

ELEKTRİK ENERJİSİNDE ULUSAL POLİTİKA İHTİYACIMIZ



**Elektrik Enerjisinde Bugün
ve
Geleceğimiz
Raporu
(2004)**

İÇİNDEKİLER

Önsöz

Sunuş

Elektrik Enerjisi Sektörünün Kısa Künyesi

1. ENERJİ-DÜNYADA VE TÜRKİYE’DE MEVCUT DURUM

1.1. Dünyada Enerji

- 1.1.1 Enerjinin Stratejik Önemi ve Genel Görünüş
- 1.1.2 Yeni ve Yenilenebilir Enerji
- 1.1.3 Fosil Yakıt Rezervleri(Petrol,Doğalgaz, Kömür)
- 1.1.4 Nükleer Enerji
- 1.1.5 Hidrolik Enerji
- 1.1.6 Hidrojen Enerjisi

1.2. Türkiye’de Enerji

- 1.2.1. Enerji Sektörü ve Enerji Politikaları
- 1.2.2. Enerji Sektörünün Gelişimi
- 1.2.3. Enerji Kaynakları İthalatı ve Tüketime Sektörel Dağılımı

2. ELEKTRİK ENERJİSİ

2.1. Dünyada Elektrik Enerjisi

- 2.1.1.Dünyada Elektrik Üretimi ve Tüketimi
- 2.1.2.AB Ülkelerinde Elektrik Enerjisi Üretimi
- 2.1.3.Dünyada Uzun Dönemli Elektrik Enerjisi Üretim Planları

2.2. Türkiye’de Elektrik Enerjisi Üretimi

- 2.2.1. Tarihçe ve Genel Durum
- 2.2.2. Elektrik Enerjisinde YİD Modelinin Değerlendirmesi
- 2.2.3. Kurulu Güç Kapasitesinin ve Üretimin Birincil Kaynaklara Göre Yıllar İtibariyle Değişimi
- 2.2.4. Elektrik Üretiminde Kamu ve Özel Sektör Payları
- 2.2.5. Sektörlere Göre Elektrik Enerjisi Tüketimi
- 2.2.6. Uzun Vadeli Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonları ve Değerlendirmesi
- 2.2.7.Kısa Dönem Elektrik Üretim Tüketim Dengesi ve Enerji Talep Tahminleri
- 2.2.8. İnşa Halindeki Termik Ve Hidroelektrik Santraller

2.2.9.Fosil Yakıt Rezervleri

- 2.2.9.1. Petrol ve Doğalgaz Rezervleri
- 2.2.9.2. Linyit ve Taşkömürü Rezervleri

2.2.10.Hidroelektrik Enerji Potansiyeli

- 2.2.10.1. Hidroelektrik Potansiyelimiz ve Gelişmesi
- 2.2.10.2.Hidroelektrik Santrallerin Teşvik Edilmesi İçin Nedenler

2.2.11.Rüzgar Enerjisi

2.2.12.Jeotermal Enerji

2.2.13. Nükleer Enerji

2.2.14. Elektrik Enerjisi Fiyatları ve Maliyet Analizi

2.2.15. Kayıp Kaçak Oranları ve Ücretsiz Aydınlanma

3. ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNDE YENİ DÜZENLEMELER

4. DEĞERLENDİRME

5.ÖNERİLER

6.KAYNAKLAR

“Enerjide % 65 oranında dışa bağımlılık var. Bu 2020 yıllarında % 80 lere varacak.”

“Dışa bağımlılık milli güvenliğimizi tehdit eder boyutlarda”

“İthal edilen 16 milyar m³ doğal gazın 11 milyar m³’ünü elektrik üretiminde kullanıyoruz ve bunun da % 22-23’ü yolda kaybediliyor:Bu sağlıklı bir tablo değil.Türkiye’nin kendi öz kaynakları var.Biz hidrolik kapasitenin şu anda sadece % 35’ini kullanıyoruz.Her sene 3-5 milyar dolarlık enerjiyi denizlere taşıyoruz.Maalesef nedense yanlış bir politika uygulanıyor veya bir politikasızlık sonucunda su kaynaklarımızdan yararlanamıyoruz.”

“Bizim dönemimizde suya petrol değeri vereceğiz.”

Kaynak:Petrogaz Dergisi,Ocak 2003.Sayfa:8

Dr. Hilmi GÜLER
Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı
Ocak-2003

“Yaptığımız senaryo çalışmalarında yerli kaynakları mümkün olduğu kadar ithal kaynakların önüne çıkarttık.Bunun içinde kömür ve su vardı.Bu arada hatalı veya pahalı aldığımız bazı girdileri bazı anlaşmaları tekrar gözden geçirdik.Bilhassa Bulgar elektriğinde ,mobil santralarda ve Rusya’dan Mavi Akım ile aldığımız gazları geçici bir süre durdurarak elektrikte her gün 2 milyon dolar gibi bir kazancımız oldu.”

“Bunun sonucu olarak da ilk defa enerji KİT’leri zam yapmadan önemli ölçüde kâra geçti.Bu kâr sene sonu itibariyle 1 katrilyon lira civarındadır.”

Kaynak:DEK.Türk Milli Komitesi Türkiye
9.Enerji Kongresi Bildiriler Kitabı

Dr. Hilmi GÜLER
Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı
24 Eylül 2003-İstanbul
Türkiye 9.Enerji Kongresi Açılış Konuşması’ndan

“Ucuz elektriğimizin % 30’unu kullanamıyoruz”

“Bir yanda mevcut santraller kapalı duruyor.öte yanda sanayicimize yüksek fiyatlı elektrik satıyoruz.Yani varlık içinde yokluk çekiyoruz.Önceden yapılmış sözleşmeler yüzünden ucuz elektriğimizin % 30’unu kullanamıyoruz.Bursa Doğalgaz santralimiz kapalı.Orhaneli Termik Santralimiz çalışmıyor.3 üniteli Kemerköy,2 üniteli Yeniköy ve 3 üniteli Yatağan Termik Santrallerinde tek ünite çalıştırabiliyoruz.4 üniteli Afşin-Elbistan’da tek ünite çalışıyor.2 üniteli Çan Termik Santrali tek ünite çalışıyor.”

Doç. Dr. Sami DEMİRBİLEK
Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Müsteşarı
5 Ağustos 2004

Kaynak: Meral TAMER “Milliyet Gazetesi” 5/08/2004

**ÖNSÖZ**

Ülkemizin Ulusal bir Enerji Politikasının olmadığı, Sayın Enerji Bakanımızdan ilgili kurum ve kuruluşlara ve akademik çevrelere kadar artık kabul edilen bir gerçektir.

Tespit yapılmıştır:Ülkemizin ulusal bir enerji politikası yoktur,dolayısıyla ulusal bir elektrik enerjisi politikası da yoktur.Bu durum özetle;

Elektrik üretiminde ciddi ve kalıcı sorunlar yaşanmasına neden olmaktadır.

Ulusal sanayimizin ve iş dünyamızın vahşi küresel saldırı ve yarış karşısındaki rekabet gücünü olumsuz yönde etkilemektedir.

Sanayinin ana girdisi olan elektrik enerjisi konusunda yaşanan darboğazlar artık dönemsel olmaktan çıkmış ve kalıcı bir konuma oturma riski taşır olmuştur.

Hemen hemen her kesimin fikir birliği içinde olduğu ya da olur gibi görüldüğü bu konuda artık siyasi irade ortaya konulmalıdır.USİAD olarak, işadamlarımızı ,sanayicilerimizi,toplumumuzu ve ülkemizin geleceğini doğrudan ilgilendiren bu konuda yapılacak çalışmalara ve alınacak kararlara yardımcı olmak ve ışık tutmak amacıyla bir araştırma yaptırmayı kararlaştırdık.

Bu araştırma kapsamında Türkiye’de elektrik enerjisi sektörünün kısa

tarihçesi,mevcut durumu,ihtiyaç projeksiyonu,

yeniden yapılanması,Dünyanın enerji politikasının yönü

ve uzun dönemli planları incelenmiş ve bu alandaki

sorunlar,darboğazlar,ihtiyaçlar tespit edilmiştir.

Konularında uzman kişilerinden oluşan bir çalışma grubunun birçok kişi kurum ve kuruluşla da görüşerek yaptığı bu araştırmayı ,Yönetim Kurulumuzda değerlendirildikten sonra, bir rapor olarak yayınlamaya karar verdik.

Elektrik Enerjisinde bir Temel Stratejimizin ve Ulusal Politikamızın olmayışının yarattığı boşluğun hangi uluslararası güç odakları ve bağlı kuruluşları tarafından doldurulduğunu ve bunun sonuçlarının ne büyük kayıplar ve bağımlılıklar getireceğini biliyoruz.

Bu nedenle araştırmamızı “ELEKTRİK ENERJİSİNDE ULUSAL POLİTİKA İHTİYACIMIZ” başlığıyla yayınlayıp,mevcut ve görülebilir gelecekteki durumumuzu ortaya koymayı amaçladık.

Raporu hazırlayan ekibe ve katkıda bulunan tüm diğer kişi kurum ve kuruluşlara teşekkürlerimizi sunuyoruz.Raporumuzda yer alan konu ve değerlendirmeler ile ilgili görüş ,öneri ve eleştirilerin Derneğimize iletilmesinden büyük memnuniyet duyacağız.

Raporumuzun kamuoyumuzun bilgilendirilmesi açısından yararlı, elektrik enerjisinde ulusal politikamız ve ulusal çıkarlarımız açısından da yol gösterici olmasını diliyoruz. Elektrik enerjisi ile ilgili olarak Sn. Bakan Dr Hilmi GÜLER ve bürokratlar tarafından yapılan açıklamaların ve uygulamaların yakın takipçisi olacağımızı belirtiyoruz.

Saygılarımızla

ULUSAL SANAYİCİ VE İŞADAMLARI DERNEĞİ

Yönetim Kurulu

KISA KÜNYESİ

1. Kurulu Güç:31845 MW

• Termik	:	19605 MW (%61.5)
• Hidrolik	:	12240 MW (%38.4)
• Jeotermal	:	17.5 MW
• Rüzgar	:	46.5 MW

2. Kurulu Gücün Üretici Bazındaki Dağılımı

• EÜAŞ ve Bağlı Ortaklıklar	:	21058 MW
• Ayrıcalıklı Şirketler	:	1120 MW
• Otoprodüktörler	:	3736 MW
• Üretim Şirketleri	:	4659 MW
• Mobil Santraller	:	622 MW
• İşletme Hakkı Devredilen Santraller:	:	650 MW

3. Üretim Büyüklükleri

• Brüt Üretim	:	129 339.5 GWh
• İç Tüketim	:	5672.6 GWh
• Net Üretim	:	123 726.9 GWh
• Dış Alım	:	3588.2 GWh
• Brüt Tüketim	:	127 315.1 GWh
• Kayıp ve Kaçaklar	:	24080 GWh
• Dış satım	:	435.1 GWh
• Net Tüketim	:	102 800 GWh

4. Sektörlere Göre Elektrik Tüketim ve Dağılım Payları

• Mesken ve Hizmetler	:	48 933 GWh (%47.6) (%5 Resmi Dai.,%5 Sokak Aydın.)
• Sanayi	:	49 595 GWh (%48.2)
• Tarım	:	3442 GWh (%3.4)
• Ulaştırma	:	830 GWh (% 0.8)

5. Kişi Başına İlişkin Büyüklükler

• Kurulu Güç	:	514 W/kişi
• Net Tüketim	:	1476 kWh/kişi

6. Kayıp ve Kaçaklara İlişkin Büyüklükler

• İletim	:	3180 GWh (%..)
• Dağıtım	:	20900 GWh (%..)
• Toplam	:	24080 GWh (%19)

7. Arz Edilen Elektrik/GSMH :

0,687 kWh/\$

1. ENERJİ - DÜNYADA VE TÜRKİYEDE MEVCUT DURUM

1.1 Dünyada Enerji

1.1.1 Enerjinin Stratejik Önemi ve Genel Görünüş

Dünyada son yıllarda artarak yaşanan sıcak çatışmaların ve hegemonya kurma çabalarının temelinde enerji kaynaklarına sahip olma, taşıma yollarını denetim altına alma ve enerjinin ticaretini kontrol altında tutma çabaları etkili olmaktadır. Küreselleşmeyle birlikte çok uluslu sermayenin ve dünya çapında büyük enerji şirketlerinin uluslararası enerji ticaretini kendi çıkarları doğrultusunda yönlendirme ve gerçekleştirme çabaları daha etkili olmaya başlamıştır. Dünya üzerindeki enerji politikaları dev çokuluslu şirketlerin etkisi altında belirli odaklardan yönlendirilmeye başlanmış, devletlere ve ulusal sektör kuruluşlarına ise bu sektörde “düzenleyici ,yönlendirici birer unsur olarak yeni görevler biçilmiştir.

Gelişmiş ülkeler tarafından hazırlanan bazı raporlarda ;Arap Dünyasının petrolü bir silah olarak kullandığı ve büyük enerji kısıtlamalarının yaşandığı dönemden bu yana ilk kez enerji kaynaklarının güvenliği sorunuyla karşı karşıya bulunduğu belirtilmektedir.

Dünyanın sevk ve idaresini tek başına eline almaya çalışan ve politikalarını bu doğrultuda sertleştirmeye başlayan ABD ,bu çerçevede özellikle Ortadoğu,Hazar ve Kafkaslar ile Orta Asya'daki enerji kaynaklarına ve enerji nakil hatlarına müdahale etme yönünde politikalar geliştirerek uygulamasını başlatmıştır.

Diğer taraftan gelişmiş ülkeler; enerji politikalarının belirlenmesinde arz güvenliği açısından kendi kaynaklarını geliştirmenin yanı sıra ,ithal edilecek kaynaklarda ,gerek enerji kaynağı türü ve gerekse bu kaynakların sağlandığı ülkeler açısından kaynak çeşitliliği yaratmayı öne çıkartmaktadır.Bir diğer deyişle ithal kaynaklara bağımlılığındaki riskleri en aza indirmeye çalışmaktadırlar.Bu yaklaşımın temelinde kaynak çeşitlendirme ve denge unsurları yer almaktadır.

2001 yılında Dünya enerji tüketimi bir önceki yıla göre sadece %0.3 oranında artmıştır.Bu düşük orandaki artışın ana nedeni dünya ekonomisindeki gerilenme olarak açıklanmaktadır.Son 10 yıllık ekonomik büyüme ortalama % 2.7 iken 2001 yılında bu oran % 1.5 olmuştur.Dünyanın diğer bölgelerinde enerji tüketimindeki artış oranlarında son yıllar ortalamasına göre azalma yaşanırken Çin'deki enerji tüketimi artışı bir önceki yıla göre % 4.3 oranında gerçekleşmiştir.

Dünya toplam enerji tüketiminin yaklaşık % 60'ını oluşturan OECD ülkelerinin tüketiminde de bir önceki yıla göre % 0.8 lik bir azalma meydana gelmiştir.

Bu yılda dünya petrol üretiminde de %0.3 lük bir azalma olmuştur.Doğalgaz üretimi ise % 1.7 oranında artmıştır.

2001 yılında nükleer enerji tüketimi % 2.8 oranında artmış olup en büyük artışlar Pakistan , Litvanya,İsveç ve Hindistan’da olmuştur.

Kömür üretiminde ise % 1.7’lik bir artış kaydedilmiştir.Bu artış Çin’de % 5.4 oranında gerçekleşmiştir.

Hidrolik enerji üretiminde ise % 3.7’lik bir azalma olmuş olup Kuzey Amerika ve Brezilya’daki azalmalar toplam tüketimdeki azalmaya etki etmiştir.

Son yıllarda dünyadaki fosil yakıtla enerji üretiminin ağırlıklı bölümü ABD,Rusya Federasyonu , Çin,Suudi Arabistan,Kanada gibi az sayıda ülke tarafından gerçekleştirilirken enerji tüketimi seviyeleri ülkenin büyüklüğü ve sanayileşme seviyesine göre değişmektedir. ABD, Çin, Rusya, Japonya ve Almanya en büyük enerji tüketicisi konumundaki ilk beş ülkedir.

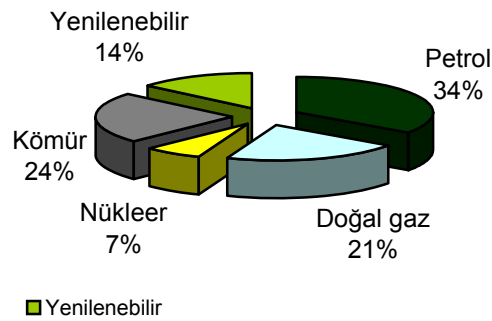
Dünyadaki toplam enerji tüketiminin yaklaşık üçte biri kuzey Amerika’da tüketilmektedir.Bunu %28’lik bir oranla Asya-Pasifik bölgesi izlemektedir.

Dünya genelinde Kuzey Amerika,Avrupa,Asya ve Pasifik bölgeleri üretimlerinin üzerinde enerji tüketirken sadece Ortadoğu bölgesi üretimdeki payının üçte biri oranında enerji tüketmektedir.

1.1.2.Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Dünyadaki toplam primer enerji kaynakları 9958 milyon TEP olup bunun % 14’ünü yenilenebilir enerji kaynakları oluşturmaktadır.Bu oranın % 11’ini biyokütle,%2.5’ini hidrolik ve % 0.05’ini de diğer yenilenebilir enerji kaynakları (rüzgar,güneş,jeotermal,dalga) oluşturmaktadır (Şekil 1.1).

Şekil. 1.1. Dünyadaki Enerji Kaynaklarının Dağılımı (IEA,2003)



Toplam Yenilenebilir: Hidrolik: % 2.5, Yanabilir+Yenilenebilir+Atık:% 11, Dalga+Rüzgar+Güneş+Jeotermal:%0.5

Dünyadaki yenilenebilir enerji kaynaklarının bölgelere göre dağılımı incelendiğinde ;

Biyokütle'nin toplam yenilenebilirler içindeki büyük payı nedeniyle Asya ,Latin Amerika ve Afrika gibi OECD üyesi olmayan ülkeler ana yenilenebilir enerji kaynağı kullanıcısı olarak ortaya çıkmaktadır.Hidrolik ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarında (güneş,rüzgar,jeotermal) ise OECD ülkeleri önemli bir kullanıcı olarak görülmektedir.

Yenilenebilir kaynaklar son 30 yılda yıllık % 2'lik bir büyüme göstermiştir.Bununla birlikte jeotermal,güneş,rüzgar,dalga vb gibi yeni yenilenebilirler ise % 9 ile daha büyük bir yıllık büyüme göstermiştir.Bunlar arasında en fazla artış %57 ile rüzgar enerjisinde olmuş,bunu %32'lik oranla güneş enerjisi izlemiştir.

Güneş ve rüzgar başta olmak üzere diğer yenilenebilir kaynaklar da gerek temiz yakıtlar olmaları ve gerekse yenilenebilir kaynaklar olmaları nedeniyle geleceğin enerji kaynakları olarak değerlendirilmektedir.Bu kaynaklar henüz diğer klasik kaynaklara ekonomik olarak rekabet edecek teknolojilere kavuşmadılarsa da temiz enerji ve kaynak çeşitliliği politikaları doğrultusunda ağırlığı giderek artan kaynaklar olarak öne çıkmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar enerjisi hava koşullarına ve topoğrafik şartlara göre değişim göstermektedir.Rüzgar enerjisi yatay veya düşey eksenli rüzgar türbinleri ile mekanik enerjiye dönüştürülmektedir.Bu mekanik enerjiden su pompalama ve elektrik enerjisi üretme amacıyla yararlanılmaktadır.Küçük yerleşim birimlerinin enerji ihtiyacının karşılanmasında yararlanılan rüzgar enerjisi ile ilgili teknoloji,büyük çapta enerji üretimi amacına yönelik sistemlerin tasarımı üzerinde yoğunlaştırılmıştır.Rüzgar enerjisinde Türbin gücü 600 kW ile 2MW arasında değişmekte olup özellikle 750 kW lık sistemler ticari ortama girmiştir.

Dünya Rüzgar Enerji Santralleri nominal kurulu gücü 1990'da 2160 MW iken 1995'te 4778 MW ,2002'de 31 128 MW olmuştur.Bu süre içerisinde kurulu güçte yıllık ortalama % 30 oranında bir artış gerçekleşmiştir.Rüzgar Enerji Santralleri sıralamasında 2002 yılı sonu itibariyle Almanya 12 000 MW,İspanya 4830 MW,Danimarka 2880 MW,Hindistan 1340 MW(2001 değeri),İtalya 785 MW,Hollanda 688 MW , İngiltere 552 MW ,İsveç 328 MW,Yunanistan 276 MW Portekiz 194 MW,Fransa 145 MW,Avusturya 139 MW,İrlanda 137 MW kurulu güce sahiptirler(Özerdem,2003).

Dünya yüzey alanının % 27'sinin ($3 \times 10^7 \text{ km}^2$) yıllık ortalama 5 m/s den daha yüksek rüzgar hızlarının etkisinde kaldığı belirtilmektedir.Bu rüzgar enerjisinden faydalanma olanağının olabileceği varsayımıyla 8 MW/km^2 üretim kapasitesi ile 240 000 GW kurulu güce sahip olunacağı ancak bu alanın sadece % 4'ünün rüzgar tarlası olarak kullanılabileceği tahmin edilmektedir.

Rüzgar enerjisi birçok avantajının yanı sıra rüzgar tarlalarının görsel ve estetik olarak kişileri ve çevreyi etkilemesi ,gürültü oluşturmaları,kuş ölümlerine neden olması ,haberleşmede parazitler yaratması gibi öne sürülen olumsuzlukları nedenlerle eleştiriye uğramaktadır.2 m/s ile 12 m/s arasındaki rüzgar hızlarında çalışan türbinlerde teknik açıdan asıl problem ise güç çıkışının kontrol edilmesi,yüksek rüzgarda yeterli güvenliğin sağlanması ve sistemin frenlenmesi ile aşırı üretimin önüne geçilmesi olarak görülmektedir. Rüzgar türbinlerinde şebeke geriliminden farklı olarak dalgalı akımın oluşması durumunda akım-

gerilim şeklinde bozulmaların başladığı, sistem performansının olumsuz etkilendiği ve bu etkilerin aynı noktadaki diğer enerji kullanıcılarını rahatsız ettiği belirtilmektedir (Özerdem 2003).

Yenilenebilir enerji kaynaklarından güneş enerjisi dünyada doğrudan ve dolaylı şekilde elektrik üretimi ve termal uygulamalar olarak iki ana grupta toplanmaktadır. Güneş enerjisinden güneş pillerinin fotovoltaik çevrim yolu ile ya da oluşan termal enerjinin klasik yöntemler ile dönüştürülmesi ile elektrik enerjisi elde edilebilmektedir. Güneş enerjisinin daha yaygın olarak kullanılabilmesi için maliyetleri düşürme ve teknolojiyi geliştirme çalışmaları sürdürülmektedir. Güneş enerjisinin 2020 yılında dünya enerji tüketimi içindeki payının yaklaşık % 1 olması ve en büyük kullanımın Kuzey Amerika bölgesinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından bir diğeri olan jeotermal enerjiden yararlanma yeni bir gelişme değildir. Ancak ekonomik olarak kullanılabilmesi için başka enerji türlerine dönüştürülmesi gerekir. Bu konudaki çalışmalar geçmişte yaşanan petrol krizinin de etkisiyle bu krizden sonra yoğunlaştırılmıştır. Bu kaynaktan genellikle elektrik enerjisi üretimi, konut ve seraların ısıtılması kimyasal maddeler üretimi gibi alanlarda yararlanılmaktadır. Son dönemde jeotermal kaynaklar kullanılarak hidrojen enerjisi elde etmek için de yoğun çalışmalar yapılmaktadır. Bu enerji kaynağından yararlanan ülkelerin sayısı hızla artış göstermektedir. Dünyada jeotermal enerji kaynağından elde edilecek toplam enerji miktarının, 1970-2050 yılları arasındaki dönem için en az 100 milyon ton taşkömüründen elde edilecek enerjiye eşit olacağı tahmin edilmektedir.

1.1.3. Fosil Yakıt Rezervleri (Petrol-Doğalgaz-Kömür)

Dünyadaki fosil yakıt rezervlerinin coğrafi dağılımı 2001 yılı itibarıyla Tablo 1.1 de verilmiştir. Dünyadaki toplam doğal gaz rezervinin % 36'sı eski SSCB'de, % 36'sı Ortadoğu'da yer alırken sadece % 9.5'ü Amerika kıtasında, % 7'si Afrika'da yer almaktadır. Ülke bazında Rusya Federasyonu'nun toplam gaz rezervi 47.5 trilyon m³ olup bunu 23 trilyon m³ ve % 15 pay ile İran takip etmektedir.

2001 yılında 143 milyar ton (1050 milyar varil) olarak saptanan Dünyadaki toplam petrol rezervlerinin ise % 65.5'i Ortadoğu'da, % 15.5'i Amerika kıtasında, % 6'sı eski SSCB'de, % 7'si Afrika'da yer almaktadır. Petrol rezervlerine ülke bazında bakıldığında Suudi Arabistan % 25 ile birinci sırada yer almakta olup bunu Irak (%11), Birleşik Arap Emirlikleri (%9), Kuveyt (%9), İran (%9) ve Venezuela (%7) takip etmektedir.

Dünyanın görünür taşkömürü rezervleri (Antrasit ve Bitümlüler dahil) ile linyit rezervleri (subbitümlüler dahil) 2001 yılında sırası ile 519 milyar ton ve 465.5 milyar ton olarak belirlenmiştir. Bu rezervlerde ilk sırayı % 25.4 ile ABD almakta, bu ülkeyi % 16'lık pay ile Rusya Federasyonu izlemektedir. Çin % 11.6, Hindistan % 8.6, Avustralya % 8.3 ve Almanya % 6.7'lik paylarla bu ülkeleri takip etmektedir. Türkiye'nin toplam kömür rezervleri içindeki payı ise % 0.4'tür.

Tablo 1,1. Dünya Fosil Yakıt Rezervleri (2001 yılı sonu)

Bölge	Petrol (Milyar ton)	D.Gaz (Trilyon m ³)	Kömür (Milyar ton)	
			Taşkömürü Linyit	
Kuzey Amerika	8,3	7,6	120,2	137,6
Orta ve Güney Amerika	13,7	7,2	7,8	14,0
Avrupa	2,6	4,9	47,5	77,9
Eski SSCB Ülkeleri	9,1	56,1	97,4	132,6
Ortadoğu	93,3	55,92	1,7	
Afrika	10,0	11,2	55,2	0,2
Asya ve Okyanusya	5,9	12,3	189,3	103,1
TOPLAM DÜNYA	142,9	155,2	519,1	465,4

Kaynak:BP Statistical Review of World Energy.June 2002

Herhangi bir yılın sonunda rezerv olarak geride kalan fosil yakıt miktarının o yıl içinde yapılan üretim miktarına bölünmesi ile elde edilen rezervlerin kullanılabilme süreleri Tablo 1,2,'de verilmektedir.2001 yılında bu süreler petrol için 40,doğal gaz için 62 ve kömür için ise 216 yıl olarak tespit edilmiştir. Yeni petrol ve doğal gaz kaynaklarının bulunması ihtimalinin düşük olduğu öngörüsü ile hareket edildiğinde 2020'li yıllardan sonra enerjide dışa bağımlılık probleminin daha da ciddi bir sorun haline gelebileceği ortaya çıkmaktadır.

Tablo 1,2 Dünyada Fosil Yakıt Rezervlerinin Kullanılabilme Süreleri (Yıl)

Bölge	Petrol	D.Gaz	Kömür
Kuzey Amerika	14	10	234
Orta ve Güney Amerika	39	72	381
Avrupa	8	16	167
Eski SSCB Ülkeleri	21	79	>500
Ortadoğu	87	>100	>500
Afrika	27	90	246
Asya ve Okyanusya	16	44	147
TOPLAM DÜNYA	40	62	216

Kaynak:BP Statistical Review of World Energy.June 2002

Dünyada Fosil Yakıt Tüketimi

2001 yılında fosil yakıt tüketimleri içinde petrol % 44' lük bir oran 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'de verilmektedir.

Tablo 1,3. Dünya Fosil Yakıt Tüketimleri (2001 Yılı)

MTEP:Milyon Ton Eşdeğeri Petrol

Bölge	Petrol		D. Gaz		Kömür		Toplam	
	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%
Kuzey Amerika	1066	46	650	28	591	26	2307	100
Orta ve Güney Amerika	219	67	87	27	22	6	328	100
Avrupa	760	50	423	28	344	22	1527	100
Eski SSCB Ülkeleri	170	20	494	58	180	22	844	100
Ortadoğu	206	52	181	46	8	2	395	100
Afrika	117	45	54	21	89	34	260	100
Asya ve Okyanusya	972	43	275	12	1021	45	2268	100
TOPLAM DÜNYA	3510	44	2164	27	2255	29	7929	100

Kaynak:BP Statistical Review of World Energy.June 2002

1.1.4 Nükleer Enerji

Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı raporlarında Dünyadaki nükleer santrallerin kurulu güç kapasitesi 2001 yılı Nisan ayı itibariyle 438 reaktör ünitesi ile 351 327 MW'a ulaşmıştır. İnşası devam eden 31 ünitenin kurulu gücü ise 27 756 MW olarak verilmiştir. Tüm dünyada 2001 yılında toplam nükleer enerji arzı 2562 TWh olarak gerçekleşmiştir. Dünya nükleer enerji üretiminin % 86'sı OECD ülkeleri tarafından gerçekleştirilmiştir.

Bu ülkelerden Fransa'nın elektrik üretimindeki nükleer enerjinin payı (2001 yılı itibariyle) %76, Belçika'nın % 57 Japonya'nın % 34 ve ABD'nin ise % 20 oranındadır. İşletmedeki nükleer santrallara bakıldığında ABD, 104 ünite ve 97411MW kurulu güçle en fazla nükleer santrale sahip ülkedir. Bu ülkeyi 59 adet ünite ve 63 073 MW kurulu güç ile Fransa takip etmektedir. Japonya ise 53 adet ünite ve 43 491 MW kurulu güç ile üçüncü ülke durumundadır.

Bölgelerde 2000,2001 yılları nükleer enerji tüketimleri ile bu yıllar arasındaki yıllık ortalama artış hızları Tablo 1,4'te verilmiştir.

Ancak ABD'de 1974 ve Almanya'da ise 1981'den itibaren yeni Nükleer enerji santrali yapımı için sipariş verilmemiştir. İngiltere ve Fransa da bu tür yatırımlarını askıya almıştır. Japonya da geçen yıldan itibaren bu görüşe katılmıştır. Ancak nükleer enerji kullanan hiçbir ülke çalışır durumdaki mevcut reaktörlerini kapatmamıştır. Sadece 32 yıllık kullanım süresini dolduracak olan santrallerini kapatma kapsamına almışlardır.

Tablo 1,4 .Dünya Nükleer Enerji Kullanımı

Bölge	2000 (MTEP)	2001 (MTEP)	Artış %
Kuzey Amerika	198	202,6	2,3
Orta ve Güney Amerika	2,7	4,8	82,4
Avrupa	218,5	225,0	3,0
Eski SSCB Ülkeleri	49,3	51,2	3,6
Afrika	3,1	2,6	-17,6
Asya ve Okyanusya	113,4	115,0	1,4
TOPLAM DÜNYA	585	601,2	2,8

Kaynak:BP Statistical Review of World Energy.June 2002

1.1.5. Hidrolik Enerji

Dünya genelinde 14 000 TWh'lik değerlendirilebilecek hidrolik kapasite olduğu tespit edilmiştir. Bu kapasitenin % 60'ı Avrupa ve Kuzey Amerika'da kullanılmaktadır. Buna karşın dünyanın geri kalan kısmında ancak % 10'luk bir potansiyelin kullanıldığı belirtilmektedir. Dünyadaki Hidrolik Enerji kullanımının bölgelere göre dağılımı ve 2000 ile 2001 yılları arasındaki değişimi Tablo 1,5'de verilmiştir.

Tablo 1,5. Dünyada Hidrolik Enerji Kullanımı

Bölge	2000 (MTEP)	2001 (MTEP)	Artış %
Kuzey Amerika	150,4	129,7	-14,1
Orta ve Güney Amerika	125,1	118,9	-4,9
Avrupa	142,2	142,4	0,1
Eski SSCB Ülkeleri	51,7	54,9	5,7
Ortadoğu	1,9	1,5	-20,5
Afrika	18,2	18,3	0,7
Asya ve Okyanusya	126,9	128,8	1,5
TOPLAM DÜNYA	616,4	594,5	-3,7

Kaynak: BP Statistical Review of World Energy. June 2002

11.6. Hidrojen Enerjisi

Birincil enerji kaynaklarının dönüştürülmesi ile elde edilen ikincil enerjilere "enerji taşıyıcısı" da denir Bilim çevreleri. Hidrojen'i 21. Yüzyıla damgasını vuracak bir enerji taşıyıcısı olarak kabul etmektedir. Hidrojen'in kolayca ve güvenli olarak taşınabildiği ve sanayide ,evlerde, taşıtlarda kullanılabileceği ileri sürülmektedir. Bunun yanı sıra tükenmez, temiz ,kolaylıkla ısı, elektrik ve mekanik enerjiye dönüşebilen, karbon içermeyen hidrojenin halen diğer yakıtlara göre pahalı olmasına rağmen uzun dönemde teknolojik ilerlemelerle maliyetinin düşürüleceği ve enerji kullanımında önemli bir rol oynayacağı açıklanmaktadır.

Hidrojen doğal bir yakıt olmayıp, birincil enerji kaynaklarından yararlanılarak su , fosil yakıtlar, biyokütle gibi değişik hammaddelerden üretilebilen sentetik bir yakıttır. Hidrojen üretim teknolojileri içinde birçok alternatif bulunmakta olup üretilen hidrojen'in boru hatları ve tankerler ile uzun mesafelere taşınabileceği belirtilmektedir (Veziroğlu.2003).

Temiz ve enerji verimliliği yüksek olarak açıklanan Hidrojen'in dağıtım sisteminde gaz veya sıvı şekilde depolanabildiği açıklanmaktadır. Ancak hidrojen gaz formunda oda sıcaklığı ve basıncında aynı eşdeğer enerji miktarına sahip bir gazdan 3000 kat daha fazla yer kaplamaktadır. Bu nedenle Hidrojenin araçlarda kullanımı için sıkıştırma, sıvılaştırma veya diğer tekniklere ihtiyaç bulunmaktadır. Bu tekniklerle ilgili araştırma ve geliştirme çalışmaları devam etmektedir.

