa da, Türkiye’nin ana çizgiden sapması söz konusu değildir. Bu nedenle Türkiye, her konudaki standartlarını Avrupa Birliği’ne göre ayarlamak durumundadır. Avrupa Birliği nükleer enerjide hafif su soğutmalı ve zenginleştirilmiş uranyum yakıtlı reaktör tipini seçmiştir. Avrupa Birliği nükleer santrallarda kendi tipini ve standart ünitelerini geliştirmeye karar vermiş olup, Siemens ve Fram Atom bu nedenle Nuclear Power International (NPI) çatısı altında bir araya gelmiştir. Avrupa elektrik üreticilerinin isteklerine bağlı biçimde Avrupa Basınçlı Reaktörünün (EPR) geliştirilmesi projesi başlatılmıştır. Türkiye gelecekte yer alacağı Avrupa Birliği’nin enerji politikaları ile uyum sağlamalıdır.

Türkiye’nin 1998 yılında revize edilen elektrik planlamasına göre 1000 MW gücündeki ilk nükleer santral 2007 yılında devreye girecektir. Yine 1000 MW gücünde ikinci nükleer santralin ise 2010 yılında devreye girmesi öngörülmektedir. 2010 yılında toplam 2000 MW kurulu güçle nükleer enerjinin ülkemiz elektrik

üreti mindeki payı % 3 ve genel enerji içi ndeki payı % 1 olacaktır. Bu küçük paylardan anlaşılacağı gibi, Türkiye 2010 yılı na kadar nükleer teknolo jiyi kazan ma ve elektrik üreti mde kaynak çeşitlenesi yapmak amaçları ile nükleer santral alanına girmek istenmektedir. Uzun dönemli nükleer stratejinin temelleri ş i mdi atılacağı için Avrupa Birliği ile uyum daha da önem kazanmaktadır.

2010-2020 yılları arasında nükleer santrallara 8 ünite daha eklenerek, kurulu gücün 10 000 MWa çıkarılması planlanmıştır. Buna göre 2020 yılında nükleer enerjinin elektrik üreti mdeki payı %9 ve genel enerji bütçesindeki payı %2.5 olacaktır. Bu trendle nükleer kurulu güç Cumhuriyeti mizin 100. yılını dolduracağı 2023 yılında 15 000 MW olabilir. 2010-2020 dönemi nükleer enerjiye ciddi adı matılması dönemi olmalı ve nükleer kurulu güç, bazı kö mür santrallarından vaz geçilerek daha yüksek tutulmalıdır. Çünkü, nükleer santralin ve nükleer elektriğin maliyeti bugünkü koşullarda bile kö mür santrallarından düşüktür. 6. Böl ü mde açıklanan ESM EOM modellerinin çıktıları ile oluşturulan senaryoya göre, 2023 yılında nükleer gücün 17 700 MWa ulaşması söz konusu olabilir. Tablo 6.2 de iki seçeneğe göre nükleer kurulu güç ve nükleer enerji üreti minin gelişimi diğ er kaynaklarla karşılaştırılmalı biçim de verilmiştir.

Tablo 6.2- Nükleer Kurulu Güç ve Elektrik Üreti ni Projeksiyonu

Yıl	Brüt elektrik talebi (GWh)	TEAŞ' a göre nükleer üreti m (GWh)	TEAŞ' a göre nükleer kurulu güç (MW)	Model e göre nükleer üreti m (GWh)	Model e göre nükleer kurulu güç (MW)	ETKB' ye göre hidrolik üreti m (GWh)	Model e göre hidrolik üreti m (GWh)
2007	231794	7017	1000	7017	1000	72322	77035
2010	289820	14034	2000	14034	2000	85391	89477
2015	398168	35085	5000	42102	6000	99136	107198
2020	547060	70170	10000	84204	12000	103715	116151
2023	639045	105255	15000	124134	17700	107890	124751
2025	708952	126306	18000	134308	19140	108204	134709

Gerek ETKB/ TEAŞ planlaması ve gerekse bu rapor için yapılan özel modellene çalışmasıyla oluşturulan senaryolara göre, Cumhuriyeti mizin 100. yılı olacak 2023

yılında nükleer elektrik ve hidroelektrik üretimlerini eşitlenebileceği görülmektedir. Resmi planlamaya göre bu eşitleme;

Türkiye için belirlenen hedefle yeni bir politika seçilmelidir. Bu politika; **"Cumhuriyetimizin 100. yılında, ekonomik hidroelektrik potansiyelin tümünü değerlendireceğiz ve buna eşdeğer nükleer enerji üretimini gerçekleştireceğiz"** biçiminde olmalıdır. Türkiye önümüzdeki 25 yıllık dönemde belli hedeflerle enerji talebini, insan ve finansal gücünü, teknolojik kazanımın gerçekçi biçimde planlanmalıdır.

Türkiye'de nükleer santrallerin kamu sektörü tarafından kurulması düşünülmektedir. Oysa, Yap-İşlet modeli burada da uygulanabilir. Ancak, nükleer santraller için bu modelin uygulanmasının erken olduğunu savunanlar vardır. Bu görüş belli ölçüde haklı olabilir. Önümüzdeki 15 yıllık bir süreçte nükleer elektrik teknolojisinin ve deneyimin belli ölçüde kazanılması, ilk santrallerin kurulması, sonra bu santrallerin özel sektöre devredilmesi düşünülebilir. Böyle bir yolun seçilmesi durumunda, nükleer santrallerin TEAŞ Nükleer Santraller Dairesi tarafından kurulması çıkar yol olamaz. Er ya da geç klasik elektrik santrallerinin ve TEAŞ'ın özelleştirilmesi kaçınılmaz olduğuna göre, TEAŞ dan bağımsız ve ayrı bir kuruluş gerekmektedir. Geçmişte kağıt üzerinde oluşturulan ve gerçekleştirilemeyecek kadar kalan, Nükleer Elektrik Santralleri Kurumu (NELSAK) yeniden oluşturulmalı, belli bir düzeye ulaşıldıktan sonra nükleer santrallerin özelleştirilmesi gündelidir.

Yukarıda açıklanan alternatiflere karşın, Türkiye'de KİT durumunda olan kurumların kendi bürokratik iradeleri ile teknoloji kazanım sağlanmalarının yeterince başarılı olmadığı da görülmüştür. Bu nedenle, nükleer santral teknolojisinin transferi ve geliştirilmesi konusunda özel sermayenin dinamik yapısından yararlanmak gerekmektedir. Yap-İşlet modeli ile kurulması öngörülen termik santrallerde olduğu gibi, devletin belli bir süre sonra yerli ve yabancı özel sermayeye, yetkili yasal kurumların denetiminde ve lisans alma koşuluna bağlı biçimde nükleer santral kurup, işletme yetkisi vermesi akılcı ve atılınca bir tutum olacaktır.

6.2.3 Kamuoyuna Nükleer Enerjinin Anlatılması

Genellikle çevreci kişi ve örgütler, Türkiye'nin diğer enerji kaynaklarının yeterli olabileceğini söyleyerek, hatta daha az enerji kullanılmasını savunarak, nükleer

enerjiye karşı çıkarılabilirler. Önceki bölümlerde, Türkiye'nin enerji kaynaklarına ilişkin rezerv ve potansiyeller ile enerji talebine ilişkin öngörüler, ekonomik büyümenin enerjisiz olamayacağı gerçeği bu savların geçersizliğini kanıtlamaktadır.

Karşı çıkış gerekçeleri içinde nükleer enerji santrallerini taşıdığı riskler de önemli bir yer kapsamaktadır. Nükleersiz normal gündelik yaşam koşullarında insanlar sürekli 2-2.4 mSv/yıl dolayında çevre fon radyasyonu altındadırlar. İnsan yaşamı için sürekli olarak alınmasına izin verilen maksimum radyasyon, fon radyasyonun dışında 1 mSv/yıl'dır. Bununla beraber Uluslararası Radyasyon Koruma Komitesi tarafından 5 mSv/yıl halk için izin verilen maksimum doz olarak kabul olunmuştur. Normal çalışma koşullarında nükleer santrallerin neden oldukları radyasyon artımı ise, fon radyasyonun binde biri ile yüzde biri arasında değişmekte olup, izin verilen sınırın çok altındadır. Bir kömür santrali nükleer santralardan daha fazla radyasyon yaymaktadır. Çünkü kömürlerin bünyesinde radyoaktif madde daima bulunmaktadır. ABD'de yapılan bir araştırmaya göre, bir nükleer reaktörün büyük kaza olasılığı 1/200 000 ile 1/20 000 arasındadır. Bunun ancak 1/100 kadarında, halkı etkilemesi söz konusu radyasyon kaçığı olabilir. Böyle bir kazada dahi yayılacak radyasyon yakın alanda bile 0.1 - 1 Sv, uzak alanda ise 0.1 Sv'den az olarak, insanlar üzerinde önemli bir sağlık sorunu yaratmayacak boyuttadır. Çünkü 1 Sv'lik doz alan kişilerde iştahsızlık, mide bulantısı, halsizlik gibi durum görünürse de, bu rahatsızlık kısa sürede kendiliğinden geçmektedir. Güneş radyasyonu da insanda benzer çarpma oluşturabilir.

Chernobyl kazası çok abartılmış ve yayılan radyasyon öngörülerinin üzerinde olmasına karşın, 49 000 nüfuslu kasabada kinse akut radyasyon hastalığına tutulmamıştır. Bu büyük kazada iki gün içinde yakın çevreden tahliye olunan halkın aldığı ortalama radyasyon 0.12 Sv kadardır. Üstelik Chernobyl güvenlik kabuğu olmayan bir santraldır. ABD'nin güvenlik kabuğu olan Three Miles Island kazasında çevreye hiçbir radyasyon sızması olmamıştır.

Nükleer santralardan değişik yollarla bırakılacak izotoplar ise, hava ve sulara karışarak kolayca izin verilen konsantrasyon düzeyine inmekte, çevrede olumsuzluk yaratmamaktadırlar. ABD'de bir reaktörün lisans alabilmesi için bacadan salınan gazlardaki radyasyonun 0.05 mSv/yıl'ı aşmaması gerekir. PWR tipi nükleer santrallerin bacasından çevreye asal gazlar ve İyot-131 atılır. Asal gazların yarı ömrü kısa olduğu için hiçbir zararları yoktur. İyot-131'in ömrü 8 gün olup, hemen reaktör

çevresinde izin verilen sınıra inmektedir. Denize bırakılacak soğutma suyu ile ortam salınan radyasyon izin verilenin çok altında kalmaktadır. Radyasyon kontrolü için nükleer santralin yakın çevresinde sürekli ölçümler yapılır. Sistem bütünü ile denetim altında tutulur. Bir nükleer santralin çevreyi kirlilemediğinin en güzel pratik örneği, Fransa'da Loire nehri üzerinde kurulu bulunan ve çalışan 14 adet nükleer santraldır. Santraller kondensör suyunu nehirden alıp nehre atmalarına karşın, bu nehrin suyu sulamada kullanılmakta, denize döküldüğü koyda balık tutulmakta ve yüzülmektedir.

1000 MW gücündeki bir kömür santrali yılda yaklaşık 3 milyon ton kömür tüketir ve 7 milyon ton CO₂, 140 bin ton asit gazları, 750 ton kül üretir. Bu hesaba göre 1000 MW'lık nükleer santral ekonomik ömrü boyunca 120 milyon ton daha az kömür yakılmasını, 2870 milyon ton CO₂ salınmasını 5.6 milyon ton asit gazı atılmasını engeller. IAEA Worldatom'da rapor edildiğine göre tüm enerji zinciri (direkt ve indirekt üretim süreci) kapsamında etki açısından CO₂ eşdeğeri emisyonlar kömür için 860-1290 gram/kWh iken petrolde 689-890 gram/kWh, gazda 460-1234 gram/kWh olmasına karşın, nükleerde 9-20 gr/kWh kadardır. Nükleerin bu tür emisyonları hidrolik, biyomas güneş fotovoltaik ve rüzgardan daha azdır.

Reaktör içinde belli bir süre kullanılan yakıt elemanlarının fisyon yeteneği azalır. 1000 MW gücünde gelişmiş PWR tipi bir nükleer santralin reaktöründe yaklaşık 25 m³ hacimde ve 90 ton ağırlığında nükleer yakıt bulunur. Üç yıldan daha uzun bir sürede bu yakıtın en fazla %2'si kullanılır, ama fisyon yeteneğini korumak amacıyla reaktördeki yakıtın 1/4-1/3 ü 1-1.5 yıl aralıklarla değiştirilir. Değiştirilen elemanlara kullanılmış yakıt ya da yüksek seviyeli atık denilmektedir. 1000 MW'lık bir nükleer santral dan yılda çıkan kullanılmış yakıtın üst değeri PWR tipi reaktörlerde 25 ton, PHWR tipi doğal uranyumlu reaktörlerde 120 ton kadardır.

Reaktörden çıkan kullanılmış yakıtlar, radyoaktif olduklarından ve ısı üretmeye devam ettiklerinden reaktör binası içindeki havuzlara konur. Yanmış yakıt havuzda 8-10 yıl ve yeni reaktörlerde daha uzun süre bekletilir. Böylece, içindeki yarı ömrü kısa radyoaktif maddeler azalır. Bu yakıt özel kutular içerisinde yakıt işleme fabrikalarına gönderilir. Burada tekrar işe yarayabilecek bölümü ayrılıp kalan bakiyesi cam içine alınır yani camlaştırılır. Cam tuzlu suda bile korozyona uğramayan, bozulmayan bir maddedir. Camlaştırılan nükleer atıklar paslanmaz çelik borular içerisine yerleştirilip sızdırmaz kaynakla kapatılır. Daha sonra bu borular

elik ve/veya bet on bloklar içerisine yerleştirilir. Söz konusu bloklar reaktör alanı nda veya merkezi bir depolama tesisinde kuru olarak saklanabilecekleri gibi, son depolama için su bulunmayan tuz veya granit yataklarına gömülebilirler. Son depolaması bu şekilde yapılan nükleer atığın insanlığa zarar vermesi söz konusu olamaz. Nükleer karşıtlarınca savlanıldığı gibi, nükleer atık sorununa çözüm bulunamamıştır sıvı doğru değildir.

Nükleer santrallar genelde 40 yıllık bir ömre sahiptir. Ekonomik ömrünü dol duran bir nükleer santralın sökülmesi ve santral alanının yeni bir nükleer santral kurulmuyorsa, radyasyondan arındırılması gerekir. Söküm ve arındırma işlemleri güvenlik açısından değişik etaplarda gerekleşirilmekte, uzun zaman almaktadır. Bu arındırma işlemi 40 yılı aşabilmektedir. Nükleer santral söküm stratejisi ülkelere, coğrafi konuma, teknik ve ekonomik düzeye bağlı olarak değişiklik göstermektedir.

Fransız Elektrik Kurumu (EDF) raporlarında belirtildeğine göre, 1 kWh nükleer elektrik üretiminin maliyeti st sınır olarak 0.258 FF (^a0.05 \$) dır. Nükleer santralın sökülmesi ve alanın radyoaktiviteden arındırılması için gereken harcamakWh maliyetinin %3.6'sına (0.009 FF ^a 0.0018 \$/kWh) karşılık gelmektedir. EDF, bir reaktörün kurulması için gereken toplam yatırımın %15'ini, ileride sökümünde kullanmak üzere rezerve etmektedir. Henüz büyük bir nükleer santral sökümü yapıl mamış olmakla birlikte, söküm ve arındırma maliyetleri yapı m maliyetlerine eşdeğer değildir. OECD ve IAEA raporlarında belirtildeği üzere toplam maliyetin %10-20'si arasında kal maktadır ve ekonomikliğini bozmaktadır.

Bugün nükleer santralların en yoğun oranda bulunduğu Fransa'da halk nükleer santrallara karşı değildir. Nükleer santrallarla kentlerinde i içe yaşamaktadır. zerine iki atom bombası atılmış Japon halkı da nükleer enerjiye karşı değildir. Çünkü nükleer santral atom bombası demek değildir. Japonya bugün için 43 850 MWlık kurulu nükleer santral gücünü 2010 yılında 160 000 MWa çıkar maktadırla 70 000 MWın bölümün planlanmasını yapmış bulunmaktadır. Fransa'da nükleer enerjiye karşı çevreci toplumsal muhalefet oluşmayışının nedeni, siyasi otoritenin kararlılığı ve halkın bilgilendirilmesi dır.

Türkiye'de mevcut duruma bakıldığında, özellikle 1980lerin son döneminde başlamak üzere nükleer enerji karşıtları tarafından tek yanlı görüş oluşturulmaya ve tepki yaratılmaya çalışılmaktadır. Sonuçta kamuoyunda yanlış saplantılar oluştuğu

görülmektedir. Bununla beraber, nükleer enerjide kamuoyunun bilgilendirilmesi ne önem verilmedi, nükleer santraller halka rağmen değil, halkın isteği ile kurulmalıdır.

Toplumun nükleer enerji hakkında bilgilendirilmesinin zorlukları olduğu kuşkusuzdur. Herşeyden önce teknik karakteri nedeni ile anlatılması ve anlaşılması zor bir konudur. Radyasyon duyu organlarınınca algılanamamakta, korku için obje oluşturabilmektedir. Bununla beraber tutarlı bir bilgilendirme politikası ile medyadan kamuoyuna yayılacak bilgilerle, okullarda verilecek eğitimle, demonstrasyonla eğitimsi sağlanabilir. Bu bilgilendirme ve eğitimiyle, santral kurulumu öncesiinden santral işletmeciliği dönemine kadar uzanmakta, orada da bitmemekte ve sürdürülmesi gerekmektedir. Türkiye'de gereken adımların atılmasında geç kalınmıştır. Yapılan sınırlı çalışmalar yeterli sayılmaz. En kısa zamanda, geniş kapsamlı ve planlı bir bilgilendirme kampanyası başlatılmalı, ilgili sivil toplum kuruluşlarından bu amaçla yararlanılmalıdır.

Bilgilendirme ve eğitim çalışmaları, santrallerin kurulacağı yöre halkına öncelik ve ağırlık verilmelidir. Çünkü, Türkiye'de özellikle Mersin-Silifke-Gülnar-Akkuyu yöre halkı üzerinde 1976 yılından beri nükleer karşıtı görüş oluşturucu çalışmalar yapılmış ve olumsuz bir hava yaratılmıştır. Halkta yörenin turizm seracılık, bahçecilik ve balıkçılık gibi gelir kaynaklarının zarara uğrayacağı, santralin kendilerine ekonomik bir katkı sağlamayacağı, buna karşın yaşam riski ile karşılaşacakları endişesi vardır.

Yöre halkının inikna edilmesi için özel ve planlı etkinlikler düzenlenmeli, santralin kuruluş aşamasından başlayarak yöre insanına yeni iş olanakları sağlanmalı, bölgenin ekonomisini kalkındırıcı özel önlemler alınmalı (örneğin yörede elektrik birim fiyatının düşüktutulması ve tarıma dayalı sanayi nin özendirilmesi gibi), idari yapıda geliştirici düzenlemeye gidilmeli, nükleer santral kazancından ayrılacak bir fonla yörede alt yapı, eğitim ve sağlık sorunlarının çözümü nemesine katkıda bulunulmalıdır.

7. ULAŞTIRMADA KULLANILAN ENERJİLERİN TÜRLERİ VE MİKTARLARI, BU KONUDAKİ YENİ ARAYIŞLAR

7.1. Ulaştırma Sektöründe Enerji Tüketimi:

Ulaştırma sektörü 1998 yılı verilerine göre 10.8 Milyon ton petrol eşdeğeri tüketimi ile ülkemiz nihai enerji tüketiminde %19 gibi önemli bir paya sahiptir. Enerji tüketiminde konut ve sanayiden sonra üçüncü sırayı ulaşım sektörü almaktadır. Ulaşım sektöründe kullanılan enerji türü, kaynağı ve ihtiyacı:

- Yük ve yolcu taşımacılığında kullanılan ulaştırma sistemlerinin bağlı oldukları çekim ve enerji türleri ve kullandıkları enerji kaynaklarına,
- Ulaştırma sistemlerinin birim taşıma başına enerji ve yakıt ihtiyacına, harcadıkları enerji ve yakıt miktarlarına,
- Ulaştırma talebine, ulaştırma sisteminin seçimi ve kullanılmasına bağlıdır.[7]

Ulaştırma sistemleri, taşıtların hareket boyları, yol ve taşıtların temas koşulları, diğer sistemlerle ilişkileri ve hareket ilkeleri bakımından farklılık gösterirler. Taşıtları tek boyutlu hareket edebilen ve izli sistemler olarak tanımlanan demiryolu, hava ve manyetik yastıklı sistemler ile kabin sistemler sabit yolları boyunca döşenmiş olan temas hatları ile elektrik enerjisini kullanabilirler, hareketleri için gerekli enerji kaynağını taşıyıcıları ve taşıtta yakmaları zorunluluğu yoktur. Bu sistemlerde yuvarlanma yüzeylerinin sabit ve çok az genişlikte yapılabilmesi, sürtünmesi az ve dayanım yüksek olan malzeme kullanıma olanak sağladığından daha az enerji ile yük taşınabilir ya da yüksek hız yapılabilir. İki boyutlu hareket edebilen karataşıtları için ise sabit ve çok özel bir yol gerekmediğinden taşıdıkları yakıtı kullanarak istenilen yere ulaşabilirler.

Ulaştırma sistemlerinde kullanılan belli başlı çekim türleri içten yanmalı motorlarda kullanılan benzinli ve dizelli çekim sabit bir elektrik iletim hattını gerektiren elektrikli çekim ve günümüzde kullanımı azalmış olan buharlı çekimdir. Diğerleri ise henüz kullanımı yaygınlaşmamış ya da deneme aşamasındaki doğal gaz, likit gaz,

alkol ve güneş enerjisi kullanan çe ki m türleridir. Çe ki m türü kullanılacak enerji kaynağı, biri menerji elde et ne ki ç i n harcanacak yakıt m i k t a r ı n ı n yanı sıra sisteme ait alt ve üst yapı karakteristikleri, taşı t tür ve özellikleri ve iş let ne yöntemlerinin belirlenmesinde ol dukça et kilidir. Çe ki m türlerinin kullandıkları enerji kaynakları ya hiçbir iş le m gör ne k si zi n direkt olarak taşı tta kullanılan kö mür, doğal gaz gibi birincil kaynaklar, ya da birincil kaynakları n rafineri, termik ve hidroelektrik santraller, atom reaktörü gibi çevre m tesislerinde iş lenmeleri ve kullanı m aları sonucunda elde edilen benzin, motorin, likit gaz vb. ikincil kaynaklardır.

Ot omobilleri n Yakıt Tüketi m i ndeki Trendler:

Ekono mik faktörlerin yanı sıra, çevre kirliliğ ne neden olan kirl etici e m i syonların ve sera etkisine neden olan CO₂ e m i syonlarının sınırlandırıl ması a ma c ı yla, taşı tların yakıt tüketi m i ne kısı tla m al ar getiril ne k t e d i r. 1960' lardan günümüze kadar ki süreç içerisinde, gerek yolcu gerekse yük taşı tlarının yakıt tüketi m i ne taşı t tipine bağı lı olarak %50 ile %300 arasında de ğ i ş en oranlarda azaltılabil mi ş tir. Bu geliş meye 1970'lerde başlayan enerji krizine bağı lı olarak hızlı bir artış sürecine giren petrol fiyatları neden ol mu ş tur. [2]

Özel deney taşı tları için (democar) 2.5litre/100km'lik tüketi m sa ğ lanabil ne k le birlikte orta sınıf taşı tlar için bu sınır (şehiriçi-şehirlerearası yol karış m i ç i n) hala 9lt/100km düzeyindedir. Bu de ğ erin düşürölmesi m ü nkündür. ABD' de taşı t üreti m i nde ortalama yakıt tüketi m i 8lt/100km olarak sınırlanmı ş tir (Cooperate Avarage Fuel Economy, CAFE sınırı). A l m anya' da ise ot omobillerin ortalama yakıt tüketi m i 1980 yılında 9lt/100km i ken, bu de ğ er 1994 yılında %22 azal ma ile 7lt/100km ol mu ş tur ve filo tüketi m i nin 2005 yılında 5lt/100km de ğ erine düşürölmesi hedeflenmi ş tir. [2]

1970'li yılların sonunda ot omotiv endüstrisine sahip Uuslararası Enerji A ğ ansı (UEA) üyesi ü lkeler, yerli sanayileri için zorunlu yakıt ekonomisi hedefleri ol u ş turarak 1980'li yılların ortalarına do ğ ru ö ne mli başarılar elde etmi ş lerdir. Ot omobillerin yakıt tüketi m i ndeki verim artışı sonucunda, UEA ü lkelerinde 1973-1988 arasında araç sayısı %57,9 artarken, benzin tüketi m i %16,9 art mı ş tir. Hatta 1979 yılında yaklaşık 615 milyon litre ile maksimuma ç ı kan benzin tüketi m i, 1982 yılında 587 milyon litreye kadar düş mü ş tür. 1985'lerde yavaşlayan çalış ma, 1990'lı yıllara girerken çevresel endişelerle tekrar iv me kazanmı ş tir. Mbt orlu taşı tların fosil

yakıt yanması ndan kaynaklanan tüm karbondioksit in %4'ünden sorumlu olduğuna inanılmaktadır. Bu nedenle 1970'lerde başlayan ekonomik taşıt geliştirme çalışmaları son yıllarda önemli yol katetmiştir. [2]

Taşıtların Yakıt Tüketimlerini Azaltılması:

Taşıtların yakıt tüketiminin azaltılması için üzerinde çalışılan teknolojik alanlar şunlardır:

- Taşıt boyutunun ve kütlesinin azaltılması: Motor ve taşıt tasarımı geliştirilerek, daha kaliteli ve hafif malzemeler kullanılarak toplam taşıt ağırlığı azaltılabilir. Özellikle düşük hızlarda kullanımları ve ivmelerin çok olduğu şehir içi kullanımlarında taşıt kütlesi yakıt tüketimini doğrudan etkiler.
- Motor performansının iyileştirilmesi: Motorların tüketim karakteristiği, taşıtın yakıt tüketimini doğrudan etkiler. Yanma odası tasarımı ndaki ve emme-egzost sistemlerindeki gelişmeler ve elektronik kontrol üpüskürtme ve elektronik ateşleme sistemleri (vuruntu kontrol üiçerini) kullanılması, özellikle kısmi yüklerde (şehir içi şartlarında), benzin ve dizel motorlarının verimini önemli ölçüde artırmaktadır.
- Lastik performansı nın iyileştirilmesi: Düşük yuvarlanma dirençli lastikler kullanılarak, şehir içi çalışma koşullarında önemli miktarda yakıt ekonomisi sağlanabilmektedir.
- Aerodinamik form Taşıtların formu üzerinde yapılan pahalı ve kapsamlı (gerek genel taşıt formu, gerekse dış ayna, ön panel, cam kenarları gibi detay şekillerde) çalışmalarla, 70-89km/saat'in üzerindeki hızlarda, %30-40'a varan yakıt ekonomisi sağlanabilmektedir.
- Transmisyon- motor uyumu: Motor karakteristikleri ve vites oranları değiştirilerek, kullanımlarıne göre en düşük tüketim bölgesinde çalışılmaktadır. [2]

7.2 Türkiye Açısından Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Yeri

Bu bölümde yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelimin nedenleri, Türkiye için jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi ve biyomas enerjisinin kullanımı teknolojilerine bağlı olarak sağlayacağı kazanımlar üzerinde durulmaktadır. Fosil yakıta dayalı enerji kullanımı; fosil yakıt dışalımının büyümesi, ithalat giderisinin artması gibi bir olumsuzluktan başka, çevre kirlenmesinin de artmasına neden

olmaktadır. Sürdürülebilir ekonomik büyüme açısından ithalatın ihracata oranının küçük olmasının önemi kadar, üretim güvenirliliği olan bir enerji alt yapısının oluşturulması, enerji sektörünün çevre ile uyumu önemi dir.

Enerji ithalatının fiziksel büyüklüğünün yanında parasal büyüklüğü ya da döviz gereksinimi de büyük boyutlardadır. Petrol fiyatlarında görülen dalgalanmalar, 2000 sonrasında sürekli artış trendi biçiminde olacaktır. 2000-2020 arasında petrol fiyatlarının en az 22.4- 42.0 ABD \$/varil, kömür fiyatlarının en az 52-68 ABD \$/ton ve boru hattı doğal gaz fiyatlarının da 104-135 ABD \$/103 m³ sınırlarında olması beklenmelidir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planladığı ithalat miktarlarına, ayrıca yukarıda açıklanan fiyat trendlerine bağlı olarak, yalnızca taşkömürü, petrol ve doğal gaz ithalatı içintaban değerler olarak cari fiyatlarla Türkiye'nin 2000 yılında 8 565.9 milyon ABD \$'ı, 2005 yılında 15 942.0 milyon ABD \$'ı, 2010 yılında 24 940.9 milyon ABD \$'ı, 2015 yılında 36 923.0 milyon ABD \$'ı ve 2020 yılında da 54 195.0 milyon ABD \$'ı ödeme yapması gerekmektedir. 2000-2020 döneminde yapılacak kümülatif ödeme toplam ise 500 milyon ABD \$'ı gibi büyük bir rakama yaklaşmaktadır.

Aşırı fosil yakıt kullanımının getirdiği çevre kirlenmesi de önemlidir. Bugün için dünyanın en önemli çevre sorunu sera etkisinden kaynaklanan global ısınmadır. Bunun kökeninde yanma sonucu ortaya çıkan CO₂ emisyonu yatmaktadır. CO₂ emisyonunun global ısınmadan başka olumsuz etkileri olduğu gibi, yanma reaksiyonunda ortaya çıkan emisyon yalnızca CO₂ de değildir. SO_x ve NO_x gibi diğer zararlı emisyonlar vardır. Temiz yakıt denilen doğal gaz kullanımda, yüksek alev sıcaklığından ortaya çıkan NO_x ozon tabakasını tahrip edici özelliğe sahiptir. Fosil yakıt üretimi ve tüketiminin doğal bitki örtüsünün yanı sıra, hayvan ve insan sağlığı üzerinde çeşitli olumsuz etkileri bulunmaktadır.

Biri men enerji başına ortalama yalnızca CO₂ emisyonu; kömürde 85.5 kg/ GJ, petrolde 69.4 kg/ GJ ve doğal gazda 52 kg/ GJ düzeylerindedir. Başlangıçta kömür, daha sonra petrol ve doğal gaza dayalı fosil kökenli enerji kullanımı atmosferdeki CO₂ konsantrasyonunu son 150 yıl içinde %116 artırarak dünyayı global ısınma süreci ile karşı karşıya bırakmıştır. Tüm dünyada CO₂ emisyonu artışının sınırlandırılması sorun olup, çözüm yollarından biri yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları

kullanımının geliştirilmesi dir. Yeni ve yenilenebilir kaynakların değerlendirilmesi ile ilgili proseslerin emisyonları yoksanacak düzeyde kalmaktadır.

Yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları kullanımının geliştirilmesi istenmesinin bir başka nedeni de, dünyada sınırlı olan fosil yakıt rezervlerini tükenmekten olabileğince korumaktır. Kanıtlanmış üretilebilir petrol ve doğal gaz rezervlerine insan ömrüne sığacak kadar ömür biçilmesi, insanlığın geleceği açısından düşündürücüdür. Kısacası alışlagelen enerjide bir sınıra yaklaşılmıştır. Sürdürülebilir ekonomik büyüme için ekonomik sınırlar kapsamında, kullanıma uygun teknolojilerle yeni ve yenilenebilir enerji eşliğinin aşılması gerekmektedir.

Türkiye’de yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları olarak jeotermal, güneş, rüzgar ve modern biomasdan yapılabilecek enerji üretimi 2000 yılında 794 Btep, 2005 yılında 3 124 Mtep, 2010 yılında 7 499 Btep, 2015 yılında 11 009 Btep, 2020 yılında 14 166 Btep, 2023 yılında 16 186 Btep ve 2025 yılında 17 537 Btep düzeyine çıkarılabilir. Önerilen bu üretim dizisi Şekil 8.2’de grafik olarak görülmektedir. Sıralanan kaynakların dışında deniz dalga ve boğaz akıntıları gibi enerji kaynakları söz konusu ise de, bunlardan yapılabilecek üretimin 2025 yılına kadar birkaç yüz Btepi geçmeyeceği kestirilmektedir.

Türkiye’de yeni ve yenilenebilir kaynaklarla ilgili Ar-Ge çalışmalarının tekrarlarından arındırılmış biçimde planlı geliştirilmesi ne gerek vardır. Avrupa Birliği kapsamında bu amaçla başlatılan projelere katılım yolları araştırılmalıdır. Avrupa Birliği’nin başlatıp belli ölçülerde gelişme sağladığı THERMIE, JOULE ve ALTENER programları buna örnek gösterilebilir.

7.2.1. Jeotermal Enerji

Türkiye jeotermal enerji zenginliği açısından dünyanın yedinci ülkesi olup, bu enerjinin ısı ve elektriksel kullanım geliştirilmesi zorundadır. Jeotermal enerjinin bugünkü kullanım daha çok sıvı ağırlıklı ve buhar ağırlıklı kaynaklara, yani doğal hidrotermal sirkülasyona dayanmaktadır. Sıvı ağırlıklı kaynaklarda, jeotermal akışkan bazen kaplıca suları biçiminde kendiliğinden yeryüzüne çıkabileceği gibi, çoğunlukla birkaç yüz metreden birkaç bin metreye kadar uzanan sondajlarla kuyu açılması gerekir. Akışkanın içerisinde sodyum potasyum sülfat, silikat ve borat gibi tuzlar bulunmaktadır. Türkiye’de aktif sıcak ateşli sistemler (magma ve lav kökenli) olmadığı gibi, sıcak kuru kaya tipi kaynaklar da bulunamamıştır.

Jeoter mal kaynaklar akışkanların sıcaklıklarına ve taşıdıkları ısı enerjisine bağlı olarak düşük entalpili (akışkan sıcaklığı MFA'ya göre 20-70 °C yeni literatürlere göre < 160 °C), orta entalpili (akışkan sıcaklığı MFA'ya göre 70-180 °C yeni literatürlere göre 160-190 °C) ve yüksek entalpili (akışkan sıcaklığı >180 veya 190 °C) olarak da ayrıl maktadırlar. Düşük ve orta entalpili kaynaklar özellikle ısı amaçlı kullanılır. Orta entalpili jeoter mal akışkanın elektrik üretimi nde kullanılması yeni teknolojilerle olanaklıdır. Düşük entalpili akışkanların kaplıca-ter malizm uygulamaları önemlidir. Yüksek entalpili akışkanlar ise elektrik üretimi ve buna entegre diğer işlemlerde kullanılır. Türkiye'deki mevcut jeoter mal uygulamalar, dünyadaki toplam jeoter mal uygulamalarla karşılaştır nalı biçim de Tablo 8.1'de gösterilmiştir.

Tablo 7.1- Türkiye'de ve Dünyadaki Jeoter mal Uygulamalar

Türkiye'de ve dünyadaki jeoter mal uygulamalar (1997).		
Uygulama Türü	Türkiye	Dünya
Elektrik Üretimi (Kurulu Güç)	20.4 MW	8 600 MW
Karbondioksit Üretimi	40 000 ton/yıl (Dünyada ilk ve tek)	-
Direkt kullanı m(konut, sera,ter mal tesis ısıtma)	350 MW	
Bal neolojik kullanı m	285 MW	11 300 MW
Toplam	635 MW	

Jeoter mal enerji çevre dostu bir kaynak olarak tanımlanmakla birlikte, akışkanın paslanmaya, çürümeye, kireçlenmeye (kabuklaşmaya) neden olması, içerdiği bor yüzünden atılacağı yüzey sularını kirl etmesi, bünyesinde CO₂, H₂S ve bor gibi maddeler bulunması, uygulamada bazı teknolojik önlemlerin alınmasını gerektirir. Jeoter mal kuyular CO₂ üretimi için bir kaynak olabilir. Geçmişte sorun olan kabuklaşma, akışkana kimyasal inhibitör katılmasıyla çözümlenmiştir. Kullanılan jeoter mal akışkanın çevre sorunu yaratmaması için yer altına geri verme (reenjeksiyon) uygulaması geliştirilmiş ve çeşitli ülkelerde yasal olarak zorunlu duruma getirilmiştir. Yer altına geri verme uygulamasında önemli olan, kuyu parametrelerinin korunmasını sağlamaktır. Bugün Türkiye'de de direkt uygulamaların çoğunda reenjeksiyon yapılır duruma gelmiştir. Ayrıca, kuyu içi

eşanjörlerle ısı nın alınması çevre sorunları oluşumunu ve kuyu i çinde kabuklaşmayı engellemektedir.

7.2.1.1. Jeotermal Isıl Sistemler

Türkiye'de Maden Tetkik ve Arama Enstitüsü 1962 yılında jeotermal enerji arama projelerini başlatmış ve bugüne kadar önemli bir çok saha keşfedilmiştir. Ancak, Türkiye'de bilinen jeotermal alanların % 95'i ısıtmaya uygundur. Saptanan 140 jeotermal sahanın muhtemel rezervuar sıcaklığı ve rezervuar büyüklüğü ile bu sahaların yerleşim yörelerine, kullanım bölgelerine uzaklığı, kullanım bölgelerinin büyüklüğü gibi kriterlere göre yapılan çalışma sonucu, jeotermal merkezi ısıtmaya uygun olabilecek aşağıda sıralanan yerleşim bölgeleri saptanmıştır. Ancak, aşağıda sıralanan bu bölgelerin kesin uygunluğuna, teknik ve ekonomik fizibilite etütleri sonucu karar verilebilecektir.

ACI GÖL	BUHARKENT	EZİNE	KARAHAYIT	SARAYKÖY
AĞRI	BULDAN	ERZURUM	KEMALPAŞA	SARICAKAYA
AHMETLİ	BURSA	GEDİZ	KIZILCAHAMAM	SEBEN
AKYAZI	ÇAN	GERMENCİK	KÖS	SEFERİHSAR
ALANGÜLLÜ	ÇALTI	GÜRE	KOZAKLI	SİVAS
ALİAĞA	ÇERKES	HAVRAN	KURŞUNLU	SORGUN
ARMUTLU	ÇERMİK	HAVZA	KUZULUK	SÖKE
AYAŞ	ÇEŞME	HAYMANA	LAPSEKİ	SULTANHSAR
AYDIN	ÇİFTEHAN	HEYBELİ	NARKÖY	SULUSARAY
AYVACIK	DENİZLİ	HSARALAN	NAZİLLİ	SUSURLUK
BALIKESİR	DİKLİ	ILGIN	PAMUKÇU	SÜLEYMANLI
BALYA	DİYADIN	IIICA	PASINLER	TATVAN
BAYINDIR	EDREMIT	İNCIRLIOVA	REŞADİYE	TURGUTLU
BERGAMA	EMET	İZMİR	SALAVATLI	YALOVA
BİGADİÇ	ESKİŞEHİR	KALKI M	SALIHİ	YENİCE
BOLVADIN	ERCİŞ	KARACASU	SANDIKLI	ZİGA

Jeotermal enerji teriminin kapsamında direkt kullanımda adlandırılan ısıtma, özellikle kent ölçeğine kadar uzanan merkezi ısıtmada önem kazanmaktadır. Bu açıdan ısıtmaya uygun alanlarda kanıtlanmış bulunan potansiyel 2 843 MW olarak bildirilmekle birlikte, bu değer 15 °C baz alınarak belirlendiğinden, konut ısıtmaya uygun gerçek kanıtlanmış potansiyel 2 250 MW kadardır. Bu güç, ısıtmada 350 000 konut eşdeğeri (100 m²/konut) olmaktadır.

Isıl potansiyele hedeflenen 7 500 MW ise 1 200 000 konut eşdeğeri dir. Türkiye'nin brüt jeotermal ısıtma kapasitesini gösteren 31 100 MW güç 5 milyon konut eşdeğeri ne karşılıktır. Bugün için Türkiye'de direkt kullanıma kurulu gücü 350 MW olup, 50 000 konut eşdeğeri dir. Tablo 8.2 de jeotermal suların merkezi ısıtma amaçlı kullanım kapasiteleri, uygulanması yapılan yerler itibari ile gösterilmiştir. Sektörün desteklenerek direkt kullanıma kurulu gücünün hızla artırılması gerekir.