Uzmanlar hidrojen'in diğer yakıtlardan farklı güvenlik donanımı ve prosedürü gerektirse de onlardan daha tehlikeli olmadığını, güvenlik sıralamasında propan ve metan (doğal gaz) arasında olduğunu ileri sürmektedir (Dinçer, 2002) "Solar Hidrojen sistemiyle üretilmesi halinde çok temiz bir yakıt olan hidrojen'in fosil yakıt kullanılarak buhar iyileştirme ile üretilmesi halinde oluşacak karbondioksit miktarı fosil yakıt direkt yakıldığında oluşacak emisyon miktarından yüksek olmaktadır. Ancak hidrojen'in biyokütleden , güneş enerjisinden veya diğer

yenilenebilir kaynaklardan üretimi emisyon miktarını azaltmaktadır.(Dinçer 2002)

Hidrojen enerjisi alanında çeşitli ülkelerin işbirliği sonucunda hidrojenin üretim,dağıtım ve kullanım teknikleri üzerine yoğunlaşmış araştırmalar dünyanın çeşitli ülkelerinde sürdürülmektedir.ABD ve Japonya'nın çok büyük bütçeler ayırdığı hidrojen enerjisi araştırmaları için Almanya'da mini bir hidrojen sistemi kurulmuştur.Avrupa-Kanada arasında uluslararası bir program yürütülmektedir.İzlanda ise 2030 yılına kadar tamamen hidrojen ekonomisine geçmeyi planlamıştır (Goltsov,Veziroğlu2001).

Bitkiler,su ,kömür veya doğalgaz gibi kaynaklardan elde edilen hidrojen,enerji kaynağından çok bir enerji taşıyıcısı olarak düşünülmektedir.Hidrojen'in jeotermal kaynaklardan üretimi de mümkündür.Jeotermalden üretilen elektriğin reaktörde ve jeotermal akışkanın da su olarak kullanılması ile hidrojen üretimi pilot çalışmaları jeotermal kaynak zengini olan İzlanda'da başlamıştır.Tüm evlerin % 87'sini jeotermal kaynakları ile ısıtan İzlanda 2030 yılına kadar sanayi,taşıma,ısıtma dahil enerji ihtiyacının tamamını hidrojen ile karşılamayı ve dünyaya hidrojen satmayı planlamaktadır.General Motors Araştırma ve Geliştirme Bölümü başkanı önümüzdeki iki yıl içerisinde 10 000 kişinin hidrojen ile çalışan araba kullanacağını açıklamıştır.

Hidrojen enerjisi özellikle jeotermal kaynakları açısından çok zengin olan ülkemiz için önemli bir olanak olarak görülmektedir. Türkiye bu alanda bazı adımlar atmaktadır.Birleşmiş Milletler Uluslararası Hidrojen Enerjisi Teknolojileri Merkezi'nin İstanbul'da kurulmasına ilişkin anlaşma, Türkiye ile Birleşmiş Milletler Sınai Kalkınma Örgütü (UNIDO) arasında, 2003 yılında imzalanmıştır.

Üniversitelerde ve TUBİTAK'ta konu ile ilgili araştırma çalışmalarının yan sıra Tübitak-Marmara Araştırma Merkezi, Tofaş, Arçelik, Ford ve TTGV işbirliği ile 4 yıl sürecek yakıt pili uygulamalarını içeren bir proje 2003 yılı Ekim ayında başlamıştır.

Enerjisinin % 65'ini ithal kaynaklardan sağlayan dolayısıyla yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarını çeşitlendirme ve kullanım paylarını artırma çabasında olan Türkiye'nin hidrojen enerji sistemleri konusunda öncü ülkelerden olması gereklidir. Çünkü, sahip olduğumuz bazı doğal kaynaklar jeotermal ve özellikle güneş enerjisi potansiyelimiz, güneş-hidrojen sistemine geçmek için son derece uygun bir seçenektir. Güneş enerjisini doğrudan elektrik enerjisine çeviren güneş panelleri yardımıyla suyun elektrolizi ile hidrojen üretiminde 1m³ sudan yaklaşık 108 kg hidrojen elde edilmektedir.Bunun da enerji olarak 420 lt. benzine eş değer olduğu belirtilmektedir (EİEİ Genel Müdürlüğü).

1.2 TÜRKİYE'DE ENERJİ

1.2.1 Enerji Sektörü ve Enerji Politikaları

Türkiye enerji sektöründe, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na bağlı ve ilgili kuruluşlar ,diğer ilgili kamu ve özel sektör kuruluşları ile koordineli bir şekilde Türkiye enerji politikalarının hazırlanmasından ve uygulanmasından sorumludur. Başbakanlığa bağlı DPT Müsteşarlığı ise enerji sektöründeki kuruluşlarca hazırlanan yıllık yatırım programlarının ülkenin genel ekonomisi çerçevesinde enerji ihtiyaçlarını da göz önünde bulundurarak değerlendirip onaylanmasından

ve bu yatırımların takibinden sorumludur. Enerji sektöründe yer alan kuruluşların büyük çoğunluğu aşağıda isimleri kısaltılarak sıralanan kamu kuruluşlarıdır. EPDK, EİEİ, DSI, MTA, EÜAŞ, TEİAŞ, TETAŞ, TEDAŞ, TKİ, TTK, TPAO, BOTAŞ, TUPRAŞ, TAEK.

1970’lerde ortaya çıkan ve tüm dünyayı etkileyen petrol krizi Türkiye’nin enerji politikalarında bazı değişimlere yol açmıştır. Türkiye bu kriz sonrasında ağırlığı ulusal kaynaklarını geliştirmeye vermiş, termik ve hidrolik santrallerin yapımı hızlandırılmış ve enerji sektörü yatırımları büyük oranda artmıştır. Türkiye’nin elektrik gereksiniminin tamamını karşılamaya yönelik söz konusu yatırımlar sayesinde ülke, elektrik enerjisi ithal ederken kendine yeter konuma gelmiştir.

1990 lı yılların ilk yarısında büyük kapasiteli hidroelektrik santrallerine ayrılan kaynaklar bazı kamu altyapı işletmelerinin gelir ortaklığı senetlerinden sağlanan gelirlerle desteklenmiştir. Türkiye’de belirli dönemlerde yaşanan enerji darboğazı çeşitli çabalarla aşılmış ancak planlı ve ulusal bir makro politika uygulanmamış ve Türkiye’nin toplam enerji ihtiyacının % 65’i ithalat ve dış kaynaklar ile karşılanır duruma gelmiştir.

Yapılan dönemsel çalışmalar ile enerji üretimi ve iletiminde optimizasyon sağlanmaya çalışılmış, dağıtımın üretimle dengeli oluşturulması ve üretim ve tüketimin çevresel etkileri konularında kısmi de olsa sektörde bazı gelişmeler sağlanmıştır. Ancak yatırımların finansman ihtiyacını karşılamaya yönelik çeşitli modeller uygulanmasına rağmen yapısal sorunlara etkili çözümler üretilememiştir.

Enerji sektöründe halen kuruluşlar arası koordinasyonsuzluk, elektrik enerjisi yatırımlarının dönemler itibarı ile dengesiz dağılımı ve işletmede düşük verimlilik, bazı tesislerin kapasite kullanım oranlarının düşüklüğü pratikte çözüm bekleyen sorunlar arasında yer almaktadır. Türkiye’nin enerji politikası, “ülke enerji ihtiyacının amaçlanan ekonomik büyümeyi gerçekleştirecek, sosyal kalkınma hamlelerini destekleyecek ve yönlendirecek şekilde zamanında, yeterli, güvenilir, ekonomik koşullarda ve çevresel etki de göz önüne alınarak sağlanması” şeklinde belirlenmiştir. Ancak politikaların bu çerçevede oluşturulmadığı ve yerli kaynakların olabildiğince hızlı bir şekilde devreye alınmasının gerçekleştirilemediği ve ülkenin enerji konusunda yaklaşık % 65 oranında dışa bağımlı duruma geldiği görülmektedir.

1.2.2. Enerji Sektörünün Gelişimi

Elektrik enerjisi sektörünün yeniden yapılanması 1980 sonrasında dünya genelinde global bir politika olarak ele alınmış ve bu politika yansımalarını Türkiye’de de göstermiştir.

Türkiye’de 1990’lı yıllarda aşama aşama uygulamaya geçirilen bu politika çerçevesinde çeşitli anayasal ve yasal düzenlemeler yapılmış, kurulan yatırım ve finansman modelleri ve alım garantisi ile sektöre özel sektörün katılımı sağlanmıştır. Tam rekabet koşullarını ortadan kaldırarak elektrik fiyatlarının yüksek seviyelerde oluşması sonucunu doğuran bu uygulamalardan sonra süreç içerisinde piyasanın serbestleştirilmesi, düzenlenmesi ve denetlenmesi gereği ortaya çıkmıştır.

Bu amaçla 3 Mart 2001 tarihinde “Elektrik Piyasası Kanunu” çıkartılmıştır. Bu kanun ile elektrik piyasasının özel hukuk hükümlerine göre işlemesi, rekabetin esas olması, kamunun düzenleyici bir role çekilmesi, şeffaf ve etkili bir işleyişin

oluşturulması amaçlanmıştır.Yeni elektrik piyasası 3 Eylül 2002 tarihinde açılmıştır.

Bu kapsamda yürütülen çalışmalarda Doğal Gaz Piyasası ilgili kanun ise 2001 yılında 4646 sayılı kanun olarak yayınlanmış ve 2 Kasım 2002 tarihinden itibaren doğalgaz piyasası rekabete açılmıştır.Benzer bir şekilde piyasada verimlilik ve rekabetin artırılmasının sağlanması amacı ile “Petrol Ürünleri Piyasası Kanunu”nun da çıkartılmasına çalışılmaktadır.Böylece petrol piyasası faaliyetlerinin elektrik ve doğalgaz gibi enerji kaynakları ile birlikte ele alınarak,Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu bünyesinde bütünleştirilmesi sağlanacaktır.

Yeniden yapılanma çalışmaları ile ETKB’nin sadece makro düzeyde enerji politikalarını düzenlemesi,EPDK’nın da piyasanın belirlenen makro politikalarla uyumlu çalışması için piyasa içi kontrol,düzenleme ve denetleme faaliyetlerini yürütmesi amaçlanmıştır.Özet olarak;bu düzenlemeler sonucunda Bakanlık politikayı belirleyecek,Düzenleme Kurumu da uygulamayı yürütecektir.Bu politikanın uygulanması ile elektrik üretim ve dağıtım tesislerinin özelleştirilmesinin hızlanacağı görülmektedir.

Diğer taraftan gelecek 20 yıl içerisinde % 50 oranında artması beklenen dünya enerji tüketiminin önemli bir bölümünün Avrasya’dan karşılanmasının düşünülmesi,hükümetlerin Türkiye’yi 21. yüzyılın “Avrasya Enerji Koridoru” konumuna getirme politikalarını hızlandırmıştır.Coğrafi konumunun verdiği avantajla Türkiye Doğu ve Batı arasında bir enerji koridoru ve bir enerji terminali olma politikasını sürdürmekte ve bununla ilgili projelere ortam ve olanak tanımakta ve desteklemektedir.Bu çerçevede Bakü-Tiflis-Ceyhan Petrol Boru Hattı projesine ilişkin hükümetler arası anlaşmalar imzalanmış,mühendislik çalışmaları tamamlanmış,2002 yılı sonunda yaklaşık 3 yıl sürecek,kamulaştırma ve inşaat aşamasına geçilmiştir.Maksimum kapasitesi yılda 50 Milyon ton (günde 1 milyon varil) olan boru hattının en az 40 yıl süreyle işletmede kalmak üzere 2005 yılında tamamlanması öngörülmektedir.

Bu projenin yanı sıra Hazar Doğalgazı’nın Türkiye ve Avrupa pazarına taşınmasını öngören Hazar-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi’de Doğu-Batı Enerji Koridoru’nun önemli bir unsuru olarak değerlendirilmektedir. Türkiye enerji sektöründe geçmişte olduğu gibi bugün de enerji sektöründeki yatırım ihtiyacını ulusal bütçeden karşılama konusunda sıkıntılar yaşanmaktadır. Diğer birçok sektöre göre kamu kesimi sabit sermaye yatırımları içinde yüksek olan payına rağmen enerji sektöründe yapılan yatırımlar talebi karşılamakta yetersiz kalmaktadır..1970 yılında kamu sabit sermaye yatırımları içinde % 17 olan enerji sektörü payı 1978 yılından itibaren kademeli bir şekilde artarak 1989 yılında % 30’a erişmiş ve daha sonra gerileme eğilimine girmiştir.Bu oran 1995 yılında % 13 ve 2003 yılında % 15 olmuştur.

Enerji sektöründe arama ,üretim,iletim,dağıtım ve santraller gibi birçok yatırımın sadece kamu kesimi olanaklarıyla gerçekleştirilmesi güç gözükmesi nedeniyle özel kesimin ve yabancı sermayenin enerji sektörüne katkısının artırılması için 1994 yılında Yap-İşlet-Devret,Yap-İşlet,İşletme Hakkı Devri gibi modeller geliştirilmiştir.Son olarak çıkarılan Elektrik Piyasası Yasası ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu ile YİD modeli sona ermiş ve enerji sektöründe yeni bir dönem başlamıştır.

1.2.3. Enerji Kaynakları İthalatı ve Tüketimin Sektörel Dağılımı

Sanayileşme hızlı kentleşme ve hızla artan nüfus nedeniyle Türkiye artan enerji talebinin bir bölümünü enerji kaynakları ithali ile karşılamaya başlamıştır. Belirlenen politikalarda "Yurtiçi kaynakların gerek nitelik gerek nicelik olarak yetersiz olması durumunda ekonomik olmak ve bağımlılığı en düşük düzeyde tutmak şartıyla ithal kaynaklara yönelinmesi" benimsenmiştir.

Enerji için ithal edilmekte olan ham petrol ve petrol ürünlerine 1973 yılında taşkömürü, 1975 yılında elektrik enerjisi, 1987 yılında doğal gaz ilave edilmiştir. 1990-2002 yılları arasında genel enerji tüketiminde yıllık ortalama % 3.3'lük bir artış gözlenmiştir. 1990 yılında 53 MTEP olan tüketim 2000 yılında 81.3 MTEP'e ulaşmış ancak 2001 yılında ülkemizde yaşanan krize paralel olarak enerji tüketimi önemli ölçüde azalmıştır. 2002 yılında ise tüketimin tekrar artışı yönünde bir eğilim olmuş olup bu eğilim sürmektedir (Tablo 1,6).

Tablo 1,6 Genel Enerji Tüketimleri

	1990	1995	1999	2000	2001	2002*
TAŞKÖMÜRÜ (Bin Ton)	8191	8548	11362	15393	11039	13756
LİNYİT (Bin Ton)	45891	52405	64049	64384	61010	51446
ASFALTİT (Bin Ton)	287	66	29	22	31	5
PETROL (Bin Ton)	22700	27918	28862	31072	29661	29624
DOĞAL GAZ (Milyon m ³)	3418	6937	12902	15086	16339	17723
HİDROLİK (GWh)	23148	35541	34678	30879	24010	33684
JEOTERMAL ELEK. (GWh)	80	86	81	76	90	105
JEOTERMAL ISI (BTEP)	364	437	618	684	687	730
RÜZGAR (GWh)			21	33	62	48
GÜNEŞ (BTEP)	28	143	236	262	287	318
ODUN (Bin Ton)	17870	18374	17642	16938	16263	15614
Hayvan Bitki Artık. (Bin Ton)	8030	6765	6184	5981	5790	5609
Net Elektrik İthalı (GWh)	-731	-696	2045	3354	4147	3153
İkincil Kömür İthalatı (Bin Ton)	453	1024	2075	2184	1949	2310
TOPLAM (Bin TEP)	52987	63679	74275	81251	75952	78403
ARTIŞ (%)		3,7	3,9	9,4	-6,5	3,2
Kişi Başına Tüketim (kgpe)	944	1031	1120	1205	1108	1126

Kaynak:ETKB/APKK/PFD

* Geçici

2002 yılında genel enerji tüketiminde petrol % 39 ile en büyük paya sahipken, bunu % 20.6 ile doğalgaz, % 13.5 ile linyit takip etmiştir. Aynı yılda hidrolik enerjinin payı % 3.7 iken ticari olmayan kaynakların payı % 7.6 olmuştur. İthal edilen enerji içinde petrol en yüksek paya sahiptir. Petrol ithalatı Türkiye toplam ithalatı içinde de en ön sıralarda yer almaktadır. Zaman içinde diğer enerji kaynaklarına yöneliş toplam enerji ithalatında petrolün payını az da olsa düşürmüştür. 1994 yılında toplam enerji ithalatı içinde yaklaşık % 73 olan petrolün payı 2002 yılında % 39'a gerilemiş, % 13.8 olan doğalgazın payı % 20,6'ya çıkmıştır (DEK TMK 2002). 1990-2002 yılları arasında Türkiye'de genel enerji tüketimi içindeki en önemli değişikliğin elektrik enerjisi ve doğalgaz tüketiminde olduğu görülmektedir. Bu dönem içerisinde gerek jeotermal ısı kullanımında gerekse güneş enerjisi tüketimlerinde önemli artışlar gözlenirken ticari olmayan yakıtların tüketiminde de düşüşler olmuştur.

Türkiye’de elektrik enerjisi ithalatına ilk olarak 1975 yılında başlanmış,1984 yılında bu ithalat 2653 Gwh ile en yüksek seviyesine çıkmıştır.Daha sonra alınan dönemsel önlemler ve yatırımlardaki hızlanma sonucu elektrik üretiminde kendi kendine yeterlilik sağlanmış,1990 yılı itibariyle de az miktarda elektrik ihraç edilmiştir.2002 yılı itibariyle ise petrol başta olmak üzere doğalgaz,kömür ve elektrik enerjisi ithalatı yapılmıştır.

Türkiye’de enerji tüketiminin hızla artması ve yurtiçi kaynaklarıyla enerji üretiminde yaşanan sorunlar nedeniyle yurtiçi üretimin tüketimi karşılama oranı giderek düşmüştür. 1970 yılında % 77 olan bu oran 1990 yılında % 48’e,1995 yılında % 42’ye,2000 yılında % 33’e,2002 yılında % 31’e kadar düşmüştür.Ülkemizde halen enerji üretiminin % 65’i ithal edilen kaynaklardan elde edilmektedir.Geçen süre içinde ”Yurtiçi kaynakların gerek nitelik gerek nicelik olarak yetersiz olması durumunda ekonomik olmak ve bağımlılığı en düşük düzeyde tutmak şartıyla ithal kaynaklara yönelinmesi”politikası uygulanmamıştır.Yönelinen ithal kaynaklarda ekonomik olma şartı aranmamış,anlaşmalar yüksek fiyatlar üzerinden yapılmış,bağımlılık ise en düşük düzey yerine ülke güvenliğini tehdit eder boyuta gelmiştir.

Sektörel Dağılım

Tablo 1,7’de verilen “1990-2002 yılları arasında enerji tüketiminin sektörlere göre dağılım değerleri incelendiğinde 1990 yılına kıyasla toplam tüketim içindeki en büyük artışın % 7’lik bir oranla sanayi sektöründe gerçekleştiği ortaya çıkmaktadır.1990 yılında GSYİH içerisinde sanayinin % 27 olan payı da 2002 yılında % 29’a ulaşmıştır.Bu da Türkiye’nin tüm zorluklara karşın sanayileşmeye devam ettiğinin ve özellikle de enerji yoğun sanayinin geliştiğinin bir göstergesi olmaktadır.

1990-2002 yılları arasında sanayide kullanılan enerji içerisindeki payı % 36’dan % 26’ya inmiş olsa da petrol ,sanayi sektörünün ana yakıtı olma özelliğini korumaktadır.Bununla birlikte sektörde kullanılan doğal gaz payının hızla artarak % 5’ten % 15’e ulaşması dikkat çekicidir(DEK. TMK.2002).

Tablo 1,7 Genel ve Nihai Enerji Tüketiminin Sektörlere Göre Dağılımı

Sektörler	Bin TEP									
	1990	%	1995	%	2000	%	2001	%	2002	%
SANAYİ	14453	35	17372	35	23635	39	20547	37	24465	42
KONUT VE HİZMETLER	15358	37	17596	35	19860	33	17935	33	18184	31
ULAŞTIRMA	8723	21	11066	22	12007	20	12000	22	11320	19
TARIM	1956	5	2556	5	3073	5	2964	5	3026	5
ENERJİ DIŞI	1031	2	1386	3	1915	3	1638	3	1777	3
NET	41611	100	49976	100	60490	100	55083	100	58772	100
ÇEVİRİM SEKTÖRÜ	11377	21	13703	22	20760	27	20869	27	19632	25
GENEL ENERJİ TÜK.	52987	100	63679	100	81251	100	75952	100	78403	100

Kaynak:ETKB/APKK/PFD

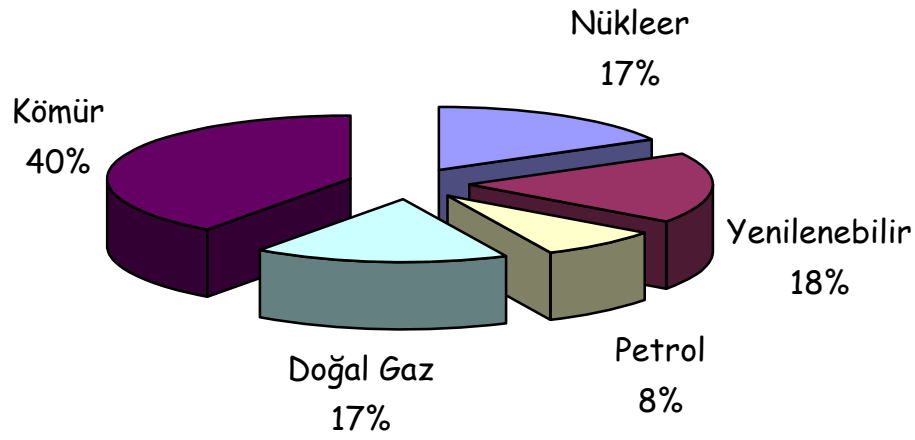
2. ELEKTRİK ENERJİSİ

2.1. Dünyada Elektrik Enerjisi

2.1.1. Dünyada Elektrik Üretimi ve Tüketimi

Dünyada elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı Şekil 2,1' de verilmiştir. Dünyadaki elektrik enerjisinin % 40'ı kömür, % 17'si nükleer, % 17'si doğal gaz, % 8'i petrol, ve % 18'i yenilenebilir (Hidrolik, Jeotermal, Güneş, Rüzgar) kaynaklarından elde edilmektedir (Önal 2003).

Şekil 2.1 2000 Yılı İtibariyle Dünyada Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı



2000 yılında yenilenebilir kaynaklardan üretilen elektriğin % 92'lik bir bölümü hidrolik santrallardan üretilmiş olup bunu % 5'lik bir oranla Biyokütle izlemiştir. Jeotermal, Rüzgar ve Güneş enerji kaynakları ise üretilen elektriğin yaklaşık % 3'lük bir bölümünü oluşturmuştur.

Dünyada 2002 yılında 12.5 trilyon kWh elektrik enerjisi üretilmiş olup bu elektriğin %80'i dünyadaki nüfusun % 15'ine sahip olan sanayileşmiş ülkelerde tüketilmiştir. Bu elektriğin % 28'i ise % 5 nüfus payına sahip olan ABD'de tüketilmiştir. Dünya nüfusunun gelişmekte olan ülkelere yaşayan dörtte birinden fazlası halen elektrikten yoksun olarak yaşamaktadır. Bu nedenle dünya elektrik tüketiminin yılda ortalama % 2.4 oranında artarak 2030 yılına kadar iki misline çıkması, toplam enerji tüketimi içindeki payının ise % 18'den % 22'ye ulaşması beklenmektedir. Ancak bu öngörü gerçekleşse bile 2030 yılında 1.4 milyar insanın hala elektrikten yoksun olarak yaşıyor olacağı da tahmin edilmektedir. (Altın, 2003).

2.1.2 AB Ülkelerinde Elektrik Enerjisi Üretimi

AB Ülkelerinde(15 ülke iken) elektrik enerjisi üretiminin birincil enerji kaynaklarına göre dağılımı Tablo2.1’de verilmiştir.

Tablo.2.1 AB Ülkelerinde Elektrik Enerjisi Üretiminin Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı - 2000

Ülke Adı	Nüfus (Milyon)	Nükleer %	Hidrolik %	Kömür %	Fuel-Oil %	Doğal gaz %	Diğer(**) %	Toplam Milyar kWh
Belçika	10.2	59,3	0,6	11	1.2	26	1,8	75
Danimarka	5.3	-	-	52	13	23	12	39
Almanya	82.1	30.5	4.5	50	1	12	2	557
Yunanistan	10.5	-	10	65	16.5	8	0,5	50
İspanya	39.4	28	12	35	12	10	3	210
Fransa	59	75	15	5.5	2	2	0,5	525
İrlanda	3,6	-	32.2	24	20	22.5	1,3	31
İtalya	57	-	19.6	9	35	35	1,4	265
Lüksemburg	0,43	-	80	-	-	20		1
Hollanda	15.8	4.5	0.1	22	7.5	60.5	5,4	87
Avusturya	8	-	70	7	4.6	16	2,4	60
Portekiz	10	-	17.5	35	25.5	19	3	43
Finlandiya	5.2	33	18,2	19	1	15,5	13,2	70
İsveç	8.9	47	46,2	1,3	2	1	2,5	155
İngiltere	59.5	26	2	29	1.5	40	1,5	367
AB	375	34	13	25	7	18	3	2 533
Türkiye (*)	68	-	26	25	8,2	40,5	0,3	129

Kaynak:EU Energy and Transport in Figures. Statistical Pocketbook 2001 TEİAŞ İstatistikleri

(*) 2002 yılı değerleri (**) Diğer:Rüzgar+ Biyomas

Yakın geçmişte ve yakın gelecekte daha düşük emisyon ,daha temiz çevre ,enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi gibi politikalar ile özellikle Avrupa ülkelerinde kömürün pahalı üretimi ve Kuzey Denizinde bulunan petrol ve doğalgaz rezervleri, başta Avrupa olmak üzere kömür üretiminin düşmesine neden olmuştur.Ancak gelişmekte olan ve enerji kaynağı olarak kömür rezervlerine sahip bulunan ülkeler diğer yakıtlara göre daha ucuz olması nedeniyle de kömürün özellikle de elektrik enerjisi santrallerinde kullanılmasına ağırlık vermişlerdir.

Tablo 2.1’e bakıldığında kömür rezervi olmayan Holanda ve Danimarka’nın ürettiği toplam elektrik enerjisinin sırasıyla % 22 ve % 52’sinin kömür santrallerinden ürettiyor olması dikkat çekicidir. Danimarka’nın oranı ekonomik olarak geliştirilebilecek yerli ve yeterli kömür rezervlerine sahip olan Türkiye’nin oranından (%25) çok daha yüksektir.

1999 yılı itibariyle AB’nin nükleer kurulu gücü 132 000 MW olup 1995-2010 döneminde 6700 MW’lık nükleer enerji santral inşası planlanmıştır.Ancak AB, nükleer enerji santralleri için azami güvenlik şartları tesis edip bu santrallerin toplam elektrik üretimindeki paylarını dolaylı olarak azaltma politikasını sürdürmektedir.AB 1995-2015 döneminde 11300 MW’lık nükleer kapasitenin işletmeden çıkartılmasını ve bu politikanın sürdürülmesini planlamıştır.

Tablo 2.1, AB’nin temiz ve yenilenebilir enerji üretme genel politikasına rağmen, birliğe üye her ülkenin kendi şartlarına göre farklı enerji kaynaklarını değişik

oranlarda tercih ettiğini ortaya koymaktadır. AB ülkeleri sera gazı emisyon oranlarını 1990 yılı seviyesinden 2010 yılına kadar % 8 azaltmayı taahhüt etmişler ancak Portekiz ve Yunanistan gibi elektrik enerjisinin sırasıyla % 35 ve % 65'ini kömürden sağlayan bazı ülkeleri istisna tutmuşlardır. Bu da ülkelerin AB içerisinde bile ulusal enerji politikaları konusunda ağırlık koyduklarının bir göstergesi olarak ortaya çıkmaktadır.

AB içerisinde bazı ülkeler AB Genel Enerji Politikasının dışında ulusal enerji kaynaklarını kullanmayı öne çıkartmıştır. Tablo 2.1'de görüldüğü gibi bazı AB ülkelerinin toplam elektrik enerjisi üretiminde kömür kaynağı önemli bir yer tutmaktadır. AB'nin yeni üyesi Polonya ise hemen hemen tüm elektrik enerjisini (%96) kömürden üretmektedir (Önal 2003). AB ülkelerinin elektrik enerjisi üretiminde kullandıkları birincil enerji kaynaklarının büyüklüklerinde önemli farklılıklar bulunmaktadır. Bu durum ülkelerin elektrik enerjisi arz projeksiyonlarındaki kaynak kullanımına da yansımaktadır. Örneğin; Almanya projeksiyonunda kömürün payı AB'nin yaklaşık iki katı, doğal gazın payı ise AB'nin yaklaşık yarısıdır. Bu durum Almanya'nın elektrik enerjisi için toplam yakıt rezervleri içinde kömürün % 95 lik bir orana sahip olmasıyla doğrudan ilişkilidir. Almanya'nın petrol ve doğalgaz rezervi kısıtlıdır. Almanya'daki kömür rezervlerinin büyüklüğü dikkate alındığında, halen enerji üretiminde kömürün payının yaklaşık % 50 olması ve gelecekteki üretim projeksiyonlarında ise yüksek tutulması öncelikle ulusal kaynakların kullanımına yönelik bir ulusal elektrik enerjisi politikasının sonucu olarak ortaya çıkmaktadır. Dünyanın diğer bazı ülkelerinde de kömürün elektrik enerjisi üretimindeki payı oldukça yüksektir. Örneğin 2001 yılı itibarıyla kömürün toplam elektrik enerjisi üretimi içindeki payı ABD'de %52, Çin'de % 78, Hindistan'da % 77, Avustralya'da % 77, Çek Cumhuriyetinde % 72, Güney Afrika Cumhuriyetinde ise % 78 olarak verilmektedir (Önal 2003).

2.1.3. Dünyada Uzun Dönemli Elektrik Enerjisi Üretim Planları

Uzun dönemli elektrik enerjisi üretim planları ile ilgili politikalar üretilip projeksiyonlar yapılırken birincil enerji kaynakları olarak termik, nükleer, hidroelektrik ve diğer yenilenebilir kaynakların payları öngörülmektedir. Uzun dönem elektrik üretim planlarının ana hatları genellikle içindeki yakıt türü payları, yakıtın arz güvenirliliği, çevre hassasiyeti, rezerv ve fiyat ilişkisine bağlı olarak şekillenmektedir.

Yapılan bu plan ve projeksiyonlar sonucunda ABD'de 1995-2020 döneminde 300 000 MW, AB'de ise aynı dönemde 600 000 MW yeni kurulu gücün gerekeceği belirlenmiştir. AB'de 2020-2030 döneminde nükleer santrallerin devreden çıkartılacağı ve bu santraller yerine kurulacak santrallerin kapasitesinin büyüme talebinin karşılanması için gereken kapasitenin üç katı kadar daha yüksek olacağı belirtilmektedir. AB'de yaklaşık yarısı Fransa'da olmak üzere 2015-2030 döneminde 110 000 MW 'lık bir nükleer kurulu güç kapasitesinin işletmeden çıkarılacağı, yeni nükleer santral kurulmasının zorlaştırılacağı belirlenmiş olup bu plan bazı AB ülkelerinin elektrik enerjisi planlamalarında dikkate alınmaktadır.

AB'de kurulu nükleer enerji santral ömürlerinin 40 yıla uzatılabileceği varsayımıyla 2030'a kadar işletme dışı kalacak nükleer santraller nedeniyle doğacak açığın, artması beklenen doğalgaz fiyatlarına rağmen, yeni nükleer santraller ile kapatılmaması kararlaştırılmıştır. 1995-2020 döneminde ekonomik nedenlerle konvansiyonel pulvarize kömür ve linyit santrallerinin kapasitesinin yarısının daha verimli temiz kömür santralleri ile değiştirilmesi düşünülmektedir. Bu süre içinde biyomas ile yapılacak üretimde önemli ölçüde bir büyüme beklenmektedir. Nükleer ve katı yakıtlı santral kapasitesindeki azalmanın

Gaz Türbini Kombine Çevrimi ve Küçük Gaz Türbini santralleri ile karşılanması planlanmaktadır.

Gaz türbini teknolojisinin sunduğu ilk yatırım maliyeti avantajı ,yüksek verim ,gaz temini koşullarında artan kolaylaşma nedenleriyle önümüzdeki dönemde gaz türbin çevrim santrallerinin öncelik kazanacağı düşünülmektedir.Ancak daha uzun dönemde gaz fiyatlarında kömüre kıyasla beklenen artış nedeniyle bu teknolojinin maliyet avantajının ortadan kalkacağı ve temiz kömür teknolojilerinin ön plana geçeceği öngörülmektedir.

AB’de 2010-2020 yılları arasında rüzgar enerjisi santrali kapasitesinde 25 000 MW’a kadar artış sağlanacağı ,2020’den sonra da güneş enerjisinin daha etkili bir şekilde gündeme geleceği tahmin edilmektedir.

ABD’de ise ekonomik ömrü dolan nükleer ve konvansiyonel katı yakıt tesislerinin devre dışı bırakılması ,uzun dönem için gerekli 300 000 MW yeni kurulu gücün doğal gaz ve kömüre dayalı alternatif teknolojilerle sağlanması planlanmaktadır.

Dünyada 2010 yılına kadar elektrik enerjisi üretimi projeksiyonuna genel olarak bakıldığında AB,Fransa ve ABD’deki eğilimlerin paralellik gösterdiği,fosil yakıtlara dayalı üretimin payının arttığı ,nükleer payının azaldığı ,hidrolik ve rüzgar payının ise seviyesini koruduğu görülmektedir.

Artan Kaynak Bağımlılığı ve Olası Problemler

Yapılan analizler, enerji kaynakları temin teknolojilerinde yeni gelişmelerin olmaması veya beklenmeyen yeni petrol ve doğalgaz kaynaklarının bulunmaması durumunda 2020 yıllarından sonra enerji ithalatına bağımlılık problemlerinin oldukça ciddi sorunlar yaratabileceğini ortaya çıkartmaktadır.

Ayrıca tüm dünyada gelişen bir trend izleyen doğal gaz ile enerji üretimi,gaz ithalatçısı konumunda olan ülkeler için belirli riskleri de beraberinde getirmektedir.

- a) Enerji üretiminde doğalgaz bağımlılığını arttıran ülkeler ,gaz pazarı hala bölgesel yapısını muhafaza ettiğinden rekabete açık olmayan bir pazara bağımlı hale gelmektedir.
- b) Gaz temininde özellikle fiziki olarak arzın kesilmesi,kesinti miktarı ve süresine bağlı olarak ,önemli bir risk oluşturmaktadır.Uzun vadeli politik sorun ve belirsizlikler sonucu uzun süreli kesintiler ortaya çıkabilir.Ancak nakit getirisi ve yatırımcıları cezbetme ihtiyacı,halen doğal gazda uzun vadeli arz kesintilerini engelleyecek bir durum olarak görülmektedir.
- c) Yukarıda sayılan bu risklere karşı gaz ithal eden ülkelerin gaz depolama kapasitelerini artırmaları,nakil sistemleri arasındaki bağlantıları planlayarak farklı kaynaklarla ve diğer sistemler vasıtası ile yedek alternatifler yaratmaları gereklidir.Bunun yanı sıra transit ülke risklerine karşı güzergah çeşitlendirilmesine gidilmeli ve tek bir ülkeye bağımlılık riski azaltılmalıdır.