Tablo 7.2- Eki m1998 itibari ile Jeotermal Suların Merkezi Isıtma Amaçlı Kullanımı

Jeotermal ısıtma yapılan yerler	Isıtıl makt a olan mevcut kapasite (konut eşdeğeri)
Gönen (Balı kesir)	3 000
Si mav (Küt ahya)	2 700
Kırşehir	1 800
Kızılcahammam (Ankara)	2 000
Balçova + Narlıdere (İzmir)	6 500
Dokuz Eylül Üniversitesi (İzmir)	3 000
Sarımsaklı (Afyon)	1 000
Balçova Termal Tesisleri ve Balçova Termal Princess Hotel	2 500
Afyon Gıncıoğlu Termal Resort	500
Afyon şehir merkezi	4 000
Ser (200 d) ve kaplıcalar ile 35 adet	
Küçük jeotermal ısıtma sistemleri	22 000
TOPLAM	49 700 Yaklaşık 50 000 (350 MW' er mık)

Türkiye'de jeotermal ısıtmanın yaygınlaşması için teşvikler bulunmakta, il özel idarelerinin ve belediyelerin önderliği, kullanıcıların katılımı ile tesisler gerçekleştirilmektedir. Yapılan uygulamaların çoğunda kullanıcılar gereken yatırımı n % 30-50 sini finanse etmektedirler. Jeotermal enerji ile yapılan merkezi ısıtmada aylık işletme giderleri, doğal gazla ısıtma giderinin dörtte birini aşmaktadır.

Son uygulamalarda sıcak su camel yafı takviyeli plastik (CTP) borularla taşınmakta olup, bu borular fabrikasyon olarak ısı izolasyonlu imal edilebildiğinden $0.2-1^{\circ}\text{C}/\text{km}$ sıcaklık düşmesi ile jeotermal akışkan taşımaktadırlar. Yeni ve yerli teknolojik olanaklarla 500 000 konutun merkezi ısıtılması hedeflenmektedir. Bu hedef 4 000 MW kurulu güç karşılığıdır ve 1.5 milyon ton petrol eşdeğeri enerji kazancı sağlayacaktır.

Türkiye'de jeotermal ısıtma ekonomik olarak direkt yöntemle sağlanabilmektedir. Günümüzün teknolojisinde jeotermal ısı pompaları da vardır. Özellikle ABD'de yaygınlaşmakta olan bu tip uygulamaların gelecek dönemlerde ülkemizde de ele alınması, jeotermal enerji ile hem ısıtma ve hem de soğutma (klimatizasyon) için gerekli görülmektedir.

7.2.1.2 Jeotermal Elektrik Sistemleri

Dünya genelinde kurulu jeotermal elektrik santralleri kapsamında Türkiye, 20.4 MW kurulu güçlü Denizli-Kızıldere Santrali ile 14. sırada bulunmaktadır. Ancak, bu santral 12-15 MW güçle çalıştırılmaktadır. Kızıldere santralının teknolojisi eskidir. Bu santraldan 700 t/h kütleli debi ve 147°C sıcaklıkla çıkan akışkan Menderes Nehri'ne atılmakta ise de Denizli'de kent ısıtması için kullanılabilir ve bu proje bir an önce gerçekleştirilmelidir.

Aydın-Ceremci'de 100 MW gücünde santrali besleyecek potansiyel bulunmaktadır ise de, şimdilik 25 MW gücünde ve 187.3 GWh/yıl üretim kapasitesinde bir santralin kurulması için ön çalışmalar başlatılmıştır. Yap-İşlet-Devret modeli ile gerçekleştirilecek bu santral için sözleşme paraf edilmiş, proje Danıştay onayından geçmiştir. Ceremci'de birinci kuyuda ölçülen en yüksek rezervuar sıcaklığı 231°C dir. Aydın'da otoprodüktör statüsünde olmak üzere 5 MW güçte ve 37.5 GWh/yıl üretim kapasitesinde bir santral kurmak için yapılan müracaat da değerlendirilmektedir.

Aydın-Salavatlı ve Çanakkale-Tuzla'da sırasıyla 171°C ve 173°C sıcaklıklı ve kullanılabilir potansiyeli 50-100 MW arasında olan rezervuarlar bulunmaktadır. Yüksek entalpili sayılan bu dört sahanın dışında, orta entalpili olan Kütahya-Sivri'de ikili çevrim teknolojisiyle elektrik üretimi olanaklıdır. Türkiye'nin kamulanmış jeotermal elektrik potansiyeli 200 MW düzeyinde belirtilmekle birlikte,

gerekli çalışmalarla bunun kısa zamanda 350 MW'e düzeyine çıkarılabileceği kestirilmiştir.

7.2.1.3. Jeotermal Enerji ile İlgili Sorunlar

Türkiye'de jeotermal enerji kullanımı Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlamasına göre 2000 yılında 432 Bep ve 2020 yılında 4 860 Bep olacaktır. Aynı trend 2025 yılına kadar uzatılınca, potansiyel sınırına bağlı olarak yapılabilecek üretim 5 400 Bep'e çıkmaktadır. 2000-2025 döneminde kümülatif toplam olarak 93.4 Mep jeotermal enerji üretilecektir. Bu rapor için yapılan modelleme çalışmasında önerilen trend ise, 2000 yılında yine 432 Bep ile başlamak ve 2025 yılında resmi diziyeye eşdeğer 5 400 Bep'e ulaşmaktadır. Ara değerlerdeki farklılıktan 2000-2025 döneminde üretilecek jeotermal enerjinin kümülatif toplam 95.4 Mep olarak bulunmuşsa da, iki dizi birbiri ile yokumsanacak farkla çakışır durumdadır. Ancak, atılınan bir jeotermal enerji politikası ile bu değerlerin yükseltilmesi olanaklıdır.

Türkiye'de yeteri kadar jeotermal araştırma ve üretim kuyusu açılmamıştır. Türkiye'de toplam 200 kuyu varken, Amerika'da Oregon jeotermal bölgesinde 500 kuyu bulunmaktadır. Mevcut jeotermal kuyuların yetersiz kaldığı bilinci ile daha çok araştırma yapılarak kuyu açılmasına hız verilmiştir. MTA'nın jeotermal program genişletilmesi, il özel idareleri ve belediyeler tarafından finanse edilerek açtırılan kuyulara, kuyu riski sigortası getirilmiştir. Bu uygulama dünyanın pek çok ülkesinde vardır. Örneğin, Fransa'da arama ve kuyu riskini devlet üstlenmektedir. Fransa'da jeotermal kullanımlarda KDV oranı da %6 ya düşürülmüş bulunmaktadır. Türkiye'de de teşvik amacı ile jeotermal uygulamalarda KDV düşüktür.

Türkiye'de jeotermal enerjide yeterli arama ve araştırma yapılması, yasal düzenlenmesi, jeotermal kuyu riskinin devlet tarafından üstlenilmesi, jeotermal kaynak doğal kaynak görülerek özel sektöre kuyu mülkiyeti verilmesi, yeterince finansman ve kredi temin edilemesi, teşvik uygulanması gelişmeleri engellenmektedir. Jeotermal enerjinin gelişimini hızlandıracak yasal düzenlemelerin bir an önce yürürlüğe girmesi gerekir. Bir diğer yeraltı zenginliği olan petrol gibi, jeotermal alanların arama ve işletilmesi de yerli ve yabancı özel sermayeye açılmalıdır.

Türkiye'de ısıtma amaçlı 31 100 MW olan toplam teorik jeotermal potansiyelin kullanılabilir şekilde kesinleştirilmesi koşuluyla, tam değerlendirilmesi için gerekli yatırım tutarı 7.5 milyar ABD \$'ı olarak hesaplanmaktadır. Yine yapılan teorik hesaplamalara göre, bu yatırım karşılığında yılda 1.875 milyar ABD \$'ı ciro, 1.750 milyar ABD \$'ı net yurtiçi katma değer, ve 9 milyar ABD \$'ı petrol ikamesi sağlanabilecektir.

Jeotermal alanların kullanımlarının belirlenerek, entegre tesisler biçiminde planlanmaları ve kullanılmaları teşvik edilmelidir. Bu amaçla, özellikle büyük jeotermal projelerin özel bir statüde denetlenmesine önem verilmelidir. Türkiye'de yüksek entalpili jeotermal kaynaklar az olduğundan, bunlardan yapılacak elektrik üretimine, merkezi ısıtma, sanayiye proses ısısı sağlama, sera ısıtma gibi uygulamalar da eklenmelidir. Orta entalpili jeotermal kaynaklardan da elektrik üretimi sağlayabilmek için ikili çevrim teknolojileri üzerinde durulmalıdır.

7.2.2. Güneş Enerjisi

Türkiye güneş kuşağı içerisinde bulunan bir ülke olarak, gelişen güneş enerjisi teknolojisine koşut biçimde bu enerjinin kullanımını geliştirmelidir. Ülkemizde güneş enerjisi bugünkü yerli teknolojik koşullarda olması gereken düzeyde kullanılmaktadır. Oysa, Türkiye'de coğrafi bölgelere göre önemli güneş enerjisi potansiyeli bulunmakta olup, bu potansiyel bölgeleri karakterize eden il değerleri ile Tablo 7.3'de verilmiştir.

Tablo 7.3- Türkiye’de Bölgelere Göre Güneş Enerjisi Potansiyeli

	Radyasyon Enerjisi			Güneşlenme Periyodu		
BÖLGE	Yıllık Ort. kWh/ m ² . yıl	Ma ks. kWh/ m ² . yıl	M n. kWh/ m ² . yıl	Yıllık Ort. h/ yıl	Ma ks. h/ ay	M n. h/ ay
Güney Doğu Anadolu	1491.2	188.1	49.6	3016	407	126
Diyarbakır	1447.6	200.8	51.1	2946	388	110
Akdeniz	1452.7	176.6	48.9	2923	360	101
Antalya	1378.2	180	44.2	3062	385	139
İç Anadolu	1432.6	176.6	42.2	2712	381	98
Ankara	1491.8	204.2	42.6	2661	380	80
Ege	1406.6	168.7	40.9	2726	371	96
Bornova-İzmir	1229.9	163.5	37.5	2770	386	108
Doğu Anadolu	1398.4	182.8	48.6	2693	373	165
Erzurum	1298.8	167.9	48.1	2617	353	100
Mar mara	1144.2	166.9	33.4	2528	351	87
Florya-İstanbul	1328.3	185.5	38.7	2369	357	76
Karadeniz	1086.3	141.7	34	1966	273	82
Trabzon	1008.6	144.3	35.5	1672	201	96

Türkiye’de bugün güneşli su ısıtıcı kolektörlerle çekilene enerji 120 Bep/ yıl düzeyinde olmakla birlikte, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı raporlarında 1996 ve 1997 için 80 Bep/ yıl olarak bildirilmektedir. Bakanlığın planına çalışması na göre, ısıtıcı uygulamalara dayalı biçimde güneş enerjisi kullanımı 2000 yılında 121 Bep ve 2020 yılında 745 Bep olacaktır. Trend 2025 yılına kadar uzatıldığında 932 Bep’e çıkmaktadır. Bu trend ile 2000-2020 döneminde güneşten çekilecek enerji

kümülatif toplam olarak 11.9 Mtep olsa da, söz konusu planlama güneş enerjisinin kullanılmasını deñektir.

Güneş enerjisi yine ısı uygulamalara dayalı olarak ve teşvik edilerek, ekonomik parametrelere uygun biçimde çok daha fazla kullanılabilir. Bu rapor kapsamında yapılan ESMEOM model çalışmasına dayalı planlamaya göre; 2000 yılında 287 Btep, 2005 yılında 716 Btep, 2010 yılında 1 458 Btep, 2015 yılında 2 514 Btep, 2020 yılında 3 882 Btep, 2023 yılında 4 854 Btep ve 2025 yılında 5 564 Btep güneş enerjisi üretimi öngörülmüştür. Önerilen bu trendin 2000-2025 dönemi kümülatif toplam 59.8 Mtep dir.

Güneş enerjisinin kullanımları çok çeşitli olup, amaca göre değişmektedir. Bu enerjinin kullanımları şöyle sıralanabilir:

- * Konutlarda ve ticaret hanelerde ısı ve elektriğe dayalı bir bölüm enerji isteminin karşılanması.
- * Sanayi enerji isteminin bir bölümünün ısı ve elektriğin birlikte üretimine dayalı entegre güneş enerjisi teknolojisiyle karşılanması.
- * Kırsal kesimde ve tarımsal teknoloji de enerji isteminin olabildiğince karşılanması.
- * İletişim araçlarında (radyo, TV, telefon), sinyalizasyon ve otomasyonda bir bölüm enerji isteminin karşılanması.
- * Gündüz ve gece aydınlatmasında güneş enerjisinin kullanılması.
- * Güneş santralleri ile elektrik üretilmesi.
- * Bazı taşıma ve ulaştırma araçlarında çalıştırıcı enerji olarak kullanılması.
- * Askeri ve uzay uygulamaları gibi özel amaçlarla güneş enerjisinin kullanılması.

Güneş enerjisinin kullanılabilmesi için öncelikle toplanması gerekir. Bu toplam işlemi ısı ve elektriksel olmak üzere iki farklı yöntemle yapılmaktadır. Basitlik ve ucuzluk gibi nedenlerle ısı toplama yöntemi daha çok tercih olunur.

Isı güneş kolektörleri; düz yüzeyli ve yoğunlaştırmasız, odaklı ve yoğunlaştırmalı, güneş havuzları olmak üzere üç değişik tipe ayrılmaktadır. Düz yüzeyli kolektörler 100 °C'yi aşmayan uygulamalarda kullanılırken, odaklı kolektörlerle 3 000 °C düzeyinde uygulamalar yapılabilir. Güneş havuzları ise düşük sıcaklıklarda büyük miktarda ısı toplamaya yarar. En yaygın kullanımları bulan düz yüzeyli yoğunlaştırmassız kolektörlerdir. Toplanan ısı enerjisi bir akışkana aktararak kullanımlarına ya da fiziksel depolama ortamına taşınır.

Elektriksel güneş kolektörleri güneş pilleri olup, yarı iletken di yod yapısındaki bu piller güneş ışığ nı, fotonlarından yararlanarak fotoelektrik (PV) olay gereğince direkt elektrik enerjisine çevirirler. Değışik yarı iletken malzemeler güneş pili yap mnda kullanılmaktadır. Ancak, silisyum kullanılan en yaygın malzeme durumundadır. Kristal silisyum, galyumarsenit, amorf silisyum, kadmiyumtellurid, bakırindi yumdiselenid başlıca malzemelerdir. Güneş pili üretimi yüksek elektronik teknoloji gerektirmektedir.

Türkiye'de güneş enerjisinin tüm kullanım alanları ile yaygınlaştırılması gerekmektedir. Ancak, ısııl uygulamaların ağırlığı olmak zorundadır. Güneş enerjisinin uygulama alanları; kullanımsuyuısıtma, yüzme havuzuısıtma, kaynatma ve pişirme, bitkisel ürünlerin kurutulması, su distilasyonu, yapıların pasif olarak ısıtılması ve iklimlendirilmesi, yapılarda aktifısıtma ve iklimlendirme, sanayi proses ısıısı üretilmesi, termodinamik çevrimli veya elektriksel çevrimli olarak sulama suyu pompajı, toplu yerleşim ünitelerinde entegre sistemlerle ısı ve elektriğ n birlikte üretilmesi, otoproduktör veya şebeke bağlantılı elektrik üretilmesi, fotokimyasal ve fotosentetik çevrimler gerçekleştirme gibi çok geniş bir tayf içinde sıralanmaktadır.

7.2.2.1. Güneş Isıl Sistemler

Güneş ısııl sistemlerinin düşük ve yüksek sıcaklık uygulamaları vardır. Düşük sıcaklık uygulamaları yapıların ısıtılmasını, konut, sanayi ve tarımda çeşitli ısı gereksinimlerinin karşılanmasını kapsarken, yüksek sıcaklık uygulamaları buhar üretiminden maden ergitmeye kadar uzanmaktadır. Isıl uygulamalar içinde su ısıtıcılar, yapıların ısıtılması ve soğutucular önemlidir. Güneş enerjisinin diğ er ısııl uygulamaları kurutma, acı ve tuzlusular n distilasyonu, sıcak hava motorları ile diğ er termodinamik ısııl çevrimler olup, tarımda ve çeşitli sanayi kesimlerinde bu uygulamalardan yararlanılabilir.

Güneş ısııl sistemlerinin başında güneşli su ısıtıcılar gelmektedir. Türkiye'de gelişme gösteren ve yurt dışına ihracat yapabilen güneşli su ısıtıcı sektörü bulunmaktadır. Bu sektörde düz yüzeyli klasik kolektör üreten dört büyük kuruluşun yanı sıra, yüzü aşkın orta ve küçük sanayi işletmesi vardır. Sektörde yaklaşık 2000 kişi istihdam edilmektedir. Türkiye'nin toplam kolektör üretim kapasitesi 400 000 m²/yıl düzeyinde olup, talep karşısında 500 000 m²/yıl düzeyine çıkılabileceğ i sanılmaktadır. Yapılan üretimin yaklaşık % 20-25 kadarı ihraç olunmaktadır.

Türkiye'de halen 3 000 000 m² kurulu kolektör alanı ile güneşli su ısıtıcılar dan 120 Bt ep enerji kazanılmaktadır. Bunun ilk etapta 500 Bt ep'e çıkarılması için kurulu kolektör alanının 12 500 000 m² düzeyine yükseltilmesi gerekmektedir. Bu açıdan bakılınca bu sektörün büyütilmesi ve üretim kapasitesinin artırılması gerekmektedir. Ülkemizde hemen başlatılması gereken bir diğer ısıtma uygulaması yapıların güneş enerjisi ile ısıtılmasıdır. Yapıların güneşle ısıtılması, pasif yöntemle veya aktif yöntemle gerçekleştirilmektedir. Ancak, öncelikle yerleşim alanlarının ve yapıların güneş mîmarisine uygun tasarlanmaları gerekir. Yerleşim alanları her yapının güneş hakkı gözetilerek, güneş enerjisi alabilecek şekilde düzenlenmelidir. Yapı bazında güneş mîmarisi, binaların güneşten ısı kazancısının kışın maksimumu, yazın minimumu ve iç mekanlarının her mevsimde ısıtılma kapasitesinin optimize edilmesi amaçlar. Ancak, Türkiye'de bu alanda güneş kuşağı dışında kalan bazı ülkeler kadar ilerleme kaydedilmediği görülmektedir.

Pasif sistemle yapı ısıtmada çeşitli mimari özelliklerden ve inşaat bileşenlerinden yararlanarak hacim ısıtması yapılır. Burada güneş kolektörü yapının ayrılmaz parçası olur. Güneşten kazanılan enerji havaya transfer olunarak, doğal ya da zorlanmış konveksiyon akımıyla yapıya dağıtılır. Aktif ısıtmada kolektör, akışkan taşıyıcı hatlar, akışkan sirkülasyon sistemi, ısı eşanjörleri, ısı deposu, ısıtıcı elemanlar, klima amaçlı ise ısı pompası, kontrol ünitesi gibi ısıtma donanımları yer almaktadır. Aktif sistemin pahalı oluşuna karşın, pasif sistem ucuz ve kolay uygulanabilir yapıdadır. Aktif ya da pasif bir güneşli ısıtma sistemi, yapının ısı gereksiniminin %50 den fazlasını güneşten sağlayabilmektedir.

Güneş ısı uygulamalarının bir başkası da güneşli soğutuculardır. Soğutma, Türkiye'de uygulanması gereken güneş enerjisi teknolojilerindendir. Genel enerji tüketiminin küçülmesine giden bir bölümü soğuk üretimine girmektedir. Sıcak iklim bölgelerinde elektrik tüketimi içerisinde soğutma uygulamalarının payı %40'lara ulaşabilmektedir. Buhar kompresyonlu, buhar sorpsiyonlu ve buhar-jet güneşli soğutma sistemleri ticari uygulama alanında yer almaktadır.

7.2.2.2 Güneş Elektrik Sistemleri

Güneş enerjisinden elektrik üretimi direkt ve indirekt iki yöntemle yapılabilir. Direkt yöntemde fotovoltaik termoelektrik ve termiyonik çevirciler yer alır. Büyük çapta elektrik üretimi için bunlardan yalnızca fotovoltaik (PV) sistemler

kullanılabilir. Ancak, PV sistemi için büyük olan güç, günümüz elektrik santrallerinin gücü yanında küçük kalmaktadır. İndirekt yöntem ise güneş termik elektrik üretimidir. Bugün elektrik santralleri ile kıyaslanınca orta ve büyük güçlü güneş termik elektrik santrallerinin kurulabileceği görülmüştür. Güneşten PV sistemlerle elektrik üretimi 1954 yılında gerçekleştirilmiş olmasına karşın ilk güneş termik elektrik santralleri 1970lerin sonunda kurulmuştur.

Güneş fotovoltaik

Güneş fotovoltaik sistemler şebekeden bağımsız ve şebeke bağlantılı olmak üzere ikiye ayrılır. Şebeke bağlantılı sistemler dağıtık PV güç sistemleri olabileceği gibi, PV santralleri biçiminde de olmaktadır.

Şebekeden bağımsız olanlar, belli bir birimin elektrik gereksinimini sağlayan güneş pili veya PV modüllerine dayanır. Güneş pili bataryası da denilen bu modüllerden üretilen DC elektrik akımı ile tüketici beslenir. Sistemde akü ünitesi bulunur. Beslenen özel bir makina-tesis olabileceği gibi, bir yapı da olabilir. Yapıların çatılarına modüllerin yerleştirilmesi, kiremitlere entegre yapılabilir. Şebekeden bağımsız bu sistemlerin güçleri birkaç Wp'dan 25 kWp'a kadar uzanmaktadır. Ticari güneş pili ve modüllerin verimi en çok %15 kadardır. Böylece, Türkiye koşullarında 1 m² alandan üretilecek elektrik gücü öğle saatlerinde 125 Wp olup, 1 kWp fotovoltaik güç için gerekli alan 8 m² dir. Fotovoltaik sistemde sürekliliğin sağlanması ve enerji arz-talep dengesinin oluşturulabilmesi için bir depolama ünitesi (akü grubu) yerine gerektiğinde devreye girecek yedek kaynak daha iyi olmaktadır. Yedek kaynak mevcut elektrik şebekesi olduğunda yatırımı en alt düzeye inmektedir. Güneş pilleri ile oluşturulan şebekeye bağlı dağıtık PV güç sistemleri, yapılar için oluşturulmuş sistemlere dayanır.

Bu sistemler akım ve gerilim isteklerine bağlı olarak düzenlenmiş PV modüller, DC/AC dönüşümü sağlayan invertör ile değişik yük ve ışıma koşullarına uyum sağlamak için elektronik kontrol alt sisteminden oluşur. Şebekeden çekilen ve şebekeye verilen elektrik enerjisi iki sayaç ile ayrı ayrı belirlenir. PV sistemde doğabilecek arızaların şebekenin öteki abonelerini etkilememesi için, gerilim/frekans değerlerinin bozulması durumunda sistemi izole eden emiyet ve kontrol cihazları gerekmektedir. Bu tür sistemler 1-50 kWp arasında güce sahiptirler.

Şebeke bağlantılı PV sistemlerinin en gelişmiş PV elektrik santralleridir. 100 kWp - 10 MWp arasında çeşitli PV santralleri kurulmuştur. Ancak, bu santrallerin kuruluş ve birim enerji maliyetleri yüksek olduğu için denemeler dışında fazla gelişmedikleri görülmüştür. PV sistemlerinin uygulanabildiği alan, daha çok şebekenin ulaşamadığı yerlerle sınırlanmaktadır.

PV güç sistemlerinin maliyetleri; sistemin büyüklüğüne, verimine ve kalitesine, sistemin şebekeye bağlı ya da bağımsız oluşuna, ülkelere göre geniş bir açıklıkta değişmekte ve 4 100 ABD \$/kW'dan başlayıp 10 000 ABD \$/kW'a çıkabilmektedir. Çoğunlukla 5 000-6 000 ABD \$/kW sistem fiyatı egemendir. Genel birim enerji maliyetleri de 15 cent/kWh düzeyini aşkın olmakla birlikte, Avrupa Birliği tarafından geliştirilmiş projelerde 50 MW'lık santrallerle bu maliyetin 8.5 cent/kWh düzeyine çekileceği belirtilmektedir. Bu amaçla, şimdilik 5 MW'lık kuruluş güçlü bir santral Girit adasında inşa edilmekte olup, 2003 yılında gücünün 50 MW'ya çıkarılması planlanmıştır.

PV üreticilerinin Türkiye'de de çok sınırlı biçimde kullanıldığı görülmektedir. Ancak, pilot uygulamalarla yaygınlaştırılmalarına çalışılmalıdır. Şebeke bağlantılı dağıtık PV güç sistemlerinin kullanılabilirliği için gerekli mevzuat düzenlemeleri yapılmalıdır. Ayrıca, 1 MW'dan küçük olmayacak pilot PV santrali kurulmalı, PV santralleri kuruluş gücünün 2005 yılında 25 MW, 2010 yılında 200 MW ve 2020 yılında da 1 000 MW olması hedeflenmelidir. Bu uygulamaların özel sektör eliyle başlatılması benimsenerek, devlet teşvikleri verilmelidir. PV modüllerin yerli elektronik endüstrisinde üretilmesi konusu üzerinde de durulmalıdır.

Güneş termik

Güneş termik elektrik santrallerinde; güneş enerjisi ile elde olunan buhar gücünden, klasik termik santrallerde olduğu gibi türbin-jeneratör ünitesi ile elektrik üretilmektedir. Bu santraller kolektörlerine göre gruplandırılır. Güneş termik elektrik santralleri heliostat tarlalı ve merkezi güç kuleli, parabolik oluk tipi odaklı kolektör tarlalı ve dağıtık parabolik çanak tipi kolektör tarlalı olabilir. Özellikle ilk iki tipin büyük çapta elektrik üretimine uygun olduğu görülmüştür.

Güneşten elektrik üretiminde atılım termik üretimle sağlanmıştır. 1975-1985 yılları arasında güçleri 1-10 MW olan değişik güneş termik santralleri kurularak denenmiştir. 1985 yılında ise Amerika'da Güneş Elektrik Üretim Sistemleri (SEGS)

Projesi kapsamında Luz Şirketi tarafından California'da 13.8 MW gücündeki birinci ünitesi ile güneş-doğal gaz hibrid termik santralı kurulmuştur. Luz santralına teknolojik gelişmelerle sürekli yeni üniteler eklenmiş ve 1991 yılında 9. ünitesi ile gücü 354 MW'a yükseltilmiştir. T.C. Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu Başkanlığı için 1998 yılında hazırlanan raporda, 18 ünite ile gücünün 674 MW olduğu belirtilmekte ise de, bu bilgi yabancı literatürlerce doğrulanmamakta, firmanın iflas ederek santralı devrettiği söylenmektedir. Luz santralındaki her bir ünitenin güneş tarlasında uzunlamasına parabolik modüler güneş kolektörleri yer almaktadır. Güneş tarlalarının çalışma sıcaklıkları 580-670 K arasında olup, büyüklükleri 2 400-6 300 m²/ MW arasında değişmektedir.

Luz güneş-doğal gaz hibrid termik santralı üretimini toplam enerji girdisinde doğal gazın payı % 25-30 arasında değişmektedir. Güneşle üretilen buharın kızdırılması için doğal gaz kullanılmaktadır. Amerika'da bu tür santrallardan elde olunacak elektrik enerjisinin % 75'inin güneş kökenli olması zorunluluğu getirilmiştir. Bu zorunluluk santralin işletmeciliğinde zorlama oluşturmuştur. Oysa, santral % 50 güneş ve % 50 doğal gaz girdisi ile çalışma yapabilecek biçimde inşa edilmiştir ve bu oranlarla çalışması da kazançlı görülmektedir. Luz santralında verim her ünite için değişik olup, % 29.4 - 37.6 arasında değişmektedir. Yalnız doğal gaz girdisi koşulundaki verim ise % 37.3-39.5 sınırlarındadır. Luz santralı yılda 4 500 h çalışmaya uygun olmakla birlikte, fiili çalışma süresi 3 000-3 500 h arasında kalmaktadır.

Değişik tip güneş termik santrallarının maliyetleri 1 800-4 000 ABD \$/kW arasında bulunmaktadır. Güneş-doğal gaz hibrid santralının ilk örneği olan Luz santralında maliyet, ilk ünitelerde 2 850 - 3 000 ABD \$/kW iken, bugün 160-200 MW'lık ünitelerle 1 800 - 2 000 ABD \$/kW düzeyine çekilebileceği belirtilmektedir. İlk güneş termik santrallarının enerji maliyeti 20 cent/kWh'ı aşkın olurken, Luz tipi hibrid termik santralları için bugün hesaplanan maliyet 5-7 cent/kWh kadardır. Doğal gaz girdisinin % 50 oranında tutulması koşulunda maliyet daha da düşebilecektir. Türkiye'de güneş-doğal gaz hibrid termik santral teknolojisiinden yararlanılması mutlaka gerekir. Türkiye'nin birinci güneş-doğal gaz hibrid termik santralı 2005-2010 arasında 250-500 MW güçle kurulmalıdır. Bu teknolojinin de özel sektör eliyle ülkeye girmesine olanak tanımalı, bu amaçla özel devlet teşvikleri uygulanmalıdır.

2020 yılında güneş-doğal gaz hibrid termik santralleri kurulu gücünün 4 000-5 000 MW'a çıkarılması planlanmalıdır.

7.2.2.3 Güneş Enerjisi ile İlgili Sorunlar

Bugün için Türkiye'de hiçbir teşvik görmeden serbest piyasa kuralları içerisinde doğmuş güneş enerjisi sanayi, yine teşvik görmeksizin ortaya çıkmış güneş enerjisi kullanıcıları vardır. Bu spontane oluşum güneş enerjisinin sınırlı biçimde de olsa kamuoyunun bir bölümüne tanınmasına ve sınırlı bir pazarın oluşmasına dayanmaktadır.

Güneş enerjisi sanayi kapsamında birkaç büyük firma ile yüzlerce küçük firma yer almaktadır. Büyük firmaların yurt dışına kolektör ihracatları vardır. Küçük firmaların korsan imalatları kalitesiz bulunmakta ve haksız rekabet yaratmakta, tüketicinin zarar görmesine neden olmaktadır. Kaliteli üretimin maliyeti yükselmekte, buna karşın alıcısı azalmaktadır. Bu çıkmazın aşılması için KDV indirimi, tüketici kredisi uygulaması, gerek üretici ve gerekse toptan tüketici için vergi kolaylıkları sağlanması teşvik unsuru olacaktır.

Türkiye'de düz yüzeyli güneş kolektörleri ve güneşli su ısıtma sistemlerine ilişkin standartlar bulunmakla birlikte, uygulaması zorunlu değildir. Kalı ki, söz konusu standartlar ihtiyacı tam karşılamaktan uzaktır. Dışarıya ihraç açısından yabancı alıcılar, Türk Standartına uygun kolektörleri almakta, standart dışı özel üretim istemektedirler. Çünkü, mevcut standartlar hızla gelişen teknolojinin gerisinde kalmıştır. Bu nedenle, güneş enerjisi uygulamaları ile ilgili standartlar gözden geçirilmeli ve ihtiyaç duyulan alanlarda yenileri hazırlanmalıdır. Hazırlanacak standartların uygulanmasına özen gösterilmeli, mecburi standart biçimine sokularak, küçük firmaların kalitesiz korsan imalatları da önlenmelidir.

Güneş enerjisinin geniş kitlelere planlı biçimde tanıtılması, bu enerjiye olan talebin artırılması gerekmektedir. Ülkemizde güneş enerjisi yalnız su ısıtıcılarla kullanılmaktadır. Diğer kullanım alanlarının ortaya çıkması için demonstrasyon çalışmaları yapılmalıdır. Güneşle pasif ve/veya aktif biçimde ısıtılan kamu binaları inşa edilmeli ve giderek yaygınlaştırılmalıdır. Güneşli yüksek sıcaklık uygulamaları, soğutma tekniği, PV düzeneklerle elektrik üretimi halka gösterilmelidir. Yabancı ülkelerde yapılan benzer uygulamalar TV programlarında yer almalıdır. Teknoloji geliştirme yönelik Ar-Ge çalışmaları da desteklenmelidir.

Hibrid güneş termik elektrik santralleri (güneş+doğal gaz ya da herhangi bir fosil yakıt) uzun dönem elektrik planlaması içerisine alınmalıdır. Yerli ve yabancı özel sermaye işbirliği ile teknoloji transferini de içeren biçimde kurulmalarını sağlamak amacıyla, bir dizi mali teşvik önlemleri ortaya konulmalıdır. Bu santrallerin toplam enerji girişi içinde güneş girişi ninen az %35 düzeyinde olması teşvikleri için yeter sayılmalıdır.

Türkiye'de güneş enerjisi uygulamalarının yaygınlaştırılıp geliştirilmesi, gerekli kurumsal alt yapı oluşturulması, güneş enerjisi ile ilgili sanayiye ve/veya tüketicilere teşvik uygulanması için yasal düzenleme zorunludur. Bu arada yapı ısıtımaya büyük katkı sağlayacak pasif yöntemlerden yararlanmayı hedefleyen güneş mimarisi uygulamalarının gelişebilmesi için "güneşten yararlanma hakkı" ilkesi kapsamında, yeni bir mevzuat oluşturulması gerekmektedir. Yeni yerleşim bölgelerindeki kent ve konut planlamasında güneş enerjisinden yararlanmayı sağlayacak yasal düzenlemeler yapılmalıdır. Toplu konut idaresi ve belediyelerce yapılan inşaatlarda, güneş enerjisi uygulamaları teşvik edilmelidir. Güneş mimarisine göre inşa edilen pasif ve/veya aktif sistemli binalara batı ülkelerinde olduğu gibi vergi indirim getirilmiştir.

7.2.3 Rüzgar Enerjisi

Rüzgardan sağlanacak güç rüzgar hızının kübü ve kullanılacak rüzgar türbininin rotor süpürme alanı ile doğru orantılıdır. Önemli faktör olan rüzgarın hızı, yerden yükseldikçe logaritmik artış göstermektedir. Bir yörede kurulacak rüzgar santralından elde olunabilecek güç, yalnızca kullanılan makina sayısı ve makina büyüklüğü ile sınırlanmakta, doğal karakteri ile sınırsız bulunmaktadır. Aynı yerde isteğe bağlı olarak 1 MW'lık rüzgar santrali de, 100 MW'lık ve/veya daha büyük rüzgar santrali de kurulabilir.

Rüzgar değişimlerinin kullanılışı milattan öncesine uzanmakta ise de rüzgardan elektrik üretimi 100 yıl önce başlamıştır. 1950 yılı öncesinde daha çok 20-100 kW'lık makineler üzerinde durulmuş olmakla birlikte, 1.250 kW'lık türbin de yapılmıştır. 1974-1978 Yapay Petrol Krizleri dönemine kadar 100 ve 800 kW'lık rüzgar türbinleri üzerinde durulduğu görülmektedir. 1980'li yıllarda yeni teknoloji ve malzemelerle yeniden geliştirilerek dizayn edilen ve maliyetleri düşürülen rüzgar türbinleri, rüzgar elektriği için yeni çağ açmıştır.

Son onbeş yıldır Amerika'da yeni bir rüzgar endüstrisi yaratılmıştır. 1982-1992 yılları arasında California'da yaklaşık 15 000 rüzgar türbini kurulmuştur. 370 MW güçlü Kenetech Rüzgar Çiftliği, dünyanın en büyük rüzgar santralidir. 8160 ha alan kaplayan bu çiftlikte 100 kW'lık 3500 adet ve 300-400 kW'lık 40 adet türbin bulunmaktadır. Ancak, kısa zamanda bu türbinlerden daha modernleri geliştirilmiştir. Avrupa rüzgar sanayinin gelişmesinde Uluslararası Enerji Ajansı çalışmalarının büyük katkısı vardır. Rüzgar teknolojisi hızla gelişmektedir. Öyle ki, 1995 yılında yeni türbinler 600 kW gücüne, bugün yeni geliştirilen türbinlerin gücü 2 MW'dır. Almanya son iki yılda yaptığı atakla 1998 ortasında rüzgar kurulu gücünü 2 200 MW'a çıkararak, kurulu gücü 1800 MW'ı bulan ABD'yi geçmiş ve birinciliği elde etmiştir.

Dünyada rüzgar santrallerinin kurulu gücü hızlı artış göstermektedir. 1990 yılında dünyanın kurulu rüzgar gücü 2 160 MW'iken, 1994 yılında 3 738 MW'a, 1995 yılında 4 843 MW'a, 1996 yılında 6 097 MW'a ve 1997 yılında da 7 000 MW'a çıkmıştır. 1998 yıl ortası itibarı ile 7 500 MW'a ulaştığı söylenmektedir. Kurulu gücün %60'ı Avrupa, %25'i Amerika'dadır.

Avrupa'da en büyük kurulu güç Almanya'da olup, onu Danimarka, Hollanda, İngiltere, İspanya, İsveç, İtalya ve Yunanistan izlemektedir. Asya'da Hindistan ve Çin rüzgar santrallerine önem vermektedir. 2000 yılı için dünyanın kurulu güç hedefi 14 000 MW kadardır. Avrupa Birliği 2005 yılında, Avrupa'daki kurulu gücü 11 500 MW'a çıkarmayı kararlaştırmıştır. Avrupa'nın 2010 yılı için hedefi 25 000 MW ve 2030 yılı hedefi ise 100 000 MW'dır.

Günümüzde rüzgardan elektrik üretimi için büyük güçlü türbinlerle kurulan rüzgar santrallerinin (rüzgar çiftliklerinin) yanında, küçük güçlü türbinler olan rüzgar jeneratörleri de kullanılmaktadır. Uygulamada bunlar şebekeden bağımsız çalıştırılan rüzgar jeneratörleri ve şebeke bağlantılı rüzgar santralleri olarak ayrılmaktadır. Rüzgar enerjisi bakımından deniz alanları karalara göre daha büyük zenginlik gösterdiği için denizlerde de denizüstü (off-shore) tip rüzgar santrallerinin kurulmasına başlanmıştır. Birinci etapta kıydan uzaklığı 10 km'yi ve derinliği 10 m'yi geçmeyen alanlar hedeflenmiştir. İlk denizüstü rüzgar çiftliği 5 MW güçle Danimarka'da Lolland adası yakınında kurulan Vindby rüzgar çiftliğidir. Diğer ülkeler (İngiltere, İsveç) ile birlikte Avrupa'da şu anda 12 MW'lık denizüstü rüzgar santrali çalışır durumdadır. Avrupa'da denizüstü kurulu gücün kısa zamanda

180 MW'a çıkarılması planlanmıştır. 2030 yılında Avrupa'da 100 000 MW'a çıkması hedeflenen rüzgar kurulu gücünün denizüstü payının % 25'den az olmayacağı beklenmektedir.

Rüzgar enerjisindeki hızlı gelişimin önemli nedeni, bu kaynağın çevre dostu temiz kaynak oluşudur. Rüzgar türbinlerinin teknolojisi geliştirildiğinden, gerek kurulumlarında ve gerekse işletilmelerinde kaza olasılığı yok denecek düzeye indirilmiştir. Kompozit malzemeden yapılmış kanatlarda kırılma olmamaktadır. Rüzgar santralleri savlanıldığı gibi kuş ölümlerine de neden olmamakta, kuşların türbinlerin kanadına çarpma olasılığı milyonda birden az bulunmaktadır. Türbinden 100 m uzaklıkta duyulan ses 60 dB düzeyinde olup, otodiğinde duyulan sesten azdır. 400 m uzaklıkta ise 37 dB ile gece sessizliğine ulaşmaktadır. Rüzgar enerjisinin CO₂, SO_x ve NO_x gibi sera gazları emisyonu olmaması da en büyük avantajıdır.