2.2. Türkiye’de Elektrik Enerjisi Üretimi

2.2.1. Tarihçe ve Genel Durum

Türkiye’de ilk elektrik santrali 2 kW gücünde Tarsus’ta kurulmuştur. Cumhuriyetin ilan edildiği 1923 yılında İstanbul, İzmir, Adapazarı ve Tarsus olmak üzere dört kentte üretilen elektrik enerjisi kişi başına yıllık 5 kWh in altında idi. 1911-1930 yılları arasında Osmanlı döneminden kalma imtiyazlı şirketlerin kontrolünde yürütülen elektrik enerjisi üretim faaliyetleri 1930lu yıllarda el değiştirmiştir. Bu yıllarda EİEİ, MTA, ETİBANK gibi kurumların kurulmasıyla yabancı şirketlere verilen imtiyazlar 1939 yılında devletçe satın alınarak bu hizmetler belediyelere devredilmiştir.

Daha sonraki yıllarda İller Bankası ve Dİİ Genel Müdürlüğü’nün de devreye girmesi ile sektörde merkezi otorite zayıflamıştır.

1950’li yıllara gelindiğinde kentlerin elektrik enerjisi gereksinimleri, ETİBANK’ın kömür havzalarında kurup işlettiği kömüre dayalı küçük kapasiteli termik santraller, İller Bankası’nın kurup işlettiği küçük kapasiteli dizel ve hidrolik santraller ile birçok sanayi kuruluşunun ve belediyelerin işlettiği dizel santrallerle karşılanmaya çalışılmıştır.

Daha sonra elektrik enerjisi sektöründe yaşanan dağınıklığın merkezi bir planlama yapılmasına engel olduğu saptanmıştır. Bu durumun planlama açısından yarattığı olumsuzluk ve koordinasyonsuzluğun giderilmesine yönelik olarak 1953 yılında “1. Enerji İstişare Kongresi” düzenlenmiştir.

1953 yılında yapılan 1. Enerji İstişare Kongresi’nde;

1. Küçük güçlü yerel dizel santraller yerine daha büyük güçlü bölgesel kömür ve hidrolik santraller kurulmasına,

2. Şehirlerin birbirinden izole olarak elektrikleştirilmesi yerine, ülke çapında kurulacak ulusal elektrik iletim şebekesine bağlanacak bölge santralleri ile tüm ülkenin elektrikleştirilmesinin sağlanmasına,

3. Bütün bu amaca ulaşmak için çeşitli kuruluşlarca yürütülen elektrikleştirme faaliyetlerinin tek elden yürütülmesi için yetkilerin Türkiye Elektrik Kurumu’nda toplanmasına karar verilmiştir. Bu kongreden 10 yıl sonra 1963 yılında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 17 yıl sonra 1970 yılında 1312 sayılı yasa ile Türkiye Elektrik Kurumu kurularak elektrik üretim, iletim ve dağıtım işlerinin bir kamu tekeli olarak merkezileştirilmesi gündeme gelmiştir. Bu dönemde barajların yapılmasında Dİİ, termik santrallerin yapılması ve işletilmesinde ETİBANK, belediyelerle işbirliği içerisinde İller Bankası, ilgili belediyeler ve EİEİ’nin faaliyet gösterdiği görülmektedir.

TEK’in kurulması ile elektrik enerjisi üretim ve iletiminde, ayrıcalıklı şirketler olan ÇEAŞ ve KEPEZ’in üretim ve iletimde sorumlu olduğu Çukurova ve Antalya yöreleri hariç, merkezi kamusal bir yapı oluşmuştur.

Daha sonraki dönemde 1982 yılında çıkartılan bir yasa ile üretim ve iletim dışındaki diğer dağıtım hizmetleri Belediyelerden alınarak TEK’e devredilmiştir. TEK’in faaliyetlerine başladığı 1970 yılından 1993 yılına kadar elektrik enerjisi üretimi 8.5 kat artarak 74 milyar kWh’a yükselmiştir.

1980’li yıllarda elektrik enerjisi sektöründe de özelleştirme uygulamalarına başlanmış, bu amaçla 1984 yılında 3096 sayılı yasa ile TEK dışındaki kuruluşların

elektrik üretimi,iletimi ve dağıtımı yapmasının önü açılarak TEK'in tekel konumu kaldırılmıştır.

Bu özelleştirmelerin gerekçesi kamuoyuna“Devlete gelir sağlamak,alana ileri teknoloji getirilmesi,istihdamın artırılması,verimsiz-hantal işletmelerin zararlarından devleti kurtarmak ve devletin hantal kamu işletmelerinin finansman yükünden kurtarılması ile sağlanacak mali kaynakların,kamu alanında eğitim,sağlık ve sosyal güvenlik alanında yaşanan sorunların çözülmesine aktarılması “ olarak açıklanmıştır.

1993 yılında 513 sayılı KHK ile TEK, TEAŞ ve TEDAŞ olarak ikiye bölünmüş, 2001 yılında TEAŞ ;

Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi(TEİAŞ)

Elektrik Üretim Anonim Şirketi(EÜAŞ)

Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi(TETAŞ) olarak üçe ayrılmıştır.

Son olarak 2001 yılında 4628 sayılı “Elektrik Piyasası Yasası” ve ardından kurulan Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK) ile Yİ,YİD modelleri sona ermiş ve enerji sektöründe bir başka dönem başlamıştır.Bu sistem öncesinde YİD ve Otoprodüktör Modeli ile inşa edilmiş santralların ürettiği elektrik TETAŞ’ca satın alınmakta ve TEDAŞ tarafından dağıtılmakta idi.Bir diğer deyişle üretim ve İşletme özel sektörcce ,iletim,dağıtım ve satım devlet kuruluşları tarafından yapılmakta idi.EPDK döneminde mevcut ve işletmede olan santrallar özelleştirilerek santral işletmeciliği özel sektör tarafından yapılacaktır.İletim TEİAŞ,toptan alım ve satış TETAŞ,dağıtım ise tamamen özel sektörcce yapılacaktır. Bu kapsamda Özelleştirme Yüksek Kurulu 2/04/2004 tarihinde TEDAŞ’ın özelleştirme kapsam ve programına alınmasına karar vermiş olup özelleştirme işlemleri 31.12.2006 tarihine kadar tamamlanacaktır.

Elektrik enerjisi sektöründe elektrik enerjisi üretimi,iletimi,dağıtılması gibi görev ve hizmetleri yerine getiren EÜAŞ,TEİAŞ,TETAŞ,TEDAŞ ve bölgesel dağıtım şirketleri ile YİD ve Otoprodüktör özel sektör santralları gibi parçalı ancak kamu kurumları ağırlıklı sistem yerine özel sektör ağırlıklı serbest rekabete dayalı yeni bir sistem oluşturma çalışmaları sürmektedir.

2.2.2 Elektrik Enerjisinde YİD Modeli’nin Değerlendirilmesi

Elektrik enerjisi sektöründeki yatırımlar için gereken mali kaynağın kamu kesimince yaratılması malî kapasitesini aşması,sektörü yeniden yapılandırmadan başlayarak özelleştirme düzenlemelerine kadar çok sayıda yöntemin geliştirilmesi sonucunu doğurmuştur.Bu kapsamda 1994 yılında çıkartılan 3996 sayılı yasa ile bazı hizmetlerin Yap İşlet Devret(YİD) modeli ile yaptırılması hedeflenmiştir.

1996 yılındaki 8269 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile YİD modelinin devret kısmı kaldırılarak Yap İşlet Modeline yönelinmiştir.Yİ yöntemi YİD uygulamalarında karşılaşılan kimi hukuki zorlukları aşmak için geliştirilmiş olup tesisin devrini gerektirmeyen bir modeldir.

Uygulamaya konulan yeni modeller arasındaki işletme hakkı devri (İHD) modeli ise; üretim,iletim ve dağıtım alanında ,kamu tesislerinin işletme haklarının özel kuruluşlara devredilmesine yönelik sözleşmelerin imzalandığı bir modeldir.Elektrik enerjisi üretiminde özel sektörün katkısını sağlayan yöntemler arasında ,imtiyazlı şirketler,otoprodüktörler,ve mobil santral uygulamaları da yer almaktadır.Otoprodüktörler,kendi elektrik enerjilerini üreten ,belli koşullar altında

bunu çevrelerine de satma izni olan şirketlerdir. Mobil santraller ise geçici olarak üretim izni verilen hareketli tesislerdir.

Geniş anlamda YİD modeli, ileri teknoloji ve yüksek maddî kaynak ihtiyacı duyulan bir kamu yatırım veya hizmetinin finansmanının özel bir şirket tarafından karşılanarak gerçekleştirilmesi, sözleşme ile önceden belirlenen bir süre için işletilmesi, bu süre içerisinde üretilen mal veya hizmetin kamu kurum ve kuruluşlarınca veya hizmetten yararlananlarca satın alınarak yatırım bedelinin bu suretle ödenmesi ve sürenin sonunda işletilmekte olan tesislerin, borçsuz, bakımı yapılmış, eksiksiz ve işler durumda, ilgili kamu kurum veya kuruluşuna bedelsiz olarak devredilmesi şeklinde tanımlanabilir. Ülkemizin bu modelle tanışması, kamu finansman sıkıntısının yaşandığı 80'li yıllara rastlamaktadır. Bu konuda ilk yasal düzenleme enerji sektöründe gerçekleşmiştir. 1984 yılında 3096 sayılı *“Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun”* ile elektrik enerjisi alanında özel sektöre de faaliyette bulunma olanağı tanınmıştır. Bu yasa ile mülkiyeti kamuya ait ve kamu tarafından işletilmekte olan üretim ve dağıtım tesislerinin işletme haklarının belirli bir süre için özel sektöre devredilmesi olanağı getirilmiştir. Tesislerin işletme hakkını devretmek için 1997 yılında ihaleler yapılmış ancak açılan davalarda verilen kararlar ve ihaleyi kazanan firmaların gerekli işlemleri yapmaması gibi nedenlerle yalnızca Çayırhan Termik (Linyit) ve Hazar I-II Hidroelektrik santrallerinin devri gerçekleşebilmiştir.

3096 sayılı Kanun uyarınca enerji alanı imtiyazlı bir alan olarak kabul edilmiş ve görevli şirketlerle imzalanan sözleşmeler *“İmtiyaz Sözleşmesi”* niteliğinde imzalanmıştır.

Anayasa Mahkemesinin, enerji alanında YİD modeli çerçevesinde görevli şirketlerle Bakanlık arasında imzalanan sözleşmelerin *“imtiyaz sözleşmesi”* niteliğinde olduğu ve *“özel hukuk sözleşmesi”* olarak imzalanamayacağı yönünde kararlar vermesi ve bu konuda iki ayrı kanunda yapılan değişiklikleri aynı gerekçelerle iptal etmesi üzerine, bu alanda *“özel hukuk sözleşmesi”* niteliğinde sözleşme yapılabilmesi ve *“tahkim”* usulünün uygulanabilmesi için yeni bir model arayışına girilmiştir. Bu kapsamda Yap-İşlet (Yİ) modeli geliştirilmiş ve 1997 yılında 4283 sayılı *“Yap-İşlet Modeli ile Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanun”* çıkarılarak yasal alt yapı oluşturulmuştur. Bu Kanunda, enerji alanında bağitlanan sözleşmelerin *“özel hukuk sözleşmesi olmadığı”* yönündeki yargı kararları nedeniyle, Bakanlık tarafından yapılan tüm işlemlerin, şirket statüsünde olan TEAŞ tarafından yapılması öngörülmüş, böylece ticarî şirketler arasında bağitlandığı için bu sözleşmelerin *“özel hukuk sözleşmesi”* olmasına yasal olanak hazırlanmıştır. Yİ Modeli ile kamuya üretilen enerjinin belirli bir yüzdesini satın alma (ya da bedelini ödeme) yükümlülüğü getirilmiştir. 4628 sayılı yasa sonrasında yeni Yİ projelerine de YİD projelerinde olduğu gibi, ödeme yükümlülükleri için üretim şirketlerine Hazine Garantisi verilmemeye başlanmıştır.

4283 sayılı yasa kapsamında 5630 MW kurulu gücünde 5 adet Yİ projesi gerçekleştirilmiştir. Yukarıda sözü edilen Yİ ve YİD santralleriyle ağırlıklı olarak doğal gazla dayalı bir üretim biçimine yönelinmiş ve enerji maliyetlerinin yanı sıra dışa bağımlılık da artmıştır. Bunun yanı sıra Yİ, YİD ve İHD projelerinde kamu yararı gözetmeyen birçok hatalı, usulsüz işlem ve uygulama belirlenmiştir. Bu

konular TBMM Yolsuzlukları Araştırma Komisyonu,Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu,Hazine Müsteşarlığı Raporlarının yanısıra Sayıştay tarafından hazırlanan ve kısa bir süre önce yayınlanan raporda da açıklanmıştır.

Tüm bu sürece dair 2004 yılında Sayıştay tarafından Hazırlanan “Enerji Raporu’nda(Sayıştay 2004) YİD modeli ile ilgili şu görüşlere yer verilmiştir.

“Yasal alt yapısı bu şekilde oluşturularak görevli şirketlerle imzalanan “özel hukuk sözleşmeleri” bugün ülkemizde enerji alanında yaşanan sıkıntıların başlıca sebebidir. Sözleşmeler üzerinde idarî yargının ön denetimi olmaması sonucunda kamu aleyhine hükümlerin yer aldığı ve riskin kamunun üzerinde kaldığı sözleşmeler akdedilmiştir.

Bakanlık ile özel şirketler arasında imzalanan sözleşmelerin tamamına “Gizlilik” yönünde hükümler konulması nedeniyle, kamu aleyhine yapılan düzenlemelerin ilgili kurum ve kuruluşlar ile kamuoyu tarafından öğrenilmesi imkânı da ortadan kalkmıştır.”

Rapor kapsamında YİD modeliyle yapılan 24 ve Yİ modeliyle yapılan 5 olmak üzere toplam 29 adet santral incelenmiş ve bu incelemeler sonucunda aşağıda özetlenen sorunlar tespit edilmiştir:

- YİD modeliyle yapılan santrallerle ilgili olarak ilâna çıkılmamış, başka şirketlerden teklif alınmamış ve ihale yapılmamıştır.
- Santrallerin kurulacakları yerlerin, arz-talep dengesi göz önüne alınarak Bakanlık tarafından belirlenmesi gerekirken, bu yerlerin seçiminin firmalara bırakılması sonucunda bazı bölgelerde talebin çok üzerinde enerji üretecek kapasitede santraller kurulmuş ve üretilen enerjiye o bölgede ihtiyaç duyulmadığı için ilâve yatırım yapılarak yeni iletim hatları tesis edilmiş, bu da enerji maliyetlerinin yükselmesine ve kayıp-kaçak oranlarının artmasına yol açmıştır.
- Şirketler tarafından ilgili yönetmelik hükümlerine aykırı olarak düzenlenen hatalı fizibilite raporlarına dayanılarak proje kabulleri yapılmış, bağlı ve ilgili kuruluşların fizibilite raporları için verdikleri olumsuz görüşler dikkate alınmamıştır.
- 3096 sayılı Kanun hükümlerine göre sadece elektrik üretmek amacıyla kurulan şirketlerle sözleşme imzalanması mümkün olduğu halde, farklı alanlarda da faaliyet gösteren şirketlerle sözleşmeler imzalanmış ve yine aynı Kanuna göre sözleşmelerde işletme sürelerini belirleme yetkisi Bakanlar Kuruluna ait iken, Bakanlık, yetkisini aşarak Bakanlar Kurulu Kararı olmaksızın bazı projelerin işletme sürelerini artırmıştır.
- Firmaların belirledikleri yatırım tutarları ile özsermaye getiri oranlarının hiçbir araştırma ve analiz yapılmaksızın aynen kabulü ve şirketlerle imzalanan sözleşmelere kamu aleyhine hükümler konulması sonucunda, toplam yatırım maliyetleri gerçeği yansıtmayan santrallardan yüksek tarifelerle enerji satın alınmasına ve şirketlerin söz konusu yatırımlarından USD bazında % 85'lere varan yüksek oranlarda getiri elde etmelerine yol açılmıştır.

- Firmalar, santralleri fizibilite raporlarında verdikleri ilk teklif fiyatlarından daha düşük bedellerle tamamladıkları halde, yatırım dönemi sonunda (özellikle doğalgaz santrallerinde) maliyetlerin yıllık % 4,6 ile % 5 arasında değişen oranlarda eskale edilmesine izin verilerek toplam yatırım maliyetlerinin daha da yükselmesine sebep olunmuştur.

- Görevli şirketlerle imzalanan Uygulama/İmtiyaz Sözleşmeleri defalarca değiştirilmiş ve her değişiklikte, projelerin toplam yatırım tutarları ve elektrik satış tarifeleri yükseltilmiş, işletme süreleri uzatılmış, erken üretim, eksik ve fazla üretim fiyatları değiştirilmiştir. Bu tür değişiklikler tamamen şirketlerin talepleri doğrultusunda ve firmaların lehine olmuş, kamu yararı açısından yapılması zorunlu olan değişiklikler yapılmamış, bu da kamu kesiminin riskinin artmasına yol açmıştır.

Tüm bu uygulamalar sonucunda, santrallerin işletmede oldukları ortalama 4 yıllık süre içinde 2.3 milyar USD kamu zararı ortaya çıkmıştır.

Raporun sonuç bölümünde ise; "Uğranılan kamu zararının sona erdirilmesi amacıyla Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığınca şirketlerle bir an önce görüşmelere başlanılmalı, sözleşmelerin ve tarifelerin tadilinden, asgarî alım garantisi miktarları ve hazine garanti sürelerinin düşürülmesine kadar geniş bir yelpazede çözüm aranmalıdır. Bu çerçevede bir çözüme ulaşamadığı takdirde hukuki süreç başlatılmalıdır (SAYIŞTAY 2004)." denilmektedir. Ülkemizde YİD yöntemiyle bugüne kadar 24 elektrik üretim tesisi gerçekleştirilmiş olup bunların tamamı işletmede bulunmaktadır. Bunların 4'ü doğalgaz, 2'si rüzgar, 18'i de hidroelektrik enerji santralidir. Bu tesislerin kurulu güç toplamı 2286 MW olup Türkiye toplamının %7'sine karşılık gelmektedir

2.2.3. Kurulu Güç Kapasitesinin ve Üretimin Birincil Kaynaklara Göre Yıllar İtibariyle Değişimi

Türkiye'deki elektrik enerjisi kurulu güç kapasitesinin birincil kaynaklara göre yıllar itibariyle gelişimi Tablo 2.2 ve Şekil 2.2 de verilmiştir

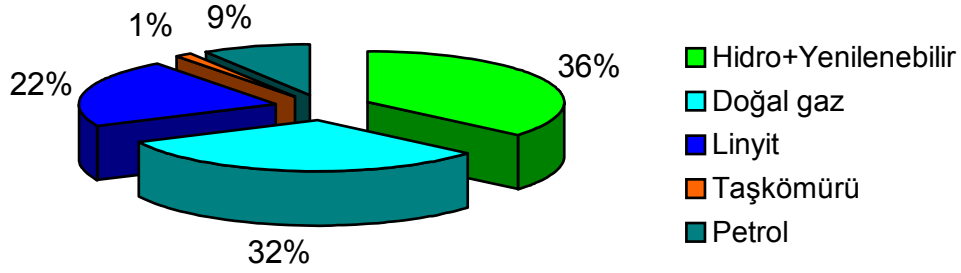
Tablo 2.2 Elektrik Enerjisi Kurulu Güç Kapasitesinin Birincil Kaynaklara Göre Yıllar İtibariyle Gelişimi (MW)

KAYNAK	1990	%	1995	%	2000	%	2001	%	2002	%	2003	%
TAŞKÖMÜRÜ	332	2,0	486	1,5	480	1,8	480	1,7	480	1,5	480	1,4
LİNYİT	4896	29,9	6048	28,8	6510	23,8	6510	23,0	6510	20,4	7759	22
PETROL	1784	10,7	1353	6,5	1586	5,8	2000	7,0	2400	7,5	3198	9
DOĞALGAZ	2210	13,5	2884	13,8	7044	18,0	7153	17,1	7247	22,8	11510	32
DİĞER (*)	372	2,3	462	2,2	2571	9,4	2780	9,8	2938	9,2	24	
TOPLAM TERMİK	9594	58,4	11073	52,8	16052	58,8	16622	58,6	19568	61,4	22971	64
JEOTERMAL	18	0,1	18	0,1	18	0,1	18	0,1	18	0,1	18	0,1
RÜZGAR					19	0,1	19	0,1	19	0,1	19	0,1
TOPLAM HİDROLİK	6764	41,5	9863	47,1	11175	41,0	11673	41,2	12241	38,4	12579	36
GENEL TOPLAM	16318	100	20954	100	27264	100	28332	100	31846	100	35587	100

* Odun, odun talaşı, sıvı kükürt, kükürt keki, pirit, atık ve çok yakıtlı santralleri kapsamaktadır Kaynak: TEİAŞ İstatistikleri

Tablo 2.2. ve Şekil 2.2 incelendiğinde ülkemizdeki hidrolik ,rüzgar ve jeotermal elektrik enerjisi santrallerinin toplam kurulu gücünün Türkiye’deki toplam kurulu güce oranının % 36 olduğu, bunu % 32’lik oranla doğalgaz santrallerinin izlediği görülmektedir.Yine Tablo 2.2. deki verilerden Taşkömürü kurulu gücünün son on yıldır artmadığı ,en büyük kurulu güç artışının doğal gaz santrallerinde olduğu ortaya çıkmaktadır.

Şekil 2.2 Kurulu Güç Kapasitesinin Birincil Kaynaklara Göre Dağılımı (2003)



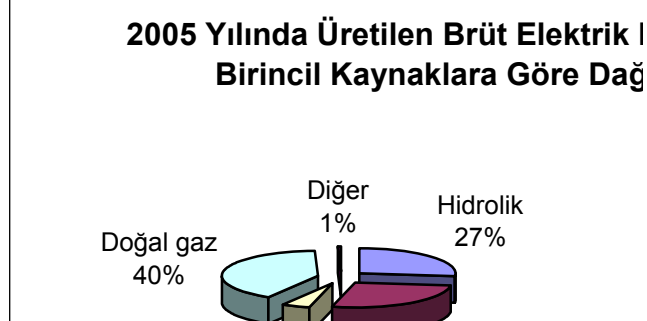
Türkiye’de üretilen brüt elektrik enerjisinin birincil kaynaklara göre yıllar itibariyle değişimi Tablo 2.3 de ,2003 yılında birincil kaynaklara göre brüt elektrik enerjisi üretimi ise Şekil 2.2.1’de verilmiştir. Tablo 2.3 incelendiğinde Türkiye’de doğal gaz ile elektrik enerjisi üretiminin ilk kez 1985 yılında 58 milyon kWh ‘lık üretimle başladığı ve bu üretimin 2003 yılında 62 milyar kWh’a ulaştığı görülmektedir.

Tablo 2.3 Üretilen Brüt Elektrik Enerjisinin Birincil Kaynaklara Göre Yıllar İtibariyle Gelişimi (GWh)

YILLA R	TERMİK ÜRETİM											Toplam Termik	Jeo ter mal	Rü zg ar	Top. Hidroli k	Topla m Üretim
	Katı yakıtlar			Sıvı Yakıtlar					Diğer Yakıtlar							
	Taş kömürü	Linyit	Toplam	Fuel Oil	Motorin	LPG	Nafta	Toplam	Çoklu Yakıt ve Diğer	Doğalgaz	Toplam					
1970	1382,3	1442,2	2824,5	2336,5	263,5			2600	165,7		165,7	5590,2			3032,8	8623
1971	1453,2	1527	2980,2	3890	138,3			4028,3	162,4		162,4	7170,9			2610,2	9781,1
1972	1431,4	1489,4	2920,8	4776,9	164,5			4941,4	175,5		175,5	8037,7			3204,2	11241,9
1973	1501,9	1741,7	3243,6	5848,7	532,7			6381,4	196,8		196,8	9821,8			2603,4	12425,2
1974	1516,3	2355	3871,3	5379,2	664,2			6043,4	206,5		206,5	10121,2			3355,8	13477,0
1975	1427,4	2685	4113,3	4700	685,9			5385,9	220		220	9719,2			5903,6	15622,8
1976	1345,8	2981,5	4327,3	4672,9	746,6			5419,5	161,2		161,2	9908			8374,8	18282,8
1977	1266,2	3625,8	4892	5538,5	1343,5			6882	218,3		218,3	11992,3			8572,3	20564,6
1978	1207	4362,2	5569,2	5690,9	994			6684,9	137,2		137,2	12391,3			9334,8	21726,1
1979	1066	5371,3	6438	5118,4	532,1			5650,5	144,5		144,5	12233			10289,9	22521,9
1980	911,7	5048,6	5960,3	5222,8	608,4			5831,2	135,7		135,7	11927,2			11348,2	23275,4
1981	892,3	5244,1	6136,4	5195,5	614,8			5810,3	110		110	12056,7			12616,1	24672,8
1982	912,8	5528,4	6441,2	5305,8	637,8			5943,6			0,0	12384,8			14166,7	26551,5
1983	787,2	7789,8	8577	6348,4	1078,7			7427,1			0,0	16004,1			11342,7	27346,8
1984	705,6	9412,7	10118,3	6710,6	336,2			7046,8			0,0	17165,1	22,1		13426,3	30613,5
1985	710,3	14317,5	15027,8	7028,6	53,4			7082		58,2	58,2	22168	6		12044,9	34218,9
1986	772,8	18664,5	19437,3	6941,3	59,3			7000,6		1340,7	1340,7	27778,6	43,6		11872,6	39694,8
1987	627,8	17025,7	17653,5	5418,1	77,5			5495,6		2528,1	2528,1	25677,2	57,9		18617,8	44352,9
1988	345,2	12156,6	12501,8	3232,2	57,3			3289,5		3239,5	3239,5	19030,8	68,4		28949,6	48048,8
1989	317	19952,5	20269,5	4209,2	38,3			4247,5		9524	9524	34041	62,6		17939,6	52043,2
1990	620,8	19560,5	20181,3	3920,9	20,8			3941,7		10192,3	10192,3	34315,3	80,1		232147,6	57543,0
1991	998,4	20563,1	21561,5	3291	2,2			3293,2	38,4	12588,6	12627	37481,7	81,3		22683,3	60246,3
1992	1814,6	22756,2	24570,8	5271,3	1,7			5273	47,1	10813,7	10860,8	40704,6	69,6		26568	67342,2
1993	1796,1	21963,8	23759,9	5171,4	3,1			5174,5	56,4	10788,2	10844,6	39779	77,6		33950,9	73807,5
1994	1977,6	26257,1	28234,7	5546,8	2			5548,8	50,9	13822,3	13873,2	47656,7	79,1		30585,9	78321,7
1995	2332,1	25814,8	28046,9	5498,2	273,8			5772	222,3	16579,3	16801,6	50620,5	86		35540,9	86247,4
1996	2574,1	27839,5	30413,6	6174,4	365,2			6539,6	175,4	17174,2	17349,6	54302,8	83,7		40475,2	94861,7
1997	3272,8	30587,2	33860	6520,7	531,4	105,2		7157,3	294	22085,6	22379,6	63396,9	82,8		39816,1	103295,8
1998	2980,9	32706,6	35687,5	7275,6	308,6	222,2	116,9	7923,3	254,6	24837,5	25092,1	68702,9	85	5,5	42229	11022,4
1999	3122,8	33908,1	37030,9	6472,4	747,7	277,5	581,9	8079,5	204,7	36345,9	36550,6	81661	80,9	20,5	34677,5	116439,9
2000	3819	34367,3	38186,3	7459,1	980,6	324	547,1	9310,8	220,2	46216,9	46437,1	93934,2	75,5	33,4	30878,5	124921,6
2001	4046	34371,5	38417,5	8816,6	904	162,1	483,5	10366,2	229,9	49549,2	49779,1	98562,8	89,6	62,4	24009,9	122724,7
2002*	4093,1	28056,2	32149,3	9504,9	266,6	34,8	933,1	10739,4	173,7	52496,5	52670,2	95558,9	104,6	48	33683,8	129395,3
2003			32349					10091	70	62300	62370	104810	91-4	59,6	35323	140284

Kaynak :Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi 2002 Enerji İstatistikleri

Hidrolik 27 Kömür 27 Fuel-Oil+M 4,5 Doğal gaz 41 Diğer 0,5



2.2.4. Elektrik Üretiminde Kamu ve Özel Sektör Payları

Elektrik enerjisi sektöründeki yeniden yapılanma çalışmaları çerçevesinde son yıllarda elektrik üretiminde kamu payı azalmış, özel sektör payı ise artmıştır (Tablo 2,4). 2002 yılında üretilen elektrik enerjisinin yaklaşık % 60'ı EÜAŞ ve Bağlı Ortaklıklarınca üretilmiştir. 2003 yılı için bu üretimin % 43'ünün kamu %57'sinin ise özel sektör eliyle yapıldığı belirtilmektedir (TMMOB EMO, 2004).

Tablo. 2.4 Üretilen Elektrik Enerjisinin Üretici Kamu ve Özel Sektör Kuruluşlarına Dağılım Yüzdesi (%)

Kuruluş Yıl	EÜAŞ	Bağlı Ortaklık	Ayrıcalıklı Şirketler	Üretim Şirketleri (Yİ+YİD)	Mobil Santraller	İşletme Hakkı Devri	Otoprodüktör
1993	91		3,3	0,1			5,7
1994	92		2,2	0,1			5,9
1995	83	7,7	2,7	0,1			6,5
1996	73	17,2	3,1	0,5			6,4
1997	70,2	17,8	2,1	2,3			7,5
1998	71	15,8	2,1	2,3			9,1
1999	64	15,4	1,9	7,9	0,2		10,8
2000	59,2	15,4	1,5	9,6	0,5	0,9	12,8
2001	55	15,4	1,1	10,8	0,9	2,2	14,6
2002	46,4	13,3	3,5	15,2	2,5	3,2	15,8

Kaynak: DEK Türk Milli Komitesi Enerji İstatistikleri

Türkiye'de kurulu gücün birincil enerji kaynaklarına göre üretici kuruluşlara dağılımı Tablo 2.5'de verilmiştir. Bu tablo incelendiğinde bu kurulu gücün yaklaşık % 66'sının EÜAŞ ve Bağlı Ortaklıkları tarafından işletildiği görülmektedir.

Tablo 2,5 Türkiye’de Kurulu Gücün Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Üretici Kuruluşlara Dağılımı (2002 yılı sonu itibariyle)

BİRİNCİL ENERJİ KAYNAĞI	ÜRETİCİ KURULUŞLAR							TÜRKİYE (MW)
	EÜAŞ	EÜAŞ’a Bağlı Ortaklıklar	Ayrıcalıklı Şirketler	Üretim Şirketleri	Otopro- duktörler	Mobil Santrallar	İşletme Hakkı Devri	
TERMİK TOPLAM (MW)	7648,2	3284	0	3759.6	3606,8	622,3	620	19540,9
HİDROLİK TOPLAM (MW)	10109	0	1120.3	882	99,8	0	30.1	12240,9
JEOTERMAL (MW)	17.5	0	0	0	0	0	0	17.5
RÜZGAR (MW)	0	0	0	17.4	29,1	0	0	46,5
GENEL TOPLAM	17774,4	3284	1120,3	4659	3735,7	622,3	650.1	31845,8
ORAN %	55,8	10,3	3,5	8.3	11,7	2	2.1	100

Kaynak:DEK. TMK. Enerji İstatistikleri

2.2.5.Sektörlere Göre Elektrik Enerjisi Tüketimi

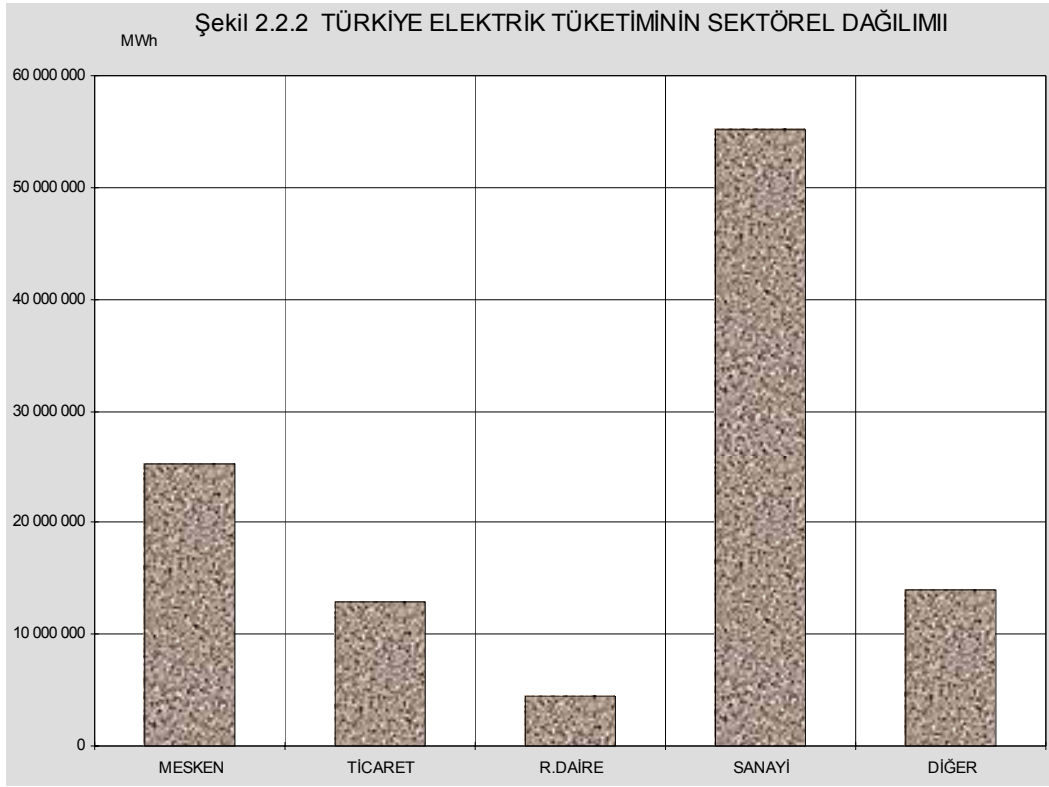
Elektrik enerjisi tüketiminin sektörlere göre dağılımı çeşitli yıllar itibariyle Tablo 2.6 da verilmiştir.

Tablo 2,6 Sektörlere Göre Elektrik Enerjisi Tüketiminin Dağılımı

	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003	oran
Sanayi (GWh)	29 212	38 007	46 481	48 842	46 989	50489	55099	%49,5
Konut ve Hizmetler (Gwh)	16 688	27 384	41 433	45 664	46 058	48879	52949	%47
Tarım (GWh)	575	1513	2624	3070	3203	2749	2838	%2.5
Ulaştırma (GWh)	345	490	664	720	820	830	880	%1
Toplam Net Tüketim (GWh)	46 820	67 394	91 202	98 296	97 070	102 947	111766	
Kişi Başına Net Tüketim KWh	834	1092	1376	1458	1416	1479	1581	

Kaynak:TEDAŞ

Tablo 2,6 incelendiğinde 1990 yılında toplam net elektrik tüketiminde % 62 olan sanayi sektörünün payının 2003 yılında % 49.5’e düştüğü görülmektedir.Buna karşılık konut ve hizmetler sektöründeki tüketim yaklaşık üç kat artarken toplam tüketim içindeki payı da % 36’dan % 47’ye çıkmıştır.Aynı dönem içinde tarım sektörünün payı %2 oranında artmış,ulaştırma sektörünün payında ise önemli bir değişiklik olmamıştır.1990-2003 yılları arasında kişi başına net tüketim yaklaşık % 89,5 oranında artmıştır. 2003 yılı itibariyle Türkiye net elektrik tüketiminin sektörel dağılımı Şekil 2.2.2’de verilmiştir.