7.2.3.1. Şebekeden Bağımsız Rüzgar Elektrik Sistemleri

Şebekeden bağımsız rüzgar elektrik sistemleri birkaç kW ile 100 kW arasında kullanılmakla birlikte, çoğunlukla 30 kW'a aşmamaktadır. Bu tür rüzgar jeneratörleri üç palli bir çark, transmisyon sistemi, DC jeneratör, yönlütici kuyruk ve fren sisteminden oluşur. Makina daha çok direk tipi pilon üzerine yerleştirilir. Elde olunan DC elektrik akü ile depolanabilir.

Şebekeden bağımsız büyük güçlü (10-100 kW) sistemler, yedek enerji kaynağı olarak diesel jeneratörlerle paralel çalıştırılmaktadır. Böyle bir sistemde diesel jeneratörün rüzgardan yararlanarak % 40-50 yakıt tasarrufu sağlanması amaçlanmaktadır. Rüzgar-Diesel sistemlerde DC/AC invertör kullanılarak tüketici AC ile beslenmektedir.

Türkiye'de özellikle 10 kW'dan küçük güçlerde rüzgar+güneş PV elektrik sistemlerine bir talep olduğu ve bu tür sistemlerin piyasaya çıkarıldığı da görülmektedir. Bu sistemler DC karakterli ve akülüdürler. Ancak, pahalı olmaları yaygınlaşmalarını engellemektedir. Uzunlatıcı önlemler alınmalıdır.

7.2.3.2. Şebeke Bağlantılı Rüzgar Elektrik Sistemleri

Rüzgar santralının ana yapı elemanı türbini dir. Günümüz rüzgar türbinleri geliştirilmiş rüzgar enerjisi çevrim sistemleri (WECS) olarak tanımlanır. Rüzgar

santrallerinde kullanılan türbinlerin he men tümü yatay eksenli propeller türbinlerdir. Rotor kanat sayıları bir ile üç arasında değişmektedir. Kanatlar kompozite malzemeneden yapılır. Çoğunlukla up- wind (üst rüzgarlı-rüzgarın kuleden önce rotora çarptığı) tiptürbinler kullanılır.

Türbin rotor çapları 18- 70 m rotor süpürme alanları 255- 3 850 m², rotor dönme hızları 28- 60 rpm arasındadır. Kule yükseklikleri 75 m ye dek uzanabilmektedir. Çalışmaya başlama için hub (rotor göbeği) yüksekliğinde gerekli rüzgar hızı 3-4 m/s olup, nominal güç üretimi koşulu için 11-14 m/s rüzgar hızı gerekmektedir. Türbinler; mikroişlemcili logic kontrol-kumanda sistemli, stall güç ayarlı ve disk frenlidir. Senkron veya asenkron jeneratörlü olmaktadırlar. Transmisyon sistemi bulunmayan değişken hızlı senkron jeneratörlü tipleri de vardır. Rotor kütleleri 3-26 t, tüm donanım ile gövde (tekne) kütleleri 10-56 t, kule kütleleri 12-88 t arasında değişmektedir.

Bugün rüzgar santralleri tektürbinli olarak değil, genellikle birden çok türbini içeren ve şebeke ile bağlantılı rüzgar çiftlikleri biçiminde kurulmaktadır. Büyük denilen türbinlerin güçleri 1990 yılında 100-250 kW iken, günümüzde 450- 2 000 kW arasında bulunmaktadır. Bugünkü uygulamada daha çok 400- 1 500 kW lı türbinler kullanılmaktadır. Ancak, 2 MW lı türbinler de vardır. Bununla beraber uzunca bir dönem 600 kW 1 MW lı türbinlerin başat olmaları beklenmektedir. Rüzgar santralleri teknolojisinin geleceğine ilişkin tahminlerde, 3 MW lı türbinlerin önümüzdeki 25 yıl içinde ticari olarak uygulamaya konulabileceği yönündedir. Şebeke bağlantılı rüzgar santralleri genellikle elektrik iletim hatlarına yakın yörelerde kurulmakta, ya da oraya iletim hattı ulaştırılmaktadır. Ayrıca, yöredeki trafo kapasitesinin santrale uygun olması gerekmektedir.

Teknolojik gelişme rüzgar türbinlerinin ünite güçleri artırılırken, son beş yıl içerisinde fiyatları düşürülmüştür. Karada kurulan türbinlerin birim fiyatları 1600 - 1 800 \$/kW a kadar çıkabilmekte ise de, ABD iç piyasasında 750 \$/kW düzeyine inildiği belirtilmektedir. Dünya genelinde türbin pazarı 2000 MW yıl düzeyine ulaştığında, birim kurulu güç maliyetinin 750 \$/kW değerinin altına çekilebileceği tahmin edilmektedir.

Rüzgardan üretilen elektriğin birim maliyeti ülkelere göre farklılık göstermektedir. 1981 yılında bu maliyet dünya genelinde 25-30 cent/kWh iken, bugün 10 cent/kWh in altındadır. 1996 yılı verileri ile Amerika'da 3.9 cent/kWh, Almanya'da

10 cent/kWh olup, 1997 yılı verileri ile Almanya'da 5.6 cent/kWh, İngiltere'de 5.7 cent/kWh kadardır. Rüzgar enerjisinin teşvik edilmesi için Almanya'da, üretilecek elektriğin tamamının son tüketiciye uygulanan fiyatın %90'ı ile alınma garantisi yasal (Energieinspeise-Gesetz) olarak verilmiştir. Rüzgar kurulu gücünün geliştiği diğer ülkelerde de benzer uygulamalar vardır.

7.2.3.3. Türkiye Rüzgar Santralleri

Türkiye'de başlangıçta daha çok demonstrasyon amaçlı olarak çok küçük kapasitelerde rüzgar projeleri tasarlanmıştır. 1994 yılında hazırlanan 7. Beş Yıllık Kalkınma Planı Genel Enerji Özel İhtisas Komisyonu Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Grubu Raporu'nda, 2000 yılında 10 MW, 2005 yılında 20 MW ve 2010 yılında 50 MW'lık rüzgar kurulu gücü önerilmiştir. Ancak, kabul olunarak yürürlüğe konulan planda rüzgar enerjisi ile ilgili bir önlem yer almamıştır.

Özel sektör tarafından Yap-İşlet-Devret modeli kapsamında 1996 yılında yapılan ilk üç başvuru ile toplam kurulu gücü 31.82 MW olacak rüzgar santrallerinin kurulması istenmişti. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından 2020 yılına kadar hazırlanan genel enerji planlamasında ise rüzgar enerjisi yoktur. Bakanlığın 2020 yılına kadar açıkladığı enerji üretim projeksiyonu, her yıl yenilenmekle birlikte 1998 yılındaki açıklamada yine rüzgar enerjisi ne yer verilmemiştir.

Türkiye'de elektrik planlaması çalışmalarını yürüten TEAŞ'ın planlamalarında da rüzgar enerjisi ele alınmamış olup, yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları 2000-2020 dönemi üretim planlaması çalışmalarının henüz tamamlanmadığı bildirilmektedir. Oysa, Türkiye'de rüzgar santrallerinin kurulmasına başlanmıştır.

Türkiye'de ot ürodüktör kapsamında kurulan ve 580 kW'lık üç türbinden oluşan 1.74 MW'lık Delta Plastik Çeşme-Ger niyan Rüzgar Santrali (Demirer Holding A.Ş.) enterkonnekte şebeke bağlantılı olarak Şubat 1998'de işletmeye açılmıştır. Resmi kayıtlara göre bu santralin gücü 1.5 MW olarak üretim kapasitesi 11.3 GWh/yıl olarak bildirilmektedir. Yap-İşlet-Devret modeli ile ARES A.Ş. (Interwind) firması tarafından Çeşme-Alaçatı'da kurulacak 600 kW'lık 12 türbin içeren 7.2 MW güçlü santralin sözleşmesi imzalanmış ve inşaatına başlanmıştır. Bu santralin üretim kapasitesi brüt 25.09 GWh/yıl, net 18.98 GWh/yıl olarak rapor edilmiştir. ARES Santrali 1998 yıl sonunda işletmeye girmiş olacaktır. Yap-İşlet-Devret modeli ile As

Makinsant tarafından kurulmak üzere sözleşme aşamasında olan 2x25.2=50.4 MWlık Çeşme- Kocadağ rüzgar santralı üçüncü sırada yer almaktadır.

Türkiye'de Yap-İşlet-Devret Modeli ile rüzgar santralı kurulumu için Ekim 1998 başı itibari ile yapılmış 30 başvuru bulunmaktadır. Yukarıda tanıtılan sözleşmesi imzalanmış ve sözleşme görüşmeleri yapılan iki santralın dışında; geri kalan 28 başvuruda yer alan toplam kurulu güç 587.82 MW olup, beş opsiyonlu proje ile bu toplam 679.82 MWa yükselmektedir. İlk iki santral da dahil olmak üzere toplam kurulu güç opsiyonsuz ve opsiyonlu olarak 645.42-737.42 MW'dır. Söz konusu projelerin durumlarına göre güç dağılımları Tablo 8.4 de gösterilmiştir. Ancak, Mart 1998 başında toplam 25 başvuru ile opsiyonlu ve opsiyonsuz güç toplamının 673.82-765.82 MW gibi daha yüksek bir düzeyde olduğu göz önüne alınca, bazı projelerin çekildiği ya da güçlerinin azaltıldığı görülmektedir. Bunun nedeni, yatırmanın karşılaştığı bürokratik engeller ve yeterli teşvik olmamasıdır.

Avrupa'da rüzgar türbini üretimi ve satışı yapan 18 firmadan Türkiye için alınan tekliflerde türbin fob fiyatları 900-1750 \$/kW arasında değişim göstermektedir. Güç büyüdükçe, yeni teknoloji ürün türbinler ortaya çıktığından, birim fiyat artmaktadır. 450-600 kWlık türbinler 900-1100 \$/kW iken, en çok kullanılan 750-1000 kWlık türbinlerde 1200-1300 \$/kW, 1000-1500 kWlık türbinlerde 1400-1500 \$/kW olmaktadır. Yeni teknoloji ürünü olan 1500-2000 kWlık türbinler için fiyat 1750 \$/kW'a yükselmektedir.

Tablo 7.4 Yap-İşlet-Devret modeli ile kurulmak istenen Türkiye rüzgar santralleri.

Projenin Adı	Yeri	Gücü (MW)
Sözleşmesi imzalanmış rüzgar projesi		
Çeşme Alaçatı Rüzgar Santrali (ARES AŞ)	İzmir-Çeşme-Alaçatı	7.2
Sözleşme görüşmesi süren rüzgar projesi		
Kocadağ Rüzgar Santrali (As Makinsan)	İzmir-Çeşme-Kocadağ	50.4
Fizibilite raporu değerlendirilen rüzgar projeleri		
Bozcaada Rüzgar Santrali (Genel Enerji-Yeni Gün İnşaat)	Çanakkale-Bozcaada	5
Çanakkale Rüzgar Santrali (As Makinsan)	Çanakkale	30
Bozcaada Rüzgar Santrali (Demirer Holding AŞ)	Çanakkale-Bozcaada	10.2
Revize fizibilite raporu beklenen rüzgar projeleri		
Akhisar Rüzgar Santrali (Ak-En Enerji-SASAŞ İnşaat)	Manisa-Akhisar	12
Gökçeada Rüzgar Santrali (Sınelko)	Çanakkale-Gökçeada	1.62
Fizibilite raporu beklenen rüzgar projeleri		
Akhisar Rüzgar Santrali (Demirer Holding)	Manisa-Akhisar	30
Datça Rüzgar Santrali (Demirer Holding)	Muğla-Datça	30
Mazıdağ Rüzgar Santrali (Demirer Holding)	İzmir-Çeşme-Alaçatı	39
Hacıömerli Rüzgar Santrali (Demirer Holding)	Aliağa-İzmir	45
Bodrum Rüzgar Santrali (Demirer Holding)	Muğla-Bodrum Yalıkavak	19.8
Kocadağ Rüzgar Santrali (MAGE)	İzmir-Çeşme-Kocadağ	43.5
Yaylaköy Rüzgar Santrali (MAGE)	İzmir-Karaburun	15
Şenköy Rüzgar Santrali (Akfirat AŞ)	Hatay-Şenköy	12
Çeşme Rüzgar Santrali (Prokon)	İzmir-Çeşme	12
Yalıkavak Rüzgar Santrali (Atlantis Ticaret)	Muğla-Bodrum Yalıkavak	15
Beyoba Rüzgar Santrali (Atlantis Ticaret)	Manisa-Akhisar-Beyoba	15
Lapseki Rüzgar Santrali (Atlantis Ticaret)	Çanakkale-Lapseki	15
Bandırma Rüzgar Santrali (Atlantis Ticaret)	Balıkesir-Bandırma	15
Datça Rüzgar Santrali (Atlantis Ticaret)	Muğla-Datça	15
Karaburun Rüzgar Santrali (Atlantis Ticaret)	İzmir-Karaburun	22.5
Başvuru raporu değerlendirilen rüzgar projeleri		
Karabiga Rüzgar Santrali (As Makinsan)	Çanakkale-Karabiga	15.0-30.0
Kapıdağ Rüzgar Santrali (As Makinsan)	Balıkesir-Erdek	20.0-35.0
Belen Rüzgar Santrali (Teknik Ticaret)	Hatay-Belen	20.0-30.0
İrtepe Rüzgar Santrali (Interwind İtD)	Çanakkale-İrtepe	30
İrtepe Rüzgar Santrali (SantaF AŞ)	Çanakkale-İrtepe	13.2
Başvuru raporu sunulup, ölçümleri beklenen rüzgar projeleri		
Karabiga Rüzgar Santrali (Teknik Ticaret)	Çanakkale-Karabiga	5.0-7.0
Karabiga Rüzgar Santrali (Ak-En)	Çanakkale-Karabiga	12
Yellice Rüzgar Santrali (As Makinsan)	İzmir-Yellice Belen-Karaburun	70.0-100.0
TOPLAM(30 Proje)		645.42-737.42

Türkiye'de de rüzgar enerjisi ni teşvik edilmesi için üretilecek elektriğin özendirici bir fiyatla satın alınması garantisi verilmiştir. Bugün uygulanan yöntemde 20 yıllık işletme süresi için ortalama tarife (paçal fiyat) 6.21-6.65 cent/kWh arasındadır. Sözleşmesi imzalanan ilk rüzgar santralında, üretilecek elektriğin ilk 10 yıl için 9 cent/kWh'ı dani ikinci 10 yıl için de 4 cent/kWh'dan TEAŞ/ TEDAŞ veya görevli şirket tarafından satın alınması garantisi verilmiştir. İkinci sözleşmede de paçal fiyat aynı düzeyde olmakla birlikte, ilk altı yıl için 8.7 cent/kWh, ikinci altı yıl için 8 cent/kWh ve kalan sekiz için 3 cent/kWh gibi farklı bir tarife uygulanmaya kalkışılmıştır. 6.21 cent/kWh'dan elektriği satın alınacak üretimi ile 6.65 cent/kWh'dan elektriği satın alınacak üretiminin Türkiye'ye aynı hizmeti verdiği bir gerçektir. Bu tür fiyat farklılıklarının projeden kaynaklandığı söylenmekte ise de, izlenen yol teşvik için tutarlı değildir.

Yukarıda açıklandığı gibi, genel enerji planlamasında ve elektrik planlamasında rüzgar enerjisine yer verilmediğinden, Türkiye'de resmi olarak somutlaştırılmış bir rüzgar enerjisi politikası ve geleceğe ilişkin hedef projeksiyonları yoktur. Ancak, bu konuda bazı öneriler ve tahminler bulunmaktadır. Ülkemizde rüzgar santralleri kurulmasına 500 MW'lık paket projelerle başlanması, paketlerin uygun sürede bitirilmesi, her paket için ayrı teknik, ekonomik ve mali koşullar belirlenmesi Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na sivil toplum kuruluşları tarafından sunulan raporlarla istenmiştir ve Türkiye 7. Enerji Kongresi'nde de dile getirilmiştir.

İlk projelerde Ege ve Marmara kıyıları öncelik kazanmıştır. Yapılan başvurularla Çeşme yarımadasında toplam kurulu gücü 260-290 MW arasında olacak rüzgar santrali kurulmak istenmektedir. Rüzgar elektriğinin şebekeyi kesintisiz besleyebilmesi, rüzgar santrallerinin diğer yörelere de dağılması gerekir.

Bugüne kadar yapılan çalışmalarından ve etütlerden çıkan sonuçlara göre; Afyon, Akhisar, Alaçatı, Anamur, Antakya, Bandırma, Belen, Bozcaada, Bozkurt, Çanakkale, Çeşme, Çorlu, Datça, Didim, Dikili, Edremit, Erdek, Erzurum, Foça, Gökçeada, Haymana, İnebolu, Karabiga, Karaburun, Karaman, Kocadağ, Kunköy, Malatya, Mardin, Nurdag, Pozantı, Samsum, Seydişehir, Silifke, Sinop, Söke, Şarköy, Tekir Yaylası, Uukışla, Urla, Yalıkavak yöreleri rüzgar enerjisi bakımından zengin görülmektedir. Ancak, bu yerlerde rüzgar rasatlarının geliştirilmesi gerekir. Araştırma ölçümleri ile başka yerler de bulunabilir.

Foça ve Urla'nın deniz alanları denizüstü rüzgar santrali kurulmasına uygun durumdadır. Ayrıca, Ege'de kıta sahanlığı üzerindeki kayalıklarda, kayalıklar doğal zemin oluşturmak üzere, karadakinden az bir maliyet farkı ile denizüstü rüzgar santralleri kurulabilir.

Rüzgar santralleri inşaatı başladıktan sonra büyüklüğüne göre 2-5 aylık bir inşaat süresinde kurulabilmektedirler. Türkiye'deki başvuruların işlemlerinin sonuçlandırılması koşuluyla 2000 yılında, istenlere koşut biçimde 300-500 MWlık bir rüzgar kurulu gücünün oluşması beklenebilir. Avrupa Birliği, 2005 yılında kurulu gücünün %2'si kadar rüzgar gücü olmasını, 1995 yılında kararlaştırmıştı. Şimdi bu oranın yükselmesi beklenmektedir. Ancak, Avrupa Birliği'nin enerji politikası hedefleri ile uyum sağlayabilmesi için ülkemizde 2005 yılında kurulu rüzgar gücünün 900 MW'dan az olmasını gerekmedikçe de bu değer katlanarak aşılabılır.

Bu rapor için ESM ve EOM modelleri çıktılarına göre yapılan hesaplamaya, 2000-2025 döneminde olması gereken rüzgar kurulu gücünün gelişimi Tablo 8.5 ve Şekil 8.5 de gösterilmiştir. Buna göre kurulu güç 2000 yılında 300 MW, 2010 yılında 2 979 MW ve 2025 yılında 11 200 MW olabilecektir. Rüzgar santrallerinin yıllık çalışma süresi 1500-3000 h arasında olup, optimal olarak 2000-2500 h, güvenilir olarak 1800 h alınabilir. Bu çalışmada ortalama yıllık üretimi için 2250 h'lık çalışma süresi temel alınmıştır. Buna göre 2000 yılında 675 GWh, 2025 yılında da 25 200 GWh elektrik üretilebilecektir. Tüm ülke yüzeyine yayılacak rüzgar santralleri, kurulu güçlerinin dörtte birine eşdeğer güçle sistemi kesintisiz besleyebilir.

Tablo 7.5. Türkiye’de oluşturulması önerilen rüzgar kurulu gücü ve rüzgar enerjisi üretimi

Yıl	Güç Kurulu (MW)	Ortalama Üretim (GWh)	Arzda ki payı (%)
2000	300	675	0.5
2005	1 359	3 058	1.53
2010	2 979	6 703	2.31
2015	5 142	11 570	2.91
2020	7 849	17 660	3.23
2023	9 733	21 900	3.43
2025	11 200	25 200	3.55

Türkiye’de maksimum olarak her 10 km²’ye bir rüzgar türbini yerleştirmekle kurulabilecek toplam türbin sayısı yaklaşık 80 000 olmaktadır. Bugünkü teknolojinin üst sınırına göre her direğe 2 MWlık bir türbin yerleştirilmesi koşulunda güç 160 000 MW olup, Türkiye’nin brüt ve teorik rüzgar potansiyeline eşdeğerdir. Söz konusu maksimum değer 2050 yılına doğru % 20-25 oranında gerçekleştirilmesi durumunda, üretilebilecek enerji en az 72 milyar kWh/yıl gibi önemli bir büyüklüktedir.

7.2.3.4 Rüzgar Enerjisi ile İlgili Sorunlar

Rüzgar santralleri Yap-İşlet-Devret modeli ile değil Yap-İşlet modeli ile kurulmalıdır. Çünkü rüzgar devletin hüküm ve tasarrufu altında görülecek bir doğal kaynak değildir.

Rüzgar santralının kurulacağı yerin seçiminde yeterli rüzgar potansiyeli ve arazi olanağından başka; iletim hattına uzaklığı, trafo gücü, sit alanı ve/veya doğal koruma, milli park alanı olup olmaması, yakınında uzun mesafeli alıcı-verici antenler ve link hatları bulunması gibi özellikler önem kazanmaktadır.

Rüzgar tarlalarının geniş alan istemesi sorun olarak görünmekte ise de, türbinler gerekli arazinin yalnızca % 1’ini kapsadığından, türbinlerin altında yetiştiricilik yapılabilirdiğinden, arazi kaybı söz konusu değildir. Her bir türbin (500-1000 kW) temeli 100 m x 10 m alanında ve 1.5 m derinliğinde beton temel gerekmektedir. Ayrıca, türbinlere ulaşılacak ölçüde yol yapılmaktadır.

Proje sahasını belirleyerek başvuru raporu alan ve rüzgar hızı ölçümlerine girişen üretici şirketlerin belirledikleri alanlara başka şirketlerin girişi, yatırım olanaklarının prodüktif kullanılması açısından engellenmelidir. Santralın devletin hüküm ve tasarrufu altındaki bir yerde kurulmasının gerekmesi durumunda, üretimin şirketine üs hakkı tanınmalıdır. Yerleşim yerlerinin rüzgar santrallerine 500 m'den fazla yaklaşmasına işletme süresi boyunca i mar izni verilmemeli, aksi takdirde, üretici şirkete tazminat ödemesi zorunlu duruma getirilmelidir.

Rüzgarlı doğal sit alanlarında rüzgar santralleri kurulması, bu alanları korumaya da yarayacağından, her derece doğal sit alanında rüzgar santrali kurulması engellenmelidir. Tarihi sit alanlarının bazıları için de bu olanak tanımlanabilir. Rüzgarlı orman yörelerindeki rüzgar santralleri 6831 Sayılı Orman Kanununda bulunan fon ödemesinden muaf tutulmalıdır.

Şebeke bağlantılı rüzgar santralleri için rüzgarlı yörelerdeki enerji iletim hatları artırılmalı ve yeni hatlar özel sektörle koordineli planlanmalıdır. Bugün en yakın noktadaki trafo merkezinin kısa devre gücünün en çok %5'i kadar rüzgar santralının kurulmasına izin verilmektedir. Ancak, diğer ülkelerde böyle bir uygulama yoktur. Uygun alanlarda trafo MVA güçleri artırılmalı, kör güç oranı daha yüksek tutulmalıdır. Ayrıca, santral bağlantısı en az 34.5 kVluk hattın BARA'sına yapılabilir. Bu konuda da mevcut teknik olanaklarla sınırlandırılmaların kaldırılması uygun olur.

Rüzgar enerji santrallerinin gelişimi ve sanayi yatırımlarını teşvik için enerji alımında dünya örnekleri olduğu gibi, tüketiciye uygulanan fiyatin altında kalması üzere yüksek paçal fiyat uygulanmalıdır. Ancak, bu fiyatin üretici şirketler bazında farklı düzeylerde tutulması gerekir. Yıllara göre planlanacak üretim kapasitesi paketleri belirlenmeli, belli pakete proje ayrımlı yapılmaksızın eşdeğer fiyat uygulanmalıdır.

Bugünkü uygulama ile rüzgar santralleri 3096 Sayılı Kanunla bağlı biçimde kurulmaktadır. Bu projelerin finansmanı için uluslararası finans kuruluşları ve bankalardan belli koşullarla kredi sağlanabilmektedir. Ancak, güçlerine bağlı olarak gereken yatırım kredisi Türk bankalarından da sağlanabilir. 3226 Sayılı Finansal Kiralama (Leasing) Kanunundan yararlanmak olanaklı gibi görülmekle birlikte, 3096 ve 3226 Sayılı Kanunlar koordinesiz çıkarıldığı için, yasalarda açık hüküm bulunmamasına rağmen yorumlanmaları sonucu uygulamada bürokratik zorluklar

çıkarılmaktadır. Bu konunun yeni bir düzenleme ile çözümlenmesi, rüzgar santrali kurulması ile ilgili bürokratik işlemlerin azaltılması, başvuruların değerlendirilmesi süresinin kısaltılması gerekir.

Sıralanan tüm sorunların çözümü rüzgar enerjisi için özel bir yasal düzenleme ile sağlanabilir. Bu amaçla Rüzgar Enerji Santralleri Sanayi İş Adamları Derneği (RESSİ AD) tarafından hazırlanarak, Cumhurbaşkanı'na sunulan, Cumhurbaşkanlığı tarafından da Başbakanlık Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile Orman Bakanlığı'na gönderilmiş bulunan Rüzgar Enerjisi Santralleri Kanun Tasarısı en kısa zamanda yasalaştırılmalıdır.

Türkiye'de uzun dönemde yerli türbin üretimi üzerinde de durulmalı, bu amaçla yerli sanayinin Avrupa'daki türbin üreticileri ile işbirliği olanakları araştırılmalıdır. Rüzgar enerjisi Türkiye'de yeni iş alanları açabilecek, binlerce yeni istihdam yaratabilecektir. Danimarka'da rüzgar sanayiinde 12 000 kişi çalışmaktadır.

7.2.4 Biyomas Enerji

Biyomas (ya da biyokütle) enerji; yetiştiriciliğe dayalı olduğu için yenilenebilir, çevre dostu, yerli ve yerel bir kaynak olarak öne çıkarmaktadır. Biyomas enerji kullanımı klasik ve modern olmak üzere iki grupta ele alınır. Klasik biyomas enerji konvansiyonel ormanlardan elde olunan yakacak odun, yine yakacak olarak kullanılan bitki ve hayvan artıklarından (özellikle tezekden) oluşmaktadır. Klasik biyomas enerji kullanımının temel karakteri ilkel den gelişmişine dek çeşitli yakma araçları ile biyomas materyalinden enerjinin direkt yanma tekniği ile elde olunmasıdır. Sanayileşmiş kırsal toplumlarda kullanımı yaygındır.

Modern biyomas kaynakları enerji ormanlığı ürünleri ile orman ve ağaç endüstrisi atıkları, enerji tarım ürünleri, tarım kesiminin bitkisel artıkları ve hayvansal atıkları, kentsel atıklar, tarımsal endüstri atıkları biçiminde sıralanır. Söz konusu biyomas materyaller alçak ve yüksek biyomas yakıt teknikleri ile işlenerek katı, sıvı ve gaz yakıtlara çevrilir. Biyomas yakıtlar odun biriketi ve alkol den sentetik ham petrole kadar uzanmaktadır.

Biyomas yakıt üretmek için piroliz, hidrogazifikasyon, hidrojenasyon, parçalayıcı distilasyon asit hidroliz tekniklerinden yararlanılmaktadır. Biyomas yakıtlar ısı ve elektrik üretimi için kullanılabilir. Biyomas yakıtlarının fosil yakıtlarla

karıştırılmış biçimde kullanılanları da olanaklıdır. Modern biomas yakıtlarının birim maliyetlerinin ve/veya fiyatlarının fosil yakıt fiyatlarının altında olması gerekir.

Birincil enerji kaynakları açısından Türkiye'nin enerji bütçesine bakıldığında, son on yıldır hemen hemen sabitleşmiş verilerle yılda 18 milyon ton odunun üretilip tüketildiği görülmektedir. Kesinistatistik veriler ol namakla birlikte hayvan ve bitki artığının (açık deşiletezeğin) üretimi ve tüketimi son on yıldır 11 milyontondan 6.6 milyon tona düşürülmüş bulunmaktadır. Söz konusu tüketimi için ormanlar üretimi kapasitesinin iki katı zorlanarak, önemli bir tarımsal girdi olan hayvan gübresi de yakılarak yok edilmektedir. Geçmişten bu yana süren bu klasik ve ilkel biomas kullanımı, dünya ortalaması altında enerji tüketen Türkiye'nin enerji sektörünün yeterince gelişmediğinin ve yetersizliğinin bir başka kanıtıdır. 1997 yılı verilerine göre yerli enerji üretiminin %25.5i odun ve tezekten sağlanmış, toplam birincil enerji tüketimini ise %9.8i odun ve tezekle karşılanmıştır.

1991-1996 yıllarında uluslararası kuruluşlar ve büyük şirketlerin yaptırdıkları araştırmalara göre, 2025 yılında dünya genelinde biomasdan sağlanacak enerji, Dünya Enerji Konseyi'nin Survey of Energy Resources 1998 Raporunda 1 339.3 Mep ile 3 291.5 Mep arasında bildirilmiştir. En düşük öngörüm Dünya Enerji Konseyi'ne aittir. Dünya Enerji Konseyi raporlarında 2020 yılında yeni ve yenilenebilir kaynaklarla enerji talebinin minimum %3-4 ünün, maksimum %8-12 sinin karşılanabileceği belirtilmektedir. Ortaya konulan senaryoya göre modern biomas ile sağlanacak enerji jeotermal enerjinin 6.4 katı, rüzgar enerjisinin 2.6-3 katı, güneş enerjisinin 1.6-2.2 katı olabilecektir. Görüleceği gibi en büyük pay modern biomasa ayrılmıştır.

Günümüzde Avrupa Birliği kapsamında enerji tüketiminin %2-3 ü biomasdan karşılanmakta olup, bazı AB ülkelerinde biomasın payı %10-16 düzeyinde bulunmaktadır. Ancak, ilkel tezek kullanımı hiç yoktur. 2020 yılında modern biomas enerji üretiminin ABD'de 235-410 Mep, Almanya'da 11-21 Mep, Japonya'da 9-12 Mep olması planlanmıştır. Oysa, Enerji ve Tabii kaynaklar Bakanlığı'nın Türkiye için 2020 yılına kadar uzanan planlama ve projeksiyonlarında modern biomasa hiç yer verilmemektedir.

7.2.4.1. Biomas Yetiştiricilik

Biomas yetiştiricilik enerji ormanlarına ve enerji bitkilerine bağlı olarak yapılmaktadır. Bu yetiştiriciliğin amacı, modern biomas yakıt hammaddesini elde etmektir. Ormancılık ve tarıma dayalı bu yetiştiriciliğin temelinde enerji çevrimi olarak fotosentez yatmakta, hızlı fotosentezle çabuk büyüyen bitkiler üzerinde durulmaktadır.

Klasik doğal ormanlardaki ağaç türlerine dayalı verimli baltalıklardan yılda en çok 7 t/ha odun üretmek olanaklı olup, buna göre odun plantasyonunun gücü 2.8 kW/ha kadardır. Ancak, kullanım verimine bağlı olarak özgül güç değeri düştüğünden, buhar üreten odun boilerli tesislerde 1 kW/kurulu güç için gereken plantasyon alanı 1.43 ha düzeyine yükselmektedir. Enerji ormanlarında ise doğal orman veriminden yüksek verim aranmaktadır. Enerji ormanlarının verimi 15-35 t/ha arasında olup, yetiştiricilik dönemi 4-8 yıl kadardır.

Enerji ormanları için uygun ağaç türleri, özellikle onların öze yakın yıllık hacimlerini içeren hızla büyüyen genç odunları dikkate alınarak seçilir. Bu seçimde, yerli türlere öncelik vermek koşulu ile bölgeye en iyi uyabilecek türlerin seçiminde iyi sürgün verim özelliğine, ayrıca mantar ve böcek zararlılarına karşı dayanıklı olmalarına dikkat olunur. Yapraklı ağaçlar ibrelilerden daha iyi görülmetedir. Çünkü, yapraklıların genç odun büyüme hızları daha hızlıdır. Bugün dünyada enerji ormancılığında, karakavak, balzamik kavakları, titrek kavaklar, söğüt, okaliptus gibi ağaçlar kullanılmaktadır.

Odun yongalanmış biçimde veya briketeye dönüştürülerek modern biomas yakıt olarak değerlendirilmede, kömür termik santrallerinde yongası kömüre karıştırılarak kullanılmaktadır. Ayrıca, odundan modern biomas yakıtları olarak metil alkol, etil alkol, jeneratör gazı ve piroliz katranı elde edilebilmektedir.

Enerji tarımı ise tek yıllık veya çok yıllık C4 bitkileri ile yapılmaktadır. C4 tipi bitkiler grubuna tatlı darı (sweet sorghum), miscanthus, şeker kamışı ve mısır gibi çok çeşitli bitkiler girmekte olup, ürünlerinden etanol, sentetik petrol, gaz yakıt ve katı yakıt elde olunmakta, ısı ve elektrik üretiminde kullanılabilirler. Buğday, arpa, çavdar, şeker pancarı gibi C3 bitkilerinde yıllık üretim 10-30 t/ha.yıl ve birim yaprak yüzeyi başına günlük kuru madde üretimi 50-200 gr/m²yaprak.gün iken, C4

bitkilerinin verimi 60-80 t/ha yıl ve kuru madde üretimi 400-500 gr/m² yaprak gün düzeyindedir.

Ayrıca, yine bir yıllık endüstri bitkilerinden yağ üretiminde kullanılan bitkiler de enerji tarım türleri arasındadır. Enerji bitkileri yetiştirme sürecinde ikinci ürün olmalıdır. C4 tipi bitkiler diğer bitkilere göre CO₂ ve suyu daha iyi kullanmakta, kuraklığa dayanıklı olmakta, fotosentetik verimi de yüksek bulunmaktadır. Alkol üretiminde en yüksek verim 3 500 lt/ha yıl ile şeker kamışından sağlanmakta, bunu 3 200 lt/ha yıl ile odun, 3 000 lt/ha yıl ile sorghum izlemektedir. Mısırdaki bu değer 2000 lt/ha yıl düzeyindedir.

7.2.4.2 Biyomas Artık ve Atıklarının Değerlendirilmesi

Biyomas artıklar bitkilerden sağlanırken, tarım kesiminde biyomas atıklar daha çok hayvansal yetiştiricilikten elde olmaktadır. Belediye çöpleri de biyomas atıklar kapsamına girmektedir. Biyomas atıklarının değerlendirilmesi için biyogaz tesisleri ile çöp termik santralleri gerekmektedir. Biyogaz tesislerinin daha çok kırsal kesim için uygun olmasına karşın, çöp termik santralleri şebeke ile bağlantılı elektrik üretim üniteleridir. Bu arada Kuzey Avrupa ülkelerinde biyomas materyalle ve bu arada biyogazla çalışan otoproduktör kojenerasyon ünitelerinin kurulduğu görülmektedir. Biyogaz Danimarka'da kent ısıtımında bile kullanılmaktadır.

Biyogaz

Biyomas materyalin yakma dışında en basit değerlendirilmesi anaerobik fermentasyonla biyogaz üretimidir. Biyogaz, insan faaliyetleri sonucu üretilen organik içerikli çöpler, tarım faaliyetleri sonucu açığa çıkan hayvan dışkıları, pamuk, mısır, buğday gibi bitkilerin sap ve saman artıkları, şeker ve gıda faaliyetleri sonucu üretilen melas, meyve posaları gibi biyomas materyalin anaerobik koşullarda, optimal olarak 35 °C mezofilik ve 60 °C termofilik sıcaklıkta, 6.7-7.6 pH ortamında enzimatik hidroliz bakterileriyle organik asit dönüşüm ve metan jenerasyonu işlemlerinden oluşan fermentasyon sonucunda elde olmaktadır. 1 kg kuru organik maddeden elde olunabilecek biyogaz miktarı 0.15-0.20 m³ kadardır.

Biyogazı oluşturan bileşenler metan, karbondioksit, su buharı, hidrojen sülfür, amonyak, azot ve hidrojen'dir. Bileşiminde kabaca %55-70 CH₄ ve %35-45 CO₂ ve az miktarda diğerleri bulunur. Biyogazın ısı değeri karışımdaki CH₄ yüzdesine bağlı

olarak 19 -27.5 M/ m³ arasındadır. Biogaz üretimi sonucu kalan katı ve sıvı organik atıkiise bitki besin değeri yüksek gübredir.

Çöp termik santralleri

Çöp yakıtlar kent atıklarından sağlanmaktadır. Çöp termik santralleri enerji üretiminin yanı sıra, çöp yok etme işlevi de görerek önem kazanmaktadır. Bu santrallerden yalnızca elektrik üretilebileceği gibi, ısı ve elektriğin birlikte üretildiği kombineli çevrimleri de vardır.

Çöp yakıtlarının ısı değeri değişmektedir. Isı değeri konutsal atıklarda 6.2-8.4 M/kg büyük yiğın atıklarda 8-16.7 M/kg ticarethane, sanayi ve belediye atıklarında 7.5-12.5 M/kg kağıtsal atıklarda 14.2-15 M/kg mutfak atıklarında 5.8-6.7 M/kg plastik atıklarda 18-27.2 M/kg tekstil atıklarında 17.1-20.5 M/kg kanalizasyon atıklarında (kuru organik fraksiyon olarak) 14.6-20.9 M/kg'dır. Bu değerlerin ortalaması bazı linyit santrallerinde kullanılan kömürün ısı değeri nden yüksektir.

Bir çöp termik santralına gelen katı atıklar özel ızgaralı (bazen akışkan yataklı) ocakta yakılırken, sıvı atıklar aynı ocağa püskürtül mektedir. Baca gazları filtrasyondan geçirildiği için çevrede herhangi bir hava kirliliğine neden ol mektedir. Çöp yanmadan önce çeşitli selektörlerden geçirilerek içerisindeki metalik malzeme ve cam gibi parçalar ayrıl maktadır. Dolayısıyla santral dan enerji nin yanı sıra, hurda metal ve inşaat materyalleri alınmakta olup, kül de inşaat materyali olarak değerlendiril mektedir.

7.2.4.3 Biomas Enerji ile İlgili Sorunlar

Tablo 7.6 Türkiye’de yapılacak önerilen biomas enerji üretimi

Yıllar	Klasik Biomas (Bep)	Modern Biomas (Bep)	Toplam (Bep)	ETKB’na göre odun+hay. bit.art. (Bep)
2000	6 963	17	6 980	6 963
2005	6 491	765	7 256	7 057
2010	5 734	1 652	7 386	7 158
2015	4 789	2 500	7 289	7 268
2020	3 980	3 515	7 495	7 381
2023	3 560	4 049	7 609	7 437
2025	3 307	4 406	7 713	7 479
2000-2025 kümülatif toplam	136 347	55 574	191 921	187 608

Yakacak odun açısından Türkiye baltalıkları Avrupa değerleri ile kıyaslanacak olursa, hem verim düzeyleri ve hem de yetiştirilen ağaçların ısı değerleri düşüktür. Ülkemizdeki baltalıkların verimi 0.85 t/ha ve birim gücü de 0.33 kWh/gibi çok yetersiz düzeydedir. Bu nedenle, ülkemizdeki yakacak odun üretiminin verimli plantasyonlara dayalı biçimde enerji ormanlığı anlayışı ile yeniden düzenlenmesi zorunlu bulunmaktadır. Türkiye’de enerji ormanlığı ve enerji tarımı hızla geliştirilmesi gereken konulardır. Enerji ormanlığı için uygun alanın yaklaşık %15 kadarı bu amaçla değerlendirilmiş durumdadır, ama %85’i beklenmektedir.

Ülkemizde odun ve ağaç artıklarından odun briketi üretimine gidilmelidir. Katı yakıt olarak kullanılacak biomasın sanayi tesislerinde ve termik santrallarda yüksek verimle yakılabilmesi için akışkan yataklı kazanlar geliştirilmesi üzerinde durulmalıdır.