2.2.6.Uzun Vadeli Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonları ve Değerlendirmesi

Ülkemizde enerji talebi hesaplamaları “Uluslararası Atom Enerji Ajansı” tarafından geliştirilen ve Dünya Bankası’nca da tavsiye edilen MAED (Model for Analysis of Energy Demand) Modeli kullanılarak Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nca gerçekleştirilmektedir. Modelin enerji sektörümüzle ekonomik ve sosyal yapımıza uyduğu belirlenmiş ve enerji talebinin hesaplanmasında kullanılabilirliği ETKB’nca benimsenmiştir. Ekonomik, sosyal ve teknik yapıyı detaylı olarak irdeleyen modelin, benimsenen politika ve kararlar ışığında enerji taleplerini gerçekçi olarak ortaya koyduğu kabul edilmektedir. Bunun yanı sıra hedef ve politikalarındaki değişikliklerin kısa sürede bu modele yansıtılabildiği ve taleplerin her an değişen şartlara göre yenilenebildiği açıklanmaktadır.

Türkiye’de uzun vadeli enerji planlamasının temelini, birincil enerji kaynağı politikalarının doğrultusunda elektrik enerjisi talebini en düşük maliyetle karşılayacak optimal bir sistemin kompozisyonu olduğu belirlenmiştir.

Bu amaca yönelik olarak ETKB tarafından 20 yıldır WASP (Wien Automatic System Planning Package) modeli kullanılmaktadır. Bu model ile yapılan üretim planlaması çalışması sonunda, talebi yıllar bazında karşılayacak santrallerin listesi ile toplam yatırım ve işletme maliyetleri bulunmaktadır. ETKB tarafından 2002 yılı itibarıyla yapılmış olan enerji planlaması sonuçları Tablo 2.7 ‘de verilmektedir.

Tablo 2.7 ETKB Tarafından Yapılan Uzun Vadeli Enerji Talep Projeksiyonlarında Birincil Kaynaklara Göre Dağılım

Gwh									
YILLAR	Kömür	Linyit	Petrol	D.Gaz	Hidrolik	Jeoter.El.	Rüzgar	Nükleer	Toplam
2002	4 240	30 937	12 585	62 694	21 870	103	53		132 482
2005	12 350	51 833	7 570	83 130	35 940	90	50		190 963
2010	12 280	83 246	20	123 650	62 080	90	5220		286 586
2015	43 010	92 662		151 060	94 360	90	7730	14 020	402 932
2020	100 780	109 870		198 152	116 300	90	13 320	28 000	566 512
2025	156 060	112 130	50	311 800	116 300	90	20 310	42 080	758 880
2030	237 080	112 220	210	441 091	116 300	90	27 290	56 040	990 321

Kaynak:ETKB, 2002

Tablo 2.7 incelendiğinde uzun vadeli projeksiyonlarda hesaplanan elektrik enerjisi talebinin yaklaşık yarısının doğal gazdan elde edileceği,2015 yılından itibaren nükleer enerji üretimine geçileceği, 2020 yılında hidroelektrik enerji potansiyelimizin tümünün kullanılıyor olacağı görülmektedir.

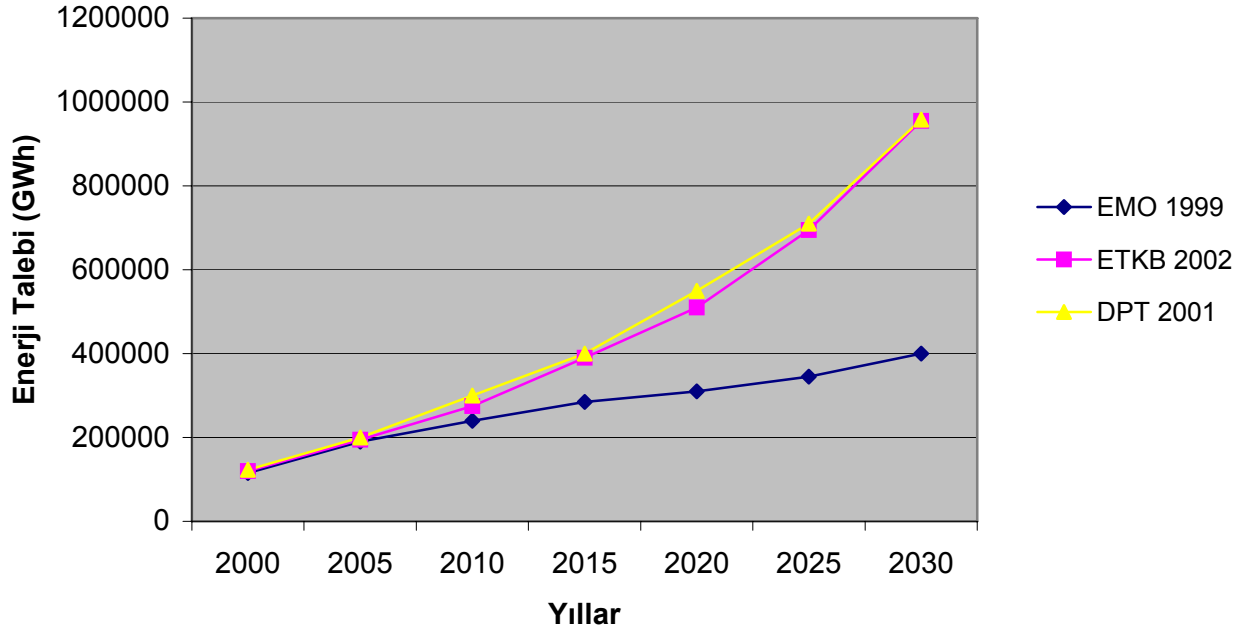
Ancak,Türkiye’de uzun vadeli elektrik enerjisi talebi projeksiyonları konusunda ETKB’nin dışında çeşitli kuruluşlarca da çalışmalar yapılmakta ve çok farklı talep tahminleri ortaya çıkmaktadır.Örneğin: 2000-2005 arasında ETKB’nin 70 milyar kWh’lik ilave enerji talebi tahminine karşı DPT 55 milyar kWh’lik ilave enerji talebi tahmin etmiştir.

Örneğin ETKB’nin projeksiyonunda Türkiye’nin 2010 yılına kadar 60 000 MW,2020’ye kadar 105 000 MW kurulu güce ihtiyacı olduğu ortaya çıkmaktadır.2000 yılı başlangıç alınırsa brüt elektrik enerjisi üretiminin yaklaşık dört kat artarak 2020 yılında 566 milyar kWh’a ulaşacağı tahmin edilmektedir.Bu durum 2010 yılına kadar her yıl yaklaşık % 8 bir artışa ,2010-2020 arasında ise yıllık en az % 6 oranında bir enerji talebi artışına karşılık gelmektedir.Ancak diğer ülkelerdeki deneyimler de enerji talebinde tahmin edilen bu yüksek artış oranının uzun bir süre devam edip etmeyeceği konusunu şüpheli kılmaktadır.Enerjideki talebin tahmin edilenden daha düşük gerçekleşmesi ihtimali üzerine 2004 yılı içinde hükümet tarafından kapsamlı çalışmalar yapılmış ve talep tahminleri daha düşük çıkmıştır(ETKB 2004).

Bu tahminler genel olarak incelendiğinde Türkiye’de her yıl yaklaşık 3000 MW civarında bir kurulu güç yaratılması gerektiği ortaya çıkmaktadır.Bu da her yıl 3.5-5 milyar \$ arasında bir yatırım maliyeti getirmektedir.Mali kaynakların en uygun ve verimli şekilde yatırıma yönlendirilmesi için talep tahminlerinin çok sağlıklı yapılması ve dönemsel olarak yaşadığımız ekonomik krizlere göre revize edilmesi büyük önem taşımaktadır.

ETKB,DPT,TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası'na yapılan Türkiye'nin uzun vadeli enerji talep tahminleri Şekil 2.3'de verilmektedir.Şekilden de görüldüğü gibi özellikle EMO'nun talep tahmini diğerlerinden çok farklıdır.
Kaynak:Eroğlu, 2003

Şekil 2.3 Türkiye'nin Uzun Vadeli Enerji Talep Tahminleri



ETKB tarafından 2002 yılında yapılan enerji planlamasına göre 2030 yılında toplam enerji ihtiyacının % 80'inin termik,% 12'sinin hidrolik,% 8'inin ise nükleer ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanması öngörülmektedir.

Yapılan planlama çalışmalarına göre kurulu güç kapasitemizin 2010 yılında 58000 MW'a ,2020 yılında 105 000 MW'a çıkartılması programlanmış bulunmaktadır.

Bu dönem içerisinde halen 12580 MW olan hidroelektrik kurulu güç kapasitesinin 2010 yılında 19 000 MW'a 2020 yılında ise 31 000 MW'a çıkartılması öngörülmektedir.Bunun için her yıl yılda yaklaşık 1000 MW'lık bir hidrolik kurulu güç kapasitesinin sisteme ilavesi gereklidir.Bu durumda hidroelektrik enerjide 2020 yılına kadar planlanan hedeflere ulaşılabilmesi için elektrik nakil hatları hariç yılda yaklaşık olarak 1.5 milyar \$'lık yatırım yapılması gerekmektedir.

2.2.7 Kısa Dönem Elektrik Enerjisi Üretim Tüketim Dengesi ve Enerji Talep Tahminleri

Ülkemizde bu alandaki ilgili kurumlarca yapılan orta ve uzun dönem enerji talep tahminleri arasında dikkate değer farklılıklar bulunmaktadır.ETKB tarafından kullanılan enerji modeli MAED ile değişik hükümetler döneminde yapılan tahminlerde de ciddi farklılıklar oluşmuştur.Bu durum “benimsenen politika ve kararlar ışığında enerji taleplerinin ortaya konulmasında” izlenecek politikada, çeşitli dönemsel etkilerin ve tercihlerin önemli rol oynadığını düşündürmektedir.

Ülkemizin yaşadığı son ekonomik krizde bozulan ekonomik dengelerin 2002 yılının başı itibariyle görece olarak daha stabil bir duruma geldiğini düşünerek ,yakın geçmiş ve bugünkü durum arasında tahmin edilen talep ve gerçekleşen tüketim karşılaştırması yapmak için ,2002 yılındaki talep tahminlerinin kullanılmasının daha uygun olacağı düşünülmüştür.2002 yılında ETKB tarafından yapılan enerji talep tahmini Tablo 2.8’ de verilmiştir.

Tablo 2.8 Türkiye’nin Orta ve Uzun Vadeli Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri (ETKB-2002)

(GWh)										
YILLAR	Kömür	Linyit	Petrol	Doğal gaz	Hidrolik	Jeot.Elek.	Rüzgar	Toplam	Gerçekleşen Üretim	Projek, Sapma
2002	4240	30937	12585	62694	21870	103	53	132482	129 399	-
2005	12350	51833	7570	83130	35940	90	50	190963	148 000 *	%22.5
2010	12280	83246	20	123650	62080	90	5220	286586		

*2004 yılı ortası değeri olan 142 milyar kWh’in % 4 artacağı tahmini ile bulunmuştur.

Tahmin edilen talep ve 2005 yılında gerçekleşen tüketim karşılaştırması için,2004 yılının Ağustos ayı itibariyle 142 milyar kWh olarak belirtilen elektrik enerjisi üretiminin % 4 artışla yıl sonu itibariyle 148 milyar kWh’a ulaşacağı kabul edilebilir. Bu durumda yapılan karşılaştırmada bu değer ve 2002 yılında yapılan tahmin arasında % 22.5’lik bir sapma olduğu görülmektedir.

ETKB’nin 2003 yılı başında yaptığı tahminde ise 2005 yılı için 197 milyar kWh lik bir talep bulunmuştur. Bu miktarda da % 24.8 oranında bir sapma olmuştur.

ETKB’nin 2004 yılı Nisan ayında yaptığı en son elektrikte yeni talep projeksiyonu ise Tablo 2.9’ da verilmiştir.

MAED modelinin çalıştırılması ile elde edilen bu elektrik enerjisi talep Projeksiyonlarında kullanılan senaryolar aşağıda açıklanmıştır.

□ **Senaryo I;** Ülkenin resmi hedef ve programları ile uyumlu olarak DPT Müsteşarlığı’nca tarım, maden, imalat, enerji, inşaat, ulaştırma ve diğer hizmetler sektörlerinin her birisi için2020 yılına kadar GSYİH’ya sağladıkları katkı ve dolayısıyla bunların toplamından oluşan GSYİH miktarı MAED modelinde veri olarak kullanılmış ve elektrik enerjisi plan hedefleri talep projeksiyonu belirlenmiştir. Model’de kullanılan GSYİH değerleri DPT Müsteşarlığı’nca belirlenen plan hedefleridir.

□ **Senaryo II :** Bu senaryo MAED modeli ile bulunan elektrik enerjisi talebinin GSYİH’nın alt bileşeni olan imalat sanayinin alt sektörlerindeki değişmelere duyarlılığını göstermek için hazırlanmıştır. Bu senaryoda kullanılan imalat sanayi alt dağılımı değerleri DPT Müsteşarlığı tarafından yapılan özel bir çalışma ile belirlenmiştir. İmalat sanayi alt grupları temel maddeler⁸, makine donanım⁹, dayanıksız tüketim¹⁰ ve çeşitli sanayi ¹¹ olmak üzere dört ana gruptan oluşmaktadır. Bu gruplar arasındaki gelişmelerde yaşanacak en küçük bir değişiklik elektrik enerjisi talebinin önemli ölçüde değişmesine neden olmaktadır. Özellikle gelişme, temel maddeler lehinde olursa elektrik enerjisi talebi daha fazla, çeşitli sanayi lehinde olursa daha az olarak belirlenmektedir. Bu nedenle, Senaryo II de GSYİH değerleri, alt sektör yapıları Senaryo I ile aynı kalmak üzere sadece imalat sanayi alt sektörlerinin Senaryo I de kullanılan yapısından daha değişik bir yapıda gelişim göstereceği öngörülmüş ve elektrik enerjisi talep projeksiyonu belirlenmiştir.

□ **Önceki Senaryo:** 2003 yılında yapılan elektrik enerjisi talep projeksiyonunda, DPT Müsteşarlığı’nca 2002 yılının resmi hedef ve programları ile uyumlu olarak 2001-2020 yılları için hazırlanmış olan GSYİH değerleri, MAED modelinde veri olarak kullanılmıştır.

Sonuç olarak elektrik enerjisi talep projeksiyonu DPT tarafından plan hedefli verilen makro verilerin kullanılmasıyla “Senaryo I” adı altında hazırlanmış ve bu Senaryo I’e dayanarak da yedi adet de analiz çalışması yapılmıştır

8 Temel maddeler: Demir-Çelik, çimento, kağıt vb

9 Makine Donanım; makine teçhizat, madeni eşya, elektrikli makine vb

10 Dayanıksız tüketim: gıda, tütün, tekstil vb.

11 Çeşitli sanayi: ağaç ve mantar, cam, seramik vb

Tablo 2.9 ETKB’nin Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri (Nisan 2004)

GWh

YILLAR	2002 yılında yapılan projeksiyon	2003 yılı başında yapılan projeksiyon (Önceki Senaryo)	2004 yılı Nisan ayında yapılan projeksiyon (I.Senaryo)	2004 yılı Nisan ayında yapılan projeksiyon (II.Senaryo)
2005	190 963	197 000	-	
2010	286 586	294 000	242 000	216 000
2020	566 512	570 000	500 000	406 000

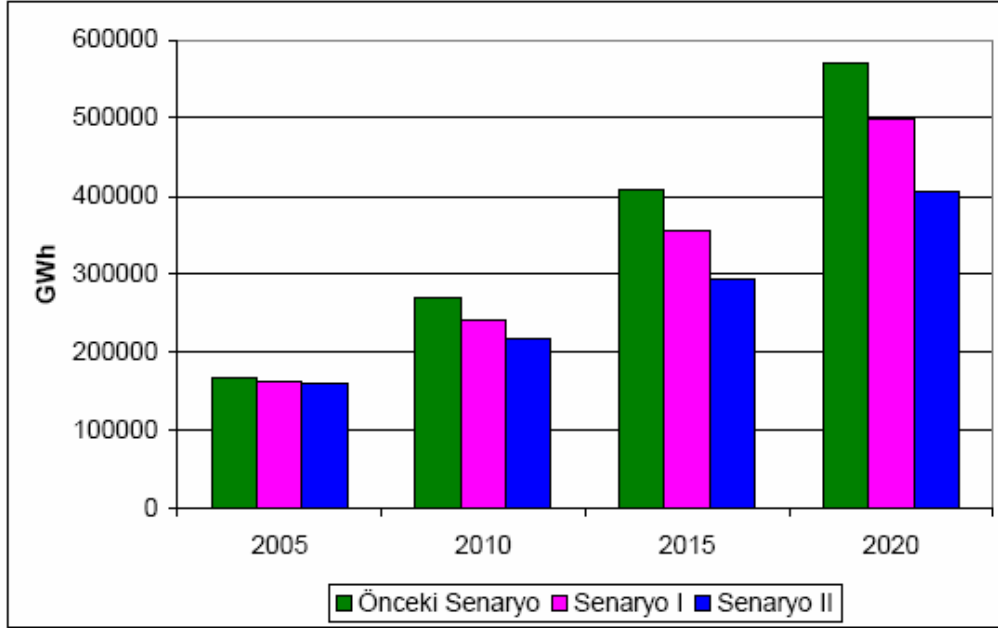
Tablo 2.9 incelendiğinde ,ETKB tarafından 2002 ve 2003 yıllarında 2005 ve 2010 için yapılan tüm talep tahminlerinin farklı olduğu ve 2004 yılı Nisan ayında yapılan en son tahminde ise 2010 yılı için talebin 216 ile 242 milyar kWh arasında değişebileceği ortaya çıkmaktadır.Son yapılan bu tahminlerden en yükseği bile 2002 ve 2003 yıllarında yapılan tahminlerden 44 ve 52 milyar kWh civarında düşüktür.

Bu durum değerlendirildiğinde;

- Elektrik enerjisine ayrılacak mali kaynak ve bu kaynağı verimli kullanabilmek için oluşturulacak kısa ve orta vadeli enerji yatırımı politikalarında gerçekçi talep tahminleri büyük önem taşımaktadır.
- Olabildiğince gerçekçi enerji talep tahminleri”elektriksiz kalacağız” söylemiyle oluşturulan yönlendirmenin ortadan kalkmasını ve yabancı kaynaklı acil çözüm yatırımları yerine ulusal kaynaklarımızın geliştirilmesine yönelik bir politikanın uygulanabilmesine ortam yaratacaktır.
- Talep tahminlerinin gerçekçi olması ,kurulacak enerji santrallerinin önceden değil zamanında kurulmasına ve böylece de en son teknolojinin kullanılabilmesine olanak tanıyacaktır.
- Talep tahminlerinin gerçekçi olması ,kurulacak santrallerin kapasite kullanım oranlarının düşmemesine, enerji satışının ve dolayısıyla ekonomik rantablitenin yüksek olmasına olanak sağlayacaktır.

- Gerçekçi talep tahminleri yurtdışından ithal edilen elektrik enerjisi kaynakları için gereksiz anlaşmalar yapılarak bağımlılığın artmasını engelleyecek,ülke yararı gözetilerek yapılacak anlaşmalar için detaylı pazar analizi ve planlaması yapılmasına olanak tanıyacaktır.

Şekil 2.4 Elektrik Enerjisi Orta Vade Talep Projeksiyonları



Kaynak:ETKB,2004

Önceki Senaryo : DPT Müsteşarlığı'nın 8-05-02 tarihinde Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığına göndermiş olduğu GSYİH değerlerini kullanarak 2003 yılında hazırlanan talep çalışmasıdır

Senaryo I: DPT Müsteşarlığı'nın 30 Nisan 2004 tarihinde Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığına göndermiş olduğu GSYİH değerleri kullanılmıştır.

Senaryo II : İmalat sanayi alt sektörlerinin daha değişik bir yapıda gelişim göstereceği öngörülmüştür.

Son olarak 2004 yılında yapılan talep tahminleri daha önce yapılanlarla karşılaştırıldığında 2010,2015 ve 2020 yılları için önemli oranda düşük bir talep serisi ile karşılaşılakta olup Bu durum Şekil 2.4' de de açıkça görülmektedir.

Yapılan çalışmalar,elektrik enerjisinin yıllık tüketim artışı tahminlerindeki % 1 puan farklılığının 20 yıl içerisinde 100 milyar kWh lik bir enerji talebi yarattığını ortaya koymuştur.

Bu nedenle; elektrik enerjisi talep tahminlerinde ,bilimsel dayanaklar, özgün ülke koşullarımız,gerçekçi büyüme oranı,gerçekçi ekonomik analiz ve tarım hizmet ve imalat sanayinin gerçekçi talep tahminleri dikkate alınmalıdır. Bunların yerine alanı yönlendirmek isteyen uluslararası finans kurumlarının ölçütlerinin, gelişmiş ülke kriterlerinin ve küresel organizasyonların raporlarındaki kabullerin kullanılması durumunda enerji tahminlerimizin ihtiyacımızdan fazla olma ihtimali çok yüksek görülmektedir.Türkiye'de 1987 yılından bu yana yapılan Talep Projeksiyonlarının tüketimin gerçekleşmesine göre sapma oranları Tablo 2.10'da verilmiştir.

Tablo 2.10 Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonlarının Gerçekleşen Tüketime Göre Sapma Oranları

YILLAR	PROJEKSİYONLAR						
	1987	1988/2	1990 (5.En.Kong.)	1993	1994 (6.En. Kong.)	1996	2000
1990'daki sapma %	14,5	8,8					
1995'deki sapma %	24	18,4	18,4	3,4			
2000'deki sapma %	30	22	22	8,6	1,6	4,7	
2003'deki sapma %	43,7	36,2	37,3	25,4	16	21,2	17,2

Kaynak: ETKB 2004

Tablo 2.10' daki sapma oranları incelendiğinde 10 yıllık projeksiyonlarla gerçekleşen tüketim arasındaki sapma oranının % 25 civarında olduğu,projeksiyon süresi arttıkça bu oranın arttığı projeksiyon süresi kısaldıkça da azaldığı görülmektedir.Tablodaki 10 yıllık projeksiyonlarda % 25 sapma 20-35 milyar kWh arasındaki değerlere karşılık gelmektedir.

ETKB tarafından daha önce 2010 yılı için yapılan ve bu yıl yaklaşık 45-50 milyar kWh azalan talep tahmini yeniden hesaplanmayacak olsa idi;

Normal talep artışına ek olarak bu talebin yeni yatırımlarla karşılanması politikası uygulandığında, önümüzdeki 5 yıl içerisinde ilave olarak;

- 500 MW gücünde 27 adet HES'in

veya

- 1000 MW gücünde 7 adet termik santralin kurulmasına ihtiyaç olacaktı.Bu enerji tesislerinin ilk yatırım maliyeti olarak harcanacak miktar ise en az 8 milyar \$ olacaktı.Diğer taraftan bu tesislerin bir an önce gerçekleştirilmesi için yerli kaynak kullanan ve inşaat süresi daha uzun olan Hidrolik veya Linyit santralleri yerine Doğal gaz ve Nükleer santrallerinin tercih edilmesinin daha doğru olacağı tartışmaları gündeme gelebilecekti.

Bu talebin ekonomiye getireceği ilave yükün dışında ,yapılacak ithal enerji kaynağı anlaşmalarının ve üretilcek enerjinin planlı bir ihtiyacı karşılamaya yönelik olmamasının olumsuzlukları da yaşanabilecekti.

Yapılan talep tahminleri izlenecek enerji politikalarını doğrudan etkileyen bir unsur olmaktadır. Tüm bu nedenlerle elektrik enerjisi talep tahminlerinin gerçekçi yapılması, kıt kaynaklarını verimli yatırımlara yöneltmek ve planlı bir şekilde kalkınmak zorunda olan ülkemiz için büyük önem taşımaktadır.

Bu konuda Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu tarafından hazırlanan “Elektrik Enerjisi Araştırma Raporu”nun genel değerlendirme bölümünde aşağıdaki tespitler yapılmıştır(DDK 2003):

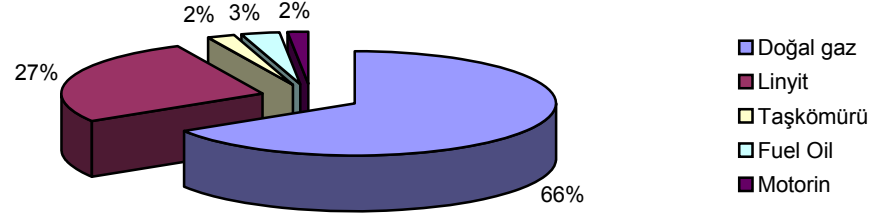
“Enerji planlanmasında kullanılan arz,talep tahmin modelleri,doğru olmayan verilerle doğal gaz santralleri lehine yanıtılmış;üretim değerleri bakımından da

gerçek gereksinimlerin üzerinde sonuçlar elde edilmiştir. Yatırım gerçekleştirmeleri ise çoğu kez bu öngörülerin bile üzerinde olmuştur”

2.2.8 İnşa Halindeki Termik ve Hidroelektrik Santraller

İnşa halindeki termik santrallerin yıllık üretim miktarına göre oransal dağılımı Şekil 2.5’de verilmiştir.

Şekil 2.5 İnşa Halindeki Termik Santrallerin Yıllık Üretim Miktarlarına Göre Oransal Dağılımı



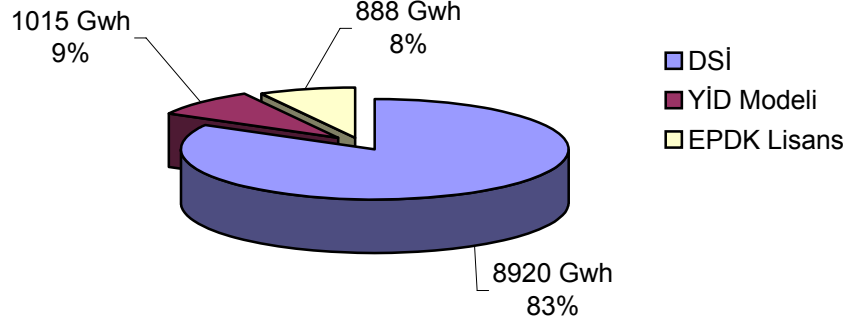
Şekil 2.5’ deki doğalgaz santrallerinin yıllık ortalama üretim miktarının 29 600 GWh,Linyit’in 12 070 GWh,Taşkömürü’nün 999 GWh,Fuel Oil’in 1367 GWh,Motorin’in ise 745 GWh olacağı belirtilmiştir(Basmacı 2004).

Aynı şekil incelendiğinde 2010 yılında işletmeye alınacak şekilde inşa halindeki termik santrallerin yıllık üretim miktarlarına göre yaklaşık üçte ikisinin doğalgaz santrali olduğu ortaya çıkmaktadır.2010 yılında işletmeye alınacak şekilde inşa halindeki termik santrallara ilave olarak EÜAŞ ‘ça 10 adet yeni termik santralin inşaatı için çalışmalar başlanmıştır.Ancak bunların 2010 ‘a kadar ikmal edilip edilmeyeceği ve 2010 programına ne kadar katkı sağlayacağı bilinmemektedir (Basmacı 2004).

Halen 2010 yılına kadar işletmeye alınabileceği kabul edilen toplam 3236 MW kurulu güce sahip 40 adet HES inşa halindedir.Bu HES’lerin yıllık ortalama enerji

Üretim miktarlarına ve kuruluşlarına göre oransal dağılımı Şekil 2.6’ da verilmiştir.

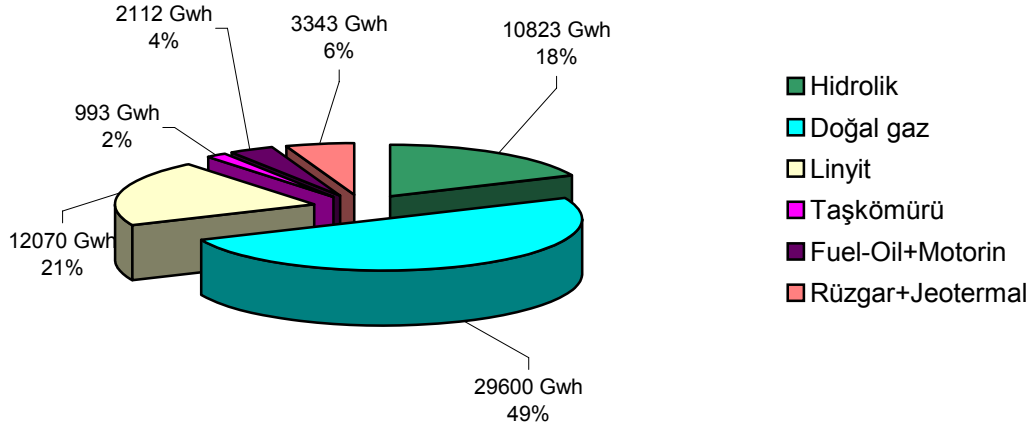
Şekil 2.6 İnşa Edilmekte Olan HES’lerin üretecekleri Ortalama Yıllık Enerji Miktarına ve Kurumlara Göre Oransal Dağılımı



Şekil 2.6 incelendiğinde 2010 yılına kadar inşaatı tamamlanacağı düşünülen HES’lerin gök büyük bir bölümünün DSİ tarafından gerçekleştirileceği ortaya çıkmaktadır.DSİ tarafından yapımı sürdürülen HES’ler ile 2010 yılına kadar toplam 2720 MW’lık bir santral gücü işletmeye alınacaktır(*Basmacı 2004*).zel sektörce yapımına daha önce Yap İşlet Devret Modeli ile başlanan ve yapımı sürdürülen 2 adet HES’in toplam kurulu gücü 280 MW dır.EPDK retim Lisansı Modeli ile 14 adet santral inşa halinde olup toplam kurulu gücü 236 MW’dır.Ancak bu santrallar EPDK ncesi YİD Modeli ile başlayan ve sonra üretim lisansı alan santrallardır.EPDK Lisans Modeli ile inşaatına başlanmış HES yoktur.Başlanacak olsa bile önemli bir kurulu güç katkısı beklenmemektedir(*Basmacı 2004 S.IV-3-IV-4*).

İnşa halindeki santralların 2010 yılına kadar tamamlanması durumunda üretilebilecek ilave toplam elektrik enerjisinde birincil kaynakların payı Şekil 2.7’de verilmiştir.

Şekil 2.7 2010 yılına Kadar Tamamlanması Düşünülen İnşa Halindeki Santrallerin Enerji Üretiminde Kaynakların Payları



Şekil 2.7’de görülen ve 2010 yılına kadar tamamlanacak olan halen inşa halindeki santrallerin toplam ortalama yıllık elektrik enerjisi üretimi 59 141 Gwh olarak planlanmıştır.Şekil 2.7’de de görüldüğü gibi üretilecek bu enerjinin yarısı doğal gaz santrallerinden üretilecektir (*Basmacı 2004*).Buradan çıkan sonuç ise; geçmişteki enerji politikaları doğrultusunda yapılan planlamalar ve ihaleler yeniden gözden geçirilmediği sürece , 2010 yılına kadar üretilecek ilave enerjinin yine doğal gaz ağırlıklı olacağı ve bu ithal enerji kaynağına olan bağımlılığın artacağıdır.

2.2.9. Fosil Yakıt Rezervleri

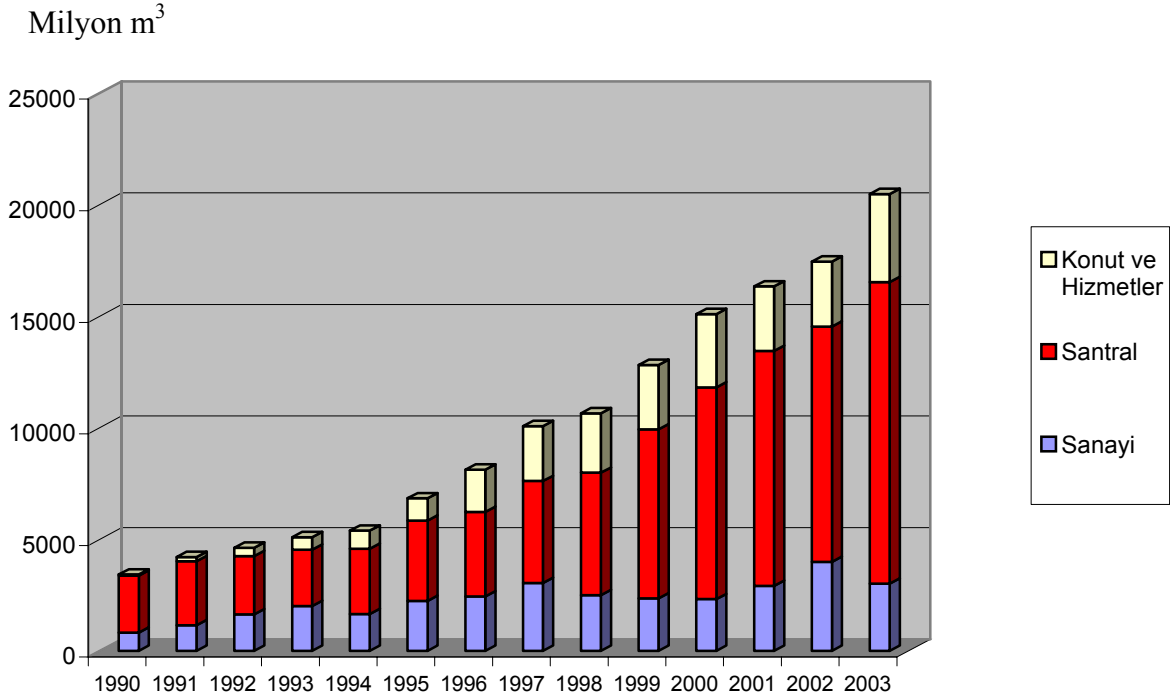
2.2.9.1 Petrol ve Doğalgaz Rezervleri

Ülkemizde teorik hesaplara göre petrol rezervi 954 milyon ton olup,bu rezervin 156 milyon ton’u üretilebilir durumdadır.2002 yılı sonuna kadar 117 milyon ton petrol üretilmiş olup,geri kalan üretilebilir 39 milyon ton ile bugünkü üretim düzeyine göre yaklaşık 16 yıllık miktar rezerv olarak bulunmaktadır.2002 yılındaki petrol üretimimiz 2.4 milyon ton olarak gerçekleşmiş olup bu miktar toplam petrol talebinin % 8’ine karşılık gelmektedir.2002 yılında toplam elektrik enerjisi üretiminin % 8.3’ü petrol yakıtlı tesislerden elde edilmiştir.