Enerji tarımı ise ülkemizde hemen hiç el atılmamış bir konudur. Ülkemizde enerji bitkileri tarımına C4 tipi bitkilerle, tatlı sorgum ve *Miscanthus* ile başlanmalıdır. Tatlı sorgum hem yakıt alkolü ve hem de katı biyoyakıt üretmeye uygun

görülmektedir. Öe yandan, Miscanthus'un direkt olarak katı yakacak biçi mnde kullanılması durumunda, birim enerji fiyatı, birim enerji girdi çıktı oranı ve çevresel CO₂ azaltım yönünden en uygun kaynak olacağı, akademik araştırma ile saptanmıştır. Üst ısı değeri de 16.5 MJ/kg olup, düşük kaliteli linyitlerden yüksek bulunmaktadır. Miscanthus'un brüt yakacak verimi birinci yıl için 19 GJ/da.yıl kadar olmasına karşın, ikinci yıl 35 GJ/da.yıl düzeyine çıkabilmektedir. Bu açıdan ikinci yetiştirme yılında Miscanthus yetiştiriciliği 850 kcp/da'a ulaşabilmektedir.

Türkiye'de hububat bitkilerinin katı artık miktarı 39.2-52.3 milyon ton, mısır için 3.8-4.8 milyon ton, şeker pancarı için 1.3-1.5 milyon ton ve patates için de 522-617 bin ton kadardır. Bu artıklar çeşitli biçimlerde işlenerek biomas yakıt olarak kullanılabilir. Ayrıca, yağlı tohum bitkileri ve zeytinlik artıkları da önemli biomas hammaddelerdir. İlkel biçimde kullanılmakta iseler de, biomas yakıt üretimine gidilmektedir. Kuru bazda hesaplanan toplam biomas artık miktarı 54 800-70 400 milyon ton/yıl ve enerji üretimi için kullanılacak olan kısım 37 300-47 900 milyon ton/yıl sınırlarındadır. Biomas materyalin ortalama ısı değeri 17.5 MJ/kg varsayılarak, bu miktardan sağlanacak yıllık enerji 14.8-19.0 Mep/yıl bulunmaktadır.

Türkiye'de toplam 23.64 milyon ha alan tarımsal üretim amacıyla işlenmektedir. Bunun 18.64 milyon ha'lık bölümü ekilirken, kalanı nadasa bırakılmaktadır. Yine yapılan envanter çalışmalarına göre Türkiye'de 1997 yılı verileri ile 20.2 milyon ha orman alanı mevcut olup, bunun 5 milyon ha'lık kısım enerji oranına dönüştürülebilir.

Modern biomas yetiştiriciliğine geçiş için iki yöntem önerilebilir: Birinci yöntem ekilebilir tarım alanlarının % 1-10'unun C4 bitkileri tarımına ayrılmasıdır. Bu koşulda, %1 alandan sağlanacak enerji 1.8 Mep/yıl, %10 alandan sağlanacak enerji 17.8 Mep/yıl olmaktadır. İkinci yöntem ise, 1 milyon ha'lık bozuk orman alanının enerji oranı durumuna getirilmesi ile sağlanacak 10 Mep/yıl enerjidir. Söz konusu bu üretimler, enerji dışında kırsal kesimde yoğun biçimde görülen açık ve gizli işsizliğe de bir çözüm sağlayacaktır.

Enerji planlaması kapsamında, modern biomas verilecek yere koşut üretimin sağlanması için, tarımsal üretim planlaması ve orman planlamasına gerek vardır. Modern biomas üretimine başlanması amacıyla ilk etapta, kısa vadeli projelerle 0.5-

1.2 milyar ABD \$'ı ve 10 yıla kadar uzanan uzun süreli çalışmalar için de 6-12 milyar ABD \$'ı yatırım finansmanına gerek olduğu hesaplanmaktadır. Türkiye'de biogazla ilgili çalışmalar 1957 yılında başlatılmıştır. 1975 yılından sonra Topraksu ve 1980'li yıllarda Köy Hizmetleri Genel Müdürlüğü kapsamında yürütülen çalışmalar, uluslararası bazı anlaşmalarla da desteklenmiş olmasına karşın, 1987 yılında anlaşılamayan bir nedenle kesilmiştir. Türkiye'de biogaz potansiyelinin 1.4-2 Mep/yıl düzeyinde olduğu belirtilmektedir. Ancak, bugün Türkiye'de biogaz konusu üzerinde çalışan hiçbir kamu kuruluşu bulunmamaktadır. Ülkemizde biogaz çalışmalarına yeniden önem verilmesi, bölgelerde kurulacak pilot tesisler yaygınlaştırılmalıdır. Bu arada, Ankara'da biogazla çalışacak 3.4 MW'lık kurulu güçte, 25.2 GWh/yıl üretim kapasiteli BELKA otoproduktör santrali için sözleşme imzalanmış olup, santral henüz tamamlanmıştır.

8. Beş Yıllık Kalkınma Planı Özel İhtisas Komisyonu çalışmasında İstanbul'da 125 MW, Ankara'da 40 MW, İzmir'de 30 MW'lık çöp santrallerinin kurulması istenmişti. Bugün için Türkiye'de çöp santrallerinin kurulması Yap-İşlet-Devret Modeli ile sürdürülmektedir.

Bu kapsamda, ENAŞ tarafından kurulacak olan 45 MW güçte ve net enerji üretimi 302 milyon kWh/yıl olacak Adana Çöp Santrali'nin sözleşmesi imzalanmıştır. TAEV tarafından kurulmak istenen 10 MW güçlü ve 76.8 milyon kWh/yıl kapasiteli Marmak Çöp Santrali'nin sözleşmesi Danıştay'dan geçmiş ve imza aşamasına gelmiştir. Ayrıca, Soyer İnşaat tarafından yapılan girişimle, başvuru aşamasında olan 18.75 MW güçlü Mersin Çöp Santrali ve 12.5 MW güçlü Tarsus çöp santrali vardır. Listede yer alan çöp santrallerinin toplam kurulu gücü 86.25 MW'dır.

Bunların dışında otoproduktör olarak Bursa'da AKSA Enerji tarafından, kurulu gücü 1.4 MW ve üretim kapasitesi 12.2 GWh/yıl olacak çöp santrali için sözleşme imzalanmış, tesis henüz işletmeye geçmemiştir. İstanbul Deri Sanayicileri Derneği de, İstanbul Kazlıçeşme'de 106 MW'lık katı atık yakıtlı bir santralı Yap-İşlet-Devret modeli ile kurmak için ön başvuru yapmıştır. Çöp santrali kurulabilecek illere Antalya, Diyarbakır, Eskişehir, Konya, Sakarya eklenmeli ve santral kurulan illerdeki kurulu güçler artırılmalıdır.

SONUÇ VE ÖNERİLER

Üretim sürecinin gerçekleştirilmesi ve yaşamın çağdaş koşullarda sürdürülmesi enerjiye bağlıdır. Tüm sektörlerin doğrudan ve dolaylı enerji talepleri olup, bu taleplerin aksamasından karşılanması önemlidir. Türkiye açısından olması gereken yeni enerji stratejisinin konu alındığı bu raporda, enerji sorunu kaynakları bazında etüt edilmiş, enerji sektörünün mevcut durumu ortaya konularak, Cumhuriyetin 100. yılına kadar ulaşılabilecek boyutlar araştırılmış, sektörün yeniden yapılanması tartışılmıştır. Bu bölümde, önceki bölümlerden çıkan sonuçlar sırasıyla özetlenmekte ve genel öneriler sıralanmaktadır:

İçinde bulunduğumuz dönemde dünya enerji talebinin karşılanması açısından rezervlere ve potansiyellere dayalı kaynak yetersizliği sorunu olmayıp, arz kaynakları yeterli düzeydedir. Petrol fiyatlarının da düşük düzeyde seyretmesi ekonomik büyüme açısından olumlu bir ortam yaratmaktadır. Dünya ekonomisinde globalleşmenin bir sonucu olarak, enerjide arama, üretim ve kaynak geliştirme çalışmaları üzerinde uluslararası yatırım ve teknoloji transferi ile enerji ticaretinde büyüme görülmektedir. Dünya enerji piyasaları, hükümetlerin müdahalelerinden piyasadınamiklerine kaymaktadır. Bunlar olumlu gelişmeler olmakla birlikte, Türkiye'nin bu ortamı iyi değerlendirebildiği söylenebilir.

Son 20 yıl içinde sürdürülebilir kalkınma kavramı önem kazanmıştır. Sürdürülebilir kalkınma, çevre ile uyumlu biçimde, kaynakların yüksek verimlilikle değerlendirilmesini gerektirmektedir. Dünyanın 2050 yılına kadar gelecekteki enerji tüketimine yönelik senaryolar, büyüme hızına ve enerji-çevre etkileşimine göre düzenlenmektedir. Buna göre 2020 yılına kadar olan süreçte kömür, petrol ve doğal gaz tüketiminde artış sürecektir, dünyanın enerji tüketiminin çoğu yine bu kaynaklardan karşılanacaktır. Yeni güvenlik önlemleri ile nükleer enerjisinin dünya enerji bütçesindeki payı artacaktır. Hidrolik enerji kaynaklarının daha etkin kullanılması beklenmektedir. Ancak, yeni ve yenilenebilir kaynakların geliştirilerek fosil yakıtların yerini almaları, daha uzun yıllar kapsayacak görülmektedir.

Türkiye'de 1970-1997 yılları arasında birincil enerji üretimi 1.9, tüketimi 3.8 kat artış göstermiştir. 1970 yılında üretimin tüketimi karşılama oranı %75 iken, artış hızı bakımından tüketimin üretimi ikiye katlanması nedeni ile bu oran %38'e düşmüştür. 2000 yılında birincil enerji talebinin %35'i yerli üretimle karşılanacaktır. Bilinen doğal rezervleri ile Türkiye, sıvı ve gaz hidrokarbon yatakları bakımından fakir bir ülkeye görünümündedir. Ülke enerji ihtiyacının yaklaşık yarısını karşılayan petrolün %90'ı ithal olunmaktadır. Gerek artan doğal gaz talebinin tamamının ithalatla karşılanması programlanmıştır. Güvenli arz kaynakları sağlanmaya çalışılmakta ise de, doğal gaz dışıların geleceği henüz tam çözülmemiştir.

Türkiye'de elektrik enerjisi tüketimi 1970-1997 döneminde yıllık ortalama %9.9 artış göstermiştir. 1997 yılında artış %12.4 olmuştur. 1980-1994 döneminde elektrik üretimi yatırımlarının düşüş göstermesi, 1996 yılında Türkiye'yi yeni bir elektrik darboğazının eşiğine getirmiştir. Bu darboğaz sürmektedir. 1990 yılında elektrik ihraç eder duruma geçen Türkiye, yeniden elektrik ithal eder duruma gelmiştir. Türkiye'nin içinde bulunduğu elektrik darboğazı, puant güç ve güvenilir enerji üretimi düzeylerinden kaynaklanmaktadır. Puant güç sağlama olanağı, toplam kurulu güce bağlıdır. Kamu sektörünün elektrik üretimine gereken ölçüde yatırım yapmadığı ve artık yapmasının da olanaksızlaştığı bir dönemde, liberalleşme ve özelleştirme akımlarına karşın, yerli ve yabancı özel sermayenin elektrik üretimi yatırımlarına yeterince çekilememesi, Türkiye'de kurulu gücün gerektiği gibi artırılmasının temel nedeni dir.

Türkiye, en çok kullanılan fosil enerji kaynaklarından kömür, petrol ve doğal gaz rezervlerine sahip olmakla birlikte, linyit dışında bu rezervlerin büyüklükleri sınırlı olup, üretimde ihtiyacı yamtılmaktan uzaktır. Uzun dönem için linyit yatakları da yeterli sayılmaz. Yeni araştırmalarla taşkömürü, linyit, petrol, doğal gaz ve uranyum yataklarının geliştirilmesi gerekir. Söz konusu fosil yakıt rezervlerinin geliştirilebileceği umutlu alanlar vardır.

Türkiye'de yenilenebilir kaynaklar olan hidrolik enerji, jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, deniz dalgası enerjisi ve biyomas enerji gibi kaynakların potansiyelleri görkemlidir. Söz konusu kaynaklardan, bugün en çok klasik biyomas enerji ve hidrolik enerji kullanılmaktadır. Halen ekonomik hidrolik potansiyelin %29'u değerlendirilmiş olup, inşa halindeki tüm hidroelektrik santrallerin devreye girişi ile bu değer %38'i bulacaktır. Jeotermal enerji üçüncü sırada yer almakla

birlikte, potansiyele göre kullanımı sınırlıdır. Güneş enerjisinin kullanımı sembolik düzeyde iken, rüzgar enerjisinin kullanımı yeni başlanmakta, deniz dalga enerjisi ve modern biomas enerji üzerinde hiç durulmamaktadır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlama ve beklentileri doğrultusunda, Türkiye'nin birincil enerji talebi 2000 yılında 91 Mep, Cumhuriyet'in 100. Yılı 2023 de de 368 Mep olacaktır. Enerji yoğunluğu düşük sanayilere ve enerjinin etkin kullanıma ağırlık verilerek, 2000 yılı talebinin 90 Mep'e ve 2023 yılı talebinin 359 Mep'e düşürülmesi olanaklıdır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlama ve beklentileri doğrultusunda, Türkiye'nin yerli enerji üretimi 2000 yılında 31 Mep ve 2023 yılında da 91 Mep olabilecektir. Oysa, alınacak önlemlerle yerli enerji üretimi 2000 yılında 33 Mep'e ve 2023 yılında 109 Mep'e çıkarılabilir. Açıklanan iki projeksiyona göre, talep ile yerli üretimi arasındaki fark 2000 yılında 57-58 Mep, 2023 yılında ise 250-277 Mep'dir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlama verilerine göre, 2000 yılında 58 Mep enerji ithal edecek Türkiye'nin enerji ithalatı, 2023 yılında 277 Mep'in üzerinde olacaktır.

Türkiye'nin brüt elektrik talebi 2000 yılı için 134.3 milyar kWh, 2020 yılı için 547 milyar kWh ve Cumhuriyet'in 100. Yılı 2023 için de 639 milyar kWh'dır. Kişi başına yıllık elektrik tüketimi net olarak 2000 yılında 1 750 kWh, 2023 yılında 6 785 kWh olacaktır. Birincil enerji ve elektrik tüketimindeki artışa koşut olarak, kişi başına düşen gayrisafi yurtiçi hasıla 2000 yılındaki 3 615 ABD \$'ından 2023 yılında 15 047 ABD\$'ına çıkabilecektir. Böylece, Türkiye gelişmiş ülkeler arasında yerini almış olacaktır.

Türkiye'nin ekonomik hidroelektrik potansiyelinin tamamının değerlendirilmesi için 34 892 MW kurulu hidrolik güce gerek vardır. Türkiye'nin kurulu hidrolik gücü bugün 10 103 MW'dır. Kalan 24 789 MW'ın tamamının Cumhuriyet'in 100. Yılı'na kadar değerlendirilmesi için, her yıl yaklaşık 1000 MW'lık hidrolik proje tamamlanmalıdır. 2023 yılından itibaren teknik potansiyelin tamamını değerlendirmek amacıyla, kurulu gücü 35 000 MW'dan 60 000 MW'a yükseltecek projeler başlatılmalıdır. Bu arada puant santraller olarak pompa depolamalı hidroelektrik santrallerin kurulması zamanı da gelmiştir. Türkiye enerji tüketimini yalnızca fosil yakıtlara dayalı olarak sürdürümez. Aşırı fosil yakıt kullanımının getireceği çevre sorunları düşünülmelidir. Oumsuz çevre

etkilerinin bir maliyeti olup, gayri safi yurtiçi hasılamı azaltmasına neden olmaktadır. Bu nedenle Türkiye yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları ile nükleer enerjiye yönelmek zorundadır. Türkiye'de öncelikle değerlendirilmesi gereken yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları; jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, biyomas enerjidir. Yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının yeni teknolojilerle kullanılması, Türkiye'de yeni iş sahaları açacak, işsizliğe bir çözüm getirecek, milli geliri artıracaktır. Ancak, yeni ve yenilenebilir kaynaklar nükleer enerjinin alternatifi olarak görülmelidir.

Jeotermal merkezi ısıtmaya uygun olabilecek pekçok yöre bilinmektedir. Jeotermal merkezi ısıtma doğal gazla ısıtmadan ucuzdur. Çanaklı yerlerde hızla yaygınlaştırılması gerekir. Jeotermal elektrik üretimine uygun görülen, ancak bekletilen kaynaklar vardır. Bu santrallerin kurulmasına başlanmalıdır. Jeotermal alanların aranmasından, kuyuların açılmasına ve kaynağın kullanımına dek tüm aşamalarda yerli ve yabancı özel sermayeden olabildiğince yararlanılmalıdır. Türkiye, güneş kuşağında bulunan bir ülkedir ve gelişen güneş enerjisi teknolojisiyle paralel biçimde, güneş enerjisi kullanımı geliştirilmelidir. Güneşli su ısıtıcılara dayalı güneş kolektörleri sanayi ülkesimizde teknolojik olgunluğa erişmiş olup, yurtdışına ihracat yapar duruma gelmiştir. Güneşli su ısıtıcılarının tüm ülkede yaygın biçimde kullanılması, güneş kolektörleri iç piyasaasının gelişmesi için, hem tüketicinin ve hem de sanayicinin teşvikine yönelik önlemler alınmalıdır. Ayrıca, yapıların pasif ve/veya aktif yöntemlerle güneşle ısıtılması uygulamaları özendirilerek başlatılmalıdır. Güneşten elektrik üretimi de ülkeyi için önemli bir konudur. Bunun için güneş pillerinden ve güneş termik elektrik santrallerinden yararlanılabilir. Özellikle, teknolojisi gelişen güneş-doğal gaz hibrid termik santral uygulaması üzerinde durulmalıdır. Türkiye pilot uygulamalarla bu teknolojileri kazanmaya girişmelidir.

Son yıllarda dünya genelinde hızlı atılım görülen bir uygulama rüzgar santralleri olmuştur. Geçmişteki rüzgar türbinleri, rüzgar enerjisi çevre sistemleri olarak yeni teknoloji ile geliştirilmişlerdir. Bugün rüzgar santralleri, çok sayıda türbin içeren rüzgar çiftlikleri olarak kurulmaktadır. 1990-1997 döneminde dünya rüzgar kurulu gücü üç katı aşkın artış göstermiştir. Türkiye'de de rüzgar santrali kurulması için yapılan 30'a yakın başvuru vardır. Ege kıyılarından başlayan bu uygulamanın, rüzgardan kesintisiz enerji sağlanması için doğuya doğru tüm ülkeye yayılması gerekir. Bugünkü elektrik üretim düzeyimizi aşkın, rüzgar enerjisi teknik

potansiyeli nüz olduğu hesaplanmaktadır. Bu potansiyel değerlendirilmiştir. Yapılması gereken, sağlıklı bir planlama ve tutarlı politikalarla konunun teşvik edilmesi dır.

Biyomas enerji Türkiye’de klasik yöntemle dayanılarak, daha çok ticari olmayan yakıt biçiminde kullanılmakta ve yerli enerji üretiminin dörtte birini karşılamaktadır. Modern biomas teknikler kapsamında, enerji ormancılığı ve enerji bitkileri tarımından yararlanılması gerekmektedir. Türkiye’nin bu konuda yeterli potansiyeli vardır. Gelişmiş ülkeler konuyu tutarlı biçimde ele almışlarken, Türkiye’de modern biomas kullanımı için yapılan hiçbir çalışma yoktur. Oysa, dünya genelinde 2020 yılında modern biomas ile üretilecek enerjinin, jeotermal enerjinin 6.4 katı, rüzgar enerjisinin 2.6-3 katı, güneş enerjisinin 1.6-2.2 katı olması beklenmektedir. Modern biomas için enerji bitkileri tarımı, enerji planlaması ve tarımsal üretim planlaması kapsamında birlikte ele alınmalıdır. Biomas enerji kapsamında, çöptermik santralleri de yaygınlaştırılmalıdır.

Bugün tüm artışlara karşın, gelişmiş endüstriyel ülkelerin elektrik üretimlerinde nükleer enerji önemli bir yer kapsamakta olup, kapsama devam etmesi beklenmektedir. Ekonomik ömrü dolan nükleer santrallerin sökülmesi, nükleer teknolojinin terk edilmesi de nek değildir. Avrupa, Batı Avrupa, OECD ve Avrupa Birliği ülkelerinin 1990-1997 dönemi nükleer elektrik üretimlerinde artış görülmektedir. Önümüzdeki 25 yıllık dönemde, dünya nükleer kuruluş gücünün artış göstermesi beklenmektedir. Türkiye’nin bu gelişme ayak uydurması gerekir. Türkiye’de gerek birincil enerji talebi açısından ve gerekse teknoloji kazanımı açısından nükleer santrallara gerek vardır. Türkiye, nükleer santrallar dönemi ne adımı atmakta ve nükleer teknoloji kazanımında geç kalmıştır. Nükleer santrallar, yer seçiminden yapıma ve işletilmesi den kapatılmasına dek her aşamada güvenliğin ön planda tutulduğu, çok disiplinli, uluslararası denetimi, yüksek bir teknolojinin ürünüdürler ve çevre dostu durumuna getirilmektedirler.

Yapılan planlamaya göre, Türkiye’de nükleer enerjinin genel enerji bütçesindeki payı 2010 yılında %1, 2020 yılında %2.5 olacaktır. Elektrik üretimindeki payı ise 2010 yılında %3, 2020 yılında %9 dur. Bu rakamlar, Türkiye’de nükleer enerjiye kaynak çeşitlendirmesinden ve teknoloji kazanımından gerek duyulduğunu göstermektedir. Oysa, çevre koruması açısından planlanan ithal taşkömürü santraller yerine, nükleer

santraller daha uygundur. Gerek büyük kaynak yetersizliği karşısında, özellikle 2020 yılından sonra kazanılacak teknoloji den yararlanılarak nükleer enerjinin payının artması kaçınılmazdır. Nükleer santrallara gereksinimin bir nedeni de, sistemde bazı santraller olarak yer almalarıdır. Bu özelliğin yenilenebilir enerji santralleri ile karşılanması olanaklı değildir.

Radyasyon yenilenebilir kaynaklardan olan jeotermal akışkandan ve odaklanmış güneş enerjisinden alınabilmektedir. Doğal çevrede radyasyon vardır. Nükleer santralın bunlardan farkı, çevresindeki radyasyonun sürekli ölçülerek kontrol edilmesi, artması tehlikesi karşısında santralın durdurulması için güvenlik önlemlerinin hazır bulunmasıdır. Nükleer atık sorunu abartıldığı kadar büyük bir sorun olmayıp, nükleer atık miktarı da çok değildir. Bu atıklar tuz yatakları içinde binlerce yıl güvenli saklanabilirler. Gelişmiş batı ülkelerinde toplumların çoğunluğu nükleer enerjiye karşı çıkmamaktadır. Türk kamuoyu özel programlarla aydınlatılmalıdır.

Türkiye coğrafi konumu nedeniyle petrol ve doğal gaz rezervleri zengin üretici ülkelerle, enerji tüketimi yoğun endüstriyel ülkeler arasında ve Asya- Avrupa yolu üzerinde bulunmaktadır. Tarihteki ipek yolu gibi, bugün için enerji yolu Türkiye üzerinden geçebilir. Türkiye'nin Asya- Avrupa arasında enerji köprüsü ve enerji terminali durumuna getirilmesi, Türkiye'ye çıkar sağlayacak bir gelişmedir. Bu nedenle uluslararası petrol boru hatları ve Türkiye, uluslararası doğal gaz boru hatları ve Türkiye konuları, enerji ve ekonomi politikası ile dış politika açısından çok iyi değerlendirilmesi gereken konulardır. Söz konusu bağlantıların oluşması bir ulusal politika olarak benimsenmiş olup, gerçekleştirilmesi için yoğun çaba gösterilmektedir. Petrol ve doğal gaz boru hatlarının yanı sıra, elektrikte komşu ülkeler üzerinden yapılacak bağlantılarla Avrupa, Orta Doğu ve Kafkasya entegrasyonu gerçekleştirilmektedir.

Türkiye'de yeni üretim teknolojileri, yeraltında enerji depolama teknikleri kullanılması, enerjide ileri yerli teknoloji oluşturmaya yönelik Ar- Ge (araştırma-geliştirme) çalışmaları desteklenmektedir. Ülkemizde düşük kaliteli linyitlerin elektrik üretiminde verimli kullanılması ve çevre kirliliğinin azaltılması için, akışkan yataklı yakma teknolojilerinden yararlanılmalıdır. Şimdilik bir santral için başlayan bu uygulamaların yaygınlaştırılması gerekir. Özellikle, linyit rezerv hesaplamalarında ayrı gösterilen Afşin-Elbistan linyitlerinin değerlendirilmesi açısından akışkan yataklı

teknolojisi önemli olmakla birlikte, bu yola gidilmelidir. Isı ve elektriğin birlikte üretilmesini sağlayan, birincil enerji girişini verimli olarak değerlendiren, kombin çevrimteknolojisinden yararlanılmalıdır. Sanayi de ot ürodüktör ünitelerle bağımsız elektrik üretimi biçiminde başlayan kojenerasyon uygulamalarının teşvik edilerek geliştirilmesi ve yaygınlaştırılması gerekir. Geliştirilmiş bulunan yeraltında ısı enerjisi depolama ve yeraltında doğal gaz depolama tekniklerinden yararlanma olanakları araştırılmalıdır. Yeraltında ısı enerjisi depolama ABD ve Avrupa'da yaygınlaşmaktadır.

Dünya gündemindeki önemli bir enerji konusu da hidrojen enerjisidir. Yanma reaksiyonu ile fosil yakıtların karbondioksit emisyonu, dünya global ısınma sürecini oluşturmuştur. Bilinen fosil yakıt rezervlerine insan ömrü ile kıyaslanabilir ömür biçilmektedir. Bu gelişmeler, 20 yılı aşkın süredir yeni yakıt arayışı ile hidrojeni gündeme getirmiştir. Hidrojen çok yönlü kullanıma uygun, dönüşebilirliği ve kullanım verimi yüksek, emniyetli, olumlu çevre etkisi ile efektif maliyeti diğer yakıtlarla rekabet edebilecek bir yakıttır. Hidrojenle çalışan uçaklar geliştirilmiş, değişik motorlar üretilmiş ve taşıtlara uygulanarak gösterimler yapılmıştır. Hidrojen yakıt hücreli santraldan elektrik üretilmektedir. Kıtalararası hidrojen taşıması projesine girişilmiştir. Hidrojene ilişkin uluslararası standartlar hazırlanmıştır. Dünya hidrojene geçiş aşamasında olup, bu geçişin önümüzdeki 10-15 yılda tamamlanması beklenmektedir. Türkiye'de hidrojen konusunun gerektiği gibi ele alındığı söylenebilir. Oysa, Karadenizin tabanında doğal hidrojen deposu bulunması, Türkiye'nin geleceği açısından fırsattır. Ülkemizde hidrojen çalışmaları tutarlı ve ciddi biçimde ele alınarak geliştirilmelidir.

Türkiye'de olanaklı tüm kaynaklardan etkin biçimde enerji üretilirken, üretilen enerjinin yüksek verimlilikle etkin kullanımı çok önemlidir. Gelişenteknoloji, birim gayrisafi milli hasıla başına düşen enerji tüketimini, bir diğer deyişle enerji yoğunluğunu azaltmayı hedeflemiştir. Amaç, daha az enerji ile daha çok mal ve hizmet üretilmesidir. Bu amaca uygun olarak enerji üretimi sanayi, ulaşım konut ve hizmet sektörlerinde enerjinin akılcı kullanıma yönelik enerji tasarruf önlemleri uygulanmalıdır. Türkiye'de çağdaş bilişsel ve teknik boyutu ile enerji tasarrufu çalışmalarının yeterince yapıldığı söylenebilir. Konu, genellikle umursamaz tutulma, göstermelik biçimde ele alınmaktadır. Oysa, Türkiye'de bugünkü birincil enerji tüketiminin % 18'i kadar tasarruf olanağının bulunduğu hesaplanmıştır. Fiyat

artırılarak talep kısılması yerine, teknolojik önlemlerle enerji verimliliği artırılarak talebin düşürülmesi, bol ve ucuz enerji ilkesine de uygun düşecektir. Enerjinin etkin kullanımı konusu özendirilerek geliştirilmelidir.

Ülkemizde enerji ve çevre birbiriyle çatışan iki kavram olarak görülmemelidir. Ulaşım sektöründen kaynaklanan çevre kirliliği, enerji santrallerinin oluşturduğu çevre kirliliğinden çok daha fazladır. Çevre ile enerji arasında çatışma değil, uyum olmak zorundadır. Enerji üretim tesislerinden kaynaklanan olumsuz çevre etkileri bulunmakla birlikte, bunların teknik önlemleri vardır. Ancak, ülkemizde fosil yakıtlı termik santrallerin çevre-etki-değerlendirmeleri; termik santrallerin birbirine çok yakın ve birbirinin etki sahası içine inşa edildiğini, turizm ve tarım potansiyeli yüksek alanlarda yer aldıklarını, kirleticilerin yayılmasını engelleyici önlemlerin ilk başta alınmadığını, yeni yakma yöntemlerinden yararlanılmadığını, tasarım hataları bulunduğunu göstermektedir. Ek yatırımlarla eksiklikler giderilmeye çalışılmakta ise de, önlemlerin proje aşamasında alınması gerekir. Dünyanın en önemli çevre sorunu olan ve karbondioksit emisyonundan kaynaklanan sera etkisi ve global ısınmanın azaltılması için fosil yakıt yerine, nükleer enerji, yeni ve yenilenebilir enerji ve hidrojen kullanıma yönelmek gerekmektedir. Bu konuda uluslararası uzlaşmalara gidilmektedir. Ancak, her enerji teknolojisinin çevre açısından önlem gerektirdiği unutulmamalıdır.

Enerji hammaddelerinin çıkarılmasında, birincil ve ikincil olmak üzere enerji üretiminin her kademesinde, enerjinin taşınması, depolanması, dağıtım ve tüketimi aşamalarında çevreye en az zarar verecek, ekolojik dengeyi bozmayacak, üretken ve rentabl olacak enerji teknolojilerinin kullanıma özen gösterilmelidir. Santrallerin proje aşamasından itibaren çevre-etki-değerlendirilmesine yer verilmelidir. Enerji, ekonomi ve ekoloji, kısaca 3E arasında her zaman optimal denge sağlanmalıdır. Türkiye'nin enerji politikası tarihsel süreç içinde irdelendiğinde, sırasıyla liberal, mütedil devletçi, karlı ekonomi ve planlı karlı ekonomi aşamalarından geçtikten sonra, bugün planlı, ama serbest piyasa ekonomisine ve liberal yapıya yönelik özelleştirmelerin yer aldığı geçiş dönemine gelmiştir. Artık hedef, tam liberal ekonomidir ve bundan dönüş olamaz. 1984 yılından bu yana sektörün özelleştirilmesi gündemde ise de, 15 yılda alınan yol tatmin edici değildir. Bugün devletin enerji sektörüne gereken yatırımı yapmadığı, bu yatırımı yapabilecek yerli ve/veya yabancı sermayeye yaptırmadığı veya yaptırmadığı çelişkili bir dönemdeyiz. 2020

yılına kadar yalnız elektrik üretimi iletim ve dağıtım sektörüne yapılacak yatırım 125 milyar \$'dır. Cumhuriyetin 100. yılına kadar önümüzdeki 25 yılda tüm enerji sektörüne yapılması gereken kümülatif yatırım ise 300 milyar \$ düzeyindedir. Buna kamu sektörünün yeterli kaynağı aktarması olanaklı değildir. Türkiye'nin gelişmiş ülkeler arasında yer alması isteniyorsa, yerli/yabancı özel sermayenin önündeki engeller kaldırılmalıdır.

Türkiye'de enerji yatırımlarının önündeki engel ne ekonomik ve mali, ne de teknik. Engel hukuksal ve yönetseldir. Yap-İşlet-Devret ve Yap-İşlet modelleri özel sermayeyi özendiren ve güven veren bir hukuksal çerçeveye oturtulmamıştır. Enerji kesiminde yasal ve yönetsel düzenlemeler gerekmektedir. Enerji kesiminde özelleştirilmede yeterince ileri lenmeyişi'nin önemli nedenlerinden biri, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile ilgili kuruluşların merkezi ve devletçi yapılarıdır. Bu nedenle yönetsel düzenlemelerle, yeniden yapılanma gerekmektedir. Yeniden yapılanma sırasında, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı bağlı kuruluşlarına, planlamadan teknoloji seçimine, kazanımına ve gelişmeye kadar çeşitli alanlarda görev yapacak Türkiye Enerji Enstitüsü eklenmelidir. Enerji politikalarının belirlenmesinde, kamu sektörünün yanı sıra, özel sektör, üniversiteler, ilgili meslek kuruluşlarının ve sivil toplum örgütlerinin görüşlerini sunabileceği, Enerji Şurası'ndan yararlanılmalıdır.

Her türlü enerji üretimi mal üretimidir ve kamu hizmeti sayılmaz. Yerli ve yabancı özel sermayenin enerji sektörüne yeterince giremeyişi'nin önündeki anayasal ve yasal engeller bu anlayışla düzeltilerek kaldırılmalıdır. Anayasa'da kamulaştırma ve devletleştirme hakkı varken, özelleştirme hakkı açık olarak yazılmamıştır. Kamulaştırma ve devletleştirmenin karşıtı olarak varlığı doğal sayılmaktadır. Bununla beraber, sağlam bir liberal ekonomi için özelleştirme hakkının Anayasa'ya geçirilmesi gerekmektedir. Doğal kaynaklar üzerinde, enerji üretimi amaçlı işletme kurma hakkı, imtiyaz olmaktan çıkarılmalıdır. Ayrıca, bir yasal düzenleme ile verilmiş Yap-İşlet-Devret haklarının tamamı Yap-İşlet'e ve İşletme Devir Hakları da Mülkiyet Devri Hakkı'na dönüştürülmelidir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın tüm ilgili kuruluşları ve bunların ortaklıkları özelleştirilmelidir. Elektrik kesiminde özelleştirme çalışmaları yasal ve yönetsel engeller aşılarak hızlatılmalıdır. Kömür, petrol ve doğal gaz sektörleri zamanı yitirilmeyen tümü ile özelleştirme kapsamına alınmalıdır. Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) nin özelleştirilmesine, elindeki tüm

santralların kendi ayakları üzerinde durabilecek ayrı anonim şirket biçimine dönüştürülmesi ile başlanmalıdır. TEAŞ bunların üst kuruluşu holding olabilir. Ancak, bu şirketlerin hisseleri Menkul Kıymetler Borsası aracılığıyla halka açılmalı ya da şirketler özelleştirilmelidir. Ayrıca, bir Toptan Alım Satım ve İletim Şirketi oluşturulmalıdır. TEAŞ'ın şirketleri ile Yap-İşlet-Devret ve/veya Yap-İşlet modeli ile oluşturulmuş üretim şirketlerince üretilecek elektrik Toptan Alım Satım ve İletim Şirketi'ne, bu şirket tarafından dağıtım şirketlerine satılmalıdır. Yeterince üretim fazlalığı olduğunda, elektriğin fiyatı serbest piyasa kurallarına göre Elektrik Borsası'nda belirlenmelidir.

Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu ve Türkiye Taşkömürü İşletmeleri Kurumu da özelleştirilmelidir. Bunun için var olan sorunlar yasal düzenlemelerle aşılanmalıdır. Kamanun elindeki kömür işletmelerinin bazıları büyük zararlar çalıştırılmaktadır. Bunların içinde rehabilitasyon çalışması ile düzelebilecek ve düzeleneyecek olanlar vardır. Kömürde rantabl çalışması olanaklı olmayan ve özelleştirilemeyen işletmeler kapatılmalı, pahalı yerli üretim yerine ucuz ithale yönelinmelidir. Petrol ve doğal gazda özelleştirme kapsamına Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) ve Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAS) da alınmalıdır. Bunun için TPAO'nun öncelikle dünya petrol şirketlerine benzer biçimde aramadan ürün pazarlamaya dekidekey entegrasyona kavuşması yasal olarak sağlanmalı, özelliğine uygun bir yöntemle özelleştirilmesi gerçekleştirilmelidir. BOTAS'ın doğal gaz ithal etme tekeli ivedilikle kaldırılmalıdır. Yerli ve yabancı özel sermaye şirketlerinin doğal gaz ithal etmelerine olanak tanınmalı ve BOTAS özelleştirilmelidir. Petrol Kanunu özel sermayeyi çekici olma özelliğini yitirmiştir. Üstelik mevcut yasanın liberal olma özelliğini gölgeleyici ve yabancı şirketleri caydırıcı değişiklik taslağı hazırlanmıştır. Buna karşın, Türkiye'de petrol keşfi riskli, pahalı ve yüksek teknoloji gerektiren boyuttadır. Bu nedenle, yasada teşvikleri artırıcı, liberal boyutunu geliştirici yeni değişiklikler yapmak gerekmektedir. Türkiye'de katı fosil yakıtlar, Maden Kanunu kapsamında bulunmaktadır. Jeotermal enerjinin de bu kapsamı sokulmasına çalışılmıştır. Oysa, maden niteliğindeki enerji hammaddelerinin ve jeotermal enerjinin ayrı yasal düzenlemelerle ele alınması uygun olur. Bu yasalar özel sermayeyi çekici ve liberal yapıda oluşturulmalıdır. Türkiye'de üzerinde hazırlık yapılmış ve çıkarılması gereken; Türkiye Enerji Enstitüsü Kanunu, Enerji Verimliliği Kanunu, Yap-İşlet Modeli ile Yenilenebilir Enerji Kaynakları ile Çalışan Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması ve

İşletilmesi ile Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanun, Rüzgar Enerjisi Santralleri Kanunu gibi tasarı ve tasarılar bulunmaktadır. Bunlar sonuçlandırılmalıdır. Jeotermal enerji ve güneş enerjisi için de teşvik edici yasal düzenlemeler bir an önce yapılmalıdır.

Türkiye Avrupa Birliği'ne üye olmayı hedeflemiş bir ülkedir. Enerji politikalarında, yönetimsel enerji işlerinin yapılandırılmasında ve enerji ile ilgili yasal düzenlemelerde, Avrupa Birliği koşul ve standartları göz önünde tutulmalıdır.

KAYNAKLAR

- [1] **Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi 1998 Enerji Raporu**, 1999, Ankara.
- [2] **TÜBİTAK**, 1998, Enerjinin Etkin Kullanım ve Enerji Tasarrufu ile İlgili Teknolojiler- Alt Grup Raporu
- [3] **TÜBİTAK**, 1998, Enerji Teknolojileri Politikası Çalışma Grubu Raporu- Yönetici Özeti, Ankara
- [4] **Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi 1997 Enerji Raporu**, 1998.
- [5] **Erel, A.**, Ulaştırma ve Enerji, Sosyal ve Ekonomik Gelişmemizde Ulaştırma Sempozyumu, İTÜ Ulaştırma ve Ulaşım Araçları Uyg- ar Merkezi, İstanbul.
- [6] **Energy Statistics Yearbook**, United Nations, 1997, Newyork
- [7] **Öztürk, Z.**, 1993, Otoyol ve Demiryolunun Önemli Çevre Etkilerinin İncelenmesi ve Değerlendirilmesi, Doktora Tezi, İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [8] **İstanbul Ulaşım Ana Planı Sonuç Raporu**, 1997 T.C İstanbul Büyükşehir Başkanlığı, İ.T.Ü Ulaştırma ve Ulaşım Araçları Uyg- Ar Merkezi,
- [9] **Spezifischer Energieeinsatz im Verkehr Ermittlung und Vergleich der Spezifischen Energieverbrauche**, Verkehrswissenschaftliches Institut, 1986.

ÖZGEÇMİŞ

1977 yılında İstanbul’da doğdu. İlkokulu Talat Paşa İlkokulu’nda, orta okulu ve liseyi Beşiktaş Atatürk Anadolu Lisesi’nde tamamladı. İ. T. Ü İnşaat Mühendisliği bölümüne 1995-1999 yılları arasında devam etti. 1999 yılında İ. T. Ü Fen Bilimleri Enstitüsü’nde İnşaat Mühendisliği Anabilim Dalı’nda Ulaştırma Mühendisliği Programı’na başladı. Evli. Şu an özel sektörde inşaat mühendisi olarak görev yapıyor.