2002 yılında Türkiye’de 10 adedi TPAO’na bağlı 14 sahada doğalgaz üretimi yapılmıştır.2002 yılı sonu itibariyle rezervuarlardaki toplam gaz 22.1 milyar m³ ,üretilebilir toplam gaz potansiyeli ise 15.8 milyar m³ tür.2002 yılı sonuna kadar toplam olarak 5.6 milyar m³ doğalgaz üretilmiştir.Ülkemizde doğalgaz üretimine 1976 yılında başlanmış olup,2002 yılında üretim 407 milyon m³ olarak gerçekleşmiştir.Türkiye’deki doğalgaz sektörel tüketimi Şekil 2.8’de verilmiştir.

Türkiye’de doğalgaz yerli üretiminin tüketim içindeki payı yaklaşık % 6 civarındadır.Bu nedenle doğalgaz dışa bağılı olduğumuz bir enerji türüdür.Halen bu dışa bağımlılıkta Rusya Federasyonu öne çıkmaktadır.2000 yılındaki toplam doğalgaz ithalatının % 68’i,2003’de % 60’ı,bu ülkeden yapılmıştır.2003 yılında ithal edilen 21.182 milyon m³ doğal gazın % 60’ı Rusya Federasyonu’ndan ,% 17’si İran’dan,% 18’i Cezayir’den (Doğal gaz eşdeğeri LNG olarak) ,% 5’i de Nijerya’dan ithal edilmiştir.Bu konuda Türkmenistan ve Azerbaycan ile yapılan anlaşmalar kapsamındaki gaz teslimatlarının 2006 yılında başlaması beklenmektedir.Bunun yanısıra arz açığı çıkması durumunda Türkiye parafe edilen anlaşma kapsamında Mısır’dan da doğal gaz satın alabilecektir.Boru hatlarıyla taşınan doğal gazın % 95’i bu kaynaktan sağlanmaktadır.Türkiye son dönemde büyük oranda bir ülkeye bağımlılığın stratejik arz güvenliği açısından sakıncalar yaratabileceğini de görerek gaz ithal ettiği ülkeleri arttırmaya çalışmaktadır.

Doğal gazın ülkemizdeki sektörel tüketiminin verildiği Şekil 2.8 incelendiğinde; santrallarda tüketilen doğal gazın toplam tüketim içindeki oranının tüketimin artışına paralel olarak arttığı görülmektedir. Bu durum 1995 yılından itibaren doğal gaz santrali kurulu gücünde oluşan hızlı artış ile de uyum içinde bulunmaktadır. 2003 yılında kullanılan doğal gazın % 65’i santrallarda ,% 14’ü sanayide ,% 19’u da konut ve hizmetler sektöründe kullanılmıştır.

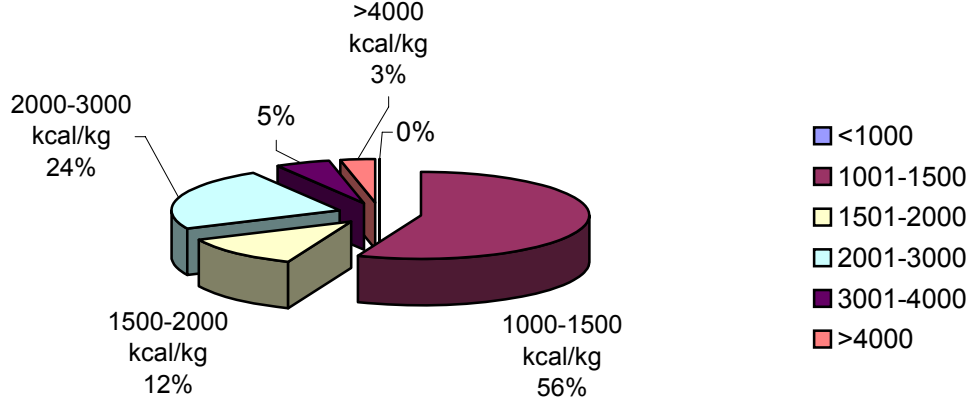


Şekil 2.8 Doğalgaz Sektörel Tüketiminin Yıllara Göre Değişimi

2.2.8.2. Linyit ve Taşkömürü Rezervleri

Yapılan son çalışmalarla Afşin Elbistan Havzası'nın ekonomik işletilebilir linyit rezervinin 3.8 milyar ton'a çıkmasından sonra, 2003 yılı itibariyle Türkiye'de toplam linyit rezervi, 1 milyar ton civarında artarak 9.3 milyar tona ulaşmıştır (Önal, 2003). Linyit rezervlerimizin kalori gruplarına göre dağılımı Şekil 2.9' da verilmiştir.

Şekil 2.9 Linyit Rezervlerimizin Kalori Gruplarına Göre Dağılımı



Bu şekil incelendiğinde rezervlerin % 56'sının 1000-1500 kcal/kg, % 12'sinin 1500-2000 kcal/kg alt ısı değere sahip olduğu görülmektedir. Buna göre linyitlerimizin % 68'i düşük alt ısı değere sahip olup, bunun en büyük bölümünü 3.8 milyar ton ile Elbistan linyitleri (ortalama 1100 kcal/kg) teşkil etmektedir. Ancak bu durum bu enerji kaynağımızın elektrik enerjisi üretimi için yetersiz olduğu anlamına gelmemektedir. Ülkemizde toplam 9650 MW'lık kurulu gücü besleyebilecek linyit yataklarının mevcut olduğu ve sadece Elbistan sahasındaki rezervin en az 6000 MW gücü besleyebileceği ve son derecede ekonomik olduğu belirtilmektedir (Özder, Yörükoğlu, 2003).

Ülkemizdeki linyit üretim ve tüketim dengesi Tablo. 2.11'de verilmiştir.

Tablo 2.11 Linyit Üretim ve Tüketim Dengesi

	Bin Ton					
	1990	1995	1999	2000	2001	2002
ÜRETİM	44 407	52 758	65 019	60 854	59 592	51 049
DIŞALIM	15	10	9	11	11	12
ARZ	45 891	52 405	64 049	64 384	61 010	51 446
Çevrim Sektörü	30 152	39 985	53 944	52 480	52 906	42 059
Sanayi	8470	6013	5198	6977	5520	6141
Ulaştırma	22	-	-	-	-	-
Konut ve Hizmetler	7247	6407	4907	4926	2583	3246

Kaynak: ETKB/APKK/PFD/TKİ

1990 yılında 44.4. milyon ton olan üretimimiz 1998 yılında 65.2 milyon ton' a ulaşmış,ancak bu yıldan itibaren ,linyitten elde edilen elektrik enerjisine bağlı olarak ,santral yakıt taleplerinin düşmesi nedeniyle üretimde de düşüşler olmuştur.Linyitte 1990 yılında 45.9 milyon ton olan tüketim ,yıllık ortalama % 9.6 artışla 2002 yılında 51.4 milyon ton'a ulaşmıştır.2002 yılındaki linyit arzının % 82 'si termik santrallarda tüketilmiştir.

Ülkemizin toplam taşkömürü rezervi 2003 yılı itibariyle 1.3 milyar ton olarak belirtilmektedir (*Onur , Tezel. 2003*).

1980 yılının ortalarından itibaren taşkömürü üretiminde düşüşler gözlenmektedir.1990 yılında 2.7 milyon ton olan taşkömürü üretimi 1999 yılında 1.99 milyon ton'a gerilemiş,2002 yılında 2.2 milyon ton olarak gerçekleşmiştir.

Tablo 2.12 Taşkömürü Üretim ve Tüketim Dengesi

	Bin Ton					
	1990	1995	1999	2000	2001	2002
ÜRETİM	2745	2248	1990	2259	2357	2245
DIŞALIM	5557	5941	8864	10 366	8028	11693
ARZ	8191	8548	11 362	15 393	11 039	13 756
Çevrim Sektörü	5444	5508	5871	6200	5772	5563
Sanayi	1459	1803	4879	5200	4471	7334
Ulaştırma	13	4	6	6		
Konut ve Hizmetler	1275	1233	606	1860	796	859

Kaynak: ETKB/APKK/PFD/TTK

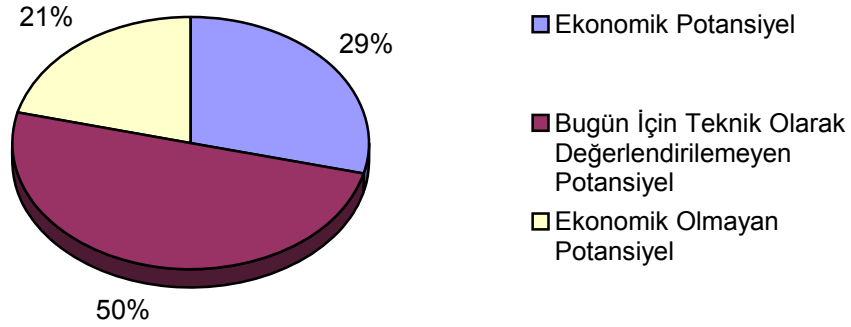
1990 yılında 8.2 milyon ton olan taşkömürü tüketimi yıllık ortalama % 4.4 artışla 2002 yılında 13.75 milyon ton'a ulaşmıştır.(Tablo 2.12).Bu miktarın yaklaşık 11 milyon ton'u demir çelik sektörü dahil olmak üzere sanayi sektöründe tüketilmiştir.

2.2.10. Hidroelektrik Enerji Potansiyeli

2.2.10.1. Hidroelektrik Potansiyelimiz ve Gelişmesi

Ülkemizdeki hidroelektrik potansiyel;Teorik Potansiyel,Teknik Yapılabilir Potansiyel” ve Ekonomik Yapılabilir Potansiyel”olmak üzere üç farklı şekilde ele alınmaktadır.Bu potansiyel çeşitleriyle ilgili değerler Şekil 2.10'da verilmiştir.

Şekil 2.10 Türkiye'nin Hidroelektrik Enerji Potansiyeli



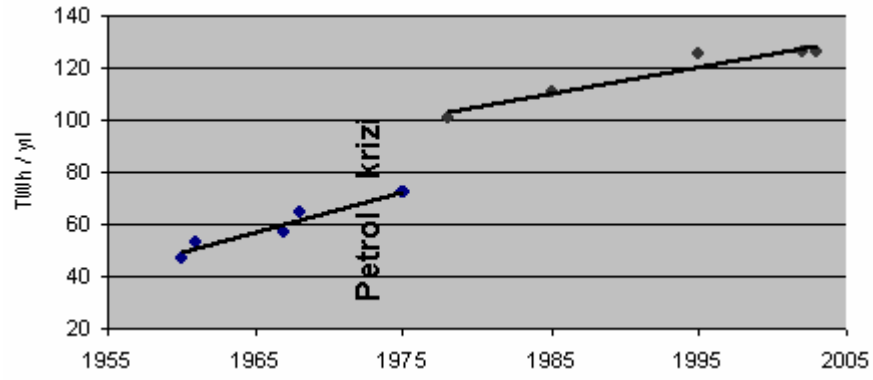
Türkiye'nin toplam hidroelektrik enerji üretimi potansiyeli'nin teorik üst sınırını gösteren "Brüt teorik hidroelektrik potansiyeli" 433 milyar kWh/yıl olarak belirlenmiştir. Mevcut şartlarda teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyelin üst sınırı olan "Teknik olarak değerlendirilebilir" potansiyelimiz ise 216 milyar kWh/yıl olarak tahmin edilmektedir.

Hidroelektrik enerji üretiminin ekonomik olarak optimizasyonunun sınır değerini gösteren potansiyel ise "ekonomik olarak değerlendirilebilir potansiyel" olarak adlandırılmaktadır. Bu potansiyeli geliştirme projelerinin yapılabilirliğinin hesaplanmasında ise enterkonekte sistemde aynı enerjiyi üretecek kaynaklar gözden geçirilmektedir. İlk yatırım ve işletme maliyeti olarak en ucuz enerji santrali belirlenerek hidroelektrik santral projesi bununla karşılaştırılmakta ve ancak daha ekonomik bulunursa yapımı önerilmektedir.

Ekonomik hidroelektrik santral potansiyeli içindeki bütün projeler termik santrallara göre rantabliteleri daha yüksek projelerden oluşur (Eroğlu, 2003).

Türkiye'de 2003 yılı itibarıyla tespit edilen "Teknik ve ekonomik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik enerji potansiyelimiz" 126 milyar kWh'tır. Bu potansiyele 566 hidroelektrik santral ve 35 540 MW toplam kurulu güce erişildiğinde ulaşılacaktır.

Teknik hidroelektrik potansiyel de zamanla teknik olanakların artmasına bağlı olarak bir artış beklenebilir. Buna karşılık ekonomik hidroelektrik potansiyel dünyadaki ve o ülkedeki ekonomik konjonktüre bağlı olarak büyük değişimler gösterebilir. Şekil 2.11'de ülkemizin ekonomik hidroelektrik potansiyelinin son 40 yıllık değişimi verilmiştir.



Şekil 2.11 Havza Gelişme Planlarına Göre Türkiye'nin Ekonomik Olarak Yararlanılabilir Hidroelektrik Potansiyelinin Zamanla Değişimi (Öziş 1991.S:36).

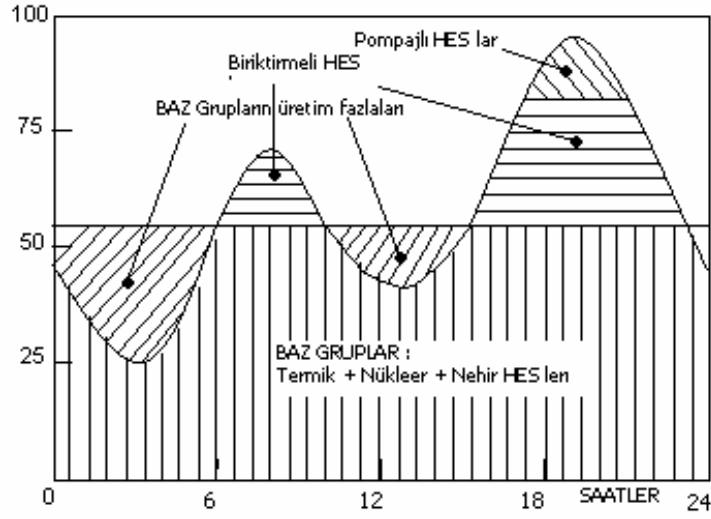
Uzun dönemde gerek inşaat tekniğinde gerekse HES'lerin elektromekanik teçhizat üretiminde olabilecek gelişmeler sonucunda maliyetlerde azalma ve buna bağlı olarak da ilave küçük HES potansiyelinin geliştirilmesinin olanaklı olabileceği düşünülmektedir. DSİ tarafından yapılan ön tahmin hesaplarına göre 126 milyar kWh/yıl olan hidroelektrik enerji potansiyelimizin 163 milyar kWh/ yıl'a yükselebileceği ortaya çıkmıştır.

2003 yılı itibarıyla 130 hidroelektrik santral (HES) işletmededir. Bu HES'lerin kurulu gücü 12 251 MW olup yıllık ortalama elektrik enerjisi üretim kapasitesi 44 milyar kWh olarak tespit edilmiştir. Böylece Türkiye'nin 126 milyar kWh/yıl olan ekonomik hidroelektrik enerji potansiyelinin sadece % 35'ini geliştirmiş olduğu görülmektedir. Gelişmiş ülkelerde hidrolik enerji potansiyelini geliştirme oranları çok daha yüksek oranlar olarak ortaya çıkmaktadır. Örneğin ABD, teknik potansiyeli'nin % 86'sını, Japonya % 78'ini, Norveç % 68'ini, Kanada ise % 56'sını geliştirmiştir.

HES'lerin İşletme Özellikleri

Ülkemizde HES'lerin diğer alternatif enerji santralleri ile enerji birim faydası kıyaslamaları sırasında veya bu kapsamda yapılan yorum ve değerlendirmelerde işletme özellikleri açısından bazı eksik değerlendirmeler olduğu görülmektedir. Bunun yanı sıra hidroelektrik enerji üretimi yerine, alım garantili anlaşmaları nedeni ile, doğal gaz ile üretilecek enerjinin artırılmasına teknik ve ekonomik olmayan açıklamalar yaratma çabaları gözlenmektedir. HES'lerin en uygun işletme planlaması ve en yüksek verim ile işletilmesi ulusal sanayimiz ve ulusal çıkarlarımız açısından büyük önem taşımaktadır. Bu nedenle konu bu bölümde detaylı olarak ele alınıp incelenmiştir.

Bir şebekenin gün içindeki güç gereksinimi değişimleri şematik olarak Şekil 2.12' de görülmektedir.



Şekil 2.12 Şebekelerin güç gereksinimlerinin bir gün boyunca değişimi

Şekil 2.12’ de görülen güç gereksinimi salınımlarının karşılanması sırasında farklı işletme özelliklerine sahip elektrik enerjisi santrallerinden yararlanılmaktadır. Bu üretim kaynakları iki ana grupta toplanır;

- BAZ Gruplar (Termik santraller ve tabii debili HES’ler)
- PİK=PUANT Gruplar (Biriktirmeli HES’ler)

Sistemdeki baz yük tanımı 24 saatlik dönemdeki minimum güç talebine karşılık gelmektedir. Bu nedenle baz yükü karşılayacak enerji santrallerinin senenin % 80-90’ında 7000-8000 saat/yıl çalışacakları kabul edilir.

Baz yükün sürekli olarak karşılanması gerektiği için devreye alınıp çıkarılmaları göreceli olarak daha zor ve planlı işletmeye daha uygun olan kömür santralleri, nükleer santraller ve tabii debili nehir tipi santraller bu yükün karşılanması için kullanılırlar.

Yük eğrisinde günde 9 ile 14 saat süreli güç talebindeki değişimin olduğu ve “ARA YÜK” olarak adlandırılan yükler ise fuel-oil santraller ve hidroelektrik santraller ile karşılanabilmektedir.

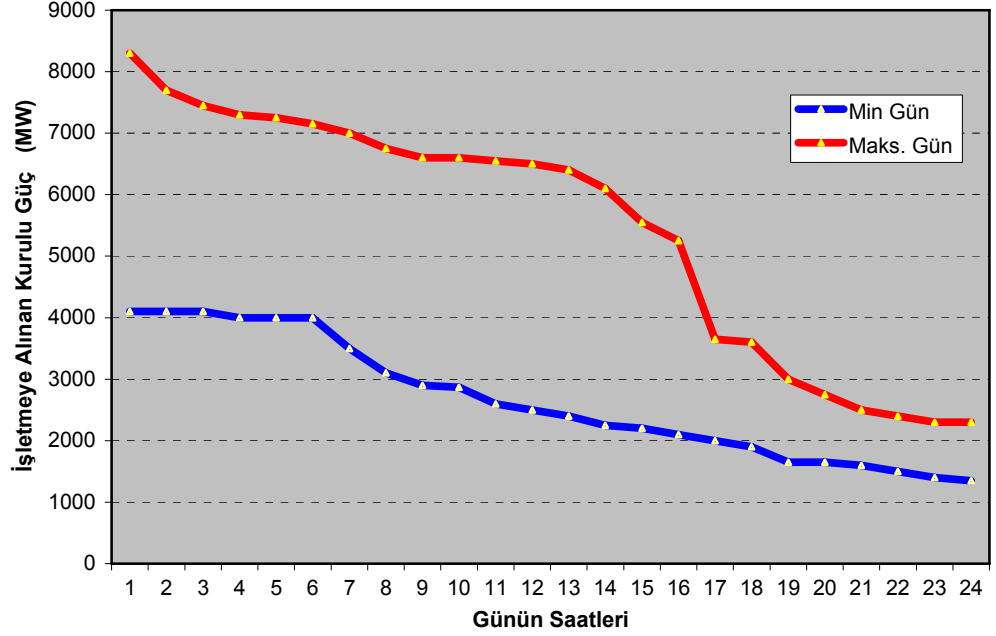
Pik yükler ise günde 8 saatten daha kısa süreli olarak güç talebinin en yüksek olduğu durum için, devreye alınıp çıkartılmaları daha kolay olan depolamalı HES’ler ve depolamalı Doğalgaz Kombine Çevrim Santralleri ile karşılanabilmektedir. Ülkemizdeki hidroelektrik potansiyelin % 97’si depolamalı HES’lerden oluştuğu dikkate alındığında HES’lerin pike katılımında önemli bir fonksiyonu olduğu ortaya çıkmaktadır.

Hidroelektrik santraller karakteristiklerine, ülkenin veya bölgenin ihtiyaçlarına göre pikin yanı sıra ara ve baz yük işletmesi şeklinde işletilebilirler. Devreye kolayca alınıp çıkartılabilmeleri nedeniyle genel kanı hidroelektrik santrallerin daima pik yük santrali olarak kullanılmaları gerektiği şeklindedir. Ancak bu kaba bir genellemedir. Hidroelektrik santraller suyun mevcudiyetine ve şebekenin yüklerin karşılanması ihtiyaçlarına göre işletme şekillerini değiştirebilirler. Özellikle ara yük ve pik yük santralleri suyun bol olduğu durumda suyu atmak yerine üretime geçip baz santral gibi çalışabilirler. Bu durumda üretilen enerji sekonder enerji olup bu enerji sayesinde termik santraller durdurularak yakıt ve döviz tasarrufu sağlanabilir. Bu duruma örnek olarak; gelen debinin artması nedeniyle 2004 yılında Fırat nehri üzerindeki barajlardan baz santral olarak daha fazla enerji üretmemiz verilebilir. Bu durumu DSİ önceki

Genel Müdür Vekili ve halen ETKB Müsteşar Yardımcısı Salih PAŞAOĞLU “*sadece 10 gün doğal gazı azaltıp HES’lere yönelmekle 200 milyon \$ kazandık*” şeklinde açıklamıştır (Paşaoğlu, 2004).

2002 yılında ülkemizdeki hidrolik santrallerin maksimum ve minimum günde,ülke yük ihtiyacına katkıları düzenlenmiş yük eğrisi olarak Şekil. 2.13’de verilmiştir

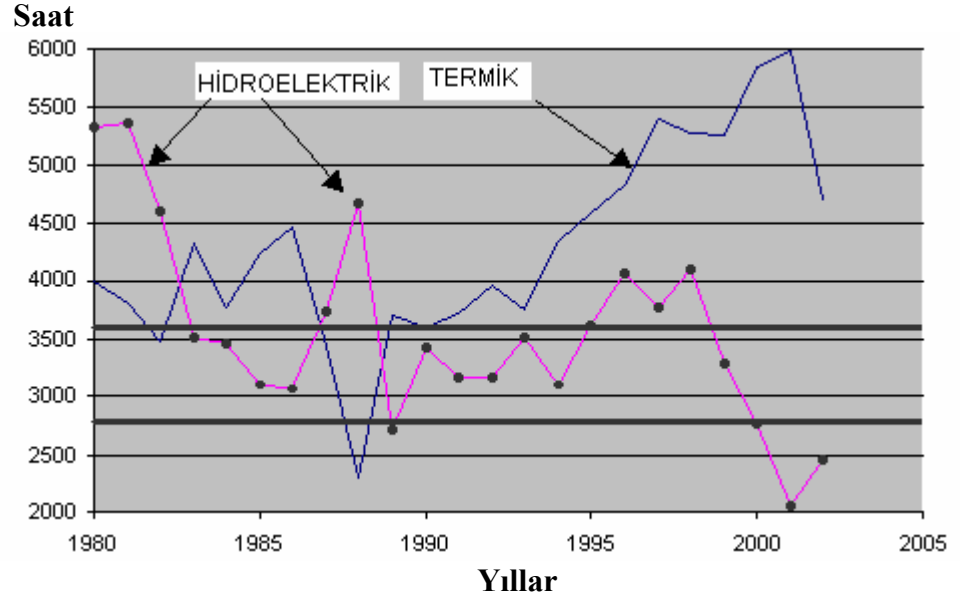
Şekil 2.13. Hidrelektrik Santrallerin 2002 yılında Minimum ve Maksimum Günde Aldıkları Yük



Kaynak:EÜAŞ

Şekil. 2.13’den görülebileceği gibi HES’ler 2002 yılının hem maksimum hem de minimum gününde bir miktar baz üretim yapmışlardır.Bu baz üretimi hidrolik kapasite içindeki payı % 5 olan nehir santral üretimi ile açıklamak mümkün değildir.Şekil 2.13 incelendiğinde hem maksimum hem de minimum günde HES’lerin ürettiği pik güç minimumun yaklaşık 4 katıdır.Bu durum ülkemizdeki HES’lerin ara yük santrali olarak da kullanıldığını ortaya koymaktadır.

DSİ tarafından yapılan HES işletme ve elektrik enerjisi üretimi planlamalarında güvenilir enerji üretimi için HES’lerin yılda 2800 saat çalışacağı,yıllık ortalama enerji üretimi için ise yılda 3600 saat çalışacağı kabul edilmiştir.



Şekil 2.14. Türkiye’de Termik ve Hidroelektrik Santrallerin Yaklaşık Çalıştırılma Süreleri

Şekil 2.14 incelendiğinde ülkemizdeki hidroelektrik santrallerin 1983 yılından bu yana 3 yıl hariç 2800 ile 3600 saat arasında çalıştırıldığı görülmektedir. Bu da çeşitli yıllarda hidroelektrik santrallerin planlamalarında belirlenen yıllık ortalama enerji faydasına ulaşılmaya çalışıldığını ortaya koymaktadır.

Yine aynı şekil incelendiğinde 3600 saatin üzerinde yapılan işletmelerden sonraki yılda üretimde keskin bir düşüş yaşandığı, ancak bunun son 20 yılda birkaç yıl ile sınırlı kaldığı görülmektedir.

Şekil 2.14’deki grafik, bilimsel ve koordineli bir işletme ile HES’lerin planlamalarındaki kabullerle de uyum içinde yılda en az 2800-3600 saat arasında çalıştırılabileceğini ve üretebileceği elektrik enerjisinin planlanan yıllık ortalamaya çıkartılabileceğini göstermektedir.

Bu da depolamalı HES’lerin güvenilir enerji üreterek pik talebi karşılama özelliğinin yanı sıra planlamalarında da kabul edildiği gibi baz akıma da iştirak edebileceğini ortaya koymaktadır.

Ülkemizdeki HES’ler bu anlayış ile planlanmaktadır. HES’lerin planlanan ve gerçekleşen yıllık çalışma saatleri ve enerji üretimleri Tablo 2.13’de verilmiştir.

Bu planlama anlayışı, ekonomik koşullarımızdan ve ekonomik olarak kullanılabilir hidroelektrik enerji potansiyelimizin büyüklüğünden kaynaklanmaktadır.

Türkiye bugüne kadar inşa ettiği depolamalı HES’lerden üreteceği enerjiyi iyi bir işletme planlaması ile en büyükmek durumundadır. Çünkü pik akıma iştirak için HES’lerin dışında alternatif olarak Doğalgaz Kombine Çevrim Santralleri devreye alınmakta, bu da ülkemiz için büyük bir ekonomik kayıp yaratmaktadır.

Çünkü gerek işletme gerekse enerji yatırım tercihlerinden kaynaklanan nedenlerle HES’ler ile üretilebilecek enerjinin Doğalgaz Kombine Çevrim Santralleri ile üretilmesi ülkemiz için büyük bir ekonomik kayıp yaratmaktadır.

Örneğin: DSI tarafından öngörülen hidroelektrik enerji gelişim projeksiyonuna göre 2023 yılına kadar ilave geliştirilecek projeler ile 23309 MW kurulu güç ile yılda 81 799 GWh ilave enerji üretilmesi mümkün olacaktır.

Hidroelektrik enerji yatırımlarında % 50 mertebesinde daha az bir gelişim olması halinde bu enerjinin doğalgaz ikamesi ile sağlanması durumunda 2023 yılına kadar geçecek 20 yıllık periyot sonunda yıl bazında ulusal ekonomiye gelecek ilave masrafların kümülatif toplamı 16 milyar \$ olarak tahmin edilmektedir.(Eroğlu 2003 b).

Tablo. 2.13. HES’lerin planlanan ve gerçekleşen yıllık çalışma saatleri ve enerji üretimleri

Yıllar	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Kurulu Güç (MW)	8379	9682	9864	9863	9935	10103	10307	10537	11175	11672	12474	12579
Planlanan Ort. Yıllık Enerji (GWh)	30443	35178	35842	35836	36097	36707	37449	38286	42216	44034	44869	45394
Planlanan Güvenilir Yıllık Enerji (GWh)	23478	271289	27641	27636	27838	28308	28879	29526	31960	29155	32922	32986
Gerçekleşen Üretim (GWh)	26568	33951	30586	35541	40475	39816	42229	34678	30912	24010	33683	36818
Planlanan ortalama üretim için çalışma saati .Ortalama:3650	3633	3633	3633	3633	3633	3633	3633	3633	33777	3772	3597	3601
Planlanan güvenilir üretim için çalışma saati.Ortalama:2765	2802	2802	2802	2802	2802	2802	2802	2802	2802	2860	2498	2640
Gerçekleşen çalışma saati Ortalama:3268	3170	3506	3100	3603	4074	3941	4097	3291	2766	2057	2700	2946

Kaynak: (DSİ 2003)

Türkiye’de Hidroelektrik Enerjinin Gelişimi:

Türkiye’de 2003 yılı itibariyle elektrik enerjisi üreten santrallerin toplam kurulu gücü 28 660 MW’tır.Bu gücün 12 251 MW’ını hidroelektrik santral kurulu gücü oluşturmaktadır.2003 yılı başı itibariyle HES Projelerinin gelişme durumu Tablo 2.14’de verilmiştir.

Tablo 2.14. 2003 Yılı İtibariyle HES Projelerinin Gelişme Durumu

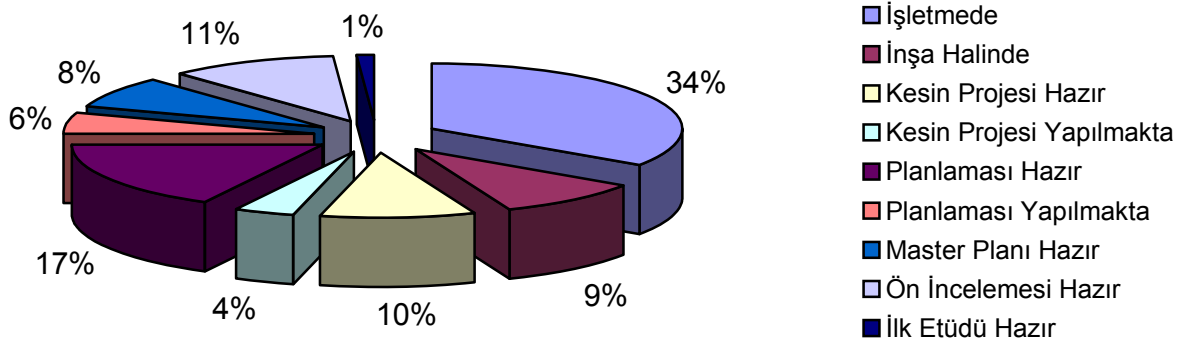
HES Projelerinin Durumu	HES Adedi	Toplam KuruluGüç MW	Ortalama Yıllık Üretim GWh/yıl	Toplam Potansiyel İçindeki Oran %
İşletmede	130	12 251	44 388	35
İnşaata devam eden	31	3338	10 845	9
İnşaata geçilmeyen	59	9598	31 507	25
Gelecek yıllar programına teklif edilecekler	346	10 353	39 369	31
Toplam Potansiyel	566	35 540 (*)	126129	100

(*) Çalışmayan küçük HES’lerin toplam 1.6 MW’lık kurulu gücü dahil .Kaynak:DSİ

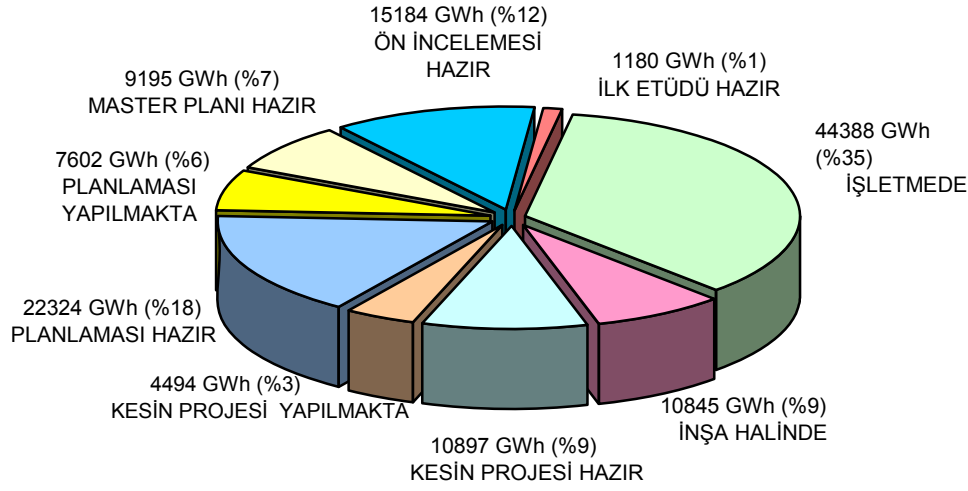
Türkiye’de Hidroelektrik enerji potansiyelinin proje durumlarına göre dağılımı Tablo2.15’de kurulu güce göre dağılımı Şekil 2.15’de,ortalama yıllık enerji üretim durumlarına göre dağılımı ise Şekil 2.16’da verilmiştir.

Ülkemizde halen DSİ’ce inşaatı yürütülen 31 adet HES’in kurulu gücü 3338 MW olup,yıllık ortalama üretim potansiyeli ise 10 845 GWh’tir.2008 yılına kadar hemen hemen tümünün inşaatları tamamlanarak işletmeye alınması planlanan bu santraller ile kurulu güç 15 589 MW’a yıllık ortalama enerji üretimi ise 55 233 GWh’a ulaşarak toplam potansiyelimizin % 44’ü değerlendirilmiş olacaktır.

Şekil 2.15. Türkiye'deki Hidroelektrik Enerji Potansiyelinin Kurulu Güce Göre Dağılımı



Şekil 2.16. Türkiye' deki Hidroelektrik Enerji Potansiyelinin Ortalama Yıllık Enerji Üretim Durumlarına Göre Dağılımı (2003 Yılı)



KAYNAK:DSİ

Türkiye'nin 2003 yılı itibariyle toplam kurulu gücü 33797 MW olup bu kurulu gücün 12 474 MW'ını hidroelektrik santraller oluşturmaktadır.2002 yılında toplam brüt elektrik enerjisi üretimimiz 129 395 GWh olarak gerçekleşmiştir.Bu enerjinin % 74'üne karşılık gelen 95 539 Gwh'ı termik santrallerden ,% 26'sına karşılık gelen 33 683 GWh hidroelektrik santrallerden % 0.1'ine karşılık gelen 153 Gwh'da jeotermal ve rüzgar enerjisi santrallerinden üretilmiştir.

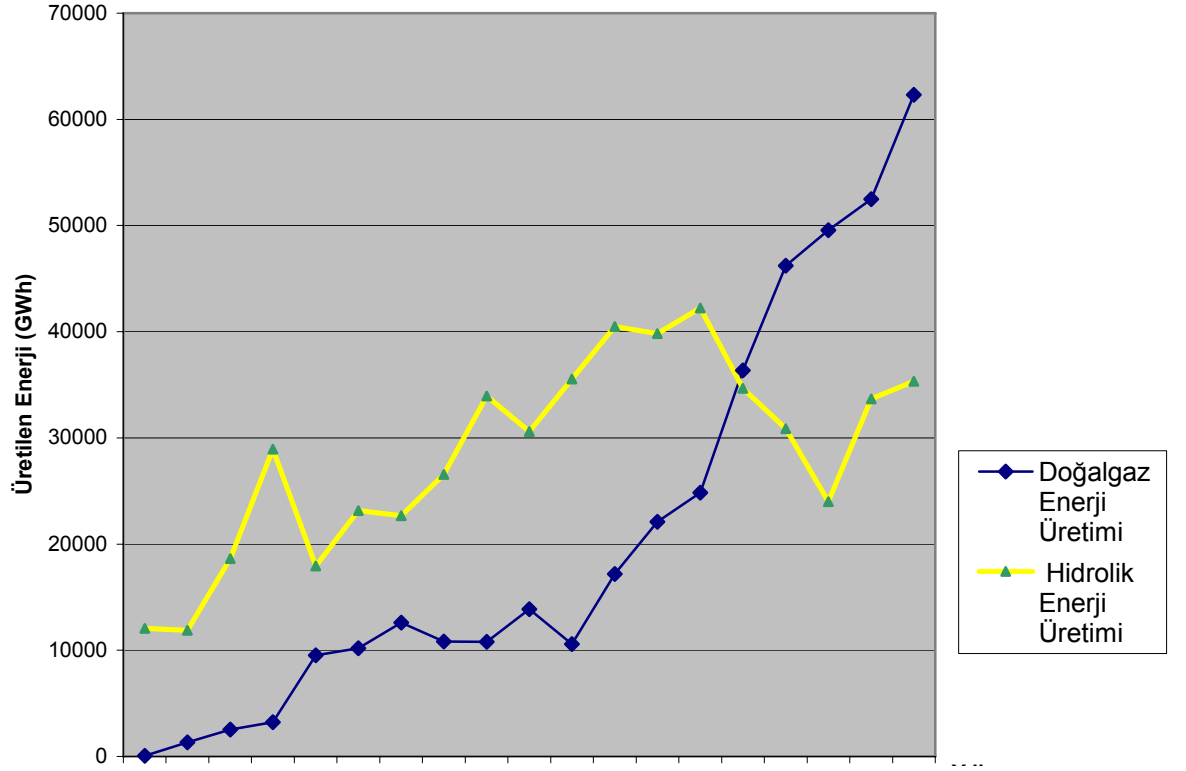
1985 yılında toplam elektrik enerjisi üretiminde hidroelektrik santrallerin payı yaklaşık %35,doğalgazın payı % 0.2 iken,2003 yılında hidroelektrik üretimin payı % 26'ya inmiş,doğalgazın payı ise % 44'e çıkmıştır.1985 yılından bu yana toplam elektrik üretimi içerisindeki oranı çeşitli senelerde % 46 ,% 60 gibi değerlere çıkan hidroelektrik enerji üretiminde 1998 yılından itibaren belirgin bir düşüş,doğalgaz ile yapılan üretimde ise büyük ve hızlı bir artış yaşanmıştır (Şekil2.17 ,Şekil2.18).

Tablo 2.15. Türkiye'deki Hidroelektrik Enerji Potansiyelinin Proje Durumlarına Göre Dağılımı(2003 yılı)

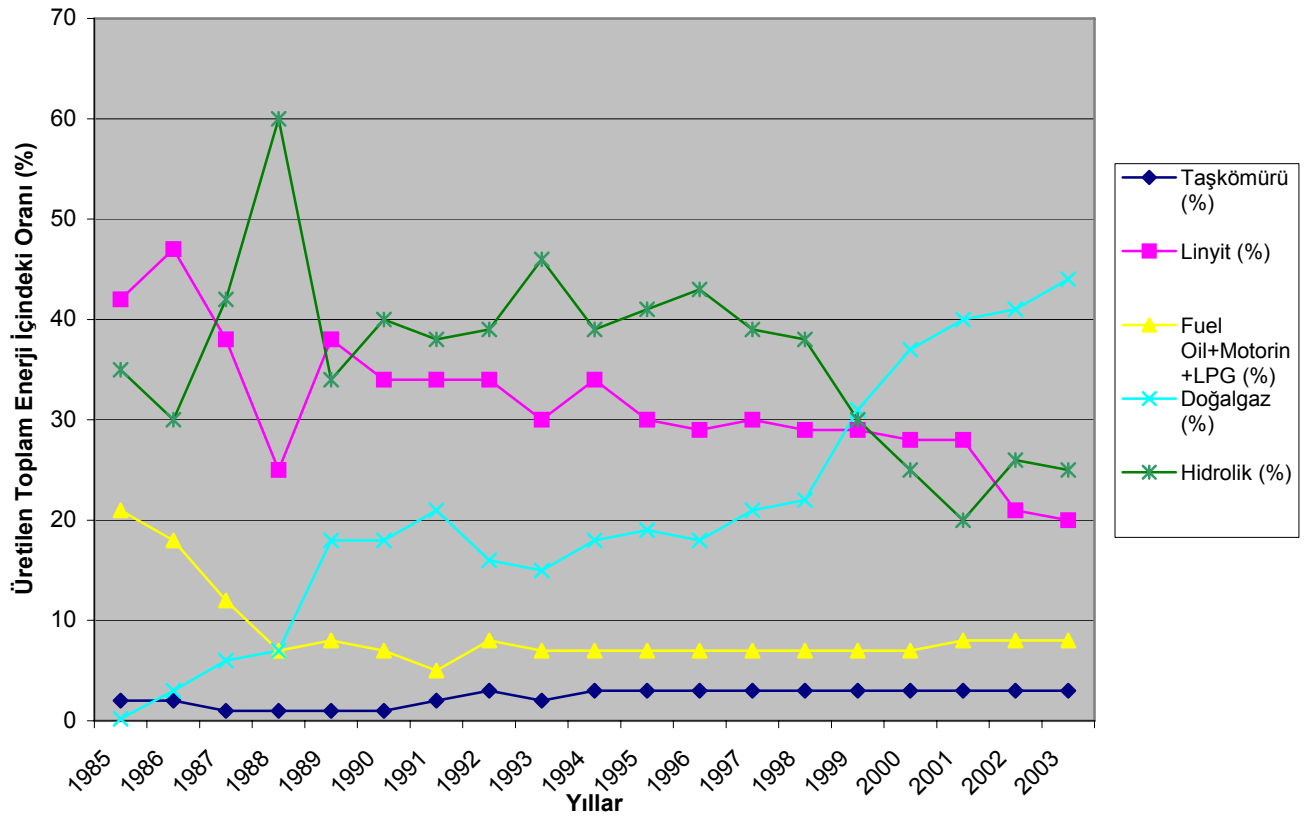
Durum	İşletmede	İnşa Halinde	Kesin Projesi Hazır	Kesin Projesi Yapılmakta	Planlaması Hazır	Planlama sı Yapılmakta	Master Planı Hazır	Ön İncel. Hazır	İlk Etüdü Hazır	Toplam
Kurulu Güç (MW)	12579	3338	3570	1333	6091	1978	2691	3920	368	35540 *
Ort.Yıllık Üretim (GWh)	44388	10845	10897	4494	22324	7602	9195	15184	1180	126129
Proje Sayısı	130	31	19	21	119	57	40	107	42	566

*Çalışmayan küçük HES'lerin toplamı 1.6 MW dahil **Kaynak:DSİ Genel Müdürlüğü**

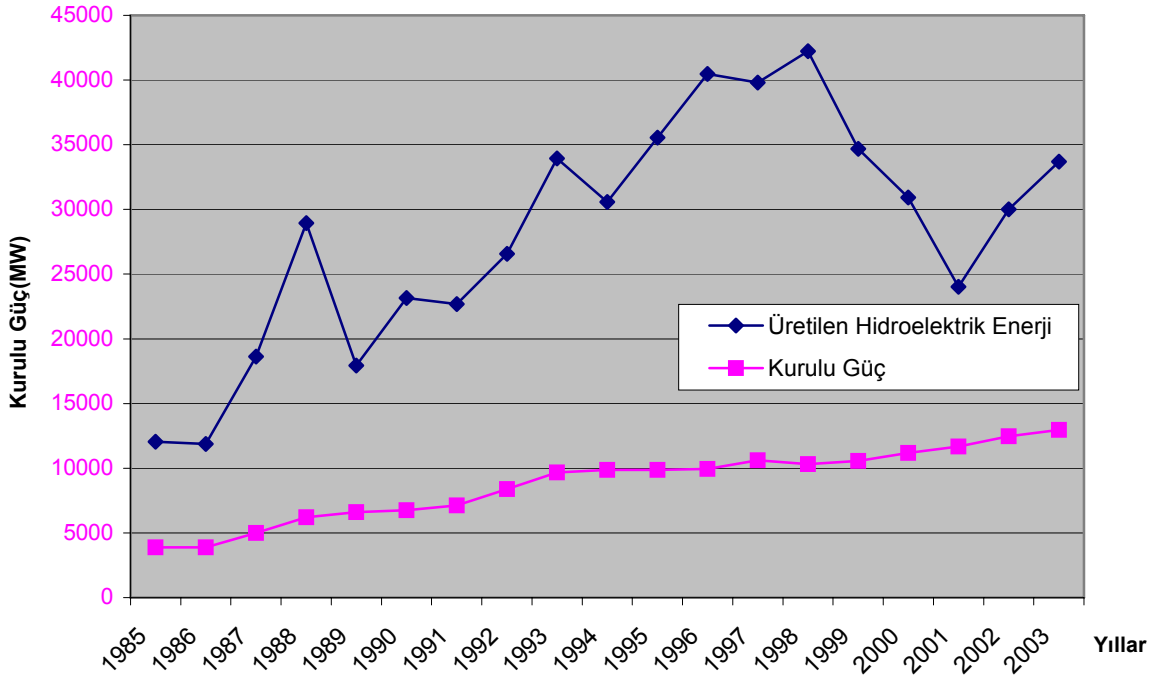
Şekil 2.17. Doğalgaz ve Hidroelektrik Enerji Üretiminin Yıllara Göre Değişimi



Şekil 2.18. Birincil Enerji Kaynaklarının Toplam Üretim İçindeki Oranları



Şekil 2.19. Hidrolik Kurulu Güç Artışı ve Üretilen Hidroelektrik Enerji

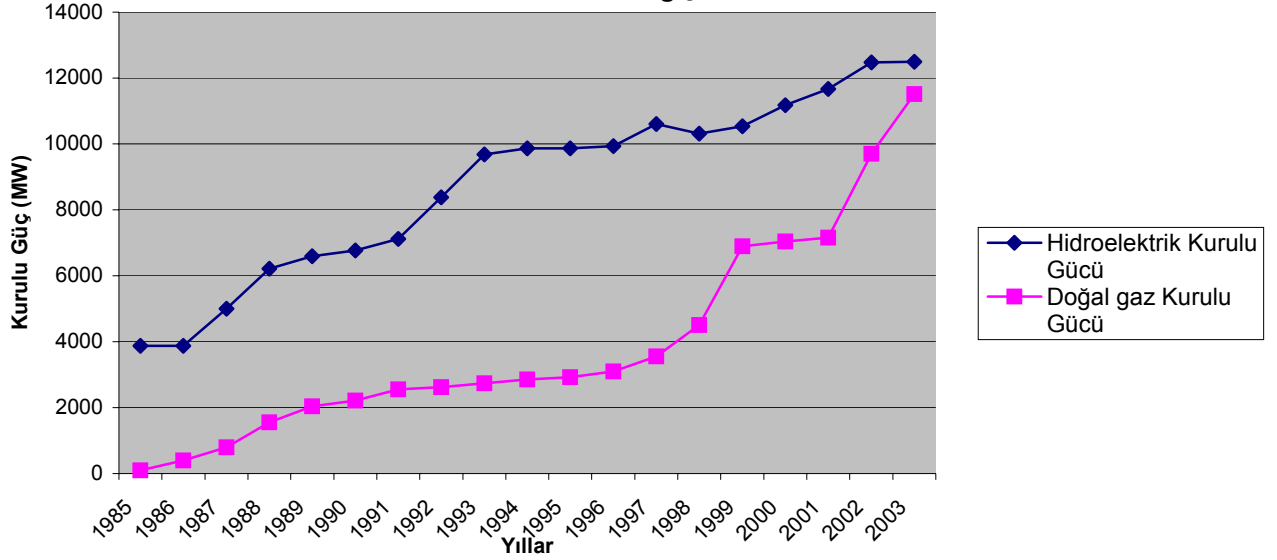


Şekil 2.17 incelendiğinde 1998 yılından itibaren hidroelektrik enerji üretiminin düştüğü ve bunun yerine doğalgaz enerji üretiminin hızla arttığı görülmektedir. Aynı şekilde 1995 yılından itibaren doğal gaz ile elektrik enerjisi üretimindeki hızlı artış eğilimi dikkat çekmektedir. Aynı eğilim birincil enerji kaynaklarının toplam üretim içindeki oranlarının verildiği Şekil 2.18’de de görülmektedir. Şekil 2.18 incelendiğinde Taşkömürü ve Fuel Oil+Motorin ile yapılan üretimin toplam üretim içerisindeki oranlarının uzun yıllar boyunca sabit kaldığı, doğal gaz oranının hızla arttığı ve hidrolik ve linyit oranının ise düştüğü görülmektedir. Bu süreçte Türkiye’nin toplam elektrik enerjisi üretimi de artmaktadır. Aynı şekilde son üç yılda hidrolik oranındaki artışın doğalgaz artış eğilimini değiştirmede ancak linyit oranında aynı değerde bir düşme olduğu dikkat çekmektedir.

Doğalgaz kurulu gücünün hızlı bir artışa geçtiği 1998 yılından bu yana, Şekil 2.19’da da görüldüğü gibi hidrolik kurulu güç artmasına rağmen hidroelektrik enerji üretiminde çarpıcı bir üretim düşüşü ortaya çıkmıştır. Bunda kısmen yaşanan kurak periyodun da etkisi olmasına rağmen ana sebebin doğalgaz üretimine alan açmak politikası olduğu görüşü ağırlık kazanmıştır. Bu durum, doğalgaz anlaşmaları nedeniyle mevcut HES kurulu gücünden üretilebilecek enerji miktarının kısıtlandığını ve bu tehlikenin gelecek için de var olduğunu düşündürmektedir.

Hidroelektrik kurulu gücü ile üretilen enerjinin yıllara göre değişimi ise Şekil 2.19’da verilmiştir.

Şekil 2.20. Hidroelektrik Santral Kurulu Gücü ile Doğal Gaz Santrali Kurulu Gücünün Yıllara Göre Değişimi



Hidroelektrik kurulu gücü ile doğalgaz kurulu gücünün yıllara göre değişimi ise Şekil 2.20’de verilmiştir. Bu şekilde doğalgaz kurulu gücündeki hızlı artış eğiliminin hidrolik ve linyit ile elektrik enerjisi üretiminin düşmeye başladığı 1998 yılında karşılık gelmesi dikkat çekicidir. Yine aynı şekilde hidrolik kurulu gücünün doğalgaz kadar keskin olmasa da bir artış trendi izlediği görülmektedir. Ancak bu artışa rağmen üretilen hidrolik elektrik enerjisi miktarında da düşüş Şekil 2.19’da açık bir şekilde görülmektedir.

2.2.10.2. Hidroelektrik Santrallerin Teşvik Edilmesi İçin Nedenler;

İlk yatırım maliyetleri termik santrallara oranla yüksek olan hidroelektrik santrallerin yakıt giderlerinin olmaması ve uzun süre işletilebilir olmaları bu projeleri termik santrallara göre daha rantabl yatırımlar kılmaktadır (Tablo 2.16). Ancak bu kıyas yapılırken bu santrallerin işletme özelliklerinin farklı olduğu, hidrolik santrallerin” pik “ve zaman zaman “ara güç” santralleri olarak devreye alındıkları gözardı edilmemelidir. Tablo 2.16 incelendiğinde HES’ler geliştirilmeden doğalgaz santrallerinin pik enerji ihtiyacını da karşılamaya yönelik olarak planlanmasının uygun olmayacağı ortaya çıkmaktadır.

Tablo 2.16. HES ve Termik Santrallerin Yatırım İşletme Bakım ve Yakıt Giderleri

Santralin Tipi	İşletme-Bakım Gideri (Cent/kWh)	Yakıt Gideri Cent/kWh	Toplam İşletme Maliyeti Cent/kWh	Kurulu Güç Birim Fiyatı (\$/kW)	Yılda Üretilen Enerji (GWh)
HES	0.203	-	0.203	1500	1800
Doğal Gaz	0.415	3.609	4.024	795	3500
İthal Kömür	1.413	1.965	3.378	1015	3300
Linyit	1.495	1.839	3.334	1500	
Nükleer	0.780	1.00	1.780	2000	

Kaynak: (Eroğlu, 2003)

Tablo 2.16’da verilen değerler bütün santral tipleri için ekonomik karşılaştırmalarda işletme periyotları HES’in işletme periyodu olan 200 yıl

alınarak belirlenmiştir.Bütün santral tiplerinin 500 MW kurulu güçte olduğu,HES'lerin 3600 saat/yıl ,doğalgaz santrallerinin 7000 saat/yıl,ithal kömür santrallerinin ise 6600 saat/yıl çalışacağı kabul edilmiştir.

Bu tablonun incelenmesinden;

a)Toplam işletme maliyetleri karşılaştırıldığında hidroelektrik santrallerde bu maliyetin doğalgazın 1/20'si,ithal kömürle çalışan santrallerin 1/17'si olduğu görülmektedir.HES'lerin işletme giderlerinin toplam maliyete katkısı çok azdır.

b)Yatırım giderleri karşılaştırıldığında ise;

Doğalgazla çalışan santrallerin ekonomik ömürlerinin 30 yıl ,HES'lerin ise bunun en az 4-5 katı olduğu dikkate alınmalıdır.HES'lerde 200-500 \$/kW'lık yatırımlarla elektromekanik ekipmanlar yenilendiğinde tesis yenilenmiş olmaktadır.Bu durum gözönüne alındığında HES'lerin ilk yatırımlarının da diğer tesislerin ilk yatırımlarından daha fazla olmadığı ortaya çıkmaktadır.

c)Uzun vadeli enerji planlaması yapılması ,bürokratik formaliteler ve ilk yatırım için gereken finansman teminindeki dar boğazların aşılması ile HES'lerin doğalgaz santrallerine göre(2-3 yıl) uzun olduğu söylenen inşa sürelerinin 4-5 yıla çekilebilmesi mümkün görülmektedir.

Diğer taraftan HES'ler döviz gereksinimi çok az ve sürekli olmayan tesislerdir.Tablo 2.17 ve Tablo 2.18'deki Doğal gaz ve Hidroelektrik değerleri karşılaştırıldığında HES'lerin ülke ekonomisi açısından daha ekonomik yatırımlar olduğu ortaya çıkmaktadır.HES için yatırım miktarı daha büyük olmasına rağmen yatırılan miktarın % 80'i yurtiçinde kalmakta ,doğalgazlı santralde ise yerli girdinin iki katı yabancı girdi kullanılmaktadır.Yatırıma harcanan paranın büyük bir kısmı dışarıya gitmektedir (Basmacı ,2004 S:II-4).

Tablo2.17. Doğalgaz ve Hidroelektrik santrallerin yatırımlarındaki ithalat oranları (ERE 2001).

Enerji Üretim Tesis Tipi	Yatırımda İthalat Oranı	Kurulu Güç Birim Fiyatı \$/KW	Yatırımdaki İthalat Miktarı \$/KW
Biriktirmeli HES	% 30	1500	450
Tabii Debili HES	% 45	1200	540
Doğal Gazla Çalışan Kombine Çevrim Santrali	% 75	795	596

Tablo 2.18. Doğalgaz ve Hidroelektrik Santrallerin Yatırımlarında Yerli ve Yabancı Girdiler

Kurulu Güç: 500 MW.	Yerli Girdi x10 ⁶ \$	İthal Girdi x10 ⁶ \$	Toplam x10 ⁶ \$
Doğal gaz	80	318	398
Hidroelektrik	600	150	750

Kaynak: Basmacı 2004.S:II-4

Yukarıdaki tablolarda verilen değerler de göz önüne alınarak uzun projeksiyonlu bir ekonomik analiz yapıldığında HES'lerin enerji üretim maliyeti en ucuz olan ve kaynağı dışa bağlı olmayan projeler olduğu ortaya çıkmaktadır.

• Bunun yanı sıra HES'lerin alternatif enerji kaynaklarına göre teşvik edilmesini gerektiren üstünlükleri aşağıda sıralanmıştır(Eroğlu 2003).

- HES projeleri günlük yük taleplerine kolaylıkla uyum göstererek sisteme güvenilir ve sürekli elektrik enerjisi temin ederler
- HES projelerinin işletme ekonomileri yüksektir.
- Yakıt giderlerinin olmaması nedeniyle dünya genelindeki ekonomik krizlerden etkilenmezler.İstikrarlı bir enerji fiyatı oluşturulmasında önemli bir rol üstlenirler
- Ekonomik ömürleri ortalama 200 yıl olan HES projeleri,10 yıl gibi kısa bir sürede yatırımını geri ödedikten sonra çok küçük bir işletme bakım gideri ile uzun bir süre çok ucuz elektrik enerjisi üretimi yapabilirler
- Çevreye en uyumlu enerji üreten tesislerdir.
- Barajlı HES'ler,depolama olanakları nedeniyle taşkınları önleyerek mansaptaki taşkın riskini azaltırlar.
- Rezervuarları balıkçılık ve diğer su ürünleri yetiştirime olanakları sunar, rekreasyon amaçlı kullanılabilir.
- Baraj rezervuarları yaz dönemlerinde sulak alan özelliği taşıyan doğal bir çevre oluştururlar.

8. Beş Yıllık Kalkınma Planı'nda hidroelektrik enerji

8'nci 5 yıllık Kalkınma Planı'nın 1414üncü maddesinde

- “*Hidrolik santrallardan % 70 verim alınabilmesi bir sorun olarak gündemde durmaktadır*”

1423 üncü maddesinde ise ;

- “*Sektör kaynakları arasında doğal gazın önemli bir yeri ve önemi bulunmaktadır. Fiyat, verimlilik ve çevre açısından avantajları ile doğal gazın tüketim payının artırılması amaçlanmaktadır*”
- denilmektedir (ERE ,2001).

Bu açıklamalar değerlendirildiğinde;

- HES'lerin verimsiz,doğal gaz santrallerinin ise verimli olarak nitelendirilmiş olma nedenleri anlaşılamamaktadır.Elektrik enerjisi üreten tesislerin işletme özellikleri ve bu üretimde birbirlerine olan üstünlükleri dikkate alındığında bu değerlendirmeye katılmak mümkün değildir.
- Tablo 2.19.1 ve 2.19.2 incelendiğinde doğal gazın petrol ve kömürle kıyaslandığında çevreye göreceli olarak daha az zarar verdiği ancak tümüyle zararsız olmadığı görülmektedir.

Tablo 2.19.1. Farklı Elektrik Enerjisi Kaynaklarının Sera Gazı Emisyonları

Fosil Yakıt Türü	Petrol	Kömür	Doğal Gaz
Ortalama CO ₂ emisyonu (kg/GJ) 1GJ=278 kWh	69.4	85.5	52
CO ₂ eşdeğeri toplam sera gazı emisyonu (kg/kWh)	1.33	0.96	1.23

Kaynak:TUSİAD Raporu 1998

Tablo 2.19.2. ABD Enerji Bakanlığı Kuruluşu EIA'nın Elektrik Enerjisi Yakıtlarının Karşılaştırmalı Emisyonları

Yakıt	Üretilen Kwh başına salınan CO ₂ (Pound)	SO ₂ (Pound)	NO _x (Pound)
Kömür	2.12	0.0136	0.0079
Doğalgaz	1,34	0,000007	0,0046
Petrol	1,96	0,0123	0,0036

Kaynak: Bakan,2003 1Pound : 0.4536 kg.

- Fiyat bakımından ise doğal gazın elektrik enerjisi üretiminde ekonomik çözüm olmadığı daha önceki bölümlerde gösterilmişti.

Hidrolik enerji konusundaki değerlendirme hatalarının, konu ile ilgili uzmanların sürekli açıklamalarına rağmen Kalkınma Planlarına da yansımış olması düşündürücüdür.

2.2.11. Rüzgar Enerjisi

Ülkemizde genel kullanıma dönük ilk rüzgar elektriği 1986 yılında Çeşme Altinyunus tesislerinde kurulan 55 kW nominal güçlü rüzgar türbinlerinden elde edilmiştir. Rüzgar santrallerinin daha yaygın uygulaması ise 1998 yılından itibaren başlamıştır.

Türkiye’de 1998 yılında YİD modeli ile yapılan ilk rüzgar santralleri her biri 600 kW’lık türbinlere sahip toplam 7.4 MW’lık Alaçatı ile 10 MW’lık Bozcaada santralleridir. Bu iki santral Yap-İşlet-Devret modeli ile üretim yaparken, toplam kurulu gücü 1.7 MW olan bir diğer santral”otoprodüktör” olarak üretim yapmaktadır. Bu santrallardan 2002 yılında toplam 54 milyon kWh elektrik enerjisi üretilmiştir.

Ülkemizde rüzgar enerji potansiyelini belirlemeye yönelik ölçümler 1991 yılında EİEİ tarafından başlatılmış olup halen 21 rüzgar gözlem istasyonunda ve özel sektör tarafından işletilen yaklaşık 500 noktada veri toplama ve değerlendirme çalışmaları yapılmaktadır.

Halen hazine garantisi verilebilecek, kapasiteleri 5-90 MW arasında değişen 16 adet rüzgar enerji santralinin fizibilite çalışmaları yapılmış bulunmaktadır. Bu santrallerin % 54’ü İzmir ili çevresinde, % 18’i Balıkesir’de, % 12’si Çanakkale, %9’u Manisa, % 7’si ise Hatay’da yer almaktadır (Özdem 2003).

2002 yılından bu yana toplam 5200 MW’lık kurulu güce sahip rüzgar enerjisi santrali başvurusu yapılmış olup halen toplam 1407 MW kurulu güçte 36 adet başvuruya lisans verilmiştir. Haziran 2004 itibarıyla EPDK’da toplam 2775 MW kurulu güç için 98 adet rüzgar enerji santrali başvurusu değerlendirilmektedir.

EİEİ tarafından rüzgar enerji sektörünün altyapısını oluşturmak ve gelişmesini sağlamak için Türkiye’nin rüzgar potansiyelinin belirlenmesi amacıyla hazırlanan “Rüzgar Atlası” 2002 yılında yayınlanmıştır. Bu çalışmalarda rüzgar enerjisi açısından Bandırma, Antakya, Kumköy, Mardin, Sinop, Gökçeada, Çorlu ve Çanakkale zengin bölgeler olarak belirlenmiştir. Ayrıca Bandırma, Bozcaada, Çeşme, Gökçeada, Çanakkale, Karadeniz Ereğlisi, Florya ve Siverek gibi bölgelerde yöresel potansiyel belirlene çalışmaları yapılmıştır. Rüzgar Atlası’nda temel alınan model sonuçlarına göre bugünkü teknik koşullarda teorik rüzgar enerjisi potansiyelimiz 88 000 MW, ekonomik rüzgar gücü potansiyelimiz ise 10 000 MW olarak belirlenmiştir.

2001 verilerine göre rüzgar santrallerinin bir türbin gücü 600 kW ile 2 MW arasındadır. Rüzgar santrallerinin güvenilir enerji üretimindeki problemlerinin; güç çıkışının kontrol edilmesi, yüksek rüzgar gücünde yeterli güvenliğin sağlanması ve sistemin frenlenmesi ile aşırı üretimin önüne geçilmesi olduğu belirtilmektedir. Değişken rotor hızını kontrol etmek için çok karmaşık güç elektroniğinin gerektiği ileri sürülmektedir. Halen bu değişkenlikten oluşabilecek sorunlar türbin üretimini durdurma ile çözümlenmektedir.

Çeşitli enerji üretim tesisleri ile üretilecek elektrik enerjisinin güvenilir, sürekli olmasının yanı sıra kaliteli de olması gerekmektedir. Kaliteli elektrik enerjisi olabildiğince sabit genlik, sabit frekans ve bozulmamış temiz bir sinüsoidal gerilim formuna sahip olan enerjidir. Gerilim ile akımın lineer olmaması durumunda şebeke geriliminden farklı olarak dalgali akım oluşmakta ve akım gerilim şeklinde bozulmalar başlamaktadır. Bu durumda sistem performansı olumsuz etkilenmekte ve bu etkiler aynı noktadaki diğer enerji kullanıcılarını rahatsız etmektedir. Bu rahatsızlıkları önlemek için ise sisteme bağlanacak rüzgar santrallerinin kapasitelerinde kısıtlamaya gidilmektedir (*Çalışkan 2003*).

2.2.12. Jeotermal Enerji

Türkiye dünyada Jeotermal ısı kullanımı ve kaplıca uygulamalarında Çin, Japonya, ABD ve İzlanda'dan sonra beşinci sırada yer almaktadır. Türkiye alt sıcaklık sınırı 20°C kabul edilen toplam 1000 dolayında sıcak ve mineralli su kaynağının varlığı ile Avrupa'da birinci sırada yer almaktadır.

Türkiye'de bilinen Jeotermal alanların % 95'i ısıtma ve kaplıca kullanımına % 5'i de elektrik üretimine uygundur. Jeotermal enerji buhar ve sıcak su boruları ile güç santraline taşınarak 5-10 MW'lık küçük santraller ile elektrik enerjisi üretiminde kullanılmaktadır.

MTA verilerine göre Türkiye'nin belirlenmiş termal kapasitesi 3173 MW'tır. Muhtemel brüt teorik Jeotermal potansiyel ise 31 500 MW'tır. Teknik ısı potansiyeli 7500 MW olan ülkemizdeki kullanılabilir jeotermal potansiyelin de 2843 MW olduğu belirlenmiştir. Türkiye'de 20.4 MWe 'lık Denizli Sarayköy Jeotermal Santrali 1984 yılında işletmeye girmiştir. EPDK'ya Denizli Sarayköy'de 5.5. MW'lık, Aydın Sultanhisar'da ise 7.95 MW kurulu gücünde jeotermal santral başvurusu yapılmış olup 2004 yılı başı itibarıyla 2 adet jeotermal üretim tesisi için lisans verilmiştir (*Çalışkan 2003*).

Türkiye'nin teorik Jeotermal elektrik kapasitesi 4500 MWe olarak belirlenmiştir. Teknik potansiyel ise 500 MWe civarında tahmin edilmektedir. Ancak yapılan sondajlara dayalı olarak ortaya konulan kesinleşmiş potansiyel ise 200 MWe düzeyindedir. Geleceğe ilişkin projeksiyonlarda bu değer 2010 yılında 500 MWe 2020 yılında ise 1000 MWe civarında olacağı tahmin edilmektedir (*Eniş 2003*). Türkiye'nin ilk ve şimdilik tek olan Denizli Sarayköy Jeotermal Santralinde 2000 yılındaki üretim 75.5 milyon kWh olmuştur. Halen toplam elektrik enerjisi üretimimiz içerisinde Jeotermalin payı % 0.1 dir. Türkiye Jeotermal enerjiden elde edilen elektrik üretimi yönünden dünyada ABD, Filipinler, İtalya, Meksika ve Endonezya'dan sonra 14. sırada yer almaktadır.

2.2.13. Nükleer Enerji

Türkiye 1955 yılında 1. Cenevre Konferansını takiben ABD ile “Nükleer Enerjinin Barışçıl Amaçlarla Kullanılmasına Dair İşbirliği Anlaşması” nı imzalayan ilk ülke olmasına rağmen 50 yıldır nükleer teknolojiye girememiştir.

Tüm dünyada olduğu gibi Türkiye’de de son yıllarda Rusya’da ve Japonya’da oluşan iki nükleer kazanın yanı sıra nükleer atık sorununun çözümlenemeyişi ve ömrünü tamamlamış santrallerin söküm işlemlerinin hala ciddiyetini koruyor olması ve diğer riskleri,nükleer enerji ile ilgili tartışmaları sürekli canlı tutmaktadır.Türkiye’de süren bu tartışmaların ve bu konuda oluşan yoğun kamuoyu baskısı sonucunda Akkuyu’da kurulmak istenen ve 3 kez ihale aşamasına gelen 1000 MW’lık nükleer santralin yapımından 4 yıl önce vazgeçilmiştir.Ancak nükleer santral kurulması bu günlerde ciddi bir şekilde yine gündeme gelmiş bulunmaktadır.Konunun gündeme getirilmesinde yenilenebilir elektrik enerjisi kaynaklarının artan talebi karşılayamayacağı ve elektrik enerjisi açığının oluşacağı savları etkili olmuştur.

Nükleer santral taraftarları, ilave enerji talebinin karşılanması için duyulan gereksinimin ötesinde, nükleer santrallerin eskiye göre yatırım maliyetinin düştüğü ,kuruluş süresinin kısaldığı ve kamuoyunun daha fazla bilgilendirildiği savlarıyla küçük ve orta boy nükleer enerji santrallerinin(NES) uygun ve gerekli tesisler olduğunu ileri sürmektedir.

Küçük ve orta boy nükleer enerji santrallerinin elektrik enerjisi üretiminin yanı sıra ısı enerjisinin de çeşitli alanlarda (ısıtma,hidrojen üretimi vb.) kullanılabileceği ve ülkemize bu teknolojinin transfer edilmesinde önemli bir rol oynayabileceği de ileri sürülmektedir.

Önümüzdeki 15 yıl boyunca yılda ortalama % 7.5 dolayında seyredeceği öngörülen yıllık elektrik tüketimi artış hızının yeni elektrik enerjisi santralleri yatırımı gerektireceği açıktır.Elektrik enerjisi talebine göre bu yatırımın 2020 yılında ilave olarak yaklaşık 6800 MW ‘lık bir kapasiteye karşılık geldiği, yatırım değerinin de yılda ortalama 4-5 milyar dolar olacağı hesaplanmaktadır.

Ülkemizde nükleer santral kurulması konusunda ki tartışmalarda; Son yıllarda geliştirilen yenilenmiş nükleer reaktör teknolojileri kullanan küçük ve orta boy nükleer enerji santrallerinin yatırım maliyetlerinin 1000 \$/kWh, inşaat sürelerinin 2-3 yıl ve elektrik üretim maliyetlerinin de 2 cent/kWh mertebesinde olduğu ve bu nedenle de diğer tesislerle rekabet edebilecek ciddi bir alternatif haline geldiği ileri sürülmektedir.Ancak diğer taraftan da AB başta olmak üzere gelişmiş ülkelerde ise ; 1995-2030 dönemi içerisinde tespit edilen güç kadar nükleer kapasitenin işletmeden çıkartılması ve bu santrallerin alınması gereken güvenlik önlemlerini çok artırarak yapımının zorlaştırılması ve elektrik üretimindeki payının azaltılması politikası sürdürülmektedir.

Türkiye’nin hızla artan elektrik enerjisi talebinin ancak kaynak çeşitlendirilmesi politikası ile karşılanabileceği açıkça görülmektedir.Örneğin hidroelektrik enerji için yapılacak yatırımlarla mevcut ekonomik potansiyelin tümü geliştirilse bile üretilebilecek yıllık ortalama toplam elektrik miktarı yılda şimdilik en fazla 126 milyar kWh olacaktır.Yapılan çalışmalar bu ekonomik potansiyelin gelecekte 163 Milyar kWh’a yükselebileceğini göstermektedir.Diğer taraftan bu enerji

tesislerinin işletme özellikleri nedeniyle tamamen baz enerji üretimi için kullanılabilmesi de olanaksızdır.126 milyar kWh'lık bu değer tesislerin yıllık ortalama üretim değeri olup tümü üretilebilecek olsa bile 2020'deki toplam enerji talebinin ancak 1/5'ini karşılayabilecektir.Bu durumda tercihin öncelikle ulusal,ucuz,temiz ve güvenilir kaynaklardan yana kullanılarak kaynak çeşitlendirilmesi politikasına ihtiyaç olduğu ortaya çıkmaktadır.

Ancak yukarıda açıklanan kaynak çeşitlendirilmesi çerçevesinde,dünyada sadece 33 ülke tarafından kullanılan nükleer enerji tesislerinin ülkemizde kurulması yeniden tartışılırken,bu santrallerin sosyal maliyetten dolayı ekonomik,teknolojiye yabancı olunmasından dolayı teknik ve güvenlik risklerinin yüksek olabileceği de unutulmamalıdır.

Diğer taraftan konu enerji kaynakları çeşitlendirmesinin yanı sıra Türkiye'nin Nükleer teknolojiye duyacağı ihtiyaç açısından da ele alındığında; en uygun nükleer santral teknolojisinin ülkemize transferine ihtiyaç bulunduğu ortaya çıkmaktadır.Ancak uygun yer seçimi,proje yönetimi,mali yönetim,teknik kontrol ve sıkı bir güvenlik altyapısı oluşturulmadan ,seçilecek teknolojiye işletmesine kadar tümüyle meslek odalarının kamusal denetiminde açılmadan ve detaylı bir şekilde tartışılmadan başlatılacak nükleer santral projeleri ülkemiz açısından ciddi riskler yaratabilecektir.

2.2.14. Elektrik Enerjisi Fiyatları ve Maliyet Analizi

Ülkemizde EÜAŞ ve diğer üreticiler tarafından üretilen elektrik TETAŞ tarafından alınıp Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş'ye satılmaktadır. Elektriğin kullanıcılara dağıtımı TEDAŞ tarafından yapılmaktadır.TETAŞ satış fiyatını belirlerken çeşitli kurumlardan aldığı enerjinin alım maliyetinin ortalamasını esas almaktadır(Candoğan 2003).

Tablo 2.20. Elektrik Enerjisi Üretim Maliyetleri

EÜAŞ (Kamu)	3,51 cent
YİD	10,12 cent
Yİ	5,36 cent
İmtiyazlı Şirketler	4,29 cent
İHD	5,30 cent
İthalat	4,14 cent

Kaynak:Hazine Müsteşarlığı Enerji Raporu 2003

Tablo 2.20'de Kamu tarafından işletilen santrallerin daha düşük fiyatla üretim yaptığı görülmektedir..

Tablo 2.21. Türkiye’de Elektrik Fiyatları

Yıllar	Sanayi Elektriği TL/kWh	Sanayi Elektriği Cent/kWh (*)	Konut Elektriği TL/kWh	Konut Elektriği Cent/kWh (*)
1990	214	8,2	132	5
1991	348	8,3	277	6,7
1992	634	9,2	631	9,2
1993	1039	9,5	1080	9,8
1994	2287	7,7	2261	7,6
1995	3486	7,8	3469	7,6
1996	6045	7,5	5937	7,3
1997	10085	6,7	10025	6,7
1998	16914	6,5	17030	6,6
1999	28635	6,9	28958	7
2000	46675	7,5	47358	7,6
2001	93175	7,6	94503	7,8
2002	128938	8,6	130600	8,7
2003	125375	7,7	128125	7,9

Kaynak:ETKB İstatistikleri (APKK-PFD) ve TEDAŞ tarifeleri(1996-2003)

Yıllık elektrik fiyatı TEDAŞ tarifelerindeki aylık fiyatların toplamının aritmetik ortalaması olarak hesaplanmıştır.

(*) Kaynakta TL/kWh olarak verilen değerler Merkez Bankası yıllık döviz alış kuruna göre Cent /kWh olarak hesaplanıp verilmiştir.

Tablo 2.21’den de görüldüğü gibi elektrik enerjisi fiyatlarındaki artış istikrarsız bir seyir izlemektedir.Örneğin elektrik fiyatları krizden hemen sonra 2001 yılında hızlı bir yükseliş eğilimine girmiştir.Bu durumla ilgili olarak Türkiye Odalar ve Borsalar Birliği (TOBB) bir açıklama yaparak;

“1 Ocak 2001 ile 31 Aralık 2001 tarihleri arasında tek termili sanayi elektriğinde % 113 oranında bir artış gerçekleşmiştir.Aynı dönem içerisinde Tefe % 88,6 ve Tüfe ise % 68,5 olmuştur.Sanayi sektörü içinde Tefe ile elektrik fiyatı artışı arasında % 29,4 oranında ek maliyet yükü doğmuştur.Dolayısıyla rekabet gücünde azalma meydana gelmiştir” denmiştir.

Dağıtım firmalarının satış fiyatları ise TEDAŞ tarifelerine uyumlu olarak firmalarca belirlenmektedir.Kendi elektrik enerjisi ihtiyaçlarını yaptıkları santrallerle karşılayan otoprodüktörler ise ihtiyaçlarından fazla olan üretilmiş elektrik enerjisini TEDAŞ’a veya diğer kuruluşlara,elektrik enerjisinin son tüketiciye ortalama satış fiyatının % 70 fazlasına kadar bir fiyatla satabilmektedir.Otoprodüktörler iletim ve dağıtım hatlarını ,mesafeye göre ilettikleri enerjinin belirli bir oranına karşılık gelen bir ücret ödeyerek kullanabilmektedir.

Elektrik enerjisi satış fiyatları 233 sayılı KHK ‘nin 35. Maddesi gereği TEDAŞ Yönetim Kurulu tarafından ETKB’ce Elektrik Tarifeleri Yönetmeliği’nde belirlenen esaslara göre tespit edilmektedir.EPDK dönemi ile birlikte TEİAŞ’ın iletim tarifesi ,TEDAŞ ile bağlı ortaklıklarının dağıtım ve perakende satış tarifeleri,TEDAŞ’ın toptan satış tarifesi EPDK tarafından onaylanmaktadır.

Türkiye’de uzun yıllardır uygulanan plansız enerji politikaları özellikle sanayiye verilen elektrik enerjisinin birim fiyatının diğer birçok ülkeye nazaran çok yüksek

olması sonucunu doğurmuştur. Aslında elektrik enerjisi fiyatlarının yüksekliği (Tablo 2.21) bu alanın uluslararası sermayenin ilgi alanına açılması, denetim dışı bırakılması, yeni finans modelleri arayışı, ithal enerji kaynağına artan bağımlılık ve enerji sektörümüzdeki yapısal sorunun sonucu olarak ortaya çıkmıştır.

Uzun yıllardır temel bir stratejiden yoksun olarak ve plansızlık içerisinde sektörde sürekli bir arayış içinde olunmuştur. Bu süreçte denenilen yeni finans modelleri de elektrik enerjisi fiyatlarının artışında etkili olmuştur (Tablo 2.21).

Bu modellerdeki yatırım tutarlarının gerçek dışı biçimde yüksek gösterilmesi, fiyat farkı uygulamaları, belirlenen yatırım bedeli üzerinden ödeme yapılmasına yol açan fazla ve erken üretim alımları, sözleşme değişiklikleri, doğal gaz ödenen yüksek fiyat ve oluşan fiyat artışları YİD Modeli doğal gaz santrallerinde başlangıçta öngörülen kWh bedellerinin zamanla yüksek düzeylere çıkmasına neden olmuştur. Örneğin; 2002 yılı için 6,85 cent/kWh olarak öngörülen fiyat 10.5 cent/kWh ; 4.5 cent/kWh olarak öngörülen fiyat 7.96 cent/kWh ; 5.93 cent/kWh olarak öngörülen fiyat ise 9.53 kWh olarak gerçekleşmiştir. Fiyatlar öngörülenden yaklaşık % 80 oranında artmıştır. (DDK 2004).

Diğer taraftan yakıt gideri olmadığı , faiz yükü daha az olduğu halde HES projelerinde de başlangıçta belirlenen enerji birim fiyatlarıyla gerçekleşen birim fiyatlar arasında çok büyük farklar oluşmuştur. Örneğin: sözleşmede 2002 için öngörülen 3.8 cent/kWh fiyatın 5.67 cent/kWh , 5.61 cent/kWh olarak öngörülen fiyatın 8.15 cent/kWh , 7.45 cent/kWh öngörülen fiyatın 10.82 cent/kWh olarak gerçekleştiği HES'ler olmuştur. Bu santrallerden birinde enerji fiyatı 2002 yılının ilk yarısında 14 cent/kWh , son yarısında 10 cent/kWh'a ulaşmış olup kamulaştırma giderlerinin tarifeye yansıtılmasıyla bu fiyatın 18 cent/kWh 'a kadar yükselebileceği öngörülmektedir.

Bunun yanı sıra imzalanan sözleşmelerde üretim düşüklüğü riskini üstlenmeyen ve öngörülen enerji üretimlerini gerçekleştirilememiş 7 adet HES Projesinde şirketlere kamu kaynaklarından 2003 yılı başına kadar 35.1 milyon dolar ödeme yapılmıştır. "Kredi" adı altında yapılan bu ödemeler enerji fiyatlarına da yansıtılmıştır.

Enerji fiyatlarının yukarıda açıklandığı gibi birçok faktörün etkisi altında bulunduğu ülkemizde dağıtım sistemindeki tüketicilere tek termili ve çift termili olmak üzere iki ayrı satış tarifi uygulanmaktadır.

Tek Termili Tarife: Bu tarife tüketilen elektrik enerjisinin bedeli yalnızca tüketim miktarı (kWh) üzerinden alınır. Bu tarifeden elektrik enerjisi alanlar abone gruplarına göre (Resmi daire, sanayi ticarethane, şantiye, mesken) farklı fiyatlar ödemektedir.

Çift Termili Tarife : Bu tarife hem tüketilen miktar (kWh) hem de sözleşme gücü karşılığı (kW) üzerinden bedel alınır. Bu tarifeden sanayi, endüsiyon ve ark ocakları, içme ve kullanma suyu ile arıtma tesisi aboneleri yararlanmaktadır. Bu tarifeden elektrik alan ve sözleşme gücü 700 kW'nın üzerinde olan her sanayi abonesi "Puant Tarifi" adı verilen diğer bir tarife sistemine de uymak zorundadır.

Puant Tarifesine göre:

- 06-17 saatleri arasında Normal Tarife
- 17-22 saatleri arasında Yüksek Tarife
- 22-06 saatleri arasında En düşük Tarife uygulanmaktadır.

Bunların dışında çeşitli abone gruplarına Reaktif Enerji tarifesini de uygulanmaktadır.

Tablo 2.22. TEAŞ Santrallerinde Birincil Kaynaklar İtibariyle ve Maliyet Unsurlarına Göre Net Üretim Maliyeti

Birincil Kaynak	Gider cinsi (Cent/kW)						Toplam (Cent/kW)
	Yakıt	İşçilik	Malzeme	Çeşitli Giderler	Amortisman	Vergi	
Taş Kömürü	3.017	0,460	0,043	0,133	0,078	0,007	4,367
Linyit	1.772	0,442	0,082	0,180	0,508	0,004	2,987
Fuel Oil	2.861	0,179	0,037	0,052	0,005	0,002	3,137
Motorin	15.318	0,358	0,148	0,215	0,200	0,000	16,239
Doğal Gaz	3.453	0,040	0,025	0,028	0,299	0,007	3,853
Jeotermal	-	0,940	0,025	0,138	0,115	0,010	1,228
TERMİK TOPLAM	2.643	0,317	0,062	0,127	0,410	0,005	3,564
HİDROLİK TOPLAM	-	0,098	0,005	0,026	0,028	0,000	0,157
TEAŞ TOPLAM	1.398	0,214	0,035	0,079	0,230	0,003	1,958

Kaynak: TEAŞ İstatistikleri

Tablo 2.22 incelendiğinde Fuel-Oil, motorin, ve doğal gaz gibi ithal yakıtı dayalı santrallerde toplam maliyet içerisindeki yakıt payının % 90'ın üzerinde olduğu görülmektedir. Bu payın yerli linyit için % 60, taşkömürleri için de % 69 dur. Bu nedenle doğal gaz maliyeti ülkemizde ortalama elektrik maliyetinde ve dolayısıyla satış fiyatında önemli bir ağırlığa sahiptir. Türkiye 2003 yılında ürettiği elektrik enerjisinin % 44'ünü doğal gaz santrallerinden üretmiştir. Talebi karşılamaya yönelik gelecek projeksiyonlarında da 20-25 yıl süreli yapılan doğalgaz satın alma anlaşmaları nedeniyle, elektrik enerjisinin yaklaşık yarısını doğal gazdan üreteceği görülmektedir. Tüm bu nedenlerle ülkemizde en kısa vadede elektrik üretim maliyetlerinin ve satış fiyatlarının düşürülmesinde en önemli unsur; halen ortalama 3.5 cent/kWh olan doğalgaz satış fiyatının düşürülmesi olarak ortaya çıkmaktadır.

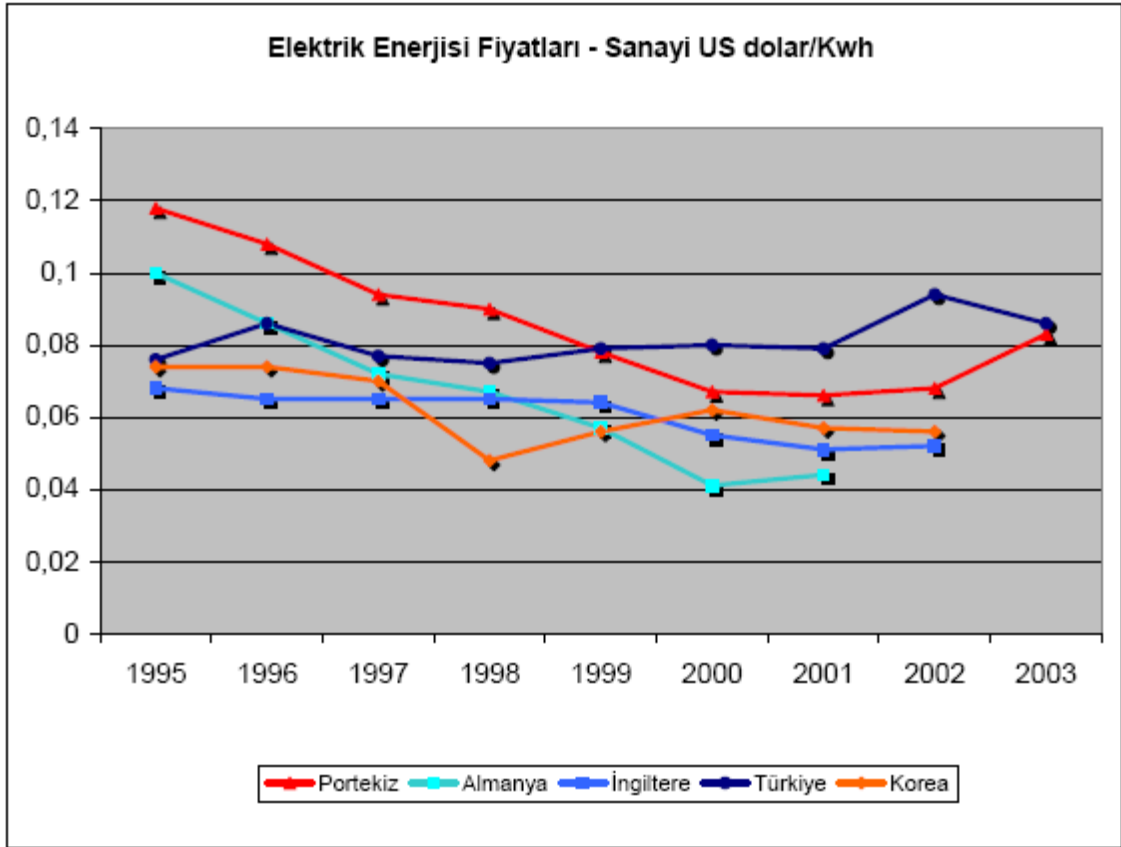
OECD Ülkelerinde sanayi ve konutlar için elektrik fiyatlarının yıllara göre değişimi Tablo 2.23 ve Tablo 2.24' de verilmiştir.

Tablo 2.23. Bazı Ülkelerin Sanayi Elektriği Fiyatları

	Cent/KWh								
ÜLKELER	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Avustralya	4,6	4,6	6,3	5,6					
Avusturya	6,5	8,1	8,1	8,1	7,8	5,7	3,8		
Belçika	6,4	7,7	7,3	6,2	6,1	5,6	4,8		
Çek Cumhuriyeti	0,8	6,1	5,9	5,2	5,2	4,8	4,3	4,3	4,9
Danimarka	6,2	6,9	7,3	6,4	6,8	6,6	5,8	6,0	7,0
Finlandiya	6,3	6,0	6,2	5,2	5,0	4,6	3,9	3,8	4,3
Fransa	5,6	6,0	5,7	4,9	4,7	4,4	3,6		
Almanya	9,1	10,0	8,6	7,2	6,7	5,7	4,1	4,4	4,6
Yunanistan	6,5	6,2	5,9	5,4	5,0	5,0	4,2	4,3	6,0
Macaristan	7,4	4,5	4,8	5,4	5,6	5,5	4,9	5,1	7,5
İrlanda	6,8	6,5	6,6	6,3	5,9	5,7	4,9	6,0	
İtalya	9,8	9,3	10,1	9,4	9,5	8,6	8,9		
Japonya	12,2	18,5	15,7	14,6	12,8	14,3			
Kore	7	7,4	7,4	7,0	4,8	5,6	6,2	5,7	
Meksika	4,6	2,7	3,3	4,1	3,8	4,2	5,1	5,3	
Hollanda	5,2	7,5	7,2	6,3	6,2	6,1	5,7	5,9	
Yeni Zelanda	3,4	3,8	4,4	4,0	3,5	3,0	3,0	2,8	3,3
Polonya	2,5	4,0	4,0	3,6	3,7	3,7	3,7	4,5	4,9
Portekiz	11,6	11,8	10,8	9,4	9,0	7,8	6,7	6,6	6,8
İspanya	9,7	7,6	7,4	6,1	5,7	4,9	4,3	4,1	
İsveç	5,0	3,9	4,5	3,4					
İsviçre	8,9	12,5	12,0	10,2	10,1	9,0	6,9	6,9	7,3
Türkiye	8,3	7,6	8,6	7,7	7,5	7,9	8,0	7,9	9,4
İngiltere	7,1	6,8	6,5	6,5	6,5	6,4	5,5	4,8	
ABD	4,8	4,7	4,6	4,5	4,5	3,9	4,0	4,3	4,9
OECD AVRUPA	7,2	7,6	7,4	6,5	6,5	6,0	5,2		
OECD	6,7	7,9	7,4	6,9	6,5	6,3	4,7		

Kaynak IEA 2003

Şekil 2.21. Çeşitli Ülkelerdeki Sanayi Elektriği Fiyatları



Kaynak:ETKB Enerji Talep Çalışması Raporu 2004

Şekil 2.21’de karşılaştırma yapılan ülkeler arasında Türkiye sanayi elektriğinde özellikle 1999 yılından sonra en yüksek fiyat uygulayan ülke konumundadır.OECD ülkelerinin tamamı alındığında bu durumda büyük bir değişiklik olmamaktadır.OECD’ye üye 30 ülkenin 21 inde 2002 yılı itibariyle Türkiye 0.094 \$/kWh ile sanayi sektöründe en pahalı fiyat uygulayan üçüncü ülke olmuştur.Ancak 2003 yılı fiyatı 0.086 \$/kWh olarak gerçekleşmiştir.Şekil 2.21’de yer alan ülkelerin tamamında sanayi sektörü elektrik enerjisi fiyatlarında düşüş olduğu,en belirgin düşüş eğiliminin de Almanya ve Portekiz’de olduğu görülmektedir.

Tablo 2.24. Bazı Ülkelerin Konut Elektriği Fiyatları

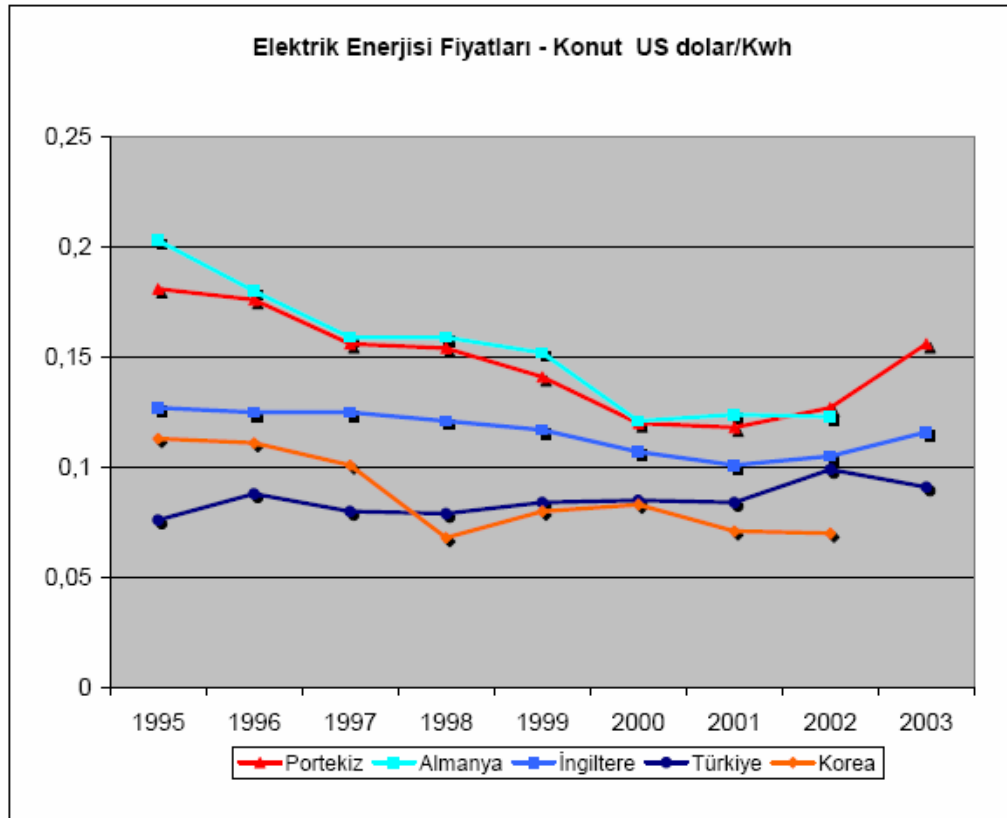
	Cent/KWh									
ÜLKELER	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	
Avustralya	7,2	7,9	8,3	8,0						
Avusturya	15,6	19,2	19,4	16,9	16,8	13,5	11,8	11,9		
Belçika	17,0	19,8	18,7	16,4	16,3	15,2	13,2			
Çek Cumhuriyeti	0,8	3,7	3,8	3,7	5,0	5,1	5,4	6,0	7,6	
Danimarka	16,5	20,9	21,5	19,5	21,3	20,7	19,7	19,5	20,9	
Finlandiya	10,3	10,9	11,1	10,0	9,8	9,1	7,8	7,7	8,5	
Fransa	15,0	16,7	16,4	13,4	12,9	12,1	10,2			
Almanya	16,4	20,3	18,0	15,9	15,9	15,2	12,1	12,4		
Yunanistan	11,8	11,4	11,5	10,2	9,9	9,0	7,2	7,0	7,7	
Macaristan	3,9	5,8	6,0	6,8	7,0	7,3	6,5	6,8	8,0	
İrlanda	13,1	13,2	13,5	13,1	12,3	11,7	10,1	9,4	9,5	
İtalya	15,7	16,9	17,8	15,9	15,9	14,7	13,5			

Japonya	17,7	26,9	23,0	20,7	18,7	21,3	21,4		
Kore	9,6	11,3	11,1	10,1	6,8	8,0	8,3	7,1	
Lüksemburg	12,4	14,6	14,2	12,4	12,3	11,8	9,9	9,8	11,2
Meksika	4,6	4,5	4,8	5,4	5,5	5,9	6,8	7,5	
Hollanda	11,7	13,5	14,8	13,0	12,8	13,2	13,1	14,5	15,5
Yeni Zelanda	5,4	7,6	8,3	8,5	7,1	7,2	6,0	5,6	6,4
Norveç	7,3	7,8	8,1	7,8	6,7	6,3	5,7	7,1	
Polonya	1,0	6,2	6,5	6,2	6,7	6,5	6,5	7,9	8,4
Portekiz	14,7	18,1	17,6	15,6	15,4	14,1	12,0	11,8	12,7
İspanya	19,0	19,5	19,1	16,3	15,5	14,1	11,7	10,9	
İsveç	8,8	9,4	11,0	10,1					
İsviçre	11,1	16,5	15,9	13,6	13,5	13,1	11,1	10,9	11,7
Türkiye	5,1	7,6	8,8	8,0	7,9	8,4	8,4	8,4	9,4
İngiltere	11,9	12,7	12,5	12,5	12,1	11,7	10,7	10,1	10,5
ABD	7,9	8,4	8,4	8,4	8,3	8,2	8,2	8,5	8,4
OECD AVRUPA	13,1	14,6	14,6	13,1	13,0	12,3	10,7		
OECD	10,3	12,1	12,1	11,3	10,9	11,0	10,5		

Kaynak IEA 2003

Tablo 2.23'den de görüldüğü gibi Türkiye OECD Ülkeleri arasında sanayi için elektrik fiyatı sıralamasında İsviçre'den sonra en pahalı ikinci ülke durumundadır. Bu durum sanayi ürünlerinin ihracatında rekabet gücümüzü ciddi olarak zayıflatmakta ve ulusal sanayimizin olumsuz olarak etkilenmesine neden olmaktadır.

Şekil 2.22. Çeşitli Ülkelerdeki Konut Elektrik Enerjisi Fiyatlarının Yıllara Göre Değişimi



Tablo 2.24'deki bazı ülkelerin konut elektriği fiyatları incelendiğinde ise ülkemizin orta sıralarda yer aldığı görülmektedir.Şekil 2.22'de de görüldüğü gibi sanayi sektörünün aksine Türkiye konut elektriği fiyatlarında 1999 yılına kadar en ucuz tarifeyi uygulamış iken bu yıldan itibaren Kore daha ucuz konut elektriği sağlamıştır. Türkiye OECD'ye üye ülkelerin 21'i içerisinde ise 2002 yılı itibariyle 9.4 cent/kWh ile pahalılıkta 12. sırayı almıştır.Konut elektriğinin 2003 yılı ortalama fiyatı 9.1 cent/kWh olarak gerçekleşmiştir (ETKB 2004).1995-2003 yılları arasında Türkiye'deki fiyatlarda dolar bazında çok az dalgalanma olmakla beraber diğer ülkeler arasında bu dönem içerisinde en belirgin düşüş Almanya ve Kore'de gerçekleşmiştir.1995-2001 yılları arasında Portekiz'de konut elektriği fiyatlarında düşüş oluşmuş ancak bu trend son iki yılda yerini önemli derecede bir artışa bırakmıştır.

Her iki tablodaki konut ve sanayi elektrik fiyatları ülkeler bazında karşılaştırıldığında. ülkemizde bu fiyatlar birbirine yakın iken diğer ülkelerin birçoğunda konut elektriği fiyatının sanayi elektriğinin iki katı mertebesinde olduğu görülmektedir.

Ülkemizdeki bu durumu endüstriye uygulanan yüksek fiyatla açıklamak mümkündür. Çünkü Tablo 2.24 incelendiğinde Türkiye'de konutlara uygulanan fiyatların dünyadaki fiyatlarla uyum içerisinde olduğu ortaya çıkmaktadır.

IEA istatistikleri incelendiğinde; elektrik üretimi, sanayi kullanımı ve konut kullanımı gibi kullanımlarda Türkiye'deki doğalgaz fiyatının OECD ülkeleri arasında en üst sıralarda yer aldığı görülmektedir.

Elektrik enerjisinin büyük bir bölümünü doğal gazdan ve diğer ülkelerin bir çoğuna nazaran daha yüksek bir birim fiyat girdisi ile üretmemiz, sanayi elektriğinin fiyatını etkilemektedir.Bu durum dolayısıyla ulusal sanayimizin uluslararası piyasadaki rekabet gücünü olumsuz etkileyen bir diğer neden olarak ortaya çıkmaktadır.

Ülkemizde endüstrinin gereksinim duyduğu enerjinin %57.4'ü elektrik enerjisinden sağlanmaktadır.Bu bağımlılığın dünya ülkelerinde ise % 42.2 düzeyinde olduğu belirtilmektedir (TUSİAD 1998).Bu durum ülkemizin endüstrisinin elektrik enerjisine dünya ülkelerinden daha çok bağımlı olduğu göstermektedir.

Sanayi alanında enerji fiyatlarının yüksek olması üretim ve işletme maliyetini önemli ölçüde etkilemektedir.Diğer taraftan elektrik enerjisi fiyatlarındaki sürekli artış eğilimi ve piyasanın dengeye ulaşmamış olması,yapılacak sanayi yatırımlarını da olumsuz etkilemektedir.Çünkü sanayi mallarının üretim maliyetleri enerji fiyatındaki değişikliklere çok hassas olup bu fiyatlara endeksli olarak değişmektedir.

Bu nedenle ulusal sanayimizin gelişebilmesi ve uluslararası piyasalardaki rekabet gücünün artabilmesinin en önde gelen şartlarından birisinin endüstriye verilen elektriğin birim fiyatının düşürülmesi olduğu ortaya çıkmaktadır.Bunun için de öncelikle yerli ve yenilenebilir kaynakları geliştirerek uzun vadeli stratejik kaynak çeşitliliğine giden ulusal bir enerji politikasının oluşturulması büyük önem ve öncelik taşımaktadır.

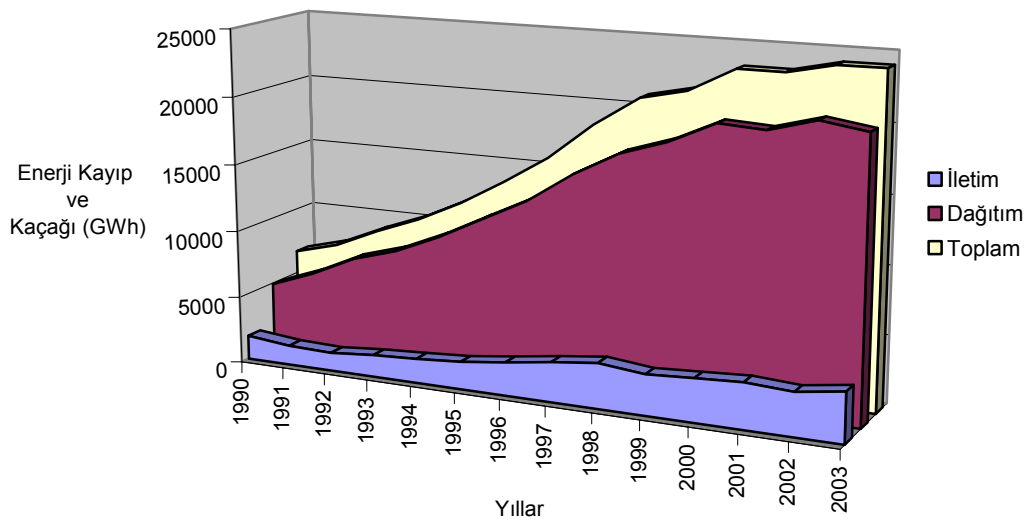
2.2.15. Kayıp-Kaçak Oranları ve Ücretsiz Aydınlanma

Türkiye genelinde 2003 yılındaki toplam teknik kayıp ve kaçak enerji miktarı yaklaşık 24 milyar kWh olmuştur. 2003 yılında iletim tesislerindeki kayıplar 3.6 milyar kWh olarak tespit edilmiştir. Ülkemizde iletim tesislerindeki kayıpların yıllar içinde azalarak dünya standartlarına çekildiği görülmektedir. Ancak dağıtım tesislerindeki kayıplar TEDAŞ'ın kendi çevrimi içerisinde %15.6'lık oranla 20,4 milyar kWh olarak önemini korumaktadır. Türkiye'nin dağıtım tesislerindeki elektrik enerjisi kayıpları OECD ülkelerindeki kayıplardan yaklaşık 3 kat yüksektir.

Ülke genelinde artan ve özellikle Doğu ve Güneydoğu Anadolu Bölgelerinde %70-%80 gibi çok yüksek oranlara ulaşan kayıpların ve kaçak elektrik kullanımının engellenmesi konusu ciddi bir şekilde çözüm beklemektedir. Dağıtımdaki teknik kayıp ve kaçaklar 1990-2003 yılları arasında %9'dan %16'ya çıkmıştır. Bu yıllar içerisinde bu kayıpların toplam brüt enerji içindeki oranının %80 oranında artarak ciddi boyutlara ulaştığı görülmektedir. Şekil 2.23, Tablo 2.25.

Dağıtımdaki teknik kayıpların yanısıra kaçak olarak kullanılan ve bedeli ödenmeyen elektrik enerjisi çok büyük miktarlara ulaşmıştır. Örneğin 2003 yılında Türkiye genelindeki kayıp-kaçak elektrik enerjisinin takriben %84'lük kısmı dağıtım şebekelerindeki teknik kayıp ve kaçaklardır. Bu 24 milyar kWh'lık kaybın yaklaşık yarısının kaçak ve ücretsiz kullanım olduğu kabul edilmektedir. (Cum.DDK Raporu, 2003).

Şekil 2.23 Arz Edilen Elektrik Enerjisi İçindeki Teknik Kayıp ve Kaçaklar



Tablo 2.25. Türkiye’de Elektrik Enerjisi Üretim ve Dağıtım Şebekelerindeki Teknik Kayıp ve Kaçaklar

YILLAR	ŞEBEKE KAYBI (GWh)					
	<i>İLETİM (Teknik)</i>	%	<i>DAĞITIM (Teknik+ Kaçak)</i>	%	<i>TOPLAM</i>	<i>(*) %</i>
1990	1787,2	3,3	4893,1	9	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	10042,7	13,6	11843	16
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
1997	2935,5	2,9	15646,4	15,5	18581,9	18,4
1998	3337,1	3,1	17457,8	16	20794,9	19,1
1999	2985,1	2,6	18559,9	16,4	21545	19,1
2000	3181,8	2,6	20574,1	16,4	23755,9	19
2001	3374,4	2,8	19954,3	16,5	23328,7	19,3
2002	3180,1	2,5	20900,4	16,2	24080,5	18,7
2003	3690	2,6	20410,2	15,,6	24100,2	18,2

Kaynak: TEDAŞ APK Dairesi Başkanlığı “Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri” 2003.

(*) Toplam kayıp ve kaçakların brüt elektrik enerjisi üretimi içindeki oranı

3. ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNDE YENİ DÜZENLEMELER

Elektrik enerjisi sektöründe yasal yapılanma süreci 1970 yılında yürürlüğe giren 1312 sayılı TEK Kanunu ile başlamış olup sektör kapsamındaki hizmetlerin özelleştirilmesi yönündeki yasal düzenlemeler ve değişiklikler ile süregelmiştir. Elektrik enerjisi sektöründe serbestleşme düzenlemelerini içeren 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu 3 Mart 2001 tarihinde Resmi Gazete’de yayınlanarak yürürlüğe girmiştir. Bu kanun ile sektörde serbestleşme amacı ve yöntemleri yasallaşmıştır.

Elektrik piyasası kanununun amacı 1. Madde hükmünde yer aldığı gibi elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı, ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasası oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetlemenin sağlanmasıdır.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu bu kurumun temsil ve karar organı olup yasadan kaynaklanan görevleri kurum adına kullanma yetkisi vardır.

Elektrik Piyasası Kanunu, elektriğin tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli ve düşük maliyetli bir şekilde sunulmasını sağlayarak rekabet ortamının oluşturulması için

gereken yasal çerçeveyi yaratmak amacıyla çıkartılmıştır. Ancak bu yasal düzenlemenin öngörülen hedeflere ulaşması, tüm piyasa katılımcıları tarafından benimsenmesi ve ortak bir hedef doğrultusunda birlikte hareket edilmesi ile gerçekleşebilecektir.

2001 yılında EPDK'nın kurulmasının ardından YİD ve Yİ Modeli santrallerin inşaatı son bulmuştur. Eski dönemde başlatılan ve inşaatı henüz tamamlanmayan 2 HES bu modelin son uygulaması olacaktır. YİD ve Yİ modeli ile işletmeye alınmış bulunan santrallerin faaliyetleri ise sözleşmenin sonuna kadar devam edecektir (Basmacı, 2004).

4628 sayılı yasa ,yönetmelikler, Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesine göre santraller üretim,prodüktör ve otoprodüktör grubu olmak üzere;

- EPDK'dan lisans alması koşulu ile özel sektör yatırımcısı şirketçe inşa edilecektir
- Şirket kendi bulduğu projeyi kendi finansmanı ile geliştirecek ve kendi bulduğu ve anlaşma imzaladığı Bölgesel Dağıtım Özel Şirketine ,TETAŞ'a veya serbest tüketiciye anlaştığı fiyat ile satacaktır.
- Hazine garantisi ve satın alma garantisi yoktur.
- Arz güvenliği sağlanamaz ise öncelikle HES'ler olmak üzere yerli kaynaklara dayalı santraller ETKB ve DPT'ce programlandığı şekilde yeni santraller inşa edilecektir.

4. DEĞERLENDİRME

Ülkelerin kalkınmalarında en önemli faktörlerden biri olan enerji tüm dünyada olduğu gibi ülkemiz için de büyük önem taşımaktadır. Enerji konusunun giderek globalleşmesi, değişen piyasa şartları, izlenen liberal ekonomik modeller, çevre vb. faktörler bu sektörde ciddi ulusal politikalar oluşturulmasını zorunlu kılmaktadır. Oluşturulacak ulusal enerji politikaları, bir yandan dışa bağımlılığı asgari seviyelere çekerken diğer taraftan talebin en verimli şekilde karşılanmasına ve ekonomik gelişmeye katkıda bulunacak şekilde tespit edilmelidir.

Halen elektrik enerjisinde birincil kaynak açısından % 60 oranında dışa bağımlı durumda olan ülkemizin doğalgaz ve petrolde çıkabilecek uluslararası krizlere müdahale gücünün olmaması, enerji kaynağının belirlenmesinde güvenilirlik gerekliliğini ön plana çıkartmaktadır. Bu gereklilik ve enerji maliyetleri enerji ihtiyacımızı karşılamada öncelikle yerli ve yenilenebilir kaynaklarımızın kullanım oranının artırılmasını açık bir şekilde ortaya koymaktadır. Diğer bir deyişle; ulusal kalkınmamız için yerli kaynaklara dayalı temiz ve sürdürülebilir enerji elde etmeye yönelik kısa ,orta ve uzun vadeli ulusal enerji politikası ve programları uygulanmasına büyük ihtiyaç bulunmaktadır.

Kalkınma ve sosyo-ekonomik gelişme yolunda büyük adımlar atması gereken ülkemizde temiz, güvenilir, kesintisiz ve ucuz bir elektrik arzı, nihai kullanımda en büyük pay sahibi olan sanayi kesimi açısından büyük önem taşımaktadır.

Ülkemizde elektrik enerjisi üretiminde kullanılabilecek temel yerli kaynak olarak hidrolik ve kömür kaynaklarımız öne çıkmaktadır. Bu durum kömürün elektrik enerjisi üretimindeki payının modern ve çevreye duyarlı teknolojileri dikkate alarak artırılması gereğini ortaya koymaktadır. Aynı değerlendirme üretimdeki payının artırılması açısından hidroelektrik enerji santrallerimiz için de geçerlidir.

Elektrik enerjisi üretimi için yatırımlarda gerek termik gerekse hidrolik santrallarda öncelikle mevcudun iyileştirilmesi ve verimli bir şekilde işletilmesinin teşvik edilmesi gereklidir. Kayıp ve kaçak oranları da öncelikle ele alınarak azaltılmalıdır.

Elektrik enerjisi üretimi için yerli kaynak potansiyelimiz değerlendirildiğinde belirli bir döneme kadar talebin önemli bir bölümünü karşılayacak yeterli kaynağa sahip olduğumuz görülmektedir. Bu kaynaklarımızın öncelikli olarak planlanıp geliştirilmesi ulusal elektrik enerjisi politikasının en önemli amacı olmaktadır. Bu anlamda geç kalınan her gün üretebileceğimiz enerjiyi dışa bağımlı ve dövizle endeksli kaynaklarla üretmemiz anlamına gelmektedir ki bu da ulusal ekonomimiz için büyük bir yükür. Tüm bu koşullar kaynak çeşitlendirilmesi ile birlikte elektrik enerjisinde ulusal politika önceliklerimizin belirlenmesi ve bunun uygulamaya geçmesi doğrultusunda siyasi iradenin gösterilmesi gereğini ortaya koymaktadır. Bu konuda mevcut hükümet tarafından yapılan doğru tespitler ve daha düşük sonuçlar veren detaylı talep projeksiyonu çalışmaları, elektrik enerjisi sektöründe uzun vadeli Ulusal bir Politikanın belirlenmesi ve sektörün buna göre yeniden yapılandırılması sorumluluğunu da ortaya çıkartmış bulunmaktadır.

Geçmişte temel ulusal stratejik plan ve hedeflerden yoksun olarak uygulanan elektrik enerjisi politikaları ülkemizi OECD ülkeleri arasında İsviçre'den sonra sanayi elektrik fiyatı en yüksek olan ülke durumuna getirmiştir. Bu durum sanayi ürünlerimizin ihracatında rekabet gücümüzü büyük oranda zayıflatmaktadır. Elektrik enerjisi fiyatında sanayi ve konut karşılaştırılması yapıldığında ise ülkemizde bu fiyatlar birbirine yakın iken OECD ülkelerinde sanayi fiyatı konut fiyatının yarısı mertebesinde bulunmaktadır. Bugüne değin ithal doğalgaza dayalı elektrik enerjisi üretim tesisleri teşvik edilmiş, hidrolik ve linyit potansiyelimizden daha yüksek bir verimle yararlanılmasına yönelik politika ve uygulamalar ise yetersiz kalmıştır.

Elektrik enerjisi üretimindeki plansız uygulama alışkanlıkları doğal gaz alanında da kendini göstermiş ve ciddi bir doğal gaz fazlası sorunu ortaya çıkmıştır. Bu durum bir yandan doğal gaz santralleri kurulmasını tetiklemiş, diğer taraftan doğal gaz temin etme ve ürettiği elektriği satın alma garantisi ile kurulan doğalgaz enerji santrallerinin ürettiği enerjinin satılabilmesi için diğer bazı santrallerin atıl kapasitede çalışması gerekmiştir.

"Al yada öde" şeklinde yapılan ve ülke ihtiyacının çok üzerinde miktarlarla bağitlanan doğalgaz anlaşmaları ve alım güvenceli elektrik enerjisi sözleşmelerinin çokluğu yüzünden alınmamış enerjinin bedelini ödememek için kamu elindeki hidrolik santrallerin yanında yerli kömürlerimiz ile çalışan termik santrallerin üretim seviyeleri de çarpıcı bir şekilde düşürülmüştür. 1998 yılında başlayan 2000 yılından itibaren hızlanan bu süreç 2001 ve 2002 yıllarında dikkat

çekici boyutlara varmıştır.Buna rağmen günümüzde zorunlu üretimin toplam talebi karşılama oranı % 90'ların altına düşmemiştir.

EÜAŞ üretim kapasitesinin büyük bir bölümünün atıl bırakılması ,bu kuruma yakıt sağlayan Türkiye Kömür İşletmeleri ve Türkiye Taşkömürü kurumlarının mali yapısında da bozulmalara yol açmıştır.

Doğal gazla elektrik enerjisi üreten tesislerde toplam işletme maliyeti içindeki yakıt maliyeti diğer fosil yakıtlara dayalı tesislerinkinden daha yüksektir.Doğal gaz fiyatının önümüzdeki 20 yılda ikiye katlanacağı öngörüsü dikkate alındığında bu tesislerde elektrik üretim maliyetinin büyük oranda artacağı ortaya çıkmaktadır.

Gelecekteki elektrik enerjisi talebinin yakıt bazında hangi kurulu güç dağılımıyla en uygun şekilde karşılanabileceğine dair çeşitli senaryo çalışmaları yapılmaktadır Bunlardan elektrik enerjisi üretiminde tesis maliyetleri ile SO₂ ve CO₂ emisyonları dikkate alınarak yapılan senaryolarda ;2030 yılı için yakıt bazında kurulu güç dağılımındaki doğal gaz oranı % 57 olan alternatifin en uygun alternatif olarak ortaya çıktığı belirtilmektedir (*Uğur 2003*).Ancak bu analizde işletme maliyetlerinin ve tek kaynağa bağlı olmanın getireceği risklerin göz önüne alınmadığı görülmektedir.

Aynı senaryo çalışmasında, doğal gaz ve ithal kömür yakıt maliyetinin artacağı kabulü ile incelenen alternatifte ise doğalgaz ve linyit tesislerinin azaltılan kurulu gücü yerine 11 milyar \$ daha fazla maliyetle aynı kurulu güce sahip nükleer santrallerin geçtiği görülmüştür.

Bu alternatifler arasında karar verilirken tesisin ilk yatırım maliyeti yüksek olsa bile uzun vadeli enerji üretimi planlarında yerli kaynak ve işletme maliyeti etkisi mutlaka dikkate alınmalıdır.

Enerji tesislerinin genel olarak yatırım maliyetlerinin yüksek olduğu göz önüne alındığında ;kısıtlı mali kaynakların en rantabl şekilde kullanılması açısından sağlıklı talep tahmini projeksiyonları büyük önem taşır.

ETKB tarafından çeşitli yıllarda yapılan on yıllık arz talep tahminleri ile tüketimin gerçekleşmesi arasındaki sapma oranı % 25 civarında olmuştur.Enerji planlamasında kullanılan bu yüksek tahmin değerleri enerji üretiminde doğal gazla yönelik yatırımlara altyapı oluşturmuş ve kamuoyu “elektriksiz kalacağız” söylemleriyle doğalgaz santralleri lehine yanıltılmıştır.

Türkiye enerji politikalarında, öncelikle ulusal kaynakların rantabl olarak değerlendirildiği ve işletildiği bir düzenlemeyi gerçekleştirmez ise yakın bir gelecekte ülke güvenliğini de tehdit edebilecek bir bağımlılığa mahkum olmuş olacaktır.

Ülkemizin 2002 yılı itibariyle enerji talebinin ancak % 31'i yerli kaynaklardan karşılanabilmiştir. % 69'u ithal edilen yakıt ve enerji için yaklaşık 10 milyar \$ ödenmiştir(*Ateşok 2003.S:28*).Gerekli önlemlerin alınmaması halinde 2020 yılında ihracat gelirimizin yaklaşık yarısının enerji kaynağı satın almaya ayrılacağı tahmin edilmektedir.

Türkiye'nin BM İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesine taraf olmasının uygun bulunduğu kanun TBMM'nde kabul edilerek 21 Ekim 2003 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanmıştır.Türkiye gerek kendi inisiyatifi ile gönüllü olarak ya da ilerde uluslararası anlaşmalardan doğabilecek yükümlülükler nedeni ile emisyon azaltımı konusunda alternatif senaryolar hazırlamak durumundadır.Bu

senaryolarda enerjinin verimli kullanımı ve emisyonların etkin bir şekilde kontrol edilmesine yönelik önlemlerin alınması öncelikli bir yere sahip olmalıdır.

Kömür rezervlerinin dünya ölçeğinde oldukça yaygın olması ve baz enerji elde etmek için tercih edilen kaynak olması , emisyonların azalmasını ve verimin artmasını sağlayan teknolojik gelişmeler ,kömürün 21. yüzyılda özellikle enerji üretiminde güçlü bir konuma geleceğinin göstergesi olarak değerlendirilmektedir. Türkiye 8.4 milyar ton linyit rezervi ile dünyada üretim ve rezerv bazında 6. ve 7. sırada yer almaktadır. Ülkemizde kömür rezervlerinin yapılan araştırmalar sonucu artma ihtimalinin bulunduğu,bilinen rezervlerin ise her yıl % 0.5 üretim artışıyla dinamik ömrünün en az 100 yıl olacağı değerlendirilmektedir(*Yılmaz.2003*). :Bu nedenle son yıllarda Linyit sektörümüz ve Linyit santralleriyle elektrik enerjisi üretiminde yaşanan daralmanın durdurulması ve sektörün tekrar canlandırılması ulusal ekonomimiz ve ulusal çıkarlarımız açısından önem taşımaktadır.İthal kömüre olan bağımlılığın belirli seviyelerde tutulması ve yerli linyitimizin kullanılmasına yönelik politikaların izlenmesi Türkiye'nin önemle üzerinde durması gereken konulardan biridir.

Halen ülkemizin teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilir hidroelektrik enerji potansiyelinin % 35'i kullanılmaktadır.HES'lerin rapor içinde detaylı olarak açıklanan avantajları nedeniyle hidroelektrik potansiyelimizin rantabl bir planlama ve proje anlayışı içerisinde öncelikli olarak geliştirilmesine yönelik ulusal bir enerji politikasının oluşturulması önem taşımaktadır.

Cumhuriyetimizin kuruluşundan sonraki yıllarda planlı bir şekilde merkezi bir yapıyla ele alınıp geliştirilmeye çalışılan elektrik enerjisi üretimimiz daha sonra uygulanan plansız ve kurumlar arası koordinasyondan yoksun politikalarla sıkıntılı dönemler yaşamıştır.Bu plansızlık ülkede ilk olarak 1973 yılında programlı elektrik kesintilerinin başlamasına yol açmıştır.Elektriksiz kalacağız,açıklamalarının sık sık duyulduğu ve kısmi kesintilerin yaşandığı dönemlere elektrik enerjisi sektöründe yapısal düzenlemelere gidilmiş tir. Ancak Ulusal Bir Enerji Politikası oluşturulamamış ve bugün dünyada elektrik enerjisini çok pahalıya üreten ve gerek sanayicisinin gerek vatandaşının yüksek enerji fiyatlarından mağdur olduğu ve enerji ihtiyacını karşılamakta yerli kaynaklardan uzaklaşan bir sonuç ortaya çıkmıştır.

Ülkemiz elektrik enerjisi gibi sanayinin temel girdisi ve kalkınmanın temel unsurlarından biri olan ve uzun dönemli plan, programları gerektiren bir alanda ulusal politikasını oluşturamamıştır. Elektrik enerjisi veya daha genel olarak enerji sektörü değişik siyasi yönetimler tarafından kısa dönemli plan ve uygulamalarla veya hesaplarla yürütülebilecek bir alan değildir.Sektörde uzmanların ve ilgili dernek kurum ve kuruluşların üzerinde tartışarak ortaya çıkardığı uzun dönemli plan, program ve yapılanmalara ihtiyaç vardır

5. ÖNERİLER

1. Elektrik enerjisi politikamızda öncelikle ulusal kaynaklarımız geliştirilmeli, uzun vadeli ve gerçekçi bir enerji planlaması yapılmalı ve enerjide güvenli bir gelecek kurulmalıdır.
2. Enerji çeşitliliği içerisinde öz kaynakların payını yükseltici teşvik ve uygulamalara bir an önce başlanmalıdır.
3. Konvansiyonel pulvarize kömür teknolojisi ile çalışan tüm termik santrallardan linyite dayalı termik santrallarda akışkan yatak teknolojisine öncelik verilmelidir. Güç santrallarının özelleştirilmesi sürecinde verimi düşüren, emisyonları artıran ve işletme problemleri yaratıp kullanıma hazır olma özelliğini düşüren bu teknolojinin yenilenmesi şart koşulmalı, bu üretimde çevrenin korunması ile ilgili getirilen ulusal ve uluslararası yükümlülükler karşılanmalıdır.
4. Bundan sonra kurulacak termik santralların temiz kömür teknolojileri ve kojenerasyon sistemiyle olması ve çevredeki yerleşim yerleri ile sanayinin ısı ihtiyacının buradan sağlanması teşvik edilmelidir.
5. Elektrik enerjisi talebinin sürekli,güvenilir,kaliteli ve ucuz bir şekilde sağlanması ve arz güvenilirliğinin temin edilebilmesi için sektördeki tüm yatırımların zamanında ve koordinasyon içinde programa alınması ve uygulanması sağlanmalıdır.
6. Elektrik enerjisi üretimi yatırımları üretim,iletim ve dağıtımda öncelikle mevcudun iyileştirilmesi ve rantabl işletilmesine yönelik olarak teşvik edilmelidir.
7. Yatırımın geri dönüş süresi doğal gaza göre daha uzun olan temiz,yüksek verimli ve daha düşük emisyonlu kömür teknolojileri özendirici devlet teşvikleri ile tercih edilir duruma getirilmelidir.
8. Bugüne değin uygulanan politikalarla; kuruluşlarındaki mevcut altyapılarını kaybeden,, politikacı ve enerji lobilerinin baskı alanı durumuna getirilen ,verimliliği azaltılan,bütçeleri kısılan,kalifiye personel kaybına uğrayan ,koordinasyon anlayışı yok edilen kamu kurumlarının ulusal çıkarlarımız doğrultusunda yeniden yapılandırılması hedeflenmelidir.
9. Kamu Reformu Genel Yasası,Kamu Personel Rejimi Yasası ile Enerji ile ilgili kamu kurum ve kuruluşları yeniden organize edilirken verimli ve hızlı bir işleyiş esas alınmalı ancak ulusal çıkarların korunmasına yönelik ulusal politikaların uygulanmasını zafiyete uğratacak düzenlemelerden kaçınılmalıdır.
10. Enerji dağıtım şebekesinde hızla artan kayıp ve kaçak oranının kontrol altına alınması ve azaltılması öncelikli hedef olarak ele alınmalıdır.

11. Yaklaşık 600 imalatçının bulunduğu,iç talebin % 70'ini karşılayacak şekilde üretim yapmakta olan ve ülkemiz için önemli bir sanayi kolu olan Türk Elektromekanik sanayi korunmalı ve AR-GE faaliyetleri açısından teşvik edilmelidir.
12. Enerji üretim,iletim ve dağıtım tesislerinde yerli elektromekanik teçhizatın kullanılması ve mühendislik hizmetlerinin yurtiçinden sağlanması özendirilmelidir.
13. “Enerjide tasarruf “ve “sanayide kullanılan enerjide verimlilik” çalışmalarına daha fazla önem verilmelidir.Tasarruf bilincinin oluşturulması için eğitimden uygulamaya kadar sürekli ve etkili çalışmalar yapılmalı,bu konuda çaba gösteren vakıf,dernek,kurum ve kuruluşlar desteklenmelidir.
14. Elektrik enerjisi fiyatlandırma politikaları gözden geçirilerek enerji tarifelerindeki sektör dışı vergi ve fonlar kaldırılmalıdır.
15. Linyit üzerinden alınan KDV(%17) azaltılmalı,yerli kömür üretimi alanındaki vergiler kaldırılarak rezervlerin değerlendirilmesi teşvik edilmelidir.
16. Sanayi elektriği fiyatları “Ulusal Bir Elektrik Enerjisi Politikası” çerçevesinde atılacak adımlarla hızla aşağıya çekilmeli ve ulusal sanayimize daha ucuz üretim ve rekabet şansı yaratılmalıdır.
17. Toplam 6000 MW ‘lık kurulu güç potansiyeline sahip olan Küçük Hidroelektrik Santral’lerin yapımı ve işletmesine özel sektörün ilgisi çekilmeli ,çeşitli uygulamalarla yatırımlar teşvik edilmeli ,Yap İşlet Devret Modeli ile yapımı süren projelere hazine garantisi devam etmelidir.Bu koşullar altında bu santrallerin büyük bir bölümünün 2007-2010 yılında işletmeye alınabileceği gözardı edilmemelidir
18. DSI Yatırım programında yer alan ve Kurulu gücü 1400 MW,yıllık ortalama enerjisi yaklaşık 5 milyar kWh olan Deriner,Borçka,Muratlı ve Ermenek barajları için tahsis edilen ve kullanıma hazır hale getirilen krediler kullanılmalı ve kısa zamanda devreye girebilecek bu projeler gecikmeden işletmeye alınmalıdır.
19. DSI tarafından 450 milyon \$ yatırım yapılarak barajları bitirilen ve geriye sadece 50 milyon \$ lık santral imalatları kalan Obruk ve Uzunçayır projeleri bir an önce tamamlanmalıdır. Kaynak aktarılması halinde bir yılda tamamlanabilecek bu projelerden yılda 800 milyon kWh ,yaklaşık 50 milyon \$ tutarında enerji üretilmektedir.Bu enerji halen dışa bağımlı ve daha pahalı olarak doğalgaz santrallerinden üretilmektedir.
20. Uluslararası İkili İşbirliği Çerçevesinde kredili olarak DSI’ce programlanan ve henüz inşaatına geçilmeyen ,yıllık ortalama üretimi 20.2 milyar KWh olan 24 adet HES bir an önce ele alınmalıdır.
21. Doğalgaz anlaşmalarında her iki tarafa da verilen gaz sevkiyatını yavaşlatma hakkı kullanılarak barajlardaki su miktarının arttığı yağışlı dönemlerde Hidroelektrik enerji üretimi arttırılmalıdır.Aksi takdirde Doğalgaz öncelikli enerji yatırımları ve bu ithal kaynakla üretim zorunluluğu, büyük maliyetli HES yatırımlarının rantablitelelerini düşürecek.Bu durum kıt kaynaklarla yapılan yatırımların verimli kullanılmaması anlamına gelecektir

22. Önümüzdeki dönemde yerli ve yenilenebilir kaynaklı enerji santrallerimizin bir yandan yapımı arttırılırken diğer yandan özellikle HES'lerin planlanan yıllık ortalama enerjilerini üretebilmeleri için planlama ve işletme çalışmalarında daha özenli olunmalıdır.
23. Rüzgar enerjisi santrallerinin yaygınlaşması amacıyla yerli üretimin geliştirilmesi için gerekli teşvik tedbirleri uygulanmalıdır
24. Sektörün gelişmesinde üniversite-sanayi işbirliği sağlanmalı,Teknopark uygulamaları Enerji Sektörünü de kapsayacak şekilde bir an önce geliştirilmelidir.
25. Yenilenebilir enerji kaynakları ile ilgili yasa bir an önce çıkartılmalıdır.
26. Elektrik enerjisi maliyetinin dünya ile rekabet edebilir duruma gelmesi , santrallerdeki ilk yatırım,işletme ve üretim maliyetlerinin belirli bir seviyede olması ve fiyatlandırma politikaları ile doğrudan ilgilidir.Ülkemiz gerek ulusal enerji güvenliğimiz gerekse ulusal sanayimiz açısından büyük sorunlar yaratan geçmiş politikaların yerine ulusal kimlikli politikaları bir an önce uygulamaya koymalıdır.Elektrik enerjisi sektöründe geçmişte alınan yanlış kararlar ve uygulanan politikalar bugünkü problemleri ve dışa bağımlılığı yaratmıştır. Bugün alınacak kararlar ve uygulanacak politikalar geleceğimiz için çok büyük önem taşımakta olup özellikle enerji alanında artık hata yapma lüksümüz kalmamıştır.

6. KAYNAKLAR

- ENİŞ Ahmet 2003 “Enerji Politikaları ile Yerli,Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları”Türkiye IV.Enerji Semp. Bildiriler Kitabı.S:161
- ÜNSAL , İstemi 2004 “Hidroelektrik Potansiyelimiz ve Enerji Politikalarımız” FORSNET Bilgi Teknolojileri ve Yayıncılık Ltd. www.stradigma.com. Ankara.
- ÖZERDEM Barış 2003 “ Türkiye’de Rüzgar Enerjisi Uygulamalarının Gelişimi ve Geleceği” DEK.TMK. Türkiye 9.Enerji Kongresi Bildiriler Kitabı Cilt:II S:167
- ALTIN;Vural 2003 “Türkiye 2003 Enerji Vizyonu”Türkiye IV. Enerji Sempozyumu Bildiriler Kitabı.TMMOB.EMO.Ankara.S:248
- ONUR Ç. TEZEL.F2003 “Zonguldak Taşkömürü Havzasının Bugünü ve Geleceği “DEK.TMK Türkiye 9. Enerji Kongresi Bildiriler Kitabı DEK. Türk Milli Komitesi. Ankara
- EROĞLU ,Veysel 2003 a. “Ülkemizin Hidroelektrik Üretim Potansiyeli ve Yakın Gelecekteki Önemi”Türkiye 9. Enerji Kongresi Bildiriler Kitabı. DEK Türk Milli Komitesi. Ankara
- EROĞLU,Veysel 2003 b. “Türkiye Enerji İhtiyaç Tahminleri ve Hidroelektrik Enerjinin Yeri” Türkiye 9. Enerji Kongresi Çağrılı Bildiriler Kitabı”. DEK Türk Milli Komitesi.Ankara
- ÖZİŞ , Ünal 1991 “ Su Kuvveti Tesislerinin Planlama Esasları”Dokuz Eylül Üniversitesi Mühendislik ve Mimarlık Fakültesi Yayını No:197 .İzmir.
- PAŞAOĞLU Salih 2004 “Başyazı” Su Dünyası Dergisi DSİ Vakfı Aylık Yayın Organı.Şubat 2004 .Sayı:7.DSİ Genel Müdürlüğü. Ankara
- EROĞLU Veysel 2003 “Ülkemizin Hidroelektrik Üretim Potansiyeli ve Yakın Gelecekte Önemi.Türkiye 9. Enerji Kongresi Bildiriler Kitabı Cilt II.DEK Türk Milli Komitesi.Eylül 2003. İstanbul.
- ERE 2001 “Türkiye’nin Hidroelektrik Potansiyelinin Yeniden Değerlendirilmesi” Teknik Rapor. ERE Müh. Müş.Ltd. Şti.2001 Ankara
- ÇALIŞKAN N.O 2003 ”Enerji Kaynaklarının Çeşitlendirilmesinde Yenilenebilir Enerji Kaynakları. Türkiye IV. Enerji Semp. Bildiriler Kitabı. TMMOB.EMO.Ankara. S:335
- CANDOĞAN Gökhan 2003 “Enerjide Yeni Dönem ve Mevcut Sorunların Değerlendirilmesi “ Türkiye IV.Enerji Semp. Bildiriler Kitabı TMMOB.EMO.Ankara.S:120

- ÖNAL Güven 2003 “21. Yüzyılın Güvenilir Enerji Kaynağı Kömür”.Türkiye 9. Enerji Kongresi Bildiriler Kitabı.DEK Türk Milli Komitesi.Ankara
- IEA 2003 International Energy Agency.Statistics Electricity Information.
- IEA 2003 “Renewables in Global Energy Supply.IEA Factsheet.2003.
- TEİAŞ APK Dairesi Başkanlığı “Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri”(Temmuz 2001
- ATEŞOK Gündüz 2003 “Enerjinin Stratejik Önemi ve Türkiye”Türkiye 9. Enerji Kongresi Bildiriler Kitabı.S:28 .DEK Türk Milli Komitesi .Ankara.
- YILMAZ.O.Ali 2003 ”Ülkemizin Enerji Sektörüne Genel Bakış.Enerji Üretiminde Kömürün Yeri ve Önemi.Türkiye IV.Enerji Sempozyumu Bildiriler Kitabı. S:33”2003 TMMOB.EMO. Ankara
- ALTAŞ.M ,ÖZKAN.H ,ÇELEBİ. E, “Enerji İstatistikleri “Türkiye 9. Enerji Kongresi. İstanbul 2003 Energy Prices and Taxes,2003 ,IEA
- DPT VII. 5 Yıllık Kalkınma Planı “Genel Enerji.” DPT.Ankara.
- ETKB (APKK-PFD) TEAŞ,TEDAŞ,EÜAŞ,DSİ,EİEİ,EPDK,TTK,DPT, İstatistikleri ve Raporları
- VEZİROĞLU.T.N 2003 “Hydrogen Energy System:A Permanent Solution to Global Problems”www.iahe.org,2003.
- DİNÇER,I 2002 “Technical,Environmental and Exercetic Aspects of Hydrogen Energy Systems”International Journal of Hydrogen Energy 27.pp.265-285,2002.
- .GOLTSOV,V.A,VEZİROĞLU,T.N2001“From Hydrojen to Hydrojen Civilization” International Journal of Hydrogen Energy 26,pp.909-915,2001.
- ÇALIŞKAN N.O 2003 ”Enerji Kaynaklarının Çeşitlendirilmesinde Yenilenebilir Enerji Kaynakları “ Türkiye IV. Enerji Sempozyumu Bildiriler Kitabı.TMMOB.EMO.Ankara. S:339
- SELÇUK.N,ARABUL.H 2000 Elektrik Enerjisinde Ulusal Politika. Ankara Sanayi Odası ve İstanbul Sanayi Odası Yayını.2000.İstanbul.
- T.C SAYIŞTAY BAŞKANLIĞI 2004 “Yap-İşlet-Devret ve Yap-İşlet Modeli Kapsamında Yaptırılan Enerji Projeleri Hakkında Sayıştay Raporu (Enerji Raporu) Özeti .www.sayistay.gov.tr.
- BASMACI,Erdoğan 2004 Enerji Darboğazı ve Hidroelektrik Santrallerimiz..DSİ Vakfı Yayını 2004.Ankara
- UĞUR,Fazilet 2003 “Elektrik Enerjisi Üretim Yatırım Planı Senaryolarının Karar Verme Analiz Modülü Kullanılarak Karşılaştırılması”DEK TMK.9.Enerji Kongresi Bildiriler Kitabı.Cilt I S:69 Ankara.
- TMMOB.EMO 2004 “Enerji Komisyonu Raporu”TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası Ankara Şubesi.Ocak 2004 .Ankara

ÖZDER, Ali.YÖRÜKOĞLU, Mustafa 2003 “Genel Enerji Politikalarının İçinde Kömürün Yeri”
Türkiye 9. Enerji Kongresi Bildiriler Kitabı. Cilt: I S:161.
DEK Türk Milli Komitesi .Ankara.

Cumhurbaşkanlığı

Devlet Denetleme Kurulu 2003 “Elektrik Enerjisi Üretim Alanında Sürdürülen YİD, Yİ ve İHD uygulamaları Hakkında Araştırma Raporu Özeti”
Temmuz 2003. www.cankaya.gov.tr/tr_html/DDK/enerji.htm
İndirme Tarihi: 14/08/2004.

ETKB-EPDK-DPT-Hazine Müsteşarlığı 2004 “Türkiye Uzun Dönem Elektrik Enerjisi Talep Çalışması Raporu” ETKB Mart 2004. Ankara.

DSİ 2002 “Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü’nün Türkiye’deki Rolü ve Önemi” DSİ Yayını.
DSİ Genel Müdürlüğü Haziran 2002 .Ankara.

TUGİAD 2003 “Türkiye’nin Enerji Sorunları ve Çözüm Önerileri” Raporu.
Türkiye Genç İşadamları Derneği 2003. İstanbul

TUGİAD 1996 “2000’li yıllara Doğru Türkiye’nin Önde Gelen Sorunlarına Yaklaşımlar: XV-ENERJİ” Türkiye Genç İşadamları Derneği Mart 1996. İstanbul

BAKAN. G, AKDAĞ. Ö, ÖZKOÇ. B 2003 “Çevresel Etki Değerlendirmesinin Önemi ve Samsun Mobil Santral Örneği” Türkiye IV. Enerji Sempozyumu Bildiriler Kitabı. TMMOB. EMO. Ankara. S:237

DEK TMK 2002 “2002 Türkiye Enerji Raporu” Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Ankara.

RAPORDA KULLANILAN KISALTMALAR

ETKB:Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
DSİ:Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü
TEİAŞ:Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
EÜAŞ:Elektrik üretim Anonim Şirketi
TEDAŞ:Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TETAŞ:Türkiye Elektrik Ticaret Anonim Şirketi
EİEİ:Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EPDK:Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
DEK TMK:Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi
TKİ:Türkiye Kömür İşletmeleri
TPAO:Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
MTA Maden Tetik Araştırma Genel Müdürlüğü
TTK:Türk Taşkömürü Kurumu Genel Müdürlüğü
BOTAŞ: Boru Hatlarıyla Petrol Taşıma A.Ş.
TAEK Türkiye Atom Enerjisi Kurumu
TÜPRAŞ: Türkiye Petrol Rafinerileri Anonim Şirketi
DPT:Devlet Planlama Teşkilatı
TEK:Mülga Türkiye Elektrik Kurumu
YİD:Yap İşlet Devret
Yİ:Yap İşlet
İHD:İşletme Hakkı Devri
KHK:Kanun Hükmündeki Kararname
TMMOB:Türk Mühendis Ve Mimar Odaları Birliği
EMO:Elektrik Mühendisleri Odası
HES:Hidroelektrik Santral
OECD: Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Organizasyonu
AB: Avrupa Birliği
TUSİAD:Türkiye Sanayici ve İşadamları Derneği
AR-GE:Araştırma ve Geliştirme
TUBİTAK:Türkiye Bilim ve Teknoloji Araştırma Kurumu
TUBİTAK-MAM: Tubitak Marmara Araştırma Merkezi
TTGV:Türkiye Teknoloji Geliştirme Vakfı

BİRİMLER

MW:Megawatt.1000 Kilowatt (Güç Birimi)
M_w:Megawatt-elektrik
MW_t:Megawatt-ısı (termal)
MWh: Megawattsaat: 1Milyon Kilowattsaat
GWh:Gigawattsaat:1 Milyar kilowattsaat
TWh:1 Trilyon Kilowattsaat
KWh:Kilowattsaat (Enerji Birimi)
Cent:1/100 \$
MTEP:Milyon Ton Petrol Eşdeğeri
TEP:Ton Petrol Eşdeğeri :10⁷ KCal..
KEP:Kilogram Petrol Eşdeğeri:10 000 KCal.
kgpe: Kilogram Petrol Eşdeğeri:10 000 KCal.